

Opracowano na
podstawie: t.j.
Dz. U. z 2025 r.
poz. 610, 1302.

U S T A W A

z dnia 8 grudnia 2017 r.

o rynku mocy¹⁾

DZIAŁ I

Przepisy ogólne

Rozdział 1

Przedmiot ustawy

Art. 1. 1. Ustawa określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawiania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach przywołania na rynku mocy.

2. Celem ustawy jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju.

Rozdział 2

Definicje

Art. 2. 1. Użyte w ustawie określenia oznaczają:

- 1) aukcja dodatkowa – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest kwartał roku kalendarzowego;
- 1a) aukcja dogrywkowa – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest rok kalendarzowy, która może zostać przeprowadzona po aukcji głównej na dany rok dostaw;
- 2) aukcja główna – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest rok kalendarzowy;

¹⁾ Niniejsza ustawa w zakresie swojej regulacji służy stosowaniu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniającego rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 2024/1747 z 26.06.2024).

- 3) aukcja mocy – aukcję, w której dostawca mocy oferuje operatorowi obowiązek mocy na okres dostaw;
- 3a) aukcja uzupełniająca – aukcję mocy przeprowadzaną na okresy dostaw:
 - a) od dnia 1 lipca 2025 r. do dnia 31 grudnia 2025 r.,
 - b) od dnia 1 stycznia 2026 r. do dnia 31 grudnia 2026 r.,
 - c) od dnia 1 stycznia 2027 r. do dnia 31 grudnia 2027 r.,
 - d) od dnia 1 stycznia 2028 r. do dnia 31 grudnia 2028 r.;
- 4) dostawca mocy – właściciela jednostki rynku mocy, będącego właścicielem jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy lub podmiotem upoważnionym przez właścicieli tych jednostek fizycznych do dysponowania nimi na rynku mocy;
- 5) jednostka fizyczna – wyodrębniony zespół urządzeń technicznych wraz z przyporządkowanymi im punktami pomiarowymi w systemie;
- 6) jednostka fizyczna połączenia międzysystemowego – element techniczny łączący system z systemem przesyłowym elektroenergetycznym innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, dostarczający moc do systemu;
- 7) jednostka fizyczna redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną dostarczającą moc do systemu przez czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej w wyniku wykorzystania:
 - a) sterowanego odbioru lub
 - b) niebędącej odrębną jednostką fizyczną wytwórczą jednostki wytwórczej, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, 834, 859, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303), lub magazynem energii elektrycznej, wraz z urządzeniami i instalacjami odbiorcy końcowego;
- 8) jednostka fizyczna wytwórcza – jednostkę fizyczną będącą jednostką wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub magazynem energii elektrycznej;
- 9) jednostka fizyczna wytwórcza istniejąca – jednostkę fizyczną wytwórczą przyłączoną do systemu i oddaną do eksploatacji przed rozpoczęciem certyfikacji ogólnej, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka;
- 10) jednostka fizyczna wytwórcza planowana – inną, niż określoną w pkt 9 jednostkę fizyczną wytwórczą, dla której przyłączenie do systemu i oddanie do eksploatacji

jest planowane przed rozpoczęciem okresu dostaw, którego dotyczyć będzie aukcja główna, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka;

- 11) jednostka redukcji zapotrzebowania planowana – jedną lub więcej jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, co do których nie są znane wszystkie dane wymagane dla rejestracji lub wydania certyfikatu w odniesieniu do jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania;
- 12) jednostka rynku mocy – jednostkę rynku mocy wytwórczą i jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 13) jednostka rynku mocy wytwórcza – jednostkę fizyczną wytwórczą lub grupę takich jednostek albo jednostkę fizyczną zagraniczną wytwórczą lub grupę takich jednostek, która uzyskała certyfikat do aukcji mocy;
- 14) jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania lub grupę takich jednostek albo jednostkę fizyczną zagraniczną redukcji zapotrzebowania lub grupę takich jednostek, która uzyskała certyfikat do aukcji mocy;
- 15) jednostka fizyczna zagraniczna – jednostkę fizyczną zagraniczną wytwórczą i jednostkę fizyczną zagraniczną redukcji zapotrzebowania;
- 16) jednostka fizyczna zagraniczna wytwórcza – jednostkę fizyczną wytwórczą zlokalizowaną w państwie członkowskim Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem;
- 17) jednostka fizyczna zagraniczna redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania zlokalizowaną w państwie członkowskim Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem;
- 17a) jednostka wytwórcza – jednostkę wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub inny wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej;
- 17b) limit emisji – emisję wynoszącą nie więcej niż 550 g dwutlenku węgla pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej;
- 17c) linia bezpośrednia – linię bezpośrednią w rozumieniu art. 3 pkt 11 f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 18) magazyn energii elektrycznej – magazyn energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 10 k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;

- 19) moc osiągalna brutto jednostki fizycznej wytwórczej – potwierdzoną testami maksymalną moc czynną, przy której jednostka fizyczna wytwórcza może pracować przy parametrach nominalnych przez czas nie krótszy niż 4 kolejne godziny, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki;
- 20) moc osiągalna netto jednostki fizycznej wytwórczej – moc osiągalną brutto jednostki fizycznej wytwórczej pomniejszoną o moc zużywaną przez urządzenia i układy technologiczne tej jednostki niezbędne do wytwarzania energii elektrycznej lub energii elektrycznej i ciepła;
- 21) moc osiągalna jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania – wielkość maksymalnego czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, zmierzonego we wszystkich punktach pomiarowo-rozliczeniowych tej jednostki w miejscach połączenia z siecią;
- 22) moc osiągalna netto jednostki rynku mocy – sumę mocy osiągalnych netto wszystkich jednostek fizycznych wytwórczych albo sumę mocy osiągalnych wszystkich jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania wchodzących w skład jednostki rynku mocy;
- 23) obowiązek mocy – zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach przywołania na rynku mocy;
- 24) odbiorca końcowy – odbiorcę końcowego energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 25) okres dostaw – rok kalendarzowy albo kwartał, albo okresy, o których mowa w pkt 3a;
- 26) okres przywołania na rynku mocy – pełną godzinę, w której nadwyżka mocy dostępnej dla operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 27) operator – operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączanego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 24 lub 28 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;

- 28) operator systemu dystrybucyjnego – operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 29) punkt pomiarowy – miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonuje się pomiaru przepływającej energii elektrycznej, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 29a) rozpoczęcie produkcji komercyjnej – dzień rozpoczęcia pracy jednostki wytwórczej, zgodnie z jej przeznaczeniem, po osiągnięciu stanu, w którym praca tej jednostki jest zgodna z prawem i możliwa technicznie;
- 30) sieć dystrybucyjna – sieć dystrybucyjną elektroenergetyczną, o której mowa w art. 3 pkt 11b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 31) sieć przesyłowa – sieć przesyłową elektroenergetyczną, o której mowa w art. 3 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 32) system – system elektroenergetyczny, o którym mowa w art. 3 pkt 23 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 33) taryfa – taryfę, o której mowa w art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 34) uczestnik rynku mocy – operatora, operatora systemu dystrybucyjnego, zarządcę rozliczeń, właściciela jednostki fizycznej lub podmiot przez niego upoważniony i dostawcę mocy.

2. Ilekroć w ustawie jest mowa o mocy osiągalnej netto lub mocy osiągalnej brutto jednostki fizycznej, należy przez to także rozumieć moc osiągalną jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania.

DZIAŁ II

Organizacja rynku mocy

Rozdział 1

Przepisy ogólne

Art. 3. 1. Operator przeprowadza:

- 1) certyfikację ogólną – w celu pozyskania informacji o jednostkach fizycznych i wpisania ich do rejestru rynku mocy, zwanego dalej „rejestrem”;

- 2) certyfikację do aukcji głównej – w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich do aukcji głównej;
- 3) certyfikację do aukcji dodatkowych – w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich do jednej lub większej liczby aukcji dodatkowych;
- 4) certyfikację do aukcji uzupełniającej – w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich do aukcji uzupełniającej;
- 5) certyfikację do aukcji dogrywkowej – w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich do aukcji dogrywkowej.

2. Certyfikację ogólną rozpoczyna się nie później niż w 2. tygodniu każdego roku, a kończy nie później niż w 11. tygodniu tego roku.

3. Certyfikację do aukcji głównej rozpoczyna się 14 tygodni przed aukcją główną, a kończy nie później niż w 4. tygodniu przed aukcją główną.

3a. Certyfikacja do aukcji dogrywkowej trwa 5 tygodni i rozpoczyna się w 4. tygodniu po dniu wejścia w życie rozporządzenia, o którym mowa w art. 39a ust. 4, a kończy nie później niż 14 dni przed rozpoczęciem aukcji dogrywkowej.

4. Certyfikację do aukcji dodatkowych rozpoczyna się nie później niż 16 tygodni przed aukcjami dodatkowymi, a kończy nie później niż w 4. tygodniu przed aukcjami dodatkowymi.

4a. Certyfikacja do aukcji uzupełniającej trwa nie krócej niż 4 tygodnie i rozpoczyna się nie wcześniej niż po ogłoszeniu ostatecznych wyników aukcji dodatkowych na dany rok dostaw, a kończy nie później niż 10 dni przed rozpoczęciem aukcji uzupełniającej.

5. W procesie certyfikacji operator systemu dystrybucyjnego współpracuje z operatorem w sposób i w terminach określonych w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, współpracuje z operatorem za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, a który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

6. Operator informuje o datach rozpoczęcia i zakończenia certyfikacji, o których mowa w ust. 1, na swojej stronie internetowej.

Art. 3a. 1. Limit emisji uznaje się za spełniony przez jednostkę rynku mocy, jeśli żadna z jednostek wytwórczych wchodzących w skład jednostek fizycznych

tworzących daną jednostkę rynku mocy nie przekroczyła limitu emisji w danym roku dostaw.

