

Dokument ten służy wyłącznie do celów informacyjnych i nie ma mocy prawnej. Unijne instytucje nie ponoszą żadnej odpowiedzialności za jego treść. Autentyczne wersje odpowiednich aktów prawnych, włącznie z ich preambułami, zostały opublikowane w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej i są dostępne na stronie EUR-Lex. Bezpośredni dostęp do tekstów urzędowych można uzyskać za pośrednictwem linków zawartych w dokumencie

► **B** ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2019/943

z dnia 5 czerwca 2019 r.

w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej

(wersja przekształcona)

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

(Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 54)

zmienione przez:

		Dziennik Urzędowy		
		nr	strona	data
► <u>M1</u>	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869 z dnia 30 maja 2022 r.	L 152	45	3.6.2022
► <u>M2</u>	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r.	L 1747	1	26.6.2024

▼B**ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO
I RADY (UE) 2019/943****z dnia 5 czerwca 2019 r.****w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej****(wersja przekształcona)****(Tekst mający znaczenie dla EOG)****ROZDZIAŁ I****PRZEDMIOT, ZAKRES STOSOWANIA I DEFINICJE***Artykuł 1***Przedmiot i zakres stosowania**

Niniejsze rozporządzenie ma na celu:

▼M2

- a) określenie podstaw efektywnego osiągnięcia celów unii energetycznej i celu osiągnięcia neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 r., a w szczególności ram dotyczących klimatu i energii na rok 2030, przez umożliwienie wysyłania sygnałów rynkowych z myślą o zwiększonej efektywności, większym udziale energii odnawialnej źródeł, bezpieczeństwie dostaw, elastyczności, integracji systemu energetycznego z uwzględnieniem różnych nośników energii, zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju, obniżaniu emisyjności oraz innowacyjności;
- b) określenie podstawowych zasad dobrze funkcjonujących, zintegrowanych rynków energii elektrycznej, które umożliwiają wszystkim dostawcom zasobów i odbiorcom energii elektrycznej niedyskryminacyjny dostęp do rynku, stwarzają warunki rozwoju rynków terminowych energii elektrycznej, aby umożliwić dostawcom i odbiorcom zabezpieczanie się lub ochronę przed ryzykiem przyszłej zmienności cen energii elektrycznej, wzmacniają i chronią pozycję konsumentów, zapewniają konkurencyjność na rynku światowym, zwiększają bezpieczeństwo dostaw i elastyczność poprzez odpowiedź odbioru, magazynowanie energii i inne rozwiązania w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, zapewniają efektywność energetyczną, ułatwiają agregację rozproszonego popytu i podaży, a także umożliwiają integrację rynkową i sektorową oraz oparte na zasadach rynkowych wynagradzanie energii elektrycznej wytwarzanej z energii odnawialnej;

▼B

- c) określenie uczciwych zasad transgranicznej wymiany energii elektrycznej, zwiększając tym samym konkurencję na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, z uwzględnieniem specyfiki rynków krajowych i regionalnych, w tym wprowadzenie mechanizmu rekompensat z tytułu transgranicznego przepływu energii elektrycznej oraz określenie zharmonizowanych zasad dotyczących opłat za transgraniczne przesyłanie energii elektrycznej oraz alokację dostępnych zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych między krajowymi systemami przesyłowymi;
- d) ułatwienie powstania dobrze funkcjonującego i przejrzystego rynku hurtowego, przyczyniającego się do wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zapewnienie mechanizmów harmonizacji zasad transgranicznej wymiany energii elektrycznej;

▼ M2

- e) wspieranie długoterminowych inwestycji w wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych, elastyczność i sieci, tak aby rachunki konsumentów za energię stały się przystępne i mniej zależne od wahań krótkoterminowych cen na rynku energii elektrycznej, w szczególności cen paliw kopalnych w perspektywie średnio- i długoterminowej;
- f) ustanowienie ram przyjmowania środków mających na celu rozwiązanie kryzysu związanego z cenami energii elektrycznej.

▼ B*Artykuł 2***Definicje**

Stosuje się następujące definicje:

- 1) „połączenie wzajemne” oznacza linię przesyłową, która przebiega przez granicę lub łączy obie strony granicy między państwami członkowskimi i łączy krajowe systemy przesyłowe państw członkowskich;
- 2) „organ regulacyjny” oznacza organ regulacyjny wyznaczony przez każde z państw członkowskich zgodnie z art. 57 ust. 1 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 3) „przepływ transgraniczny” oznacza fizyczny przepływ energii elektrycznej przez sieć przesyłową danego państwa członkowskiego, będący wynikiem wpływu działalności wytwórców, odbiorców, lub obu, spoza tego państwa członkowskiego na jego sieć przesyłową;
- 4) „ograniczenie przesyłowe” oznacza sytuację, gdy nie wszystkie składane przez uczestników rynku zlecenia obrotu między obszarami sieci mogą zostać wykonane, ponieważ ich realizacja w znaczącym stopniu wpłynęłaby na fizyczne przepływy energii w elementach sieci, które nie są w stanie obsłużyć tych przepływów;
- 5) „nowe połączenie wzajemne” oznacza połączenie wzajemne nieukończone do dnia 4 sierpnia 2003 r.;
- 6) „strukturalne ograniczenie przesyłowe” oznacza ograniczenie w systemie przesyłowym, które można jednoznacznie zdefiniować, które jest przewidywalne, geograficznie stabilne w czasie i często powtarza się w normalnych warunkach pracy systemu energetycznego;
- 7) „operator rynku” oznacza podmiot świadczący usługę, w której oferty sprzedaży energii elektrycznej są kojarzone z ofertami zakupu energii elektrycznej;
- 8) „wyznaczony operator rynku energii elektrycznej” lub „NEMO” oznacza operatora rynku wyznaczonego przez właściwy organ do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego lub dnia bieżącego;
- 9) „wartość niedostarczonej energii” oznacza wyrażone w EUR/MWh oszacowanie maksymalnej ceny energii elektrycznej, którą odbiorcy są gotowi zapłacić, aby uniknąć wyłączeń;
- 10) „bilansowanie” oznacza wszystkie działania i procesy, we wszystkich horyzontach czasowych, za pomocą których operatorzy systemów przesyłowych zapewniają w sposób ciągły utrzymanie częstotliwości systemu w z góry określonym zakresie stabilności oraz spełnienie wymogu dotyczącego wielkości rezerw niezbędnych do zapewnienia wymaganej jakości;

▼ B

- 11) „energia bilansująca” oznacza energię wykorzystywaną przez operatorów systemów przesyłowych do bilansowania;
- 12) „dostawca usług bilansujących” oznacza uczestnika rynku udostępniającego operatorom systemów przesyłowych energię bilansującą albo moc bilansującą, lub obie;
- 13) „moc bilansująca” oznacza wolumen mocy, który dostawca usług bilansujących zgodził się utrzymywać i w odniesieniu do którego dostawca usług bilansujących zgodził się składać operatorowi systemu przesyłowego oferty na odpowiadający mu wolumen energii bilansującej przez okres obowiązywania umowy;
- 14) „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie” oznacza uczestnika rynku lub wybranego przez niego przedstawiciela odpowiedzialnego za jego niezbilansowanie na rynku energii elektrycznej;
- 15) „okres rozliczania niezbilansowania” oznacza jednostkę czasu, w odniesieniu do której wylicza się niezbilansowanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie;
- 16) „cena niezbilansowania” oznacza cenę, o wartości dodatniej, zerowej lub ujemnej, w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania, za niezbilansowanie w każdym kierunku;
- 17) „obszar obowiązywania ceny niezbilansowania” oznacza obszar, na którym wyliczana jest cena niezbilansowania;
- 18) „proces kwalifikacji wstępnej” oznacza proces mający na celu weryfikację spełnienia przez dostawcę mocy bilansującej wymogów określonych przez operatorów systemów przesyłowych;
- 19) „rezerwa mocy” oznacza wielkość rezerw utrzymania częstotliwości, rezerw odbudowy częstotliwości lub rezerw zastępczych, które muszą być dostępne dla operatora systemu przesyłowego;
- 20) „dysponowanie priorytetowe” oznacza w odniesieniu do modelu samodzielnego dysponowania dysponowanie jednostkami wytwarzania według kryteriów innych niż ekonomiczna kolejność ofert, a w odniesieniu do modeli dysponowania centralnego również dysponowanie jednostkami wytwarzania według kryteriów innych, niż ekonomiczna kolejność ofert i ograniczenia sieciowe, przez przyznanie pierwszeństwa w dysponowaniu określonym technologiom wytwarzania;
- 21) „region wyznaczania zdolności przesyłowych” oznacza obszar geograficzny, na którym stosuje się skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych;

▼ M2

- 22) „mechanizm zdolności wytwórczych” oznacza mechanizm mający na celu zapewnienie osiągnięcia niezbędnego poziomu wystarczalności zasobów przez wynagradzanie dostępności zasobów, z wyłączeniem środków dotyczących usług pomocniczych lub zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;

▼ B

- 23) „wysokosprawna kogeneracja” oznacza kogenerację spełniającą kryteria określone w załączniku II do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE ⁽¹⁾;

⁽¹⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 1).

▼B

- 24) „projekt demonstracyjny” oznacza projekt polegający na zademonstrowaniu technologii określonego rodzaju po raz pierwszy w Unii oraz stanowiący istotną innowację, która znacznie odbiega od aktualnego stanu techniki;
- 25) „uczestnik rynku” oznacza osobę fizyczną lub prawną, która kupuje, sprzedaje lub wytwarza energię elektryczną, zajmuje się agregacją lub jest operatorem odpowiedzi odbioru lub usług magazynowania energii, co obejmuje składanie zleceń transakcji na jednym lub większej liczbie rynków energii elektrycznej, w tym na rynkach bilansujących energii;
- 26) „redysponowanie” oznacza środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu;
- 27) „zakupy przeciwne” oznaczają wymianę międzystrefową zainicjowaną przez operatorów systemów między dwoma obszarami rynkowymi w celu zmniejszenia fizycznych ograniczeń przesyłowych;
- 28) „jednostka wytwarzania energii” oznacza jednostkę przetwarzającą energię pierwotną w energię elektryczną i składającą się z jednego lub większej liczby modułów wytwarzania energii przyłączonego do sieci;
- 29) „model dysponowania centralnego” oznacza model grafikowania i dysponowania, w którym grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii, a także dysponowanie jednostkami wytwarzania energii oraz instalacjami odbiorczymi, w odniesieniu do dyspozycyjnych jednostek i instalacji, ustala operator systemu przesyłowego w zintegrowanym procesie grafikowania;
- 30) „model samodzielnego dysponowania” oznacza model grafikowania i dysponowania, w którym grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii, a także dysponowanie jednostkami wytwarzania energii oraz instalacjami odbiorczymi, ustalają podmioty ds. opracowywania grafików tych jednostek lub instalacji;
- 31) „standardowy produkt energii bilansującej” oznacza zharmonizowany produkt bilansujący określony przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych do celów wymiany usług bilansujących;
- 32) „specyficzny produkt energii bilansującej” oznacza produkt energii bilansującej inny, niż standardowy produkt energii bilansującej;
- 33) „operator delegowany” oznacza podmiot, któremu operator systemu przesyłowego lub NEMO przekazał konkretne zadania lub obowiązki powierzone im na mocy niniejszego rozporządzenia lub innych aktów prawnych Unii, lub któremu te zadania lub obowiązki przydzieliło państwo członkowskie lub organ regulacyjny;
- 34) „odbiorca” oznacza odbiorcę zdefiniowanego w art. 2 pkt 1 dyrektywy (UE) 2019/944;

▼B

- 35) „odbiorca końcowy” oznacza odbiorcę końcowego zdefiniowanego w art. 2 pkt 3 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 36) „odbiorca hurtowy” oznacza odbiorcę hurtowego zdefiniowanego w art. 2 pkt 2 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 37) „odbiorca będący gospodarstwem domowym” oznacza odbiorcę będącego gospodarstwem domowym zdefiniowanego w art. 2 pkt 4 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 38) „małe przedsiębiorstwo” oznacza małe przedsiębiorstwo zdefiniowane w art. 2 pkt 7 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 39) „odbiorca aktywny” oznacza odbiorcę aktywnego zdefiniowanego w art. 2 pkt 8 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 40) „rynki energii elektrycznej” oznacza rynki energii elektrycznej zdefiniowane w art. 2 pkt 9 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 41) „dostawy” oznacza dostawy zdefiniowane w art. 2 pkt 12 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 42) „umowa na dostawy energii elektrycznej” oznacza umowę na dostawy energii elektrycznej zdefiniowaną w art. 2 pkt 13 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 43) „agregacja” oznacza agregację zdefiniowaną w art. 2 pkt 18 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 44) „odpowiedź odbioru” oznacza odpowiedź odbioru zdefiniowaną w art. 2 pkt 20 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 45) „inteligentny system pomiarowy” oznacza inteligentny system pomiarowy zdefiniowany w art. 2 pkt 23 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 46) „interoperacyjność” oznacza interoperacyjność zdefiniowaną w art. 2 pkt 24 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 47) „dystrybucja” oznacza dystrybucję zdefiniowaną w art. 2 pkt 28 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 48) „operator systemu dystrybucyjnego” oznacza operatora systemu dystrybucyjnego zdefiniowanego w art. 2 pkt 29 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 49) „efektywność energetyczna” oznacza efektywność energetyczną zdefiniowaną w art. 2 pkt 30 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 50) „energia ze źródeł odnawialnych” lub „energia odnawialna” oznacza energię ze źródeł odnawialnych zdefiniowaną w art. 2 pkt 31 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 51) „wytwarzanie rozproszone” oznacza wytwarzanie rozproszone zdefiniowane w art. 2 pkt 32 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 52) „przesył” oznacza przesył zdefiniowany w art. 2 pkt 34 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 53) „operator systemu przesyłowego” oznacza operatora systemu przesyłowego zdefiniowanego w art. 2 pkt 35 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 54) „użytkownik systemu” oznacza użytkownika systemu zdefiniowanego w art. 2 pkt 36 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 55) „wytwarzanie” oznacza wytwarzanie zdefiniowane w art. 2 pkt 37 dyrektywy (UE) 2019/944;

▼B

- 56) „wytwórca” oznacza wytwórcę zdefiniowanego w art. 2 pkt 38 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 57) „system wzajemnie połączony” oznacza system wzajemnie połączony zdefiniowany w art. 2 pkt 40 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 58) „mały system wydzielony” oznacza mały system wydzielony zdefiniowany w art. 2 pkt 42 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 59) „mały system połączony” oznacza mały system połączony zdefiniowany w art. 2 pkt 43 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 60) „usługa pomocnicza” oznacza usługę pomocniczą zdefiniowaną w art. 2 pkt 48 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 61) „usługa pomocnicza niezależna od częstotliwości” oznacza usługę pomocniczą niezależną od częstotliwości zdefiniowaną w art. 2 pkt 49 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 62) „magazynowanie energii” oznacza magazynowanie energii zdefiniowane w art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 63) „regionalne centrum koordynacyjne” oznacza regionalne centrum koordynacyjne ustanowione zgodnie z art. 35 niniejszego rozporządzenia;
- 64) „hurtowy rynek energii elektrycznej” oznacza hurtowy rynek energii elektrycznej zdefiniowany w art. 2 pkt 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 ⁽²⁾;
- 65) „obszar rynkowy” oznacza największy obszar geograficzny, w obrębie którego uczestnicy rynku mają możliwość wymiany energii bez alokacji zdolności przesyłowych;
- 66) „alokacja zdolności przesyłowych” oznacza przydział międzyobszarowych zdolności przesyłowych;
- 67) „obszar regulacyjny” oznacza spójną część systemu wzajemnie połączonych, eksploatowaną przez jednego operatora systemu, i obejmuje przyłączone jednostki odbiorcze lub jednostki wytwórcze, jeżeli istnieją;
- 68) „skoordynowane zdolności przesyłowe netto” oznacza metodę wyznaczania zdolności przesyłowych opartą na zasadzie oceny i określenia ex ante maksymalnej wymiany energii między sąsiadującymi obszarami rynkowymi;
- 69) „krytyczny element sieci” oznacza element sieci zlokalizowany wewnątrz obszaru rynkowego lub między obszarami rynkowymi uwzględniany w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych, ograniczający ilość energii, która może zostać wymieniona;
- 70) „międzyobszarowe zdolności przesyłowe” oznacza zdolność systemu wzajemnie połączonych do przyjmowania transferu energii między obszarami rynkowymi;
- 71) „jednostka wytwórcza” oznacza jeden generator energii elektrycznej należący do jednostki produkcyjnej;

⁽²⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U. L 326 z 8.12.2011, s. 1).

▼ **M2**

- 72) „godzina szczytu” oznacza godzinę, w której na podstawie prognoz operatorów systemów przesyłowych oraz, w stosownych przypadkach, NEMO, oczekuje się, że zużycie energii elektrycznej brutto lub zużycie brutto energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł innych niż źródła odnawialne lub hurtowa cena energii elektrycznej na rynku dnia następnego będą najwyższe, z uwzględnieniem wymian międzystrefowych;
- 73) „wygładzanie profilu zapotrzebowania” oznacza zdolność uczestników rynku do ograniczenia zużycia energii elektrycznej z sieci w godzinach szczytu na żądanie operatora systemu;
- 74) „produkt wygładzający profil zapotrzebowania” oznacza produkt rynkowy, za pośrednictwem którego uczestnicy rynku mogą zapewniać operatorom systemów wygładzanie profilu zapotrzebowania;
- 75) „regionalny wirtualny hub” oznacza niefizyczny region obejmujący więcej niż jeden obszar rynkowy, dla którego ustalana jest cena referencyjna przy zastosowaniu danej metody;
- 76) „dwukierunkowy kontrakt różnicowy” oznacza umowę między operatorem jednostki wytwarzania energii a kontrahentem, zazwyczaj podmiotem publicznym, która zapewnia zarówno ochronę minimalnego wynagrodzenia, jak i ograniczenie nadmiernego wynagrodzenia;
- 77) „umowa zakupu energii elektrycznej” lub „PPA” oznacza umowę, na mocy której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup energii elektrycznej od wytwórcy energii elektrycznej na zasadach rynkowych;
- 78) „specjalne urządzenie pomiarowe” oznacza urządzenie połączone ze sprzętem lub w taki sprzęt wbudowane, które świadczy usługi w zakresie odpowiedzi odbioru lub elastyczności na rynku energii elektrycznej lub operatorom systemów;
- 79) „elastyczność” oznacza zdolność systemu elektroenergetycznego do dostosowania się do zmienności modeli wytwarzania i zużycia oraz dostępności sieci w odpowiednich przedziałach czasowych rynku.

▼ **B**

ROZDZIAŁ II

OGÓLNE ZASADY RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

*Artykuł 3***Zasady dotyczące funkcjonowania rynków energii elektrycznej**

Państwa członkowskie, organy regulacyjne, operatorzy systemów przesyłowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych, operatorzy rynku oraz operatorzy delegowani zapewniają funkcjonowanie rynków energii elektrycznej zgodnie z następującymi zasadami:

- a) ceny ustala się na podstawie popytu i podaży;
- b) zasady rynkowe sprzyjają swobodnemu kształtowaniu cen i zapobiegają działaniom uniemożliwiającym kształtowanie cen na podstawie popytu i podaży;
- c) zasady rynkowe ułatwiają rozwój bardziej elastycznego wytwarzania, zrównoważonego wytwarzania niskoemisyjnego oraz bardziej elastycznego popytu;

▼B

- d) odbiorcom umożliwia się czerpanie korzyści z możliwości rynkowych i zwiększonej konkurencji na rynkach detalicznych oraz umożliwia się im działanie w charakterze uczestników rynku energii i transformacji energetyki;
- e) odbiorcom końcowym i małym przedsiębiorstwom umożliwia się uczestnictwo w rynku dzięki agregacji wytwarzania energii z wielu jednostek wytwarzania energii lub obciążenia z wielu instalacji odpowiedzi odbioru, umożliwiającą składanie wspólnych ofert na rynku energii elektrycznej oraz ich wspólną obsługę w systemie elektroenergetycznym, zgodnie z unijnym prawem konkurencji;
- f) zasady rynkowe umożliwiają obniżanie emisyjności systemu elektroenergetycznego, a zatem gospodarki, w tym przez umożliwienie integracji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz wprowadzenie zachęt do podnoszenia efektywności energetycznej;
- g) zasady rynkowe dostarczają odpowiednich zachęt do inwestowania w wytwarzanie, w szczególności do długofalowych inwestycji w bezemisyjny i zrównoważony system elektroenergetyczny, magazynowanie energii, efektywność energetyczną, odpowiedź odbioru, aby zaspokajać zapotrzebowanie na rynku, oraz ułatwiają uczciwą konkurencję, zapewniając tym samym bezpieczeństwo dostaw energii;
- h) stopniowo eliminuje się przeszkody w transgranicznym przepływie energii elektrycznej między obszarami rynkowymi lub państwami członkowskimi oraz w zawieraniu transgranicznych transakcji na rynkach energii elektrycznej i usług powiązanych;
- i) zasady rynkowe przewidują regionalną współpracę tam, gdzie jest ona skuteczna;
- j) bezpieczne i zrównoważone wytwarzanie, magazynowanie energii i odpowiedź odbioru uczestniczą w rynku na tych samych warunkach, zgodnie z wymogami przewidzianymi w prawie Unii;
- k) wszyscy wytwórcy są bezpośrednio lub pośrednio odpowiedzialni za sprzedaż energii elektrycznej, którą wytwarzają;
- l) zasady rynkowe umożliwiają rozwój projektów demonstracyjnych dotyczących zrównoważonych, bezpiecznych i niskoemisyjnych źródeł energii, technologii lub systemów, które mają być realizowane i wykorzystywane z korzyścią dla społeczeństwa;
- m) zasady rynkowe umożliwiają efektywne dysponowanie aktywami wytwórczymi, magazynowaniem energii i odpowiedzią odbioru;
- n) zasady rynkowe umożliwiają wejście na rynek i opuszczenie rynku przedsiębiorstwom wytwarzającym energię elektryczną, magazynującym energię i dostarczającym energię elektryczną, na podstawie ich własnej oceny ekonomicznej i finansowej opłacalności swojej działalności;
- o) aby dać uczestnikom rynku możliwość ochrony przed ryzykiem wahań cen na zasadach rynkowych oraz zmniejszyć niepewność co do przyszłego zwrotu z inwestycji, długoterminowe instrumenty zabezpieczające muszą być przedmiotem przejrzystego obrotu na giełdach, a długoterminowe umowy na dostawy energii elektrycznej muszą być zbywalne na rynkach pozagiełdowych, z zastrzeżeniem zgodności z unijnym prawem konkurencji;

▼ B

- p) zasady rynkowe ułatwiają obrót produktami w całej Unii, a zmiany regulacyjne uwzględniają wpływ na krótko- i długoterminowe rynki i produkty terminowe;
- q) uczestnicy rynku mają prawo uzyskać dostęp do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych na obiektach, przejrzystych i niedyskryminacyjnych warunkach.

*Artykuł 4***Sprawiedliwa transformacja**

Komisja wspiera państwa członkowskie, które ustanawiają krajową strategię stopniowego zmniejszania wytwarzania w istniejących jednostkach zasilanych węglem i innymi stałymi paliwami kopalnymi, a także zmniejszania zdolności wydobywczych, z wykorzystaniem wszelkich dostępnych środków, aby umożliwić „sprawiedliwą transformację” w regionach dotkniętych zmianą strukturalną. Komisja pomaga państwom członkowskim w radzeniu sobie ze społecznymi i gospodarczymi skutkami przechodzenia na czystą energię.

Komisja współpracuje na zasadach ścisłego partnerstwa z podmiotami z regionów węglowych i regionów zależnych od węgla, ułatwia dostęp do odpowiednich funduszy i programów oraz korzystanie z nich, a także zachęca do wymiany dobrych praktyk, w tym dyskusji na temat planów działania na rzecz przemysłu oraz potrzeb w zakresie przekwalifikowania zawodowego.

*Artykuł 5***Odpowiedzialność za bilansowanie**

1. Wszyscy uczestnicy rynku są odpowiedzialni za niezbilansowanie, które powodują w systemie („odpowiedzialność za bilansowanie”). W tym celu uczestnicy rynku sami są podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie albo na mocy umowy przekazują tę odpowiedzialność wybranemu przez siebie podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie. Każdy podmiot odpowiedzialny za bilansowanie jest odpowiedzialny finansowo za swoje niezbilansowanie i dąży do zbilansowania samego siebie lub wspiera zbilansowanie systemu elektroenergetycznego.

2. Państwa członkowskie mogą przewidzieć odstępstwa od odpowiedzialności za bilansowanie wyłącznie w odniesieniu do:

- a) projektów demonstracyjnych dotyczących innowacyjnych technologii, z zastrzeżeniem zgody organu regulacyjnego, pod warunkiem że odstępstwa te są ograniczone do czasu i do zakresu, w jakim jest to niezbędne do osiągnięcia celów demonstracyjnych;
- b) jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii o zainstalowanej mocy elektrycznej poniżej 400 kW;
- c) instalacji korzystających ze wsparcia zatwierdzonego przez Komisję na podstawie unijnych zasad pomocy państwa zgodnie z art. 107, 108 i 109 TFUE i uruchomionych przed dniem 4 lipca 2019 r.

Państwa członkowskie mogą, bez uszczerbku dla art. 107 i 108 TFUE, wprowadzać dla uczestników rynku całkowicie lub częściowo zwolnionych z odpowiedzialności za bilansowanie zachęty do podejmowania pełnej odpowiedzialności za bilansowanie.

▼B

3. Jeżeli państwo członkowskie przewiduje odstępstwo zgodnie z ust. 2, zapewnia, aby odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie ponosił inny uczestnik rynku.

4. W przypadku jednostek wytwarzania energii uruchamianych od dnia 1 stycznia 2026 r. ust. 2 lit. b) stosuje się wyłącznie do jednostek wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii o zainstalowanej mocy elektrycznej poniżej 200 kW.

*Artykuł 6***Rynek bilansujący**

1. Rynki bilansujące, w tym procesy kwalifikacji wstępnej, organizuje się w taki sposób, aby:

a) zapewnić rzeczywisty brak dyskryminacji uczestników rynku, uwzględniając różne potrzeby techniczne systemu elektroenergetycznego oraz różne możliwości techniczne źródeł wytwarzania energii, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru;

b) zapewnić przejrzystą i neutralną pod względem technologicznym definicję usług oraz ich przejrzysty i oparty na zasadach rynkowych zakup;

c) zapewnić niedyskryminacyjny dostęp wszystkim uczestnikom rynku, indywidualnie lub w drodze agregacji, obejmujący energię elektryczną wytworzoną z odnawialnych źródeł energii o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji, odpowiedź odbioru i magazynowanie energii;

d) respektować potrzebę uwzględniania rosnącego udziału energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji, jak również zwiększonej zdolności reagowania strony popytowej i pojawiania się nowych technologii.

2. Ceny energii bilansującej nie mogą zostać z góry ustalone w umowie dotyczącej mocy bilansującej. Proces zakupu musi być przejrzysty zgodnie z art. 40 ust. 4 dyrektywy (UE) 2019/944 przy jednoczesnym zapewnieniu poufności szczególnie chronionych informacji handlowych.

3. Rynki bilansujące zapewniają bezpieczną pracę systemu, umożliwiając jednocześnie maksymalne wykorzystanie i efektywną alokację międzyobszarowych zdolności przesyłowych w różnych przedziałach czasowych zgodnie z art. 17.

4. Rozliczanie energii bilansującej w odniesieniu do standardowych produktów energii bilansującej i specyficznych produktów energii bilansującej opiera się na cenach krańcowych (na zasadzie pay-as-cleared), chyba że wszystkie organy regulacyjne zatwierdziły alternatywną metodę ustalania cen na podstawie wspólnej propozycji wszystkich operatorów systemu przesyłowego, która była wynikiem analizy wskazującej na większą efektywność tej alternatywnej metody.

Uczestnikom rynku umożliwia się składanie ofert zakupu w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego, a czas zamknięcia bramki dla energii bilansującej nie może nastąpić przed czasem zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego.

▼B

Operatorzy systemów przesyłowych korzystający z modelu dysponowania centralnego mogą ustanowić dodatkowe zasady zgodnie z wytycznymi w sprawie bilansowania przyjętymi na podstawie art. 6 ust. 11 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

5. Niebilansowania rozlicza się po cenie, która odzwierciedla wartość energii w czasie rzeczywistym.

6. Każdy obszar obowiązywania ceny niebilansowania musi być równoważny obszarowi rynkowemu, z wyjątkiem przypadku modelu dysponowania centralnego, gdy obszar obowiązywania ceny niebilansowania może stanowić część obszaru rynkowego.

7. Określenie wielkości rezerwy mocy dokonywane jest przez operatorów systemów przesyłowych i ułatwiane na poziomie regionalnym.

8. Zakup mocy bilansującej dokonywany jest przez operatorów systemów przesyłowych i może być ułatwiany na poziomie regionalnym. Rezerwacja transgranicznych zdolności przesyłowych w tym celu może być ograniczona. Proces zakupu mocy bilansującej realizuje się na zasadach rynkowych i organizuje w taki sposób, aby nie prowadził do zróżnicowanego traktowania uczestników rynku w procesie kwalifikacji wstępnej zgodnie z art. 40 ust. 4 dyrektywy (UE) 2019/944, niezależnie od tego, czy uczestniczą oni indywidualnie czy w drodze agregacji.

Zakup mocy bilansującej realizuje się na rynku pierwotnym, chyba że organ regulacyjny przewidział odstępstwo zezwalające na stosowanie innych form zakupu na zasadach rynkowych z powodu braku konkurencji na rynku usług bilansujących. Odstępstwa od obowiązku oparcia zakupu mocy bilansującej na korzystaniu z rynków pierwotnych poddaje się przeglądowi co trzy lata.

9. Zakupu mocy bilansującej w górę i mocy bilansującej w dół dokonuje się osobno, chyba że organ regulacyjny zatwierdzi odstępstwo od tej zasady, jeżeli ocena przeprowadzona przez operatora systemu przesyłowego wykaże, że spowodowałoby to większą efektywność ekonomiczną. Umowy dotyczące mocy bilansującej zawiera się nie później niż jeden dzień przed udostępnieniem mocy bilansującej, a okres obowiązywania umowy nie może być dłuższy niż jeden dzień, chyba że organ regulacyjny zatwierdził i w zakresie, w jakim zatwierdził wcześniejsze zawieranie umowy lub dłuższe okresy obowiązywania umowy z myślą o zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw lub poprawie efektywności ekonomicznej.

W przypadku przyznania odstępstwa, w odniesieniu do co najmniej 40 % standardowych produktów energii bilansującej i co najmniej 30 % wszystkich produktów wykorzystywanych do mocy bilansującej, umowy dotyczące mocy bilansującej zawiera się na nie więcej niż jeden dzień przed udostępnieniem mocy bilansującej, a okres obowiązywania umowy nie może być dłuższy niż jeden dzień. Umowy na pozostałą część mocy bilansującej zawiera się maksymalnie na miesiąc przed udostępnieniem mocy bilansującej, a okres obowiązywania umowy nie może być dłuższy niż jeden miesiąc.

10. Na wniosek operatora systemu przesyłowego organ regulacyjny może przedłużyć okres obowiązywania umowy na pozostałą część mocy bilansującej, o którym mowa w ust. 9, do maksymalnie dwunastu miesięcy, pod warunkiem że decyzja ta zostanie podjęta na czas określony, a pozytywne skutki w postaci obniżenia kosztów dla odbiorców końcowych będą przewyższać negatywne skutki dla rynku. Wniosek zawiera:

▼ B

- a) konkretny okres, w którym zwolnienie miałyby zastosowanie;
- b) konkretny wolumen mocy bilansującej, do którego zwolnienie miałyby zastosowanie;
- c) analizę wpływu zwolnienia na udział zasobów bilansujących; oraz
- d) uzasadnienie zwolnienia wykazujące, że zwolnienie to doprowadzi do obniżenia kosztów ponoszonych przez odbiorców końcowych.

11. Niezależnie od ust. 10, od dnia 1 stycznia 2026 r., okresy obowiązywania umowy nie mogą być dłuższe niż sześć miesięcy.

12. Do dnia 1 stycznia 2028 r. organy regulacyjne prześlą Komisji i ACER sprawozdania dotyczące udziału łącznej mocy objętej umowami mającymi okres obowiązywania lub okres zakupu dłuższy niż jeden dzień.

13. Operatorzy systemów przesyłowych lub ich operatorzy delegowani publikują, w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego, z opóźnieniem po dostawie nie dłuższym niż 30 minut, informacje na temat aktualnego zbilansowania systemu swoich obszarów graficznych, szacowane ceny niezbilansowania oraz szacowane ceny energii bilansującej.

14. Operatorzy systemów przesyłowych mogą, w przypadku gdy standardowe produkty energii bilansującej nie wystarczają do zapewnienia bezpiecznej pracy systemu lub gdy niektóre zasoby bilansujące nie mogą uczestniczyć w rynku bilansującym poprzez standardowe produkty energii bilansującej, zaproponować, a organy regulacyjne mogą zatwierdzić, odstępstwa od ust. 2 i 4 w odniesieniu do specyficznych produktów energii bilansującej aktywowanych lokalnie bez wymieniających ich z innymi operatorami systemów przesyłowych.

Wnioski o odstępstwa zawierają opis środków proponowanych w celu zminimalizowania wykorzystania produktów specyficznych pod warunkiem zapewnienia ich efektywności ekonomicznej, uzasadnienie, że produkty specyficzne nie powodują znaczącej niewydolności i zakłóceń na rynku bilansującym, na obszarze graficznym albo poza nim, a w stosownych przypadkach zasady i informacje dotyczące procesu przekształcania ofert energii bilansującej ze specyficznych produktów energii bilansującej w oferty energii bilansującej ze standardowych produktów energii bilansującej.

*Artykuł 7***Rynki dnia następnego i dnia bieżącego****▼ M2**

1. Operatorzy systemów przesyłowych oraz NEMO wspólnie organizują zarządzanie zintegrowanymi rynkami dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222*. Operatorzy systemów przesyłowych oraz NEMO współpracują na poziomie Unii lub, jeżeli jest to bardziej odpowiednie, na poziomie regionalnym w celu maksymalizacji efektywności i skuteczności obrotu energią elektryczną na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w Unii. Obowiązek współpracy pozostaje bez uszczerbku dla stosowania unijnego prawa konkurencji. W ramach swoich funkcji związanych z obrotem energią elektryczną operatorzy systemów przesyłowych oraz NEMO podlegają

▼ M2

nadzorowi regulacyjnemu ze strony organów regulacyjnych zgodnie z art. 59 dyrektywy (UE) 2019/944 oraz ACER zgodnie z art. 4 i 8 rozporządzenia (UE) 2019/942 oraz podlegają obowiązkowi w zakresie przejrzystości i skutecznego nadzoru przeciwko manipulacjom na rynku określonym w odpowiednich przepisach rozporządzenia (UE) nr 1227/2011.

