



#### Spis treści

#### I Akty ustawodawcze

##### ROZPORZĄDZENIA

- ★ **Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE<sup>(1)</sup> ..... 1**
- ★ **Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki<sup>(1)</sup> 22**
- ★ **Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej<sup>(1)</sup> ..... 54**

##### DYREKTYWY

- ★ **Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE<sup>(1)</sup> ..... 125**

<sup>(1)</sup> Tekst mający znaczenie dla EOG.



## I

(Akty ustawodawcze)

## ROZPORZĄDZENIA

### ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2019/941

z dnia 5 czerwca 2019 r.

w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

PARLAMENT EUROPEJSKI I RADA UNII EUROPEJSKIEJ,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w szczególności jego art. 194 ust. 2,

uwzględniając wniosek Komisji Europejskiej,

po przekazaniu projektu aktu ustawodawczego parlamentom narodowym,

uwzględniając opinię Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego <sup>(1)</sup>,

uwzględniając opinię Komitetu Regionów <sup>(2)</sup>,

stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą <sup>(3)</sup>,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Sektor energii elektrycznej w Unii przechodzi głęboką transformację, który to proces charakteryzuje się większym stopniem decentralizacji rynku, większą liczbą podmiotów, wyższym udziałem energii ze źródeł odnawialnych oraz lepiej powiązаныmi systemami. W odpowiedzi na to, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 <sup>(4)</sup> oraz dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 <sup>(5)</sup> zmierzają do poprawy ram prawnych regulujących unijny wewnętrzny rynek energii, tak aby zapewnić optymalne funkcjonowanie rynków i sieci, z korzyścią dla przedsiębiorstw i obywateli Unii. Niniejsze rozporządzenie ma się również przyczynić do realizacji celów unii energetycznej, której nieodłącznymi elementami są bezpieczeństwo energetyczne, solidarność, zaufanie i ambitna polityka klimatyczna.
- (2) Dobrze funkcjonujące rynki i systemy, z odpowiednimi połączeniami elektroenergetycznymi, są najlepszą gwarancją bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jednak nawet gdy rynki i systemy funkcjonują właściwie i są powiązane, nie można nigdy wykluczyć ryzyka wystąpienia kryzysu elektroenergetycznego w wyniku klęsk żywiołowych, takich jak ekstremalne warunki pogodowe, celowych ataków czy niedoborów paliwa. Skutki kryzysów elektroenergetycznych wykraczają często poza granice krajowe. Nawet w przypadku, kiedy kryzysy te początkowo mają zasięg lokalny, ich skutki mogą szybko rozprzestrzenić się poza granicami krajowymi. Niektóre wyjątkowe okoliczności, takie jak fale mrozów, fale upałów czy też cyberataki, mogą zagrozić równocześnie całym regionom.

<sup>(1)</sup> Dz.U. C 288 z 31.8.2017, s. 91.

<sup>(2)</sup> Dz.U. C 342 z 12.10.2017, s. 79.

<sup>(3)</sup> Stanowisko Parlamentu Europejskiego z dnia 26 marca 2019 r. (dotychczas nieopublikowane w Dzienniku Urzędowym) i decyzja Rady z dnia 22 maja 2019 r.

<sup>(4)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (zob. s. 54 niniejszego Dziennika Urzędowego).

<sup>(5)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (zob. s. 125 niniejszego Dziennika Urzędowego).

- (3) W kontekście powiązanych rynków i systemów energii elektrycznej kwestii zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym i zarządzania kryzysowego nie można uznawać za zadanie o charakterze wyłącznie krajowym. Należy lepiej wykorzystać potencjał współpracy regionalnej do wprowadzania wydajniejszych i mniej kosztownych środków. Wspólne ramy zasad i lepiej skoordynowane procedury są niezbędne, aby zapewnić skuteczną współpracę państw członkowskich i innych podmiotów poza granicami krajowymi w duchu zwiększonej przejrzystości, zaufania i solidarności między państwami członkowskimi.
- (4) W dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2005/89/WE<sup>(6)</sup> ustanowiono niezbędne środki, jakie państwa członkowskie powinny podjąć w celu zapewnienia ogólnego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przepisy tej dyrektywy zostały w dużej mierze zastąpione późniejszymi aktami ustawodawczymi, w szczególności w odniesieniu do: sposobu, w jaki rynki energii elektrycznej powinny być zorganizowane, aby zapewnić dostępność wystarczającego potencjału; sposobu, w jaki operatorzy systemów przesyłowych powinni współpracować w celu zagwarantowania stabilności systemu; a także odnośnie do zapewnienia istnienia odpowiedniej infrastruktury. Niniejsze rozporządzenie dotyczy kwestii zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym i zarządzania takimi kryzysami.
- (5) Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485<sup>(7)</sup> i (UE) 2017/2196<sup>(8)</sup> stanowią zbiór szczegółowych przepisów określających sposób, w jaki operatorzy systemów przesyłowych i inne odpowiednie zainteresowane strony powinny działać i współpracować na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa systemu. Wspomniane przepisy techniczne powinny zapewnić skuteczne reagowanie na większość incydentów związanych z energią elektryczną na poziomie operacyjnym. Niniejsze rozporządzenie obejmuje kryzysy elektroenergetyczne, które charakteryzują się większą skalą i skutkami. Określa ono, co państwa członkowskie powinny zrobić, aby zapobiegać takim kryzysom, oraz jakie środki mogą podejmować w przypadkach, gdy same przepisy dotyczące pracy systemu nie wystarczają. Nawet podczas kryzysów elektroenergetycznych należy w dalszym ciągu w pełni przestrzegać zasad pracy systemu, a niniejsze rozporządzenie powinno być spójne z rozporządzeniem (UE) 2017/2196.
- (6) Niniejsze rozporządzenie określa wspólne ramy zasad dotyczących sposobów zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym, przygotowania się na nie i zarządzania nimi, zwiększając przejrzystość na etapie przygotowań oraz podczas kryzysu elektroenergetycznego i zapewniając, by działania te były podejmowane w sposób skoordynowany i efektywny. Wymaga ono od państw członkowskich współpracy na poziomie regionalnym, a w stosownych przypadkach, współpracy dwustronnej, w duchu solidarności. Nakreśla ono również ramy skutecznego monitorowania kwestii związanych z bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej w Europie za pośrednictwem Grupy Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej powołanej na mocy decyzji Komisji z dnia 15 listopada 2012 r.<sup>(9)</sup> jako forum wymiany informacji i wspierania współpracy między państwami członkowskimi, zwłaszcza w dziedzinie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Współpraca państw członkowskich i ramy monitorowania mają na celu zwiększenie gotowości na wypadek zagrożeń przy niższych kosztach. Niniejsze rozporządzenie powinno również wzmocnić wewnętrzny rynek energii elektrycznej przez zwiększenie zaufania pomiędzy państwami członkowskimi i wykluczenie niewłaściwych interwencji państwa podczas kryzysów elektroenergetycznych, a w szczególności unikanie nadmiernego ograniczenia przepływu transgranicznych oraz międzyobszarowych zdolności przesyłowych, zmniejszając w ten sposób ryzyko rozprzestrzeniania się negatywnych skutków zewnętrznych na sąsiednie państwa członkowskie.
- (7) W dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1148<sup>(10)</sup> określono zasady ogólne dotyczące bezpieczeństwa systemów sieciowych i informatycznych, natomiast szczegółowe przepisy dotyczące cyberbezpieczeństwa zostaną opracowane w ramach kodeksu sieci, jak określono w rozporządzeniu (UE) 2019/943. Niniejsze rozporządzenie uzupełnia dyrektywę (UE) 2016/1148 przez zapewnienie, by zagrożenia wynikające z cyberincydentów były należycie identyfikowane oraz by środki zaradcze podjęte w celu ich rozwiązania były odpowiednio odzwierciedlone w planach gotowości na wypadek zagrożeń.
- (8) Dyrektywa Rady 2008/114/WE<sup>(11)</sup> określa procedurę mającą na celu poprawę bezpieczeństwa wyznaczonej europejskiej infrastruktury krytycznej, w tym określonej infrastruktury energii elektrycznej. Wraz z niniejszym rozporządzeniem, dyrektywa 2008/114/WE przyczynia się do wypracowania kompleksowego podejścia do bezpieczeństwa energetycznego Unii.

<sup>(6)</sup> Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz.U. L 33 z 4.2.2006, s. 22).

<sup>(7)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1).

<sup>(8)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz.U. L 312 z 28.11.2017, s. 54).

<sup>(9)</sup> Decyzja Komisji z dnia 15 listopada 2012 r. ustanawiająca Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej (Dz.U. C 353 z 17.11.2012, s. 2).

<sup>(10)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1148 z dnia 6 lipca 2016 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii (Dz.U. L 194 z 19.7.2016, s. 1).

<sup>(11)</sup> Dyrektywa Rady 2008/114/WE z dnia 8 grudnia 2008 r. w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony (Dz.U. L 345 z 23.12.2008, s. 75).

- (9) Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1313/2013/UE <sup>(12)</sup> określa wymóg opracowywania przez państwa członkowskie co trzy lata ocen ryzyka na poziomie krajowym lub na odpowiednim poziomie lokalnym lub regionalnym oraz opracowywania i doskonalenia planów zarządzania ryzykiem związanym z klęskami żywiołowymi. Zapobieganie konkretnym zagrożeniom, zapewnianie gotowości i planowanie działań określonych w niniejszym rozporządzeniu powinno być spójne z opracowanymi w szerszej perspektywie krajowymi ocenami ryzyka obejmującymi wiele zagrożeń, wymaganymi na mocy decyzji nr 1313/2013/UE.
- (10) Państwa członkowskie są odpowiedzialne za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na swoich terytoriach, choć obowiązek ten spoczywa też na Komisji i innych podmiotach unijnych, w obszarach ich działalności i kompetencji. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej wymaga skutecznej współpracy pomiędzy państwami członkowskimi, instytucjami, organami i jednostkami organizacyjnymi Unii oraz odpowiednimi zainteresowanymi stronami. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych odgrywają kluczową rolę w zapewnianiu bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu elektroenergetycznego zgodnie z art. 31 i 40 dyrektywy (UE) 2019/944. Organy regulacyjne i inne odpowiednie organy krajowe także odgrywają ważną rolę w zapewnianiu i monitorowaniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w ramach swoich zadań zgodnie z art. 59 dyrektywy (UE) 2019/944. Państwa członkowskie powinny wyznaczyć istniejący lub nowo powołany podmiot jako pojedynczy właściwy krajowy organ administracyjny lub regulacyjny w celu zapewnienia przejrzystego i sprzyjającego włączeniu udziału wszystkich zainteresowanych podmiotów, sprawnego przygotowania i właściwego wdrożenia planów gotowości na wypadek zagrożeń, a także w celu ułatwienia zapobiegania i oceny *ex post* kryzysów elektroenergetycznych oraz wymiany związanych z nimi informacji.
- (11) Wspólne podejście do kwestii zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym i zarządzania nimi wymaga od państw członkowskich stosowania wspólnego podejścia do tego, co stanowi kryzys elektroenergetyczny. Niniejsze rozporządzenie powinno w szczególności ułatwić państwom członkowskim koordynację w określaniu sytuacji, w których ryzyko znacznego niedoboru energii elektrycznej lub braku możliwości dostarczenia jej odbiorcom już istnieje bądź jest nieuchronne. Europejska sieć operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej (ENTSO energii elektrycznej) i państwa członkowskie powinny odpowiednio określić konkretne regionalne i krajowe scenariusze kryzysu elektroenergetycznego. Podejście to powinno umożliwić ujęcie w planach wszystkich stosownych przypadków kryzysów elektroenergetycznych, z uwzględnieniem regionalnej i krajowej specyfiki, takiej jak topologia sieci, koszty energii elektrycznej, wielkość produkcji i zużycia oraz gęstość zaludnienia.
- (12) Wspólne podejście do kwestii zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym i zarządzania kryzysowego wymaga także, aby państwa członkowskie stosowały na potrzeby określenia zagrożeń dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej takie same metody i definicje i były w stanie skutecznie porównywać swoje wyniki oraz wyniki swoich sąsiadów w tym zakresie. Niniejsze rozporządzenie określa dwa wskaźniki monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Unii: „oczekiwaną ilość niedostarczonej energii”, wyrażoną w GWh/rok, i „oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej”, wyrażony w godz./rok. Wskaźniki te są częścią oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, przeprowadzanej przez ENTSO energii elektrycznej zgodnie z art. 23 rozporządzenia (UE) 2019/943. ECG powinna regularnie monitorować bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w oparciu o wyniki tych wskaźników. Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) również powinna stosować te wskaźniki przy składaniu sprawozdań dotyczących wyników państw członkowskich w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w ramach swoich rocznych sprawozdań z monitorowania rynku, zgodnie z art.15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 <sup>(13)</sup>.
- (13) W celu zapewnienia spójności ocen ryzyka w sposób, który buduje zaufanie pomiędzy państwami członkowskimi podczas kryzysu elektroenergetycznego, potrzebne jest wspólne podejście do kwestii ustalania scenariuszy ryzyka. Dlatego też ENTSO energii elektrycznej, po konsultacjach z odpowiednimi zainteresowanymi stronami, powinna opracować i aktualizować wspólną metodę identyfikacji zagrożeń we współpracy z ACER i ECG w składzie obejmującym wyłącznie z przedstawicieli państw członkowskich. ENTSO energii elektrycznej powinna zaproponować tę metodę, a ACER powinna ją zatwierdzić. Przeprowadzając konsultacje z ECG, ACER ma w jak największym stopniu uwzględniać wyrażone przez tę grupę opinie. W przypadku pojawienia się istotnych nowych informacji ENTSO energii elektrycznej powinna zaktualizować wspólną metodę określania zagrożeń.
- (14) Na podstawie wspomnianej wyżej wspólnej metody ENTSO energii elektrycznej powinna regularnie sporządzać i aktualizować regionalne scenariusze kryzysu elektroenergetycznego oraz określać w odniesieniu do każdego regionu najbardziej istotne rodzaje ryzyka, takie jak ekstremalne warunki pogodowe, klęski żywiołowe,

<sup>(12)</sup> Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1313/2013/UE z dnia 17 grudnia 2013 r. w sprawie Unijnego Mechanizmu Ochrony Ludności (Dz.U. L 347 z 20.12.2013, s. 924).

<sup>(13)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (zob. s. 22 niniejszego Dziennika Urzędowego).

niedobory paliwa lub celowe ataki. Rozważając scenariusz kryzysowy związany z niedoborem gazu, ryzyko zakłóceń w dostawach gazu należy oceniać na podstawie scenariuszy zakłóceń w infrastrukturze i dostawach gazu opracowanych przez europejską sieć operatorów systemów przesyłowych gazu (ENTSO gazu) zgodnie z art. 7 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938<sup>(14)</sup>. ENTSO energii elektrycznej powinna mieć możliwość przekazywania zadań związanych z określaniem regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego do regionalnych centrów koordynacyjnych, ustanowionych zgodnie z art. 35 rozporządzenia (UE) 2019/943. Te przekazane zadania powinny być wykonywane pod nadzorem ENTSO energii elektrycznej. Państwa członkowskie powinny określić krajowe scenariusze kryzysu elektroenergetycznego na podstawie scenariuszy regionalnych i aktualizować je zasadniczo co cztery lata. Scenariusze te powinny stanowić podstawę planów gotowości na wypadek zagrożeń. Przy identyfikacji ryzyka na poziomie krajowym państwa członkowskie powinny opisywać wszelkie zagrożenia, jakie dostrzegają w odniesieniu do własności infrastruktury mającej znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, oraz wszelkie środki podjęte w celu wyeliminowania takiego ryzyka, takie jak ogólne lub sektorowe przepisy dotyczące kontrolowania inwestycji lub specjalne uprawnienia niektórych udziałowców, ze wskazaniem powodów, dla których ich zdaniem środki te są konieczne i proporcjonalne.

- (15) Regionalne podejście do kwestii ustalania scenariuszy ryzyka oraz przyjęcie środków zapobiegawczych, przygotowawczych i łagodzących powinno przynieść istotne korzyści w zakresie skuteczności środków i optymalnego wykorzystania zasobów. Ponadto, podczas jednoczesnego kryzysu elektroenergetycznego, skoordynowane i uzgodnione podejście zapewni spójną reakcję i zmniejszy ryzyko negatywnych skutków zewnętrznych jakie mogłoby mieć dla sąsiednich państw członkowskich zastosowanie wyłącznie środków krajowych. W związku z tym niniejsze rozporządzenie nakłada na państwa członkowskie obowiązek współpracy w kontekście regionalnym.
- (16) Regionalne centra koordynacyjne powinny wykonywać zadania o znaczeniu regionalnym powierzone im zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2019/943. Aby mogły one skutecznie wykonywać swoje zadania oraz działać w ścisłej współpracy z odpowiednimi organami krajowymi w celu zapobiegania incydentom związanym z energią elektryczną o większej skali i ich łagodzenia, współpracę regionalną wynikającą z niniejszego rozporządzenia należy oprzeć na strukturach współpracy regionalnej stosowanych na poziomie technicznym, a mianowicie grupach państw członkowskich przypisanych do tego samego regionalnego centrum koordynacyjnego. Regiony geograficzne regionalnych centrów koordynacyjnych mają zatem znaczenie przy określaniu regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego i ocenach ryzyka. Państwa członkowskie powinny mieć jednak możliwość formowania podgrup w obrębie regionów, tak aby wspólnie wdrażać konkretne środki regionalne lub współpracować w tym celu w ramach istniejących regionalnych forów współpracy, gdyż podczas kryzysu elektroenergetycznego techniczne zdolności zapewniania wzajemnej pomocy są kluczowe. Wynika to z faktu, że w sytuacji kryzysu elektroenergetycznego nie wszystkie państwa członkowskie z większego regionu będą w stanie dostarczyć energię elektryczną innemu państwu członkowskiemu. W związku z tym, nie ma potrzeby, aby wszystkie państwa członkowskie w regionie zawierały porozumienia regionalne w sprawie konkretnych środków regionalnych. Umowy takie powinny być zamiast tego zawierane przez państwa członkowskie, które mają techniczną zdolność udzielania sobie wzajemnej pomocy.
- (17) Rozporządzenie (UE) 2019/943 przewiduje używanie wspólnej metody oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim w perspektywie średnio- i długoterminowej (w przedziale od następnego roku do następnych 10 lat) w celu zapewnienia podejmowania przez państwa członkowskie decyzji dotyczących ewentualnych potrzeb inwestycyjnych w sposób przejrzysty i wspólnie uzgodniony. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim służy innemu celom niż oceny wystarczalności w perspektywie krótkoterminowej, które są stosowane do wykrywania ewentualnych problemów związanych z wystarczalnością w krótkich przedziałach czasowych, mianowicie oceny wystarczalności sezonowej (na następne sześć miesięcy) oraz oceny wystarczalności w przedziale od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia. W przypadku ocen w perspektywie krótkoterminowej istnieje potrzeba opracowania wspólnego podejścia do sposobu wykrywania ewentualnych problemów związanych z wystarczalnością. ENTSO energii elektrycznej powinna przeprowadzać oceny wystarczalności zimowej i letniej mające na celu ostrzeżenie państw członkowskich i operatorów systemów przesyłowych o zagrożeniach w zakresie bezpieczeństwa dostaw, jakie mogą wystąpić w ciągu następnych sześciu miesięcy. W celu udoskonalenia tych ocen wystarczalności ENTSO energii elektrycznej powinna opracować na ich potrzeby wspólną probabilistyczną metodę, po konsultacjach z odpowiednimi zainteresowanymi stronami i we współpracy z ACER i ECG w składzie obejmującym wyłącznie przedstawicieli państw członkowskich. ENTSO energii elektrycznej powinna zaproponować ACER tę metodę i jej aktualizacje, a ACER powinna zatwierdzić wniosek i jego aktualizacje. Przeprowadzając konsultacje z ECG, ACER ma w jak największym stopniu uwzględniać wyrażane przez tę grupę opinie. W przypadku pojawienia się istotnych nowych informacji ENTSO energii elektrycznej powinna zaktualizować metodę. ENTSO energii elektrycznej powinna mieć możliwość przekazywania regionalnym centrom koordynacyjnym zadań związanych z ocenami wystarczalności sezonowej, lecz przekazane zadania powinny być wykonywane pod nadzorem ENTSO energii elektrycznej.

<sup>(14)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz.U. L 280 z 28.10.2017, s. 1).

- (18) Operatorzy systemów przesyłowych powinni stosować metodę wykorzystywaną na potrzeby przygotowania ocen wystarczalności sezonowej przy wykonywaniu wszelkich innych ocen ryzyka krótkoterminowego, tzn. prognoz wystarczalności mocy wytwórczych w przedziale od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia przewidzianych w rozporządzeniu (UE) 2017/1485.
- (19) W celu zapewnienia wspólnego podejścia do kwestii zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym i zarządzania nimi właściwy organ każdego państwa członkowskiego powinien sporządzić plan gotowości na wypadek zagrożeń na podstawie regionalnych i krajowych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego. Właściwe organy powinny przeprowadzić konsultacje z zainteresowanymi stronami lub z przedstawicielami grup zainteresowanych stron, jeżeli mają one znaczenie z punktu widzenia zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym i radzenia sobie z nimi, takimi jak przedstawiciele wytwórców lub ich organizacje branżowe, bądź też przedstawiciele operatorów systemów dystrybucyjnych. W tym celu właściwe organy powinny podjąć decyzję w sprawie odpowiednich ustaleń dotyczących przeprowadzania konsultacji. Plany gotowości na wypadek zagrożeń powinny określać skuteczne, proporcjonalne i niedyskryminacyjne środki w odniesieniu do wszystkich ustalonych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego. Należy odpowiednio uwzględnić to, jak proponowane po stronie popytu i po stronie podaży środki wpływają na środowisko. Plany powinny zapewniać przejrzystość, zwłaszcza jeśli chodzi o warunki, w których można wprowadzić środki nierynkowe w celu złagodzenia kryzysów elektroenergetycznych. Wszystkie planowane środki nierynkowe powinny być zgodne z zasadami określonymi w niniejszym rozporządzeniu. Plany gotowości na wypadek zagrożeń powinny być podawane do wiadomości publicznej, przy jednoczesnym zachowaniu poufności informacji szczególnie chronionych.
- (20) Plany gotowości na wypadek zagrożeń powinny określać środki krajowe, regionalne i, w stosownych przypadkach, dwustronne. Środki regionalne i, w stosownych przypadkach, dwustronne są niezbędne zwłaszcza w przypadku wystąpienia jednoczesnego kryzysu elektroenergetycznego, gdy skoordynowane i uzgodnione podejście jest konieczne do zapewnienia spójnej reakcji i zmniejszenia ryzyka negatywnych skutków zewnętrznych. W tym celu przed przyjęciem planów gotowości na wypadek zagrożeń właściwe organy powinny konsultować się z właściwymi organami odpowiednich państw członkowskich. Odpowiednie państwa członkowskie to państwa, w których mogą wystąpić negatywne skutki zewnętrzne lub inne oddziaływanie na system elektroenergetyczny każdej ze stron, bez względu na to, czy państwa te znajdują się w tym samym regionie, czy też są bezpośrednio powiązane. Plany powinny uwzględniać odpowiednie okoliczności krajowe, w tym sytuację regionów najbardziej oddalonych w rozumieniu art. 349 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej oraz niektórych mikrosystemów wydzielonych, które nie są połączone z krajowymi systemami przesyłowymi. W tym względzie, państwa członkowskie powinny wyciągnąć odpowiednie wnioski w odniesieniu, między innymi, do przepisów niniejszego rozporządzenia dotyczących określania scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego na poziomie regionalnym oraz środków regionalnych i dwustronnych określonych w planach gotowości na wypadek zagrożeń, a także do przepisów dotyczących pomocy. Plany te powinny w jasny sposób określać rolę i obowiązki właściwych organów. Środki krajowe powinny w pełni uwzględniać uzgodnione środki regionalne oraz dwustronne, a także w pełni wykorzystywać możliwości, jakie daje współpraca regionalna. Plany powinny mieć techniczny i operacyjny charakter, a ich celem ma być uniknięcie wystąpienia lub eskalacji kryzysu elektroenergetycznego i łagodzenie jego skutków.
- (21) Plany gotowości na wypadek zagrożeń powinny być regularnie aktualizowane. Aby zapewnić aktualność i skuteczność planów, właściwe organy państw członkowskich każdego regionu powinny co dwa lata organizować, we współpracy z operatorami systemów przesyłowych i innymi odpowiednimi zainteresowanymi stronami, symulacje kryzysów elektroenergetycznych w celu sprawdzenia ich adekwatności.
- (22) Wzór przewidziany w niniejszym rozporządzeniu, ma na celu ułatwienie przygotowania planów, co umożliwi uwzględnienie dodatkowych szczegółowych informacji na temat danego państwa członkowskiego. Wzór ma również ułatwić konsultacje z innymi państwami członkowskimi w danym regionie oraz z ECG. Konsultacje prowadzone w ramach regionu i za pośrednictwem ECG powinny zapewnić, aby środki podejmowane w jednym państwie członkowskim lub regionie nie stwarzały zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w innych państwach członkowskich lub regionach.
- (23) Ważną kwestią jest ułatwienie wymiany informacji i zwiększenie przejrzystości między państwami członkowskimi w przypadkach, gdy mają one konkretne, poważne i wiarygodne informacje, że może dojść do kryzysu elektroenergetycznego. W takich przypadkach zainteresowane państwa członkowskie powinny bez zbędnej zwłoki informować Komisję, sąsiednie państwa członkowskie oraz ECG, przekazując w szczególności informacje na temat przyczyn pogorszenia sytuacji w zakresie dostaw energii elektrycznej, planowanych środków służących zapobieganiu kryzysowi elektroenergetycznemu oraz ewentualnej potrzeby uzyskania pomocy od innych państw członkowskich.

- (24) Wymiana informacji w przypadku kryzysu elektroenergetycznego ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia skoordynowanych działań i ukierunkowanej pomocy. Dlatego też, w obliczu kryzysu elektroenergetycznego niniejsze rozporządzenie nakłada na właściwy organ obowiązek informowania o nim bez zbędnej zwłoki państw członkowskich w regionie, sąsiednich państw członkowskich i Komisji. Właściwy organ powinien również przekazywać informacje na temat przyczyn kryzysu, planowanych i podjętych środków służących jego złagodzeniu oraz ewentualnej potrzeby uzyskania pomocy od innych państw członkowskich. Jeżeli ta pomoc wykracza poza kwestie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, obowiązujące ramy prawne powinien stanowić Unijny Mechanizm Ochrony Ludności.
- (25) W przypadku wystąpienia kryzysu elektroenergetycznego państwa członkowskie powinny współpracować w duchu solidarności. Oprócz tej zasady ogólnej należy wprowadzić odpowiedni przepis umożliwiający państwom członkowskim udzielanie sobie wzajemnej pomocy podczas kryzysu elektroenergetycznego. Pomoc taka powinna opierać się na uzgodnionych skoordynowanych środkach określonych w planach gotowości na wypadek zagrożeń. Niniejsze rozporządzenie daje państwom członkowskim dużą swobodę w zakresie skoordynowanych środków, a tym samym przedmiotu pomocy jakiej udzielają. To państwa członkowskie decydują o podjęciu takich skoordynowanych środków i uzgadniają je, uwzględniając popyt i podaż. Jednocześnie w niniejszym rozporządzeniu zapewnia się, by do celów uzgodnionej pomocy energia elektryczna dostarczana była w sposób skoordynowany. Państwa członkowskie powinny dokonać uzgodnień technicznych, prawnych i finansowych niezbędnych do wdrożenia uzgodnionych środków regionalnych i dwustronnych. W ramach tych uzgodnień technicznych państwa członkowskie powinny wskazać maksymalną ilość energii elektrycznej, która ma zostać dostarczona, a ilość ta powinna zostać poddana ponownej ocenie w świetle technicznej wykonalności dostawy energii, kiedy będzie wymagana pomoc w czasie kryzysu elektroenergetycznego. Następnie państwa członkowskie powinny podjąć wszystkie środki niezbędne do wdrożenia uzgodnionych środków regionalnych i dwustronnych oraz uzgodnień technicznych, prawnych i finansowych.
- (26) Ustalając skoordynowane środki oraz uzgodnienia techniczne, prawne i finansowe, a także w inny sposób wdrażając przepisy dotyczące pomocy, państwa członkowskie powinny brać pod uwagę czynniki społeczne i gospodarcze, w tym bezpieczeństwo obywateli Unii, a także kwestię proporcjonalności. Zachęca się je również do wymiany najlepszych praktyk i wykorzystania ECG jako platformy dyskusyjnej na potrzeby określania dostępnych wariantów pomocy, w szczególności w odniesieniu do skoordynowanych środków oraz niezbędnych uzgodnień technicznych, prawnych i finansowych, w tym godziwej rekompensaty. Komisja może ułatwić przygotowywanie środków regionalnych oraz dwustronnych.
- (27) Pomoc między państwami członkowskimi na mocy niniejszego rozporządzenia powinna podlegać uzgodnionej między nimi godziwej rekompensacie. Niniejsze rozporządzenie nie harmonizuje wszystkich aspektów takiej godziwej rekompensaty między państwami członkowskimi. Przed udzieleniem pomocy państwa członkowskie powinny zatem uzgodnić postanowienia dotyczące godziwej rekompensaty. Państwo członkowskie zwracające się o pomoc powinno bezzwłocznie wypłacić państwu członkowskiemu udzielającemu pomocy godziwą rekompensatę lub zapewnić jej bezzwłoczną wypłatę. Komisja powinna przedstawić niewiążące wytyczne dotyczące kluczowych elementów godziwej rekompensaty oraz innych elementów uzgodnień technicznych, prawnych i finansowych.
- (28) Udzielając pomocy na podstawie niniejszego rozporządzenia, państwa członkowskie wdrażają prawo Unii i w związku z tym mają obowiązek przestrzegania praw podstawowych gwarantowanych przez prawo Unii. Pomoc taka może zatem, w zależności między innymi od tego, jakie środki zostały uzgodnione między państwami członkowskimi, pociągać za sobą obowiązek wypłaty przez dane państwo członkowskie rekompensaty na rzecz podmiotów, na które środki te mają wpływ. Tam, gdzie to konieczne, państwa członkowskie powinny więc zapewnić wprowadzenie krajowych zasad dotyczących rekompensaty zgodnych z prawem Unii, w szczególności z prawami podstawowymi. Ponadto państwo członkowskie, które otrzymuje pomoc, powinno ostatecznie pokryć wszelkie uzasadnione koszty poniesione przez inne państwo członkowskie w związku z udzieleniem pomocy zgodnie z krajowymi przepisami dotyczącymi rekompensaty.
- (29) W przypadku wystąpienia kryzysu elektroenergetycznego pomoc powinna zostać udzielona, nawet jeżeli państwa członkowskie nie uzgodniły jeszcze skoordynowanych środków oraz nie dokonały uzgodnień technicznych, prawnych i finansowych wymaganych przez przepisy niniejszego rozporządzenia dotyczące pomocy. Aby w takiej sytuacji móc udzielić pomocy zgodnie z przepisami niniejszego rozporządzenia, państwa członkowskie powinny ustalić doraźne środki i uzgodnienia zastępujące skoordynowane środki oraz uzgodnienia techniczne, prawne i finansowe, których jeszcze nie dokonano.
- (30) Niniejsze rozporządzenie wprowadza tego typu mechanizm pomocy między państwami członkowskimi jako instrument zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym lub ich złagodzenia w obrębie Unii. Komisja powinna zatem dokonać przeglądu mechanizmu pomocy w świetle doświadczeń zdobytych podczas jego funkcjonowania i, w stosownych przypadkach, zaproponować jego zmiany.



- (31) Niniejsze rozporządzenie powinno umożliwiać przedsiębiorstwom energetycznym i odbiorcom energii elektrycznej stosowanie mechanizmów rynkowych określonych w rozporządzeniu (UE) 2019/943 i dyrektywie (UE) 2019/944 tak długo, jak jest to możliwe przy opanowywaniu kryzysów elektroenergetycznych. Nawet w przypadku kryzysów elektroenergetycznych należy przestrzegać przepisów regulujących rynek wewnętrzny oraz przepisów dotyczących pracy systemu. Przepisy te obejmują art. 22 ust. 1 lit. i) rozporządzenia (UE) 2017/1485 i art. 35 rozporządzenia (UE) 2017/2196, które regulują ograniczenie transakcji, ograniczenie zapewnienia międzyobszarowych zdolności przesyłowych na potrzeby alokacji zdolności przesyłowych bądź ograniczenie zapewniania grafików. Oznacza to, że środki nierynkowe, takie jak przymusowe odłączenie odbioru bądź udostępnienie dodatkowych dostaw wykraczające poza normalne funkcjonowanie rynku, powinny być stosowane wyłącznie w ostateczności, gdy wszystkie możliwości zapewniane przez rynek zostały wyczerpane. W związku z tym, przymusowe odłączenie odbioru powinno być wprowadzane tylko wtedy, gdy wszystkie możliwości dobrowolnego odłączenia odbioru zostaną wyczerpane. Ponadto wszelkie środki nierynkowe powinny być konieczne, proporcjonalne i niedyskryminacyjne oraz mieć charakter tymczasowy.
- (32) W celu zapewnienia przejrzystości po kryzysie elektroenergetycznym właściwy organ, który ogłosił kryzys elektroenergetyczny, powinien przeprowadzić ocenę *ex post* kryzysu i jego skutków. W ocenie tej należy uwzględnić, między innymi, skuteczność i proporcjonalność podjętych środków, a także ich koszt ekonomiczny. Powinna ona również obejmować aspekty transgraniczne, takie jak wpływ środków na inne państwa członkowskie oraz zakres pomocy, jaką państwo członkowskie, które ogłosiło kryzys, od nich uzyskało.
- (33) Obowiązki dotyczące przejrzystości powinny zapewnić, aby wszelkie środki służące zapobieganiu kryzysom elektroenergetycznym lub zarządzaniu nimi były zgodne z zasadami rynku wewnętrznego oraz z zasadami współpracy i solidarności, które leżą u podstaw unii energetycznej.
- (34) Niniejsze rozporządzenie wzmacnia rolę ECG. Grupa ta powinna wykonywać konkretne zadania związane przede wszystkim z opracowaniem metody określania regionalnych scenariuszy kryzysów elektroenergetycznych oraz metody dokonywania ocen wystarczalności w perspektywie krótkoterminowej i sezonowej, a także z przygotowaniem planów na wypadek zagrożeń, i powinna odgrywać zasadniczą rolę w monitorowaniu skuteczności działania państw członkowskich w dziedzinie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a także w opracowywaniu na tej podstawie najlepszych praktyk.
- (35) Kryzys elektroenergetyczny może wykroczyć poza granice Unii aż do terytorium umawiających się stron Wspólnoty Energetycznej. Jako strona Traktatu o Wspólnocie Energetycznej Unia powinna propagować zmiany do tego traktatu w celu stworzenia zintegrowanego rynku i jednolitej przestrzeni regulacyjnej przez stworzenie odpowiednich i stabilnych ram regulacyjnych. Aby zapewnić skuteczne zarządzanie kryzysowe, Unia powinna ściśle współpracować z umawiającymi się stronami Wspólnoty Energetycznej w zakresie zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym, przygotowania się na nie oraz postępowania w razie ich wystąpienia.
- (36) W przypadku gdy Komisja, ACER, ECG, ENTSO energii elektrycznej, państwa członkowskie oraz ich właściwe organy regulacyjne lub wszelkie inne organy, podmioty lub osoby, otrzymają informacje poufne zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, powinny one zagwarantować poufność tych informacji. W tym celu informacje poufne powinny podlegać przepisom unijnym i krajowym dotyczącym postępowania z poufnymi informacjami i procesami.
- (37) Ponieważ niniejszego rozporządzenia, to jest zapewnienie gotowości na wypadek zagrożeń w Unii w najbardziej skuteczny i efektywny sposób, nie może zostać osiągnięty w sposób wystarczający przez państwa członkowskie, natomiast ze względu na swoją skalę i skutki możliwe jest lepsze jego osiągnięcie na poziomie Unii, może ona podjąć działania zgodnie z zasadą pomocniczości, określoną w art. 5 Traktatu o Unii Europejskiej. Zgodnie z zasadą proporcjonalności, określoną w tym samym artykule, niniejsze rozporządzenie nie wykracza poza to, co jest konieczne do osiągnięcia tego celu.
- (38) Obecnie jedynym państwem członkowskim, które nie jest bezpośrednio połączone z innym państwem członkowskim, jest Cypr. W odniesieniu do niektórych przepisów niniejszego rozporządzenia należy wyjaśnić, że dopóki sytuacja ta nie ulegnie zmianie, przepisy te, a konkretnie przepisy dotyczące identyfikacji regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego, uwzględnienia regionalnych i dwustronnych środków określonych w planach gotowości na wypadek zagrożeń oraz przepisy w sprawie pomocy, nie mają zastosowania do Cypru. Zachęca się Cypr i odpowiednie pozostałe państwa członkowskie do opracowania, przy wsparciu Komisji, alternatywnych środków i procedur w dziedzinach objętych tymi przepisami, pod warunkiem że takie alternatywne środki i procedury nie naruszają skutecznego stosowania niniejszego rozporządzenia między pozostałymi państwami członkowskimi.

(39) Należy uchylić dyrektywę 2005/89/WE,

PRZYJMUJĄ NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

#### ROZDZIAŁ I

### **Przepisy ogólne**

#### Artykuł 1

### **Przedmiot**

Niniejszym rozporządzeniem ustanawia się przepisy dotyczące współpracy między państwami członkowskimi w celu zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym, przygotowania się na nie oraz zarządzania nimi w duchu solidarności i przejrzystości oraz z pełnym uwzględnieniem wymogów konkurencyjnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej.

#### Artykuł 2

### **Definicje**

Na potrzeby niniejszego rozporządzenia stosuje się następujące definicje:

- 1) „bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej” oznacza zdolność systemu elektroenergetycznego do zagwarantowania dostawy energii elektrycznej do odbiorców na jasno określonym poziomie wydajności ustalonym przez dane państwa członkowskie;
- 2) „operator systemu przesyłowego” oznacza operatora systemu przesyłowego zdefiniowanego w art. 2 pkt 35 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 3) „dystrybucja” oznacza dystrybucję zdefiniowaną w art. 2 pkt 28 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 4) „przepływ transgraniczny” oznacza przepływ transgraniczny zdefiniowany w art. 2 pkt 3 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- 5) „międzyobszarowe zdolności przesyłowe” oznacza zdolność wzajemnie połączonego systemu do przyjmowania transferu energii między obszarami rynkowymi;
- 6) „odbiorca” oznacza odbiorcę zdefiniowanego w art. 2 pkt 1 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 7) „operator systemu dystrybucyjnego” oznacza operatora systemu dystrybucyjnego zdefiniowanego w art. 2 pkt 29 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 8) „wytwarzanie” oznacza wytwarzanie zdefiniowane w art. 2 pkt 37 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 9) „kryzys elektroenergetyczny” oznacza zaistniałą albo nieuniknioną sytuację znacznego niedoboru energii elektrycznej stwierdzonego przez państwa członkowskie i opisanego w ich planach gotowości na wypadek zagrożeń lub braku możliwości dostarczenia energii elektrycznej do odbiorców;
- 10) „jednoczesny kryzys elektroenergetyczny” oznacza kryzys elektroenergetyczny dotyczący więcej niż jedno państwo członkowskie w tym samym czasie;
- 11) „właściwy organ” oznacza krajowy organ administracyjny lub organ regulacyjny wyznaczony przez państwo członkowskie zgodnie z art. 3;
- 12) „organy regulacyjne” oznacza organy regulacyjne, o których mowa w art. 57 ust. 1 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 13) „koordynator ds. sytuacji kryzysowych” oznacza osobę, grupę osób, zespół złożony z odpowiednich krajowych podmiotów zarządzających ds. kryzysów elektroenergetycznych lub instytucję, których zadaniem jest pełnienie roli punktu kontaktowego oraz koordynowanie przepływu informacji w czasie kryzysu elektroenergetycznego;
- 14) „środek nierynkowy” oznacza dowolny środek po stronie podaży lub popytu, który stanowi odstępstwo od zasad rynkowych lub porozumień handlowych, mający na celu złagodzenie kryzysu elektroenergetycznego;

- 15) „wytwórca” oznacza wytwórcę zdefiniowanego w art. 2 pkt 38 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 16) „region” oznacza grupę państw członkowskich, których operatorzy systemów przesyłowych przypisani są do jednego regionalnego centrum koordynacyjnego, zgodnie z art. 36 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- 17) „podgrupa” oznacza grupę państw członkowskich w obrębie regionu posiadających techniczną zdolność do udzielenia sobie wzajemnej pomocy zgodnie z art. 15;
- 18) „wczesne ostrzeżenie” oznacza przekazanie konkretnych, poważnych i wiarygodnych informacji wskazujących na to, że może wystąpić zdarzenie, które prawdopodobnie doprowadzi do znacznego pogorszenia sytuacji w zakresie dostaw energii elektrycznej i prawdopodobnie może skutkować kryzysem elektroenergetycznym;
- 19) „przesył” oznacza przesył zdefiniowany w art. 2 pkt 34 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 20) „przedsiębiorstwo energetyczne” oznacza przedsiębiorstwo energetyczne zdefiniowane w art. 2 pkt 57 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 21) „alokacja zdolności przesyłowych” oznacza przydział międzyobszarowych zdolności przesyłowych;
- 22) „energia ze źródeł odnawialnych” oznacza energię ze źródeł odnawialnych lub energię odnawialną zdefiniowaną w art. 2 pkt 31 dyrektywy (UE) 2019/944.

### Artykuł 3

#### Właściwy organ

1. Najwcześniej jak to możliwe i nie później niż do dnia 5 stycznia 2020 r. każde państwo członkowskie wyznacza krajowy organ administracyjny lub regulacyjny jako właściwy organ. Właściwe organy są odpowiedzialne za wykonywanie zadań przewidzianych w niniejszym rozporządzeniu i współpracują ze sobą w celu ich realizacji. W stosownych przypadkach, do czasu wyznaczenia właściwego organu podmioty krajowe odpowiedzialne za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej wykonują zadania właściwego organu zgodnie z niniejszym rozporządzeniem.
2. Państwa członkowskie niezwłocznie przekazują Komisji i ECG oraz podają do publicznej wiadomości nazwy i dane kontaktowe swoich właściwych organów wyznaczonych na podstawie ust. 1 a także informacje o wszelkich zmianach w tym względzie.
3. Państwa członkowskie mogą zezwolić właściwemu organowi na przekazanie innym podmiotom zadań operacyjnych dotyczących planowania w zakresie gotowości na wypadek zagrożeń i zarządzania ryzykiem przewidzianych w niniejszym rozporządzeniu. Przekazane zadania wykonywane są pod nadzorem właściwego organu i określone w planie gotowości na wypadek zagrożeń zgodnie z art. 11 ust. 1 lit. b).

### ROZDZIAŁ II

#### Ocena ryzyka

### Artykuł 4

#### Ocena zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Każdy właściwy organ zapewnia przeprowadzanie ocen wszystkich istotnych rodzajów ryzyka dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zgodnie z zasadami określonymi w niniejszym rozporządzeniu oraz w rozdziale IV rozporządzenia (UE) 2019/943. W tym celu współpracuje on z operatorami systemów przesyłowych, operatorami systemów dystrybucyjnych, organami regulacyjnymi, ENTSO energii elektrycznej, regionalnymi centrami koordynacyjnymi oraz innymi odpowiednimi zainteresowanymi stronami, w zależności od potrzeb.

### Artykuł 5

#### Metoda ustalania regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego

1. W terminie do dnia 5 stycznia 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER propozycję metody ustalania najbardziej istotnych scenariuszy regionalnego kryzysów elektroenergetycznych.

2. Na bazie proponowanej metody ustala się scenariusze kryzysu elektroenergetycznego w odniesieniu do wystarczalności systemu, jego bezpieczeństwa i bezpieczeństwa paliwowego w oparciu o co najmniej następujące rodzaje ryzyka:

- a) rzadkie i ekstremalne zagrożenia naturalne;
- b) zagrożenia awariami wykraczające poza kryterium bezpieczeństwa N-1 oraz wyjątkowe zdarzenia awaryjne;
- c) zagrożenia wtórne, w tym konsekwencje celowych ataków i niedoborów paliwa.

3. Proponowana metoda zawiera co najmniej następujące elementy:

- a) uwzględnienie wszystkich odpowiednich okoliczności krajowych i regionalnych, w tym wszelkich podgrup;
- b) wzajemne oddziaływanie i korelację ryzyka transgranicznego;
- c) symulacje scenariuszy jednoczesnych kryzysów elektroenergetycznych;
- d) klasyfikację ryzyka według jego oddziaływania i prawdopodobieństwa;
- e) zasady dotyczące sposobu przetwarzania informacji szczególnie chronionych w sposób, który zapewnia przejrzystość względem opinii publicznej.

4. Rozważając ryzyko zakłóceń w dostawach gazu w kontekście określania rodzajów ryzyka zgodnie z ust. 2 lit. c) niniejszego artykułu, ENTSO energii elektrycznej wykorzystuje scenariusze dotyczące zakłóceń w dostawach gazu ziemnego infrastrukturze i infrastrukturze opracowane przez ENTSO gazu na podstawie art. 7 rozporządzenia (UE) 2017/1938.

5. Przed przedstawieniem proponowanej metody ACER, ENTSO energii elektrycznej przeprowadza konsultacje obejmujące przynajmniej regionalne centra koordynacyjne, organizacje branżowe i organizacje konsumentów, wytwórców lub ich organizacje branżowe, operatorów systemów przesyłowych i odpowiednich operatorów systemów dystrybucyjnych, właściwe organy, organy regulacyjne i inne odpowiednie organy krajowe. ENTSO energii elektrycznej w należyty sposób uwzględnia wyniki tych konsultacji i wraz z proponowaną metodą przedstawia je na posiedzeniu ECG.

6. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania proponowanej metody ACER, po konsultacji z ECG w składzie obejmującym wyłącznie przedstawicieli państw członkowskich, zatwierdza propozycję lub ją zmienia. ENTSO energii elektrycznej i ACER publikują ostateczną wersję metody na swoich stronach internetowych.

7. W przypadku pojawienia się istotnych nowych informacji ENTSO energii elektrycznej aktualizuje i udoskonala metodę zgodnie z ust. 1–6. ECG w składzie obejmującym wyłącznie przedstawicieli państw członkowskich może zalecić, a ACER lub Komisja mogą zwrócić się z wnioskiem o dokonanie takich aktualizacji i udoskonaleń, przedstawiając stosowne uzasadnienie. W terminie sześciu miesięcy od otrzymania wniosku ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER projekt proponowanych poprawek. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania takiego projektu ACER, po konsultacji z ECG w składzie obejmującym wyłącznie przedstawicieli państw członkowskich, zatwierdza proponowane poprawki lub wprowadza do nich zmiany. ENTSO energii elektrycznej i ACER publikują ostateczną wersję zaktualizowanej metody na swoich stronach internetowych.

## Artykuł 6

### Ustalanie regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego

1. W terminie sześciu miesięcy od zatwierdzenia metody zgodnie z art. 5 ust. 6 ENTSO energii elektrycznej na podstawie tej metody i w ścisłej współpracy z ECG, regionalnymi centrami koordynacyjnymi, właściwymi organami i organami regulacyjnymi, ustala najbardziej istotne scenariusze kryzysu elektroenergetycznego dla każdego regionu. Zadania związane z ustalaniem regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego ENTSO energii elektrycznej może przekazać regionalnym centrom koordynacyjnym.

2. ENTSO energii elektrycznej przedkłada regionalne scenariusze kryzysu elektroenergetycznego odpowiednim operatorom systemów przesyłowych, regionalnym centrom koordynacyjnym, właściwym organom i organom regulacyjnym oraz ECG. ECG może zalecić zmiany.

3. ENTSO energii elektrycznej dokonuje aktualizacji regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego co cztery lata, chyba że okoliczności wymagają częstszych aktualizacji.

## Artykuł 7

**Ustalanie krajowych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego**

1. W terminie czterech miesięcy od ustalenia regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego zgodnie z art. 6 ust. 1 właściwy organ ustala najbardziej istotne krajowe scenariusze kryzysu elektroenergetycznego.
2. Przy ustalaniu krajowych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego właściwy organ konsultuje się z operatorami systemów przesyłowych, operatorami systemów dystrybucyjnych, których właściwy organ uznaje za odpowiednich, odpowiednimi wytwórcami lub ich organizacjami branżowymi oraz organem regulacyjnym, o ile nie jest nim właściwy organ.
3. Krajowe scenariusze kryzysu elektroenergetycznego są ustalane co najmniej w oparciu o ryzyka, o których mowa w art. 5 ust. 2, i muszą być zgodne z regionalnymi scenariuszami kryzysu elektroenergetycznego ustalonymi na zgodnie z art. 6 ust. 1. Państwa członkowskie dokonują aktualizacji krajowych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego co cztery lata, chyba że okoliczności wymagają częstszych aktualizacji.
4. W terminie czterech miesięcy od ustalenia regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego zgodnie z art. 6 ust. 1, państwa członkowskie informują ECG i Komisję o swoich ocenach ryzyka, jakie zauważają odnośnie do kwestii własności infrastruktury mającej znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, oraz o wszelkich środkach podjętych w celu zapobiegania takim zagrożeniom lub ich łagodzenia, wskazując przy tym, dlaczego uważają takie środki za konieczne i proporcjonalne.

## Artykuł 8

**Metoda dokonywania ocen wystarczalności w perspektywie krótkoterminowej i sezonowej**

1. W terminie do dnia 5 stycznia 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER propozycję metody dokonywania oceny wystarczalności w perspektywie sezonowej i krótkoterminowej, a mianowicie wystarczalności miesięcznej, w przedziale od następnego tygodnia do przynajmniej następnego dnia, która obejmuje co najmniej następujące aspekty:
  - a) niepewność parametrów wejściowych, takich jak prawdopodobieństwo wystąpienia przerwy w zdolności przesyłowej, prawdopodobieństwo nieplanowanego wyłączenia w elektrowniach, trudne warunki pogodowe, zmienność zapotrzebowania, w szczególności zapotrzebowanie szczytowe w związane z warunkami pogodowymi, a także zmienność produkcji energii ze źródeł odnawialnych;
  - b) prawdopodobieństwo wystąpienia kryzysu elektroenergetycznego;
  - c) prawdopodobieństwo wystąpienia jednoczesnego kryzysu elektroenergetycznego.
2. Metoda, o której mowa w ust. 1, ma przewidywać zastosowanie podejścia probabilistycznego, w tym wielu scenariuszy, oraz uwzględniać kontekst krajowy, regionalny i unijny, w tym poziom wzajemnych połączeń między państwami członkowskimi oraz, w miarę możliwości, z państwami trzecimi w obszarach synchronicznych Unii. Metoda uwzględnia specyfikę sektora energetycznego każdego państwa członkowskiego, w tym szczególne warunki pogodowe i okoliczności zewnętrzne.
3. Przed przedstawieniem proponowanej metody ENTSO energii elektrycznej przeprowadza konsultacje obejmujące przynajmniej regionalne centra koordynacyjne, organizacje branżowe i organizacje konsumentów, wytwórców lub ich organizacje branżowe, operatorów systemów przesyłowych, odpowiednich operatorów systemów dystrybucyjnych, właściwe organy, organy regulacyjne i inne odpowiednie organy krajowe. ENTSO energii elektrycznej w należyty sposób uwzględni wyniki tych konsultacji i wraz z proponowaną metodą przedstawia je na posiedzeniu ECG.
4. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania proponowanej metody ACER, po konsultacji z ECG w składzie obejmującym wyłącznie przedstawicieli państw członkowskich, dokonuje zatwierdzenia propozycji lub jej zmiany. ENTSO energii elektrycznej i ACER publikują ostateczną wersję metody na swoich stronach internetowych.

5. W przypadku pojawienia się istotnych nowych informacji, ENTSO energii elektrycznej aktualizuje i udoskonala metodę zgodnie z ust. 1–4. ECG w składzie obejmującym wyłącznie przedstawicieli państw członkowskich może zalecić, a ACER lub Komisja może zwrócić się z wnioskiem o dokonanie takich aktualizacji i udoskonaleń, przedstawiając stosowne uzasadnienie. W terminie sześciu miesięcy od otrzymania wniosku ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER projekt proponowanych poprawek. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania takiego projektu ACER, po konsultacji z ECG w składzie obejmującym wyłącznie przedstawicieli państw członkowskich, zatwierdza proponowane poprawki lub wprowadza do nich zmiany. ENTSO energii elektrycznej i ACER publikują ostateczną wersję zaktualizowanej metody na swoich stronach internetowych.

#### Artykuł 9

### Oceny wystarczalności w perspektywie krótkoterminowej i sezonowej

1. Wszystkich ocen wystarczalności w perspektywie krótkoterminowej, niezależnie od tego, czy na poziomie krajowym, regionalnym czy Unii, dokonuje się zgodnie z metodą opracowaną na podstawie art. 8.
2. ENTSO energii elektrycznej dokonuje ocen wystarczalności sezonowej zgodnie z metodą opracowaną na podstawie art. 8. Publikuje ona wyniki dla oceny wystarczalności zimowej do dnia 1 grudnia każdego roku oraz dla oceny wystarczalności letniej do dnia 1 czerwca każdego roku. Zadania związane z ocenami wystarczalności ENTSO energii elektrycznej może powierzyć regionalnym centrom koordynacyjnym. Ocenę wystarczalności przedstawia na posiedzeniu ECG, która może – w stosownych przypadkach – wydać zalecenia.
3. Regionalne centra koordynacyjne przeprowadzają oceny wystarczalności w przedziale czasowym od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2017/1485, na bazie metody przyjętej na podstawie art. 8 niniejszego rozporządzenia.

#### ROZDZIAŁ III

### Plany gotowości na wypadek zagrożeń

#### Artykuł 10

### Sporządzanie planów gotowości na wypadek zagrożeń

1. Na podstawie regionalnych i krajowych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego ustalonych zgodnie z art. 6 i 7 właściwy organ każdego państwa członkowskiego sporządza plan gotowości na wypadek zagrożeń po konsultacji z operatorami systemów dystrybucyjnych uznanymi za odpowiednich przez właściwy organ, z operatorami systemów przesyłowych, odpowiednimi wytwórcami lub ich organizacjami branżowymi, przedsiębiorstwami energetycznymi i gazowymi, odpowiednimi organizacjami reprezentującymi interesy przemysłowych i nieprzemysłowych odbiorców energii elektrycznej oraz organem regulacyjnym, o ile nie jest nim właściwy organ.
2. Plan gotowości na wypadek zagrożeń obejmuje środki krajowe, regionalne, a w stosownych przypadkach także środki dwustronne, jak określono w art. 11 i 12. Zgodnie z art. 16, wszelkie środki, które są planowane lub zostaną podjęte, mające na celu zapobieganie kryzysom elektroenergetycznym, przygotowanie się na nie i ich łagodzenie muszą być w pełni zgodne z zasadami regulującymi rynek wewnętrzny energii elektrycznej i pracę systemu. Środki te muszą być jasno określone, przejrzyste, proporcjonalne i niedyskryminacyjne.
3. Plan gotowości na wypadek zagrożeń opracowuje się zgodnie z art. 11 i 12 oraz ze wzorem określonym w załączniku. W razie potrzeby państwa członkowskie mogą ująć w planie gotowości na wypadek zagrożeń dodatkowe informacje.
4. Aby zapewnić spójność planów gotowości na wypadek zagrożeń, przed ich przyjęciem właściwe organy przedkładają projekty planów do konsultacji właściwym organom odpowiednich państw członkowskich w regionie oraz, jeżeli nie znajdują się one w tym samym regionie, właściwym organom bezpośrednio połączonych państw członkowskich, a także ECG.
5. W terminie sześciu miesięcy od otrzymania projektów planów gotowości na wypadek zagrożeń właściwe organy, o których mowa w ust. 4, oraz ECG mogą wydać zalecenia dotyczące projektów planów przedłożonych zgodnie z ust. 4.

6. W terminie dziewięciu miesięcy od przedłożenia projektów planów właściwe zainteresowane organy przyjmują swoje plany gotowości na wypadek zagrożeń, uwzględniając wyniki konsultacji przeprowadzonych na podstawie ust. 4 oraz wszelkie zalecenia wydane na podstawie ust. 5. Powiadamiają one niezwłocznie Komisję o swoich planach gotowości na wypadek zagrożeń.

7. Właściwe organy i Komisja publikują plany gotowości na wypadek zagrożeń na swoich stronach internetowych, zapewniając jednocześnie zachowanie poufności informacji szczególnie chronionych, dotyczących w szczególności środków związanych z zapobieganiem skutkom celowych ataków lub ich łagodzeniem. Ochrona poufności informacji szczególnie chronionych opiera się na zasadach określonych na podstawie art. 19.

8. Właściwe organy przyjmują i publikują pierwsze plany gotowości na wypadek zagrożeń do dnia 5 stycznia 2022 r. Dokonują one aktualizacji tych planów co cztery lata, chyba że okoliczności wymagają częstszych aktualizacji.

### Artykuł 11

#### Zawartość planów gotowości na wypadek zagrożeń odnośnie do środków krajowych

1. W planie gotowości na wypadek zagrożeń każdego państwa członkowskiego określa się wszystkie środki krajowe, które są planowane lub zostaną podjęte w celu zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym ustalonym zgodnie z art. 6 i 7, przygotowania się na nie i ich łagodzenia. Plan ten musi co najmniej:

- a) zawierać streszczenie scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego określonych dla odpowiedniego państwa członkowskiego i regionu, zgodnie z procedurą określoną w art. 6 i 7;
- b) określać rolę i obowiązki właściwego organu oraz opisywać, jakie zadania zostały ewentualnie przekazane innym organom;
- c) opisywać środki krajowe służące zapobieganiu ryzykom ustalonym zgodnie z art. 6 i 7 lub przygotowaniu się na nie;
- d) zawierać wskazanie krajowego koordynatora i określać jego zadania;
- e) określać szczegółowe procedury, jakie mają być stosowane w przypadku kryzysów elektroenergetycznych, w tym odpowiednie schematy obiegu informacji;
- f) określać wkład środków rynkowych w opanowanie kryzysów elektroenergetycznych, w szczególności środków po stronie popytu i po stronie podaży;
- g) określać możliwe środki nierynkowe, jakie mają zostać wdrożone w przypadku kryzysów elektroenergetycznych, wskazując ich czynniki uruchamiające, warunki i procedury ich realizacji oraz wskazując sposób spełnienia przez nie wymogów określonych w art. 16 oraz wymogów środków regionalnych i dwustronnych;
- h) zapewnić ramy ręcznego zmniejszania obciążenia, określające okoliczności, w których obciążenia mają być zmniejszane, oraz, w odniesieniu do bezpieczeństwa publicznego i bezpieczeństwa osobistego, określające, które kategorie użytkowników energii elektrycznej są zgodnie z prawem krajowym uprawnione do uzyskania szczególnej ochrony przed odłączeniem, oraz uzasadniające konieczność takiej ochrony, a także określające, w jaki sposób operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych zainteresowanych państw członkowskich mają zmniejszyć zużycie energii;
- i) opisywać mechanizmy wykorzystywane do informowania opinii publicznej o kryzysach elektroenergetycznych;
- j) opisywać środki krajowe konieczne do wdrożenia i egzekwowania środków regionalnych oraz, w stosownych przypadkach, dwustronnych uzgodnionych na podstawie art. 12;
- k) zawierać informacje na temat powiązanych i niezbędnych planów dotyczących rozwijania przyszłej sieci, która pomoże uporać się z konsekwencjami ustalonych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego.

2. Środki krajowe w pełni uwzględniają środki regionalne i, w stosownych przypadkach, środki dwustronne uzgodnione na podstawie art. 12 i nie mogą zagrażać bezpieczeństwu operacyjnemu ani bezpieczeństwu systemu przesyłowego, ani też nie mogą zagrażać bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej w innych państwach członkowskich.

## Artykuł 12

**Zawartość planów gotowości na wypadek zagrożeń odnośnie do środków regionalnych i dwustronnych**

1. Oprócz środków krajowych, o których mowa w art. 11, plan gotowości na wypadek zagrożeń każdego państwa członkowskiego obejmuje środki regionalne i, w stosownych przypadkach, środki dwustronne mające na celu zapewnienie właściwego zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym o skutkach transgranicznych lub właściwe zarządzanie takimi kryzysami. Środki regionalne są uzgadniane w danym regionie pomiędzy państwami członkowskimi, które dysponują technicznymi możliwościami udzielenia sobie wzajemnej pomocy zgodnie z art. 15. W tym celu państwa członkowskie mogą też tworzyć podgrupy w danym regionie. Środki dwustronne są uzgadniane pomiędzy państwami członkowskimi, które są bezpośrednio połączone, ale nie znajdują się w tym samym regionie. Państwa członkowskie zapewniają spójność między środkami regionalnymi i dwustronnymi. Środki regionalne i dwustronne obejmują co najmniej:

- a) wyznaczenie koordynatora ds. sytuacji kryzysowych;
- b) mechanizmy wymiany informacji i współpracy;
- c) skoordynowane środki służące złagodzeniu skutków kryzysu elektroenergetycznego, w tym jednoczesnego kryzysu elektroenergetycznego, na potrzeby pomocy zgodnie z art. 15;
- d) procedury przeprowadzania testów planów gotowości na wypadek zagrożeń co roku lub co dwa lata;
- e) mechanizmy uruchamiające środki nierynkowe stosowane zgodnie z art. 16 ust. 2.

2. Zainteresowane państwa członkowskie uzgadniają środki regionalne i dwustronne, które mają być zawarte w planie gotowości na wypadek zagrożeń, po konsultacji z odpowiednimi regionalnymi centrami koordynacyjnymi. Komisja może pełnić rolę wspierającą podczas przygotowywania porozumienia w sprawie środków regionalnych i dwustronnych. Z myślą o ułatwieniu osiągnięcia takiego porozumienia Komisja może zwrócić się do ACER i ENTSO energii elektrycznej o udzielenie pomocy technicznej państwom członkowskim. Co najmniej na osiem miesięcy przed terminem przyjęcia lub aktualizacji planu gotowości na wypadek zagrożeń właściwe organy składają ECG sprawozdanie na temat osiągniętych porozumień. Jeżeli państwa członkowskie nie są w stanie osiągnąć porozumienia, właściwe zainteresowane organy informują Komisję o przyczynach jego braku. W takim przypadku Komisja proponuje środki obejmujące mechanizm współpracy w celu osiągnięcia porozumienia w sprawie środków regionalnych i dwustronnych.

3. W celu zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym właściwe organy państw członkowskich każdego regionu przy udziale odpowiednich zainteresowanych stron okresowo przeprowadzają testy skuteczności procedur opracowanych w planach gotowości na wypadek zagrożeń, w tym mechanizmów, o których mowa w ust. 1 lit. b), i przeprowadzają co dwa lata symulacje kryzysów elektroenergetycznych, testując w szczególności te mechanizmy.

## Artykuł 13

**Ocena Komisji w kwestii planów gotowości na wypadek zagrożeń**

1. W terminie czterech miesięcy od powiadomienia przez właściwy organ o przyjętym planie gotowości na wypadek zagrożeń Komisja ocenia ten plan, należycie uwzględniając opinie wyrażone przez ECG.

2. Po konsultacji z ECG Komisja wydaje niewiążącą opinię zawierającą szczegółowe uzasadnienie, i przekazuje ją właściwemu organowi z zaleceniem dokonania przeglądu planu gotowości na wypadek zagrożeń, jeżeli plan ten:

- a) nie przyczynia się skutecznie do ograniczenia ryzyka określonego w scenariuszach kryzysu elektroenergetycznego;
- b) nie jest spójny z ustalonymi scenariuszami kryzysu elektroenergetycznego lub z planem gotowości na wypadek zagrożeń innego państwa członkowskiego;
- c) nie spełnia wymogów określonych w art. 10 ust. 2;
- d) określa środki, które mogą zagrozić bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej w innym państwie członkowskim;
- e) w nieuzasadniony sposób zakłóca konkurencję lub skuteczne funkcjonowanie rynku wewnętrznego; lub
- f) jest niezgodny z przepisami niniejszego rozporządzenia lub z innymi przepisami prawa Unii.



3. W terminie trzech miesięcy od otrzymania wydanej przez Komisję opinii, o której mowa w ust. 2, zainteresowany właściwy organ w pełni uwzględnia zalecenie Komisji i powiadamia ją o zmienionym planie gotowości na wypadek zagrożeń albo powiadamia Komisję o powodach, dla których nie zgadza się z jej zaleceniem.

4. W przypadku gdy właściwy organ nie zgadza się z zaleceniem Komisji, Komisja może w terminie czterech miesięcy od otrzymania od właściwego organu powiadomienia o przyczynach, dla których nie zgadza się on z zaleceniem Komisji, wycofać swoje zalecenie lub zorganizować spotkanie z udziałem właściwego organu i, jeżeli Komisja uzna to za konieczne, z udziałem ECG w celu oceny sprawy. Komisja podaje szczegółowe uzasadnienie żądanych zmian w planie gotowości na wypadek zagrożeń. W przypadku gdy ostateczne stanowisko właściwego zainteresowanego organu odbiega od szczegółowego uzasadnienia Komisji, organ ten przedstawia Komisji uzasadnienie swojego stanowiska w terminie dwóch miesięcy od otrzymania szczegółowego uzasadnienia Komisji.

#### ROZDZIAŁ IV

### **Zarządzanie kryzysami elektroenergetycznymi**

#### Artykuł 14

#### **Wczesne ostrzeżenie o kryzysie elektroenergetycznym oraz ogłoszenie kryzysu elektroenergetycznego**

1. Jeżeli z oceny wystarczalności sezonowej lub z innego kompetentnego źródła pochodzą konkretne, poważne i wiarygodne informacje, że może dojść do kryzysu elektroenergetycznego w państwie członkowskim, właściwy organ tego państwa członkowskiego wydaje niezwłocznie wczesne ostrzeżenie Komisji, właściwym organom państw członkowskich znajdujących się w tym samym regionie, a w przypadku gdy nie znajdują się one w tym samym regionie, właściwym organom bezpośrednio połączonych państw członkowskich. Zainteresowany właściwy organ przekazuje także informacje na temat przyczyn ewentualnego kryzysu elektroenergetycznego, środków planowanych lub podjętych w celu zapobieżenia kryzysowi elektroenergetycznemu oraz ewentualnej potrzeby uzyskania pomocy od innych państw członkowskich. Informacje powinny obejmować możliwy wpływ środków na wewnętrzny rynek energii elektrycznej. Komisja przekazuje te informacje ECG.

2. W obliczu kryzysu elektroenergetycznego właściwy organ, po konsultacji z danym operatorem systemu przesyłowego, ogłasza kryzys elektroenergetyczny i bez zbędnej zwłoki informuje właściwe organy państw członkowskich w tym samym regionie, a jeżeli nie znajdują się one w tym samym regionie, właściwe organy bezpośrednio połączonych państw członkowskich oraz Komisję. Informacje te obejmują przyczyny pogorszenia się sytuacji w zakresie dostaw energii elektrycznej, powody ogłoszenia kryzysu elektroenergetycznego, środki planowane lub podjęte w celu jego złagodzenia oraz potrzebę uzyskania pomocy od innych państw członkowskich.

3. W przypadku gdy uznają one informacje przedstawione zgodnie z ust. 1 lub 2 za niewystarczające, Komisja, ECG lub właściwe organy państw członkowskich w tym samym regionie, a jeżeli nie znajdują się one w tym samym regionie, właściwe organy bezpośrednio połączonych państw członkowskich mogą zwrócić się do zainteresowanego państwa członkowskiego o przekazanie dodatkowych informacji.

4. Po wydaniu przez właściwy organ wczesnego ostrzeżenia lub ogłoszeniu kryzysu elektroenergetycznego realizuje się w jak największym możliwym stopniu środki określone w planie gotowości na wypadek zagrożeń.

#### Artykuł 15

### **Współpraca i pomoc**

1. Państwa członkowskie działają i współpracują w duchu solidarności, aby zapobiegać kryzysom elektroenergetycznym lub zarządzać nimi.

2. Jeżeli państwa członkowskie dysponują niezbędnymi możliwościami technicznymi, udzielają sobie wzajemnie pomocy za pośrednictwem środków regionalnych lub dwustronnych uzgodnionych na podstawie niniejszego artykułu i art. 12 przed udzieleniem tej pomocy. W tym celu i z myślą o ochronie bezpieczeństwa publicznego oraz bezpieczeństwa osobistego państwa członkowskie uzgadniają wybrane środki regionalne lub dwustronne w celu dostarczania energii elektrycznej w skoordynowany sposób.

3. Przed udzieleniem pomocy państwa członkowskie dokonują uzgodnień technicznych, prawnych i finansowych niezbędnych do realizacji środków regionalnych lub dwustronnych. Takie uzgodnienia określają między innymi maksymalną ilość energii elektrycznej, która ma zostać dostarczona na poziomie regionalnym lub dwustronnym, przesłanki uruchomienia pomocy i możliwości jej zawieszenia, sposób dostarczania energii elektrycznej oraz przepisy dotyczące godziwej rekompensaty pomiędzy państwami członkowskimi zgodnie z ust. 4, 5 i 6.
4. Pomoc zależy od uprzedniego porozumienia między danymi państwami członkowskimi w sprawie godziwej rekompensaty, obejmującego co najmniej:
  - a) koszt energii elektrycznej dostarczanej na terytorium państwa członkowskiego zwracającego się o pomoc, a także powiązane koszty przesyłu; oraz
  - b) wszelkie inne uzasadnione koszty poniesione przez państwo członkowskie udzielające pomocy, w tym w odniesieniu do zwrotu za pomoc przygotowaną, ale niewykorzystaną, oraz wszelkie koszty wynikające z postępowań sądowych, postępowań arbitrażowych lub podobnych postępowań i ugód.
5. Godziwa rekompensata na podstawie ust. 4 obejmuje między innymi wszystkie uzasadnione koszty, które państwo członkowskie udzielające pomocy ponosi przy wdrażaniu przepisów niniejszego rozporządzenia dotyczących pomocy ze względu na obowiązek wypłaty rekompensaty ze względu na prawa podstawowe gwarantowane przez prawo Unii i ze względu na mające zastosowanie zobowiązania międzynarodowe, oraz inne uzasadnione koszty poniesione w związku z wypłatą rekompensaty na podstawie przepisów krajowych dotyczących rekompensaty.
6. Państwo członkowskie zwracające się o pomoc niezwłocznie wypłaca państwu członkowskiemu udzielającemu pomocy godziwą rekompensatę lub zapewnia jej niezwłoczną wypłatę.
7. W terminie do dnia 5 stycznia 2020 r. oraz po konsultacji z ECG i ACER Komisja przedstawia niewiążące wskazówki dotyczące kluczowych elementów godziwej rekompensaty, o której mowa w ust. 3–6, oraz innych kluczowych elementów uzgodnień technicznych, prawnych i finansowych, o których mowa w ust. 3, jak również ogólnych zasad dotyczących wzajemnej pomocy, o której mowa w ust. 2.
8. W przypadku wystąpienia kryzysu elektroenergetycznego, gdy państwa członkowskie nie uzgodniły jeszcze środków regionalnych lub dwustronnych ani nie dokonały uzgodnień technicznych, prawnych i finansowych na podstawie niniejszego artykułu, ustalają one doraźne środki i uzgodnienia, aby stosować niniejszy artykuł, w tym w odniesieniu do godziwej rekompensaty na podstawie ust. 4, 5 i 6. W przypadku gdy państwo członkowskie zwraca się o pomoc przed ustaleniem takich doraźnych środków i dokonaniem takich doraźnych uzgodnień, przed otrzymaniem pomocy zobowiązuje się ono do wypłaty godziwej rekompensaty zgodnie z ust. 4, 5 i 6.
9. Państwa członkowskie zapewniają, aby przepisy niniejszego rozporządzenia dotyczące pomocy były wdrażane zgodnie z Traktatami, Kartą praw podstawowych Unii Europejskiej, a także innymi mającymi zastosowanie zobowiązaniami międzynarodowymi. Podejmują w tym celu niezbędne środki.

#### Artykuł 16

### Zgodność z przepisami dotyczącymi rynku

1. Środki podjęte w celu zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym lub ich łagodzenia muszą być zgodne z przepisami dotyczącymi rynku wewnętrznego energii elektrycznej i pracy systemu.
2. Środki nierynkowe są uruchamiane w czasie kryzysu elektroenergetycznego tylko w ostateczności, gdy wszystkie opcje oferowane przez rynek zostały wyczerpane lub gdy jest oczywiste, że same środki rynkowe nie są wystarczające, aby zapobiec dalszemu pogorszeniu się sytuacji w zakresie dostaw energii elektrycznej. Środki nierynkowe nie mogą w nieuzasadniony sposób zakłócać konkurencji ani skutecznego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Muszą być konieczne, proporcjonalne i niedyskryminacyjne oraz mieć charakter tymczasowy. Właściwy organ informuje odpowiednie zainteresowane strony w swoim państwie członkowskim o stosowaniu wszelkich środków nierynkowych.
3. Ograniczenie transakcji, w tym ograniczenie alokowanych już międzyobszarowych zdolności przesyłowych, ograniczenie zapewnienia międzyobszarowych zdolności przesyłowych na potrzeby alokacji zdolności przesyłowych bądź ograniczenie zapewnienia grafików, rozpoczyna się wyłącznie zgodnie z art. 16 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz zgodnie z przepisami przyjętymi w celu wdrożenia tego przepisu.

