

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2015/1222**z dnia 24 lipca 2015 r.****ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi****(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 ⁽¹⁾, w szczególności jego art. 18 ust. 3 lit. b) oraz art. 18 ust. 5, a także mając na uwadze, co następuje:

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Jak najszybsze utworzenie w pełni funkcjonującego i wzajemnie połączonego wewnętrznego rynku energii ma zasadnicze znaczenie z punktu widzenia osiągnięcia celów, jakimi są utrzymanie bezpieczeństwa dostaw energii, zwiększenie konkurencyjności i zapewnienie, by wszyscy konsumenci mogli kupować energię po przystępnych cenach. Dobrze funkcjonujący rynek wewnętrzny energii elektrycznej powinien dostarczać producentom właściwych zachęt do inwestowania w nowe moce wytwórcze, w tym w energię elektryczną pochodzącą z odnawialnych źródeł energii, ze szczególnym uwzględnieniem państw członkowskich i regionów najbardziej oddalonych na unijnym rynku energii. Dobrze funkcjonujący rynek powinien również dostarczać konsumentom odpowiednich środków wspierających bardziej wydajne zużycie energii, w co wpisane jest bezpieczeństwo dostaw energii.
- (2) Bezpieczeństwo dostaw energii stanowi jeden z zasadniczych elementów bezpieczeństwa publicznego i w związku z tym jest ściśle powiązane ze sprawnym funkcjonowaniem rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz z integracją odizolowanych rynków energii elektrycznej państw członkowskich. Energia elektryczna może dotrzeć do obywateli Unii wyłącznie za pośrednictwem sieci. Funkcjonujące rynki energii elektrycznej oraz, w szczególności, sieci i inne aktywa związane z dostawami energii elektrycznej są istotne dla bezpieczeństwa publicznego, konkurencyjności gospodarczej oraz dobrobytu obywateli Unii.
- (3) W rozporządzeniu (WE) nr 714/2009 określono niedyskryminujące przepisy dotyczące warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz, w szczególności, ustanowiono przepisy dotyczące alokacji zdolności przesyłowych oraz zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w odniesieniu do połączeń wzajemnych i systemów przesyłowych mających wpływ na transgraniczne przepływy energii elektrycznej. W celu osiągnięcia rzeczywistej integracji rynku energii elektrycznej należy dokonać dalszego ujednoczenia przepisów dotyczących alokacji zdolności przesyłowych, zarządzania ograniczeniami przesyłowymi oraz obrotu energią elektryczną. W niniejszym rozporządzeniu określono zatem minimalne ujednoczone przepisy dotyczące docelowego jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego w celu zapewnienia przejrzystych ram prawnych dla efektywnego i nowoczesnego systemu alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, ułatwiającego obrót energią elektryczną w całej Unii, umożliwiającą wydajniejsze użytkowanie sieci oraz zwiększającego konkurencję z korzyścią dla konsumentów.
- (4) Aby zrealizować jednolite łączenie rynków dnia następnego i dnia bieżącego, operatorzy systemu przesyłowego (dalej „OSP”) muszą w skoordynowany sposób wyznaczyć dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe. W tym celu powinni oni ustanowić wspólny model sieci obejmujący szacunki dotyczące wytwarzania, obciążenia i stanu sieci w odniesieniu do każdej godziny. Dostępne zdolności przesyłowe należy zazwyczaj wyznaczać zgodnie z tak zwaną metodą FBA, czyli metodą uwzględniającą fakt, że energia elektryczna może przepływać różnymi drogami, i optymalizującą dostępną zdolność przesyłową w silnie współzależnych sieciach. Dostępna transgraniczna zdolność przesyłowa powinna stanowić jeden z zasadniczych parametrów wejściowych na potrzeby procesu dalszego wyznaczania, w którym kojarzy się wszystkie unijne oferty kupna i sprzedaży zgromadzone przez giełdy energii elektrycznej z uwzględnieniem dostępnej transgranicznej zdolności przesyłowej w sposób optymalny pod względem ekonomicznym. Jednolite łączenie rynków dnia następnego i dnia bieżącego gwarantuje, że energia elektryczna przepływa zwykle z obszarów niskich cen do obszarów o wysokich cenach.
- (5) Operator łączenia rynków stosuje specjalny algorytm do kojarzenia ofert kupna i sprzedaży w optymalny sposób. Wyniki wyznaczenia zdolności należy udostępniać wszystkim giełdom energii elektrycznej na zasadzie niedyskryminującej. Na podstawie wyników wyznaczenia zdolności przez operatora łączenia rynków giełdy energii elektrycznej powinny informować swoich klientów o zwycięskich ofertach kupna i sprzedaży. Następnie energię

⁽¹⁾ Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 15.

należy przesłać za pośrednictwem sieci zgodnie z wynikami wyznaczenia zdolności przez operatora łączenia rynków. Procedura jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego przebiega podobnie, z tym wyjątkiem, że w przypadku łączenia rynków dnia bieżącego należy stosować ciągły proces przez cały dzień, a nie jedno pojedyncze wyznaczenie jak w przypadku łączenia rynków dnia następnego.

- (6) Wyznaczanie zdolności przesyłowych dla przedziałów czasowych rynku dnia następnego i dnia bieżącego należy koordynować przynajmniej na poziomie regionalnym w celu zapewnienia wiarygodnego wyznaczenia zdolności przesyłowych oraz udostępnienia rynkowi optymalnych zdolności przesyłowych. Należy ustanowić metody wspólnego, regionalnego wyznaczania zdolności przesyłowych w celu określenia wymogów dotyczących danych wejściowych, podejścia dotyczącego wyznaczania oraz weryfikacji. Informacje na temat dostępnej zdolności przesyłowej należy aktualizować w sposób terminowy na podstawie najnowszych informacji za pomocą procesu efektywnego wyznaczania zdolności przesyłowych.
- (7) Istnieją dwa dopuszczalne podejścia dotyczące wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych: podejście FBA lub podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto. Podejście FBA należy stosować jako podejście podstawowe w przypadku wyznaczania zdolności przesyłowej dnia następnego i dnia bieżącego, jeżeli transgraniczne zdolności przesyłowe między poszczególnymi obszarami rynkowymi są wysoce współzależne. Podejście FBA należy wprowadzić dopiero po konsultacji z uczestnikami rynku i zapewnieniu im wystarczającego czasu na przygotowanie się, tak aby umożliwić płynne przejście na te podejście. Podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto należy stosować wyłącznie w regionach, w których transgraniczne zdolności przesyłowe są mniej współzależne, i gdzie można wykazać, że podejście FBA nie wnosi żadnej wartości dodanej.
- (8) Należy ustanowić wspólny model sieci do celów łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, reprezentujący wzajemnie połączony europejski system umożliwiający wyznaczanie transgranicznych zdolności przesyłowych w skoordynowany sposób. Wspólny model sieci powinien obejmować model systemu przesyłowego z lokalizacją jednostek wytwórczych i jednostek dystrybucyjnych istotnych dla wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych. Terminowe przekazywanie dokładnych informacji przez każdego OSP jest niezbędne do utworzenia wspólnego modelu sieci.
- (9) Każdy OSP powinien przygotować indywidualny model sieci swojego systemu i przesłać go OSP odpowiedzialnym za połączenie tych modeli we wspólny model sieci. Indywidualne modele sieci powinny obejmować informacje pochodzące z jednostek wytwórczych i jednostek dystrybucyjnych.
- (10) OSP powinni stosować wspólny zestaw działań zaradczych, takich jak zakupy przeciwnie lub redysponowanie, aby sprostać zarówno wewnętrznym, jak i transgranicznym ograniczeniom przesyłowym. Aby ułatwić efektywniejszą alokację zdolności przesyłowych i uniknąć niepotrzebnych ograniczeń transgranicznych zdolności przesyłowych, OSP powinni koordynować stosowanie działań zaradczych przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych.
- (11) Obszary rynkowe odzwierciedlające dystrybucję podaży i popytu stanowią podstawę obrotu energią elektryczną na zasadach rynkowych i są niezbędnym warunkiem osiągnięcia pełnego potencjału metod alokacji zdolności przesyłowych, w tym metody FBA. Dlatego należy zdefiniować obszary rynkowe w taki sposób, by zapewniały efektywne zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi i ogólną efektywność rynku. Obszary te będzie można następnie modyfikować przez ich dzielenie, łączenie lub dostosowywanie granic obszaru. Obszary rynkowe powinny być takie same dla wszystkich przedziałów czasowych rynku. Przewidziany w niniejszym rozporządzeniu proces przeglądu konfiguracji obszarów rynkowych odegra istotną rolę w identyfikacji wąskich gardeł strukturalnych i pozwoli na bardziej efektywne wytyczenie obszarów rynkowych.
- (12) OSP powinni wdrożyć skoordynowane redysponowanie o znaczeniu transgranicznym lub zakupy przeciwnie na poziomie regionalnym lub wyższym. Redysponowanie o znaczeniu transgranicznym lub zakupy przeciwnie należy skoordynować z redysponowaniem lub zakupami przeciwnymi wewnątrz danego obszaru regulacyjnego.
- (13) Zdolności przesyłowe należy alokować w przedziałach czasowych rynku dnia następnego i dnia bieżącego, korzystając z metod alokacji typu *implicit*, szczególnie metod pozwalających na łączne alokowanie energii elektrycznej i zdolności przesyłowych. W przypadku jednolitego łączenia rynków dnia następnego stosowaną metodą powinny być aukcje typu *implicit*, a w przypadku jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego należy stosować ciągłą alokację typu *implicit*. Metoda aukcji typu *implicit* powinna być uzależniona od efektywnej i terminowej wymiany informacji między OSP, giełdami energii elektrycznej oraz szeregiem innych stron w celu zapewnienia efektywnej alokacji zdolności przesyłowych i efektywnego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.
- (14) Ze względów efektywności oraz w celu jak najszybszego wdrożenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego i dnia bieżącego powinny uczestniczyć, w stosownych przypadkach, istniejące podmioty działające na rynku i już wdrożone rozwiązania bez wykluczania konkurencji ze strony nowych operatorów.

- (15) Komisja we współpracy z Agencją ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (dalej „Agencja”) może utworzyć lub wyznaczyć jeden podmiot regulowany do pełnienia wspólnych funkcji operatora łączenia rynków związanych z obsługą rynkową jednolitego łączenia rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego.
- (16) Utworzenie bardziej płynnych rynków dnia bieżącego, które dają stronom możliwość zbilansowania swoich pozycji w czasie bardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego, powinno pomóc we włączeniu odnawialnych źródeł energii do unijnego rynku energii elektrycznej, a tym samym ułatwić osiągnięcie celów polityki w zakresie energii odnawialnej.
- (17) Transgraniczne zdolności przesyłowe rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego powinny być gwarantowane, by umożliwić efektywną alokację transgraniczną.
- (18) Aby miały miejsce ogólnounijne aukcje typu *implicit*, należy zapewnić ogólnounijny proces łączenia cen. Proces ten powinien być realizowany z uwzględnieniem zdolności przesyłowych i ograniczeń alokacji oraz powinien zostać zaprojektowany w sposób umożliwiający stosowanie go w całej UE lub rozszerzenie go na całą UE oraz opracowanie w przyszłości nowych rodzajów produktów.
- (19) Giełdy energii elektrycznej gromadzą oferty kupna i sprzedaży w ramach różnych przedziałów czasowych, które służą jako niezbędne dane wejściowe do wyznaczania zdolności przesyłowych w procesie łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego. W związku z powyższym przepisy dotyczące obrotu energią elektryczną zawarte w niniejszym rozporządzeniu wymagają ustanowienia ram instytucjonalnych dla giełd energii elektrycznej. Wspólne wymogi dotyczące wskazania wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej (dalej „NEMO”) i ich zadań powinny ułatwić osiągnięcie celów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 i pozwolić, by łączenie rynków dnia następnego i dnia bieżącego należycie uwzględniało rynek wewnętrzny.
- (20) Ustanowienie procesu łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego wymaga współpracy między potencjalnie konkurującymi giełdami energii elektrycznej w celu utworzenia wspólnych funkcji łączenia rynków. Dlatego też nadzór i zgodność z regułami konkurencji mają nadrzędne znaczenie w odniesieniu do tych wspólnych funkcji.
- (21) Mimo opracowania niezawodnego algorytmu kojarzenia ofert kupna i sprzedaży oraz odpowiednich procesów zabezpieczających mogą zaistnieć sytuacje, w których proces łączenia cen nie zdoła wygenerować rezultatów. W związku z tym konieczne jest zapewnienie rozwiązań rezerwowych na poziomie krajowym i regionalnym, aby zapewnić jednak możliwość alokacji zdolności przesyłowych.
- (22) Dla przedziału czasowego rynku dnia bieżącego należy wprowadzić wiarygodną wycenę zdolności przesyłowych, odzwierciedlającą ograniczenia przesyłowe, jeżeli zdolności przesyłowe są niewielkie.
- (23) Wszelkie faktycznie poniesione koszty związane z zapewnianiem gwarancji zdolności przesyłowych oraz koszty ustanawiania procesów służących zapewnieniu zgodności z niniejszym rozporządzeniem należy odzyskiwać w sposób terminowy za pomocą taryf sieciowych lub właściwych mechanizmów. NEMO, w tym sprawujący funkcje operatorów łączenia rynków, powinni mieć prawo do zwrotu poniesionych kosztów, jeżeli koszty te zostały faktycznie poniesione, są zasadne i proporcjonalne.
- (24) Zasady dotyczące podziału wspólnych kosztów jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego między NEMO a OSP z różnych państw członkowskich należy uzgodnić przed rozpoczęciem procesu realizacji w celu uniknięcia opóźnień i sporów związanych z podziałem kosztów.
- (25) Niezbędna jest współpraca między OSP, NEMO a organami regulacyjnymi, by promować stworzenie i sprawne funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, a także by zapewnić optymalne zarządzanie, skoordynowaną współpracę i właściwy rozwój techniczny unijnego systemu przesyłowego energii elektrycznej. OSP, NEMO i organy regulacyjne powinny wykorzystywać synergie powstające w wyniku projektów alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, przyczyniając się do rozwoju wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Podmioty te powinny korzystać z uzyskanych doświadczeń, stosować się do podjętych decyzji i wykorzystywać rozwiązania opracowane w ramach tych projektów.
- (26) W celu zapewnienia ścisłej współpracy między OSP, NEMO a organami regulacyjnymi należy ustanowić solidne, wiarygodne i niedyskryminujące unijne ramy zarządzania w odniesieniu do jednolitego łączenia rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego.

- (27) Cel niniejszego rozporządzenia, mianowicie ustanowienie jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, nie może zostać osiągnięty bez określonego zbioru jednolitych zasad w zakresie wyznaczania zdolności przesyłowych, zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i obrotu energią elektryczną.
- (28) Jednolite łączenie rynków dnia następnego i dnia bieżącego należy wdrażać etapami, ponieważ ramy regulacyjne obrotu energią elektryczną i fizyczna struktura sieci przesyłowej cechują się znacznymi różnicami między poszczególnymi państwami członkowskimi i regionami. Dlatego też wprowadzenie jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego wymaga stopniowego dopasowania istniejących metod wyznaczania zdolności przesyłowych, ich alokacji i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W związku z tym, jeżeli jest to konieczne, jednolite łączenie rynków dnia następnego i dnia bieżącego można wprowadzić na poziomie regionalnym jako etap pośredni.
- (29) Jednolite łączenie rynków dnia następnego i dnia bieżącego wymaga wprowadzenia ujednoliconych minimalnych i maksymalnych cen rozliczeniowych, które przyczyniają się do poprawy warunków inwestowania w celu zapewnienia bezpiecznych zdolności przesyłowych i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw w państwach członkowskich i między nimi.
- (30) Biorąc pod uwagę wyjątkowo wysoki stopień złożoności i szczegółowości warunków lub metod koniecznych do pełnej realizacji jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, OSP i NEMO powinni opracować, a organy regulacyjne powinny zatwierdzić niektóre szczegółowe warunki lub metody. Opracowanie niektórych warunków i metod przez OSP i giełdy energii elektrycznej oraz ich późniejsze zatwierdzenie przez organy regulacyjne nie może jednak opóźnić utworzenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej. W związku z tym konieczne jest ustanowienie przepisów szczególnych dotyczących współpracy między OSP, NEMO i organami regulacyjnymi.
- (31) Zgodnie z art. 8 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009⁽¹⁾, jeżeli właściwe organy regulacyjne nie są w stanie osiągnąć porozumienia dotyczącego wspólnych warunków lub metod, decyzję powinna podjąć Agencja.
- (32) Niniejsze rozporządzenie zostało opracowane w ścisłej współpracy z Agencją ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, ENTSO energii elektrycznej i zainteresowanymi podmiotami w celu przyjęcia skutecznych, zrównoważonych i proporcjonalnych przepisów w przejrzysty i partycypacyjny sposób. Zgodnie z art. 18 ust. 3 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Komisja będzie zasięgać opinii Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, ENTSO-E oraz innych zainteresowanych stron, w tym zwłaszcza NEMO, zanim zaproponuje jakiegokolwiek zmiany niniejszego rozporządzenia.
- (33) Niniejsze rozporządzenie uzupełnia załącznik I do rozporządzenia (WE) nr 714/2009 zgodnie z zasadami określonymi w art. 16 tego rozporządzenia.
- (34) Ze względu na znaczne wyzwania związane z wprowadzaniem jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego na obecnym rynku Irlandii i Irlandii Północnej, przechodzi on proces poważnego przeprojektowania. W związku z tym do wdrożenia części niniejszego rozporządzenia potrzebny jest dodatkowy czas, przy czym wprowadza się szereg przepisów przejściowych.
- (35) Środki przewidziane w niniejszym rozporządzeniu są zgodne z opinią Komitetu, o którym mowa w art. 23 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 714/2009,

PRZYJMUJE NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

TYTUŁ I

PRZEPISY OGÓLNE

Artykuł 1

Przedmiot i zakres stosowania

1. Niniejsze rozporządzenie określa szczegółowe wytyczne dotyczące alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w tym wymogi ustanowienia wspólnych metod wyznaczania wolumenów zdolności przesyłowych dostępnych równoległe między obszarami rynkowymi, kryteria umożliwiające ocenę efektywności, a także proces przeglądu do celów definiowania obszarów rynkowych.

⁽¹⁾ 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).

2. Niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do wszystkich systemów przesyłowych i połączeń wzajemnych w UE, z wyjątkiem systemów przesyłowych na wyspach, które nie są połączone z innymi systemami przesyłowymi za pomocą połączeń wzajemnych.
3. W państwach członkowskich, w których istnieje więcej niż jeden operator systemu przesyłowego, niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do wszystkich operatorów systemu przesyłowego w danym państwie członkowskim. Jeżeli operator systemu przesyłowego nie pełni funkcji odpowiadającej jednemu lub większej liczbie zobowiązań wynikających z niniejszego rozporządzenia, państwa członkowskie mogą postanowić, że obowiązek zapewniania zgodności z tymi zobowiązaniami jest przypisany do jednego określonego operatora systemu przesyłowego lub większej ich liczby.
4. Obowiązujące w UE jednolite łączenie rynków dnia następnego i dnia bieżącego może być otwarte dla podmiotów działających na rynku i OSP prowadzących działalność w Szwajcarii, pod warunkiem że w prawie krajowym tego państwa wdrożone zostały najważniejsze unijne przepisy dotyczące rynku energii elektrycznej i zawarto międzyrządowe porozumienie w sprawie współpracy w zakresie energii elektrycznej między UE a Szwajcarią.
5. Pod warunkiem spełnienia warunków określonych w ust. 4 powyżej o udziale Szwajcarii w łączeniu rynków dnia następnego i jednolitym łączeniu rynków dnia bieżącego decyduje Komisja na podstawie opinii wydanej przez Agencję. Prawa i obowiązki NEMO i OSP ze Szwajcarii, którzy przystępują do jednolitego łączenia rynków dnia następnego, muszą być zgodne z prawami i obowiązkami NEMO i OSP działających na terytorium UE, by umożliwić niezakłócone funkcjonowanie systemów jednolitego łączenia rynków dnia następnego i łączenia rynków dnia bieżącego wdrożonych na poziomie unijnym, jak również stworzyć równe warunki działania dla wszystkich zainteresowanych stron.

Artykuł 2

Definicje

Do celów niniejszego rozporządzenia zastosowanie mają definicje zawarte w art. 2 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, w art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 ⁽¹⁾ oraz w art. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE ⁽²⁾.

Ponadto zastosowanie mają następujące definicje:

- 1) „indywidualny model sieci” to zestaw danych opisujących parametry systemu elektroenergetycznego (wytwarzanie, obciążenie i topologia sieci) oraz powiązanych zasad zmiany tych parametrów podczas wyznaczania zdolności przesyłowych, sporządzony przez odpowiedzialnych OSP, które zostaną scalone z innymi indywidualnymi modelami sieci w celu stworzenia wspólnego modelu sieci;
- 2) „wspólny model sieci” to ogólnounijny zbiór danych ustalonych między różnymi OSP, opisujących główne parametry systemu elektroenergetycznego (wytwarzanie, obciążenia i topologia sieci) oraz zasad zmiany tych parametrów podczas wyznaczania zdolności przesyłowych;
- 3) „region wyznaczania zdolności przesyłowych” to region geograficzny, na którym wyznaczanie zdolności przesyłowych prowadzone jest w sposób skoordynowany;
- 4) „scenariusz” to przewidywany stan systemu elektroenergetycznego w danym przedziale czasu;
- 5) „saldo” to suma netto eksportu i importu energii elektrycznej dla każdego podstawowego okresu handlowego dla obszaru rynkowego;
- 6) „ograniczenia alokacji” to ograniczenia, których należy przestrzegać podczas alokacji zdolności przesyłowych i które są potrzebne, aby utrzymać system przesyłowy w granicach bezpieczeństwa pracy, a które nie zostały przełożone na transgraniczne zdolności przesyłowe lub są potrzebne do zwiększania efektywności alokacji zdolności przesyłowych;
- 7) „granice bezpieczeństwa pracy” to dopuszczalne granice bezpiecznej pracy sieci, takie jak ograniczenia termiczne, ograniczenia napięcia, ograniczenia prądu zwarciovego, ograniczenia częstotliwości i stabilności dynamicznej;
- 8) „podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto” to metoda wyznaczania zdolności przesyłowych oparta na zasadzie szacowania i definiowania *ex ante* maksymalnej wymiany energii między graniczącymi ze sobą obszarami rynkowymi;

⁽¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz.U. L 163 z 15.6.2013, s. 1).

⁽²⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 55).