▼ B

2. Rynki dnia następnego i dnia bieżącego:

- a) są zorganizowane w taki sposób, aby były niedyskryminacyjne;
- b) maksymalizują zdolność wszystkich uczestników rynku do zarządzania niezbilansowaniem;

▼ M2

c) maksymalizują możliwości udziału wszystkich uczestników rynku w obrocie międzystrefowym i wewnątrzstrefowym w niedyskryminujący sposób i w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego między wszystkimi obszarami rynkowymi i w ich obrębie;

ca) są zorganizowane w taki sposób, aby zapewnić podział płynności pomiędzy wszystkich NEMO, w każdym momencie, zarówno w odniesieniu do obrotu międzystrefowego, jak i wewnątrzstrefowego. W odniesieniu do rynku dnia następnego, od jednej godziny przed chwilą zamknięcia bramki do ostatniego momentu, w którym obrót na rynku dnia następnego jest dozwolony, NEMO z jednej strony składają wszystkie zlecenia dotyczące produktów przeznaczonych do obrotu na rynku dnia następnego i produktów o takiej samej charakterystyce w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego, a z drugiej strony nie organizują obrotu produktami przeznaczonymi do obrotu na rynku dnia następnego lub produktami o takich samych cechach poza jednolitym łączeniem rynków dnia następnego. W odniesieniu do rynku dnia bieżącego, od chwili otwarcia bramki dla jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego do ostatniego momentu, w którym obrót na rynku dnia bieżącego jest dozwolony w danym obszarze rynkowym, NEMO z jednej strony składają wszystkie zlecenia dotyczące produktów przeznaczonych do obrotu na rynku dnia bieżącego i produktów o takiej samej charakterystyce w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, a z drugiej strony nie organizują obrotu produktami przeznaczonymi do obrotu na rynku dnia bieżącego lub produktami o takiej samej charakterystyce poza łączeniem rynków dnia bieżącego. Obowiązki te mają zastosowanie do NEMO oraz do przedsiębiorstw, które bezpośrednio lub pośrednio sprawują kontrolę nad NEMO, oraz do przedsiębiorstw, które są bezpośrednio lub pośrednio kontrolowane przez NEMO;

▼ B

- d) zapewniają ceny, które odzwierciedlają podstawowe prawa rynku, w tym wartość energii w czasie rzeczywistym, i na których uczestnicy rynku mogą polegać przy uzgadnianiu warunków instrumentów zabezpieczających stosowanych w dłuższym horyzoncie czasowym;
- e) zapewniają bezpieczną pracę systemu, umożliwiając jednocześnie maksymalne wykorzystanie zdolności przesyłowych;

▼ M2

f) są przejrzyste i, w stosownych przypadkach, zapewniają informacje w podziale na jednostki wytwórcze, a jednocześnie zapewniają poufność szczególnie chronionych informacji handlowych oraz zapewniają anonimowość obrotu;

▼ B

- g) nie wprowadzają rozróżnienia między transakcjami zawieranymi w ramach danego obszaru rynkowego a transakcjami zawieranymi między różnymi obszarami rynkowymi; oraz
- h) są zorganizowane w taki sposób, aby zapewnić wszystkim uczestnikom rynku możliwość uzyskania dostępu do rynku indywidualnie lub w drodze agregacji.

▼ M2*Artykuł 7a***Produkt wygładzający profil zapotrzebowania**

1. Gdy ogłoszono regionalny lub obejmujący całą Unię kryzys związany z cenami energii elektrycznej zgodnie z art. 66a dyrektywy (UE) 2019/944, państwa członkowskie mogą zwrócić się do operatorów systemów, aby zaproponowali zakup produktów wygładzających profil zapotrzebowania w celu osiągnięcia zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną w godzinach szczytu. Takie zamówienie jest ograniczone do okresu określonego w decyzji wykonawczej przyjętej na podstawie art. 66a ust. 1 dyrektywy (UE) 2019/944.

2. W przypadku złożenia wniosku na podstawie ust. 1 operatorzy systemów, po konsultacji z zainteresowanymi stronami, przedkładają organowi regulacyjnemu danego państwa członkowskiego do zatwierdzenia propozycję określającą wymiarowanie i warunki zakupu oraz aktywacji produktu wygładzającego profil zapotrzebowania.

3. Właściwy organ regulacyjny ocenia propozycję dotyczącą produktu wygładzającego profil zapotrzebowania, o którym mowa w ust. 2, pod kątem osiągnięcia zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną i wpływu na hurtową cenę energii elektrycznej w godzinach szczytu. W ocenie tej należy uwzględnić to, że produkty te nie mogą nadmiernie zakłócać funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz nie mogą powodować przekierowania usług odpowiedzi odbioru na produkty wygładzające profil zapotrzebowania. Na podstawie tej oceny organ regulacyjny może zwrócić się do operatora systemu o zmianę propozycji.

4. Propozycja dotycząca produktu wygładzającego profil zapotrzebowania, o której mowa w ust. 2, musi spełniać następujące wymogi:

a) określenie wielkości produktu wygładzającego profil zapotrzebowania:

- (i) opiera się na analizie zapotrzebowania na dodatkową usługę zapewniającą bezpieczeństwo dostaw bez narażania stabilności sieci, wpływu usługi na rynek, oczekiwanych kosztów i korzyści;
- (ii) uwzględnia prognozę zapotrzebowania, prognozę dotyczącą energii elektrycznej wytwarzanej z energii odnawialnej, prognozę dotyczącą innych źródeł elastyczności w systemie, takich jak magazynowanie energii, oraz wpływ unikniętego dysponowania na ceny hurtowe; oraz
- (iii) jest ograniczone do zapewnienia, aby prognozowane koszty nie przekraczały oczekiwanych korzyści produktu wygładzającego profil zapotrzebowania;

b) udzielanie zamówień na produkt wygładzający profil zapotrzebowania opiera się na obiektywnych, przejrzystych, rynkowych i niedyskryminacyjnych kryteriach, ogranicza się do odpowiedzi odbioru i nie wyklucza uczestniczących aktywów z dostępu do innych rynków;

c) udzielanie zamówień na produkt wygładzający profil zapotrzebowania odbywa się w drodze konkurencyjnej procedury przetargowej, która może mieć charakter ciągły, a wybór dokonywany jest na podstawie najniższego kosztu spełnienia wcześniej określonych kryteriów technicznych i środowiskowych oraz umożliwia skuteczny udział konsumentów, bezpośrednio lub w drodze agregacji;

▼ M2

- d) minimalna wielkość oferty nie przekracza 100 kW, w drodze agregacji;
- e) umowy dotyczące produktu wygładzającego profil zapotrzebowania nie mogą być zawierane wcześniej niż tydzień przed jego aktywacją;
- f) aktywacja produktu wygładzającego profil zapotrzebowania nie może zmniejszać międzyobszarowych zdolności przesyłowych;
- g) aktywacja produktu wygładzającego profil zapotrzebowania następuje w przedziale czasowym przed rynkiem dnia następnego lub w jego trakcie i może być dokonywana na podstawie wcześniej określonej ceny energii elektrycznej;
- h) aktywacja produktu wygładzającego profil zapotrzebowania nie oznacza rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z paliw kopalnych ulokowanego za punktem pomiarowym, aby uniknąć wzrostu emisji gazów cieplarnianych.

5. Rzeczywiste zmniejszenie zużycia wynikające z aktywacji produktu wygładzającego profil zapotrzebowania mierzy się w stosunku do poziomu bazowego odzwierciedlającego przewidywane zużycie energii elektrycznej bez aktywacji produktu wygładzającego profil zapotrzebowania. W przypadku gdy operator systemu zamawia produkt wygładzający profil zapotrzebowania, opracowuje metodę określania poziomu bazowego po konsultacji z uczestnikami rynku, w stosownych przypadkach uwzględnia akt wykonawczy przyjęty na podstawie art. 59 ust. 1 lit. e) i przedkłada go właściwemu organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia.

6. Właściwe organy regulacyjny zatwierdza propozycję operatorów systemów zamierzających zamówić produkt wygładzający profil zapotrzebowania oraz metodę określania poziomu bazowego, przedłożone zgodnie z ust. 2 i 5, lub zwraca się do operatorów systemów o zmianę propozycji lub metody określania poziomu bazowego, jeżeli ta propozycja czy ta metodyka nie spełnia wymogów określonych w ust. 2, 4 i 5.

7. W terminie sześciu miesięcy od zakończenia regionalnego lub ogólnounijnego kryzysu związanego z cenami energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1, ACER, po konsultacji z zainteresowanymi stronami, ocenia wpływ stosowania produktów wygładzających profil zapotrzebowania na unijny rynek energii elektrycznej. W ocenie tej należy uwzględnić to, że produkty te nie mogą nadmiernie zakłócać funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz nie mogą powodować przekierowania usług odpowiedzi odbioru na produkty wygładzające profil zapotrzebowania. ACER może wydawać zalecenia, które organy regulacyjne mają uwzględniać w swojej ocenie zgodnie z ust. 3.

8. Do dnia 30 czerwca 2025 r. ACER, po konsultacji z zainteresowanymi stronami, ocenia wpływ opracowywania produktów wygładzających profil zapotrzebowania na unijny rynek energii elektrycznej w normalnych okolicznościach. W ocenie tej należy uwzględnić to, że produkty te nie mogą nadmiernie zakłócać funkcjonowania rynku energii elektrycznej, ani nie mogą powodować przekierowania usług odpowiedzi odbioru na produkty wygładzające profil zapotrzebowania. Na podstawie takiej oceny Komisja może przedłożyć wniosek ustawodawczy dotyczący zmiany niniejszego rozporządzenia w celu wprowadzenia produktów wygładzających profil zapotrzebowania poza sytuacjami regionalnego lub ogólnounijnego kryzysu związanego z cenami energii elektrycznej.

▼ M2*Artykuł 7b***Specjalne urządzenie pomiarowe**

1. Bez uszczerbku dla przepisów art. 19 dyrektywy (UE) 2019/944, operatorzy systemów przesyłowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych i właściwi uczestnicy rynku, w tym niezależni agregatorzy, mogą, za zgodą odbiorcy końcowego, wykorzystywać dane ze specjalnych urządzeń pomiarowych do celów obserwowalności i rozliczania odpowiedzi odbioru oraz usług w zakresie elastyczności, w tym z jednostek magazynowania energii.

Do celów niniejszego artykułu wykorzystywanie danych ze specjalnych urządzeń pomiarowych musi być zgodne z art. 23 i 24 dyrektywy (UE) 2019/944 oraz innymi odpowiednimi przepisami prawa Unii, w tym przepisami o ochronie danych i prywatności, w szczególności z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 ⁽³⁾. W przypadku gdy takie dane są wykorzystywane do celów badawczych, informacje są agregowane i anonimizowane.

2. W przypadku gdy odbiorca końcowy nie ma zainstalowanego inteligentnego licznika lub inteligentny licznik odbiorcy końcowego nie dostarcza danych niezbędnych do świadczenia odpowiedzi odbioru lub usług w zakresie elastyczności, w tym za pośrednictwem niezależnego agregatora, operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych akceptują dane pochodzące ze specjalnego urządzenia pomiarowego, o ile są dostępne, do rozliczenia usług w zakresie odpowiedzi odbioru i usług elastyczności, w tym magazynowania energii, i nie dyskryminują tego odbiorcy końcowego przy zamawianiu usług w zakresie elastyczności. Obowiązek ten ma zastosowanie z zastrzeżeniem zgodności z przepisami i wymogami ustanowionymi przez państwa członkowskie zgodnie z ust. 3.

3. Państwa członkowskie ustanawiają zasady i wymogi dotyczące procedury walidacji danych ze specjalnego urządzenia pomiarowego w celu kontroli i zapewnienia jakości i spójności odpowiednich danych oraz interoperacyjności, zgodnie z art. 23 i 24 dyrektywy (UE) 2019/944 i innymi odpowiednimi przepisami prawa Unii.

▼ B*Artykuł 8***Obrót na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego****▼ M2**

1. NEMO umożliwiają uczestnikom rynku obrót energią elektryczną w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego i przynajmniej do czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego. Od dnia 1 stycznia 2026 r. czas zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego przypada nie wcześniej niż 30 minut przed czasem rzeczywistym.

⁽³⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz.U. L 119 z 4.5.2016, s. 1).

▼ M2

1a. Właściwy organ regulacyjny może, na wniosek właściwego operatora systemu przesyłowego, przyznać odstępstwo od wymogu określonego w ust. 1 do dnia 1 stycznia 2029 r. Operator systemu przesyłowego przedkłada wniosek właściwemu organowi regulacyjnemu. Wniosek taki zawiera:

- a) ocenę skutków, uwzględniającą informacje zwrotne od właściwych NEMO i uczestników rynku, wykazującą negatywny wpływ takiego środka na bezpieczeństwo dostaw w krajowym systemie elektroenergetycznym, na efektywność kosztową, w tym w odniesieniu do istniejących platform bilansujących zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2017/2195 na integrację energii ze źródeł odnawialnych i na emisje gazów cieplarnianych; oraz
- b) plan działania mający na celu skrócenie czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego do 30 minut przed czasem rzeczywistym do dnia 1 stycznia 2029 r.

1b. Organ regulacyjny może, na wniosek właściwego operatora systemu przesyłowego, przyznać dalsze odstępstwo od wymogu określonego w ust. 1 na okres nie dłuższy niż dwa i pół roku od upływu okresu, o którym mowa w ust. 1a. Do dnia 30 czerwca 2028 r. właściwy operator systemu przesyłowego przedkłada wniosek właściwemu organowi regulacyjnemu, ENTSO energii elektrycznej oraz ACER. Wniosek taki zawiera:

- a) nową ocenę skutków, uwzględniającą informacje zwrotne od uczestników rynku i NEMO, uzasadniającą potrzebę dalszego odstępstwa, w oparciu o zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw w krajowym systemie elektroenergetycznym, efektywność kosztową, integrację energii odnawialnej i emisje gazów cieplarnianych; oraz
- b) zmieniony plan działania na rzecz skrócenia czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego do 30 minut przed czasem rzeczywistym do dnia, którego dotyczy wniosek o przedłużenie, i nie później niż w dniu rozpoczęcia stosowania wnioskowanego odstępstwa.

ACER wydaje opinię dotyczącą transgranicznych skutków dalszego odstępstwa w terminie sześciu miesięcy od otrzymania wniosku o takie odstępstwo. Właściwy organ regulacyjny uwzględnia tę opinię przed podjęciem decyzji w sprawie wniosku o dalsze odstępstwo.

1c. Do dnia 1 grudnia 2027 r. Komisja, po konsultacji z NEMO, ENTSO energii elektrycznej, ACER i właściwymi zainteresowanymi stronami, przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie oceniające wpływ skrócenia czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego, ustanowionego na podstawie niniejszego artykułu, koszty i korzyści, wykonalność i praktyczne rozwiązania służące dalszemu skróceniu tego okresu, aby umożliwić uczestnikom rynku obrót energią w czasie jak najbardziej zbliżonym do rzeczywistego. W sprawozdaniu tym należy rozważyć wpływ na bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego, oszczędność kosztową, korzyści dla integracji energii odnawialnej i redukcji emisji gazów cieplarnianych.

▼ B

2. NEMO zapewniają uczestnikom rynku możliwość obrotu energią elektryczną w przedziałach czasowych przynajmniej tak krótkich jak okres rozliczania niezbilansowania na rynkach dnia następnego oraz dnia bieżącego.

▼ M2

3. NEMO udostępniają produkty przeznaczone do obrotu na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, których wielkość jest na tyle mała, przy minimalnej wielkości ofert wynoszącej 100 kW lub mniej, aby umożliwić skuteczny udział w obrocie odpowiedzi odbioru, magazynowania energii i energii wytwarzanej na niewielką skalę z odnawialnych źródeł, w tym bezpośredni udział odbiorców, także w drodze agregacji.

▼ B

4. Do dnia 1 stycznia 2021 r. okres rozliczania niezbilansowania musi wynosić 15 minut we wszystkich obszarach grafikowych, chyba że organy regulacyjne przyznały odstępstwo lub zwolnienie. Odstępstwa można przyznawać wyłącznie do dnia 31 grudnia 2024 r.

Od dnia 1 stycznia 2025 r. okres rozliczania niezbilansowania nie może przekraczać 30 minut, w przypadku gdy odstępstwo zostało przyznane przez wszystkie organy regulacyjne na obszarze synchronicznym.

▼ M2*Artykuł 9***Rynki terminowe**

1. Zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/1719 operatorzy systemów przesyłowych wydają długoterminowe prawa przesyłowe lub dysponują równoważnymi środkami, aby umożliwić uczestnikom rynku, w tym właścicielom jednostek wytwarzania energii wykorzystujących energii odnawialną, zabezpieczenie się przed ryzykiem zmiany cen, chyba że ocena rynku terminowego na granicach obszaru rynkowego przeprowadzona przez właściwe organy regulacyjne wykaże istnienie wystarczającej liczby instrumentów zabezpieczających w odnośnych obszarach rynkowych.

2. Długoterminowe prawa przesyłowe regularnie przydziela się w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób na zasadach rynkowych za pośrednictwem wspólnej platformy alokacji. Częstotliwość alokacji i terminy zapadalności długoterminowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych muszą sprzyjać sprawnemu funkcjonowaniu rynków terminowych Unii.

3. Kształt rynków terminowych Unii obejmuje narzędzia niezbędne do poprawy zdolności uczestników rynku do zabezpieczenia się przed ryzykiem cenowym na wewnętrznym rynku energii elektrycznej.

4. Do dnia 17 stycznia 2026 r. Komisja, po konsultacji z właściwymi zainteresowanymi stronami, przeprowadza ocenę skutków ewentualnych środków służących osiągnięciu celu, o którym mowa w ust. 3. Ta ocena skutków obejmuje między innymi:

- a) możliwe zmiany częstotliwości alokacji w odniesieniu do długoterminowych praw przesyłowych;
- b) możliwe zmiany terminów zapadalności długoterminowych praw przesyłowych w szczególności terminów zapadalności przedłużonych do co najmniej trzech lat;

▼ **M2**

- c) możliwe zmiany charakteru długoterminowych praw przesyłowych;
- d) sposoby wzmocnienia rynku wtórnego; oraz
- e) ewentualne wprowadzenie regionalnych wirtualnych hubów na rynkach terminowych.

5. W odniesieniu do regionalnych wirtualnych hubów na rynkach terminowych ocena skutków przeprowadzona zgodnie z ust. 4 obejmuje:

- a) odpowiedni zakres geograficzny regionalnych wirtualnych hubów, w tym obszarów rynkowych tworzących te huby oraz konkretnej sytuacji obszarów rynkowych należących do co najmniej dwóch wirtualnych hubów, w celu zmaksymalizowania korelacji cenowej między cenami referencyjnymi a cenami na obszarach rynkowych stanowiących regionalne wirtualne huby;
- b) poziom międzysystemowych połączeń elektroenergetycznych państw członkowskich, w szczególności tych, które nie osiągnęły celów w zakresie elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych określonych na rok 2020 i 2030 w art. 4 lit. d) pkt 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 ⁽⁴⁾;
- c) metodę obliczania cen referencyjnych dla regionalnych wirtualnych hubów na rynkach terminowych w celu zmaksymalizowania korelacji cenowej między ceną referencyjną a cenami obszarów rynkowych stanowiących regionalny wirtualny hub;
- d) możliwość, aby obszary rynkowe stanowiły część więcej niż jednego regionalnego wirtualnego hubu;
- e) sposoby maksymalizowania obrotu instrumentami zabezpieczającymi, które odnoszą się do regionalnych wirtualnych hubów rynków terminowych, a także długoterminowymi prawami przesyłowymi z obszarów rynkowych do regionalnych wirtualnych hubów;
- f) sposoby zapewnienia, aby wspólna platforma alokacji, o której mowa w ust. 2, oferowała alokację i ułatwiała obrót długoterminowymi prawami przesyłowymi;
- g) implikacje dotyczące wcześniej istniejących umów międzyrządowych i wynikających z nich praw.

6. Na podstawie wyników oceny skutków, o której mowa w ust. 4 niniejszego artykułu, do dnia 17 lipca 2026 r. Komisja przyjmuje akt wykonawczy w celu doprecyzowania środków i narzędzi służących osiągnięciu celów, o których mowa w ust. 3 niniejszego artykułu, oraz dokładnych cech tych środków i narzędzi. Ten akt wykonawczy przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 67 ust. 2.

⁽⁴⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (UE) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 1).

▼ M2

7. Wspólna platforma alokacji ustanowiona zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/1719 działa jako podmiot oferujący alokację i ułatwiający obrót długoterminowymi prawami przesyłowymi w imieniu operatorów systemów przesyłowych. Platforma ta przyjmuje formę prawną, o której mowa w załączniku II do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1132 ⁽⁵⁾.

8. Jeżeli właściwy organ regulacyjny uzna, że uczestnicy rynku mają niewystarczające możliwości zabezpieczenia, oraz po konsultacji z właściwymi organami wyznaczonymi zgodnie z art. 67 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE ⁽⁶⁾, w przypadku gdy rynki terminowe dotyczą instrumentów finansowych zdefiniowanych w art. 4 ust. 1 pkt 15 tej dyrektywy, może on zażądać od giełd energii elektrycznej lub operatorów systemów przesyłowych wdrożenia dodatkowych środków, takich jak działalność animatora rynku, w celu poprawy płynności rynków terminowych.

9. Z zastrzeżeniem zgodności z unijnym prawem konkurencji oraz z rozporządzeniami Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012 ⁽⁷⁾ i (UE) nr 600/2014 ⁽⁸⁾ oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE operatorzy rynku mogą opracowywać terminowe instrumenty zabezpieczające, w tym długoterminowe instrumenty zabezpieczające, aby zapewnić uczestnikom rynku, w tym właścicielom jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii, odpowiednie możliwości zabezpieczenia przed ryzykiem finansowym związanym z wahaniami cen. Państwa członkowskie nie mogą wymagać, aby tego rodzaju działania zabezpieczające mogły być ograniczone do transakcji zawieranych w danym państwie członkowskim lub na danym obszarze rynkowym.

▼ B*Artykuł 10***Techniczne limity cenowe**

1. Nie stosuje się maksymalnego ani minimalnego limitu hurtowej ceny energii elektrycznej. Niniejszy przepis ma zastosowanie między innymi do składania ofert i rozliczania transakcji we wszystkich przedziałach czasowych i obejmuje energię bilansującą oraz ceny niezbilansowania, bez uszczerbku dla technicznych limitów cenowych, które mogą być stosowane w przedziale czasowym bilansowania oraz w przedziałach czasowych dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z ust. 2.

⁽⁵⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1132 z dnia 14 czerwca 2017 r. w sprawie niektórych aspektów prawa spółek (Dz. U. L 169 z 30.6.2017, s. 46).

⁽⁶⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (Dz.U. L 173 z 12.6.2014, s. 349).

⁽⁷⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012 z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji (Dz.U. L 201 z 27.7.2012, s. 1).

⁽⁸⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 648/2012 (Dz.U. L 173 z 12.6.2014, s. 84).

▼B

2. NEMO mogą stosować zharmonizowane limity w odniesieniu do maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych dla przedziałów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego. Limity te ustala się na wystarczająco wysokim poziomie, tak aby nie ograniczać niepotrzebnie obrotu, dokonuje się ich harmonizacji dla obszaru rynku wewnętrznego oraz uwzględnia się maksymalną wartość niedostarczonej energii. NEMO wdrażają przejrzysty mechanizm w celu automatycznego dostosowywania technicznych limitów cenowych w stosownym czasie, w przypadku gdy przewiduje się osiągnięcie ustalonych limitów. Dostosowane wyższe limity nadal mają zastosowanie do momentu, gdy w ramach tego mechanizmu konieczne będzie ich dalsze zwiększenie.

3. Operatorzy systemów przesyłowych nie mogą podejmować jakichkolwiek środków mających na celu zmianę poziomu cen hurtowych.

4. Organy regulacyjne lub, w przypadku wyznaczenia przez państwo członkowskie innego właściwego organu, takie wyznaczone właściwe organy, identyfikują polityki i środki stosowane na ich terytorium, które mogłyby pośrednio przyczynić się do zakłócenia procesu kształtowania się cen hurtowych, w tym ograniczenia ofert zakupu w związku z uruchomieniem energii bilansującej, mechanizmy zdolności wytwórczych, środki stosowane przez operatorów systemów przesyłowych, środki zmierzające do zakwestionowania wyników działania praw rynku lub mające na celu zapobieganie nadużywaniu pozycji dominującej czy też nieefektywnie określone obszary rynkowe.

5. W przypadku gdy organ regulacyjny lub wyznaczony właściwy organ zidentyfikuje politykę lub środek, które mogłyby służyć do zakłócenia procesu kształtowania się cen hurtowych, podejmuje wszelkie odpowiednie działania, aby wyeliminować lub, gdy jest to niemożliwe, ograniczyć wpływ tej polityki lub środka na zachowania w procesie składania ofert zakupu. Do dnia 5 stycznia 2020 r. państwa członkowskie składają Komisji sprawozdanie szczegółowo opisujące środki i działania, które podjęły lub zamierzają podjąć.

*Artykuł 11***Wartość niedostarczonej energii**

1. Do dnia 5 lipca 2020 r., w przypadku gdy jest to niezbędne do ustalenia normy niezawodności zgodnie z art. 25, organy regulacyjne lub, w przypadku gdy państwo członkowskie wyznaczyło inny właściwy organ w tym celu, takie inne wyznaczone właściwe organy, określają jednolitą szacowaną wartość wartości niedostarczonej energii dla swojego terytorium. Tę szacowaną wartość podaje się do wiadomości publicznej. Organy regulacyjne lub inne wyznaczone właściwe organy mogą określić różne szacowane wartości dla poszczególnych obszarów rynkowych, jeżeli ich terytorium obejmuje kilka obszarów rynkowych. W przypadku gdy obszar rynkowy składa się z terytoriów należących do więcej niż jednego państwa członkowskiego, organy regulacyjne, których to dotyczy, lub inne wyznaczone właściwe organy określają jednolitą szacowaną wartość niedostarczonej energii dla tego obszaru rynkowego. Określając jednolitą szacowaną wartość niedostarczonej energii, organy regulacyjne lub inne wyznaczone właściwe organy stosują metodę, o której mowa w art. 23 ust. 6.

2. Organy regulacyjne oraz wyznaczone właściwe organy aktualizują swoje szacowane wartości niedostarczonej energii przynajmniej raz na pięć lat, lub częściej, jeżeli zaobserwują znaczącą zmianę.



Artykuł 12

Dysponowanie jednostkami wytwórczymi i odpowiedzialnością odbioru

1. Dysponowanie jednostkami wytwarzania energii i odpowiedzialnością odbioru musi odbywać się w sposób niedyskryminacyjny, przejrzysty oraz, o ile ust. 2–6 nie stanowią inaczej, na zasadach rynkowych.

2. Bez uszczerbku dla art. 107, 108 i 109 TFUE państwa członkowskie zapewniają, aby dysponując jednostkami wytwarzania, operatorzy systemów nadawali priorytet jednostkom wytwarzania wykorzystującym odnawialne źródła energii, w zakresie, w jakim pozwala na to bezpieczna eksploatacja krajowego systemu elektroenergetycznego, w oparciu o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria oraz w przypadku gdy takimi jednostkami wytwarzania energii są:

- a) jednostki wytwarzania energii wykorzystujące odnawialne źródła energii i dysponujące zainstalowaną mocą elektryczną poniżej 400 kW; albo
- b) projekty demonstracyjne dotyczące innowacyjnych technologii, z zastrzeżeniem zgody organu regulacyjnego, pod warunkiem że taki priorytet jest ograniczony do czasu i do zakresu, w jakim jest to niezbędne do osiągnięcia celów demonstracyjnych.

3. Państwo członkowskie może podjąć decyzję o niestosowaniu dysponowania priorytetowego do jednostek wytwarzania energii, o których mowa w ust. 2 lit. a), które zaczęły działać co najmniej sześć miesięcy po podjęciu tej decyzji, lub o stosowaniu minimalnej zdolności niższej niż określona w ust. 2 lit. a), pod warunkiem że:

- a) ma dobrze funkcjonujące rynki dnia bieżącego oraz inne rynki hurtowe i bilansujące oraz że rynki te są w pełni dostępne dla wszystkich uczestników rynku zgodnie z niniejszym rozporządzeniem;
- b) zasady redysponowania i zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi są przejrzyste dla wszystkich uczestników rynku;
- c) krajowy wkład państw członkowskich w realizację ogólnego wiążącego celu Unii dotyczącego udziału energii ze źródeł odnawialnych zgodnie z art. 3 ust. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001⁽⁹⁾ i art. 4 lit. a) pkt 2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999⁽¹⁰⁾ jest co najmniej równy odpowiedniej wartości obliczonej na podstawie wzoru określonego w załączniku II do rozporządzenia (UE) 2018/1999, a udział energii ze źródeł odnawialnych w przypadku danego państwa członkowskiego znajduje się co najmniej na poziomie jego punktów odniesienia, o których mowa w art. 4 lit. a) pkt 2 rozporządzenia (UE) 2018/1999, lub alternatywnie udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii elektrycznej brutto danego państwa członkowskiego wynosi co najmniej 50 %;

⁽⁹⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82).

⁽¹⁰⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (UE) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 1).

▼B

- d) państwo członkowskie zgłosiło Komisji planowane odstępstwo, szczegółowo opisując, w jaki sposób spełniono warunki określone w lit. a), b) i c); oraz
- e) państwo członkowskie opublikowało planowane odstępstwo, wraz ze szczegółowym uzasadnieniem przyznania tego odstępstwa, w razie konieczności odpowiednio uwzględniając ochronę szczególnie chronionych informacji handlowych.

Przy każdym odstępstwie unika się zmian z mocą wsteczną w odniesieniu do jednostek wytwarzania, które już korzystają z dysponowania priorytetowego, niezależnie od jakiegokolwiek dobrowolnego porozumienia między państwem członkowskim a operatorem jednostki wytwarzania.

Bez uszczerbku dla art. 107, 108 i 109 TFUE państwa członkowskie mogą wprowadzać dla jednostek, które kwalifikują się do dysponowania priorytetowego, zachęty do dobrowolnej rezygnacji z dysponowania priorytetowego.

4. Bez uszczerbku dla art. 107, 108 i 109 TFUE państwa członkowskie mogą przewidzieć dysponowanie priorytetowe energią elektryczną pochodzącą z jednostek wytwarzania energii wykorzystujących wysokosprawną kogenerację o zainstalowanej mocy elektrycznej poniżej 400 kW.

5. W przypadku jednostek wytwarzania energii uruchomionych począwszy od dnia 1 stycznia 2026 r. ust. 2 lit. a) ma zastosowanie wyłącznie do jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii o zainstalowanej mocy elektrycznej poniżej 200 kW.

6. Bez uszczerbku dla umów zawartych przed dniem 4 lipca 2019 r. jednostki wytwarzania energii wykorzystujące odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, które uruchomiono przed dniem 4 lipca 2019 r. i które w momencie uruchomienia podlegały dysponowaniu priorytetowemu zgodnie z art. 15 ust. 5 dyrektywy 2012/27/UE lub art. 16 ust. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE⁽¹⁾, nadal korzystają z dysponowania priorytetowego. Dysponowanie priorytetowe przestaje mieć zastosowanie do takich jednostek wytwarzania energii od dnia, w którym jednostkę wytwarzania energii poddano znaczącym modyfikacjom, co uznaje się, że ma miejsce co najmniej w przypadku, gdy wymagana jest nowa umowa przyłączeniowa lub w przypadku gdy zdolności wytwórcze jednostki wytwarzania energii uległy zwiększeniu.

7. Dysponowanie priorytetowe nie może zagrażać bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, nie może być wykorzystywane jako uzasadnienie ograniczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych w stopniu większym niż przewidziano w art. 16 oraz musi opierać się na przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach.

Artykuł 13

Redysponowanie

1. Redysponowanie jednostkami wytwarzania oraz redysponowanie odpowiedzią odbioru musi opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. Musi być otwarte dla wszystkich technologii wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru, w tym tych znajdujących się w innych państwach członkowskich, chyba że jest to technicznie niewykonalne.

⁽¹⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. L 140 z 5.6.2009, s. 16).

▼ B

2. Zasoby redysponowane wybiera się spośród jednostek wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru z wykorzystaniem mechanizmów opartych na zasadach rynkowych oraz wypłaca się z ich tytułu rekompensatę finansową. Oferty energii bilansującej używane do redysponowania nie mogą określać ceny energii bilansującej.

3. Redysponowanie jednostkami wytwarzania, magazynowaniem energii i odpowiedzi odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych, może być stosowane wyłącznie w przypadku gdy:

- a) brak jest alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych;
- b) wyczerpano wszystkie zasoby dostępne na zasadach rynkowych;
- c) liczba dostępnych jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję na obszarze, na którym znajdują się odpowiednie jednostki na potrzeby świadczenia usługi; lub
- d) aktualny stan sieci prowadzi do tak regularnych i przewidywalnych ograniczeń przesyłowych, że redysponowanie oparte na zasadach rynkowych doprowadziłoby do regularnego składania ofert strategicznych, co podniosłoby poziom wewnętrznych ograniczeń przesyłowych, a dane państwo członkowskie przyjęło plan działania w celu rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych, albo zapewnia minimalną zdolność dostępną w obrocie międzystrefowym zgodnie z art. 16 ust. 8.

4. Operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych przedkładają przynajmniej raz w roku właściwemu organowi regulacyjnemu sprawozdanie dotyczące:

- a) poziomu rozwoju i skuteczności opartych na zasadach rynkowych mechanizmów redysponowania w odniesieniu do jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii oraz odpowiedzi odbioru;
- b) ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem;
- c) środków zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy w odniesieniu do jednostek wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, łącznie z inwestycjami w cyfryzację infrastruktury sieci i w usługi zwiększającymi elastyczność.

Organ regulacyjny przedkłada sprawozdanie ACER oraz publikuje podsumowanie danych, o których mowa w akapicie pierwszym lit. a), b) i c), w razie konieczności wraz z zaleceniami dotyczącymi usprawnień.

5. Z zastrzeżeniem wymogów dotyczących utrzymania niezawodności i bezpieczeństwa sieci, w oparciu o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria ustanowione przez organy regulacyjne, operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych:

▼ B

- a) gwarantują zdolność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych do przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji przy jak najmniejszym redysponowaniu, przy czym nie może uniemożliwiać to uwzględniania przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie i dotyczy nie więcej niż 5 % rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do ich odpowiedniej sieci, chyba że państwo członkowskie, w którym energia elektryczna pochodząca z jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację stanowi ponad 50 % ostatecznej rocznej wielkości krajowego zużycia energii elektrycznej brutto, postanowi inaczej;
 - b) podejmują odpowiednie środki operacyjne z zakresu sieci i rynku w celu minimalizacji redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii lub z wysokosprawnej kogeneracji;
 - c) zapewniają wystarczającą elastyczność swoich sieci, tak aby byli w stanie nimi zarządzać.
6. W przypadku stosowania redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy, które nie opiera się na zasadach rynkowych, zastosowanie mają następujące zasady:
- a) jednostki wytwarzania energii wykorzystujące odnawialne źródła energii podlegają redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby znacząco niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci;
 - b) energia elektryczna wytwarzana w procesie wysokosprawnej kogeneracji podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne – poza redysponowaniem prowadzącym do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii – rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci;
 - c) energia elektryczna wytwarzana we własnym zakresie w instalacjach wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, która nie jest wprowadzana do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, nie podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy, chyba że żadne inne rozwiązanie nie pozwoliłoby na rozwiązanie kwestii związanych z bezpieczeństwem sieci;
 - d) redysponowanie prowadzące do obniżenia mocy zgodnie z lit. a), b) i c) uzasadnia się w należyty i przejrzysty sposób. Uzasadnienie to uwzględnia się w sprawozdaniu przewidzianym w ust. 3.
7. W przypadku zastosowania redysponowania, które nie opiera się na zasadach rynkowych, takie redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej przez operatora systemu, który wydał polecenie redysponowania, na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru, z wyjątkiem wytwórców, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii. Taka rekompensata finansowa musi być co najmniej równa wyższej z następujących kwot lub jest ich połączeniem, jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej lub nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty:
- a) kwota dodatkowych kosztów operacyjnych poniesionych w wyniku redysponowania, takich jak dodatkowe koszty paliwa w przypadku redysponowania prowadzącego do zwiększenia mocy lub koszty zapewnienia ciepła zapasowego w przypadku redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących wysokosprawną kogenerację;

▼B

- b) przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałyby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania; w przypadku gdy jednostkom wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru przyznano wsparcie finansowe na podstawie ilości wytworzonej lub zużytej energii elektrycznej, wsparcie finansowe, które byłoby otrzymane, gdyby nie wydano polecenia redysponowania, uznaje się za część przychodów netto.

ROZDZIAŁ III

DOSTĘP DO SIECI I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI PRZESYŁOWYMI

SEKCJA 1

*Alokacja zdolności przesyłowych**Artykuł 14***Przegląd obszarów rynkowych**

1. Państwa członkowskie podejmują wszelkie właściwe środki, aby rozwiązać kwestię ograniczeń przesyłowych. Granice obszaru rynkowego wytycza się w oparciu o długoterminowe strukturalne ograniczenia sieci przesyłowej. Na obszarach rynkowych nie mogą występować takie strukturalne ograniczenia przesyłowe, chyba że nie wywierają one żadnego wpływu na sąsiadujące obszary rynkowe lub – na zasadzie czasowego zwolnienia – ich wpływ na sąsiadujące obszary rynkowe jest ograniczony działaniami zaradczymi i takie strukturalne ograniczenia przesyłowe nie prowadzą do obniżenia zdolności do obrotu międzystrefowego zgodnie z wymogami art. 16. Konfigurację obszarów rynkowych w Unii projektuje się w taki sposób, aby zmaksymalizować efektywność ekonomiczną i możliwości obrotu międzystrefowego zgodnie z art. 16, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa dostaw energii.