## ROZDZIAŁ V

**Ocena i monitorowanie**

## Artykuł 17

**Ocena ex post**

1. Tak szybko, jak jest to możliwe, a najpóźniej trzy miesiące po ustaniu kryzysu elektroenergetycznego, właściwy organ państwa członkowskiego, które ogłosiło kryzys elektroenergetyczny, przedkłada ECG i Komisji sprawozdanie z oceny *ex post* po uprzedniej konsultacji z organem regulacyjnym, w przypadku gdy organ regulacyjny nie jest właściwym organem.
2. Sprawozdanie to zawiera co najmniej:
  - a) opis zdarzenia, które wywołało kryzys elektroenergetyczny;
  - b) opis wszelkich podjętych środków zapobiegawczych, przygotowawczych i łagodzących oraz ocenę ich proporcjonalności i skuteczności;
  - c) ocenę transgranicznego wpływu podjętych środków;
  - d) zestawienie przygotowanej pomocy, wykorzystanej lub nie, udzielonej sąsiadnim państwom członkowskim oraz państwom trzecim lub od nich otrzymanej;
  - e) wpływ gospodarczy kryzysu elektroenergetycznego i wpływ podjętych środków na sektor energii elektrycznej w zakresie, w jakim umożliwiają to dane dostępne w chwili oceny, w szczególności niedostarczone ilości energii i poziom ręcznego odłączenia odbioru (w tym porównanie poziomów dobrowolnego odłączenia odbioru i przymusowego odłączenia odbioru);
  - f) powody uzasadniające zastosowanie wszelkich środków nierynkowych;
  - g) wszelkie możliwe udoskonalenia planu gotowości na wypadek zagrożeń;
  - h) przegląd możliwych udoskonalień rozwoju sieci w przypadkach, gdy niewystarczający rozwój sieci spowodował kryzys elektroenergetyczny lub się do niego przyczynił.
3. ECG i Komisja, w przypadku gdy uznają informacje przedstawione w sprawozdaniu z oceny *ex post* za niewystarczające, mogą zwrócić się do danego właściwego organu o przekazanie dodatkowych informacji.
4. Właściwe organy przedstawiają ECG wyniki oceny *ex post*. Wyniki te uwzględnia się w zaktualizowanym planie gotowości na wypadek zagrożeń.

## Artykuł 18

**Monitorowanie**

1. Oprócz innych zadań określonych w niniejszym rozporządzeniu, ECG omawia:
  - a) wyniki dziesięcioletniego planu rozwoju sieci energii elektrycznej przygotowanego przez ENTSO energii elektrycznej;
  - b) spójność planów gotowości na wypadek zagrożeń przyjętych przez właściwe organy zgodnie z procedurą, o której mowa w art. 10;
  - c) wyniki ocen wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przeprowadzonych przez ENTSO energii elektrycznej, jak określono w art. 23 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943;
  - d) wyniki państw członkowskich w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, z uwzględnieniem przynajmniej wskaźników obliczonych w ramach ocen wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, a mianowicie oczekiwaną ilość niedostarczonej energii i oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania;
  - e) wyniki ocen wystarczalności sezonowej, o których mowa w art. 9 ust. 2;
  - f) informacje otrzymane od państw członkowskich na podstawie art. 7 ust. 4;

- g) wyniki oceny *ex post*, o których mowa w art. 17 ust. 4.
  - h) metodę dokonywania oceny wystarczalności w perspektywie krótkoterminowej, o której mowa w art. 8;
  - i) metodę ustalania regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego, o której mowa w art. 5;
2. ECG może wydawać zalecenia dla państw członkowskich, jak również dla ENTSO energii elektrycznej, dotyczące kwestii, o których mowa w ust. 1.
3. ACER na bieżąco monitoruje bezpieczeństwo środków w zakresie dostaw energii elektrycznej i regularnie składa sprawozdania ECG.
4. Do dnia 1 września 2025 r. Komisja oceni, na podstawie doświadczeń zebranych w wyniku stosowania niniejszego rozporządzenia, ewentualne środki służące zwiększeniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na poziomie Unii oraz przekaze Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie na temat stosowania niniejszego rozporządzenia zawierające w razie konieczności wnioski ustawodawcze dotyczące zmiany niniejszego rozporządzenia.

#### Artykuł 19

### Postępowanie z informacjami poufnymi

1. Państwa członkowskie i właściwe organy wdrażają procedury, o których mowa w niniejszym rozporządzeniu, zgodnie z obowiązującymi przepisami, w tym z przepisami krajowymi odnoszącymi się do postępowania z poufnymi informacjami i procesami. Jeżeli skutkiem wdrożenia tych przepisów jest nieujawnienie informacji, między innymi w ramach planów gotowości na wypadek zagrożeń, państwo członkowskie lub organ może przedstawić ich streszczenie niemające charakteru poufnego i czyni to na żądanie.
2. Komisja, ACER, ECG, ENTSO energii elektrycznej, państwa członkowskie, właściwe organy, organy regulacyjne lub inne odpowiednie organy, podmioty lub osoby, które otrzymują informacje poufne na podstawie niniejszego rozporządzenia, zapewniają poufność informacji szczególnie chronionych.

#### ROZDZIAŁ VI

### Przepisy końcowe

#### Artykuł 20

### Współpraca z umawiającymi się stronami Wspólnoty Energetycznej

W przypadku gdy państwa członkowskie i umawiające się strony Wspólnoty Energetycznej współpracują w dziedzinie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, taka współpraca może obejmować zdefiniowanie kryzysu elektroenergetycznego, proces ustalania scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego oraz sporządzanie planów gotowości na wypadek zagrożeń, aby uniknąć stosowania środków zagrażających bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej państw członkowskich, umawiających się stron Wspólnoty Energetycznej lub Unii. Pod tym względem, umawiające się strony Wspólnoty Energetycznej mogą, na zaproszenie Komisji, uczestniczyć w pracach ECG w związku ze wszystkimi kwestiami, które ich dotyczą.

#### Artykuł 21

### Odstępstwo

Dopóki Cypr nie jest bezpośrednio połączony z innym państwem członkowskim, art. 6 i 12 oraz art. 15 ust. 2–9 nie mają zastosowania między Cyprzem a innymi państwami członkowskimi ani do ENTSO energii elektrycznej w odniesieniu do Cypru. Cypr i inne odpowiednie państwa członkowskie mogą opracować, przy wsparciu Komisji, środki i procedury alternatywne względem środków i procedur przewidzianych w art. 6 i art. 12 oraz art. 15 ust. 2–9, pod warunkiem że takie alternatywne środki i procedury nie mają wpływu na skuteczne stosowanie niniejszego rozporządzenia między pozostałymi państwami członkowskimi.

*Artykuł 22***Przepisy przejściowe obowiązujące do czasu utworzenia regionalnych centrów koordynacyjnych**

Do czasu utworzenia regionalnych centrów koordynacyjnych na podstawie art. 35 rozporządzenia (UE) 2019/943 regiony kontaktują się z państwem członkowskim lub grupą państw członkowskich znajdujących się na tym samym obszarze synchronicznym.

*Artykuł 23***Uchylenie**

Dyrektywa 2005/89/WE traci moc.

*Artykuł 24***Wejście w życie**

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

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

Sporządzono w Brukseli dnia 5 czerwca 2019 r.

W imieniu Parlamentu Europejskiego

A. TAJANI

Przewodniczący

W imieniu Rady

G. CIAMBA

Przewodniczący

---

## ZAŁĄCZNIK

## WZÓR PLANU GOTOWOŚCI NA WYPADEK ZAGROŻEŃ

Poniższy wzór należy wypełnić w języku angielskim.

## Informacje ogólne

- Nazwa właściwego organu odpowiedzialnego za opracowanie niniejszego planu
- Państwa członkowskie w regionie

## 1. STRESZCZENIE SCENARIUSZY KRYZYSU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Należy krótko opisać scenariusze kryzysu elektroenergetycznego ustalone na poziomie regionalnym i krajowym zgodnie z procedurą określoną w art. 6 i 7, w tym przyjęte założenia.

## 2. ROLA I OBOWIĄZKI WŁAŚCIWEGO ORGANU

Należy określić rolę i obowiązki właściwego organu oraz podmiotów, którym powierzono określone zadania.

Należy opisać, jakie zadania zostały ewentualnie przekazane innym podmiotom.

## 3. PROCEDURY I ŚRODKI DOTYCZĄCE KRYZYSU ELEKTROENERGETYCZNEGO

## 3.1. Procedury i środki krajowe

- a) Należy opisać procedury, jakie mają być stosowane w przypadkach kryzysu elektroenergetycznego, w tym odpowiednie schematy obiegu informacji.
- b) Należy opisać środki zapobiegawcze i przygotowawcze.
- c) Należy opisać środki mające na celu złagodzenie kryzysów elektroenergetycznych, w szczególności, środki po stronie popytu i po stronie podaży, ze wskazaniem, w jakich okolicznościach środki takie można wykorzystać, zwłaszcza podając czynniki uruchamiające każdego środka. Jeżeli planuje się zastosowanie środków nierynkowych, musi to być należycie uzasadnione w świetle wymogów określonych w art. 16 oraz musi być zgodne ze środkami regionalnymi i, w stosownych przypadkach, dwustronnymi.
- d) Należy zapewnić ramy ręcznego zmniejszania obciążenia określające, w jakich okolicznościach obciążenia mają być zmniejszane. W odniesieniu do bezpieczeństwa publicznego i bezpieczeństwa osobistego należy określić, które kategorie użytkowników energii elektrycznej są uprawnione do uzyskania szczególnej ochrony przed odłączeniem, i uzasadnić potrzebę takiej ochrony. Należy określić, w jaki sposób operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni działać w celu zmniejszenia zużycia.
- e) Należy opisać mechanizmy wykorzystywane do informowania opinii publicznej o kryzysie elektroenergetycznym.

## 3.2. Procedury i środki regionalne i dwustronne

- a) Należy opisać uzgodnione mechanizmy służące współpracy w regionie i zapewnieniu odpowiedniej koordynacji przed kryzysem elektroenergetycznym i w jego trakcie, w tym procedury podejmowania decyzji na potrzeby odpowiedniego reagowania na poziomie regionalnym.
- b) Należy opisać wszelkie uzgodnione środki regionalne i dwustronne, w tym wszelkie uzgodnienia techniczne, prawne i finansowe niezbędne do realizacji tych środków. Opisując takie uzgodnienia, należy przekazać informacje między innymi o maksymalnych ilościach energii elektrycznej, które mają zostać dostarczone na poziomie regionalnym lub dwustronnym, o przesłankach uruchomienia pomocy i możliwości złożenia wniosku o jej zawieszenie, sposobie dostarczania energii elektrycznej oraz przepisach dotyczących godziwej rekompensaty między państwami członkowskimi. Należy opisać środki krajowe niezbędne do realizacji i egzekwowania uzgodnionych środków regionalnych i dwustronnych.
- c) Należy opisać mechanizmy stosowane przed kryzysem elektroenergetycznym i w jego trakcie na potrzeby współpracy i koordynowania działań z innymi państwami członkowskimi spoza regionu, a także z państwami trzecimi w obrębie odpowiedniego obszaru synchronicznego.

## 4. KOORDYNATOR DS. SYTUACJI KRYZYSOWYCH

Należy wskazać i zdefiniować rolę koordynatora ds. sytuacji kryzysowych. Należy podać jego dane kontaktowe.

## 5. KONSULTACJE Z ZAINTERESOWANYMI STRONAMI

Zgodnie z art. 10 ust. 1 należy opisać mechanizm stosowany w celu konsultacji i wyniki konsultacji przeprowadzonych na potrzeby opracowania niniejszego planu z:

- a) odpowiednimi przedsiębiorstwami energetycznymi i gazowymi, w tym odpowiednimi wytwórcami lub ich organizacjami branżowymi;
- b) odpowiednimi organizacjami reprezentującymi interesy nieprzemysłowych odbiorców energii elektrycznej;
- c) odpowiednimi organizacjami reprezentującymi interesy przemysłowych odbiorców energii elektrycznej;
- d) organami regulacyjnymi;
- e) operatorami systemów przesyłowych;
- f) odpowiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych.

## 6. TESTY REAGOWANIA W SYTUACJACH NADZWYCZAJNYCH

- a) Należy przedstawić dwuletni harmonogram regionalny (i w stosownych przypadkach również krajowy) symulacji reagowania w czasie rzeczywistym na kryzysy elektroenergetyczne.
- b) Zgodnie z art. 12 ust. 1 lit. d) należy wskazać uzgodnione procedury i podmioty zaangażowane w ten proces.

W przypadku aktualizacji planu: należy krótko opisać testy przeprowadzone od momentu przyjęcia poprzedniego planu i ich najważniejsze wyniki. Należy wskazać, jakie środki przyjęto w następstwie tych testów.

---

**ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2019/942**  
**z dnia 5 czerwca 2019 r.**  
**ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki**  
**(wersja przekształcona)**  
**(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

PARLAMENT EUROPEJSKI I RADA UNII EUROPEJSKIEJ,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w szczególności jego art. 194 ust. 2,

uwzględniając wniosek Komisji Europejskiej,

po przekazaniu projektu aktu ustawodawczego parlamentom narodowym,

uwzględniając opinię Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego <sup>(1)</sup>,

uwzględniając opinię Komitetu Regionów <sup>(2)</sup>,

stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą <sup>(3)</sup>,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 <sup>(4)</sup>, które ustanawia Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), zostało znacząco zmienione <sup>(5)</sup>. Ze względu na konieczność dokonania dalszych zmian, dla zachowania przejrzystości, rozporządzenie to należy przekształcić.
- (2) Utworzenie ACER wyraźnie usprawniło koordynację działań organów regulacyjnych w kwestiach transgranicznych. Od czasu utworzenia ACER otrzymał nowe ważne zadania dotyczące monitorowania rynków hurtowych na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 <sup>(6)</sup> oraz dotyczące dziedziny transgranicznej infrastruktury energetycznej na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 <sup>(7)</sup> i bezpieczeństwa dostaw gazu na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 <sup>(8)</sup>.
- (3) Przewiduje się, że potrzeba koordynacji krajowych działań regulacyjnych jeszcze wzrośnie w nadchodzących latach. System energetyczny Unii jest w trakcie najpoważniejszych od dziesięcioleci zmian. Większa integracja rynku i zmiana w kierunku bardziej zróżnicowanej produkcji energii elektrycznej wymagają zwiększenia wysiłków na rzecz skoordynowania z sąsiadami krajowych polityk energetycznych i wykorzystania możliwości w zakresie transgranicznego obrotu energią elektryczną.
- (4) Doświadczenia związane z wdrażaniem rynku wewnętrznego pokazują, że nieskoordynowane działania krajowe mogą prowadzić do poważnych problemów na rynku, w szczególności w ściśle połączonych obszarach, w których decyzje państw członkowskich często powodują odczuwalne skutki dla sąsiadów. Aby uzyskać pozytywne skutki rynku wewnętrznego energii elektrycznej dla dobrobytu konsumentów, bezpieczeństwa dostaw i dekarbonizacji, państwa członkowskie, a w szczególności ich niezależne organy regulacyjne, powinny współpracować w sprawie tych środków regulacyjnych, które wywierają skutki transgraniczne.

<sup>(1)</sup> Dz.U. C 288 z 31.8.2017, s. 91.

<sup>(2)</sup> Dz.U. C 342 z 12.10.2017, s. 79.

<sup>(3)</sup> Stanowisko Parlamentu Europejskiego z dnia 26 marca 2019 r. (dotychczas nieopublikowane w Dzienniku Urzędowym) i decyzja Rady z dnia 22 maja 2019 r.

<sup>(4)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 1).

<sup>(5)</sup> Zob. załącznik I.

<sup>(6)</sup> 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).

<sup>(7)</sup> 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).

<sup>(8)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz.U. L 280 z 28.10.2017, s. 1).



- (5) Fragmentaryczne krajowe interwencje państwa na rynkach energii stanowią rosnące zagrożenie dla właściwego funkcjonowania transgranicznych rynków energii elektrycznej. Należy zatem przyznać ACER rolę w opracowywaniu skoordynowanej oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, w ścisłej współpracy z europejską siecią operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej (zwanej dalej „ENTSO energii elektrycznej”), aby uniknąć problemów wynikających z fragmentarycznych ocen krajowych dokonywanych według różnych nieskoordynowanych metod i nieuwzględniających w wystarczającym stopniu sytuacji w sąsiednich krajach. ACER powinien również sprawować nadzór nad parametrami technicznymi opracowanymi przez ENTSO energii elektrycznej na potrzeby efektywnego wykorzystania transgranicznych zdolności wytwórczych oraz nad innymi cechami technicznymi mechanizmów zdolności wytwórczych.
- (6) Pomimo istotnych postępów w integracji i wzajemnym połączeniu rynku wewnętrznego energii elektrycznej, niektóre państwa członkowskie lub regiony pozostają odizolowane lub niewystarczająco wzajemnie połączone, w szczególności w przypadku wyspiarskich państw członkowskich i państw członkowskich położonych na peryferiach Unii. W swojej działalności ACER powinien odpowiednio uwzględniać specyficzną sytuację tych państw członkowskich lub regionów
- (7) Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej wymaga skoordynowanego podejścia w celu przygotowania się na nieoczekiwane sytuacje kryzysowe w zakresie dostaw. ACER powinien zatem koordynować działania krajowe związane z gotowością na wypadek zagrożeń zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941<sup>(9)</sup>.
- (8) Ze względu na ścisłe połączenie międzysystemowe unijnej sieci elektroenergetycznej oraz rosnącą potrzebę współpracy z sąsiednimi krajami w celu zachowania stabilności sieci i włączenia wielkich ilości energii odnawialnej regionalne centra koordynacji będą odgrywać ważną rolę w zakresie koordynacji działań operatorów systemów przesyłowych. ACER powinien w razie potrzeby zapewnić nadzór regulacyjny nad regionalnymi centrami koordynacji.
- (9) Ponieważ znaczna część nowych zdolności wytwórczych energii elektrycznej będzie przyłączana na poziomie lokalnym, operatorzy systemów dystrybucyjnych będą odgrywać ważną rolę w zakresie elastycznej i efektywnej eksploatacji systemu elektroenergetycznego Unii.
- (10) Państwa członkowskie powinny ściśle współpracować, usuwając przeszkody w transgranicznej wymianie energii elektrycznej i gazu ziemnego z myślą o dążeniu do osiągnięcia celów unijnej polityki energetycznej. ACER został ustanowiony, aby wypełnić lukę regulacyjną na poziomie unijnym oraz przyczynić się do sprawnego funkcjonowania rynków wewnętrznych energii elektrycznej i gazu ziemnego. ACER umożliwi organom regulacyjnym umacnianie ich współpracy na poziomie unijnym i udział, na wspólnych podstawach, w wykonywaniu zadań o wymiarze unijnym.
- (11) ACER powinien zapewniać właściwą koordynację funkcji regulacyjnych wykonywanych przez organy regulacyjne zgodnie z dyrektywą (UE) 2019/944<sup>(10)</sup> i z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE<sup>(11)</sup> oraz, w razie potrzeby, zapewniać ich uzupełnienie na poziomie unijnym. W tym celu konieczne jest zagwarantowanie ACER niezależności od producentów energii elektrycznej i gazu, operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych – publicznych lub prywatnych – oraz konsumentów, a także zapewnienie zgodności jego działań z prawem unijnym, zapewnienie zdolności technicznych i regulacyjnych oraz przejrzystości, podporządkowania się kontroli demokratycznej, w tym odpowiedzialności wobec Parlamentu Europejskiego i skuteczności.
- (12) ACER powinien monitorować współpracę regionalną między operatorami systemów przesyłowych w sektorze energii elektrycznej i gazu, a także wykonywanie zadań ENTSO energii elektrycznej oraz europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych gazu („ENTSO gazu”). ACER powinien również monitorować realizację zadań innych podmiotów o regulowanych funkcjach mających wymiar ogólnounijny, takich jak giełdy energii. Udział ACER jest istotny w celu zapewnienia, aby współpraca między operatorami systemów przesyłowych oraz działalność innych podmiotów o zadaniach ogólnounijnych przebiegała w sposób sprawny i przejrzysty oraz z korzyścią dla rynków wewnętrznych energii elektrycznej i gazu ziemnego.

<sup>(9)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (zob. s. 1 niniejszego Dziennika Urzędowego).

<sup>(10)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (zob. s. 125 niniejszego Dziennika Urzędowego).

<sup>(11)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 94).

- (13) Organy regulacyjne powinny prowadzić koordynację między sobą przy wykonywaniu zadań w celu zapewnienia, aby ENTSO energii elektrycznej, Europejska Organizacja Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (zwana dalej „organizacją OSD UE”) oraz regionalne centra koordynacji wykonywały obowiązki wynikające z ram regulacyjnych rynku wewnętrznego energii oraz decyzje ACER. W związku z rozszerzeniem obowiązków operacyjnych ENTSO energii elektrycznej, organizacji OSD UE i regionalnych centrów koordynacji konieczne jest wzmocnienie nadzoru nad takimi podmiotami działającymi na poziomie regionalnym lub ogólnounijnym. Procedura ustanowiona w niniejszym rozporządzeniu zapewnia, aby ACER wspierał organy regulacyjne podczas wykonywania tych funkcji zgodnie z dyrektywą (UE) 2019/944.
- (14) Aby zapewnić ACER informacje niezbędne do wykonywania jego zadań, ACER powinien móc występować o takie informacje do organów regulacyjnych, ENTSO energii elektrycznej, ENTSO gazu, regionalnych centrów koordynacji, organizacji OSD UE, operatorów systemów przesyłowych i wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej i mieć możliwość ich otrzymania.
- (15) ACER, we współpracy z Komisją, państwami członkowskimi i właściwymi organami krajowymi, powinien monitorować rynki wewnętrzne energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz informować odpowiednio Parlament Europejski, Komisję i organy krajowe o swoich ustaleniach. Zadania ACER polegające na monitorowaniu nie powinny pokrywać się z monitorowaniem prowadzonym przez Komisję lub organy krajowe, w szczególności przez krajowe organy ochrony konkurencji, ani nie powinny go utrudniać.
- (16) ACER zapewnia zintegrowane ramy, które umożliwiają udział i współpracę organom regulacyjnym. Ramy takie ułatwiają jednolite stosowanie przepisów dotyczących rynków wewnętrznych energii elektrycznej i gazu ziemnego w całej Unii. ACER otrzymał uprawnienie do wydawania decyzji indywidualnych w sytuacjach dotyczących więcej niż jednego państwa członkowskiego. Uprawnienia te powinny na jasno określonych warunkach obejmować kwestie techniczne i regulacyjne, które wymagają koordynacji regionalnej, w szczególności dotyczące wdrażania kodeksów sieci i wytycznych, współpracy z regionalnymi centrami koordynacji, decyzji regulacyjnych niezbędnych do skutecznego monitorowania integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, decyzji dotyczących infrastruktury elektroenergetycznej i gazowej łączącej lub która mogłaby połączyć co najmniej dwa państwa członkowskie oraz, w ostateczności, zwolnienia z zasad rynku wewnętrznego w przypadku nowych elektroenergetycznych połączeń wzajemnych i nowej infrastruktury gazowej, usytuowanych na terytorium więcej niż jednego państwa członkowskiego.
- (17) Przegląd kodeksów sieci i wytycznych obejmuje zmiany, które są niezbędne w celu uwzględnienia ewolucji rynku, bez konieczności wprowadzania istotnych zmian w tych kodeksach sieci i wytycznych lub powierzenia ACER nowych kompetencji.
- (18) ACER ma ważną rolę do odegrania w opracowywaniu wytycznych ramowych, które są z natury niewiążące. Kodeksy sieci powinny być zgodne z tymi wytycznymi ramowymi. Uważa się również, że właściwe i zgodne z celem działania ACER jest określenie jego roli w dokonywaniu przeglądu i zmian projektów kodeksów sieci, aby zapewnić ich zgodność z wytycznymi ramowymi i niezbędny stopień harmonizacji, zanim ACER przedłoży je Komisji do przyjęcia.
- (19) Wraz z przyjęciem zbioru kodeksów sieci i wytycznych, przewidujących stopniowe wdrażanie i dalsze doprecyzowanie wspólnych zasad regionalnych i ogólnounijnych, wzrosła rola ACER w zakresie monitorowania i przyczyniania się do wdrażania kodeksów sieci i wytycznych. Skuteczne monitorowanie kodeksów sieci i wytycznych stanowi kluczową funkcję ACER i ma podstawowe znaczenie dla wdrażania zasad rynku wewnętrznego.
- (20) W trakcie wdrażania kodeksów sieci i wytycznych okazało się, że użyteczne byłoby usprawnienie procedur dotyczących zatwierdzania przez organy regulacyjne regionalnych lub ogólnounijnych warunków lub metod, które są opracowane zgodnie z kodeksami sieci i wytycznymi, poprzez przedkładanie ich bezpośrednio ACER, aby umożliwić organom regulacyjnym reprezentowanym w Radzie Organów Regulacyjnych podjęcie decyzji w sprawie takich warunków lub metod.
- (21) Ponieważ stopniowa harmonizacja unijnych rynków energii obejmuje regularne poszukiwanie rozwiązań na poziomie regionalnym jako etap przejściowy i konieczne jest zatwierdzenie wielu warunków i metod przez ograniczoną liczbę organów regulacyjnych dla danego regionu, należy odzwierciedlić w niniejszym rozporządzeniu regionalny wymiar rynku wewnętrznego i zapewnić odpowiednie mechanizmy zarządzania. Decyzje dotyczące wniosków w sprawie wspólnych regionalnych warunków lub metod powinny być w związku z tym podejmowane przez właściwe organy regulacyjne danego regionu, chyba że decyzje te wywierają odczuwalny wpływ na rynek wewnętrzny energii.

- (22) Ponieważ ACER ma ogólny obraz organów regulacyjnych, powinien pełnić rolę doradczą wobec Komisji, pozostałych instytucji Unii oraz organów regulacyjnych w odniesieniu do wszystkich kwestii związanych z celami, dla których został ustanowiony. ACER powinien mieć również obowiązek informowania Komisji, jeżeli stwierdzi, że współpraca pomiędzy operatorami systemów przesyłowych nie przynosi pożądanego rezultatu lub że organ regulacyjny, który wydał decyzję naruszającą kodeksy sieci i wytyczne, nie wdraża – odpowiednio – opinii, zaleceń lub decyzji wydanej przez ACER.
- (23) ACER powinien również być uprawniony do wydawania zaleceń, aby pomóc organom regulacyjnym i uczestnikom rynku w dzieleniu się dobrymi praktykami.
- (24) ENTSO energii elektrycznej, ENTSO gazu, organizacja OSD UE, operatorzy systemów przesyłowych, regionalne centra koordynacji i wyznaczeni operatorzy rynku energii elektrycznej powinni w najwyższym stopniu uwzględniać opinie i zalecenia ACER skierowane do nich zgodnie z niniejszym rozporządzeniem.
- (25) W stosownych przypadkach ACER powinien konsultować się z zainteresowanymi stronami i stwarzać im właściwą możliwość przedstawienia uwag na temat proponowanych środków, takich jak kodeksy sieci i zasady dotyczące sieci.
- (26) ACER powinien przyczynić się do wdrażania wytycznych dotyczących transeuropejskich sieci energetycznych ustanowionych w rozporządzeniu (UE) nr 347/2013, w szczególności przy wydawaniu opinii w sprawie niewiążących dziesięcioletnich planów rozwoju sieci o zasięgu unijnym („plany rozwoju sieci o zasięgu unijnym”).
- (27) ACER powinien wspierać wysiłki na rzecz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego.
- (28) Działania ACER powinny być spójne z celami i założeniami unii energetycznej, która posiada pięć ściśle powiązanych i wzajemnie wzmacniających się wymiarów, w tym dekarbonizacją, jak określono w art. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 <sup>(12)</sup>.
- (29) Zgodnie z zasadą pomocniczości ACER powinien wydawać decyzje indywidualne wyłącznie w jasno określonych okolicznościach, w kwestiach ściśle związanych z celami, dla których ACER został ustanowiony.
- (30) Aby zapewnić efektywność ram ACER i ich spójność z innymi agencjami zdecentralizowanymi, przepisy regulujące ACER należy dostosować do wspólnego podejścia uzgodnionego między Parlamentem Europejskim, Radą UE i Komisją Europejską w sprawie agencji zdecentralizowanych <sup>(13)</sup> (zwanego dalej „wspólnym podejściem”). Jednakże – w zakresie, w jakim jest to niezbędne – strukturę ACER należy dostosować do szczególnych potrzeb związanych z regulacją energetyki. W szczególności należy w pełni uwzględnić specyficzną rolę organów regulacyjnych oraz zagwarantować ich niezależność.
- (31) W przyszłości można się spodziewać wprowadzenia w niniejszym rozporządzeniu dodatkowych zmian mających na celu jego pełne dostosowanie do wspólnego podejścia. W związku z aktualnymi potrzebami w dziedzinie regulacji energetyki konieczne są odstępstwa od wspólnego podejścia. Komisja powinna przeprowadzić ocenę wyników ACER w odniesieniu do jego celów, mandatu i zadań oraz powinna mieć możliwość, w świetle tej oceny, zaproponowania zmian niniejszego rozporządzenia.
- (32) Rada Administracyjna powinna mieć niezbędne uprawnienia do uchwalania budżetu, kontrolowania jego wykonywania, sporządzania regulaminu wewnętrznego, przyjmowania przepisów finansowych oraz powoływania Dyrektora. Przy odnawianiu kadencji członków Rady Administracyjnej powoływanych przez Radę należy stosować system rotacji, tak aby zapewnić zrównoważoną reprezentację państw członkowskich na przestrzeni czasu. Rada Administracyjna powinna działać w niezależny i obiektywny sposób w interesie publicznym oraz nie powinna zwracać się o instrukcje polityczne ani ich przyjmować.

<sup>(12)</sup> 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 (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 1).

<sup>(13)</sup> Wspólne oświadczenie Parlamentu Europejskiego, Rady UE i Komisji Europejskiej w sprawie agencji zdecentralizowanych z dnia 19.7.2012 r.

- (33) ACER powinien mieć niezbędne uprawnienia do wykonywania swoich funkcji regulacyjnych w sposób skuteczny, przejrzysty, racjonalny i przede wszystkim niezależny. Niezależność ACER od producentów energii elektrycznej i gazu oraz operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych, a także innych interesów prywatnych i korporacyjnych stanowi nie tylko kluczową zasadę dobrego zarządzania, ale jest również podstawowym warunkiem zapewniającym zaufanie rynku. Z zastrzeżeniem zasady, zgodnie z którą członkowie Rady Organów Regulacyjnych działają w imieniu swoich odpowiednich organów krajowych, Rada Organów Regulacyjnych powinna działać niezależnie od wszelkich interesów rynkowych, unikać konfliktów interesów i nie powinna zwracać się o instrukcje ani ich przyjmować, ani też przyjmować zaleceń od rządu państwa członkowskiego, instytucji Unii lub innych podmiotów bądź osób publicznych lub prywatnych. Decyzje Rady Organów Regulacyjnych powinny być jednocześnie zgodne z przepisami unijnymi dotyczącymi energii – takimi jak rynek wewnętrzny energii – środowiska oraz konkurencji. Rada Organów Regulacyjnych powinna przedkładać swoje opinie, zalecenia i decyzje instancjom Unii.
- (34) W przypadku gdy ACER przysługują uprawnienia decyzyjne, z uwagi na szybkość postępowania zainteresowane strony powinny mieć prawo odwołania się do Komisji Odwoławczej, która powinna stanowić część ACER, zachowując jednak niezależność od jego struktury administracyjnej i regulacyjnej. Aby zagwarantować funkcjonowanie i pełną niezależność Komisji Odwoławczej, powinna ona dysponować odrębną linią budżetową w budżecie ACER. Mając na uwadze zachowanie ciągłości działań, powoływanie lub odnawianie kadencji członków Komisji Odwoławczej powinno dopuszczać częściową wymianę jej członków. Od decyzji Komisji Odwoławczej przysługuje odwołanie do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej (zwanego dalej „Trybunałem Sprawiedliwości”).
- (35) ACER powinien wykonywać swoje uprawnienia decyzyjne zgodnie z zasadami sprawiedliwego, przejrzystego i racjonalnego podejmowania decyzji. Wszystkie przepisy proceduralne ACER powinny być ustanowione w jego regulaminie.
- (36) Dyrektor powinien być odpowiedzialny za sporządzanie i przyjmowanie dokumentów zawierających opinie, zalecenia i decyzje. Niektóre opinie, zalecenia i decyzje, o których mowa w art. 22 ust. 5 lit. a) i art. 24 ust. 2, powinny wymagać pozytywnej opinii Rady Organów Regulacyjnych przed ich wydaniem. Rada Organów Regulacyjnych powinna mieć możliwość wydawania opinii oraz, w stosownych przypadkach, uwag i poprawek do propozycji Dyrektora, które powinien on uwzględnić. Jeżeli stanowisko Dyrektora nie uwzględnia uwag i zmian przedłożonych przez Radę Organów Regulacyjnych lub zostaną one przez niego odrzucone, jest on zobowiązany przedstawić należyte pisemne uzasadnienie, aby ułatwić konstruktywny dialog. Jeżeli Rada Organów Regulacyjnych nie wyda pozytywnej opinii w sprawie zmienionego brzmienia tekstu, Dyrektor powinien mieć możliwość wprowadzenia kolejnych zmian zgodnie z poprawkami i uwagami zaproponowanymi przez Radę Organów Regulacyjnych w celu uzyskania jej pozytywnej opinii. Dyrektor powinien mieć możliwość wycofania przedłożonych projektów opinii, zaleceń i decyzji, jeżeli nie zgadza się ze zmianami przedłożonymi przez Radę Organów Regulacyjnych, i przygotowania nowego tekstu zgodnie z określonymi procedurami, o których mowa w art. 22 ust. 5 lit. a) i art. 24 ust. 2. Dyrektor powinien mieć możliwość zwrócenia się do Rady Organów Regulacyjnych o wydanie pozytywnej opinii w sprawie nowego lub zmienionego projektu tekstu na każdym etapie procedury.
- (37) ACER powinien dysponować odpowiednimi zasobami w celu wykonywania swoich zadań. ACER powinien być finansowany głównie z budżetu ogólnego Unii. Opłaty zasilają budżet ACER i powinny pokrywać koszty usług, jakie ACER świadczy na rzecz uczestników rynku lub podmiotów działających w ich imieniu i które pozwalają tym uczestnikom rynku lub działającym w ich imieniu podmiotom przekazywać dane na podstawie art. 8 rozporządzenia (UE) nr 1227/2011 w sposób skuteczny, wydajny i bezpieczny. Środki gromadzone obecnie przez organy regulacyjne na cele współpracy na poziomie unijnym powinny w dalszym ciągu być dostępne dla ACER. Procedura budżetowa Unii powinna nadal mieć zastosowanie w zakresie wszelkich dotacji, którymi obciążany jest budżet ogólny Unii. Ponadto kontroli ksiąg rachunkowych powinien dokonywać niezależny audytor zewnętrzny, zgodnie z art. 107 rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) nr 1271/2013<sup>(14)</sup>.
- (38) Budżet ACER powinien podlegać bieżącej ocenie przez władzę budżetową, w oparciu o obciążenie ACER pracą i jego wyniki oraz cel, jakim jest dążenie do stworzenia rynku wewnętrznego energii i przyczynianie się do bezpieczeństwa energetycznego z korzyścią dla konsumentów w Unii. Władza budżetowa powinna zapewnić przestrzeganie najwyższych standardów skuteczności.

<sup>(14)</sup> Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 1271/2013 z dnia 30 września 2013 r. w sprawie ramowego rozporządzenia finansowego dotyczącego organów, o których mowa w art. 208 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE, Euratom) nr 966/2012 (Dz. U. L 328 z 7.12.2013, s. 42).

- (39) Centrum Tłumaczeń dla Organów Unii Europejskiej (zwane dalej „Centrum”) powinno zapewniać tłumaczenie wszystkim agencjom Unii. W razie trudności ze świadczeniem usług przez Centrum Tłumaczeń ACER powinien mieć możliwość skorzystania z mechanizmu współpracy przewidzianego w rozporządzeniu Rady (WE) nr 2965/94 <sup>(15)</sup>, co ostatecznie mogłoby prowadzić do korzystania z usług innych usługodawców pod auspicjami Centrum Tłumaczeń.
- (40) ACER powinien dysponować wysoko wykwalifikowanym personelem. W szczególności powinien korzystać z kompetencji i doświadczenia personelu oddelegowanego przez organy regulacyjne, Komisję i państwa członkowskie. Do personelu ACER powinny mieć zastosowanie regulamin pracowniczy urzędników Wspólnot Europejskich („regulamin pracowniczy”) i warunki zatrudnienia innych pracowników Wspólnot Europejskich („warunki zatrudnienia”) ustanowione w rozporządzeniu Rady (EWG, Euratom, EWWiS) nr 259/68 <sup>(16)</sup> oraz zasady wspólnie przyjęte przez instytucje Unii w celu stosowania tych przepisów. Rada Administracyjna, w porozumieniu z Komisją, powinna przyjąć odpowiednie przepisy wykonawcze.
- (41) Prace regulacyjne prowadzone przez Dyrektora i Radę Organów Regulacyjnych na podstawie niniejszego rozporządzenia mogą być wspierane przez grupy robocze.
- (42) ACER powinien stosować ogólne zasady dotyczące publicznego dostępu do dokumentów znajdujących się w posiadaniu organów Unii. Rada Administracyjna powinna ustalić praktyczne środki ochrony informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie oraz danych osobowych.
- (43) Współpraca organów regulacyjnych w ramach ACER uwidacznia w oczywisty sposób, że podejmowanie decyzji większością głosów stanowi podstawowy warunek niezbędny do osiągnięcia postępu w sprawach dotyczących rynku wewnętrznego energii, które wywierają istotne skutki ekonomiczne w różnych państwach członkowskich. Organy regulacyjne powinny zatem nadal głosować większością dwóch trzecich głosów w Radzie Organów Regulacyjnych. ACER powinien odpowiadać, w stosownych przypadkach, przed Parlamentem Europejskim, Radą i Komisją.
- (44) Kraje niebędące członkami Unii powinny mieć możliwość uczestniczenia w pracach ACER, zgodnie z odpowiednimi umowami, które mają zostać zawarte przez Unię.
- (45) Ponieważ cele niniejszego rozporządzenia, a mianowicie współpraca organów regulacyjnych na poziomie unijnym i ich udział w wykonywaniu zadań o wymiarze unijnym, nie mogą zostać osiągnięte w sposób wystarczający przez państwa członkowskie, natomiast możliwe jest ich lepsze osiągnięcie na poziomie Unii, może ona podjąć działania zgodnie z zasadą pomocniczości określoną w art. 5 Traktatu o Unii Europejskiej (TUE). Zgodnie z zasadą proporcjonalności określoną w tym artykule, niniejsze rozporządzenie nie wykracza poza to, co jest konieczne do osiągnięcia tych celów.
- (46) Siedziba ACER znajduje się w Lublanie, zgodnie z decyzją 2009/913/UE <sup>(17)</sup>. Siedziba ACER stanowi główny ośrodek jego działań i funkcji statutowych.
- (47) Państwo członkowskie, w którym znajduje się siedziba ACER, powinno zapewnić możliwie najlepsze warunki dla zagwarantowania sprawnego i skutecznego funkcjonowania ACER, w tym wielojęzyczne placówki szkolne o orientacji europejskiej oraz odpowiednie połączenia transportowe. Umowa w sprawie siedziby między rządem Republiki Słowenii a ACER, która spełnia te wymogi, oraz jej postanowienia wykonawcze, została zawarta 26 listopada 2010 r. i weszła w życie 10 stycznia 2011 r.,

PRZYJMUJĄ NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

## **Rozdział I**

### **Cele i zadania**

#### **Artykuł 1**

### **Ustanowienie i cele**

1. W niniejszym rozporządzeniu ustanawia się Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (zwaną dalej „ACER”).

<sup>(15)</sup> Rozporządzenie Rady (WE) nr 2965/94 z dnia 28 listopada 1994 r. ustanawiające Centrum Tłumaczeń dla organów Unii Europejskiej (Dz.U. L 314 z 7.12.1994, s. 1).

<sup>(16)</sup> Rozporządzenie Rady (EWG, Euratom, EWWiS) nr 259/68 z dnia 29 lutego 1968 r. ustanawiające regulamin pracowniczy urzędników i warunki zatrudnienia innych pracowników Wspólnot Europejskich oraz ustanawiające specjalne środki stosowane tymczasowo wobec urzędników Komisji (Dz.U. L 56 z 4.3.1968, s. 1).

<sup>(17)</sup> Decyzja podjęta za wspólnym porozumieniem przedstawicieli rządów państw członkowskich z dnia 7 grudnia 2009 r. w sprawie umiejscowienia siedziby Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U. L 322 z 9.12.2009, s. 39).

2. Celem ACER jest wspieranie organów regulacyjnych, o których mowa w art. 57 dyrektywy (UE) 2019/944 i art. 39 dyrektywy 2009/73/WE, w wykonywaniu na poziomie unijnym zadań regulacyjnych w państwach członkowskich oraz, w razie potrzeby, koordynowanie działań tych organów i prowadzenie mediacji w sporach między nimi oraz ich rozstrzyganie zgodnie z art. 6 ust. 10 niniejszego rozporządzenia. ACER przyczynia się również do ustanowienia wysokiej jakości wspólnych praktyk regulacyjnych i nadzorczych, co stanowi wkład w spójne, efektywne i skuteczne stosowanie prawa Unii w celu osiągnięcia celów Unii w zakresie klimatu i energii.

3. Wykonując swoje zadania, ACER działa niezależnie i obiektywnie, mając na względzie interes Unii. ACER podejmuje samodzielnie decyzje, niezależnie od interesów prywatnych i korporacyjnych.

## Artykuł 2

### Rodzaje aktów wydawanych przez ACER

ACER:

- a) wydaje opinie i zalecenia skierowane do operatorów systemów przesyłowych, ENTSO energii elektrycznej, ENTSO gazu, organizacji OSD UE, regionalnych centrów koordynacji i wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej;
- b) wydaje opinie i zalecenia skierowane do organów regulacyjnych;
- c) wydaje opinie i zalecenia skierowane do Parlamentu Europejskiego, Rady lub Komisji;
- d) wydaje decyzje indywidualne dotyczące udzielenia informacji zgodnie z art. 3 ust. 2, art. 7 ust. 2 lit. b) oraz art. 8 lit. c); dotyczące zatwierdzania metod i warunków zgodnie z art. 4 ust. 4, art. 5 ust. 2, 3 i 4; dotyczące przeglądów obszarów rynkowych, o których mowa w art. 5 ust. 7; dotyczące kwestii technicznych, o których mowa w art. 6 ust. 1; dotyczące rozstrzygania sporów między organami regulacyjnymi zgodnie z art. 6 ust. 10; związane z centrami koordynacji regionalnej, o których mowa w art. 7 ust. 2 lit a); dotyczące zatwierdzania i zmiany metod i obliczeń oraz specyfikacji technicznych, o których mowa w art. 9 ust. 1; dotyczące zatwierdzania i zmiany metod, o których mowa w art. 9 ust. 3; dotyczące zwolnień, o których mowa w art. 10; dotyczące infrastruktury, o których mowa w art. 11 lit. d); oraz dotyczące kwestii związanych z integralnością i przejrzystością rynku hurtowego zgodnie z art. 12;
- e) przedstawia Komisji niewiążące wytyczne ramowe zgodnie z art. 59 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 <sup>(18)</sup> oraz art. 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 <sup>(19)</sup>.

## Artykuł 3

### Zadania ogólne

1. Na wniosek Parlamentu Europejskiego, Rady lub Komisji lub z własnej inicjatywy ACER może przedkładać Parlamentowi Europejskiemu, Radzie oraz Komisji opinię lub zalecenie w sprawie wszelkich kwestii związanych z celami, dla których został ustanowiony.

2. Na wniosek ACER organy regulacyjne, ENTSO energii elektrycznej, ENTSO gazu, regionalne centra koordynacji, organizacja OSD UE, operatorzy systemów przesyłowych oraz wyznaczeni operatorzy rynku energii elektrycznej udostępniają ACER informacje niezbędne do wykonywania zadań ACER wynikających z niniejszego rozporządzenia, chyba że ACER już wystąpił z wnioskiem o udzielenie takich informacji i je otrzymał.

Dla celów wniosków o udzielenie informacji, o których mowa w akapicie pierwszym, ACER jest uprawniony do wydawania decyzji. W decyzjach ACER podaje cel wniosku, podstawę prawną wniosku o udzielenie informacji i termin, w jakim należy udzielić informacji. Termin powinien być proporcjonalny do wniosku.

ACER wykorzystuje informacje poufne otrzymane na podstawie niniejszego rozporządzenia wyłącznie na potrzeby wykonywania zadań powierzonych mu na mocy niniejszego rozporządzenia. ACER zapewnia właściwą ochronę danych zawartych w informacjach udzielonych zgodnie z art. 41.

<sup>(18)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (zob. s. 54 niniejszego Dziennika Urzędowego).

<sup>(19)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 36).

## Artykuł 4

**Zadania ACER dotyczące współpracy operatorów systemów przesyłowych oraz operatorów systemów dystrybucji**

1. ACER przedstawia Komisji opinię w sprawie projektu statutów, wykazu członków oraz projektu regulaminu wewnętrznego ENTSO energii elektrycznej zgodnie z art. 29 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz ENTSO gazu zgodnie z art. 5 ust. 2 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 oraz organizacji OSD UE zgodnie z art. 53 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2019/943.
  2. ACER monitoruje wykonywanie zadań ENTSO energii elektrycznej zgodnie z art. 32 rozporządzenia (UE) 2019/943, ENTSO gazu zgodnie z art. 9 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 oraz organizacji OSD UE jak określono w art. 55 rozporządzenia (UE) 2019/943.
  3. ACER może przedstawiać opinię:
    - a) ENTSO energii elektrycznej, zgodnie z art. 30 ust. 1 lit. a) rozporządzenia (UE) 2019/943 i ENTSO gazu, zgodnie z art. 8 ust. 2 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 – dotyczącą kodeksów sieci;
    - b) ENTSO energii elektrycznej, zgodnie z art. 32 ust. 2 akapit pierwszy rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz ENTSO gazu, zgodnie z art. 9 ust. 2 akapit pierwszy rozporządzenia (WE) nr 715/2009 – dotyczącą projektu rocznego programu prac oraz projektu planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym oraz innych odpowiednich dokumentów, o których mowa w art. 30 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 8 ust. 3 rozporządzenia (WE) nr 715/2009, z uwzględnieniem celów, jakimi są niedyskryminacja, skuteczna konkurencja oraz sprawne i bezpieczne funkcjonowanie rynków wewnętrznych energii elektrycznej i gazu ziemnego;
    - c) organizacji OSD UE – dotyczącą projektu rocznego programu prac oraz innych odpowiednich dokumentów, o których mowa w art. 55 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/943, z uwzględnieniem celów, jakimi są niedyskryminacja, skuteczna konkurencja oraz sprawne i bezpieczne funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
  4. ACER, w stosownych przypadkach, po zwróceniu się o aktualizację projektów przedłożonych przez operatorów systemów przesyłowych, zatwierdza metodę wykorzystywania przychodów z dochodu z ograniczeń zgodnie z art. 19 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943.
  5. ACER, opierając się na faktach, przedstawia ENTSO energii elektrycznej, ENTSO gazu, Parlamentowi Europejskiemu, Radzie oraz Komisji należycie uzasadnioną opinię i zalecenia, jeżeli uzna, że projekt rocznego programu prac lub projekt planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym przedłożony mu zgodnie z art. 32 ust. 2 akapit drugi rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz art. 9 ust. 2 akapit drugi rozporządzenia (WE) nr 715/2009 nie przyczynia się do niedyskryminacji, skutecznej konkurencji oraz sprawnego funkcjonowania rynku lub wystarczającego poziomu wzajemnych połączeń transgranicznych z dostępem dla stron trzecich lub jest niezgodny z odpowiednimi przepisami rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz dyrektywy (UE) 2019/944 lub rozporządzenia (WE) nr 715/2009 oraz dyrektywy 2009/73/WE.
  6. Właściwe organy regulacyjne prowadzą koordynację w celu wspólnego ustalenia, czy ma miejsce niewykonywanie przez organizację OSD UE, ENTSO energii elektrycznej lub regionalne centra koordynacji ich obowiązków wynikających z prawa Unii i podejmują odpowiednie działania zgodnie z art. 59 ust. 1 lit. c) i art. 62 ust. 1 lit. f) dyrektywy (UE) 2019/944.
- ACER, na wiosek co najmniej jednego organu regulacyjnego lub z własnej inicjatywy, wydaje uzasadnioną opinię, a także zalecenia dla ENTSO energii elektrycznej, organizacji OSD UE lub regionalnych centrów koordynacji dotyczące wykonywania przez nich ich obowiązków.
7. Jeżeli w uzasadnionej opinii ACER stwierdzono przypadek potencjalnego niewykonywania przez ENTSO energii elektrycznej, organizację OSD UE lub regionalne centrum koordynacji ich obowiązków, właściwe organy regulacyjne podejmują jednomyślnie skoordynowane decyzje stwierdzające, czy miało miejsce niewykonywanie odpowiednich obowiązków, oraz, w stosownych przypadkach, określającą, jakie środki mają zostać podjęte przez ENTSO energii elektrycznej, organizację OSD UE lub regionalne centrum koordynacji w celu usunięcia niewykonywania obowiązków. Jeżeli organy regulacyjne nie zdołają podjąć jednomyślnie takich skoordynowanych decyzji w terminie czterech miesięcy od dnia otrzymania uzasadnionej opinii ACER, sprawę przekazuje się ACER celem podjęcia decyzji zgodnie z art. 6 ust. 10.

8. Jeżeli niewykonywanie obowiązków przez ENTSO energii elektrycznej, organizację OSD UE lub regionalne centrum koordynacji, ustalone zgodnie z ust. 6 lub 7 niniejszego artykułu, nie zostanie usunięte w terminie trzech miesięcy, lub jeżeli organ regulacyjny państwa członkowskiego, w którym znajduje się siedziba podmiotu, nie podjął działań w celu zapewnienia zgodności, ACER wydaje zalecenie dla organu regulacyjnego do podjęcia działania zgodnie z art. 59 ust. 1 lit. c) i ust. 62 ust. 1 lit. f) dyrektywy (UE) 2019/944, w celu zapewnienia, aby ENTSO energii elektrycznej, organizacja OSD UE lub regionalne centrum koordynacji wykonało swoje obowiązki oraz informuje Komisję.

#### Artykuł 5

#### Zadania ACER dotyczące opracowywania i wdrażania kodeksów sieci i wytycznych

1. ACER uczestniczy w opracowywaniu kodeksów sieci zgodnie z art. 59 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz art. 6 rozporządzenia (WE) nr 715/2009, a także wytycznych zgodnie z art. 61 ust. 6 rozporządzenia (UE) 2019/943. ACER w szczególności:

- a) przedkłada Komisji niewiążące wytyczne ramowe, w przypadku gdy Komisja wystąpi do niego z takim wnioskiem zgodnie z art. 59 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub art. 6 ust. 2 rozporządzenia (WE) nr 715/2009. ACER dokonuje przeglądu wytycznych ramowych i przedkłada je ponownie Komisji, w przypadku gdy Komisja wystąpi do niego z takim wnioskiem zgodnie z art. 59 ust. 7 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub art. 6 ust. 4 rozporządzenia (WE) nr 715/2009;
- b) przedstawia ENTSO gazu uzasadnioną opinię dotyczącą kodeksu sieci, zgodnie z art. 6 ust. 7 rozporządzenia (WE) nr 715/2009;
- c) dokonuje przeglądu kodeksu sieci zgodnie z art. 59 ust. 11 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 6 ust. 9 rozporządzenia (WE) nr 715/2009. Dokonując przeglądu ACER uwzględnia uwagi przekazane przez wszystkie zaangażowane strony w trakcie prac nad zmienionym kodeksem sieci, którymi kieruje ENTSO energii elektrycznej, ENTSO gazu lub organizacja OSD UE, oraz przeprowadza formalne konsultacje z właściwymi zainteresowanymi stronami w sprawie wersji, która ma zostać przedłożona Komisji. W związku z tym ACER może, w stosownych przypadkach, wykorzystać komitet ustanowiony na podstawie kodeksów sieci. ACER przedstawia Komisji sprawozdanie na temat wyników konsultacji. Następnie ACER przedkłada Komisji zmieniony kodeks sieci zgodnie z art. 59 ust. 11 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 6 ust. 9 rozporządzenia (WE) nr 715/2009. Jeżeli ENTSO energii elektrycznej, ENTSO gazu lub organizacja OSD UE nie opracowały kodeksu sieci, ACER przygotowuje i przedkłada projekt kodeksu sieci Komisji, w przypadku gdy Komisja wystąpi do niej z takim wnioskiem zgodnie z art. 59 ust. 12 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub art. 6 ust. 10 rozporządzenia (WE) nr 715/2009;
- d) przedstawia Komisji należycie uzasadnioną opinię, zgodnie z art. 32 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub art. 9 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 715/2009, w przypadku gdy ENTSO energii elektrycznej, ENTSO gazu lub organizacja OSD UE nie wdrożyły kodeksu sieci opracowanego zgodnie z art. 30 ust. 1 lit. a) rozporządzenia (UE) 2019/943 lub art. 8 ust. 2 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 lub kodeksu sieci ustanowionego zgodnie z art. 59 ust. 3–12 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 6 ust. 1–10 rozporządzenia (WE) nr 715/2009, który nie został jednak przyjęty przez Komisję zgodnie z art. 59 ust. 13 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 6 ust. 11 rozporządzenia (WE) nr 715/2009;
- e) monitoruje i analizuje wdrażanie kodeksów sieci przyjętych przez Komisję zgodnie z art. 59 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 6 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 oraz wytycznych przyjętych zgodnie z art. 61 rozporządzenia (UE) 2019/943, ich wpływ na harmonizację mających zastosowanie przepisów mających na celu ułatwienie integracji rynku, a także na niedyskryminację, skuteczną konkurencję oraz sprawne funkcjonowanie rynku, oraz przedkłada sprawozdanie Komisji.

2. W przypadku gdy jeden z poniższych aktów prawnych przewiduje opracowanie propozycji dotyczących wspólnych warunków lub metod wdrażania tych kodeksów sieci i wytycznych, które to propozycje wymagają zatwierdzenia przez wszystkie organy regulacyjne, propozycje dotycząca wspólnych warunków lub metod przedkłada się ACER w celu weryfikacji i zatwierdzenia:

- a) akt ustawodawczy Unii przyjęty w zwykłej procedurze ustawodawczej;
- b) kodeksy sieci i wytyczne przyjęte przed dniem 4 lipca 2019 r. i późniejsze wersje tych kodeksów sieci i wytycznych; lub
- c) kodeksy sieci i wytyczne przyjęte jako akty wykonawcze na podstawie art. 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011<sup>(20)</sup>.

<sup>(20)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011 z dnia 16 lutego 2011 r. ustanawiające przepisy i zasady ogólne dotyczące trybu kontroli przez państwa członkowskie wykonywania uprawnień wykonawczych przez Komisję (Dz.U. L 55 z 28.2.2011, s. 13).



3. W przypadku gdy jeden z poniższych aktów prawnych przewiduje opracowanie propozycji dotyczących warunków lub metod wdrażania kodeksów sieci i wytycznych, które to propozycje wymagają zatwierdzenia przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu, te organy regulacyjne uzgadniają jednomyślnie wspólne warunki lub metody, które mają zostać zatwierdzone przez każdy z tych organów regulacyjnych:

- a) akt ustawodawczy Unii przyjęty w zwykłej procedurze ustawodawczej;
- b) kodeksy sieci i wytyczne przyjęte przed dniem 4 lipca 2019 r. i późniejsze wersje tych kodeksów sieci i wytycznych; lub
- c) kodeksy sieci i wytyczne przyjęte jako akty wykonawcze na podstawie art. 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011.

Propozycje, o których mowa w akapicie pierwszym, przekazuje się ACER w terminie jednego tygodnia od ich przedłożenia tym organom regulacyjnym. Organy regulacyjne mogą przekazać propozycje ACER do zatwierdzenia na podstawie art. 6 ust. 10 akapit drugi lit. b), a w przypadku braku jednomyślnego uzgodnienia, o którym mowa akapicie pierwszym, dokonują tego na podstawie art. 6 ust. 10 akapit drugi lit. a).

Dyrektor lub Rada Organów Regulacyjnych mogą z własnej inicjatywy lub na wniosek co najmniej jednego z członków Rady Organów Regulacyjnych zobowiązać organy regulacyjne danego regionu do przekazania przedmiotowej propozycji ACER do zatwierdzenia. Ogranicza się to do przypadków, gdy uzgodniona na poziomie regionalnym propozycja miałaby odczuwalny wpływ na rynek wewnętrzny energii lub na bezpieczeństwo dostaw poza regionem.

4. Z zastrzeżeniem ust. 2 i 3, ACER jest uprawniony do podjęcia decyzji zgodnie z art. 6 ust. 10, jeżeli właściwe organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w sprawie warunków lub metod wdrażania nowych kodeksów sieci i wytycznych przyjętych po dniu 4 lipca 2019 r. jako akty delegowane, jeżeli te warunki lub metody wymagają zatwierdzenia przez wszystkie organy regulacyjne lub przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu.

5. Do dnia 31 października 2023 r., a następnie co trzy lata, Komisja przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie w sprawie ewentualnej konieczności dalszego wzmocnienia zaangażowania ACER w opracowywanie i przyjmowanie warunków lub metod wdrażania kodeksów sieci i wytycznych przyjętych jako akty delegowane po dniu 4 lipca 2019 r. W razie potrzeby do sprawozdania dołącza się wniosek ustawodawczy dotyczący przekazania ACER niezbędnych uprawnień lub ich zmiany.

6. Przed zatwierdzeniem warunków lub metod, o których mowa w ust. 2 i 3, organy regulacyjne lub, w zakresie swoich kompetencji, ACER, dokonują, w razie potrzeby, ich weryfikacji, po konsultacji z ENTSO energii elektrycznej, ENTSO gazu lub organizacją OSD UE, aby zapewnić zgodność tych warunków lub metod z celem danego kodeksu sieci lub wytycznych i przyczynianie się przez nie do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji oraz prawidłowego funkcjonowania rynku. Decyzję o zatwierdzeniu ACER podejmuje w terminie przewidzianym w odpowiednich kodeksach sieci i wytycznych. Okres ten biegnie od dnia następującego po dniu przekazania propozycji ACER.

7. ACER wykonuje zadania dotyczące przeglądu obszarów rynkowych na podstawie art. 14 ust. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943.

8. ACER monitoruje współpracę regionalną operatorów systemów przesyłowych, o której mowa w art. 34 rozporządzenia (UE) 2019/943 i w art. 12 rozporządzenia (WE) nr 715/2009, oraz uwzględnia rezultaty tej współpracy przy opracowywaniu opinii, zaleceń i decyzji.

## Artykuł 6

### Zadania ACER w odniesieniu do organów regulacyjnych

1. ACER wydaje decyzje indywidualne dotyczące kwestii technicznych, o ile takie decyzje są przewidziane w rozporządzeniu (UE) 2019/943, w rozporządzeniu (WE) nr 715/2009, w dyrektywie (UE) 2019/944 lub w dyrektywie 2009/73/WE.

2. ACER może, zgodnie ze swoim programem prac, na wniosek Komisji lub z własnej inicjatywy, wydawać zalecenia, aby wspierać organy regulacyjne i uczestników rynku w dzieleniu się dobrymi praktykami.

3. Do dnia 5 lipca 2022 r., a następnie co cztery lata, Komisja przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie dotyczące niezależności organów regulacyjnych, zgodnie z art. 57 ust. 7 dyrektywy (UE) 2019/944.

4. ACER zapewnia ramy dla współpracy organów regulacyjnych w celu usprawnienia procesu podejmowania decyzji w kwestiach o znaczeniu transgranicznym. ACER wspiera współpracę pomiędzy organami regulacyjnymi oraz między organami regulacyjnymi na poziomie regionalnym i unijnym, a także uwzględnia rezultaty tej współpracy przy opracowywaniu opinii, zaleceń i decyzji. Jeżeli ACER uzna, że niezbędne są wiążące przepisy dotyczące takiej współpracy, przedkłada Komisji odpowiednie zalecenia.

5. Na wniosek co najmniej jednego organu regulacyjnego lub Komisji ACER przedstawia opartą na faktach opinię w sprawie zgodności decyzji podjętej przez organ regulacyjny z kodeksami sieci i wytycznymi, o których mowa w rozporządzeniu (UE) 2019/943, w rozporządzeniu (WE) nr 715/2009, w dyrektywie (UE) 2019/944, w dyrektywie 2009/73/WE lub w innych odpowiednich przepisach tych dyrektyw lub rozporządzeń.

6. W przypadku gdy organ regulacyjny nie zastosował się do opinii ACER, o której mowa w ust. 5, w terminie czterech miesięcy od dnia jej otrzymania, ACER powiadamia o tym odpowiednio Komisję i zainteresowane państwo członkowskie.

7. Jeżeli w określonym przypadku organ regulacyjny napotyka na trudności w stosowaniu kodeksów sieci i wytycznych, o których mowa w rozporządzeniu (UE) 2019/943, w rozporządzeniu (WE) nr 715/2009, w dyrektywie (UE) 2019/944 lub w dyrektywie 2009/73/WE, może zwrócić się do ACER o wydanie opinii. ACER wydaje swoją opinię, po konsultacji z Komisją, w terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania takiego wniosku.

8. Na wniosek organu regulacyjnego ACER może udzielić mu pomocy operacyjnej w prowadzeniu dochodzeń zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 1227/2011.

9. ACER przedkłada właściwemu organowi regulacyjnemu opinie na podstawie art. 16 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2019/943.

10. ACER jest uprawniony do wydawania decyzji indywidualnych dotyczących kwestii regulacyjnych mających wpływ na handel transgraniczny lub na transgraniczne bezpieczeństwo systemu, które to kwestie wymagają wspólnej decyzji co najmniej dwóch organów regulacyjnych, w przypadku gdy uprawnienia takie zostały powierzone organom regulacyjnym na podstawie jednego z następujących aktów prawnych:

- a) aktu ustawodawczego Unii przyjętego w zwykłej procedurze ustawodawczej;
- b) kodeksów sieci i wytycznych przyjętych przed dniem 4 lipca 2019 r. i późniejszych wersji tych kodeksów sieci i wytycznych; lub
- c) kodeksów sieci i wytycznych przyjętych jako akty wykonawcze na podstawie art. 5 rozporządzenia (UE) nr 182/2011.

ACER jest uprawniony do wydawania decyzji indywidualnych określonych w akapicie pierwszym w następujących sytuacjach:

- a) jeżeli właściwe organy regulacyjne nie były w stanie osiągnąć porozumienia w terminie sześciu miesięcy od przedłożenia sprawy ostatniemu z tych organów regulacyjnych lub w terminie czterech miesięcy w przypadku, o którym mowa w art. 4 ust. 7 niniejszego rozporządzenia lub w art. 59 ust. 1 lit. c) lub art. 62 ust. 1 lit. f) dyrektywy (UE) 2019/944; lub
- b) na podstawie wspólnego wniosku właściwych organów regulacyjnych.

Właściwe organy regulacyjne mogą zwrócić się wspólnie z wnioskiem o przedłużenie terminu, o którym mowa w akapicie drugim lit. a) niniejszego ustępu, na okres nie dłuższy niż sześć miesięcy, z wyjątkiem przypadków, o których mowa w art. 4 ust. 7 niniejszego rozporządzenia, art. 59 ust. 1 lit. c) lub art. 62 ust. 1 lit. f) dyrektywy (UE) 2019/944.

Jeżeli uprawnienia do wydawania decyzji dotyczących kwestii transgranicznych, o których mowa w akapicie pierwszym, zostały powierzone organom regulacyjnym w nowych kodeksach sieci lub wytycznych przyjętych w formie aktów delegowanych po dniu 4 lipca 2019 r., ACER jest uprawniony wyłącznie na zasadzie dobrowolności zgodnie z akapitem drugim lit. b) niniejszego ustępu, na podstawie wniosku złożonego przez co najmniej 60 % właściwych organów regulacyjnych. Jeżeli zaangażowane są tylko dwa organy regulacyjne, którykolwiek z nich może skierować sprawę do ACER.

Do dnia 31 października 2023 r., a następnie co trzy lata, Komisja przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie w sprawie ewentualnej konieczności większego zaangażowania ACER w rozstrzyganie sporów między organami regulacyjnymi dotyczących wspólnych decyzji w kwestiach, w których w drodze aktu delegowanego powierzono tym organom regulacyjnym kompetencje po dniu 4 lipca 2019 r. W stosownych przypadkach do sprawozdania dołącza się wniosek ustawodawczy dotyczący zmiany takich uprawnień lub przekazania ACER niezbędnych uprawnień.

11. Podczas przygotowywania decyzji na podstawie ust. 10 ACER konsultuje się z organami regulacyjnymi i zainteresowanymi operatorami systemów przesyłowych oraz jest informowany o propozycjach i uwagach wszystkich zainteresowanych operatorów systemów przesyłowych.

12. Jeżeli sprawa została przekazana ACER zgodnie z ust. 10, ACER:
- wydaje decyzję w terminie sześciu miesięcy od dnia przekazania sprawy; lub w terminie czterech miesięcy w przypadku, o którym mowa w art. 4 ust. 7 niniejszego rozporządzenia lub w art. 59 ust. 1 lit. c) lub w art. 62 ust. 1 lit. f) dyrektywy (UE) 2019/944; oraz
  - może w razie konieczności wydać decyzję tymczasową, aby zapewnić ochronę bezpieczeństwa dostaw lub bezpieczeństwa eksploatacyjnego.
13. Jeżeli kwestie regulacyjne, o których mowa w ust. 10, obejmują zwolnienia w rozumieniu art. 63 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub art. 36 dyrektywy 2009/73/WE, terminy przewidziane w niniejszym rozporządzeniu nie kumulują się z terminami przewidzianymi w tych przepisach.

#### Artykuł 7

##### **Zadania ACER w odniesieniu do regionalnych centrów koordynacji**

- ACER, w ścisłej współpracy z organami regulacyjnymi i ENTSO energii elektrycznej, monitoruje i analizuje działalność regionalnych centrów koordynacji, uwzględniając sprawozdania przewidziane w art. 46 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2019/943.
- Aby wykonywać zadania, o których mowa w ust. 1, w skuteczny i sprawny sposób, ACER w szczególności:
  - podejmuje decyzje w sprawie konfiguracji regionów pracy systemu na podstawie art. 36 ust. 3 i 4 oraz dokonuje zatwierdzenia zgodnie z art. 37 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/943;
  - w stosownych przypadkach zwraca się o informacje do regionalnych centrów koordynacji na podstawie art. 46 rozporządzenia (UE) 2019/943;
  - wydaje opinie i zalecenia skierowane do Parlamentu Europejskiego, Rady i Komisji;
  - wydaje opinie i zalecenia skierowane do regionalnych centrów koordynacji.

#### Artykuł 8

##### **Zadania ACER w odniesieniu do wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej**

Aby zapewnić sprawowanie przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej ich funkcji określonych w rozporządzeniu (UE) 2019/943 i w rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1222 <sup>(21)</sup>, ACER:

- monitoruje postępy wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w ustanawianiu funkcji zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222;
- wydaje zalecenia skierowane do Komisji zgodnie z art. 7 ust. 5 rozporządzenia (UE) 2015/1222;
- w stosownych przypadkach zwraca się o informacje do wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej.

#### Artykuł 9

##### **Zadania ACER dotyczące wystarczalności mocy wytwórczych i gotowości na wypadek zagrożeń**

- ACER zatwierdza i w razie potrzeby zmienia:
  - proponując metody i obliczenia związane z oceną wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przeprowadzaną na podstawie art. 23 ust. 3, 4, 6 i 7 rozporządzenia (UE) 2019/943;
  - proponując specyfikacje techniczne odnoszące się do transgranicznego udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych na podstawie art. 26 ust. 11 rozporządzenia (UE) 2019/943.
- Zgodnie z art. 24 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2019/941 ACER wydaje opinię na temat zasadności różnicy między oceną wystarczalności zasobów na poziomie krajowym a oceną wystarczalności zasobów na poziomie europejskim

<sup>(21)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.U. L 197 z 25.7.2015, s. 24).

3. ACER zatwierdza i w razie potrzeby zmienia metody:
  - a) ustalania regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego zgodnie z art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/941;
  - b) dokonywania ocen wystarczalności w perspektywie krótkoterminowej i sezonowej zgodnie z art. 8 rozporządzenia (UE) 2019/941.
4. W odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw gazu ACER jest reprezentowany w Grupie Koordynacyjnej ds. Gazu zgodnie z art. 4 rozporządzenia (UE) 2017/1938 i wypełnia zobowiązania dotyczące stałej zdolności przepływu w obu kierunkach w odniesieniu do gazu, określone w załączniku III do rozporządzenia (UE) 2017/1938.

#### Artykuł 10

##### Zadania ACER dotyczące zwolnień

ACER podejmuje decyzje o zwolnieniach, zgodnie z art. 63 ust. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943. ACER podejmuje również decyzje o zwolnieniach zgodnie z art. 36 ust. 4 dyrektywy 2009/73/WE, w przypadku gdy dana infrastruktura znajduje się na terytorium co najmniej dwóch państw członkowskich.

#### Artykuł 11

##### Zadania ACER dotyczące infrastruktury

W odniesieniu do transeuropejskiej infrastruktury energetycznej ACER, w ścisłej współpracy z organami regulacyjnymi oraz ENTSO energii elektrycznej i ENTSO gazu:

- a) monitoruje postępy w realizacji projektów mających na celu stworzenie nowej zdolności połączeń wzajemnych;
- b) monitoruje wdrażanie planów rozwoju sieci o zasięgu unijnym. Jeżeli ACER stwierdzi niespójność między tymi planami a ich wdrażaniem, bada przyczyny tej niespójności i wydaje zalecenia skierowane do operatorów systemów przesyłowych, organów regulacyjnych lub innych właściwych zainteresowanych organów w celu realizacji inwestycji zgodnie z planami rozwoju sieci o zasięgu unijnym;
- c) wypełnia obowiązki określone w art. 5, 11 i 13 rozporządzenia (UE) nr 347/2013;
- d) podejmuje decyzje dotyczące wniosków inwestycyjnych na podstawie art. 12 ust. 6 rozporządzenia (UE) nr 347/2013.

#### Artykuł 12

##### Zadania ACER dotyczące integralności i przejrzystości rynku hurtowego

W celu skutecznego monitorowania integralności i przejrzystości rynku hurtowego ACER, w ścisłej współpracy z organami regulacyjnymi i innymi organami krajowymi:

- a) monitoruje rynki hurtowe, gromadzi i udostępnia dane i tworzy europejski rejestr uczestników rynku zgodnie z art. 7–12 rozporządzenia (UE) nr 1227/2011;
- b) wydaje zalecenia skierowane do Komisji zgodnie z art. 7 rozporządzenia (UE) nr 1227/2011;
- c) koordynuje dochodzenia na podstawie art. 16 ust. 4 rozporządzenia (UE) nr 1227/2011.

#### Artykuł 13

##### Zlecenie nowych zadań ACER

ACER można przydzielić dodatkowe zadania, które nie obejmują uprawnień decyzyjnych w okolicznościach wyraźnie określonych przez Komisję w kodeksach sieci przyjętych na podstawie art. 59 rozporządzenia (UE) 2019/943 i wytycznych przyjętych zgodnie z art. 61 tego rozporządzenia lub art. 23 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 oraz w kwestiach związanych z celami, dla których ACER została ustanowiona.

## Artykuł 14

**Konsultacje, przejrzystość i gwarancje proceduralne**

1. W ramach wykonywania swoich zadań, w szczególności w ramach procesu opracowywania wytycznych ramowych zgodnie z art. 59 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub art. 6 rozporządzenia (WE) nr 715/2009, oraz w ramach procesu proponowania zmian kodeksów sieci na podstawie art. 60 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub art. 7 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 ACER prowadzi na wczesnym etapie szerokie konsultacje z uczestnikami rynku, operatorami systemów przesyłowych, konsumentami, użytkownikami końcowymi oraz, w stosownych przypadkach, z organami ochrony konkurencji, nie naruszając ich kompetencji, w otwarty i przejrzysty sposób, w szczególności gdy jego zadania dotyczą operatorów systemów przesyłowych.

2. ACER zapewnia, aby w stosownych przypadkach społeczeństwo oraz inne zainteresowane strony otrzymywały obiektywne, wiarygodne i łatwo dostępne informacje, w szczególności w odniesieniu do wyników jego pracy.

Wszystkie dokumenty i protokoły posiedzeń konsultacyjnych prowadzonych w trakcie opracowywania wytycznych ramowych zgodnie z art. 59 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub art. 6 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 albo w trakcie dokonywania zmian kodeksów sieci, o których mowa w ust. 1, podawane są do wiadomości publicznej.

3. Przed przyjęciem wytycznych ramowych albo przed zaproponowaniem zmian kodeksów sieci, o których mowa w ust. 1, ACER wskazuje, w jaki sposób uwzględniono uwagi otrzymane podczas konsultacji oraz – w przypadku nieuwzględnienia uwag – podaje jego przyczyny.

4. ACER podaje do wiadomości publicznej na swojej stronie internetowej przynajmniej porządek obrad, dokumenty bazowe oraz, w stosownych przypadkach, protokoły posiedzeń Rady Administracyjnej, Rady Organów Regulacyjnych oraz Komisji Odwoławczej.