- 9) „podejście FBA” to metoda wyznaczania zdolności przesyłowych, w której wymiany energii między obszarami rynkowymi są ograniczone współczynnikami rozprywu energii elektrycznej i dostępnymi marginesami na krytycznych elementach sieci;
- 10) „zdarzenie losowe” to zidentyfikowana i prawdopodobna lub już zaistniała usterka elementu, w tym nie tylko elementów systemu przesyłowego, ale także znaczących użytkowników sieci i elementów sieci dystrybucyjnej, jeżeli dotyczy bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego;
- 11) „podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych” to jednostka lub jednostki, którym powierzono zadanie wyznaczenia zdolności przesyłowych, działające na poziomie regionalnym lub wyższym;
- 12) „współczynnik zmiany wytwarzania” to metoda przekładania zmiany salda danego obszaru rynkowego na oszacowania zmian wytwarzania danego obszaru we wspólnym modelu sieci;
- 13) „działanie zaradcze” to wszelkie środki stosowane przez jednego lub kilku OSP w trybie nieautomatycznym lub automatycznym w celu utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu;
- 14) „margines niezawodności” to ograniczenie transgranicznych zdolności przesyłowych w celu uwzględnienia niepewności w ramach wyznaczenia zdolności przesyłowych;
- 15) „czas rynkowy” to środkowoeuropejski czas letni (CEST) lub czas środkowoeuropejski (CETI), w zależności od tego, który obowiązuje;
- 16) „dochód z ograniczeń” to dochód uzyskany w wyniku alokacji zdolności przesyłowych;
- 17) „ograniczenie rynkowe” to sytuacja, w której nadwyżki ekonomiczne dla jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego zostały ograniczone przez transgraniczne zdolności przesyłowe lub ograniczenia zdolności przesyłowych;
- 18) „ograniczenie fizyczne” to każda sytuacja sieci, w której przewidywane lub zrealizowane przepływy mocy przekraczają ograniczenia termiczne elementów sieci oraz ograniczenia w zakresie stabilności napięciowej i kątownej systemu elektroenergetycznego;
- 19) „ograniczenie strukturalne” to ograniczenie w systemie przesyłowym, które można jednoznacznie zdefiniować, jest przewidywalne, geograficznie stabilne w czasie i często powtarza się w standardowych warunkach systemu elektroenergetycznego;
- 20) „kojarzenie” to tryb obrotu handlowego, w którym zlecenia sprzedaży są przypisywane właściwym zleceniom zakupu w sposób ukierunkowany na maksymalizację nadwyżek ekonomicznych dla łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego;
- 21) „zlecenie” to zamiar zakupu lub sprzedaży energii lub zdolności przesyłowych, wyrażony przez uczestnika rynku, podlegający określonym warunkom realizacji;
- 22) „skojarzone zlecenia” to wszystkie zlecenia sprzedaży i zakupu skojarzone w oparciu o algorytm łączenia cen lub algorytm handlu ciągłego;
- 23) „wyznaczony operator rynku energii elektrycznej (NEMO)” to podmiot wyznaczony przez właściwy organ do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego lub dnia bieżącego;
- 24) „wspólna książka zleceń” to moduł w systemie łączenia w sposób ciągły rynków dnia bieżącego gromadzący wszystkie zlecenia, które można skojarzyć, od NEMO uczestniczących w jednolitym łączeniu rynków dnia bieżącego i na bieżąco przeprowadzających kojarzenie tych zleceń;
- 25) „transakcja” to jedno lub więcej skojarzonych zleceń;
- 26) „jednolite łączenie rynków dnia następnego” to proces aukcyjny, w którym złożone zlecenia są kojarzone, a jednocześnie alokowane są transgraniczne zdolności przesyłowe dla różnych obszarów rynkowych na rynku dnia następnego;
- 27) „jednolite łączenie rynków dnia bieżącego” to ciągły proces, w którym złożone zlecenia są kojarzone, a jednocześnie alokowane są transgraniczne zdolności przesyłowe dla różnych obszarów rynkowych na rynku dnia bieżącego;
- 28) „algorytm łączenia cen” to algorytm stosowany w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego w celu jednoczesnego kojarzenia zleceń i alokowania transgranicznych zdolności przesyłowych;
- 29) „algorytm handlu ciągłego” to algorytm stosowany w łączeniu w sposób jednolity rynków dnia bieżącego w celu kojarzenia zleceń i alokowania w sposób ciągły transgranicznych zdolności przesyłowych;

- 30) „funkcja operatora łączenia rynków” to funkcja kojarzenia zleceń z rynków dnia następnego i dnia bieżącego dla różnych obszarów rynkowych i przy jednoczesnej alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych;
- 31) „cena rozliczeniowa” to cena wyznaczona na podstawie skojarzenia najwyższego zaakceptowanego zlecenia sprzedaży i najniższego zaakceptowanego zlecenia zakupu na rynku energii elektrycznej;
- 32) „planowana wymiana” to planowany przesył energii elektrycznej między obszarami geograficznymi, dla każdego podstawowego okresu handlowego i dla danego kierunku;
- 33) „podmiot odpowiedzialny za wyznaczenie planowanej wymiany” to jednostka lub jednostki, której lub którym powierzono zadanie wyznaczania planowanych wymian;
- 34) „przedział czasowy rynku dnia następnego” to przedział czasowy rynku energii elektrycznej do czasu zamknięcia bramki dla rynku dnia następnego, gdzie dla każdego podstawowego okresu handlowego produkty są przedmiotem obrotu w dniu poprzedzającym dzień dostawy;
- 35) „termin gwarancji rynku dnia następnego” to termin, po upływie którego transgraniczne zdolności przesyłowe są gwarantowane;
- 36) „czas zamknięcia bramki rynku dnia następnego” to termin, do którego przyjmuje się zlecenia na rynku dnia następnego;
- 37) „przedział czasowy rynku dnia bieżącego” to przedział czasowy rynku energii elektrycznej po czasie otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego a przed czasem zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego, w którym dla danego podstawowego okresu handlowego produkty są przedmiotem obrotu przed dostawą produktów podlegających transakcji;
- 38) „czas otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego” to termin, w którym transgraniczne zdolności przesyłowe między obszarami rynkowymi są oferowane dla danego podstawowego okresu handlowego i danej granicy obszaru rynkowego;
- 39) „czas zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego” to termin, po upływie którego alokacja transgranicznych zdolności przesyłowych nie jest już dozwolona dla danego podstawowego okresu handlowego;
- 40) „moduł zarządzania zdolnościami przesyłowymi” to system zawierający aktualne informacje na temat dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych do celów alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych rynku dnia bieżącego;
- 41) „niestandardowy produkt rynku dnia bieżącego” to produkt do łączenia w sposób ciągły rynków dnia bieżącego nie dla stałych dostaw energii elektrycznej lub na okres przekraczający jeden podstawowy okres handlowy, o cechach szczególnych, zaprojektowany do odzwierciedlenia praktyk eksploatacji systemu lub potrzeb rynku; przykłady to między innymi zlecenia obejmujące wiele podstawowych okresów handlowych oraz produkty odzwierciedlające koszty rozruchu produkcji;
- 42) „kontrahent centralny” to jednostka lub jednostki, której lub którym powierzono zadanie zawierania umów z uczestnikami rynku, poprzez nowację umów wynikających z procesu kojarzenia, i organizowania transferu sald wynikających z alokacji zdolności przesyłowych z innymi kontrahentami centralnymi lub spedytorami;
- 43) „spedytor” to jednostka lub jednostki, której lub którym powierzono zadanie transferu sald między różnymi kontrahentami centralnymi;
- 44) „gwarancja” to gwarancja, że transgraniczne zdolności przesyłowe pozostaną niezmienione oraz że w przypadku ich zmiany wypłacone zostanie odszkodowanie;
- 45) „siła wyższa” to wszelkie nieprzewidywalne lub wyjątkowe wydarzenia lub sytuacje pozostające poza zasadną kontrolą OSP i niewynikające z zaniedbań tego OSP, których nie można uniknąć lub rozwiązać poprzez racjonalne przewidywanie i staranność, których nie można rozwiązać środkami, które z technicznego, finansowego lub ekonomicznego punktu widzenia są zasadnie możliwe dla OSP, które faktycznie miały miejsce i mogą być obiektywnie zweryfikowane i które uniemożliwiają OSP, okresowo lub na stałe, wypełnienie zobowiązań zgodnie z niniejszym rozporządzeniem;
- 46) „nadwyżka ekonomiczna dla jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego” to suma:
(i) nadwyżek dostawców dla jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego dla odpowiedniego okresu; (ii) nadwyżek konsumentów dla jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego; (iii) dochodu z ograniczeń; oraz (iv) innych powiązanych kosztów i korzyści, jeżeli zwiększają one efektywność ekonomiczną dla odpowiedniego okresu; nadwyżka dostawców i konsumentów stanowi różnicę między przyjętymi zleceniami a ceną rozliczeniową jednostki energii pomnożoną przez wolumen energii elektrycznej zleceń.

Artykuł 3

Cele współpracy w zakresie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi

Celem niniejszego rozporządzenia jest:

- a) wspieranie efektywnej konkurencji w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, obrotu energią elektryczną i dostaw energii elektrycznej;
- b) zapewnienie optymalnego wykorzystania infrastruktury przesyłowej;
- c) zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu;
- d) optymalizacja wyznaczania i alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych;
- e) zapewnienie sprawiedliwego i niedyskryminującego traktowania OSP, NEMO, Agencji, organów regulacyjnych i uczestników rynku;
- f) zapewnienie i zwiększenie przejrzystości i wiarygodności informacji;
- g) przyczynianie się do efektywnej, długoterminowej eksploatacji i rozwoju europejskiego systemu przesyłowego energii elektrycznej i sektora energii elektrycznej w UE;
- h) uwzględnienie konieczności zapewnienia sprawiedliwego i uporządkowanego rynku oraz sprawiedliwego i prawidłowego kształtowania cen;
- i) stworzenie równych warunków działania dla NEMO;
- j) zapewnienie niedyskryminacyjnego dostępu do transgranicznych zdolności przesyłowych.

Artykuł 4

Wyznaczenie NEMO i odwołanie ich wyznaczenia

1. Każde państwo członkowskie połączone siecią energetyczną z obszarem rynkowym innego państwa członkowskiego zapewnia wyznaczenie w terminie czterech miesięcy od daty wejścia w życie niniejszego rozporządzenia co najmniej jednego NEMO do przeprowadzania jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego. W tym celu krajowi i zewnętrzni operatorzy rynku mogą zostać wezwani do ubiegania się o wyznaczenie na NEMO.
2. Każde zainteresowane państwo członkowskie zapewnia wyznaczenie co najmniej jednego NEMO w każdym obszarze rynkowym na swoim terytorium. NEMO wyznacza się na początkowy okres czterech lat. Z wyjątkiem przypadków, w których ma zastosowanie art. 5 ust. 1, państwa członkowskie umożliwiają składanie wniosków o wyznaczenia na NEMO co najmniej raz w roku.
3. O ile państwa członkowskie nie przewidziały inaczej, organy regulacyjne są organami wyznaczającymi odpowiedzialnymi za wyznaczenie NEMO, za monitorowanie spełnienia wymogów wyznaczenia, a w przypadku krajowych monopoli prawnych, za zatwierdzanie opłat pobieranych przez NEMO lub metod wyznaczania opłat pobieranych przez NEMO. Państwa członkowskie mogą ustalić, że organami wyznaczającymi są organy inne niż organy regulacyjne. W tych okolicznościach państwa członkowskie zapewniają, aby organ wyznaczający posiadał takie same prawa i obowiązki jak prawa i obowiązki, które posiadają organy regulacyjne w celu skutecznego wykonywania ich zadań.
4. Organ wyznaczający ocenia, czy kandydaci na NEMO spełniają kryteria określone w art. 6. Te same kryteria mają zastosowanie niezależnie od tego, czy wyznacza się jednego NEMO czy większą ich liczbę. Przy podejmowaniu decyzji na temat wyznaczenia NEMO należy unikać wszelkiego rodzaju dyskryminacji między kandydatami, zwłaszcza między kandydatami krajowymi i zewnętrznymi. Jeżeli organ wyznaczający nie jest organem regulacyjnym, organ regulacyjny wydaje opinię co do zakresu, w jakim wnioskodawca ubiegający się o wyznaczenie spełnia wymogi wyznaczenia określone w art. 6. Wyznaczenie NEMO może zostać odrzucone jedynie w przypadku, gdy wymogi wyznaczenia określone w art. 6 nie zostały spełnione lub zgodnie z art. 5 ust. 1.
5. NEMO wyznaczony w jednym państwie członkowskim ma prawo oferować usługi obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego z dostawą do innego państwa członkowskiego. Przepisy dotyczące obrotu energią w państwie członkowskim, do którego energia jest dostarczana, mają zastosowanie bez potrzeby wyznaczenia danego NEMO na NEMO w tym państwie członkowskim. Organy wyznaczające monitorują wszystkich NEMO dokonujących

jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub rynków dnia bieżącego w swoich państwach członkowskich. Zgodnie z art. 19 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 organy wyznaczające zapewniają przestrzeganie niniejszego rozporządzenia przez wszystkich NEMO dokonujących jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub rynków dnia bieżącego w swoim państwie członkowskim, bez względu na to, gdzie wyznaczono NEMO. Organy odpowiedzialne za wyznaczenie i monitorowanie NEMO oraz egzekwowanie wykonywania przez nie zadań wymieniają informacje niezbędne dla skutecznego nadzoru nad działalnością NEMO.

Wyznaczony NEMO musi powiadomić organ wyznaczający innego państwa członkowskiego, jeżeli zamierza dokonać jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub rynków dnia bieżącego w danym państwie członkowskim dwa miesiące przed rozpoczęciem operacji.

6. Na zasadzie odstępstwa od przepisów ust. 5 niniejszego artykułu państwo członkowskie może odrzucić usługi obrotu energią świadczone przez NEMO wyznaczonego w innym państwie członkowskim, jeżeli:

- a) istnieje krajowy monopol prawny w odniesieniu do usług obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w danym państwie członkowskim lub obszarze rynkowym państwa członkowskiego, w którym dostawa ma miejsce zgodnie z art. 5 ust. 1; lub
- b) państwo członkowskie, w którym ma miejsce dostawa może wykazać, że występują przeszkody techniczne dla dostawy do tego państwa członkowskiego energii elektrycznej nabywanej na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego z wykorzystaniem NEMO wyznaczonych w innym państwie członkowskim, związane z koniecznością zapewnienia realizacji celów niniejszego rozporządzenia przy jednoczesnym utrzymaniu bezpieczeństwa pracy; lub
- c) przepisy dotyczące obrotu energią w państwie członkowskim nie są zgodne z dostawą do tego państwa członkowskiego energii elektrycznej nabywanej na podstawie usług obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego świadczonych przez NEMO wyznaczonego w innym państwie członkowskim; lub
- d) NEMO jest krajowym monopolem prawnym zgodnie z art. 5 w państwie członkowskim, w którym został wyznaczony.

7. W przypadku decyzji o odrzuceniu transgranicznych usług obrotu energią z dostawą w innym państwie członkowskim państwo członkowskie dokonujące dostawy powiadamia o swojej decyzji NEMO i organ wyznaczający państwa członkowskiego, w którym wyznaczono NEMO, a także Agencję i Komisję. Odmowę należy uzasadniać. W przypadkach określonych w ust. 6 lit. b) i c), w decyzji o odrzuceniu usług obrotu energią z dostawą w innym państwie członkowskim określa się również sposób i termin, w którym przeszkody techniczne dla obrotu energią zostaną usunięte lub krajowe przepisy dotyczące obrotu energią zostaną dostosowane w celu uzyskania zgodności z usługami obrotu energią z dostawą w innym państwie członkowskim. Organ wyznaczający państwa członkowskiego odrzucającego te usługi obrotu energią analizuje decyzję i publikuje opinię na temat sposobu usunięcia przeszkód dla usług obrotu energią lub wprowadzenia zgodności między usługami obrotu energią a przepisami w zakresie obrotu.

8. Państwo członkowskie, w którym wyznaczono NEMO, zapewnia cofnięcie wyznaczenia, jeśli NEMO przestaje spełniać kryteria określone w art. 6 i nie jest w stanie przywrócić zgodności w ciągu sześciu miesięcy od otrzymania powiadomienia o takim uchybieniu od organu wyznaczającego. W przypadku gdy organ regulacyjny nie jest odpowiedzialny za wyznaczenie NEMO i monitorowanie jego działalności, muszą być z nim przeprowadzone konsultacje w sprawie odwołania. Organ wyznaczający powiadamia, jednocześnie z powiadomieniem NEMO, również organy wyznaczające innych państw członkowskich, w których NEMO prowadzi działalność, o jego niezachowaniu zgodności.

9. Jeżeli organ wyznaczający państwa członkowskiego uzna, że NEMO działający, ale niewyznaczony w jego państwie nie spełnia kryteriów określonych w art. 6 odnośnie do jego działalności w tym państwie, musi powiadomić NEMO o jego niezachowaniu zgodności. Jeżeli NEMO nie przywróci zgodności w terminie trzech miesięcy od powiadomienia, organ wyznaczający może zawiesić prawo do oferowania usług obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w tym państwie członkowskim do czasu przywrócenia przez NEMO zgodności. Organ wyznaczający powiadamia organ wyznaczający państwa członkowskiego, w którym NEMO został wyznaczony, Agencję i Komisję.

10. Organ wyznaczający powiadamia Agencję o wyznaczeniu i cofnięciu wyznaczenia NEMO. Na swojej stronie internetowej Agencja prowadzi wykaz wyznaczonych NEMO, ich statusu i miejsca prowadzenia działalności.

Artykuł 5

Wyznaczenie NEMO w przypadku istnienia krajowego monopolu prawnego w odniesieniu do usług obrotu energią

1. Jeżeli w momencie wejścia w życie niniejszego rozporządzenia w państwie członkowskim lub w obszarze rynkowym państwa członkowskiego istnieje już krajowy monopol prawny w odniesieniu do usług obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, który wyklucza wyznaczenie więcej niż jednego NEMO, wówczas zainteresowane państwo członkowskie musi w ciągu dwóch miesięcy od daty wejścia w życie niniejszego rozporządzenia powiadomić o tym fakcie Komisję i może odmówić wyznaczenia więcej niż jednego NEMO na obszar rynkowy.

W przypadku gdy większa liczba wnioskodawców ubiega się o wyznaczenie na jedyne NEMO, zainteresowane państwo członkowskie wyznacza tego wnioskodawcę, który najlepiej spełnia kryteria określone w art. 6. Jeżeli państwo członkowskie odmawia wyznaczenia więcej niż jednego NEMO na obszar rynkowy, właściwy organ krajowy ustala lub zatwierdza pobierane przez NEMO opłaty z tytułu obrotu na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego z wystarczającym wyprzedzeniem przed ich wejściem w życie lub określa metody ich obliczania.

Zgodnie z art. 4 ust. 6 zainteresowane państwo członkowskie może także odrzucić transgraniczne usługi obrotu energią oferowane przez NEMO wyznaczonego w innym państwie członkowskim; jednak ochrona istniejących giełd energii elektrycznej przed niekorzystnymi skutkami ekonomicznymi wynikającymi z konkurencji nie stanowi uzasadnionego powodu odrzucenia.

2. Do celów niniejszego rozporządzenia uznaje się, że krajowy monopol prawny ma miejsce wtedy, gdy prawo krajowe przewiduje wyraźnie, że nie więcej niż jeden podmiot w państwie członkowskim lub w obszarze rynkowym państwa członkowskiego może świadczyć usługi obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego.

3. Dwa lata od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia Komisja przekazuje sprawozdanie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie zgodnie z art. 24 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 z postępów w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego i jednolitym łączeniu rynków dnia bieżącego w państwach członkowskich, ze szczególnym uwzględnieniem rozwoju konkurencji między poszczególnymi NEMO. Na podstawie tego sprawozdania i jeżeli Komisja uzna, że nie jest uzasadniona kontynuacja krajowych monopolów prawnych lub kontynuacja odmowy przez państwo członkowskie umożliwienia transgranicznego obrotu energią przez NEMO wyznaczonego w innym państwie członkowskim, Komisja może rozważyć wprowadzenie odpowiednich środków prawnych lub innych stosownych środków w celu dalszego zwiększenia konkurencji i obrotu między państwami członkowskimi i w ich obrębie. W sprawozdaniu Komisja zawiera również ocenę zarządzania w odniesieniu do jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego ustanowionego na mocy niniejszego rozporządzenia, ze szczególnym uwzględnieniem przejrzystości funkcji operatora łączenia rynków realizowanych wspólnie przez NEMO. Na podstawie tego sprawozdania i jeżeli Komisja uzna, że występuje dwuznaczność dotycząca wykonywania monopolistycznych funkcji operatora łączenia rynków i innych zadań NEMO, Komisja może rozważyć wprowadzenie odpowiednich środków prawnych lub innych stosownych środków w celu dalszego zwiększenia przejrzystości i efektywnego funkcjonowania jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego.

Artykuł 6

Kryteria wyznaczenia NEMO

1. Wnioskodawca jest wyznaczany na NEMO, wyłącznie jeżeli spełnia wszystkie poniższe kryteria:
 - a) zakontraktował lub kontraktuje odpowiednie zasoby na potrzeby wspólnego, skoordynowanego i zgodnego przeprowadzenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego, w tym zasoby konieczne do pełnienia funkcji NEMO, środki finansowe, niezbędną technologię informacyjną, infrastrukturę techniczną i procedury operacyjne, lub przedstawia dowód, że jest w stanie udostępnić te zasoby w uzasadnionym okresie przygotowawczym przed podjęciem swoich obowiązków zgodnie z art. 7;
 - b) jest w stanie zagwarantować uczestnikom rynku otwarty dostęp do informacji dotyczących zadań NEMO zgodnie z art. 7;
 - c) jest opłacalny w odniesieniu do jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, a w jego wewnętrznej rachunkowości prowadzone są oddzielne rachunki dla funkcji operatora łączenia rynków i pozostałych operacji w celu uniemożliwienia subsydiowania skrośnego;
 - d) posiada odpowiedni stopień rozdziału działalności gospodarczej od innych uczestników rynku;
 - e) jeżeli został wyznaczony jako krajowy monopol prawny w odniesieniu do usług obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w państwie członkowskim, nie wykorzystuje opłat określonych w art. 5 ust. 1 do finansowania swojej działalności w zakresie obrotu energią na rynkach dnia następnego lub dnia bieżącego w państwie członkowskim innym niż państwo członkowskie, w którym pobrano takie opłaty;
 - f) jest w stanie traktować wszystkich uczestników rynku w sposób niedyskryminujący;
 - g) wprowadził odpowiednie mechanizmy w zakresie nadzoru rynku;
 - h) zawarł odpowiednie umowy o przejrzystości i poufności z uczestnikami rynku i OSP;

- i) jest w stanie świadczyć niezbędne usługi rozliczeniowo-rozrachunkowe;
 - j) jest w stanie wdrożyć niezbędne systemy łączności oraz procedury do celów koordynacji z OSP państwa członkowskiego.
2. Kryteria wyznaczenia określone w ust. 1 stosuje się w taki sposób, by konkurencja między NEMO odbywała się w sprawiedliwy i niedyskryminujący sposób.