2. Co trzy lata ENTSO energii elektrycznej sporządza sprawozdanie dotyczące strukturalnych ograniczeń przesyłowych i innych istotnych ograniczeń fizycznych między obszarami rynkowymi oraz w obrębie tych obszarów, w tym lokalizacji i częstotliwości takich ograniczeń zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Sprawozdanie to zawiera ocenę, czy zdolność do obrotu międzystrefowego osiągnęła trajektorię liniową zgodnie z art. 15 lub minimalną zdolność zgodnie z art. 16 niniejszego rozporządzenia.

3. W celu zapewnienia optymalnej konfiguracji obszarów rynkowych przeprowadza się przegląd obszarów rynkowych. W ramach przeglądu identyfikuje się wszystkie strukturalne ograniczenia przesyłowe oraz dokonuje analizy różnych konfiguracji obszarów rynkowych w skoordynowany sposób przy udziale zainteresowanych stron, na których ma to wpływ, ze wszystkich właściwych państw członkowskich zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Obecne obszary rynkowe podlegają ocenie na podstawie ich zdolności do stworzenia niezawodnego otoczenia rynkowego, w tym pod względem elastyczności w zakresie mocy wytwórczych i obciążalności, co ma kluczowe znaczenie dla zapobiegania „wąskim gardłom” w sieci, zachowania równowagi między popytem a podażą energii elektrycznej oraz zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa inwestycji w infrastrukturę sieciową.

▼ B

4. Do celów niniejszego artykułu oraz art. 15 niniejszego rozporządzenia, właściwymi państwami członkowskimi, operatorami systemów przesyłowych lub organami regulacyjnymi są państwa członkowskie, operatorzy systemów przesyłowych oraz organy regulacyjne, które uczestniczą w przeglądzie konfiguracji obszarów rynkowych, jak również te, które znajdują się w tym samym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

5. Do dnia 5 października 2019 r. wszyscy właściwi operatorzy systemów przesyłowych przedkładają propozycję metody i założeń, które mają być wykorzystywane w procesie przeglądu obszarów rynkowych, oraz rozpatrywane alternatywne konfiguracje obszarów rynkowych do zatwierdzenia przez odpowiednie organy regulacyjne. Odpowiednie organy regulacyjne podejmują jednogłosną decyzję w sprawie propozycji w ciągu trzech miesięcy od jej przedłożenia. W przypadku gdy organy regulacyjne nie są w stanie podjąć jednogłosnej decyzji w sprawie propozycji w tym terminie, ACER, w dodatkowym terminie trzech miesięcy, podejmuje decyzję w sprawie metody i założeń, oraz w sprawie rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych. Metoda opiera się na strukturalnych ograniczeniach przesyłowych, których pokonania nie należy się spodziewać w kolejnych trzech latach, z należyтым uwzględnieniem wymiernych postępów w realizacji przedsięwzięć na rzecz rozwoju infrastruktury, których zakończenie przewiduje się w kolejnych trzech latach.

6. W oparciu o metodę i założenia zatwierdzone zgodnie z ust. 5 operatorzy systemów przesyłowych uczestniczący w przeglądzie obszarów rynkowych nie później niż 12 miesięcy po zatwierdzeniu metody i założeń zgodnie z ust. 5 przedkładają właściwym państwom członkowskim lub ich wyznaczonym właściwym organom wspólną propozycję zmiany lub utrzymania konfiguracji obszarów rynkowych. Inne państwa członkowskie, Umawiające się Strony Wspólnoty Energetycznej lub inne państwa trzecie dzielące ten sam obszar synchroniczny z którymkolwiek właściwym państwem członkowskim mogą przedstawiać uwagi.

7. W przypadku gdy strukturalne ograniczenia przesyłowe zostały zidentyfikowane w sprawozdaniu zgodnie z ust. 2 niniejszego artykułu lub w procesie przeglądu obszarów rynkowych zgodnie z niniejszym artykułem lub przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych na ich obszarach regulacyjnych w sprawozdaniu zatwierdzonym przez właściwy organ regulacyjny, państwo członkowskie ze stwierdzonymi strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi, we współpracy ze swymi operatorami systemu przesyłowego, podejmuje w ciągu sześciu miesięcy od otrzymania sprawozdania decyzję o przygotowaniu krajowego lub międzynarodowego planu działania zgodnie z art. 15 albo o dokonaniu przeglądu i zmiany konfiguracji jego obszarów rynkowych. O decyzjach tych natychmiast powiadamia się Komisję oraz ACER.

8. W przypadku tych państw członkowskich, które zdecydowały się na zmianę konfiguracji obszarów rynkowych zgodnie z ust. 7, właściwe państwa członkowskie podejmują jednogłosną decyzję w ciągu sześciu miesięcy od powiadomienia, o którym mowa w ust. 7. Inne państwa członkowskie mogą przedłożyć właściwym państwom członkowskim uwagi, które powinny zostać przez nie wzięte pod uwagę w momencie podejmowania ich decyzji. Decyzję uzasadnia się i powiadamia się o niej Komisję i ACER. W przypadku gdy właściwe państwa członkowskie nie podejmą jednogłosnej decyzji w ciągu sześciu miesięcy, natychmiast powiadamiają o tym Komisję. Komisja, w ostateczności, po konsultacji z ACER przyjmuje decyzję w sprawie zmiany lub utrzymania konfiguracji obszarów rynkowych w państwach członkowskich i pomiędzy nimi w terminie sześciu miesięcy od otrzymania takiego powiadomienia.

▼B

9. Przed przyjęciem decyzji przewidzianej w niniejszym artykule państwa członkowskie i Komisja konsultują się z właściwymi zainteresowanymi stronami.

10. W każdej decyzji przyjętej na podstawie niniejszego artykułu określa się datę wdrożenia każdej zmiany. Ta data wdrożenia pozwala pogodzić konieczność szybkiego działania oraz względy praktyczne, w tym obrót energią elektryczną na rynkach terminowych. W decyzji można określić odpowiednie rozwiązania przejściowe.

11. W przypadku zainicjowania dalszych przeglądów obszarów rynkowych zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 zastosowanie ma niniejszy artykuł.

*Artykuł 15***Plany działania**

1. Po przyjęciu decyzji zgodnie z art. 14 ust. 7 państwo członkowskie ze stwierdzonymi strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi opracowuje plan działania we współpracy ze swoim organem regulacyjnym. Ten plan działania zawiera konkretny harmonogram przyjmowania środków mających na celu zmniejszenie stwierdzonych strukturalnych ograniczeń przesyłowych w terminie czterech lat od przyjęcia decyzji zgodnie z art. 14 ust. 7.

2. Niezależnie od konkretnych postępów w realizacji planu działania, państwo członkowskie zapewnia, aby – bez uszczerbku dla odstępstw przyznanych na podstawie art. 16 ust. 19 lub przypadków odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z art. 16 ust. 3 – zdolności przesyłowe na potrzeby obrotu międzystrefowego wzrastały co roku aż do osiągnięcia minimalnej zdolności przewidzianej w art. 16 ust. 8. Ta minimalna zdolność musi zostać osiągnięta do dnia 31 grudnia 2025 r.

Ten coroczny wzrost osiąga się za pomocą trajektorii liniowej. Punktem początkowym tej trajektorii jest zdolność przesyłowa zaalokowana na granicy lub na krytycznym elemencie sieci w roku poprzedzającym przyjęcie planu działania albo średnia z trzech lat przed przyjęciem planu działania, w zależności od tego, która z tych wartości jest wyższa. Państwa członkowskie zapewniają, aby przy wdrażaniu swoich planów działania zdolność przesyłowa dostępna do obrotu międzystrefowego, która ma być zgodna z art. 16 ust. 8, była co najmniej równa wartościom trajektorii liniowej, w tym poprzez stosowanie działań zaradczych w danym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych.

3. Koszty działań zaradczych niezbędnych do osiągnięcia trajektorii liniowej, o której mowa w ust. 2, lub udostępnienia międzyobszarowych zdolności przesyłowych na granicach lub krytycznych elementach sieci, których dotyczy plan działania, ponosi państwo członkowskie lub państwa członkowskie wdrażające plan działania.

4. Co roku, podczas wdrażania planu działania oraz w okresie sześciu miesięcy od jego wygaśnięcia, właściwi operatorzy systemów przesyłowych oceniają w odniesieniu do poprzednich 12 miesięcy, czy dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe osiągnęły trajektorię liniową lub, od dnia 1 stycznia 2026 r., czy minimalna zdolność przewidziana w art. 16 ust. 8 została osiągnięta. Przedkładają swoje oceny ACER oraz odpowiednim organom regulacyjnym. Przed sporządzeniem sprawozdania każdy operator systemu przesyłowego przekazuje do zatwierdzenia swojemu organowi regulacyjnemu swój wkład do sprawozdania, w tym wszystkie istotne dane.

▼B

5. W odniesieniu do tych państw członkowskich, w przypadku których oceny, o których mowa w ust. 4, wykazały, że operator systemu przesyłowego nie dostosował się do trajektorii liniowej, właściwe państwa członkowskie, w ciągu sześciu miesięcy od otrzymania sprawozdania wraz z oceną, o którym mowa w ust. 4, podejmują jednogłośnie decyzję w sprawie zmiany lub utrzymania konfiguracji obszarów rynkowych w tych państwach członkowskich i pomiędzy nimi. W swojej decyzji właściwe państwa członkowskie biorą pod uwagę wszelkie uwagi zgłoszone przez inne państwa członkowskie. Decyzję właściwych państw członkowskich uzasadnia się i powiadamia się o niej Komisję oraz ACER.

Jeżeli właściwe państwa członkowskie nie podejmą jednogłośnie decyzji zgodnie z określonym harmonogramem, natychmiast powiadamiają o tym Komisję. W terminie sześciu miesięcy od otrzymania takiego powiadomienia, Komisja, w ostateczności oraz po konsultacji z ACER oraz właściwymi zainteresowanymi stronami, przyjmuje decyzję w sprawie zmiany lub utrzymania konfiguracji obszarów rynkowych w tych państwach członkowskich i pomiędzy nimi.

6. Sześć miesięcy przed wygaśnięciem planu działania państwo członkowskie ze stwierdzonymi strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi decyduje, czy rozwiązać pozostałe kwestie ograniczeń przesyłowych w drodze zmiany swojego obszaru rynkowego, czy też rozwiązać pozostałe kwestie wewnętrznych ograniczeń przesyłowych w drodze działań zaradczych, których koszty pokryje.

7. W przypadku gdy nie ustanowiono żadnego planu działania w terminie sześciu miesięcy od stwierdzenia strukturalnych ograniczeń przesyłowych zgodnie z art 14 ust. 7, właściwi operatorzy systemów przesyłowych w terminie 12 miesięcy od stwierdzenia takich strukturalnych ograniczeń przesyłowych oceniają, czy dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe osiągnęły minimalną zdolność przewidzianą w art. 16 ust. 8 w poprzednich 12 miesiącach oraz przedkładają sprawozdanie wraz z oceną odpowiednim organom regulacyjnym oraz ACER.

Przed sporządzeniem sprawozdania każdy operator systemu przesyłowego przesyła do zatwierdzenia swojemu krajowemu organowi regulacyjnemu swój wkład do sprawozdania, w tym wszystkie istotne dane. W przypadku gdy ocena wykazała, że operator systemu przesyłowego nie osiągnął minimalnej zdolności, zastosowanie ma proces podejmowania decyzji określony w ust. 5 niniejszego artykułu.

*Artykuł 16***Ogólne zasady alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi**

1. Problemy ograniczeń przesyłowych sieci rozwiązuje się za pomocą niedyskryminacyjnych i opartych na zasadach rynkowych środków dających skuteczne sygnały ekonomiczne zaangażowanym uczestnikom rynku i operatorom systemów przesyłowych. Problemy ograniczeń przesyłowych sieci rozwiązuje się przy użyciu metod nieopartych na transakcjach, czyli metod, które nie zawierają elementu wyboru między umowami poszczególnych uczestników rynku. Podejmując środki operacyjne mające na celu zapewnienie utrzymania swoich systemów przesyłowych w normalnym stanie, operator systemu przesyłowego uwzględnia wpływ tych środków na sąsiadujące obszary regulacyjne oraz koordynuje takie środki z innymi operatorami systemów przesyłowych, na których ma to wpływ, jak przewidziano w rozporządzeniu (UE) 2015/1222.

▼B

2. Procedury ograniczania transakcji stosuje się jedynie w sytuacjach awaryjnych, czyli w przypadku gdy operator systemu przesyłowego musi działać szybko, a redysponowanie lub zakupy przeciwne nie są możliwe. Każdą taką procedurę stosuje się w sposób niedyskryminacyjny. Z wyjątkiem przypadków siły wyższej uczestnicy rynku, którym przydzielono zdolność, otrzymują rekompensatę za każde takie ograniczenie.

3. Regionalne centra koordynacyjne dokonują skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z ust. 4 i 8 niniejszego artykułu, jak przewidziano w art. 37 ust. 1 lit. a) oraz w art. 42 ust. 1.

Regionalne centra koordynacyjne wyznaczają międzyobszarowe zdolności przesyłowe uwzględniając granice bezpieczeństwa pracy systemu z wykorzystaniem danych od operatorów systemów przesyłowych, w tym danych dotyczących technicznej dostępności działań zaradczych, nie włączając w to wyłączenia obciążenia. W przypadku gdy regionalne centra koordynacyjne stwierdzą, że te dostępne działania zaradcze w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych lub pomiędzy regionami wyznaczania zdolności przesyłowych nie wystarczą do osiągnięcia trajektorii liniowej zgodnie z art. 15 ust. 2 lub minimalnych zdolności przewidzianych w ust. 8 niniejszego artykułu, przy jednoczesnym uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu, mogą w ostateczności ustanowić skoordynowane działania służące odpowiedniemu zmniejszeniu międzyobszarowych zdolności przesyłowych. Operatorzy systemów przesyłowych mogą odejść od skoordynowanych działań w odniesieniu do skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych i skoordynowanej analizy bezpieczeństwa tylko zgodnie z art. 42 ust. 2.

Przed upływem trzech miesięcy po uruchomieniu regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 35 ust. 2 niniejszego rozporządzenia, a następnie co trzy miesiące, regionalne centra koordynacyjne przedkładają odpowiednim organom regulacyjnym oraz ACER sprawozdanie dotyczące każdego zmniejszenia zdolności przesyłowych lub odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z akapitem drugim oraz dokonują oceny efektów i, w razie konieczności, wydają zalecenia dotyczące sposobu uniknięcia takiego odejścia od skoordynowanych działań w przyszłości. Jeżeli ACER stwierdzi, że warunki wstępne odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z niniejszym ustępem nie zostały spełnione lub mają charakter strukturalny, przedkłada opinię odpowiednim organom regulacyjnym oraz Komisji. Właściwe organy regulacyjne podejmują odpowiednie działania wobec operatorów systemów przesyłowych lub regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 59 lub 62 dyrektywy (UE) 2019/944 jeżeli warunki wstępne odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z niniejszym ustępem nie zostały spełnione.

Plan działania, o którym mowa w art. 14 ust. 7, lub aktualizacja istniejącego planu działania odnoszą się do przypadków odejścia od skoordynowanych działań o charakterze strukturalnym.

4. Uczestnikom rynku udostępnia się maksymalny poziom zdolności połączeń wzajemnych oraz sieci przesyłowych, na które wpływają przepływy transgraniczne, spełniając standardy bezpieczeństwa pracy sieci. W celu maksymalizacji dostępnych zdolności przesyłowych, aby osiągnąć minimalną zdolność przewidzianą w ust. 8 stosuje się zakupy przeciwne i redysponowanie, w tym redysponowanie transgraniczne. Aby umożliwić taką maksymalizację, stosuje się skoordynowany i niedyskryminacyjny proces transgranicznych działań zaradczych, zgodnie z metodą podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych.

▼B

5. Zdolność przesyłową alokuje się w drodze aukcji typu explicit dotyczących zdolności przesyłowych lub aukcji typu implicit dotyczących zarówno zdolności przesyłowych, jak i energii. Obie metody mogą funkcjonować jednocześnie dla tego samego połączenia wzajemnego. Na potrzeby obrotu na rynku dnia bieżącego stosuje się notowania ciągłe, których uzupełnienie mogą stanowić aukcje.

6. W przypadku ograniczeń przesyłowych wygrywa najwyższa ważna oferta dotycząca przepustowości sieci, oferująca najwyższą wartość za ograniczoną zdolność przesyłową w danym przedziale czasowym, niezależnie od tego, czy została złożona w ramach aukcji typu implicit czy explicit. Ustalanie cen bazowych w ramach metod alokacji zdolności przesyłowych jest dozwolone wyłącznie w przypadku nowych połączeń wzajemnych, które korzystają ze zwolnienia na podstawie art. 7 rozporządzenia (WE) nr 1228/2003, art. 17 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 lub art. 63 niniejszego rozporządzenia.

7. Zdolności przesyłowe są przedmiotem swobodnego obrotu na rynku wtórnym, pod warunkiem że operator systemu przesyłowego zostanie o tym fakcie poinformowany z odpowiednim wyprzedzeniem. W przypadku gdy operator systemu przesyłowego sprzeciwia się jakiegokolwiek obrotowi (transakcji) na rynku wtórnym, w jasny i przejrzysty sposób komunikuje i wyjaśnia to wszystkim uczestnikom rynku oraz powiadamia o tym organ regulacyjny.

8. Operatorzy systemów przesyłowych nie mogą ograniczać wielkości zdolności połączeń wzajemnych, która ma być udostępniona uczestnikom rynku, w celu zaradzenia ograniczeniom przesyłowym w ramach ich własnego obszaru rynkowego lub jako sposób zarządzania przepływami wynikającymi z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych. Bez uszczerbku dla stosowania odstępstw na podstawie ust. 3 i 9 niniejszego artykułu oraz dla stosowania art. 15 ust. 2, wymogi niniejszego ustępu uznaje się za spełnione w przypadku osiągnięcia następujących minimalnych poziomów zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego:

- a) w przypadku granic, na których stosuje się podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto, minimalna zdolność wynosi 70 % zdolności przesyłowych przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu po odliczeniu zdarzeń losowych, zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
- b) w przypadku granic, na których stosuje się metodę FBA, minimalna zdolność stanowi margines ustalony w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych, dostępny dla przepływów wynikających z wymiany międzystrefowej. Margines wynosi 70 % zdolności przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy wewnątrzstrefowych i międzystrefowych krytycznych elementów sieci, z uwzględnieniem zdarzeń losowych, zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

Całkowitą wartość 30 % można wykorzystać na potrzeby marginesów niezawodności, przepływów kołowych i przepływów wewnętrznych na każdym krytycznym elemencie sieci.

9. Na wniosek operatorów systemów przesyłowych z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych odpowiednie organy regulacyjne mogą przyznać odstępstwo od ust. 8 z przewidywalnych przyczyn, w przypadku gdy jest to konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego. Takiego odstępstwa, które nie mogą dotyczyć ograniczania zdolności przesyłowych przydzielonych już na podstawie ust. 2, przyznaje się każdorazowo na okres nieprzekraczający roku lub, o ile

▼B

zakres odstępowstwa zmniejszy się znacząco po pierwszym roku, do maksymalnie dwóch lat. Zakres takich odstępowstw jest bezwzględnie ograniczony do tego, co jest konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego, a w ramach takich odstępowstw unika się dyskryminacji między wymianami wewnątrzstrefowymi i międzystrefowymi.

Przed przyznaniem odstępowstwa odpowiedni organ regulacyjny konsultuje się z organami regulacyjnymi innych państw członkowskich wchodzących w skład regionów wyznaczania zdolności przesyłowych, na które ma to wpływ. W przypadku gdy jeden z organów regulacyjnych nie zgadza się z proponowanym odstępowstwem, decyzję w sprawie przyznania odstępowstwa podejmuje ACER zgodnie z art. 6 ust. 10 lit. a) rozporządzenia (UE) 2019/942. Uzasadnienie i powody przyznania odstępowstwa zostają opublikowane.

W przypadku gdy przyznano odstępowstwo, właściwy operator systemu przesyłowego opracowuje i publikuje metodę i przedsięwzięcia mające zapewnić długoterminowe rozwiązanie kwestii, którą rozwiązać ma odstępowstwo. Odstępowstwo wygasa z upływem terminu odstępowstwa lub w momencie zastosowania rozwiązania, w zależności od tego, który z tych terminów przypada wcześniej.

10. Ze stosownym wyprzedzeniem w stosunku do danego okresu eksploatacyjnego uczestnicy rynku informują odpowiednich operatorów systemów przesyłowych, czy zamierzają wykorzystać przydzielone im zdolności. Każda niewykorzystana przydzielona zdolność jest ponownie udostępniana na rynku w sposób otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny.

11. W miarę możliwości technicznych operatorzy systemów przesyłowych bilansują zapotrzebowanie na wszelkie przepływy mocy w przeciwnym kierunku na ograniczonym przesyłowo połączeniu wzajemnym, aby maksymalnie wykorzystać zdolność tego połączenia. Z pełnym uwzględnieniem bezpieczeństwa sieci nie można odmówić przeprowadzenia transakcji zmniejszających ograniczenia przesyłowe.

12. Konsekwencjami finansowymi niewypełnienia obowiązków związanych z alokacją zdolności przesyłowych obciąża się operatorów systemów przesyłowych lub NEMO, którzy są za takie niewypełnianie obowiązków odpowiedzialni. W przypadku gdy uczestnicy rynku nie wykorzystują zdolności przesyłowych, które zobowiązali się wykorzystać, lub – w przypadku zdolności przesyłowych będących przedmiotem aukcji typu explicit – nie odsprzedadzą tych zdolności przesyłowych na rynku wtórnym ani nie zwrócą w stosownym terminie, ci uczestnicy rynku tracą prawa do tych zdolności przesyłowych oraz uiszczają opłatę odzwierciedlającą koszty. Wszelkie opłaty odzwierciedlające koszty nakładane z tytułu niewykorzystania zdolności przesyłowych muszą być uzasadnione i proporcjonalne. Jeżeli operator systemu przesyłowego nie wypełnia swojego obowiązku zapewnienia niezawodnych zdolności przesyłowych, odpowiedzialny jest za zrekompensowanie uczestnikowi rynku utraty praw do zdolności przesyłowych. W tym celu nie uwzględnia się strat następczych. Kluczowe pojęcia i metody stosowane przy określaniu odpowiedzialności powstałej w przypadku niewypełnienia obowiązków określa się z wyprzedzeniem w odniesieniu do konsekwencji finansowych oraz poddaje przeglądowi przez odpowiedni organ regulacyjny.

13. Przy podziale kosztów działań zaradczych pomiędzy operatorów systemów przesyłowych organy regulacyjne analizują, w jakim zakresie przepływy wynikające z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych przyczyniają się do ograniczeń przesyłowych między dwoma obserwowanymi obszarami rynkowymi, oraz na podstawie udziału w ograniczeniach przesyłowych dzielą koszty między operatorów systemów przesyłowych z obszarów rynkowych odpowiedzialnych za powstanie tych przepływów, z wyjątkiem kosztów związanych

▼B

z przepływami wynikającymi z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych i będących poniżej poziomu, którego można by oczekiwać gdyby strukturalnych ograniczeń przesyłowych na danym obszarze rynkowym nie było.

Poziom ten jest analizowany i ustalany wspólnie przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych z danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych dla każdej poszczególnej granicy obszaru rynkowego oraz podlega zatwierdzeniu przez wszystkie krajowe organy regulacyjne tego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych.

*Artykuł 17***Alokacja międzyobszarowych zdolności przesyłowych w różnych przedziałach czasowych**

1. Operatorzy systemów przesyłowych ponownie wyznaczają dostępne międzyobszarowe zdolności przesyłowe przynajmniej po czasie zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia następnego i dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego. W kolejnym procesie alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych operatorzy systemów przesyłowych dokonują alokacji dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych oraz wszelkich pozostałych międzyobszarowych zdolności przesyłowych, których uprzednio nie przydzielono, a także wszelkich międzyobszarowych zdolności przesyłowych zwolnionych przez posiadaczy fizycznych praw przesyłowych z uprzednich alokacji zdolności przesyłowych.

2. Operatorzy systemów przesyłowych proponują odpowiednią strukturę alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych w różnych przedziałach czasowych, w tym na rynku dnia następnego, rynku dnia bieżącego i rynku bilansującym. Taka struktura alokacji podlega przeglądowi przez odpowiednie organy regulacyjne. Przygotowując swoją propozycję, operatorzy systemów przesyłowych uwzględniają:

- a) specyfikę rynków;
- b) warunki operacyjne systemu elektroenergetycznego, takie jak skutki kompensowania grafików zgłoszonych na stałe;
- c) poziom harmonizacji udziałów procentowych przydzielonych do różnych okresów i okresów przyjętych w poszczególnych działających już mechanizmach alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych.

3. W przypadku gdy po czasie zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego dostępne są międzyobszarowe zdolności przesyłowe, operatorzy systemów przesyłowych wykorzystują je do celów wymiany energii bilansującej lub przeprowadzenia procesu kompensowania niezbilansowań.

4. W przypadku alokacji międzyobszarowej zdolności przesyłowej na potrzeby wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw zgodnie z art. 6 ust. 8 niniejszego rozporządzenia operatorzy systemów przesyłowych stosują metody opracowane w wytycznych dotyczących bilansowania przyjętych na podstawie art. 6 ust. 11 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

5. Operatorzy systemów przesyłowych nie mogą zwiększać marginesu niezawodności obliczonego zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222 z powodu wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw.

▼B

SEKCJA 2

Oplaty sieciowe oraz dochód z ograniczeń przesyłowych

Artykuł 18

Oplaty za dostęp do sieci, korzystanie z sieci i wzmocnienie sieci

1. Oplaty za dostęp do sieci stosowane przez operatorów sieci, w tym opłaty za przyłączenie do sieci, opłaty za korzystanie z sieci oraz, w stosownych przypadkach, opłaty za odpowiednie wzmocnienie sieci, odzwierciedlają koszty, muszą być przejrzyste, uwzględniają potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa i elastyczności sieci oraz odzwierciedlają rzeczywiście poniesione koszty w zakresie, w jakim odpowiadają one kosztom ponoszonym przez operatora sieci o porównywalnej efektywności i strukturze, oraz stosowane są w sposób niedyskryminacyjny. Oplaty te nie obejmują niepowiązanych kosztów wspierających niepowiązane cele strategiczne.

Bez uszczerbku dla art. 15 ust. 1 i 6 dyrektywy 2012/27/UE oraz kryteriów w załączniku XI do tej dyrektywy, metoda stosowana do ustalania opłat sieciowych neutralnie wspiera ogólną efektywność systemu w ujęciu długoterminowym za pomocą sygnałów cenowych dla odbiorców i wytwórców, i w szczególności jest stosowana w sposób, który nie prowadzi do dyskryminacji pozytywnej lub negatywnej produkcji przyłączonej na poziomie dystrybucji względem produkcji przyłączonej na poziomie przesyłu. Oplaty sieciowe nie mogą prowadzić do pozytywnej ani negatywnej dyskryminacji magazynowania energii i agregacji oraz nie mogą tworzyć bodźców zniechęcających do samodzielnego wytwarzania i konsumpcji lub udziału w odpowiedzi odbioru. Bez uszczerbku dla ust. 3 niniejszego artykułu, opłaty te nie mogą być związane z odległością.

▼M2

2. Metody ustalania taryf:

- a) odzwierciedlają koszty stałe ponoszone przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz uwzględniają zarówno nakłady inwestycyjne, jak i koszty operacyjne, aby zapewnić odpowiednie zachęty dla operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w krótko- i długoterminowej perspektywie, w tym inwestycje wyprzedzające, w celu zwiększenia efektywności, w tym efektywności energetycznej;
- b) zwiększają integrację rynku, integrację energii ze źródeł odnawialnych i bezpieczeństwo dostaw energii;
- c) wspierają korzystanie z usług w zakresie elastyczności i umożliwiają korzystanie z elastycznych połączeń;
- d) propagują efektywne i terminowe inwestycje obejmujące rozwiązania mające na celu optymalizację istniejącej sieci;
- e) ułatwiają magazynowanie energii, odpowiedzi odbioru i powiązane działania badawcze;
- f) przyczyniają się do osiągnięcia celów określonych w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, zmniejszenia wpływu na środowisko i propagowania akceptacji społecznej; oraz

▼ M2

g) ułatwiają innowacje w interesie konsumentów w dziedzinach takich jak cyfryzacja, usługi w zakresie elastyczności i połączenia wzajemne, w szczególności w celu rozwoju infrastruktury niezbędnej do osiągnięcia minimalnego celu w zakresie elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych na 2030 r. określonego w art. 4 lit. d) pkt 1 rozporządzenia (UE) 2018/1999.

3. W stosownych przypadkach poziom taryf stosowanych wobec wytwórców lub odbiorców końcowych, lub obu, dostarcza sygnałów lokalizacyjnych dla inwestycji na poziomie Unii, takich jak zachęty za pośrednictwem struktury taryf, w celu ograniczenia kosztów redysponowania i wzmocnienia sieci energetycznej, oraz uwzględnia wielkość strat sieciowych i powodowane ograniczenia przesyłowe, a także koszty inwestycji infrastrukturalnych.

▼ B

4. Przy ustalaniu opłat za dostęp do sieci bierze się pod uwagę następujące czynniki:

- a) płatności i przychody wynikające z mechanizmu rozliczania rekompensat międzyoperatorских;
- b) płatności rzeczywiście dokonane i otrzymane, a także płatności oczekiwane w przyszłości, oszacowane na podstawie poprzednich okresów.

5. Ustalanie opłat za dostęp do sieci na podstawie niniejszego artykułu pozostaje bez uszczerbku dla opłat wynikających z zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, o których mowa w art. 16.

6. Nie stosuje się szczególnych opłat sieciowych w poszczególnych transakcjach w ramach międzystrefowego obrotu energią elektryczną.

7. Taryfy dystrybucyjne muszą odzwierciedlać koszty korzystania przez użytkowników systemu, w tym odbiorców aktywnych, z sieci dystrybucyjnej. Taryfy dystrybucyjne mogą obejmować elementy zdolności przyłączeniowej do sieci i mogą być zróżnicowane w zależności od profilu zużycia lub wytwarzania użytkowników systemu. W przypadku gdy państwa członkowskie wdrożyły rozwiązania przewidujące wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, organy regulacyjne biorą pod uwagę taryfy sieciowe uzależnione od pory dnia przy ustalaniu lub zatwierdzaniu taryf przesyłowych i taryf dystrybucyjnych lub metod ich ustalania zgodnie z art. 59 dyrektywy (UE) 2019/944, a w stosownych przypadkach mogą być wprowadzone taryfy sieciowe uzależnione od pory dnia w celu odzwierciedlenia korzystania z sieci, w sposób przejrzysty, efektywny kosztowo i przewidywalny dla odbiorców końcowych.

▼ M2

8. Metody ustalania taryf przesyłowych i dystrybucyjnych wprowadzają dla operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych zachęty do jak najbardziej racjonalnego pod względem kosztów działania i rozwoju ich sieci, w tym przez pozyskiwanie usług. W tym celu organy regulacyjne uznają odnośne koszty za kwalifikowalne, w tym koszty związane z inwestycjami wyprzedzającymi, uwzględniają te koszty w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych oraz, w stosownych przypadkach, wprowadzają cele w zakresie skuteczności działania, aby zachęcić operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych do zwiększania ogólnej efektywności systemowej w ich sieciach, w tym dzięki efektywności energetycznej, korzystaniu z usług w zakresie elastyczności oraz rozwojowi inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych.

▼ B

9. W celu ograniczenia ryzyka fragmentacji rynku, do dnia 5 października 2019 r. ACER przedstawi sprawozdanie z najlepszych praktyk dotyczących metod ustalania taryf przesyłowych i taryf dystrybucyjnych, przy jednoczesnym uwzględnieniu specyfiki krajowej. W tym sprawozdaniu z najlepszych praktyk ACER odnosi się przynajmniej do następujących kwestii:

- a) relacja taryf stosowanych wobec wytwórców do taryf stosowanych wobec odbiorców końcowych;
- b) koszty podlegające odzyskaniu za pomocą taryf;
- c) uzależnienie taryf sieciowych od pory dnia;
- d) sygnały lokalizacyjne;
- e) relacja między taryfami przesyłowymi a taryfami dystrybucyjnymi;

▼ M2

f) metody, które zostaną określone po konsultacji z właściwymi zainteresowanymi stronami, w celu zapewnienia przejrzystości przy ustalaniu wysokości i struktury taryf, obejmujące inwestycje wyprzedzające, które są zgodne z odpowiednimi unijnymi i krajowymi celami energetycznymi oraz z uwzględnieniem obszarów przyspieszonego rozwoju ustanowionych zgodnie z dyrektywą (UE) 2018/2001;

▼ B

- g) grupy użytkowników sieci podlegające taryfom, w tym w stosownych przypadkach specyfika tych grup, formy zużycia energii i wszelkie zwolnienia taryfowe;
- h) straty w sieciach wysokiego, średniego i niskiego napięcia;

▼ M2

i) zachęty do efektywnych inwestycji w sieci, w tym w zakresie zasobów zapewniających elastyczność i elastycznych umów przyłączeniowych.

▼ B

ACER aktualizuje sprawozdanie z najlepszych praktyk przynajmniej raz na dwa lata.

10. Organy regulacyjne należy uwzględniać sprawozdanie z najlepszych praktyk przy ustalaniu lub zatwierdzaniu taryf przesyłowych i taryf dystrybucyjnych lub metod ich ustalania zgodnie z art. 59 dyrektywy (UE) 2019/944.

*Artykuł 19***Dochód z ograniczeń przesyłowych**

1. Procedury zarządzania ograniczeniami przesyłowymi dotyczące określonego przedziału czasowego mogą generować dochody tylko w przypadku wystąpienia ograniczeń przesyłowych w tym przedziale czasowym, z wyłączeniem przypadków nowych połączeń wzajemnych korzystających ze zwolnienia na podstawie art. 63 niniejszego rozporządzenia, art. 17 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 lub art. 7 rozporządzenia (WE) nr 1228/2003. Procedura podziału tych dochodów podlega przeglądowi przeprowadzanemu przez organy regulacyjne oraz nie może ona zakłócać procesu alokacji na korzyść jakiegokolwiek strony występującej o zdolność lub o energię ani zniechęcać do zmniejszania ograniczeń przesyłowych.

▼ M2

2. W odniesieniu do przydzielania wszelkich dochodów wynikających z alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych pierwszeństwo mają następujące cele:

- a) zagwarantowanie rzeczywistej dostępności przydzielonej zdolności, w tym odszkodowania z tytułu gwarancji;
- b) utrzymywanie lub zwiększanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych poprzez optymalizację wykorzystania istniejących połączeń wzajemnych dzięki skoordynowanym działaniom zaradczym, w stosownych przypadkach, lub pokrycie kosztów związanych z inwestycjami w sieć, które mają znaczenie dla zmniejszenia ograniczeń przesyłowych na połączeniu wzajemnym; lub
- c) rekompensata dla operatorów elektrowni morskich wytwarzających energię elektryczną ze źródeł odnawialnych na morskim obszarze rynkowym bezpośrednio połączonym z co najmniej dwoma obszarami rynkowymi, jeżeli dostęp do wzajemnie połączonych rynków został ograniczony w taki sposób, że operator elektrowni morskiej wytwarzającej energię elektryczną ze źródeł odnawialnych nie jest w stanie eksportować swojej zdolności wytwarzania energii elektrycznej na rynek oraz, gdzie, w stosownych przypadkach, doszło do odpowiedniego spadku ceny w morskim obszarze rynkowym, w porównaniu z sytuacją bez redukcji zdolności.

Rekompensata, o której mowa w lit. c) akapit pierwszy, ma zastosowanie w przypadku, gdy w zweryfikowanych wynikach alokacji zdolności co najmniej jeden operator systemu przesyłowego albo nie udostępnił zdolności uzgodnionej w umowach przyłączeniowych dotyczących połączenia wzajemnego albo nie udostępnił zdolności na krytycznych elementach sieci zgodnie z zasadami wyliczania zdolności określonymi w art. 16 ust. 8, lub w obu tych przypadkach. Operatorzy systemów przesyłowych odpowiedzialni za ograniczenie dostępu do wzajemnie połączonych rynków są odpowiedzialni za rekompensaty dla operatorów elektrowni wytwarzających energię elektryczną z morskich źródeł odnawialnych. W ujęciu rocznym rekompensata ta nie przekracza całkowitego dochodu z ograniczeń przesyłowych wygenerowanego na połączeniach wzajemnych między odnośnymi obszarami rynkowymi.