5. ACER przyjmuje i publikuje odpowiedni i proporcjonalny regulamin zgodnie z procedurą określoną w art. 19 ust. 1 lit. t). Regulamin ten zawiera przepisy, które zapewniają przejrzysty i racjonalny proces podejmowania decyzji gwarantujący podstawowe prawa proceduralne w oparciu o praworządność, w tym prawo do bycia wysłuchanym, przepisy dotyczące dostępu do dokumentów oraz normy określone w ust. 6, 7 i 8.

6. Przed wydaniem decyzji indywidualnej przewidzianej w niniejszym rozporządzeniu ACER informuje każdą zainteresowaną stronę o zamiarze wydania tej decyzji i wyznacza termin, w którym zainteresowana strona może wyrazić opinię w tej sprawie, w pełni uwzględniając jej pilny charakter, złożoność i potencjalne skutki.

7. Decyzje indywidualne wydawane przez ACER zawierają uzasadnienie, tak by możliwe było odwołanie się co do ich istoty.

8. Strony, których dotyczą decyzje indywidualne, są informowane o środkach odwoławczych przysługujących im na mocy niniejszego rozporządzenia.

## Artykuł 15

**Monitorowanie i sprawozdawczość dotyczące sektorów energii elektrycznej i gazu ziemnego**

1. ACER, w ścisłej współpracy z Komisją, państwami członkowskimi i właściwymi organami krajowymi, w tym z organami regulacyjnymi, oraz bez uszczerbku dla uprawnień organów ochrony konkurencji, monitoruje rynki hurtowe i detaliczne energii elektrycznej i gazu ziemnego, a w szczególności ceny detaliczne energii elektrycznej i gazu, przestrzeganie praw konsumentów określonych w dyrektywie (UE) 2019/944 i w dyrektywie 2009/73/WE, wpływ zmian rynkowych na odbiorców będących gospodarstwami domowymi, dostęp do sieci, w tym dostęp do energii elektrycznej wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii, postępy w budowie połączeń międzysystemowych, potencjalne bariery dla obrotu transgranicznego, bariery regulacyjne dla nowych podmiotów wchodzących na rynek i mniejszych podmiotów, w tym obywatelskich społeczności energetycznych, interwencje państwa uniemożliwiające odzwierciedlanie w cenach faktycznych niedoborów, takie jak te określone w art. 10 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz działania państw członkowskich w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w oparciu o wyniki oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23 tego rozporządzenia, ze szczególnym uwzględnieniem oceny ex post, o której mowa w art. 17 rozporządzenia (UE) 2019/941.

2. ACER publikuje co roku sprawozdanie w sprawie wyników monitorowania, o którym mowa w ust. 1. W sprawozdaniu tym ACER wskazuje wszelkie przeszkody w dokończeniu budowy rynków wewnętrznych energii elektrycznej i gazu ziemnego.

3. Publikując swoje roczne sprawozdanie, ACER może przedłożyć Parlamentowi Europejskiemu i Komisji opinię w sprawie ewentualnych środków usunięcia przeszkód, o których mowa w ust. 2.
4. ACER przedstawia sprawozdanie w sprawie metod dotyczących najlepszych praktyk w zakresie taryf przesyłowych i dystrybucyjnych na podstawie art. 18 ust. 9 rozporządzenia (UE) 2019/943.

## **Rozdział II**

### **Organizacja ACER**

#### *Artykuł 16*

#### **Status prawny**

1. ACER jest organem Unii i posiada osobowość prawną.
2. W każdym z państw członkowskich ACER posiada zdolność prawną i zdolność do czynności prawnych o najszerszym zakresie przyznanym przez prawo krajowe osobom prawnym. ACER może w szczególności nabywać lub zbywać mienie ruchome i nieruchome oraz być stroną w postępowaniach sądowych.
3. ACER jest reprezentowany przez swego Dyrektora.
4. Siedzibą ACER jest Lublana, Słowenia.

#### *Artykuł 17*

### **Struktura administracyjna i zarządcza**

W skład ACER wchodzi:

- a) Rada Administracyjna, która wykonuje zadania określone w art. 19;
- b) Rada Organów Regulacyjnych, która wykonuje zadania określone w art. 22;
- c) Dyrektor, który wykonuje zadania określone w art. 24; oraz
- d) Komisja Odwoławcza, która wykonuje zadania określone w art. 28.

#### *Artykuł 18*

### **Skład Rady Administracyjnej**

1. W skład Rady Administracyjnej wchodzi dziewięciu członków. Każdy członek ma zastępcę. Komisja powołuje dwóch członków i ich zastępców, Parlament Europejski – dwóch członków i ich zastępców, a Rada – pięciu członków i ich zastępców. Żaden z posłów do Parlamentu Europejskiego nie może być członkiem Rady Administracyjnej. Członek Rady Administracyjnej nie może być członkiem Rady Organów Regulacyjnych.
2. Kadencja członków Rady Administracyjnej i ich zastępców trwa cztery lata i jest jednokrotnie odnawialna. W przypadku pierwszego mandatu kadencja połowy członków Rady Administracyjnej i ich zastępców wynosi sześć lat.
3. Rada Administracyjna wybiera większością dwóch trzecich głosów spośród swoich członków przewodniczącego i zastępcę przewodniczącego. Jeżeli przewodniczący nie może pełnić swoich obowiązków, zastępowany jest automatycznie przez zastępcę przewodniczącego. Kadencja przewodniczącego i zastępcy przewodniczącego trwa dwa lata i jest jednokrotnie odnawialna. Kadencja przewodniczącego i zastępcy przewodniczącego wygasa jednakże, gdy przestają być członkami Rady Administracyjnej.

4. Posiedzenia Rady Administracyjnej zwołuje jej przewodniczący. Przewodniczący Rady Organów Regulacyjnych lub osoba wyznaczona w tym celu przez Radę Organów Regulacyjnych oraz Dyrektor biorą udział w obradach bez prawa głosu, o ile Rada Administracyjna nie postanowi inaczej w odniesieniu do Dyrektora. Rada Administracyjna zbiera się co najmniej dwa razy w roku na sesji zwyczajnej. Rada Administracyjna zbiera się również z inicjatywy przewodniczącego, na wniosek Komisji lub na wniosek co najmniej jednej trzeciej jej członków. Rada Administracyjna może zaprosić na swoje posiedzenie w charakterze obserwatora każdą osobę, której opinia może być istotna. Członkowie Rady Administracyjnej mogą korzystać z pomocy doradców lub ekspertów, z zastrzeżeniem przepisów jej regulaminu wewnętrznego. Usługi sekretariatu na rzecz Rady Administracyjnej świadczy ACER.
5. Rada Administracyjna przyjmuje decyzje większością dwóch trzecich głosów obecnych członków, chyba że niniejsze rozporządzenie stanowi inaczej. Każdy członek lub jego zastępca dysponuje jednym głosem.
6. Regulamin wewnętrzny określa w sposób bardziej szczegółowy:
- procedurę głosowania, w szczególności warunki, na jakich jeden z członków może działać w imieniu innego członka, a także, w odpowiednich przypadkach, zasady dotyczące quorum; oraz
  - procedurę rotacji stosowaną przy odnawianiu kadencji członków Rady Administracyjnej powoływanych przez Radę, tak aby zapewnić zrównoważoną reprezentację państw członkowskich na przestrzeni czasu.
7. Nie naruszając roli członków powołanych przez Komisję, członkowie Rady Administracyjnej zobowiązują się działać w sposób niezależny i obiektywny w interesie Unii jako całości, oraz nie zwracają się o instrukcje do instytucji, organów lub jednostek organizacyjnych Unii, rządu żadnego z państw członkowskich lub do innego podmiotu publicznego lub prywatnego, ani nie przyjmują takich instrukcji. W tym celu każdy z członków składa pisemne oświadczenie finansowe i pisemne oświadczenie dotyczące interesów, w którym wskazuje na brak jakichkolwiek interesów, które mogłyby zostać uznane za zagrożenie dla jego niezależności lub na jakiegokolwiek bezpośrednie lub pośrednie interesy, które mogłyby zostać uznane za zagrożenie dla jego niezależności. ACER corocznie podaje takie oświadczenia do publicznej wiadomości.

#### Artykuł 19

#### Funkcje Rady Administracyjnej

- Rada Administracyjna:
  - po konsultacji z Radą Organów Regulacyjnych i uzyskaniu jej pozytywnej opinii zgodnie z art. 22 ust. 5 lit. c), powołuje Dyrektora zgodnie z art. 23 ust. 2 i w stosownych przypadkach przedłuża jego kadencję lub odwołuje go ze stanowiska;
  - powołuje oficjalnie członków Rady Organów Regulacyjnych wyznaczanych zgodnie z art. 21 ust. 1;
  - powołuje oficjalnie członków Komisji Odwoławczej zgodnie z art. 25 ust. 2;
  - zapewnia, aby ACER realizował swoją misję i wykonywał powierzone mu zadania zgodnie z niniejszym rozporządzeniem;
  - przyjmuje dokument programowy, o którym mowa w art. 20 ust. 1 większością dwóch trzecich głosów członków i w stosownym przypadku zmienia go zgodnie z art. 20 ust. 3;
  - przyjmuje budżet roczny ACER oraz wykonuje swoje pozostałe funkcje budżetowe zgodnie z art. 31–35;
  - po otrzymaniu zgody Komisji podejmuje decyzję o ewentualnym przyjęciu wszelkich zapisów, darowizn lub dotacji z innych źródeł unijnych albo wszelkich dobrowolnych wkładów wnoszonych przez państwa członkowskie lub przez organy regulacyjne. W opinii Rady Administracyjnej wydanej na podstawie art. 35 ust. 4 wyraźnie wskazane są źródła finansowania określone w niniejszym ustępie;
  - po konsultacji z Radą Organów Regulacyjnych sprawuje władzę dyscyplinarną nad Dyrektorem. Ponadto, zgodnie z ust. 2, wykonuje w odniesieniu do personelu ACER uprawnienia powierzone na mocy regulaminu pracowniczego organowi powołującemu, a na mocy warunków zatrudnienia – organowi uprawnionemu do zawierania umów o pracę;
  - opracowuje przepisy wykonawcze ACER w celu nadania skuteczności regulaminowi pracowniczemu i warunkom zatrudnienia zgodnie z art. 110 regulaminu pracowniczego na podstawie art. 39 ust. 2;
  - przyjmuje praktyczne środki dotyczące prawa dostępu do dokumentów ACER zgodnie z art. 41;

- k) przyjmuje i publikuje roczne sprawozdanie z działalności ACER, w oparciu o projekt rocznego sprawozdania, o którym mowa w art. 24 ust. 1 lit. i), oraz przedkłada to sprawozdanie Parlamentowi Europejskiemu, Radzie, Komisji i Trybunałowi Obrachunkowemu do dnia 1 lipca każdego roku. Roczne sprawozdanie z działalności ACER zawiera odrębny rozdział, zatwierdzony przez Radę Organów Regulacyjnych, dotyczący działalności regulacyjnej ACER w tymże roku;
- l) uchwała i publikuje swój własny regulamin wewnętrzny;
- m) przyjmuje przepisy finansowe mające zastosowanie wobec ACER zgodnie z art. 36;
- n) przyjmuje strategię zwalczania nadużyć finansowych, proporcjonalną do zagrożeń istniejących w tym zakresie i uwzględniającą koszty i korzyści wynikające ze środków, jakie mają być wdrożone;
- o) przyjmuje przepisy, których celem jest zapobieganie konfliktom interesów i zarządzanie nimi, w odniesieniu do swoich członków oraz członków Komisji Odwoławczej;
- p) przyjmuje i regularnie aktualizuje plany komunikacji i rozpowszechniania, o których mowa w art. 41;
- q) powołuje księgowego, z zastrzeżeniem regulaminu pracowniczego i warunków zatrudnienia, który jest całkowicie niezależny w wykonywaniu swoich obowiązków;
- r) zapewnia podjęcie odpowiednich działań następczych w związku z ustaleniami i zaleceniami wynikającymi ze sprawozdań i ocen z kontroli wewnętrznej lub zewnętrznej oraz z dochodzeń prowadzonych przez Europejski Urząd ds. Zwalczania Nadużyć Finansowych („OLAF”);
- s) zatwierdza wnioski z ustaleń roboczych zgodnie z art. 43;
- t) na podstawie wniosku Dyrektora zgodnie z art. 24 ust. 1 lit. b) i po konsultacji z Radą Organów Regulacyjnych i uzyskaniu jej pozytywnej opinii zgodnie z art. 22 ust. 5 lit. f) przyjmuje i publikuje regulamin, o którym mowa w art. 14 ust. 5.

2. Rada Administracyjna przyjmuje, zgodnie z art. 110 regulaminu pracowniczego, decyzję na podstawie art. 2 ust. 1 regulaminu pracowniczego i art. 6 warunków zatrudnienia w sprawie przekazania Dyrektorowi uprawnień odpowiedniego organu powołującego i określenia warunków, na jakich to przekazanie uprawnień można zawiesić. Dyrektor jest uprawniony do dalszego przekazania tych uprawnień.

3. Jeżeli wymagają tego szczególne okoliczności, Rada Administracyjna może w drodze decyzji tymczasowo zawiesić przekazanie uprawnień organu powołującego Dyrektorowi i dalsze przekazanie takich uprawnień przez Dyrektora oraz wykonywać je samodzielnie lub przekazać je jednemu ze swoich członków albo członkowi personelu innemu niż Dyrektor. Szczególne okoliczności są ściśle ograniczone do kwestii administracyjnych, budżetowych i dotyczących zarządzania i nie naruszają pełnej niezależności Dyrektora w wykonywaniu przez niego zadań zgodnie z art. 24 ust. 1 lit. c).

## Artykuł 20

### Programowanie roczne i wieloletnie

1. Dyrektor przygotowuje co roku projekt dokumentu programowego zawierający programowanie roczne i wieloletnie i przedkłada projekt dokumentu programowego Radzie Administracyjnej oraz Radzie Organów Regulacyjnych.

Rada Administracyjna przyjmuje projekt dokumentu programowego po uzyskaniu pozytywnej opinii Rady Organów Regulacyjnych i przedkłada projekt dokumentu programowego Parlamentowi Europejskiemu, Radzie i Komisji nie później niż do dnia 31 stycznia.

Projekt dokumentu programowego musi być zgodny ze wstępnym projektem preliminarza uchwalonym zgodnie z art. 33 ust. 1, 2 i 3.

Rada Administracyjna przyjmuje dokument programowy, uwzględniając opinie Komisji i po uzyskaniu pozytywnej opinii Rady Organów Regulacyjnych, a także po przedstawieniu przez Dyrektora dokumentu programowego Parlamentowi Europejskiemu. Rada Administracyjna przedkłada dokument programowy Parlamentowi Europejskiemu, Radzie i Komisji do dnia 31 grudnia.

Dokument programowy przyjmowany jest bez uszczerbku dla corocznej procedury budżetowej i podawany jest do wiadomości publicznej.

Dokument programowy staje się definitywny po ostatecznym przyjęciu budżetu ogólnego i w razie potrzeby zostaje odpowiednio dostosowany.



2. Programowanie roczne w dokumencie programowym zawiera szczegółowe cele i oczekiwane wyniki, w tym wskaźniki skuteczności. Zawiera ono również opis działań, jakie mają zostać sfinansowane oraz wskazanie środków finansowych i zasobów ludzkich przydzielonych do każdego działania, w tym wymienia grupy robocze ACER, które mają brać udział w przygotowaniu projektów stosownych dokumentów, zgodnie z zasadami budżetu zadaniowego i zarządzania kosztami działań. Programowanie roczne jest spójne z programowaniem wieloletnim, o którym mowa w ust. 4. Wskazuje się w nim wyraźnie zadania, które zostały dodane, zmienione lub usunięte w porównaniu z poprzednim rokiem budżetowym.

3. Rada Administracyjna zmienia przyjęty dokument programowy, gdy ACER zostaje powierzone nowe zadanie.

Wszelkie istotne zmiany w dokumencie programowym przyjmuje się, stosując tę samą procedurę, którą ustanowiono dla pierwotnego dokumentu programowego. Rada Administracyjna może przekazać Dyrektorowi uprawnienie do dokonywania niemających charakteru istotnego zmian w dokumencie programowym.

4. Programowanie wieloletnie w dokumencie programowym określa ogólne założenia strategiczne obejmujące cele, oczekiwane wyniki i wskaźniki skuteczności działania. Określa się w nim również programowanie w zakresie zasobów, w tym budżetu wieloletniego i personelu.

Programowanie w zakresie zasobów jest aktualizowane co roku. Założenia strategiczne są uaktualniane w miarę potrzeb, w szczególności celem uwzględnienia wyników oceny, o której mowa w art. 45.

#### Artykuł 21

### Skład Rady Organów Regulacyjnych

1. W skład Rady Organów Regulacyjnych wchodzi:

- a) wysocy rangą przedstawiciele organów regulacyjnych, zgodnie z art. 57 ust. 1 dyrektywy (UE) 2019/944 i art. 39 ust. 1 dyrektywy 2009/73/WE, oraz po jednym zastępcy z każdego państwa członkowskiego spośród aktualnego wyższego rangą personelu tych organów, przy czym jedni i drudzy są wyznaczani przez organ regulacyjny;
- b) jeden przedstawiciel Komisji, któremu nie przysługuje prawo głosu.

Do Rady Organów Regulacyjnych dopuszcza się tylko po jednym przedstawicielu organu regulacyjnego z każdego państwa członkowskiego.

2. Rada Organów Regulacyjnych wybiera spośród swoich członków przewodniczącego i zastępcę przewodniczącego. Jeżeli przewodniczący nie może pełnić swoich obowiązków, zastępuje go zastępca przewodniczącego. Kadencja przewodniczącego i zastępcy przewodniczącego trwa dwa i pół roku i jest odnawialna. W każdym wypadku kadencja przewodniczącego i zastępcy przewodniczącego wygasa jednakże, gdy przestaną być członkami Rady Organów Regulacyjnych.

#### Artykuł 22

### Funkcje Rady Organów Regulacyjnych

1. Rada Organów Regulacyjnych stanowi większością dwóch trzecich głosów obecnych członków, a każdemu członkowi przysługuje jeden głos.

2. Rada Organów Regulacyjnych uchwała i publikuje swój regulamin wewnętrzny, który określa w sposób bardziej szczegółowy procedurę głosowania, w szczególności warunki, na jakich jeden z członków może działać w imieniu innego członka, a także w stosownych przypadkach zasady dotyczące kworum. W regulaminie wewnętrznym mogą zostać przewidziane określone metody pracy stosowane przy rozpatrywaniu kwestii wynikających w kontekście inicjatyw w zakresie współpracy regionalnej.

3. Podczas wykonywania zadań powierzonych jej na mocy niniejszego rozporządzenia i bez uszczerbku dla jej członków działających w imieniu ich odnośnych organów regulacyjnych, Rada Organów Regulacyjnych działa niezależnie i nie zwraca się o instrukcje do rządu żadnego z państw członkowskich, do Komisji ani do innego podmiotu publicznego lub prywatnego, ani nie przyjmuje takich instrukcji.

4. Usługi sekretariatu na rzecz Rady Organów Regulacyjnych świadczy ACER.

5. Rada Organów Regulacyjnych:

- a) przedstawia opinie oraz, w stosownych przypadkach, uwagi i zmiany do wniosków Dyrektora dotyczących projektów opinii, zaleceń i decyzji o których mowa w art. 3 ust. 1, art. 4–8, art. 9 ust. 1 i 3, art. 10, art. 11 lit. c), art. 13, art. 15 ust. 4 oraz art. 30 i 43, których wydanie jest rozważane;

- b) udziela Dyrektorowi, w zakresie swoich kompetencji, wskazówek dotyczących wykonywania zadań Dyrektora, z wyjątkiem działań ACER wykonywanych na podstawie rozporządzenia (UE) nr 1227/2011, oraz udziela wskazówek grupom roboczym ACER ustanowionym na podstawie art. 30;
  - c) przedstawia opinię dla Rady Administracyjnej dotyczącą kandydata, który ma zostać powołany na stanowisko Dyrektora zgodnie z art. 19 ust. 1 lit. a) i art. 23 ust. 2;
  - d) zatwierdza dokument programowy zgodnie z art. 20 ust. 1;
  - e) zatwierdza odrębny rozdział sprawozdania rocznego dotyczący działalności regulacyjnej, zgodnie z art. 19 ust. 1 lit. k) i art. 24 ust. 1 lit. i);
  - f) przedstawia Radzie Administracyjnej opinię w sprawie regulaminu na podstawie art. 14 ust. 5 i art. 30 ust. 3;
  - g) przedstawia Radzie Administracyjnej opinię w sprawie planów komunikacji i rozpowszechniania, o których mowa w art. 41;
  - h) przedstawia Radzie Administracyjnej opinię w sprawie regulaminu dotyczącego stosunków z krajami trzecimi lub organizacjami międzynarodowymi, o których mowa w art. 43.
6. Parlament Europejski jest informowany o projekcie porządku obrad kolejnych posiedzeń Rady Organów Regulacyjnych na co najmniej dwa tygodnie przed posiedzeniem. W terminie dwóch tygodni od posiedzenia projekt protokołu posiedzenia jest przesyłany do Parlamentu Europejskiego. Parlament Europejski może wezwać przewodniczącego Rady Organów Regulacyjnych lub zastępcę przewodniczącego do złożenia oświadczenia przed swoją właściwą komisją oraz do udzielenia odpowiedzi na pytania członków tej komisji, przy jednoczesnym pełnym poszanowaniu ich niezależności.

### *Artykuł 23*

#### **Dyrektor**

1. ACER zarządza Dyrektor, który działa zgodnie ze wskazówkami, o których mowa w art. 22 ust. 5 lit. b), oraz – w przypadkach przewidzianych w niniejszym rozporządzeniu – zgodnie z opiniami Rady Organów Regulacyjnych. Bez uszczerbku dla odnośnych funkcji Rady Administracyjnej i Rady Organów Regulacyjnych w odniesieniu do zadań Dyrektora, Dyrektor nie zwraca się o instrukcje do rządu żadnego z państw członkowskich, do instytucji Unii ani do jakichkolwiek innych podmiotów lub osób publicznych lub prywatnych, ani nie przyjmuje takich instrukcji. Dyrektor odpowiada przed Radą Administracyjną w kwestiach administracyjnych, budżetowych i dotyczących zarządzania, natomiast pozostaje w pełni niezależny w odniesieniu do zadań wykonywanych zgodnie z art. 24 ust. 1 lit. c). Dyrektor może uczestniczyć w posiedzeniach Rady Organów Regulacyjnych w charakterze obserwatora.
2. Dyrektor powoływany jest przez Radę Administracyjną, po uzyskaniu pozytywnej opinii Rady Organów Regulacyjnych, na podstawie osiągnięć, a także umiejętności i doświadczenia istotnych dla sektora energetycznego, z listy co najmniej trzech kandydatów zaproponowanych przez Komisję po przeprowadzeniu otwartej i przejrzystej procedury naboru. Przed powołaniem kandydat wybrany przez Radę Administracyjną składa oświadczenie przed właściwą komisją Parlamentu Europejskiego i udziela odpowiedzi na pytania zadane przez członków tej komisji. Do celów zawarcia umowy z Dyrektorem ACER reprezentuje przewodniczący Rady Administracyjnej.
3. Kadencja Dyrektora trwa pięć lat. W okresie dziewięciu miesięcy poprzedzających koniec kadencji Komisja przeprowadza ocenę. W ocenie tej Komisja bada w szczególności:
  - a) wykonywanie obowiązków przez Dyrektora;
  - b) zadania i potrzeby ACER w kolejnych latach.
4. Rada Administracyjna, działając na wniosek Komisji, po konsultacji z Radą Organów Regulacyjnych oraz po uwzględnieniu w jak najwyższym stopniu oceny oraz opinii Rady Organów Regulacyjnych, może jednokrotnie przedłużyć kadencję Dyrektora o nie więcej niż pięć lat, jedynie w przypadkach, gdy jest to uzasadnione zadaniami i potrzebami ACER. Dyrektor, którego kadencja została przedłużona, nie może uczestniczyć w kolejnej procedurze naboru na to samo stanowisko z końcem przedłużonej kadencji.
5. Rada Administracyjna informuje Parlament Europejski o swoim zamiarze przedłużenia kadencji Dyrektora. W okresie jednego miesiąca poprzedzającego przedłużenie kadencji Dyrektor może zostać wezwany do złożenia oświadczenia przed właściwą komisją Parlamentu Europejskiego i do udzielenia odpowiedzi na pytania członków tej komisji.

6. Jeżeli kadencja Dyrektora nie jest przedłużona, Dyrektor pełni swoją funkcję do czasu powołania jego następcy.
7. Dyrektor może zostać odwołany ze stanowiska tylko na podstawie decyzji Rady Administracyjnej, po uzyskaniu pozytywnej opinii Rady Organów Regulacyjnych. Rada Administracyjna podejmuje tę decyzję większością dwóch trzecich głosów swoich członków.
8. Parlament Europejski i Rada mogą wezwać Dyrektora do przedłożenia sprawozdania z wykonania jego obowiązków. Parlament Europejski może również wezwać Dyrektora do złożenia oświadczenia przed swoją właściwą komisją oraz do udzielenia odpowiedzi na pytania członków tej komisji.

#### Artykuł 24

#### Zadania Dyrektora

1. Dyrektor:
  - a) jest przedstawicielem prawnym ACER i odpowiada za bieżące nim zarządzanie;
  - b) przygotowuje prace Rady Administracyjnej, uczestniczy, bez prawa głosu, w pracach Rady Administracyjnej i jest odpowiedzialny za wykonanie decyzji przyjętych przez Radę Administracyjną;
  - c) sporządza, konsultuje, wydaje i publikuje opinie, zalecenia i decyzje;
  - d) jest odpowiedzialny za wykonanie rocznego programu prac ACER pod kierownictwem Rady Organów Regulacyjnych i pod kontrolą administracyjną Rady Administracyjnej;
  - e) stosuje wszelkie niezbędne środki, w szczególności przyjmuje wewnętrzne instrukcje administracyjne oraz publikuje komunikaty, w celu zapewnienia funkcjonowania ACER zgodnie z niniejszym rozporządzeniem;
  - f) każdego roku przygotowuje projekt rocznego programu prac ACER na nadchodzący rok i po przyjęciu projektu przez Radę Administracyjną przedkłada go Radzie Organów Regulacyjnych, Parlamentowi Europejskiemu i Komisji do dnia 31 stycznia każdego roku;
  - g) jest odpowiedzialny za wdrożenie dokumentu programowego i złożenie Radzie Administracyjnej sprawozdania z jego wdrożenia;
  - h) sporządza wstępny projekt preliminarza ACER na podstawie art. 33 ust. 1 i wykonuje budżet ACER zgodnie z art. 34 i 35;
  - i) przygotowuje co roku i przedkłada Radzie Administracyjnej projekt sprawozdania rocznego zawierającego odrębny rozdział dotyczący działalności regulacyjnej ACER oraz rozdział dotyczący spraw finansowych i administracyjnych;
  - j) opracowuje plan działania na podstawie wniosków ze sprawozdań i ocen z kontroli wewnętrznej lub zewnętrznej, a także z dochodzeń przeprowadzanych przez OLAF, oraz przedstawia sprawozdania z postępu prac dwa razy w roku dla Komisji oraz regularnie – dla Rady Administracyjnej;
  - k) odpowiada za podjęcie decyzji, czy do skutecznego i efektywnego wykonywania zadań ACER konieczne, aby członek lub członkowie jego personelu znajdowali się w państwie członkowskim lub państwach członkowskich.

Dla celów akapitu pierwszego lit. k), przed podjęciem decyzji o utworzeniu biura lokalnego Dyrektor zasięga opinii zainteresowanych państw członkowskich, w tym państwa członkowskiego, w którym mieści się siedziba ACER, oraz uzyskuje uprzednią zgodę Komisji oraz Rady Administracyjnej. Decyzja ta opiera się o odpowiednią analizę kosztów i korzyści oraz określa zakres działań, które mają być prowadzone w biurze lokalnym, w taki sposób, aby uniknąć zbędnych kosztów i powielania funkcji administracyjnych ACER.

2. Dla celów ust. 1 lit. c) niniejszego artykułu, opinie, zalecenia i decyzje, o których mowa w art. 3 ust. 1, art. 4–8, art. 9 ust. 1 i 3, art. 10, art. 11 lit. c), art. 13, art. 15 ust. 4 i art. 30 i 43, wydaje się jedynie po otrzymaniu pozytywnej opinii Rady Organów Regulacyjnych.

Przed przedłożeniem projektów opinii, zaleceń lub decyzji pod głosowanie Rady Organów Regulacyjnych Dyrektor przedkłada z odpowiednim wyprzedzeniem propozycje tych projektów opinii, zaleceń lub decyzji odpowiednim grupom roboczym do zaopiniowania.

Dyrektor:

- a) uwzględnia uwagi i zmiany Rady Organów Regulacyjnych i ponownie przedkłada Radzie Organów Regulacyjnych zmieniony projekt opinii, zalecenia lub decyzji w celu uzyskania pozytywnej opinii;
- b) może wycofywać przedłożone projekty opinii, zaleceń lub decyzji pod warunkiem przedstawienia przez Dyrektora należytego pisemnego uzasadnienia, w przypadku gdy Dyrektor nie zgadza się z poprawkami przedłożonymi przez Radę Organów Regulacyjnych.

W przypadku wycofania projektu opinii, zalecenia lub decyzji Dyrektor może przedłożyć nowy projekt opinii, zalecenia lub decyzji zgodnie z procedurą określoną w art. 22 ust. 5 lit. a) oraz w akapicie drugim niniejszego ustępu. Dla celów akapitu trzeciego lit. a) niniejszego artykułu, jeżeli stanowisko Dyrektora nie uwzględnia uwag i zmian otrzymanych od Rady Organów Regulacyjnych lub zostaną one przez niego odrzucone, przedstawia on również pisemne uzasadnienie.

Jeżeli Rada Organów Regulacyjnych nie wyda pozytywnej opinii w sprawie ponownie przedłożonego tekstu projektu opinii, zalecenia lub decyzji ze względu na niedostateczne uwzględnienie w ponownie przedłożonym teście jej uwag i zmian, Dyrektor może dokonać kolejnej zmiany w tekście projektu opinii, zalecenia lub decyzji zgodnie z poprawkami i uwagami zaproponowanymi przez Radę Organów Regulacyjnych w celu uzyskania jej pozytywnej opinii bez potrzeby ponownego zasięgnięcia opinii odpowiedniej grupy roboczej czy też przedstawiania dodatkowego pisemnego uzasadnienia.

#### Artykuł 25

### Utworzenie i skład Komisji Odwoławczej

1. ACER ustanawia Komisję Odwoławczą.
2. W skład Komisji Odwoławczej wchodzi sześciu członków i sześciu zastępców wybranych spośród aktualnego lub byłego wyższego rangą personelu organów regulacyjnych, organów ochrony konkurencji lub innych instytucji Unii lub instytucji krajowych, którzy posiadają odpowiednie doświadczenie w sektorze energetycznym. Komisja Odwoławcza wyznacza swojego przewodniczącego.

Członkowie Komisji Odwoławczej powoływani są formalnie na wniosek Komisji przez Radę Administracyjną, po ogłoszeniu publicznego zaproszenia do zgłoszenia zainteresowania, po konsultacji z Radą Organów Regulacyjnych.

3. Komisja Odwoławcza uchwała i publikuje swój regulamin wewnętrzny. W regulaminie tym określa się szczegółowo ustalenia regulujące organizację i funkcjonowanie Komisji Odwoławczej oraz zasady obowiązujące w odniesieniu do odwołań wnoszonych do niej na podstawie art. 28. Komisja Odwoławcza powiadamia Komisję o projekcie swojego regulaminu wewnętrznego, a także o jakichkolwiek znaczących zmianach tego regulaminu. Komisja może przedstawić opinię w sprawie tego regulaminu w terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania powiadomienia.

Budżet ACER zawiera odrębną linię budżetową przeznaczoną na finansowanie rejestru Komisji Odwoławczej.

4. Decyzje Komisji Odwoławczej przyjmowane są większością głosów co najmniej czterech z sześciu jej członków. Komisja Odwoławcza zwoływana jest stosownie do potrzeb.

#### Artykuł 26

### Członkowie Komisji Odwoławczej

1. Kadencja członków Komisji Odwoławczej trwa pięć lat. Kadencja ta jest jednokrotnie odnawialna.
2. Członkowie Komisji Odwoławczej podejmują decyzje w sposób niezależny. Nie są związani żadnymi instrukcjami. Nie wolno im pełnić żadnych innych obowiązków w ACER, w Radzie Administracyjnej, w Radzie Organów Regulacyjnych, ani też w żadnej z grup roboczych. Członka Komisji Odwoławczej nie można odwołać ze stanowiska w czasie trwania kadencji, chyba że został uznany za winnego poważnego uchybienia, a Rada Administracyjna, po konsultacji z Radą Organów Regulacyjnych, podejmie decyzję o jego odwołaniu.

*Artykuł 27***Wyłączenie i sprzeciw w Komisji Odwoławczej**

1. Członkowie Komisji Odwoławczej nie biorą udziału w postępowaniu odwoławczym, jeżeli mają w nim interes osobisty, jeżeli wcześniej działali jako przedstawiciele jednej ze stron postępowania lub jeżeli uczestniczyli w wydawaniu decyzji stanowiącej przedmiot postępowania odwoławczego.
2. W przypadku gdy członek Komisji Odwoławczej uważa, że inny członek nie powinien brać udziału w postępowaniu odwoławczym z powodów, o których mowa w ust. 1, lub z jakiegokolwiek innego powodu, powiadamia o tym Komisję Odwoławczą. Każda strona postępowania odwoławczego może zgłosić sprzeciw wobec udziału członka Komisji Odwoławczej z powodów, o których mowa w ust. 1, lub w przypadku podejrzenia o stronniczość. Sprzeciw taki jest niedopuszczalny, jeżeli opiera się na przynależności państwowej członka albo jeżeli wnosząca sprzeciw strona postępowania odwoławczego – wiedząc o okolicznościach stanowiących podstawę do wniesienia sprzeciwu – dokonała mimo tego jakiejkolwiek czynności procesowej w postępowaniu odwoławczym, innej niż sprzeciw co do składu Komisji Odwoławczej.
3. Komisja Odwoławcza podejmuje decyzję dotyczącą działania, które należy podjąć w przypadkach określonych w ust. 1 i 2, bez udziału członka, którego dotyczy sprzeciw. Przy podejmowaniu tej decyzji członka, którego dotyczy sprzeciw, zastępuje w Komisji Odwoławczej jego zastępca. Jeżeli zastępca znajduje się w podobnej sytuacji co członek, przewodniczący wyznacza osobę zastępującą spośród dostępnych zastępców.
4. Członkowie Komisji Odwoławczej zobowiązują się działać niezależnie i w interesie publicznym. W tym celu składają oni pisemne oświadczenie finansowe i pisemne oświadczenie dotyczące interesów, w którym wskazują na brak jakichkolwiek interesów, które mogłyby zostać uznane za zagrożenie dla ich niezależności, lub wskazywać na jakiegokolwiek bezpośrednie lub pośrednie interesy, które mogłyby zostać uznane za zagrożenie dla ich niezależności. Oświadczenia takie corocznie podawane są do publicznej wiadomości.

*Artykuł 28***Decyzje, od których przysługuje odwołanie**

1. Każda osoba fizyczna lub prawna, w tym organy regulacyjne, może odwołać się od decyzji, o której mowa w art. 2 lit. d), która jest do niej skierowana, lub od decyzji, która mimo że jest decyzją skierowaną do innej osoby dotyczy jej bezpośrednio i indywidualnie.
2. Odwołanie zawiera uzasadnienie; odwołanie wnosi się do ACER na piśmie w terminie dwóch miesięcy od powiadomienia osoby zainteresowanej o decyzji lub – w razie braku takiego powiadomienia – w terminie dwóch miesięcy od dnia opublikowania decyzji przez ACER. Komisja Odwoławcza podejmuje decyzję w sprawie odwołania w terminie czterech miesięcy od jego wniesienia.
3. Odwołanie wniesione zgodnie z ust. 1 nie ma skutku zawieszającego. Komisja Odwoławcza może jednak zawiesić wykonanie zaskarżonej decyzji, jeżeli uzna, że wymagają tego okoliczności.
4. Jeżeli odwołanie jest dopuszczalne, Komisja Odwoławcza bada, czy jest ono uzasadnione. Komisja Odwoławcza wzywa strony postępowania odwoławczego, według potrzeb, do przedstawienia we wskazanym terminie uwag do powiadomień, które sama skierowała, lub do informacji przekazanych przez pozostałe strony postępowania odwoławczego. Strony postępowania odwoławczego są uprawnione do ustnego przedstawienia swoich uwag.
5. Komisja Odwoławcza może utrzymać decyzję lub przekazać sprawę właściwemu organowi ACER. Właściwy organ ACER jest związany decyzją Komisji Odwoławczej.
6. ACER publikuje decyzje podejmowane przez Komisję Odwoławczą.

*Artykuł 29***Skargi do Trybunału Sprawiedliwości**

Skargę w sprawie unieważnienia decyzji ACER wydanej na podstawie niniejszego rozporządzenia lub na zaniechanie podjęcia działań w mającym zastosowanie terminie można wnieść do Trybunału Sprawiedliwości wyłącznie po wyczerpaniu procedury odwoławczej, o której mowa w art. 28. ACER przyjmuje wszelkie niezbędne środki w celu wykonania orzeczeń Trybunału Sprawiedliwości.

### Artykuł 30

#### Grupy robocze

1. W uzasadnionych przypadkach, a w szczególności w celu wsparcia prac prowadzonych przez Dyrektora i Radę Organów Regulacyjnych w kwestiach regulacyjnych, a także w celu przygotowania opinii, zaleceń i decyzji, o których mowa w art. 3 ust. 1, art. 4–8, art. 9 ust. 1 i 3, art. 10, art. 11 lit. c), art. 13, art. 15 ust. 4 i art. 30 i 43, Rada Administracyjna ustanawia lub znosi grupy robocze na podstawie wspólnego wniosku Dyrektora i Rady Organów Regulacyjnych.

Ustanowienie i zniesienie grupy roboczej wymaga pozytywnej opinii Rady Organów Regulacyjnych.

2. W skład grup roboczych wchodzi eksperci spośród personelu ACER oraz organów regulacyjnych. Eksperti z Komisji mogą brać udział w grupach roboczych. ACER nie odpowiada za koszty uczestnictwa w grupach roboczych ACER ekspertów będących członkami personelu organów regulacyjnych. Grupy robocze uwzględniają opinie ekspertów z innych odpowiednich organów krajowych w zakresie kompetencji tych organów.

3. Rada Administracyjna uchwała i publikuje regulamin wewnętrzny dotyczący funkcjonowania grup roboczych na podstawie wniosku Dyrektora, po konsultacji z Radą Organów Regulacyjnych i uzyskaniu jej pozytywnej opinii.

4. Grupy robocze ACER wykonują zadania wyznaczone im w dokumencie programowym przyjętym zgodnie z art. 20 oraz wszelkie zadania przydzielone im zgodnie z niniejszym rozporządzeniem przez Radę Organów Regulacyjnych i Dyrektora.

### Rozdział III

#### Uchwalanie i struktura budżetu

### Artykuł 31

#### Struktura budżetu

1. Bez uszczerbku dla innych zasobów na dochody ACER składają się:

- a) wkład Unii;
- b) opłaty wnoszone na rzecz ACER zgodnie z art. 32;
- c) wszelkie dobrowolne wkłady wnoszone przez państwa członkowskie lub organy regulacyjne, o których mowa w art. 19 ust. 1 lit. g);
- d) zapisy, darowizny lub dotacje, o których mowa w art. 19 ust. 1 lit. g).

2. Wydatki ACER obejmują koszty personelu, koszty administracyjne, koszty infrastruktury oraz wydatki operacyjne.

3. Dochody i wydatki ACER muszą się równoważyć.

4. Wszystkie dochody i wydatki ACER są ujmowane w prognozie dla każdego roku budżetowego, pokrywającego się z rokiem kalendarzowym, oraz są zapisywane w jego budżecie.

5. Dochody uzyskane przez ACER nie zagrażają jego neutralności, niezależności ani obiektywności.

### Artykuł 32

#### Opłaty

1. ACER pobiera opłaty za:

- a) wniosek o wydanie decyzji o zwolnieniu zgodnie z art. 10 niniejszego rozporządzenia oraz decyzje o transgranicznej alokacji kosztów wydawanej przez ACER zgodnie z art. 12 rozporządzenia (UE) nr 347/2013;

b) gromadzenie, przetwarzanie i analizowanie informacji zgłaszanych przez uczestników rynku lub podmioty działające w ich imieniu na podstawie art. 8 rozporządzenia (UE) nr 1227/2011.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, oraz sposób ich pobierania ustala Komisja po przeprowadzeniu konsultacji społecznych oraz po konsultacji z Radą Administracyjną i Radą Organów Regulacyjnych. Opłaty muszą być proporcjonalne do kosztów odpowiednich usług świadczonych w sposób gospodarny i wystarczające na pokrycie tych kosztów. Wysokość tych opłat musi zostać ustalana na takim poziomie, by zapewnić ich niedyskryminujący charakter i by unikać nadmiernego obciążenia finansowego lub administracyjnego dla uczestników rynku lub podmiotów działających w ich imieniu.

Komisja analizuje regularnie wysokość tych opłat w oparciu o stosowną ocenę oraz, w razie konieczności, dostosowuje wysokość tych opłat oraz sposób ich pobierania.

### Artykuł 33

#### Uchwalenie budżetu

1. Każdego roku Dyrektor przedstawia wstępny projekt preliminarza dotyczący wydatków operacyjnych oraz programu prac przewidzianych na następny rok budżetowy i przedkłada ten wstępny projekt preliminarza Radzie Administracyjnej wraz z wykazem etatów tymczasowych.

2. Wstępny projekt preliminarza opiera się na celach i oczekiwanych wynikach dokumentu programowego, o którym mowa w art. 20 ust. 1, i uwzględnia zasoby finansowe potrzebne do osiągnięcia tych celów i oczekiwanych wyników.

3. Na podstawie wstępnego projektu preliminarza przygotowanego przez Dyrektora Rada Administracyjna co roku przyjmuje wstępny projekt preliminarza dochodów i wydatków ACER na następny rok budżetowy.

4. Do dnia 31 stycznia każdego roku Rada Administracyjna przekazuje Komisji wstępny projekt preliminarza, w tym projekt planu zatrudnienia. Przed przyjęciem preliminarza projekt przygotowany przez Dyrektora jest przekazywany Radzie Organów Regulacyjnych, która może wydać uzasadnioną opinię w sprawie tego projektu.

5. Komisja przekazuje preliminarz, o którym mowa w ust. 3, Parlamentowi Europejskiemu i Radzie wraz z projektem budżetu ogólnego Unii.

6. Na podstawie projektu preliminarza Komisja wprowadza do projektu budżetu ogólnego Unii preliminarze, które uważa za niezbędne w odniesieniu do planu zatrudnienia, oraz kwotę dotacji obciążającej budżet ogólny Unii, zgodnie z art. 313–316 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE).

7. Rada, działając jako władza budżetowa, przyjmuje plan zatrudnienia dla ACER.

8. Budżet ACER jest przyjmowany przez Radę Administracyjną. Budżet staje się budżetem ostatecznym po ostatecznym przyjęciu budżetu ogólnego Unii. W razie konieczności budżet jest odpowiednio dostosowywany.

9. Wszelkich zmian w budżecie, w tym w planie zatrudnienia, dokonuje się według tej samej procedury.

10. Do dnia 5 lipca 2020 r. Komisja ocenia, czy zasoby finansowe i ludzkie przydzielone ACER umożliwiają mu wywiązanie się z roli wyznaczonej na mocy niniejszego rozporządzenia obejmującej podejmowanie działań na rzecz rynku wewnętrznego energii i przyczynianie się do bezpieczeństwa energetycznego z korzyścią dla konsumentów w Unii.

11. Rada Administracyjna powiadamia niezwłocznie władzę budżetową o zamiarze realizacji każdego projektu, który może mieć istotne skutki finansowe dla finansowania budżetu ACER, w szczególności o wszelkich projektach dotyczących nieruchomości. Rada Administracyjna powiadamia również Komisję o swoim zamiarze. Jeżeli którykolwiek organ władzy budżetowej zamierza wydać opinię, powiadamia ACER o swoim zamiarze w terminie dwóch tygodni od otrzymania informacji o projekcie. W przypadku braku odpowiedzi ACER może przystąpić do realizacji planowanego projektu.

## Artykuł 34

**Wykonanie i kontrola budżetu**

1. Dyrektor działa w charakterze urzędnika zatwierdzającego i wykonuje budżet ACER.
2. Do dnia 1 marca następującego po zamknięciu każdego roku budżetowego księgowy ACER przedkłada Komisji oraz Trybunałowi Obrachunkowemu wstępne sprawozdanie finansowe księgowemu wraz ze sprawozdaniem z zarządzania budżetem i finansami za dany rok budżetowy. Księgowy ACER przedkłada sprawozdanie z zarządzania budżetem i finansami również Parlamentowi Europejskiemu i Radzie, do dnia 31 marca następnego roku. Księgowy Komisji konsoliduje wstępne sprawozdanie finansowe instytucji i organów zdecentralizowanych, zgodnie z art. 245 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE, Euratom) 2018/1046 <sup>(22)</sup> („rozporządzenie finansowe”).

## Artykuł 35

**Przedstawienie sprawozdania finansowego i absolutorium**

1. Księgowy ACER przedkłada księgowemu Komisji i Trybunałowi Obrachunkowemu wstępne sprawozdanie finansowe za dany rok budżetowy (rok N) do dnia 1 marca następnego roku budżetowego (rok N + 1).
2. ACER przedkłada Parlamentowi Europejskiemu, Radzie, Komisji i Trybunałowi Obrachunkowemu sprawozdanie dotyczące zarządzania budżetem i finansami za rok N do dnia 31 marca roku N + 1.

Do dnia 31 marca roku N + 1 księgowy Komisji przedkłada Trybunałowi Obrachunkowemu wstępne sprawozdanie finansowe ACER. Komisja przedkłada sprawozdanie z zarządzania budżetem i finansami w danym roku budżetowym również Parlamentowi Europejskiemu i Radzie.

3. Po otrzymaniu uwag Trybunału Obrachunkowego w sprawie wstępnego sprawozdania finansowego ACER za rok N zgodnie z art. 246 rozporządzenia finansowego księgowy, działając na własną odpowiedzialność, sporządza końcowe sprawozdanie finansowe ACER za ten rok. Dyrektor przedkłada je Radzie Administracyjnej do zaopiniowania.
4. Rada Administracyjna wydaje opinię w sprawie końcowego sprawozdania finansowego ACER za rok N.
5. Do dnia 1 lipca roku N + 1 księgowy ACER przedkłada końcowe sprawozdanie finansowe za rok N wraz z opinią Rady Administracyjnej Parlamentowi Europejskiemu, Radzie, Komisji i Trybunałowi Obrachunkowemu.
6. Końcowe sprawozdanie finansowe jest publikowane w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej* do dnia 15 listopada roku N + 1.
7. Dyrektor przedkłada Trybunałowi Obrachunkowemu odpowiedź na jego uwagi do dnia 30 września roku N + 1. Kopię tej odpowiedzi Dyrektor przedkłada również Radzie Administracyjnej i Komisji.
8. Dyrektor przedkłada Parlamentowi Europejskiemu, na jego wniosek, wszelkie informacje niezbędne do sprawnego zastosowania procedury udzielania absolutorium za rok N zgodnie z art. 109 ust. 3 rozporządzenia delegowanego (UE) nr 1271/2013.
9. Parlament Europejski, na zalecenie Rady stanowiącej większością kwalifikowaną, przed dniem 15 maja roku N + 2 udziela Dyrektorowi absolutorium z wykonania budżetu za rok budżetowy N.

<sup>(22)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE, Euratom) 2018/1046 z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie zasad finansowych mających zastosowanie do budżetu ogólnego Unii, zmieniające rozporządzenia (UE) nr 1296/2013, (UE) nr 1301/2013, (UE) nr 1303/2013, (UE) nr 1304/2013, (UE) nr 1309/2013, (UE) nr 1316/2013, (UE) nr 223/2014 i (UE) nr 283/2014 oraz decyzję nr 541/2014/UE, a także uchylające rozporządzenie (UE, Euratom) nr 966/2012 (Dz.U. L 193 z 30.7.2018, s. 1).



### Artykuł 36

#### Przepisy finansowe

Przepisy finansowe mające zastosowanie do ACER są przyjmowane przez Radę Administracyjną po konsultacji z Komisją. Przepisy te mogą odbiegać od rozporządzenia delegowanego (UE) nr 1271/2013, jeżeli jest to konieczne ze względu na szczególne potrzeby operacyjne związane z działalnością ACER, ale tylko jeżeli Komisja udzieliła na to uprzedniej zgody.

### Artykuł 37

#### Zwalczanie nadużyć finansowych

1. Aby ułatwić zwalczanie nadużyć finansowych, korupcji i wszelkich innych nielegalnych działań na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE, Euratom) nr 883/2013<sup>(23)</sup>, ACER przystąpi do Porozumienia międzyinstytucjonalnego z dnia 25 maja 1999 r. dotyczącego dochodzeń wewnętrznych prowadzonych przez OLAF<sup>(24)</sup> oraz przyjmie odpowiednie przepisy mające zastosowanie do pracowników ACER, wykorzystując wzór określony w załączniku do tego porozumienia.
2. Trybunał Obrachunkowy jest uprawniony do przeprowadzania kontroli na miejscu oraz kontroli na podstawie dokumentów w odniesieniu do beneficjentów dotacji, wykonawców i podwykonawców, którzy otrzymali od ACER unijne środki finansowe.
3. OLAF może przeprowadzać dochodzenia, w tym kontrole i inspekcje na miejscu, w celu ustalenia, czy miały miejsce nadużycie finansowe, korupcja lub jakiegokolwiek inne działanie niezgodne z prawem, wpływające na interesy finansowe Unii w związku z dotacją lub zamówieniem finansowanym przez ACER, zgodnie z przepisami i procedurami określonymi w rozporządzeniu (UE, Euratom) nr 883/2013 i rozporządzeniu Rady (Euratom, WE) nr 2185/96<sup>(25)</sup>.
4. Nie naruszając ust. 1, 2 i 3, w zawieranych przez ACER umowach o współpracy z krajami trzecimi i organizacjami międzynarodowymi, zamówieniach, umowach o udzielenie dotacji i decyzjach o udzieleniu dotacji zamieszcza się postanowienia wyraźnie uprawniające Trybunał Obrachunkowy i OLAF do prowadzenia kontroli i dochodzeń, o których mowa w niniejszym artykule, zgodnie z ich odpowiednimi kompetencjami.

## Rozdział IV

### Przepisy ogólne i końcowe

### Artykuł 38

#### Przywileje i immunitety oraz umowa w sprawie siedziby

1. Do ACER i jego personelu stosuje się Protokół nr 7 w sprawie przywilejów i immunitetów Unii Europejskiej, załączony do TUE i TFUE.
2. Niezbędne ustalenia dotyczące pomieszczeń, jakie należy zapewnić ACER w przyjmującym państwie członkowskim, oraz obiektów udostępnianych przez to państwo członkowskie, a także przepisy szczegółowe mające zastosowanie w przyjmującym państwie członkowskim do Dyrektora, członków Rady Administracyjnej, pracowników ACER i członków ich rodzin, określane są w umowie w sprawie siedziby zawartej między ACER a państwem członkowskim, w którym znajduje się jego siedziba. Umowę tę zawiera się po uzyskaniu zgody Rady Administracyjnej.

### Artykuł 39

#### Personel

1. Do personelu ACER, w tym do jego Dyrektora, stosuje się regulamin pracowniczy i warunki zatrudnienia oraz zasady przyjęte wspólnie przez instytucje Unii do celów stosowania tego regulaminu pracowniczego i warunków zatrudnienia.

<sup>(23)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE, Euratom) nr 883/2013 z dnia 11 września 2013 r. dotyczące dochodzeń prowadzonych przez Europejski Urząd ds. Zwalczania Nadużyć Finansowych (OLAF) oraz uchylające rozporządzenie (WE) nr 1073/1999 Parlamentu Europejskiego i Rady i rozporządzenie Rady (Euratom) nr 1074/1999 (Dz.U. L 248 z 18.9.2013, s. 1).

<sup>(24)</sup> Dz.U. L 136, z 31.5.1999, s. 15.

<sup>(25)</sup> Rozporządzenie Rady (Euratom, WE) nr 2185/96 z dnia 11 listopada 1996 r. w sprawie kontroli na miejscu oraz inspekcji przeprowadzanych przez Komisję w celu ochrony interesów finansowych Wspólnot Europejskich przed nadużyciami finansowymi i innymi nieprawidłowościami (Dz.U. L 292 z 15.11.1996, s. 2).

2. Rada Administracyjna w porozumieniu z Komisją przyjmuje odpowiednie przepisy wykonawcze, zgodnie z art. 110 regulaminu pracowniczego.
3. W odniesieniu do swojego personelu ACER korzysta z uprawnień przyznanych organowi powołującemu na mocy regulaminu pracowniczego oraz organowi uprawnionemu do zawierania umów na mocy warunków zatrudnienia.
4. Rada Administracyjna może przyjąć przepisy umożliwiające zatrudnianie przez ACER oddelegowanych ekspertów krajowych z państw członkowskich.

#### Artykuł 40

### Odpowiedzialność ACER

1. Odpowiedzialność umowną ACER reguluje prawo właściwe dla danej umowy.

Wszelkie klauzule arbitrażowe zamieszczone w umowach zawartych przez ACER podlegają właściwości Trybunału Sprawiedliwości.

2. W przypadku odpowiedzialności pozaumownej ACER, zgodnie z zasadami ogólnymi wspólnymi dla systemów prawnych państw członkowskich, naprawia szkody wyrządzone przez ACER lub przez członków jego personelu przy wykonywaniu swoich obowiązków.
3. Trybunał Sprawiedliwości jest właściwy do orzekania w sporach dotyczących odszkodowania za szkody, o których mowa w ust. 2.
4. Osobista odpowiedzialność finansowa oraz odpowiedzialność dyscyplinarna członków personelu ACER wobec ACER regulowana jest przez odpowiednie przepisy mające zastosowanie do członków personelu ACER.

#### Artykuł 41

### Przejrzystość i komunikacja

1. Do dokumentów będących w posiadaniu ACER stosuje się rozporządzenie (WE) nr 1049/2001 <sup>(26)</sup> Parlamentu Europejskiego i Rady.
2. Rada Administracyjna przyjmuje praktyczne środki dotyczące stosowania rozporządzenia (WE) nr 1049/2001.
3. Decyzje podejmowane przez ACER zgodnie z art. 8 rozporządzenia (WE) nr 1049/2001 mogą stanowić przedmiot skarg wnoszonych do Rzecznika Praw Obywatelskich lub postępowania przed Trybunałem Sprawiedliwości na warunkach określonych w art. 228 i 263 TFUE.
4. Przetwarzanie danych osobowych przez ACER podlega przepisom rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1725 <sup>(27)</sup>. Rada Administracyjna wprowadza środki umożliwiające stosowanie przez ACER rozporządzenia (UE) 2018/1725, w tym środki dotyczące wyznaczenia inspektora ochrony danych ACER. Środki te wprowadza się po konsultacji z Europejskim Inspektorem Ochrony Danych.
5. ACER może z własnej inicjatywy uczestniczyć w działaniach komunikacyjnych w dziedzinach należących do jego kompetencji. Alokacja zasobów na działania komunikacyjne nie może wpływać ujemnie na skuteczne wykonywanie zadań, o których mowa w art. 3–13. Działania komunikacyjne prowadzone są zgodnie z odpowiednimi planami komunikacji i rozpowszechniania przyjętymi przez Radę Administracyjną.

<sup>(26)</sup> Rozporządzenie (WE) nr 1049/2001 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 2001 r. w sprawie publicznego dostępu do dokumentów Parlamentu Europejskiego, Rady i Komisji (Dz.U. L 145 z 31.5.2001, s. 43).

<sup>(27)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1725 z dnia 23 października 2018 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych przez instytucje, organy i jednostki organizacyjne Unii i swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia rozporządzenia (WE) nr 45/2001 i decyzji nr 1247/2002/WE (Dz.U. L 295 z 21.11.2018, s. 39).

*Artykuł 42***Ochrona informacji niejawnych i szczególnie chronionych informacji jawnych**

1. ACER przyjmuje własne przepisy bezpieczeństwa, które muszą być równoważne przepisom bezpieczeństwa Komisji dotyczącym ochrony informacji niejawnych UE (EUCI) oraz szczególnie chronionych informacji jawnych, w tym przepisy dotyczące wymiany, przetwarzania i przechowywania takich informacji, zgodnie z decyzjami Komisji (UE, Euratom) 2015/443 <sup>(28)</sup> i (UE, Euratom) 2015/444 <sup>(29)</sup>.
2. ACER może również postanowić o odpowiednim stosowaniu decyzji Komisji, o których mowa w ust. 1. W przepisach bezpieczeństwa ACER określa się między innymi przepisy dotyczące wymiany, przetwarzania i przechowywania EUCI i szczególnie chronionych informacji jawnych.

*Artykuł 43***Umowy o współpracy**

1. ACER jest otwarty na udział krajów trzecich, które zawarły z Unią umowy i które przyjęły i stosują stosowne przepisy prawa Unii w dziedzinie energii, w tym w szczególności przepisy dotyczące niezależnych organów regulacyjnych, dostępu stron trzecich do infrastruktury i rozdzielania elementów działalności, handlu energią i pracy systemu, udziału i ochrony konsumentów, a także stosowne przepisy w dziedzinach środowiska i konkurencji.
2. Z zastrzeżeniem zawarcia w tym celu umowy między Unią a krajami trzecimi, o których mowa w ust. 1, ACER może również wykonywać swoje zadania zgodnie z art. 3–13 w odniesieniu do krajów trzecich, o ile przyjęły i stosują one stosowne przepisy zgodnie z ust. 1 i o ile upoważniły one ACER do koordynowania działań swoich organów regulacyjnych z działaniami organów regulacyjnych państw członkowskich. Wyłącznie wtedy odniesienia do kwestii o charakterze transgranicznym odnoszą się do granic pomiędzy Unią z krajami trzecimi, a nie do granic między dwoma państwami członkowskimi.
3. Umowy, o których mowa w ust. 1, zawierają uzgodnienia określające w szczególności: charakter, zakres i aspekty proceduralne udziału tych krajów w pracy ACER, w tym postanowienia dotyczące wkładu finansowego i personelu.
4. Po uzyskaniu pozytywnej opinii Rady Organów Regulacyjnych Rada Administracyjna przyjmuje regulamin dotyczący stosunków z krajami trzecimi, o których mowa w ust. 1. Komisja zapewnia, aby działania ACER pozostawały w ramach jego mandatu i istniejących ram instytucjonalnych, zawierając odpowiednie ustalenia robocze z Dyrektorem ACER.

*Artykuł 44***Ustalenia dotyczące języka**

1. Do ACER stosuje się przepisy rozporządzenia Rady nr 1 <sup>(30)</sup>.
2. Rada Administracyjna podejmuje decyzję w sprawie wewnętrznych ustaleń dotyczących języka dla ACER.
3. Usługi tłumaczeniowe niezbędne dla funkcjonowania ACER zapewnia Centrum Tłumaczeń dla Organów Unii Europejskiej.

*Artykuł 45***Ocena**

1. Do dnia 5 lipca 2024 r., a następnie co pięć lat, Komisja z udziałem niezależnego eksperta zewnętrznego przeprowadza ocenę wyników działalności ACER w odniesieniu do jego celów, mandatu i zadań. W ramach tej oceny uwzględnia się w szczególności ewentualną potrzebę zmiany mandatu ACER i skutki finansowe takiej zmiany.

<sup>(28)</sup> Decyzja Komisji (UE, Euratom) 2015/443 z dnia 13 marca 2015 r. w sprawie bezpieczeństwa w Komisji (Dz.U. L 72 z 17.3.2015, s. 41).

<sup>(29)</sup> Decyzja Komisji (UE, Euratom) 2015/444 z dnia 13 marca 2015 r. w sprawie przepisów bezpieczeństwa dotyczących ochrony informacji niejawnych UE (Dz.U. L 72 z 17.3.2015, s. 53).

<sup>(30)</sup> Rozporządzenie Rady nr 1 w sprawie określenia systemu językowego Europejskiej Wspólnoty Gospodarczej (Dz.U. 17 z 6.10.1958, s. 385).

2. W przypadku gdy Komisja uzna, że dalsze działanie ACER nie jest już uzasadnione ze względu na wyznaczone mu cele, mandat i zadania, może wystąpić z wnioskiem o odpowiednią zmianę lub uchylenie niniejszego rozporządzenia po przeprowadzeniu odpowiednich konsultacji z zainteresowanymi stronami i Radą Organów Regulacyjnych.
3. Komisja przedkłada Parlamentowi Europejskiemu, Radzie i Radzie Organów Regulacyjnych ACER ustalenia wynikające z oceny, o której mowa w ust. 1, wraz ze swoimi wnioskami. Ustalenia z oceny należy podać do wiadomości publicznej.
4. Do dnia 31 października 2025 r., a następnie co pięć lat, Komisja przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie z oceny niniejszego rozporządzenia, w szczególności zadań ACER obejmujących decyzje indywidualne. Sprawozdanie to uwzględnia, w stosownych przypadkach, wyniki oceny zgodnie z art. 69 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943.

Wraz z tym sprawozdaniem, w stosownych przypadkach, Komisja przedkłada wniosek ustawodawczy.

#### Artykuł 46

#### **Uchylenie**

Rozporządzenie (WE) nr 713/2009 traci moc.

Odesłania do uchylonego rozporządzenia traktuje się jako odesłania do niniejszego rozporządzenia, zgodnie z tabelą korelacji znajdującą się w załączniku II.

#### Artykuł 47

#### **Wejście w życie**

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

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

Sporządzono w Brukseli dnia 5 czerwca 2019 r.

*W imieniu Parlamentu Europejskiego*

A. TAJANI

Przewodniczący

*W imieniu Rady*

G. CIAMBA

Przewodniczący

\_\_\_\_\_

## ZAŁĄCZNIK I

**Uchylone rozporządzenie wraz ze zmianami**

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 1)	
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	Wyłącznie odesłanie w art. 20 rozporządzenia (UE) nr 347/2013 do art. 22 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 713/2009.

## ZAŁĄCZNIK II

## Tabela korelacji

Rozporządzenie (WE) nr 713/2009	Niniejsze rozporządzenie
art. 1	art. 1
art. 4	art. 2
art. 5	art. 3
art. 6 ust. 1–3 i ust. 4 akapit pierwszy	art. 4
art. 6 ust. 4 akapity od drugiego do piątego i ust. 5, 6 i 9	art. 5
art. 7 i 8	art. 6
—	art. 7
—	art. 8
—	art. 9
art. 9 ust. 1–2 akapit pierwszy	art. 10
art. 6 ust. 7 i 8	art. 11
—	art. 12
art. 9 ust. 2 akapit drugi	art. 13
art. 10	art. 14
art. 11	art. 15
art. 2	art. 16
art. 3	art. 17
art. 12	art. 18
art. 13	art. 19
—	art. 20
art. 14 ust. 1 i 2	art. 21
art. 14 ust. 3–6	art. 22 ust. 1–4
art. 15	art. 22 ust. 5 i 6
art. 16	art. 23
art. 17	art. 24
art. 18 ust. 1 i 2	art. 25 ust. 1, 2 i 4
art. 19 ust. 6	art. 25 ust. 3
art. 18 ust. 3	art. 26
art. 18 ust. 4–7	art. 27
art. 19 ust. 1–5 i ust. 7	art. 28
art. 20	—
—	art. 29
—	art. 30
art. 21	art. 31
art. 22	art. 32
art. 23	art. 33
art. 24 ust 1 i 2	art. 34

Rozporządzenie (WE) nr 713/2009	Niniejsze rozporządzenie
art. 24 ust. 3 i kolejne	art. 35
art. 25	art. 36
—	art. 37
art. 27	art. 38
art. 28	art. 39
art. 29	art. 40
art. 30	art. 41 ust. 1–3
—	art. 42
art. 31	art. 43
art. 33	art. 44
art. 34	art. 45
—	art. 46
art. 35	art. 47

**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)**

PARLAMENT EUROPEJSKI I RADA UNII EUROPEJSKIEJ,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w szczególności jego art. 194 ust. 2,

uwzględniając wniosek Komisji Europejskiej,

po przekazaniu projektu aktu ustawodawczego parlamentom narodowym,

uwzględniając opinię Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego <sup>(1)</sup>,

uwzględniając opinię Komitetu Regionów <sup>(2)</sup>,

stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą <sup>(3)</sup>,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 <sup>(4)</sup> zostało kilkakrotnie znacząco zmienione. Ponieważ konieczne są dalsze zmiany, w celu zapewnienia jasności należy to rozporządzenie przekształcić.
- (2) Unia energetyczna ma zapewniać odbiorcom końcowym – gospodarstwom domowym i przedsiębiorstwom – bezpieczną, pewną, zrównoważoną, konkurencyjną i przystępną cenowo energię. W ujęciu historycznym system elektroenergetyczny był zdominowany przez zintegrowane pionowo, często państwowe monopole eksploatujące duże scentralizowane elektrownie jądrowe lub elektrownie zasilane paliwami kopalnymi. Rynek wewnętrzny energii elektrycznej, stopniowo realizowany od 1999 r., ma zapewniać rzeczywiste możliwości wyboru wszystkim konsumentom w Unii, stwarzać nowe możliwości gospodarcze i zwiększać poziom obrotu transgranicznego, tak aby uzyskać zwiększenie efektywności, konkurencyjne ceny i wyższe standardy usług oraz przyczynić się do bezpieczeństwa dostaw i zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju. Rynek wewnętrzny energii elektrycznej doprowadził do zwiększenia konkurencji, w szczególności na poziomie hurtowym, oraz do zwiększenia obrotu międzystrefowego. Nadal jest to fundament efektywnego rynku energii.
- (3) System energetyczny w Unii przechodzi najgłębsze od dziesięcioleci przemiany, a rynek energii elektrycznej jest centralnym elementem tego procesu. Dążenie do wspólnego celu, jakim jest zmniejszenie emisyjności systemu elektroenergetycznego, stwarza nowe szanse, ale też nowe wyzwania dla uczestników rynku. Jednocześnie rozwój technologiczny umożliwia nowe formy zaangażowania konsumentów i współpracy transgranicznej.
- (4) Niniejsze rozporządzenie ustanawia przepisy mające zapewnić funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz wymogi dotyczące rozwoju odnawialnych form energii i polityki ochrony środowiska, w szczególności szczegółowe przepisy dotyczące niektórych rodzajów jednostek wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, dotyczące obowiązku bilansowania, dysponowania i redysponowania, a także pułapów emisji CO<sub>2</sub> w odniesieniu do nowych zdolności wytwórczych w przypadku gdy takie zdolności są objęte tymczasowymi mechanizmami mającymi zapewnić niezbędny poziom wystarczalności zasobów, a mianowicie mechanizmami zdolności wytwórczych.
- (5) Energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w małych jednostkach wytwarzania energii należy przyznać dysponowanie priorytetowe w postaci szczególnego pierwszeństwa w metodach dysponowania lub poprzez

<sup>(1)</sup> Dz.U. C 288 z 31.8.2017, s. 91.

<sup>(2)</sup> Dz.U. C 342 z 12.10.2017, s. 79.

<sup>(3)</sup> Stanowisko Parlamentu Europejskiego z dnia 26 marca 2019 r. (dotychczas nieopublikowane w Dzienniku Urzędowym) oraz decyzja Rady z dnia 22 maja 2019 r.

<sup>(4)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 15).



wymogi prawne lub regulacyjne zobowiązujące podmioty działające na rynku do dostarczania takiej energii elektrycznej na rynek. Dysponowanie priorytetowe przyznane w usługach pracy systemu na takich samych warunkach ekonomicznych należy uznać za zgodne z niniejszym rozporządzeniem. W każdym przypadku dysponowanie priorytetowe należy uznać za zgodne z zasadą udziału jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii w rynku energii elektrycznej.

- (6) Interwencje państw, często przygotowywane bez koordynacji, powodowały większe zakłócenia na hurtowym rynku energii elektrycznej, co miało negatywne konsekwencje dla inwestycji i obrotu transgranicznego.
- (7) W przeszłości odbiorcy energii elektrycznej byli wyłącznie bierni i często kupowali energię elektryczną po cenach regulowanych, niemających bezpośredniego związku z sytuacją na rynku. W przyszłości należy umożliwić odbiorcom pełny udział w rynku na tych samych warunkach z innymi uczestnikami rynku oraz zarządzanie własnym zużyciem energii. Aby zintegrować coraz większy udział energii ze źródeł odnawialnych, przyszły system elektroenergetyczny powinien wykorzystywać wszystkie dostępne źródła elastyczności, zwłaszcza rozwiązania dotyczące popytu i magazynowania energii, a dzięki integracji innowacyjnych technologii do systemu elektroenergetycznego także cyfryzację. Aby osiągnąć efektywne obniżenie emisyjności po jak najniższych kosztach, system ten musi również zachęcać do efektywności energetycznej. Urzeczywistnienie wewnętrznego rynku energii dzięki efektywnej integracji odnawialnych źródeł energii może długofalowo stymulować inwestycje oraz przyczynić się do osiągnięcia celów unii energetycznej i ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030, zgodnie z komunikatem Komisji z dnia 22 stycznia 2014 r. zatytułowanym „Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii” oraz konkluzjami przyjętymi przez Radę Europejską na posiedzeniu w dniach 23–24 października 2014 r.
- (8) Większa integracja rynku i przechodzenie na wytwarzanie energii elektrycznej z mniej stabilnych źródeł wymaga większych wysiłków w zakresie koordynowania krajowej polityki energetycznej z krajami sąsiadującymi oraz wykorzystywania szans wynikających z transgranicznego obrotu energią elektryczną.
- (9) Rozwinięto ramy regulacyjne, umożliwiając obrót energią elektryczną w całej Unii. Do rozwoju tego przyczyniło się przyjęcie szeregu kodeksów sieci i wytycznych dotyczących integracji rynków energii elektrycznej. Te kodeksy sieci i wytyczne zawierają postanowienia dotyczące zasad funkcjonowania rynku, pracy systemów i przyłączania do sieci. Aby zapewnić pełną przejrzystość oraz zwiększyć pewność prawa, należy przyjąć zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą i ująć w jednym unijnym akcie ustawodawczym także główne zasady funkcjonowania rynku i alokacji zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych rynków bilansujących, dnia bieżącego i dnia następnego oraz rynków terminowych.
- (10) W art. 13 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 <sup>(5)</sup> ustanowiono procedurę, w ramach której operatorzy systemów przesyłowych mogą przekazywać stronom trzecim całość lub część swoich zadań. Delegujący operatorzy systemów przesyłowych powinni nadal być odpowiedzialni za zapewnienie zgodności z niniejszym rozporządzeniem. Ponadto państwa członkowskie powinny mieć możliwość przydzielania zadań stronom trzecim oraz nakładania na nie obowiązków. Takie przydzielanie należy ograniczyć do zadań i obowiązków wykonywanych na poziomie krajowym, takich jak rozliczanie niezbilansowania. Ograniczenia w przydzielaniu nie powinny prowadzić do niepotrzebnych zmian w obowiązujących ustaleniach krajowych. Operatorzy systemów przesyłowych powinni jednak nadal być odpowiedzialni za zadania powierzone im na podstawie art. 40 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 <sup>(6)</sup>.
- (11) W odniesieniu do rynków bilansujących efektywne i niepowodujące zakłóceń kształtowanie cen zakupu mocy bilansującej i energii bilansującej wymaga, aby umowy dotyczące mocy bilansującej nie określały ceny energii bilansującej. Pozostaje to bez uszczerbku dla systemów dysponowania wykorzystujących zintegrowany proces grafikowania zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2017/2195.
- (12) Art. 18, 30 i 32 rozporządzenia (UE) 2017/2195 stanowią, że metoda ustalania cen zarówno standardowych, jak i produktów specyficznych energii bilansującej powinna stwarzać pozytywne zachęty dla uczestników rynku do utrzymania ich własnego zbilansowania lub pomocy w przywracaniu zbilansowania systemu na ich obszarze obowiązywania ceny niezbilansowania, zmniejszając tym samym niezbilansowanie systemu oraz koszty ponoszone przez społeczeństwo. Takie podejście do ustalania cen powinno prowadzić do efektywnego ekonomicznie wykorzystania odpowiedzi odbioru i innych zasobów bilansujących, z zachowaniem granic bezpieczeństwa pracy systemu.

<sup>(5)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz.U. L 312 z 28.11.2017, s. 6).

<sup>(6)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (zob. s. 125 niniejszego Dziennika Urzędowego).