Artykuł 7

Zadania NEMO

1. NEMO działają w charakterze podmiotu działającego na rynkach krajowych lub regionalnych w celu dokonania, we współpracy z OSP, jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego. Ich zadania obejmują otrzymywanie zleceń od uczestników rynku, ponoszenie ogólnej odpowiedzialności za kojarzenie i przydzielanie zleceń zgodnie z wynikami jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, publikację cen oraz prowadzenie rozrachunków i rozliczeń zawartych kontraktów wynikających z transakcji zgodnie z odpowiednimi umowami z uczestnikami oraz przepisami.

W zakresie jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego NEMO są w szczególności odpowiedzialni za następujące zadania:

- a) realizacja funkcji operatora łączenia rynków określonych w ust. 2 w porozumieniu z innymi NEMO;
 - b) wspólne ustanowienie wymogów w odniesieniu do jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, wymogów dotyczących funkcji operatora łączenia rynków i algorytmu łączenia cen w zakresie wszystkich kwestii związanych z funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej zgodnie z ust. 2 niniejszego artykułu oraz art. 36 i 37;
 - c) ustalanie maksymalnych i minimalnych cen zgodnie z art. 41 i 54;
 - d) anonimizacja i wymiana informacji dotyczących otrzymanych zleceń koniecznych do wykonywania funkcji operatora łączenia rynków określonych w ust. 2 niniejszego artykułu oraz art. 40 i 53;
 - e) ocena wyników uzyskanych przez podmioty pełniące funkcje operatora łączenia rynków określone w ust. 2 niniejszego artykułu, przydzielanie zleceń na podstawie tych wyników, zatwierdzanie tych wyników jako ostateczne w przypadku uznania ich za poprawne oraz ponoszenie za nie odpowiedzialności zgodnie z art. 48 i 60;
 - f) informowanie uczestników rynku o wynikach ich zleceń zgodnie z art. 48 i 60;
 - g) działanie w charakterze kontrahentów centralnych do celów dokonywania rozliczeń i rozrachunku wymiany energii wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego zgodnie z art. 68 ust. 3;
 - h) ustanowienie wspólnie z innymi właściwymi NEMO i OSP procedur zabezpieczających w odniesieniu do funkcjonowania rynku krajowego lub regionalnego zgodnie z art. 36 ust. 3, jeżeli nie są dostępne żadne wyniki uzyskane przez podmioty pełniące funkcje operatora łączenia rynków zgodnie z art. 39 ust. 2, z uwzględnieniem procedur rezerwowych przewidzianych w art. 44;
 - i) wspólne przedstawianie właściwym organom regulacyjnym i OSP prognoz kosztów i informacji dotyczących kosztów jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, jeżeli koszty poniesione przez NEMO z tytułu ustanowienia, zmiany i dokonywania jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego mają zostać pokryte z wkładu zainteresowanego OSP zgodnie z art. 75–77 i art. 80;
 - j) w stosownych przypadkach, zgodnie z art. 45 i 57, koordynacja wraz z OSP w celu ustanowienia mechanizmów dotyczących więcej niż jednego NEMO w ramach obszaru rynkowego i dokonania jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego zgodnie z zatwierdzonymi ustaleniami.
2. NEMO pełnią funkcje operatorów łączenia rynków wspólnie z innymi NEMO. Funkcje te obejmują:
- a) opracowanie i utrzymywanie algorytmów, systemów i procedur w odniesieniu do jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z art. 36 i 51;
 - b) przetwarzanie danych wejściowych dotyczących transgranicznych zdolności przesyłowych i ograniczeń alokacji pochodzących od podmiotów odpowiedzialnych za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zgodnie z art. 46 i 58;

- c) wykonywanie algorytmów łączenia cen i handlu ciągłego zgodnie z art. 48 i 60;
- d) weryfikację i przesyłanie NEMO wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z art. 48 i 60.

3. W terminie ośmiu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy NEMO przedkładają wszystkim organom regulacyjnym i Agencji plan, w którym określają sposób wspólnego ustanowienia i pełnienia funkcji operatora łączenia rynków określonych w ust. 2, w tym niezbędne projekty umów między NEMO i z podmiotami trzecimi. Plan ten obejmuje szczegółowy opis i proponowane ramy czasowe realizacji, które nie mogą być dłuższe niż 12 miesięcy, oraz opis przewidywanego wpływu warunków lub metod na ustanowienie i pełnienie funkcji operatora łączenia rynków określonych w ust. 2.

4. Współpraca między NEMO jest ściśle ograniczona do minimum niezbędnego w celu efektywnego i bezpiecznego projektowania, dokonywania i funkcjonowania łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego. Wspólne pełnienie funkcji operatora łączenia rynków opiera się na zasadzie niedyskryminacji i gwarantuje, że żaden NEMO nie może czerpać nieuzasadnionych korzyści gospodarczych z uczestniczenia w pełnieniu funkcji operatora łączenia rynków.

5. Agencja monitoruje postępy NEMO w ustanawianiu i pełnieniu funkcji operatora łączenia rynków, w szczególności w odniesieniu do ram umownych i regulacyjnych oraz gotowości technicznej do pełnienia funkcji operatora łączenia rynków. W terminie dwunastu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia Agencja zgłasza Komisji, czy postępy w ustanawianiu i realizacji jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego są satysfakcjonujące.

Agencja może w dowolnym momencie dokonać oceny skuteczności i efektywności ustanowienia i pełnienia funkcji operatora łączenia rynków. Jeżeli ocena ta wykaże, że wymogi nie są spełnione, Agencja może zalecić Komisji dalsze środki niezbędne do terminowego, skutecznego i efektywnego przeprowadzenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego.

6. Jeżeli NEMO nie przedłożą zgodnie z art. 7 ust. 3 planu ustanowienia funkcji operatora łączenia rynków, o których mowa w ust. 2 niniejszego artykułu, w odniesieniu do przedziału czasowego dnia bieżącego bądź dnia następnego, zgodnie z art. 9 ust. 4 Komisja może zaproponować zmianę niniejszego rozporządzenia, uwzględniając w szczególności wyznaczenie w miejsce NEMO europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej (ENTSO-E) lub innego podmiotu do pełnienia funkcji operatora łączenia rynków do celów jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego.

Artykuł 8

Zadania OSP związane z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego

1. W państwach członkowskich połączonych siecią energetyczną z innym państwem członkowskim wszyscy OSP uczestniczą w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego i dnia bieżącego.
2. OSP:
 - a) wspólnie ustanawiają wymogi OSP dotyczące algorytmów łączenia cen i handlu ciągłego w odniesieniu do wszystkich aspektów związanych z alokacją zdolności przesyłowych zgodnie z art. 37 ust. 1 lit. a);
 - b) wspólnie weryfikują algorytmy kojarzenia pod kątem wymogów, o których mowa w lit. a) niniejszego ustępu zgodnie z art. 37 ust. 4;
 - c) ustanawiają i przeprowadzają wyznaczanie zdolności przesyłowych zgodnie z art. 14–30;
 - d) w stosownych przypadkach ustanawiają mechanizm alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych oraz inne mechanizmy zgodnie z art. 45 i 57;
 - e) wspólnie wyznaczają i przesyłają transgraniczne zdolności przesyłowe i ograniczenia alokacji zgodnie z art. 46 i 58;
 - f) sprawdzają wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego pod względem zatwierdzonych transgranicznych zdolności przesyłowych i ograniczeń zdolności przesyłowych zgodnie z art. 48 ust. 2 i art. 52;
 - g) w stosownych przypadkach ustanawiają podmioty odpowiedzialne za wyznaczanie planowanej wymiany do celów wyznaczania i publikowania planowanych transgranicznych wymian na granicach między obszarami rynkowymi zgodnie z art. 49 i 56;

- h) uwzględniają wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z art. 39 i 52;
- i) ustanawiają i stosują procedury rezerwowe odpowiednie w odniesieniu do alokacji zdolności przesyłowych zgodnie z art. 44;
- j) przedstawiają propozycję czasu otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego i czasu zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego zgodnie z art. 59;
- k) dzielą dochód z ograniczeń według wspólnie opracowanej metody zgodnie z art. 73;
- l) w przypadkach, w których tak uzgodniono, działają w charakterze spedytorów dokonujących transferu salda zgodnie z art. 68 ust. 6.

Artykuł 9

Przyjęcie warunków lub metod

1. OSP i NEMO opracowują warunki lub metody konieczne na podstawie niniejszego rozporządzenia i w odpowiednich terminach określonych w niniejszym rozporządzeniu przedkładają je właściwym organom regulacyjnym do zatwierdzenia. W przypadku gdy wniosek dotyczący ustanowienia warunków lub metod na podstawie niniejszego rozporządzenia musi zostać opracowany i zatwierdzony przez więcej niż jednego OSP lub NEMO, uczestniczący OSP i NEMO ściśle współpracują ze sobą. OSP, przy wsparciu ENTSO-E, oraz wszyscy NEMO regularnie informują właściwe organy regulacyjne i Agencję o postępach w opracowywaniu tych warunków lub metod.

2. Podejmując decyzje na temat wniosków dotyczących ustanowienia warunków lub metod zgodnie z art. 9 ust. 6, OSP lub NEMO, jeżeli nie mogą osiągnąć konsensusu, stosują większość kwalifikowaną. Należy uzyskać większość kwalifikowaną w ramach każdej z poszczególnych kategorii głosowania OSP i NEMO. Większość kwalifikowana dotycząca wniosków zgodnie z art. 9 ust. 6 oznacza większość:

- a) OSP lub NEMO reprezentujących co najmniej 55 % państw członkowskich i
- b) OSP lub NEMO reprezentujących państwa członkowskie obejmujące co najmniej 65 % ludności Unii.

Mniejszość blokująca w odniesieniu do decyzji podejmowanych zgodnie z art. 9 ust. 6, musi obejmować OSP lub NEMO reprezentujących co najmniej cztery państwa członkowskie, w przypadku niespełnienia powyższego warunku uznaje się, że większość kwalifikowana została osiągnięta.

W przypadku decyzji podejmowanych przez OSP na podstawie art. 9 ust. 6 każdemu państwu członkowskiemu przysługuje jeden głos. W przypadku występowania na terytorium danego państwa członkowskiego więcej niż jednego OSP państwo członkowskie rozdziela uprawnienia do głosowania wśród OSP.

W przypadku decyzji podejmowanych przez NEMO na podstawie art. 9 ust. 6 każdemu państwu członkowskiemu przysługuje jeden głos. Każdy NEMO dysponuje liczbą głosów równą liczbie państw członkowskich, w których jest wyznaczony. W przypadku wyznaczenia na terytorium danego państwa członkowskiego więcej niż jednego NEMO państwo członkowskie rozdziela uprawnienia do głosowania wśród NEMO, uwzględniając wielkość obrotu energią elektryczną w tym państwie członkowskim w poprzednim roku budżetowym.

3. Z wyjątkiem art. 43 ust. 1, art. 44, art. 56 ust. 1, art. 63 i art. 74 ust. 1, podejmując decyzje na temat wniosków dotyczących ustanowienia warunków lub metod zgodnie z art. 9 ust. 7, OSP decydują kwalifikowaną większością głosów, jeżeli nie mogą osiągnąć konsensusu oraz jeżeli dane regiony obejmują więcej niż pięć państw członkowskich. Należy uzyskać większość kwalifikowaną w ramach każdej z poszczególnych kategorii głosowania OSP i NEMO. Większość kwalifikowana dotycząca wniosków zgodnie z art. 9 ust. 7 oznacza większość:

- a) OSP reprezentujących co najmniej 72 % zainteresowanych państw członkowskich i
- b) OSP reprezentujących państwa członkowskie obejmujące co najmniej 65 % ludności danego regionu.

Mniejszość blokująca w odniesieniu do decyzji podejmowanych zgodnie z art. 9 ust. 7 musi obejmować co najmniej minimalną liczbę OSP reprezentujących ponad 35 % ludności uczestniczących państw członkowskich, plus OSP reprezentujących co najmniej jedno dodatkowe państwo członkowskie, w przypadku niespełnienia powyższego warunku uznaje się, że większość kwalifikowana została osiągnięta.

Podejmując decyzje na temat wniosków dotyczących warunków lub metod zgodnie z art. 9 ust. 7 w odniesieniu do regionów, w których skład wchodzi nie więcej niż pięć państw członkowskich, OSP stosują zasadę konsensu.

W przypadku decyzji podejmowanych przez OSP na podstawie art. 9 ust. 7 każdemu państwu członkowskiemu przysługuje jeden głos. W przypadku występowania na terytorium danego państwa członkowskiego więcej niż jednego OSP państwo członkowskie rozdziela uprawnienia do głosowania wśród OSP.

Podejmując decyzje na temat wniosków dotyczących warunków lub metod zgodnie z art. 9 ust. 7, NEMO stosują zasadę konsensusu.

4. Jeżeli w terminach określonych w niniejszym rozporządzeniu OSP lub NEMO nie przedłożą krajowym organom regulacyjnym wniosku dotyczącego ustanowienia warunków lub metod, przedkładają właściwym organom regulacyjnym i Agencji stosowne projekty warunków lub metod i wyjaśniają przyczyny, dla których nie osiągnięto porozumienia. Agencja informuje Komisję i, we współpracy z właściwymi organami regulacyjnymi, na wniosek Komisji bada przyczyny braku porozumienia oraz informuje o nich Komisję. Komisja podejmuje stosowne kroki w celu umożliwienia przyjęcia wymaganych warunków lub metod w terminie czterech miesięcy od daty otrzymania informacji od Agencji.

5. Każdy organ regulacyjny zatwierdza warunki lub metody stosowane do wyznaczania lub określenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, opracowane przez OSP i NEMO. Organy te są odpowiedzialne za zatwierdzanie warunków lub metod określonych w ust. 6, 7 i 8.

6. Wnioski dotyczące poniższych warunków lub metod podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne:

- a) plan dotyczący wspólnego pełnienia funkcji operatora łączenia rynków zgodnie z art. 7 ust. 3;
- b) regiony wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 15 ust. 1;
- c) metoda przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia zgodnie z art. 16 ust. 1;
- d) metoda wspólnego modelu sieci zgodnie z art. 17 ust. 1;
- e) wniosek dotyczący ujednoczonej metody wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 21 ust. 4;
- f) metoda zabezpieczająca zgodnie z art. 36 ust. 3;
- g) algorytm przedstawiony przez NEMO zgodnie z art. 37 ust. 5, w tym zbiory wymogów OSP i NEMO do celów opracowania algorytmu zgodnie z art. 37 ust. 1;
- h) produkty, które NEMO mogą uwzględnić w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego zgodnie z art. 40 i 53;
- i) maksymalne i minimalne ceny zgodnie z art. 41 ust. 1 i art. 54 ust. 2;
- j) metoda wyceny zdolności przesyłowych dnia bieżącego opracowana zgodnie z art. 55 ust. 1;
- k) propozycja czasu otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego i czasu zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego zgodnie z art. 59 ust. 1;
- l) termin gwarancji rynku dnia następnego zgodnie z art. 69;
- m) metoda podziału dochodu z ograniczeń zgodnie z art. 73 ust. 1;

7. Wnioski dotyczące poniższych warunków lub metod podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu:

- a) wspólna metoda wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 20 ust. 2;
- b) decyzje o wprowadzeniu i czasowym wstrzymaniu wprowadzenia wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA zgodnie z art. 20 ust. 2-6 oraz o wyłączeniach zgodnie z art. 20 ust. 7;
- c) metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych zgodnie z art. 35 ust. 1;
- d) wspólne metody wyznaczania planowanych wymian zgodnie z art. 43 ust. 1 i 56 ust. 1;

- e) procedury rezerwowe zgodnie z art. 44;
- f) uzupełniające aukcje regionalne zgodnie z art. 63 ust. 1;
- g) warunki zapewniania alokacji typu *explicit* zgodnie z art. 64 ust. 2;
- h) metoda podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych zgodnie z art. 74 ust. 1.

8. Poniższe warunki lub metody podlegają indywidualnemu zatwierdzeniu przez każdy organ regulacyjny lub inny właściwy organ zainteresowanego państwa członkowskiego:

- a) w stosownych przypadkach wyznaczenie i odwołanie lub zawieszenie wyznaczenia NEMO zgodnie z art. 4 ust. 2, 8 i 9;
- b) w stosownych przypadkach opłaty lub metody stosowane do obliczania pobieranych przez NEMO opłat związanych z obrotem na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z art. 5 ust. 1;
- c) propozycje poszczególnych OSP w zakresie przeglądu konfiguracji obszarów rynkowych zgodnie z art. 32 ust. 1 lit. d);
- d) w stosownych przypadkach wniosek dotyczący mechanizmu alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych oraz innych mechanizmów zgodnie z art. 45 i 57;
- e) koszty alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi zgodnie z art. 75–79;
- f) w stosownych przypadkach podział kosztów regionalnych jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z art. 80 ust. 4.

9. Wniosek dotyczący ustanowienia warunków lub metod obejmuje proponowane ramy czasowe ich wdrożenia oraz opis ich oczekiwanego wpływu na cele niniejszego rozporządzenia. Wnioski dotyczące ustanowienia warunków lub metod podlegające zatwierdzeniu przez kilka lub wszystkie organy regulacyjne przedkłada się jednocześnie Agencji i organom regulacyjnym. Na żądanie właściwych organów regulacyjnych Agencja wydaje opinię w terminie trzech miesięcy na temat wniosków dotyczących ustanowienia warunków lub metod.

10. W przypadku gdy zatwierdzenie warunków lub metod wymaga decyzji więcej niż jednego organu regulacyjnego, właściwe organy regulacyjne konsultują się ze sobą, ściśle ze sobą współpracują i prowadzą wspólną koordynację w celu osiągnięcia porozumienia. W stosownych przypadkach właściwe organy regulacyjne uwzględniają opinię Agencji. Organ regulacyjny podejmuje decyzje w zakresie przedłożonych warunków lub metod zgodnie z ust. 6, 7 i 8 w terminie sześciu miesięcy od dnia otrzymania warunków lub metod przez organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, przez ostatni zainteresowany organ regulacyjny.

11. W przypadkach, w których organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w terminie wskazanym w ust. 10, lub na ich wspólny wniosek Agencja podejmuje decyzję w sprawie przedstawionych wniosków dotyczących ustanowienia warunków lub metod w terminie sześciu miesięcy, zgodnie z art. 8 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 713/2009.

12. W przypadku gdy jeden lub większa liczba organów regulacyjnych zażąda wprowadzenia zmiany przed zatwierdzeniem warunków lub metod przedłożonych zgodnie z ust. 6, 7 i 8, odpowiedni OSP lub NEMO przedkłada wniosek dotyczący zmienionych warunków lub metod do zatwierdzenia w terminie dwóch miesięcy od daty zażądania wprowadzenia zmiany przez organy regulacyjne. Właściwe organy regulacyjne podejmują decyzję w sprawie zmienionych warunków lub metod w terminie dwóch miesięcy od daty ich przedłożenia. W przypadkach, w których właściwe organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w zakresie warunków i metod na podstawie ust. 6 i 7 w terminie dwóch miesięcy lub na ich wspólny wniosek, Agencja podejmuje decyzję w sprawie zmienionych warunków lub metod w terminie sześciu miesięcy zgodnie z art. 8 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 713/2009. Jeżeli odpowiedni OSP lub NEMO nie przedłożą wniosku dotyczącego zmienionych warunków lub metod, zastosowanie ma procedura opisana w ust. 4 niniejszego artykułu.

13. OSP lub NEMO odpowiedzialni za opracowanie wniosków dotyczących warunków lub metod lub organy regulacyjne odpowiedzialne za ich przyjęcie zgodnie z ust. 6, 7 i 8 mogą złożyć wniosek o zmianę tych warunków lub metod.

Wnioski w sprawie zmiany warunków lub metod przedkłada się do konsultacji zgodnie z procedurą określoną w art. 12 i zatwierdza zgodnie z procedurą określoną w niniejszym artykule.

14. OSP i NEMO odpowiedzialni za ustanowienie warunków i metod zgodnie z niniejszym rozporządzeniem publikują je w internecie po uzyskaniu zatwierdzenia przez właściwe organy regulacyjne lub, jeżeli takie zatwierdzenie nie jest wymagane, po ich ustanowieniu, chyba że informacje takie są uznane za poufne zgodnie z art. 13.

Artykuł 10

Bieżące zarządzanie jednolitym łączeniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego

OSP i NEMO wspólnie organizują bieżące zarządzanie jednolitym łączeniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego. Odbywają regularne narady w celu omówienia i podjęcia decyzji dotyczących bieżących zagadnień operacyjnych. OSP i NEMO zapraszają na te posiedzenia w charakterze obserwatorów przedstawicieli Agencji i Komisji oraz publikują skrócone protokoły posiedzeń.

Artykuł 11

Zaangażowanie zainteresowanych stron

Agencja, w ścisłej współpracy z ENTSO-E, organizuje zaangażowanie zainteresowanych stron w zakresie jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego oraz innych aspektów wdrażania niniejszego rozporządzenia. Obejmuje to regularne spotkania z zainteresowanymi stronami w celu zidentyfikowania problemów i zaproponowania ulepszeń, w szczególności w odniesieniu do jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego. Powyższe nie zastępuje konsultacji z zainteresowanymi stronami zgodnie z art. 12.

Artykuł 12

Konsultacje

1. OSP i NEMO odpowiedzialni za przedstawianie wniosków dotyczących ustanowienia warunków lub metod bądź ich zmian zgodnie z niniejszym rozporządzeniem konsultują się z zainteresowanymi stronami, w tym z odpowiednimi organami każdego państwa członkowskiego, w sprawie projektów wniosków dotyczących ustanowienia warunków lub metod, w przypadkach gdy zostało to jednoznacznie określone w niniejszym rozporządzeniu. Konsultacje te trwają co najmniej jeden miesiąc.

2. Wnioski dotyczące ustanowienia warunków lub metod złożone przez OSP i NEMO na poziomie unijnym są publikowane i przedkładane do konsultacji na poziomie unijnym. Wnioski złożone przez OSP i NEMO na poziomie regionalnym są przedkładane do konsultacji co najmniej na poziomie regionalnym. Strony składające wnioski na poziomie dwustronnym lub wielostronnym dokonują konsultacji co najmniej z zainteresowanymi państwami członkowskimi.

3. Podmioty odpowiedzialne za wniosek dotyczący ustanowienia warunków lub metod należy uwzględnić uwagi zainteresowanych stron wynikające z konsultacji przeprowadzonych zgodnie z ust. 1 przed jego złożeniem organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia, na żądanie zgodnie z art. 9 lub przed publikacją we wszystkich pozostałych przypadkach. We wszystkich przypadkach sporządza się i publikuje w sposób terminowy przejrzyste i wyczerpujące uzasadnienie przyczyn uwzględnienia lub nieuwzględnienia uwag będących wynikiem konsultacji w złożonym dokumencie, przed lub jednocześnie z publikacją wniosku dotyczącego ustanowienia warunków lub metod.