▼ B

3. W przypadku gdy priorytetowe cele określone w ust. 2 zostaną odpowiednio zrealizowane, przychody można wykorzystać jako dochód uwzględniany przez organy regulacyjne przy zatwierdzaniu metod obliczania taryf sieciowych lub ustalania taryf sieciowych, lub obu. Pozostałe przychody umieszcza się na odrębnym koncie wewnętrznym do czasu, kiedy będzie można je wydać na cele określone w ust. 2.

4. Wykorzystanie przychodów zgodnie z ust. 2 lit. a) lub b) odbywa się zgodnie z metodą zaproponowaną przez operatorów systemów przesyłowych po konsultacji z organami regulacyjnymi i właściwymi zainteresowanymi stronami oraz po zatwierdzeniu przez ACER. Operatorzy systemów przesyłowych przedkładają ACER proponowaną metodę do dnia 5 lipca 2020 r., a ACER podejmuje decyzję w sprawie proponowanej metody w terminie sześciu miesięcy od jej otrzymania.

ACER może wystąpić do operatorów systemów przesyłowych o zmianę lub aktualizację metody, o której mowa w akapicie pierwszym. ACER podejmuje decyzję w sprawie zmienionej lub zaktualizowanej metody nie później niż w terminie sześciu miesięcy po jej przedłożeniu.

▼ B

Metoda określa co najmniej warunki, na jakich przychody mogą być wykorzystane do celów, o których mowa w ust. 2, oraz warunki, na jakich przychody te mogą zostać umieszczone na odrębnym koncie wewnętrznym z myślą o ich wykorzystaniu w przyszłości do tych celów, a także czas, na jaki przychody te mogą zostać umieszczone na takim koncie.

5. Operatorzy systemów przesyłowych z wyprzedzeniem wyraźnie określają sposób wykorzystania wszelkich dochodów z ograniczeń przesyłowych oraz składają organom regulacyjnym sprawozdanie z faktycznego wykorzystania tych dochodów. Do dnia 1 marca każdego roku, organy regulacyjne informują ACER oraz publikują sprawozdanie przedstawiające:

- a) kwotę przychodów uzyskanych w okresie 12 miesięcy kończącym się w dniu 31 grudnia poprzedniego roku;
- b) sposób wykorzystania tych przychodów zgodnie z ust. 2, w tym konkretne przedsięwzięcia, na które wykorzystano te dochody, oraz kwoty umieszczone na odrębnym koncie;
- c) kwoty wykorzystane podczas obliczania taryf sieciowych; oraz
- d) weryfikację, czy kwota, o której mowa w lit. c), jest zgodna z niniejszym rozporządzeniem oraz metodą opracowaną zgodnie z ust. 3 i 4.

W przypadku gdy część przychodów z ograniczeń przesyłowych jest wykorzystywana podczas obliczania taryf sieciowych, w sprawozdaniu przedstawia się sposób, w jaki operatorzy systemów przesyłowych zrealizowali priorytetowe cele określone w ust. 2, w stosownych przypadkach.

▼ M2

ROZDZIAŁ IIIa

SZCZEGÓLNE ZACHĘTY INWESTYCYJNE SŁUŻĄCE OSIĄGNIĘCIU
CELÓW UNII W ZAKRESIE DEKARBONIZACJI*Artykuł 19a***Umowy zakupu energii elektrycznej**

1. Bez uszczerbku dla dyrektywy (UE) 2018/2001 państwa członkowskie propagują upowszechnianie PPA, w tym przez usuwanie nieuzasadnionych barier oraz nieproporcjonalnych lub dyskryminujących procedur lub opłat, z myślą o zapewnieniu przewidywalności cen i o osiągnięciu celów określonych w ich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu w odniesieniu do wymiaru obniżenia emisyjności, o którym mowa w art. 4 lit. a) rozporządzenia (UE) 2018/1999, w tym w odniesieniu do energii odnawialnej, przy jednoczesnym zachowaniu konkurencyjnych i płynnych rynków energii elektrycznej oraz handlu transgranicznego.

2. Przeprowadzając przegląd niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 69 ust. 2, Komisja, po konsultacji z właściwymi zainteresowanymi stronami, ocenia potencjał i wykonalność jednej lub kilku unijnych platform

▼ M2

rynkowych dla PPA, które mają być stosowane na zasadzie dobrowolności, w tym interakcję tych potencjalnych platform z innymi istniejącymi platformami rynku energii elektrycznej oraz łączenie popytu na PPA w drodze agregacji.

3. Państwa członkowskie zapewniają, w sposób skoordynowany, aby instrumenty takie jak systemy gwarancji po cenach rynkowych, służące zmniejszeniu ryzyka finansowego związanego z niewykonaniem płatności przez odbiorcę w ramach PPA, zostały wprowadzone i były dostępne dla odbiorców, którzy napotykają bariery wejścia na rynek PPA i nie znajdują się w trudnej sytuacji finansowej. Takie instrumenty mogą obejmować między innymi wspierane przez państwo programy gwarancji po cenach rynkowych, gwarancje prywatne lub instrumenty łączące popyt na PPA, zgodnie z odpowiednim prawem Unii. W tym celu państwa członkowskie zapewniają odpowiednią koordynację, w tym z odpowiednimi instrumentami na poziomie Unii. Państwa członkowskie mogą określać kategorie odbiorców, do których skierowane są te instrumenty, stosując niedyskryminujące kryteria względem każdej kategorii odbiorców, a także w obrębie tych kategorii.

4. Bez uszczerbku dla art. 107 i 108 TFUE, jeżeli system gwarancji dla PPA jest wspierany przez państwo członkowskie, obejmuje on przepisy mające na celu zapobieganie obniżeniu płynności na rynkach energii elektrycznej i nie może zapewniać wsparcia na zakup wytwarzania z paliw kopalnych. Państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o ograniczeniu tych systemów gwarancji do wyłącznego wsparcia zakupu energii elektrycznej z nowej produkcji energii ze źródeł odnawialnych zgodnie z polityką państwa członkowskiego w zakresie dekarbonizacji, w tym w szczególności w przypadku, gdy rynek umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej zdefiniowanych w art. 2 pkt 17 dyrektywy (UE) 2018/2001 nie jest wystarczająco rozwinięty.

5. Systemy wsparcia na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych dopuszczają udział projektów, w ramach których część energii elektrycznej rezerwuje się na sprzedaż w drodze PPA ze źródeł odnawialnych lub innych uzgodnień rynkowych, pod warunkiem że taki udział nie wpływa negatywnie na konkurencję na rynku, w szczególności w przypadku gdy obie strony zaangażowane w tę PPA są kontrolowane przez ten sam podmiot.

6. Przy opracowywaniu systemów wsparcia, o których mowa w ust. 5, państwa członkowskie dążą do stosowania kryteriów oceny motywujących oferentów do ułatwiania dostępu do rynku PPA dla odbiorców, którzy napotykają bariery wejścia na ten rynek, pod warunkiem że nie wpływa to negatywnie na konkurencję na rynku.

7. W PPA określa się obszar rynkowy dostawy oraz odpowiedzialność za zabezpieczenie międzyobszarowych praw przesyłowych w przypadku zmiany obszaru rynkowego zgodnie z art. 14.

8. W PPA określa się metody i warunki, na jakich odbiorcy i wytwórcy mogą odstąpić od PPA, takie jak wszelkie mające zastosowanie opłaty za odstąpienie od umowy i okresy wypowiedzenia, zgodnie z unijnym prawem konkurencji.

9. Opracowując środki mające bezpośredni wpływ na PPA, państwa członkowskie respektują ewentualne uzasadnione oczekiwania i uwzględniają wpływ tych środków na istniejące i przyszłe PPA.

10. Do 31 stycznia 2026 r., a następnie co dwa lata, Komisja ocenia, czy bariery się utrzymują i czy istnieje wystarczająca przejrzystość na rynkach PPA. Komisja może opracować szczegółowe wskazówki dotyczące usuwania barier na rynkach PPA, w tym nieproporcjonalnych lub dyskryminujących procedur lub opłat.

▼ M2*Artykuł 19b***Dobrowolne wzory PPA i monitorowanie PPA**

1. ACER publikuje roczną ocenę rynku PPA na szczeblu Unii i państw członkowskich w ramach rocznego sprawozdania publikowanego zgodnie z art. 15 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/942.

2. Do dnia 17 października 2024 r. ACER ocenia, w ścisłej koordynacji z właściwymi instytucjami i zainteresowanymi stronami, potrzebę opracowania i wydania dobrowolnych wzorów PPA, dostosowanych do potrzeb poszczególnych kategorii kontrahentów.

W przypadku gdy w ocenie stwierdzono, że istnieje potrzeba opracowania i wydania takich dobrowolnych wzorów PPA, ACER wraz z NEMO i po konsultacji z właściwymi zainteresowanymi stronami opracowuje takie wzory, uwzględniając następujące elementy:

- a) stosowanie tych wzorów umów jest dobrowolne dla umawiających się stron;
- b) te wzory umów między innymi:
 - (i) zapewniają różne okresy obowiązywania umowy;
 - (ii) zapewniają różne formuły cenowe;
 - (iii) uwzględniają profil obciążenia odbiorcy oraz profil wytwarzania wytwórcy.

*Artykuł 19c***Środki na poziomie Unii przyczyniające się do osiągnięcia dodatkowego udziału energii ze źródeł odnawialnych**

Komisja ocenia, czy środki na poziomie Unii mogą przyczynić się do wspólnego osiągnięcia przez państwa członkowskie dodatkowego 2,5 % udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii w 2030 r., zgodnie z dyrektywą (UE) 2018/2001, uzupełniając środki krajowe. Komisja analizuje możliwość wykorzystania unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych ustanowionego zgodnie z art. 33 rozporządzenia (UE) 2018/1999 do organizowania aukcji energii odnawialnej na szczeblu unijnym zgodnie z odpowiednimi ramami regulacyjnymi.

*Artykuł 19d***Systemy bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych dla inwestycji**

1. Systemy bezpośredniego wsparcia cen dla inwestycji w nowe jednostki wytwarzania energii w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł wymienionych w ust. 4 mają formę dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki.

Akapit pierwszy ma zastosowanie do kontraktów w ramach systemów bezpośredniego wsparcia cen w odniesieniu do inwestycji w nową produkcję, które to kontrakty zawarto w dniu 17 lipca 2027 r. lub po tym dniu, a w przypadku hybrydowych aktywów morskich połączonych z co najmniej dwoma obszarami rynkowymi, na dzień 17 lipca 2029 r.

▼ M2

Udział uczestników rynku w systemach bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych i w odpowiadających im systemach wywołujących te same skutki jest dobrowolny.

2. Wszystkie systemy bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych i odpowiadające im systemy wywołujących te same skutki projektuje się tak, aby:

- a) zachować zachęty skłaniające jednostkę wytwarzania energii do efektywnego działania na rynkach energii elektrycznej oraz do efektywnego uczestnictwa w tych rynkach, w szczególności w celu odzwierciedlenia warunków rynkowych;
- b) zapobiegać jakiegokolwiek zakłócającemu wpływowi systemu wsparcia na decyzje jednostki wytwarzania energii odnośnie do eksploatacji, dysponowania i konserwacji lub na zachowania oferentów na rynkach dnia następnego, dnia bieżącego, usług pomocniczych i na rynkach bilansujących;
- c) zapewnić, by poziom ochrony minimalnego wynagrodzenia i poziom górnego limitu nadmiernego wynagrodzenia były dostosowane do kosztów nowej inwestycji i do dochodów rynkowych, tak by gwarantowały długoterminową rentowność jednostki wytwarzania energii, jednocześnie unikając nadmiernej rekompensaty;
- d) unikać nieuzasadnionych zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej na rynku wewnętrznym, w szczególności poprzez określenie kwot wynagrodzenia w drodze otwartej, jasnej, przejrzystej i niedyskryminującej konkurencyjnej procedury przetargowej; w przypadkach gdy nie można przeprowadzić konkurencyjnej procedury przetargowej dwukierunkowe kontrakty różnicowe lub odpowiadające im systemy wywołujące te same skutki – oraz mające zastosowanie ceny wykonania – opracowuje się w sposób zapewniający, by rozdział dochodów do przedsiębiorstw nie stwarzał nieuzasadnionych zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej na rynku wewnętrznym;
- e) unikać zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej na rynku wewnętrznym wynikających z rozdziału dochodów do przedsiębiorstw;
- f) zawierać klauzule dotyczące kar mające zastosowanie w przypadku nieuzasadnionego jednostronnego wcześniejszego rozwiązania umowy.

3. Przy ocenianiu dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki na mocy art. 107 i 108 TFUE Komisja zapewnia zgodność z zasadami projektowania w myśl ust. 2.

4. Ust. 1 ma zastosowanie do inwestycji w nowe wytwarzanie energii elektrycznej z następujących źródeł:

- a) energia wiatrowa;
- b) energia słoneczna;
- c) energia geotermalna;
- d) energia wodna z elektrowni bez zbiorników;
- e) energia jądrowa.

5. Wszelkie dochody, lub równowartość finansowa tych dochodów, wynikające z systemów bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych i odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki, o których mowa w ust. 1, są rozdzielane między odbiorców końcowych.

▼ M2

Niezależnie od akapitu pierwszego dochody lub ekwiwalent o wartości finansowej tych dochodów mogą być również wykorzystywane do finansowania kosztów systemów bezpośredniego wsparcia cen lub inwestycji mających na celu zmniejszenie kosztów energii elektrycznej ponoszonych przez odbiorców końcowych.

Podział dochodów między końcowych odbiorców jest zaprojektowany w taki sposób, aby zachować zachęty dla odbiorców do zmniejszania zużycia energii elektrycznej lub przenoszenia go na okresy, w których ceny energii elektrycznej są niskie, oraz aby nie osłabiać konkurencji między dostawcami energii elektrycznej.

6. Zgodnie z art. 4 ust. 3 akapit trzeci dyrektywy (UE) 2018/2001 państwa członkowskie mogą zwolnić małe instalacje wytwarzające energię ze źródeł odnawialnych i projekty demonstracyjne z obowiązku określonego w ust. 1 niniejszego artykułu.

*Artykuł 19e***Ocena potrzeb w zakresie elastyczności**

1. Nie później niż rok po zatwierdzeniu przez ACER metodyki zgodnej z ust. 6, a następnie co dwa lata, organ regulacyjny lub inny organ lub podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie sporządza sprawozdanie na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności przez okres co najmniej kolejnych pięciu do dziesięciu lat, na poziomie krajowym, mając na uwadze potrzebę racjonalnego pod względem kosztów osiągnięcia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw oraz obniżania emisyjności systemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem integracji odnawialnych źródeł energii o zmiennej charakterystyce wytwarzania i poszczególnych sektorów oraz oparty na wzajemnych połączeniach charakter rynku energii elektrycznej, w tym cele w zakresie połączeń międzysystemowych oraz potencjalną dostępność elastyczności transgranicznej.

Sprawozdanie, o którym mowa w akapicie pierwszym:

- a) jest spójne z oceną wystarczalności zasobów na poziomie europejskim i ocenami wystarczalności zasobów na poziomie krajowym przeprowadzonymi zgodnie z art. 23 i 24;
- b) opiera się na danych i analizach dostarczonych przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów dystrybucyjnych każdego państwa członkowskiego zgodnie z ust. 4 i z zastosowaniem wspólnej metody określonej w ust. 4 oraz, w należycie uzasadnionych przypadkach, na dodatkowych danych i analizach.

W przypadku gdy państwo członkowskie wyznaczyło operatora systemu przesyłowego lub inny podmiot do celu przyjęcia sprawozdania, o którym mowa w akapicie pierwszym, organ regulacyjny zatwierdza lub zmienia sprawozdanie.

2. W sprawozdaniu, o którym mowa w ust. 1, co najmniej:

- a) ocenia się różne rodzaje potrzeb w zakresie elastyczności, przynajmniej w ujęciu sezonowym, dziennym i godzinowym, aby włączyć energię elektryczną wytwarzaną ze źródeł odnawialnych do systemu elektroenergetycznego, między innymi różne założenia dotyczące cen na rynku energii elektrycznej, wytwarzania energii elektrycznej i popytu na nią;
- b) uwzględnia się potencjał zasobów elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, takich jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii, w tym agregację i połączenia wzajemne, umożliwiającą zaspokojenie potrzeb w zakresie elastyczności, zarówno na poziomie przesyłu, jak i dystrybucji;

▼ M2

- c) ocenia się bariery dla elastyczności na rynku i proponuje odpowiednie środki łagodzące i zachęty, w tym usunięcie barier regulacyjnych i ewentualne usprawnienia rynków i usług lub produktów związanych z pracą systemu;
- d) ocenia się wkład cyfryzacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych energii elektrycznej; oraz
- e) uwzględnia się źródła elastyczności, co do których można się spodziewać, że będą dostępne w innych państwach członkowskich.

3. Operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych każdego państwa członkowskiego przekazują organowi regulacyjnemu lub innemu organowi lub podmiotowi wskazanemu w ust. 1 dane i analizy potrzebne do przygotowania sprawozdania, o którym mowa w ust. 1. W należycie uzasadnionych przypadkach organ regulacyjny lub inny organ lub podmiot wskazany w ust. 1 mogą zwrócić się do właściwych operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych o dostarczenie dodatkowych danych wejściowych do sprawozdania, wykraczających poza wymogi, o których mowa w ust. 4. Właściwi operatorzy systemów przesyłowych energii elektrycznej lub operatorzy systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej wraz z operatorami systemów gazu ziemnego i systemów wodorowych współpracują w celu gromadzenia odpowiednich informacji, jeżeli jest to konieczne do celów niniejszego artykułu.

4. ENTSO energii elektrycznej i organizacja OSD UE koordynują działania operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w odniesieniu do danych i analiz, które mają być przekazane zgodnie z ust. 3. W szczególności:

- a) określają rodzaj i format danych, które operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych mają przekazywać organom regulacyjnym lub, innemu organowi lub podmiotowi wyznaczonemu zgodnie z ust. 1;
- b) opracowują metodykę dokonywanej przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych analizy potrzeb w zakresie elastyczności, uwzględniając co najmniej:
 - (i) wszystkie dostępne źródła elastyczności w sposób racjonalny pod względem kosztów w różnych ramach czasowych, w tym w innych państwach członkowskich;
 - (ii) planowane inwestycje w połączenia międzysystemowe i elastyczność na poziomie przesyłu i dystrybucji; oraz
 - (iii) potrzebę obniżania emisyjności systemu elektroenergetycznego, aby osiągnąć cele Unii na 2030 r. w zakresie energii i klimatu, zdefiniowane w art. 2 pkt 11 rozporządzenia (UE) 2018/1999, oraz jej cel neutralności klimatycznej do 2050 r., określony w art. 2 rozporządzenia (UE) 2021/1119, zgodnie z porozumieniem paryskim przyjętym w ramach Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu ⁽¹²⁾.

Metodyka, o której mowa w lit. b) akapitu pierwszego, zawiera kryteria przewodnie dotyczące sposobu oceny zdolności różnych źródeł elastyczności do zaspokojenia potrzeb w zakresie elastyczności.

⁽¹²⁾ Dz.U. L 282 z 19.10.2016, s. 4.

▼ M2

5. ENTSO energii elektrycznej i organizacja OSD UE ściśle ze sobą współpracują w zakresie koordynacji działań operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w odniesieniu do przekazywania danych i analiz na podstawie ust. 4.

6. Do dnia 17 kwietnia 2025 r. ENTSO energii elektrycznej i organizacja OSD UE wspólnie przedkładają ACER propozycję dotyczącą rodzaju danych i formatu, w jakim mają one zostać przedłożone organowi regulacyjnemu lub innemu organowi lub podmiotowi wyznaczonemu zgodnie z ust. 1, oraz metodyki analizy potrzeb w zakresie elastyczności, o których mowa w ust. 4. W terminie trzech miesięcy od daty otrzymania propozycji ACER zatwierdza propozycję albo wprowadza w niej zmiany. W przypadku wprowadzenia zmian ACER konsultuje się z Grupą Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej, ENTSO energii elektrycznej i organizacją OSD UE przed ich przyjęciem. Przyjętą propozycję publikuje się na stronie internetowej ACER.

7. Organ regulacyjny lub inny organ lub podmiot wyznaczone zgodnie z ust. 1 przedkładają Komisji i ACER sprawozdania, o których mowa w ust. 1, i publikują je. W terminie dwunastu miesięcy od otrzymania sprawozdań ACER wydaje sprawozdanie zawierające ich analizę i zalecenia dotyczące kwestii o znaczeniu transgranicznym w odniesieniu do ustaleń organu regulacyjnego lub innego organu lub podmiotu wskazanych w ust. 1, w tym zalecenia dotyczące usuwania barier utrudniających dostęp do zasobów elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi.

Wśród kwestii o znaczeniu transgranicznym ACER ocenia:

- a) w jaki sposób lepiej zintegrować analizę potrzeb w zakresie elastyczności, o której mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, z metodyką oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim zgodnie z art. 23 i metodykę dotyczącą ogólnounijnego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci, zapewniając ich spójność;
- b) szacowane potrzeby w zakresie elastyczności systemu elektroenergetycznego na poziomie Unii oraz jego przewidywany potencjał ekonomiczny na okres najbliższych pięciu do dziesięciu lat, z uwzględnieniem sprawozdań krajowych;
- c) potencjalne wprowadzenie dalszych środków w celu uwolnienia potencjału elastyczności na rynkach energii elektrycznej i w funkcjonowaniu systemu.

Wyniki analizy, o której mowa w akapicie drugim lit. a), mogą zostać uwzględnione w dalszych zmianach metodyk, o których mowa w tej literze, zgodnie z odpowiednimi aktami prawnymi Unii.

Europejski naukowy komitet doradczy ds. zmiany klimatu może z własnej inicjatywy przekazywać ACER informacje na temat sposobu zapewnienia zgodności z celem Unii na rok 2030 w dziedzinie energii i klimatu, i z celem osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.

8. ENTSO energii elektrycznej aktualizuje plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym, aby uwzględnić wyniki ocen krajowych sprawozdań na temat potrzeb w zakresie elastyczności, o których mowa w ust. 1. Te raporty uwzględniane są przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w swoich planach rozwoju sieci.

▼ M2*Artykuł 19f***Orientacyjny cel krajowy w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi**

Nie później niż sześć miesięcy po złożeniu sprawozdania zgodnie z art. 19e ust. 1 niniejszego rozporządzenia każde państwo członkowskie określi, na podstawie tego sprawozdania, orientacyjny cel krajowy w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, w tym odpowiednie szczególne wkłady w realizację tego celu zarówno odpowiadzi odbioru, jak i magazynowania energii. Państwa członkowskie mogą osiągnąć ten cel poprzez wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, usunięcie zidentyfikowanych barier rynkowych lub poprzez systemy wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, o których mowa w art. 19g niniejszego rozporządzenia. Ten orientacyjny cel krajowy, w tym odpowiednie szczególne wkłady odpowiadzi odbioru i magazynowania energii w ten cel, a także środki służące jego osiągnięciu, znajdują również odzwierciedlenie w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu państw członkowskich w odniesieniu do wymiaru „wewnętrzny rynek energii” zgodnie z art. 3, 4 i 7 rozporządzenia (UE) 2018/1999 oraz w ich zintegrowanych krajowych sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu zgodnie z art. 17 tego rozporządzenia. Państwa członkowskie mogą określić wstępne orientacyjne cele krajowe przed przyjęciem sprawozdania zgodnie z art. 19e ust. 1 niniejszego rozporządzenia.

W następstwie oceny przeprowadzonej zgodnie z art. 9 rozporządzenia (UE) 2018/1999 Komisja, po otrzymaniu orientacyjnego celu krajowego określonego i przekazanego przez państwa członkowskie zgodnie z ust. 1 niniejszego artykułu, przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie oceniające te sprawozdania krajowe.

Na podstawie wniosków ze sprawozdania opracowanych wraz z pierwszymi informacjami przekazanymi przez państwa członkowskie Komisja może opracować unijną strategię na rzecz elastyczności, ze szczególnym uwzględnieniem odpowiadzi odbioru i magazynowania energii w celu ułatwienia ich wdrażania, która jest spójna z celami Unii na 2030 r. w zakresie energii i klimatu oraz z celem neutralności klimatycznej do 2050 r. Tej unijnej strategii na rzecz elastyczności może towarzyszyć, w stosownych przypadkach, wniosek ustawodawczy.

*Artykuł 19g***Systemy wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi**

1. W przypadkach, w których inwestycje w elastyczność niezwiązaną z paliwami kopalnymi nie są wystarczające do osiągnięcia orientacyjnego krajowego celu lub, w zależności od sytuacji, wstępnych orientacyjnych celów krajowych określonych zgodnie z art. 19f, państwa członkowskie mogą zastosować systemy wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi polegające na płatnościach za dostępną zdolność elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, bez uszczerbku dla art. 12 i 13. Państwa członkowskie, które stosują mechanizm zdolności wytwórczych, rozważają dokonanie niezbędnych dostosowań w projektowaniu mechanizmów zdolności wytwórczych w celu promowania udziału elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, takiej jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii, bez uszczerbku dla możliwości korzystania przez te państwa członkowskie z systemów wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, o których mowa w niniejszym ustępie.

▼ M2

2. Możliwość stosowania przez państwa członkowskie środków wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi na podstawie ust. 1 niniejszego artykułu nie uniemożliwia państwom członkowskim realizacji ich orientacyjnych celów określonych w art. 19f za pomocą innych środków.

*Artykuł 19h***Zasady projektowania systemów wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi**

Systemy wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi stosowane przez państwa członkowskie zgodnie z art. 19g ust. 1:

- a) nie wykraczają poza to, co jest konieczne do osiągnięcia orientacyjnego celu krajowego lub, w stosownych przypadkach, wstępnego krajowego celu orientacyjnego określonego zgodnie z art. 19f w sposób racjonalny pod względem kosztów;
- b) ograniczają się do nowych inwestycji w zasoby elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, takie jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii;
- c) starają się uwzględniać kryteria lokalizacyjne, aby inwestycje w nowe zdolności były realizowane w optymalnych lokalizacjach;
- d) nie wiążą się z uruchamianiem wytwarzania energii z wykorzystaniem paliw kopalnych ulokowanego za punktem pomiarowym;
- e) dokonują selekcji dostawców zdolności w drodze otwartej, przejrzystej, konkurencyjnej, dobrowolnej, niedyskryminującej i racjonalnej pod względem kosztów procedury;
- f) zapobiegają nadmiernym zakłóceniom w sprawnym funkcjonowaniu rynków energii elektrycznej, w tym pozwalają zachować zachęty do wydajnej eksploatacji i sygnałów cenowych oraz ekspozycję na wahania cen i ryzyko rynkowe;
- g) zapewniają zachęty na rzecz wprowadzania na rynki energii elektrycznej w sposób rynkowy i reagujący na sytuację rynkową, przy unikaniu niepotrzebnych zakłóceń rynków energii elektrycznej i z uwzględnieniem ewentualnych kosztów włączenia do systemu oraz ograniczeń przesyłowych w sieci i stabilności sieci;
- h) określają minimalny poziom uczestnictwa w rynkach energii elektrycznej pod względem aktywowanej energii, z uwzględnieniem technicznej specyfiki aktywów zapewniających elastyczność;
- i) stosują odpowiednie kary wobec dostawców zdolności, którzy nie przestrzegają minimalnego poziomu uczestnictwa w rynkach energii elektrycznej, o którym mowa w lit. h), lub którzy nie stosują się do zachęt do wydajnej eksploatacji i sygnałów cenowych, o których mowa w lit. f);
- j) promują otwarcie na transgraniczny udział tych zasobów, które są w stanie zapewnić wymagane parametry techniczne, w przypadku gdy analiza kosztów i korzyści jest pozytywna.



ROZDZIAŁ IV

WYSTARCZALNOŚĆ ZASOBÓW

*Artykuł 20***Wystarczalność zasobów na rynku wewnętrznym energii elektrycznej**

1. Państwa członkowskie monitorują wystarczalność zasobów na swoim terytorium w oparciu o ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23. W celu uzupełnienia oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim państwa członkowskie mogą również przeprowadzić oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym zgodnie z art. 24.

2. W przypadku gdy w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23, lub w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24, stwierdzono problem z wystarczalnością zasobów, dane państwa członkowskie identyfikują wszelkie zakłócenia regulacyjne lub niedoskonałości rynku, które spowodowały wystąpienie tego problemu lub się do niego przyczyniły.

3. Państwa członkowskie, w których stwierdzono problemy z wystarczalnością zasobów, opracowują i publikują plan wdrażania wraz z harmonogramem przyjmowania środków mających na celu wyeliminowanie stwierdzonych zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku w ramach procesu pomocy państwa. Przy rozwiązywaniu problemów z wystarczalnością zasobów, państwa członkowskie biorą pod uwagę w szczególności zasady określone w art. 3 oraz rozważają:

- a) usunięcie zakłóceń regulacyjnych;
- b) zniesienie limitów cenowych zgodnie z art. 10;
- c) wprowadzenie funkcji ustalania cen odzwierciedlających niedobór w odniesieniu do energii bilansującej zgodnie z art. 44 ust. 3 rozporządzenia 2017/2195;
- d) zwiększenie przepustowości połączeń wzajemnych i sieci wewnętrznej z myślą o osiągnięciu co najmniej ich celów w zakresie połączeń wzajemnych, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. d) rozporządzenia (UE) 2018/1999;
- e) umożliwienie samodzielnego wytwarzania, magazynowania energii, środków po stronie popytowej i efektywności energetycznej poprzez przyjęcie środków w celu wyeliminowania stwierdzonych zakłóceń regulacyjnych;
- f) zapewnienie efektywnego kosztowo i opartego na zasadach rynkowych zakupu mocy bilansującej i usług pomocniczych;
- g) zniesienie cen regulowanych w przypadku gdy wymaga tego art. 5 dyrektywy (UE) 2019/944.

4. Dane państwa członkowskie przedkładają swoje plany wdrażania Komisji celem przeglądu.

5. W terminie czterech miesięcy od otrzymania planu wdrażania Komisja wydaje opinię, czy środki te są wystarczające do wyeliminowania zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku stwierdzonych zgodnie z ust. 2, i może wezwać państwa członkowskie do wprowadzenia odpowiednich zmian w ich planach wdrażania.

▼ B

6. Dane państwa członkowskie monitorują stosowanie swoich planów wdrażania oraz publikują wyniki monitorowania w sprawozdaniu rocznym i przedkładają to sprawozdanie Komisji.
7. Komisja wydaje opinię, czy plany wdrażania zostały w wystarczający sposób wdrożone i czy problem z wystarczalnością zasobów został rozwiązany.
8. Po rozwiązaniu stwierdzonego problemu z wystarczalnością zasobów państwa członkowskie nadal stosują plan wdrażania.

*Artykuł 21***Ogólne zasady dotyczące mechanizmów zdolności wytwórczych****▼ M2**

1. Wdrażając środki, o których mowa w art. 20 ust. 3 niniejszego rozporządzenia, zgodnie z art. 107, 108 i 109 TFUE, państwa członkowskie mogą wprowadzić mechanizmy zdolności wytwórczych.

▼ B

2. Przed wprowadzeniem mechanizmów zdolności wytwórczych dane państwa członkowskie przeprowadzają kompleksowe badanie dotyczące możliwego wpływu takich mechanizmów na sąsiadujące państwa członkowskie, konsultując się przynajmniej ze swoimi sąsiadującymi państwami członkowskimi, z których siecią posiadają bezpośrednie połączenie, oraz z zainteresowanymi stronami w tych państwach członkowskich.
3. Państwa członkowskie oceniają, czy mechanizm zdolności wytwórczych w postaci rezerwy strategicznej jest w stanie rozwiązać problemy z wystarczalnością zasobów. Jeżeli tak nie jest, państwa członkowskie mogą wdrożyć inny rodzaj mechanizmu zdolności wytwórczych.
4. Państwa członkowskie nie mogą wprowadzać mechanizmów zdolności wytwórczych w przypadku, gdy zarówno w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, jak i w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym lub, w przypadku braku oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, nie stwierdzono problemu z wystarczalnością zasobów.
5. Państwa członkowskie nie mogą wprowadzać mechanizmów zdolności wytwórczych przed zaopiniowaniem przez Komisję, zgodnie z art. 20 ust. 5, planu wdrażania, o którym mowa w art. 20 ust. 3.
6. W przypadku gdy państwo członkowskie stosuje mechanizm zdolności wytwórczych, dokonuje przeglądu tego mechanizmu zdolności wytwórczych oraz zapewnia, aby nie zawierano w ramach tego mechanizmu nowych umów w przypadku, gdy zarówno w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, jak i w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym lub, w przypadku braku oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, nie stwierdzono problemu z wystarczalnością zasobów lub Komisja nie zaopiniowała zgodnie z art. 20 ust. 5 planu wdrażania, o którym mowa w art. 20 ust. 3.

▼ M2

8. Mechanizmy zdolności wytwórczych zostają zatwierdzone przez Komisję na okres nie dłuższy niż 10 lat. Ilość zaangażowanych zdolności jest zmniejszana na podstawie planów wdrażania, o których mowa w art. 20 ust. 3. Po wprowadzeniu mechanizmu zdolności wytwórczych państwa członkowskie kontynuują stosowanie planu wdrażania.

▼ B*Artykuł 22***Zasady projektowania mechanizmów zdolności wytwórczych**

1. Wszelkie mechanizmy zdolności wytwórczych:

▼ M2**▼ B**

- b) nie powodują nieuzasadnionych zakłóceń rynku i nie ograniczają obrotu międzystrefowego;
- c) nie wykraczają poza to, co jest konieczne do rozwiązania problemów z wystarczalnością, o którym mowa w art. 20;
- d) dokonują selekcji dostawców zdolności wytwórczych w drodze przejrzystego, niedyskryminacyjnego i konkurencyjnego procesu;
- e) wprowadzają zachęty dla dostawców zdolności wytwórczych, aby byli oni dostępni w okresach oczekiwanego przeciążenia systemu;
- f) zapewniają ustalanie wynagrodzenia w drodze konkurencyjnego procesu;
- g) ustalają techniczne warunki uczestnictwa dostawców zdolności wytwórczych z wyprzedzeniem przed rozpoczęciem procesu selekcji;
- h) są otwarte na udział wszystkich zasobów które są w stanie spełnić wymagane parametry techniczne, w tym magazynowania energii i zarządzania stroną popytową;
- i) stosują odpowiednie sankcje wobec dostawców zdolności wytwórczych, którzy nie są dostępni podczas przeciążenia systemu.

2. Projektowanie rezerw strategicznych spełnia następujące wymogi:

- a) w przypadku gdy mechanizm zdolności wytwórczych został zaprojektowany jako rezerwa strategiczna, jej zasobami dysponuje się tylko jeśli operatorzy systemów przesyłowych prawdopodobnie wyczerpią swoje środki bilansujące, aby osiągnąć równowagę między popytem a podażą;
- b) w okresach rozliczania niezbilansowania, w przypadku gdy zasoby w rezerwie strategicznej zostały rozdysponowane, niezbilansowanie na rynku rozlicza się co najmniej na poziomie wartości niedostarczonej energii lub wartości wyższej niż techniczny limit cenowy na rynku dnia bieżącego, o którym mowa w art. 10 ust. 1, w zależności od tego, która z tych wartości jest wyższa;
- c) produkcję będącą wynikiem dysponowania rezerwy strategicznej przypisuje się podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie za pośrednictwem mechanizmu rozliczania niezbilansowania;
- d) zasoby należące do rezerwy strategicznej nie otrzymują wynagrodzenia z hurtowych rynków energii elektrycznej lub z rynków bilansujących;
- e) zasoby w rezerwie strategicznej są poza rynkiem co najmniej przez okres obowiązywania umowy.

Wymóg, o którym mowa w akapicie pierwszym lit. a), pozostaje bez uszczerbku dla uruchamiania zasobów przed rzeczywistym rozdysponowaniem w celu uwzględnienia ograniczeń rampowania oraz spełnienia wymogów eksploatacyjnych zasobów. Produkcja będąca wynikiem uruchomienia zasobów rezerwy strategicznej nie może być przypisana do grup bilansujących na rynkach hurtowych i nie może zmniejszać ich niezbilansowania.