2. Jednostkowa emisja dwutlenku węgla w odniesieniu do jednostki wytwórczej wyznaczana jest zgodnie z wzorem:

$$EJ = \frac{0,0036 \cdot (1 - t_{CO_2}) \cdot \sum_{p=1}^{p=n} U_p \cdot WE_p}{\eta_{proj}}$$

gdzie:

EJ – oznacza jednostkową emisję dwutlenku węgla danej jednostki wytwórczej, wyrażoną w gCO₂/kWh,

t_{CO₂} – oznacza udział emisji dwutlenku węgla, która została przeniesiona z jednostki wytwórczej, a następnie wykorzystana w sposób, o którym mowa w art. 49 ust. 1 lit. a lub b rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniającego rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012 (Dz. Urz. UE L 334 z 31.12.2018, str. 1, z późn. zm.²⁾), w całkowitej emisji tej jednostki, wyrażony w %,

p – oznacza paliwo,

n – oznacza liczbę paliw wykorzystywanych w danej jednostce wytwórczej,

U_p – oznacza udział energetyczny danego paliwa w całym paliwie dostarczonym do danej jednostki wytwórczej, w okresie całego roku kalendarzowego, wyrażony w %,

WE_p – oznacza wskaźnik emisji dwutlenku węgla dla danego paliwa, wyznaczony tak jak na potrzeby raportowania emisji określonych w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniającym rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012, wyrażony w kgCO₂/TJ,

²⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 423 z 15.12.2020, str. 37.

η_{proj} – oznacza sprawność w warunkach projektowych wytwarzania energii elektrycznej w danej jednostce wytwórczej, liczoną jako iloraz mocy elektrycznej netto i całkowitego zużycia paliwa, w warunkach projektowych przy mocy osiągalnej netto, uwzględniając wyniki pomiarów eksploatacyjnych, gwarancyjnych lub pomodernizacyjnych w zależności od tego, które z nich są najnowsze.

3. W przypadku magazynów energii elektrycznej wchodzących w skład jednostek fizycznych tworzących daną jednostkę rynku mocy, na potrzeby weryfikacji spełnienia limitu emisji, przyjmuje się, że wskaźnik jednostkowej emisji dwutlenku węgla EJ w przypadku magazynów energii elektrycznej:

- 1) niepołączonych bezpośrednio z jednostką wytwórczą i zasilanych wyłącznie z sieci – jest równy zero;
- 2) połączonych bezpośrednio z jedną lub z większą liczbą jednostek wytwórczych – jest równy najwyższemu spośród wskaźników jednostkowej emisji dwutlenku węgla wyznaczonych odpowiednio dla bezpośrednio połączonych jednostek wytwórczych.

Art. 4. 1. Operator przeprowadza aukcje praw do oferowania obowiązku mocowego w aukcjach mocy w odniesieniu do jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych, zwane dalej „aukcjami wstępnymi”.

2. Operator przeprowadza aukcje wstępne:

- 1) do aukcji głównej i aukcji dodatkowych – po wejściu w życie rozporządzenia, o którym mowa w art. 34 ust. 1, nie później jednak niż 2 tygodnie przed certyfikacją do aukcji głównej;
- 2) do aukcji uzupełniającej – po ogłoszeniu parametrów aukcji uzupełniającej, o którym mowa w art. 34b ust. 2 albo art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy (Dz. U. poz. 159), nie później jednak niż przed rozpoczęciem certyfikacji do aukcji uzupełniającej.

3. Aukcję wstępną, aukcję główną, aukcje dodatkowe oraz aukcję uzupełniającą prowadzi się w postaci elektronicznej za pomocą dedykowanego systemu teleinformatycznego.

4. Operator informuje o terminie przeprowadzenia aukcji wstępnej, aukcji głównej, aukcji dodatkowych oraz aukcji uzupełniającej na swojej stronie internetowej.

5. Oferty i oświadczenia składane podczas aukcji wstępnej, aukcji głównej, aukcji dodatkowych oraz aukcji uzupełniającej dostawca mocy opatruje kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

Art. 5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”, może żądać od uczestników rynku mocy przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny prawidłowości przebiegu certyfikacji lub aukcji mocy.

Rozdział 2

Udział mocy zagranicznych w rynku mocy

Art. 6. 1. Operator zapewnia możliwość udziału mocy zlokalizowanej w systemach elektroenergetycznych państwa członkowskiego Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem, przez:

- 1) dopuszczenie jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego do udziału w aukcjach mocy albo
- 2) organizację aukcji wstępnych odrębnie dla poszczególnych stref, o których mowa w ust. 6, oraz dopuszczenie jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych do udziału w aukcjach mocy.

2. W odniesieniu do każdej ze stref określonych w ust. 6 stosuje się jedno z rozwiązań określonych w ust. 1 na podstawie zawartej umowy między operatorem a operatorem systemu przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem.

3. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, operator zawiera z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego bezpośrednio połączonego z systemem umowę, która określa w szczególności zasady:

- 1) określania i uzgadniania wielkości mocy oferowanej w aukcji mocy przez jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego;
- 2) udziału w aukcji mocy, w tym składania ofert w aukcji mocy i powstawania obowiązku mocowego jednostki, o której mowa w pkt 1;
- 3) wykonywania i rozliczania wykonania obowiązku mocowego przez jednostkę, o której mowa w pkt 1.

4. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, operator zawiera z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego bezpośrednio połączonego z systemem umowę, która określa w szczególności zasady:

- 1) przekazywania informacji na potrzeby potwierdzenia istnienia jednostki fizycznej zagranicznej oraz jej parametrów technicznych;
- 2) przekazywania danych umożliwiających weryfikację oraz rozliczenie wykonania obowiązku mocowego przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych;
- 3) ogłaszania i przeprowadzania testowego okresu przywołania na rynku mocy w odniesieniu do jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych.

5. Rozwiązanie określone w ust. 1 pkt 2 stosuje się pod warunkiem zawarcia przez operatora z właściwym dla danej strefy operatorem systemu przesyłowego umowy, o której mowa w ust. 4, a w przypadku strefy określonej w ust. 6 pkt 1 – pod warunkiem zawarcia umów ze wszystkimi właściwymi operatorami systemów elektroenergetycznych bezpośrednio połączonych z systemem.

6. Strefami, w których znajdują się jednostki fizyczne zagraniczne biorące udział w rynku mocy oraz z którymi jednostki fizyczne połączenia międzysystemowego łączą bezpośrednio system, są:

- 1) strefa profilu synchronicznego – obejmująca:
 - a) system przesyłowy Republiki Federalnej Niemiec,
 - b) system przesyłowy Republiki Czeskiej,
 - c) system przesyłowy Republiki Słowackiej;
- 2) Litwa – obejmująca system przesyłowy Republiki Litewskiej;
- 3) Szwecja – obejmująca system przesyłowy Królestwa Szwecji.

Art. 7. 1. Operator opracowuje informację o prognozowanych maksymalnych wolumenach obowiązków mocowych dla poszczególnych stref określonych w art. 6 ust. 6 na podstawie średnioterminowej oceny wystarczalności wytwarzania opracowywanej cyklicznie zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”.

2. Na podstawie parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7:

- 1) określa się maksymalną wielkość oferty mocy składanej w odniesieniu do jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego – w przypadku rozwiązania określonego w art. 6 ust. 1 pkt 1, albo
- 2) dokonuje się wyboru ofert, o którym mowa w art. 9 ust. 4, na aukcji wstępnej do aukcji głównej i aukcji dodatkowych – w przypadku rozwiązania określonego w art. 6 ust. 1 pkt 2.

3. Na podstawie parametru, o którym mowa w art. 34a ust. 1 pkt 4, dokonuje się wyboru ofert, o którym mowa w art. 9 ust. 4, na aukcji wstępnej do aukcji uzupełniającej.

Art. 8. 1. W celu dopuszczenia mocy zagranicznych do udziału w rynku mocy w sposób określony w art. 6 ust. 1 pkt 1, operator uzgadnia z właściwym operatorem systemu przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem wielkość mocy oferowanej w aukcji mocy przez jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego jako mniejszą z wielkości:

- 1) parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7;
- 2) ustalonej przez właściwego operatora systemu przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem.

2. W przypadku strefy, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 1, gdy suma wielkości mocy ustalonych zgodnie z ust. 1 przez operatorów poszczególnych systemów przesyłowych objętych strefą, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 1, jest większa niż wielkość parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7, uzgodnione wielkości dla poszczególnych systemów uzyskuje się przez ich proporcjonalne obniżenie, tak aby ich suma odpowiadała wielkości tego parametru.

Art. 9. 1. W aukcji wstępnej uczestnik aukcji, po ustanowieniu zabezpieczenia finansowego na rzecz operatora, składa ofertę obowiązku mocowego na rynku mocy.

2. Oferta, o której mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) cenę w złotych za 1 kW;
- 2) wielkość oferowanej mocy w MW – nie mniejszą niż 2 MW;
- 3) jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla;
- 4) informację, czy uczestnik aukcji wstępnej zgadza się na przyjęcie oferty części oferowanej mocy.

3. Oferent może złożyć w trakcie jednej aukcji wstępnej więcej niż jedną ofertę, z zastrzeżeniem, że suma wielkości mocy w złożonych przez niego ofertach nie może być większa niż dopuszczalna wielkość wynikająca z ustanowionego zabezpieczenia. W przypadku gdy wielkość złożonych przez danego oferenta ofert przekracza wielkość wynikającą z ustanowionego zabezpieczenia, ważne oferty danego oferenta wybiera się, stosując odpowiednio przepisy ust. 4 i 5.

4. Po upływie czasu na składanie ofert złożone oferty szereguje się od najtańszej do najdroższej, a w przypadku ofert z jednakową ceną – od oferty z najniższym jednostkowym wskaźnikiem emisji dwutlenku węgla, a następnie poczynawszy od oferty najtańszej przyjmuje się oferty, których łączna wielkość mocy jest nie większa niż wielkość parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7, dla aukcji głównej lub aukcji dodatkowej albo wielkość parametru, o którym mowa w art. 34a ust. 1 pkt 4, dla aukcji uzupełniającej.

5. Jeżeli ostatnia oferta, której wybranie wraz z ofertami, o których mowa w ust. 4, spowodowałoby, że łączna wielkość mocy byłaby większa niż wielkość parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7, dla aukcji głównej lub aukcji dodatkowej albo wielkość parametru, o którym mowa w art. 34a ust. 1 pkt 4, dla aukcji uzupełniającej, a oferta ta jest:

- 1) podzielna – ofertę przyjmuje się w części odpowiadającej różnicy między wielkością parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7, dla aukcji głównej lub aukcji dodatkowej albo wielkością parametru, o którym mowa w art. 34a ust. 1 pkt 4, dla aukcji uzupełniającej a sumą wielkości mocy w pozostałych wybranych ofertach;
- 2) niepodzielna – ofertę odrzuca się.

6. W przypadku, o którym mowa w ust. 5 pkt 2, rozpatruje się kolejną ofertę, stosując przepis ust. 4 odpowiednio, z zastrzeżeniem, że jeżeli ta oferta również jest niepodzielna, nie rozpatruje się kolejnych ofert.