Artykuł 13

Obowiązki w zakresie poufności

1. Wszelkie poufne informacje otrzymywane, wymieniane lub przekazywane na podstawie niniejszego rozporządzenia podlegają warunkom tajemnicy zawodowej ustanowionym w ust. 2, 3 i 4.

2. Obowiązek zachowania tajemnicy zawodowej ma zastosowanie do każdej osoby objętej przepisami niniejszego rozporządzenia.

3. Informacje poufne uzyskane przez osoby, o których mowa w ust. 2, w trakcie wykonywania swoich obowiązków nie mogą zostać ujawnione żadnym innym osobom ani organom, bez uszczerbku dla przypadków objętych prawem krajowym, innymi przepisami niniejszego rozporządzenia bądź innymi mającymi zastosowanie przepisami prawa UE.

4. Bez uszczerbku dla przypadków objętych prawem krajowym organy regulacyjne lub osoby, które otrzymują informacje poufne na podstawie niniejszego rozporządzenia, mogą wykorzystać je wyłącznie do celów pełnienia swoich funkcji wynikających z niniejszego rozporządzenia.

TYTUŁ II

WYMOGI W ZAKRESIE WARUNKÓW I METOD DOTYCZĄCYCH ALOKACJI ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI PRZESYŁOWYMI

ROZDZIAŁ I

Wyznaczanie zdolności przesyłowych

Sekcja 1

Wymogi ogólne

Artykuł 14

Przedziały czasowe wyznaczania zdolności przesyłowych

1. Wszyscy OSP wyznaczają transgraniczne zdolności przesyłowe co najmniej dla poniższych przedziałów czasowych:

- a) dzień następny dla rynku dnia następnego;
- b) dzień bieżący dla rynku dnia bieżącego.

2. W przypadku przedziału czasowego rynku dnia następnego należy wyznaczyć poszczególne wartości transgranicznych zdolności przesyłowych dla każdego podstawowego okresu handlowego dnia następnego. W przypadku przedziału czasowego rynku dnia bieżącego należy wyznaczyć poszczególne wartości transgranicznych zdolności przesyłowych dla każdego pozostałego podstawowego okresu handlowego dnia bieżącego.

3. W przypadku przedziału czasowego rynku dnia następnego wyznaczanie zdolności przesyłowych opiera się na najnowszych dostępnych informacjach. Aktualizacja informacji w przypadku przedziału czasowego rynku dnia następnego rozpoczyna się najwcześniej o 15:00 czasu rynkowego dwa dni przed dniem dostawy.

4. Wszyscy OSP z każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych zapewniają ponowne wyznaczenie transgranicznych zdolności przesyłowych w przedziale czasowym rynku dnia bieżącego na podstawie najnowszych dostępnych informacji. W częstotliwości tego ponownego wyznaczenia uwzględnia się kwestie efektywności i bezpieczeństwa pracy.

Artykuł 15

Regiony wyznaczania zdolności przesyłowych

1. W terminie trzech miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP wspólnie opracowują wspólny wniosek dotyczący ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych. Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.

2. We wniosku, o którym mowa w ust. 1, określa się granice obszarów rynkowych przypisane OSP, którzy należą do każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych. Wniosek spełnia następujące wymogi:

- a) uwzględnia regiony określone w pkt 3.2 załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
- b) każda granica obszaru rynkowego lub dwie osobne granice obszaru rynkowego, w stosownym przypadku, między którymi istnieje połączenie wzajemne, jest przypisana do jednego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych;

- c) co najmniej dani OSP są przypisani do wszystkich regionów wyznaczania zdolności przesyłowych, w których mają granice obszaru rynkowego.
3. Regiony wyznaczania zdolności przesyłowych stosujące podejście FBA są łączone w jeden region wyznaczania zdolności przesyłowych, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
- ich systemy przesyłowe są bezpośrednio ze sobą połączone;
 - uczestniczą w tym samym obszarze jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego;
 - ich połączenie jest bardziej efektywne niż pozostawienie ich osobno. Właściwe organy regulacyjne mogą zażądać od zainteresowanych OSP przeprowadzenia wspólnej analizy kosztów i korzyści na potrzeby oceny efektywności połączenia.

Sekcja 2

Wspólny model sieci

Artykuł 16

Metoda przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia

- W terminie dziesięciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracują wspólnie wniosek dotyczący ustanowienia jednolitej metody dostarczania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia wymaganych do ustanowienia wspólnego modelu sieci, podlegający konsultacjom zgodnie z art. 12. Wniosek musi zawierać uzasadnienie żądania takich informacji w oparciu o cele niniejszego rozporządzenia.
- W ramach wniosku dotyczącego ustanowienia metody przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia określa się szczegółowo, które jednostki wytwórcze i jednostki dystrybucyjne mają obowiązek przedstawiania informacji swoim odpowiednim OSP do celów wyznaczania zdolności przesyłowych.
- We wniosku dotyczącym ustanowienia metody przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia określa się informacje, jakie mają być przekazywane OSP przez jednostki wytwórcze i jednostki dystrybucyjne. Informacje te obejmują co najmniej:
 - informacje związane z ich danymi technicznymi;
 - informacje związane z dostępnością jednostek wytwórczych i jednostek dystrybucyjnych;
 - informacje związane z harmonogramem prac jednostek wytwórczych;
 - odpowiednie dostępne informacje związane ze sposobem dysponowania jednostkami wytwórczymi.
- W ramach metody określa się terminy przedstawienia informacji, o których mowa w ust. 3, dla jednostek wytwórczych i jednostek dystrybucyjnych.
- Każdy OSP wykorzystuje i przekazuje innym OSP informacje, o których mowa w ust. 3. Informacje, o których mowa w ust. 3 lit. d), wykorzystuje się wyłącznie do celów wyznaczania zdolności przesyłowych.
- Najpóźniej dwa miesiące od zatwierdzenia przez organy regulacyjne metody przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia ENTSO-E publikuje:
 - wykaz podmiotów, które mają obowiązek przekazywać informacje do OSP;
 - wykaz informacji określonych w ust. 3, które mają być przekazane;
 - terminy przekazania informacji.

*Artykuł 17***Metoda dotycząca wspólnego modelu sieci**

1. W terminie dziesięciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP wspólnie opracowują wnioski w sprawie metody dotyczącej wspólnego modelu sieci. Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.
2. Metoda dotycząca wspólnego modelu sieci umożliwia ustanowienie wspólnego modelu sieci. Obejmuje co najmniej następujące elementy:
 - a) określenie scenariuszy zgodnie z art. 18;
 - b) określenie indywidualnych modeli sieci zgodnie z art. 19;
 - c) opis procesu łączenia indywidualnych modeli sieci w celu stworzenia wspólnego modelu sieci.

*Artykuł 18***Scenariusze**

1. Wszyscy OSP wspólnie opracowują scenariusze dla każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych, o którym mowa w art. 14 ust. 1 lit. a) i b). Wspólne scenariusze wykorzystuje się do opisanego szczegółowej sytuacji prognozowanej w odniesieniu do wytwarzania, obciążeń i topologii systemu przesyłowego we wspólnym modelu sieci.
2. Należy opracować jeden scenariusz w odniesieniu do podstawowego okresu handlowego dla przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego i dnia bieżącego.
3. Dla każdego scenariusza wszyscy OSP razem sporządzają wspólne zasady ustalania salda w każdym obszarze rynkowym i przepływu w odniesieniu do każdej linii prądu stałego. Te wspólne zasady opierają się na najlepszej prognozie salda dotyczącej każdego obszaru rynkowego i na najlepszej prognozie przepływu na każdej linii prądu stałego w odniesieniu do każdego scenariusza i uwzględniają ogólną równowagę między obciążeniem a wytwarzaniem dla unijnego systemu przesyłowego. Przy opracowywaniu scenariuszy nie może dochodzić do nieuzasadnionej dyskryminacji między wewnętrznymi a transgranicznymi wymianami zgodnie z pkt 1.7 załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

*Artykuł 19***Indywidualny model sieci**

1. W odniesieniu do każdego obszaru rynkowego i każdego scenariusza:
 - a) wszyscy OSP w obszarze rynkowym wspólnie przedstawiają jednolity indywidualny model sieci zgodny z przepisami art. 18 ust. 3; lub
 - b) każdy OSP w obszarze rynkowym przedstawia indywidualny model sieci dla swojego obszaru regulacyjnego, z uwzględnieniem połączeń wzajemnych, pod warunkiem że suma sald na obszarach regulacyjnych, z uwzględnieniem połączeń wzajemnych, obejmujących ten obszar rynkowy jest zgodna z przepisami art. 18 ust. 3.
2. Każdy indywidualny model sieci przedstawia najlepszą możliwą prognozę warunków systemów przesyłowych w odniesieniu do każdego scenariusza określonego przez OSP w momencie, w którym tworzony jest indywidualny model sieci.
3. Indywidualne modele sieci obejmują wszystkie elementy sieci systemu przesyłowego, które są stosowane w regionalnej analizie bezpieczeństwa pracy w danym przedziale czasowym.
4. Wszyscy OSP w maksymalnym stopniu harmonizują sposób tworzenia indywidualnych modeli sieci.
5. Każdy OSP przedstawia wszystkie niezbędne dane w indywidualnym modelu sieci, aby umożliwić przepływ mocy czynnej i biernej oraz analizy napięcia w warunkach ustalonych.

6. W stosownych przypadkach i za porozumieniem wszystkich OSP w ramach regionu wyznaczania zdolności przesyłowych wszyscy OSP takiego regionu przekazują sobie wzajemnie dane umożliwiające przeprowadzanie analiz napięcia i stabilności dynamicznej.

Sekcja 3

Metody wyznaczania zdolności przesyłowych

Artykuł 20

Wprowadzenie metody wyznaczania zdolności przesyłowych opartej na podejściu FBA

1. W przypadku przedziału czasowego rynku dnia następnego i przedziału czasowego rynku dnia bieżącego we wspólnych metodach wyznaczania zdolności przesyłowych stosuje się podejście FBA, chyba że spełniony został wymóg określony w ust. 7.

2. Najpóźniej 10 miesięcy od zatwierdzenia wniosku dotyczącego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 15 ust. 1 wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych składają wniosek dotyczący wspólnej metody skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych w ramach odpowiedniego regionu. Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12. Wniosek dotyczący metody wyznaczania zdolności przesyłowych opartych na regionach Europy Północno-Zachodniej i Europy Środkowo-Wschodniej określonych w pkt 3.2 lit. b) i d) załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 714/2009, a także w regionach, o których mowa w ust. 3 i 4, musi być uzupełniony o wspólne ramy do celów koordynacji i zgodności metod FBA we wszystkich regionach, które mają być opracowane zgodnie z ust. 5.

3. OSP z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych, w którym znajdują się Włochy, jak określono w pkt 3.2 lit. c) załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 714/2009, mogą, bez uszczerbku dla obowiązku określonego w ust. 1, przedłużyć termin złożenia wniosku dotyczącego wspólnej metody skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych przy użyciu podejścia FBA dla odpowiedniego regionu na podstawie ust. 2 w terminie do sześciu miesięcy po przyłączeniu się Szwajcarii do łączenia rynków dnia następnego. Wniosek nie musi zawierać granic obszarów rynkowych we Włoszech oraz między Włochami a Grecją.

4. Nie później niż sześć miesięcy po przystąpieniu wszystkich umawiających się stron Traktatu Wspólnoty Energetycznej Europy Południowo-Wschodniej do uczestnictwa w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego, OSP z co najmniej Chorwacji, Rumunii, Bułgarii i Grecji składają wspólnie wniosek dotyczący wprowadzenia wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych przy zastosowaniu podejścia FBA dla przedziału czasowego rynku dnia następnego i dnia bieżącego. We wniosku należy wskazać termin wdrożenia wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych przy zastosowaniu podejścia FBA przypadający nie później niż dwa lata po przystąpieniu umawiających się stron Traktatu Wspólnoty Energetycznej Europy Południowo-Wschodniej do uczestnictwa w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego. OSP z państw członkowskich graniczących z innymi regionami zachęca się do przyłączenia się do tych inicjatyw w celu wdrożenia wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA w tych regionach.

5. W momencie, gdy co najmniej dwa sąsiadujące ze sobą regiony w tym samym obszarze synchronicznym wdrażają metodę wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA dla przedziału czasowego rynku dnia następnego lub dnia bieżącego, do tego celu uznaje się je za jeden region, a OSP z tego regionu przedkładają w terminie sześciu miesięcy wniosek dotyczący wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA dla przedziału czasowego rynku dnia następnego lub dnia bieżącego. We wniosku należy wyznaczyć termin wdrożenia wspólnej metody wyznaczania międzyregionalnych zdolności przesyłowych nieprzekraczający 12 miesięcy po wdrożeniu podejścia FBA w tych regionach do celów powyższej metody dla przedziału czasowego rynku dnia następnego i 18 miesięcy po wdrożeniu podejścia FBA w tych regionach do celów metody dla przedziału czasowego rynku dnia bieżącego. Terminy określone w niniejszym ustępie można dostosować zgodnie z ust. 6.

Metoda w dwóch regionach wyznaczania zdolności przesyłowych, które rozpoczęły opracowywanie wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych, może być wdrożona w pierwszej kolejności przed opracowaniem wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych z jakimkolwiek dodatkowym regionem wyznaczania zdolności przesyłowych.

6. Jeżeli zainteresowani OSP są w stanie wykazać, że zastosowanie wspólnych metod wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA zgodnie z ust. 4 i 5 nie byłoby na razie bardziej efektywne przy założeniu tego samego poziomu bezpieczeństwa pracy, mogą oni wspólnie wnioskować do właściwych organów regulacyjnych o przedłużeniu terminów.

7. OSP mogą wspólnie wnioskować do właściwych organów regulacyjnych o zastosowanie podejścia opartego na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto w regionach i na granicach obszarów rynkowych niewymienionych w ust. 2–4, jeżeli zainteresowani OSP są w stanie wykazać, że stosowanie metody wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA nie byłoby na razie bardziej efektywne niż podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto przy założeniu tego samego poziomu bezpieczeństwa pracy w danym regionie.

8. Aby umożliwić uczestnikom rynku dostosowanie się do wszelkich zmian w podejściu dotyczącym wyznaczania zdolności przesyłowych, zainteresowani OSP testują nowe podejście równoległe z podejściem istniejącym i angażują uczestników rynku na co najmniej sześć miesięcy przed wdrożeniem wniosku o zmianę podejścia dotyczącego wyznaczania zdolności przesyłowych.

9. OSP każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych stosujący podejście FBA ustanawiają i udostępniają narzędzie umożliwiające uczestnikom rynku dokonanie oceny interakcji pomiędzy transgranicznymi zdolnościami przesyłowymi a transgranicznymi wymianami między obszarami rynkowymi.

Artykuł 21

Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych

1. Wniosek dotyczący wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych określonego zgodnie z art. 20 ust. 2 obejmuje co najmniej poniższe elementy dla każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych:

a) metody wyznaczania danych wejściowych na potrzeby wyznaczania zdolności przesyłowych, które obejmują następujące parametry:

- (i) metodę wyznaczania marginesu niezawodności zgodnie z art. 22;
- (ii) metody wyznaczania granic bezpieczeństwa pracy, zdarzenia losowe odnoszące się do wyznaczania zdolności przesyłowych i ograniczenia alokacji zgodnie z art. 23;
- (iii) metodę wyznaczania współczynników zmiany wytwarzania zgodnie z art. 24;
- (iv) metodę wyznaczania działań zaradczych uwzględnianych w wyznaczaniu zdolności przesyłowych zgodnie z art. 25;

b) szczegółowy opis podejścia dotyczącego wyznaczania zdolności przesyłowych, który obejmuje poniższe elementy:

- (i) model matematyczny stosowanego podejścia dotyczącego wyznaczania zdolności przesyłowych z wykorzystaniem różnych danych wejściowych dotyczących wyznaczania zdolności przesyłowych;
- (ii) zasady unikania nieuzasadnionej dyskryminacji między wewnętrznymi a transgranicznymi wymianami w celu zapewnienia zgodności z pkt 1.7 załącznika I do rozporządzenia (WE) 714/2009;
- (iii) zasady uwzględniania, w stosownych przypadkach, przydzielonych wcześniej transgranicznych zdolności przesyłowych;
- (iv) zasady dostosowania przepływu mocy na krytycznych elementach sieci lub dostosowania transgranicznych zdolności przesyłowych ze względu na działania zaradcze zgodnie z art. 25;
- (v) w przypadku podejścia FBA – model matematyczny wyznaczania współczynników rozprywu energii elektrycznej i wyznaczania dostępnych marginesów na krytycznych elementach sieci;
- (vi) w przypadku podejścia opartego na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto – zasady wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych, w tym zasady efektywnego podziału zdolności krytycznych elementów sieci w zakresie przepływu mocy między granicami różnych obszarów rynkowych;
- (vii) w przypadku gdy na przepływy mocy na krytycznych elementach sieci wpływ mają transgraniczne giełdy energii elektrycznej w różnych regionach wyznaczania zdolności przesyłowych – zasady podziału zdolności krytycznych elementów sieci w zakresie przepływu mocy między różnymi regionami wyznaczania zdolności przesyłowych w celu obsługi tych przepływów;

c) metodę weryfikacji transgranicznych zdolności przesyłowych zgodnie z art. 26.

2. W przypadku przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego metoda wyznaczania zdolności przesyłowych określa także częstotliwość, z jaką zdolności przesyłowe zostaną ponownie ocenione zgodnie z art. 14 ust. 4, z podaniem przyczyn wyboru danej częstotliwości.
3. Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych obejmuje procedurę rezerwową, w przypadku gdy początkowe wyznaczenie zdolności przesyłowych nie prowadzi do żadnych wyników.
4. Wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych stosują, w miarę możliwości, ujednolicone dane wejściowe dotyczące wyznaczania zdolności przesyłowych. Do dnia 31 grudnia 2020 r. wszystkie regiony stosują ujednoliconą metodę wyznaczania zdolności przesyłowych, która w szczególności przewiduje ujednoliconą metodę wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA oraz podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto. Ujednolicenie metody wyznaczania zdolności przesyłowych podlega ocenie efektywności dotyczącej ujednolicenia metod w oparciu o podejście FBA i metod dotyczących skoordynowanych zdolności przesyłowych netto, które zapewniają ten sam poziom bezpieczeństwa pracy. Wszyscy OSP przedkładają wszystkim organom regulacyjnym ocenę wraz z wnioskiem w sprawie przejścia na ujednoliconą metodę wyznaczania zdolności przesyłowych w terminie 12 miesięcy od wdrożenia przez co najmniej dwa regiony wyznaczania zdolności przesyłowych wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 20 ust. 5.

Artykuł 22

Metoda określania marginesu niezawodności

1. Wniosek dotyczący wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych uwzględnia metodę określania marginesu niezawodności. Metoda określania marginesu niezawodności składa się z dwóch etapów. Najpierw właściwi OSP szacują rozkład prawdopodobieństwa odchyłeń między oczekiwanymi przepływami mocy w momencie wyznaczania zdolności przesyłowych a zrealizowanymi przepływami mocy w czasie rzeczywistym. Następnie margines niezawodności oblicza się, uzyskując wartość na podstawie rozkładu prawdopodobieństwa.
2. Metoda określania marginesu niezawodności ustanawia zasady wyznaczania rozkładu prawdopodobieństwa odchyłeń między oczekiwanymi przepływami mocy w momencie wyznaczania zdolności przesyłowych a zrealizowanymi przepływami mocy w czasie rzeczywistym oraz zawiera informacje na temat niepewności, które należy uwzględnić w wyznaczeniu. Aby określić te niepewności, metoda winna uwzględniać w szczególności:
 - a) niezamierzone odchylenia fizycznych przepływów energii elektrycznej w podstawowym okresie handlowym spowodowane przez regulację przepływów energii w obrębie obszarów regulacyjnych i pomiędzy nimi w celu zachowania stałej częstotliwości;
 - b) niepewności, które mogłyby mieć wpływ na wyznaczanie zdolności przesyłowych i które mogłyby pojawiać się między przedziałem czasowym wyznaczania zdolności przesyłowych a czasem rzeczywistym, dla analizowanego podstawowego okresu handlowego.
3. W metodzie określania marginesu niezawodności OSP określają także wspólne ujednolicone zasady uzyskiwania marginesu niezawodności z rozkładu prawdopodobieństwa.
4. Na podstawie metody przyjętej zgodnie z ust. 1 OSP określają margines niezawodności, uwzględniając granice bezpieczeństwa pracy systemu i niepewności między przedziałem czasowym wyznaczania zdolności przesyłowych a czasem rzeczywistym oraz działania zaradcze dostępne po wyznaczeniu zdolności przesyłowych.
5. W odniesieniu do każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych zainteresowani OSP określają margines niezawodności dla krytycznych elementów sieci, w przypadku gdy stosuje się podejście FBA, oraz dla transgranicznych zdolności przesyłowych, w przypadku gdy stosuje się podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto.

Artykuł 23

Metody dotyczące granic bezpieczeństwa pracy systemu, zdarzeń losowych i ograniczeń alokacji

1. Każdy OSP uwzględnia granice bezpieczeństwa pracy systemu oraz zdarzenia losowe wykorzystywane w analizie bezpieczeństwa pracy systemu.

2. Jeżeli granice bezpieczeństwa pracy systemu oraz zdarzenia losowe wykorzystywane w wyznaczaniu zdolności przesyłowych różnią się od wykorzystywanych w analizie bezpieczeństwa pracy systemu, OSP opisują we wniosku dotyczącym wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych konkretną metodę i kryteria, z których skorzystali do wyznaczenia granic bezpieczeństwa pracy i zdarzeń losowych wykorzystanych w celu wyznaczenia zdolności przesyłowych.
3. Jeżeli OSP stosują ograniczenia alokacji, można je określić jedynie za pomocą:
 - a) ograniczeń, które są potrzebne do utrzymania systemu przesyłowego w ramach granic bezpieczeństwa pracy systemu i które nie mogą być przełożone efektywnie na maksymalne przepływy na krytycznych elementach sieci; lub
 - b) ograniczeń mających na celu zwiększenie nadwyżki ekonomicznej dla jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.

Artykuł 24

Metoda określania współczynników zmiany wytwarzania

1. Wniosek dotyczący wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych zawiera propozycję metody ustalania jednego wspólnego współczynnika zmiany wytwarzania w odniesieniu do każdego obszaru rynkowego i scenariusza, opracowaną zgodnie z art. 18.
2. Współczynnik zmiany wytwarzania odzwierciedla najlepszy stosunek zmiany salda danego obszaru rynkowego do określonej zmiany wytwarzania lub obciążenia we wspólnym modelu sieci. W prognozie tej wykorzystuje się w szczególności informacje uzyskane na podstawie metody przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia.