▼B

3. Oprócz wymogów określonych w ust. 1, mechanizmy zdolności wytwórczych inne niż rezerwy strategiczne:

- a) są skonstruowane w taki sposób, aby zapewnić, by cena płacona za dostępność automatycznie zmierzała do zera, gdy przewidywany poziom podaży zdolności wytwórczych będzie odpowiedni do pokrycia poziomu zapotrzebowania na zdolności;
- b) wynagradzają uczestniczące zasoby jedynie za ich dostępność oraz zapewniają, aby wynagrodzenie to nie miało wpływu na decyzje dostawcy zdolności wytwórczych w sprawie wytwarzania lub niewytwarzania energii;
- c) zapewniają, aby obowiązki w zakresie zdolności wytwórczych mogły być przekazywane między kwalifikującymi się dostawcami zdolności wytwórczych.

4. Mechanizmy zdolności wytwórczych obejmują następujące wymogi dotyczące limitów emisji CO₂:

- a) najpóźniej od dnia 4 lipca 2019 r. zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną w tym dniu lub po tym dniu, emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej, nie będą posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych;
- b) najpóźniej od dnia 1 lipca 2025 r., zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWe mocy zainstalowanej, nie będą posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych.

Limit emisji wynoszący 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz limit 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWe mocy zainstalowanej, o których mowa w lit. a) i b), oblicza się na podstawie projektowej efektywności jednostki wytwórczej, to znaczy efektywności netto przy mocy znamionowej zgodnej z odpowiednimi normami określonymi przez Międzynarodową Organizację Normalizacyjną ISO.

Do dnia 5 stycznia 2020 r. ACER opublikuje opinię zawierającą techniczne wytyczne w sprawie obliczania wartości, o których mowa w akapicie pierwszym.

5. Państwa członkowskie, które stosują mechanizmy zdolności wytwórczych w dniu 4 lipca 2019 r., dostosowują swoje mechanizmy w celu spełnienia wymogów rozdziału 4, bez uszczerbku dla zobowiązań i umów zawartych przed dniem 31 grudnia 2019 r.

*Artykuł 23***Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim**

1. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim identyfikuje problemy z wystarczalnością zasobów poprzez ocenę ogólnej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania obecnego i przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną, odpowiednio, na poziomie Unii, na poziomie państw członkowskich i na poziomie poszczególnych obszarów rynkowych, w stosownych przypadkach. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim obejmuje każdy rok w okresie 10 lat od daty tej oceny.

2. Ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przeprowadza ENTSO energii elektrycznej.

▼ B

3. Do dnia 5 stycznia 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedłoży Grupie Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej, ustanowionej na mocy art. 1 decyzji Komisji z dnia 15 listopada 2012 r.,⁽¹³⁾ oraz ACER projekt metody oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim opartej na zasadach przewidzianych w ust. 5 niniejszego artykułu.

4. Operatorzy systemów przesyłowych przekazują ENTSO energii elektrycznej dane potrzebne do przeprowadzania oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim.

ENTSO energii elektrycznej przeprowadza co roku ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim. Wytwórcy i inni uczestnicy rynku przekazują operatorom systemów przesyłowych dane dotyczące oczekiwanego wykorzystania zasobów wytwarzania, uwzględniając dostępność zasobów energii pierwotnej i odpowiednie scenariusze dotyczące prognozowanego popytu i podaży.

5. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim opiera się na przejrzystej metodzie zapewniającej, aby ocena:

- a) była przeprowadzana na poziomie każdego obszaru rynkowego obejmującego przynajmniej wszystkie państwa członkowskie;
- b) opierała się na odpowiednich centralnych scenariuszach referencyjnych prognozowanego popytu i podaży, w tym na ocenie ekonomicznej prawdopodobieństwa wycofania z eksploatacji aktywów wytwórczych, ich czasowego zamknięcia, wprowadzenia do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych oraz środków służących osiągnięciu docelowych poziomów efektywności energetycznej i połączeń wzajemnych energii elektrycznej oraz odpowiednich poziomów wrażliwości dotyczących ekstremalnych zdarzeń meteorologicznych, warunków hydrologicznych, cen hurtowych oraz zmian cen emisji dwutlenku węgla;
- c) zawierała odrębne scenariusze odzwierciedlające różne prawdopodobieństwo wystąpienia problemów z wystarczalnością mocy wytwórczych, które różne rodzaje mechanizmów zdolności wytwórczych mają rozwiązać;
- d) odpowiednio uwzględniała udział wszystkich zasobów – w tym istniejących i przyszłych możliwości wytwórczych, magazynowania energii, integracji sektorowej, odpowiedzi odbioru oraz importu i eksportu i ich udziału w elastycznej pracy systemu;
- e) przewidywała prawdopodobny wpływ środków, o których mowa w art. 20 ust. 3;
- f) obejmowała warianty bez istniejących lub planowanych mechanizmów zdolności wytwórczych oraz, w stosownych przypadkach, warianty z takimi mechanizmami;
- g) opierała się na modelu rynkowym wykorzystującym, w stosownych przypadkach, metodę FBA;
- h) wykorzystywała wyliczenia probabilistyczne;
- i) stosowała jednolite narzędzie modelowania;

⁽¹³⁾ Decyzja Komisji z dnia 15 listopada 2012 r. ustanawiająca Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej (Dz.U. C 353 z 17.11.2012, s. 2).

▼ B

- j) obejmowała przynajmniej następujące wskaźniki, o których mowa w art. 25:
- „oczekiwana ilość niedostarczonej energii” (ang. expected energy not served), oraz
 - „oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” (ang. loss of load expectation);
- k) identyfikowała źródła ewentualnych problemów z wystarczalnością zasobów, w szczególności czy źródłem tych problemów są ograniczenia sieci, ograniczenie zasobów czy oba;
- l) uwzględniała rzeczywisty rozwój sieci;
- m) zapewniała właściwe uwzględnienie krajowej specyfiki jednostek wytwarzania, elastyczności popytu i magazynowania energii elektrycznej, dostępności zasobów energii pierwotnej i poziomu wzajemnych połączeń.

6. Do dnia 5 stycznia 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedłożył ACER projekt metody wyliczania:

- a) wartości niedostarczonej energii;
- b) „kosztu kapitałowego nowej jednostki” w odniesieniu do jednostek wytwarzania lub odpowiedzi odbioru; oraz
- c) normy niezawodności, o której mowa w art. 25.

Metoda opiera się na przejrzystych, obiektywnych i weryfikowalnych kryteriach.

7. Propozycje, o których mowa w ust. 3 i 6, dotyczące projektu metody, scenariuszy, poziomów wrażliwości oraz założeń, na których są oparte, a także wyniki oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w ust. 4, są przedmiotem uprzednich konsultacji z państwami członkowskimi, Grupą Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej i właściwymi zainteresowanymi stronami oraz podlegają zatwierdzeniu przez ACER zgodnie z procedurą określoną w art. 27.

Artykuł 24

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym

1. Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mają zasięg regionalny i opierają się na metodzie, o której mowa w art. 23 ust. 3, w szczególności w art. 23 ust. 5 ust. 4 lit. b)–m).

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym obejmują centralne scenariusze referencyjne, o których mowa w art. 23 ust. 5 lit. b).

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mogą uwzględniać dodatkowe poziomy wrażliwości oprócz tych, o których mowa w art. 23 ust. 5 lit. b). W takich przypadkach oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mogą:

- a) przyjmować założenia uwzględniające specyfikę krajowego popytu i podaży na energię elektryczną;
- b) korzystać z narzędzi i spójnych najnowszych danych uzupełniających te wykorzystywane przez ENTSO energii elektrycznej na potrzeby oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim.

▼B

Ponadto w ocenach wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, przy ocenie udziału dostawców zdolności wytwórczych znajdujących się w innym państwie członkowskim w bezpieczeństwo dostaw dla obszarów rynkowych, których oceny te dotyczą, stosuje się metodę przewidzianą w art. 26 ust. 11 lit. a).

2. Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym oraz, w stosownych przypadkach, ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim oraz opinię ACER, o której mowa ust. 3, podaje się do wiadomości publicznej.

3. W przypadku gdy w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym stwierdzono problem w odniesieniu do jednego z obszarów rynkowych, który nie został zidentyfikowany w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, do oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym włącza się uzasadnienie rozbieżności między tymi dwiema ocenami wystarczalności zasobów, w tym szczegółowe informacje dotyczące poziomów wrażliwości i założeń bazowych. Państwa członkowskie publikują tę ocenę oraz przedkładają ją ACER.

W ciągu dwóch miesięcy od dnia otrzymania sprawozdania, ACER wydaje opinię, czy różnice między oceną wystarczalności zasobów na poziomie krajowym a oceną wystarczalności zasobów na poziomie europejskim są uzasadnione.

Organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym należycie uwzględnia opinię ACER i w razie konieczności zmienia swoją ocenę. W przypadku gdy organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym postanowi nie uwzględniać w pełni opinii ACER, publikuje sprawozdanie ze szczegółowym uzasadnieniem.

*Artykuł 25***Norma niezawodności**

1. Przy stosowaniu mechanizmów zdolności wytwórczych państwa członkowskie kierują się ustaloną normą niezawodności. Norma niezawodności w przejrzysty sposób wskazuje niezbędny poziom bezpieczeństwa dostaw energii danego państwa członkowskiego. W przypadku transgranicznych obszarów rynkowych takie normy niezawodności są ustanawiane wspólnie przez odpowiednie organy.

2. Normę niezawodności określa państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie, na podstawie wniosku organu regulacyjnego. Norma niezawodności oparta jest o metodę, o której mowa w art. 23 ust. 6.

3. Normę niezawodności oblicza się z wykorzystaniem co najmniej wartości niedostarczonej energii oraz kosztu kapitałowego nowej jednostki dla danego przedziału czasowego i wyraża się ją jako „oczekiwaną ilość niedostarczonej energii” oraz „oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej”.

4. Przy stosowaniu mechanizmów zdolności wytwórczych parametry decydujące o ilości zdolności nabywanych w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych zatwierdza państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie na podstawie wniosku organów regulacyjnych.



Artykuł 26

Transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych

1. Mechanizmy zdolności wytwórczych inne niż rezerwy strategiczne oraz w przypadku gdy jest to technicznie wykonalne, rezerwy strategiczne, muszą być otwarte dla bezpośredniego transgranicznego udziału dostawców zdolności wytwórczych znajdujących się w innym państwie członkowskim, z zastrzeżeniem warunków określonych w niniejszym artykule.

2. Państwa członkowskie zapewniają, aby zagraniczne zdolności wytwórcze, które są w stanie zapewnić równorzędne parametry techniczne w porównaniu z krajowymi zdolnościami wytwórczymi, miały możliwość udziału w tym samym procesie konkurencyjnym co krajowe zdolności wytwórcze. W przypadku mechanizmów zdolności wytwórczych będących w eksploatacji w dniu 4 lipca 2019 r. państwa członkowskie mogą zezwolić na bezpośredni udział połączeń wzajemnych w tym samym procesie konkurencyjnym jako zagraniczne zdolności wytwórcze przez okres maksymalnie czterech lat od dnia 4 lipca 2019 r. lub dwóch lat po zatwierdzeniu metod, o których mowa w ust. 11, w zależności od tego, który z tych terminów przypada wcześniej.

Państwa członkowskie mogą wymagać, aby zagraniczna zdolność wytwórcza znajdowała się w państwie członkowskim, którego sieć posiada bezpośrednio połączenie z państwem członkowskim stosującym mechanizm.

3. Państwa członkowskie nie mogą uniemożliwiać zdolnościom wytwórczym, które znajdują się na ich terytorium, udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych innych państw członkowskich.

4. Transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych nie może zmieniać ani modyfikować grafików międzystrefowych lub fizycznych przepływów między państwami członkowskimi, ani w inny sposób wpływać na te grafiki lub przepływy. O tych grafikach i przepływach decyduje wyłącznie wynik procesu alokacji zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16.

5. Dostawcom zdolności wytwórczych zapewnia się możliwość udziału w więcej niż jednym mechanizmie zdolności wytwórczych.

W przypadku gdy dostawcy zdolności wytwórczych uczestniczą w więcej niż jednym mechanizmie zdolności wytwórczych dla tego samego okresu dostaw, ich udział jest ograniczony do oczekiwanej dostępności połączenia wzajemnego oraz prawdopodobnego zbieżnego wystąpienia przeciążenia systemu między systemem, w którym stosowany jest mechanizm, a systemem, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze, zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 11 lit. a).

6. Dostawcy zdolności wytwórczych zobowiązani są do uiszczania opłat z tytułu niedostępności gdy ich zdolności wytwórcze są niedostępne.

W przypadku gdy dostawcy zdolności wytwórczych uczestniczą w więcej niż jednym mechanizmie zdolności wytwórczych dla tego samego okresu dostaw, zobowiązani są do uiszczania opłat z tytułu niedostępności w przypadku gdy nie są w stanie spełnić wielu zobowiązań.

7. Dla celów sporządzenia zalecenia dla operatorów systemów przesyłowych regionalne centra koordynacyjne ustanowione zgodnie z art. 35 wyliczają co roku maksymalne wejściowe zdolności wytwórcze dostępne na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych. W wyliczeniach tych uwzględnia się oczekiwaną dostępność połączenia wzajemnego oraz prawdopodobne zbieżne wystąpienie przeciążenia

▼B

systemu wpołączenia wzajemnego oraz prawdopodobne zbieżne wystąpienie przeciążenia systemu w systemie, w którym stosowany jest mechanizm oraz systemie, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze. Wyliczenia takie wymagane są dla każdej granicy obszaru rynkowego.

Operatorzy systemów przesyłowych ustalają co roku maksymalne wejściowe zdolności wytwórcze dostępne na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych w oparciu o zalecenie regionalnego centrum koordynacyjnego.

8. Państwa członkowskie zapewniają, aby wejściowe zdolności wytwórcze, o których mowa w ust. 7, przydzielano kwalifikującym się dostawcom zdolności wytwórczych w przejrzysty i niedyskryminujący sposób oparty na zasadach rynkowych.

9. W przypadku gdy mechanizmy zdolności wytwórczych zezwalają na transgraniczny udział w dwóch sąsiadujących państwach członkowskich, wszelkie przychody powstałe w wyniku alokacji, o której mowa w ust. 8, stanowią korzyść danych operatorów systemów przesyłowych i są między nich dzielone zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 11 lit. b) niniejszego artykułu, lub zgodnie ze wspólną metodą zatwierdzoną przez oba odpowiednie organy regulacyjne. Jeżeli sąsiadujące państwo członkowskie nie stosuje mechanizmu zdolności wytwórczych lub stosuje mechanizm zdolności wytwórczych, który nie jest otwarty na transgraniczny udział, udział w przychodach zatwierdza właściwy organ krajowy państwa członkowskiego, w którym mechanizm zdolności wytwórczych jest wdrożony, po zasięgnięciu opinii organów regulacyjnych sąsiadujących państw członkowskich. Operatorzy systemów przesyłowych wykorzystują takie przychody do celów określonych w art. 19 ust. 2.

10. Operator systemu przesyłowego, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze:

- a) ustala, czy zainteresowani dostawcy zdolności wytwórczych są w stanie zapewnić parametry techniczne wymagane przez mechanizm zdolności wytwórczych, w którym dany dostawca zdolności wytwórczych zamierza uczestniczyć, oraz dokonuje rejestracji tego dostawcy zdolności wytwórczych w ustanowionym w tym celu rejestrze, jako kwalifikującego się dostawcy zdolności wytwórczych;
- b) przeprowadza kontrole dostępności;
- c) przekazuje operatorowi systemu przesyłowego w państwie członkowskim stosującym mechanizm zdolności wytwórczych informacje otrzymane na podstawie lit. a) i b) niniejszego akapitu oraz akapitu drugiego.

Właściwy dostawca zdolności wytwórczych bezzwłocznie powiadamia operatora systemu przesyłowego o swoim udziale w zagranicznym mechanizmie zdolności wytwórczych.

11. Do dnia 5 lipca 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER:

- a) metodę wyliczania maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych na potrzeby transgranicznego udziału, o których mowa w ust. 7;
- b) metodę podziału przychodów, o których mowa w ust. 9;

▼B

- c) wspólne zasady przeprowadzania kontroli dostępności, o których mowa w ust. 10 lit. b);
- d) wspólne zasady określania, kiedy płatność z tytułu niedostępności jest wymagalna;
- e) warunki prowadzenia rejestru, o którym mowa w ust. 10 lit. a);
- f) wspólne zasady identyfikowania zdolności wytwórczych kwalifikujących się do udziału w mechanizmie zdolności wytwórczych, o których mowa w ust. 10 lit. a).

Przedłożona propozycja jest przedmiotem uprzednich konsultacji z ACER i podlega zatwierdzeniu przez ACER zgodnie z procedurą określoną w art. 27.

12. Odpowiednie organy regulacyjne weryfikują, czy zdolności wytwórcze wyliczono zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 11 lit. a).

13. Organy regulacyjne zapewniają, aby transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych był zorganizowany w skuteczny i niedyskryminujący sposób. Przewidują one w szczególności odpowiednie rozwiązania administracyjne pozwalające egzekwować płatności z tytułu niedostępności w wymiarze transgranicznym.

14. Zdolności wytwórcze przydzielone zgodnie z ust. 8, są zbywalne między kwalifikującymi się dostawcami zdolności wytwórczych. Kwalifikujący się dostawcy zdolności wytwórczych zgłaszają każde takie zbycie do rejestru, o którym mowa w ust. 10 lit. a).

15. Do dnia 5 lipca 2021 r. ENTSO energii elektrycznej ustanawia oraz prowadzi rejestr, o którym mowa w ust. 10 lit. a). Rejestr musi być otwarty dla wszystkich kwalifikujących się dostawców zdolności wytwórczych, systemów wdrażających mechanizmy zdolności wytwórczych oraz ich operatorów systemów przesyłowych.

Artykuł 27

Procedura zatwierdzania

1. W przypadku odesłania do niniejszego artykułu, do zatwierdzania propozycji przedłożonych przez ENTSO energii elektrycznej stosuje się procedurę określoną w ust. 2, 3 i 4.

2. Przed przedłożeniem propozycji ENTSO energii elektrycznej przeprowadza konsultacje ze wszystkimi właściwymi zainteresowanymi stronami, w tym z organami regulacyjnymi i innymi organami krajowymi. ENTSO energii elektrycznej należy uwzględnić w swej propozycji wyniki tych konsultacji.

3. W terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania propozycji, o której mowa w ust. 1, ACER zatwierdza ją albo wprowadza do niej zmiany. W przypadku wprowadzenia zmian ACER konsultuje się z ENTSO energii elektrycznej przed zatwierdzeniem zmienionej propozycji. ACER publikuje zatwierdzoną propozycję na swej stronie internetowej w terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania proponowanych dokumentów.

▼B

4. ACER może wystąpić z wnioskiem o wprowadzenie zmian w zatwierdzonej propozycji w dowolnym momencie. W terminie sześciu miesięcy od dnia otrzymania takiego wniosku ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER projekt proponowanych zmian. W terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania projektu ACER wprowadza poprawki do zmian lub zatwierdza te zmiany oraz publikuje te zmiany na swojej stronie internetowej.

ROZDZIAŁ V

PRACA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

*Artykuł 28***Europejska sieć operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej**

1. Operatorzy systemów przesyłowych współpracują na poziomie Unii poprzez ENTSO energii elektrycznej, aby wspierać urzeczywistnienie i funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej i między-strefowy obrót oraz aby zapewnić optymalne zarządzanie europejską siecią przesyłową energii elektrycznej, jej skoordynowaną eksploatację oraz jej właściwy rozwój techniczny.

2. Wykonując swoje funkcje wynikające z prawa Unii, ENTSO energii elektrycznej działa z myślą o ustanowieniu dobrze funkcjonującego i zintegrowanego rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz przyczynia się do efektywnego i trwałego osiągnięcia celów określonych w ramach polityki klimatyczno-energetycznej obejmujących lata 2020–2030, w szczególności poprzez wkład w efektywną integrację energii elektrycznej wywarzanej z odnawialnych źródeł energii oraz w zwiększaniu poziomu efektywności energetycznej przy jednoczesnym utrzymaniu bezpieczeństwa systemu. ENTSO energii elektrycznej musi posiadać odpowiednie zasoby ludzkie i finansowe do wykonywania swoich obowiązków.

*Artykuł 29***ENTSO energii elektrycznej**

1. Operatorzy systemów przesyłowych energii elektrycznej przedkładają Komisji i ACER projekt zmian statutu, wykazu członków lub regulaminu wewnętrznego ENTSO energii elektrycznej.

2. Po przeprowadzeniu konsultacji z podmiotami reprezentującymi wszystkie zainteresowane strony, w szczególności użytkowników systemu, w tym odbiorców, ACER przedstawia Komisji opinię w sprawie projektu zmian statutu, wykazu członków i regulaminu wewnętrznego w terminie dwóch miesięcy od dnia ich otrzymania.

3. Komisja wydaje opinię w sprawie projektu zmian statutu, wykazu członków i regulaminu wewnętrznego, uwzględniając opinię ACER przewidzianą w ust. 2, w terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania opinii ACER.

▼B

4. W terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania pozytywnej opinii Komisji operatorzy systemów przesyłowych przyjmują i publikują zmieniony statut lub regulamin wewnętrzny.

5. Dokumenty, o których mowa w ust. 1, przedkłada się Komisji i ACER w przypadku ich zmiany lub na uzasadniony wniosek którejkolwiek z nich. Komisja i ACER wydają opinię zgodnie z ust. 2, 3 i 4.

*Artykuł 30***Zadania ENTSO energii elektrycznej**

1. ENTSO energii elektrycznej:
 - a) opracowuje kodeksy sieci w obszarach określonych w art. 59 ust. 1 i 2 z myślą o osiągnięciu celów określonych w art. 28;
 - b) co dwa lata przyjmuje i publikuje niewiążący dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym („plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym”);
 - c) przygotowuje i przyjmuje propozycje dotyczące oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim zgodnie z art. 23 oraz propozycje specyfikacji technicznych dotyczących transgranicznego udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych zgodnie z art. 26 ust. 11;
 - d) przyjmuje zalecenia dotyczące koordynacji współpracy technicznej między unijnymi operatorami systemów przesyłowych i operatorami systemów przesyłowych z państw trzecich;
 - e) przyjmuje ramy współpracy i koordynacji między regionalnymi centrami koordynacyjnymi;
 - f) przyjmuje propozycję określającą region pracy systemu zgodnie z art. 36;
 - g) współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych i organizacją OSD UE;
 - h) promuje cyfryzację sieci przesyłowych, w tym wprowadzenie inteligentnych sieci, efektywne pozyskiwanie danych w czasie rzeczywistym oraz inteligentne systemy pomiarowe;
 - i) przyjmuje wspólne narzędzia eksploatacji sieci w celu zapewnienia koordynacji eksploatacji sieci w warunkach normalnych i w sytuacjach nadzwyczajnych, w tym wspólną skalę klasyfikacji incydentów, oraz plany badawcze, w tym wprowadzanie tych planów w życie za pomocą efektywnego programu badawczego. Narzędzia te określają między innymi:
 - (i) informacje, w tym odpowiednie informacje dotyczące następnego dnia i dnia bieżącego oraz informacje w czasie rzeczywistym, przydatne do poprawy koordynacji operacyjnej, a także optymalnej częstotliwości gromadzenia i udostępniania takich informacji;
 - (ii) technologiczną platformę wymiany informacji w czasie rzeczywistym, a w stosownych przypadkach technologiczne platformy gromadzenia, przetwarzania i przekazywania innych

▼B

informacji, o których mowa w ppkt (i), a także wdrażania procedur mogących poprawić koordynację operacyjną między operatorami systemów przesyłowych z myślą o rozszerzeniu takiej koordynacji na całą Unię;

- (iii) sposoby udostępniania informacji operacyjnych przez operatorów systemów przesyłowych innym operatorom systemów przesyłowych lub każdemu podmiotowi należycie upoważnionemu do wspierania ich we wprowadzaniu koordynacji operacyjnej, a także ACER; oraz
 - (iv) że operatorzy systemów przesyłowych wyznaczają punkt kontaktowy odpowiedzialny za udzielanie odpowiedzi na pytania dotyczące takich informacji, kierowane przez innych operatorów systemów przesyłowych lub każdy należycie upoważniony podmiot, o którym mowa w ppkt (iii), lub przez ACER;
- j) przyjmuje roczny program prac;
 - k) przyczynia się do ustanowienia wymogów w zakresie interoperacyjności oraz niedyskryminacyjnych i przejrzystych procedur dostępu do danych, jak przewidziano w art. 24 dyrektywy (UE) 2019/944;
 - l) przyjmuje sprawozdanie roczne;
 - m) przeprowadza i przyjmuje sezonowe oceny wystarczalności zgodnie z art. 9 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/941;
 - n) wspiera cyberbezpieczeństwo i ochronę danych we współpracy z odpowiednimi organami i podmiotami objętymi regulacją;
 - o) bierze pod uwagę rozwój odpowiedzi odbioru w wypełnianiu swoich zadań.
2. ENTSO energii elektrycznej składa ACER sprawozdanie dotyczące stwierdzonych niedociągnięć w zakresie ustanawiania i skuteczności działania regionalnych centrów koordynacyjnych.
 3. ENTSO energii elektrycznej publikuje protokoły swojego zgromadzenia oraz protokoły posiedzeń zarządu i komisji, a także regularnie przekazuje do wiadomości publicznej informacje dotyczące podejmowanych decyzji i swojej działalności.
 4. Roczny program prac, o którym mowa w ust. 1 lit. j), zawiera wykaz i opis kodeksów sieci, które mają zostać opracowane, plan koordynacji eksploatacji sieci, a także działania w zakresie badań i rozwoju, które mają zostać zrealizowane w danym roku, jak również orientacyjny harmonogram.
 5. ENTSO energii elektrycznej przekazuje ACER informacje wymagane przez ACER w celu wykonywania przez nią swoich zadań zgodnie z art. 32 ust. 1. Aby umożliwić ENTSO energii elektrycznej spełnienie tego wymogu, operatorzy systemów przesyłowych przekazują ENTSO energii elektrycznej wymagane informacje.
 6. Na wniosek Komisji ENTSO energii elektrycznej przedstawia Komisji swoje uwagi w sprawie przyjęcia wytycznych, jak określono w art. 61.

▼B*Artykuł 31***Konsultacje**

1. Przygotowując propozycje stosownie do zadań, o których mowa w art. 30 ust. 1, ENTSO energii elektrycznej prowadzi zakrojone na szeroką skalę konsultacje. Konsultacje prowadzi się tak, aby przed ostatecznym przyjęciem propozycji umożliwić uwzględnienie uwag zainteresowanych stron, oraz w sposób otwarty i przejrzysty, z udziałem wszystkich właściwych zainteresowanych stron, oraz – w szczególności – organizacji reprezentujących wszystkie takie zainteresowane strony, zgodnie z regulaminem wewnętrznym, o którym mowa w art. 29. W konsultacjach tych uczestniczą również krajowe organy regulacyjne i inne organy krajowe, przedsiębiorstwa zajmujące się dostarczaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej, użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, operatorzy systemów dystrybucyjnych, w tym odpowiednie zrzeszenia branżowe, organy techniczne i platformy zainteresowanych stron. Celem tych konsultacji jest pozyskanie uwag i propozycji wszystkich właściwych stron w ramach procesu podejmowania decyzji.

2. Wszystkie dokumenty i protokoły spotkań dotyczące konsultacji, o których mowa w ust. 1, podaje się do wiadomości publicznej.

3. Przed przyjęciem propozycji, o których mowa w art. 30 ust. 1, ENTSO energii elektrycznej informuje, w jaki sposób uwagi otrzymane podczas konsultacji zostały uwzględnione. Podaje również uzasadnienie, w przypadku gdy uwag nie uwzględniono.

*Artykuł 32***Monitorowanie prowadzone przez ACER**

1. ACER monitoruje wykonywanie zadań ENTSO energii elektrycznej, o których mowa w art. 30 ust. 1, 2 i 3, oraz przekazuje swoje ustalenia Komisji.

ACER monitoruje wdrażanie przez ENTSO energii elektrycznej kodeksów sieci opracowanych zgodnie z art. 59. W przypadku gdy ENTSO energii elektrycznej nie wdroży takich kodeksów sieci, ACER zwraca się do niej z wnioskiem o należycie uzasadnione wyjaśnienie takiego stanu rzeczy. ACER informuje Komisję o tym wyjaśnieniu i wydaje na jego temat opinię.

ACER monitoruje i analizuje wdrażanie kodeksów sieci i wytycznych przyjętych przez Komisję, zgodnie z art. 58 ust. 1, oraz ich wpływ na harmonizację mających zastosowanie zasad służących ułatwieniu integracji rynku, a także na niedyskryminację, skuteczną konkurencję oraz sprawne funkcjonowanie rynku, oraz składa sprawozdania Komisji.

2. ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER do zaopiniowania projekt planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym oraz projekt rocznego programu prac wraz z informacjami o procedurze konsultacji i innymi dokumentami, o których mowa w art. 30 ust. 1.

▼B

W przypadku gdy ACER uzna, że projekt rocznego programu prac lub projekt planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym przedłożone przez ENTSO energii elektrycznej nie przyczyniają się do niedyskryminacji, skutecznej konkurencji, sprawnego funkcjonowania rynku lub wystarczającego poziomu wzajemnych połączeń transgranicznych z dostępem dla stron trzecich, w terminie dwóch miesięcy od ich przedłożenia przedstawia ENTSO energii elektrycznej i Komisji należycie uzasadnioną opinię oraz zalecenia.

*Artykuł 33***Koszty**

Koszty związane z działalnością ENTSO energii elektrycznej, o której mowa w art. 28–32 i art. 58–61 niniejszego rozporządzenia oraz w art. 11 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013⁽¹⁴⁾, ponoszone są przez operatorów systemów przesyłowych i uwzględniane przy wyliczaniu taryf. Organy regulacyjne zatwierdzają te koszty jedynie pod warunkiem, że są one uzasadnione i odpowiednie.

*Artykuł 34***Współpraca regionalna operatorów systemów przesyłowych**

1. Operatorzy systemów przesyłowych ustanawiają współpracę regionalną w ramach ENTSO energii elektrycznej, aby przyczynić się do realizacji działań, o których mowa w art. 30 ust. 1, 2 i 3. W szczególności publikują co dwa lata regionalny plan inwestycyjny, a także mogą podejmować decyzje inwestycyjne w oparciu o ten regionalny plan inwestycyjny. ENTSO energii elektrycznej promuje współpracę między operatorami systemów przesyłowych na poziomie regionalnym zapewniającą interoperacyjność, komunikację oraz monitorowanie regionalnej skuteczności działania w tych obszarach, których jeszcze nie zharmonizowano na poziomie Unii.

2. Operatorzy systemów przesyłowych promują opracowywanie rozwiązań operacyjnych w celu zapewnienia optymalnego zarządzania siecią, a także wspierają rozwój giełd energii, skoordynowaną alokację zdolności transgranicznych poprzez niedyskryminacyjne, oparte na zasadach rynkowych rozwiązania, w należyty sposób uwzględniając specyficzne zalety aukcji typu implicit dla alokacji krótkoterminowych oraz integracji mechanizmów bilansowania i mocy rezerwowej.

3. Aby osiągnąć cele określone w ust. 1 i 2, obszar geograficzny objęty każdą z regionalnych struktur współpracy może zostać określony przez Komisję z uwzględnieniem istniejących regionalnych struktur współpracy. Każde państwo członkowskie może promować współpracę na więcej niż jednym obszarze geograficznym.

Komisja jest uprawniona do przyjmowania aktów delegowanych zgodnie z art. 68, uzupełniających niniejsze rozporządzenie, ustanawiających obszar geograficzny objęty zasięgiem działania każdej struktury współpracy regionalnej. W tym celu Komisja konsultuje się z organami regulacyjnymi, ACER oraz ENTSO energii elektrycznej.

⁽¹⁴⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz.U. L 115 z 25.4.2013, s. 39).

▼B

Akty delegowane, o których mowa w niniejszym ustępie, pozostają bez uszczerbku dla art. 36.

*Artykuł 35***Utworzenie i misja regionalnych centrów koordynacyjnych**

1. Do dnia 5 lipca 2020 r. wszyscy operatorzy systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu przedkładają danym organom regulacyjnym wniosek o utworzenia regionalnych centrów koordynacyjnych, zgodnie z kryteriami określonymi w niniejszym rozdziale.

Organy regulacyjne regionu pracy systemu dokonują przeglądu wniosku i zatwierdzają go.

Wniosek zawiera co najmniej następujące elementy:

- a) państwo członkowskie przyszłej siedziby regionalnego centrum koordynacyjnego oraz uczestniczący operatorzy systemów przesyłowych;
- b) rozwiązania organizacyjne, finansowe i operacyjne niezbędne do zapewnienia efektywnej, bezpiecznej i niezawodnej pracy wzajemnie połączonego systemu przesyłowego;
- c) plan wdrażania dotyczący rozpoczęcia działalności regionalnych centrów koordynacyjnych;
- d) statut i regulamin wewnętrzny regionalnych centrów koordynacyjnych;
- e) opis procesów współpracy zgodnie z art. 38;
- f) opis rozwiązań dotyczących odpowiedzialności regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 47;
- g) w przypadku dwóch regionalnych centrów koordynacyjnych utrzymywanych na zasadzie rotacji zgodnie z art. 36 ust. 2 – opis uzgodnień w celu jasnego określenia obowiązków tych regionalnych centrów koordynacyjnych oraz procedur dotyczących wykonywania ich zadań.

2. Po zatwierdzeniu przez organy regulacyjne wniosku, o którym mowa w ust. 1, regionalne centra koordynacyjne zastępują koordynatorów ds. bezpieczeństwa regionalnego ustanowionych zgodnie z wytycznymi w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 i rozpoczynają działalność do dnia 1 lipca 2022 r.

3. Regionalne centra koordynacyjne przyjmują formę prawną, o której mowa w załączniku II do dyrektywy (UE) 2017/1132 Parlamentu Europejskiego i Rady (¹⁵).

(¹⁵) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1132 z dnia 14 czerwca 2017 r. w sprawie niektórych aspektów prawa spółek (Dz. U. L 169 z 30.6.2017, s. 46).

▼ B

4. Wykonując swoje zadania zgodnie z prawem Unii, regionalne centra koordynacyjne działają niezależnie od indywidualnych interesów krajowych oraz od interesów operatorów systemów przesyłowych.

5. Regionalne centra koordynacyjne uzupełniają rolę, jaką pełnią operatorzy systemów przesyłowych, poprzez wykonywanie zadań o znaczeniu regionalnym przydzielonych im zgodnie z art. 37. Operatorzy systemów przesyłowych są odpowiedzialni za zarządzanie przepływami energii elektrycznej oraz zapewnianie bezpiecznego, niezawodnego i efektywnego systemu elektroenergetycznego zgodnie z art. 40 ust. 1 lit. d) dyrektywy (UE) 2019/944.

*Artykuł 36***Geograficzny zasięg działania regionalnych centrów koordynacyjnych**

1. Do dnia 5 stycznia 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER propozycję określającą, którzy operatorzy systemów przesyłowych oraz które obszary rynkowe, granice obszaru rynkowego, regiony wyznaczania zdolności przesyłowych i regiony koordynacji wyłączeń podlegają poszczególnym regionom pracy systemu. W propozycji uwzględnia się topologię sieci, w tym stopień wzajemnego połączenia i współzależności systemu elektroenergetycznego pod względem przepływów, a także wielkość regionu, który ma obejmować co najmniej jeden region wyznaczania zdolności przesyłowych.