7. Aukcja wstępna kończy się wpisem wybranych ofert do rejestru. Wpis do rejestru uprawnia uczestnika aukcji wstępnej do złożenia wniosku o wydanie certyfikatu dopuszczającego do udziału w najbliższej aukcji głównej, aukcjach dodatkowych, aukcji uzupełniającej lub rynku wtórnym, na zasadach określonych w art. 17 ust. 3 i 4.

8. W terminie 7 dni od dnia zakończenia aukcji wstępnej operator informuje uczestnika aukcji wstępnej o przyjęciu lub odrzuceniu złożonej przez niego oferty.

9. Operator publikuje wyniki aukcji wstępnej w terminie 5 dni roboczych od dnia zakończenia aukcji mocy, której dotyczyła dana aukcja wstępna.

10. Prezes URE może żądać od operatora przedstawienia cen ofert z aukcji wstępnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

11. Prawa wynikające z oferty przyjętej w aukcji wstępnej nie mogą zostać przeniesione na inną osobę.

Art. 10. 1. Operator w terminie 21 dni od zakończenia aukcji wstępnej przedkłada ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE informację o przebiegu tej aukcji. Informacja zawiera:

- 1) listę ofert wraz z nazwami uczestników aukcji wstępnych, wielkościami mocy w ofertach oraz informacją o przyjęciu poszczególnych ofert;
- 2) informację o ofertach odrzuconych wraz z uzasadnieniem.

2. Operator, w terminie 14 dni od zawarcia lub zmiany umowy, o której mowa w art. 6 ust. 3 albo 4, przekazuje Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii informację o jej zawarciu lub zmianie.

Rozdział 3

Certyfikacja ogólna

Art. 11. (uchylony)

Art. 12. 1. W certyfikacji ogólnej właściciel jednostki fizycznej lub jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej albo podmiot przez niego upoważniony składa operatorowi wniosek o wpis tej jednostki do rejestru, zwany dalej „wnioskiem o rejestrację”.

2. Wniosek o rejestrację zawiera:

- 1) dane identyfikacyjne jednostki fizycznej i jej właściciela;
- 2) dane identyfikacyjne podmiotu upoważnionego do działania w imieniu właściciela jednostki fizycznej, jeżeli został wskazany, oraz dokumenty upoważniające do działania w jego imieniu;
- 3) informacje o lokalizacji jednostki fizycznej;
- 4) parametry techniczne jednostki fizycznej oraz wykaz punktów pomiarowych;

- 5) (uchylony)
- 6) (uchylony)
- 7) (uchylony)
- 8) inne informacje określone w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83.

3. Zgłaszając jednostkę fizyczną w certyfikacji ogólnej w roku następującym po roku, w którym jednostka ta została wpisana do rejestru, wnioskodawca może przedłożyć wniosek o rejestrację zawierający tylko uzupełnienie lub zmianę informacji zawartych w rejestrze.

4. W przypadku gdy informacje lub dane zawarte we wniosku o rejestrację jednostki fizycznej wytwórczej planowanej:

- 1) uległy zmianie – wnioskodawca jest obowiązany zgłosić w najbliższej certyfikacji ogólnej ich uzupełnienie lub zmianę;
- 2) o których mowa w ust. 2 pkt 1–4, uległy zmianie – wnioskodawca może zgłosić ich uzupełnienie lub zmianę po uzyskaniu wpisu do rejestru, a przed wydaniem certyfikatu potwierdzającego utworzenie jednostki rynku mocy, w której skład wchodzi dana jednostka fizyczna wytwórcza planowana.

5. W przypadku składania wniosku o rejestrację jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej wniosek o rejestrację zawiera:

- 1) informacje, o których mowa w ust. 2 pkt 8;
- 2) dane identyfikacyjne podmiotu, który będzie pełnił funkcję dostawcy mocy;
- 3) planowaną łączną moc osiągalną wszystkich jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, które wejdą w skład danej jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej.

6. Wpis do rejestru jednostki fizycznej lub jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej uprawnia tę jednostkę do udziału w najbliższej certyfikacji do aukcji głównej, najbliższej certyfikacji do aukcji dodatkowych oraz najbliższej certyfikacji do aukcji uzupełniającej.

7. Określenie wszystkich informacji, o których mowa w ust. 2, w odniesieniu do jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania wchodzących w skład jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej następuje przed przeprowadzeniem testu redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 53 ust. 1.

Art. 13. 1. W przypadku gdy wniosek o rejestrację nie spełnia wymogów określonych w art. 12 ust. 2 lub 5, operator wzywa wnioskodawcę do usunięcia wad

lub braków formalnych wniosku w terminie określonym w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83.

2. W przypadku nieusunięcia w terminie wad lub braków formalnych wniosku o rejestrację operator odmawia wpisania jednostki fizycznej do rejestru, o czym niezwłocznie informuje wnioskodawcę.

Art. 14. 1. Operator, w terminie 14 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta zawiera w szczególności:

- 1) sumę mocy osiągalnej netto wszystkich jednostek fizycznych zgłoszonych do certyfikacji ogólnej w podziale na: jednostki fizyczne wytwórcze planowane i istniejące, jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania, jednostki redukcji zapotrzebowania planowane oraz jednostki fizyczne wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej;
- 2) (uchylony)
- 3) (uchylony)
- 4) wykaz podmiotów, którym odmówiono wpisu do rejestru, zgodnie z art. 13 ust. 2.

2. Operator, w terminie 28 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii proponowane wartości parametrów, o których mowa w art. 31 pkt 1, 2, 4 i 5 i art. 32 ust. 1 pkt 2–7 oraz ust. 3.

Rozdział 4

Certyfikacja do aukcji głównej, aukcji dodatkowych i aukcji uzupełniającej

Art. 15. 1. W certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych lub do aukcji uzupełniającej właściciel jednostki fizycznej, jednostki fizycznej zagranicznej albo jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej lub podmiot przez niego upoważniony do dysponowania tą jednostką na rynku mocy składa operatorowi wniosek o:

- 1) utworzenie jednostki rynku mocy i dopuszczenie jej do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych lub do aukcji uzupełniającej lub dopuszczenie do udziału w rynku wtórnym lub
- 2) dopuszczenie do aukcji dodatkowych jednostki rynku mocy utworzonej w certyfikacji do aukcji głównej na ten sam rok dostaw,

3) dopuszczenie do aukcji uzupełniającej jednostki rynku mocy utworzonej w certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych na ten sam rok dostaw

– zwany dalej „wnioskiem o certyfikację”.

2. Wniosek o certyfikację może dotyczyć jednostek fizycznych, jednostek fizycznych zagranicznych albo jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych wpisanych do rejestru, z wpisem ważnym w chwili rozpoczęcia certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych lub do aukcji uzupełniającej.

3. Dostawca mocy nie może złożyć wniosku o certyfikację do aukcji głównej jednostki rynku mocy, w odniesieniu do której zawarł już wieloletnią umowę mocową obejmującą okres dostaw, którego dotyczy ta certyfikacja.

4. Jednostka rynku mocy objęta obowiązkiem mocowym na dany rok dostaw lub jednostka fizyczna, wchodząca w skład takiej jednostki rynku mocy, nie może zostać zgłoszona do certyfikacji do aukcji dodatkowych lub do aukcji uzupełniającej dotyczących tego samego okresu dostaw.

5. Jednostka rynku mocy, składająca się z jednostek fizycznych wytwarzających rocznie więcej niż 30 % energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, może wziąć udział zarówno w aukcji głównej, aukcji dodatkowej, jak i aukcji uzupełniającej na ten sam rok dostaw, z zastrzeżeniem że suma obowiązków mocowych oferowanych przez tę jednostkę nie może być wyższa niż iloczyn mocy osiągalnej netto i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności dla tej jednostki.

6. Dostawca mocy nie może złożyć wniosku o certyfikację w odniesieniu do jednostki rynku mocy, która w roku dostaw, dla którego prowadzona jest dana certyfikacja, nie będzie spełniała limitu emisji, z uwzględnieniem ust. 7 i 7a.

7. W przypadku jednostki rynku mocy, o której mowa w ust. 6, w skład której wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., dostawca mocy może złożyć wniosek o certyfikację do aukcji głównej lub o certyfikację do aukcji dodatkowych wyłącznie w zakresie utworzenia jednostki rynku mocy i dopuszczenia jej do udziału w rynku wtórnym.

7a. W przypadku jednostki rynku mocy, o której mowa w ust. 7, dostawca mocy może złożyć wniosek o certyfikację do aukcji uzupełniającej.

8. Wniosku o certyfikację nie może złożyć dostawca mocy, wobec którego w terminie rozpoczęcia danej certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji

dodatkowych lub do aukcji uzupełniającej zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 2 pkt 18 lit. a, b, c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.³⁾).

Art. 16. 1. Dostawca mocy może złożyć wniosek o utworzenie jednostki rynku mocy składającej się z:

- 1) jednostki fizycznej wytwórczej o mocy osiągalnej netto nie mniejszej niż 2 MW;
- 2) jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania o mocy osiągalnej redukcji zapotrzebowania nie mniejszej niż 2 MW;
- 3) grupy jednostek fizycznych wytwórczych, których łączna moc osiągalna netto wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW, a maksymalna moc osiągalna netto pojedynczej jednostki fizycznej w grupie tych jednostek jest nie większa niż 10 MW;
- 4) grupy jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW;
- 5) jednej jednostki fizycznej zagranicznej wytwórczej o mocy osiągalnej netto nie mniejszej niż 2 MW;
- 6) jednej jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania o mocy osiągalnej redukcji zapotrzebowania nie mniejszej niż 2 MW;
- 7) grupy jednostek fizycznych zagranicznych wytwórczych, których łączna moc osiągalna netto wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW, a maksymalna moc osiągalna netto pojedynczej jednostki fizycznej w grupie tych jednostek jest nie większa niż 10 MW;
- 8) grupy jednostek fizycznych zagranicznych redukcji zapotrzebowania, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW;
- 9) jednej jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej o mocy osiągalnej redukcji zapotrzebowania nie mniejszej niż 2 MW;

³⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 329 z 15.12.2015, str. 28, Dz. Urz. UE L 149 z 07.06.2016, str. 10, Dz. Urz. UE L 156 z 20.06.2017, str. 1, Dz. Urz. UE L 236 z 14.09.2017, str. 28 oraz Dz. Urz. UE L 215 z 07.07.2020, str. 3.