Artykuł 25

Metoda dotycząca działań zaradczych w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych

1. Mając na względzie realizację celów niniejszego rozporządzenia każdy OSP w ramach każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych indywidualnie określa dostępne działania zaradcze uwzględniane w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych.
2. Każdy OSP w obrębie każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych współpracuje z innymi OSP w tym samym regionie w zakresie wykorzystania działań zaradczych uwzględnianych w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych oraz w zakresie faktycznego stosowania tych działań w czasie rzeczywistym.
3. Aby umożliwić uwzględnienie działań zaradczych w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych, wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych uzgadniają stosowanie działań zaradczych, które wymagają działania ze strony więcej niż jednego OSP.
4. Każdy OSP zapewnia uwzględnienie działań zaradczych w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych, pod warunkiem że dostępne działania zaradcze pozostałe po wyznaczeniu, wraz z marginesem niezawodności, o którym mowa w art. 22, są wystarczające do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu.
5. Każdy OSP uwzględnia przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych bezkosztowe działania zaradcze.
6. Każdy OSP zapewnia, aby działania zaradcze uwzględnione w wyznaczaniu zdolności przesyłowych były takie same w odniesieniu do wszystkich przedziałów czasowych wyznaczania zdolności przesyłowych, z uwzględnieniem dostępności technicznej dla każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych.

Artykuł 26

Metoda weryfikacji transgranicznych zdolności przesyłowych

1. Każdy OSP weryfikuje i ma prawo skorygować transgraniczne zdolności przesyłowe dotyczące granic obszarów rynkowych OSP lub krytycznych elementów sieci przekazane przez podmioty odpowiedzialne za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zgodnie z art. 27–31.
2. W przypadku stosowania podejścia opartego na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto wszyscy OSP w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych uwzględniają w metodzie wyznaczania zdolności przesyłowych, o której mowa w art. 21, zasadę dzielenia korekty transgranicznych zdolności przesyłowych między różnymi granicami obszarów rynkowych.

3. Każdy OSP może ograniczyć transgraniczne zdolności przesyłowe w trakcie weryfikacji transgranicznych zdolności przesyłowych, o której mowa w ust. 1, ze względów bezpieczeństwa pracy systemu.
4. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych współpracuje z sąsiadującymi podmiotami odpowiedzialnymi za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych w trakcie wyznaczania zdolności przesyłowych i weryfikacji.
5. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych co trzy miesiące przedstawia wszystkim organom regulacyjnym z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych sprawozdanie ze wszystkich ograniczeń wprowadzonych w trakcie weryfikacji transgranicznych zdolności przesyłowych zgodnie z ust. 3. W sprawozdaniu tym podaje się lokalizację i wielkość ograniczenia transgranicznych zdolności przesyłowych oraz uzasadnienie wprowadzonych ograniczeń.
6. Wszystkie organy regulacyjne z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych podejmują decyzję co do publikacji całości lub części sprawozdania, o którym mowa w ust. 5.

Sekcja 4

Proces wyznaczania zdolności przesyłowych

Artykuł 27

Przepisy ogólne

1. Najpóźniej sześć miesięcy od daty podjęcia decyzji w sprawie metody przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia, o której mowa w art. 16, oraz w sprawie metody dotyczącej wspólnego modelu sieci, o której mowa w art. 17, wszyscy OSP zorganizują proces łączenia indywidualnych modeli sieci.
2. Najpóźniej cztery miesiące od daty podjęcia decyzji w sprawie metod wyznaczania zdolności przesyłowych, o których mowa w art. 20 i 21, wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych wspólnie ustanawiają podmioty odpowiedzialne za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych i określają zasady ich działania.
3. Co dwa lata wszyscy OSP z każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych, w ramach sporządzanego co dwa lata sprawozdania z wyznaczania zdolności przesyłowych i alokacji opracowanego zgodnie z art. 31, dokonują przeglądu jakości danych przedłożonych w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych.
4. Korzystając z najnowszych dostępnych informacji, wszyscy OSP regularnie, co najmniej raz w roku, dokonują przeglądu i aktualizacji:
 - a) granic bezpieczeństwa pracy systemu, zdarzeń losowych i ograniczeń alokacji wykorzystywanych do wyznaczania zdolności przesyłowych;
 - b) rozkładu prawdopodobieństwa odchylenia między przewidywanymi przepływami mocy w czasie wyznaczania zdolności przesyłowych a faktycznymi przepływami mocy w czasie rzeczywistym wykorzystywanego do wyznaczania marginesów niezawodności;
 - c) działań zaradczych uwzględnianych przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych;
 - d) stosowania metod określania współczynnika zmiany wytwarzania, krytycznych elementów sieci i zdarzeń losowych, o których mowa w art. 22–24.

Artykuł 28

Tworzenie wspólnego modelu sieci

1. W odniesieniu do każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych, o którym mowa w art. 14 ust. 1, każda jednostka wytwórcza lub jednostka dystrybucyjna podlegająca przepisom art. 16 przekazuje OSP odpowiedzialnemu za dany obszar regulacyjny dane określone w metodzie przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia, w określonych terminach.
2. Każda jednostka wytwórcza lub jednostka dystrybucyjna przekazująca informacje na podstawie art. 16 ust. 3 dostarcza możliwie jak najbardziej wiarygodny zbiór szacunków.
3. W odniesieniu do każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych każdy OSP ustanawia indywidualny model sieci w zakresie każdego scenariusza zgodnie z art. 19 w celu połączenia indywidualnych modeli sieci we wspólny model sieci.

4. Każdy OSP dostarcza OSP odpowiedzialnym za połączenie indywidualnych modeli sieci we wspólny model sieci możliwie jak najbardziej wiarygodny zbiór szacunków dla każdego indywidualnego modelu sieci.
5. W odniesieniu do każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych należy utworzyć jeden, ogólnounijny wspólny model sieci dla każdego scenariusza, o którym mowa w art. 18, przez łączenie danych wejściowych uzyskanych od wszystkich OSP stosujących proces wyznaczania zdolności przesyłowych, o którym mowa w ust. 3 niniejszego artykułu.

Artykuł 29

Regionalne wyznaczanie transgranicznych zdolności przesyłowych

1. Dla każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych każdy OSP przedstawia podmiotom odpowiedzialnym za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych i wszystkim innym OSP w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych następujące informacje: granice bezpieczeństwa pracy systemu, współczynniki zmiany wytwarzania, działania zaradcze, marginesy niezawodności, ograniczenia alokacji i wcześniej przydzielone transgraniczne zdolności przesyłowe.
2. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych przeprowadza analizę bezpieczeństwa pracy systemu, stosując granice bezpieczeństwa pracy systemu, przez wykorzystanie wspólnego modelu sieci utworzonego w odniesieniu do każdego scenariusza zgodnie z art. 28 ust. 5.
3. Przy wyznaczaniu transgranicznych zdolności przesyłowych każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych:
 - a) stosuje współczynnik zmiany wytwarzania do wyznaczenia wpływu zmian sald danego obszaru rynkowego i przepływów na liniach prądu stałego;
 - b) ignoruje krytyczne elementy sieci, na które zmiany sald danego obszaru rynkowego nie wpływają w znaczący sposób, zgodnie z metodą określoną w art. 21; oraz
 - c) zapewnia, aby wszystkie zbiory sald danego obszaru rynkowego i przepływy na liniach prądu stałego nieprzekraczające transgranicznych zdolności przesyłowych były zgodne z marginesami niezawodności i granicami bezpieczeństwa pracy systemu zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. a) ppkt (i) oraz (ii), a także uwzględnią przydzielone już transgraniczne zdolności przesyłowe zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) ppkt (iii).
4. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych optymalizuje transgraniczne zdolności przesyłowe za pomocą dostępnych działań zaradczych uwzględnianych przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. a) ppkt (iv).
5. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych stosuje zasady dotyczące podziału zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) ppkt (vi).
6. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych uwzględni model matematyczny stosowanego podejścia do wyznaczania zdolności przesyłowych, o którym mowa w art. 21 ust. 1 lit. b) ppkt (i).
7. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych, który stosuje podejście FBA:
 - a) wykorzystuje dane dotyczące granic bezpieczeństwa pracy systemu do wyznaczania maksymalnych przepływów na krytycznych elementach sieci;
 - b) używa wspólnego modelu sieci, współczynników zmiany wytwarzania i zdarzeń losowych do wyznaczania współczynników rozptyłu energii elektrycznej;
 - c) wykorzystuje współczynniki rozptyłu energii elektrycznej do wyznaczania przepływów wynikających z wcześniej przydzielonych transgranicznych zdolności przesyłowych w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych;
 - d) wyznacza przepływy na krytycznych elementach sieci w ramach każdego scenariusza (uwzględniając zdarzenia losowe) i dostosowuje je, zakładając brak transgranicznej wymiany energii elektrycznej w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych, przy zastosowaniu zasady unikania nieuzasadnionej dyskryminacji między wewnętrznymi a transgranicznymi wymianami, o której mowa w art. 21 ust. 1 lit. b) ppkt (ii);
 - e) wyznacza dostępne marginesy na krytycznych elementach sieci, uwzględniając zdarzenia losowe, które są równe maksymalnym przepływowi pomniejszonym o dostosowane przepływy, o których mowa w lit. d), marginesy niezawodności i przepływy wynikające z wcześniej przydzielonych transgranicznych zdolności przesyłowych;
 - f) dostosowuje dostępne marginesy na krytycznych elementach sieci lub współczynniki rozptyłu energii elektrycznej za pomocą dostępnych działań zaradczych, które należy uwzględnić przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych zgodnie z art. 25.

8. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych, który stosuje podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto:
- wykorzystuje wspólny model sieci, współczynniki zmiany wytwarzania i zdarzenia losowe do wyznaczania maksymalnej wymiany energii elektrycznej na granicach obszaru rynkowego, która jest równa maksymalnej wyznaczonej wymianie między dwoma obszarami rynkowymi po obu stronach granicy obszaru rynkowego z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu;
 - dostosowuje maksymalną wymianę energii elektrycznej, stosując działania zaradcze uwzględnione przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych zgodnie z art. 25;
 - dostosowuje maksymalną wymianę energii elektrycznej, stosując zasady unikania nieuzasadnionej dyskryminacji między wewnętrznymi a transgranicznymi wymianami zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) ppkt (ii);
 - stosuje zasady określone w art. 21 ust. 1 lit. b) ppkt (vi) w celu efektywnego podziału zdolności w zakresie przepływów mocy na krytycznych elementach sieci między różnymi granicami obszarów rynkowych;
 - wyznacza transgraniczne zdolności przesyłowe, które są równe maksymalnej wymianie energii elektrycznej skorygowanej o margines niezawodności i wcześniej przydzielone transgraniczne zdolności przesyłowe.
9. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych współpracuje z sąsiadującymi podmiotami odpowiedzialnymi za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych. Sąsiadujący OSP zapewniają taką współpracę, wymieniając i potwierdzając informacje w zakresie współzależności z odpowiednimi regionalnymi podmiotami odpowiedzialnymi za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych w celu wyznaczania i weryfikacji zdolności przesyłowych. Przed wyznaczeniem zdolności sąsiadujący OSP przedstawiają podmiotom odpowiedzialnym za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych informacje dotyczące współzależności. W stosownych przypadkach ocena dokładności tych informacji oraz środki naprawcze są przedstawiane w sporządzanym co dwa lata sprawozdaniu przygotowywanym zgodnie z art. 31.
10. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych określa:
- parametry FBA dla każdego obszaru rynkowego w ramach regionu wyznaczania zdolności przesyłowych, w przypadku stosowania podejścia FBA; lub
 - wartości transgranicznych zdolności przesyłowych dla każdej granicy obszaru rynkowego danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych, w przypadku stosowania podejścia opartego na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto.
11. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych przedstawia każdemu OSP w swoim regionie wyznaczania zdolności przesyłowych transgraniczne zdolności przesyłowe w celu weryfikacji zgodnie z art. 21 ust. 1 lit c).

Artykuł 30

Weryfikacja i przedstawianie transgranicznych zdolności przesyłowych

- Każdy OSP weryfikuje wyniki wyznaczania zdolności przesyłowych w danym regionie dla granic swojego obszaru rynkowego lub krytycznych elementów sieci zgodnie z art. 26.
- Każdy OSP przesyła weryfikację swoich zdolności przesyłowych i ograniczenia alokacji odpowiednim podmiotom odpowiedzialnym za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych i innym OSP z właściwych regionów wyznaczania zdolności przesyłowych.
- Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych przedstawia zweryfikowane transgraniczne zdolności przesyłowe i ograniczenia alokacji na potrzeby alokacji zdolności przesyłowych zgodnie z art. 46 i 58.

Sekcja 5

Sporządzane co dwa lata sprawozdanie z wyznaczania zdolności przesyłowych i alokacji

Artykuł 31

Sporządzane co dwa lata sprawozdanie z wyznaczania zdolności przesyłowych i alokacji

- W terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia ENTSO-E sporządzi sprawozdanie z wyznaczania zdolności przesyłowych i alokacji oraz przedłoży go Agencji.

2. Na żądanie Agencji ENTSO-E sporządza, co dwa lata, sprawozdanie z wyznaczania zdolności przesyłowych i alokacji i przedkłada go Agencji.
3. Dla każdego obszaru rynkowego, każdej granicy obszaru rynkowego i każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych sprawozdanie z wyznaczania zdolności przesyłowych i alokacji zawiera co najmniej:
 - a) zastosowane podejście dotyczące wyznaczania zdolności przesyłowych;
 - b) wskaźniki statystyczne dotyczące marginesów niezawodności;
 - c) wskaźniki statystyczne dotyczące transgranicznych zdolności przesyłowych, w tym ograniczeń alokacji w stosownych przypadkach w odniesieniu do każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych;
 - d) wskaźniki jakościowe dotyczące informacji wykorzystanych przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych;
 - e) w stosownych przypadkach – proponowane środki udoskonalające wyznaczanie zdolności przesyłowych;
 - f) w odniesieniu do regionów, w których stosuje się podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto – analizę weryfikującą, czy warunki określone w art. 20 ust. 7 są nadal spełniane;
 - g) w stosownych przypadkach wskaźniki służące ocenie i śledzeniu w perspektywie długoterminowej efektywności łączenia rynków dnia następnego i łączenia rynków dnia bieżącego, w tym także łączenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 15 ust. 3;
 - h) zalecenia dotyczące dalszego rozwoju jednolitego łączenia rynków dnia następnego i łączenia rynków dnia bieżącego, w tym dalszej harmonizacji metod, procesów i zasad zarządzania.
4. Po konsultacjach z Agencją OSP wspólnie ustalają wskaźniki statystyczne i jakościowe stosowane do celów sprawozdania. Agencja może żądać zmiany tych wskaźników przed ich uzgodnieniem przez OSP lub w trakcie ich stosowania.
5. Agencja decyduje, czy sporządzane co dwa lata sprawozdanie zostanie opublikowane w całości czy w części.

ROZDZIAŁ 2

Konfiguracja obszarów rynkowych

Artykuł 32

Przegląd istniejących konfiguracji obszarów rynkowych

1. Przegląd istniejącej konfiguracji obszarów rynkowych może zostać dokonany przez:
 - a) Agencję, zgodnie z art. 34 ust. 7;
 - b) kilka organów regulacyjnych, na podstawie zalecenia Agencji zgodnie z art. 34;
 - c) OSP z danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych wraz z wszystkimi zainteresowanymi OSP, których obszary regulacyjne, w tym połączenia wzajemne, znajdują się w obrębie obszaru geograficznego, w którym konfiguracja obszarów rynkowych jest oceniana zgodnie z ust. 2 lit. a);
 - d) jeden pojedynczy organ regulacyjny lub OSP za zgodą swojego właściwego organu regulacyjnego w odniesieniu do obszarów rynkowych w obrębie obszaru regulacyjnego OSP, jeśli konfiguracja obszarów rynkowych ma znikomy wpływ na sąsiadujące obszary regulacyjne OSP, z uwzględnieniem połączeń wzajemnych, a przegląd konfiguracji obszarów rynkowych jest konieczny, aby poprawić efektywność lub zachować bezpieczeństwo pracy systemu;
 - e) państwa członkowskie w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych.
2. W przypadku dokonania przeglądu zgodnie z ust. 1 lit. a), b), c) lub e) podmiot dokonujący przeglądu określa:
 - a) obszar geograficzny, w obrębie którego ma być oceniana konfiguracja obszarów rynkowych, i sąsiadujące obszary geograficzne, w odniesieniu do których należy uwzględnić wpływ;
 - b) uczestniczących OSP;
 - c) uczestniczące organy regulacyjne.

3. W przypadku dokonania przeglądu zgodnie z ust. 1 lit. d) zastosowanie mają następujące warunki:
 - a) obszar geograficzny, w którym ocenia się konfigurację obszarów rynkowych, ogranicza się do obszaru regulacyjnego danego OSP, z uwzględnieniem połączeń wzajemnych;
 - b) OSP z danego obszaru regulacyjnego jest jedynym OSP uczestniczącym w przeglądzie;
 - c) właściwy organ regulacyjny jest jedynym organem regulacyjnym uczestniczącym w przeglądzie;
 - d) odpowiedni OSP i organ regulacyjny przekazują odpowiednio sąsiadującym OSP i organom regulacyjnym wzajemnie uzgodnione wcześniejsze powiadomienie o przeglądzie z uzasadnieniem; oraz
 - e) określa się warunki przeglądu i publikuje wyniki przeglądu oraz wnioski dla właściwych organów regulacyjnych.
4. Proces przeglądu składa się z dwóch etapów.

- a) W pierwszym etapie OSP uczestniczący w przeglądzie konfiguracji obszarów rynkowych: opracowują metodę i założenia, które zostaną wykorzystane w procesie przeglądu; proponują alternatywne konfiguracje obszarów rynkowych na potrzeby oceny.

Wniosek dotyczący metody i założeń, a także alternatywnej konfiguracji obszarów rynkowych jest przedkładany uczestniczącym organom regulacyjnym, które mogą zażądać skoordynowanych zmian w terminie trzech miesięcy.

- b) W drugim etapie OSP uczestniczący w przeglądzie konfiguracji obszarów rynkowych:
 - (i) oceniają i porównują obecną konfigurację obszarów rynkowych i każdą alternatywną konfigurację obszarów rynkowych, stosując kryteria określone w art. 33;
 - (ii) przeprowadzają konsultacje zgodnie z art. 12 i warsztaty dotyczące propozycji alternatywnej konfiguracji obszarów rynkowych w stosunku do istniejącej konfiguracji obszarów rynkowych, w tym proponowanych terminów realizacji, chyba że konfiguracja obszarów rynkowych ma znikomy wpływ na obszary regulacyjne sąsiadujących OSP;
 - (iii) w terminie 15 miesięcy od daty podjęcia decyzji o dokonaniu przeglądu przedkładają uczestniczącym państwom członkowskim i organom regulacyjnym wspólny wniosek dotyczący utrzymania lub zmiany konfiguracji obszarów rynkowych.
- c) Po otrzymaniu wspólnego wniosku dotyczącego utrzymania lub zmiany konfiguracji obszarów rynkowych zgodnie z ppkt (iii) powyżej, uczestniczące państwa członkowskie lub, gdy zostało to przewidziane przez państwa członkowskie, organy regulacyjne w terminie sześciu miesięcy osiągnają porozumienie w sprawie wniosku dotyczącego utrzymania lub zmiany konfiguracji obszarów rynkowych.

5. NEMO lub uczestnicy rynku, na wniosek OSP, udostępniają OSP uczestniczącym w przeglądzie obszaru rynkowego informacje w celu umożliwienia im oceny konfiguracji obszarów rynkowych. Informacje te wymieniane są wyłącznie między uczestniczącymi OSP i jedynie w celu przeprowadzenia oceny konfiguracji obszarów rynkowych.

6. Inicjatywa przeprowadzenia przeglądu konfiguracji obszarów rynkowych i jej wyniki są publikowane przez ENTSO-E lub, jeśli przegląd został dokonany na podstawie ust. 1 lit. d), przez uczestniczącego OSP.

Artykuł 33

Kryteria przeglądu konfiguracji obszarów rynkowych

1. Jeżeli przegląd konfiguracji obszarów rynkowych jest przeprowadzany na podstawie art. 32, uwzględnia się co najmniej następujące kryteria:
 - a) w odniesieniu do bezpieczeństwa sieci:
 - (i) zdolność konfiguracji obszarów rynkowych do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu i bezpieczeństwa dostaw energii;
 - (ii) zakres niepewności w wyznaczaniu transgranicznych zdolności przesyłowych;

- b) w odniesieniu do ogólnej efektywności rynku:
- (i) każdy wzrost lub spadek efektywności ekonomicznej wynikający ze zmiany;
 - (ii) efektywność rynku, w tym co najmniej koszty zapewniania gwarancji zdolności przesyłowych, płynność rynku, koncentrację na rynku i władzę rynkową, ułatwienie efektywnej konkurencji, sygnały cenowe dotyczące budowy infrastruktury, dokładność i pewność sygnałów cenowych;
 - (iii) koszty transakcji i transformacji, w tym koszty zmiany istniejących zobowiązań umownych poniesione przez uczestników rynku, NEMO i OSP;
 - (iv) koszty budowy nowej infrastruktury, która może zmniejszyć istniejące ograniczenia;
 - (v) potrzebę zapewnienia realnego wyniku rynkowego bez stosowania na szeroką skalę nieefektywnych ekonomicznie działań zaradczych;
 - (vi) wszelkie negatywne skutki transakcji wewnętrznych dla innych obszarów rynkowych w celu zapewnienia zgodności z pkt 1.7 załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
 - (vii) wpływ na funkcjonowanie i efektywność mechanizmów bilansujących oraz procesy rozrachunków niezbilansowanych;
- c) w odniesieniu do stabilności i trwałości obszarów rynkowych:
- (i) konieczność zapewnienia wystarczającej stabilności i trwałości obszarów rynkowych w dłuższej perspektywie;
 - (ii) konieczność zapewnienia spójności obszarów rynkowych w odniesieniu do wszystkich przedziałów czasowych wyznaczania zdolności przesyłowych;
 - (iii) konieczność, aby każda jednostka wytwórcza i każda jednostka dystrybucyjna należała wyłącznie do jednego obszaru rynkowego w odniesieniu do każdego podstawowego okresu handlowego;
 - (iv) lokalizację i częstotliwość ograniczeń, jeśli ograniczenia strukturalne mają wpływ na wytyczanie obszarów rynkowych, uwzględniając przyszłe inwestycje, które mogą zmniejszyć istniejące ograniczenia.
2. Przegląd obszarów rynkowych zgodnie z art. 32 obejmuje scenariusze uwzględniające szereg prawdopodobnych zmian w zakresie infrastruktury w trakcie 10 lat po roku, w którym podjęto decyzję o dokonaniu przeglądu.