- (13) Integracja rynków energii bilansującej powinna ułatwić efektywne funkcjonowanie rynku dnia bieżącego, aby dać uczestnikom rynku możliwość zbilansowania samych siebie w czasie jak najbardziej zbliżonym do rzeczywistego, umożliwiającym przez czas zamknięcia bramki dla energii bilansującej przewidziany w art. 24 rozporządzenia (UE) 2017/2195. Tylko niezbilansowania pozostałe po zamknięciu rynku dnia bieżącego powinny być bilansowane przez operatorów systemów przesyłowych z wykorzystaniem rynku bilansującego. W art. 53 rozporządzenia (UE) 2017/2195 przewidziano również harmonizację okresu rozliczania niezbilansowania, który ma wynosić w Unii 15 minut. Harmonizacja ta powinna wspierać obrót energią na rynkach dnia bieżącego oraz pobudzać powstanie szeregu produktów przeznaczonych do obrotu mających taki sam termin dostawy.
- (14) Aby umożliwić operatorom systemów przesyłowych zakup i wykorzystanie mocy bilansującej w sposób efektywny i ekonomiczny, oparty na zasadach rynkowych, należy wspierać integrację rynku. W związku z tym w tytule IV rozporządzenia (UE) 2017/2195 ustanowiono trzy metody, za pomocą których operatorzy systemów przesyłowych są uprawnieni do przydzielania międzyobszarowych zdolności przesyłowych na potrzeby wymiany mocy bilansującej oraz współdzielenia rezerw, gdy uzasadnia to analiza kosztów i korzyści: proces kooptymalizacji, proces opartej na zasadach rynkowych alokacji oraz alokację w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej. Proces alokacji w ramach kooptymalizacji powinno się prowadzić w trybie dnia następnego. Natomiast możliwe jest prowadzenie procesu alokacji opartej na zasadach rynkowych w przypadku gdy kontraktowanie odbywa się nie wcześniej niż tydzień przed dostarczeniem mocy bilansującej oraz prowadzenie alokacji w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej w przypadku gdy kontraktowanie odbywa się wcześniej niż tydzień przed dostarczeniem mocy bilansującej, pod warunkiem że przydzielane wolumeny są ograniczone, a ocena jest dokonywana co roku. Po zatwierdzeniu przez odpowiednie organy regulacyjne metody alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych, dwóch lub większa liczba operatorów systemów przesyłowych może zacząć stosować tę metodę z wyprzedzeniem, aby umożliwić operatorom zdobycie doświadczenia oraz umożliwić sprawne stosowanie tej metody przez innych operatorów systemów przesyłowych w przyszłości. Stosowanie takich metod powinno być jednak zharmonizowane przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych, aby wspierać integrację rynku.
- (15) W tytule V rozporządzenia (UE) 2017/2195 określono, że ogólnym celem rozliczania niezbilansowania jest zapewnienie, aby podmioty odpowiedzialne za bilansowanie efektywnie utrzymywały swoje własne zbilansowanie lub pomagały w przywracaniu zbilansowania systemu, a także wprowadzanie dla uczestników rynku zachęt do utrzymywania zbilansowania systemu lub pomocy w przywróceniu zbilansowania systemu. Aby przygotować rynki bilansujące i cały system energetyczny do włączenia coraz większego udziału odnawialnych źródeł energii o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji, ceny niezbilansowania powinny odzwierciedlać wartość energii w czasie rzeczywistym. Wszyscy uczestnicy rynku powinni być finansowo odpowiedzialni za niezbilansowanie, które powodują w systemie, odpowiadające różnicy między przydzielonym wolumenem a końcową pozycją bilansową. W przypadku agregatorów odpowiedzi odbioru, na przydzielony wolumen składa się wolumen energii fizycznie aktywowanej przez obciążenie uczestniczących odbiorców, wyznaczany z wykorzystaniem określonej metody pomiaru i metody podstawowej.
- (16) W rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1222 <sup>(7)</sup> określono szczegółowe wytyczne dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w tym wymogi dotyczące ustanowienia wspólnych metod wyznaczania wolumenów zdolności przesyłowych dostępnych równocześnie między obszarami rynkowymi, kryteria oceny efektywności oraz proces przeglądu służący wyznaczeniu obszarów rynkowych. Art. 32 i 34 rozporządzenia (UE) 2015/1222 określają zasady przeglądu konfiguracji obszarów rynkowych, art. 41 i 54 tego rozporządzenia określają zharmonizowane limity maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych dla rynków dnia następnego i dnia bieżącego, art. 59 tego rozporządzenia określa zasady dotyczące czasu zamknięcia bramki na międzystrefowym rynku dnia bieżącego, a art. 74 tego rozporządzenia – zasady dotyczące metod podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych.
- (17) W rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1719 <sup>(8)</sup> określono szczegółowe zasady alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych na rynkach terminowych, ustanawiania wspólnej metody określania międzyobszarowych zdolności przesyłowych w perspektywie długoterminowej, utworzenia jednej platformy alokacji na poziomie europejskim oferującej długoterminowe prawa przesyłowe, a także możliwości zwrotu długoterminowych praw przesyłowych w celu ich ponownej alokacji w kolejnej rundzie długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych lub możliwości przenoszenia długoterminowych praw przesyłowych na innych uczestników rynku. W art. 30 rozporządzenia 2016/1719 określono zasady dotyczące długoterminowych produktów zabezpieczających przed zmiennością cen.

<sup>(7)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.U. L 197 z 25.7.2015, s. 24).

<sup>(8)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz.U. L 259 z 27.9.2016, s. 42).

- (18) W rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631<sup>(9)</sup> określono wymogi dotyczące przyłączania jednostek wytwarzania energii do systemu wzajemnie połączonego, w szczególności w odniesieniu do synchronicznych modułów wytwarzania energii, modułów parku energii oraz morskich modułów parku energii. Wymogi te pomagają w zapewnieniu uczciwych warunków konkurencji na wewnętrznym rynku energii elektrycznej, bezpieczeństwa systemu oraz integracji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a także w ułatwianiu obrotu energią elektryczną w całej Unii. W art. 66 i 67 rozporządzenia (UE) 2016/631 określono zasady dotyczące nowo powstających technologii wytwarzania energii elektrycznej.
- (19) Obszary rynkowe odzwierciedlające grę podaży i popytu są podstawą obrotu energią elektryczną opartego na zasadach rynkowych i warunkiem wstępnym osiągnięcia pełnego potencjału metod alokacji zdolności przesyłowych, w tym metody FBA. Dlatego należy wyznaczyć obszary rynkowe tak, aby zapewnić płynność rynku, efektywne zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi oraz ogólną efektywność rynku. Gdy jeden organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego za zgodą swojego właściwego organu regulacyjnego rozpoczyna przegląd istniejącej konfiguracji obszarów rynkowych na obszarze regulacyjnym operatora systemu przesyłowego, jeżeli konfiguracja obszarów rynkowych ma znikomy wpływ na sąsiadujące obszary regulacyjne operatorów systemów przesyłowych, w tym na połączenia wzajemne, a przegląd konfiguracji obszarów rynkowych jest niezbędny do poprawy efektywności, zmaksymalizowania możliwości obrotu transgranicznego lub utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu, to operator systemu przesyłowego danego obszaru regulacyjnego oraz właściwy organ regulacyjny powinni być, odpowiednio, jedynym operatorem systemu przesyłowego i jedynym organem regulacyjnym, którzy uczestniczą w przeglądzie. Właściwy operator systemu przesyłowego oraz właściwy organ regulacyjny powinni uprzednio zawiadomić o przeglądzie operatorów sąsiadujących systemów przesyłowych, a wyniki przeglądu powinny zostać opublikowane. Należy umożliwić rozpoczynanie regionalnego przeglądu obszarów rynkowych po sporządzeniu sprawozdania technicznego w sprawie ograniczeń przesyłowych zgodnie z art. 14 niniejszego rozporządzenia lub zgodnie z obowiązującymi procedurami określonymi w rozporządzeniu (UE) 2015/1222.
- (20) Gdy regionalne centra koordynacyjne wyznaczają zdolności przesyłowe, powinny one maksymalizować zdolności z uwzględnieniem pozakosztowych działań zaradczych oraz z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy operatorów systemów przesyłowych w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych. W przypadku gdy wynik obliczenia nie jest równy lub wyższy od minimalnych zdolności przesyłowych określonych w niniejszym rozporządzeniu, regionalne centra koordynacyjne powinny rozważyć wszelkie dostępne kosztowne działania zaradcze, aby dalej zwiększać zdolności przesyłowe – do osiągnięcia tych minimalnych zdolności przesyłowych, w tym potencjału redysponowania w regionach wyznaczania zdolności przesyłowych i pomiędzy tymi regionami, uwzględniając jednocześnie granice bezpieczeństwa pracy operatorów systemów przesyłowych w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych. Operatorzy systemów przesyłowych powinni przedstawiać dokładne i przejrzyste sprawozdania dotyczące wszystkich aspektów wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z niniejszym rozporządzeniem oraz powinni zapewniać, aby wszystkie informacje przesyłane do regionalnych centrów koordynacyjnych były dokładne i adekwatne do zakładanych celów.
- (21) Wyznaczając zdolności przesyłowe, regionalne centra koordynacyjne powinny obliczać międzyobszarowe zdolności przesyłowe z wykorzystaniem danych od operatorów systemów przesyłowych, uwzględniających granice bezpieczeństwa pracy systemu na odpowiednich obszarach regulacyjnych operatorów systemów przesyłowych. Operatorzy systemów przesyłowych powinni mieć możliwość odejścia od skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych, w przypadku gdy zastosowanie go spowodowałoby naruszenie granic bezpieczeństwa pracy elementów sieci na ich obszarze regulacyjnym. Te przypadki odejścia od skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych należy uważnie monitorować i zgłaszać z zachowaniem przejrzystości w celu zapobiegania nadużyciom oraz zapewnienia, aby wolumen zdolności połączeń międzysystemowych udostępniany uczestnikom rynku nie był ograniczany w celu zarządzenia ograniczeniem przesyłowym na danym obszarze rynkowym. W przypadku gdy wprowadzono plan działania, należy w nim uwzględnić przypadki odejścia od skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych oraz odnieść się do ich przyczyn.
- (22) Podstawowe zasady rynkowe powinny przewidywać, że podstawę ustalania cen energii elektrycznej powinno stanowić prawo popytu i podaży. Ceny te powinny wskazywać zapotrzebowanie na energię elektryczną, zapewniając tym samym oparte na zasadach rynkowych zachęty do inwestowania w źródła elastyczności, takie jak elastyczne wytwarzanie energii elektrycznej, połączenia wzajemne, odpowiedź odbioru lub magazynowanie energii.

<sup>(9)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz.U. L 112 z 27.4.2016, s. 1).

- (23) Mimo, iż obniżenie emisyjności sektora elektroenergetycznego, w sytuacji gdy energia ze źródeł odnawialnych zaczyna zdobywać znaczną pozycję na rynku, to jeden z celów unii energetycznej, kluczowe jest usunięcie istniejących na tym rynku przeszkód dla obrotu transgranicznego oraz zachęcanie do inwestycji w infrastrukturę wspierającą, na przykład bardziej elastyczne wytwarzanie energii elektrycznej, połączenia wzajemne, odpowiedź odbioru i magazynowanie energii. Aby wesprzeć to przejście na wytwarzanie energii ze źródeł o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji i wytwarzanie rozproszone oraz zapewnić, aby podstawą funkcjonowania unijnych rynków energii elektrycznej w przyszłości były zasady rynku energii, należy ponownie skoncentrować się na rynkach krótkoterminowych i mechanizmach ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy.
- (24) Rynki krótkoterminowe poprawiają płynność i zwiększają konkurencję poprzez umożliwienie pełnego udziału w rynku większej liczbie zasobów, zwłaszcza zasobów bardziej elastycznych. Skuteczny mechanizm ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy zachęci uczestników rynku do reagowania na sygnały rynku i do obecności na nim wtedy, gdy rynek ich najbardziej potrzebuje, oraz zapewni im możliwość odzyskania poniesionych kosztów na rynku hurtowym. Kluczowe jest zatem zapewnienie usunięcia administracyjnych i ukrytych pułapów cenowych, aby umożliwić ustalanie cen odzwierciedlające niedobory mocy. Rynki krótkoterminowe oraz mechanizm ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy – gdy już w pełni wpiszą się w strukturę rynku – przyczynią się do wyeliminowania innych środków zakłócających funkcjonowanie rynku, takich jak mechanizmy zdolności wytwórczych, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii. Jednocześnie mechanizm ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy nieprzewidyujący pułapów cenowych na rynku hurtowym nie powinien zagrażać możliwości oferowania wiarygodnych i stabilnych cen odbiorcom końcowym, w szczególności odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, małym i średnim przedsiębiorstwom (zwanym dalej „MŚP”) oraz odbiorcom przemysłowym.
- (25) Bez uszczerbku dla art. 107, 108 i 109 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE), odstępstwa od podstawowych zasad rynku, takich jak obowiązek bilansowania, dysponowanie oparte na warunkach rynkowych lub redysponowanie, ograniczają sygnały elastyczności i funkcjonują jako przeszkody w opracowywaniu takich rozwiązań jak magazynowanie energii, odpowiedź odbioru czy agregacja. Chociaż odstępstwa są nadal konieczne, aby uniknąć nakładania zbędnych obciążeń administracyjnych dla niektórych uczestników rynku, w szczególności dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi i MŚP, szerokie odstępstwa obejmujące całe technologie są sprzeczne z celem, jakim jest osiągnięcie efektywnych, opartych na zasadach rynkowych procesów obniżania emisyjności, dlatego należy je zastąpić bardziej ukierunkowanymi środkami.
- (26) Warunkiem skutecznej konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej są niedyskryminacyjne, przejrzyste i adekwatne opłaty za korzystanie z sieci, w tym z połączeń wzajemnych w systemie przesyłowym.
- (27) Nieskoordynowane ograniczanie zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych coraz bardziej ogranicza wymianę energii elektrycznej między państwami członkowskimi oraz stało się poważną przeszkodą dla rozwoju funkcjonującego rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Należy zatem udostępnić maksymalny poziom zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych oraz krytyczne elementy sieci, spełniając standardy bezpieczeństwa pracy sieci, w tym standard bezpieczeństwa w przypadku zdarzeń losowych (N-1). Istnieją jednak pewne ograniczenia w ustalaniu poziomu zdolności w sieci oczkowej. Należy wprowadzić jednoznaczne minimalne poziomy dostępnych zdolności na potrzeby obrotu międzystrefowego, aby zmniejszyć wpływ przepływów kołowych i wewnętrznych ograniczeń przesyłowych na obrót międzystrefowy oraz dać uczestnikom rynku przewidywalną wartość zdolności. W przypadku gdy stosowana jest metoda FBA, ta minimalna zdolność powinna określać minimalny udział zdolności międzystrefowego lub wewnętrznego krytycznego elementu sieci uwzględniający granice bezpieczeństwa pracy systemu, który będzie wykorzystywany w skoordynowanym wyznaczaniu zdolności przesyłowych na podstawie rozporządzenia (UE) 2015/1222, z uwzględnieniem zdarzeń losowych. Pozostały łączny udział zdolności można wykorzystać na potrzeby marginesów niezawodności, przepływów kołowych i przepływów wewnętrznych. Ponadto w przypadku przewidywalnych problemów w zapewnianiu bezpieczeństwa sieci, w ograniczonym czasowo okresie przejściowym należy umożliwić odstępstwa. Odstępstwom takim powinny towarzyszyć metody i przedsięwzięcia zapewniające długoterminowe rozwiązanie.
- (28) Zdolność przesyłowa, do której zastosowanie ma kryterium 70-procentowej minimalnej zdolności w podejściu opartym na zdolności przesyłowej netto (NTC) stanowi maksymalny przesył aktywnej energii, uwzględniający granice bezpieczeństwa pracy systemu oraz uwzględniający zdarzenia losowe. Skoordynowane wyznaczanie tej zdolności uwzględnia również fakt, że przepływy energii elektrycznej są dystrybuowane w sposób nierówny między poszczególnymi składnikami oraz nie oznacza jedynie dodania zdolności połączeń wzajemnych. Zdolność ta nie uwzględnia przepływów kołowych, przepływów wewnętrznych i marginesów niezawodności, które są uwzględnione w pozostałych 30 %.

- (29) Należy unikać zakłóceń konkurencji wynikających ze zróżnicowania standardów bezpieczeństwa, eksploatacji i planowania stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych w państwach członkowskich. Ponadto należy zapewnić uczestnikom rynku przejrzystość w odniesieniu do dostępnych zdolności przesyłowych oraz standardów bezpieczeństwa, planowania i eksploatacji mających wpływ na dostępne zdolności przesyłowe.
- (30) Aby skutecznie ukierunkować niezbędne inwestycje, ceny również powinny być źródłem sygnałów wskazujących, gdzie energia elektryczna jest najbardziej potrzebna. W strefowym systemie elektroenergetycznym wysyłanie sygnałów prawidłowo wskazujących tę lokalizację wymaga spójnego, obiektywnego i wiarygodnego wyznaczenia obszarów rynkowych z zachowaniem przejrzystości. Aby zapewnić efektywną eksploatację i planowanie unijnej sieci elektroenergetycznej oraz zapewnić skuteczne sygnały cenowe dla nowych zdolności wytwórczych, odpowiedzi odbioru i infrastruktury przesyłowej, obszary rynkowe powinny odzwierciedlać strukturalne ograniczenia przesyłowe. W szczególności w celu wyeliminowania wewnętrznych ograniczeń przesyłowych nie należy zmniejszać międzyobszarowych zdolności przesyłowych.
- (31) Aby odzwierciedlić różne zasady optymalizacji obszarów rynkowych, nie zagrażając płynności rynków i inwestycjom sieciowym, należy wprowadzić dwa warianty w celu rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych. Państwa członkowskie powinny mieć możliwość wyboru między zmianą konfiguracji swojego obszaru rynkowego lub środkami, takimi jak wzmocnienie i optymalizacja sieci. Punktem wyjścia takiej decyzji powinna być identyfikacja długoterminowych strukturalnych ograniczeń przesyłowych przez operatora lub operatorów systemów przesyłowych w danym państwie członkowskim, na podstawie sprawozdania europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej (zwanej dalej „ENTSO energii elektrycznej”) dotyczącego ograniczeń przesyłowych lub na podstawie przeglądu obszarów rynkowych. Państwa członkowskie powinny najpierw starać się wspólnie znaleźć najlepszy sposób rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych. W tym celu państwa członkowskie mogłyby przyjąć międzynarodowe lub krajowe plany działania służące rozwiązaniu kwestii ograniczeń przesyłowych. W przypadku państw członkowskich, które przyjmują plan działania służący rozwiązaniu kwestii ograniczeń przesyłowych, stosuje się okres stopniowego, w formie trajektorii liniowej, otwierania połączeń wzajemnych. Po zakończeniu wdrażania takiego planu działania państwa członkowskie powinny mieć możliwość wyboru zmiany konfiguracji obszaru rynkowego (obszarów rynkowych) lub rozwiązania kwestii pozostałych ograniczeń przesyłowych w drodze działań zaradczych, których koszty poniosą. W tym drugim przypadku nie należy zmieniać konfiguracji ich obszarów rynkowych wbrew woli tego państwa członkowskiego, o ile osiągnięto minimalną zdolność. Minimalny poziom zdolności, który należy zastosować w skoordynowanym wyznaczaniu zdolności przesyłowych powinien stanowić odsetek zdolności krytycznego elementu sieci, zdefiniowany w następstwie procesu selekcji na podstawie rozporządzenia (UE) 2015/1222, po uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu w sytuacjach zdarzeń losowych lub, w przypadku metody FBA, uwzględniając takie granice. Podjęcie przez Komisję decyzji w sprawie konfiguracji obszarów rynkowych powinno być możliwe tylko w ostateczności i powinno dotyczyć tylko zmiany konfiguracji obszarów rynkowych w tych państwach członkowskich, które zdecydowały się na podział obszaru rynkowego lub nie osiągnęły minimalnego poziomu zdolności.
- (32) Efektywne obniżenie emisyjności systemu elektroenergetycznego dzięki integracji rynku wymaga systematycznego znoszenia przeszkód dla obrotu transgranicznego, aby wyeliminować rozdrobnienie rynku oraz umożliwić unijnym odbiorcom energii czerpanie pełnych korzyści ze zintegrowanych rynków energii elektrycznej oraz konkurencji.
- (33) Niniejsze rozporządzenie powinno określić podstawowe zasady taryfikacji i alokacji zdolności przesyłowych, a jednocześnie przewidywać przyjęcie wytycznych szczegółowo określających dalsze odpowiednie zasady i metody, aby umożliwić szybkie dostosowanie do zmienionych warunków.
- (34) Zarządzanie problemami ograniczeń przesyłowych powinno dawać operatorom systemów przesyłowych i uczestnikom rynku prawidłowe sygnały ekonomiczne oraz opierać się na mechanizmach rynkowych.
- (35) Na otwartym, konkurencyjnym rynku operatorzy systemów przesyłowych powinni otrzymywać z tytułu kosztów poniesionych w wyniku transgranicznych przepływów energii elektrycznej w ich sieciach rekompensatę od operatorów systemów przesyłowych, w których rozpoczynają się przepływy transgraniczne, oraz systemów, w których te przepływy się kończą.
- (36) Płatności i wpływy wynikające z rekompensat między operatorami systemów przesyłowych powinny być uwzględniane przy ustalaniu krajowych taryf sieciowych.
- (37) Rzeczywiste kwoty należne za transgraniczny dostęp do systemu mogą się znacznie różnić w zależności od uczestniczącego operatora systemu przesyłowego, a także w wyniku różnic w strukturach systemów taryfikacji stosowanych w państwach członkowskich. Dlatego też uniknięcie zakłóceń obrotu wymaga pewnego stopnia harmonizacji.

- (38) Powinny istnieć zasady wykorzystywania dochodów pochodzących z procedur zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, chyba że szczególnie charakter danego połączenia wzajemnego uzasadnia zwolnienie z tych zasad.
- (39) Aby zapewnić równe warunki działania wszystkim uczestnikom rynku, taryfy sieciowe należy stosować tak, aby nie dyskryminować pozytywnie ani negatywnie produkcji przyłączonej na poziomie dystrybucji ani produkcji przyłączonej na poziomie przesyłu. Taryfy sieciowe nie powinny dyskryminować magazynowania energii, tworzyć bodźców zniechęcających do udziału w odpowiedzi odbioru ani być przeszkodą w zwiększaniu efektywności energetycznej.
- (40) Aby zwiększyć przejrzystość i porównywalność w ustalaniu taryf w przypadku gdy wiążącej harmonizacji nie uznano za odpowiednie rozwiązanie, Europejska Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (zwana dalej „ACER”) utworzona na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 <sup>(10)</sup> powinna wydać sprawozdanie dotyczące najlepszych praktyk dotyczących metod ustalania taryf.
- (41) Aby lepiej zapewnić optymalne inwestycje w transeuropejską sieć energetyczną oraz lepiej sprostać wyzwaniom w przypadku gdy nie można zrealizować opłacalnych przedsięwzięć w zakresie połączeń wzajemnych z powodu braku nadania priorytetów działaniom na poziomie krajowym, należy ponownie rozważyć wprowadzenie opłat z tytułu ograniczeń zdolności przesyłowych, które powinny przyczynić się do zagwarantowania dostępności oraz utrzymania lub zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych.
- (42) Aby zapewnić optymalne zarządzanie siecią przesyłową energii elektrycznej oraz umożliwić w Unii transgraniczny obrót i dostawy energii elektrycznej, należy utworzyć ENTSO energii elektrycznej. Zadania ENTSO energii elektrycznej powinny być wykonywane zgodnie z unijnymi zasadami konkurencji, które mają zastosowanie również do decyzji ENTSO energii elektrycznej. Zadania ENTSO energii elektrycznej powinny być odpowiednio określone, a metody pracy powinny zapewniać efektywność i przejrzystość. Kodeksy sieci przygotowane przez ENTSO energii elektrycznej nie mają zastępować niezbędnych krajowych kodeksów sieci w odniesieniu do kwestii innych niż transgraniczne. Ponieważ postępy można osiągnąć skuteczniej dzięki przyjęciu podejścia regionalnego, operatorzy systemów przesyłowych powinni tworzyć struktury regionalne w ramach ogólnej struktury współpracy, a jednocześnie zapewnić, aby wyniki na poziomie regionalnym były zgodne z kodeksami sieci oraz z niewiązującymi dziesięcioletnimi planami rozwoju sieci na poziomie Unii. Państwa członkowskie powinny wspierać współpracę i monitorować skuteczność sieci na poziomie regionalnym. Współpraca na poziomie regionalnym powinna być zgodna z dążeniem do utworzenia konkurencyjnego i efektywnego rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- (43) ENTSO energii elektrycznej powinna przeprowadzić rzetelną ocenę wystarczalności zasobów na poziomie Unii w perspektywie średnio- i długoterminowej, aby zapewnić obiektywną podstawę oceny problemów z wystarczalnością. Problem z wystarczalnością zasobów, który mają rozwiązać mechanizmy zdolności wytwórczych, należy określić na podstawie oceny wystarczalności zasobów przeprowadzonej na poziomie europejskim. Ocenę tę można uzupełniać ocenami krajowymi.
- (44) Metoda oceny wystarczalności zasobów w perspektywie długoterminowej (w przedziale od następnego roku do następnych dziesięciu lat) określona w niniejszym rozporządzeniu służy innemu celowi niż ocena wystarczalności sezonowej (na następne sześć miesięcy) określona w art. 9 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 <sup>(11)</sup>. Oceny średnio- i długoterminowe służą głównie identyfikacji problemów z wystarczalnością i ocenie konieczności zastosowania mechanizmów zdolności wytwórczych, podczas gdy oceny wystarczalności sezonowej mają ostrzegać o zagrożeniach krótkoterminowych, które mogłyby wystąpić w ciągu kolejnych sześciu miesięcy i które mogą doprowadzić do znaczącego pogorszenia sytuacji w zakresie dostaw energii elektrycznej. Ponadto regionalne centra koordynacyjne prowadzą również na poziomie regionalnym oceny wystarczalności pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej. Te oceny wystarczalności, obejmujące bardzo bliski horyzont czasowy (w przedziale od następnego dnia do następnego tygodnia), wykorzystuje się w kontekście pracy systemu.
- (45) Przed wprowadzeniem mechanizmów zdolności wytwórczych państwa członkowskie powinny ocenić zakłócenia regulacyjne przyczyniające się do pogłębienia problemu z wystarczalnością zasobów. Państwa członkowskie powinny być zobowiązane do przyjęcia środków służących wyeliminowaniu stwierdzonych zakłóceń oraz powinny przyjąć harmonogram wdrażania tych środków. Mechanizmy zdolności wytwórczych należy wprowadzać wyłącznie w celu rozwiązania problemów z wystarczalnością, których nie można rozwiązać przez usunięcie takich zakłóceń.

<sup>(10)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (zob. s. 22 niniejszego Dziennika Urzędowego).

<sup>(11)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (zob. s. 1 niniejszego Dziennika Urzędowego).

- (46) Państwa członkowskie zamierzające wprowadzić mechanizmy zdolności wytwórczych powinny sformułować cele dotyczące wystarczalności zasobów w przejrzystym i możliwym do zweryfikowania procesie. Państwa członkowskie powinny móc dowolnie ustalać własny pożądany poziom bezpieczeństwa dostaw energii.
- (47) Zgodnie z art. 108 TFUE Komisja ma wyłączne kompetencje do oceny zgodności z zasadami rynku wewnętrznego środków pomocy państwa, które mogą wprowadzać państwa członkowskie. Ocenę tę należy przeprowadzić na podstawie art. 107 ust. 3 TFUE oraz zgodnie z odpowiednimi przepisami i wytycznymi, które Komisja może przyjąć w tym celu. Niniejsze rozporządzenie pozostaje bez uszczerbku dla tych wyłącznych kompetencji Komisji powierzonych na mocy TFUE.
- (48) Istniejące już mechanizmy zdolności wytwórczych należy poddać przeglądowi w świetle niniejszego rozporządzenia.
- (49) W niniejszym rozporządzeniu należy ustanowić szczegółowe przepisy ułatwiające skuteczny transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych. Operatorzy systemów przesyłowych powinni ułatwiać transgraniczny udział zainteresowanych wytwórców w mechanizmach zdolności wytwórczych w innych państwach członkowskich. W związku z tym powinni oni wyznaczać pułap zdolności, do jakiego udział w mechanizmach transgranicznych jest możliwy, umożliwiać ten udział i weryfikować dostępność. Organy regulacyjne powinny egzekwować przepisy dotyczące aspektów transgranicznych w państwach członkowskich.
- (50) Mechanizmy zdolności wytwórczych nie powinny prowadzić do nadmiernych rekompensat, a jednocześnie powinny zapewniać bezpieczeństwo dostaw. W związku z tym mechanizmy zdolności wytwórczych inne niż rezerwy strategiczne należy skonstruować w sposób zapewniający, aby cena płacona za gotowość automatycznie zbliżała się do zera, jeżeli oczekuje się, że poziom zdolności bez mechanizmu zdolności wytwórczych przynosiłby zysk na rynku adekwatny do osiągnięcia poziomu zapotrzebowania na te zdolności.
- (51) Aby wesprzeć państwa członkowskie i regiony, które zmagają się z wyzwaniami społecznymi, przemysłowymi i gospodarczymi wynikającymi z transformacji sektora energetycznego, Komisja ustanowiła inicjatywę na rzecz regionów węglowych i regionów zależnych od węgla. Komisja powinna w tym kontekście wspierać państwa członkowskie, w tym, w miarę możliwości, przez ukierunkowane wsparcie finansowe, aby umożliwić „sprawiedliwą transformację” w tych regionach.
- (52) Ze względu na zróżnicowanie krajowych systemów elektroenergetycznych oraz ograniczenia techniczne w istniejących sieciach elektroenergetycznych, najlepszym podejściem do osiągnięcia postępów w integracji rynku będzie często podejście regionalne. Należy zatem wzmocnić współpracę regionalną między operatorami systemów przesyłowych. Aby zapewnić skuteczną współpracę, nowe ramy regulacyjne powinny przewidywać silniejsze zarządzanie na poziomie regionalnym oraz większy nadzór regulacyjny, w tym poprzez wzmocnienie uprawnień decyzyjnych ACER w odniesieniu do kwestii transgranicznych. Ścisła współpraca państw członkowskich potrzebna jest również w sytuacjach kryzysowych, aby zwiększyć bezpieczeństwo dostaw i ograniczyć zakłócenia na rynku.
- (53) Koordynację działań operatorów systemów przesyłowych na poziomie regionalnym sformalizowano poprzez wprowadzenie obowiązkowego udziału operatorów systemów przesyłowych w pracach regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa. Koordynację regionalną działań operatorów systemów przesyłowych należy dalej rozwijać poprzez wzmocnienie ram instytucjonalnych w drodze utworzenia regionalnych centrów koordynacyjnych. Tworząc regionalne centra koordynacyjne, należy uwzględnić dotychczasowe lub planowane regionalne inicjatywy w zakresie koordynacji oraz wspierać coraz bardziej zintegrowaną pracę systemów elektroenergetycznych w całej Unii, aby zapewnić ich efektywne i bezpieczne funkcjonowanie. Dlatego niezbędne jest zapewnienie, aby koordynacja działań operatorów systemów przesyłowych w ramach regionalnych centrów koordynacyjnych odbywała się w całej Unii. W przypadku gdy działania operatorów systemów przesyłowych w danym regionie nie są jeszcze koordynowane przez istniejące lub planowane regionalne centrum koordynacyjne, operatorzy systemów przesyłowych z tego regionu powinni utworzyć lub wyznaczyć regionalne centrum koordynacyjne.
- (54) Zakres geograficzny działalności regionalnych centrów koordynacyjnych powinien umożliwiać im skuteczne przyczynianie się do koordynacji działań operatorów systemów przesyłowych w regionach oraz prowadzić do zwiększenia bezpieczeństwa systemu i efektywności rynku. Regionalne centra koordynacyjne powinny być elastyczne, aby wykonywać swoje zadania w regionie w sposób jak najlepiej dostosowany do charakteru poszczególnych powierzonych im zadań.

- (55) Regionalne centra koordynacyjne powinny wykonywać określone zadania w przypadku gdy regionalizacja tych zadań przynosi wartość dodaną w porównaniu z ich wykonywaniem na poziomie krajowym. Zadania regionalnych centrów koordynacyjnych powinny obejmować zadania wykonywane przez regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/1485<sup>(12)</sup>, a także dodatkowe zadania w zakresie pracy systemu, funkcjonowania rynku i gotowości na wypadek zagrożeń. Zakres zadań wykonywanych przez regionalne centra koordynacyjne nie powinien obejmować pracy systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym.
- (56) Wykonując swoje zadania, regionalne centra koordynacyjne powinny przyczyniać się do osiągnięcia celów na rok 2030 i 2050 określonych w ramach polityki klimatycznej i energetycznej.
- (57) Regionalne centra koordynacyjne powinny przede wszystkim działać na rzecz systemu i funkcjonowania rynku w regionie. Dlatego też regionalnym centrom koordynacyjnym należy powierzyć – w odniesieniu do niektórych funkcji – uprawnienia niezbędne do koordynowania działań podejmowanych przez operatorów systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu oraz zwiększyć ich rolę doradczą w odniesieniu do pozostałych funkcji.
- (58) Ludzkie, techniczne, fizyczne i finansowe zasoby regionalnych centrów koordynacyjnych nie powinny wykraczać poza to, co ściśle niezbędne do wykonywania ich zadań.
- (59) ENTSO energii elektrycznej powinna zapewniać koordynację działań regionalnych centrów koordynacyjnych w granicach poszczególnych regionów.
- (60) Aby zwiększyć efektywność sieci dystrybucji energii elektrycznej w Unii oraz zapewnić ścisłą współpracę z operatorami systemów przesyłowych i ENTSO energii elektrycznej, należy utworzyć organizację zrzeszającą operatorów systemów dystrybucyjnych z Unii (zwaną dalej „organizacją OSD UE”). Zadania organizacji OSD UE powinny być odpowiednio określone, a jej metody pracy powinny zapewniać efektywność, przejrzystość oraz reprezentatywność poszczególnych unijnych operatorów systemów dystrybucyjnych. Organizacja OSD UE powinna w stosownych przypadkach ściśle współpracować z ENTSO energii elektrycznej przy opracowywaniu i wdrażaniu kodeksów sieci oraz opracowywać wytyczne dotyczące włączania między innymi wytwarzania rozproszonego i magazynowania energii do sieci dystrybucyjnych lub innych obszarów związanych z zarządzaniem sieciami dystrybucyjnymi. Organizacja OSD UE powinna również należycie uwzględniać specyfikę systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemów elektroenergetycznych na wyspach, niepołączonych z innymi systemami elektroenergetycznymi za pomocą połączeń wzajemnych.
- (61) Ścisła współpraca i koordynacja działań operatorów systemów przesyłowych jest niezbędna, aby opracować kodeksy sieci służące zapewnieniu rzeczywistego i przejrzystego transgranicznego dostępu do sieci przesyłowych i zarządzania tym dostępem oraz aby zapewnić skoordynowane i wystarczająco wybiegające w przyszłość planowanie oraz odpowiedni rozwój techniczny systemu przesyłowego w Unii, w tym tworzenie zdolności połączeń wzajemnych, z należyтым uwzględnieniem środowiska. Te kodeksy sieci powinny być zgodne z niewiązującymi wytycznymi ramowymi, które opracowuje ACER. ACER powinna uczestniczyć w opartym na faktach przeglądzie projektów kodeksów sieci, w tym pod kątem ich zgodności z wytycznymi ramowymi, oraz powinna móc zalecać ich przyjęcie przez Komisję. ACER powinna oceniać proponowane zmiany kodeksów sieci oraz móc zalecać ich przyjęcie przez Komisję. Operatorzy systemów przesyłowych powinni eksploatować swoje sieci zgodnie z tymi kodeksami sieci.
- (62) Doświadczenia zdobyte przy opracowywaniu i przyjmowaniu kodeksów sieci pokazują, że warto usprawnić proces ich opracowywania poprzez doprecyzowanie, że ACER ma prawo weryfikować projekty kodeksów sieci elektroenergetycznych przed ich przedłożeniem Komisji.
- (63) Aby zapewnić płynne funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, należy wprowadzić przepis dotyczący procedur, które umożliwią Komisji przyjęcie decyzji i wytycznych między innymi w odniesieniu do taryfikacji i alokacji zdolności przesyłowych, a jednocześnie zapewnią udział w tym procesie organów regulacyjnych, w stosownych przypadkach za pośrednictwem stowarzyszenia tych organów na poziomie Unii. Organy regulacyjne wraz z innymi odpowiednimi organami w państwach członkowskich mają do odegrania ważną rolę w przyczynianiu się do właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

<sup>(12)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1).



- (64) Wszyscy uczestnicy rynku są zainteresowani spodziewanymi pracami ENTSO energii elektrycznej. Dlatego też skuteczny proces konsultacji ma istotne znaczenie, a istniejące struktury utworzone w celu ułatwienia i usprawnienia procesu konsultacji, na przykład za pośrednictwem organów regulacyjnych lub ACER, powinny ogrywać ważną rolę.
- (65) Aby zapewnić większą przejrzystość w odniesieniu do całej sieci przesyłowej energii elektrycznej w Unii, ENTSO energii elektrycznej powinna sporządzić, opublikować i regularnie aktualizować dziesięcioletni niewiążący plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym. Do tego planu rozwoju sieci należy włączyć opłacalne sieci przesyłowe energii elektrycznej oraz niezbędne regionalne połączenia wzajemne, o istotnym znaczeniu dla obrotu lub bezpieczeństwa dostaw.
- (66) Inwestycje w istotne nowe elementy infrastruktury powinny być zdecydowanie wspierane przy jednoczesnym zapewnieniu właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Aby zwiększyć korzystny wpływ połączeń wzajemnych prądu stałego objętych zwolnieniem na konkurencję i bezpieczeństwo dostaw, należy zbadać zainteresowanie na rynku na etapie planowania przedsięwzięcia oraz przyjąć zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W przypadku gdy połączenia wzajemne prądu stałego znajdują się na terytorium więcej niż jednego państwa członkowskiego, w ostatniej instancji wniosek o zwolnienie powinna rozpatrzyć ACER, aby lepiej uwzględnić jego konsekwencje transgraniczne oraz ułatwić jego obsługę administracyjną. Ponadto ze względu na wyjątkowy profil ryzyka realizacji tych istotnych przedsięwzięć infrastrukturalnych objętych zwolnieniem, przedsiębiorstwa mające interesy związane z dostawami i wytwarzaniem energii elektrycznej powinny móc skorzystać z czasowego zwolnienia z obowiązku stosowania zasad pełnego rozdziału w odniesieniu do danych przedsięwzięć. Zwolnienia przyznane na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1228/2003 <sup>(13)</sup> mają nadal zastosowanie do zaplanowanej daty ich wygaśnięcia, zgodnie z decyzją o przyznaniu zwolnienia. Morska infrastruktura elektroenergetyczna spełniająca dwie funkcje (tzw. „morskie aktywa hybrydowe”), łącząca przesył morskiej energii wiatrowej na ląd i połączenia wzajemne, również powinna kwalifikować się do zwolnienia, tak jak w ramach zasad mających zastosowanie do nowych połączeń wzajemnych prądu stałego. W razie konieczności ramy regulacyjne powinny należycie uwzględniać szczególną sytuację tych aktywów, aby przewyciężyć bariery w realizacji społecznie efektywnych kosztowo morskich aktywów hybrydowych.
- (67) Aby zwiększyło się zaufanie do rynku, jego uczestnicy muszą mieć pewność, że za postępowanie noszące znamiona nadużycia można nakładać skuteczne, proporcjonalne i odstraszające sankcje. Właściwym organom należy przyznać uprawnienia do skutecznego prowadzenia dochodzeń w przypadku zarzutów o nadużycie na rynku. W tym celu niezbędne jest, aby właściwe organy miały dostęp do danych zawierających informacje o decyzjach operacyjnych podejmowanych przez dostawców. Na rynku energii elektrycznej wiele istotnych decyzji podejmuje wytwórcy, którzy powinni przechowywać informacje dotyczące tych decyzji, aby były one przez określony czas łatwo dostępne do dyspozycji właściwych organów. Właściwe organy powinny ponadto regularnie monitorować przestrzeganie zasad przez operatorów systemu przesyłowego. Mali wytwórcy, którzy nie są w stanie realnie zakłócać funkcjonowania rynku, powinni być zwolnieni z tego obowiązku.
- (68) Państwa członkowskie oraz właściwe organy powinny być zobowiązane do dostarczania Komisji stosownych informacji. Takie informacje powinny być traktowane przez Komisję jako poufne. W razie konieczności Komisja powinna mieć możliwość żądania stosownych informacji bezpośrednio od przedsiębiorstw, których to dotyczy, pod warunkiem poinformowania właściwych organów.
- (69) Państwa członkowskie powinny ustanowić przepisy dotyczące sankcji mających zastosowanie w przypadku naruszeń przepisów niniejszego rozporządzenia oraz zapewnić ich wykonywanie. Sankcje te powinny być skuteczne, proporcjonalne i odstraszające.
- (70) Państwa członkowskie, Umawiające się Strony Wspólnoty Energetycznej oraz inne państwa trzecie, które stosują niniejsze rozporządzenie lub należą do obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej, powinny ściśle współpracować we wszystkich kwestiach dotyczących rozwoju zintegrowanego obszaru obrotu energią elektryczną oraz nie powinny podejmować środków zagrażających dalszej integracji rynków energii elektrycznej lub bezpieczeństwu dostaw energii państw członkowskich i Umawiających się Stron.
- (71) W chwili przyjęcia rozporządzenia (WE) nr 714/2009 na poziomie Unii istniało niewiele przepisów dotyczących rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Od tego czasu wzrosła złożoność rynku wewnętrznego Unii ze względu na zasadnicze zmiany na rynkach, w szczególności w zakresie upowszechniania wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych o nieprzewidywalnej charakterystyce. Dlatego też kodeksy sieci i wytyczne stały się obszerne i kompleksowe oraz obejmują zarówno kwestie techniczne, jak i kwestie ogólne.

<sup>(13)</sup> Rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii (Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 1).

- (72) W celu zapewnienia minimalnego poziomu harmonizacji niezbędnego do skutecznego funkcjonowania rynku należy przekazać Komisji uprawnienia do przyjmowania aktów zgodnie z art. 290 TFUE w odniesieniu do elementów innych niż istotne w określonych szczególnych obszarach, mających zasadnicze znaczenie dla integracji rynku. Akty te powinny obejmować przyjmowanie i zmianę niektórych kodeksów sieci i wytycznych w przypadku gdy uzupełniają one niniejsze rozporządzenie, w zakresie współpracy regionalnej operatorów systemów przesyłowych i organów regulacyjnych, rekompensat finansowych między operatorami systemów przesyłowych, a także stosowania przepisów o zwolnieniu w przypadku nowych połączeń wzajemnych. Szczególnie ważne jest, aby w czasie prac przygotowawczych Komisja prowadziła stosowne konsultacje, w tym na poziomie ekspertów, oraz aby konsultacje te prowadzone były zgodnie z zasadami określonymi w Porozumieniu międzyinstytucjonalnym z dnia 13 kwietnia 2016 r. <sup>(14)</sup> w sprawie lepszego stanowienia prawa. W szczególności, aby zapewnić Parlamentowi Europejskiemu i Radzie udział na równych zasadach w przygotowaniu aktów delegowanych, instytucje te otrzymują wszelkie dokumenty w tym samym czasie co eksperci państw członkowskich, a eksperci tych instytucji mogą systematycznie brać udział w posiedzeniach grup eksperckich Komisji zajmujących się przygotowaniem aktów delegowanych.
- (73) W celu zapewnienia jednolitych warunków wykonywania niniejszego rozporządzenia należy powierzyć Komisji uprawnienia wykonawcze zgodnie z art. 291 TFUE. Uprawnienia te powinny być wykonywane zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011 <sup>(15)</sup>. W przypadku przyjmowania tych aktów wykonawczych należy stosować procedurę sprawdzającą.
- (74) Ponieważ cel niniejszego rozporządzenia, a mianowicie zapewnienie zharmonizowanych ram transgranicznej wymiany energii elektrycznej, nie może zostać osiągnięty w sposób wystarczający przez państwa członkowskie, natomiast ze względu na jego rozmiary i skutki, możliwe jest jego lepsze osiągnięcie na poziomie Unii, może ona podjąć działania zgodnie z zasadą pomocniczości określoną w art. 5 Traktatu o Unii Europejskiej. Zgodnie z zasadą proporcjonalności określoną w tym artykule, niniejsze rozporządzenie nie wykracza poza to, co jest konieczne do osiągnięcia tego celu.
- (75) W celu zapewnienia spójności oraz pewności prawa, żaden z przepisów niniejszego rozporządzenia nie powinien uniemożliwiać stosowania odstępstw wynikających z art. 66 dyrektywy (UE) 2019/944,

PRZYMUJĄ NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

## ROZDZIAŁ I

### PRZEDMIOT, ZAKRES STOSOWANIA I DEFINICJE

#### Artykuł 1

#### Przedmiot i zakres stosowania

Niniejsze rozporządzenie ma na celu:

- a) określenie podstaw efektywnego osiągnięcia celów unii energetycznej, a w szczególności ram dotyczących klimatu i energii na rok 2030, przez umożliwienie wysyłania sygnałów rynkowych z myślą o zwiększonej efektywności, większym udziale odnawialnych źródeł energii, bezpieczeństwie dostaw, elastyczności, 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 dostęp do rynku bez dyskryminacji, wzmacniają pozycję konsumentów, zapewniają konkurencyjność na rynku światowym, a także odpowiedź odbioru, magazynowanie energii i efektywność energetyczną oraz ułatwiają agregację rozproszonego popytu i podaży, a także umożliwiają integrację rynkową i sektorową oraz wynagradzanie oparte na zasadach rynkowych wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych;

<sup>(14)</sup> Dz.U. L 123 z 12.5.2016, s. 1.

<sup>(15)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011 z dnia 16 lutego 2011 r. ustanawiające przepisy i zasady ogólne dotyczące trybu kontroli przez państwa członkowskie wykonywania uprawnień wykonawczych przez Komisję (Dz.U. L 55 z 28.2.2011, s. 13).

- 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.

## 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 nieukończony 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;
- 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 niezbilansowania 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;
- 22) „mechanizm zdolności wytwórczych” oznacza tymczasowy mechanizm mający na celu zapewnienie osiągnięcia niezbędnego poziomu wystarczalności zasobów przez wynagradzanie dostępności zasobów, z wyłączeniem środków dotyczących usług pomocniczych lub zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;
- 23) „wysokosprawna kogeneracja” oznacza kogenerację spełniającą kryteria określone w załączniku II do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE<sup>(6)</sup>;
- 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 energię;
- 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;

<sup>(6)</sup> 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 uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 1).

- 34) „odbiorca” oznacza odbiorcę zdefiniowanego w art. 2 pkt 1 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 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;
- 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 <sup>(17)</sup>;
- 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 połączonego, 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 połączonego do przyjmowania transferu energii między obszarami rynkowymi;
- 71) „jednostka wytwórcza” oznacza jeden generator energii elektrycznej należący do jednostki produkcyjnej.

## 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;
- 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, umożliwiającej 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 zaspokajając zapotrzebowanie na rynku, oraz ułatwiają uczciwą konkurencję, zapewniając tym samym bezpieczeństwo dostaw energii;

<sup>(17)</sup> 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).

- 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 dostawę energii elektrycznej muszą być zbywalne na rynkach pozagiełdowych, z zastrzeżeniem zgodności z unijnym prawem konkurencji;
- 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 obiektywnych, 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.

3. Jeżeli państwo członkowskie przewiduje odstępstwo zgodnie z ust. 2, zapewnia, aby odpowiedzialność finansową za niezbilansowania poniósł 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 międzystemowego rynku dnia bieżącego.

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. Niezbilansowania rozlicza się po cenie, która odzwierciedla wartość energii w czasie rzeczywistym.
6. Każdy obszar obowiązywania ceny niezbilansowania musi być równoważny obszarowi rynkowemu, z wyjątkiem przypadku modelu dysponowania centralnego, gdy obszar obowiązywania ceny niezbilansowania 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:

- 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 przekażą 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 grafików, 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 wymienia 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 grafików 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**

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 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.
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;
  - c) maksymalizują możliwości udziału wszystkich uczestników rynku w obrocie międzystrefowym w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego we wszystkich obszarach rynkowych;
  - 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;
  - f) są przejrzyste, a jednocześnie zapewniają poufność szczególnie chronionych informacji handlowych oraz zapewniają anonimowość obrotu;
  - 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.

## Artykuł 8

**Obrót na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego**

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.
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.
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 500 kW lub mniej, aby umożliwić skuteczny udział w obrocie odpowiedzi strony popytowej, magazynowania energii i energii wytwarzanej na niewielką skalę z odnawialnych źródeł, w tym bezpośredni udział odbiorców.
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.

## 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 odnawialne źródła energii, zabezpieczenie się przed ryzykiem zmiany cen poza granicami obszaru rynkowego, chyba że ocena rynku terminowego na granicach obszaru rynkowego przeprowadzona przez właściwe organy regulacyjne wykaże istnienie wystarczającej liczby instrumentów zabezpieczających w danym obszarze rynkowym.
2. Długoterminowe prawa przesyłowe przydziela się w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób na zasadach rynkowych za pośrednictwem wspólnej platformy alokacji.
3. Operatorom rynku przysługuje – z zastrzeżeniem zgodności z unijnym prawem konkurencji – swoboda w opracowywaniu terminowych instrumentów zabezpieczających, w tym instrumentów długoterminowych instrumentów zabezpieczających, aby zapewnić uczestnikom rynku, w tym właścicielom jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii, odpowiednie możliwości zabezpieczenia przed ryzykiem finansowym wahania cen. Państwa członkowskie nie mogą wymagać, aby tego rodzaju działania zabezpieczające były ograniczone do transakcji zawieranych w danym państwie członkowskim lub na obszarze rynkowym.

## 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.
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 wytwarzającymi i odpowiedzialnością odbioru

1. Dysponowanie jednostkami wytwarzania energii i odpowiedzialność 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<sup>(18)</sup> i art. 4 lit. a) pkt 2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999<sup>(19)</sup> 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 %;
- 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.

<sup>(18)</sup> 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).

<sup>(19)</sup> 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).

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<sup>(20)</sup>, 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.

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 odpowiedzią 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;

<sup>(20)</sup> 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) 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:

- 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 nieuzasadnionej niskiej lub nieuzasadnionej 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) przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałaby, 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

**DOŚTĘP 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.

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 jednogłośnie decyzję w sprawie propozycji w ciągu trzech miesięcy od jej przedłożenia. W przypadku gdy organy regulacyjne nie są w stanie podjąć jednogłośnie 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 należytym 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 jednogłośnie 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 jednogłośnie 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.

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.



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.

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.

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

Przed przyznaniem odstępstwa 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 odstępstwem, decyzję w sprawie przyznania odstępstwa podejmuje ACER zgodnie z art. 6 ust. 10 lit. a) rozporządzenia (UE) 2019/942. Uzasadnienie i powody przyznania odstępstwa zostają opublikowane.

W przypadku gdy przyznano odstępstwo, właściwy operator systemu przesyłowego opracowuje i publikuje metodę i przedsięwzięcia mające zapewnić długoterminowe rozwiązanie kwestii, którą rozwiązać ma odstępstwo. Odstępstwo wygasa z upływem terminu odstępstwa 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 niewypełnienie 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 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.

## SEKCJA 2

### **Opłaty sieciowe oraz dochód z ograniczeń przesyłowych**

#### Artykuł 18

#### **Opłaty za dostęp do sieci, korzystanie z sieci i wzmocnienie sieci**

1. Opłaty 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. Opłaty 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. Opłaty 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.

2. Metody ustalania taryf odzwierciedlają koszty stałe ponoszone przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz zapewniają odpowiednie zachęty dla operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w krótko- i długoterminowej perspektywie w celu zwiększenia efektywności, w tym efektywności energetycznej, zwiększania integracji rynku i bezpieczeństwa dostaw energii, a także wspierania efektywnych inwestycji, wspierania powiązanych działań badawczych, oraz ułatwiania innowacji w interesie konsumentów w dziedzinach takich jak cyfryzacja, usługi na rzecz elastyczności i połączenia wzajemne.

3. W stosownych przypadkach poziom taryf stosowanych wobec wytwórców lub odbiorców końcowych, lub obu, dostarcza sygnałów lokalizacyjnych na poziomie Unii oraz uwzględnia wielkość strat sieciowych i powodowane ograniczenia przesyłowe, a także koszty inwestycji infrastrukturalnych.

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

- a) płatności i przychody wynikające z mechanizmu rozliczania rekompensat międzyoperatorskich;
  - 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.

8. Metody ustalania taryf dystrybucyjnych wprowadzają dla operatorów systemów dystrybucyjnych zachęty do jak najbardziej efektywnego kosztowo działania i rozwoju ich sieci, w tym przez pozyskiwanie usług. W tym celu organy regulacyjne uznają odnośne koszty za kwalifikowalne, uwzględniają te koszty w taryfach dystrybucyjnych oraz mogą wprowadzać cele w zakresie skuteczności działania, aby zachęcić operatorów systemów dystrybucyjnych do zwiększania efektywności ich sieci, w tym dzięki efektywności energetycznej, elastyczności oraz rozwojowi inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych.

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;
- f) metody zapewnienia przejrzystości przy ustalaniu wysokości i struktury taryf;
- 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.

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

10. Organ regulacyjny należycie uwzględniają 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.

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; lub
- 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.

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.

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.

#### 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.
  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

1. Aby wyeliminować pozostałe problemy z wystarczalnością zasobów, państwa członkowskie mogą w ostateczności wprowadzić mechanizmy zdolności wytwórczych, wdrażając jednocześnie środki, o których mowa w art. 20 ust. 3 niniejszego rozporządzenia, zgodnie z art. 107, 108 i 109 TFUE.
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.
7. Podczas projektowania mechanizmów zdolności wytwórczych państwa członkowskie wprowadzają przepis umożliwiający efektywne stopniowe wycofanie administracyjne mechanizmu zdolności wytwórczych w przypadku gdy w ciągu trzech kolejnych lat nie zawarto żadnych nowych umów zgodnie z ust. 6.

8. Mechanizmy zdolności wytwórczych są tymczasowe. Komisja zatwierdza je na okres nie dłuższy niż 10 lat. Są one stopniowo wycofywane lub zmniejsza się ilość zaangażowanych zdolności wytwórczych w oparciu o plany wdrażania, o których mowa w art. 20. Po wprowadzeniu mechanizmu zdolności wytwórczych państwa członkowskie nadal stosują plan wdrażania.

## Artykuł 22

### Zasady projektowania mechanizmów zdolności wytwórczych

1. Wszelkie mechanizmy zdolności wytwórczych:

- a) są tymczasowe;
- 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 zmieniać ich niezbilansowania.

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 CO<sub>2</sub>:
- 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 CO<sub>2</sub> 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;
  - najpóźniej od dnia 1 lipca 2025 r., zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO<sub>2</sub> pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO<sub>2</sub> pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh 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 CO<sub>2</sub> pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz limit 350 kg CO<sub>2</sub> pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh 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

- 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.
- Ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przeprowadza ENTSO energii elektrycznej.
- 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.,<sup>(21)</sup> oraz ACER projekt metody oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim opartej na zasadach przewidzianych w ust. 5 niniejszego artykułu.
- 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.

- Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim opiera się na przejrzystej metodzie zapewniającej, aby ocena:
  - była przeprowadzana na poziomie każdego obszaru rynkowego obejmującego przynajmniej wszystkie państwa członkowskie;
  - 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;
  - zawierała odrębne scenariusze odzwierciedlające różne prawdopodobieństwo wystąpienia problemów z wystarczalnością mocy wytwórczych, które różne rodzaje mechanizmów zdolności wytwórczych mają rozwiązać;

<sup>(21)</sup> Decyzja Komisji z dnia 15 listopada 2012 r. ustanawiająca Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej (Dz.U. C 353 z 17.11.2012, s. 2).

- 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;
  - 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 przedłoży 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.

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 bezpośrednie 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 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;
- 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. Organ regulacyjny 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.
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 międzystrefowy 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.
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 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.

#### 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 uwagi 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.

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<sup>(22)</sup>, 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.

<sup>(22)</sup> 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).



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.

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 <sup>(23)</sup>.

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.

<sup>(23)</sup> 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).

## 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.

## 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:
  - a) skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zgodnie z metodami opracowanymi na podstawie wytycznych w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
  - 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;
- 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:

- 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 fora 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.
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 centrom 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 zawiesza 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.

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 zadecydować 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.

*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.

*Artykuł 48***Dziesięcioletni plan rozwoju sieci**

1. Plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) obejmuje modelowanie zintegrowanej sieci, opracowywanie scenariuszy oraz ocenę odporności systemu na awarie.

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.

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. Dane te są publikowane w określonych odstępach czasu przed dniem przesyłu i zawierają w każdym przypadku szacunkowe dane na następną tydzień i na następną 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.
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 wyliczenie przepływu obciążenia na jego odpowiednim obszarze. Ten sam zbiór danych udostępnia się organom regulacyjnym, 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.

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.

#### 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:
  - 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:
  - 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 wytórczych 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.
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 odpowiadź odbioru, które mogą zaspokajać szczególne potrzeby zarówno operatorów systemów dystrybucyjnych, jak i operatorów systemów przesyłowych.

#### 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 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, grafikiowania oraz środowiska danych służących planowaniu operacyjnemu;

- b) zasady alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi wykonujące art. 6 dyrektywy (UE) 2019/944 oraz art. 7–10, art. 13–17 i art. 35–37 niniejszego rozporządzenia, w tym zasady dotyczące metod 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, gwarancja przyznanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych, dystrybucja dochodów z ograniczeń przesyłowych, zabezpieczenie ryzyka wynikającego z przesyłu międzystrefowego, procedury mianowania oraz alokacja zdolności przesyłowych i odzyskiwanie kosztów zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;
- 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 wprowadzanie prądu biernego, inercja dla stabilności sieci, prąd zwarciovowy, 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:

- 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 instalacji wytwórczych do sieci, wymogi dotyczące podłączeń do sieci prądu stałego o wysokim napięciu, wymogi dotyczące przyłączenia do sieci modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz stacji przekształtnikowych prądu stałego o wysokim napięciu w oddalonej lokalizacji oraz procedury powiadomienia operacyjnego dla przyłączenia do sieci;
- 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.

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, niewiązanych 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 niewiązające 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.
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 niewiązanych 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 należyście 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.
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

#### Wytuczne

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. Wytuczne 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.
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 uwzględnia 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:

- 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 <sup>(24)</sup>, 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.

<sup>(24)</sup> 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).



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, ramy czasowe przedsięwzięcia oraz warunki krajowe.

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.

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) należycie 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*.

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 uwzględniać 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 przekaza 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.

5. W przypadku gdy przedsiębiorstwo nie przekaza 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 wysłała 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 odstrasżające. 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.

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

2. Do dnia 31 grudnia 2030 r. Komisja dokona przeglądu niniejszego rozporządzenia oraz przedłoży Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie w oparciu o ten przegląd, w stosownych przypadkach wraz z wnioskiem ustawodawczym.

*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.

Sporządzono w Brukseli dnia 5 czerwca 2019 r.

W imieniu Parlamentu Europejskiego

A. TAJANI

Przewodniczący

W imieniu Rady

G. CIAMBA

Przewodniczący

## ZAŁĄCZNIK I

## ZADANIA REGIONALNYCH CENTRÓW KOORDYNACYJNYCH

1. Skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych
  - 1.1 Regionalne centra koordynacyjne dokonują skoordynowanego wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych.
  - 1.2 Skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dokonuje się dla przedziałów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego.
  - 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.
  - 3.5 Wspólne modele sieci udostępnia się wszystkim regionalnym centrům 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 pozakłócenkowa
- 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 zapobieganie podobnym incydentom w przyszłości.
- 6.2 Regionalne centra koordynacyjne publikują sprawozdanie. ACER może wydawać zalecenia mające na celu zapobieganie podobnym incydentom 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:
  - a) służy ogólnemu celowi, jakim jest utrzymanie bezpieczeństwa pracy systemu w sposób jak najbardziej efektywny kosztowo;
  - b) przeprowadza się dla przedziałów czasowych obejmujących dzień następny 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 następny lub dzień bieżący, lub oba;

- b) uwzględni możliwości zastępowania poszczególnych rodzajów rezerw mocy innymi rodzajami rezerw mocy w celu zminimalizowania kosztów zakupu;
  - c) uwzględni 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.
- 9.4 Każde regionalne centrum koordynacyjne dostarcza operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu oraz innym regionalnym centrom 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 następnny 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 międzyoperatorskich
- 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.
  - 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 wylizaniu 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. Wylizanie to dokonywane jest zgodnie z metodą określoną w art. 26 ust. 11 lit. a).
  - 15.3. Regionalne centra koordynacyjne dokonują wylizania 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

## ZAŁĄCZNIK 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
—	art. 19 ust. 4–5
—	art. 20

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
—	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
—	art. 42
—	art. 43
—	art. 44
—	art. 45
—	art. 46
—	art. 47
art. 8 ust. 10	art. 48

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
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
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	—

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
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

# DYREKTYWY

## DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2019/944

z dnia 5 czerwca 2019 r.

w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE

(wersja przekształcona)

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

PARLAMENT EUROPEJSKI I RADA UNII EUROPEJSKIEJ,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w szczególności jego art. 194 ust. 2,

uwzględniając wniosek Komisji Europejskiej,

po przekazaniu projektu aktu ustawodawczego parlamentom narodowym,

uwzględniając opinię Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego <sup>(1)</sup>,

uwzględniając opinię Komitetu Regionów <sup>(2)</sup>,

stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą <sup>(3)</sup>,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE wprowadzonych ma być szereg zmian <sup>(4)</sup>. W celu zapewnienia jasności dyrektywa ta powinna zostać przekształcona.
- (2) Rynek wewnętrzny energii elektrycznej, który od 1999 r. jest stopniowo tworzony w całej Unii, ma zapewniać – dzięki powstaniu konkurencyjnych transgranicznych rynków energii elektrycznej – prawdziwe możliwości wyboru wszystkim unijnym odbiorcom końcowym, bez względu na to, czy są nimi obywatele, czy przedsiębiorstwa, a także oferować nowe możliwości gospodarcze, zapewniać konkurencyjne ceny, skuteczne zachęty do inwestycji i wyższe standardy usług oraz przyczynić się do bezpieczeństwa dostaw i zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju.
- (3) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/54/WE <sup>(5)</sup> oraz dyrektywa 2009/72/WE wniosły istotny wkład w tworzenie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Unijny system energetyczny przechodzi jednak właśnie głęboką przemianę. Osiągnięcie wspólnego celu, jakim jest obniżenie emisyjności systemu energetycznego, stwarza nowe szanse dla uczestników rynku i stawia przed nimi nowe wyzwania. Jednocześnie rozwój technologiczny umożliwia nowe formy zaangażowania konsumentów i współpracy transgranicznej. Konieczne jest dostosowanie zasad funkcjonowania rynku unijnego do nowej rzeczywistości rynkowej.
- (4) W komunikacie Komisji z dnia 25 lutego 2015 r., zatytułowanym: „Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu”, nakreślono wizję unii energetycznej, w której obywatele zajmują pozycję centralną, biorą odpowiedzialność za transformację energetyki, korzystają z nowych technologii, by zmniejszyć swoje rachunki i biorą czynny udział w rynku oraz w której chroni się odbiorców wrażliwych.

<sup>(1)</sup> Dz.U. C 288 z 31.8.2017, s. 91.

<sup>(2)</sup> Dz.U. C 342 z 12.10.2017, s. 79.

<sup>(3)</sup> Stanowisko Parlamentu Europejskiego z dnia 26 marca 2019 r. (dotychczas nieopublikowane w Dzienniku Urzędowym) oraz decyzja Rady z dnia 22 maja 2019 r.

<sup>(4)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 55).

<sup>(5)</sup> Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 37), uchylona i zastąpiona, ze skutkiem od dnia 2 marca 2011 r. dyrektywą 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 55).

- (5) W komunikacie Komisji z dnia 15 lipca 2015 r., zatytułowanym „Stworzenie nowego ładu dla odbiorców energii”, przedstawiono wizję Komisji dotyczącą rynku detalicznego, który lepiej służy odbiorcom energii, w tym dzięki ściślejszemu połączeniu rynków hurtowych i detalicznych. Wykorzystując nowe technologie, nowe i innowacyjne przedsiębiorstwa świadczące usługi energetyczne powinny umożliwić wszystkim odbiorcom pełne uczestnictwo w procesie transformacji energetyki przez zarządzanie ich zużyciem energii w celu zapewnienia energooszczędnych rozwiązań, które umożliwią im zaoszczędzenie pieniędzy i przyczynią się do ogólnego zmniejszenia zużycia energii.
- (6) W komunikacie Komisji z dnia 15 lipca 2015 r., zatytułowanym „Zainicjowanie procesu publicznych konsultacji na temat nowej struktury rynku energii”, zwrócono uwagę, że odejście od wytwarzania energii w dużych, centralnych instalacjach wytwórczych i przechodzenie na zdecentralizowaną produkcję energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a także rynki niskoemisyjne wymagają dostosowania obecnych zasad obrotu energią elektryczną oraz zmian w dotychczasowych rolach uczestników rynku. W komunikacie tym podkreślono potrzebę bardziej elastycznego zorganizowania rynków energii elektrycznej oraz pełnej integracji wszystkich uczestników rynku, w tym wytwórców energii odnawialnej, nowych dostawców usług energetycznych, magazynowania energii i elastycznego odbioru. Równie istotne jest, by Unia pilnie inwestowała we wzajemne połączenia na poziomie unijnym, by umożliwić przenoszenie energii w systemach przesyłu energii elektrycznej wysokiego napięcia.
- (7) Z myślą o utworzeniu rynku wewnętrznego energii elektrycznej, państwa członkowskie powinny sprzyjać integracji swoich rynków krajowych oraz współpracy między operatorami systemów na poziomie unijnym i regionalnym oraz włączaniu systemów wydzielonych, stanowiących wyspy energetyczne, które utrzymują się w Unii.
- (8) Obok odpowiedzi na nowe wyzwania celem niniejszej dyrektywy jest usunięcie utrzymujących się przeszkód utrudniających zakończenie tworzenia rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Udoskonalone ramy regulacyjne muszą przyczynić się do przezwyciężenia obecnych problemów wynikających z rozdrobnienia rynków krajowych, charakteryzujących się jeszcze często wysokim stopniem interwencji regulacyjnych. Takie interwencje doprowadziły do powstania przeszkód w dostawach energii elektrycznej na równych warunkach oraz wyższych kosztów w porównaniu z rozwiązaniami opartymi na współpracy transgranicznej i zasadach rynkowych.
- (9) Unia najskuteczniej osiągnęłaby cele dotyczące energii odnawialnej poprzez stworzenie ram rynkowych nagradzających elastyczność i innowacje. Dobrze funkcjonujące struktury rynku energii elektrycznej to kluczowy czynnik umożliwiający wykorzystywanie energii odnawialnej.
- (10) Konsumentom odgrywają główną rolę w dążeniu do osiągnięcia elastyczności niezbędnej do dostosowania systemu energii elektrycznej do niestabilnego i rozproszonego wytwarzania odnawialnej energii elektrycznej. Postęp technologiczny w zarządzaniu siecią i wytwarzaniu odnawialnej energii elektrycznej otworzył przed konsumentami wiele możliwości. Zdrowa konkurencja na rynkach detalicznych ma podstawowe znaczenie dla zapewnienia wprowadzania na zasadach rynkowych nowych innowacyjnych usług w odpowiedzi na zmieniające się potrzeby i możliwości konsumentów, przy jednoczesnym zwiększeniu elastyczności systemu. Jednak niedostarczanie konsumentom w czasie rzeczywistym lub zbliżonym do rzeczywistego informacji o ich zużyciu energii uniemożliwia im aktywny udział w rynku energii elektrycznej i w procesie transformacji energetyki. Poprzez wzmocnienie pozycji konsumentów i zapewnienie im narzędzi umożliwiających uczestniczenie w większym stopniu w rynku, w tym uczestnictwo w nowy sposób, zmierza się do tego, aby rynek wewnętrzny energii elektrycznej przynosił korzyści obywatelom w Unii oraz aby unijne cele dotyczące energii odnawialnej zostały osiągnięte.
- (11) Wolności, jakie Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) gwarantuje obywatelom Unii – między innymi swobodny przepływ towarów, swoboda przedsiębiorczości oraz prawo do swobodnego świadczenia usług – można osiągnąć jedynie w warunkach w pełni otwartego rynku, który umożliwia wszystkim konsumentom swobodny wybór dostawców, a wszystkim dostawcom – swobodną realizację dostaw dla ich odbiorców.
- (12) Wspieranie uczciwej konkurencji i łatwego dostępu różnych dostawców jest dla państw członkowskich kwestią najwyższej wagi, aby pozwolić konsumentom na pełne wykorzystanie możliwości wynikających ze zliberalizowanego rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Niemniej jednak możliwe jest, że w małych peryferyjnych systemach elektroenergetycznych i systemach niepołączonych z innymi państwami członkowskimi nadal występują niedoskonałości rynku, gdyż w takich systemach ceny energii elektrycznej nie dają właściwych sygnałów do stymulowania inwestycji, zatem systemy te wymagają szczególnych rozwiązań zapewniających odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw.
- (13) W celu popierania konkurencji i zapewnienia dostaw energii elektrycznej po najbardziej konkurencyjnej cenie państwa członkowskie i organy regulacyjne powinny ułatwiać transgraniczny dostęp nowym dostawcom energii elektrycznej pochodzącej z różnych źródeł energii, jak również nowym dostawcom wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru.



- (14) Państwa członkowskie powinny zapewnić, aby na rynku wewnętrznym energii elektrycznej nie istniały jakiegokolwiek nieuzasadnione przeszkody w zakresie wchodzenia na rynek, funkcjonowania rynku i opuszczania go. Jednocześnie należy wyjaśnić, że obowiązek ten pozostaje bez uszczerbku dla kompetencji, które państwa członkowskie zachowują w stosunku do państw trzecich. Wyjaśnienia tego nie należy interpretować jako umożliwienia państwu członkowskiemu wykonywania wyłącznej kompetencji Unii. Należy także wyjaśnić, że uczestnicy rynku z krajów trzecich prowadzący działalność na rynku wewnętrznym mają przestrzegać mającego zastosowanie prawa Unii i prawa krajowego, tak samo jak pozostali uczestnicy rynku.
- (15) Zasady rynkowe umożliwiają wejście na rynek i opuszczenie go wytwórcom i dostawcom na podstawie ich własnej analizy ekonomicznej i finansowej rentowności ich działalności. Zasada ta nie stoi w sprzeczności z możliwością nałożenia przez państwa członkowskie, w ogólnym interesie gospodarczym, obowiązków użyteczności publicznej na przedsiębiorstwa prowadzące działalność w sektorze elektroenergetycznym, zgodnie z Traktatami, w szczególności z art. 106 TFUE, oraz z niniejszą dyrektywą i rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 <sup>(6)</sup>.
- (16) W konkluzjach z dnia 23 i 24 października 2014 r. Rada Europejska stwierdziła, że Komisja przy wsparciu państw członkowskich ma podjąć pilne działania, by zapewnić osiągnięcie minimalnego celu, jakim jest 10 % istniejących elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych, w trybie pilnym i nie później niż w 2020 r., przynajmniej w odniesieniu do tych państw członkowskich, które nie osiągnęły jeszcze minimalnego poziomu integracji z rynkiem wewnętrznym energii, czyli państw bałtyckich, Portugalii i Hiszpanii, a także w odniesieniu do państw członkowskich, które są dla nich głównym punktem dostępu do rynku wewnętrznego energii. Rada Europejska zaznaczyła ponadto, że Komisja ma również regularnie przedkładać jej sprawozdania i dążyć do osiągnięcia do 2030 r. celu wynoszącego 15 %.
- (17) Jak podkreślono w komunikacji Komisji z dnia 23 listopada 2017 r., zatytułowanej: „Komunikat w sprawie rozwoju sieci energetycznych w Europie”, co znajduje odzwierciedlenie w zintegrowanych krajowych planach państw członkowskich w zakresie energii i klimatu, opracowanych zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 <sup>(7)</sup>, wystarczające fizyczne połączenia wzajemne z krajami sąsiednimi są potrzebne, by umożliwić państwom członkowskim i krajom sąsiednim korzystanie z pozytywnych efektów funkcjonowania rynku wewnętrznego.
- (18) Rynki energii elektrycznej różnią się od innych rynków, takich jak rynki gazu ziemnego, na przykład dlatego, że obejmują one handel towarami, którego obecnie nie można łatwo magazynować i który wytwarzany jest przy użyciu bardzo różnorodnych instalacji wytwórczych, w tym w trybie wytwarzania rozproszonego. Znalazło to odzwierciedlenie w różnych podejściach do regulacji połączeń wzajemnych w sektorach energii elektrycznej i gazu. Integracja rynków energii elektrycznej wymaga szczególnie ścisłej współpracy między operatorami systemów, uczestnikami rynku i organami regulacyjnymi, w szczególności w przypadku handlu energią elektryczną w drodze łączenia rynków.
- (19) Jednym z głównych celów niniejszej dyrektywy powinno być również zagwarantowanie wspólnych zasad prawdziwie wewnętrznego rynku i bogatej oferty dostaw energii elektrycznej dostępnej dla każdego. W tym celu niezakłócone ceny rynkowe stanowiłyby zachętę do tworzenia transgranicznych połączeń wzajemnych oraz inwestycji w nowe wytwarzanie energii elektrycznej, prowadząc jednocześnie do konwergencji cen w perspektywie długoterminowej.
- (20) Ceny rynkowe powinny stwarzać właściwe zachęty do rozwoju sieci i inwestowania w nowe zdolności wytwarzania energii elektrycznej.
- (21) Na rynku wewnętrznym energii elektrycznej istnieją różne rodzaje organizacji rynku. Środki, które państwa członkowskie mogłyby wprowadzić w celu zapewnienia równych warunków działania, powinny wynikać z nadrzędnych względów interesu ogólnego. Zgodność tych środków z TFUE oraz z innymi przepisami prawa Unii należy konsultować z Komisją.
- (22) Państwa członkowskie powinny nadal mieć dużą swobodę nakładania na przedsiębiorstwa energetyczne – w ogólnym interesie gospodarczym – obowiązków użyteczności publicznej. Państwa członkowskie powinny zapewniać odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, a także, jeżeli uznają to za stosowne – małym przedsiębiorstwom – prawo do korzystania z dostaw energii elektrycznej o określonej jakości i po łatwo porównywalnych, przejrzystych i konkurencyjnych cenach. Obowiązki użyteczności publicznej w formie

<sup>(6)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. (Zob. s. 54 niniejszego Dziennika Urzędowego).