- 10) grupy jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW;
- 11) grupy składającej się z co najmniej jednej jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania i co najmniej jednej jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW.

2. W skład jednostki rynku mocy na dany rok dostaw nie może wchodzić jednostka fizyczna:

- 1) w odniesieniu do której wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii będzie w danym roku dostaw przysługiwało prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, inna niż:
 - a) instalacja spalania wielopaliwowego w rozumieniu art. 2 pkt 15 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub
 - b) układ hybrydowy w rozumieniu art. 2 pkt 34 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
- 2) w odniesieniu do której wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, dla danego okresu dostaw, będzie składał wniosek o wydanie świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy wymienionej w pkt 1, inna niż:
 - a) instalacja spalania wielopaliwowego w rozumieniu art. 2 pkt 15 ustawy wymienionej w pkt 1 lub
 - b) układ hybrydowy w rozumieniu art. 2 pkt 34 ustawy wymienionej w pkt 1;
- 3) w odniesieniu do której wytwórca lub odbiorca energii elektrycznej będzie w danym roku świadczył na rzecz operatora usługę określoną w instrukcji, o której mowa w art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, o charakterze świadczenia i wynagradzania zbliżonym do obowiązku mocowego na rynku mocy;
- 3a) w odniesieniu do której wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii będzie w danym roku dostaw przysługiwało prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 498);

4) (uchylony)

4a) w skład której wchodzi jednostka wytwórcza, która w roku dostaw nie będzie spełniała limitu emisji i rozpoczęła produkcję komercyjną nie wcześniej niż w dniu 4 lipca 2019 r. – w przypadku certyfikacji do aukcji głównej oraz do aukcji dodatkowych;

5) zagraniczna, w odniesieniu do której dostawca mocy będzie w roku dostaw korzystał z odpowiedniego systemu wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych lub wysokosprawnej kogeneracji.

3. Prezes URE ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej wykaz usług, o których mowa w ust. 2 pkt 3, i aktualizuje go niezwłocznie w przypadku zmiany instrukcji, o której mowa w art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dotyczącej tych usług.

4. W trakcie certyfikacji do aukcji mocy operator tworzy jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego i wpisuje je do rejestru.

Art. 17. 1. Jednostką rynku mocy może dysponować tylko jeden dostawca mocy na dany rok kalendarzowy.

2. Jednostka fizyczna może wchodzić w skład tylko jednej jednostki rynku mocy na dany rok kalendarzowy.

3. Uczestnik aukcji wstępnej, który w wyniku aukcji wstępnej właściwej dla danej aukcji mocy został wpisany do rejestru rynku mocy, może ubiegać się o utworzenie jednostki rynku mocy składającej się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych zagranicznych w miejsce każdej przyjętej oferty.

4. Łączna wielkość obowiązku mocowego, którą zamierza oferować uczestnik aukcji wstępnej jako dostawca mocy, jest nie mniejsza niż 2 MW i nie większa od wielkości wynikającej z zaakceptowanej oferty oraz nie większa od sumy iloczynów mocy osiągalnych poszczególnych jednostek fizycznych zagranicznych i właściwych korekcyjnych współczynników dyspozycyjności.

5. Dostawcą mocy w odniesieniu do jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego jest wyłącznie operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z którym jednostka ta łączy system.

Art. 18. 1. Maksymalną wielkość obowiązku mocowego, jaką we wniosku o certyfikację można zaoferować na rynku mocy przez jednostkę rynku mocy, określa się z uwzględnieniem korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wyznaczanego dla poszczególnych grup technologii, zwanego dalej „korekcyjnym współczynnikiem dyspozycyjności”.

2. Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności wyznacza się corocznie na podstawie danych historycznych za okres ostatnich 5 lat dotyczących typowych dla danych grup technologii charakterystyk dostarczania mocy, awaryjności i ubytków mocy osiągalnej netto oraz prognozowanego udziału danej technologii w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

3. Wartości korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii wyznacza się w przedziale od 0 do 1.

4. Jeżeli jednostka rynku mocy składa się z grupy jednostek fizycznych należących do różnych grup technologii dostarczania mocy, korekcyjny współczynnik dyspozycyjności dla tej jednostki rynku mocy jest równy najniższemu ze współczynników dla jednostek fizycznych wchodzących w jej skład.

Art. 19. 1. Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy wytwórczej zawiera:

- 1) w przypadku wniosku o certyfikację innego niż wniosek o utworzenie jednostki rynku mocy i dopuszczenie jej do udziału wyłącznie w rynku wtórnym – wielkość obowiązku mocowego, którą będzie oferował dostawca mocy dla tej jednostki w aukcji mocy, nie większą niż iloczyn mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności;
- 2) wystawione przez operatora lub właściwego ze względu na lokalizację operatora systemu dystrybucyjnego potwierdzenie spełniania określonych w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83, wymogów technicznych, niezbędnych do poprawnego prowadzenia rozliczeń, przez wszystkie układy pomiarowe jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy;
- 3) kopie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przez jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy, jeżeli są wymagane zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne lub kopie promes koncesji;
- 4) moc osiągalną netto każdej z jednostek fizycznych w okresie dostaw;
- 5) informacje potwierdzające zdolność dostawy mocy osiągalnej netto przez poszczególne jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy

w okresie dostaw przez nieprzerwany okres nie krótszy niż 4 godziny, w tym informacje o zastosowanej technologii i sposobie zapewnienia dostępności odpowiedniej ilości paliwa na potrzeby wykonania obowiązku mocowego;

- 6) informacje zawierające:
 - a) (uchylona)
 - b) (uchylona)
 - c) (uchylona)
 - d) jednostkowe wskaźniki emisji dwutlenku węgla;
 - e) (uchylona)
- 7) informacje o istniejących i planowanych ograniczeniach czasu eksploatacji jednostki fizycznej, wynikających z odrębnych przepisów;
- 8) oświadczenia, że nie zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 16 ust. 2;
- 9) oświadczenie o planowanym spełnieniu limitu emisji przez jednostkę rynku mocy w roku dostaw, którego dotyczy dana certyfikacja, albo, w przypadku, o którym mowa w art. 15 ust. 7 lub 7a, oświadczenie o niespełnieniu tego limitu;
- 10) oświadczenie o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przed dniem 4 lipca 2019 r. przez wszystkie jednostki wytwórcze wchodzące w skład jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy albo o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przez co najmniej jedną jednostkę wytwórczą wchodzącą w skład jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy w tej dacie albo później;
- 11) oświadczenie, że wobec dostawcy mocy nie zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 2 pkt 18 lit. a, b, c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu.

2. Dostawca mocy może ubiegać się o utworzenie nowej jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się wyłącznie z jednej jednostki fizycznej, która w dniu rozpoczęcia certyfikacji ogólnej była jednostką fizyczną wytwórczą planowaną. W takim przypadku wniosek o certyfikację oprócz informacji, o których mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) planowane lub poniesione nakłady finansowe oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami;
- 2) w przypadku ubiegania się o zawarcie umowy mocowej na okres dłuższy niż 1 rok dostaw – niezależną ekspertyzę potwierdzającą:

- a) nakłady finansowe, o których mowa w pkt 1, oraz
 - b) planowane spełnienie przez jednostkę fizyczną, wchodzącą w skład nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, wymagań emisyjnych zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, z późn. zm.⁴⁾) lub odpowiednio z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str. 1), oraz
 - ba) planowane spełnienie limitu emisji przez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą w każdym roku dostaw,
 - c) w przypadku ubiegania się o zawarcie umowy zgodnie z art. 25 ust. 5 – planowane spełnienie przez jednostkę fizyczną wchodzącą w skład nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, parametru, o którym mowa odpowiednio w art. 25 ust. 5 pkt 1 lub 2;
- 3) poświadczoną kopię:
- a) umowy o przyłączenie do sieci albo warunków przyłączenia, jeżeli umowa taka nie została zawarta,
 - b) prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla jednostki fizycznej, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego i zostało wydane,
 - c) prawomocnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia wydanej na podstawie przepisów ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024 r. poz. 1112, 1881 i 1940), jeżeli jest wymagana i została wydana;
- 4) informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania;
- 5) harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji;

⁴⁾ Zmiana wymienionej dyrektywy została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 158 z 19.06.2012, str. 25.

- 6) informację o okresie, na jaki dostawca mocy zamierza zawrzeć umowę mocową, z uwzględnieniem art. 25 ust. 4 i 5.

3. Dostawca mocy może ubiegać się o utworzenie modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się wyłącznie z jednej jednostki fizycznej wytwórczej istniejącej. W takim przypadku wniosek o certyfikację oprócz informacji, o których mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) planowane lub poniesione nakłady finansowe oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami;
- 2) moc osiągalną netto w okresie dostaw w przypadku rezygnacji z modernizacji;
- 3) wielkość obowiązku mocowego, która będzie oferowana w aukcji mocy w przypadku rezygnacji z modernizacji, nie wyższą niż:
 - a) wielkość obowiązku mocowego, którą dostawca mocy oferował w przypadku modernizacji,
 - b) iloczyn korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności i mocy, o której mowa w pkt 2;
- 4) w przypadku ubiegania się o zawarcie umowy mocowej na okres dłuższy niż 1 rok dostaw – niezależną ekspertyzę potwierdzającą:
 - a) nakłady finansowe, o których mowa w pkt 1, oraz
 - b) planowane spełnienie przez jednostkę fizyczną, wchodzącą w skład modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, wymagań emisyjnych zgodnie z dyrektywami, o których mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b, oraz
 - ba) planowane spełnienie limitu emisji przez modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą w każdym roku dostaw,
 - c) w przypadku ubiegania się o zawarcie umowy zgodnie z art. 25 ust. 5 – planowane spełnienie przez jednostkę fizyczną wchodzącą w skład modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, parametru, o którym mowa odpowiednio w art. 25 ust. 5 pkt 1 albo 2;
- 5) informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania na modernizację;
- 6) harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji;
- 7) informacje o zmianie parametrów techniczno-ekonomicznych w następstwie modernizacji;

- 8) informację o okresie obowiązywania umowy mocowej, z uwzględnieniem art. 25 ust. 4 i 5, którą dostawca mocy planuje zawrzeć w wyniku aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki.