Artykuł 34

Regularna sprawozdawczość w zakresie obecnej konfiguracji obszarów rynkowych prowadzona przez ENTSO-E i Agencję

1. Agencja dokonuje oceny efektywności obecnej konfiguracji obszarów rynkowych co trzy lata.

Agencja:

- a) wnioskuję do ENTSO-E o sporządzenie sprawozdania technicznego dotyczącego obecnej konfiguracji obszarów rynkowych; oraz
 - b) sporządza sprawozdanie rynkowe, w którym ocenia się wpływ obecnej konfiguracji obszarów rynkowych na efektywność rynku.
2. Sprawozdanie techniczne, o którym mowa w ust. 1 akapit drugi lit. a), obejmuje co najmniej:
- a) wykaz ograniczeń strukturalnych i innych głównych ograniczeń fizycznych, w tym ich lokalizację i częstotliwość;
 - b) analizę przewidywanej zmiany tych ograniczeń fizycznych lub ich przewidywanego usunięcia ze względu na inwestycje w sieci lub ze względu na istotne zmiany w wytwarzaniu lub we wzorcach zużycia;
 - c) w stosownych przypadkach analizę podziału przepływów mocy, które nie wynikają z mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych, w odniesieniu do każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych;
 - d) dochód z ograniczeń i koszty gwarancji;
 - e) scenariusz obejmujący dziesięcioletni przedział czasowy.

3. Każdy OSP przekazuje dane i analizę, aby umożliwić terminowe przygotowanie sprawozdania technicznego dotyczącego obecnej konfiguracji obszarów rynkowych.
4. ENTSO-E przekazuje Agencji sprawozdanie techniczne dotyczące obecnej konfiguracji obszarów rynkowych najpóźniej dziewięć miesięcy od daty wniosku Agencji.
5. Sprawozdanie techniczne dotyczące obecnej konfiguracji obszarów rynkowych obejmuje okres ostatnich pełnych trzech lat kalendarzowych poprzedzających wniosek Agencji.
6. Bez uszczerbku dla obowiązków w zakresie poufności, o których mowa w art. 13, ENTSO-E udostępnia sprawozdanie techniczne do publicznej wiadomości.
7. W przypadku ujawnienia w sprawozdaniu technicznym lub rynkowym nieefektywności w obecnej konfiguracji obszarów rynkowych Agencja może zażądać od OSP wykonania przeglądu obecnej konfiguracji obszarów rynkowych zgodnie z art. 32 ust. 1.

ROZDZIAŁ 3

Redysponowanie i zakupy przeciwne

Artykuł 35

Koordinowanie redysponowania i zakupów przeciwnych

1. W terminie 16 miesięcy od zatwierdzenia przez organy regulacyjne regionów wyznaczania zdolności przesyłowych, o których mowa w art. 15, wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych opracują wniosek w sprawie wspólnej metody koordynowanego redysponowania i koordynowanych zakupów przeciwnych. Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.
2. Metoda koordynowanego redysponowania i koordynowanych zakupów przeciwnych obejmuje działania o znaczeniu transgranicznym i umożliwia wszystkim OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych efektywne zmniejszenie ograniczeń fizycznych bez względu na to, czy wywołujące je czynniki wykraczają głównie poza ich obszar regulacyjny, czy nie. W metodzie koordynowanego redysponowania i koordynowanych zakupów przeciwnych należy uwzględnić fakt, że jej stosowanie może wywierać znaczny wpływ na przepływy poza obszarem regulacyjnym OSP.
3. Każdy OSP może redysponować wszystkie dostępne jednostki wytwórcze i jednostki dystrybucyjne zgodnie z odpowiednimi mechanizmami i ustaleniami mającymi zastosowanie do jego obszaru regulacyjnego, z uwzględnieniem połączeń wzajemnych.

W terminie 26 miesięcy od zatwierdzenia przez organy regulacyjne regionów wyznaczania zdolności przesyłowych wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych opracują sprawozdanie, z zastrzeżeniem konsultacji zgodnie z art. 12, w sprawie oceny stopniowej koordynacji i harmonizacji tych mechanizmów i ustaleń, z uwzględnieniem wniosków. Sprawozdanie to przedkłada się właściwym organom regulacyjnym do ich oceny. Wnioski ujęte w sprawozdaniu zapobiegają zakłócaniu rynku przez te mechanizmy i ustalenia.

4. Każdy OSP wstrzymuje się od jednostronnych lub nieskoordynowanych działań w zakresie redysponowania i zakupów przeciwnych o znaczeniu transgranicznym. Każdy OSP koordynuje wykorzystywanie zasobów w zakresie redysponowania i zakupów przeciwnych, uwzględniając ich wpływ na bezpieczeństwo pracy systemu i efektywność ekonomiczną.
5. Stosowne jednostki wytwórcze i jednostki dystrybucyjne przekazują OSP informacje na temat kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych przed zaangażowaniem zasobów w zakresie redysponowania i zakupów przeciwnych.

Wycenę redysponowania i zakupów przeciwnych ustala się na podstawie:

- a) cen na właściwych rynkach energii elektrycznej w odpowiednim przedziale czasowym; lub
- b) kosztu zasobów w zakresie redysponowania i zakupów przeciwnych, który obliczono w sposób przejrzysty na podstawie poniesionych kosztów.
6. Jednostki wytwórcze i jednostki dystrybucyjne przekazują właściwym OSP *ex ante* wszystkie informacje niezbędne do celów obliczenia kosztu redysponowania i zakupów przeciwnych. Właściwe OSP przekazują sobie te informacje wyłącznie do celów redysponowania i zakupów przeciwnych.

ROZDZIAŁ 4

Opracowanie algorytmu

Artykuł 36

Przepisy ogólne

1. Wszyscy NEMO opracowują, utrzymują i stosują następujące algorytmy:
 - a) algorytm łączenia cen;
 - b) algorytm handlu ciągłego.
2. NEMO zapewniają spełnianie wymogów określonych w art. 39 i 52 przez odpowiednio algorytm łączenia cen i algorytm handlu ciągłego.
3. W terminie 18 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy NEMO we współpracy z OSP, w ramach wypełniania obowiązków określonych odpowiednio w art. 39 i 52, opracują propozycję dotyczącą metody zabezpieczającej. Wniosek w sprawie metody podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.
4. O ile to możliwe w celu efektywnego wdrożenia celów niniejszego rozporządzenia NEMO korzystają z ustalonych już rozwiązań.

Artykuł 37

Opracowanie algorytmu

1. W terminie ośmiu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia:
 - a) wszyscy OSP wspólnie przedstawiają wszystkim NEMO wniosek w sprawie wspólnego zbioru wymogów związanych z efektywną alokacją zdolności przesyłowych w celu umożliwienia opracowania algorytmu łączenia cen i algorytmu handlu ciągłego. W ramach tych wymogów określa się funkcje i realizację, w tym terminy przekazania wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego oraz szczegóły transgranicznych zdolności przesyłowych i ograniczeń alokacji, których należy przestrzegać;
 - b) wszyscy NEMO razem przedstawiają wniosek w sprawie wspólnego zbioru wymogów w zakresie efektywnego kojarzenia w celu umożliwienia opracowania algorytmu łączenia cen i algorytmu handlu ciągłego.
2. Najpóźniej trzy miesiące od przedstawienia wniosków OSP i NEMO w sprawie wspólnego zbioru wymogów zgodnie z ust. 1 wszyscy NEMO opracują wniosek w sprawie algorytmu zgodnie z tymi wymogami. We wniosku wskazuje się termin składania otrzymanych zleceń przez NEMO w celu pełnienia funkcji operatora łączenia rynków zgodnie z art. 7 ust. 1 lit. b).
3. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, należy przedłożyć wszystkim OSP. Jeżeli konieczny jest dodatkowy czas na przygotowanie wniosku, wszyscy NEMO współpracują przy wsparciu wszystkich OSP przez okres nie dłuższy niż dwa miesiące, by zapewnić spełnienie przez wniosek wymogów określonych w ust. 1 i 2.
4. Wnioski, o których mowa w ust. 1 i 2, podlegają konsultacjom zgodnie z art. 12.
5. Wszyscy NEMO przedkładają organom regulacyjnym do zatwierdzenia wniosek opracowany zgodnie z ust. 2 i 3 najpóźniej 18 miesięcy po wejściu w życie niniejszego rozporządzenia.
6. Najpóźniej dwa lata od daty zatwierdzenia wniosku zgodnie z ust. 5 wszyscy OSP i wszyscy NEMO dokonają przeglądu działania algorytmu łączenia cen i algorytmu handlu ciągłego i przedkładają sprawozdanie Agencji. Na wniosek Agencji przegląd ten powtarza się co dwa lata.

ROZDZIAŁ 5

Jednolite łączenie rynków dnia następnego

Sekcja 1

Algorytm łączenia cen

Artykuł 38

Cele algorytmu łączenia cen

1. Algorytm łączenia cen pozwala uzyskać wyniki określone w art. 39 ust. 2 w sposób, który:
 - a) jest ukierunkowany na maksymalizację nadwyżki ekonomicznej dla jednolitego łączenia rynków dnia następnego w odniesieniu do regionu łączenia cen na potrzeby kolejnego dnia handlowego;
 - b) zapewnia stosowanie zasady cen krańcowych, zgodnie z którą wszystkie zatwierdzone oferty będą miały taką samą cenę w odniesieniu do każdego obszaru rynkowego dla podstawowego okresu handlowego;
 - c) ułatwia efektywne kształtowanie się cen;
 - d) uwzględnia transgraniczne zdolności przesyłowe i ograniczenia alokacji;
 - e) jest powtarzalny i skalowalny.
2. Algorytm łączenia cen opracowuje się w taki sposób, by można było zastosować go do większej lub mniejszej liczby obszarów rynkowych.

Artykuł 39

Dane wejściowe na potrzeby algorytmu łączenia cen i wyniki jego zastosowania

1. W celu uzyskania wyników algorytm łączenia cen wykorzystuje:
 - a) ograniczenia alokacji ustalone zgodnie z art. 23 ust. 3;
 - b) wyniki transgranicznych zdolności przesyłowych zweryfikowane zgodnie z art. 30;
 - c) zlecenia złożone zgodnie art. 40.
2. Algorytm łączenia cen pozwala uzyskać co najmniej poniższe wyniki jednocześnie dla każdego podstawowego okresu handlowego:
 - a) jednolitą cenę rozliczeniową w odniesieniu do każdego obszaru rynkowego i podstawowego okresu handlowego wyrażoną w EUR/MWh;
 - b) jednolite saldo w odniesieniu do każdego obszaru rynkowego i podstawowego okresu handlowego;
 - c) informacje umożliwiające określenie statusu realizacji zleceń.
3. Wszyscy NEMO zapewniają dokładność i efektywność wyników otrzymywanych za pośrednictwem jednolitego algorytmu łączenia cen.
4. Wszyscy OSP weryfikują, czy wyniki uzyskane za pośrednictwem algorytmu łączenia cen są spójne z transgranicznymi zdolnościami przesyłowymi i ograniczeniami alokacji.

Artykuł 40

Dostosowane produkty

1. Nie później niż 18 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia NEMO przedkładają wspólny wniosek dotyczący produktów, które mogą być brane pod uwagę w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego. NEMO zapewniają, aby zlecenia związane z tymi produktami złożone zgodnie z algorytmem łączenia cen wyrażone były w EUR i zawierały odniesienie do czasu rynkowego.

2. Wszyscy NEMO zapewniają, aby algorytm łączenia cen był odpowiedni do celów zleceń związanych z tymi produktami obejmujących jeden podstawowy okres handlowy i wiele podstawowych okresów handlowych.
3. W terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia i co dwa kolejne lata wszyscy NEMO konsultują się, zgodnie z art. 12, z:
 - a) uczestnikami rynku, aby dostępne produkty odpowiadały ich potrzebom;
 - b) wszystkimi OSP, aby produkty odpowiednio uwzględniały bezpieczeństwo pracy systemu;
 - c) wszystkimi organami regulacyjnymi, aby dostępne produkty były zgodne z celami niniejszego rozporządzenia.
4. W razie konieczności wszyscy NEMO dokonują zmian produktów zgodnie z wynikami konsultacji, o których mowa w ust. 3.

Artykuł 41

Ceny maksymalne i minimalne

1. W terminie 18 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy NEMO, we współpracy z odpowiednimi OSP, opracują wniosek dotyczący ustanowienia jednolitych maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych, które należy stosować we wszystkich obszarach rynkowych uczestniczących w jednolitymłączeniu rynków dnia następnego. Wniosek uwzględni szacunkową wartość straconego obciążenia.

Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.

2. Wszyscy NEMO przedkładają wniosek do zatwierdzenia organom regulacyjnym.

W przypadku gdy państwo członkowskie przewidziało, że organ inny niż krajowy organ regulacyjny ma uprawnienia do zatwierdzania maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych na poziomie krajowym, organ regulacyjny konsultuje wniosek z właściwym organem w odniesieniu do jego wpływu na rynki krajowe.

Po otrzymaniu decyzji o zatwierdzeniu od wszystkich organów regulacyjnych wszyscy NEMO bez zbędnej zwłoki informują o tej decyzji zainteresowanych OSP.

Artykuł 42

Wycena transgranicznych zdolności przesyłowych dnia następnego

1. Opłata z tytułu transgranicznych zdolności przesyłowych dnia następnego odzwierciedla ograniczenia rynkowe i jest równa różnicy między odpowiadającymi jej cenami rozliczeniowymi dnia następnego odpowiednich obszarów rynkowych.

2. Na transgraniczne zdolności przesyłowe dnia następnego nie nakłada się żadnych opłat, takich jak opłaty za niezbilansowanie lub opłaty dodatkowe, z wyjątkiem wyceny zgodnie z ust. 1.

Artykuł 43

Metoda wyznaczania planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego

1. W terminie 16 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia OSP, którzy zamierzają wyznaczyć planowane wymiany wynikające z jednolitego łączenia rynków dnia następnego, opracowują wniosek dotyczący ustanowienia wspólnej metody tego wyznaczenia. Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.

2. W tej metodzie opisuje się sposób wyznaczania i wymienia informacje, które odpowiedni NEMO muszą przekazać podmiotowi odpowiedzialnemu za wyznaczenie planowanej wymiany zgodnie z art. 8 ust. 2 lit. g), oraz termin dostarczenia takich informacji. Termin na dostarczenie informacji nie przekracza godziny 15:30 czasu rynkowego dnia następnego.

3. Wyznaczenie przeprowadza się na podstawie sald w odniesieniu do każdego podstawowego okresu handlowego.
4. Najpóźniej w terminie dwóch lat od daty zatwierdzenia przez organy regulacyjne danego regionu wniosku, o którym mowa w ust. 1, OSP stosujący planowane wymiany dokonują przeglądu metody. Następnie, na wniosek właściwych organów regulacyjnych, metoda jest poddawana przeglądom co dwa lata.

Artykuł 44

Ustanowienie procedur rezerwowych

W terminie 16 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia każdy OSP, we współpracy ze wszystkimi pozostałymi OSP z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych, opracowuje wniosek dotyczący solidnych i terminowych procedur rezerwowych w celu zapewnienia efektywnej, przejrzystej i niedyskryminującej alokacji zdolności przesyłowych na wypadek, gdyby proces jednolitego łączenia rynków dnia następnego nie był w stanie wygenerować wyników.

Wniosek o ustanowienie procedur rezerwowych podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.

Artykuł 45

Ustalenia dotyczące więcej niż jednego NEMO w jednym obszarze rynkowym i dla połączeń wzajemnych, które nie są eksploatowane przez certyfikowanych OSP

1. OSP w obszarach rynkowych w przypadku gdy więcej niż jeden NEMO został wyznaczony lub oferuje usługi obrotu, lub w przypadkach gdy występują połączenia wzajemne, które są eksploatowane przez OSP certyfikowanych zgodnie z art. 3 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, opracowują z zainteresowanymi OSP, NEMO i operatorami połączeń wzajemnych, którzy nie są certyfikowani jako OSP, wniosek dotyczący alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów dla takich obszarów rynkowych mający na celu zapewnienie niezbędnych danych i finansowania dla takich mechanizmów ze strony odpowiednich NEMO i połączeń wzajemnych. Mechanizmy te muszą umożliwiać dodatkowym OSP i NEMO przystąpienie do nich.
2. Wniosek przedkłada się do zatwierdzenia właściwym krajowym organom regulacyjnym w ciągu 4 miesięcy od wyznaczenia więcej niż jednego NEMO lub zezwolenia im na świadczenie usług obrotu energią w obszarze rynkowym lub jeżeli nowe połączenie wzajemne nie jest eksploatowane przez certyfikowanego OSP. W przypadku istniejących połączeń wzajemnych, które nie są eksploatowane przez certyfikowanych OSP, wniosek należy złożyć w ciągu czterech miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Sekcja 2

Proces jednolitego łączenia rynków dnia następnego

Artykuł 46

Przekazywanie danych wejściowych

1. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zapewnia przekazywanie informacji o transgranicznych zdolnościach przesyłowych i ograniczeniach alokacji odpowiednim NEMO w odpowiednim terminie umożliwiającym publikację informacji o transgranicznych zdolnościach przesyłowych i ograniczeniach alokacji na rynku najpóźniej o godzinie 11:00 czasu rynkowego dnia następnego.
2. Jeżeli podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych nie jest w stanie zapewnić informacji o transgranicznych zdolnościach przesyłowych i ograniczeniach alokacji na godzinę przed czasem zamknięcia bramki rynku dnia następnego, podmiot ten powiadamia o tym odpowiednich NEMO. Powiadomieni NEMO natychmiast publikują powiadomienie skierowane do uczestników rynku.

W takich przypadkach podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych przekazuje informacje o transgranicznych zdolnościach przesyłowych i ograniczeniach alokacji najpóźniej 30 minut przed czasem zamknięcia bramki rynku dnia następnego.

*Artykuł 47***Funkcjonowanie jednolitego łączenia rynków dnia następnego**

1. Czas otwarcia bramki dla rynku dnia następnego oznacza najpóźniej godz. 11:00 czasu rynkowego dnia następnego.
2. Czas zamknięcia bramki rynku dnia następnego w każdym obszarze rynkowym oznacza południe czasu rynkowego dnia następnego. OSP lub NEMO w regionie wyznaczonym na podstawie regionu Europy Środkowo-Wschodniej lub państwach z nim sąsiadujących mogą ustalić inny czas zamknięcia bramki do czasu przystąpienia przez ten region do jednolitego łączenia rynków dnia następnego.
3. Uczestnicy rynku składają wszystkie zlecenia do odpowiednich NEMO przed czasem zamknięcia bramki rynku dnia następnego, zgodnie z art. 39 i 40.
4. Każdy NEMO przekazuje zlecenia otrzymane zgodnie z ust. 3 w celu pełnienia funkcji operatora łączenia rynków zgodnie z art. 7 ust. 2 najpóźniej w terminie określonym przez wszystkich NEMO we wniosku dotyczącym algorytmu jednolitego łączenia cen określonym w art. 37 ust. 5.
5. Zlecenia skojarzone w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego uznaje się za gwarantowane.
6. Podmioty pełniące funkcje operatora łączenia rynków zapewniają anonimowość złożonych zleceń.

*Artykuł 48***Przekazywanie wyników**

1. Najpóźniej w terminie określonym przez wszystkich OSP w wymogach określonych w art. 37 ust. 1 lit a) wszyscy NEMO pełniący funkcje operatora łączenia rynków przekazują wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego:
 - a) wszystkim OSP, wszystkim podmiotom odpowiedzialnym za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych i wszystkim NEMO w zakresie wyników określonych w art. 39 ust. 2 lit a) i b);
 - b) wszystkim NEMO, w zakresie wyników określonych w art. 39 ust. 2 lit. c).
2. Każdy OSP weryfikuje, czy wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego uzyskane na podstawie algorytmu łączenia cen, o którym mowa w art. 39 ust. 2 lit. b), wyznaczono zgodnie z ograniczeniami alokacji i zweryfikowanymi transgranicznymi zdolnościami przesyłowymi.
3. Każdy NEMO weryfikuje, czy wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego uzyskane na podstawie algorytmu łączenia cen, o którym mowa w art. 39 ust. 2 lit. c), wyznaczono zgodnie ze zleceniami.
4. Każdy NEMO informuje uczestników rynku o statusie realizacji ich zleceń bez zbędnej zwłoki.

*Artykuł 49***Wyznaczanie planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego**

1. Każdy podmiot odpowiedzialny za wyznaczenie planowanej wymiany wyznacza planowane wymiany między obszarami rynkowymi dla każdego podstawowego okresu handlowego zgodnie z metodą określoną w art. 43.
2. Każdy podmiot odpowiedzialny za wyznaczenie planowanej wymiany powiadamia odpowiednich NEMO, kontrahentów centralnych, spedytorów i OSP o uzgodnionych planowanych wymianach.

*Artykuł 50***Wszczęcie procedur rezerwowych**

1. W przypadku gdy żaden NEMO pełniący funkcje operatora łączenia rynków nie jest w stanie przekazać części lub całości wyników algorytmu łączenia cen w terminie określonym w art. 37 ust. 1 lit. a), zastosowanie mają procedury rezerwowe ustanowione zgodnie z art. 44.

2. W przypadku zaistnienia ryzyka, że żaden NEMO pełniący funkcje operatora łączenia rynków nie jest w stanie przekazać części lub całości wyników w terminie, wszyscy NEMO powiadamiają wszystkich OSP niezwłocznie z chwilą stwierdzenia tego ryzyka. Wszyscy NEMO pełniący funkcje operatora łączenia rynków bezzwłocznie publikują powiadomienie dla uczestników rynku o możliwości zastosowania procedur rezerwowych.

ROZDZIAŁ 6

Jednolite łączenie rynków dnia bieżącego

Sekcja 1

Cele, warunki i wyniki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

Artykuł 51

Cele algorytmu handlu ciągłego

1. Od czasu otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego do czasu zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego algorytm handlu ciągłego ustala, które zlecenia należy wybrać do skojarzenia, aby takie skojarzenie:
 - a) miało na celu maksymalizację nadwyżki ekonomicznej dla jednolitego łączenia rynku dnia bieżącego dla poszczególnych transakcji w określonym przedziale czasowym rynku dnia bieżącego poprzez alokację zdolności przesyłowych do zleceń, w przypadku których kojarzenie jest wykonalne pod względem ceny i czasu zgłoszenia;
 - b) było zgodne z ograniczeniami alokacji określonymi zgodnie z art. 58 ust. 1;
 - c) było zgodne z transgranicznymi zdolnościami przesyłowymi określonymi zgodnie z art. 58 ust. 1;
 - d) było zgodne z wymogami w zakresie przekazywania wyników określonymi w art. 60;
 - e) było powtarzalne i skalowalne.
2. Algorytm handlu ciągłego dostarcza wyniki określone w art. 52 i odpowiada możliwościom i funkcjom produktów określonych w art. 53.