<sup>(7)</sup> 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 (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 1).

ustalania cen za dostawy energii elektrycznej stanowią jednak zasadniczo środek zakłócający, który często prowadzi do akumulacji deficytów taryfowych, ograniczenia konsumentom możliwości wyboru, osłabienia zachęt do oszczędzania energii i inwestowania w efektywność energetyczną, niższych standardów usług, niższego poziomu zaangażowania i satysfakcji konsumentów oraz do ograniczenia konkurencji, a także do zmniejszenia liczby innowacyjnych produktów i usług na rynku. W związku z tym państwa członkowskie powinny stosować inne narzędzia polityki, w szczególności ukierunkowane środki polityki społecznej, w celu zagwarantowania swoim obywatelom przystępności cenowej dostaw energii elektrycznej. Interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej powinny być dokonywane wyłącznie jako obowiązki użyteczności publicznej i powinny podlegać szczególnym warunkom określonym w niniejszej dyrektywie. W pełni zliberalizowany, dobrze funkcjonujący rynek detaliczny energii elektrycznej stymulowałby konkurencję cenową i pozaceniową między istniejącymi dostawcami i stwarzałby zachęty dla nowych podmiotów wchodzących na rynek, zwiększając tym samym możliwości wyboru i stopień zadowolenia po stronie konsumentów.

- (23) Obowiązki użyteczności publicznej w formie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej powinny być stosowane bez naruszania zasady wolnego rynku, w jasno określonych okolicznościach i dla jasno określonych beneficjentów oraz powinny być ograniczone w czasie. Okoliczności takie mogłyby wystąpić na przykład, gdy dostawy są poważnie ograniczone, co powoduje znacznie wyższy niż normalnie wzrost cen energii elektrycznej lub w razie niedoskonałości rynku, gdy interwencje organów regulacyjnych i organów ochrony konkurencji okazały się nieskuteczne. Miałyby to nieproporcjonalny wpływ na gospodarstwa domowe, a w szczególności na odbiorców wrażliwych, wydających zazwyczaj na opłacenie rachunków za energię większą część dochodów, jakie mają do dyspozycji, niż konsumenci o wysokich dochodach. Aby złagodzić zakłócający wpływ obowiązków użyteczności publicznej na ustalanie cen za dostawy energii elektrycznej, państwa członkowskie stosujące takie interwencje powinny wprowadzić dodatkowe środki, w tym środki zapobiegające zakłóceniom w ustalaniu cen na rynku hurtowym. Państwa członkowskie powinny zapewnić wszystkim beneficjentom cen regulowanych możliwość korzystania w pełni z ofert dostępnych na konkurencyjnym rynku, jeżeli podejmą oni taką decyzję. W tym celu beneficjenci ci muszą być wyposażeni w inteligentne systemy opomiarowania i mieć dostęp do umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Ponadto powinni oni być bezpośrednio i regularnie informowani o ofertach i oszczędnościach dostępnych na konkurencyjnym rynku, w szczególności w odniesieniu do umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, oraz powinni otrzymywać pomoc w odpowiadaniu na oferty rynkowe oraz korzystaniu z takich ofert.
- (24) Prawo beneficjentów cen regulowanych do otrzymania indywidualnych inteligentnych liczników bez dodatkowych kosztów nie powinno uniemożliwiać państwom członkowskim zmiany funkcjonalności inteligentnych systemów opomiarowania tam, gdzie nie istnieje infrastruktura inteligentnych liczników, gdyż wynik oceny analizy kosztów i korzyści w zakresie wprowadzenia inteligentnych systemów opomiarowania okazał się negatywny.
- (25) Interwencje publiczne w ustalanie cen za dostawy energii elektrycznej nie powinny prowadzić do bezpośredniego subsydiowania skrośnego między różnymi kategoriami odbiorców. Zgodnie z tą zasadą systemy cenowe nie mogą jednoznacznie powodować, że niektóre kategorie odbiorców będą ponosić koszty interwencji cenowych dotyczących innych kategorii odbiorców. Na przykład systemu cenowego, w którym koszty ponoszą na zasadzie niedyskryminacji dostawcy lub inni operatorzy, nie należy uznawać za bezpośrednie subsydiowanie skrośne.
- (26) Aby zapewnić utrzymanie wysokich standardów usług publicznych w Unii, Komisja powinna być regularnie powiadamiana o wszelkich środkach wprowadzanych przez państwa członkowskie do osiągnięcia celów niniejszej dyrektywy. Komisja powinna regularnie publikować sprawozdanie obejmujące analizę środków wprowadzonych na poziomie krajowym do osiągnięcia celów związanych z usługami publicznymi oraz porównanie ich skuteczności z myślą o opracowaniu zaleceń dotyczących środków, jakie należy wprowadzić na poziomie krajowym, by osiągnąć wysokie standardy usług publicznych.
- (27) Państwa członkowskie powinny mieć możliwość wyznaczenia dostawcy z urzędu. Takim dostawcą mógłby być dział sprzedaży przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo zajmującego się także dystrybucją, pod warunkiem że spełnia ono wynikające z niniejszej dyrektywy wymagania dotyczące rozdziału.
- (28) Państwa członkowskie powinny mieć możliwość wdrażania środków do celów osiągnięcia spójności społecznej i gospodarczej, obejmujących w szczególności zapewnienie odpowiednich bodźców ekonomicznych, w stosownych przypadkach przy użyciu wszelkich istniejących narzędzi krajowych i unijnych. Narzędzia te mogą obejmować mechanizmy zobowiązań, by zagwarantować konieczne inwestycje.
- (29) W zakresie, w jakim środki stosowane przez państwa członkowskie w celu spełnienia obowiązków użyteczności publicznej stanowią pomoc państwa zgodnie z art. 107 ust. 1 TFUE, istnieje obowiązek zgłoszenia ich Komisji na podstawie art. 108 ust. 3 TFUE.

- (30) Międzysektorowe przepisy prawne dają solidną podstawę ochrony konsumentów w odniesieniu do szerokiej gamy istniejących usług energetycznych i najprawdopodobniej będą dalej rozwijane. Niemniej należy jasno określić niektóre przysługujące odbiorcom podstawowe prawa umowne.
- (31) Konsumentom powinni mieć dostęp do jasnych i jednoznacznych informacji na temat ich praw w odniesieniu do sektora energetycznego. Po konsultacji z właściwymi zainteresowanymi stronami, w tym z państwami członkowskimi, organami regulacyjnymi, organizacjami konsumentów i przedsiębiorstwami energetycznymi, Komisja opracowała listę kontrolną konsumenta energii, która dostarcza konsumentom praktyczne informacje o ich prawach. Ta lista kontrolna powinna być aktualizowana, przekazywana wszystkim konsumentom i publicznie dostępna.
- (32) Szereg czynników utrudnia konsumentom dostęp do różnych źródeł informacji rynkowych, do których mogą dotrzeć, a także zrozumienie ich i działanie w oparciu o nie. Wynika z tego, że należy poprawić porównywalność ofert i zmniejszyć w jak największym wykonalnym zakresie przeszkody w zmienianiu dostawcy, bez nieuzasadnionego ograniczania konsumentom wyboru.
- (33) Mniejsi odbiorcy są nadal obciążani szerokim zakresem opłat bezpośrednio lub pośrednio wynikających ze zmiany dostawcy. Takie opłaty utrudniają zidentyfikowanie najlepszego produktu lub usługi i zmniejszają bezpośrednie korzyści finansowe płynące z takiej zmiany. Pomimo iż zniesienie tych opłat mogłoby doprowadzić do zmniejszenia wyboru dla konsumentów przez wyeliminowanie produktów bazujących na wynagradzaniu lojalności konsumentów, ograniczenie stosowania takich opłat powinno poprawić sytuację konsumentów i zwiększyć ich zaangażowanie, a także konkurencję na rynku.
- (34) Skrócenie czasu potrzebnego do zmiany dostawcy mogłoby zachęcić konsumentów do poszukiwania lepszych ofert energii i do zmiany dostawcy. Przy coraz powszechniejszym stosowaniu technologii informacyjnych do 2026 r. techniczna procedura zmiany, polegająca na zarejestrowaniu nowego dostawcy w punkcie pomiarowym operatora rynku, powinna zasadniczo być wykonalna w ciągu 24 godzin w dni robocze. Niezależnie od innych etapów procesu zmiany dostawcy, które mają być ukończone przed rozpoczęciem technicznej procedury zmiany dostawcy, zapewnienie, aby do tego terminu techniczna procedura zmiany dostawcy była możliwa w ciągu 24 godzin, skróciłoby do minimum czas potrzebny do zmiany, zwiększając zaangażowanie konsumentów i konkurencję na rynku detalicznym. W każdym przypadku łączny czas trwania procedury zmiany dostawcy nie powinien przekraczać trzech tygodni od daty wystąpienia przez odbiorcę z takim żądaniem.
- (35) Niezależne narzędzia porównywania ofert, w tym służące temu strony internetowe, stanowią skuteczny środek umożliwiający mniejszym odbiorcom ocenę zalet różnych dostępnych na rynku ofert energii. Takie narzędzia obniżają koszty wyszukiwania, ponieważ odbiorcy nie muszą już zbierać informacji od poszczególnych dostawców i usługodawców. Takie narzędzia mogą zapewnić właściwą równowagę między zapotrzebowaniem na jasne i zwięzłe informacje, a zarazem na informacje kompletne i wyczerpujące. Powinno się dążyć do obejmowania takimi narzędziami jak największej liczby dostępnych ofert i jak największego obszaru rynku, tak aby przedstawić odbiorcom reprezentatywny przegląd. Bardzo ważne jest, by mniejsi odbiorcy mieli dostęp do przynajmniej jednego narzędzia porównywania ofert, a informacje podawane w takich narzędziach były wiarygodne, bezstronne i przejrzyste. W tym celu państwa członkowskie mogłyby zapewnić narzędzie porównywania ofert obsługiwane przez organ krajowy lub spółkę prywatną.
- (36) Lepszą ochronę konsumentów gwarantuje dostępność dla wszystkich konsumentów skutecznych, niezależnych mechanizmów pozasądowego rozstrzygania sporów, takich jak rzecznik praw odbiorców energii, organ ochrony konsumentów lub organ regulacyjny. Państwa członkowskie powinny wprowadzić szybkie i skuteczne procedury rozpatrywania skarg.
- (37) Wszyscy konsumenci powinni mieć możliwość czerpania korzyści z bezpośredniego uczestnictwa w rynku, w szczególności przez dostosowywanie swojego zużycia energii w odpowiedzi na sygnały rynkowe, a w zamian za to korzystanie z niższych cen energii lub otrzymywanie innych zachęt finansowych. Korzyści z takiego aktywnego uczestnictwa będą prawdopodobnie z czasem wzrastać, gdyż zwiększy się świadomość konsumentów – którzy w przeciwnym razie pozostaliby bierni – na temat możliwości wynikających dla nich z bycia odbiorcami aktywnymi, a informacje o możliwości aktywnego uczestnictwa staną się bardziej dostępne i lepiej znane. Konsumentom powinni mieć możliwość uczestniczenia we wszystkich formach odpowiedzi odbioru. Powinni oni zatem mieć możliwość skorzystania z pełnego wprowadzenia inteligentnych systemów opomiarowania, a jeżeli wprowadzenie takich systemów oceniono negatywnie – mieć możliwość wyboru posiadania inteligentnych systemów opomiarowania oraz umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Dzięki temu mogliby oni dostosowywać swoje zużycie do sygnałów cenowych w czasie rzeczywistym, odzwierciedlających wartość i koszt energii elektrycznej lub przesyłu w różnych okresach, przy czym państwa członkowskie powinny zapewnić, aby

poziom narażenia konsumentów na ryzyko w zakresie cen hurtowych był rozsądny. Konsumentom powinni być informowani o korzyściach i potencjalnym ryzyku cenowym związanym z umowami z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Państwa członkowskie powinny również zapewnić, by konsumenci, którzy postanowili nie uczestniczyć aktywnie w rynku, nie byli za to sankcjonowani. Zamiast tego należy ułatwiać im świadomy wybór spośród dostępnych im możliwości w sposób najlepiej odpowiadający warunkom rynku krajowego.

- (38) Aby zmaksymalizować korzyści i skuteczność dynamicznego ustalania cen energii elektrycznej, państwa członkowskie powinny ocenić potencjał zwiększenia dynamiki lub zmniejszenia udziału stałych komponentów w rachunkach za energię elektryczną, a jeżeli taki potencjał występuje, powinny podjąć odpowiednie działania.
- (39) Wszystkie grupy odbiorców (przemysłowi, komercyjni i gospodarstwa domowe) powinny mieć dostęp do rynków energii elektrycznej, by oferować na nich swoją elastyczność i energię wytwarzaną we własnym zakresie. Odbiorcom należy umożliwić korzystanie w pełni z korzyści płynących z agregacji produkcji i dostaw na większych obszarach oraz z konkurencji transgranicznej. Uczestnicy rynku zajmujący się agregacją mogą odgrywać istotną rolę jako pośrednicy między grupami odbiorców a rynkiem. Państwa członkowskie powinny mieć swobodę wyboru odpowiedniego modelu wdrażania i podejścia do zarządzania w odniesieniu do niezależnej agregacji, a jednocześnie przestrzegać ogólnych zasad określonych w niniejszej dyrektywie. Taki model lub takie podejście mogą obejmować wybór zasad rynkowych lub regulacyjnych oferujących rozwiązania umożliwiające zgodność z niniejszą dyrektywą, takie jak modele, w których niezbilansowanie jest uwzględniane lub w których wprowadzona jest granica korekty. Wybrany model powinien zawierać przejrzyste i sprawiedliwe przepisy umożliwiające niezależnym agregatorom odgrywanie ich roli jako pośredników oraz zapewnienie odbiorcom końcowym możliwości odpowiedniego czerpania korzyści z ich działań. Należy zdefiniować produkty na wszystkich rynkach energii elektrycznej, w tym na rynku usług pomocniczych i rynku zdolności wytwórczych, by zachęcić do uczestnictwa odpowiedzi odbioru.
- (40) W komunikacie Komisji z dnia 20 lipca 2016 r., zatytułowanym: „Europejska strategia na rzecz mobilności niskoemisyjnej”, podkreślono konieczność dekarbonizacji sektora transportu oraz zmniejszenia emisji w tym sektorze, zwłaszcza na obszarach miejskich, wskazano także na istotną rolę, jaką elektromobilność może odegrać w osiągnięciu tych celów. Wdrażanie elektromobilności stanowi ponadto ważny element transformacji energetyki. Zasady funkcjonowania rynku określone w niniejszej dyrektywie powinny zatem przyczynić się do stworzenia korzystnych warunków dla wszystkich rodzajów pojazdów elektrycznych. W szczególności zasady te powinny zapewnić skuteczne utworzenie publicznie dostępnych i prywatnych punktów ładowania pojazdów elektrycznych oraz zapewnić skuteczne włączenie ładowania pojazdów w system.
- (41) Odpowiedź odbioru odgrywa zasadniczą rolę w umożliwieniu inteligentnego ładowania pojazdów elektrycznych, umożliwiając tym samym skuteczną integrację pojazdów elektrycznych w sieci energetycznej, co będzie miało zasadnicze znaczenie dla procesu obniżania emisyjności transportu.
- (42) Konsumentom powinni móc zużywać, magazynować oraz sprzedawać na rynku energię elektryczną wytwarzaną we własnym zakresie oraz uczestniczyć we wszystkich rynkach energii elektrycznej przez zapewnianie elastyczności systemu, na przykład przez magazynowanie energii, takie jak magazynowanie przy użyciu pojazdów elektrycznych, poprzez odpowiedź odbioru lub poprzez systemy efektywności energetycznej. Rozwój nowych technologii ułatwi takie działania w przyszłości. Istnieją jednak bariery prawne i handlowe, w tym na przykład nieproporcjonalne opłaty za energię elektryczną zużywaną wewnątrz, obowiązek wprowadzania wytworzonej we własnym zakresie energii do systemu energetycznego i obciążenia administracyjne, takie jak nakładanie na konsumentów, którzy wytwarzają energię elektryczną we własnym zakresie i sprzedają ją do systemu, obowiązku spełniania wymogów stosowanych wobec dostawców. Takie przeszkody, które powstrzymują konsumentów przed wytwarzaniem energii elektrycznej we własnym zakresie i przed zużywaniem, magazynowaniem lub sprzedażą na rynku wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, należy usunąć, a jednocześnie należy zapewnić, aby tacy konsumenci ponosili odpowiednią część kosztów systemu. Państwa członkowskie powinny mieć możliwość posiadania w swoim prawie krajowym różnych przepisów odnoszących się do podatków i opłat od aktywnych odbiorców działających indywidualnie lub wspólnie oraz od gospodarstw domowych i innych odbiorców końcowych.
- (43) Technologie rozproszonego wytwarzania energii oraz wzmocnienie pozycji konsumentów sprawiły, że energetyka obywatelska stała się skutecznym i opłacalnym sposobem zaspokojenia potrzeb i oczekiwań obywateli dotyczących źródeł energii, usług i zaangażowania podmiotów lokalnych. Energetyka obywatelska oferuje bez wyjątku wszystkim konsumentom możliwość bezpośredniego udziału w wytwarzaniu lub zużyciu energii lub w dzieleniu się nią. Inicjatywy w zakresie energetyki obywatelskiej zorientowane są przede wszystkim na zapewnienie członkom lub udziałowcom przystępnej cenowo energii szczególnego rodzaju, takiej jak energia odnawialna, w odróżnieniu od tradycyjnych przedsiębiorstw energetycznych, w których priorytetem jest osiągnięcie zysku. Dzięki bezpośredniej interakcji z konsumentami inicjatywy w zakresie energetyki obywatelskiej

wykazują potencjał ułatwiania zintegrowanego wprowadzania nowych technologii i wzorców zużycia, w tym inteligentnych sieci dystrybucyjnych i odpowiedzi odbioru. Energetyka obywatelska może również przyczynić się do zwiększenia efektywności energetycznej na poziomie gospodarstw domowych oraz pomóc w zwalczaniu ubóstwa energetycznego przez zmniejszenie zużycia i obniżenie cen dostaw. Energetyka obywatelska umożliwia także uczestniczenie w rynkach energii elektrycznej pewnym grupom odbiorców będących gospodarstwami domowymi, które w przeciwnym razie nie mogłyby skorzystać z takiej możliwości. Inicjatywy tego typu, które zrealizowano z sukcesem, przyniosły danym społecznościom korzyści ekonomiczne, społeczne oraz środowiskowe wykraczające poza same zyski osiągnięte dzięki świadczeniu usług energetycznych. Celem niniejszej dyrektywy jest uznanie niektórych kategorii obywatelskich inicjatyw w zakresie energii podejmowanych na poziomie Unii za „obywatelskie społeczności energetyczne”, w celu zapewnienia im korzystnych ram działania, sprawiedliwego traktowania, równych szans oraz precyzyjnie określonego zestawu praw i obowiązków. Odbiorcy będący gospodarstwami domowymi powinni mieć możliwość dobrowolnego uczestniczenia w inicjatywach w zakresie energetyki obywatelskiej, jak również możliwość zrezygnowania z udziału w takich inicjatywach, bez jednoczesnej utraty dostępu do sieci zarządzanej przez inicjatywę w zakresie energetyki obywatelskiej lub utraty praw przysługujących im jako konsumentom. Dostęp do sieci obywatelskiej społeczności energetycznej powinien być przyznawany na sprawiedliwych warunkach odzwierciedlających koszty.

- (44) Członkostwo w obywatelskich społecznościach energetycznych powinno być otwarte dla podmiotów wszelkich kategorii. Jednak uprawnienia decyzyjne w obywatelskiej społeczności energetycznej powinny należeć wyłącznie do tych członków lub udziałowców, którzy nie prowadzą działalności komercyjnej na dużą skalę i dla których sektor energetyczny nie jest obszarem podstawowej działalności gospodarczej. Obywatelskie społeczności energetyczne uznaje się za kategorię współpracy obywateli lub podmiotów lokalnych, która powinna być uznawana i chroniona na mocy prawa Unii. Przepisy dotyczące obywatelskich społeczności energetycznych nie wykluczają istnienia innych inicjatyw obywatelskich, takich jak tworzone na podstawie umów prawa prywatnego. Państwa członkowskie powinny zatem mieć możliwość zdecydowania, jakie formy mogą przyjąć obywatelskie społeczności energetyczne, na przykład stowarzyszenia, spółdzielni, spółki osobowej, organizacji nienastawionej na zysk lub małego lub średniego przedsiębiorstwa, pod warunkiem że podmiot ten, działając we własnym imieniu, może wykonywać prawa i podlegać obowiązkom.
- (45) Przepisy niniejszej dyrektywy dotyczące obywatelskich społeczności energetycznych przewidują prawa i obowiązki, które można wywieść z innych, istniejących praw i obowiązków, takich jak swoboda zawierania umów, prawo do zmiany dostawcy, odpowiedzialność operatora systemu dystrybucyjnego, zasady dotyczące opłat sieciowych i obowiązków w zakresie bilansowania.
- (46) Ze względu na strukturę członkostwa, wymagania dotyczące zarządzania i cel działalności obywatelskie społeczności energetyczne są podmiotem nowego rodzaju. Obywatelskie społeczności energetyczne powinny mieć możliwość działania na rynku na równych zasadach bez zakłócania konkurencji, a prawa i obowiązki mające zastosowanie do pozostałych przedsiębiorstw energetycznych na rynku powinny mieć do nich zastosowanie na zasadzie niedyskryminacji i z zachowaniem proporcjonalności. Te prawa i obowiązki powinny mieć zastosowanie odpowiednio do podejmowanych ról, takich jak rola odbiorców końcowych, wytwórców, dostawców lub operatorów systemów dystrybucyjnych. Obywatelskie społeczności energetyczne nie powinny napotykać ograniczeń regulacyjnych, jeżeli stosują istniejące lub będą stosować przyszłe technologie informacyjno-komunikacyjne do podziału między swoich członków lub udziałowców, na zasadach rynkowych, energii elektrycznej wytwarzanej przy użyciu aktywów wytwórczych w obrębie danej obywatelskiej społeczności energetycznej, na przykład przez kompensowanie składnika „energia” na rachunkach członków lub udziałowców z wykorzystaniem wytwarzania dostępnego w obrębie tej społeczności, w tym za pośrednictwem sieci publicznej, pod warunkiem że oba punkty pomiarowe należą do danej społeczności. Podział energii elektrycznej umożliwia członkom lub udziałowcom korzystanie z dostaw energii elektrycznej pochodzącej z instalacji wytwórczych w obrębie społeczności, nawet gdy nie znajdują się oni fizycznie w bezpośrednim sąsiedztwie instalacji wytwórczej i nawet gdy znajdują się za pojedynczym punktem pomiarowym. Podział energii elektrycznej nie powinien wpływać na pobieranie opłat sieciowych, należności i podatków dotyczących przepływów energii elektrycznej. Podział powinien być możliwy stosownie do obowiązków i odpowiednich przedziałów czasowych dotyczących bilansowania, pomiarów i rozliczania. Przepisy niniejszej dyrektywy dotyczące obywatelskich społeczności energetycznych nie naruszają kompetencji państw członkowskich w zakresie kształtowania i wdrażania polityki w sektorze energetycznym w odniesieniu do opłat sieciowych i innych opłat ani w zakresie kształtowania i wdrażania systemów finansowania polityki energetycznej i podziału kosztów, pod warunkiem że polityka ta jest wolna od dyskryminacji i zgodna z prawem.
- (47) Niniejsza dyrektywa uprawnia państwa członkowskie do udzielenia zezwolenia obywatelskim społecznościom energetycznym na pełnienie funkcji operatorów systemów dystrybucyjnych na podstawie przepisów ogólnych lub jako „operatorzy zamkniętych systemów dystrybucyjnych”. Po uzyskaniu statusu operatora systemu dystrybucyjnego obywatelska społeczność energetyczna powinna być traktowana tak samo jak operator systemu dystrybucyjnego i podlegać takim samym obowiązkom. Przepisy niniejszej dyrektywy dotyczące obywatelskich społeczności energetycznych tylko wyjaśniają te aspekty eksploatacji systemu dystrybucyjnego, które mogą być istotne dla obywatelskich społeczności energetycznych, natomiast do innych aspektów eksploatacji systemu dystrybucyjnego stosuje się przepisy odnoszące się do operatorów systemów dystrybucyjnych.

- (48) Rachunki za energię elektryczną są istotnymi źródłami informacji dla odbiorców końcowych. Oprócz dostarczania danych dotyczących zużycia i kosztów mogą one również zawierać inne informacje ułatwiające konsumentom porównywanie warunków ich obecnej umowy z innymi ofertami. Niemniej jednak spory dotyczące rachunków stanowią bardzo powszechne źródło skarg konsumentów, co przyczynia się do utrzymywania się niskiego poziomu zadowolenia konsumentów i ich zaangażowania w sektorze elektroenergetycznym. Należy zatem zwiększyć przejrzystość i poprawić zrozumiałość rachunków, a także zapewnić, by na rachunkach i w informacjach o rozliczeniach w widocznym miejscu umieszczano ograniczoną liczbę istotnych informacji niezbędnych konsumentom do dostosowywania ich zużycia energii, porównywania ofert i zmiany dostawcy. Inne informacje należy udostępniać odbiorcom końcowym na rachunkach lub wraz z nimi lub wskazywać na tych rachunkach, gdzie można znaleźć te informacje. Informacje te powinny być zamieszczane na rachunku lub w osobnym dokumencie do niego załączonym lub rachunek powinien odsyłać do strony internetowej, aplikacji mobilnej lub innych środków pozwalających odbiorcy końcowemu łatwo znaleźć te informacje.
- (49) Regularne podawanie dokładnych informacji o rozliczeniach na podstawie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, co ułatwia inteligentne opomiarowanie, ma znaczenie dla odbiorców, gdyż pomaga im kontrolować ich zużycie energii elektrycznej i jej koszty. Niemniej odbiorcy, w szczególności odbiorcy będący gospodarstwami domowymi, powinni mieć dostęp do elastycznych sposobów dokonywania samej płatności swoich rachunków. Na przykład odbiorcy powinni mieć możliwość częstego otrzymywania informacji o rozliczeniach, a uiszczanie należności tylko raz na kwartał, lub mogłyby istnieć produkty, za które odbiorcy mogliby płacić co miesiąc tę samą kwotę niezależnie od rzeczywistego zużycia.
- (50) Przepisy dotyczące rozliczeń w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE<sup>(8)</sup> należy uaktualnić, uprościć i przenieść do niniejszej dyrektywy, gdzie ich umieszczenie przyniesie większą spójność.
- (51) Państwa członkowskie powinny zachęcać do modernizacji sieci dystrybucyjnych, na przykład przez wprowadzanie sieci inteligentnych, które powinny być budowane w sposób zachęcający do zdecentralizowanego wytwarzania energii i do efektywności energetycznej.
- (52) Osiągnięcie zaangażowania konsumentów wymaga odpowiednich zachęt i technologii, takich jak inteligentne systemy opomiarowania. Inteligentne systemy opomiarowania umacniają pozycję konsumentów, ponieważ umożliwiają im otrzymywanie w czasie zbliżonym do rzeczywistego dokładnych informacji zwrotnych o ich zużyciu energii lub jej wytwarzaniu oraz lepsze zarządzanie swoim zużyciem, udział w programach odpowiedzi odbioru i innych usługach i czerpanie z nich korzyści oraz zmniejszenie ich rachunków za elektryczność. Dzięki inteligentnym systemom opomiarowania również operatorzy systemów dystrybucyjnych mają lepszy obraz swoich sieci, a tym samym mogą zmniejszyć swoje koszty operacyjne i koszty utrzymania oraz przenieść te oszczędności na konsumentów w formie obniżenia taryf dystrybucyjnych.
- (53) Przy podejmowaniu na poziomie krajowym decyzji w sprawie wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania, powinna istnieć możliwość oparcia tej decyzji na ocenie gospodarczej. W tej ocenie gospodarczej należy uwzględnić długoterminowe korzyści z wprowadzenia inteligentnych systemów opomiarowania dla konsumentów i całego łańcucha wartości, takie jak lepsze zarządzanie siecią, bardziej precyzyjne planowanie i wskazywanie strat sieciowych. Jeżeli z oceny takiej wyniknie, że wprowadzenie tego rodzaju systemów pomiarowych jest opłacalne tylko dla konsumentów o określonym poziomie zużycia energii elektrycznej, państwa członkowskie powinny mieć możliwość uwzględnienia tej konkluzji przy wprowadzaniu inteligentnych systemów opomiarowania. Te oceny należy jednak regularnie poddawać przeglądowi, by reagować na istotne zmiany w jej założeniach lub wykonywać ją co najmniej raz na cztery lata ze względu na szybkie tempo rozwoju technologicznego.
- (54) Państwa członkowskie, które nie wprowadzają systematycznie inteligentnych systemów opomiarowania, powinny umożliwić konsumentom skorzystanie z instalacji inteligentnych liczników, na żądanie oraz na sprawiedliwych i rozsądnych warunkach, oraz powinny dostarczyć im wszelkich istotnych informacji. Jeżeli konsumenci nie mają inteligentnych liczników, powinni być uprawnieni do liczników, które spełniają minimalne wymagania konieczne do zapewnienia im informacji o rozliczeniach określonych w niniejszej dyrektywie.

<sup>(8)</sup> 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 uchycenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 1).

- (55) Aby wesprzeć aktywny udział konsumentów w rynkach energii elektrycznej, inteligentne systemy opomiarowania wprowadzane przez państwa członkowskie na ich terytorium powinny być interoperacyjne i zdolne generować dane wymagane dla konsumenckich systemów zarządzania energią. W tym celu państwa członkowskie powinny należycie uwzględniać stosowanie odpowiednich dostępnych norm, w tym norm umożliwiających interoperacyjność na poziomie modelu danych i warstwy zastosowań, a także najlepsze praktyki oraz znaczenie rozwoju wymiany danych, przyszłe i innowacyjne usługi energetyczne, wprowadzanie inteligentnych sieci i rozwój rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Ponadto wprowadzane inteligentne systemy opomiarowania nie powinny stanowić przeszkody w zmianie dostawcy i powinny być wyposażone w dostosowane do potrzeb funkcjonalności umożliwiające konsumentom dostęp w czasie zbliżonym do rzeczywistego do danych na temat ich zużycia energii, regulowanie ich zużycia energii oraz – na ile umożliwia to powiązana infrastruktura – oferowanie sieci i przedsiębiorstwom energetycznym ich elastyczności, otrzymywanie za to wynagrodzenia oraz uzyskiwanie oszczędności w postaci niższych rachunków za energię.
- (56) Kluczowym aspektem dostaw dla odbiorców jest zapewnianie dostępu do obiektywnych i przejrzystych danych na temat zużycia. Dlatego też konsumenci powinni mieć dostęp do swoich danych na temat zużycia oraz do cen i kosztów związanych z ich zużyciem, by mogli zwracać się do konkurentów o składanie ofert na podstawie tych informacji. Konsumenci powinni również mieć prawo do odpowiedniej informacji o własnym zużyciu energii. Przedpłaty nie powinny stawiać osób z nich korzystających w nieproporcjonalnie mniej korzystnej sytuacji, a różne systemy płatności powinny być niedyskryminacyjne. Wystarczająco często przekazywane konsumentom informacje na temat kosztów energii stwarzałyby zachętę do oszczędności energii, gdyż dzięki nim odbiorcy uzyskiwaliby bezpośrednie informacje zwrotne dotyczące skutków inwestycji w efektywność energetyczną oraz skutków zmian przyzwyczajzeń. W związku z tym pełne wdrożenie dyrektywy 2012/27/UE pomoże konsumentom obniżyć koszty energii.
- (57) W następstwie wprowadzenia inteligentnych systemów opomiarowania w państwach członkowskich opracowano lub opracowuje się obecnie różne modele zarządzania danymi. Niezależnie od modelu zarządzania danymi ważne jest, by państwa członkowskie wprowadziły przejrzyste zasady, zgodnie z którymi dostęp do danych można uzyskać na niedyskryminacyjnych warunkach i które zapewniają najwyższy poziom cyberbezpieczeństwa i ochrony danych, jak również bezstronność podmiotów przetwarzających dane.
- (58) Państwa członkowskie powinny wprowadzić środki niezbędne do ochrony odbiorców wrażliwych i dotkniętych ubóstwem energetycznym na rynku wewnętrznym energii elektrycznej. Takie środki mogą się różnić w zależności od specyfiki danego państwa członkowskiego i mogą obejmować środki z zakresu polityki społecznej lub energetycznej dotyczące płatności rachunków za energię elektryczną, inwestycji w efektywność energetyczną budynków mieszkalnych lub ochrony konsumenta, na przykład ochrony przed odłączeniem. W przypadku gdy usługa powszechna dostępna jest również dla małych przedsiębiorstw, środki zapewniające dostarczanie usługi powszechnej mogą różnić się od siebie w zależności od tego, czy środki te skierowane są do odbiorców będących gospodarstwami domowymi, czy do małych przedsiębiorstw.
- (59) Usługi energetyczne mają podstawowe znaczenie dla zapewnienia dobrobytu obywateli Unii. Usługi zapewniające odpowiednie ogrzewanie, chłodzenie, oświetlenie i energię do zasilania urządzeń są niezbędne do zagwarantowania przyzwoitego standardu życia i zdrowia obywateli. Ponadto dostęp do tych usług energetycznych daje obywatelom Unii możliwość wykorzystania ich potencjału i zwiększa włączenie społeczne. Gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym nie stać na zakup takich usług energetycznych, czego przyczyną jest połączenie niskiego dochodu, wysokich wydatków na energię i niskiej efektywności energetycznej budynków mieszkalnych. Państwa członkowskie powinny gromadzić odpowiednie informacje, by monitorować liczbę gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym. Dokładne pomiary powinny pomóc państwom członkowskim w identyfikacji gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym w celu udzielenia właściwie ukierunkowanego wsparcia. Komisja powinna aktywnie wspierać wdrażanie przepisów niniejszej dyrektywy dotyczących ubóstwa energetycznego przez ułatwianie wymiany dobrych praktyk między państwami członkowskimi.
- (60) Dotknięte ubóstwem energetycznym państwa członkowskie, które nie opracowały krajowych planów działań lub innych stosownych ram pozwalających stawić czoła ubóstwu energetycznemu, powinny to uczynić, mając na celu obniżenie liczby odbiorców dotkniętych ubóstwem energetycznym. Istotnymi czynnikami, jakie należy uwzględnić przy ustalaniu kryteriów na potrzeby pomiaru ubóstwa energetycznego, są niskie dochody, wysokie wydatki na energię i niska efektywność energetyczna budynków mieszkalnych. W każdym przypadku państwa członkowskie powinny zapewnić niezbędne dostawy dla odbiorców wrażliwych i dotkniętych ubóstwem energetycznym. Mogą przy tym zastosować zintegrowane podejście, takie jak w ramach polityki energetycznej i socjalnej, a wdrażane środki mogą obejmować politykę socjalną lub poprawę efektywności energetycznej w mieszkalnictwie. Niniejsza dyrektywa powinna przynieść udoskonalenie krajowej polityki na rzecz odbiorców wrażliwych i dotkniętych ubóstwem energetycznym.

- (61) Operatorzy systemów dystrybucyjnych muszą w sposób opłacalny zintegrować w systemie nowe zdolności wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza instalacje wytwarzające energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, oraz nowe obciążenia, takie jak obciążenia, które wynikają z pomp ciepła i pojazdów elektrycznych. W tym celu operatorom systemów dystrybucyjnych należy umożliwić korzystanie z usług rozproszonych zasobów energetycznych, takich jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii, i zachęcać ich do korzystania z takich usług, w oparciu o procedury rynkowe, w celu wydajnego eksploataowania sieci i unikania jej kosztownej rozbudowy. Państwa członkowskie powinny wprowadzić odpowiednie środki, takie jak krajowe kodeksy sieci i zasady funkcjonowania rynku, oraz stworzyć zachęty dla operatorów systemów dystrybucyjnych dzięki taryfom sieciowym, które nie utrudniałyby elastyczności ani zwiększania efektywności energetycznej w sieci. Państwa członkowskie powinny również wprowadzić plany rozwoju sieci dla systemów dystrybucyjnych w celu wsparcia integracji instalacji wytwarzających energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, ułatwienia rozwoju instalacji magazynowania energii i elektryfikacji sektora transportu, a także zapewnić użytkownikom systemu adekwatne informacje o przewidywanej rozbudowie lub modernizacji sieci, zważywszy że obecnie większość państw członkowskich nie ma takich procedur.
- (62) Operatorzy systemów nie powinni być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać instalacji magazynowania energii, ani nimi zarządzać. W nowej strukturze rynku energii elektrycznej usługi magazynowania energii powinny mieć charakter rynkowy i być konkurencyjne. Należy zatem unikać subsydiowania skrótnego między magazynowaniem energii a regulowanymi funkcjami dystrybucji lub przesyłu. Takie ograniczenia dotyczące własności instalacji magazynowania energii mają zapobiegać zakłóceniom konkurencji, eliminować ryzyko dyskryminacji, zapewniać sprawiedliwy dostęp wszystkich uczestników rynku do usług magazynowania energii oraz sprzyjać wydajnemu i skutecznemu wykorzystywaniu instalacji magazynowania energii, wykraczającemu poza eksploataowanie systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego. Wymogi te powinny być interpretowane i stosowane zgodnie z prawami i zasadami określonymi w Karcie praw podstawowych Unii Europejskiej (zwanego dalej „Kartą”), w szczególności z wolnością prowadzenia działalności gospodarczej oraz z prawem własności, które zagwarantowano w art. 16 i 17 Karty.
- (63) Jeżeli instalacje magazynowania energii są w pełni zintegrowanymi elementami sieci, które nie służą do bilansowania ani zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, to nie powinny mieć do nich zastosowania – z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez krajowy organ regulacyjny – takie same ścisłe ograniczenia, jakie obowiązują operatorów systemów, jeśli chodzi o bycie właścicielem, tworzenie i eksploatację tych instalacji oraz zarządzanie nimi. Takie w pełni zintegrowane elementy sieci mogą obejmować takie instalacje magazynowania energii jak kondensatory lub koła zamachowe, które świadczą usługi istotne dla bezpieczeństwa i niezawodności sieci oraz pomagają w zsynchronizowaniu różnych części systemu.
- (64) W celu osiągnięcia postępu w kierunku całkowicie zdekarbonizowanego i bezemisyjnego sektora elektroenergetycznego należy uczynić postępy w zakresie sezonowego magazynowania energii. Takie magazynowanie energii stanowi element, który mógłby służyć jako narzędzie umożliwiające działanie systemu elektroenergetycznego w celu umożliwienia krótkoterminowego i sezonowego dostosowania, by zaradzić zmienności produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i towarzyszącym jej nieprzewidywanym okolicznościom w tych perspektywach czasowych.
- (65) Niedyskryminacyjny dostęp do sieci dystrybucyjnej decyduje o dostępie dostawcy do odbiorców na poziomie detalicznym. W celu stworzenia równych warunków działania na poziomie detalicznym należy zatem monitorować działalność operatorów systemów dystrybucyjnych, tak aby uniemożliwić im wykorzystywanie ich integracji pionowej w odniesieniu do ich pozycji konkurencyjnej na rynku, w szczególności do odbiorców będących gospodarstwami domowymi oraz małych odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi.
- (66) W przypadku gdy zamknięty system dystrybucji wykorzystywany jest w celu zapewnienia optymalnej wydajności zintegrowanych dostaw wymagających szczególnych standardów funkcjonowania lub gdy zamknięty system dystrybucji utrzymywany jest głównie do użytku jego właściciela, powinno być możliwe zwolnienie operatora systemu dystrybucji z obowiązków, które stanowiłyby nadmierne obciążenie administracyjne ze względu na szczególny charakter stosunku między operatorem systemu dystrybucji a użytkownikami systemów. Zakłady przemysłowe, obiekty handlowe lub miejsca świadczenia wspólnych usług, takie jak budynki stacji kolejowych, lotniska, szpitale, duże obiekty kempingowe ze zintegrowaną infrastrukturą i zakłady przemysłu chemicznego mogą obejmować zamknięte systemy dystrybucji ze względu na specjalistyczny charakter ich działalności.
- (67) Bez skutecznego oddzielenia sieci od działalności w zakresie wytwarzania i dostaw (zwanego dalej „skutecznym rozdziałem”) istnieje nieodłączne ryzyko dyskryminacji nie tylko w zakresie eksploatacji sieci, ale także w zakresie środków zachęcających przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo do realizowania stosownych inwestycji w ich sieci.



- (68) Skuteczny rozdział można zapewnić tylko przez wyeliminowanie środków zachęcających przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo do stosowania dyskryminacji wobec konkurentów w odniesieniu do dostępu do sieci oraz w zakresie inwestycji. Rozdział własnościowy – który należy rozumieć jako wyznaczenie właściciela sieci operatorem systemu i zachowanie jego niezależności od wszelkich interesów związanych z dostawami i produkcją – jest jednoznacznie skutecznym i stabilnym sposobem na rozwiązanie nieodłącznego konfliktu interesów oraz zapewnienie bezpieczeństwa dostaw. Z tej przyczyny Parlament Europejski w rezolucji z dnia 10 lipca 2007 r. w sprawie perspektyw rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu nawiązał do rozdziału własnościowego na poziomie przesyłu jako najskuteczniejszego narzędzia promowania inwestycji w infrastrukturę bez dyskryminacji, sprawiedliwego dostępu do sieci dla nowych podmiotów oraz przejrzystego rynku. Zgodnie z zasadami rozdziału własnościowego państwa członkowskie powinny być zatem zobowiązane do zapewnienia, że ta sama osoba lub te same osoby nie są uprawnione do sprawowania kontroli nad wytwórcą lub dostawcą i jednocześnie do sprawowania kontroli lub wykonywania jakichkolwiek praw względem operatora systemu przesyłowego lub systemu przesyłowego. Z drugiej strony, sprawowanie kontroli nad operatorem systemu przesyłowego lub systemem przesyłowym powinno wykluczać możliwość sprawowania kontroli lub wykonywania jakichkolwiek praw względem wytwórcy lub dostawcy. W ramach tych ograniczeń wytwórcą lub dostawcą powinni mieć możliwość posiadania udziałów mniejszościowych w operatorze systemu przesyłowego lub w systemie przesyłowym.
- (69) Każdy system rozdziału powinien skutecznie eliminować wszelkie konflikty interesów między wytwórcami, dostawcami i operatorami systemów przesyłowych, aby stworzyć zachęty do niezbędnych inwestycji i zagwarantować dostęp nowych podmiotów wchodzących na rynek w przejrzystym i skutecznym systemie regulacyjnym i nie powinien tworzyć systemu regulacyjnego zbyt kosztownego dla organów regulacyjnych.
- (70) Ponieważ w ramach rozdziału własnościowego wymagana jest w niektórych przypadkach restrukturyzacja przedsiębiorstw, państwom członkowskim, które podejmą decyzję o wdrożeniu rozdziału własnościowego, należy przyznać dodatkowy czas na zastosowanie odpowiednich przepisów. Ze względu na pionowe powiązania między sektorami energii elektrycznej i gazu przepisy dotyczące rozdziału powinny mieć zastosowanie do obu sektorów.
- (71) W celu zapewnienia, zgodnie z zasadami rozdziału własnościowego, całkowitej niezależności eksploatacji sieci od interesów związanych z dostawami i wytwarzaniem oraz w celu uniemożliwienia wymiany jakichkolwiek informacji poufnych ta sama osoba nie powinna pełnić jednocześnie funkcji członka zarządu zarówno operatora systemu przesyłowego lub systemu przesyłowego, jak i przedsiębiorstwa prowadzącego działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw. Z tego samego powodu ta sama osoba nie powinna być upoważniona jednocześnie do wyznaczania członków zarządu operatora systemu przesyłowego lub systemu przesyłowego oraz sprawowania kontroli lub wykonywania jakichkolwiek praw względem wytwórcy lub dostawcy.
- (72) Utworzenie operatora systemu lub operatora systemu przesyłowego niezależnych od interesów związanych z dostawami i wytwarzaniem powinno umożliwić przedsiębiorstwu zintegrowanemu pionowo utrzymanie własności aktywów sieci przy jednoczesnym zapewnieniu skutecznego oddzielenia interesów, pod warunkiem że taki niezależny operator systemu lub niezależny operator systemu przesyłowego pełni wszystkie funkcje operatora systemu oraz że wprowadzone zostaną szczegółowe uregulowania oraz szeroko zakrojone mechanizmy kontroli regulacyjnej.
- (73) Jeżeli w dniu 3 września 2009 r. przedsiębiorstwo będące właścicielem systemu przesyłowego było częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, państwa członkowskie powinny mieć możliwość wyboru między rozdziałem własnościowym a utworzeniem operatora systemu lub operatora systemu przesyłowego niezależnego od interesów związanych z dostawami i wytwarzaniem.
- (74) W celu pełnego zabezpieczenia interesów wspólników lub akcjonariuszy przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo państwa członkowskie powinny mieć możliwość wyboru między wdrożeniem rozdziału własnościowego w drodze bezpośredniego zbycia lub też przez rozdzielenie udziałów lub akcji przedsiębiorstwa zintegrowanego na udziały lub akcje przedsiębiorstwa sieciowego oraz udziały lub akcje pozostałych przedsiębiorstw dostarczających i wytwarzających energię elektryczną, pod warunkiem że spełnione zostaną wymogi wynikające z rozdziału własnościowego.
- (75) Pełną skuteczność rozwiązania, jakim jest utworzenie niezależnego operatora systemu lub niezależnego operatora systemu przesyłowego, należy zapewnić przez szczegółowe zasady uzupełniające. Zasady dotyczące niezależnych operatorów systemów przesyłowych zapewniają właściwe ramy regulacyjne gwarantujące sprawiedliwą konkurencję, wystarczające inwestycje, dostęp nowych podmiotów wchodzących na rynek oraz integrację rynków energii elektrycznej. Skuteczny rozdział w oparciu o przepisy dotyczące niezależnych operatorów systemów przesyłowych powinien opierać się na zestawie środków natury organizacyjnej i środków dotyczących zarządzania operatorami systemów przesyłowych oraz na zestawie środków dotyczących inwestycji, przyłączania do sieci nowych zdolności produkcyjnych i integracji rynku przez współpracę regionalną. Niezależność operatorów systemów przesyłowych należy również zapewnić między innymi przez wprowadzenie okresów przejściowych, podczas których w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo nie prowadzi się działalności zarządczej ani innej odnośnej działalności umożliwiającej dostęp do takich samych informacji, jakie uzyskać może osoba na stanowisku kierowniczym.

- (76) Państwa członkowskie mają prawo zdecydować się na całkowity rozdział własnościowy na swoich terytoriach. Jeżeli państwo członkowskie skorzysta z tego prawa, przedsiębiorstwo nie ma prawa do utworzenia niezależnego operatora systemu ani niezależnego operatora systemu przesyłowego. Ponadto przedsiębiorstwo prowadzące jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw nie może bezpośrednio ani pośrednio sprawować kontroli lub wykonywać jakichkolwiek praw względem operatora systemu przesyłowego z państwa członkowskiego, które zdecydowało się na całkowity rozdział własnościowy.
- (77) Przy wdrażaniu skutecznego rozdziału należy przestrzegać zasady niedyskryminacji między sektorem publicznym i prywatnym. W tym celu ta sama osoba, samodzielnie lub wspólnie z innymi podmiotami, nie powinna móc sprawować kontroli ani wykonywać jakichkolwiek praw – z naruszeniem zasad rozdziału własnościowego lub rozwiązania, jakim jest utworzenie niezależnego operatora systemu – w odniesieniu do składu, głosowania lub decyzji organów zarówno operatorów systemów przesyłowych lub systemów przesyłowych, jak i organów wytwórcy lub dostawcy. W odniesieniu do rozdziału własnościowego oraz rozwiązania, jakim jest utworzenie niezależnego operatora systemu – pod warunkiem że dane państwo członkowskie jest w stanie wykazać, że odpowiednio wymogi zostały spełnione – dwa odrębne podmioty publiczne powinny móc kontrolować z jednej strony działalność w zakresie wytwarzania i dostaw, a z drugiej strony działalność przesyłową.
- (78) W pełni skuteczne oddzielenie działalności sieciowej i działalności w zakresie dostaw i wytwarzania powinno mieć zastosowanie w całej Unii zarówno wobec przedsiębiorstw z Unii, jak i tych spoza niej. W celu zapewnienia, aby działalność sieciowa oraz działalność w zakresie dostaw i wytwarzania w całej Unii były od siebie niezależne, organy regulacyjne powinny zostać uprawnione do odmowy przyznania certyfikacji operatorom systemów przesyłowych, którzy nie spełniają kryteriów rozdziału. Aby zapewnić konsekwentne stosowanie tych zasad na całym obszarze Unii, organy regulacyjne powinny w jak najwyższym stopniu uwzględniać opinie Komisji przy podejmowaniu decyzji w sprawie certyfikacji. Ponadto w celu zapewnienia przestrzegania zobowiązań międzynarodowych Unii oraz zapewnienia solidarności i bezpieczeństwa energetycznego w Unii Komisja powinna mieć prawo do wydawania opinii w sprawie certyfikacji w odniesieniu do właściciela systemu przesyłowego lub operatora systemu przesyłowego kontrolowanego przez osobę lub osoby z kraju trzeciego lub z krajów trzecich.
- (79) Procedury udzielania zezwoleń nie powinny prowadzić do obciążeń administracyjnych nieproporcjonalnych do wielkości i potencjalnego oddziaływania wytwórców. Nadmiernie powolne procedury wydawania zezwoleń mogą stanowić barierę dla dostępu nowych podmiotów wchodzących na rynek.
- (80) Jeżeli rynek wewnętrzny energii elektrycznej ma właściwie funkcjonować, organy regulacyjne powinny móc podejmować decyzje dotyczące wszelkich istotnych kwestii regulacyjnych oraz być w pełni niezależne od jakichkolwiek innych interesów publicznych lub prywatnych. Nie wyklucza to możliwości stosowania kontroli sądowej ani nadzoru parlamentarnego zgodnie z prawem konstytucyjnym państw członkowskich. Ponadto zatwierdzanie budżetu organu regulacyjnego przez krajowego prawodawcę nie stanowi przeszkody dla autonomii budżetowej. Przepisy dotyczące autonomii w wykonywaniu budżetu przyznanego organowi regulacyjnemu powinny być wdrożone w ramach określonych przez krajowe ustawy i zasady budżetowe. Przyczyniając się do niezależności organów regulacyjnych od wszelkich interesów politycznych lub gospodarczych przez odpowiedni system rotacji, państwa członkowskie powinny mieć możliwość należytego uwzględnienia dostępności zasobów ludzkich i wielkości zarządu.
- (81) Organ regulacyjny powinien móc ustalać lub zatwierdzać taryfy lub metody stosowane do kalkulacji taryf, w oparciu o propozycje operatora systemu przesyłowego lub operatorów systemów dystrybucyjnych lub w oparciu o propozycje uzgodnione między tymi operatorami i użytkownikami sieci. Wykonując te zadania organ regulacyjny powinien zapewnić, aby taryfy przesyłowe i dystrybucyjne były niedyskryminacyjne i odzwierciedlały koszty, a także powinny uwzględniać długoterminowe marginalne koszty sieci, których uniknięto dzięki zastosowaniu wytwarzania rozproszonego i środków zarządzania popytem.
- (82) Organ regulacyjny powinien ustalić lub zatwierdzić indywidualne taryfy sieciowe dla sieci przesyłowych i dystrybucyjnych lub metody. W każdym z tych przypadków należy zachować niezależność organów regulacyjnych przy ustalaniu taryf sieciowych zgodnie z art. 57 ust. 4 lit. b) ppkt (ii).
- (83) Organ regulacyjny powinien zapewniać, by operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych podejmowali stosowne działania służące zwiększeniu odporności i elastyczności ich sieci. W tym celu powinny one monitorować wyniki tych operatorów na podstawie takich wskaźników jak zdolność operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych do obsługi linii w warunkach dynamicznej obciążalności, rozwój zdalnego monitorowania i kontroli podstacji w czasie rzeczywistym, zmniejszanie strat sieciowych oraz częstotliwość i czas trwania przerw w zasilaniu.

- (84) Organy regulacyjne powinny być uprawnione do wydawania wiążących decyzji w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych oraz do nakładania skutecznych, proporcjonalnych i odstraszających sankcji na przedsiębiorstwa energetyczne, które nie wykonują swoich obowiązków lub do zaproponowania właściwemu sądowi nałożenia na nie takich sankcji. W tym celu organy regulacyjne powinny móc żądać stosownych informacji od przedsiębiorstw energetycznych, prowadzić odpowiednie i wyczerpujące postępowania wyjaśniające oraz rozstrzygać spory. Organom regulacyjnym należy również przyznać – niezależnie od stosowania zasad konkurencji – uprawnienia do podejmowania decyzji w sprawie stosownych środków zapewniających odbiorcom korzyści dzięki wspieraniu skutecznej konkurencji niezbędnej do właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- (85) Organy regulacyjne powinny prowadzić koordynację między sobą przy wykonywaniu zadań, w celu zapewnienia, aby Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (zwana dalej „ENTSO energii elektrycznej”), Europejska Organizacja Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (zwana dalej „organizacją OSD UE”) oraz regionalne centra koordynacyjne wykonywały obowiązki wynikające z ram regulacyjnych rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz decyzje Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), ustanowionej rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 (\*). W związku z rozszerzeniem obowiązków operacyjnych ENTSO energii elektrycznej, organizacji OSD UE i regionalnych centrów koordynacyjnych konieczne jest wzmocnienie nadzoru nad takimi podmiotami działającymi na poziomach unijnym lub regionalnym. Organy regulacyjne powinny konsultować się ze sobą i koordynować sprawowany przez nie nadzór, by wspólnie wskazywać sytuacje, w których ENTSO energii elektrycznej, organizacja OSD UE lub regionalne centra koordynacyjne nie wykonują swoich obowiązków.
- (86) Organom regulacyjnym należy również przyznać uprawnienia do przyczyniania się do zapewniania wysokich standardów w zakresie obowiązków dotyczących usługi powszechnej i obowiązków użyteczności publicznej w zgodzie z otwarciem rynku, a także do ochrony odbiorców wrażliwych i do pełnej skuteczności środków ochrony konsumentów. Przepisy te powinny pozostawać bez uszczerbku zarówno dla uprawnień Komisji w zakresie stosowania zasad konkurencji, w tym również badania operacji łączenia przedsiębiorstw o wymiarze unijnym, jak i dla zasad dotyczących rynku wewnętrznego, takich jak zasady dotyczące swobodnego przepływu kapitału. Niezależnym organem, do którego ma prawo odwołać się strona, której dotyczy decyzja organu regulacyjnego, może być sąd lub inny organ sądowy uprawniony do przeprowadzania kontroli sądowej.
- (87) Niniejsza dyrektywa oraz dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE<sup>(10)</sup> nie pozbawia państw członkowskich możliwości tworzenia i wydawania krajowej polityki energetycznej. Oznacza to, że stosownie do konstytucji danego państwa określanie politycznych ram, w jakich mają funkcjonować organy regulacyjne, na przykład w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw, może należeć do właściwości państwa członkowskiego. Niemniej jednak wydawane przez państwo członkowskie ogólne wytyczne dotyczące polityki energetycznej nie powinny naruszać niezależności ani samodzielności organów regulacyjnych.
- (88) Rozporządzenie (UE) 2019/943 stanowi, że Komisja przyjmuje wytyczne lub kodeksy sieci w celu osiągnięcia niezbędnego stopnia harmonizacji. Takie wytyczne i kodeksy sieci stanowią wiążące środki wykonawcze i są – w odniesieniu do niektórych przepisów niniejszej dyrektywy – użytecznymi narzędziami, które mogą być w razie konieczności szybko dostosowane.
- (89) Państwa członkowskie oraz Umawiające się Strony Traktatu o Wspólnocie Energetycznej<sup>(11)</sup> powinny ściśle współpracować we wszystkich kwestiach dotyczących rozwoju zintegrowanego obszaru handlu energią elektryczną i nie powinny wprowadzać środków, które zagrażają dalszej integracji rynków energii elektrycznej lub bezpieczeństwu państw członkowskich i Umawiających się Stron w zakresie dostaw energii.
- (90) Niniejszą dyrektywę należy odczytywać razem z rozporządzeniem (UE) 2019/943, w którym ustanawia się kluczowe zasady dotyczące nowej struktury rynku energii elektrycznej, umożliwiające lepsze wynagradzanie elastyczności oraz zapewniające odpowiednie sygnały cenowe i rozwój funkcjonujących zintegrowanych rynków krótkoterminowych. W rozporządzeniu (UE) 2019/943 określono również nowe zasady w różnych dziedzinach, obejmujących między innymi mechanizmy zdolności wytwórczych oraz współpracę między operatorami systemów przesyłowych.

(\*) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. (Zob. s. 22 niniejszego Dziennika Urzędowego).

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

(11) Dz.U. L 198 z 20.7.2006, s. 18.

- (91) Niniejsza dyrektywa nie narusza praw podstawowych i jest zgodna z zasadami uznanymi w szczególności w Karcie. W związku z tym niniejsza dyrektywa powinna być interpretowana i stosowana zgodnie z tymi prawami i zasadami, w szczególności z prawem do ochrony danych osobowych zagwarantowanym w art. 8 Karty. Zasadnicze znaczenie ma, aby jakiegokolwiek przetwarzanie danych osobowych na mocy niniejszej dyrektywy było zgodne z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 <sup>(12)</sup>.
- (92) W celu zapewnienia minimalnego stopnia harmonizacji koniecznego do osiągnięcia celu niniejszej dyrektywy należy przekazać Komisji uprawnienia do przyjmowania aktów zgodnie z art. 290 TFUE w odniesieniu do ustanowienia przepisów dotyczących zakresu obowiązków organów regulacyjnych w ramach współpracy wzajemnej oraz z ACER i określających szczegółowe zasady procedury zgodności z kodeksami sieci i wytycznymi. Szczególnie ważne jest, aby w czasie prac przygotowawczych Komisja prowadziła stosowne konsultacje, w tym na poziomie ekspertów, oraz aby konsultacje te prowadzone były zgodnie z zasadami określonymi w Porozumieniu międzyinstytucjonalnym z dnia 13 kwietnia 2016 r. <sup>(13)</sup> w sprawie lepszego stanowienia prawa. W szczególności, aby zapewnić Parlamentowi Europejskiemu i Radzie udział na równych zasadach w przygotowaniu aktów delegowanych, instytucje te otrzymują wszelkie dokumenty w tym samym czasie co eksperci państw członkowskich, a eksperci tych instytucji mogą systematycznie brać udział w posiedzeniach grup eksperckich Komisji zajmujących się przygotowaniem aktów delegowanych.
- (93) W celu zapewnienia jednolitych warunków wykonywania niniejszej dyrektywy należy powierzyć Komisji uprawnienia wykonawcze dla określenia wymogów interoperacyjności oraz niedyskryminacyjnych i przejrzystych procedur dostępu do danych pomiarowych, danych dotyczących zużycia, jak również danych wymaganych do zmiany dostawcy przez odbiorcę, odpowiedzi odbioru i innych usług. Uprawnienia te powinny być wykonywane zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011 <sup>(14)</sup>.
- (94) Jeżeli na podstawie niniejszej dyrektywy stosuje się odstępstwo na podstawie art. 66 ust. 3, 4 lub 5, powinno ono również obejmować wszystkie przepisy niniejszej dyrektywy, które mają charakter pomocniczy w stosunku do któregośkolwiek z przepisów, od których przyznano odstępstwo, lub które wymagają uprzedniego zastosowania tych przepisów.
- (95) Przepisy dyrektywy 2012/27/UE odnoszące się do rynków energii elektrycznej, takie jak przepisy dotyczące pomiarów i rozliczeń za energię elektryczną, odpowiedzi odbioru, priorytetowego przesyłu i dostępu do sieci dla wysokosprawnej kogeneracji są uaktualnione przepisami ustanowionymi w niniejszej dyrektywie i rozporządzeniu (UE) 2019/943. Należy zatem odpowiednio zmienić dyrektywę 2012/27/UE.
- (96) Ponieważ cel niniejszej dyrektywy, a mianowicie utworzenie w pełni funkcjonalnego rynku wewnętrznego energii elektrycznej, nie może zostać osiągnięty w sposób wystarczający przez państwa członkowskie, natomiast ze względu na jego rozmiary i skutki możliwe jest lepsze jego osiągnięcie na poziomie Unii, może ona podjąć działania zgodnie z zasadą pomocniczości określoną w art. 5 Traktatu o Unii Europejskiej. Zgodnie z zasadą proporcjonalności określoną w tym artykule niniejsza dyrektywa nie wykracza poza to, co jest konieczne dla osiągnięcia tego celu.
- (97) Zgodnie ze wspólną deklaracją polityczną z dnia 28 września 2011 r. państw członkowskich i Komisji dotyczącą dokumentów wyjaśniających <sup>(15)</sup> państwa członkowskie zobowiązały się do złożenia – w uzasadnionych przypadkach – wraz z powiadomieniem o środkach transpozycji co najmniej jednego dokumentu wyjaśniającego związku między elementami dyrektywy a odpowiadającymi im częściami krajowych instrumentów transpozycyjnych. W odniesieniu do niniejszej dyrektywy prawodawca uznaje przekazywanie takich dokumentów za uzasadnione.
- (98) Zobowiązanie do transpozycji niniejszej dyrektywy do prawa krajowego powinno być ograniczone do tych przepisów, które stanowią merytoryczną zmianę w porównaniu z dyrektywą 2009/72/WE. Zobowiązanie do transpozycji przepisów, które nie uległy zmianie, wynika z dyrektywy 2009/72/WE.
- (99) Niniejsza dyrektywa pozostaje bez uszczerbku dla zobowiązań państw członkowskich dotyczących terminów transpozycji do prawa krajowego i dnia rozpoczęcia stosowania dyrektywy 2009/72/WE, określonych w załączniku III,

<sup>(12)</sup> 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).

<sup>(13)</sup> Dz.U. L 123 z 12.5.2016, s. 1.

<sup>(14)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011 z dnia 16 lutego 2011 r. ustanawiające przepisy i zasady ogólne dotyczące trybu kontroli przez państwa członkowskie wykonywania uprawnień wykonawczych przez Komisję (Dz.U. L 55 z 28.2.2011, s. 13).

<sup>(15)</sup> Dz.U. C 369 z 17.12.2011, s. 14.

PRZYJMUJĄ NINIEJSZĄ DYREKTYWĘ:

## ROZDZIAŁ I

### PRZEDMIOT I DEFINICJE

#### Artykuł 1

#### Przedmiot

Niniejsza dyrektywa ustanawia wspólne zasady dotyczące wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, magazynowania energii i dostaw energii elektrycznej, wraz z przepisami dotyczącymi ochrony konsumentów, w celu stworzenia prawdziwie zintegrowanych, konkurencyjnych, ukierunkowanych na potrzeby konsumenta, elastycznych, uczciwych i przejrzystych rynków energii elektrycznej w Unii.

Opierając się na korzyściach płynących ze zintegrowanego rynku, w niniejszej dyrektywie dąży się do zapewnienia konsumentom przystępnych, przejrzystych cen i kosztów energii, wysokiego stopnia bezpieczeństwa dostaw i sprawnego przejścia na zrównoważony, niskoemisyjny system energetyczny. Ustanawia ona kluczowe zasady dotyczące organizacji i funkcjonowania unijnego sektora elektroenergetycznego, w szczególności zasady dotyczące wzmocnienia pozycji i ochrony konsumentów, otwartego dostępu do zintegrowanego rynku, dostępu stron trzecich do infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, wymogi dotyczące rozdziału, a także zasady dotyczące niezależności organów regulacyjnych w państwach członkowskich.

Niniejsza dyrektywa określa również tryb współpracy między państwami członkowskimi, organami regulacyjnymi i operatorami systemów przesyłowych służącej stworzeniu w pełni wzajemnie połączonego rynku wewnętrznego energii elektrycznej, zwiększającego integrację energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, wolną konkurencję oraz bezpieczeństwo dostaw.

#### Artykuł 2

#### Definicje

Na potrzeby niniejszej dyrektywy stosuje się następujące definicje:

- 1) „odbiorca” oznacza odbiorcę hurtowego lub odbiorcę końcowego energii elektrycznej;
- 2) „odbiorca hurtowy” oznacza osobę fizyczną lub prawną, która dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu jej odsprzedaży wewnątrz lub na zewnątrz systemu, w którym ta osoba działa;
- 3) „odbiorca końcowy” oznacza odbiorcę dokonującego zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby;
- 4) „odbiorca będący gospodarstwem domowym” oznacza odbiorcę dokonującego zakupu energii elektrycznej na potrzeby zużycia we własnym gospodarstwie domowym, z wyłączeniem działalności handlowej lub zawodowej;
- 5) „odbiorca niebędący gospodarstwem domowym” oznacza osobę fizyczną lub prawną dokonującą zakupu energii elektrycznej, która nie jest przeznaczona na użytek w jego własnym gospodarstwie domowym, w tym również wytwórców, odbiorców przemysłowych, małe i średnie przedsiębiorstwa, podmioty prowadzące działalność gospodarczą i odbiorców hurtowych;
- 6) „mikroprzedsiębiorstwo” oznacza przedsiębiorstwo zatrudniające mniej niż 10 osób, którego roczny obrót lub bilans roczny nie przekracza 2 mln EUR;
- 7) „małe przedsiębiorstwo” oznacza przedsiębiorstwo zatrudniające mniej niż 50 osób, którego roczny obrót lub bilans roczny nie przekracza 10 mln EUR;
- 8) „odbiorca aktywny” oznacza odbiorcę końcowego lub grupę działających wspólnie odbiorców końcowych, którzy zużywają lub magazynują energię elektryczną wytwarzaną na ich terenie o określonych granicach lub, jeżeli zezwala na to państwo członkowskie, na innym terenie, lub sprzedają wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną lub uczestniczą w systemach elastyczności lub efektywności energetycznej, pod warunkiem że działalność ta nie stanowi ich podstawowej działalności gospodarczej ani zawodowej;
- 9) „rynki energii elektrycznej” oznaczają rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i usługami pomocniczymi w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego;

- 10) „uczestnik rynku” oznacza uczestnika rynku zdefiniowanego w art. 2 pkt 25 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- 11) „obywatelska społeczność energetyczna” oznacza osobę prawną, która:
  - a) opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i która jest skutecznie kontrolowana przez członków lub udziałowców będących osobami fizycznymi, organami samorządowymi, w tym gminami, lub małymi przedsiębiorstwami;
  - b) ma za główny cel zapewnienie nie tyle zysków finansowych, co raczej środowiskowych, gospodarczych lub społecznych korzyści dla swoich członków lub udziałowców lub obszarów lokalnych, na których prowadzi ona działalność; oraz
  - c) może zajmować się wytwarzaniem, w tym ze źródeł odnawialnych, dystrybucją, dostawami, zużyciem, agregacją lub magazynowaniem energii, świadczeniem usług w zakresie efektywności energetycznej lub ładowania pojazdów elektrycznych lub świadczeniem innych usług energetycznych swoim członkom lub udziałowcom;
- 12) „dostawy” oznaczają sprzedaż, w tym również odsprzedaż, energii elektrycznej odbiorcom;
- 13) „umowa na dostawy energii elektrycznej” oznacza umowę na dostawy energii elektrycznej, ale nie obejmuje derywatów elektroenergetycznego;
- 14) „derywat elektroenergetyczny” oznacza instrument finansowy określony w pkt 5, 6 lub 7 sekcji C załącznika I do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE<sup>(16)</sup>, w przypadku gdy instrument ten odnosi się do energii elektrycznej;
- 15) „umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej” oznacza umowę na dostawy energii elektrycznej między dostawcą a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstęпах co najmniej równych częstotliwości rozliczeń na rynku;
- 16) „opłata za rozwiązanie umowy” oznacza opłatę lub karę nałożoną na odbiorców przez dostawców lub uczestników rynku zajmujących się agregacją za rozwiązanie umowy na dostawy energii elektrycznej lub o świadczenie usług;
- 17) „opłata związana ze zmianą dostawcy” oznacza opłatę lub karę za zmianę dostawcy lub uczestnika rynku zajmującego się agregacją, w tym opłatę za rozwiązanie umowy, nałożoną bezpośrednio lub pośrednio na odbiorców przez dostawców, uczestników rynku zajmujących się agregacją lub operatorów systemów;
- 18) „agregacja” oznacza funkcję wykonywaną przez osobę fizyczną lub prawną, która łączy wiele obciążeń po stronie odbiorców lub wytworzoną energię elektryczną do celów sprzedaży, zakupu lub wystawienia na aukcji na jakimkolwiek rynku energii elektrycznej;
- 19) „niezależny agregator” oznacza uczestnika rynku zajmującego się agregacją, który nie jest powiązany z dostawcą odbiorcy;
- 20) „odpowiedź odbioru” oznacza zmiany w obciążeniu elektrycznym przez odbiorców końcowych w stosunku do wzorca ich zwykłego lub bieżącego zużycia energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii elektrycznej lub premie, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, złożonej indywidualnie lub w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia zapotrzebowania po cenie obowiązującej na rynku zorganizowanym zdefiniowanym w art. 2 ust. 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014<sup>(17)</sup>;
- 21) „informacje o rozliczeniach” oznaczają wszelkie informacje podawane na rachunku odbiorcy końcowego niebędące wezwaniem do zapłaty;
- 22) „licznik konwencjonalny” oznacza licznik analogowy lub elektroniczny, który nie może zarazem przesyłać i odbierać danych;
- 23) „inteligentny system opomiarowania” oznacza system elektroniczny, za pomocą którego można mierzyć ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci lub zużycie energii elektrycznej, uzyskując więcej informacji niż w przypadku konwencjonalnego licznika, a także przesyłać i otrzymywać dane na potrzeby informowania, monitorowania i kontroli, przy wykorzystaniu łączności elektronicznej;

<sup>(16)</sup> 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).

<sup>(17)</sup> Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U. L 363 z 18.12.2014, s. 121).