4. Dostawca mocy, który ubiega się o utworzenie jednostki rynku mocy składającej się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych zagranicznych:

- 1) przedkłada informacje, o których mowa w ust. 1 pkt 1 oraz 4–8;
- 2) w przypadku certyfikacji do aukcji dodatkowych – wskazuje kwartały roku dostaw, w odniesieniu do których zamierza brać udział w aukcjach dodatkowych;
- 3) przedkłada potwierdzenie wystawione przez operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację jednostki fizycznej zagranicznej, zgodności ze stanem faktycznym parametrów technicznych oraz lokalizacji wszystkich jednostek fizycznych zagranicznych wchodzących w skład danej jednostki rynku mocy;
- 4) przedkłada zobowiązanie operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację jednostki fizycznej zagranicznej, do przekazywania operatorowi danych pomiarowo-rozliczeniowych oraz danych o składanych przez jednostkę fizyczną zagraniczną ofertach wytwarzania lub redukcji poboru energii elektrycznej, umożliwiających weryfikację oraz rozliczenie wykonania obowiązku mocowego, na warunkach i w sposób określony w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83.

Art. 20. 1. Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania zawiera informacje, o których mowa w art. 19 ust. 1, odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w tym o zasobach lub układach umożliwiających redukcję zapotrzebowania obejmujące informacje dotyczące źródeł wytwarzania lub magazynów energii elektrycznej, jeżeli wchodzi w skład tej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

2. W przypadku gdy w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania wchodzi jednostka redukcji zapotrzebowania planowana, potwierdzenie, o którym mowa w art. 19 ust. 1 pkt 2, nie jest wymagane w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy.

3. W przypadku gdy dostawca mocy ubiega się o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania jako potwierdzonej, wniosek o certyfikację zawiera także potwierdzenie wykonania testu zdolności redukcji zapotrzebowania.

4. W przypadku gdy dostawca mocy ubiega się o zawarcie umowy mocowej dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania na okres dłuższy niż 1 okres dostaw w aukcji głównej, wniosek o certyfikację tej jednostki, oprócz informacji wymaganych zgodnie z ust. 1, zawiera:

- 1) planowane lub poniesione nakłady finansowe oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami;
- 2) niezależną ekspertyzę potwierdzającą:
 - a) nakłady finansowe, o których mowa w pkt 1, oraz
 - b) w przypadku gdy w skład jednostki rynku mocy wchodzi co najmniej jedna jednostka wytwórcza:
 - parametry techniczne wszystkich jednostek wytwórczych wchodzących w skład jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania będących częścią danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania oraz planowane spełnienie przez nie wymagań emisyjnych, zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) lub odpowiednio z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania, oraz
 - planowane spełnienie limitu emisji przez wszystkie jednostki wytwórcze wchodzące w skład jednostek fizycznych tworzących daną jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania w każdym roku dostaw;
- 3) informację o okresie, na jaki dostawca mocy zamierza zawrzeć umowę mocową, z uwzględnieniem art. 25 ust. 4 pkt 2–4.

5. Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania zawiera informacje, o których mowa w art. 19 ust. 4, odpowiednio dla jednostki rynku mocy

redukcji zapotrzebowania, w tym o zasobach lub układach umożliwiających redukcję zapotrzebowania obejmujące informacje dotyczące źródeł wytwarzania lub magazynów energii elektrycznej, jeżeli wchodzi w skład tej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

6. W przypadku gdy dostawca mocy ubiega się o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania jako potwierdzonej, wniosek o certyfikację zawiera także potwierdzenie wykonania testu zdolności redukcji zapotrzebowania.

Art. 21. Przedkładając w certyfikacji do aukcji głównej, do aukcji dodatkowych lub do aukcji uzupełniającej wniosek o utworzenie jednostki rynku mocy uprzednio certyfikowanej, dostawca mocy może złożyć wniosek o certyfikację zawierający tylko uzupełnienie lub zmianę informacji przekazanych w poprzedniej certyfikacji do aukcji głównej, do aukcji dodatkowych lub do aukcji uzupełniającej.

Art. 22. 1. W przypadku gdy wniosek o certyfikację nie spełnia wymogów określonych w art. 15, art. 16 ust. 1 lub 2, art. 19 lub art. 20, lub w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83, operator wzywa składającego wniosek do usunięcia wad lub braków formalnych wniosku w sposób i w terminie określonym w tym regulaminie.

2. W przypadku nieusunięcia wad lub braków formalnych wniosku o certyfikację, w wyznaczonym terminie, operator odmawia wydania certyfikatu, o czym niezwłocznie informuje składającego wniosek.

Art. 23. Na podstawie wniosku o certyfikację, operator wydaje certyfikat potwierdzający utworzenie jednostki rynku mocy, jeżeli właściciel jednostki fizycznej lub podmiot przez niego upoważniony złożył wniosek o jej utworzenie, oraz dopuszczający tę jednostkę rynku mocy do udziału w:

- 1) aukcji głównej lub aukcji uzupełniającej, lub jednej lub większej liczbie aukcji dodatkowych następujących bezpośrednio po tej certyfikacji;
- 2) rynku wtórnym w odniesieniu do okresu dostaw, którego dotyczyła dana certyfikacja.

Art. 23a. 1. W przypadku jednostek rynku mocy, które zawarły umowę mocową w wyniku aukcji głównej na więcej niż 1 okres dostaw, certyfikat wydany na

podstawie art. 23 pkt 1 upoważnia do udziału w rynku wtórnym we wszystkich okresach dostaw, na które została zawarta ta umowa mocowa.

2. W przypadku skrócenia czasu trwania umowy mocowej do jednego roku, na podstawie art. 46 ust. 2 lub 3, certyfikat wydany na podstawie art. 23 pkt 1 upoważnia do udziału w rynku wtórnym w roku dostaw wynikającym ze skrócenia czasu trwania tej umowy mocowej oraz w następnym roku dostaw.

3. Na potrzeby udziału w rynku wtórnym, na podstawie certyfikatu, o którym mowa w art. 23 pkt 1, dla danej jednostki rynku mocy stosuje się, w całym okresie obowiązywania certyfikatu, korekcyjny współczynnik dyspozycyjności, który został określony dla pierwszego okresu dostaw objętego tym certyfikatem.

4. W przypadku jednostki rynku mocy, dla której w toku aukcji mocy nie została zawarta umowa mocowa lub została zawarta umowa mocowa na nie więcej niż 1 okres dostaw, certyfikat wydany na podstawie art. 23 pkt 1 upoważnia do udziału w rynku wtórnym wyłącznie w roku dostaw, w odniesieniu do którego prowadzona była dana aukcja mocy, z uwzględnieniem art. 24 ust. 2.

Art. 24. 1. Certyfikat wydawany dla jednostki rynku mocy zawiera co najmniej:

- 1) dane identyfikacyjne dostawcy mocy oraz jednostki rynku mocy;
- 2) kwalifikację jednostki rynku mocy zgodnie z art. 25 ust. 1;
- 3) okres dostaw, którego dotyczy certyfikat;
- 4) wskazanie aukcji mocy, do udziału w których dopuszcza certyfikat;
- 5) wielkość obowiązku mocowego, która będzie oferowana w aukcji mocy, której dotyczyła certyfikacja;
- 6) w przypadku modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej – wielkość obowiązku mocowego, która będzie oferowana w aukcji mocy w przypadku rezygnacji z modernizacji;
- 7) iloczyn mocy osiągalnej netto i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności;
- 8) informację o statusie jednostki rynku mocy, jako cenotwórcy albo cenobiorcy;
- 9) informację o liczbie okresów dostaw, na którą dostawca mocy zamierza zawrzeć umowę mocową w wyniku aukcji głównej – w przypadku nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej lub jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 20 ust. 4.

2. W przypadku gdy dostawca mocy nie zawarł w wyniku aukcji głównej umowy mocowej:

- 1) certyfikat wydany dla tej jednostki wygasa z dniem ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy – w odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej;
- 2) jednostka staje się istniejącą jednostką rynku mocy, a jej moc osiągalna jest równa wielkości określonej w ust. 1 pkt 6 – w odniesieniu do modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej;
- 3) certyfikat wydany dla jednostki rynku mocy, innej niż określona w pkt 1 i 2, może po zakończeniu tej aukcji mocy zostać wygaszony przez operatora na wniosek dostawcy mocy.

Art. 25. 1. Wydając certyfikat dla jednostki rynku mocy wytwórczej w certyfikacji do aukcji głównej, operator kwalifikuje ją jako:

- 1) istniejącą jednostkę rynku mocy wytwórczą;
- 2) nową jednostkę rynku mocy wytwórczą – jeżeli składa się ona wyłącznie z jednostki fizycznej wytwórczej planowanej;
- 3) modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą – jeżeli dostawca mocy wykazał we wniosku o certyfikację, że jednostka fizyczna wytwórcza istniejąca spełnia parametr, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b.

2. Wydając certyfikat dla jednostki rynku mocy wytwórczej w certyfikacji do aukcji dodatkowych lub do aukcji uzupełniającej, operator kwalifikuje ją jako istniejącą jednostkę rynku mocy wytwórczą.

3. Wydając certyfikat dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania w certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych lub do aukcji uzupełniającej, operator kwalifikuje ją jako:

- 1) potwierdzoną jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania – jeżeli do wniosku o certyfikację dołączono potwierdzenie testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 53 ust. 1;
- 2) niepotwierdzoną jednostkę rynku mocy redukcji – jeżeli do wniosku o certyfikację nie dołączono potwierdzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 53 ust. 1.

4. Certyfikat uprawnia dostawcę mocy do oferowania obowiązku mocowego w przypadku:

- 1) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej spełniającej parametr, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a, na nie więcej niż piętnaście kolejnych okresów dostaw;
- 2) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej albo jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 20 ust. 4, spełniającej parametr, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b, na nie więcej niż pięć kolejnych okresów dostaw;
- 3) istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej, jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, innej niż określona w pkt 2, nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, innej niż określona w pkt 1 i 2, jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych lub jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego – na jeden okres dostaw, w toku aukcji głównej;
- 4) istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej, jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych lub jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego – na jeden okres dostaw, w toku aukcji dodatkowej lub aukcji uzupełniającej.

5. Dostawca mocy jest uprawniony do zawarcia umowy mocowej na okres dostaw dłuższy o dwa lata, niż maksymalny okres określony odpowiednio w ust. 4 pkt 1 lub 2, jeżeli jednostka rynku mocy, o której mowa w ust. 4 pkt 1 lub 2, będąca jednostką rynku mocy wytwórczą:

- 1) spełni jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla na poziomie mniejszym lub równym 450 kg na 1 MWh wytwarzanej energii elektrycznej albo, w przypadku jednostek kogeneracji, energii elektrycznej i ciepła, i
- 2) w przypadku jednostek kogeneracji – co najmniej połowę wytworzonego ciepła w tej jednostce dostarcza do systemu ciepłowniczego, w którym nośnikiem ciepła jest gorąca woda.