Artykuł 52

Wyniki zastosowania algorytmu handlu ciągłego

1. Wszyscy NEMO, w ramach pełnienia funkcji operatora łączenia rynków, zapewniają osiągnięcie przez zastosowanie algorytmu handlu ciągłego co najmniej następujących wyników:
 - a) statusu realizacji zleceń i ceny dla danej transakcji;
 - b) jednolitego salda dla każdego obszaru rynkowego i podstawowego okresu handlowego w obrębie rynku dnia bieżącego.
2. Wszyscy NEMO zapewniają dokładność i poprawność wyników uzyskiwanych za pośrednictwem algorytmu handlu ciągłego.
3. Wszyscy OSP weryfikują, czy wyniki uzyskane przez zastosowanie algorytmu handlu ciągłego są spójne z transgranicznymi zdolnościami przesyłowymi i ograniczeniami alokacji zgodnie z art. 58 ust. 2.

Artykuł 53

Dostosowane produkty

1. Nie później niż 18 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia NEMO przedkładają wspólny wniosek dotyczący produktów, które mogą być brane pod uwagę w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego. NEMO dopilnowują, aby wszystkie zlecenia związane z tymi produktami złożone w celu umożliwienia pełnienia funkcji operatora łączenia rynków zgodnie z art. 7 były wyrażone w EUR oraz zawierały odniesienie do czasu rynkowego i podstawowego okresu handlowego.

2. Wszyscy NEMO zapewniają zgodność zamówień związanych z tymi produktami z parametrami transgranicznych zdolności przesyłowych, umożliwiając ich równoczesne kojarzenie.
3. Wszyscy NEMO dopilnują, aby algorytm handlu ciągłego był w stanie dostosowywać zlecenia obejmujące jeden podstawowy okres handlowy i wiele podstawowych okresów handlowych.
4. W terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia i co dwa kolejne lata wszyscy NEMO konsultują się, zgodnie z art. 12, z:
 - a) uczestnikami rynku, aby dostępne produkty odpowiadały ich potrzebom;
 - b) wszystkimi OSP, aby produkty odpowiednio uwzględniały bezpieczeństwo pracy systemu;
 - c) wszystkimi organami regulacyjnymi, aby dostępne produkty były zgodne z celami niniejszego rozporządzenia.
5. W razie konieczności wszyscy NEMO dokonują zmian swoich produktów zgodnie z wynikami konsultacji, o których mowa w ust. 4.

Artykuł 54

Ceny maksymalne i minimalne

1. W terminie 18 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy NEMO, we współpracy z odpowiednimi OSP, opracują wniosek dotyczący ustanowienia jednolitych maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych, które należy stosować we wszystkich obszarach rynkowych uczestniczących w jednolitym łączeniu rynków dnia bieżącego. Wniosek uwzględni szacunkową wartość straconego obciążenia.

Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.

2. Wszyscy NEMO przedkładają wniosek do zatwierdzenia przez wszystkie organy regulacyjne. W przypadku gdy państwo członkowskie przewidziało, że organ inny niż krajowy organ regulacyjny ma uprawnienia do zatwierdzania maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych na poziomie krajowym, organ regulacyjny konsultuje wniosek z właściwym organem w odniesieniu do jego wpływu na rynki krajowe.
3. Po otrzymaniu decyzji organów regulacyjnych wszyscy NEMO bez zbędnej zwłoki informują o tej decyzji zainteresowanych OSP.

Artykuł 55

Wycena zdolności przesyłowych dnia bieżącego

1. Wdrożona jednolita metoda wyceny transgranicznych zdolności przesyłowych dnia bieżącego opracowana zgodnie z art. 55 ust. 3 odzwierciedla ograniczenia rynkowe i opiera się na rzeczywistych zleceniach.
2. Przed zatwierdzeniem jednolitej metody wyceny transgranicznych zdolności przesyłowych dnia bieżącego określonej w ust. 3 OSP mogą przedłożyć do zatwierdzenia przez organy regulacyjne odpowiednich państw członkowskich mechanizm alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych dnia bieżącego wraz z wiarygodną wyceną zgodną z wymogami określonymi w ust. 1. Mechanizm ten zapewnia dostępność ceny transgranicznych zdolności przesyłowych dnia bieżącego dla uczestników rynku w czasie kojarzenia zleceń.
3. W terminie 24 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracują wniosek dotyczący jednolitej metody wyceny transgranicznych zdolności przesyłowych dnia bieżącego. Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.
4. Na zdolności przesyłowe dnia bieżącego nie nakłada się żadnych opłat, takich jak opłaty za niezbilansowanie lub opłaty dodatkowe, z wyjątkiem wyceny zgodnie z ust. 1, 2 i 3.

Artykuł 56

Metoda wyznaczania planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

1. W terminie 16 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia OSP, którzy zamierzają wyznaczyć planowane wymiany wynikające z jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, opracowują wniosek dotyczący ustanowienia wspólnej metody tego wyznaczenia.

Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.

2. W tej metodzie opisuje się sposób wyznaczania i, w stosownych przypadkach, przedstawia informacje, które odpowiedni NEMO przekazują podmiotowi odpowiedzialnemu za wyznaczenie planowanej wymiany, oraz termin dostarczenia takich informacji.

3. Planowane wymiany wyznacza się na podstawie sald zgodnie z przepisami art. 52 ust. 1 lit. b).

4. Najpóźniej w terminie dwóch lat od daty zatwierdzenia przez organy regulacyjne danego regionu wniosku, o którym mowa w ust. 1, odpowiednie OSP dokonują przeglądu metody. Następnie, na wniosek właściwych organów regulacyjnych, OSP dokonują przeglądów metody co dwa lata.

Artykuł 57

Ustalenia dotyczące więcej niż jednego NEMO w jednym obszarze rynkowym i dla połączeń wzajemnych, które nie są eksploatowane przez certyfikowanych OSP

1. OSP w obszarach rynkowych w przypadku gdy więcej niż jeden NEMO został wyznaczony lub oferuje usługi obrotu energią, lub w przypadkach gdy występują połączenia wzajemne, które nie są eksploatowane przez OSP certyfikowanych zgodnie z art. 3 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, opracowują z zainteresowanymi OSP, NEMO i operatorami połączeń wzajemnych, którzy nie są certyfikowani jako OSP, wniosek dotyczący alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów dla takich obszarów rynkowych mający na celu zapewnienie niezbędnych danych i finansowania dla takich mechanizmów ze strony odpowiednich NEMO i połączeń wzajemnych. Mechanizmy te muszą umożliwiać dodatkowym OSP i NEMO przystąpienie do nich.

2. Wniosek przedkłada się do zatwierdzenia przez właściwe krajowe organy regulacyjne w ciągu 4 miesięcy od wyznaczenia więcej niż jednego NEMO lub zezwolenia im na świadczenie usług obrotu w obszarze rynkowym lub jeżeli nowe połączenie wzajemne nie jest eksploatowane przez certyfikowanego OSP. W przypadku istniejących połączeń wzajemnych, które nie są eksploatowane przez certyfikowanych OSP, wniosek należy złożyć w ciągu czterech miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Sekcja 2

Proces jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

Artykuł 58

Przekazywanie danych wejściowych

1. Każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zapewnia przekazywanie informacji o transgranicznych zdolnościach przesyłowych i ograniczeniach alokacji odpowiednim NEMO najpóźniej 15 minut przed czasem otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego.

2. Jeżeli wymaga się aktualizacji transgranicznych zdolności przesyłowych i ograniczeń alokacji ze względu na zmiany w pracy danego systemu przesyłowego, każdy OSP powiadamia podmioty odpowiedzialne za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych w swoim regionie wyznaczania zdolności przesyłowych. Następnie podmioty odpowiedzialne za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych powiadamiają odpowiednich NEMO.

3. Jeżeli którykolwiek podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych nie jest w stanie zastosować się do przepisów ust. 1, dany podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych powiadamia odpowiednich NEMO. Odpowiedni NEMO publikują bez nieuzasadnionej zwłoki powiadomienie skierowane do uczestników rynku.

Artykuł 59

Funkcjonowanie jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

1. W terminie 16 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP mają obowiązek zaproponować czas otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego i czas zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego. Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.
2. Czas zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego ustala się w taki sposób, by:
 - a) maksymalizował szanse uczestników rynku na dostosowanie ich bilansów dzięki obrotowi w przedziale czasowym dnia bieżącego w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego; oraz
 - b) zapewniał OSP i uczestnikom rynku wystarczającą ilość czasu na ich procesy planowania i bilansowania w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci i systemu.
3. Dla każdego podstawowego okresu handlowego w odniesieniu do danej granicy obszaru rynkowego ustanawia się jeden czas zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego. Ustanawia się go maksymalnie na jedną godzinę przed rozpoczęciem odpowiedniego podstawowego okresu handlowego oraz z uwzględnieniem powiązanych procesów bilansowania dotyczących bezpieczeństwa pracy systemu.
4. Obrót energią na rynku dnia bieżącego dla danego podstawowego okresu handlowego w odniesieniu do granicy obszaru rynkowego rozpoczyna się najpóźniej w czasie otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego danych granic obszarów rynkowych i jest dozwolony do czasu zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego.
5. Przed czasem zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego uczestnicy rynku składają do odpowiednich NEMO wszystkie zlecenia dotyczące danego podstawowego okresu handlowego. Niezwłocznie po otrzymaniu zleceń od uczestników rynku wszyscy NEMO składają zlecenia dotyczące danego podstawowego okresu handlowego na potrzeby jednolitego kojarzenia.
6. Zlecenia skojarzone w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego uznaje się za gwarantowane.
7. Podmioty pełniące funkcje operatora łączenia rynków zapewniają anonimowość zleceń składanych we wspólnej książce zleceń.

Artykuł 60

Przekazywanie wyników

1. Wszyscy NEMO pełniący funkcje operatora łączenia rynków przekazują wyniki algorytmu handlu ciągłego:
 - a) wszystkim pozostałym NEMO w przypadku wyników dotyczących statusu realizacji dla poszczególnych transakcji określonych w art. 52 ust. 1 lit. a);
 - b) wszystkim OSP i podmiotom odpowiedzialnym za wyznaczenie planowanej wymiany w przypadku wyników dotyczących jednolitych sald określonych w art. 52 ust. 1 lit. b).
2. Jeżeli, zgodnie z ust. 1 lit. a), którykolwiek NEMO, z powodów pozostających poza jego kontrolą, nie jest w stanie przekazać wspomnianych wyników algorytmu handlu ciągłego, powiadamia o tym wszystkich NEMO.
3. Jeżeli, zgodnie z ust. 1 lit. b), którykolwiek NEMO, z powodów pozostających poza jego kontrolą, nie jest w stanie przekazać wspomnianych wyników algorytmu handlu ciągłego, powiadamia o tym wszystkich OSP i każdy podmiot odpowiedzialny za wyznaczenie planowanej wymiany, w możliwie jak najkrótszym terminie. Wszyscy NEMO powiadamiają uczestników rynku, których to dotyczy.
4. Wszyscy NEMO wysyłają bez nieuzasadnionej zwłoki uczestnikom rynku niezbędne informacje w celu zapewnienia możliwości podjęcia działań określonych w art. 68 i 73 ust. 3.

*Artykuł 61***Wyznaczanie planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego**

1. Każdy podmiot odpowiedzialny za wyznaczenie planowanej wymiany wyznacza planowane wymiany między obszarami rynkowymi dla każdego podstawowego okresu handlowego zgodnie z metodą określoną zgodnie z art. 56.
2. Każdy podmiot odpowiedzialny za wyznaczenie planowanej wymiany powiadamia odpowiednich NEMO, kontrahentów centralnych, spedytorów i OSP o uzgodnionych planowanych wymianach.

*Artykuł 62***Publikacja informacji rynkowych**

1. Niezwłocznie po skojarzeniu zleceń każdy NEMO publikuje dla odpowiednich uczestników rynku co najmniej status realizacji zleceń i ceny dla danej transakcji uzyskiwane za pośrednictwem algorytmu handlu ciągłego zgodnie z art. 52 ust. 1 lit. a).
2. Każdy NEMO zapewnia publiczną dostępność informacji dotyczących łącznych zrealizowanych wolumenów i cen w przystępnym formacie przez co najmniej 5 lat. Wszyscy NEMO proponują informacje do publikacji w ramach wniosku dotyczącego algorytmu handlu ciągłego zgodnie z art. 37 ust. 5.

*Artykuł 63***Uzupełniające aukcje regionalne**

1. W terminie 18 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia odpowiedni NEMO i OSP na granicach obszarów rynkowych mogą przedłożyć wspólny wniosek dotyczący ustanowienia i wdrożenia uzupełniających aukcji regionalnych dnia bieżącego. Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.
2. Uzupełniające aukcje regionalne dnia bieżącego mogą być wdrożone w obrębie obszarów rynkowych lub pomiędzy nimi dodatkowo do rozwiązania, jakim jest jednolite łączenie rynków dnia bieżącego, o którym mowa w art. 51. W celu przeprowadzenia aukcji regionalnych dnia bieżącego można wstrzymać handel ciągły odbywający się w obrębie odpowiednich obszarów rynkowych i pomiędzy nimi na ograniczony okres przed czasem zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego, który to okres nie przekroczy minimalnego czasu wymaganego do przeprowadzenia aukcji i w żadnym przypadku nie będzie dłuższy niż 10 minut.
3. W przypadku uzupełniających aukcji regionalnych dnia bieżącego metoda wyceny transgranicznych zdolności przesyłowych dnia bieżącego może różnić się od metody ustanowionej zgodnie z art. 55 ust. 3, jednak musi być zgodna z zasadami ustanowionymi w art. 55 ust. 1.
4. Właściwe organy regulacyjne mogą zatwierdzić wniosek w sprawie uzupełniających aukcji regionalnych dnia bieżącego, jeżeli spełnione są następujące warunki:
 - a) aukcje regionalne nie wywierają negatywnego wpływu na płynność jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego;
 - b) alokacja wszystkich transgranicznych zdolności przesyłowych odbywa się za pośrednictwem modułu zarządzania zdolnościami przesyłowymi;
 - c) aukcja regionalna nie wprowadza nieuzasadnionej dyskryminacji w stosunku do uczestników rynku z graniczących ze sobą regionów;
 - d) harmonogramy aukcji regionalnych są spójne z jednolitym łączeniem rynków dnia bieżącego, tak aby umożliwić uczestnikom rynku dokonywanie transakcji w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego;
 - e) organy regulacyjne przeprowadziły konsultacje z uczestnikami rynku w zainteresowanych państwach członkowskich.
5. Co najmniej dwa lata po podjęciu decyzji w sprawie uzupełniających aukcji regionalnych organy regulacyjne zainteresowanych państw członkowskich dokonują przeglądu zgodności rozwiązań regionalnych z jednolitym łączeniem rynków dnia bieżącego w celu zapewnienia spełnienia powyższych warunków.

Sekcja 3

Przepisy przejściowe w odniesieniu do rynku dnia bieżącego

Artykuł 64

Przepisy dotyczące alokacji typu explicit

1. Na wspólny wniosek organów regulacyjnych państw członkowskich na każdej granicy obszaru rynkowego zainteresowani OSP, oprócz alokacji typu *implicit*, zapewniają także alokację typu *explicit*, czyli alokację zdolności przesyłowych wyodrębnioną z obrotu energią elektryczną, za pośrednictwem modułu zarządzania zdolnościami przesyłowymi na granicach obszarów rynkowych.
2. OSP na granicach obszarów rynkowych wspólnie opracowują wniosek dotyczący warunków, które muszą spełnić uczestnicy rynku, aby uczestniczyć w alokacji typu *explicit*. Wniosek podlega wspólnemu zatwierdzeniu przez organy regulacyjne państw członkowskich na każdej granicy obszaru rynkowego, którego to dotyczy.
3. W trakcie ustanawiania modułu zarządzania zdolnościami przesyłowymi należy unikać dyskryminacji przy jednoczesnej alokacji zdolności przesyłowych metodą *implicit* i *explicit*. W module zarządzania zdolnościami przesyłowymi określa się, które zlecenia należy wybrać do kojarzenia i które wnioski o alokację zdolności przesyłowych typu *explicit* należy zaakceptować na podstawie rankingu cen i czasu wejścia.

Artykuł 65

Usunięcie alokacji typu explicit

1. Właściwi NEMO ściśle współpracują z zainteresowanymi OSP i konsultują się z uczestnikami rynku, zgodnie z art. 12, w celu przełożenia potrzeb uczestników rynku związanych z prawami do alokacji zdolności przesyłowych typu *explicit* na niestandardowe produkty rynku bieżącego.
2. Przed podjęciem decyzji o usunięciu alokacji typu *explicit* organy regulacyjne państw członkowskich na każdej granicy obszaru rynkowego organizują wspólnie konsultacje, aby ocenić, czy proponowane niestandardowe produkty rynku bieżącego odpowiadają potrzebom uczestników rynku w odniesieniu do obrotu na rynku dnia bieżącego.
3. Właściwe organy regulacyjne państw członkowskich na każdej granicy obszaru rynkowego wspólnie zatwierdzają wprowadzone produkty niestandardowe i usunięcie alokacji typu *explicit*.

Artykuł 66

Przepisy dotyczące ustaleń w zakresie rynku dnia bieżącego

1. Uczestnicy rynku zapewniają przeprowadzenie wyznaczenia, rozliczenia i rozrachunku w odniesieniu do alokacji typu *explicit* transgranicznych zdolności przesyłowych.
2. Uczestnicy rynku wypełniają wszelkie zobowiązania finansowe związane z rozliczeniem i rozrachunkiem wynikającym z alokacji typu *explicit*.
3. Uczestniczący OSP publikują stosowne informacje na temat połączeń wzajemnych, do których ma zastosowanie alokacja typu *explicit*, w tym informacje na temat transgranicznych zdolności przesyłowych na potrzeby alokacji typu *explicit*.

Artykuł 67

Wnioski o alokację typu explicit zdolności przesyłowych

Wniosek o alokację typu *explicit* transgranicznych zdolności przesyłowych uczestnik rynku może złożyć wyłącznie w odniesieniu do połączenia wzajemnego, do którego ma zastosowanie alokacja typu *explicit*. W przypadku każdego wniosku o alokację typu *explicit* zdolności przesyłowych uczestnik rynku przedstawia modułowi zarządzania zdolnościami przesyłowymi cenę i wolumen. Cena i wolumen zdolności przesyłowych przydzielonych w trybie *explicit* są udostępniane publicznie przez danego OSP.

ROZDZIAŁ 7

Rozliczenie i rozrachunek w odniesieniu do jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

Artykuł 68

Rozliczenie i rozrachunek

1. Kontrahenci centralni zapewniają terminowe rozliczenie i rozrachunek wszystkich skojarzonych zleceń. Kontrahenci centralni pełnią rolę kontrahenta uczestników rynku w przypadku wszystkich ich transakcji w odniesieniu do praw i obowiązków finansowych wynikających z tych transakcji.
2. Każdy kontrahent centralny zachowuje anonimowość uczestników rynku.
3. Kontrahenci centralni pełnią rolę kontrahenta dla siebie nawzajem na potrzeby wymiany energii między obszarami rynkowymi w odniesieniu do praw i obowiązków finansowych wynikających z takich wymian energii.
4. Wymiany takie uwzględniają:
 - a) salda uzyskane zgodnie z art. 39 ust. 2 lit. b) i art. 52 ust. 1 lit. b);
 - b) planowane wymiany wyznaczone zgodnie z art. 49 i 61.
5. Każdy kontrahent centralny zapewnia, aby w odniesieniu do każdego podstawowego okresu handlowego:
 - a) na wszystkich obszarach rynkowych, z uwzględnieniem, w stosownych przypadkach, ograniczeń alokacji, nie występowały żadne odchylenia między sumą energii wysyłanej poza wszystkie obszary rynkowe uzyskujące nadwyżkę a sumą energii przesyłanej do wszystkich obszarów rynkowych mających niedobór;
 - b) eksport energii był równy importowi energii między obszarami rynkowymi, a jakiegokolwiek odchylenia wynikały, w stosownych przypadkach, jedynie z uwzględnienia ograniczeń alokacji.
6. Niezależnie od przepisów ust. 3 spedytor może pełnić rolę kontrahenta dla różnych kontrahentów centralnych na potrzeby wymiany energii, jeżeli zainteresowane strony zawrą w tym celu odrębną umowę. Jeżeli nie dojdzie do zawarcia takiej umowy, o systemie spedycyjnym decydują organy regulacyjne odpowiedzialne za obszary rynkowe, między którymi konieczne jest dokonywanie rozliczeń i rozrachunku wymiany energii.
7. Wszyscy kontrahenci centralni lub spedytorzy gromadzą dochód z ograniczeń wynikający z jednolitego łączenia rynków dnia następnego określonego w art. 46–48 oraz z jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego określonego w art. 58–60.
8. Wszyscy kontrahenci centralni lub spedytorzy zapewniają przekazanie OSP dochodów z ograniczeń do najpóźniej dwa tygodnie od daty rozrachunku.
9. Jeżeli terminy płatności nie są ujednoczone między dwoma obszarami rynkowymi, zainteresowane państwa członkowskie zapewniają wyznaczenie podmiotu, który usunie to niedopasowanie terminów i poniesie związane z tym koszty.

ROZDZIAŁ 8

Gwarancja alokowanych transgranicznych zdolności przesyłowych

Artykuł 69

Wniosek dotyczący terminu gwarancji dla rynku dnia następnego

W terminie 16 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracują wspólny wniosek dotyczący terminu gwarancji dla rynku dnia następnego, który nie będzie krótszy niż pół godziny przed czasem zamknięcia bramki rynku dnia następnego. Wniosek podlega konsultacjom zgodnie z art. 12.

Artykuł 70

Gwarancja zdolności przesyłowych dnia następnego i ograniczenia alokacji

1. Przed upływem terminu gwarancji dla rynku dnia następnego każdy podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych może dostosowywać transgraniczne zdolności przesyłowe i ograniczenia alokacji przekazane odpowiednim NEMO.
2. Po upływie terminu gwarancji dla rynku dnia następnego wszystkie transgraniczne zdolności przesyłowe i ograniczenia alokacji są gwarantowane w odniesieniu do alokacji zdolności przesyłowych dnia następnego, chyba że spełnione zostaną wymogi zawarte w art. 46 ust. 2, a wówczas transgraniczne zdolności przesyłowe i ograniczenia alokacji są gwarantowane natychmiast po ich przekazaniu odpowiednim NEMO.
3. Po upływie terminu gwarancji dla rynku dnia następnego można dostosować nieprzydzielone transgraniczne zdolności przesyłowe na potrzeby kolejnych alokacji.

Artykuł 71

Gwarancja zdolności przesyłowych dnia bieżącego

Transgraniczne zdolności przesyłowe dnia bieżącego są gwarantowane natychmiast po ich przydzieleniu.