- 24) „interoperacyjność” oznacza, w kontekście inteligentnego opomiarowania, zdolność co najmniej dwóch sieci, systemów, urządzeń, aplikacji lub elementów energetycznych bądź łączności do współpracy oraz do wymiany i wykorzystywania informacji w celu wykonywania wymaganych zadań;
- 25) „okres rozliczania niezbilansowania” oznacza okres rozliczania niezbilansowania zdefiniowany w art. 2 pkt 15 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- 26) „czas zbliżony do rzeczywistego” oznacza, w kontekście inteligentnego opomiarowania, krótki okres, zazwyczaj z dokładnością do sekund lub do okresu rozliczania niezbilansowania na rynku krajowym;
- 27) „najlepsze dostępne techniki” oznaczają, w kontekście ochrony i bezpieczeństwa danych w środowisku inteligentnego opomiarowania, najbardziej efektywne, zaawansowane i praktycznie przydatne techniki służące do zapewnienia, w zasadzie, podstawy do osiągnięcia zgodności z unijnymi przepisami w dziedzinie ochrony danych i bezpieczeństwa;
- 28) „dystrybucja” oznacza transport energii elektrycznej systemami dystrybucyjnymi wysokiego, średniego lub niskiego napięcia w celu dostarczenia jej do odbiorców, ale nie obejmuje dostaw;
- 29) „operator systemu dystrybucyjnego” oznacza osobę fizyczną lub prawną odpowiedzialną za eksploatację, zapewnienie utrzymania i, w razie konieczności, rozbudowę systemu dystrybucyjnego na danym obszarze, a także, w stosownych przypadkach, za jego wzajemne połączenia z innymi systemami oraz za zapewnianie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania w zakresie dystrybucji energii elektrycznej;
- 30) „efektywność energetyczna” oznacza stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii;
- 31) „energia ze źródeł odnawialnych” lub „energia odnawialna” oznacza energię z odnawialnych, niekopalnych źródeł, czyli energię wiatru, energię słoneczną (słoneczną termiczną i fotowoltaiczną) i energię geotermalną, energię z otoczenia, energię pływów i fal oraz inną energię oceanów, hydroenergię, biomasę, gaz składowiskowy, gaz z oczyszczalni ścieków i biogaz;
- 32) „wytwarzanie rozproszone” oznacza instalacje wytwórcze podłączone do systemu dystrybucyjnego;
- 33) „punkt ładowania” oznacza urządzenie, które umożliwia ładowanie jednego pojazdu elektrycznego na raz lub wymianę akumulatora jednego pojazdu elektrycznego na raz;
- 34) „przesył” oznacza transport energii elektrycznej przez wzajemnie połączony system najwyższego napięcia i wysokiego napięcia w celu dostarczenia jej do odbiorców końcowych lub do dystrybutorów, ale nie obejmuje dostaw;
- 35) „operator systemu przesyłowego” oznacza osobę fizyczną lub prawną odpowiedzialną za eksploatację, zapewnianie utrzymania i, w razie konieczności, rozbudowę systemu przesyłowego na danym obszarze, a także, w stosownych przypadkach, za jego wzajemne połączenia z innymi systemami oraz za zapewnianie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania w zakresie przesyłania energii elektrycznej;
- 36) „użytkownik systemu” oznacza osobę fizyczną lub prawną dostarczającą energię elektryczną do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego lub pobierającą ją z tych systemów;
- 37) „wytwarzanie” oznacza produkcję energii elektrycznej;
- 38) „wytwórca” oznacza osobę fizyczną lub prawną wytwarzającą energię elektryczną;
- 39) „połączenie wzajemne” oznacza urządzenie stosowane do łączenia systemów elektroenergetycznych;
- 40) „wzajemnie połączony system” oznacza kilka systemów przesyłowych i dystrybucyjnych połączonych ze sobą za pomocą jednego lub wielu połączeń wzajemnych;
- 41) „linia bezpośrednia” oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców;
- 42) „mały system wydzielony” oznacza system, który w 1996 r. osiągnął zużycie mniejsze niż 3 000 GWh i w którym mniej niż 5 % rocznego zużycia uzyskuje się przez wzajemne połączenie z innymi systemami;

- 43) „mały system połączony” oznacza system, który w 1996 r. osiągnął zużycie mniejsze niż 3 000 GWh i w którym więcej niż 5 % rocznego zużycia uzyskuje się przez wzajemne połączenie z innymi systemami;
- 44) „ograniczenie przesyłowe” oznacza ograniczenie przesyłowe zdefiniowane w art. 2 pkt 4 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- 45) „bilansowanie” oznacza bilansowanie zdefiniowane w art. 2 pkt 10 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- 46) „energia bilansująca” oznacza energię bilansującą zdefiniowaną w art. 2 pkt 11 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- 47) „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie” oznacza podmiot odpowiedzialny za bilansowanie zdefiniowany w art. 2 pkt 14 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- 48) „usługa pomocnicza” oznacza usługę niezbędną do działania systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, w tym usługi bilansujące i usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości, ale nie obejmuje zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;
- 49) „usługa pomocnicza niezależna od częstotliwości” oznacza usługę wykorzystywaną przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do regulacji napięcia w stanach ustalonych, szybkiego wstrzykiwania prądu biernego, zapewnienia inercji w celu zachowania stabilności sieci lokalnej, prądu zwarciego, zdolności do rozruchu autonomicznego oraz pracy wyspowej;
- 50) „regionalne centrum koordynacyjne” oznacza regionalne centrum koordynacyjne utworzone zgodnie z art. 35 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- 51) „w pełni zintegrowane elementy sieci” oznaczają elementy sieci zintegrowane z systemem przesyłowym lub dystrybucyjnym, w tym instalacje magazynowania, które są wykorzystywane wyłącznie do zapewniania bezpiecznej i niezawodnej eksploatacji systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, a nie do bilansowania ani zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;
- 52) „zintegrowane przedsiębiorstwo energetyczne” oznacza przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo lub przedsiębiorstwo zintegrowane poziomo;
- 53) „przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo” oznacza przedsiębiorstwo energetyczne lub grupę przedsiębiorstw energetycznych, w których ta sama osoba lub te same osoby są uprawnione, bezpośrednio lub pośrednio, do sprawowania kontroli, a dane przedsiębiorstwo lub grupa przedsiębiorstw prowadzi co najmniej jedną z następujących działalności: przesył lub dystrybucja, oraz co najmniej jedną z następujących działalności: wytwarzanie lub dostawy;
- 54) „przedsiębiorstwo zintegrowane poziomo” oznacza przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące co najmniej jedną z następujących działalności: wytwarzanie na sprzedaż, przesył, dystrybucja lub dostawy oraz inną działalność niezwiązaną z energią elektryczną;
- 55) „przedsiębiorstwo powiązane” oznacza jednostki powiązane zgodnie z definicją w art. 2 pkt 12 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/34/UE<sup>(18)</sup> oraz przedsiębiorstwa należące do tych samych wspólników lub akcjonariuszy;
- 56) „kontrola” oznacza prawa, umowy lub inne środki, które oddzielnie lub wspólnie i z uwzględnieniem okoliczności faktycznych lub prawnych dają możliwość wywierania decydującego wpływu na przedsiębiorstwo, w szczególności przez:
- a) własność lub prawo użytkowania całości lub części aktywów przedsiębiorstwa;
  - b) prawa lub umowy przysługujące decydujący wpływ na skład, głosowanie lub decyzje organów przedsiębiorstwa;
- 57) „przedsiębiorstwo energetyczne” oznacza osobę fizyczną lub prawną, która prowadzi przynajmniej jedną z następujących działalności: wytwarzanie, przesył, dystrybucja, agregacja, odpowiedź odbioru, magazynowanie energii, dostawy lub zakup energii elektrycznej, i która odpowiada za zadania handlowe, techniczne lub w zakresie utrzymania dotyczące tych rodzajów działalności, z wyłączeniem odbiorców końcowych;
- 58) „bezpieczeństwo” oznacza zarówno bezpieczeństwo dostaw i zaopatrzenia w energię elektryczną, jak i bezpieczeństwo techniczne;

<sup>(18)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/34/UE z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie rocznych sprawozdań finansowych, skonsolidowanych sprawozdań finansowych i powiązanych sprawozdań niektórych rodzajów jednostek, zmieniająca dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2006/43/WE oraz uchylająca dyrektywy Rady 78/660/EWG i 83/349/EWG (Dz.U. L 182 z 29.6.2013, s. 19).



- 59) „magazynowanie energii” oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;
- 60) „instalacja magazynowania energii” oznacza, w systemie energetycznym, instalację, w której ma miejsce magazynowanie energii.

## ROZDZIAŁ II

### OGÓLNE ZASADY ORGANIZACJI SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO

#### Artykuł 3

#### **Konkurencyjne, ukierunkowane na potrzeby konsumenta, elastyczne i działające na zasadzie niedyskryminacji rynki energii elektrycznej**

1. Państwa członkowskie zapewniają, by ich prawo krajowe nie utrudniało bezzasadnie transgranicznego handlu energią elektryczną, udziału konsumentów, w tym przez odpowiedź odbioru, inwestycji, w szczególności, w elastyczne wytwarzanie energii o zmiennej wydajności, magazynowania energii lub wdrażania elektromobilności lub realizacji nowych połączeń wzajemnych między państwami członkowskimi, oraz by ceny energii elektrycznej odzwierciedlały rzeczywisty poziom zapotrzebowania i dostaw.
2. Tworząc nowe połączenia wzajemne, państwa członkowskie uwzględniają cele dotyczące elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych określone w art. 4 lit. d) pkt 1 rozporządzenia (UE) 2018/1999.
3. Państwo członkowskie zapewnia, by na rynku wewnętrznym energii elektrycznej nie występowały nieuzasadnione przeszkody we wchodzeniu na rynek, opuszczaniu go oraz w funkcjonowaniu rynku, bez uszczerbku dla kompetencji, które państwa członkowskie zachowują w stosunku do państw trzecich.
4. Państwa członkowskie zapewniają jednakowe warunki funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, obejmujące przejrzyste, proporcjonalne i wolne od dyskryminacji przepisy, opłaty i zasady traktowania, w szczególności w odniesieniu do odpowiedzialności za bilansowanie, dostępu do rynków hurtowych, dostępu do danych, procesu zmiany dostawcy przez odbiorcę oraz systemów rozliczeń, a w stosownych przypadkach udzielania koncesji.
5. Państwa członkowskie zapewniają, aby uczestnicy rynku z państw trzecich działający na rynku wewnętrznym energii elektrycznej przestrzegali mającego zastosowanie prawa Unii i prawa krajowego, w tym dotyczących polityki ochrony środowiska i polityki bezpieczeństwa.

#### Artykuł 4

#### **Wolność wyboru dostawcy**

Państwa członkowskie zapewniają wszystkim odbiorcom wolność zakupu energii elektrycznej od wybranego przez nich dostawcy oraz zapewniają wszystkim odbiorcom swobodę zawarcia więcej niż jednej umowy na dostawy energii elektrycznej jednocześnie, pod warunkiem że utworzone są wymagane przyłączenia i punkty pomiarowe.

#### Artykuł 5

#### **Rynkowe ceny dostaw**

1. Dostawcom przysługuje swoboda w ustalaniu ceny, po jakiej dostarczają energię elektryczną odbiorcom. Państwa członkowskie podejmują odpowiednie działania w celu zapewnienia skutecznej konkurencji między dostawcami.
2. Państwa członkowskie zapewniają ochronę dotkniętych ubóstwem energetycznym i wrażliwych odbiorców będących gospodarstwami domowymi, zgodnie z art. 28 i 29, za pomocą polityki socjalnej lub środków innych niż interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej.
3. W drodze odstępstwa od ust. 1 i 2 państwa członkowskie mogą stosować interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej dla dotkniętych ubóstwem energetycznym lub wrażliwych odbiorców będących gospodarstwami domowymi. Takie interwencje publiczne muszą spełniać warunki określone w ust. 4 i 5.
4. Interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej:
  - a) muszą służyć ogólnemu interesowi gospodarczemu i nie mogą wykroczyć poza to, co jest konieczne do osiągnięcia ogólnego interesu gospodarczego;

- b) muszą być jasno określone, przejrzyste, wolne od dyskryminacji i możliwe do zweryfikowania;
- c) muszą gwarantować unijnym przedsiębiorstwom energetycznym dostęp do odbiorców na równych warunkach;
- d) muszą być ograniczone w czasie i proporcjonalne w odniesieniu do ich beneficjentów;
- e) nie mogą pociągać za sobą dodatkowych kosztów dyskryminujących uczestników rynku.

5. Każde państwo członkowskie, które stosuje interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej zgodnie z ust. 3 niniejszego artykułu przestrzega również art. 3 ust. 3 lit. d) i art. 24 rozporządzenia (UE) 2018/1999, niezależnie od tego, czy liczba gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym w tym państwie członkowskim jest znacząca.

6. W okresie przejściowym służącym wprowadzeniu skutecznej konkurencji między dostawcami w odniesieniu do umów na dostawy energii elektrycznej, a także aby osiągnąć w pełni skuteczne ustalanie cen detalicznych energii elektrycznej na zasadach rynkowych zgodnie z ust. 1, państwa członkowskie mogą stosować interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi oraz dla mikroprzedsiębiorstw, które nie korzystają z interwencji publicznych na mocy ust. 3.

7. Interwencje publiczne prowadzone zgodnie z ust. 6 muszą spełniać kryteria określone w ust. 4, a także:

- a) musi im towarzyszyć zestaw środków służących wprowadzeniu skutecznej konkurencji, a także metody oceny postępów w odniesieniu do tych środków;
- b) muszą być określone z wykorzystaniem metod zapewniających niedyskryminujące traktowanie dostawców;
- c) muszą ustalać cenę na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiającym rzeczywistą konkurencję cenową;
- d) muszą być opracowane tak, by minimalizować wszelki negatywny wpływ na hurtowy rynek energii elektrycznej;
- e) muszą zapewniać wszystkim beneficjentom takich interwencji publicznych możliwość wyboru konkurencyjnych ofert rynkowych i informowanie ich bezpośrednio, co najmniej raz na kwartał, o dostępności ofert i możliwości oszczędności na konkurencyjnym rynku, w szczególności o umowach z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, a także zapewniać pomoc przy przechodzeniu na ofertę rynkową;
- f) muszą zapewniać, by zgodnie z art. 19 i 21 wszyscy beneficjenci takich interwencji publicznych mieli prawo do tego, by zainstalowano u nich inteligentne liczniki bez dodatkowych opłat i by im taką instalację zaproponowano, a także by byli bezpośrednio informowani o możliwości instalacji inteligentnych liczników i otrzymywali niezbędną pomoc w tym zakresie;
- g) nie mogą prowadzić do bezpośredniego subsydiowania skrośnego między odbiorcami zaopatrywanymi po cenach wolnorynkowych a odbiorcami zaopatrywanymi po cenach regulowanych.

8. Państwa członkowskie powiadamiają Komisję o środkach przyjętych zgodnie z ust. 3 i 6 w ciągu miesiąca od ich przyjęcia i mogą niezwłocznie je zastosować. Do powiadomienia dołącza się wyjaśnienie, dlaczego zakładanego celu nie można osiągnąć w wystarczającym stopniu za pomocą innych instrumentów, jak zapewniono zgodność z wymogami określonymi w ust. 4 i 7 i jaki jest wpływ zgłoszonych środków na konkurencję. W powiadomieniu opisuje się zakres beneficjentów, czas trwania środków i liczbę odbiorców będących gospodarstwami domowymi, których dotyczy dany środek, oraz wyjaśnia się, jak ustalono cenę regulowaną.

9. Do dnia 1 stycznia 2022 r. i dnia 1 stycznia 2025 r. państwa członkowskie przedłożą Komisji sprawozdania dotyczące stosowania niniejszego artykułu, konieczności i proporcjonalności interwencji publicznych na podstawie niniejszego artykułu oraz oceny postępów we wprowadzaniu skutecznej konkurencji między dostawcami i w przechodzeniu na ceny rynkowe. Państwa członkowskie, które stosują ceny regulowane zgodnie z ust. 6, składają sprawozdania dotyczące spełnienia warunków określonych w ust. 7, w tym wykonywania przez dostawców obowiązku stosowania takich interwencji oraz wpływu cen regulowanych na sytuację finansową tych dostawców.

10. Do dnia 31 grudnia 2025 r. Komisja przeprowadzi przegląd i przedstawi Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie na temat stosowania niniejszego artykułu w celu osiągnięcia rynkowych cen detalicznych energii elektrycznej, któremu w stosownych przypadkach będzie towarzyszyć lub po którym zostanie opublikowany wniosek ustawodawczy. Wniosek ten może określać datę zakończenia stosowania cen regulowanych.

## Artykuł 6

**Dostęp stron trzecich**

1. Państwa członkowskie zapewniają wdrożenie systemu dostępu stron trzecich do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego na podstawie opublikowanych taryf, mających zastosowanie do wszystkich odbiorców oraz stosowanych obiektywnie i bez dyskryminacji między użytkownikami systemu. Państwa członkowskie zapewniają, aby te taryfy lub metody stosowane do ich kalkulacji były zatwierdzane zgodnie z art. 59 przed ich wejściem w życie, a także zapewniają publikację tych taryf oraz metod – jeżeli zatwierdzane są tylko metody – przed ich wejściem w życie.
2. Operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego może odmówić dostępu, jeżeli nie dysponuje niezbędną zdolnością. Odmowę uzasadnia się należy, w szczególności z uwzględnieniem art. 9, na podstawie obiektywnych oraz uzasadnionych technicznie i gospodarczo kryteriów. Państwa członkowskie lub – jeżeli państwa członkowskie tak postanowią – organy regulacyjne tych państw członkowskich zapewniają, aby kryteria te były spójnie stosowane i aby użytkownik systemu, któremu odmówiono dostępu, mógł skorzystać z procedury rozstrzygania sporów. Organ regulacyjny zapewnia również, w stosownych przypadkach i gdy ma miejsce odmowa dostępu, aby operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego dostarczał stosownych informacji o środkach, jakie byłyby konieczne do usprawnienia sieci. Informacje takie dostarcza się we wszystkich przypadkach odmowy dostępu dla punktów ładowania. Na stronę występującą o takie informacje można nałożyć uzasadnioną opłatę odzwierciedlającą koszt ich dostarczenia.
3. Niniejszy artykuł stosuje się także do obywatelskich społeczności energetycznych, które zarządzają sieciami dystrybucyjnymi.

## Artykuł 7

**Linie bezpośrednie**

1. Państwa członkowskie przyjmują niezbędne środki, aby umożliwić:
  - a) wszystkim wytwórcom i przedsiębiorstwom dostarczającym energię elektryczną na ich terytorium zaopatrywanie linią bezpośrednią ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców, bez poddawania ich nieproporcjonalnym procedurom administracyjnym lub nakładania nieproporcjonalnych kosztów;
  - b) zaopatrywanie, indywidualnie lub wspólnie, linią bezpośrednią wszystkich odbiorców na ich terytorium przez wytwórców i przedsiębiorstwa dostarczające energię elektryczną.
2. Państwa członkowskie określają kryteria dotyczące przyznawania zezwoleń na budowę linii bezpośrednich na ich terytorium. Kryteria te muszą być obiektywne i niedyskryminacyjne.
3. Możliwość dostawy energii elektrycznej linią bezpośrednią, o której mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, nie wpływa na możliwość zawierania umów na dostawy energii elektrycznej zgodnie z art. 6.
4. Państwa członkowskie mogą uzależnić wydanie zezwolenia na budowę linii bezpośredniej od odmowy dostępu do sieci, w stosownym przypadku na podstawie art. 6, lub od wszczęcia procedury rozstrzygania sporów zgodnie z art. 60.
5. Państwa członkowskie mogą odmówić udzielenia zezwolenia na linię bezpośrednią, jeśli udzielenie takiego zezwolenia naruszyłoby stosowanie przepisów dotyczących obowiązków użyteczności publicznej, o których mowa w art. 9. Odmowa musi być należyście uzasadniona.

## Artykuł 8

**Procedura udzielania zezwoleń na nowe zdolności**

1. W odniesieniu do budowy nowych zdolności wytwórczych państwa członkowskie przyjmują procedurę udzielania zezwoleń, która opiera się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach.
2. Państwa członkowskie określają kryteria udzielania zezwoleń na budowę zdolności wytwórczych na swoim terytorium. Określając odpowiednie kryteria, państwa członkowskie biorą pod uwagę:
  - a) bezpieczeństwo i ochronę systemu elektroenergetycznego, instalacji i związanych z nimi urządzeń;
  - b) ochronę zdrowia i bezpieczeństwa publicznego;
  - c) ochronę środowiska;

- d) zagospodarowanie terenu i warunki lokalizacji;
- e) wykorzystanie terenów publicznych;
- f) efektywność energetyczną;
- g) charakter źródeł energii pierwotnej;
- h) szczególne cechy wnioskodawcy, takie jak możliwości techniczne, ekonomiczne i finansowe;
- i) zgodność ze środkami przyjętymi zgodnie z art. 9;
- j) wkład zdolności wytwórczych w osiągnięcie ogólnego celu Unii zakładającego co najmniej 32 % udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii w 2030 r., o którym mowa w art. 3 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 <sup>(19)</sup>;
- k) wkład zdolności wytwórczych w redukcję emisji; oraz
- l) rozwiązania alternatywne dla budowy nowych zdolności wytwórczych, takich jak rozwiązania w dziedzinie odpowiedzi odbioru i magazynowania energii.

3. Państwa członkowskie zapewniają istnienie specjalnych, uproszczonych i usprawnionych procedur udzielania zezwoleń na małe wytwarzanie zdecentralizowane lub rozproszone, które uwzględniają ich ograniczoną wielkość i potencjalne oddziaływanie.

Państwa członkowskie mogą określić wytyczne dotyczące tej szczególnej procedury udzielania zezwoleń. Organy regulacyjne lub inne właściwe organy krajowe, w tym organy planowania, dokonują przeglądu tych wytycznych i mogą zalecać wprowadzenie w nich zmian.

Jeżeli państwa członkowskie określiły szczególne procedury wydawania pozwoleń na zagospodarowanie terenu, mające zastosowanie do istotnych nowych projektów infrastruktury zdolności wytwórczych, państwa członkowskie w stosownych przypadkach włączają budowę nowych zdolności wytwórczych w zakres tych procedur i wdrażają je w sposób niedyskryminujący i w odpowiednich ramach czasowych.

4. Procedury i kryteria udzielania zezwoleń podawane są do wiadomości publicznej. Wnioskodawcy są informowani o przyczynach każdej odmowy przyznania zezwolenia. Przyczyny te muszą być obiektywne, niedyskryminacyjne, uzasadnione i należyście umotywowane. Wnioskodawcom przysługuje możliwość skorzystania z procedur odwoławczych.

#### Artykuł 9

### Obowiązki użyteczności publicznej

1. Bez uszczerbku dla ust. 2 państwa członkowskie, na podstawie swojej struktury organizacyjnej i z należyтым uwzględnieniem zasady pomocniczości, zapewniają, aby przedsiębiorstwa energetyczne działały zgodnie z zasadami niniejszej dyrektywy, co ma na celu stworzenie konkurencyjnego, bezpiecznego i zrównoważonego pod względem środowiskowym rynku energii elektrycznej, oraz nie dyskryminują tych przedsiębiorstw w odniesieniu do ich praw lub obowiązków.

2. W pełni uwzględniając odpowiednie postanowienia TFUE, w szczególności art. 106, państwa członkowskie mogą w ogólnym interesie gospodarczym nałożyć na przedsiębiorstwa działające w sektorze elektroenergetycznym obowiązki użyteczności publicznej, które mogą odnosić się do bezpieczeństwa, w tym również do bezpieczeństwa dostaw, regularności, jakości i ceny dostaw, a także ochrony środowiska, w tym również do efektywności energetycznej, energii ze źródeł odnawialnych i ochrony klimatu. Takie obowiązki muszą być jasno określone, przejrzyste, niedyskryminacyjne, weryfikowalne i gwarantować przedsiębiorstwom energetycznym w Unii równość dostępu do konsumentów krajowych. Obowiązki użyteczności publicznej dotyczące ustalania cen za dostawy energii elektrycznej muszą spełniać wymagania określone w art. 5 niniejszej dyrektywy.

3. Jeżeli za wypełnienie obowiązków określonych w ust. 2 niniejszego artykułu lub za świadczenie usługi powszechnej określonej w art. 27 przewidziano przyznawanie przez państwo członkowskie rekompensat finansowych, innych form rekompensaty oraz praw wyłącznych, odbywa się to w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny.

4. Wdrażając niniejszą dyrektywę, państwa członkowskie informują Komisję o wszystkich środkach przyjętych w celu spełniania obowiązku usługi powszechnej i obowiązku użyteczności publicznej, w tym również ochrony konsumentów i ochrony środowiska, a także o ich możliwym wpływie na konkurencję krajową i międzynarodową oraz o tym, czy takie środki wymagają odstępstwa od niniejszej dyrektywy. Państwa członkowskie powiadamiają następnie Komisję co dwa lata o wszelkich zmianach takich środków niezależnie od tego, czy wymagają one odstępstwa od niniejszej dyrektywy, czy też nie.

<sup>(19)</sup> 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).

5. Państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o niestosowaniu art. 6, 7 i 8 niniejszej dyrektywy w zakresie, w jakim ich stosowanie stanowiłoby prawną lub faktyczną przeszkodę w wykonywaniu obowiązków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w ogólnym interesie gospodarczym, w zakresie, w jakim nie wpłynie to na rozwój handlu w stopniu sprzecznym z interesami Unii. Interesy Unii obejmują między innymi konkurencję w odniesieniu do odbiorców zgodnie z art. 106 TFUE i z niniejszą dyrektywą.

### ROZDZIAŁ III

## WZMOCNIENIE POZYCJI I OCHRONA KONSUMENTA

### Artykuł 10

#### Podstawowe prawa wynikające z umowy

1. Państwa członkowskie zapewniają wszystkim odbiorcom końcowym prawo do zakupu energii elektrycznej od dostawcy, z zastrzeżeniem jego zgody, niezależnie od tego, w jakim państwie członkowskim dostawca jest zarejestrowany, pod warunkiem że dostawca ten stosuje się do mających zastosowanie zasad dotyczących handlu i bilansowania. W związku z tym państwa członkowskie przyjmują wszystkie środki niezbędne do zapewnienia, aby w procedurach administracyjnych nie dyskryminować dostawców zarejestrowanych już w innym państwie członkowskim.

2. Bez uszczerbku dla unijnych zasad dotyczących ochrony konsumentów, w szczególności dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/83/UE<sup>(20)</sup> oraz dyrektywy Rady 93/13/EWG<sup>(21)</sup>, państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy końcowi posiadali prawa przewidziane w ust. 3–12 niniejszego artykułu:

3. Odbiorcy końcowi mają prawo do zawierania z dostawcą umowy, która określa:

- a) nazwę i adres dostawcy;
- b) świadczone usługi, oferowany poziom jakości usługi, jak również termin przyłączenia;
- c) rodzaje oferowanych usług w zakresie utrzymania;
- d) sposoby uzyskiwania aktualnych informacji na temat wszystkich mających zastosowanie taryf, opłat za utrzymanie oraz wiązanych produktów lub usług;
- e) okres obowiązywania umowy, warunki przedłużania oraz rozwiązania umowy i zakończenia świadczenia usług, w tym w odniesieniu do produktów lub usług wiązanych z tymi usługami, a także czy dozwolone jest rozwiązanie umowy bez opłat;
- f) wszelkie ustalenia dotyczące rekompensat i zwrotu opłat, które mają zastosowanie w przypadku niespełnienia standardów jakości usług zagwarantowanych w umowie, włącznie z niepoprawnym lub opóźnionym rozliczeniem;
- g) metodę wszczynania procedur pozasądowego rozstrzygnięcia sporów zgodnie z art. 26;
- h) informacje dotyczące praw konsumenta, w tym informacje dotyczące rozpatrywania skarg oraz wszystkie informacje, o których mowa w niniejszym ustępie, przekazywane w sposób przejrzysty na rachunku lub na stronie internetowej przedsiębiorstwa energetycznego.

Warunki umów muszą być uczciwe i znane z góry. W każdym przypadku informacje te muszą zostać dostarczone przed zawarciem lub potwierdzeniem umowy. W przypadku gdy umowy są zawierane przez pośredników, informacje dotyczące kwestii wymienionych w niniejszym ustępie dostarczane są także przed zawarciem umowy.

Odbiorcy końcowi otrzymują streszczenie kluczowych warunków umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zredagowane prostym językiem.

4. Odbiorcy końcowi otrzymują stosowne zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy oraz są informowani o prawie do rozwiązania umowy za wypowiedzeniem. Dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych, w przejrzysty i zrozumiały sposób, o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach

<sup>(20)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/83/UE z dnia 25 października 2011 r. w sprawie praw konsumentów, zmieniająca dyrektywę Rady 93/13/EWG i dyrektywę 1999/44/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz uchylająca dyrektywę Rady 85/577/EWG i dyrektywę 97/7/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U. L 304 z 22.11.2011, s. 64).

<sup>(21)</sup> Dyrektywa Rady 93/13/EWG z dnia 5 kwietnia 1993 r. w sprawie nieuczciwych warunków w umowach konsumenckich (Dz.U. L 95 z 21.4.1993, s. 29).

i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w przejrzysty i zrozumiały sposób, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. Państwa członkowskie zapewniają odbiorcom końcowym prawo do rozwiązania umowy, jeżeli nie akceptują oni nowych warunków umownych lub dostosowań cen dostaw, o których zawiadomił ich dostawca.

5. Dostawcy dostarczają odbiorcom końcowym przejrzyste informacje o mających zastosowanie cenach i taryfach oraz o standardowych warunkach dotyczących dostępu do usług i korzystania z usług elektroenergetycznych.

6. Dostawcy oferują odbiorcom końcowym szeroki wybór metod płatności. Takie metody płatności nie mogą w nieuzasadniony sposób różnicować odbiorców. Wszelkie różnice dotyczące opłat związanych z metodami płatności lub systemów przedpłat muszą być obiektywne, niedyskryminacyjne i proporcjonalne oraz nie mogą przekraczać kosztów bezpośrednich ponoszonych przez odbiorcę płatności z tytułu korzystania z określonej metody płatności lub systemu przedpłat, zgodnie z art. 62 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2366 <sup>(22)</sup>.

7. Zgodnie z ust. 6 odbiorcy będący gospodarstwami domowymi, którzy mają dostęp do systemów przedpłat, nie mogą być stawiani w niekorzystnej sytuacji z tego powodu.

8. Dostawcy oferują odbiorcom końcowym sprawiedliwe i przejrzyste warunki ogólne, które muszą być przedstawione jasnym i jednoznacznym językiem i nie mogą zawierać pozaumownych barier dla korzystania z praw odbiorców, takich jak nadmierna dokumentacja umów. Odbiorcy muszą być chronieni przed nieuczciwymi lub wprowadzającymi w błąd metodami sprzedaży.

9. Odbiorcy końcowi mają prawo do dobrej jakości usługi oraz do rozpatrywania skarg przez ich dostawców. Dostawcy muszą rozpatrywać skargi w prosty, sprawiedliwy i szybki sposób.

10. Odbiorcy końcowi mający dostęp do usługi powszechnej zgodnie z przepisami przyjętymi przez państwa członkowskie na podstawie art. 27 muszą być informowani o przysługujących im prawach dotyczących usługi powszechnej.

11. Dostawcy dostarczają odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi adekwatne informacje dotyczące rozwiązań alternatywnych w stosunku do odłączenia z odpowiednim wyprzedzeniem przed planowanym odłączeniem. Takie rozwiązania alternatywne mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia odłączenia, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub moratorium na odłączanie energii elektrycznej i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców, którym grozi odłączenie.

12. Dostawcy dostarczają odbiorcom końcowym bilans zamknięcia konta po jakiegokolwiek zmianie dostawcy nie później niż w terminie sześciu tygodni po nastąpieniu takiej zmiany.

## Artykuł 11

### Prawo do umowy z cenami dynamicznymi energii elektrycznej

1. Państwa członkowskie zapewniają, aby krajowe ramy regulacyjne umożliwiały dostawcom oferowanie umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi, którzy mają zainstalowany inteligentny licznik, mogli zwrócić się do co najmniej jednego dostawcy i każdego dostawcy, który ma ponad 200 tysięcy odbiorców końcowych, o zawarcie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej.

2. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy końcowi otrzymali od dostawców pełne informacje na temat korzyści, kosztów i ryzyka związanych z takimi umowami z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, a także by dostawcy byli zobowiązani do udzielania odbiorcom końcowym takich informacji, w tym w odniesieniu do konieczności instalacji odpowiedniego licznika energii elektrycznej. Organy regulacyjne monitorują zmiany sytuacji na rynku i oceniają ryzyko, jakie powodować mogą nowe produkty i usługi, a także walczą z nadużyciami.

3. Dostawcy muszą otrzymać zgodę każdego odbiorcy końcowego przed przejściem tego odbiorcy na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.

<sup>(22)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2366 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie usług płatniczych w ramach rynku wewnętrznego, zmieniająca dyrektywy 2002/65/WE, 2009/110/WE, 2013/36/UE i rozporządzenie (UE) nr 1093/2010 oraz uchylająca dyrektywę 2007/64/WE (Dz.U. L 337 z 23.12.2015, s. 35).

4. Przez okres co najmniej dziesięciu lat od udostępnienia umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej państwa członkowskie lub ich organy regulacyjne monitorują główne kierunki rozwoju takich umów, w tym oferty rynkowe, wpływ na rachunki konsumentów, a szczególnie stopień zmienności cen, oraz publikują co roku sprawozdania dotyczące tych kwestii.

#### Artykuł 12

### Prawo do zmiany dostawcy oraz przepisy dotyczące opłat związanych ze zmianą dostawcy

1. Zmianę dostawcy lub uczestnika rynku zajmującego się agregacją przeprowadza się w jak najkrótszym czasie. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorca chcący zmienić dostawców lub uczestników rynku zajmujących się agregacją był uprawniony, z poszanowaniem warunków umowy, do takiej zmiany w terminie nie dłuższym niż trzy tygodnie od wystąpienia z takim żądaniem. Najpóźniej do 2026 r. techniczny proces zmiany dostawców nie może trwać dłużej niż 24 godziny, a jego przeprowadzenie musi być możliwy każdego dnia roboczego.
2. Państwa członkowskie zapewniają nieobciążanie przynajmniej odbiorców będących gospodarstwami domowymi i małych przedsiębiorstw opłatami związanymi ze zmianą dostawcy.
3. W drodze odstępstwa od ust. 2 państwa członkowskie mogą zezwolić dostawcom lub uczestnikom rynku zajmującym się agregacją na pobieranie od odbiorców opłat za rozwiązanie umowy, jeżeli ci odbiorcy z własnej woli przed terminem wygaśnięcia rozwiązują zawarte na czas określony umowy na dostawy energii elektrycznej po stałej cenie, pod warunkiem że takie opłaty zapisano w umowie, którą odbiorca zawarł dobrowolnie, a informacje o tych opłatach przekazano odbiorcom w sposób przejrzysty przed zawarciem umowy. Wysokość takich opłat musi być współmierna i nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie ponosi dostawca lub uczestnik rynku zajmujący się agregacją w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę, obejmujących koszty wszelkich wiązanych inwestycji lub usług już wykonanych na rzecz odbiorcy w ramach umowy. Ciężar udowodnienia bezpośredniej straty ekonomicznej spoczywa na dostawcy lub uczestniku rynku zajmującym się agregacją, a dopuszczalność opłat za rozwiązanie umowy monitoruje organ regulacyjny lub inny właściwy organ krajowy.
4. Państwa członkowskie zapewniają, by prawo do zmiany dostawcy lub uczestników rynku zajmujących się agregacją przyznawano odbiorcom w sposób niedyskryminacyjny w odniesieniu do kosztów, wysiłku i czasu.
5. Odbiorcy będący gospodarstwami domowymi mają prawo uczestniczyć w systemach zbiorowej zmiany dostawcy. Państwa członkowskie usuwają wszelkie bariery regulacyjne lub administracyjne utrudniające zbiorową zmianę dostawcy i tworzą ramy zapewniające konsumentom maksymalną ochronę przed wszelkimi nadużyciami.

#### Artykuł 13

### Umowa w zakresie agregacji

1. Państwa członkowskie zapewniają, by wszyscy odbiorcy mieli swobodę zakupu i sprzedaży usług elektroenergetycznych, w tym agregacji, innych niż dostawy, niezależnie od ich umowy na dostawy energii elektrycznej, od wybranego przez nich przedsiębiorstwa energetycznego.
2. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorca końcowy, który chce zawrzeć umowę w zakresie agregacji, był do tego uprawniony bez zgody przedsiębiorstw energetycznych tego odbiorcy końcowego.

Państwa członkowskie zapewniają, by uczestnicy rynku zajmujący się agregacją przekazywali odbiorcom pełne informacje na temat warunków oferowanych im umów.

3. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy końcowi byli uprawnieni do bezpłatnego otrzymywania na żądanie, co najmniej raz w każdym okresie rozliczeniowym, wszystkich istotnych danych dotyczących odpowiedzi odbioru lub danych dotyczących dostarczonej i sprzedanej energii elektrycznej.
4. Państwa członkowskie zapewniają przyznawanie odbiorcom końcowym praw, o których mowa w ust. 2 i 3, w sposób niedyskryminacyjny pod względem kosztów, wysiłku lub czasu. Państwa członkowskie zapewniają, w szczególności, by odbiorcy nie byli objęci dyskryminacyjnymi wymogami technicznymi i administracyjnymi, procedurami ani opłatami nakładanymi przez dostawcę z powodu zawarcia umowy z uczestnikiem rynku zajmującym się agregacją.

## Artykuł 14

### Narzędzia porównywania ofert

1. Państwa członkowskie zapewniają, aby przynajmniej odbiorcy będący gospodarstwami domowymi i mikroprzedsiębiorstwa o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh mieli nieodpłatny dostęp do co najmniej jednego narzędzia porównywania ofert dostawców, w tym ofert dotyczących zawarcia umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Odbiorcy są informowani o dostępności takich narzędzi na rachunkach lub wraz z rachunkami, lub w inny sposób. Narzędzia te spełniają co najmniej następujące wymogi:

- a) są niezależne od uczestników rynku i zapewniają równe traktowanie przedsiębiorstw energetycznych w wynikach wyszukiwania;
- b) zawierają jasną i widoczną informację o właścicielach narzędzia i o osobie fizycznej lub prawnej obsługującej i kontrolującej te narzędzia, oraz informację o tym, jak te narzędzia są finansowane;
- c) określają i prezentują jasne i obiektywne kryteria porównania, łącznie z usługami;
- d) są sformułowane jasnym i jednoznacznym językiem;
- e) dostarczają dokładne i aktualne informacje oraz zawierają informację o dacie ostatniej aktualizacji;
- f) są dostępne dla osób niepełnosprawnych poprzez ich czytelność, funkcjonalność, zrozumiałość i solidność;
- g) zapewniają skuteczną procedurę umożliwiającą zgłaszanie nieprawidłowych informacji o opublikowanych ofertach; oraz
- h) dokonując porównań, ograniczają zakres wymaganych danych osobowych do tych, które są absolutnie konieczne do przeprowadzenia porównania.

Państwa członkowskie zapewniają, by przynajmniej jedno narzędzie obejmowało cały rynek. W przypadku gdy rynek jest objęty przez kilka narzędzi, narzędzia te uwzględniają jak najpełniejszy zakres ofert dotyczących energii elektrycznej obejmujących znaczną część rynku, a jeżeli narzędzia te nie obejmują całości rynku, informują o tym jasno przed wyświetleniem wyników.

2. Operatorami narzędzi, o których mowa w ust. 1, mogą być dowolne podmioty, w tym spółki prywatne i organy lub jednostki publiczne.

3. Państwa członkowskie wyznaczają właściwy organ odpowiedzialny za wydawanie znaków zaufania narzędziom porównywania ofert, które spełniają wymogi wymienione w ust. 1, oraz za zapewnianie, by narzędzia porównywania ofert opatrzone znakiem zaufania pozostawały zgodne z wymogami określonymi w ust. 1. Organ ten musi być niezależny od wszelkich uczestników rynku i operatorów narzędzi porównywania ofert.

4. Państwa członkowskie mogą wprowadzić wymóg, by narzędzia, o których mowa w ust. 1, obejmowały kryteria porównawcze odnoszące się do charakteru usług oferowanych przez dostawców.

5. W odniesieniu do każdego narzędzia porównywania ofert uczestników rynku można ubiegać się o znak zaufania zgodnie z niniejszym artykułem na zasadzie dobrowolności i niedyskryminacji.

6. W drodze odstępstwa od ust. 3 i 5 państwa członkowskie mogą postanowić, że nie wprowadzą systemu wydawania znaków zaufania w odniesieniu do narzędzi porównywania ofert, jeżeli urząd lub organ publiczny oferuje narzędzie porównywania ofert spełniające wymogi określone w ust. 1.

## Artykuł 15

### Odbiorcy aktywni

1. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy końcowi byli uprawnieni do działania w charakterze odbiorców aktywnych i nie podlegali przy tym niewspółmiernym lub dyskryminującym wymogom technicznym, wymogom administracyjnym, procedurom i opłatom ani nieodzwoiercedlającym kosztów opłatom sieciowym.

2. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy aktywni:

- a) byli uprawnieni do prowadzenia działalności we własnym zakresie lub za pośrednictwem agregacji;
- b) byli uprawnieni do sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej we własnym zakresie, w tym za pośrednictwem umów zakupu energii;



- c) byli uprawnieni do udziału w systemach elastyczności i systemach efektywności energetycznej;
  - d) byli uprawnieni do oddelegowania stronie trzeciej zarządzania instalacjami wymaganymi do ich działalności, co obejmuje instalowanie, eksploatację, obsługę danych i utrzymanie, przy czym tej strony trzeciej nie uznaje się za odbiorcę aktywnego;
  - e) ponosili opłaty sieciowe odzwierciedlające koszty, przejrzyste i wolne od dyskryminacji, z osobnym rozliczeniem energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, zgodnie z art. 59 ust. 9 niniejszej dyrektywy oraz art. 18 rozporządzenia (UE) 2019/943, zapewniające, by odbiorcy aktywni w odpowiedni i wyważony sposób uczestniczyli w ogólnym podziale kosztów systemu;
  - f) ponosili odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powodują w systemie elektroenergetycznym; w tym zakresie są oni podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie lub delegują swoją odpowiedzialność za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943.
3. Państwa członkowskie mogą mieć w swoim prawie krajowym różne przepisy mające zastosowanie do odbiorców aktywnych działających indywidualnie lubi wspólnie, pod warunkiem że prawa i obowiązki określone w niniejszym artykule mają zastosowanie do wszystkich odbiorców aktywnych. Jakiegokolwiek odmiennie traktowanie wspólnie działających odbiorców aktywnych musi być proporcjonalne i należycie uzasadnione.
4. Państwa członkowskie, w których istniejące systemy nie umożliwiają osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, nie przyznają nowych praw w tych systemach na okres po 31 grudnia 2023 r. W każdym przypadku wszyscy odbiorcy objęci istniejącymi systemami muszą mieć w każdej chwili możliwość wyboru nowego systemu, który rozlicza oddzielnie energię elektryczną wprowadzaną do sieci i zużywaną energię elektryczną z sieci jako podstawę obliczania opłat sieciowych.
5. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy aktywni będący właścicielami instalacji magazynowania energii:
- a) mieli prawo do przyłączenia do sieci w rozsądnym terminie po złożeniu wniosku, pod warunkiem że spełnione są wszystkie niezbędne warunki, takie jak odpowiedzialność za bilansowanie i odpowiedni system opomiarowania;
  - b) nie podlegali podwójnym opłatom, w tym opłatom sieciowym, za magazynowaną energię elektryczną pozostającą w ich obiekcie lub w przypadku świadczenia usług elastyczności dla operatorów systemów;
  - c) nie byli objęci nieproporcjonalnymi wymogami koncesyjnymi ani opłatami;
  - d) mogli świadczyć jednocześnie kilka usług, jeżeli jest to technicznie wykonalne.

#### Artykuł 16

### Obywatelskie społeczności energetyczne

1. Państwa członkowskie tworzą sprzyjające ramy regulacyjne dla obywatelskich społeczności energetycznych zapewniające, by:
- a) uczestnictwo w obywatelskiej społeczności energetycznej było otwarte i dobrowolne;
  - b) członkowie lub udziałowcy obywatelskiej społeczności energetycznej mieli prawo opuścić społeczność; w takich przypadkach stosuje się art. 12;
  - c) członkowie lub udziałowcy obywatelskiej społeczności energetycznej nie tracili praw i obowiązków jako odbiorcy będący gospodarstwami domowymi lub odbiorcy aktywni;
  - d) odpowiedni operatorzy systemów dystrybucyjnych – za sprawiedliwą rekompensatą, którą ocenia organ regulacyjny – współpracowali z obywatelskimi społecznościami energetycznymi w celu ułatwienia przesyłu energii elektrycznej w obrębie obywatelskich społeczności energetycznych;
  - e) obywatelskie społeczności energetyczne były objęte niedyskryminacyjnymi, sprawiedliwymi, proporcjonalnymi i przejrzystymi procedurami i opłatami, w tym w odniesieniu do rejestracji i udzielania koncesji, oraz ponosiły przejrzyste, niedyskryminacyjne i odzwierciedlające koszty opłaty sieciowe zgodnie z art. 18 rozporządzenia (UE) 2019/943, zapewniające, by społeczności te w odpowiedni i wyważony sposób partycypowały w ogólnych kosztach systemu.

2. Państwa członkowskie mogą przewidzieć w ramach regulacyjnych sprzyjających działalności takich społeczności, że obywatelskie społeczności energetyczne:
  - a) umożliwiają uczestnictwo transgraniczne;
  - b) są uprawnione do bycia właścicielem, utworzenia, zakupu lub dzierżawy sieci dystrybucyjnych i do niezależnego zarządzania nimi na warunkach określonych w ust. 4 niniejszego artykułu;
  - c) są objęte zwolnieniami przewidzianymi w art. 38 ust. 2.
3. Państwa członkowskie zapewniają, by obywatelskie społeczności energetyczne:
  - a) miały możliwość dostępu – bez dyskryminacji – do wszystkich rynków energii elektrycznej, bezpośrednio lub za pośrednictwem agregacji;
  - b) były traktowane w sposób niedyskryminacyjny i proporcjonalny w odniesieniu do ich działalności, praw i obowiązków jako odbiorców końcowych, wytwórców, dostawców, operatorów systemów dystrybucyjnych lub uczestników rynku zajmujących się agregacją;
  - c) ponosiły odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powodują w systemie elektroenergetycznym; w związku z tym muszą być podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie lub oddelegować odpowiedzialność za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943;
  - d) w odniesieniu do zużycia energii elektrycznej wytworzonej we własnym zakresie obywatelskie społeczności energetyczne były traktowane jak odbiorcy aktywni zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. e);
  - e) były uprawnione do ustalenia wewnątrz obywatelskiej społeczności energetycznej podziału energii elektrycznej, która jest wytwarzana przez będące własnością społeczności jednostki wytwórcze, z zastrzeżeniem innych wymogów określonych w niniejszym artykule i przy zachowaniu praw i obowiązków przysługujących członkom społeczności jako odbiorcom końcowym.

Na użytek akapitu pierwszego lit. e) podział energii elektrycznej nie ma wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe, taryfy i inne opłaty, zgodnie z przejrzystą analizą kosztów i korzyści dotyczącą rozproszonych zasobów energetycznych opracowaną przez właściwy organ krajowy.

4. Państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o przyznaniu obywatelskim społecznościom energetycznym prawa do zarządzania sieciami dystrybucyjnymi na ich obszarze działalności oraz określić odpowiednie procedury, bez uszczerbku dla rozdziału IV lub innych zasad i regulacji mających zastosowanie do operatorów systemu dystrybucyjnego. Jeżeli takie prawo zostanie przyznane, państwa członkowskie zapewniają, by obywatelskie społeczności energetyczne:
  - a) były uprawnione do zawarcia umowy dotyczącej eksploataowania ich sieci z odpowiednim operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego, do którego ich sieć jest podłączona;
  - b) ponosiły stosowne opłaty sieciowe w punktach przyłączenia między ich siecią a siecią dystrybucyjną poza obywatelską społecznością energetyczną oraz by w takich opłatach sieciowych osobno uwzględniano energię elektryczną wprowadzaną do sieci dystrybucyjnej oraz zużywaną energię elektryczną z sieci dystrybucyjnej poza obywatelską społecznością energetyczną, zgodnie z art. 59 ust. 7;
  - c) nie dyskryminowały odbiorców, którzy pozostali podłączeni do systemu dystrybucyjnego, ani by nie szkodziły takim odbiorcom.

#### Artykuł 17

### Odpowiedź odbioru z wykorzystaniem agregacji

1. Państwa członkowskie zezwalają na uczestnictwo odpowiedzi odbioru z wykorzystaniem agregacji i wspierają ją. Państwa członkowskie zezwalają odbiorcom końcowym, również tym, którzy oferują odpowiedź odbioru za pośrednictwem agregacji, na udział wraz z wytwórcami, na zasadzie niedyskryminacji, we wszystkich rynkach energii elektrycznej.
2. Państwa członkowskie zapewniają, by operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych przy udzielaniu zamówień na usługi pomocnicze traktowali uczestników rynku zajmujących się agregacją odpowiedzi odbioru, wraz z wytwórcami, na zasadzie niedyskryminacji, na podstawie ich zdolności technicznych.
3. Państwa członkowskie zapewniają, by ich odpowiednie ramy regulacyjne zawierały przynajmniej następujące elementy:
  - a) przysługujące każdemu uczestnikowi rynku zajmującemu się agregacją, w tym niezależnym agregatorom, prawo do wejścia na rynki energii elektrycznej bez zgody innych uczestników rynku;

- b) wolne od dyskryminacji i przejrzyste przepisy, jasno określające role i obowiązki przypisane wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym i odbiorcom;
- c) niedyskryminujące i przejrzyste przepisy i procedury dotyczące wymiany danych między uczestnikami rynku zajmującymi się agregacją a innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, zapewniające łatwy dostęp do danych na równych i niedyskryminacyjnych warunkach, a zarazem pełną ochronę poufnych informacji handlowych i danych osobowych odbiorców;
- d) obowiązek spoczywający na uczestnikach rynku zajmujących się agregacją dotyczący odpowiedzialności finansowej za niezbilansowanie, które powodują w systemie elektroenergetycznym; w związku z tym muszą oni być podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie lub oddelegować swoją odpowiedzialność za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- e) zastrzeżenie, że dostawcy nie mogą nakładać na odbiorców końcowych związanych umową z niezależnymi agregatorami nieuzasadnionych opłat, kar ani innych nieuzasadnionych ograniczeń umownych;
- f) mechanizm rozwiązywania konfliktów między uczestnikami rynku zajmującymi się agregacją a innymi uczestnikami rynku, w tym w odniesieniu do odpowiedzialności za niezbilansowanie.

4. Państwa członkowskie mogą wymagać od przedsiębiorstw energetycznych lub uczestniczących odbiorców końcowych wypłaty rekompensaty finansowej dla innych uczestników rynku lub podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie innych uczestników rynku, jeżeli aktywacja odpowiedzi odbioru bezpośrednio wpływa na tych uczestników rynku lub podmioty odpowiedzialne za bilansowanie. Taka rekompensata finansowa nie tworzy bariery dla wejścia na rynek uczestników rynku zajmujących się agregacją ani bariery dla elastyczności. W takich przypadkach rekompensata finansowa ogranicza się ściśle do pokrycia odpowiednich kosztów poniesionych przez dostawców uczestniczących odbiorców lub ich podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie podczas aktywacji odpowiedzi odbioru. Metoda obliczania rekompensaty może uwzględniać korzyści wynikające z działań niezależnych agregatorów dla innych uczestników rynku, a w takich przypadkach od agregatorów lub uczestniczących odbiorców można wymagać wniesienia wkładu w taką rekompensatę, ale tylko wtedy, gdy – i w zakresie w jakim – korzyści uzyskane przez wszystkich dostawców, odbiorców i podmioty odpowiedzialne za bilansowanie nie przekraczają bezpośrednio poniesionych kosztów. Metoda obliczania wymaga zatwierdzenia przez organ regulacyjny lub inny właściwy organ krajowy.

5. Państwa członkowskie zapewniają, by organy regulacyjne lub, jeżeli taki wymóg określono w ich krajowym systemie prawnym, operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych, działający w ścisłej współpracy z uczestnikami rynku oraz odbiorcami końcowymi, określili wymogi techniczne uczestnictwa odpowiedzi odbioru na wszystkich rynkach energii elektrycznej, na podstawie charakterystyki technicznej dotyczącej tych rynków oraz zdolności odpowiedzi odbioru. Wymogi te obejmują uczestnictwo obciążeń objętych agregacją.

#### Artykuł 18

### Rachunki i informacje o rozliczeniach

1. Państwa członkowskie zapewniają, by rachunki i informacje o rozliczeniach były dokładne, łatwe do zrozumienia, jasne, zwięzłe, przyjazne dla użytkownika i przedstawione w sposób ułatwiający odbiorcom końcowym porównanie. Odbiorcy powinni otrzymywać na żądanie jasne i zrozumiałe wyjaśnienie, w jaki sposób wyliczono ich rachunek, zwłaszcza gdy rachunki nie są oparte na rzeczywistym zużyciu.
2. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy końcowi otrzymywali wszelkie rachunki i informacje o rozliczeniach nieodpłatnie.
3. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcom końcowym oferowano możliwość otrzymywania rachunków i informacji o rozliczeniach w formie elektronicznej oraz elastyczne sposoby dokonywania samej płatności rachunków.
4. Jeżeli umowa przewiduje przyszłą zmianę produktu lub ceny bądź rabat, taką informację umieszcza się na rachunku wraz z datą wprowadzenia zmiany.
5. Państwa członkowskie konsultują się z organizacjami konsumenckimi, jeżeli rozważają zmiany w wymaganiach dotyczących zawartości rachunków.
6. Państwa członkowskie zapewniają zgodność rachunków i informacji o rozliczeniach z minimalnymi wymaganiami określonymi w załączniku I.

## Artykuł 19

**Inteligentne systemy opomiarowania**

1. W celu promowania efektywności energetycznej i wzmocnienia pozycji odbiorców końcowych państwa członkowskie lub – jeżeli państwo członkowskie tak postanowi – organ regulacyjny zdecydowanie zalecają przedsiębiorstwom energetycznym i innym uczestnikom rynku optymalizację wykorzystania energii elektrycznej, między innymi przez dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych i wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania, które są interoperacyjne, w szczególności w połączeniu z konsumenckimi systemami zarządzania energią i inteligentnymi sieciami, zgodnie z mającymi zastosowanie unijnymi przepisami dotyczącymi ochrony danych.
2. Państwa członkowskie zapewniają wprowadzenie na swoich terytoriach inteligentnych systemów opomiarowania, które ułatwiają aktywne uczestnictwo odbiorców w rynku energii elektrycznej. Wprowadzenie takie może być uzależnione od analizy kosztów i korzyści, którą przeprowadza się zgodnie z zasadami określonymi w załączniku II.
3. Państwa członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania przyjmują i publikują minimalne wymagania funkcjonalne i techniczne dotyczące inteligentnych systemów opomiarowania, które mają zostać wprowadzone na ich terytoriach, zgodnie z art. 20 i z załącznikiem II. Państwa członkowskie zapewniają interoperacyjność tych inteligentnych systemów opomiarowania, jak również ich zdolność do generowania danych wyjściowych na potrzeby konsumenckich systemów zarządzania energią. W tym względzie państwa członkowskie należą do uwzględniania stosowanie odpowiednich dostępnych norm, w tym norm umożliwiających interoperacyjność, oraz najlepszych praktyk, a także znaczenie rozwoju inteligentnych sieci i rozwoju rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
4. Państwa członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania zapewniają, by odbiorcy końcowi w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny partycypowali w kosztach związanych z wprowadzaniem takich systemów, przy czym uwzględniają długoterminowe korzyści dla całego łańcucha wartości. Państwa członkowskie lub, jeżeli państwo członkowskie tak postanowi, wyznaczone właściwe organy regularnie monitorują to wprowadzanie na ich terytorium, śledząc korzyści uzyskiwane przez konsumentów.
5. Jeżeli wprowadzenie inteligentnego systemu opomiarowania zostanie w wyniku oceny kosztów i korzyści, o której mowa w ust. 2, ocenione negatywnie, państwa członkowskie zapewniają rewizję oceny przynajmniej co cztery lata lub częściej w odpowiedzi na istotne zmiany w założeniach, na których została oparta, oraz w odpowiedzi na rozwój technologii i rynku. Państwa członkowskie informują Komisję o wynikach przeprowadzonej przez nie zaktualizowanej oceny kosztów i korzyści niezwłocznie po ich uzyskaniu.
6. Zawarte w niniejszej dyrektywie przepisy dotyczące inteligentnego systemu opomiarowania mają zastosowanie do przyszłych instalacji oraz do instalacji zastępujących starsze inteligentne liczniki. Inteligentne systemy opomiarowania, które są już zainstalowane lub w przypadku których „rozpoczęcie prac” miało miejsce przed dniem 4 lipca 2019 r., mogą być nadal użytkowane przez cały okres użytkowania, jednak w przypadku inteligentnych systemów opomiarowania, które nie spełniają wymogów art. 20 i załącznika II, nie mogą one być nadal użytkowane po dniu 5 lipca 2031 r.

Na potrzeby niniejszego ustępu „rozpoczęcie prac” oznacza rozpoczęcie robót budowlanych związanych z inwestycją albo pierwsze wiążące zobowiązanie do zamówienia urządzeń lub inne zobowiązanie, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna, zależnie od tego, co nastąpi wcześniej. Zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych, takich jak uzyskiwanie zezwoleń i wykonywanie wstępnych studiów wykonalności, nie uznaje się za rozpoczęcie prac. W przypadku przejść „rozpoczęcie prac” stanowi moment nabycia aktywów bezpośrednio związanych z nabytym zakładem.

## Artykuł 20

**Funkcjonalności inteligentnych systemów opomiarowania**

Jeżeli wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania zostało pozytywnie ocenione w wyniku analizy kosztów i korzyści, o której mowa w art. 19 ust. 2, lub inteligentne systemy opomiarowania są systematycznie wprowadzane po dniu 4 lipca 2019 r., państwa członkowskie wprowadzają inteligentne systemy opomiarowania zgodne z normami europejskimi, załącznikiem II oraz z następującymi wymogami:

- a) inteligentne systemy opomiarowania muszą dokładnie mierzyć rzeczywiste zużycie energii elektrycznej i być w stanie dostarczyć odbiorcom końcowym informacje o rzeczywistym czasie zużycia; dostęp do zatwierdzonych danych dotyczących zużycia w przeszłości musi być łatwy i bezpieczny, a na żądanie odbiorców końcowych dane te powinny być im wyświetlane bez dodatkowych kosztów; dostęp odbiorców końcowych do niezatwierdzonych danych dotyczących zużycia w czasie zbliżonym do rzeczywistego, przez znormalizowany interfejs lub przez zdalny dostęp, także musi być łatwy i bezpieczny, bez dodatkowych kosztów, w celu wsparcia zautomatyzowanych programów efektywności energetycznej, odpowiedzi odbioru i innych usług;

- b) bezpieczeństwo inteligentnych systemów opomiarowania i wymiany danych musi być zgodne ze stosownymi przepisami unijnymi dotyczącymi bezpieczeństwa, z należyтым uwzględnieniem najlepszych dostępnych technik służących zapewnieniu najwyższego poziomu ochrony w zakresie cyberbezpieczeństwa, przy czym należy uwzględnić koszty i zasadę proporcjonalności;
- c) ochrona prywatności odbiorców końcowych i ich danych musi być zgodna ze stosownymi przepisami unijnymi o ochronie danych i prywatności;
- d) operatorzy liczników zapewniają, by liczniki odbiorców aktywnych, którzy wprowadzają energię elektryczną do sieci, były w stanie uwzględnić ilość energii elektrycznej wprowadzanej do sieci z obiektów odbiorców aktywnych;
- e) na żądanie odbiorców końcowych dane dotyczące energii elektrycznej wprowadzanej przez nich do sieci oraz dane dotyczące ich zużycia energii elektrycznej są udostępniane, zgodnie z aktami wykonawczymi przyjętymi na podstawie art. 24, odbiorcom końcowym lub stronie trzeciej działającej w ich imieniu za pośrednictwem znormalizowanego interfejsu komunikacyjnego lub za pośrednictwem zdalnego dostępu, w łatwo zrozumiałym formacie, umożliwiającym porównywanie ofert na podstawie podobnych ofert;
- f) odbiorcom końcowym przekazuje się odpowiednie porady i informacje przy instalacji inteligentnych liczników lub przed taką instalacją, w szczególności informacje dotyczące pełnych możliwości liczników pod względem zarządzania odczytem i monitorowania zużycia energii oraz dotyczące gromadzenia i przetwarzania danych osobowych zgodnie z obowiązującymi przepisami unijnymi o ochronie danych;
- g) inteligentne systemy opomiarowania muszą stwarzać odbiorcom końcowym możliwość opomiarowywania i rozliczania ich zużycia w tej samej rozdzielczości czasowej co okres rozliczania niezbilansowania na rynku krajowym.

Na użytek akapitu pierwszego lit. e) odbiorcy końcowi mają możliwość pobierania swoich danych pomiarowych lub przekazywania ich innym osobom bez dodatkowych kosztów i zgodnie z przysługującym im prawem do przenoszenia danych przewidzianym w unijnych przepisach dotyczących ochrony danych.

#### Artykuł 21

### Prawo do inteligentnego licznika

1. Jeżeli wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania zostało ocenione negatywnie w wyniku analizy kosztów i korzyści, o której mowa w art. 19 ust. 2, a inteligentne systemy opomiarowania nie są systematycznie wprowadzane, państwa członkowskie zapewniają, aby każdy odbiorca końcowy, ponosząc związane z tym koszty, miał prawo do tego, by został u niego zainstalowany lub, w stosownych przypadkach, zmodernizowany, na żądanie oraz na sprawiedliwych, rozsądnych i efektywnych kosztowo warunkach, inteligentny licznik, który:

- a) jest wyposażony, w przypadku gdy jest to technicznie wykonalne, w funkcjonalności, o których mowa w art. 20, lub w minimalny zestaw funkcjonalności, który zgodnie z załącznikiem II określa i opublikują państwa członkowskie na poziomie krajowym;
- b) jest interoperacyjny i zdolny do zapewnienia pożądanej łączności w czasie zbliżonym do rzeczywistego między infrastrukturą pomiarową a konsumenckimi systemami zarządzania energią.

2. W odniesieniu do wniosku odbiorcy o inteligentny licznik zgodnie z ust. 1 państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy:

- a) zapewniają, by w ofercie składanej odbiorcy końcowemu wnioskującemu o instalację inteligentnego licznika wyraźnie podano i jasno opisano:
  - (i) funkcje, jakie posiada i interoperacyjność, jaką charakteryzuje się inteligentny licznik oraz usługi, z jakich można za jego pomocą korzystać, a także korzyści, jakie można realnie osiągnąć dzięki posiadaniu danego inteligentnego licznika w danym momencie;
  - (ii) wszelkie powiązane koszty, jakie musi ponieść odbiorca końcowy;
- b) zapewniają, by taki licznik został zainstalowany w rozsądnym terminie i nie później niż cztery miesiące po złożeniu wniosku przez odbiorcę;
- c) regularnie, a co najmniej co dwa lata, dokonują przeglądu powiązanych kosztów i upubliczniają informację o nich oraz śledzą ewolucję tych kosztów w następstwie rozwoju technologicznego i ewentualnych modernizacji systemu pomiarowego.

## Artykuł 22

### Liczniki konwencjonalne

1. W przypadku gdy odbiorcy końcowi nie posiadają inteligentnych liczników, państwa członkowskie zapewniają, by zostali oni wyposażeni w indywidualne liczniki konwencjonalne, które dokładnie mierzą rzeczywiste zużycie.
2. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi byli w stanie łatwo odczytywać stan swoich liczników konwencjonalnych, bezpośrednio lub za pośrednictwem interfejsu internetowego lub innego odpowiedniego interfejsu.

## Artykuł 23

### Zarządzanie danymi

1. Ustanawiając przepisy w zakresie zarządzania danymi i ich wymiany, państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy określają zasady dostępu uprawnionych stron do danych odbiorcy końcowego zgodnie z niniejszym artykułem i mającymi zastosowanie unijnymi ramami prawnymi. Na potrzeby niniejszej dyrektywy jako dane rozumie się dane pomiarowe i dane dotyczące zużycia, a także dane wymagane do zmiany dostawcy przez użytkownika, odpowiedzi odbioru i innych usług.

2. Państwa członkowskie organizują zarządzanie danymi w celu zapewnienia skutecznego i bezpiecznego dostępu do danych i ich wymiany, a także ochrony i bezpieczeństwa danych.

Niezależnie od modelu zarządzania danymi stosowanego w każdym państwie członkowskim strony odpowiedzialne za zarządzanie danymi zapewniają każdej uprawnionej stronie dostęp do danych odbiorcy końcowego zgodnie z ust. 1. Żądane dane powinny być udostępniane uprawnionym stronom w sposób niedyskryminacyjny i jednocześnie. Zapewnia się łatwy dostęp do danych, a odnośne procedury uzyskiwania dostępu do danych podaje się do wiadomości publicznej.

3. Na potrzeby niniejszej dyrektywy zasady dostępu do danych i przechowywania danych muszą być zgodne z odpowiednim prawem Unii.

Przetwarzanie danych osobowych w ramach niniejszej dyrektywy odbywa się zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/679.

4. Państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy upoważniają strony odpowiedzialne za zarządzanie danymi i certyfikują je lub, w stosownych przypadkach, nadzorują je w celu zapewnienia, by spełniały one wymagania określone w niniejszej dyrektywie.

Bez uszczerbku dla wynikających z rozporządzenia (UE) 2016/679 zadań inspektorów ochrony danych, państwa członkowskie mogą podjąć decyzję, że będą wymagać od stron odpowiedzialnych za zarządzanie danymi, by wyznaczyły one inspektorów do spraw zgodności, którzy mają być odpowiedzialni za monitorowanie realizacji działań podejmowanych przez te strony w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego dostępu do danych i zgodności z wymaganiami określonymi w niniejszej dyrektywie.

Państwa członkowskie mogą wyznaczyć inspektorów do spraw zgodności lub organy, o których mowa w art. 35 ust. 2 lit. d) niniejszej dyrektywy, do spełniania obowiązków wynikających z niniejszego ustępu.

5. Odbiorców końcowych nie obciąża się żadnymi dodatkowymi kosztami za dostęp do ich danych ani za wnioski o udostępnienie ich danych.

Państwa członkowskie odpowiadają za określenie wysokości odpowiednich opłat za dostęp uprawnionych stron do danych.

Państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy zapewniają, by opłaty nałożone przez podmioty regulowane świadczące usługi w zakresie danych były racjonalne i należyście uzasadnione.

## Artykuł 24

### Wymogi interoperacyjności i procedury dostępu do danych

1. W celu wspierania konkurencji na rynku detalicznym oraz unikania nadmiernych kosztów administracyjnych dla stron uprawnionych, państwa członkowskie ułatwiają pełną interoperacyjność usług energetycznych w Unii.

2. Komisja przyjmuje w drodze aktów wykonawczych wymogi interoperacyjności oraz niedyskryminacyjne i przejrzyste procedury dostępu do danych, o których mowa w art. 23 ust. 1. Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą doradczą, o której mowa w art. 68 ust. 2.
3. Państwa członkowskie zapewniają, by przedsiębiorstwa energetyczne stosowały wymogi interoperacyjności i procedury dostępu do danych, o których mowa w ust. 2. Te wymogi i procedury muszą opierać się na istniejących praktykach krajowych.

#### Artykuł 25

### Kompleksowe punkty kontaktowe

Państwa członkowskie zapewniają otwarcie kompleksowych punktów kontaktowych udostępniających odbiorcom wszystkie niezbędne informacje na temat ich praw, mających zastosowanie przepisów oraz dostępnych dla nich w razie zaistnienia sporu mechanizmów rozstrzygnięcia sporów. Takie kompleksowe punkty kontaktowe mogą być elementem ogólnych punktów informacji dla konsumentów.

#### Artykuł 26

### Prawo do pozasądowego rozstrzygnięcia sporów

1. Państwa członkowskie zapewniają odbiorcom końcowym dostęp do prostych, sprawiedliwych, przejrzystych, niezależnych, skutecznych i sprawnie działających mechanizmów pozasądowego rozstrzygnięcia sporów dotyczących praw i obowiązków ustanowionych na mocy niniejszej dyrektywy, za pośrednictwem niezależnego mechanizmu, takiego jak rzecznik praw odbiorców energii, lub organ ochrony konsumentów, lub za pośrednictwem organu regulacyjnego. Jeżeli odbiorca końcowy jest konsumentem w rozumieniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/11/UE<sup>(23)</sup>, takie mechanizmy pozasądowego rozstrzygnięcia sporów muszą spełniać wymogi jakościowe dyrektywy 2013/11/UE oraz obejmować, w uzasadnionych przypadkach, systemy zwrotu kosztów i rekompensaty.
2. W razie potrzeby państwa członkowskie zapewniają współpracę podmiotów alternatywnych metod rozstrzygnięcia sporów, by zapewnić proste, sprawiedliwe, przejrzyste, niezależne, skuteczne i wydajne mechanizmy pozasądowego rozstrzygnięcia sporów dotyczących produktów lub usług związanych lub wiązanych z jakimikolwiek produktami lub usługami objętymi zakresem niniejszej dyrektywy.
3. Udział przedsiębiorstw energetycznych w mechanizmach pozasądowego rozstrzygnięcia sporów dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi jest obowiązkowy, chyba że dane państwo członkowskie wykaże Komisji, że inne mechanizmy są równie skuteczne.

#### Artykuł 27

### Usługa powszechna

1. Państwa członkowskie zapewniają wszystkim odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, a także, jeżeli państwa członkowskie uznają to za stosowne, małym przedsiębiorstwom możliwość korzystania z usługi powszechnej, a mianowicie prawo do dostaw energii elektrycznej o określonej jakości, na ich terytorium, po konkurencyjnych, łatwo i jednoznacznie porównywalnych, przejrzystych i niedyskryminujących cenach. Aby zapewnić świadczenie usługi powszechnej, państwa członkowskie mogą wyznaczyć dostawcę z urzędu. Państwa członkowskie nakładają na operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązek przyłączenia odbiorców do ich sieci na warunkach i według taryf ustalonych zgodnie z procedurą ustanowioną w art. 59 ust. 7. Niniejsza dyrektywa nie uniemożliwia państwu członkowskiemu wzmocnienia pozycji rynkowej odbiorców będących gospodarstwami domowymi oraz małych i średnich odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi przez wspieranie możliwości dobrowolnego zrzeszania się tej kategorii odbiorców w celu wzmocnienia reprezentacji.
2. Ust. 1 wdrażany jest w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny i nie utrudnia wolnego wyboru dostawcy, przewidzianego w art. 4.

<sup>(23)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/11/UE z dnia 21 maja 2013 r. w sprawie alternatywnych metod rozstrzygnięcia sporów konsumenckich oraz zmiany rozporządzenia (WE) nr 2006/2004 i dyrektywy 2009/22/WE (dyrektywa w sprawie ADR w sporach konsumenckich) (Dz.U. L 165 z 18.6.2013, s. 63).

## Artykuł 28

### Odbiorcy wrażliwi

1. Państwa członkowskie wprowadzają odpowiednie środki w celu ochrony odbiorców i zapewniają, w szczególności, istnienie odpowiednich zabezpieczeń chroniących odbiorców wrażliwych. W tym kontekście każde państwo członkowskie definiuje pojęcie odbiorców wrażliwych, które może się odnosić do ubóstwa energetycznego oraz, między innymi, do zakazu odłączania takim odbiorcom energii elektrycznej w sytuacjach krytycznych. Pojęcie odbiorców wrażliwych może obejmować poziom dochodu, udział wydatków na energię w dochodzie do dyspozycji, efektywność energetyczną budynków mieszkalnych, krytyczną zależność od urządzeń elektrycznych ze względu na stan zdrowia, wiek lub inne kryteria. Państwa członkowskie zapewniają stosowanie praw i obowiązków dotyczących odbiorców wrażliwych. W szczególności wprowadzają środki w celu ochrony odbiorców końcowych na obszarach oddalonych. Państwa członkowskie zapewniają wysoki poziom ochrony konsumentów, w szczególności w odniesieniu do przejrzystości ogólnych warunków umownych, informacji ogólnych i mechanizmów rozstrzygania sporów.

2. Państwa członkowskie przyjmują odpowiednie środki, takie jak zasiłki z systemów zabezpieczeń społecznych mające zapewnić niezbędne dostawy dla odbiorców wrażliwych lub wsparcie służące poprawie efektywności energetycznej, aby rozwiązywać przypadki ubóstwa energetycznego stwierdzone zgodnie z art. 3 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2018/1999, w tym w szerszym kontekście ubóstwa. Środki takie nie utrudniają skutecznego otwarcia rynku określonego w art. 4 ani funkcjonowania rynku, a w stosownych przypadkach powiadamia się o nich Komisję zgodnie z art. 9 ust. 4. Takie powiadomienia mogą również obejmować środki przyjęte w ramach ogólnego systemu zabezpieczeń społecznych.

## Artykuł 29

### Ubóstwo energetyczne

Oceniając liczbę gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym zgodnie z art. 3 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2018/1999, państwa członkowskie ustanawiają i publikują zestaw kryteriów, które mogą obejmować niskie dochody, wysoki udział wydatków na energię w dochodzie do dyspozycji oraz niską efektywność energetyczną.

Komisja przedstawi wytyczne dotyczące definicji „znaczącej liczby gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym” w tym kontekście i w kontekście art. 5 ust. 5, wychodząc z założenia, że każdy odsetek gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym można uznać za znaczący.

## ROZDZIAŁ IV

### EKSPLOATACJA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

## Artykuł 30

### Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych

Państwa członkowskie wyznaczają jednego lub większą liczbę operatorów systemów dystrybucyjnych – lub zobowiązują przedsiębiorstwa posiadające systemy dystrybucyjne lub które są odpowiedzialne za systemy dystrybucyjne do wyznaczenia jednego lub większej liczby operatorów systemów dystrybucyjnych – na okres, który określą państwa członkowskie, uwzględniając efektywność i rachunek ekonomiczny.

## Artykuł 31

### Zadania operatorów systemów dystrybucyjnych

1. Operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za zapewnienie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania na dystrybucję energii elektrycznej, za eksploatację, utrzymanie i rozbudowę w warunkach opłacalności ekonomicznej bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu dystrybucji energii elektrycznej na swoim obszarze z należytym poszanowaniem środowiska i efektywności energetycznej.

2. W żadnym przypadku operator systemu dystrybucyjnego nie stosuje dyskryminacji między użytkownikami systemu lub kategoriami użytkowników systemu, w szczególności na korzyść swoich przedsiębiorstw powiązanych.

3. Operator systemu dystrybucyjnego dostarcza użytkownikom systemu informacje niezbędne im do skutecznego dostępu do systemu, w tym również korzystania z niego.