6. Jednostka rynku mocy w aukcji głównej posiada:

- 1) status cenotwórcy – w przypadku:
 - a) nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej,
 - b) jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania albo jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania,

- c) jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej wytwórczej,
 - d) jednostki fizycznej połączenia międzysystemowego;
- 2) status cenobiorcy – w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej.

7. Jednostka rynku mocy w aukcji dodatkowej posiada status:

- 1) cenotwórcy – w przypadku:
- a) jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania,
 - b) jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej,
 - c) jednostki fizycznej połączenia międzysystemowego;
- 2) cenobiorcy – w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej.

8. Jednostka rynku mocy w aukcji uzupełniającej posiada status:

- 1) cenotwórcy – w przypadku:
- a) jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania,
 - b) jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej,
 - c) jednostki fizycznej połączenia międzysystemowego;
- 2) cenobiorcy – w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej.

Art. 26. 1. W odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej oraz niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, operator wydaje certyfikat warunkowy.

2. Certyfikat warunkowy uprawnia dostawcę mocy do udziału w aukcji mocy po ustanowieniu na rzecz operatora zabezpieczenia finansowego, o którym mowa w art. 50. W przypadku gdy dostawca mocy nie ustanowi zabezpieczenia finansowego w terminie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 51, traci uprawnienie do udziału w aukcji mocy z jednostką rynku mocy, której dotyczył certyfikat warunkowy.

3. Przepisu ust. 2 zdanie pierwsze w zakresie obowiązku złożenia zabezpieczenia nie stosuje się w przypadku, gdy zostało ono już ustanowione na potrzeby poprzednich aukcji, a certyfikat dopuszczający do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych lub do aukcji uzupełniającej wydany dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania pozostaje w mocy.

Art. 27. Operator, w terminie 10 dni od zakończenia certyfikacji do aukcji głównej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta zawiera w szczególności:

- 1) liczbę utworzonych jednostek rynku mocy oraz sumę iloczynów ich mocy osiągalnej netto i korekcyjnych współczynników dyspozycyjności, w podziale na: jednostki rynku mocy wytwórcze istniejące, modernizowane i nowe, jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, jednostki rynku mocy wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej, jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych oraz jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego;
- 2) (uchylony)
- 3) sumaryczną wielkość obowiązków mocowych, które będą oferowali dostawcy mocy w aukcji głównej, w podziale na cenotwórców i cenobiorców;
- 4) (uchylony)
- 5) (uchylony)
- 6) wykaz podmiotów, którym odmówiono wydania certyfikatu, zgodnie z art. 22 ust. 2;
- 7) sumę iloczynów mocy osiągalnej netto jednostek rynku mocy, dla których został wydany certyfikat uprawniający do uczestnictwa tylko w rynku wtórnym, i ich korekcyjnych współczynników dyspozycyjności.

Art. 28. Operator, w terminie 10 dni od zakończenia certyfikacji do aukcji dodatkowych, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta zawiera w szczególności:

- 1) liczbę utworzonych i dopuszczonych do udziału w aukcjach dodatkowych jednostek rynku mocy oraz sumę iloczynów ich mocy osiągalnej netto i korekcyjnych współczynników dyspozycyjności;
- 2) sumaryczną wielkość obowiązków mocowych, które będą oferowali dostawcy mocy w poszczególnych aukcjach dodatkowych, w podziale na cenotwórców i cenobiorców;
- 3) (uchylony)
- 4) wykaz podmiotów, którym odmówiono wydania certyfikatu, zgodnie z art. 22 ust. 2.

Art. 28a. Operator, w terminie 10 dni od zakończenia certyfikacji do aukcji uzupełniającej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji zawierającą w szczególności:

- 1) liczbę utworzonych i dopuszczonych do udziału w aukcji uzupełniającej jednostek rynku mocy oraz sumę iloczynów ich mocy osiągalnej netto i korekcyjnych współczynników dyspozycyjności;
- 2) sumaryczną wielkość obowiązków mocowych, które będą oferowali dostawcy mocy w aukcji uzupełniającej w podziale na cenotwórców i cenobiorców;
- 3) wykaz podmiotów, którym odmówiono wydania certyfikatu, zgodnie z art. 22 ust. 2.

Rozdział 5

Aukcje mocy

Art. 29. 1. Na rynku mocy przeprowadza się aukcje mocy, w których dostawcy mocy oferują obowiązek mocowy.

2. Operator do dnia 1 marca każdego roku ogłasza datę:

- 1) aukcji głównej – przypadającą w okresie między 1 a 22 grudnia w roku ogłoszenia aukcji;
- 2) aukcji dodatkowych – przypadającą w pierwszym kwartale w roku następującym po roku ogłoszenia aukcji.

2a. Operator do dnia 30 kwietnia roku poprzedzającego okres dostaw, na który jest przeprowadzana aukcja uzupełniająca, ogłasza:

- 1) datę aukcji uzupełniającej albo
- 2) informację o nieprzeprowadzaniu aukcji uzupełniającej na dany okres dostaw w przypadku braku potwierdzenia wystąpienia przesłanki, o której mowa w ust. 5 pkt 2.

3. Aukcję główną przeprowadza się w piątym roku przed okresem dostaw, zgodnie z harmonogramem:

- 1) w 2019 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2024;
- 2) w 2020 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2025;
- 3) w 2021 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2026;
- 4) w 2022 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2027;
- 5) w 2023 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2028;

- 6) w 2024 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2029;
 - 7) w 2025 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2030,
- z wyjątkiem roku 2018, w którym przeprowadza się aukcje główne na okresy dostaw przypadające na lata 2021–2023.

3a. W toku aukcji głównej, o której mowa w ust. 3, dostawca mocy może oferować obowiązek mocy na okresy dostaw przypadające po roku, na który przeprowadzana jest ta aukcja, zgodnie z wydany certyfikatem.

4. Aukcje dodatkowe przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw każdej z tych aukcji, przy czym aukcje dodatkowe dla wszystkich okresów dostaw odbywają się w tym samym czasie.

5. Aukcję uzupełniającą przeprowadza się na dany okres dostaw:

- 1) po zakończeniu aukcji dodatkowych na dany rok dostaw oraz
- 2) w przypadku gdy ilość zdolności wytwórczych oferowanych w aukcji głównej oraz aukcjach dodatkowych na dany rok dostaw nie jest wystarczająca, aby rozwiązać problem związany z wystarczalnością, stwierdzony na podstawie art. 20 ust. 1 rozporządzenia 2019/943, w danym okresie dostaw.

6. W celu potwierdzenia wystąpienia przesłanki, o której mowa w ust. 5 pkt 2, operator opracowuje ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24 rozporządzenia 2019/943, albo jej aktualizację.

Art. 30. 1. Aukcja mocy jest aukcją składającą się z wielu rund z malejącą ceną. Aukcję rozpoczyna się od ceny maksymalnej, którą obniża się w każdej kolejnej rundzie.

2. W danej rundzie aukcji mocy dostawca mocy oferuje w odniesieniu do jednostki rynku mocy obowiązek mocy określony w certyfikacie po cenie równej:

- 1) cenie określonej w ofercie wyjścia, jeżeli dostawca mocy złożył ofertę wyjścia w danej lub we wcześniejszej rundzie albo
- 2) cenie wywoławczej kolejnej rundy, jeżeli dostawca mocy nie złożył oferty wyjścia i dana runda nie jest ostatnią rundą aukcji mocy, albo
- 3) cenie minimalnej, o której mowa w art. 31 pkt 5, jeżeli dostawca mocy nie złożył oferty wyjścia i dana runda jest ostatnią rundą aukcji mocy.

3. W aukcji mocy dostawca mocy może złożyć tylko jedną ofertę wyjścia w odniesieniu do jednostki rynku mocy.

4. W odniesieniu do jednostek rynku mocy składających się z:

- 1) jednostek fizycznych zagranicznych – przyjmuje się, że oferta wyjścia została złożona po cenie równej cenie określonej w ofercie przyjętej w aukcji wstępnej, w oparciu o którą jednostka rynku mocy została certyfikowana;
- 2) jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego – przyjmuje się, że oferta wyjścia składana jest zgodnie z zasadami określonymi w umowie, o której mowa w art. 6 ust. 3.

5. Dostawca mocy, w odniesieniu do jednostki rynku mocy posiadającej status:

- 1) cenobiorcy, może w aukcji mocy składać oferty wyjścia z ceną mniejszą lub równą cenie maksymalnej określonej dla cenobiorców;
- 2) cenotwórcy, może w aukcji mocy składać oferty wyjścia z ceną nie wyższą niż cena maksymalna aukcji mocy.

6. Cena określona w ofercie wyjścia złożonej w danej rundzie:

- 1) nie może być wyższa od ceny wywoławczej danej rundy, lecz musi być wyższa od ceny wywoławczej kolejnej rundy;
- 2) nie może być wyższa od ceny maksymalnej określonej dla cenobiorcy, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 2, jeżeli oferta dotyczy jednostki rynku mocy o statusie cenobiorcy;
- 3) musi być wyższa od ceny minimalnej, o której mowa w art. 31 pkt 5, jeżeli dana runda jest ostatnią rundą aukcji.

7. Dostawca mocy, który w aukcji głównej oferuje obowiązek mocowy na więcej niż jeden okres dostaw, może jednorazowo skrócić oferowany w odniesieniu do właściwej jednostki rynku mocy czas trwania obowiązku mocowego do jednego okresu dostaw, zgłaszając w dowolnej rundzie cenę minimalną wieloletniego obowiązku mocowego, przy czym cena ta nie może być wyższa niż cena wywoławcza tej rundy i musi być wyższa niż cena wywoławcza kolejnej rundy. Skrócenie czasu trwania obowiązku mocowego następuje, gdy obowiązek ten został objęty umową mocową zawartą po cenie niższej niż cena minimalna wieloletniego obowiązku mocowego.

8. Przed rozpoczęciem każdej rundy operator podaje uczestnikom aukcji oraz do publicznej wiadomości informacje obejmujące co najmniej:

- 1) cenę wywoławczą tej i kolejnej rundy;
- 2) przybliżoną łączną wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy po cenie nie wyższej niż cena wywoławcza tej rundy.