2. Operatorzy systemów przesyłowych danego regionu pracy systemu uczestniczą w regionalnym centrum koordynacyjnym ustanowionym w tym regionie. W wyjątkowych przypadkach, gdy obszar regulacyjny operatora systemu przesyłowego wchodzi w skład różnych obszarów synchronicznych, operator systemu przesyłowego może uczestniczyć w dwóch regionalnych centrach koordynacyjnych. Jeżeli chodzi o granice obszaru rynkowego przylegające do regionów pracy systemu, w propozycji, o której mowa w ust. 1, określa się sposób koordynacji pomiędzy regionalnymi centrami koordynacyjnymi w odniesieniu do tych granic. W obszarze synchronicznym Europy kontynentalnej, gdzie działania dwóch regionalnych centrów koordynacyjnych mogą się na siebie nakładać w regionie pracy systemu, operatorzy systemów przesyłowych z tego regionu pracy systemu podejmują decyzję o wyznaczeniu jednego regionalnego centrum koordynacyjnego w tym regionie albo decydują, że oba regionalne centra koordynacyjne wykonują niektóre lub wszystkie zadania o znaczeniu regionalnym w całym regionie pracy systemu na zasadzie rotacji, podczas gdy inne zadania wykonuje jedno wyznaczone regionalne centrum koordynacyjne.

3. W terminie trzech miesięcy od daty otrzymania propozycji, o której mowa w ust. 1, ACER zatwierdza propozycję określającą regiony pracy systemu albo proponuje zmiany. W przypadku zaproponowania zmian ACER konsultuje się z ENTSO energii elektrycznej przed ich przyjęciem. Przyjętą propozycję publikuje się na stronie internetowej ACER.

4. Właściwi operatorzy systemów przesyłowych mogą przedłożyć ACER propozycję zmiany regionów pracy systemu określonych zgodnie z ust. 1. Zastosowanie ma procedura określona w ust. 3.

▼ B*Artykuł 37***Zadania regionalnych centrów koordynacyjnych**

1. Każde regionalne centrum koordynacyjne wykonuje co najmniej wszystkie poniższe zadania o znaczeniu regionalnym w całym regionie pracy systemu, w którym jest ustanowione:

▼ M2

a) skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zgodnie z metodami opracowanymi na podstawie wytycznych w sprawie długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych ustanowionych rozporządzeniem (UE) 2016/1719, wytycznych w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi ustanowionych rozporządzeniem (UE) 2015/1222 oraz wytycznych w sprawie bilansowania energii elektrycznej ustanowionych rozporządzeniem (UE) 2017/2195;

▼ B

b) skoordynowana analiza bezpieczeństwa zgodnie z metodami opracowanymi na podstawie wytycznych w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;

c) tworzenie wspólnych modeli sieci zgodnie z metodami i procedurami opracowanymi na podstawie wytycznych w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;

d) wsparcie oceny spójności planów obrony przed zagrożeniami oraz planów odbudowy systemu operatorów systemów przesyłowych zgodnie z procedurą określoną w kodeksie sieci dotyczącym stanu zagrożenia i stanu odbudowy przyjętym na podstawie art. 6 ust. 11 rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196;

e) prognozy wystarczalności systemu na poziomie regionalnym sporządzane w przedziałach czasowych od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia oraz przygotowywanie działań ograniczających ryzyko zgodnie z metodą określoną w art. 8 rozporządzenia (UE) 2019/941 oraz procedurami określonymi w wytycznych w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;

f) regionalna koordynacja planowania wyłączeń zgodnie z procedurami i metodami określonymi w wytycznych w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;

g) szkolenia i certyfikacja personelu pracującego dla regionalnych centrów koordynacyjnych;

h) wspieranie koordynacji i optymalizacji procesu odbudowy systemu na poziomie regionalnym na wniosek operatora systemu przesyłowego;

i) analiza i sprawozdawczość poeksploatacyjna i pozakłóceniowa;

j) określanie wielkości rezerwy mocy na poziomie regionalnym;

k) ułatwianie zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym;

l) wspieranie operatorów systemów przesyłowych, na ich wniosek, w optymalizacji rozliczeń między operatorami systemów przesyłowych;

▼B

- m) zadania związane z ustalaniem regionalnych scenariuszy kryzysu energetycznego, jeżeli oraz w zakresie, w jakim zostaną przekazane regionalnym centrom koordynacyjnym zgodnie z art. 6 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/941;
- n) zadania związane z sezonowymi ocenami wystarczalności, jeżeli oraz w zakresie, w jakim zostaną przekazane regionalnym centrom koordynacyjnym na podstawie art. 9 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/941;
- o) wyliczanie wartości maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych w mechanizmach zdolności wytwórczych w celu wydania zalecenia zgodnie z art. 26 ust. 7;
- p) zadania związane ze wspieraniem operatorów systemów przesyłowych w określaniu zapotrzebowania na nowe zdolności przesyłowe oraz na modernizację istniejących zdolności przesyłowych lub środków alternatywnych, które zostaną przedstawione grupom regionalnym ustanowionym na mocy rozporządzenia (UE) nr 347/2013 i uwzględnione w dziesięcioletnim planie rozwoju sieci, o którym mowa w art. 51 dyrektywy (UE) 2019/944.

Zadania, o których mowa w akapicie pierwszym, są bardziej szczegółowo określone w załączniku I.

2. Na wniosek Komisji lub państwa członkowskiego komitet ustanowiony na mocy art. 68 dyrektywy (UE) 2019/944 wydaje opinię w sprawie przyznania regionalnym centrom koordynacyjnym nowych zadań doradczych. W przypadku gdy komitet ten pozytywnie zaopiniuje przyznanie nowych zadań doradczych, regionalne centra koordynacyjne wykonują te zadania na podstawie wniosku opracowanego przez ENTSO energii elektrycznej i zatwierdzonego przez ACER zgodnie z procedurą określoną w art. 27.

3. Operatorzy systemów przesyłowych przekazują swoim regionalnym centrom koordynacyjnym informacje, które są im niezbędne do wykonywania ich zadań.

4. Regionalne centra koordynacyjne przekazują operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu wszystkie informacje niezbędne do wykonania skoordynowanych działań i zaleceń wydawanych przez regionalne centra koordynacyjne.

5. W odniesieniu do zadań określonych w niniejszym artykule i nieuwzględnionych jeszcze w odpowiednich kodeksach sieci lub wytycznych, ENTSO energii elektrycznej opracowuje propozycję zgodnie z procedurą określoną w art. 27. Regionalne centra koordynacyjne wykonują te zadania na podstawie propozycji po jej zatwierdzeniu przez ACER.

*Artykuł 38***Współpraca w ramach regionalnych centrów operacyjnych i między nimi**

Bieżącą koordynacją działań w ramach regionalnych centrów koordynacyjnych i między nimi zarządza się w drodze procesów współpracy, w które zaangażowani są operatorzy systemów przesyłowych z danego regionu i które w stosownych przypadkach obejmują uzgodnienia dotyczące koordynacji między regionalnymi centrami koordynacyjnymi. Podstawę procesu współpracy stanowią:

▼ B

- a) ustalenia dotyczące organizacji pracy regulujące aspekty planistyczne i operacyjne istotne dla zadań, o których mowa w art. 37;
- b) procedura udostępniania analiz i konsultowania propozycji regionalnych centrów koordynacyjnych z operatorami systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu oraz właściwymi zainteresowanymi stronami i z innymi regionalnymi centrami koordynacyjnymi, w sposób efektywny i inkluzywny, w ramach wykonywania czynności i zadań operacyjnych, zgodnie z art. 40;
- c) procedura przyjmowania skoordynowanych działań i zaleceń zgodnie z art. 42.

*Artykuł 39***Ustalenia dotyczące organizacji pracy**

1. Regionalne centra koordynacyjne opracowują efektywne, inkluzywne, przejrzyste i ułatwiające konsensus ustalenia dotyczące organizacji pracy regulujące aspekty planistyczne i operacyjne związane z wykonywanymi zadaniami, w celu uwzględnienia w szczególności specyfiki tych zadań oraz związanych z nimi wymogów, jak określono w załączniku I. Regionalne centra koordynacyjne opracowują również procedurę weryfikacji tych ustaleń dotyczących organizacji pracy.

2. Regionalne centra koordynacyjne zapewniają, aby ustalenia dotyczące organizacji pracy, o których mowa w ust 1, zawierały zasady powiadamiania właściwych stron.

*Artykuł 40***Procedura konsultacji**

1. Regionalne centra koordynacyjne opracowują procedurę służącą organizowaniu – w ramach wykonywania ich bieżących czynności i zadań operacyjnych – odpowiednich i regularnych konsultacji z operatorami systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu, innymi regionalnymi centrami koordynacyjnymi i właściwymi zainteresowanymi stronami. Aby zapewnić możliwość rozpatrywania kwestii regulacyjnych, udział w konsultacjach biorą w razie potrzeby organy regulacyjne.

2. Regionalne centra koordynacyjne konsultują się z państwami członkowskimi w danym regionie pracy systemu oraz, w przypadku gdy istnieje forum regionalne, z ich forami regionalnymi w sprawach o znaczeniu politycznym, z wyłączeniem bieżącej działalności regionalnych centrów koordynacyjnych i wykonywanych przez nie zadań. Regionalne centra koordynacyjne należycie uwzględniają zalecenia państw członkowskich oraz, w stosownych przypadkach, ich for regionalnych.

*Artykuł 41***Przejrzystość**

1. Regionalne centra koordynacyjne opracowują proces na rzecz zaangażowania zainteresowanych stron oraz organizują regularne spotkania z nimi w celu poddania dyskusji kwestii dotyczących efektywnej, bezpiecznej i niezawodnej pracy wzajemnie połączonego systemu, a także stwierdzania niedociągnięć i proponowania usprawnień.

▼B

2. ENTSO energii elektrycznej i regionalne centra koordynacyjne działają z zachowaniem pełnej przejrzystości wobec zainteresowanych stron i ogółu społeczeństwa. Publikują wszystkie stosowne dokumenty na swoich odpowiednich stronach internetowych.

*Artykuł 42***Przyjmowanie oraz przegląd skoordynowanych działań i zaleceń**

1. Operatorzy systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu opracowują procedurę przyjmowania i weryfikacji skoordynowanych działań i zaleceń wydawanych przez regionalne centra koordynacyjne zgodnie z kryteriami określonymi w ust. 2, 3 i 4.

2. Regionalne centra koordynacyjne wskazują skoordynowane działania dla operatorów systemów przesyłowych w odniesieniu do zadań, o których mowa w art. 37 ust. 1 lit. a) i b). Operatorzy systemów przesyłowych wykonują te skoordynowane działania, z wyjątkiem przypadków gdy ich wykonanie skutkowałoby naruszeniem granic bezpieczeństwa pracy systemu zdefiniowanych przez każdego z operatorów systemów przesyłowych zgodnie z wytycznymi dotyczące pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

W przypadku gdy operator systemu przesyłowego postanowi nie wykonywać skoordynowanego działania z przyczyn określonych w niniejszym ustępie, niezwłocznie w sposób przejrzysty przedstawia szczegółowe uzasadnienie regionalnemu centrum koordynacyjnemu i operatorom systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu. W takich przypadkach regionalne centrum koordynacyjne ocenia wpływ tej decyzji na innych operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu i może zaproponować inny zestaw skoordynowanych działań z zastrzeżeniem procedury określonej w ust. 1.

3. Regionalne centra koordynacyjne wydają zalecenia dla operatorów systemów przesyłowych w odniesieniu do zadań wymienionych w art. 37 ust. 1 lit. c)–p) lub przydzielonych zgodnie z art. 37 ust. 2.

W przypadku gdy operator systemu przesyłowego postanowi odejść od stosowania zalecenia, o którym mowa w ust. 1, przedstawia bez zbędnej zwłoki uzasadnienie swej decyzji regionalnym centrum koordynacyjnym oraz pozostałym operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu.

4. Przegląd skoordynowanych działań lub zalecenia uruchamia się na wniosek jednego lub większej liczby operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu. Po przeprowadzeniu przeglądu skoordynowanego działania lub zalecenia regionalne centra koordynacyjne potwierdzają lub zmieniają dany środek.

5. W przypadku gdy skoordynowane działanie jest przedmiotem przeglądu zgodnie z ust. 4 niniejszego artykułu, wniosek o przegląd nie zawieszają skoordynowanego działania, z wyjątkiem przypadków gdy jego wykonanie skutkowałoby naruszeniem granic bezpieczeństwa pracy systemu zdefiniowanych przez każdego z poszczególnych operatorów systemów przesyłowych zgodnie z wytycznymi w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

▼B

6. Na wniosek państwa członkowskiego lub Komisji oraz po konsultacji z komitetem ustanowionym na mocy art. 68 dyrektywy (UE) 2019/944 państwa członkowskie danego regionu pracy systemu mogą wspólnie zdecydować o przyznaniu swojemu regionalnemu centrum koordynacyjnemu kompetencji w zakresie określania skoordynowanych działań w odniesieniu do jednego lub większej liczby zadań przewidzianych w art. 37 ust. 1 lit. c)–p) niniejszego rozporządzenia.

*Artykuł 43***Zarząd regionalnych centrów koordynacyjnych**

1. W celu przyjmowania środków dotyczących zarządzania regionalnymi centrami koordynacyjnymi oraz monitorowania skuteczności ich działania centra te powołują zarząd.

2. W skład zarządu wchodzi członkowie reprezentujący wszystkich operatorów systemów przesyłowych, którzy uczestniczą w odpowiednich regionalnych centrach koordynacyjnych.

3. Zarząd odpowiada za:

- a) przygotowanie i przyjmowanie statutu i regulaminu wewnętrznego regionalnego centrum koordynacyjnego;
- b) podejmowanie decyzji w sprawie struktury organizacyjnej i wdrożenie tej struktury;
- c) przygotowywanie i przyjmowanie budżetu rocznego;
- d) opracowywanie i przyjmowanie procesów współpracy zgodnie z art. 38.

4. Do kompetencji zarządu nie należą kwestie związane z bieżącą działalnością regionalnych centrów koordynacyjnych i wykonywaniem ich zadań.

*Artykuł 44***Struktura organizacyjna**

1. Operatorzy systemów przesyłowych danego regionu pracy systemu ustanawiają strukturę organizacyjną regionalnych centrów koordynacyjnych, która wspiera bezpieczeństwo ich zadań.

Ich struktura organizacyjna określa:

- a) zakres uprawnień, czynności i obowiązków personelu;
- b) stosunki i zależności służbowe między poszczególnymi częściami i procesami organizacji.

2. W przypadku gdy okaże się to absolutnie konieczne, regionalne centra koordynacyjne mogą ustanawiać regionalne biura, aby uwzględnić specyfikę subregionalną, lub ustanawiać zapasowe regionalne centra koordynacyjne w celu efektywnego i niezawodnego wykonywania swoich zadań.

▼B*Artykuł 45***Wyposażenie i personel**

Regionalnym centrom koordynacyjnym zapewnia się wszelkie zasoby ludzkie, techniczne, fizyczne i finansowe, które są im niezbędne do wypełniania ich obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia oraz do niezależnego i bezstronnego wykonywania ich zadań.

*Artykuł 46***Monitorowanie i sprawozdawczość**

1. Regionalne centra koordynacyjne ustanawiają proces ciągłego monitorowania przynajmniej:

- a) swojej operacyjnej skuteczności działania;
- b) skoordynowanych działań i wydanych zaleceń, zakresu wykonania skoordynowanych działań i zaleceń przez operatorów systemów przesyłowych oraz osiągniętych rezultatów;
- c) skuteczności i efektywności każdego z zadań, za które są odpowiedzialne, oraz, w stosownych przypadkach, rotacji tych zadań.

2. Regionalne centra koordynacyjne rozliczają swoje koszty w przejrzysty sposób oraz składają ACER i organom regulacyjnym w danym regionie pracy systemu sprawozdanie na ten temat.

3. Regionalne centra koordynacyjne składają roczne sprawozdanie z wyniku monitorowania przewidzianego w ust. 1 oraz informacje na temat wyników swojej działalności ENTSO energii elektrycznej, ACER, organom regulacyjnym w danym regionie pracy systemu oraz Grupie Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej.

4. Regionalne centra koordynacyjne składają sprawozdanie dotyczące wszelkich niedociągnięć stwierdzonych przez nie w ramach procesu monitorowania na mocy ust. 1 ENTSO energii elektrycznej, organom regulacyjnym w danym regionie pracy systemu, ACER oraz innym właściwym organom państw członkowskich odpowiedzialnym za zapobieganie sytuacjom kryzysowym i zarządzanie nimi. Na podstawie tego sprawozdania odpowiednie organy regulacyjne w danym regionie pracy systemu mogą zaproponować regionalnemu centrum koordynacyjnemu środki służące usunięciu tych niedociągnięć.

5. Bez uszczerbku dla potrzeby ochrony bezpieczeństwa i zapewnienia poufności szczególnie chronionych informacji handlowych regionalne centra koordynacyjne podają do wiadomości publicznej sprawozdania, o których mowa w ust. 3 i 4.

*Artykuł 47***Odpowiedzialność**

We wnioskach dotyczących ustanowienia regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 35 operatorzy systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu uwzględniają niezbędne kroki w celu ochrony przed odpowiedzialnością związaną z wykonywaniem zadań regionalnych centrów koordynacyjnych. Metoda zastosowana do zapewnienia ochrony przed tą odpowiedzialnością uwzględnia status prawny regionalnego centrum koordynacyjnego oraz poziom dostępnej komercyjnej ochrony ubezpieczeniowej.

▼B*Artykuł 48***Dziesięcioletni plan rozwoju sieci****▼M1**

1. Ogólnounijny plan rozwoju sieci, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) obejmuje modelowanie zintegrowanej sieci, w tym opracowywanie scenariuszy oraz ocenę odporności systemu na awarie. Należy zapewnić pełną spójność parametrów wejściowych istotnych dla tego modelowania, takich jak założenia dotyczące cen paliw i emisji gazów cieplarnianych lub instalacji odnawialnych źródeł energii, z oceną wystarczalności zasobów na poziomie europejskim opracowaną na podstawie art. 23.

▼B

Plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym w szczególności:

- a) opiera się na krajowych planach inwestycyjnych, z uwzględnieniem regionalnych planów inwestycyjnych, o których mowa w art. 34 ust. 1 niniejszego rozporządzenia, oraz – w stosownych przypadkach – unijnych aspektów planowania sieci określonych w rozporządzeniu (UE) nr 347/2013; podlega analizie kosztów i korzyści przeprowadzonej z zastosowaniem metody określonej zgodnie z art. 11 tego rozporządzenia;
- b) w odniesieniu do transgranicznych połączeń wzajemnych opiera się również na uzasadnionych potrzebach różnych użytkowników systemu i obejmuje długoterminowe zobowiązania inwestorów, o których mowa w art. 44 i 51 dyrektywy (UE) 2019/944; oraz
- c) identyfikuje luki inwestycyjne, zwłaszcza w odniesieniu do zdolności transgranicznych.

W odniesieniu do ustępu pierwszego lit. c) do planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym może zostać załączony przegląd barier hamujących wzrost transgranicznej zdolności sieci wynikających z różnych procedur zatwierdzania lub praktyk.

2. ACER przedstawia opinię w sprawie krajowych dziesięcioletnich planów rozwoju sieci, aby ocenić ich spójność z dziesięcioletnim planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym. Jeżeli ACER stwierdzi niespójności między krajowym dziesięcioletnim planem rozwoju sieci a dziesięcioletnim planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym, zaleca odpowiednią zmianę krajowego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci lub dziesięcioletniego planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym. Jeżeli taki krajowy dziesięcioletni plan rozwoju sieci jest opracowany zgodnie z art. 51 dyrektywy (UE) 2019/944, ACER zaleca organowi regulacyjnemu zmianę krajowego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci zgodnie z art. 51 ust. 7 tej dyrektywy oraz informuje o tym Komisję.

*Artykuł 49***Mechanizm rozliczania rekompensat międzyoperatorskich**

1. Operatorzy systemów przesyłowych otrzymują rekompensatę za koszty poniesione z tytułu przyjmowania transgranicznych przepływów energii elektrycznej przez swoje sieci.
2. Rekompensata, o której mowa w ust. 1, wypłacana jest przez operatorów krajowych systemów przesyłowych, w których rozpoczynają się przepływy transgraniczne, oraz systemów, w których te przepływy się kończą.

▼B

3. Rekompensaty wypłacane są regularnie w odniesieniu do danego minionego okresu. Korekty *ex post* wypłaconych rekompensat dokonywane są w razie konieczności w celu uwzględnienia rzeczywiście poniesionych kosztów.

Pierwszy okres, za który mają zostać dokonane rekompensaty, określony jest w wytycznych, o których mowa w art. 61.

4. Komisja przyjmuje zgodnie akty delegowane z art. 68, uzupełniające niniejsze rozporządzenie, ustanawiające wysokość kwot należnych rekompensat.

5. Wielkość przyjmowanych transgranicznych przepływów energii elektrycznej, a także wielkość przepływów transgranicznych oznaczanych jako pochodzące z krajowego systemu przesyłowego lub kończące się w nim ustalane są w oparciu o fizyczne przepływy energii elektrycznej rzeczywiście zmierzone w danym okresie czasu.

6. Koszty poniesione w wyniku przyjmowania przepływów transgranicznych określone są w oparciu o przyszły długofalowy średni koszt krańcowy z uwzględnieniem strat, inwestycji w nową infrastrukturę oraz właściwej części kosztów istniejącej infrastruktury w zakresie, w jakim ta infrastruktura jest wykorzystywana do przesyłania przepływów transgranicznych, w szczególności z uwzględnieniem potrzeby zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw. Przy określaniu poniesionych kosztów stosuje się uznane standardowe metody ustalania kosztów. Korzyści powstające w sieci z tytułu przyjmowania przepływów transgranicznych bierze się pod uwagę jako czynnik zmniejszający otrzymywaną rekompensatę.

7. Do celów wyłącznie mechanizmu rozliczania rekompensat międzyoperatorskich, w przypadku gdy sieci przesyłowe dwóch lub większej liczby państw członkowskich wchodzi w skład jednego bloku regulacyjnego – całkowicie lub częściowo – taki blok regulacyjny jako całość uznawany jest za część sieci przesyłowej jednego z danych państw członkowskich, w celu uniknięcia, aby przepływy w obrębie bloków regulacyjnych uznawane były za przepływy transgraniczne na podstawie art. 2 ust. 2 lit. b) oraz aby nie stwarzały podstawy do rekompensat na podstawie ust. 1 niniejszego artykułu. Organy regulacyjne danych państw członkowskich mogą zdecydować, w którym państwie członkowskim blok regulacyjny jako całość ma być uznawany za część systemu przesyłowego.

*Artykuł 50***Dostarczanie informacji**

1. Operatorzy systemów przesyłowych ustanawiają mechanizm koordynacji i wymiany informacji w celu zapewnienia bezpieczeństwa sieci w kontekście zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

2. Standardy bezpieczeństwa, eksploatacji i planowania stosowane przez operatorów systemów przesyłowych podawane są do wiadomości publicznej. Opublikowane informacje obejmują ogólny system obliczania całkowitej zdolności przesyłowej i rezerwy niezawodności systemu przesyłowego oparty na elektrycznych i fizycznych parametrach sieci. Takie systemy podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne.

3. Operatorzy systemów przesyłowych publikują szacunkowe dane dotyczące dostępnej zdolności przesyłowej na każdy dzień, wskazując, jaka część dostępnej zdolności przesyłowej została już zarezerwowana.

▼ B

Dane te są publikowane w określonych odstępach czasu przed dniem przesyłu i zawierają w każdym przypadku szacunkowe dane na następny tydzień i na następny miesiąc, a także ilościowe określenie oczekiwanej niezawodności dostępnej zdolności.

4. Operatorzy systemów przesyłowych publikują stosowne dane dotyczące zbiorczego prognozowanego i rzeczywistego zapotrzebowania, dostępności i rzeczywistego wykorzystania aktywów wytwórczych i dystrybucyjnych, dostępności i wykorzystania sieci i połączeń wzajemnych, energii bilansującej i rezerwy mocy, a także dostępnej elastyczności. W odniesieniu do dostępności i rzeczywistego wykorzystania małych aktywów służących wytwarzaniu i dystrybucji można wykorzystywać zbiorcze dane szacunkowe.

▼ M2

4a. Operatorzy systemów przesyłowych publikują w przejrzysty sposób jasne informacje na temat przepustowości sieci dostępnej dla nowych przyłączy w ich obszarach eksploatacji, o dużej szczegółowości przestrzennej, z poszanowaniem bezpieczeństwa publicznego i poufności danych, w tym przepustowości będącej przedmiotem wniosków o przyłączenie oraz możliwości elastycznego przyłączenia na obszarach, na których występują ograniczenia przesyłowe. Publikacja obejmuje informacje dotyczące kryteriów stosowanych do obliczania przepustowości sieci dostępnej dla nowych przyłączy. Operatorzy systemów przesyłowych regularnie, co najmniej raz na miesiąc, aktualizują te informacje.

Operatorzy systemów przesyłowych przekazują użytkownikom systemu w przejrzysty sposób jasne informacje na temat statusu i sposobu rozpatrywania ich wniosków o przyłączenie, w tym, w stosownych przypadkach, informacje dotyczące elastycznych umów przyłączeniowych. Przekazują oni takie informacje w ciągu trzech miesięcy od złożenia wniosku. Jeśli przyłączenie, którego dotyczy wniosek, nie zostanie zatwierdzone ani ostatecznie odrzucone, operatorzy systemów przesyłowych regularnie, a w każdym razie co najmniej raz na kwartał, aktualizują te informacje.

▼ B

5. Zainteresowani uczestnicy rynku przekazują operatorom systemów przesyłowych stosowne dane.

6. Przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, które są właścicielami aktywów wytwórczych lub eksploatują aktywa wytwórcze, z których przynajmniej jeden składnik aktywów wytwórczych ma moc zainstalowaną przynajmniej 250 MW, lub które posiadają portfel obejmujący aktywa wytwórcze o mocy przynajmniej 400 MW, przechowują do dyspozycji organu regulacyjnego, krajowego organu ochrony konkurencji oraz Komisji, przez pięć lat, wszystkie dane godzinowe dla każdej elektrowni niezbędne w celu weryfikacji wszystkich operacyjnych decyzji dyspozytorskich oraz postępowania podczas przetargów na giełdach energii, aukcjach połączeń wzajemnych, rynkach rezerwowych i rynkach pozagiełdowych. Informacje, które mają być przechowywane w podziale na elektrownie i godziny, obejmują w szczególności dane o dostępnych zdolnościach wytwórczych i rezerwach zakontraktowanych, w tym o alokacji rezerw zakontraktowanych na poziomie poszczególnych elektrowni podczas przetargu i podczas wytwarzania.

7. Operatorzy systemów przesyłowych regularnie wymieniają się zbiorem wystarczająco dokładnych danych dotyczących sieci i przepływu obciążenia, które umożliwiają każdemu operatorowi systemu przesyłowego wyliczanie przepływu obciążenia na jego odpowiednim obszarze. Ten sam zbiór danych udostępnia się organom regulacyjnym,

▼B

Komisji i państwom członkowskim na ich wniosek. Organy regulacyjne, państwa członkowskie i Komisja traktują ten zbiór danych jako poufny oraz zapewniają poufne traktowanie tego zbioru danych przez wszelkich konsultantów prowadzących prace analityczne na ich zlecenie w oparciu o te dane.

*Artykuł 51***Certyfikacja operatorów systemów przesyłowych**

1. Komisja bada wszelkie zgłoszenia decyzji w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego zgodnie z art. 52 ust. 6 dyrektywy (UE) 2019/944 niezwłocznie po ich otrzymaniu. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania takiego zgłoszenia Komisja przekazuje odpowiedniemu organowi regulacyjnemu swoją opinię dotyczącą zgodności z art. 43 oraz art. 52 ust. 2 albo art. 53 dyrektywy (UE) 2019/944.

Podczas przygotowywania opinii, o której mowa w akapicie pierwszym, Komisja może zwrócić się do ACER o wydanie opinii w sprawie decyzji organu regulacyjnego. W takim przypadku termin dwóch miesięcy, o którym mowa w akapicie pierwszym, przedłuża się o kolejne dwa miesiące.

Jeżeli Komisja nie wyda opinii w terminach, o których mowa w akapitach pierwszym i drugim, uznaje się, że nie wnosi ona sprzeciwu wobec decyzji organu regulacyjnego.

2. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania opinii Komisji organ regulacyjny przyjmuje ostateczną decyzję w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego, uwzględniając w najwyższym stopniu tę opinię. Decyzję organu regulacyjnego publikuje się wraz z opinią Komisji.

3. Organy regulacyjne lub Komisja mogą w każdej chwili trwania procedury zwrócić się do operatora systemu przesyłowego lub przedsiębiorstwa prowadzącego jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw o dostarczenie jakichkolwiek informacji istotnych z punktu widzenia wypełniania ich zadań zgodnie z niniejszym artykułem.

4. Organy regulacyjne oraz Komisja zapewniają poufność szczególnie chronionych informacji handlowych.

5. W przypadku gdy Komisja otrzymała zgłoszenie w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego zgodnie z art. 43 ust. 9 dyrektywy (UE) 2019/944, podejmuje decyzję w sprawie certyfikacji. Organ regulacyjny stosuje się do decyzji Komisji.

ROZDZIAŁ VI

PRACA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO*Artykuł 52***Europejska organizacja operatorów systemów dystrybucyjnych**

1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych współpracują ze sobą na poziomie Unii za pośrednictwem organizacji OSD UE, aby wspierać urzeczywistnienie i funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz propagować optymalne zarządzanie systemami dystrybucyjnymi i przesyłowymi oraz ich skoordynowaną pracę. Operatorzy systemów dystrybucyjnych, którzy chcą uczestniczyć w organizacji OSD UE, mają prawo stać się zarejestrowanymi członkami tej organizacji.

▼B

Zarejestrowani członkowie mogą uczestniczyć w pracach organizacji OSD UE bezpośrednio lub mogą być reprezentowani przez krajowe stowarzyszenie wyznaczone przez państwo członkowskie lub przez stowarzyszenie na poziomie Unii.

2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych są uprawnieni do stowarzyszenia się w drodze ustanowienia organizacji OSD UE. Organizacja OSD UE wykonuje zadania i procedury zgodnie z art. 55. Jako organizacja ekspercka działająca we wspólnym interesie Unii organizacja OSD UE nie reprezentuje partykularnych interesów ani nie stara się wpływać na proces podejmowania decyzji w celu wspierania określonych interesów.

3. Członkowie organizacji OSD UE podlegają obowiązkowi rejestracji oraz uiszczenia sprawiedliwej i proporcjonalnej składki członkowskiej, której wysokość odzwierciedla liczbę odbiorców przyłączonych do danego operatora systemu dystrybucyjnego.

*Artykuł 53***Ustanowienie organizacji OSD UE**

1. Organizacja OSD UE składa się, co najmniej, z walnego zgromadzenia, zarządu, grupy doradców strategicznych, grup eksperckich oraz sekretarza generalnego.

2. Do dnia 5 lipca 2020 r. operatorzy systemów dystrybucyjnych przedkładają Komisji i ACER projekt statutu, zgodnie z art. 54, zawierający kodeks postępowania, wykaz zarejestrowanych członków, projekt regulaminu wewnętrznego, w tym regulamin konsultacji z ENTSO energii elektrycznej i innymi zainteresowanymi stronami, oraz zasady finansowania ustanawianej organizacji OSD UE.

Projekt regulaminu wewnętrznego organizacji OSD UE zapewnia zrównoważoną reprezentację wszystkich uczestniczących operatorów systemów dystrybucyjnych.

3. Po przeprowadzeniu konsultacji z organizacjami reprezentującymi wszystkie zainteresowane strony, w szczególności z użytkownikami systemów dystrybucyjnych, ACER przekazuje Komisji swoją opinię w terminie dwóch miesięcy od otrzymania projektu statutu, wykazu członków i projektu regulaminu wewnętrznego.

4. Komisja wydaje opinię w sprawie projektu statutu, wykazu członków i projektu regulaminu wewnętrznego, uwzględniając opinię ACER przewidzianą w ust. 3, w terminie trzech miesięcy od otrzymania opinii ACER.

5. W terminie trzech miesięcy od otrzymania pozytywnej opinii Komisji operatorzy systemów dystrybucyjnych ustanawiają organizację OSD UE oraz przyjmują i publikują jej statut i regulamin wewnętrzny.

6. Dokumenty, o których mowa w ust. 2, przedkłada się Komisji i ACER w przypadku dokonania w nich zmian lub na uzasadniony wniosek którejkolwiek z nich. ACER i Komisja wydają opinię zgodnie z procedurą określoną w ust. 2, 3 i 4.

7. Koszty związane z działalnością organizacji OSD UE ponoszone są przez operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy są zarejestrowanymi członkami, oraz podlegają uwzględnieniu przy wyliczaniu taryf. Organy regulacyjne zatwierdzają wyłącznie te koszty, które są one uzasadnione i proporcjonalne.

▼ B*Artykuł 54***Główne zasady i procedury organizacji OSD UE**

1. Statut organizacji OSD UE przyjęty zgodnie z art. 53 gwarantuje poszanowanie następujących zasad:

- a) udział w pracach organizacji OSD UE jest ograniczony do zarejestrowanych członków, z możliwością delegowania pomiędzy członkami;
- b) decyzje strategiczne dotyczące działalności organizacji OSD UE, a także wytyczne polityczne dla zarządu przyjmuje walne zgromadzenie;
- c) decyzje walnego zgromadzenia przyjmuje się zgodnie z następującymi zasadami:
 - (i) każdy członek dysponuje liczbą głosów proporcjonalną do liczby jego odbiorców;
 - (ii) oddano 65 % głosów przysługujących członkom; oraz
 - (iii) decyzja została przyjęta większością 55 % członków;
- d) decyzje walnego zgromadzenia uznaje się za odrzucone zgodnie z następującymi zasadami:
 - (i) każdy członek dysponuje liczbą głosów proporcjonalną do liczby jego odbiorców;
 - (ii) oddano 35 % głosów przysługujących członkom; oraz
 - (iii) decyzja została odrzucona przez co najmniej 25 % członków;
- e) zarząd jest wybierany przez walne zgromadzenie na okres nieprzekraczający czterech lat;
- f) zarząd mianuje przewodniczącego i trzech wiceprzewodniczących spośród swoich członków;
- g) współpracą między operatorami systemu dystrybucyjnego a operatorami systemu przesyłowego zgodnie z art. 56 i 57 kieruje zarząd;
- h) decyzje zarządu przyjmowane są bezwzględną większością głosów;
- i) na podstawie propozycji zarządu walne zgromadzenie mianuje spośród swoich członków sekretarza generalnego na okres czterech lat, z możliwością jednokrotnego przedłużenia;
- j) na podstawie propozycji zarządu walne zgromadzenie mianuje grupy eksperckie, przy czym żadna z grup nie może liczyć więcej niż 30 członków, a 1/3 spośród nich może nie być członkami organizacji OSD UE; ponadto ustanawia się jedną „krajową” grupę ekspercką, w skład której wchodzi po jednym przedstawicielu operatorów systemów dystrybucyjnych z każdego państwa członkowskiego.

2. Procedury przyjęte przez organizację OSD UE gwarantują sprawiedliwe i proporcjonalne traktowanie jej członków oraz odzwierciedlają różnorodność struktury geograficznej i gospodarczej jej członków. W szczególności procedury te przewidują, że:

▼ B

- a) zarząd składa się z prezesa zarządu i 27 przedstawicieli członków, z czego:
 - (i) dziewięciu to przedstawiciele członków mających ponad 1 mln użytkowników sieci;
 - (ii) dziewięciu to przedstawiciele członków mających ponad 100 000 i mniej niż 1 mln użytkowników sieci; oraz
 - (iii) dziewięciu to przedstawiciele członków mających mniej niż 100 000 mln użytkowników sieci;
- b) przedstawiciele istniejących stowarzyszeń operatorów systemów dystrybucyjnych mogą uczestniczyć w spotkaniach zarządu w charakterze obserwatorów;
- c) w skład zarządu nie może wchodzić więcej niż trzech przedstawicieli członków mających siedzibę w tym samym państwie członkowskim lub należących do tej samej grupy przemysłowej;
- d) każdy wiceprzewodniczący zarządu jest mianowany spośród przedstawicieli członków w każdej z kategorii opisanych w lit. a);
- e) przedstawiciele członków mających siedzibę w tym samym państwie członkowskim lub należący do tej samej grupy przemysłowej nie stanowią większości uczestników grupy eksperckiej;
- f) zarząd ustanawia grupę doradców strategicznych, która przekazuje swoje opinie zarządowi oraz grupom eksperckim i składa się z przedstawicieli europejskich stowarzyszeń operatorów systemów dystrybucyjnych oraz z przedstawicieli tych państw członkowskich, które nie są reprezentowane w zarządzie.