4. Państwo członkowskie może wymagać od operatora systemu dystrybucyjnego, aby dysponując instalacjami wytwórczymi energii elektrycznej, przyznawał pierwszeństwo tym instalacjom wytwórczym, które wykorzystują źródła odnawialne lub wysokosprawną kogenerację, zgodnie z art. 12 rozporządzenia (UE) 2019/943.
5. Każdy operator systemu dystrybucyjnego działa jako neutralny podmiot wspomagający rynek udzielając zamówień na energię, którą zużywa na pokrycie strat w swoim systemie, zgodnie z przejrzystymi, niedyskryminacyjnymi i procedurami zgodnymi z zasadami rynkowymi, gdy pełni taką funkcję.
6. Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego odpowiada za zamówienia produktów i usług niezbędnych do zapewnienia wydajnego, niezawodnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, to zasady przyjęte w tym celu przez operatora systemu dystrybucyjnego muszą być obiektywne, przejrzyste i wolne od dyskryminacji oraz opracowywane w koordynacji z operatorami systemów przesyłowych i innymi właściwymi uczestnikami rynku. Warunki dostarczania takich produktów i świadczenia takich usług na rzecz operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym zasady i, w stosownych przypadkach, taryfy, określa się zgodnie z art. 59 ust. 7, bez dyskryminacji i w sposób odzwierciedlający koszty, oraz podaje się je do publicznej wiadomości.
7. Wykonując zadania, o których mowa w ust. 6, operator systemu dystrybucyjnego udziela zamówień na konieczne dla jego systemu usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości zgodnie z przejrzystymi i niedyskryminacyjnymi procedurami zgodnymi z zasadami rynkowymi, chyba że organ regulacyjny ocenił, iż świadczenie usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości na warunkach rynkowych nie jest efektywne ekonomicznie i przyznał odstępstwo. Wymóg udzielania zamówień na usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości nie ma zastosowania do w pełni zintegrowanych elementów sieci.
8. Zamówienia na produkty i usługi, o których mowa w ust. 6, zapewniają rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzią odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynku zajmujących się agregacją, w szczególności przez wprowadzenie wymogu, by organy regulacyjne i operatorzy systemów przesyłowych w ścisłej współpracy ze wszystkimi uczestnikami rynku, jak również z operatorami systemów przesyłowych, określili wymogi techniczne udziału w tych rynkach na podstawie charakterystyki technicznej tych rynków oraz zdolności wszystkich uczestników rynku.
9. Operatorzy systemów dystrybucyjnych współpracują z operatorami systemów przesyłowych w celu zapewnienia uczestnikom rynku podłączonym do ich sieci rzeczywistego udziału w rynkach detalicznych, hurtowych i bilansujących. Świadczenie usług bilansujących pochodzących z zasobów zlokalizowanych w systemie dystrybucyjnym musi być uzgodnione z odpowiednim operatorem systemu przesyłowego zgodnie z art. 57 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 182 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 <sup>(24)</sup>.
10. Państwa członkowskie lub wyznaczone przez nie właściwe organy mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na wykonywanie czynności innych niż przewidziane w niniejszej dyrektywie i w rozporządzeniu (UE) 2019/943, jeżeli działania te są niezbędne, by operatorzy systemów dystrybucyjnych wypełnili obowiązki wynikające z niniejszej dyrektywy lub z rozporządzenia (UE) 2019/943, jeżeli organ regulacyjny ocenił konieczność zastosowania takiego odstępstwa. Niniejszy ustęp pozostaje bez uszczerbku dla prawa operatorów systemów dystrybucyjnych do bycia właścicielem, tworzenia lub obsługi sieci innych niż sieci elektroenergetyczne lub zarządzania nimi, pod warunkiem że państwo członkowskie lub wyznaczony właściwy organ przyznały takie prawo.

#### Artykuł 32

### Zachęty do wykorzystywania elastyczności w systemach dystrybucyjnych

1. Państwa członkowskie zapewniają niezbędne ramy regulacyjne i zachęty umożliwiające operatorom systemów dystrybucyjnych udzielanie zamówień na usługi elastyczności, w tym zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na ich obszarach, w celu zwiększenia wydajności w eksploatacji i rozwoju systemu dystrybucyjnego. W szczególności ramy regulacyjne muszą zapewniać, by operatorzy systemów dystrybucyjnych byli w stanie udzielać zamówień na takie usługi pochodzące od dostawców wytwarzania rozproszonego, odpowiedzi odbioru lub magazynowania energii, a także powinny promować środki poprawiające efektywność energetyczną, jeżeli takie usługi w sposób efektywny kosztowo zmniejszają potrzebę modernizacji lub wymiany zdolności w zakresie energii elektrycznej oraz wspierają efektywne i bezpieczne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego. Operatorzy systemów dystrybucyjnych udzielają zamówień na takie usługi z wykorzystaniem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur zgodnych z zasadami rynkowymi, chyba że organy regulacyjne ustalą, że udzielanie zamówień na takie usługi nie jest efektywne z ekonomicznego punktu widzenia lub udzielanie takich zamówień prowadzi do poważnych zakłóceń rynku lub do większych ograniczeń przesyłowych.

<sup>(24)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1).

2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez organ regulacyjny, lub sam organ regulacyjny określają, w przejrzystej i partycypacyjnej procedurze z udziałem wszystkich właściwych użytkowników systemu i operatorów systemów przesyłowych, specyfikacje dotyczące zamawianych usług elastyczności oraz, w stosownych przypadkach, znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług przynajmniej na poziomie krajowym. Specyfikacje te zapewniają rzeczywisty i wolny od dyskryminacji udział wszystkich uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzią odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynków energetycznych zajmujących się agregacją. Operatorzy systemów dystrybucyjnych wymieniają wszelkie niezbędne informacje i koordynują działania z operatorami systemów przesyłowych w celu zapewnienia optymalnego wykorzystania zasobów oraz bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku. Operatorzy systemów dystrybucyjnych otrzymują odpowiednie wynagrodzenie za udzielanie zamówień na takie usługi, umożliwiające im odzyskanie przynajmniej związanych z tym uzasadnionych kosztów, obejmujących wydatki na niezbędne technologie informacyjne i komunikacyjne oraz koszty infrastruktury.
3. Rozwój systemu dystrybucyjnego musi bazować na przejrzystym planie rozwoju sieci, publikowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego przynajmniej co dwa lata i przedkładanym organowi regulacyjnemu. Plan rozwoju sieci zapewnia przejrzystość w odniesieniu do zapotrzebowania na usługi elastyczności w perspektywie średnio- i długoterminowej oraz określa inwestycje planowane na następne pięć do dziesięciu lat, ze szczególnym naciskiem na główną infrastrukturę dystrybucyjną niezbędną do przyłączenia nowych zdolności wytwórczych i nowych obciążeń, w tym punktów ładowania pojazdów elektrycznych. Plan rozwoju sieci obejmuje również wykorzystanie odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, instalacji magazynowania energii lub innych zasobów, które operator systemu dystrybucyjnego ma wykorzystać jako rozwiązanie alternatywne dla rozbudowy systemu.
4. Operator systemu dystrybucyjnego konsultuje się ze wszystkimi odpowiednimi użytkownikami systemu i odpowiednimi operatorami systemów przesyłowych w sprawie planu rozwoju sieci. Operator systemu dystrybucyjnego publikuje wyniki procesu konsultacji wraz z planem rozwoju sieci i przedkłada wyniki procesu konsultacji i plan rozwoju sieci organowi regulacyjnemu. Organ regulacyjny może zażądać wprowadzenia zmian do tego planu.
5. Państwa członkowskie mogą zdecydować, że nie nałożą obowiązku określonego w ust. 3 na zintegrowane przedsiębiorstwa energetyczne obsługujące mniej niż 100 000 przyłączonych odbiorców lub obsługujące małe systemy wydzielone.

### Artykuł 33

#### **Integracja elektromobilności z siecią elektroenergetyczną**

1. Bez uszczerbku dla dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE<sup>(25)</sup> państwa członkowskie zapewniają niezbędne ramy regulacyjne, by ułatwić przyłączanie publicznie dostępnych i prywatnych punktów ładowania do sieci dystrybucyjnych. Państwa członkowskie zapewniają, by operatorzy systemów dystrybucyjnych współpracowali na niedyskryminacyjnych warunkach z wszelkimi przedsiębiorstwami będącymi właścicielami punktów ładowania pojazdów elektrycznych, tworzącymi lub obsługującymi takie punkty, lub nimi zarządzającymi, w tym w odniesieniu do przyłączenia do sieci.
2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mogą być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać punktów ładowania pojazdów elektrycznych, ani zarządzać takimi punktami, z wyjątkiem przypadków gdy operatorzy systemów dystrybucyjnych są właścicielami prywatnych punktów ładowania wyłącznie na własny użytek.
3. W drodze odstępstwa od ust. 2 państwa członkowskie mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na bycie właścicielem, tworzenie lub obsługę punktów ładowania pojazdów elektrycznych, lub zarządzanie nimi, pod warunkiem że spełnione są wszystkie następujące warunki:
  - a) inne strony, po przeprowadzeniu otwartej, przejrzystej i wolnej od dyskryminacji procedury przetargowej, która jest przedmiotem przeglądu i zgody organu regulacyjnego, nie uzyskały prawa do bycia właścicielem, tworzenia ani obsługi punktów ładowania pojazdów elektrycznych, ani zarządzania takimi punktami lub nie są w stanie świadczyć tych usług terminowo i po rozsądnych kosztach;
  - b) organ regulacyjny przeprowadził *ex-ante* przegląd warunków procedury przetargowej na podstawie lit. a) i udzielił zgody;
  - c) w obsłudze punktów ładowania operatorzy systemu dystrybucyjnego stosują zasadę dostępu stron trzecich zgodnie z art. 6 i nie stosują dyskryminacji pomiędzy użytkownikami systemu lub kategoriami użytkowników systemu, w szczególności na korzyść swoich przedsiębiorstw powiązanych.

<sup>(25)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dz.U. L 307 z 28.10.2014, s. 1).

Organ regulacyjny może opracować wytyczne lub klauzule dotyczące udzielania zamówień w celu wsparcia operatorów systemów dystrybucyjnych w zapewnianiu uczciwej procedury przetargowej.

4. Jeżeli państwa członkowskie wdrożyły warunki określone w ust. 3, państwa członkowskie lub wyznaczone przez nie właściwe organy przeprowadzają w regularnych odstępach czasu, a przynajmniej co pięć lat konsultacje społeczne, aby na nowo ocenić potencjalne zainteresowanie innych stron byciem właścicielem, tworzeniem lub obsługą punktów ładowania pojazdów elektrycznych, lub zarządzaniem nimi. Jeżeli wyniki konsultacji społecznych wskazują, że inne strony są w stanie być właścicielem, tworzyć lub obsługiwać takie punkty, lub nimi zarządzać, państwa członkowskie zapewniają stopniowe wycofywanie się operatorów systemów dystrybucyjnych z prowadzenia działań w tym zakresie, z zastrzeżeniem pomyślnego zakończenia procedury przetargowej, o której mowa w ust. 3 lit. a). W ramach warunków tej procedury organy regulacyjne mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na odzyskanie wartości końcowej ich inwestycji w infrastrukturę ładowania.

#### Artykuł 34

### Zadania operatorów systemów dystrybucyjnych dotyczące zarządzania danymi

Państwa członkowskie zapewniają wszystkim uprawnionym stronom niedyskryminacyjny dostęp do danych na jasnych i równych warunkach, zgodnie z odpowiednimi przepisami dotyczącymi ochrony danych. W państwach członkowskich, w których inteligentne systemy opomiarowania wprowadzono zgodnie z art. 19 i w których operatorzy systemów dystrybucyjnych są zaangażowani w zarządzanie danymi, programy zgodności, o których mowa w art. 35 ust. 2 lit. d) muszą zawierać konkretne działania w celu wyeliminowania dyskryminacji w dostępie do danych przez uprawnione strony, jak określono w art. 23. W przypadku gdy operatorzy systemów dystrybucyjnych nie podlegają przepisom art. 35 ust. 1, 2 lub 3, państwa członkowskie podejmują wszelkie niezbędne działania w celu zapewnienia, by przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo nie miały uprzywilejowanego dostępu do danych na potrzeby prowadzenia swojej działalności w zakresie dostaw.

#### Artykuł 35

### Rozdział operatorów systemów dystrybucyjnych

1. W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, musi on być niezależny – przynajmniej w zakresie formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji – od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją. Zasady te nie tworzą obowiązku wydzielenia własności aktywów systemu dystrybucyjnego od przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.
2. Oprócz wymogów zawartych w ust. 1, w przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego stanowi część przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, musi on być niezależny w zakresie organizacji i podejmowania decyzji od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją. Aby to osiągnąć, stosuje się następujące kryteria minimalne:
  - a) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie uczestniczą w strukturach zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego odpowiedzialnego, bezpośrednio lub pośrednio, za bieżącą działalność w zakresie wytwarzania, przesyłu i dostaw energii elektrycznej;
  - b) zastosowane zostać muszą odpowiednie środki w celu zapewnienia, aby interesy zawodowe osób odpowiedzialnych za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego były uwzględniane w sposób pozwalający tym osobom na niezależne działanie;
  - c) operator systemu dystrybucyjnego musi mieć rzeczywiste uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależnie od zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymania lub rozbudowy sieci; aby móc wykonywać te zadania, operator systemu dystrybucyjnego musi dysponować niezbędnymi zasobami, w tym zasobami kadrowymi, technicznymi, fizycznymi i finansowymi; nie stanowi to przeszkody dla istnienia odpowiednich mechanizmów koordynacyjnych służących zapewnieniu ochrony praw przedsiębiorstwa macierzystego do nadzoru gospodarczego i nad zarządzaniem w odniesieniu do zysku z aktywów w podmiocie zależnym, regulowanych pośrednio zgodnie z art. 59 ust. 7; w szczególności umożliwia to przedsiębiorstwu macierzystemu zatwierdzanie rocznego planu finansowego lub innego równoważnego instrumentu operatora systemu dystrybucyjnego oraz ustalanie łącznego pułapu zadłużenia jego podmiotu zależnego; nie pozwala to natomiast przedsiębiorstwu macierzystemu na wydawanie poleceń w odniesieniu do bieżącej działalności ani w odniesieniu do indywidualnych decyzji dotyczących budowy lub modernizacji linii dystrybucyjnych, które nie wykraczają poza założenia zatwierzonego planu finansowego lub innego równoważnego instrumentu; oraz

d) operator systemu dystrybucyjnego musi wprowadzić program zgodności określający środki stosowane w celu wyeliminowania praktyk dyskryminacyjnych, a także zapewnia odpowiednie monitorowanie jego przestrzegania; w programie zgodności określa się szczegółowe obowiązki pracowników związane z osiągnięciem tego celu; osoba lub organ odpowiedzialny za monitorowanie programu zgodności, inspektor do spraw zgodności operatora systemu dystrybucyjnego, przedkłada organowi regulacyjnemu, o którym mowa w art. 57 ust. 1, roczne sprawozdanie przedstawiające zastosowane środki, a sprawozdanie to jest publikowane; inspektor do spraw zgodności operatora systemu dystrybucyjnego musi być w pełni niezależny oraz mieć dostęp do wszystkich niezbędnych informacji operatora systemu dystrybucyjnego i wszelkich powiązanych przedsiębiorstw, by móc wypełniać swoje zadania.

3. W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, państwa członkowskie zapewniają monitorowanie działalności operatora systemu dystrybucyjnego przez organy regulacyjne lub inne właściwe podmioty, tak aby nie mógł on wykorzystywać swojego zintegrowania pionowego w celu zakłócania konkurencji. W szczególności pionowo zintegrowani operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mogą – w zakresie komunikacji i marki – powodować nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo zajmującej się dostawami.

4. Państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o niestosowaniu ust. 1, 2 i 3 do zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych obsługujących mniej niż 100 000 przyłączonych odbiorców lub obsługujących małe systemy wydzielone.

### Artykuł 36

#### **Własność instalacji magazynowania energii przez operatorów systemów dystrybucyjnych**

1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mogą być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać instalacji magazynowania energii, ani nimi zarządzać.

2. W drodze odstępstwa od ust. 1 państwa członkowskie mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na bycie właścicielem, tworzenie lub obsługę instalacji magazynowania energii, lub na zarządzanie takimi instalacjami, pod warunkiem że są one w pełni zintegrowanymi elementami sieci, a organ regulacyjny udzielił zgody lub spełnione są wszystkie poniższe warunki:

- a) inne strony, po przeprowadzeniu otwartej, przejrzystej i wolnej od dyskryminacji procedury przetargowej, która jest przedmiotem przeglądu i zgody organu regulacyjnego, nie uzyskały prawa do bycia właścicielem, tworzenia ani obsługi takich instalacji, ani zarządzania takimi instalacjami lub nie są w stanie świadczyć tych usług terminowo i po rozsądnych kosztach;
- b) takie instalacje są niezbędne dla operatorów systemów dystrybucyjnych do wywiązywania się z obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy, aby zapewnić wydajne, niezawodne i bezpieczne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego i nie są one wykorzystywane do zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej na rynkach energii elektrycznej; oraz
- c) organ regulacyjny ocenił konieczność takiego odstępstwa oraz przeprowadził ocenę procedury przetargowej, w tym warunków procedury przetargowej, i udzielił zgody.

Organ regulacyjny może opracować wytyczne lub klauzule dotyczące udzielania zamówień w celu wsparcia operatorów systemów dystrybucyjnych w zapewnianiu uczciwej procedury przetargowej.

3. Organy regulacyjne przeprowadzają w regularnych odstępach czasu, a przynajmniej co pięć lat, konsultacje społeczne dotyczące istniejących instalacji magazynowania energii, aby ocenić potencjalną dostępność i zainteresowanie inwestowaniem w takie instalacje. Jeżeli wyniki konsultacji społecznych, w ocenie organu regulacyjnego, wskazują, że strony trzecie są w stanie w sposób efektywny kosztowo być właścicielem, tworzyć lub obsługiwać takie instalacje, lub nimi zarządzać, organ regulacyjny zapewnia stopniowe wycofywanie się operatorów systemów dystrybucyjnych z prowadzenia działań w tym zakresie w terminie 18 miesięcy. W ramach warunków tej procedury organy regulacyjne mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na otrzymanie rozsądnej rekompensaty, w szczególności w celu odzyskania wartości końcowej ich inwestycji w instalacje magazynowania energii.

4. Ust. 3 nie stosuje się do w pełni zintegrowanych elementów sieci ani do zwykłego okresu amortyzacji nowych instalacji magazynowania w akumulatorach, jeżeli ostateczną decyzję inwestycyjną podjęto przed dniem 4 lipca 2019 r., pod warunkiem że takie instalacje magazynowania w akumulatorach:

- a) zostały podłączone do sieci najpóźniej po dwóch latach od tej daty;
- b) są włączone do systemu dystrybucyjnego;

- c) są wykorzystywane wyłącznie do natychmiastowego reaktywnego przywrócenia bezpieczeństwa sieci w sytuacjach awaryjnych, w przypadkach gdy takie przywrócenie rozpoczyna się natychmiast i kończy się, gdy normalne redysponowanie może rozwiązać problem; oraz
- d) nie są wykorzystywane do zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej na rynkach energii elektrycznej, włączając bilansowanie.

#### Artykuł 37

### Zasady poufności obowiązujące operatorów systemów dystrybucyjnych

Bez uszczerbku dla art. 55 lub jakiegokolwiek innego prawnego wymogu ujawniania informacji operator systemu dystrybucyjnego zachowuje poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie, które uzyskał w trakcie swojej działalności, oraz zapobiega ujawnieniu w sposób dyskryminacyjny informacji o swojej własnej działalności, które mogą być źródłem korzyści handlowych.

#### Artykuł 38

### Zamknięte systemy dystrybucyjne

1. Państwa członkowskie mogą postanowić, że organy regulacyjne lub inne właściwe organy klasyfikują system dystrybuujący energię elektryczną na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych i niezaopatrujący odbiorców będących gospodarstwami domowymi, bez uszczerbku dla ust. 4, jako zamknięty system dystrybucyjny, jeżeli:

- a) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania użytkowników tego systemu są zintegrowane; lub
- b) system ten dystrybuuje energię elektryczną głównie do właściciela lub operatora systemu lub do ich przedsiębiorstw powiązanych.

2. Do celów niniejszej dyrektywy zamknięte systemy dystrybucyjne uznaje się za systemy dystrybucyjne. Państwa członkowskie mogą postanowić, że organy regulacyjne zwolnią operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego z:

- a) zawartego w art. 31 ust. 5 i 7 wymogu zaopatrywania się w energię, którą zużywa on na pokrycie strat i na potrzeby usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości w swoim systemie, zgodnie z przejrzystymi, niedyskryminacyjnymi i procedurami zgodnymi z zasadami rynkowymi;
- b) zawartego w art. 6 ust. 1 wymogu, zgodnie z którym taryfy lub metody stosowane do ich kalkulacji są zatwierdzane zgodnie z art. 59 ust. 1 przed ich wejściem w życie;
- c) zawartego w art. 32 ust. 1 wymogu udzielania zamówień na usługi elastyczności oraz zawartego w art. 32 ust. 3 wymogu rozwoju systemu operatora w oparciu o plany rozwoju sieci;
- d) zawartego w art. 33 ust. 2 wymogu dotyczącego niebycia właścicielem, nietworzenia, nieobsługiwania punktów ładowania pojazdów elektrycznych ani zarządzania takimi punktami; oraz
- e) zawartego w art. 36 ust. 1 wymogu dotyczącego niebycia właścicielem, nietworzenia, nieobsługiwania instalacji magazynowania energii ani niezarządzania takimi instalacjami.

3. W przypadku gdy przyznano zwolnienie zgodnie z ust. 2, mające zastosowanie taryfy lub metody stosowane do ich kalkulacji poddaje się przeglądowi i zatwierdzeniu zgodnie z art. 59 ust. 1 na wniosek użytkownika zamkniętego systemu dystrybucyjnego.

4. Użytkowanie systemu w niewielkim zakresie przez niewielką liczbę gospodarstw domowych pozostających z właścicielem systemu dystrybucyjnego w stosunku zatrudnienia lub podobnym oraz położonych na obszarze obsługiwanych przez zamknięty system dystrybucyjny nie wyklucza przyznania zwolnienia na mocy ust. 2.

#### Artykuł 39

### Operator systemów połączonych

Art. 35 ust. 1 nie uniemożliwia funkcjonowania operatora połączonego systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego, pod warunkiem że operator ten spełnia wymogi określone w art. 43 ust. 1, art. 44 i 45 lub w rozdziale VI sekcja 3 lub operator ten jest objęty zakresem art. 66 ust. 3.

## ROZDZIAŁ V

**OGÓLNE ZASADY MAJĄCE ZASTOSOWANIE DO OPERATORÓW SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH**

## Artykuł 40

**Zadania operatorów systemów przesyłowych**

1. Każdy operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za:
  - a) zapewnianie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania na przesył energii elektrycznej, eksploatację, utrzymywanie i rozwój – w warunkach opłacalności ekonomicznej – bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu przesyłowego z należyтым uwzględnieniem środowiska, w ścisłej współpracy z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych i operatorami systemów dystrybucyjnych;
  - b) zapewnianie odpowiednich środków w celu spełniania swoich obowiązków;
  - c) przyczynianie się do bezpieczeństwa dostaw przez odpowiednią zdolność przesyłową i niezawodność systemu;
  - d) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie z uwzględnieniem wymiany z innymi wzajemnie połączonymi systemami; w tym celu operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za zapewnienie bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu elektroenergetycznego oraz, w tym kontekście, za zapewnienie dostępności wszelkich niezbędnych usług pomocniczych, w tym usług świadczonych w ramach odpowiedzi odbioru i instalacji magazynowania energii, w zakresie, w jakim ta dostępność jest niezależna od innych systemów przesyłowych, z którymi jego system jest wzajemnie połączony;
  - e) dostarczanie operatorowi innych systemów, z którymi jego system jest wzajemnie połączony, informacji wystarczających do zapewnienia bezpiecznego i wydajnego działania, skoordynowanego rozwoju i interoperacyjności wzajemnie połączonego systemu;
  - f) zapewnianie niedyskryminacji między użytkownikami systemu lub kategoriami użytkowników systemu, w szczególności na korzyść swoich przedsiębiorstw powiązanych;
  - g) dostarczanie użytkownikom systemu informacji niezbędnych do skutecznego dostępu do systemu;
  - h) pobieranie opłat z tytułu alokacji zdolności przesyłowych oraz opłat w ramach mechanizmu rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi zgodnie z art. 49 rozporządzenia (UE) 2019/943, przyznawanie dostępu stronom trzecim i zarządzanie tym dostępem oraz przedstawianie uzasadnionych wyjaśnień odmowy takiego dostępu, co monitorują organy regulacyjne; wykonując zadania wynikające z niniejszego artykułu, operatorzy systemów przesyłowych przede wszystkim ułatwiają integrację rynku;
  - i) udzielanie zamówień na usługi pomocnicze w celu zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego;
  - j) przyjmowanie ram współpracy i koordynacji między regionalnymi centrami koordynacyjnymi;
  - k) uczestniczenie w sporządzaniu ocen wystarczalności zasobów na poziomie europejskim i krajowym zgodnie z rozdziałem IV rozporządzenia (UE) 2019/943;
  - l) cyfryzację systemów przesyłowych;
  - m) zarządzanie danymi, w tym rozwijanie systemów zarządzania danymi, cyberbezpieczeństwo i ochronę danych, z zastrzeżeniem mających zastosowanie przepisów i bez uszczerbku dla kompetencji innych organów.
2. Państwa członkowskie mogą ustanowić, że jeden lub kilka obowiązków wymienionych w ust. 1 niniejszego artykułu nakłada się na operatora systemu przesyłowego innego niż operator będący właścicielem systemu przesyłowego, na którym w przeciwnym przypadku ciążyłyby odnośne obowiązki. Operator systemu przesyłowego, któremu powierza się te zadania, musi być certyfikowany jako operator z rozdziałem własnościowym, niezależny operator systemu lub niezależny operator systemu przesyłowego i spełniać wymagania określone w art. 43, ale nie można wymagać, aby był właścicielem systemu przesyłowego, za który jest odpowiedzialny.

Operator systemu przesyłowego będący właścicielem systemu przesyłowego musi spełniać wymagania określone w rozdziale VI i być certyfikowany zgodnie z art. 43. Nie narusza to możliwości, by operatorzy systemów przesyłowych certyfikowani jako operatorzy z rozdziałem własnościowym, niezależni operatorzy systemu lub niezależni operatorzy systemu przesyłowego delegowali, z własnej inicjatywy i pod swoim nadzorem, niektóre zadania innym operatorom systemów przesyłowych certyfikowanym jako operatorzy z rozdziałem własnościowym, niezależni operatorzy systemu albo niezależni operatorzy systemu przesyłowego, jeżeli takie oddelegowanie zadań nie naraża na szwank skutecznych i niezależnych uprawnień delegującego operatora systemu przesyłowego do podejmowania decyzji.

3. Wykonując zadania, o których mowa w ust. 1, operatorzy systemów przesyłowych uwzględniają zalecenia wydane przez regionalne centra koordynacyjne.

4. Wykonując zadania, o których mowa w ust. 1 lit. i), operatorzy systemów przesyłowych zapewniają udzielanie zamówień na usługi bilansujące zgodnie z:

- a) przejrzystymi, niedyskryminacyjnymi procedurami zgodnymi z zasadami rynkowymi;
- b) zasadą udziału wszystkich zakwalifikowanych przedsiębiorstw energetycznych i uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzialnością odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynku zajmujących się agregacją.

Na potrzeby akapitu pierwszego lit. b) organy regulacyjne i operatorzy systemów przesyłowych, w ścisłej współpracy ze wszystkimi uczestnikami rynku, określą wymogi techniczne udziału w tych rynkach, na podstawie charakterystyki technicznej tych rynków.

5. Ust. 4 stosuje się do świadczenia przez operatorów systemów przesyłowych usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości, chyba że organ regulacyjny ocenił, iż świadczenie usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości na warunkach rynkowych nie jest efektywne ekonomicznie, i przyznał odstępowanie. W szczególności ramy regulacyjne muszą zapewniać operatorom systemów przesyłowych możliwość udzielania zamówień na usługi pochodzące od dostawców odpowiedzialności odbioru lub magazynowania energii oraz promować środki poprawiające efektywność energetyczną, jeżeli takie usługi w sposób efektywny kosztowo zmniejszają potrzebę modernizacji lub wymiany zdolności w zakresie energii elektrycznej oraz wspierają efektywne i bezpieczne funkcjonowanie systemu przesyłowego.

6. Operatorzy systemów przesyłowych, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez organ regulacyjny, lub sam organ regulacyjny określają, w przejrzystej i partycypacyjnej procedurze z udziałem wszystkich właściwych użytkowników systemu i operatorów systemów dystrybucyjnych, specyfikacje dotyczące zamawianych usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości oraz, w stosownych przypadkach, znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług przynajmniej na poziomie krajowym. Specyfikacje te zapewniają rzeczywisty i wolny od dyskryminacji udział wszystkich uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzialnością odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynków energetycznych zajmujących się agregacją. Operatorzy systemów przesyłowych wymieniają wszelkie niezbędne informacje i koordynują działania z operatorami systemów dystrybucyjnych w celu zapewnienia optymalnego wykorzystania zasobów oraz zapewnienia bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku. Operatorzy systemów przesyłowych otrzymują odpowiednie wynagrodzenie za udzielanie zamówień na takie usługi, aby mogli odzyskać przynajmniej związane z tym uzasadnione koszty, w tym nakłady na niezbędne technologie informacyjne i komunikacyjne oraz koszty infrastruktury.

7. Wymóg udzielania zamówień na usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości, o którym mowa w ust. 5, nie ma zastosowania do w pełni zintegrowanych elementów sieci.

8. Państwa członkowskie lub wyznaczone przez nie właściwe organy mogą zezwolić operatorom systemów przesyłowych na wykonywanie czynności innych niż przewidziane w niniejszej dyrektywie i w rozporządzeniu (UE) 2019/943, jeżeli działania te są niezbędne, by operatorzy systemów przesyłowych wypełnili obowiązki wynikające z niniejszej dyrektywy lub z rozporządzenia (UE) 2019/943, pod warunkiem że organ regulacyjny ocenił konieczność zastosowania takiego odstępowania. Niniejszy ustęp pozostaje bez uszczerbku dla prawa operatorów systemów przesyłowych do bycia właścicielem, tworzenia lub obsługi sieci innych niż sieci elektroenergetyczne, lub zarządzania nimi, jeżeli państwo członkowskie lub wyznaczony właściwy organ przyznały takie prawo.

#### Artykuł 41

### **Wymagania dotyczące poufności i przejrzystości obowiązujące operatorów systemów przesyłowych i właścicieli systemów przesyłowych**

1. Bez uszczerbku dla art. 55 lub innego prawnego obowiązku ujawnienia informacji każdy operator systemu przesyłowego oraz każdy właściciel systemu przesyłowego zachowuje poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie, które uzyskał w trakcie swojej działalności, oraz zapobiega ujawnieniu w sposób dyskryminacyjny informacji o swojej własnej działalności, które mogą być źródłem korzyści handlowych. W szczególności nie ujawnia on żadnych informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie pozostałym częściom przedsiębiorstwa, o ile takie ujawnienie nie jest niezbędne do przeprowadzenia transakcji handlowej. W celu zapewnienia pełnego poszanowania zasad rozdziału informacyjnego państwa członkowskie zapewniają, aby właściciel systemu przesyłowego oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie korzystali ze wspólnych służb, takich jak wspólna obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych.

2. W ramach sprzedaży lub zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa powiązane operatorzy systemów przesyłowych nie wykorzystują w niewłaściwy sposób informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie, uzyskanych od stron trzecich w ramach udostępniania lub negocjowania dostępu do systemu.
3. Informacje niezbędne do skutecznej konkurencji i skutecznego funkcjonowania rynku są podawane do publicznej wiadomości. Obowiązek ten pozostaje bez uszczerbku dla ochrony informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.

#### Artykuł 42

### **Uprawnienia do podejmowania decyzji w odniesieniu do przyłączania nowych instalacji wytwórczych i instalacji magazynowania energii do systemu przesyłowego**

1. Operator systemu przesyłowego ustanawia i publikuje przejrzyste i skuteczne procedury niedyskryminacyjnego przyłączania nowych instalacji wytwórczych i instalacji magazynowania energii do systemu przesyłowego. Procedury te podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne.
2. Operator systemu przesyłowego nie jest uprawniony do odmowy przyłączenia nowej instalacji wytwórczej lub instalacji magazynowania energii ze względu na możliwe przyszłe ograniczenia dostępnych zdolności sieci, takie jak ograniczenia przesyłowe w odległych częściach systemu przesyłowego. Operator systemu przesyłowego dostarcza niezbędnych informacji.

Akapit pierwszy pozostaje bez uszczerbku dla możliwości, by operatorzy systemów przesyłowych ograniczali gwarantowaną moc przyłączeniową lub oferowali przyłączenia z zastrzeżeniem ograniczeń eksploatacyjnych, aby zapewnić efektywność gospodarczą względem nowych instalacji wytwórczych lub instalacji magazynowania energii, pod warunkiem że takie ograniczenia zostały zatwierdzone przez organ regulacyjny. Organ regulacyjny zapewnia, by wszelkie ograniczenia gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub ograniczenia eksploatacyjne były wprowadzane na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur i by nie tworzyły nieuzasadnionych przeszkód utrudniających wejście na rynek. Żadne ograniczenia nie mają zastosowania, w przypadku gdy instalacja wytwórcza lub instalacja magazynowania energii ponosi koszty związane z zapewnieniem nieograniczonego przyłączenia.

3. Operator systemu przesyłowego nie jest uprawniony do odmowy przyłączenia nowego punktu na tej podstawie, że powodowałoby to dodatkowe koszty wynikające z konieczności zwiększenia zdolności elementów systemu położonych w pobliżu tego punktu przyłączeniowego.

## ROZDZIAŁ VI

### ROZDZIAŁ OPERATORÓW SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH

#### Sekcja 1

### Rozdział własnościowy

#### Artykuł 43

### **Rozdział własnościowy systemów przesyłowych i operatorów systemów przesyłowych**

1. Państwa członkowskie zapewniają, aby:
  - a) każde przedsiębiorstwo będące właścicielem systemu przesyłowego działało jako operator systemu przesyłowego;
  - b) ta sama osoba lub te same osoby nie były uprawnione do:
    - (i) bezpośredniego lub pośredniego sprawowania kontroli nad przedsiębiorstwem prowadzącym jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw i do bezpośredniego lub pośredniego sprawowania kontroli lub wykonywania jakichkolwiek praw względem operatora systemu przesyłowego lub względem systemu przesyłowego; ani
    - (ii) bezpośredniego lub pośredniego sprawowania kontroli nad operatorem systemu przesyłowego lub nad systemem przesyłowym i do bezpośredniego lub pośredniego sprawowania kontroli lub wykonywania jakichkolwiek praw względem przedsiębiorstwa prowadzącego jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw;



c) ta sama osoba lub osoby nie były uprawnione do powoływania członków rady nadzorczej, zarządu ani organów uprawnionych do reprezentacji prawnej przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego lub systemu przesyłowego i do bezpośredniego lub pośredniego sprawowania kontroli lub wykonywania jakichkolwiek praw względem przedsiębiorstwa prowadzącego jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw; oraz

d) ta sama osoba nie była uprawniona do pełnienia funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa zarówno przedsiębiorstwa prowadzącego jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw, jak i operatora systemu przesyłowego lub systemu przesyłowego.

2. Prawa, o których mowa w ust. 1 lit. b) i c), obejmują w szczególności:

a) prawo do wykonywania prawa głosu;

b) prawo do powoływania członków rady nadzorczej, zarządu lub organów uprawnionych do reprezentacji prawnej przedsiębiorstwa; lub

c) posiadanie pakietu większościowego.

3. Do celów ust. 1 lit. b) pojęcie „przedsiębiorstwo prowadzące jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw” obejmuje „przedsiębiorstwo prowadzące jakąkolwiek działalność w zakresie produkcji lub dostaw” w rozumieniu dyrektywy 2009/73/WE, a pojęcia „operator systemu przesyłowego” i „system przesyłowy” obejmują „operatora systemu przesyłowego” i „system przesyłowy” w rozumieniu tej dyrektywy.

4. Obowiązek określony w ust. 1 lit. a) uważa się za spełniony w sytuacji, gdy co najmniej dwa przedsiębiorstwa będące właścicielami systemów przesyłowych utworzyły wspólne przedsięwzięcie pełniące funkcję operatora systemu przesyłowego w dwóch lub większej liczbie państwach członkowskich dla danych systemów przesyłowych. Żadne inne przedsiębiorstwo nie może być częścią tego wspólnego przedsięwzięcia, o ile nie zostało ono zatwierdzone zgodnie z art. 44 jako niezależny operator systemu lub jako niezależny operator przesyłu do celów sekcji 3.

5. Do celów wdrożenia niniejszego artykułu, jeżeli osoba, o której mowa w ust. 1 lit. b), c) i d), jest państwem członkowskim lub innym podmiotem publicznym, nie uznaje się za tę samą osobę lub te same osoby dwóch oddzielnych podmiotów publicznych sprawujących kontrolę nad operatorem systemu przesyłowego lub nad systemem przesyłowym, z jednej strony, oraz nad przedsiębiorstwem prowadzącym jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw, z drugiej strony.

6. Państwa członkowskie zapewniają, aby informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie, o których mowa w art. 41, będących w posiadaniu operatora systemu przesyłowego, który był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ani personelu takiego operatora systemu przesyłowego nie przekazywano ani nie przenoszono do przedsiębiorstw prowadzących jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw.

7. Jeżeli w dniu 3 września 2009 r. system przesyłowy należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o niestosowaniu ust. 1.

W takim przypadku państwa członkowskie, których to dotyczy:

a) wyznaczają niezależnego operatora systemu zgodnie z art. 44; lub

b) stosują się do sekcji 3.

8. Jeżeli w dniu 3 września 2009 r. system przesyłowy należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo oraz istniały rozwiązania gwarantujące bardziej skuteczną niezależność operatora systemu przesyłowego niż sekcja 3, państwo członkowskie może podjąć decyzję o niestosowaniu ust. 1.

9. Przed zatwierdzeniem i wyznaczeniem przedsiębiorstwa jako operatora systemu przesyłowego zgodnie z ust. 8 niniejszego artykułu musi ono uzyskać certyfikację zgodnie z procedurami określonymi w art. 52 ust. 4, 5 i 6 niniejszej dyrektywy oraz w art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943, zgodnie z którymi Komisja sprawdza, czy istniejące rozwiązania jednoznacznie gwarantują bardziej skuteczną niezależność operatora systemu przesyłowego niż sekcja 3 niniejszego rozdziału.

10. W żadnym wypadku przedsiębiorstwu zintegrowanemu pionowo będącemu właścicielem systemu przesyłowego nie uniemożliwia się podejmowania kroków zmierzających do zastosowania się do ust. 1.

11. Przedsiębiorstwa prowadzące jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw nie mogą w żadnym wypadku sprawować bezpośrednio ani pośrednio kontroli ani wykonywać jakichkolwiek praw względem wydzielonych operatorów systemów przesyłowych w państwach członkowskich, które stosują przepisy ust. 1.

## Sekcja 2

**Niezależny operator systemu**

## Artykuł 44

**Niezależny operator systemu**

1. Jeżeli system przesyłowy należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w dniu 3 września 2009 r., państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o niestosowaniu art. 43 ust. 1 i wyznaczyć niezależnego operatora systemu na wniosek właściciela systemu przesyłowego. Wyznaczenie to podlega zatwierdzeniu przez Komisję.
2. Państwo członkowskie może zatwierdzić i wyznaczyć niezależnego operatora systemu, pod warunkiem że:
  - a) kandydat na operatora wykazał, że spełnia wymogi wymienione w art. 43 ust. 1 lit. b), c) i d);
  - b) kandydat na operatora wykazał, że dysponuje wymaganymi zasobami finansowymi, technicznymi, fizycznymi i kadrowymi, aby wykonywać swoje zadania zgodnie z art. 40;
  - c) kandydat na operatora zobowiązał się zastosować się do dziesięcioletniego planu rozwoju sieci monitorowanego przez organ regulacyjny;
  - d) właściciel systemu przesyłowego wykazał zdolność do wykonywania swoich obowiązków zgodnie z ust. 5. W tym celu przedkłada on wszelkie projekty umów z operatorem kandydującym oraz z każdym innym właściwym podmiotem; oraz
  - e) kandydat na operatora wykazał zdolność do wykonywania swoich obowiązków zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2019/943, w tym obowiązku współpracy operatorów systemów przesyłowych na poziomie europejskim i regionalnym.
3. Przedsiębiorstwa, które uzyskały certyfikację od organu regulacyjnego jako spełniające wymogi art. 53 oraz ust. 2 niniejszego artykułu, są zatwierdzane i wyznaczane przez państwa członkowskie jako operatorzy systemów przesyłowych. Zastosowanie ma procedura certyfikacji określona w art. 52 niniejszej dyrektywy i w art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub w art. 53 niniejszej dyrektywy.
4. Każdy niezależny operator systemu jest odpowiedzialny za przyznawanie dostępu stronom trzecim i zarządzanie takim dostępem, w tym również za pobieranie opłat za dostęp i opłat z tytułu alokacji zdolności, a także płatności w ramach mechanizmu rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi zgodnie z art. 49 rozporządzenia (UE) 2019/943, jak również za eksploatację, utrzymywanie i rozbudowę systemu przesyłowego oraz za zapewnienie za pomocą planowania inwestycyjnego długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania. Podczas rozbudowy systemu przesyłowego niezależny operator systemu odpowiedzialny jest za planowanie (w tym również za procedurę udzielania zezwoleń), budowę i oddawanie do eksploatacji nowej infrastruktury. W tym celu niezależny operator systemu działa jako operator systemu przesyłowego zgodnie z niniejszą sekcją. Właściciel systemu przesyłowego nie jest odpowiedzialny za przyznawanie dostępu stronom trzecim ani za zarządzanie takim dostępem, ani za planowanie inwestycyjne.
5. W przypadku gdy wyznaczony został niezależny operator systemu, właściciel systemu przesyłowego:
  - a) zapewnia wszelką stosowną współpracę i wsparcie niezależnemu operatorowi systemu w celu wykonywania jego zadań, w tym w szczególności wszelkie stosowne informacje;
  - b) finansuje inwestycje, o których zdecydował niezależny operator systemu i które zatwierdził organ regulacyjny lub wyraża zgodę na ich finansowanie przez jakąkolwiek zainteresowaną stronę, w tym również przez niezależnego operatora systemu. Stosowne uzgodnienia dotyczące finansowania podlegają uprzedniemu zatwierdzeniu przez organ regulacyjny. Przed takim zatwierdzeniem organ regulacyjny konsultuje się z właścicielem systemu przesyłowego oraz z innymi zainteresowanymi stronami;
  - c) zapewnia pokrycie odpowiedzialności związanej z aktywami sieci, z wyłączeniem odpowiedzialności związanej z zadaniami niezależnego operatora systemu; oraz
  - d) udziela gwarancji w celu ułatwienia finansowania wszelkiej rozbudowy sieci, z wyjątkiem tych inwestycji, w których przypadku wydał zgodę z lit. b) zgodę na finansowanie przez jakąkolwiek zainteresowaną stronę, w tym również przez niezależnego operatora systemu.

6. W ścisłej współpracy z organem regulacyjnym właściwemu krajowemu organowi ochrony konkurencji przyznaje się wszelkie stosowne uprawnienia do skutecznego monitorowania wypełniania przez właściciela systemu przesyłowego jego obowiązków zgodnie z ust. 5.

#### Artykuł 45

### Rozdział właścicieli systemów przesyłowych

1. W przypadku gdy wyznaczony został niezależny operator systemu, który jest częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, właściciel systemu przesyłowego musi być niezależny, przynajmniej w zakresie formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji, od wszelkich innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłem.
2. W celu zapewnienia niezależności właściciela systemu przesyłowego, o której mowa w ust. 1, stosuje się następujące kryteria minimalne:
  - a) osoby odpowiedzialne za zarządzanie właścicielem systemu przesyłowego nie uczestniczą w strukturach zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego odpowiedzialnego, bezpośrednio lub pośrednio, za bieżącą działalność w zakresie wytwarzania, dystrybucji i dostaw energii elektrycznej;
  - b) podjęte zostają odpowiednie środki celu zapewnienia, aby interesy zawodowe osób odpowiedzialnych za zarządzanie właścicielem systemu przesyłowego były uwzględniane w sposób pozwalający tym osobom na niezależne działanie; oraz
  - c) właściciel systemu przesyłowego ustanawia program zgodności, w którym określa się środki stosowane w celu wyeliminowania praktyk dyskryminacyjnych, a także zapewnia odpowiednie monitorowanie jego przestrzegania; w programie zgodności określa się szczegółowe obowiązki pracowników związane z osiągnięciem tych celów; osoba lub organ odpowiedzialny za monitorowanie programu zgodności przedkłada organowi regulacyjnemu roczne sprawozdanie przedstawiające zastosowane środki, a sprawozdanie to jest publikowane.

#### Sekcja 3

### Niezależni operatorzy systemów przesyłowych

#### Artykuł 46

### Aktywa, urzędnicy, pracownicy i tożsamość

1. Operatorzy systemów przesyłowych mają do dyspozycji wszelkie zasoby ludzkie, techniczne, fizyczne i finansowe niezbędne do wypełniania ich obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy i do prowadzenia działalności w zakresie przesyłania energii elektrycznej, w szczególności:
  - a) aktywa, które są niezbędne do prowadzenia działalności w zakresie przesyłania energii elektrycznej, w tym również system przesyłowy, są własnością operatora systemu przesyłowego;
  - b) pracownicy niezbędni do prowadzenia działalności w zakresie przesyłania energii elektrycznej, w tym do wykonywania wszelkich zadań związanych z zarządzaniem przedsiębiorstwem, są zatrudnieni przez operatora systemu przesyłowego;
  - c) wynajęcie pracowników od innych części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo oraz wynajęcie pracowników na rzecz tych części, a także świadczenie usług na rzecz tych części i korzystanie z ich usług jest zabronione; operator systemu przesyłowego może jednak świadczyć usługi na rzecz przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, pod warunkiem że:
    - (i) świadczenie tych usług nie wprowadza dyskryminacji między użytkownikami systemu, jest dostępne dla wszystkich użytkowników systemu na tych samych warunkach i nie ogranicza, nie zakłóca ani nie zapobiega konkurencji w zakresie wytwarzania lub dostaw; oraz
    - (ii) warunki świadczenia tych usług zostały zatwierdzone przez organ regulacyjny;
  - d) bez uszczerbku dla decyzji organu nadzorującego na mocy art. 49 odpowiednie zasoby finansowe na przyszłe inwestycje lub zastąpienie istniejących aktywów udostępniane są operatorowi systemu przesyłowego we właściwym czasie przez przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, po przedłożeniu stosownego wniosku przez operatora systemu przesyłowego.

2. Oprócz zadań wymienionych w art. 40 działalność w zakresie przesyłania energii elektrycznej obejmuje przynajmniej następujące zadania:
- reprezentowanie operatora systemu przesyłowego i utrzymywanie kontaktów ze stronami trzecimi i z organami regulacyjnymi;
  - reprezentowanie operatora systemu przesyłowego w ENTSO energii elektrycznej;
  - przyznawanie dostępu stronom trzecim bez dyskryminacji poszczególnych użytkowników systemu lub kategorii użytkowników systemu oraz zarządzanie tym dostępem;
  - pobieranie wszystkich opłat związanych z systemem przesyłowym, w tym także opłat za dostęp, straty energii oraz usługi pomocnicze;
  - eksploatację, utrzymywanie i rozwój bezpiecznego, sprawnego i opłacalnego systemu przesyłowego;
  - planowanie inwestycyjne zapewniające długoterminową zdolność systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania i gwarantujące bezpieczeństwo dostaw;
  - tworzenie wspólnych przedsięwzięć, w tym również z jednym lub większą liczbą operatorów systemów przesyłowych, giełdami energii elektrycznej i innymi właściwymi podmiotami, w celu tworzenia rynków regionalnych lub ułatwiania procesu liberalizacji; oraz
  - wszelką obsługę administracyjno-zarządczą, w tym obsługę prawną, rachunkowość i usługi informatyczne.
3. Operatorzy systemów przesyłowych działają w formie prawnej, o której mowa w załączniku I do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1132 <sup>(26)</sup>.
4. Operator systemu przesyłowego nie może – w zakresie tożsamości korporacyjnej, komunikacji, marki i obiektów – powodować nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub jakiegokolwiek części.
5. Operator systemu przesyłowego nie może dzielić systemów ani urządzeń informatycznych, obiektów fizycznych i zabezpieczonych systemów dostępu z żadną częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo ani nie korzysta z usług tych samych konsultantów ani wykonawców zewnętrznych w zakresie systemów i urządzeń informatycznych oraz systemów zabezpieczenia dostępu.
6. Rachunkowość operatorów systemów przesyłowych kontrolowana jest przez biegłego rewidenta innego niż biegły rewident kontrolujący rachunkowość przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub jakiegokolwiek jego części.

#### Artykuł 47

### Niezależność operatora systemu przesyłowego

- Bez uszczerbku dla decyzji organu nadzorującego na mocy art. 49 operator systemu przesyłowego posiada:
  - skuteczne uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależne od przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymywania i rozbudowy systemu przesyłowego; oraz
  - uprawnienia do pozyskiwania środków pieniężnych na rynku kapitałowym, w szczególności przez zaciąganie pożyczek i podwyższanie kapitału.
- Operator systemu przesyłowego w każdym przypadku działa tak, aby zapewnić sobie posiadanie zasobów niezbędnych do właściwego i skutecznego prowadzenia działalności przesyłowej oraz rozbudowy i utrzymywania sprawnego, bezpiecznego i opłacalnego systemu przesyłowego.
- Podmioty zależne przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo prowadzące działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw nie mogą mieć bezpośrednio ani pośrednio jakichkolwiek udziałów lub akcji operatora systemu przesyłowego. Operator systemu przesyłowego nie może mieć bezpośrednio ani pośrednio jakichkolwiek udziałów lub akcji jakiegokolwiek podmiotu zależnego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo prowadzącego działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw ani nie może otrzymywać dywidend lub innych korzyści finansowych od tego podmiotu zależnego.
- Ogólna struktura zarządcza i statut operatora systemu przesyłowego muszą zapewniać skuteczną niezależność operatora systemu przesyłowego zgodnie z niniejszą sekcją. Przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo nie może określać, bezpośrednio ani pośrednio, zachowań konkurencyjnych operatora systemu przesyłowego w zakresie jego bieżącej działalności oraz zarządzania siecią ani w zakresie działań niezbędnych do przygotowania dziesięcioletniego planu rozwoju zgodnie z art. 51.

<sup>(26)</sup> 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).

5. Wykonując swoje zadania zgodnie z art. 40 i z art. 46 ust. 2 niniejszej dyrektywy oraz wykonując obowiązki określone w art. 16, 18, 19 i 50 rozporządzenia (UE) 2019/943, operatorzy systemów przesyłowych nie dyskryminują poszczególnych osób lub podmiotów ani nie ograniczają i nie zakłócają konkurencji w zakresie wytwarzania lub dostaw ani nie zapobiegają jej.
6. Wszelkie powiązania handlowe i finansowe między przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo a operatorem systemu przesyłowego, w tym również pożyczki udzielane przez operatora systemu przesyłowego przedsiębiorstwu zintegrowanemu pionowo, muszą być zgodne z warunkami rynkowymi. Operator systemu przesyłowego prowadzi szczegółową dokumentację tych powiązań handlowych i finansowych i udostępnia ją na wniosek organowi regulacyjnemu.
7. Operator systemu przesyłowego przedstawia do zatwierdzenia organowi regulacyjnemu wszelkie umowy handlowe i finansowe z przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo.
8. Operator systemu przesyłowego informuje organ regulacyjny o zasobach finansowych, o których mowa w art. 46 ust. 1 lit. d), dostępnych na cel przyszłych inwestycji lub odtworzenia istniejących aktywów.
9. Przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo powstrzymuje się od wszelkich działań utrudniających operatorowi systemu przesyłowego wykonywanie jego obowiązków przewidzianych w niniejszym rozdziale oraz nie wymaga od operatora systemu przesyłowego uzyskania zgody przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w wypełnianiu tych obowiązków.
10. Przedsiębiorstwo, które uzyskało od organu regulacyjnego certyfikat zgodności z wymogami niniejszego rozdziału, jest zatwierdzone i wyznaczone przez dane państwo członkowskie jako operator systemu przesyłowego. Zastosowanie ma procedura certyfikacji określona w art. 52 niniejszej dyrektywy i w art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub w art. 53 niniejszej dyrektywy.

#### Artykuł 48

### Niezależność pracowników i kierownictwa operatora systemu przesyłowego

1. Decyzje dotyczące powoływania i przedłużania okresu urzędowania, warunków zatrudnienia – w tym również wynagrodzenia i rozwiązania stosunku pracy – osób odpowiedzialnych za zarządzanie lub członków organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego podejmowane są przez organ nadzorujący operatora systemu przesyłowego powoływany zgodnie z art. 49.
2. Organowi regulacyjnemu zgłasza się dane osobowe oraz warunki regulujące kadencję, czas trwania i zakończenie okresu urzędowania osób wyznaczonych przez organ nadzorujący z myślą o powołaniu tych osób lub przedłużeniu ich okresu urzędowania jako osób odpowiedzialnych za zarządzanie wykonawcze lub członków organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego oraz uzasadnienie jakiegokolwiek proponowanej decyzji zakończenia okresu urzędowania tych osób. Warunki te oraz decyzje, o których mowa w ust. 1, stają się wiążące jedynie w przypadku, gdy organ regulacyjny nie zgłosi żadnych zastrzeżeń w terminie trzech tygodni od powiadomienia.  
  
Organ regulacyjny może zgłosić sprzeciw wobec decyzji, o których mowa w ust. 1, w przypadku gdy:
  - a) powstają wątpliwości co do niezależności zawodowej powołanej osoby odpowiedzialnej za zarządzanie lub członka organów administracyjnych; lub
  - b) w przypadku przedterminowego zakończenia okresu urzędowania – jeżeli istnieją wątpliwości co do uzasadnienia takiego przedterminowego zakończenia.
3. Nie jest dozwolone zajmowanie jakiegokolwiek stanowiska ani wykonywanie jakichkolwiek obowiązków zawodowych, posiadanie jakichkolwiek interesów lub powiązań gospodarczych, bezpośrednio lub pośrednio, w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo lub jakiegokolwiek jego części lub z kontrolującymi go wspólnikami lub akcjonariuszami innymi niż operator systemu przesyłowego przez okres trzech lat przed powołaniem osób odpowiedzialnych za zarządzanie lub członków organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego podlegających przepisom niniejszego ustępu.
4. Osoby odpowiedzialne za zarządzanie lub członkowie organów administracyjnych oraz pracownicy operatora systemu przesyłowego nie mogą zajmować jakiegokolwiek innego stanowiska ani wykonywać jakichkolwiek innych obowiązków zawodowych, posiadać jakichkolwiek innych interesów lub powiązań gospodarczych, bezpośrednio lub pośrednio, w innej części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub z kontrolującymi go wspólnikami lub akcjonariuszami.

5. Osoby odpowiedzialne za zarządzanie lub członkowie organów administracyjnych oraz pracownicy operatora systemu przesyłowego nie mogą, bezpośrednio ani pośrednio, posiadać żadnych interesów w jakiegokolwiek części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo innej niż operator systemu przesyłowego ani otrzymywać od niej żadnych korzyści finansowych. Ich wynagrodzenie nie zależy od działalności ani wyników przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo innych niż działalność lub wyniki operatora systemu przesyłowego.

6. Gwarantuje się skuteczne prawo odwołania do organu regulacyjnego w przypadku jakichkolwiek skarg wnoszonych przez osoby odpowiedzialne za zarządzanie lub członków organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego w związku z przedterminowym zakończeniem okresu urzędowania.

7. Po zakończeniu okresu urzędowania w strukturach operatora systemu przesyłowego osoby odpowiedzialne za zarządzanie nim lub członkowie jego organów administracyjnych nie mogą zajmować żadnego stanowiska ani wykonywać jakichkolwiek obowiązków zawodowych, mieć interesów lub powiązań gospodarczych w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo lub w jakiegokolwiek jego części innej niż operator systemu przesyłowego lub z kontrolującymi go wspólnikami lub akcjonariuszami przez okres nie mniej niż czterech lat.

8. Ust. 3 stosuje się do większości osób odpowiedzialnych za zarządzanie lub członków organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego.

Osoby odpowiedzialne za zarządzanie lub członkowie organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego, którzy nie podlegają przepisom ust. 3, nie mogą wykonywać jakiegokolwiek działalności zarządczej ani innej odnośnej działalności w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo przez okres co najmniej sześciu miesięcy przed ich powołaniem.

Akapit pierwszy niniejszego ustępu oraz ust. 4–7 stosuje się do osób należących do kierownictwa wykonawczego i do osób bezpośrednio im podległych w sprawach związanych z eksploatacją, utrzymywaniem lub rozbudową sieci.

#### Artykuł 49

### Organ nadzorujący

1. Operator systemu przesyłowego posiada organ nadzorujący, odpowiedzialny za podejmowanie decyzji, które mogą mieć znaczący wpływ na wartość aktywów wspólników lub akcjonariuszy operatora systemu przesyłowego, w szczególności za decyzje dotyczące zatwierdzenia rocznych i wieloletnich planów finansowych, poziomu zadłużenia operatora systemu przesyłowego i wielkości dywidendy wypłacanej wspólnikom lub akcjonariuszom. Decyzje należące do kompetencji organu nadzorującego nie obejmują decyzji związanych z bieżącą działalnością operatora systemu przesyłowego i zarządzaniem siecią oraz działań niezbędnych do przygotowania dziesięcioletniego planu rozwoju sieci zgodnie z art. 51.

2. Organ nadzorujący składa się z członków reprezentujących przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, członków reprezentujących wspólników lub akcjonariuszy będących stronami trzecimi oraz – w przypadku gdy jest to przewidziane w odpowiednim prawie krajowym – członków reprezentujących inne zainteresowane strony, takich jak pracownicy operatora systemu przesyłowego.

3. Art. 48 ust. 2 akapit pierwszy oraz art. 48 ust. 3–7 stosuje się do co najmniej połowy członków organu nadzorującego minus jedna osoba.

Art. 48 ust. 2 akapit drugi lit. b) stosuje się do wszystkich członków organu nadzorującego.

#### Artykuł 50

### Program zgodności i inspektor do spraw zgodności

1. Państwa członkowskie zapewniają, aby operatorzy systemów przesyłowych ustanowili i wdrażali program zgodności, w którym określa się środki wprowadzane w celu zapewnienia wyeliminowania działań dyskryminacyjnych oraz zapewnienia odpowiedniego monitorowania zgodności z tym programem. W programie zgodności określa się szczegółowe obowiązki pracowników związane z osiągnięciem tych celów. Program ten podlega zatwierdzeniu przez organ regulacyjny. Bez uszczerbku dla uprawnień organu regulacyjnego zgodność z programem jest niezależnie monitorowana przez inspektora do spraw zgodności.

2. Inspektor do spraw zgodności powoływany jest przez organ nadzorujący, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez organ regulacyjny. Organ regulacyjny może odmówić zatwierdzenia inspektora do spraw zgodności wyłącznie z przyczyn braku niezależności lub kompetencji zawodowych. Inspektorem do spraw zgodności może być osoba fizyczna lub prawna. Art. 48 ust. 2–8 stosuje się do inspektora do spraw zgodności.

3. Inspektor do spraw zgodności odpowiada za:

- a) monitorowanie wdrażania programu zgodności;
- b) opracowywanie i przedłożenie organowi regulacyjnemu sprawozdania rocznego określającego środki wprowadzone w celu wdrożenia programu zgodności;
- c) składanie sprawozdań organowi nadzorującemu i wydawanie zaleceń dotyczących programu zgodności i jego wdrażania;
- d) powiadamianie organu regulacyjnego o wszelkich istotnych naruszeniach w zakresie wdrażania programu zgodności; oraz
- e) składanie organowi regulacyjnemu sprawozdań dotyczących wszelkich powiązań handlowych i finansowych między przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo a operatorem systemu przesyłowego.

4. Inspektor do spraw zgodności przedkłada organowi regulacyjnemu propozycje decyzji w sprawie planu inwestycyjnego lub w sprawie poszczególnych inwestycji w sieć. Ma to miejsce najpóźniej w chwili przedstawienia tych propozycji organowi nadzorującemu przez kierownictwo lub właściwy organ administracyjny operatora systemu przesyłowego.

5. W przypadku gdy przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, podczas walnego zgromadzenia lub w drodze głosowania członków powołanego przez siebie organu nadzorującego, sprzeciwi się przyjęciu decyzji, czego skutkiem będzie niemożność przeprowadzenia lub opóźnienie inwestycji, które zgodnie z dziesięcioletnim planem rozwoju miały być zrealizowane w ciągu trzech kolejnych lat, inspektor do spraw zgodności powiadamia o tym organ regulacyjny, który działa w takim przypadku zgodnie z art. 51.

6. Warunki regulujące mandat lub warunki zatrudnienia inspektora do spraw zgodności, w tym czas trwania jego mandatu, podlegają zatwierdzeniu przez organ regulacyjny. Warunki te zapewniają niezależność inspektora do spraw zgodności, w tym przez zapewnienie wszystkich zasobów niezbędnych do wykonywania zadań inspektora do spraw zgodności. Przez czas trwania swojego mandatu inspektor do spraw zgodności nie może zajmować, pośrednio ani bezpośrednio, żadnego innego stanowiska, pełnić jakichkolwiek innych zadań ani mieć jakichkolwiek innych interesów w jakiegokolwiek części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub z taką jego częścią lub z jej współnikami lub akcjonariuszami posiadającymi pakiet kontrolny.

7. Inspektor do spraw zgodności składa organowi regulacyjnemu regularne sprawozdania ustne lub pisemne i jest uprawniony do składania regularnego sprawozdania ustnego lub pisemnego organowi nadzorującemu operatora systemu przesyłowego.

8. Inspektor do spraw zgodności może brać udział we wszelkich posiedzeniach kierownictwa lub organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego oraz w posiedzeniach organu nadzorującego i w walnych zgromadzeniach. Inspektor do spraw zgodności bierze udział we wszystkich posiedzeniach, na których omawiane są następujące kwestie:

- a) warunki dostępu do sieci określone w rozporządzeniu (UE) 2019/943, w szczególności dotyczące taryf, usług związanych z dostępem stron trzecich, alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, przejrzystości, usług pomocniczych i rynków wtórnych;
- b) przedsięwzięcia podjęte w celu eksploatacji, utrzymywania i rozbudowy systemu przesyłowego, w tym również inwestycje w połączenia wzajemne i przyłączenia;
- c) zakup lub sprzedaż energii niezbędnej do eksploatacji systemu przesyłowego.

9. Inspektor do spraw zgodności monitoruje przestrzeganie art. 41 przez operatora systemu przesyłowego.

10. Inspektor do spraw zgodności ma dostęp do wszystkich stosownych danych i do biur operatora systemu przesyłowego, a także do wszystkich informacji niezbędnych do wykonywania swojego zadania.

11. Inspektor do spraw zgodności ma dostęp do biur operatora systemu przesyłowego, bez uprzedniego zawiadomienia.

12. Po uprzednim zatwierdzeniu przez organ regulacyjny organ nadzorujący może odwołać inspektora do spraw zgodności. Odwołuje on inspektora do spraw zgodności z przyczyn braku niezależności lub kompetencji zawodowych na wniosek organu regulacyjnego.

## Artykuł 51

**Rozbudowa sieci i uprawnienia do podejmowania decyzji inwestycyjnych**

1. Przynajmniej co dwa lata operatorzy systemów przesyłowych przedstawiają organowi regulacyjnemu dziesięcioletni plan rozwoju sieci oparty na istniejących i prognozowanych dostawach i zapotrzebowaniu, po konsultacji ze wszystkimi właściwymi zainteresowanymi stronami. Ten plan rozwoju sieci zawiera skuteczne środki w celu zagwarantowania wystarczalności systemu i bezpieczeństwa dostaw. Operator systemu przesyłowego publikuje dziesięcioletni plan rozwoju sieci na swojej stronie internetowej.

2. W szczególności dziesięcioletni plan rozwoju sieci:

- a) wskazuje uczestnikom rynku najważniejszą infrastrukturę przesyłową, którą należy zbudować lub zmodernizować w ciągu następnych dziesięciu lat;
- b) zawiera wszelkie inwestycje, o których już zadecydowano, i określa nowe inwestycje, które muszą być zrealizowane w ciągu najbliższych trzech lat; oraz
- c) określa ramy czasowe dla wszystkich projektów inwestycji.

3. Przy opracowywaniu dziesięcioletniego planu rozwoju sieci operator systemu przesyłowego w pełni uwzględnia potencjał wykorzystania odpowiedzi odbioru, instalacji magazynowania energii lub innych zasobów jako rozwiązania alternatywnego dla rozbudowy systemu, jak również przewidywane zużycie i handel z innymi krajami oraz plany inwestycyjne dotyczące sieci ogólnounijnych i regionalnych.

4. Organ regulacyjny konsultuje się w sprawie dziesięcioletniego planu rozwoju sieci ze wszystkimi obecnymi lub potencjalnymi użytkownikami systemu w sposób otwarty i przejrzysty. Od osób lub przedsiębiorstw, które twierdzą, że są potencjalnymi użytkownikami systemu, można wymagać uzasadnienia tych twierdzeń. Organ regulacyjny podaje do publicznej wiadomości wyniki procesu konsultacji, w szczególności możliwe potrzeby inwestycyjne.

5. Organ regulacyjny bada, czy dziesięcioletni plan rozwoju sieci obejmuje wszystkie potrzeby inwestycyjne określone w procesie konsultacji i czy jest spójny z niewiążącym dziesięcioletnim planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym („plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym”), o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) rozporządzenia (UE) 2019/943. Jeżeli pojawiają się jakiegokolwiek wątpliwości co do spójności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym, organ regulacyjny konsultuje się z ACER. Organ regulacyjny może zwrócić się do operatora systemu przesyłowego, aby zmienił swój dziesięcioletni plan rozwoju sieci.

Właściwe organy krajowe oceniają, czy dziesięcioletni plan rozwoju sieci jest spójny z krajowym planem w dziedzinie energii i klimatu przedłożonym zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2018/1999.

6. Organ regulacyjny monitoruje i ocenia wdrażanie dziesięcioletniego planu rozwoju sieci.

7. W przypadku gdy operator systemu przesyłowego – z przyczyn innych niż nadrzędne przyczyny niezależne od niego – nie zrealizuje inwestycji, która zgodnie z dziesięcioletnim planem rozwoju sieci miała być zrealizowana w ciągu najbliższych trzech lat, państwa członkowskie zapewniają, aby organ regulacyjny został zobowiązany do zastosowania co najmniej jednego z następujących środków w celu zapewnienia realizacji danej inwestycji, jeżeli inwestycja ta jest w dalszym ciągu istotna w oparciu o najnowszy dziesięcioletni plan rozwoju sieci:

- a) zobowiązanie operatora systemu przesyłowego do zrealizowania danej inwestycji;
- b) zorganizowanie otwartej dla wszystkich inwestorów procedury przetargowej na daną inwestycję; lub
- c) zobowiązanie operatora systemu przesyłowego do zaakceptowania podwyższenia kapitału, aby sfinansować niezbędne inwestycje i umożliwić niezależnym inwestorom udział w kapitale.

8. W przypadku gdy organ regulacyjny wykonuje swoje uprawnienia zgodnie z ust. 7 lit. b), może on zobowiązać operatora systemu przesyłowego do zaakceptowania jednego lub większej liczby poniższych warunków:

- a) finansowania przez jakąkolwiek stronę trzecią;
- b) budowy przez jakąkolwiek stronę trzecią;



- c) samodzielnej budowy odpowiedniego aktywu;
- d) samodzielnej eksploatacji odpowiedniego aktywu.

Operator systemu przesyłowego udziela inwestorom wszystkich informacji niezbędnych do realizacji inwestycji, przyłącza nowe aktywa do sieci przesyłowej oraz dokłada wszelkich starań, aby ułatwić realizację projektu tej inwestycji.

Stosowne uzgodnienia dotyczące finansowania podlegają zatwierdzeniu przez organ regulacyjny.

9. Jeżeli organ regulacyjny skorzystał z uprawnień zgodnie z ust. 7, odpowiednie uregulowania taryfowe uwzględniają koszty danych inwestycji.

#### Sekcja 4

### Wyznaczenie i certyfikacja operatorów systemów przesyłowych

#### Artykuł 52

### Wyznaczenie i certyfikacja operatorów systemów przesyłowych

1. Przed zatwierdzeniem i wyznaczeniem przedsiębiorstwa jako operatora systemu przesyłowego musi ono uzyskać certyfikację zgodnie z procedurami określonymi w ust. 4, 5 i 6 niniejszego artykułu oraz w art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943.
2. Przedsiębiorstwa, które uzyskały certyfikację od organu regulacyjnego jako spełniające wymogi art. 43, zgodnie z przedstawioną poniżej procedurą certyfikacji, są zatwierdzane i wyznaczane przez państwa członkowskie jako operatorzy systemów przesyłowych. Informacja o wyznaczeniu operatorów systemów przesyłowych zgłaszana jest Komisji oraz publikowana w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.
3. Operatorzy systemów przesyłowych powiadamiają organ regulacyjny o wszelkich planowanych transakcjach, które mogą wymagać powtórnej oceny ich zgodności z wymogami art. 43.
4. Organy regulacyjne monitorują stałe przestrzeganie przez operatorów systemów przesyłowych wymogów art. 43. Wszczynają one procedurę certyfikacji w celu zapewnienia takiej zgodności:
  - a) po złożeniu przez operatora systemu przesyłowego powiadomienia zgodnie z ust. 3;
  - b) z własnej inicjatywy, jeżeli dowiedziały się, że planowana zmiana w zakresie praw lub wpływu wobec właścicieli systemów przesyłowych lub operatorów systemów przesyłowych może doprowadzić do naruszenia art. 43, lub w przypadku gdy mają podstawy, aby sądzić, że takie naruszenie mogło mieć miejsce; lub
  - c) na podstawie uzasadnionego wniosku Komisji.
5. Organy regulacyjne przyjmują decyzję w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego w terminie czterech miesięcy od daty powiadomienia przez operatora systemu przesyłowego lub od daty wniosku Komisji. Po upływie tego terminu certyfikację uznaje się za przyznaną. Wyrażna lub dorozumiana decyzja organu regulacyjnego staje się skuteczna dopiero po zakończeniu procedury określonej w ust. 6.
6. Organ regulacyjny niezwłocznie powiadamia Komisję o wyrażnej lub dorozumianej decyzji w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego, przekazując jednocześnie wszystkie stosowne informacje dotyczące tej decyzji. Komisja stanowi zgodnie z procedurą ustanowioną w art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943.
7. Organy regulacyjne oraz Komisja mogą się zwrócić do operatorów systemów przesyłowych i do przedsiębiorstw prowadzących jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw o dostarczenie wszelkich informacji istotnych z punktu widzenia wypełniania ich zadań zgodnie z niniejszym artykułem.
8. Organy regulacyjne oraz Komisja zachowują poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.

## Artykuł 53

**Certyfikacja w odniesieniu do państw trzecich**

1. W przypadku gdy o certyfikację zwraca się właściciel systemu przesyłowego lub operator systemu przesyłowego, który jest kontrolowany przez osobę lub osoby z państwa trzeciego lub z państw trzecich, organ regulacyjny powiadamia o tym Komisję.

Organ regulacyjny powiadamia również niezwłocznie Komisję o wszelkich okolicznościach, które mogłyby prowadzić do uzyskania kontroli nad systemem przesyłowym lub nad operatorem systemu przesyłowego przez osobę lub osoby z państwa trzeciego lub z państw trzecich.

2. Operator systemu przesyłowego powiadamia organ regulacyjny o wszelkich okolicznościach, które mogłyby prowadzić do uzyskania kontroli nad systemem przesyłowym lub nad operatorem systemu przesyłowego przez osobę lub osoby z państwa trzeciego lub z państw trzecich.

3. Organ regulacyjny przyjmuje projekt decyzji w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego w terminie czterech miesięcy od daty powiadomienia przez operatora systemu przesyłowego. Organ regulacyjny odmawia certyfikacji, jeżeli:

- a) nie wykazano, że dany podmiot spełnia wymogi art. 43; oraz
- b) organowi regulacyjnemu lub innemu właściwemu krajowemu organowi wyznaczonemu przez państwo członkowskie nie wykazano, że udzielenie certyfikacji nie stworzy zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii w danym państwie członkowskim i w Unii; mając na uwadze tę kwestię, organ regulacyjny lub inny właściwy krajowy organ uwzględnia:
  - (i) prawa i zobowiązania Unii względem tego państwa trzeciego, wynikające z prawa międzynarodowego, w tym również z jakiegokolwiek umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich, której stroną jest Unia i która dotyczy kwestii bezpieczeństwa dostaw energii;
  - (ii) prawa i zobowiązania danego państwa członkowskiego względem tego państwa trzeciego, wynikające z umów zawartych z tym państwem trzecim, w zakresie, w jakim są one zgodne z prawem Unii; oraz
  - (iii) inne szczególne fakty i okoliczności dotyczące danego przypadku i danego państwa trzeciego.

4. Organ regulacyjny niezwłocznie powiadamia Komisję o decyzji, przekazując jednocześnie wszystkie stosowne informacje dotyczące tej decyzji.

5. Państwa członkowskie zapewniają, aby organ regulacyjny lub wyznaczony właściwy organ, o którym mowa w ust. 3 lit. b) – przed przyjęciem decyzji w sprawie certyfikacji przez organ regulacyjny – wystąpił z wnioskiem do Komisji o opinię:

- a) czy dany podmiot spełnia wymogi art. 43; oraz
- b) czy przyznanie certyfikacji nie będzie stanowiło zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii do Unii.

6. Komisja bada wniosek, o którym mowa w ust. 5, niezwłocznie po jego otrzymaniu. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania wniosku Komisja wydaje opinię dla organu regulacyjnego lub, jeżeli z wnioskiem wystąpił wyznaczony właściwy organ, dla tego organu.

Przygotowując opinię, Komisja może zwrócić się o przedstawienie uwag do ACER, danego państwa członkowskiego i zainteresowanych stron. W przypadku gdy Komisja występuje z takim wnioskiem, okres dwumiesięczny przedłuża się o dwa miesiące.

W przypadku gdy Komisja nie wyda opinii w terminie, o którym mowa w akapicie pierwszym i drugim, uznaje się, że Komisja nie zgłasza żadnych zastrzeżeń wobec decyzji organu regulacyjnego.