9. Dostawca mocy, który w aukcji głównej oferuje obowiązek mocowy w odniesieniu do modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej i nie złożył dla tej jednostki oferty wyjścia, może jednorazowo w dowolnej rundzie złożyć oświadczenie o zamiarze rezygnacji z modernizacji, wraz ze wskazaniem ceny, poniżej której nie zrealizuje tej modernizacji (cena minimalna modernizacji), przy czym cena ta nie może być wyższa niż cena wywoławcza tej rundy i musi być wyższa niż cena wywoławcza kolejnej rundy.

10. W przypadku gdy dostawca mocy złożył oświadczenie, o którym mowa w ust. 9, umowa mocowa może być zawarta w odniesieniu do tej modernizowanej jednostki wyłącznie po cenie nie mniejszej niż cena minimalna modernizacji. Jeżeli cena na aukcji spadnie poniżej ceny minimalnej modernizacji, wówczas ta jednostka zmienia status z modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej na istniejącą jednostkę rynku mocy wytwórczą o statusie cenobiorcy, w odniesieniu do której jest oferowany obowiązek mocowy, o którym mowa w art. 24 ust. 1 pkt 6. W takim przypadku oferowany czas trwania obowiązku mocowego ulega skróceniu do jednego okresu dostaw.

Art. 31. Popyt w aukcji mocy wyznacza się na podstawie:

- 1) zapotrzebowania na moc wyznaczonego zgodnie z art. 33;
- 2) ceny wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, odzwierciedlającej alternatywny koszt pozyskania mocy przez operatora przez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych, z uwzględnieniem potencjalnej marży na sprzedaży energii elektrycznej i świadczeniu usług systemowych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 3) współczynnika zwiększającego cenę, o której mowa w pkt 2, służącego do wyznaczenia ceny maksymalnej obowiązującej w aukcji;
- 4) parametru wyznaczającego wielkość mocy poniżej zapotrzebowania, o którym mowa w pkt 1, dla której cena osiąga wartość maksymalną, o której mowa w pkt 3;
- 5) parametru wyznaczającego wielkość mocy ponad zapotrzebowanie, o którym mowa w pkt 1, dla której cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kW/miesiąc.

Art. 32. 1. Parametrami aukcji głównej są:

- 1) wielkości wyznaczające popyt w aukcji, o których mowa w art. 31;
- 2) cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych;
- 3) maksymalna liczba rund aukcji;
- 4) jednostkowe poziomy nakładów inwestycyjnych odniesione do mocy osiągalnej netto, warunkujące kwalifikację jednostki rynku mocy jako:
 - a) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej – uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 15 okresów dostaw w aukcji głównej,
 - b) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej albo jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania – uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw w aukcji głównej;
- 5) minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw, którego dotyczy aukcja główna;
- 6) korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii;
- 7) maksymalne wolumeny obowiązków mocowych dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6.

2. Jednostkowe poziomy nakładów inwestycyjnych, o których mowa w ust. 1 pkt 4, poniesionych lub planowanych do poniesienia w okresie od stycznia piątego roku przed rokiem dostaw a rokiem dostaw dotyczą w przypadku:

- 1) modernizowanej jednostki rynku mocy – nakładów finansowych na budowę nowych układów technologicznych lub w zakresie działań na istniejących układach technologicznych na potrzeby technologiczne tej jednostki;
- 2) nowej jednostki rynku mocy – nakładów finansowych na jednostkę fizyczną wytwórczą tworzącą jednostkę rynku mocy;
- 3) jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania – nakładów finansowych na dostosowanie urządzeń odbiorcy do możliwości świadczenia usług redukcji zapotrzebowania, na budowę magazynu energii lub wewnętrznego źródła

wytwarzania energii elektrycznej, które będą stanowiły część urządzeń odbiorcy końcowego energii elektrycznej.

3. Parametrami aukcji dodatkowych są parametry, o których mowa w ust. 1 pkt 1–3 i 7, wyznaczane odpowiednio dla kwartałów dostaw oraz parametry, o których mowa w ust. 1 pkt 6, które były ustalone dla aukcji głównej dla tego samego roku dostaw, z zastrzeżeniem że na potrzeby aukcji wstępnych do tych aukcji dodatkowych parametry, o których mowa w ust. 1 pkt 7, pomniejsza się o sumę obowiązków mocowych zakontraktowanych w toku aukcji głównej na dany rok dostaw.

4. Parametrami aukcji uzupełniającej są parametry, o których mowa w ust. 1 pkt 1, 2 i 7, wyznaczane dla okresu dostaw oraz parametry, o których mowa w ust. 1 pkt 3 i 6, które zostały określone w przepisach wydanych na podstawie art. 34 ust. 1 dla aukcji dodatkowych dla tego samego okresu dostaw.

Art. 33. Zapotrzebowanie na moc w aukcji mocy wyznacza się na podstawie:

- 1) prognozowanego zapotrzebowania na moc w systemie w danym okresie dostaw;
- 2) wymaganego poziomu rezerw mocy ponad zapotrzebowanie w danym okresie dostaw, wyznaczonego na podstawie przyjętego standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 68, rozumianego jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych, wyrażony w godzinach na rok;
- 3) wielkości mocy:
 - a) zapewnianej przez jednostki fizyczne niewchodzące w skład jednostek rynku mocy,
 - b) wynikającej z obowiązujących umów mocowych, których przedmiotem są obowiązki mocowe na ten sam okres dostaw,
 - c) w przypadku aukcji głównej – planowanej do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych,
 - d) połączeń międzysystemowych z uwzględnieniem możliwości ich wykorzystania na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na moc w systemie oraz wyników aukcji wstępnych.

Art. 33a. 1. W terminie 60 dni od dnia otrzymania, zgodnie z art. 14 ust. 2, proponowanych wartości parametrów, o których mowa w art. 31 pkt 1, 2, 4 i 5 i art. 32 ust. 1 pkt 2–7 oraz ust. 3, Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii propozycję parametru, o którym mowa w art. 31 pkt 1, w odniesieniu do najbliższej aukcji głównej oraz najbliższych aukcji dodatkowych.

2. Prezes URE, przygotowując propozycję, o której mowa w ust. 1, może przyjąć propozycje przekazane przez operatora zgodnie z art. 14 ust. 2 lub zaproponować inne wielkości.

Art. 34. 1. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa, w drodze rozporządzenia, parametry najbliższej aukcji wstępnej, parametry najbliższej aukcji głównej i najbliższych aukcji dodatkowych, o których mowa w art. 32 ust. 1 i 3, mając na względzie politykę energetyczną państwa, adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu, równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy oraz mając na względzie przewidywaną dostępność zdolności przesyłowych oraz ich udział w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

2. Minister właściwy do spraw energii wydaje rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, po otrzymaniu propozycji, o której mowa w art. 33a ust. 1, i nie później niż 18 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.

Art. 34a. 1. Parametrami aukcji uzupełniającej są:

1) zapotrzebowanie na moc wyznaczone zgodnie z wzorem:

$$PZM_{AU} = P_{OM} + \sum_{s=1}^3 \max \left(\min_q \left(WZ_{ADqs} - \sum OM_{qs} \right); 0 \right) - \sum OM_{AG} - \min_q \left(\sum OM_{ADq} \right)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

PZM_{AU} – zapotrzebowanie na moc w danej aukcji uzupełniającej,

P_{OM} – wymaganą wielkość obowiązków mocowych dla zapewnienia spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 68, określoną w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24 rozporządzenia 2019/943,

s – strefy, o których mowa w art. 6 ust. 6,

q – poszczególne kwartały pokrywające się z okresem dostaw, którego dotyczy dana aukcja uzupełniająca,

WZ_{ADqs} – maksymalny wolumen obowiązków mocowych dla kwartału q i strefy s określony na potrzeby aukcji dodatkowych w przepisach wydanych na podstawie art. 34 ust. 1,

$\sum OM_{qs}$ – sumę aktywnych obowiązków mocowych, zakontraktowanych w toku aukcji głównej i aukcji dodatkowej, obejmujących kwartał q i strefę s ,

$\sum OM_{AG}$ – sumę aktywnych obowiązków mocowych dotyczących danego roku dostaw, które zostały zakontraktowane w toku aukcji głównej na ten rok dostaw oraz w aukcjach głównych na wcześniejsze okresy dostaw,

$\sum OM_{ADq}$ – sumę aktywnych obowiązków mocowych zakontraktowanych w toku aukcji dodatkowej, obejmujących kwartał q ;

- 2) parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc w aukcji uzupełniającej, dla której cena osiąga wartość maksymalną, wynoszący 0 %;
- 3) parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc w aukcji uzupełniającej, dla której cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kW/miesiąc, wynoszący 30 %;
- 4) maksymalne wolumeny obowiązków mocowych w aukcjach wstępnych do aukcji uzupełniającej dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6, wyznaczone zgodnie ze wzorem:

$$WZ_{AUs} = \max \left(\min_q \left(WZ_{ADqs} - \sum OM_{qs} \right); 0 \right)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

WZ_{AUs} – maksymalny wolumen obowiązków mocowych w aukcji wstępnej do aukcji uzupełniającej dla danej strefy s ,

s – strefy, o których mowa w art. 6 ust. 6,

q – poszczególne kwartały pokrywające się z okresem dostaw, którego dotyczy dana aukcja uzupełniająca,

WZ_{ADqs} – maksymalny wolumen obowiązków mocowych dla kwartału q i strefy s określony na potrzeby aukcji dodatkowej w przepisach wydanych na podstawie art. 34 ust. 1,

$\sum OM_{qs}$ – sumę aktywnych obowiązków mocowych, zakontraktowanych w toku aukcji głównej i aukcji dodatkowej, obejmujących kwartał q i strefę s ;

- 5) cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych, z wyłączeniem jednostek objętych obowiązkiem mocowym w okresie dostaw pokrywającym się z okresem dostaw, na który jest przeprowadzana aukcja uzupełniająca, przy czym cena ta nie może być wyższa niż 72 euro/kW;
- 6) pozostałe parametry aukcji, o których mowa w art. 31 pkt 2 i 3 oraz art. 32 ust. 1 pkt 3 i 6, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 34 ust. 1 dla aukcji dodatkowych obejmujących okresy dostaw pokrywające się z okresem dostaw, na który jest przeprowadzana aukcja uzupełniająca.