Artykuł 72

Gwarancja w przypadku zaistnienia siły wyższej lub sytuacji nadzwyczajnych

1. W przypadku zaistnienia siły wyższej lub sytuacji nadzwyczajnej, o których mowa w art. 16 ust. 2 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, jeżeli OSP działa szybko, a redysponowanie ani dokonanie zakupów przeciwnych nie jest możliwe, każdy OSP ma prawo do ograniczenia alokowanych transgranicznych zdolności przesyłowych. We wszystkich przypadkach ograniczenie stosuje się w sposób skoordynowany, po skontaktowaniu się ze wszystkimi bezpośrednio zainteresowanymi OSP.
2. OSP, który powołuje się na siłę wyższą lub sytuację nadzwyczajną, publikuje powiadomienie, opisując rodzaj siły wyższej lub sytuacji nadzwyczajnej oraz prawdopodobny czas ich trwania. Powiadomienie to jest udostępniane zainteresowanym uczestnikom rynku za pośrednictwem NEMO. W przypadku zdolności przesyłowych przydzielonych uczestnikom rynku w ramach alokacji typu *explicit*, OSP powołujący się na siłę wyższą lub sytuację nadzwyczajną wysyła powiadomienie bezpośrednio do stron umowy, które są posiadaczami transgranicznych zdolności przesyłowych dla odpowiedniego przedziału czasowego rynku.
3. Jeżeli przydzielone zdolności przesyłowe podlegają ograniczeniu ze względu na zaistnienie siły wyższej lub sytuacji nadzwyczajnej, na które powołuje się OSP, dany OSP zwraca koszty lub zapewnia rekompensatę za okres oddziaływania siły wyższej lub trwania sytuacji nadzwyczajnej, zgodnie z następującymi wymogami:
 - a) w przypadku alokacji typu *implicit* kontrahenci centralni lub spedytorzy nie ponoszą strat finansowych ani nie odnoszą korzyści finansowych wynikających z niezbilansowania spowodowanego takim ograniczeniem;
 - b) w przypadku zaistnienia siły wyższej, jeżeli zdolności przesyłowe przydzielono w drodze alokacji typu *explicit*, uczestnicy rynku są uprawnieni do otrzymania zwrotu ceny, jaką zapłacili za zdolność przesyłową w trakcie procesu alokacji typu *explicit*;
 - c) w przypadku wystąpienia sytuacji nadzwyczajnej, jeżeli zdolności przesyłowe przydzielono w drodze alokacji typu *explicit*, uczestnicy rynku są uprawnieni do otrzymania rekompensaty równej różnicy w cenie na odpowiednich rynkach między obszarami rynkowymi w odpowiednim przedziale czasowym; lub
 - d) w przypadku wystąpienia sytuacji nadzwyczajnej, jeżeli zdolności przesyłowe przydzielono w drodze alokacji typu *explicit*, ale cena na obszarze rynkowym nie jest obliczona w co najmniej jednym z dwóch odpowiednich obszarów rynkowych w odpowiednim przedziale czasowym, uczestnicy rynku są uprawnieni do otrzymania zwrotu ceny, jaką zapłacili za zdolność przesyłową w trakcie procesu alokacji typu *explicit*.
4. OSP, który powołuje się na siłę wyższą lub sytuację nadzwyczajną, ogranicza skutki i czas trwania danej siły wyższej lub sytuacji nadzwyczajnej.
5. W przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło, na wniosek zainteresowanego OSP krajowy organ regulacyjny ocenia, czy wydarzenie kwalifikuje się jako przypadek działania siły wyższej.

TYTUŁ III

KOSZTY

ROZDZIAŁ 1

Metoda podziału dochodu z ograniczeń w odniesieniu do jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

Artykuł 73

Metoda podziału dochodu z ograniczeń

1. W terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracują wniosek dotyczący metody podziału dochodu z ograniczeń.
2. Metoda opracowana zgodnie z przepisami ust. 1:
 - a) ułatwia efektywną długoterminową pracę i rozwój systemu przesyłowego energii elektrycznej oraz efektywne funkcjonowanie rynku energii elektrycznej UE;
 - b) jest spójna z ogólnymi zasadami zarządzania ograniczeniami określonymi w art. 16 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
 - c) umożliwia tworzenie rozsądnych planów finansowych;
 - d) zachowuje spójność we wszystkich przedziałach czasowych;
 - e) tworzy ustalenia dotyczące podziału dochodu z ograniczeń uzyskanego z aktywów przesyłowych należących do stron innych niż OSP.
3. OSP dokonują podziału dochodu z ograniczeń na podstawie metody określonej w ust. 1 w możliwie jak najkrótszym terminie i nie później niż tydzień po przekazaniu dochodu z ograniczeń zgodnie z art. 68 ust. 8.

ROZDZIAŁ 2

Metoda podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych w odniesieniu do jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

Artykuł 74

Metoda podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych

1. Najpóźniej 16 miesięcy od daty podjęcia decyzji w sprawie regionów wyznaczania zdolności przesyłowych wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych opracują wniosek dotyczący wspólnej metody podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych.
2. Metoda podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych obejmuje rozwiązania w zakresie podziału kosztów dla działań o znaczeniu transgranicznym.
3. Koszty redysponowania i zakupów przeciwnych kwalifikujące się do podziału kosztów między właściwych OSP określa się w sposób przejrzysty i możliwy do kontroli.
4. Metoda podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych co najmniej:
 - a) określa koszty poniesione w wyniku stosowania działań zaradczych – których koszty zostały uwzględnione w wyznaczaniu zdolności przesyłowych i w przypadku gdy ustanowiono wspólne ramy w odniesieniu do podejmowania takich działań – kwalifikujące się do podziału między wszystkich OSP z danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych, zgodnie z metodą wyznaczania zdolności przesyłowych określoną w art. 20 i 21;
 - b) określa koszty poniesione w wyniku stosowania redysponowania lub zakupów przeciwnych w celu zapewnienia gwarancji transgranicznych zdolności przesyłowych, kwalifikujące się do podziału między wszystkich OSP z danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych, zgodnie z metodą wyznaczania zdolności przesyłowych określoną w art. 20 i 21;
 - c) określa zasady regionalnego podziału kosztów zgodnie z lit. a) i b).

5. Metoda opracowana zgodnie z przepisami ust. 1 obejmuje:
- mechanizm weryfikacji faktycznej potrzeby redysponowania lub zakupów przeciwnych między zainteresowanymi OSP;
 - mechanizm ex post mający na celu monitorowanie stosowania kosztowych działań zaradczych;
 - mechanizm oceny wpływu działań zaradczych oparty na kryteriach bezpieczeństwa pracy systemu i kryteriach ekonomicznych;
 - proces umożliwiający udoskonalanie działań zaradczych;
 - proces umożliwiający monitorowanie każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych przez właściwe organy regulacyjne.
6. Ponadto metoda opracowana zgodnie z przepisami ust. 1:
- w sposób efektywny zapewnia zachęty do zarządzania ograniczeniami, w tym działania zaradcze i zachęty do efektywnego inwestowania;
 - jest spójna z obowiązkami i zobowiązaniami zainteresowanych OSP;
 - zapewnia sprawiedliwy podział kosztów i korzyści między zainteresowanymi OSP;
 - jest spójna z innymi właściwymi mechanizmami, w tym co najmniej z:
 - metodą podziału dochodu z ograniczeń określoną w art. 73;
 - mechanizmem rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi określonym w art. 13 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 i rozporządzeniu Komisji (UE) nr 838/2010 ⁽¹⁾;
 - ułatwia efektywny długoterminowy rozwój i pracę ogólnoeuropejskiego systemu wzajemnie połączonego oraz efektywne funkcjonowanie paneuropejskiego rynku energii elektrycznej;
 - ułatwia przestrzeganie ogólnych zasad zarządzania ograniczeniami określonych w art. 16 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
 - umożliwia tworzenie rozsądnych planów finansowych;
 - zachowuje spójność w przedziałach czasowych rynku dnia następnego i dnia bieżącego; oraz
 - jest zgodna z zasadami przejrzystości i niedyskryminacji.
7. Do dnia 31 grudnia 2018 r. wszyscy OSP z każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych ujednolicą między regionami, w największym możliwym zakresie, metody podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych w ramach swoich odpowiednich regionów wyznaczania zdolności przesyłowych.

ROZDZIAŁ 3

Odzyskiwanie kosztów alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

Artykuł 75

Przepisy ogólne dotyczące zwrotu kosztów

- Koszty zobowiązań nałożonych na OSP na podstawie art. 8, w tym koszty wyszczególnione w art. 74 oraz art. 76–79, oceniają właściwe organy regulacyjne. Koszty ocenione jako uzasadnione, efektywne i proporcjonalne są zwracane w sposób terminowy za pośrednictwem taryf sieciowych lub innych odpowiednich mechanizmów określonych przez właściwe organy regulacyjne.
- Udział państw członkowskich w kosztach wspólnych, o których mowa w art. 80 ust. 2 lit. a), kosztach regionalnych, o których mowa w art. 80 ust. 2 lit. b), i kosztach krajowych, o których mowa w art. 80 ust. 2 lit. c), ocenionych jako uzasadnione, efektywne i proporcjonalne, jest zwracany za pośrednictwem opłat pobieranych przez NEMO, taryf sieciowych lub innych odpowiednich mechanizmów określonych przez właściwe organy regulacyjne.
- Na wniosek organów regulacyjnych odpowiedni OSP, NEMO i przedstawiciele, zgodnie z art. 78, w terminie trzech miesięcy od daty wniosku, przedstawiają informacje niezbędne do ułatwienia oceny poniesionych kosztów.

⁽¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) nr 838/2010 z dnia 23 września 2010 r. w sprawie ustanowienia wytycznych dotyczących mechanizmu rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi i wspólnego podejścia regulacyjnego do opłat przesyłowych (Dz.U. L 250 z 24.9.2010, s. 5).

*Artykuł 76***Koszty ustanowienia, zmiany i funkcjonowania jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego**

1. Wszyscy NEMO ponoszą następujące koszty:
 - a) wspólne, regionalne i krajowe koszty ustanowienia, aktualizowania lub dalszego opracowywania algorytmu łączenia cen i jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
 - b) wspólne, regionalne i krajowe koszty ustanowienia, aktualizowania lub dalszego opracowywania algorytmu handlu ciągłego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego;
 - c) wspólne, regionalne i krajowe koszty funkcjonowania łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.
2. Na podstawie porozumienia zawartego z zainteresowanymi NEMO OSP mogą wnieść wkład na poczet kosztów opisanych w ust. 1, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez odpowiednie organy regulacyjne. W takich przypadkach w ciągu dwóch miesięcy od otrzymania prognozy od zainteresowanych NEMO każdy OSP jest uprawniony do przedłożenia wniosku w sprawie takiego wkładu do zatwierdzenia przez właściwy organ regulacyjny.
3. Zainteresowani NEMO są uprawnieni do zwrotu kosztów na podstawie ust. 1, które nie zostały poniesione przez OSP zgodnie z ust. 2, w drodze opłat lub innych odpowiednich mechanizmów, wyłącznie jeżeli koszty te są uzasadnione i proporcjonalne, za pośrednictwem krajowych ustaleń z właściwym organem regulacyjnym.

*Artykuł 77***Koszty rozliczenia i rozrachunku**

1. Wszystkie koszty poniesione przez kontrahentów centralnych i spedytorów podlegają zwrotowi w drodze opłat lub innych odpowiednich mechanizmów, jeżeli koszty te są uzasadnione i proporcjonalne.
2. Kontrahenci centralni i spedytorzy dążą do stosowania skutecznych systemów rozliczeń i rozrachunku, które pozwalają uniknąć zbędnych kosztów i odzwierciedlają poniesione ryzyko. Transgraniczne systemy rozliczeń i rozrachunku podlegają zatwierdzeniu przez właściwe krajowe organy regulacyjne.

*Artykuł 78***Koszty ustanowienia i funkcjonowania procesu skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych**

1. Każdy OSP indywidualnie ponosi koszty związane z przekazywaniem danych wejściowych na potrzeby procesu wyznaczania zdolności przesyłowych.
2. Wszyscy OSP wspólnie ponoszą koszty związane z łączeniem indywidualnych modeli sieci.

Wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych ponoszą koszty ustanowienia i działalności podmiotów odpowiedzialnych za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych.

3. Wszelkie koszty poniesione przez uczestników rynku w celu spełnienia wymogów niniejszego rozporządzenia ponoszą dani uczestnicy rynku.

*Artykuł 79***Koszty zapewniania gwarancji**

Koszty zapewniania gwarancji zgodnie z art. 70 ust. 2 i art. 71 ponoszą w możliwym zakresie odpowiedni OSP, zgodnie z art. 16 ust. 6 lit. a) rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Koszty te obejmują koszty mechanizmów kompensacyjnych związanych z zapewnianiem gwarancji transgranicznych zdolności przesyłowych, jak również koszty redysponowania, zakupów przeciwnych i niezbilansowania związane z rekompensatami dla uczestników rynku.

Artykuł 80

Podział kosztów między NEMO a OSP w różnych państwach członkowskich

1. Wszyscy odpowiedni NEMO i OSP przedkładają organom regulacyjnym sprawozdanie roczne, w którym szczegółowo wyjaśniają koszty ustanowienia, zmiany i funkcjonowania jednolitego łączenia rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego. Sprawozdanie to publikuje Agencja, odpowiednio uwzględniając poufne informacje handlowe. Koszty bezpośrednio związane z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego są jasno i oddzielnie identyfikowane i możliwe do skontrolowania. Sprawozdanie zawiera również pełne szczegółowe informacje dotyczące wkładu OSP na poczet kosztów NEMO zgodnie z art. 76 ust. 2.
2. Podział kosztów, o których mowa w ust. 1, jest następujący:
 - a) koszty wspólne wynikające ze skoordynowanych działań wszystkich NEMO lub OSP uczestniczących w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego;
 - b) koszty regionalne wynikające z działań NEMO lub OSP współpracujących w określonym regionie;
 - c) koszty krajowe wynikające z działań NEMO lub OSP w tym państwie członkowskim.
3. Koszty wspólne, o których mowa w ust. 2 lit. a), są dzielone między OSP i NEMO w państwach członkowskich i państwach trzecich uczestniczących w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego. W celu obliczenia kwoty, jaką OSP i NEMO winny zapłacić w każdym państwie członkowskim i, w stosownych przypadkach, w państwach trzecich, jedną ósmą kosztów wspólnych dzieli się w równych proporcjach między wszystkie państwa członkowskie i państwa trzecie, pięć ósmych dzieli się między wszystkie państwa członkowskie i państwa trzecie proporcjonalnie do ich zużycia, a dwie ósme dzieli się w równych proporcjach między uczestniczących NEMO. W celu uwzględnienia zmian w kosztach wspólnych lub zmian uczestniczących OSP i NEMO wyznaczenie kosztów wspólnych podlega regularnym korektom.
4. NEMO i OSP współpracujący w danym regionie uzgadniają wspólnie wniosek dotyczący podziału kosztów regionalnych zgodnie z ust. 2 lit. b). Wniosek jest następnie indywidualnie zatwierdzany przez właściwe organy krajowe każdego z państw członkowskich w regionie. NEMO i OSP współpracujący w danym regionie mogą ewentualnie stosować mechanizmy podziału kosztów określone w ust. 3.
5. Zasady dzielenia kosztów mają zastosowanie do kosztów ponoszonych od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. Pozostaje to bez uszczerbku dla istniejących rozwiązań stosowanych w celu rozwoju jednolitego łączenia rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego, a koszty poniesione przed wejściem w życie niniejszego rozporządzenia są dzielone między NEMO i OSP w oparciu o istniejące porozumienia regulujące takie rozwiązania.

TYTUŁ IV

PRZEKAZYWANIE ZADAŃ I MONITOROWANIE

Artykuł 81

Przekazywanie zadań

1. OSP lub NEMO może przekazać całość lub część dowolnego zadania przypisanego mu na podstawie niniejszego rozporządzenia na jedną osobę trzecią lub większą ich liczbę, w przypadku gdy osoba trzecia może wykonać stosowne zadanie co najmniej tak skutecznie, jak podmiot przekazujący. Podmiot przekazujący pozostaje odpowiedzialny za zapewnienie wypełnienia zobowiązań wynikających z niniejszego rozporządzenia, w tym za zapewnienie dostępu do informacji niezbędnych do monitorowania przez organ regulacyjny.
2. Przed przekazaniem właściwa osoba trzecia musi wyraźnie wykazać stronie przekazującej swoją zdolność do wypełnienia wszystkich zobowiązań wynikających z niniejszego rozporządzenia.
3. W przypadku przekazania całości lub części dowolnego zadania określonego w niniejszym rozporządzeniu osobie trzeciej strona przekazująca zapewnia, aby przed przekazaniem zostały zawarte odpowiednie umowy dotyczące poufności zgodnie z zobowiązaniami strony przekazującej w zakresie poufności.

Artykuł 82

Monitorowanie wdrażania jednolitego łączenia rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego

1. Podmiot lub podmioty wykonujące funkcje operatora łączenia rynków są monitorowane przez organy regulacyjne lub organy właściwe dla terytorium, na którym są zlokalizowane. W razie potrzeby w monitorowaniu biorą udział inne organy regulacyjne lub inne właściwe organy i Agencja. Organy regulacyjne lub odpowiednie organy odpowiedzialne głównie za monitorowanie NEMO i funkcji operatora łączenia rynków w pełni współpracują ze sobą oraz udostępniają innym organom regulacyjnym i Agencji informacje w celu zapewnienia odpowiedniego monitorowania jednolitego łączenia rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego zgodnie z art. 38 dyrektywy 2009/72/WE.
2. Monitorowanie wdrażania jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego przez ENTSO-E zgodnie z art. 8 ust. 8 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 obejmuje w szczególności następujące kwestie:
 - a) postępy i ewentualne problemy w realizacji jednolitego łączenia rynków dnia następnego i jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, w tym wybór różnych dostępnych wariantów w każdym państwie;
 - b) przygotowanie sprawozdania z wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych zgodnie z art. 31 ust. 1;
 - c) efektywność obecnej konfiguracji obszarów rynkowych we współpracy z Agencją zgodnie z art. 34;
 - d) skuteczność działania algorytmu łączenia cen i algorytmu handlu ciągłego we współpracy z NEMO zgodnie z art. 37 ust. 6;
 - e) skuteczność kryterium dotyczącego oszacowania wartości straconego obciążenia, zgodnie z art. 41 ust. 1 i art. 54 ust. 1; oraz
 - f) przegląd metody wyznaczania planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego zgodnie z art. 43 ust. 4.
3. ENTSO-E przedstawia Agencji do zaopiniowania plan monitorowania obejmujący sprawozdania, które należy przygotować, oraz wszelkie aktualizacje zgodnie z ust. 2 w terminie sześciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.
4. Agencja, we współpracy z ENTSO-E, sporządzi w terminie sześciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wykaz istotnych informacji, które ENTSO-E ma przekazać Agencji, zgodnie z art. 8 ust. 9 i art. 9 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Wykaz istotnych informacji może podlegać aktualizacji. ENTSO-E prowadzi kompleksowe archiwum danych w postaci cyfrowej w znormalizowanym formacie, obejmujące informacje wymagane przez Agencję.
5. Wszyscy OSP przedkładają ENTSO-E informacje wymagane w celu wypełniania zadań zgodnie z ust. 2 i 4.
6. NEMO, uczestnicy rynku i inne właściwe organizacje w odniesieniu do jednolitego łączenia rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego, na wspólne żądanie Agencji i ENTSO energii elektrycznej, przedstawiają ENTSO energii elektrycznej informacje potrzebne do celów monitorowania zgodnie z ust. 2 i 4, z wyjątkiem informacji uzyskanych już przez organy regulacyjne, Agencję lub ENTSO energii elektrycznej w kontekście ich odpowiednich zadań w zakresie monitorowania wdrożenia.

TYTUŁ V

PRZEPISY PRZEJŚCIOWE I KOŃCOWE

Artykuł 83

Przepisy przejściowe dla Irlandii i Irlandii Północnej

1. Z wyjątkiem art. 4, 5 i 6 oraz udziału w opracowywaniu warunków lub metod, w odniesieniu do których mają zastosowanie odpowiednie terminy, wymogi niniejszego rozporządzenia nie mają zastosowania w Irlandii i Irlandii Północnej do dnia 31 grudnia 2017 r.

2. Od daty wejścia w życie niniejszego rozporządzenia do dnia 31 grudnia 2017 r. Irlandia i Irlandia Północna wdrożą przygotowawcze przepisy przejściowe. Te przepisy przejściowe:

- a) ułatwiają przejście do pełnego wdrożenia niniejszego rozporządzenia i obejmują wszystkie niezbędne środki przygotowawcze do jego pełnego wdrożenia i zapewnienia z nim pełnej zgodności do dnia 31 grudnia 2017 r.;
- b) gwarantują rozsądny stopień integracji z rynkami w obrębie graniczących ze sobą jurysdykcji;
- c) przewidują co najmniej:
 - (i) alokację zdolności powiązań wzajemnych w aukcji typu *explicit* na rynku dnia następnego i w co najmniej dwóch aukcjach typu *implicit* na rynku dnia bieżącego;
 - (ii) wspólne wyznaczanie przepustowości połączeń wzajemnych i energii w przedziale czasowym rynku dnia następnego;
 - (iii) stosowanie zasad *use-it-or-lose-it* lub *use-it-or-sell-it* określonych w pkt 2.5 załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 714/2009, w odniesieniu do zdolności przesyłowych niewykorzystanych w przedziale czasowym rynku dnia następnego;
- d) zapewniają sprawiedliwą i niedyskryminującą wycenę przepustowości połączeń wzajemnych w aukcjach typu *implicit* dnia bieżącego;
- e) wprowadzają sprawiedliwe, przejrzyste i niedyskryminujące mechanizmy kompensacyjne w odniesieniu do zapewniania gwarancji;
- f) określają szczegółowy plan działania, zatwierdzony przez organy regulacyjne Irlandii i Irlandii Północnej, obejmujący najważniejsze działania mające na celu osiągnięcie pełnego wdrożenia niniejszego rozporządzenia oraz zapewnienia z nim zgodności;
- g) podlegają procesowi konsultacji, w którym uczestniczą wszystkie zainteresowane strony, i uwzględniają wyniki tych konsultacji w jak największym zakresie;
- h) są uzasadnione na podstawie analizy kosztów i korzyści;
- i) nie wpływają w nieuzasadniony sposób na inne jurysdykcje.

3. Organy regulacyjne Irlandii i Irlandii Północnej przedstawiają Agencji co najmniej raz na kwartał lub na wniosek Agencji wszelkie informacje wymagane do dokonania oceny przepisów przejściowych dotyczących rynku energii elektrycznej na wyspie Irlandia i postępow w kierunku osiągnięcia pełnego wdrożenia niniejszego rozporządzenia oraz zapewnienia z nim zgodności.

Artykuł 84

Wejście w życie

Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

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

Sporządzono w Brukseli dnia 24 lipca 2015 r.

W imieniu Komisji
Jean-Claude JUNCKER
Przewodniczący