7. Oceniając, czy kontrola sprawowana przez osobę lub osoby z państwa trzeciego lub z państw trzecich będzie stanowiła zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii do Unii, Komisja uwzględnia:

- a) szczególne okoliczności danego przypadku i danego państwa trzeciego lub państw trzecich; oraz
- b) prawa i zobowiązania Unii wobec tego państwa trzeciego lub państw trzecich, wynikające z prawa międzynarodowego, w tym również z umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich, której stroną jest Unia i która dotyczy kwestii bezpieczeństwa dostaw energii.

8. Organ regulacyjny przyjmuje ostateczną decyzję w sprawie certyfikacji w terminie dwóch miesięcy od upływu terminu, o którym mowa w ust. 6. Przyjmując ostateczną decyzję, organ regulacyjny w najwyższym stopniu uwzględnia opinię Komisji. W każdym przypadku państwa członkowskie mają prawo odmowy certyfikacji w przypadku gdy wydanie certyfikacji stwarza zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii tego państwa członkowskiego lub dla bezpieczeństwa dostaw energii innego państwa członkowskiego. W przypadku gdy państwo członkowskie wyznaczyło inny właściwy organ krajowy do dokonania oceny, o której mowa w ust. 3 lit. b), może ono wymagać od organu regulacyjnego przyjęcia ostatecznej decyzji zgodnie z oceną dokonaną przez ten właściwy organ krajowy. Ostateczna decyzja organu regulacyjnego publikowana jest wraz z opinią Komisji. W przypadku gdy ostateczna decyzja odbiega od opinii Komisji, dane państwo członkowskie przedstawia i publikuje wraz z decyzją ostateczną jej uzasadnienie.

9. Niniejszy artykuł w żaden sposób nie narusza prawa państw członkowskich do wykonywania, zgodnie z prawem Unii, krajowej kontroli sądowej w celu ochrony prawnie uzasadnionych interesów bezpieczeństwa publicznego.

10. Niniejszy artykuł, z wyjątkiem ust. 3 lit. a), stosuje się również do państw członkowskich, które podlegają odstępstwu na mocy art. 66.

#### Artykuł 54

### **Własność instalacji magazynowania energii przez operatorów systemów przesyłowych**

1. Operatorzy systemów przesyłowych nie mogą być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać instalacji magazynowania energii, ani nimi zarządzać.

2. W drodze odstępstwa od ust. 1 państwa członkowskie mogą zezwolić operatorom systemów przesyłowych na bycie właścicielem, tworzenie lub obsługę instalacji magazynowania energii, lub na zarządzanie takimi instalacjami, pod warunkiem że są one w pełni zintegrowanymi elementami sieci, a organ regulacyjny udzielił zgody lub spełnione są wszystkie następujące warunki:

- a) inne strony, po przeprowadzeniu otwartej, przejrzystej i wolnej od dyskryminacji procedury przetargowej, która jest przedmiotem przeglądu i zgody organu regulacyjnego, nie uzyskały prawa do bycia właścicielem, tworzenia ani obsługi takich instalacji, ani zarządzania takimi instalacjami lub nie są w stanie świadczyć tych usług terminowo i po rozsądnych kosztach;
- b) takie instalacje lub usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości są niezbędne dla operatorów systemów przesyłowych do wywiązywania się z obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy, aby zapewnić wydajne, niezawodne i bezpieczne funkcjonowanie systemu przesyłowego i nie są one wykorzystywane do zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej na rynkach energii elektrycznej; oraz
- c) organ regulacyjny ocenił konieczność takiego odstępstwa oraz przeprowadził *ex-ante* przegląd możliwości stosowania procedury przetargowej, w tym warunków procedury przetargowej, i udzielił zgody.

Organ regulacyjny może opracować wytyczne lub klauzule dotyczące udzielania zamówień w celu wsparcia operatorów systemów przesyłowych w zapewnianiu uczciwej procedury przetargowej.

3. Decyzję o przyznaniu odstępstwa zgłasza się Komisji i ACER wraz z odpowiednimi informacjami na temat wniosku i z uzasadnieniem przyznania odstępstwa.

4. Organy regulacyjne przeprowadzają w regularnych odstępach czasu, a przynajmniej co pięć lat, konsultacje społeczne dotyczące istniejących instalacji magazynowania energii, aby ocenić potencjalną dostępność i zainteresowanie innych stron inwestowaniem w takie instalacje. Jeżeli wyniki konsultacji społecznych, w ocenie organu regulacyjnego, wskazują, że inne strony są w stanie w sposób efektywny kosztowo być właścicielem, tworzyć lub obsługiwać takich instalacji, lub nimi zarządzać, organ regulacyjny zapewnia stopniowe wycofywanie się operatorów systemów przesyłowych z prowadzenia działań w tym zakresie w terminie 18 miesięcy. W ramach warunków tej procedury organy regulacyjne mogą zezwolić operatorom systemów przesyłowych na otrzymanie rozsądnej rekompensaty, w szczególności w celu odzyskania wartości końcowej ich inwestycji w instalacje magazynowania energii.

5. Ust. 4 nie stosuje się do w pełni zintegrowanych elementów sieci ani do zwykłego okresu amortyzacji nowych instalacji magazynowania w akumulatorach, jeżeli ostateczną decyzję inwestycyjną podjęto do 2024 r., pod warunkiem że takie instalacje magazynowania w akumulatorach:

- a) zostały podłączone do sieci najpóźniej po dwóch latach od tej daty;
- b) są włączone do systemu przesyłowego;

- c) są wykorzystywane wyłącznie do natychmiastowego reaktywnego przywrócenia bezpieczeństwa sieci w sytuacjach awaryjnych, w przypadkach gdy takie przywrócenie rozpoczyna się natychmiast i kończy się, gdy normalne redysponowanie może rozwiązać problem; oraz
- d) nie są wykorzystywane do zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej na rynkach energii elektrycznej, włączając bilansowanie.

#### Sekcja 5

### Rozdział i przejrzystość rachunkowości

#### Artykuł 55

#### Prawo wglądu do rachunkowości

1. Państwa członkowskie lub wyznaczone przez nie właściwe organy, w tym organy regulacyjne, o których mowa w art. 57, w zakresie, w jakim jest to niezbędne do wykonywania ich zadań, uprawnione są do wglądu do rachunkowości przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z art. 56.
2. Państwa członkowskie i każdy wyznaczony przez nie właściwy organ, w tym również organy regulacyjne, zachowują poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie. Państwa członkowskie mogą przewidzieć ujawnienie takich informacji, jeżeli takie ujawnienie jest niezbędne do wykonywania przez właściwe organy ich funkcji.

#### Artykuł 56

#### Rozdział rachunkowości

1. Państwa członkowskie podejmują niezbędne kroki w celu zapewnienia, aby rachunkowość przedsiębiorstw energetycznych prowadzona była zgodnie z ust. 2 i 3.
2. Przedsiębiorstwa energetyczne, niezależnie od ich struktury własności lub formy prawnej, sporządzają, poddają kontroli i publikują swoje roczne sprawozdania finansowe zgodnie z przepisami prawa krajowego dotyczącymi rocznych sprawozdań finansowych spółek z ograniczoną odpowiedzialnością, spółek komandytowo-akcyjnych lub spółek akcyjnych, przyjętymi zgodnie z dyrektywą 2013/34/UE.

Przedsiębiorstwa, które nie mają obowiązku prawnego publikacji rocznych sprawozdań finansowych, przechowują w swojej siedzibie głównej po jednym ich egzemplarzu do wglądu publicznego.

3. Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzą w swojej wewnętrznej rachunkowości odrębne księgi rachunkowe dla każdego rodzaju swojej działalności w zakresie przesyłu i dystrybucji, tak jak byłyby do tego zobowiązane, gdyby odnośne rodzaje działalności były prowadzone przez odrębne przedsiębiorstwa, w celu uniknięcia dyskryminacji, subsydiowania skrośnego i zakłócenia konkurencji. Prowadzą one również rachunkowość, która może być skonsolidowana, dla innych rodzajów działalności dotyczącej energii elektrycznej niezwiązanych z przesyłem ani dystrybucją. W rachunkowości wykazuje się dochód wynikający z własności systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego. W stosownych przypadkach przedsiębiorstwa prowadzą skonsolidowaną rachunkowość dla innych rodzajów działalności niezwiązanej z energią elektryczną. Wewnętrzna rachunkowość obejmuje bilans oraz rachunek zysków i strat dla każdego rodzaju działalności.
4. Kontrola, o której mowa w ust. 2, weryfikuje w szczególności przestrzeganie obowiązku unikania dyskryminacji i subsydiowania skrośnego, o którym mowa w ust. 3.

#### ROZDZIAŁ VII

#### ORGANY REGULACYJNE

#### Artykuł 57

#### Wyznaczanie i niezależność organów regulacyjnych

1. Każde państwo członkowskie wyznacza jeden organ regulacyjny na poziomie krajowym.
2. Ust. 1 pozostaje bez uszczerbku dla możliwości wyznaczenia innych organów regulacyjnych na poziomie regionalnym w państwach członkowskich, pod warunkiem że istnieje jeden wyższej rangi przedstawiciel pełniący funkcje przedstawicielskie i kontaktowe na poziomie Unii w Radzie Organów Regulacyjnych ACER zgodnie z art. 21 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/942.

3. W drodze odstępstwa od ust. 1 państwo członkowskie może wyznaczyć organy regulacyjne dla małych systemów w odrębnym geograficznie regionie, w którym zużycie w roku 2008 wyniosło mniej niż 3 % całości zużycia państwa członkowskiego, do którego należy ten region. Odstępstwo to pozostaje bez uszczerbku dla obowiązku wyznaczenia jednego wyższej rangi przedstawiciela pełniącego funkcje przedstawicielskie i kontaktowe na poziomie Unii w Radzie Organów Regulacyjnych ACER zgodnie z art. 21 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/942.

4. Państwa członkowskie gwarantują niezależność organu regulacyjnego i zapewniają, aby wykonywał on swoje uprawnienia w sposób bezstronny i przejrzysty. W tym celu państwa członkowskie zapewniają, aby przy wykonywaniu zadań regulacyjnych powierzonych mu na mocy niniejszej dyrektywy i powiązanego ustawodawstwa organ regulacyjny:

- a) był prawnie odrębny i funkcjonalnie niezależny od innych podmiotów publicznych lub prywatnych;
- b) zapewniał, aby jego pracownicy oraz osoby odpowiedzialne za zarządzanie nim:
  - (i) działali niezależnie od wszelkich interesów rynkowych; oraz
  - (ii) przy wykonywaniu swoich zadań regulacyjnych nie zwracali się o bezpośrednie polecenia ani nie wykonywali bezpośrednich poleceń któregośkolwiek rządu lub innego podmiotu publicznego lub prywatnego; niniejszy wymóg pozostaje bez uszczerbku dla ścisłej współpracy, w stosownych przypadkach, z innymi właściwymi organami krajowymi oraz dla ogólnych wytycznych polityki opracowanych przez rząd niezwiązanych z uprawnieniami i obowiązkami regulacyjnymi na podstawie art. 59.

5. W celu ochrony niezależności organu regulacyjnego państwa członkowskie zapewniają w szczególności, aby:

- a) organ regulacyjny mógł podejmować samodzielne decyzje, niezależnie od jakichkolwiek podmiotów politycznych;
- b) organ regulacyjny miał wszystkie zasoby kadrowe i finansowe, jakich potrzebuje, aby móc skutecznie i wydajnie spełniać swoje obowiązki i wykonywać swoje uprawnienia;
- c) organ regulacyjny miał odrębne środki w budżecie rocznym i niezależność w wykonywaniu przyznanego budżetu;
- d) członkowie zarządu organu regulacyjnego lub, w przypadku braku zarządu, ścisłego kierownictwa organu regulacyjnego byli powoływani na ustaloną kadencję od pięciu do siedmiu lat, z możliwością jednokrotnego odnowienia;
- e) członkowie zarządu organu regulacyjnego lub, w przypadku braku zarządu, ścisłego kierownictwa organu regulacyjnego byli powoływani w oparciu o obiektywne, przejrzyste i opublikowane kryteria, w wyniku niezależnej i bezstronnej procedury zapewniającej, by kandydaci posiadali umiejętności i doświadczenie niezbędne do zajmowania odpowiednich stanowisk w organie regulacyjnym;
- f) obowiązywały przepisy dotyczące konfliktu interesów, a obowiązek zachowania poufności obejmował również okres po zakończeniu mandatu członków zarządu organu regulacyjnego lub, w przypadku braku zarządu, okres po zakończeniu mandatu ścisłego kierownictwa organu regulacyjnego;
- g) członkowie zarządu organu regulacyjnego lub, w przypadku braku zarządu, ścisłego kierownictwa organu regulacyjnego mogli zostać odwołani wyłącznie na podstawie ustanowionych przejrzystych kryteriów.

W odniesieniu do akapitu pierwszego lit. d) państwa członkowskie zapewniają odpowiedni system rotacji w zarządzie lub ścisłym kierownictwie. Członkowie zarządu lub, w przypadku braku zarządu, ścisłego kierownictwa mogą zostać zwolnieni z pełnienia funkcji w trakcie swojej kadencji jedynie w przypadku, gdy nie spełniają już warunków określonych w niniejszym artykule lub dopuścili się uchybienia w rozumieniu prawa krajowego.

6. Państwa członkowskie mogą ustanowić kontrole *ex post* rocznych sprawozdań finansowych organów regulacyjnych przez niezależnego rewidenta.

7. Do dnia 5 lipca 2022 r., a następnie co cztery lata Komisja przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie dotyczące przestrzegania przez organy krajowe zasady niezależności ustanowionej w niniejszym artykule.

## Artykuł 58

**Ogólne cele organu regulacyjnego**

Wykonując zadania regulacyjne określone w niniejszej dyrektywie, organ regulacyjny podejmuje wszelkie rozsądne środki służące realizacji następujących celów w ramach swoich obowiązków i uprawnień określonych w art. 59, w ścisłym porozumieniu z innymi właściwymi organami krajowymi, w tym z organami ochrony konkurencji, jak również organami, w tym organami regulacyjnymi, z sąsiadującymi państwami członkowskimi i sąsiadującymi państwami trzecimi, w odpowiednich przypadkach, i bez uszczerbku dla ich kompetencji:

- a) promowanie, w ścisłej współpracy z organami regulacyjnymi innych państw członkowskich, Komisją oraz ACER, konkurencyjnego, elastycznego, bezpiecznego i zrównoważonego pod względem środowiskowym rynku wewnętrznego energii elektrycznej w Unii, jak również skutecznego otwarcia rynku dla wszystkich odbiorców i dostawców w Unii oraz zapewnienie właściwych warunków wydajnej i niezawodnej eksploatacji sieci energii elektrycznej, przy uwzględnieniu celów długoterminowych;
- b) rozwój konkurencyjnych i właściwie funkcjonujących transgranicznych rynków regionalnych w Unii z myślą o osiągnięciu celów, o których mowa w lit. a);
- c) zniesienie ograniczeń w handlu energią elektryczną między państwami członkowskimi, w tym również rozwój odpowiednich transgranicznych zdolności przesyłowych w celu zaspokojenia zapotrzebowania i wzmocnienia integracji rynków krajowych, co może ułatwić swobodny przepływ energii elektrycznej w Unii;
- d) pomoc w najbardziej efektywnym kosztowo rozwoju bezpiecznych, niezawodnych i skutecznych niedyskryminacyjnych systemów zorientowanych na konsumenta, wspieranie wystarczalności systemu oraz, zgodnie z ogólnymi celami polityki energetycznej, efektywności energetycznej, a także integracji produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na dużą i małą skalę oraz wytwarzania rozproszonego zarówno w sieciach przesyłowych, jak i dystrybucyjnych, a ponadto ułatwianie ich działania w odniesieniu do innych sieci energetycznych gazu lub energii cieplnej;
- e) ułatwianie dostępu do sieci dla nowych zdolności wytwórczych i instalacji magazynowania energii, w szczególności usuwanie barier, które mogłyby uniemożliwić dostęp nowych podmiotów wchodzących na rynek oraz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych;
- f) zapewnianie, aby operatorzy systemów i użytkownicy systemu otrzymywali stosowne zachęty, zarówno krótko-, jak i długoterminowe, w celu zwiększenia wydajności, a zwłaszcza efektywności energetycznej, w zakresie działania sieci oraz rozwijania integracji rynkowej;
- g) zapewnianie odbiorcom korzyści przez skuteczne funkcjonowanie rynku krajowego, wspieranie skutecznej konkurencji oraz pomoc w zapewnieniu wysokiego poziomu ochrony konsumentów w ścisłej współpracy z właściwymi organami ochrony konsumentów;
- h) pomoc w osiągnięciu wysokich standardów usługi powszechnej i usługi publicznej w odniesieniu do dostaw energii elektrycznej, przyczynianie się do ochrony odbiorców wrażliwych oraz do zgodności procesów wymiany niezbędnych danych w przypadku zmiany dostawcy przez odbiorcę.

## Artykuł 59

**Obowiązki i uprawnienia organu regulacyjnego**

1. Do obowiązków organu regulacyjnego należą:
  - a) ustalanie lub zatwierdzanie, na podstawie przejrzystych kryteriów, taryf przesyłowych lub dystrybucyjnych lub metod ich ustalania lub zarówno taryf, jak i metod;
  - b) zapewnienie wykonywania przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz, w stosownych przypadkach, właścicieli systemu, jak również wykonywania przez wszelkie przedsiębiorstwa energetyczne i innych uczestników rynku ich obowiązków określonych w niniejszej dyrektywie, rozporządzeniu (UE) 2019/943, kodeksach sieci i wytycznych przyjętych na podstawie art. 59, 60 i 61 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz w innych właściwych przepisach prawa Unii, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych, a także wykonywania decyzji ACER;

- c) w ścisłej współpracy z pozostałymi organami regulacyjnymi, zapewnienie wykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich obowiązków określonych w niniejszej dyrektywie, rozporządzeniu (UE) 2019/943, kodeksach sieci i wytycznych przyjętych na podstawie art. 59, 60 i 61 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz w innych właściwych przepisach prawa Unii, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych, a także wykonywania decyzji ACER oraz wspólne wskazywanie przypadków niewykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich odpowiednich obowiązków; jeżeli organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w terminie czterech miesięcy od rozpoczęcia konsultacji w celu wspólnego wskazania przypadków niewykonywania, sprawę przekazuje się do decyzji ACER zgodnie z art. 6 ust. 10 rozporządzenia (UE) 2019/942;
- d) zatwierdzanie produktów i procedury udzielania zamówień w odniesieniu do usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości;
- e) wdrażanie kodeksów sieci i wytycznych przyjętych na podstawie art. 59, 60 i 61 rozporządzenia (UE) 2019/943 za pomocą środków krajowych lub, jeżeli jest to wymagane, skoordynowanych środków regionalnych lub ogólnounijnych;
- f) współpraca w kwestiach transgranicznych z organem lub organami regulacyjnymi odnośnych państw członkowskich oraz z ACER, w szczególności przez udział w pracach Rady Organów Regulacyjnych ACER zgodnie z art. 21 rozporządzenia (UE) 2019/942;
- g) wykonywanie i wdrażanie wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji Komisji i ACER;
- h) zapewnienie, by operatorzy systemów przesyłowych udostępniali w jak największym stopniu zdolności w zakresie połączeń wzajemnych zgodnie z art. 16 rozporządzenia (UE) 2019/943;
- i) przedkładanie właściwym organom państw członkowskich, Komisji i ACER corocznego sprawozdania z działalności i z wypełniania obowiązków organu regulacyjnego, w tym z zastosowanych środków oraz uzyskanych wyników w zakresie każdego z zadań wymienionych w niniejszym artykule;
- j) zapewnianie, aby nie występowało subsydiowanie skrośne między działalnością w zakresie przesyłu, dystrybucji i dostaw lub innymi rodzajami działalności dotyczącej lub nie dotyczącej energii elektrycznej;
- k) monitorowanie planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych, a także zamieszczanie w sprawozdaniu rocznym oceny planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych pod względem zgodności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym; ocena taka może zawierać zalecenia wprowadzenia zmian w planach inwestycyjnych;
- l) monitorowanie i ocena wyników działalności operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w zakresie rozwoju inteligentnej sieci, która sprzyja efektywności energetycznej i integracji energii ze źródeł odnawialnych, prowadzone w oparciu o ograniczony zestaw wskaźników, oraz publikowanie co dwa lata sprawozdania krajowego, łącznie z zaleceniami;
- m) ustalanie i zatwierdzanie standardów i wymogów jakości usług i jakości dostaw lub przyczynianie się do tego wraz z innymi właściwymi organami oraz monitorowanie zgodności i dokonywanie przeglądu dotychczasowego funkcjonowania zasad dotyczących bezpieczeństwa i niezawodności sieci;
- n) monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym cen hurtowych, oraz zapewnianie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energii elektrycznej wymogów w zakresie przejrzystości;
- o) monitorowanie poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym na giełdach energii elektrycznej, a także cen dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi, w tym systemów przedpłat, wpływu umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej i używania inteligentnych systemów opomiarowania, częstotliwości zmian dostawców, częstotliwości odłączenia od sieci, opłat za usługi w zakresie utrzymania, wykonania usług w zakresie utrzymania, stosunku cen dla gospodarstw domowych do cen hurtowych, kształtowania się taryf i opłat sieciowych oraz skarg zgłaszanych przez odbiorców będących gospodarstwami domowymi, jak również wszelkich zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, w tym poprzez dostarczanie wszelkich stosownych informacji oraz przekazywaniem właściwym krajowym organom ochrony konkurencji wszelkich istotnych przypadków;
- p) monitorowanie występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednoczesne zawieranie umów z więcej niż jednym dostawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w stosownych przypadkach powiadamianie o takich praktykach krajowych organów ochrony konkurencji;
- q) monitorowanie czasu potrzebnego operatorom systemów przesyłowych i operatorom systemów dystrybucyjnych do wykonania przyłączeń i napraw;
- r) pomoc w zapewnieniu, przy udziale innych właściwych organów, aby środki ochrony konsumentów były skuteczne i egzekwowane;

- s) publikowanie co najmniej raz w roku zaleceń dotyczących zapewnienia zgodności cen dostaw z art. 5 oraz w stosownych przypadkach przekazywanie tych zaleceń organom ochrony konkurencji;
- t) zapewnianie bez dyskryminacji dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców, opracowania do fakultatywnego wykorzystania łatwego do zrozumienia, ujednoliconego na poziomie krajowym formatu danych dotyczących zużycia oraz zapewnianie wszystkim odbiorcom szybkiego dostępu do tego rodzaju danych zgodnie z art. 23 i 24;
- u) monitorowanie wdrażania zasad dotyczących funkcji i zakresu odpowiedzialności operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych, dostawców i odbiorców oraz innych uczestników rynku zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2019/943;
- v) monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze i zdolności w zakresie magazynowania w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw;
- w) monitorowanie współpracy technicznej między operatorami systemów przesyłowych z Unii i z krajów trzecich;
- x) przyczynianie się do zgodności procesów wymiany danych dla najważniejszych procesów rynkowych na poziomie regionalnym;
- y) monitorowanie dostępności narzędzi porównywania ofert spełniających wymogi określone w art. 14;
- z) monitorowanie usuwania nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i obywatelskich społeczności energetycznych.

2. W przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło, obowiązki monitorowania określone w ust. 1 mogą być wykonywane przez organy inne niż organ regulacyjny. W takim przypadku informacje będące wynikiem tego monitorowania są jak najszybciej udostępniane organowi regulacyjnemu.

Bez uszczerbku dla swoich szczególnych kompetencji oraz zgodnie z zasadami lepszego stanowienia prawa organy regulacyjne – zachowując jednocześnie swoją niezależność – konsultują się, w stosownych przypadkach, z operatorami systemów przesyłowych oraz, w stosownych przypadkach, ściśle współpracują z innymi właściwymi organami krajowymi podczas wykonywania obowiązków określonych w ust. 1.

Wszelkie zatwierdzenia wydawane przez organ regulacyjny lub ACER na mocy niniejszej dyrektywy pozostają bez uszczerbku dla jakiegokolwiek należycie uzasadnionego przyszłego użycia uprawnień przez organ regulacyjny zgodnie z niniejszym artykułem oraz dla jakichkolwiek sankcji nałożonych przez inne właściwe organy lub przez Komisję.

3. Państwa członkowskie zapewniają, aby organy regulacyjne otrzymały uprawnienia umożliwiające im skuteczne i szybkie wykonywanie obowiązków, o których mowa w niniejszym artykule. W tym celu organ regulacyjny ma przynajmniej następujące uprawnienia:

- a) do wydawania wiążących decyzji w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych;
- b) do prowadzenia postępowań wyjaśniających w sprawie funkcjonowania rynków energii elektrycznej oraz do podejmowania decyzji i nakładania wszelkich niezbędnych i proporcjonalnych środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji oraz zapewniania właściwego funkcjonowania rynku; w stosownych przypadkach organ regulacyjny jest również uprawniony do współpracy z krajowym organem ochrony konkurencji oraz z organami regulacyjnymi rynków finansowych lub z Komisją przy prowadzeniu postępowań wyjaśniających w zakresie prawa konkurencji;
- c) do wymagania od przedsiębiorstw energetycznych wszelkich informacji istotnych dla wykonania jego zadań, w tym uzasadnienia każdej odmowy udzielenia dostępu stronom trzecim oraz wszelkich informacji dotyczących środków niezbędnych do wzmocnienia sieci;
- d) do nakładania skutecznych, proporcjonalnych i odstraszających sankcji na przedsiębiorstwa energetyczne, które nie wykonują swoich obowiązków zgodnie z niniejszą dyrektywą, rozporządzeniem (UE) 2019/943 lub ze wszelkimi właściwymi prawnie wiążącymi decyzjami organów regulacyjnych lub ACER, lub do zaproponowania właściwemu sądowi nałożenia takich sankcji, w tym uprawnienie do nakładania lub do zaproponowania nałożenia na operatora systemu przesyłowego grzywny w wysokości do 10 % rocznych obrotów operatora systemu przesyłowego lub, w stosownych przypadkach, na przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo w wysokości do 10 % rocznych obrotów przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, za niewykonywanie obowiązków nałożonych odpowiednio zgodnie z niniejszą dyrektywą; oraz
- e) stosowne prawa do prowadzenia postępowań wyjaśniających oraz odpowiednie uprawnienia do wydawania instrukcji w zakresie rozstrzygania sporów zgodnie z art. 60 ust. 2 i 3.



4. Organ regulacyjny w państwie członkowskim, w którym ma siedzibę ENTSO energii elektrycznej lub organizacja OSD UE, jest uprawniony do nakładania skutecznych, proporcjonalnych i odstrasających sankcji na te podmioty, jeżeli nie wykonują one obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy, rozporządzenia (UE) 2019/943 lub wszelkich właściwych prawnie wiążących decyzji organów regulacyjnych lub ACER, lub do zaproponowania właściwemu sądowi nałożenia takich sankcji.
5. Oprócz obowiązków powierzonych mu na mocy ust. 1 i 3 niniejszego artykułu, w przypadku gdy zgodnie z art. 44 wyznaczony został niezależny operator systemu, organ regulacyjny:
- a) monitoruje wykonywanie przez właściciela systemu przesyłowego i niezależnego operatora systemu ich obowiązków na mocy niniejszego artykułu oraz nakłada sankcje za ich niewykonywanie zgodnie z ust. 3 lit. d);
  - b) monitoruje powiązania i przepływ informacji między niezależnym operatorem systemu a właścicielem systemu przesyłowego, aby zapewnić wykonywanie przez niezależnego operatora systemu jego obowiązków, a w szczególności zatwierdza umowy oraz pełni funkcję organu rozstrzygającego spory między niezależnym operatorem systemu a właścicielem systemu przesyłowego w przypadku jakiegokolwiek skargi złożonej przez którąkolwiek ze stron zgodnie z art. 60 ust. 2;
  - c) bez uszczerbku dla procedury przewidzianej w art. 44 ust. 2 lit. c) zatwierdza, dla pierwszego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci, plany inwestycyjne oraz wieloletni plan rozbudowy sieci, przedkładane przynajmniej co dwa lata przez niezależnego operatora systemu;
  - d) zapewnia, aby taryfy za dostęp do sieci pobierane przez niezależnych operatorów systemów obejmowały wynagrodzenie dla właściciela sieci lub właścicieli sieci, zapewniające odpowiednie wynagrodzenie za korzystanie z aktywów sieci oraz wszelkich nowych inwestycji w sieci, pod warunkiem że są one prowadzone w warunkach opłacalności ekonomicznej i wydajnie;
  - e) jest uprawniony do prowadzenia inspekcji, w tym niezapowiedzianych, w obiektach właściciela systemu przesyłowego i niezależnego operatora systemu; oraz
  - f) monitoruje stosowanie opłat z tytułu alokacji zdolności, pobieranych przez niezależnego operatora systemu zgodnie z art. 19 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/943.
6. Oprócz obowiązków i uprawnień przyznanych zgodnie z ust. 1 i 3 niniejszego artykułu, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego został wyznaczony zgodnie z rozdziałem VI sekcja 3, organowi regulacyjnemu zostają przyznane przynajmniej następujące obowiązki i uprawnienia:
- a) do nakładania sankcji zgodnie z ust. 3 lit. d) za praktyki dyskryminacyjne na korzyść przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo;
  - b) do monitorowania przepływu informacji między operatorem systemu przesyłowego a przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, w celu zapewnienia wykonywania obowiązków przez operatora systemu przesyłowego;
  - c) do występowania jako organ rozstrzygający spory między przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo a operatorem systemu przesyłowego w przypadku jakiegokolwiek skargi wniesionej zgodnie z art. 60 ust. 2;
  - d) do monitorowania powiązań handlowych i finansowych, w tym również pożyczek, między przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo a operatorem systemu przesyłowego;
  - e) do zatwierdzania wszelkich umów handlowych i finansowych między przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo a operatorem systemu przesyłowego, pod warunkiem że są one zgodne z warunkami rynkowymi;
  - f) do żądania od przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo uzasadnienia w przypadku powiadomienia przez inspektora do spraw zgodności zgodnie z art. 50 ust. 4, przy czym uzasadnienie takie zawiera w szczególności dowody wykazujące, że nie miało miejsca żadne zachowanie dyskryminacyjne na korzyść przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo;
  - g) do przeprowadzania inspekcji, w tym niezapowiedzianych, w obiektach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo i operatora systemu przesyłowego; oraz
  - h) do przekazywania wszystkich lub poszczególnych zadań operatora systemu przesyłowego niezależnemu operatorowi systemu przesyłowego wyznaczonemu zgodnie z art. 44 w przypadku ciągłego naruszania przez operatora systemu przesyłowego obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy, w szczególności w przypadku powtarzającego się zachowania dyskryminacyjnego na korzyść przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

7. Z wyjątkiem przypadków, w których ACER odpowiada za ustalanie i zatwierdzanie warunków lub metod wdrażania kodeksów sieci i wytycznych określonych w rozdziale VII rozporządzenia (UE) 2019/943 zgodnie z art. 5 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/942 w związku z potrzebą koordynacji ze względu na ich charakter, organy regulacyjne są odpowiedzialne za ustalanie lub zatwierdzanie, z odpowiednim wyprzedzeniem przed ich wejściem w życie, przynajmniej krajowych metod stosowanych do kalkulacji lub ustanawiania warunków:

- a) przyłączania i dostępu do sieci krajowych, w tym również taryf przesyłowych i dystrybucyjnych lub metod ich ustalania, przy czym te taryfy lub metody umożliwiają realizację niezbędnych inwestycji w sieci w sposób umożliwiający zapewnienie dzięki tym inwestycjom rentowności sieci;
- b) zapewniania usług pomocniczych, które świadczone są w sposób jak najbardziej opłacalny i tworzą odpowiednie zachęty dla użytkowników sieci do bilansowania ich wkładu i poborów, przy czym takie usługi pomocnicze świadczone są w sposób sprawiedliwy i niedyskryminacyjny oraz w oparciu o obiektywne kryteria; oraz
- c) dostępu do infrastruktury transgranicznej, łącznie z procedurami alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

8. Metody lub warunki, o których mowa w ust. 7, są publikowane.

9. W celu zwiększenia przejrzystości na rynku i dostarczenia wszystkim zainteresowanym stronom wszelkich niezbędnych informacji i decyzji lub propozycji decyzji dotyczących taryf przesyłowych i dystrybucyjnych, o których mowa w art. 60 ust. 3, organy regulacyjne upubliczniają szczegółowy opis metod i powiązanych kosztów, zastosowanych do obliczenia odpowiednich taryf sieciowych, przy jednoczesnym zachowaniu poufności informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.

10. Organ regulacyjny monitorują zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi krajowych sieci elektroenergetycznych, w tym połączeń wzajemnych, oraz wdrażanie zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W tym celu operatorzy systemów przesyłowych lub operatorzy rynku przedstawiają organom regulacyjnym swoje zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, w tym mechanizmy alokacji zdolności. Organ regulacyjny mogą zwrócić się o zmianę tych zasad.

#### Artykuł 60

### Decyzje i skargi

1. Organ regulacyjny są upoważnione do zobowiązania operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych, w razie konieczności, do zmiany warunków, w tym również taryf lub metod, o których mowa w art. 59 niniejszej dyrektywy, w celu zapewnienia, aby były one proporcjonalne i stosowane w sposób niedyskryminacyjny, zgodnie z art. 18 rozporządzenia (UE) 2019/943. W przypadku opóźnienia w ustaleniu taryf przesyłowych i dystrybucyjnych organy regulacyjne są uprawnione do ustalenia lub zatwierdzenia tymczasowych taryf przesyłowych i dystrybucyjnych lub metod tymczasowych oraz do podjęcia decyzji w sprawie odpowiednich środków wyrównawczych, jeżeli ostateczne taryfy lub metody odbiegają od tych taryf lub metod tymczasowych.

2. Każda ze stron zgłaszająca skargę na operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, odnoszącą się do obowiązków tego operatora określonych na mocy niniejszej dyrektywy, może przekazać tę skargę do organu regulacyjnego, który, działając jako organ rozstrzygający spory, wydaje decyzję w terminie dwóch miesięcy od otrzymania skargi. Termin ten może zostać przedłużony o dwa miesiące, jeżeli organy regulacyjne zwracają się o przekazanie dodatkowych informacji. Ten przedłużony termin może zostać ponownie przedłużony za zgodą wnoszącego skargę. Decyzja organu regulacyjnego jest wiążąca, jeżeli nie zostanie unieważniona w wyniku odwołania.

3. Każda ze stron, której to dotyczy i która ma prawo do składania skargi dotyczącej decyzji w sprawie metod przyjętych zgodnie z art. 59 lub – w przypadku gdy organ regulacyjny ma obowiązek konsultować się – dotyczącej proponowanych taryf lub metod, może, w terminie dwóch miesięcy od opublikowania decyzji lub propozycji decyzji lub w krótszym terminie określonym przez państwa członkowskie, złożyć skargę do rozpatrzenia. Taka skarga nie ma skutku zawieszającego.

4. Państwa członkowskie tworzą odpowiednie i skuteczne mechanizmy regulowania, kontroli i przejrzystości, aby nie dopuścić do nadużywania pozycji dominującej, w szczególności na szkodę konsumentów, oraz wszelkich wrogich zachowań. Mechanizmy te uwzględniają postanowienia TFUE, w szczególności jego art. 102.

5. Państwa członkowskie zapewniają stosowanie odpowiednich środków, w tym również wszczęcie postępowania administracyjnego lub karnego zgodnie z ich prawem krajowym, przeciwko osobom fizycznym lub prawnym odpowiedzialnym za nieprzestrzeganie zasad dotyczących poufności nałożonych niniejszą dyrektywą.

6. Skargi, o których mowa w ust. 2 i 3, pozostają bez uszczerbku dla możliwości wykonywania praw do odwołania zgodnie z prawem Unii lub z prawem krajowym.
7. Decyzje podjęte przez organy regulacyjne są w pełni umotywowane i uzasadnione, tak aby możliwa była kontrola sądowa. Decyzje są publicznie dostępne przy jednoczesnym zachowaniu poufności informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.
8. Państwa członkowskie zapewniają ustanowienie na poziomie krajowym odpowiednich mechanizmów przewidujących, że strona, której dotyczy decyzja krajowego organu regulacyjnego, ma prawo do odwołania się do organu niezależnego od zaangażowanych stron oraz od jakiegokolwiek rządu.

#### Artykuł 61

### Współpraca regionalna między organami regulacyjnymi w kwestiach transgranicznych

1. Organy regulacyjne ściśle ze sobą współpracują i wzajemnie się konsultują, w szczególności w ramach ACER, oraz dostarczają sobie nawzajem i ACER wszelkich informacji niezbędnych do wykonywania ich zadań zgodnie z niniejszą dyrektywą. W odniesieniu do wymienianych informacji organ otrzymujący zapewnia taki sam stopień poufności, jaki jest wymagany od organu udostępniającego informacje.
2. Organy regulacyjne współpracują przynajmniej na poziomie regionalnym, aby:
  - a) wspierać tworzenie ustaleń operacyjnych w celu umożliwienia optymalnego zarządzania siecią, promowania wspólnych giełd energii elektrycznej oraz alokacji zdolności transgranicznych, jak również umożliwienia właściwego poziomu zdolności połączeń wzajemnych – w tym również nowych połączeń wzajemnych – w obrębie regionu i między regionami, tak aby umożliwić rozwój skutecznej konkurencji i poprawę bezpieczeństwa dostaw, bez dyskryminacji między dostawcami w różnych państwach członkowskich;
  - b) koordynować wspólny nadzór nad podmiotami pełniącymi funkcje na poziomie regionalnym;
  - c) koordynować, we współpracy z innymi zaangażowanymi organami, wspólny nadzór nad przeprowadzaniem ocen wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, regionalnym i europejskim;
  - d) koordynować rozwój wszystkich kodeksów sieci i wytycznych dla właściwych operatorów systemów przesyłowych i innych podmiotów rynkowych; oraz
  - e) koordynować opracowywanie zasad regulujących zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi.
3. Organy regulacyjne mają prawo do zawierania między sobą umów o współpracy w celu zacieśniania współpracy w zakresie regulacji.
4. Działania, o których mowa w ust. 2, wykonywane są, w stosownych przypadkach, w ścisłym porozumieniu z innymi właściwymi organami krajowymi i bez uszczerbku dla ich kompetencji szczególnych.
5. Komisja jest uprawniona do przyjęcia aktów delegowanych zgodnie z art. 67 w celu uzupełnienia niniejszej dyrektywy poprzez określenie wytycznych dotyczących zakresu obowiązków organów regulacyjnych w ramach współpracy wzajemnej oraz współpracy z ACER.

#### Artykuł 62

### Obowiązki i uprawnienia organów regulacyjnych w odniesieniu do regionalnych centrów koordynacyjnych

1. Regionalne organy regulacyjne regionu pracy systemu, gdzie siedzibę mają regionalne centra koordynacyjne, w ścisłej koordynacji ze sobą:
  - a) zatwierdzają wniosek o utworzenie regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 35 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943;
  - b) zatwierdzają koszty związane z działalnością regionalnych centrów koordynacyjnych, które mają ponosić operatorzy systemów przesyłowych i które mają być uwzględniane w obliczaniu taryf tylko wtedy, pod warunkiem że są one uzasadnione i odpowiednie;

- c) zatwierdzają wspólny proces decyzyjny;
- d) zapewniają regionalnym centrom koordynacyjnym wszelkie zasoby ludzkie, techniczne, fizyczne i finansowe niezbędne do wypełniania obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy oraz do niezależnego i bezstronnego wykonywania powierzonych im zadań;
- e) wspólnie z innymi organami regulacyjnymi z danego regionu pracy systemu przedstawiają wnioski dotyczące przydzielenia regionalnym centrom koordynacyjnym ewentualnych dodatkowych zadań i uprawnień przez państwa członkowskie tego regionu pracy systemu;
- f) zapewniają wykonywanie obowiązków określonych w niniejszej dyrektywie i innych właściwych przepisach prawa Unii, w szczególności w odniesieniu do kwestii transgranicznych, oraz wspólnie wskazują przypadki niewykonywania przez regionalne centra koordynacyjne ich obowiązków; jeżeli organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w terminie czterech miesięcy od rozpoczęcia konsultacji w celu wspólnego wskazania przypadków niewykonywania, sprawę przekazuje się do decyzji ACER zgodnie z art. 6 ust. 10 rozporządzenia (UE) 2019/942;
- g) monitorują działanie koordynacji systemu i corocznie przedkładają ACER sprawozdanie w tym zakresie zgodnie z art. 46 rozporządzenia (UE) 2019/943.

2. Państwa członkowskie zapewniają, aby organy regulacyjne otrzymały uprawnienia umożliwiające im skuteczne i szybkie wykonywanie obowiązków, o których mowa w ust. 1. W tym celu organy regulacyjne muszą być uprawnione przynajmniej do:

- a) żądania informacji od regionalnych centrów koordynacyjnych;
- b) prowadzenia inspekcji, w tym niezapowiedzianych, w obiektach regionalnych centrów koordynacyjnych;
- c) wydawania wiążących wspólnych decyzji w sprawie regionalnych centrów koordynacyjnych.

3. Organ regulacyjny w państwie członkowskim, w którym ma siedzibę regionalne centrum koordynacyjne, jest uprawniony do nakładania skutecznych, proporcjonalnych i odstraszcających sankcji na regionalne centrum koordynacyjne, jeżeli nie wykonuje ono swoich obowiązków zgodnie z niniejszą dyrektywą, rozporządzeniem (UE) 2019/943 lub ze wszelkimi właściwymi prawnie wiążącymi decyzjami organów regulacyjnych lub ACER, lub jest uprawniony do zaproponowania, aby właściwy sąd nałożył takie sankcje.

### Artykuł 63

#### Zgodność z kodeksami sieci i wytycznymi

1. Każdy organ regulacyjny oraz Komisja mogą zwrócić się do ACER o opinię w sprawie zgodności decyzji podjętej przez organ regulacyjny z kodeksami sieci i wytycznymi, o których mowa w niniejszej dyrektywie lub w rozdziale VII rozporządzenia (UE) 2019/943.
2. ACER przekazuje swoją opinię, odpowiednio, organowi regulacyjnemu, który się o nią zwrócił, lub Komisji, a także organowi regulacyjnemu, który podjął daną decyzję, w terminie trzech miesięcy od daty otrzymania wniosku.
3. W przypadku gdy organ regulacyjny, który podjął decyzję, nie zastosuje się do opinii ACER w terminie czterech miesięcy od daty otrzymania tej opinii, ACER informuje odpowiednio Komisję.
4. Każdy z organów regulacyjnych może poinformować Komisję, jeżeli uważa, że decyzja dotycząca handlu transgranicznego podjęta przez inny organ regulacyjny nie jest zgodna z kodeksami sieci i wytycznymi, o których mowa w niniejszej dyrektywie lub w rozdziale VII rozporządzenia (UE) 2019/943, w terminie dwóch miesięcy od daty tej decyzji.
5. Jeżeli Komisja, w terminie dwóch miesięcy od poinformowania jej przez ACER zgodnie z ust. 3 lub przez organ regulacyjny zgodnie z ust. 4, lub z własnej inicjatywy w terminie trzech miesięcy od daty decyzji stwierdzi poważne wątpliwości co do zgodności decyzji organu regulacyjnego z kodeksami sieci i wytycznymi, o których mowa w niniejszej dyrektywie lub w rozdziale VII rozporządzenia (UE) 2019/943, Komisja może podjąć decyzję o dalszym badaniu tej sprawy. W takim przypadku Komisja wzywa organ regulacyjny oraz strony postępowania przed organem regulacyjnym do przedłożenia uwag.

6. W przypadku podjęcia przez Komisję decyzji o dalszym badaniu tej sprawy wydaje ona w terminie czterech miesięcy od daty takiej decyzji ostateczną decyzję:
  - a) o niezgłaszaniu zastrzeżeń wobec decyzji organu regulacyjnego; lub
  - b) o zażądaniu od właściwego organu regulacyjnego cofnięcia jego decyzji z uwagi na to, że nie zachowano zgodności z kodeksami sieci i wytycznymi.
7. W przypadku gdy Komisja nie podejmie decyzji o dalszym badaniu sprawy ani ostatecznej decyzji w terminie określonym odpowiednio w ust. 5 i 6, uważa się, że Komisja nie zgłosiła zastrzeżeń wobec decyzji organu regulacyjnego.
8. Organ regulacyjny wykonuje decyzję Komisji żądającą cofnięcia jego decyzji w terminie dwóch miesięcy i informuje o tym Komisję.
9. Komisja jest uprawniona do przyjęcia aktów delegowanych zgodnie z art. 67 w celu uzupełnienia niniejszej dyrektywy przez określenie wytycznych ustalających szczegółowe zasady procedury, która ma być stosowana do celów stosowania niniejszego artykułu.

#### Artykuł 64

### Prowadzenie dokumentacji

1. Państwa członkowskie wymagają, aby dostawcy przechowywali przez okres co najmniej pięciu lat, do dyspozycji organów krajowych, w tym również organu regulacyjnego, krajowych organów ochrony konkurencji oraz Komisji, na potrzeby wykonywania ich zadań, stosowne dane dotyczące wszelkich transakcji w ramach umów na dostawy energii elektrycznej i derywatów elektroenergetycznych z odbiorcami hurtowymi i operatorami systemów przesyłowych.
2. Dane te obejmują szczegółowe informacje dotyczące charakterystyki odpowiednich transakcji, takie jak czas trwania, zasady dostarczania i rozliczania, ilości, terminy i czas realizacji, a także ceny transakcji oraz środki identyfikacji danego odbiorcy hurtowego, jak również określone informacje dotyczące wszystkich nierozliczonych umów na dostawy energii elektrycznej i derywatów elektroenergetycznych.
3. Organ regulacyjny może podejmować decyzje o udostępnieniu uczestnikom rynku niektórych elementów tych informacji, pod warunkiem że nie zostaną ujawnione informacje handlowe podlegające szczególnej ochronie dotyczące poszczególnych uczestników rynku lub poszczególnych transakcji. Niniejszy ustęp nie ma zastosowania do informacji o instrumentach finansowych, które wchodzą w zakres dyrektywy 2014/65/UE.
4. Niniejszy artykuł nie nakładają na podmioty objęte zakresem dyrektywy 2014/65/UE dodatkowych obowiązków względem organów, o których mowa w ust. 1.
5. W przypadku gdy organy, o których mowa w ust. 1, potrzebują dostępu do danych przechowywanych przez podmioty objęte zakresem dyrektywy 2014/65/UE, organy odpowiedzialne zgodnie z tą dyrektywą przekazują im wymagane dane.

#### ROZDZIAŁ VIII

### PRZEPISY KOŃCOWE

#### Artykuł 65

### Równe warunki działania

1. Środki, które państwa członkowskie mogą stosować zgodnie z niniejszą dyrektywą w celu zapewnienia równych warunków działania, muszą być zgodne z TFUE, w szczególności z jego art. 36, i z prawem Unii.
2. Środki, o których mowa w ust. 1, muszą być proporcjonalne, niedyskryminacyjne i przejrzyste. Środki te mogą być wprowadzane w życie dopiero po powiadomieniu Komisji i uzyskaniu jej zgody.
3. Komisja podejmuje działania w odniesieniu do powiadomienia, o którym mowa w ust. 2, w terminie dwóch miesięcy od jego otrzymania. Termin ten rozpoczyna bieg w dniu następującym po otrzymaniu pełnych informacji. W przypadku gdy Komisja nie podejmie działań w tym dwumiesięcznym terminie, uważa się, że nie zgłasza ona zastrzeżeń do zgłoszonych środków.

*Artykuł 66***Odstępstwa**

1. Państwa członkowskie, które są w stanie wykazać, że istnieją istotne problemy w działaniu ich małych systemów połączonych i małych systemów wydzielonych, mogą zwrócić się do Komisji o przyznanie odstępstwa od stosownych przepisów art. 7 i 8 oraz rozdziałów IV, V i VI.

O przyznanie odstępstwa od art. 4, 5 i 6 mogą się także zwrócić małe systemy wydzielone i Francja w stosunku do Korsyki.

Komisja informuje państwa członkowskie o takich wnioskach przed podjęciem takich decyzji, z uwzględnieniem zachowania poufności.

2. Przyznane przez Komisję odstępstwa, o których mowa w ust. 1, są ograniczone w czasie i objęte warunkami mającymi na celu zwiększenie konkurencji i integracji na rynku wewnętrznym oraz zapewnienie, aby odstępstwo nie utrudniało przechodzenia na energię odnawialną, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru.

W przypadku regionów najbardziej oddalonych w rozumieniu art. 349 TFUE, które nie mogą mieć połączeń wzajemnych z unijnymi rynkami energii elektrycznej, odstępstwo nie jest ograniczone w czasie i jest objęte warunkami mającymi zapewnić, aby odstępstwo nie utrudniało przechodzenia na energię odnawialną.

Decyzja o przyznaniu odstępstwa zostaje opublikowana w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

3. Art. 43 nie ma zastosowania do Cypru, Luksemburga i Malty. Ponadto art. 6 i 35 nie mają zastosowania do Malty, a art. 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50 i 52 nie mają zastosowania do Cypru.

Do celów art. 43 ust. 1 lit. b) „przedsiębiorstwo prowadzące jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw” nie obejmuje odbiorców końcowych prowadzących jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw energii elektrycznej, bezpośrednio lub za pośrednictwem kontrolowanych przez siebie przedsiębiorstw, samodzielnie lub wspólnie, pod warunkiem że odbiorcy końcowi, wraz z ich udziałem w energii elektrycznej produkowanej przez kontrolowane przedsiębiorstwa, są średniorocznie konsumentami netto energii elektrycznej, i pod warunkiem że wartość ekonomiczna energii elektrycznej sprzedawanej przez nich stronom trzecim jest nieznacząca w stosunku do ich innej działalności gospodarczej.

4. Do dnia 1 stycznia 2025 r. lub do późniejszej daty określonej w decyzji zgodnie z ust. 1 niniejszego artykułu art. 5 nie ma zastosowania do Cypru i Korsyki.

5. Art. 4 nie ma zastosowania do Malty do dnia 5 lipca 2027 r. Okres ten może zostać przedłużony o kolejny dodatkowy okres nieprzekraczający ośmiu lat. Przedłużenie o kolejny dodatkowy okres następuje w drodze decyzji zgodnie z ust. 1.

*Artykuł 67***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. 61 ust. 5 i 63 ust. 9, powierza się Komisji na czas nieokreślony od dnia 4 lipca 2019 r.

3. Przekazanie uprawnień, o którym mowa w art. 61 ust. 5 i 63 ust. 9, 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. 61 ust. 5 i 63 ust. 9 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 68

#### Procedura komitetowa

1. Komisję wspomaga komitet. Komitet ten jest komitetem w rozumieniu rozporządzenia (UE) nr 182/2011.
2. W przypadku odesłania do niniejszego ustępu stosuje się art. 4 rozporządzenia (UE) nr 182/2011.

#### Artykuł 69

#### Monitorowanie, przegląd i sprawozdania Komisji

1. Komisja monitoruje i dokonuje przeglądu wykonania niniejszej dyrektywy oraz przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie z postępów jako załącznik do sprawozdania na temat stanu unii energetycznej, o którym mowa w art. 35 rozporządzenia (UE) 2018/1999.
2. Do dnia 31 grudnia 2025 r. Komisja przeprowadzi przegląd wykonania niniejszej dyrektywy i przedłoży sprawozdanie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie. W stosownych przypadkach Komisja przedstawi wniosek ustawodawczy wraz z tym sprawozdaniem lub po jego przedłożeniu.

Komisja oceni w szczególności, czy odbiorcy, w szczególności odbiorcy wrażliwi lub dotknięci ubóstwem energetycznym, są odpowiednio chronieni zgodnie z niniejszą dyrektywą.

#### Artykuł 70

#### Zmiany w dyrektywie 2012/27/UE

W dyrektywie 2012/27/UE wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 9 wprowadza się następujące zmiany:

- a) tytuł otrzymuje brzmienie:

**„Pomiary zużycia gazu ziemnego”;**

- b) ust. 1 akapit pierwszy otrzymuje brzmienie:

„1. Państwa członkowskie zapewniają, aby na tyle, na ile jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnych oszczędności energii, odbiorcy końcowi gazu ziemnego mieli możliwość nabycia po konkurencyjnych cenach indywidualnych liczników, które dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego i podają informacje o rzeczywistym czasie korzystania z energii.”;

- c) w ust. 2 wprowadza się następujące zmiany:

- (i) wprowadzenie otrzymuje brzmienie:

„2. Jeżeli państwa członkowskie wdrażają inteligentne systemy pomiarowe i rozpowszechniają inteligentne liczniki gazu ziemnego zgodnie z dyrektywą 2009/73/WE, w zakresie, w jakim prowadzą one te działania:”;

- (ii) uchyla się lit. c) i d)”;

2) w art. 10 wprowadza się następujące zmiany:

a) tytuł otrzymuje brzmienie:

**„Informacje o rozliczeniach zużycia gazu ziemnego”;**

b) ust. 1 akapit pierwszy otrzymuje brzmienie:

„1. Jeżeli odbiorcy końcowi nie mają inteligentnych liczników, o których mowa w dyrektywie 2009/73/WE, państwa członkowskie zapewniają do 31 grudnia 2014 r., by informacje o rozliczeniach dotyczące gazu ziemnego były wiarygodne, dokładne oraz oparte na rzeczywistym zużyciu, zgodnie z załącznikiem VII pkt 1.1, jeżeli jest to technicznie możliwe i ekonomicznie uzasadnione.”;

c) ust. 2 akapit pierwszy otrzymuje brzmienie:

„2. Liczniki zamontowane zgodnie z dyrektywą 2009/73/WE umożliwiają dostarczanie dokładnych informacji o rozliczeniach na podstawie rzeczywistego zużycia. Państwa członkowskie zapewniają odbiorcom końcowym możliwość łatwego dostępu do informacji uzupełniających dotyczących zużycia w przeszłości, pozwalających na szczegółową samokontrolę.”;

3) w art. 11 tytuł otrzymuje brzmienie:

**„Koszt dostępu do informacji o pomiarach i rozliczeniach zużycia gazu ziemnego”;**

4) w art. 13 wyrazy „art. 7–11” zastępuje się wyrazami „art. 7–11a”;

5) w art. 15 wprowadza się następujące zmiany:

a) w ust. 5 wprowadza się następujące zmiany:

(i) uchyla się akapit pierwszy i drugi;

(ii) akapit trzeci otrzymuje brzmienie:

„Operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych muszą spełniać wymogi określone w załączniku XII.”;

b) uchyla się ust. 8;

6) w załączniku VII tytuł otrzymuje brzmienie:

„Minimalne wymogi dotyczące rozliczeń i informacji o rozliczeniach na podstawie rzeczywistego zużycia gazu ziemnego”.

#### Artykuł 71

#### Transpozycja

1. Państwa członkowskie wprowadzają w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania art. 2–5, art. 6 ust. 2 i 3, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 2 lit. j) oraz l), art. 9 ust. 2, art. 10 ust. 2–12, art. 11–24, art. 26, 28 i 29, art. 31–34 i 36, art. 38 ust. 2, art. 40 i 42, art. 46 ust. 2 lit. d), art. 51 i 54, art. 57–59, art. 61–63, art. 70 pkt 1–3, pkt 5 lit. b) i pkt 6 oraz załączników I i II do dnia 31 grudnia 2020 r. Niezwłocznie przekazują one tekst tych przepisów Komisji.

Państwa członkowskie wprowadzają w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania:

a) art.70 pkt 5 lit. a) – do dnia 31 grudnia 2019 r.;

b) art.70 pkt 4 – do dnia 25 października 2020 r.

Przepisy przyjęte przez państwa członkowskie zawierają odniesienie do niniejszej dyrektywy lub odniesienie takie towarzyszy ich urzędowej publikacji. Przepisy te zawierają także wskazanie, że w istniejących przepisach ustawowych, wykonawczych i administracyjnych odniesienia do dyrektywy uchylonej niniejszą dyrektywą odczytuje się jako odniesienia do niniejszej dyrektywy. Sposób dokonywania takiego odniesienia i formułowania takiego wskazania określany jest przez państwa członkowskie.



2. Państwa członkowskie przekazują Komisji teksty najważniejszych przepisów prawa krajowego w dziedzinie objętej niniejszą dyrektywą.

#### Artykuł 72

#### **Uchylenie**

Dyrektywa 2009/72/WE traci moc ze skutkiem od 1 stycznia 2021 r., bez uszczerbku dla zobowiązań państw członkowskich dotyczących terminów transpozycji do prawa krajowego i rozpoczęcia stosowania dyrektywy, określonych w załączniku III.

Odesłania do uchylonej dyrektywy odczytuje się jako odesłania do niniejszej dyrektywy zgodnie z tabelą korelacji zawartą w załączniku IV.

#### Artykuł 73

#### **Wejście w życie**

Niniejsza dyrektywa wchodzi w życie dwudziestego dnia po jej opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

Art. 6 ust. 1, art. 7 ust. 2–5, art. 8 ust. 1, ust. 2 lit. a) – i) oraz k), ust. 3 i 4, art. 9 ust. 1, 3, 4 i 5, art. 10 ust. 2–10, art. 25, 27, 30, 35, 37, art. 38 ust. 1, 3 i 4, art. 39, 41, 43, 44 i 45, art. 46 ust. 1, art. 46 ust. 2 lit. a), b) i c) oraz lit. e)–h), art. 46 ust. 3–6, art. 47–50, art. 52, 53, 55, 56, 60, 64 i 65 stosuje się od dnia 1 stycznia 2021 r.

Art. 70 pkt 1–3, pkt 5 lit. b) oraz pkt 6 stosuje się od dnia 1 stycznia 2021 r.

Art. 70 pkt 5 lit. a) stosuje się od dnia 1 stycznia 2020 r.

Art. 70 pkt 4 stosuje się od dnia 26 października 2020 r.

#### Artykuł 74

#### **Adresaci**

Niniejsza dyrektywa skierowana jest do państw członkowskich.

Sporządzono w Brukseli dnia 5 czerwca 2019 r.

W imieniu Parlamentu Europejskiego

A. TAJANI

Przewodniczący

W imieniu Rady

G. CIAMBA

Przewodniczący

\_\_\_\_\_

## ZAŁĄCZNIK I

## MINIMALNE WYMAGANIA DOTYCZĄCE ROZLICZEŃ ORAZ INFORMACJI O ROZLICZENIACH

1. Minimum informacji, jakie należy zawrzeć w rachunku i w informacjach o rozliczeniach
  - 1.1. Na rachunkach przekazywanych odbiorcom końcowym zamieszcza się w dobrze widocznym miejscu następujące kluczowe informacje, wyraźnie wyodrębnione od innych części rachunku:
    - a) cenę do zapłaty oraz – w miarę możliwości – elementy składowe ceny oraz wyraźne zaznaczenie, że wszystkie źródła energii mogą również korzystać z zachęt, które nie zostały sfinansowane z opłat wskazanych w elementach składowych ceny;
    - b) termin płatności.
  - 1.2. Na rachunkach i w informacjach o rozliczeniach przekazywanych odbiorcom końcowym zamieszcza się w dobrze widocznym miejscu następujące kluczowe informacje, wyraźnie wyodrębnione od innych części rachunku i informacji o rozliczeniach:
    - a) zużycie energii elektrycznej w danym okresie rozliczeniowym;
    - b) nazwę i dane kontaktowe dostawcy, w tym numer telefonu, pod którym konsumenci mogą uzyskać wsparcie i adres e-mail;
    - c) nazwę taryfy;
    - d) w stosownych przypadkach – termin wygaśnięcia umowy;
    - e) informacje na temat dostępności i korzyści płynących ze zmiany dostawcy;
    - f) kod do celów zmiany dostawcy przez odbiorcę końcowego lub niepowtarzalny kod identyfikacyjny punktu dostawy energii do danego odbiorcy końcowego;
    - g) informacje na temat praw odbiorców końcowych w odniesieniu do pozasądowego rozstrzygnięcia sporów, w tym dane kontaktowe podmiotu odpowiedzialnego zgodnie z art. 26;
    - h) kompleksowy punkt kontaktowy, o którym mowa w art. 25;
    - i) link lub odniesienie informujące, gdzie można znaleźć narzędzia porównywania ofert zgodnie z art. 14.
  - 1.3. Jeżeli rachunki oparte są na rzeczywistym zużyciu lub zdalnym odczycie przez operatora, na rachunkach i w rozliczeniach okresowych odbiorców końcowych należy udostępnić lub dostarczyć wraz z takimi rachunkami i rozliczeniami następujące informacje, lub zamieścić w tych rachunkach i rozliczeniach informację, gdzie można takie informacje znaleźć:
    - a) porównania bieżącego zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego ze zużyciem w takim samym okresie w roku poprzednim, przedstawione w formie graficznej;
    - b) informacje kontaktowe organizacji konsumenckich, agencji ds. energii lub podobnych podmiotów, w tym adresy stron internetowych, na których można uzyskać informacje o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej urzędzeń pobierających energię;
    - c) porównanie z przeciętnym znormalizowanym lub referencyjnym odbiorcą końcowym z tej samej kategorii użytkowników.
2. Częstotliwość rozliczeń i dostarczanie informacji o rozliczeniach:
  - a) rozliczenia na podstawie rzeczywistego zużycia dokonuje się co najmniej raz w roku;
  - b) w przypadku gdy odbiorca końcowy nie posiada licznika umożliwiającego zdalny odczyt przez operatora lub gdy odbiorca końcowy aktywnie postanowił wyłączyć zdalny odczyt zgodnie z prawem krajowym, dokładne informacje o rozliczeniach oparte na rzeczywistym zużyciu są udostępniane odbiorcy końcowemu co najmniej co sześć miesięcy lub co trzy miesiące, na żądanie lub gdy odbiorca końcowy wybrał opcję otrzymywania elektronicznych rozliczeń;

- c) w przypadku gdy odbiorca końcowy nie posiada licznika umożliwiającego zdalny odczyt przez operatora lub gdy odbiorca końcowy aktywnie postanowił wyłączyć zdalny odczyt zgodnie z prawem krajowym, wymogi lit. a) i b) mogą zostać spełnione za pomocą systemu wykonywania odczytów przez samych odbiorców końcowych, w przypadku którego odbiorca końcowy przekazuje odczyty licznika operatorowi; rachunki lub informacje o rozliczeniach mogą być oparte na zużyciu szacunkowym lub na stawce ryczałtowej jedynie w przypadku gdy odbiorca końcowy nie przekaze odczytu licznika za dany okres rozliczeniowy;
- d) jeżeli odbiorca końcowy posiada licznik umożliwiający zdalny odczyt przez operatora, dokładne informacje o rozliczeniach oparte na rzeczywistym zużyciu podaje się co najmniej raz w miesiącu; informacje te mogą być również udostępniane w internecie i są aktualizowane tak często, jak na to pozwalają stosowane urządzenia i systemy.

### 3. Cena dla odbiorcy końcowego w podziale na składniki

Cena dla odbiorcy końcowego jest sumą trzech głównych składników: składnika „energia i dostawa”, składnika „sieć” (przesył i dystrybucja) oraz składnika obejmującego podatki, opłaty, obciążenia i należności.

Jeżeli na rachunkach przedstawia się cenę dla odbiorcy końcowego w podziale na składniki, należy stosować w całej Unii wspólne definicje tych trzech składników, zapisane w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1952 <sup>(1)</sup>.

### 4. Dostęp do informacji uzupełniających dotyczących zużycia w przeszłości

Państwa członkowskie wprowadzają wymóg, aby w zakresie, w jakim dodatkowe informacje o zużyciu w przeszłości są dostępne, informacje te były na żądanie odbiorcy końcowego udostępniane dostawcy energii elektrycznej lub dostawcy usług elektroenergetycznych wskazanemu przez odbiorcę końcowego.

Jeżeli odbiorca końcowy posiada zainstalowany licznik umożliwiający zdalny odczyt przez operatora, odbiorcy temu zapewnia się łatwy dostęp do informacji uzupełniających dotyczących zużycia w przeszłości, umożliwiających szczegółową samokontrolę.

Informacje uzupełniające dotyczące zużycia w przeszłości obejmują:

- a) dane zbiorcze za co najmniej trzy poprzedzające lata lub za okres od rozpoczęcia umowy na dostawy energii elektrycznej, jeżeli okres ten jest krótszy. Dane te muszą odpowiadać okresom, za które podawano informacje o rozliczeniach; oraz
- b) szczegółowe dane według czasu użytkowania dla dowolnego dnia, tygodnia, miesiąca i roku, które udostępnia się odbiorcy końcowemu niezwłocznie przez internet lub interfejs licznika przynajmniej za okres poprzedzających 24 miesięcy lub za okres od rozpoczęcia obowiązywania umowy na dostawy energii elektrycznej, jeżeli okres ten jest krótszy.

### 5. Podawanie informacji o źródłach energii

Dostawcy podają na rachunkach informacje o udziale każdego źródła energii w energii elektrycznej zakupionej przez odbiorcę końcowego na podstawie umowy o dostawy energii elektrycznej (podawanie informacji na poziomie produktu).

Na rachunkach i w rozliczeniach okresowych udostępnia się odbiorcy końcowemu następujące informacje lub w tych rachunkach i rozliczeniach okresowych wskazuje się, gdzie można znaleźć te informacje:

- a) informacje o udziale każdego źródła energii w ogólnym koszyku energetycznym dostawcy (na poziomie krajowym, to znaczy w państwie członkowskim, w którym została zawarta umowa na dostawy energii elektrycznej, jak również na poziomie dostawcy, jeśli dostawca prowadzi działalność w kilku państwach członkowskich) w poprzednim roku, przedstawione w sposób zrozumiały i umożliwiający łatwe porównanie;
- b) informacje dotyczące oddziaływania na środowisko, co najmniej pod względem emisji CO<sub>2</sub> i odpadów promieniotwórczych powstałych przy produkcji energii elektrycznej z ogólnego koszyka energetycznym wykorzystanych przez dostawcę w poprzednim roku.

W odniesieniu do akapitu drugiego lit. a) w przypadku energii elektrycznej otrzymanej za pośrednictwem giełdy energii elektrycznej lub importowanej z przedsiębiorstwa znajdującego się poza Unią można wykorzystywać zbiorcze dane za poprzedni rok dostarczone przez giełdę energii elektrycznej lub przez dane przedsiębiorstwo.

<sup>(1)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1952 z dnia 26 października 2016 r. w sprawie europejskiej statystyki dotyczącej cen gazu ziemnego i energii elektrycznej oraz uchylające dyrektywę 2008/92/WE (Dz.U. L 311 z 17.11.2016, s. 1).

Do celów podawania informacji o energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji można wykorzystywać gwarancje pochodzenia wydane zgodnie z art. 14 ust. 10 dyrektywy 2012/27/UE. Podawanie informacji o energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych odbywa się z wykorzystaniem gwarancji pochodzenia, z wyjątkiem przypadków określonych w art. 19 ust. 8 lit. a) i b) dyrektywy (UE) 2018/2001.

Organ regulacyjny lub inny właściwy organ krajowy podejmują niezbędne działania w celu zapewnienia, aby informacje dostarczane odbiorcom końcowym przez dostawców zgodnie z niniejszym punktem były rzetelne i przedstawiane, na poziomie krajowym, w sposób umożliwiający łatwe porównanie.

---

## ZAŁĄCZNIK II

## INTELIGENTNE SYSTEMY OPOMIAROWANIA

1. Państwa członkowskie zapewniają wprowadzenie na swoim terytorium inteligentnych systemów opomiarowania, które mogą być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego opomiarowania jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i efektywna kosztowo oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.
2. W ocenie takiej uwzględnia się metody analizy kosztów i korzyści oraz minimalny zestaw funkcjonalności inteligentnych systemów opomiarowania, przewidziany w zaleceniu Komisji 2012/148/UE <sup>(1)</sup>, jak również najlepsze dostępne techniki służące zapewnieniu najwyższego poziomu cyberbezpieczeństwa i ochrony danych.
3. Z zastrzeżeniem takiej oceny państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczony właściwy organ przygotowują harmonogram wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania, wyznaczając termin docelowy wynoszący do dziesięciu lat. W przypadku gdy wprowadzanie inteligentnych systemów opomiarowania zostanie ocenione pozytywnie, w ciągu 7 lat od daty uzyskania takiej pozytywnej oceny lub do 2024 r. w przypadku tych państw członkowskich, które rozpoczęły systematyczne wprowadzanie inteligentnych systemów opomiarowania przed dniem 4 lipca 2019 r., przynajmniej 80 % odbiorców końcowych wyposaża się w inteligentne liczniki.

---

<sup>(1)</sup> Zalecenie Komisji z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych (2012/148/UE) (Dz.U. L 73 z dnia 13.3.2012, s. 9).

## ZAŁĄCZNIK III

TERMIN TRANSPOZYCJI DO PRAWA KRAJOWEGO I DATA ROZPOCZĘCIA STOSOWANIA  
(O KTÓRYCH MOWA W ART. 72)

Dyrektywa	Termin transpozycji	Data rozpoczęcia stosowania
Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 55)	3 marca 2011 r.	3 września 2009 r.

## ZAŁĄCZNIK IV

## TABELA KORELACJI

Dyrektywa 2009/72/WE	Niniejsza dyrektywa
art. 1	art. 1
art. 2	art. 2
—	art. 3
art. 33 i art. 41	art. 4
—	art. 5
art. 32	art. 6
art. 34	art. 7
art. 7	art. 8
art. 8	—
art. 3 ust. 1	art. 9 ust. 1
art. 3 ust. 2	art. 9 ust. 2
art. 3 ust. 6	art. 9 ust. 3
art. 3 ust. 15	art. 9 ust. 4
art. 3 ust. 14	art. 9 ust. 5
art. 3 ust. 16	—
art. 3 ust. 4	art. 10 ust. 1
załącznik I pkt 1 lit. a)	art. 10 ust. 2 i 3
załącznik I pkt 1 lit. b)	art. 10 ust. 4
załącznik I pkt 1 lit. c)	art. 10 ust. 5
załącznik I pkt 1 lit. d)	art. 10 ust. 6 i 8
—	art. 10 ust. 7
załącznik I pkt 1 lit. f)	art. 10 ust. 9
załącznik I pkt 1 lit. g)	art. 10 ust. 10
art. 3 ust. 7	art. 10 ust. 11
załącznik I pkt 1 lit. j)	art. 10 ust. 12
art. 3 ust. 10	—
art. 4	—
art. 5	—
art. 6	—
—	art. 11
art. 3 ust. 5 lit. a) i załącznik I pkt 1 lit. e)	art. 12
—	art. 13
—	art. 14
—	art. 15
—	art. 16
—	art. 17
—	art. 18
art. 3 ust. 11	art. 19 ust. 1
—	art. 19 ust. 2–6

Dyrektywa 2009/72/WE	Niniejsza dyrektywa
—	art. 20
—	art. 21
—	art. 22
—	art. 23
—	art. 24
art. 3 ust. 12	art. 25
art. 3 ust. 13	art. 26
art. 3 ust. 3	art. 27
art. 3 ust. 7	art. 28 ust. 1
art. 3 ust. 8	art. 28 ust. 2
—	art. 29
art. 24	art. 30
art. 25	art. 31
—	art. 32
—	art. 33
—	art. 34
art. 26	art. 35
—	art. 36
art. 27	art. 37
art. 28	art. 38
art. 29	art. 39
art. 12	art. 40 ust. 1
—	art. 40 ust. 2–8
art. 16	art. 41
art. 23	art. 42
art. 9	art. 43
art. 13	art. 44
art. 14	art. 45
art. 17	art. 46
art. 18	art. 47
art. 19	art. 48
art. 20	art. 49
art. 21	art. 50
art. 22	art. 51
art. 10	art. 52
art. 11	art. 53
—	art. 54
art. 30	art. 55
art. 31	art. 56
art. 35	art. 57
art. 36	art. 58



Dyrektywa 2009/72/WE	Niniejsza dyrektywa
art. 37 ust. 1	art. 59 ust. 1
art. 37 ust. 2	art. 59 ust. 2
art. 37 ust. 4	art. 59 ust. 3
—	art. 59 ust. 4
art. 37 ust. 3	art. 59 ust. 5
art. 37 ust. 5	art. 59 ust. 6
art. 37 ust. 6	art. 59 ust. 7
art. 37 ust. 8	—
art. 37 ust. 7	art. 59 ust. 8
—	art. 59 ust. 9
art. 37 ust. 9	art. 59 ust.10
art. 37 ust. 10	art. 60 ust. 1
art. 37 ust. 11	art. 60 ust. 2
art. 37 ust. 12	art. 60 ust. 3
art. 37 ust. 13	art. 60 ust. 4
art. 37 ust. 14	art. 60 ust. 5
art. 37 ust. 15	art. 60 ust. 6
art. 37 ust. 16	art. 60 ust. 7
art. 37 ust. 17	art. 60 ust. 8
art. 38	art. 61
—	art. 62
art. 39	art. 63
art. 40	art. 64
art. 42	—
art. 43	art. 65
art. 44	art. 66
art. 45	—
—	art. 67
art. 46	art. 68
art. 47	art. 69
—	art. 70
art. 49	art. 71
art. 48	art. 72
art. 50	art. 73
art. 51	art. 74
—	załącznik I pkt 1–4
art. 3 ust. 9	załącznik I pkt 5
załącznik I pkt 2	załącznik II
—	załącznik III
—	załącznik IV





ISSN 1977-0766 (wydanie elektroniczne)  
ISSN 1725-5139 (wydanie papierowe)



**Urząd Publikacji Unii Europejskiej**  
2985 Luksemburg  
LUKSEMBURG

**PL**