*Artykuł 55***Zadania organizacji OSD UE**

1. Organizacja OSD UE realizuje następujące zadania:
 - a) promocja eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych w koordynacji z eksploatacją i planowaniem sieci przesyłowych;
 - b) ułatwianie integracji odnawialnych źródeł energii, wytwarzania rozproszonego i innych zasobów trwale obecnych w sieci dystrybucyjnej, takich jak magazynowanie energii;
 - c) ułatwianie elastyczności i odpowiedzi odbioru oraz dostępu użytkowników sieci do rynku;
 - d) wkład w cyfryzację systemów dystrybucyjnych, w tym wprowadzenie inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych;
 - e) wspieranie rozwoju zarządzania danymi, bezpieczeństwa cybernetycznego i ochrony danych we współpracy z odpowiednimi organami i podmiotami objętymi regulacją;
 - f) udział w opracowywaniu kodeksów sieci istotnych dla eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych oraz skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych zgodnie z art. 59.
2. Ponadto organizacja OSD UE:

▼B

- a) współpracuje z ENTSO energii elektrycznej przy monitorowaniu wdrażania kodeksów sieci i wytycznych przyjętych na podstawie niniejszego rozporządzenia, które są istotne z punktu widzenia eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych oraz skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych;
- b) współpracuje z ENTSO energii elektrycznej przy przyjmowaniu najlepszych praktyk w zakresie skoordynowanej eksploatacji i planowania systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, w tym kwestii takich jak wymiana danych między operatorami i koordynacja rozproszonych zasobów energetycznych;
- c) zajmuje się określaniem najlepszych praktyk w obszarach wskazanych w ust. 1 oraz w zakresie wprowadzania usprawnień efektywności energetycznej w sieci dystrybucyjnej;
- d) przyjmuje roczny program prac i sprawozdanie roczne;
- e) działa zgodnie z prawem konkurencji oraz zapewnia neutralność.

*Artykuł 56***Konsultacje w procesie opracowywania kodeksów sieci**

1. Uczestnicząc w opracowywaniu nowych kodeksów sieci zgodnie z art. 59, organizacja OSD UE prowadzi zakrojone na szeroką skalę konsultacje, na wczesnym etapie oraz w sposób otwarty i przejrzysty, z udziałem wszystkich właściwych zainteresowanych stron, a w szczególności organizacji reprezentujących takie zainteresowane strony, zgodnie z przepisami regulaminu wewnętrznego, o którym mowa w art. 53, dotyczącymi konsultacji. W konsultacjach tych uczestniczą również organy regulacyjne i inne organy krajowe, przedsiębiorstwa zajmujące się dostarczaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej, użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, organy techniczne i platformy zainteresowanych stron. Celem tych konsultacji jest pozyskanie uwag i wniosków wszystkich właściwych stron w ramach procesu podejmowania decyzji.

2. Wszystkie dokumenty i protokoły spotkań dotyczące konsultacji, o których mowa w ust. 1, podaje się do wiadomości publicznej.

3. Organizacja OSD UE uwzględnia uwagi przekazane w trakcie konsultacji. Przed przyjęciem propozycji kodeksów sieci, o których mowa w art. 59, organizacja OSD UE wskazuje, w jaki sposób uwzględniono uwagi otrzymane podczas konsultacji. Podaje również uzasadnienie, w przypadku gdy takich uwag nie uwzględniono.

*Artykuł 57***Współpraca między operatorami systemów dystrybucyjnych i operatorami systemów przesyłowych**

1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych współpracują ze sobą przy planowaniu i eksploatacji swoich sieci. W szczególności operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych prowadzą wymianę wszystkich niezbędnych informacji i danych dotyczących wyników działania aktywów wytwórczych i odpowiedzi odbioru, codziennej eksploatacji swoich sieci i długoterminowego planowania inwestycji sieciowych, aby zapewnić rozwój i eksploatację swoich sieci w sposób efektywny kosztowo, bezpieczny i niezawodny.

▼ B

2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych współpracują ze sobą w celu osiągnięcia skoordynowanego dostępu do zasobów, takich jak wytwarzanie rozproszone, magazynowanie energii i odpowiedź odbioru, które mogą zaspokajać szczególne potrzeby zarówno operatorów systemów dystrybucyjnych, jak i operatorów systemów przesyłowych.

▼ M2

3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych współpracują ze sobą przy publikowaniu w spójny sposób spójnych informacji na temat mocy przyłączeniowych dostępnych na potrzeby nowych przyłączy w ich odpowiednich obszarach działalności oraz wystarczająco szczegółowo eksponują informacje dla podmiotów opracowujących nowe projekty energetyczne i innych potencjalnych użytkowników sieci.

▼ B

ROZDZIAŁ VII

KODEKSY SIECI I WYTYCZNE

*Artykuł 58***Przyjmowanie kodeksów sieci i wytycznych**

1. Komisja może przyjmować, akty wykonawcze lub delegowane zgodnie z uprawnieniami przewidzianymi w art. 59, 60 i 61. Takie akty mogą być przyjmowane jako kodeksy sieci w oparciu o treść propozycji opracowanych przez ENTSO energii elektrycznej lub – w przypadku gdy tak przewidziano w wykazie priorytetów zgodnie z art. 59 ust. 3 – przez organizację OSD UE, w stosownych przypadkach we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, oraz ACER zgodnie z procedurą określoną w art. 59, albo jako wytyczne zgodnie z procedurą określoną w art. 61.

2. Kodeksy sieci i wytyczne:

- a) zapewniają minimalny stopień harmonizacji niezbędny do osiągnięcia celów niniejszego rozporządzenia;
- b) uwzględniają, w stosownych przypadkach, specyfikę regionalną;
- c) nie wykraczają poza to, co jest konieczne do osiągnięcia celów określonych w lit. a); oraz
- d) pozostają bez uszczerbku dla prawa państw członkowskich do ustanawiania krajowych kodeksów sieci, które nie mają wpływu na obrót międzystrefowy.

*Artykuł 59***Ustanowienie kodeksów sieci**

1. Komisja jest uprawniona do przyjmowania aktów wykonawczych w celu zapewnienia jednolitych warunków wykonywania niniejszego rozporządzenia poprzez ustanowienie kodeksów sieci w następujących obszarach:

- a) zasady bezpieczeństwa i niezawodności sieci, w tym zasady dotyczące technicznych rezerw zdolności przesyłowej zapewniających bezpieczeństwo eksploatacyjne sieci, a także zasady interoperacyjności wykonujące art. 34–47 i art. 57 niniejszego rozporządzenia oraz art. 40 dyrektywy (UE) 2019/944, w tym zasady dotyczące stanu systemu, działań zaradczych i granic bezpieczeństwa pracy systemu, kontroli napięcia i zarządzania mocą bierną, zarządzania

▼ B

prądem zwarciovym, zarządzania przepływem mocy, analizy zdarzeń losowych i postępowania w przypadku ich wystąpienia, sprzętu ochronnego i planów ochrony, wymiany danych, zgodności, szkolenia, analizy planowania operacyjnego i bezpieczeństwa operacyjnego, koordynacji bezpieczeństwa operacyjnego w regionie, koordynacji wyłączeń, planów dostępności istotnych aktywów, analizy wystarczalności, usług pomocniczych, grafikowania oraz środowiska danych służących planowaniu operacyjnemu;

▼ M2

- b) zasady alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi zgodnie art. 7–10, 13–17, 19 i 35–37 niniejszego rozporządzenia i art. 6 dyrektywy (UE) 2019/944, w tym zasady dotyczące metodyk i procesów wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych rynku dnia bieżącego, rynku dnia następnego i rynku terminowego, modele sieci, konfiguracja obszarów rynkowych, redysponowanie i zakupy przeciwne, algorytmy handlu, jednolite łączenie rynków dnia następnego i dnia bieżącego, różne warianty modelu zarządzania, gwarancja przyznanym międzyobszarowym zdolności przesyłowych, dystrybucja dochodów z ograniczeń przesyłowych, szczegóły i szczególne cechy narzędzi, o których mowa w art. 9 ust. 3 niniejszego rozporządzenia, poprzez odniesienie do elementów określonych w ust. 4 i 5 tego artykułu, alokacja i ułatwanie obrotu finansowymi długoterminowymi prawami przesyłowymi przez wspólną platformę alokacji, a także częstotliwość, termin zapadalności i szczególny charakter takich długoterminowych praw przesyłowych, zabezpieczanie przed ryzykiem wynikającym z przesyłu międzystrefowego, procedury mianowania i alokacji zdolności przesyłowych i odzyskiwanie kosztów zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, a także metodyki kompensowania operatorom morskich elektrowni wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych zmniejszenia zdolności;

▼ B

- c) zasady wykonujące art. 5, 6 i 17 dotyczące wymiany handlowej w odniesieniu do technicznej i eksploatacyjnej organizacji usług dostępu do sieci i bilansowania systemu, obejmujące związane z siecią zasady dotyczące rezerwy mocy, w tym funkcje i obowiązki, platformy wymiany energii bilansującej, czasy zamknięcia bramki, wymogi dotyczące produktów standardowych i specyficznych produktów energii bilansującej, zakup usług bilansowania, alokacja międzyobszarowej zdolności przesyłowej do celów wymiany usług bilansujących lub współdzielenia rezerw, rozliczanie energii bilansującej, rozliczanie wymiany energii między operatorami systemów, rozliczanie niezbilansowania i rozliczanie mocy bilansującej, kontrolę częstotliwości obciążenia, parametry docelowe i określenie jakości częstotliwości, rezerwy utrzymania częstotliwości, rezerwy odbudowy częstotliwości, rezerwy zastępcze, wymianę i wzajemne udostępnianie rezerw, transgraniczne procedury aktywacji rezerw, procedury kontroli czasu oraz przejrzystość informacji;

- d) zasady wykonujące art. 36, 40 i 54 dyrektywy (UE) 2019/944 dotyczące niedyskryminacyjnego, przejrzystego świadczenia usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości, w tym zasady dotyczące regulacji napięcia w stanie ustalonym, inercja, szybkie

▼ B

wprowadzanie prądu biernego, inercja dla stabilności sieci, prąd zwarciowy, zdolność do rozruchu autonomicznego oraz zdolność do pracy wyspowej;

- e) zasady wykonujące art. 57 niniejszego rozporządzenia oraz art. 17, 31, 32, 36, 40 i 54 dyrektywy (UE) 2019/944 dotyczące odpowiedzi odbioru, w tym zasady dotyczące agregacji, magazynowania energii oraz zasady ograniczania popytu.

Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 67 ust. 2.

2. Komisja jest uprawniona do przyjmowania aktów delegowanych zgodnie z art. 68, uzupełniających niniejsze rozporządzenie, dotyczących ustanowienia kodeksów sieci w następujących obszarach:

▼ M2

- a) zasady przyłączenia do sieci, w tym zasady dotyczące przyłączenia instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego, instalacji i systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego, przyłączenia instalacji odbiorczych wykorzystywanych do zapewniania odpowiedzi odbioru, wymogi dotyczące przyłączenia do sieci instalacji wytwórczych i innych użytkowników systemu, wymogi dotyczące połączeń do sieci prądu stałego o wysokim napięciu, wymogi dotyczące przyłączenia do sieci modułów parku energii z połączeniem prądu stałego oraz stacji przekształtnikowych prądu stałego o wysokim napięciu w oddalonych lokalizacjach oraz procedury powiadomienia operacyjnego dla przyłączenia do sieci;

▼ B

- b) zasady wymiany, rozliczania i przejrzystości danych, w tym w szczególności zasady dotyczące zdolności przesyłowych w odpowiednich horyzontach czasowych, szacunków i rzeczywistych wartości alokacji i wykorzystania zdolności przesyłowych, prognozowanego i rzeczywistego zapotrzebowania na urządzenia, oraz ich agregacji, w tym niedostępności urządzeń, prognoza i rzeczywista generacja jednostek wytwórczych, oraz ich agregacji, w tym niedostępność jednostek, dostępności i wykorzystania sieci, środków zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i dane rynku bilansującego. Zasady powinny obejmować sposoby publikowania informacji, terminy publikacji, podmioty odpowiedzialne za rozpatrywanie;

- c) zasady dostępu stron trzecich;

- d) procedury operacyjne w przypadku stanu zagrożenia i stanu odbudowy w sytuacjach awaryjnych, w tym plany obrony systemu przed zagrożeniami, plany odbudowy systemu, interakcje na rynku, wymiana informacji, komunikacja oraz narzędzia i ułatwienia;

- e) zasady sektorowe dotyczące aspektów cyberbezpieczeństwa w transgranicznych przepływach energii elektrycznej, w tym zasady dotyczące wspólnych wymogów minimalnych, planowania, monitorowania, sprawozdawczości i zarządzania kryzysowego.

3. Po konsultacji z ACER, ENTSO energii elektrycznej, organizacją OSD UE i z innymi właściwymi zainteresowanymi stronami Komisja ustanawia co trzy lata wykaz priorytetów ustalający obszary określone w ust. 1 i 2, które należy uwzględnić przy opracowywaniu kodeksów sieci.

▼B

Jeżeli przedmiot kodeksu sieci jest bezpośrednio związany z pracą systemu dystrybucyjnego, lecz zasadniczo nie ma znaczenia dla systemu przesyłowego, Komisja może zobowiązać organizację OSD UE, we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, do zwołania komitetu redakcyjnego i przedłożenia ACER propozycji kodeksu sieci.

4. Komisja zwraca się do ACER o przedłożenie jej w rozsądnym terminie, nieprzekraczającym sześciu miesięcy od otrzymania wniosku Komisji, niewiązujących wytycznych ramowych określających jasne i obiektywne zasady opracowywania kodeksów sieci odnoszących się do obszarów określonych w wykazie priorytetów („wytyczne ramowe”). Wniosek Komisji może obejmować warunki, które mają być uregulowane w wytycznych ramowych. Każda wytyczna ramowa przyczynia się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku. Na uzasadniony wniosek ACER Komisja może przedłużyć termin przedłożenia wytycznych.

5. ACER konsultuje się z ENTSO energii elektrycznej, organizacją OSD UE, oraz z innymi właściwymi zainteresowanymi stronami w sprawie wytycznych ramowych w okresie nie krótszym niż dwa miesiące, w sposób otwarty i przejrzysty.

6. ACER przedkłada Komisji niewiążące wytyczne ramowe w przypadku gdy Komisja zwróci się do niej zgodnie z ust. 4.

7. Jeżeli Komisja uzna, że wytyczne ramowe nie przyczyniają się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku, może się zwrócić do ACER o przegląd wytycznych ramowych w rozsądnym terminie i o ponowne ich przedłożenie Komisji.

8. Jeżeli ACER nie przedłoży wytycznych ramowych lub nie przedłoży ich ponownie w terminie wyznaczonym przez Komisję zgodnie z ust. 4 lub 7, Komisja opracowuje dany projekt wytycznych ramowych.

9. Komisja może zwrócić się do ENTSO energii elektrycznej lub – w przypadku gdy tak przewidziano w wykazie priorytetów, o którym mowa w ust. 3 – do organizacji OSD UE, we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, o przedłożenie ACER w rozsądnym terminie, nieprzekraczającym 12 miesięcy od otrzymania wniosku Komisji, propozycji kodeksu sieci zgodnego z odpowiednimi wytycznymi ramowymi.

10. ENTSO energii elektrycznej lub – w przypadku gdy tak przewidziano w wykazie priorytetów, o którym mowa w ust. 3 – organizacja OSD UE, we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, zwołuje komitet redakcyjny, aby uzyskać wsparcie w procesie opracowywania kodeksu sieci. W skład komitetu redakcyjnego wchodzi przedstawiciele ACER, ENTSO energii elektrycznej, w stosownych przypadkach organizacji OSD UE oraz NEMO, a także ograniczona liczba głównych zainteresowanych stron, na które ma to wpływ. ENTSO energii elektrycznej lub – w przypadku gdy tak przewidziano w wykazie priorytetów, o którym mowa w ust. 3 – organizacja OSD UE, we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, opracowuje propozycje kodeksów sieci w obszarach, o których mowa w ust. 1 i 2, na wniosek Komisji zgodnie z ust. 9.

▼B

11. ACER weryfikuje proponowany kodeks sieci i zapewnia, aby kodeks sieci był zgodny z odpowiednimi wytycznymi ramowymi i przyczyniał się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji oraz sprawnego funkcjonowania rynku, oraz przedkłada zweryfikowany kodeks sieci Komisji w terminie sześciu miesięcy od dnia otrzymania propozycji. W projekcie przedłożonym Komisji ACER uwzględnia uwagi przekazane przez wszystkie zaangażowane strony w trakcie prac nad propozycją, którymi kieruje ENTSO energii elektrycznej lub organizacja OSD UE, oraz konsultuje się z właściwymi zainteresowanymi stronami w sprawie wersji, która ma zostać przedłożona Komisji.

12. W przypadku gdy ENTSO energii elektrycznej lub organizacja OSD UE nie opracowały kodeksu sieci w terminie określonym przez Komisję zgodnie z ust. 9, Komisja może zwrócić się do ACER o przygotowanie projektu kodeksu sieci w oparciu o odpowiednie wytyczne ramowe. ACER może rozpocząć dalsze konsultacje w trakcie przygotowywania projektu kodeksu sieci zgodnie z niniejszym ustępem. ACER przedkłada Komisji projekt kodeksu sieci przygotowany zgodnie z niniejszym ustępem i może zalecić jego przyjęcie.

13. Komisja może przyjąć z własnej inicjatywy – w przypadku gdy ENTSO energii elektrycznej lub organizacja OSD UE nie opracowały kodeksu sieci, lub ACER nie opracowała projektu kodeksu sieci, o którym mowa w ust. 12, lub na podstawie propozycji ACER zgodnie z ust. 11 – jeden lub większą liczbę kodeksów sieci w obszarach wymienionych w ust. 1 i 2.

14. W przypadku gdy Komisja proponuje przyjęcie kodeksu sieci z własnej inicjatywy, konsultuje się w sprawie projektu kodeksu sieci z ACER, ENTSO energii elektrycznej i ze wszystkimi właściwymi zainteresowanymi stronami przez okres nie krótszy niż dwa miesiące.

15. Niniejszy artykuł pozostaje bez uszczerbku dla prawa Komisji do przyjmowania i zmiany wytycznych zgodnie z art. 61. Pozostaje on bez uszczerbku dla możliwości opracowywania przez ENTSO energii elektrycznej niewiążących wytycznych w obszarach określonych w ust. 1 i 2, w przypadku gdy takie wytyczne nie obejmują obszarów, których dotyczy wniosek skierowany do ENTSO energii elektrycznej przez Komisję. ENTSO energii elektrycznej przedkłada wszelkie takie wytyczne ACER do zaopiniowania oraz należycie uwzględnić tę opinię.

*Artykuł 60***Zmiany kodeksów sieci**

1. Komisja jest uprawniona do zmiany kodeksów sieci w obszarach wymienionych w art. 59 ust. 1 i 2 zgodnie z odpowiednią procedurą określoną w tym artykule. Zmiany do kodeksów sieci może również zaproponować ACER zgodnie z procedurą określoną w ust. 2 i 3 niniejszego artykułu.

2. Osoby, które mogą mieć interes w związku z którymkolwiek kodeksem sieci przyjętym zgodnie z art. 59, w tym ENTSO energii elektrycznej, organizacje OSD UE, organy regulacyjne, operatorzy systemów dystrybucyjnych, operatorzy systemów przesyłowych, użytkownicy systemu i konsumenci, mogą przedkładać ACER projekty zmian do tego kodeksu sieci. ACER może również zaproponować zmiany z własnej inicjatywy.

▼B

3. ACER może przedłożyć Komisji uzasadnione propozycje zmian, wyjaśniając w jaki sposób takie wnioski są zgodne z celami kodeksów sieci określonymi w art. 59 ust. 3 niniejszego rozporządzenia. W przypadku gdy uzna propozycję zmian za dopuszczalną, a także w przypadku zmian proponowanych z własnej inicjatywy, ACER konsultuje się ze wszystkimi zainteresowanymi stronami zgodnie z art. 14 rozporządzenia (UE) 2019/942.

*Artykuł 61***Wytyczne**

1. Komisja jest uprawniona do przyjmowania wiążących wytycznych w obszarach wymienionych w niniejszym artykule.

2. Komisja jest uprawniona do przyjmowania wytycznych w obszarach, w których takie akty mogłyby być również opracowane w ramach procedury opracowywania kodeksów sieci zgodnie z art. 59 ust. 1 i 2. Te wytyczne przyjmuje się w drodze aktów delegowanych lub aktów wykonawczych, w zależności od odpowiednich uprawnień przewidzianych w niniejszym rozporządzeniu.

3. Komisja jest uprawniona do przyjmowania aktów delegowanych zgodnie z art. 68, uzupełniających niniejsze rozporządzenie poprzez określenie wytycznych w odniesieniu do mechanizmu rozliczania rekompensat międzyoperatorskich. Wytyczne te określają, zgodnie z zasadami określonymi w art. 18 i 49:

- a) szczegóły procedury ustalania, którzy operatorzy systemów przesyłowych mają obowiązek wypłacania rekompensat za przepływy transgraniczne, łącznie z obowiązkiem ustalania podziału między operatorami krajowych systemów przesyłowych, w których ma początek przepływ transgraniczny, a operatorami krajowych systemów przesyłowych, w których ten przepływ się kończy, zgodnie z art. 49 ust. 2;
- b) szczegóły procedury płatności, jaka ma być stosowana, łącznie z określeniem pierwszego okresu, za który ma być wypłacona rekompensata, zgodnie z art. 49 ust. 3 akapit drugi;
- c) szczegóły metod określania przyjmowanych przepływów transgranicznych, za które ma być wypłacana rekompensata zgodnie z art. 49, zarówno w kategoriach ilości, jak i rodzaju przepływu, oraz wyznaczania wielkości takich przepływów jako pochodzących z systemów przesyłowych danego państwa członkowskiego lub kończących się w nim, zgodnie z art. 49 ust. 5;
- d) szczegóły metod ustalania kosztów i korzyści powstających w wyniku przyjmowania przepływów transgranicznych, zgodnie z art. 49 ust. 6;
- e) szczegóły traktowania – w kontekście mechanizmu rozliczania rekompensat międzyoperatorskich – przepływów energii elektrycznej rozpoczynających lub kończących się w państwach poza Europejskim Obszarem Gospodarczym; oraz
- f) ustalenia dotyczące udziału systemów krajowych połączonych wzajemnie liniami prądu stałego, zgodnie z art. 49.

▼B

4. W stosownych przypadkach Komisja może przyjmować akty wykonawcze ustanawiające wytyczne zapewniające minimalny stopień harmonizacji wymagany do osiągnięcia celu niniejszego rozporządzenia. Te wytyczne mogą określać:

a) szczegóły dotyczące zasad obrotu energią elektryczną wykonujących art. 6 dyrektywy (UE) 2019/944 oraz art. 5–10, art. 13–17 i art. 35, 36 i 37 niniejszego rozporządzenia;

b) szczegóły dotyczące zasad zachęcania do inwestowania w odniesieniu do zdolności połączeń wzajemnych, w tym sygnałów lokalizacyjnych, wykonujących art. 19.

Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 67 ust. 2.

5. Komisja może przyjmować akty wykonawcze ustanawiające wytyczne dotyczące koordynacji operacyjnej działań operatorów systemów przesyłowych na poziomie Unii. Wytyczne te muszą być spójne z kodeksami sieci, o których mowa w art. 59, i opierać się na przyjętych specyfikacjach, o których mowa w art. 30 ust. 1 pkt (i). Przyjmując te wytyczne, Komisja uwzględni różne regionalne i krajowe wymogi operacyjne.

Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 67 ust. 2.

6. Przyjmując lub zmieniając wytyczne, Komisja konsultuje się z ACER, ENTSO energii elektrycznej, organizacją OSD UE oraz, w stosownych przypadkach, z innymi zainteresowanymi stronami.

*Artykuł 62***Prawo państw członkowskich do wprowadzania bardziej szczegółowych środków**

Niniejsze rozporządzenie pozostaje bez uszczerbku dla praw państw członkowskich do utrzymania lub wprowadzenia środków zawierających bardziej szczegółowe przepisy niż te określone w niniejszym rozporządzeniu, w wytycznych, o których mowa w art. 61, lub w kodeksach sieci, o których mowa w art. 59, pod warunkiem że środki te są zgodne z prawem Unii.

ROZDZIAŁ VIII

PRZEPISY KOŃCOWE

*Artykuł 63***Nowe połączenia wzajemne**

1. Nowe połączenia wzajemne prądu stałego mogą być, na wniosek, zwolnione na czas ograniczony ze stosowania art. 19 ust. 2 i 3 niniejszego rozporządzenia oraz art. 6 i 43, art. 59 ust. 7 i art. 60 ust. 1 dyrektywy (UE) 2019/944, o ile spełnione są następujące warunki:

▼ B

- a) inwestycja zwiększa konkurencję w dziedzinie dostaw energii elektrycznej;
- b) poziom ryzyka związanego z inwestycją jest taki, że inwestycja ta nie zostałaby zrealizowana, gdyby nie udzielono zwolnienia;
- c) połączenie wzajemne jest własnością osoby fizycznej lub prawnej, odrębnej – przynajmniej w zakresie formy prawnej – od operatorów systemów, w których systemach to połączenie wzajemne zostanie zbudowane;
- d) opłatami obciąża się użytkowników tego połączenia wzajemnego;
- e) od czasu częściowego otwarcia rynku, o którym mowa w art. 19 dyrektywy 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ⁽¹⁶⁾, żadna część kosztów inwestycyjnych ani operacyjnych połączenia wzajemnego nie została odzyskana z jakiegokolwiek składnika opłat naliczanych za korzystanie z systemów przesyłowych lub dystrybucyjnych połączonych połączeniem wzajemnym; oraz
- f) zwolnienie nie zaszkodzi konkurencji, sprawnemu funkcjonowaniu rynku wewnętrznego energii elektrycznej ani skutecznemu funkcjonowaniu regulowanego systemu, z którym powiązane jest połączenie wzajemne.

2. Ust. 1 stosuje się również – w wyjątkowych przypadkach – do połączeń wzajemnych prądu przemiennego, o ile koszty i ryzyko związane z przedmiotową inwestycją są szczególnie wysokie w porównaniu z kosztami i ryzykiem zwykle ponoszonymi przy łączeniu dwóch sąsiadujących krajowych systemów przesyłowych za pomocą połączenia wzajemnego prądu przemiennego.

3. Ust. 1 stosuje się również do przypadków znaczącego wzrostu zdolności istniejących połączeń wzajemnych.

4. Decyzja w sprawie przyznania zwolnienia, o którym mowa w ust. 1, 2 i 3, podejmowana jest indywidualnie dla każdego przypadku przez organy regulacyjne danych państw członkowskich. Zwolnienie może dotyczyć całości lub części zdolności nowego połączenia wzajemnego lub istniejącego połączenia wzajemnego o znacząco zwiększonej zdolności.

W terminie dwóch miesięcy od dnia, w którym ostatni z organów regulacyjnych, których to dotyczy, otrzymał wniosek o zwolnienie, ACER może przekazać tym organom regulacyjnym opinię. Opinia ta może służyć za podstawę decyzji tych organów regulacyjnych.

Podejmując decyzję o przyznaniu zwolnienia, organy regulacyjne uwzględniają indywidualnie dla każdego przypadku potrzebę nałożenia warunków dotyczących czasu trwania zwolnienia i niedyskryminującego dostępu do połączenia wzajemnego. Podejmując decyzję w sprawie tych warunków, organy regulacyjne uwzględniają w szczególności planowaną dodatkową zdolność lub zmianę istniejącej zdolności, rami czasowe przedsięwzięcia oraz warunki krajowe.

⁽¹⁶⁾ Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 27 z 30.1.1997, s. 20).

▼B

Przed przyznaniem zwolnienia, organy regulacyjne danych państw członkowskich podejmują decyzje w sprawie zasad i mechanizmów dotyczących zarządzania zdolnością i jej alokacji. Te zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi obejmują obowiązek oferowania niewykorzystanej zdolności na rynku, a użytkownicy urządzenia są upoważnieni do obrotu zakontraktowaną zdolnością na rynku wtórnym. Dokonując oceny kryteriów, o których mowa w ust. 1 lit. a), b) i f), uwzględnia się wyniki procedury alokacji zdolności.

W przypadku gdy wszystkie organy regulacyjne, których to dotyczy, osiągnęły porozumienie w sprawie decyzji o zwolnieniu w terminie sześciu miesięcy od otrzymania wniosku, informują one ACER o tej decyzji.

Decyzję w sprawie zwolnienia, w tym warunki, o których mowa w akapicie trzecim niniejszego ustępu, należy uzasadniać i publikuje.

5. ACER podejmuje decyzję, o której mowa w ust. 4:

- a) w przypadku gdy organy regulacyjne, których to dotyczy, nie były w stanie osiągnąć porozumienia w terminie sześciu miesięcy od dnia, w którym ostatni z tych organów regulacyjnych otrzymał wniosek o zwolnienie; lub
- b) na wspólny wniosek organów regulacyjnych, których to dotyczy.

Przed podjęciem takiej decyzji ACER konsultuje się z organami regulacyjnymi, których to dotyczy, oraz z wnioskodawcami.

6. Niezależnie od ust. 4 i 5 państwa członkowskie mogą postanowić, że organ regulacyjny lub ACER, zależnie od przypadku, przedkładają właściwemu podmiotowi w państwie członkowskim swoją opinię w sprawie wniosku o zwolnienie w celu wydania formalnej decyzji. Opinię tę publikuje się wraz z decyzją.

7. Kopia każdego wniosku o zwolnienie przekazywana jest w celach informacyjnych przez organy regulacyjne Komisji i ACER niezwłocznie po jego otrzymaniu. Organ regulacyjny, których to dotyczy, lub ACER („organy powiadamiające”) niezwłocznie przekazują Komisji decyzję w sprawie zwolnienia wraz ze wszystkimi stosownymi informacjami, które jej dotyczą. Informacje te mogą zostać przedłożone Komisji w postaci zbiorczej, umożliwiającej jej podjęcie uzasadnionej decyzji. Informacje te zawierają w szczególności:

- a) szczegółowe powody, dla których przyznano zwolnienie lub odmówiono jego przyznania, wraz z informacjami finansowymi uzasadniającymi potrzebę zwolnienia;
- b) przeprowadzone analizy wpływu przyznania zwolnienia na konkurencję i sprawne funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej;
- c) uzasadnienie okresu i proporcjonalnego udziału tej części zdolności danego połączenia wzajemnego, dla którego przyznano zwolnienie; oraz
- d) wyniki konsultacji z organami regulacyjnymi, których to dotyczy.

▼B

8. W terminie 50 dni roboczych od następnego dnia po otrzymaniu powiadomienia zgodnie z ust. 7 Komisja może podjąć decyzję o zwróceniu się do organów powiadamiających, aby zmieniły lub cofnęły decyzję o zwolnieniu. Termin ten może zostać przedłużony o dodatkowe 50 dni roboczych w przypadku gdy Komisja zwróci się o przekazanie dalszych informacji. Bieg tego dodatkowego terminu rozpoczyna się następnego dnia po otrzymaniu pełnych informacji. Początkowy termin również może przedłużony także za zgodą zarówno Komisji, jak i organów powiadamiających.

W przypadku gdy informacje, o które wystąpiono, nie zostaną przekazane w terminie określonym we wniosku, powiadomienie uważa się za wycofane, chyba że przed wygaśnięciem tego terminu został on przedłużony za zgodą zarówno Komisji, jak i organów powiadamiających, lub jeśli organy powiadamiające, w należycie uzasadnionym oświadczeniu, poinformowały Komisję, że uważają powiadomienie za kompletne.

Organy powiadamiające stosują się do decyzji Komisji o zmianie lub cofnięciu decyzji o zwolnieniu w terminie miesiąca od otrzymania oraz informują o tym Komisję.

Komisja zapewnia poufność szczególnie chronionych informacji handlowych.

Zatwierdzenie przez Komisję decyzji o zwolnieniu wygasa dwa lata po dniu jej przyjęcia, jeżeli do tego czasu budowa połączenia wzajemnego jeszcze się nie rozpoczęła, oraz pięć lat po dniu jego przyjęcia, jeżeli do tego czasu połączenie wzajemne nie rozpoczęło działalności, chyba że Komisja zadecyduje, na podstawie uzasadnionego wniosku organów powiadamiających, że wszelkie opóźnienia są spowodowane poważnymi przeszkodami pozostającymi poza kontrolą osoby, której przyznano zwolnienie.

9. W przypadku gdy organy regulacyjne danych państw członkowskich postanowią zmienić decyzję o zwolnieniu, niezwłocznie przekazują swoją decyzję Komisji, wraz ze wszelkimi istotnymi informacjami, które tej decyzji dotyczą. Do decyzji o zmianie decyzji o zwolnieniu stosuje się ust. 1–8, z uwzględnieniem specyficznych aspektów obowiązującego zwolnienia.

10. Komisja może, z własnej inicjatywy lub na wniosek, wznowić postępowanie dotyczące wniosku o zwolnienie, w przypadku gdy:

- a) należyte uwzględniając uzasadnione oczekiwania stron oraz równowagę gospodarczą osiągniętą w pierwotnej decyzji o zwolnieniu – jakiegokolwiek fakty, na których oparto tę decyzję, uległy istotnej zmianie;
- b) zainteresowane przedsiębiorstwa działają w sposób sprzeczny ze swoimi zobowiązaniami; lub
- c) decyzję podjęto na podstawie niekompletnych, nieprawidłowych lub wprowadzających w błąd informacji przekazanych przez strony.

11. Komisja jest uprawniona do przyjmowania aktów delegowanych zgodnie z art. 68, uzupełniających niniejsze rozporządzenie, dotyczących przyjęcia wytycznych w sprawie stosowania warunków określonych w ust. 1 niniejszego artykułu oraz określenia procedury, która ma być stosowana w celu zastosowania ust. 4 i 7–10 niniejszego artykułu.

*Artykuł 64***Odstępstwa**

1. Państwa członkowskie mogą stosować odstępstwa od odpowiednich przepisów art. 3 i 6, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 1 i 4, art. 9, 10 i 11, art. 14–17, art. 19 i 20–27, art. 35–47 i art. 51, pod warunkiem, że:

- a) państwo członkowskie jest w stanie wykazać, że doświadcza istotnych problemów w eksploatacji swoich małych systemów wydzielonych i małych systemów połączonych;
- b) regiony najbardziej oddalone w rozumieniu art. 349 TFUE nie mogą być połączone z unijnym rynkiem energii z oczywistych względów fizycznych.

W przypadku, o którym mowa w akapicie pierwszym lit. a), odstępstwo jest ograniczone w czasie i podlega warunkom mającym na celu zwiększenie konkurencji i integracji z rynkiem wewnętrznym energii elektrycznej.

W przypadku, o którym mowa w akapicie pierwszym lit. b), odstępstwo nie jest ograniczone w czasie.

Komisja informuje państwa członkowskie o tych wnioskach przed przyjęciem decyzji, zapewniając poufność szczególnie chronionych informacji handlowych.

Odstępstwo przyznawane na mocy niniejszego artykułu ma na celu zapewnienie, aby nie utrudniało ono przejścia na odnawialne źródła energii, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru.

W decyzji o przyznaniu odstępstwa Komisja określa, w jakim zakresie odstępstwo ma uwzględniać stosowanie kodeksów sieci i wytycznych dotyczących sieci.

2. Art. 3, 5 i 6, art. 7 ust. 1, art. 7 ust. 2 lit. c) i g), art. 8–17, art. 18 ust. 5 i 6, art. 19 i 20, art. 21 ust. 1, 2 oraz ust. 4–8, art. 22 ust. 5 lit. c), art. 22 ust. 2 lit. b) i c), art. 22 ust. 2 ostatni akapit, art. 23–27, art. 34 ust. 1, 2 i 3, art. 35–47, art. 48 ust. 2 oraz art. 49 i 51 nie mają zastosowania do Cypru do chwili połączenia jego systemu przesyłowego z systemami przesyłowymi innych państw członkowskich za pomocą połączeń wzajemnych.

Jeżeli system przesyłowy Cypru nie zostanie połączony z systemami przesyłowymi innych państw członkowskich za pomocą połączeń wzajemnych do dnia 1 stycznia 2026 r., Cypr oceni potrzebę uzyskania odstępstwa od tych przepisów i może przedłożyć Komisji wniosek o przedłużenie odstępstwa. Komisja ocenia, czy stosowanie przepisów może spowodować poważne problemy w eksploatacji systemu elektroenergetycznego na Cyprze, czy też należy oczekiwać, że ich zastosowanie do Cypru przyniesie korzyści dla funkcjonowania rynku. Na podstawie tej oceny Komisja wydaje uzasadnioną decyzję w sprawie pełnego lub częściowego przedłużenia odstępstwa. Decyzję tę publikuje się w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

▼ M2

2a. W drodze odstępstwa od art. 6 ust. 9, 10 i 11 Estonia, Łotwa i Litwa mogą zawierać umowy finansowe na moc bilansującą na okres do pięciu lat przed rozpoczęciem dostarczania mocy bilansującej. Okres obowiązywania takich umów nie przekracza ośmiu lat po przystąpieniu Estonii, Łotwy i Litwy do obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej.

Organy regulacyjne Estonii, Łotwy i Litwy mogą zezwolić swoim operatorom systemów przesyłowych na alokację międzyobszarowych zdolności przesyłowych w ramach procesu rynkowego określonego w art. 41 rozporządzenia (UE) 2017/2195, bez ograniczeń ilościowych, przez okres sześciu miesięcy od dnia pełnego wdrożenia i uruchomienia procesu koptymalizacji alokacji zgodnie z art. 38 ust. 3 tego rozporządzenia.

2b. W drodze odstępstwa od art. 22 ust. 4 lit. b) państwa członkowskie mogą wystąpić z wnioskiem o to, aby zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej i ponad 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh mocy zainstalowanej, mogły – z zastrzeżeniem zgodności z art. 107 i 108 TFUE – w drodze wyjątku posiadać zobowiązania lub otrzymywać płatności lub zobowiązania dotyczące przyszłych płatności po dniu 1 lipca 2025 r. w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych zatwierdzonego przez Komisję przed dniem 4 lipca 2019 r.

2c. Komisja ocenia skutki wniosku, o którym mowa w ust. 2b, pod względem emisji gazów cieplarnianych. Komisja może przyznać odstępstwo po dokonaniu oceny sprawozdania, o którym mowa w ust. 2d, jeżeli spełnione są następujące warunki:

- a) w dniu 4 lipca 2019 r. lub po tym dniu państwo członkowskie przeprowadziło konkurencyjny proces przetargowy zgodnie z art. 22 i na okres dostawy po dniu 1 lipca 2025 r., którego celem jest maksymalizacja udziału dostawców zdolności wytwórczych spełniających wymogi określone w art. 22 ust. 4;
- b) ilość zdolności wytwórczych oferowanych w konkurencyjnym procesie przetargowym, o którym mowa w lit. a) niniejszego ustępu, nie jest wystarczająca, aby rozwiązać problem związany z wystarczalnością stwierdzony na podstawie art. 20 ust. 1 w okresie dostaw, którego dotyczy ten proces przetargowy;
- c) zdolności wytwórcze emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej posiadają zobowiązania lub otrzymują płatności lub zobowiązania dotyczące przyszłych płatności przez okres nieprzekraczający jednego roku i na okres dostawy, który nie przekracza okresu obowiązywania odstępstwa, a także zostają zamówione poprzez dodatkowy proces udzielania zamówień, który spełnia wszystkie wymogi przewidziane w art. 22, z wyjątkiem wymogów określonych w ust. 4 lit. b) tego artykułu i wyłącznie na ilość zdolności niezbędną do zaradzenia problemowi związanemu z wystarczalnością, o którym mowa w lit. b) tego ustępu.

Odstępstwo przewidziane w niniejszym ustępie może być stosowane do dnia 31 grudnia 2028 r., jeżeli przez cały okres obowiązywania odstępstwa spełnione są warunki w nim określone.

▼ M2

2d. Do wniosku o odstępstwo, o którym mowa w ust. 2b, dołącza się sprawozdanie państwa członkowskiego, które zawiera:

- a) ocenę wpływu odstępstwa pod względem emisji gazów cieplarnianych oraz na przejście w kierunku energii ze źródeł odnawialnych, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru;
- b) plan z celami pośrednimi dotyczący odchodzenia od udziału zdolności wytwórczych, o których mowa w ust. 2b, w mechanizmach zdolności wytwórczych do dnia wygaśnięcia odstępstwa, w tym plan pozyskania niezbędnych zdolności zastępczych zgodnie z orientacyjną krajową trajektorią ogólnego udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz ocenę barier inwestycyjnych powodujących brak wystarczających ofert w konkurencyjnym procesie przetargowym, o którym mowa w ust. 2c lit. a).

▼ B

3. Niniejsze rozporządzenie nie wpływa na stosowanie odstępstw przyznanych na mocy art. 66 dyrektywy (UE) 2019/944.

4. W odniesieniu do osiągnięcia docelowego poziomu połączeń międzysystemowych na 2030 r., jak określono w rozporządzeniu (UE) 2018/1999, należy uwzględnić się połączenia elektroenergetyczne między Maltą a Włochami.

*Artykuł 65***Przekazywanie informacji oraz poufność**

1. Państwa członkowskie oraz organy regulacyjne przekazują Komisji, na wniosek, wszelkie informacje niezbędne do celów egzekwowania niniejszego rozporządzenia.

Komisja ustala rozsądny termin, w jakim należy przekazywać informacje, uwzględniając stopień złożoności i pilności wymaganych informacji.

2. Jeżeli państwo członkowskie lub organ regulacyjny, którego to dotyczy, nie przekazał informacji, o których mowa w ust. 1, w terminie, o którym mowa w ust. 1, Komisja może zwrócić się o wszelkie informacje niezbędne do celów egzekwowania niniejszego rozporządzenia bezpośrednio do przedsiębiorstw, których to dotyczy.

Wysyłając przedsiębiorstwu wniosek o udzielenie informacji, Komisja przesyła równocześnie kopię tego wniosku do organów regulacyjnych państwa członkowskiego, na którego terytorium znajduje się siedziba przedsiębiorstwa.

3. W swoim wniosku o udzielenie informacji na podstawie ust. 1 Komisja wskazuje podstawę prawną wniosku, termin, w jakim informacja ma zostać przekazana, cel wniosku, a także sankcje przewidziane w art. 66 ust. 2 za dostarczenie nieprawdziwych, niepełnych lub wprowadzających w błąd informacji.

4. Informacji, o których udzielenie się zwrócono, dostarczają właściciele przedsiębiorstwa lub ich przedstawiciele, a w przypadku osób prawnych, osoby fizyczne uprawnione do reprezentowania przedsiębiorstwa zgodnie z prawem lub ich statutem. W przypadku gdy do dostarczenia informacji w imieniu ich klienta upoważnieni są prawnicy, klient ponosi w pełni odpowiedzialność w przypadku gdy dostarczone informacje są nieprawdziwe, niepełne lub wprowadzają w błąd.

▼B

5. W przypadku gdy przedsiębiorstwo nie przekaze informacji, o których udzielenie się zwrócono, w wyznaczonym przez Komisję terminie lub dostarczy niepełnych informacji, Komisja może wymagać przekazania tych informacji w drodze decyzji. W decyzji tej określa się wymagane informacje oraz wskazuje odpowiedni termin, w jakim informacje mają zostać dostarczone. W decyzji tej informuje się o sankcjach przewidzianych w art. 66 ust. 2. Zawiera ona również informacje o prawie do kontroli tej decyzji przez Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

Komisja wysyła równocześnie kopię swojej decyzji do organów regulacyjnych państwa członkowskiego, na którego terytorium znajduje się miejsce zamieszkania osoby lub siedziba przedsiębiorstwa.

6. Informacje, o których mowa w ust. 1 i 2, wykorzystuje się jedynie do celów egzekwowania niniejszego rozporządzenia.

Komisja nie ujawnia informacji, które uzyskano zgodnie z niniejszym rozporządzeniem w przypadku, gdy informacje te są objęte tajemnicą zawodową.

*Artykuł 66***Sankcje**

1. Bez uszczerbku dla ust. 2 niniejszego artykułu, państwa członkowskie ustanawiają przepisy dotyczące sankcji mających zastosowanie w przypadku naruszeń niniejszego rozporządzenia, kodeksów sieci przyjętych na podstawie art. 59 i wytycznych przyjętych na podstawie art. 61 oraz podejmują wszelkie niezbędne środki w celu zapewnienia ich wykonywania. Przewidziane sankcje muszą być skuteczne, proporcjonalne i odstraszające. Państwa członkowskie niezwłocznie powiadamiają Komisję o tych przepisach i środkach, a także powiadamiają ją niezwłocznie o wszelkich późniejszych zmianach, które ich dotyczą.

2. Komisja może w drodze decyzji nałożyć na przedsiębiorstwa grzywnę nieprzekraczającą 1 % wartości całkowitego obrotu w poprzedzającym roku obrotowym, w przypadku gdy przedsiębiorstwa te umyślnie lub poprzez zaniedbanie, w odpowiedzi na wniosek przesłany zgodnie z art. 65 ust. 3, dostarczyły nieprawdziwe, niepełne lub wprowadzające w błąd informacje, lub nie dostarczyły informacji w terminie ustalonym w decyzji podjętej zgodnie z art. 65 ust. 5 akapit pierwszy. Przy ustalaniu wysokości grzywny Komisja uwzględni powagę naruszenia wymogów, o których mowa w ust. 1 niniejszego artykułu.

3. Sankcje przewidziane zgodnie z ust. 1 oraz wszelkie decyzje podejmowane zgodnie z ust. 2 nie mogą mieć charakteru karnoprawnego.

*Artykuł 67***Procedura komitetowa**

1. Komisję wspomaga komitet ustanowiony na mocy art. 68 dyrektywy (UE) 2019/944. Komitet ten jest komitetem w rozumieniu rozporządzenia (UE) nr 182/2011.

2. W przypadku odesłania do niniejszego ustępu stosuje się art. 5 rozporządzenia (UE) nr 182/2011.

*Artykuł 68***Wykonywanie przekazanych uprawnień**

1. Powierzenie Komisji uprawnień do przyjmowania aktów delegowanych podlega warunkom określonym w niniejszym artykule.

2. Uprawnienia do przyjmowania aktów delegowanych, o których mowa w art. 34 ust. 3, art. 49 ust. 4, art. 59 ust. 2, art. 61 ust. 2 i art. 63 ust. 11, powierza się Komisji na okres do dnia 31 grudnia 2028 r. Komisja sporządza sprawozdanie dotyczące przekazania uprawnień nie później niż dziewięć miesięcy przed końcem tego okresu lub, w stosownych przypadkach, przed końcem następnego okresu. Przekazanie uprawnień zostaje automatycznie przedłużone na okresy ośmiu lat, chyba że Parlament Europejski lub Rada sprzeciwią się takiemu przedłużeniu nie później niż trzy miesiące przed końcem każdego okresu.

3. Przekazanie uprawnień, o którym mowa w art. 34 ust. 3, art. 49 ust. 4, art. 59 ust. 2, art. 61 ust. 2 oraz art. 63 ust. 11, może zostać w dowolnym momencie odwołane przez Parlament Europejski lub przez Radę. Decyzja o odwołaniu kończy przekazanie określonych w niej uprawnień. Decyzja o odwołaniu staje się skuteczna następnego dnia po jej opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej* lub w późniejszym terminie określonym w tej decyzji. Nie wpływa ona na ważność już obowiązujących aktów delegowanych.

4. Przed przyjęciem aktu delegowanego Komisja konsultuje się z ekspertami wyznaczonymi przez każde państwo członkowskie zgodnie z zasadami określonymi w Porozumieniu międzyinstytucjonalnym z dnia 13 kwietnia 2016 r. w sprawie lepszego stanowienia prawa.

5. Niezwłocznie po przyjęciu aktu delegowanego Komisja przekazuje go równocześnie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie.

6. Akt delegowany przyjęty na podstawie art. 34 ust. 3, art. 49 ust. 4, art. 59 ust. 2, art. 61 ust. 2 oraz art. 63 ust. 11 wchodzi w życie tylko wówczas, gdy ani Parlament Europejski, ani Rada nie wyraziły sprzeciwu w terminie dwóch miesięcy od przekazania tego aktu Parlamentowi Europejskiemu i Radzie, lub gdy, przed upływem tego terminu, zarówno Parlament Europejski, jak i Rada poinformowały Komisję, że nie wniosą sprzeciwu. Termin ten przedłuża się o dwa miesiące z inicjatywy Parlamentu Europejskiego lub Rady.

*Artykuł 69***Przeglądy i sprawozdania Komisji**

1. Do dnia 1 lipca 2025 r. Komisja dokona przeglądu obowiązujących kodeksów sieci i wytycznych, aby ocenić które z ich postanowień mogłyby zostać odpowiednio włączone do aktów ustawodawczych Unii dotyczących wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także jak można by weryfikować uprawnienia w odniesieniu do kodeksów sieci i wytycznych określone w art. 59 i 59.

Komisja przedłoży w tym samym terminie szczegółowe sprawozdanie ze swojej oceny Parlamentowi Europejskiemu i Radzie.

▼B

Do dnia 31 grudnia 2026 r., Komisja, w stosownych przypadkach, przedłoży wnioski ustawodawcze w oparciu o swoją ocenę.

▼M2

2. Do dnia 30 czerwca 2026 r. Komisja dokonuje przeglądu niniejszego rozporządzenia oraz przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie kompleksowe sprawozdanie w oparciu o ten przegląd, w stosownych przypadkach wraz z wnioskiem ustawodawczym.

Sprawozdanie Komisji poddaje ocenie między innymi:

- a) skuteczność obecnej struktury i funkcjonowanie krótkoterminowych rynków energii elektrycznej, w tym w sytuacjach kryzysowych lub nadzwyczajnych, oraz, bardziej ogólnie, potencjalną nieefektywność wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz różne możliwości wprowadzenia możliwych środków zaradczych i narzędzi, które mają być stosowane w sytuacjach kryzysowych lub nadzwyczajnych, w świetle doświadczeń na poziomie międzynarodowym oraz ewolucji i rozwoju sytuacji na wewnętrznym rynku energii elektrycznej;
- b) adekwatność obecnych unijnych ram prawnych i finansowych dotyczących sieci dystrybucyjnych do osiągnięcia celów Unii w zakresie odnawialnych źródeł energii i wewnętrznego rynku energii;
- c) zgodnie z art. 19a potencjał i wykonalność ustanowienia jednej lub kilku unijnych platform rynkowych dla PPA, które mają być stosowane na zasadzie dobrowolności, w tym interakcję tych potencjalnych platform z innymi istniejącymi platformami rynku energii elektrycznej oraz łączenie popytu na PPA w drodze agregacji.

3. Do dnia 17 stycznia 2025 r. Komisja przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie szczegółowe sprawozdanie oceniające możliwości usprawnienia i uproszczenia procesu stosowania mechanizmu zdolności wytwórczych na mocy rozdziału IV, aby zapewnić państwom członkowskim możliwość terminowego rozwiązania problemów z wystarczalnością. W tym kontekście Komisja w stosownych przypadkach zwraca się do ACER o zmianę metodyki oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23, zgodnie z – w stosownych przypadkach – art. 23 i 27.

Do 17 kwietnia 2025 r. Komisja po konsultacjach z państwami członkowskimi przedstawia w stosownych przypadkach wnioski mające na celu usprawnienie i uproszczenie procesu oceny mechanizmów zdolności wytwórczych.

*Artykuł 69a***Interakcja z finansowymi aktami prawnymi Unii**

Niniejsze rozporządzenie pozostaje bez uszczerbku dla stosowania rozporządzeń (UE) nr 648/2012 i (UE) nr 600/2014 oraz dyrektywy (UE) 2014/65/UE w odniesieniu do działalności uczestników rynku lub operatorów rynku związanej z instrumentami finansowymi zdefiniowanymi w art. 4 ust. 1 pkt 15 dyrektywy 2014/65/UE.

▼B*Artykuł 70***Uchylenie**

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009 traci moc. Odesłania do uchylonego rozporządzenia odczytuje się jako odesłania do niniejszego rozporządzenia zgodnie z tabelą korelacji w załączniku III.

*Artykuł 71***Wejście w życie**

1. Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.
2. Niniejsze rozporządzenie stosuje się od dnia 1 stycznia 2020 r.

Niezależnie od akapitu pierwszego, art. 14, 15, art. 22 ust. 4, art. 23 ust. 3 i 6, art. 35, 36 i 62 stosuje się od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. Do celów wykonania art. 14 ust. 7 i art. 15 ust. 2, art. 16 również stosuje się od tego dnia.

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

▼ B*ZALĄCZNIK I*

ZADANIA REGIONALNYCH CENTRÓW KOORDYNACYJNYCH

1. Skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych
 - 1.1 Regionalne centra koordynacyjne dokonują skoordynowanego wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych.

▼ M2

- 1.2. Skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dokonuje się dla wszystkich przedziałów czasowych alokacji.

▼ B

- 1.3 Skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych odbywa się w oparciu o metody opracowane na podstawie wytycznych w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
- 1.4 Skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dokonuje się w oparciu o wspólny model sieci zgodnie z pkt 3.
- 1.5 Skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zapewnia efektywne zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi zgodnie z zasadami zarządzania ograniczeniami przesyłowymi określonymi w niniejszym rozporządzeniu.
2. Skoordynowana analiza bezpieczeństwa
 - 2.1 Regionalne centra koordynacyjne przeprowadzają skoordynowaną analizę bezpieczeństwa mającą na celu zapewnienie bezpiecznej pracy systemu.
 - 2.2 Analizę bezpieczeństwa przeprowadza się dla wszystkich przedziałów czasowych planowania operacyjnego, od przedziału następnego roku do przedziału dnia bieżącego, z wykorzystaniem wspólnych modeli sieci.
 - 2.3 Skoordynowanej analizie bezpieczeństwa dokonuje się w oparciu o metody opracowane na podstawie wytycznych dotyczących pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
 - 2.4 Regionalne centra koordynacyjne udostępniają wyniki skoordynowanej analizy bezpieczeństwa przynajmniej operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu.
 - 2.5 Jeżeli w wyniku skoordynowanej analizy bezpieczeństwa regionalne centrum koordynacyjne wykryje ewentualne ograniczenie, opracowuje działania zaradcze służące maksymalizacji efektywności i skuteczności ekonomicznej.
3. Tworzenie wspólnych modeli sieci
 - 3.1 Regionalne centra koordynacyjne ustanawiają efektywne procesy tworzenia wspólnego modelu sieci dla każdego przedziału czasowego planowania operacyjnego, od przedziału następnego roku do przedziału dnia bieżącego.
 - 3.2 Operatorzy systemów przesyłowych wyznaczają jedno centrum koordynacyjne do celów stworzenia ogólnounijnych wspólnych modeli sieci.
 - 3.3 Wspólne modele sieci tworzone są na podstawie metod opracowanych zgodnie z wytycznymi dotyczącymi pracy systemu przesyłowego oraz wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
 - 3.4 Wspólne modele sieci uwzględniają istotne dane do celów efektywnego planowania operacyjnego i wyznaczania zdolności przesyłowych we wszystkich przedziałach czasowych planowania operacyjnego, od przedziału następnego roku do przedziału dnia bieżącego.

▼ B

- 3.5 Wspólne modele sieci udostępnia się wszystkim regionalnym centrom koordynacyjnym, operatorom systemów przesyłowych, ENTSO energii elektrycznej oraz, na wniosek, ACER.
4. Wsparcie w zakresie oceny spójności stosowanych dla operatorów systemów przesyłowych planów obrony przed zagrożeniami oraz planów odbudowy systemu
 - 4.1 Regionalne centra koordynacyjne udzielają wsparcia operatorom systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu w zakresie dokonywania oceny spójności stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych planów obrony przed zagrożeniami oraz planów odbudowy systemu zgodnie z procedurami określonymi w kodeksie sieci dotyczącym stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych przyjętymi na podstawie art. 6 ust. 11 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
 - 4.2 Wszyscy operatorzy systemów przesyłowych uzgadniają pułap, powyżej którego wpływ działań podejmowanych przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych w stanie zagrożenia, stanie zaniku zasilania lub stanie odbudowy systemu uznaje się za znaczący dla innych operatorów systemów przesyłowych wzajemnie połączonych synchronicznie lub niesynchronicznie.
 - 4.3 Udzielając wsparcia operatorom systemów przesyłowych, regionalne centrum koordynacyjne:
 - a) identyfikuje potencjalne niezgodności;
 - b) proponuje działania zaradcze.
 - 4.4 Operatorzy systemów przesyłowych oceniają i uwzględniają proponowane działania zaradcze.
5. Wsparcie koordynacji i optymalizacji procesu odbudowy systemu na poziomie regionalnym
 - 5.1 Każde odpowiednie regionalne centrum koordynacyjne wspiera operatorów systemów przesyłowych wyznaczonych na liderów częstotliwości i liderów resynchronizacji zgodnie z kodeksem sieci dotyczącym stanu zagrożenia i stanu odbudowy przyjętym na podstawie art. 6 ust. 11 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 w celu poprawy efektywności i skuteczności procesu odbudowy systemu. Operatorzy systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu określają rolę regionalnego centrum koordynacyjnego dotyczącą wsparcia na rzecz koordynacji i optymalizacji procesu odbudowy systemu na poziomie regionalnym.
 - 5.2 Operatorzy systemów przesyłowych mogą zwracać się o pomoc do regionalnych centrów koordynacyjnych, jeżeli ich system znajduje się w stanie zaniku zasilania lub stanie odbudowy systemu.
 - 5.3 Regionalne centra koordynacyjne wyposaża się w systemy kontroli nadzorczej i pozyskiwania danych działające w czasie zbliżonym do czasu rzeczywistego z poziomem obserwowalności określonym przy zastosowaniu pułapu, o którym mowa pkt 4.2.
6. Analiza i sprawozdawczość poeksploatacyjna i pozakłóceńowa
 - 6.1 Regionalne centra koordynacyjne badają każdy incydent powodujący przekroczenie pułapu, o którym mowa w pkt 4.2, oraz sporządzają z niego sprawozdanie. Organy regulacyjne w danym regionie pracy systemu oraz ACER mogą uczestniczyć w badaniu na swój wniosek. Sprawozdanie zawiera zalecenia, które mają na celu zapobiegać podobnym incydom w przyszłości.
 - 6.2 Regionalne centra koordynacyjne publikują sprawozdanie. ACER może wydawać zalecenia mające na celu zapobieganie podobnym incydom w przyszłości.
7. Określanie wielkości rezerwy mocy na poziomie regionalnym
 - 7.1 Regionalne centra koordynacyjne obliczają wymogi w zakresie rezerwy mocy dla danego regionu pracy systemu. Określanie wymogów w zakresie rezerwy mocy:

▼B

- a) służy ogólnemu celowi, jakim jest utrzymanie bezpieczeństwa pracy systemu w sposób jak najbardziej efektywny kosztowo;
 - b) przeprowadza się dla przedziałów czasowych obejmujących dzień następnny lub dzień bieżący, lub oba;
 - c) prowadzi do obliczenia łącznej wielkości wymaganej rezerwy mocy dla danego regionu pracy systemu;
 - d) określa minimalne wymogów w zakresie rezerwy mocy dla każdego rodzaju rezerwy mocy;
 - e) uwzględnia możliwości zastępowania poszczególnych rodzajów rezerw mocy innymi rodzajami rezerw mocy w celu zminimalizowania kosztów zakupu;
 - f) prowadzi do określenia niezbędnych wymogów na potrzeby ewentualnego podziału geograficznego wymaganej rezerwy mocy.
8. Ułatwianie zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym
- 8.1 Regionalne centra koordynacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu przy określaniu wielkości mocy bilansującej, którą należy zakupić. Określenie wielkości mocy bilansującej:
- a) przeprowadza się dla przedziałów czasowych obejmujących dzień następnny lub dzień bieżący, lub oba;
 - b) uwzględnia możliwości zastępowania poszczególnych rodzajów rezerw mocy innymi rodzajami rezerw mocy w celu zminimalizowania kosztów zakupu;
 - c) uwzględnia wielkość wymaganej rezerwy mocy, którą powinny zapewnić oferty zakupu energii bilansującej, których nie złożono w oparciu o umowę dotyczącą mocy bilansującej.
- 8.2. Regionalne centra koordynacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu przy nabywaniu wymaganej wielkości mocy bilansującej określonej zgodnie z pkt 8.1. Zakupy mocy bilansującej:
- a) przeprowadza się dla przedziałów czasowych obejmujących dzień następnny lub dzień bieżący, lub obu;
 - b) uwzględniają możliwości zastępowania poszczególnych rodzajów rezerw mocy innymi rodzajami rezerw mocy w celu zminimalizowania kosztów zakupów.
9. Oceny wystarczalności systemu na poziomie regionalnym sporządzane dla przedziałów czasowych od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia oraz przygotowanie działań zmniejszających ryzyko.
- 9.1 Regionalne centra koordynacyjne przeprowadzają oceny wystarczalności na poziomie regionalnym w przedziale czasowym od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia zgodnie z procedurą określoną w rozporządzeniu 2017/1485 oraz na podstawie metody opracowanej zgodnie z art. 8 rozporządzenia (UE) 2019/941.
- 9.2 Regionalne centra koordynacyjne opierają krótkoterminową ocenę wystarczalności na poziomie regionalnym na informacjach przekazanych przez operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu w celu wykrycia przypadków spodziewanego braku wystarczalności w którymkolwiek obszarze regulacyjnym lub na poziomie regionalnym. Regionalne centra koordynacyjne uwzględniają możliwe wymiany międzystrefowe oraz granice bezpieczeństwa pracy systemu we wszystkich odpowiednich przedziałach czasowych planowania operacyjnego.
- 9.3 Przeprowadzając ocenę wystarczalności systemu na poziomie regionalnym, każde regionalne centrum koordynacyjne koordynuje swoje prace z innymi regionalnymi centrami koordynacyjnymi w celu:
- a) weryfikacji założeń i prognoz bazowych;
 - b) wykrycia ewentualnych przypadków braku wystarczalności w wymiarze międzyregionalnym.

▼B

- 9.4 Każde regionalne centrum koordynacyjne dostarcza operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu oraz innym regionalnym centróm koordynacyjnym wyniki ocen wystarczalności systemowej na poziomie regionalnym wraz z propozycją działań mających na celu zmniejszenie ryzyka braku wystarczalności.
10. Regionalna koordynacja planowania wyłączeń
- 10.1 Każde regionalne centrum koordynacyjne prowadzi regionalną koordynację wyłączeń zgodnie z procedurami określonymi w wytycznych w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) 714/2009 w celu monitorowania stanu dostępności odpowiednich aktywów oraz koordynacji ich planów dostępności, aby zapewnić operacyjne bezpieczeństwo pracy systemu przesyłowego przy maksymalizacji zdolności połączeń wzajemnych lub systemów przesyłowych mających wpływ na przepływy międzystrefowe.
- 10.2 Każde regionalne centrum koordynacyjne prowadzi jeden wykaz istotnych elementów sieci, modułów wytwarzania energii i instalacji odbiorczych w danym regionie pracy systemu oraz udostępnia go w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO energii elektrycznej.
- 10.3 Każde regionalne centrum koordynacyjne prowadzi następujące działania związane z koordynacją wyłączeń w danym regionie pracy systemu:
- a) ocena zgodności planowania wyłączeń z wykorzystaniem sporządzanych przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych planów dostępności na następny rok;
 - b) udostępnianie operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu wykazu wykrytych niezgodności planowania oraz proponowanych rozwiązań mających na celu wyeliminowanie tych niezgodności.
11. Optymalizacja mechanizmów rozliczania rekompensat międzyoperator-
skich
- 11.1 Operatorzy systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu mogą wspólnie zdecydować o potrzebie otrzymania wsparcia regionalnego centrum koordynacyjnego przy administrowaniu przepływami finansowymi związanymi z rozliczeniami międzyoperatorskimi, które dotyczą więcej niż dwóch operatorów systemów przesyłowych, takich jak koszty redysponowania, dochód z ograniczeń przesyłowych, niezamierzone odchylenia lub koszty zakupu rezerw.
12. Szkolenia i certyfikacja personelu pracującego dla regionalnych centrów koordynacyjnych
- 12.1. Regionalne centra koordynacyjne opracowują i realizują szkolenia i programy certyfikacji skupiające się na pracy systemu w regionie, skierowane do personelu pracującego w regionalnych centrach koordynacyjnych.
- 12.2 Szkolenia obejmują wszystkie istotne elementy pracy systemu, w zakresie zadań wykonywanych przez regionalne centrum koordynacyjne, w tym regionalne scenariusze kryzysowe.
13. Określanie regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego
- 13.1 Jeżeli ENTSO energii elektrycznej zleciła tę funkcję, regionalne centra koordynacyjne określają regionalne energetyczne scenariusze kryzysowe zgodnie z kryteriami określonymi w art. 6 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/941.

Określanie regionalnych energetycznych scenariuszy kryzysowych dokonywane jest zgodnie z metodą określoną w art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/941.

▼B

- 13.2 Regionalne centra koordynacyjne wspierają właściwe organy w każdym regionie pracy systemu, na ich wniosek, w przygotowywaniu i przeprowadzaniu symulacji kryzysu zgodnie z art. 12 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2019/941, którą przeprowadza się co dwa lata.
14. Ustalanie zapotrzebowania na nowe zdolności przesyłowe, modernizację istniejących zdolności przesyłowych lub środki alternatywne
- 14.1 Regionalne centra koordynacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych w ustalaniu zapotrzebowania na nowe zdolności przesyłowe, modernizację istniejących zdolności przesyłowych lub środki alternatywne, które mają być przedłożone grupom regionalnym ustanowionym na mocy rozporządzenia (UE) nr 347/2013 oraz uwzględnione w dziesięcioletnim planie rozwoju sieci, o którym mowa w art. 51 dyrektywy (UE) 2019/944.
15. Wyliczanie maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych dostępnych na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych w mechanizmach zdolności wytwórczych
- 15.1 Regionalne centra koordynacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych w wyliczaniu maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych dostępnych na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych w mechanizmach zdolności wytwórczych, z uwzględnieniem oczekiwanej dostępności połączenia wzajemnego oraz prawdopodobnego zbieżnego wystąpienia przeciążenia systemu między systemem, w którym stosowany jest mechanizm, a systemem, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze.
- 15.2 Wyliczanie to dokonywane jest zgodnie z metodą określoną w art. 26 ust. 11 lit. a).
- 15.3 Regionalne centra koordynacyjne dokonują wyliczenia dla każdej granicy obszaru rynkowego objętej zasięgiem danego regionu pracy systemu.
16. Przygotowanie sezonowych ocen wystarczalności
- 16.1 Jeśli ENTSO energii elektrycznej deleguje tę funkcję zgodnie z art. 9 rozporządzenia (UE) 2019/941, regionalne centra koordynacyjne przygotowują sezonowe oceny wystarczalności na poziomie regionalnym.
- 16.2 Sezonowe oceny wystarczalności przygotowuje się na podstawie metody opracowanej zgodnie z art. 8 rozporządzenia (UE) 2019/941.



ZAŁĄCZNIK II

UCHYLONE ROZPORZĄDZENIE I WYKAZ JEGO KOLEJNYCH ZMIAN

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 Dz.U. L 115 z 25.4.2013, s. 39)	art. 8 ust. 3 lit. a) art. 8 ust. 10 lit. a) art. 11 art. 18 ust. 4a art. 23 ust. 3
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)	załącznik I pkt 5.5–5.9



ZAAŁĄCZNIK III

TABELA KORELACJI

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
—	art. 1 lit. a)
—	art. 1 lit. b)
art. 1 lit. a)	art. 1 lit. c)
art. 1 lit. b)	art. 1 lit. d)
art. 2 ust. 1	art. 2 pkt 1
art. 2 ust. 2 lit. a)	art. 2 pkt 2
art. 2 ust. 2 lit. b)	art. 2 pkt 3
art. 2 ust. 2 lit. c)	art. 2 pkt 4
art. 2 ust. 2 lit. d)	—
art. 2 ust. 2 lit. e)	—
art. 2 ust. 2 lit. f)	—
art. 2 ust. 2 lit. g)	art. 2 ust. 5
—	art. 2 ust. 2 pkt 6–71
—	art. 3
—	art. 4
—	art. 5
—	art. 6
—	art. 7
—	art. 8
—	art. 9
—	art. 10
—	art. 11
—	art. 12
—	art. 13
—	art. 14
—	art. 15
art. 16 ust. 1–3	art. 16 ust. 1–4
—	art. 16 ust. 5–8
art. 16 ust. 4–5	art. 16 ust. 9–11
—	art. 16 ust. 12 i 13
—	art. 17
art. 14 ust. 1	art. 18 ust. 1
—	art. 18 ust. 2
art. 14 ust. 2–5	art. 18 ust. 3–6
—	art. 18 ust. 7–11
—	art. 19 ust. 1
art. 16 ust. 6	art. 19 ust. 2 i 3

▼B

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
—	art. 19 ust. 4–5
—	art. 20
—	art. 21
—	art. 22
art. 8 ust. 4	art. 23 ust. 1
—	art. 23 ust. 2–7
—	art. 25
—	art. 26
—	art. 27
art. 4	art. 28 ust. 1
—	art. 28 ust. 2
art. 5	art. 29 ust. 1–4
—	art. 29 ust. 5
art. 8 ust. 2 (zdanie pierwsze)	art. 30 ust. 1 lit. a)
art. 8 ust. 3 lit. b)	art. 30 ust. 1 lit. b)
—	art. 30 ust. 1 lit. c)
art. 8 ust. 3 lit. c)	art. 30 ust. 1 lit. d)
—	art. 30 ust. 1 lit. e) i f)
—	art. 30 ust. 1 lit. g) i h)
art. 8 ust. 3 lit. a)	art. 30 ust. 1 lit. i)
art. 8 ust. 3 lit. d)	art. 30 ust. 1 lit. j)
—	art. 30 ust. 1 lit. k)
art. 8 ust. 3 lit. e)	art. 30 ust. 1 lit. l)
—	art. 30 ust. 1 lit. m) – o)
—	art. 30 ust. 2 i 3
art. 8 ust. 5	art. 30 ust. 4
art. 8 ust. 9	art. 30 ust. 5
art. 10	art. 31
art. 9	art. 32
art. 11	art. 33
art. 12	art. 34
—	art. 35
—	art. 36
—	art. 37
—	art. 38
—	art. 39
—	art. 40
—	art. 41

▼B

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
—	art. 42
—	art. 43
—	art. 44
—	art. 45
—	art. 46
—	art. 47
art. 8 ust. 10	art. 48
art. 13	art. 49
art. 2 ust. 2 (akapit ostatni)	art. 49 ust. 7
art. 15	art. 450 ust. 1–6
załącznik I pkt 5.10	art. 50 ust. 7
art. 3	art. 51
—	art. 52
—	art. 53
—	art. 54
—	art. 55
—	art. 56
—	art. 57
—	art. 58
art. 8 ust. 6	art. 59 ust. 1 lit. a),b) i c)
—	art. 59 ust. 1 lit. d)–e)
—	art. 59 ust. 2
art. 6 ust. 1	art. 59 ust. 3
art. 6 ust. 2	art. 59 ust. 4
art. 6 ust. 3	art. 59 ust. 5
—	art. 59 ust. 6
art. 6 ust. 4	art. 59 ust. 7
art. 6 ust. 5	art. 59 ust. 8
art. 6 ust. 6	art. 59 ust. 9
art. 8 ust. 1	art. 59 ust. 10
art. 6 ust. 7	—
art. 6 ust. 8	—
art. 6 ust. 9 i 10	art. 59 ust. 11 i 12
art. 6 ust. 11	art. 59 ust. 13 i 14
art. 6 ust.12	art. 59 ust. 15
art. 8 ust. 2	art. 59 ust. 15
—	art. 60 ust. 1

▼B

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
art. 7 ust. 1	art. 60 ust. 2
art. 7 ust. 2	art. 60 ust. 3
art. 7 ust. 3	—
art. 7 ust. 4	—
—	art. 61 ust. 1
—	art. 61 ust. 2
art. 18 ust. 1	art. 61 ust. 3
art. 18 ust. 2	—
art. 18 ust. 3	art. 61 ust. 4
art. 18 ust. 4	—
art. 18 ust. 4a	art. 61 ust. 5
art. 18 ust. 5	art. 61 ust. 5 i 6
art. 19	—
art. 21	art. 62
art. 17	art. 63
—	art. 64
art. 20	art. 65
art. 22	art. 66
art. 23	art. 67
art. 24	—
—	art. 68
—	art. 69
art. 25	art. 70
art. 26	art. 71