2. Przez aktywne obowiązki mocowe, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 4, rozumie się obowiązki mocowe ujęte w umowach mocowych, które nie zostały rozwiązane.

3. Na potrzeby wyznaczenia parametru, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, po zakończeniu aukcji dodatkowych na dany okres dostaw i nie później niż 30 dni przed terminem, o którym mowa w art. 34b ust. 2, operator opracowuje ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24 rozporządzenia 2019/943, albo jej aktualizację, z uwzględnieniem wyników przeprowadzonych aukcji dodatkowych na dany rok dostaw.

4. Operator publikuje na swojej stronie internetowej ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w ust. 3, albo jej aktualizację, niezwłocznie po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE. Minister właściwy do spraw energii oraz Prezes URE przedstawiają opinie w terminie 7 dni od dnia przedłożenia przez operatora oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym albo jej aktualizacji.

5. Równowartość wyrażonej w euro ceny, o której mowa w ust. 1 pkt 5, oblicza się w złotych według średniego kursu euro ogłaszanego przez Narodowy Bank Polski w tabeli kursów w dniu przedłożenia przez operatora proponowanych parametrów aukcji uzupełniającej na dany okres dostaw.

Art. 34b. 1. Operator, w terminie 7 dni od dnia publikacji oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 34a ust. 4, albo jej aktualizacji, przedkłada ministrowi właściwemu do spraw energii proponowane parametry aukcji uzupełniającej na dany okres dostaw, o których mowa w art. 34a ust. 1.

2. Minister właściwy do spraw energii na podstawie proponowanych parametrów aukcji uzupełniającej na dany okres dostaw, o których mowa w ust. 1, ogłasza w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, parametry aukcji uzupełniającej w terminie do dnia:

- 1) 30 maja 2025 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2026,
- 2) 30 maja 2026 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2027,
- 3) 30 maja 2027 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2028

– biorąc pod uwagę wyniki oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym albo jej aktualizacji, opublikowanej przez operatora zgodnie z art. 34a ust. 4.

Art. 35. 1. W przypadku wystąpienia awarii dedykowanego systemu teleinformatycznego, za pomocą którego aukcja jest lub ma zostać przeprowadzona:

- 1) Prezes URE może, na wniosek operatora, wstrzymać rozpoczęcie aukcji mocy, w drodze postanowienia;
- 2) operator może wstrzymać, nie dłużej niż na 24 godziny, rozpoczęcie aukcji mocy lub zawiesić rozpoczętą aukcję mocy, niezwłocznie powiadamiając Prezesa URE oraz ministra właściwego do spraw energii wraz z podaniem przyczyn jej wstrzymania lub zawieszenia.

2. Prezes URE niezwłocznie po ustaniu przyczyn wstrzymania aukcji mocy ogłasza, w drodze postanowienia, nowy termin rozpoczęcia wstrzymanej aukcji mocy.

3. Operator wznawia zawieszoną aukcję mocy niezwłocznie po ustaniu przyczyn jej zawieszenia.

4. Na postanowienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 1 i ust. 2, nie przysługuje zażalenie.

Art. 36. 1. Aukcja mocy kończy się, gdy zakończyła się:

- 1) runda, w której łączna wielkość obowiązków mocowych, dla których nie zostały złożone oferty wyjścia, z uwzględnieniem złożonych oświadczeń o rezygnacji z modernizacji, jest nie większa niż popyt na moc lub
- 2) ostatnia runda.

2. Operator wskazuje jednostki rynku mocy, w odniesieniu do których w wyniku aukcji mocy zostaną zawarte umowy mocowe, uwzględniając:

- 1) wyznaczony popyt na moc;
- 2) złożone oferty wyjścia oraz oświadczenia o rezygnacji z modernizacji;

3) niepodzielność obowiązków mocowych oferowanych w aukcji.

3. Ze względu na warunek niepodzielności, o którym mowa w ust. 2 pkt 3, na podstawie analizy kosztów i korzyści sporządzonej w sposób określony w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83, łączna wielkość obowiązków mocowych, dla których zawiera się umowy mocowe, może być mniejsza lub większa niż ustalony popyt na moc w rundzie kończącej.

4. W przypadku gdy aukcja mocy zakończyła się w sposób, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, ceną zamknięcia aukcji mocy jest najwyższa cena, po której zaoferowano obowiązek mocowy w odniesieniu do jednostek rynku mocy, o których mowa w ust. 2.

5. W przypadku gdy aukcja mocy zakończyła się w sposób, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, a łączna wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy jest większa niż popyt na moc, jako cenę zamknięcia aukcji mocy przyjmuje się cenę, o której mowa w art. 31 pkt 5, a umowy mocowe zawiera się w odniesieniu do wszystkich jednostek rynku mocy, dla których dostawcy mocy nie złożyli ofert wyjścia, uwzględniając złożone oświadczenia o rezygnacji z modernizacji.

6. Na potrzeby wyznaczenia listy jednostek rynku mocy, które zostaną objęte umowami mocowymi w wyniku aukcji mocy, w przypadku jednostek, w odniesieniu do których złożono oferty wyjścia z jednakową ceną, oferty szereguje się w pierwszej kolejności według kolejnych najniższych jednostkowych wskaźników emisji dwutlenku węgla, a w drugiej kolejności według czasu złożenia ofert wyjścia.

7. W przypadku zakończenia aukcji mocy, w wyniku której obowiązkiem mocowym zostały objęte jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych, ceną obowiązków mocowych dla wszystkich takich jednostek w poszczególnych strefach, o których mowa w art. 6 ust. 6, jest najwyższa cena w ofercie wyjścia dotyczącej jednostki rynku mocy objętej obowiązkiem mocowym zlokalizowanej w danej strefie.

Art. 37. Jednostka fizyczna wchodząca w skład jednostki rynku mocy, która mimo udziału w aukcji głównej i aukcjach dodatkowych na ten sam rok dostaw nie została objęta obowiązkiem mocowym, może zostać wycofana z eksploatacji po upływie roku od dokonania zgłoszenia wycofania z eksploatacji tej jednostki, na

zasadach uzgodnionych z operatorem systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jednostka ta jest przyłączona.

Art. 38. 1. Operator, w terminie 3 dni roboczych od zakończenia aukcji mocy, zamieszcza w rejestrze oraz podaje do publicznej wiadomości wstępne wyniki aukcji zawierające:

- 1) wykaz jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których zawarto umowy mocowe, wraz ze wskazaniem dostawców mocy;
- 2) informacje o wielkości obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych oraz okresów obowiązywania tych umów;
- 3) cenę zamknięcia aukcji mocy.

2. Operator przekazuje informację o przebiegu aukcji mocy ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia zakończenia aukcji mocy.

Art. 39. 1. W przypadku gdy aukcja mocy została przeprowadzona z naruszeniem przepisów ustawy lub warunków aukcji, lub uczestnik dopuścił się zachowania niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy, o którym mowa w art. 83:

- 1) jeżeli miało to istotny wpływ na wynik aukcji – Prezes URE, w drodze decyzji, unieważnia aukcję mocy,
- 2) minister właściwy do spraw energii lub Prezes URE może, w drodze decyzji, unieważnić aukcję mocy

– w terminie do 14 dni od dnia zakończenia aukcji mocy.

2. W przypadku gdy wykonanie umów mocowych zawartych w wyniku aukcji będzie stanowiło zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii, minister właściwy do spraw energii, nie później niż 14 dni od dnia zakończenia aukcji mocy może, w drodze decyzji, unieważnić aukcję mocy.

2a. W przypadku stwierdzenia braku przesłanek do wydania przez ministra właściwego do spraw energii decyzji na podstawie ust. 1 pkt 2 lub ust. 2 w przedmiocie unieważnienia aukcji mocy minister właściwy do spraw energii informuje o tym niezwłocznie Prezesa URE.

3. Prezes URE ogłasza ostateczne wyniki aukcji mocy w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej, nie później niż w pierwszym dniu roboczym następującym po 21. dniu od dnia zakończenia aukcji mocy.

4. Jeżeli aukcja mocy zostanie unieważniona z przyczyn określonych w ust. 1 lub 2, minister właściwy do spraw energii ogłasza termin przeprowadzenia nowej aukcji mocy w terminie 14 dni od dnia wydania decyzji o unieważnieniu aukcji. Certyfikaty wydane przed unieważnioną aukcją mocy zachowują ważność i stanowią podstawę dopuszczenia do udziału w nowej aukcji.

Art. 39a. 1. Jeżeli po przeprowadzeniu aukcji głównej operator stwierdzi, że nie będzie zapewnione średnioterminowe lub długoterminowe bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE, nie później niż do dnia 28 lutego roku następującego po roku przeprowadzenia aukcji głównej:

- 1) rekomendację dotyczącą potrzeby przeprowadzenia aukcji dogrywkowej dla okresu dostaw, którego dotyczyła dana aukcja główna;
- 2) uzasadnienie rekomendacji, o której mowa w pkt 1, zawierające wyniki analizy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej z uwzględnieniem wyników aukcji głównej;
- 3) propozycję parametrów aukcji dogrywkowej, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1–4, 6 i 7.

2. W terminie 7 dni od dnia otrzymania, zgodnie z ust. 1 pkt 3, proponowanych parametrów aukcji dogrywkowej, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1–4, 6 i 7, Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii propozycję parametru, o którym mowa w art. 31 pkt 1, w odniesieniu do aukcji dogrywkowej.

3. Prezes URE, przygotowując propozycję parametru, o której mowa w ust. 2, może przyjąć propozycje przekazane przez operatora zgodnie z ust. 1 lub zaproponować inne wielkości.

4. Minister właściwy do spraw energii, po dokonaniu oceny:

- 1) rekomendacji, o której mowa w ust. 1 pkt 1,
- 2) uzasadnienia, o którym mowa w ust. 1 pkt 2,
- 3) propozycji parametrów aukcji dogrywkowej, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1–4, 6 i 7

– może określić, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, w drodze rozporządzenia, do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku przeprowadzenia aukcji głównej, parametry aukcji dogrywkowej, mając na względzie politykę energetyczną państwa, adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu, równoprawne i nie-dyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy oraz mając na względzie przewidywaną dostępność zdolności przesyłowych oraz ich udział w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

5. Parametrami aukcji dogrywkowej są parametry, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1–4, 6 i 7, przy czym parametry, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7, wyznacza się odpowiednio dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6, jako różnicę między tymi parametrami określonymi w przepisach wydanych na podstawie art. 34 ust. 1, w odniesieniu do aukcji głównej dla okresu dostaw, dla którego będzie prowadzona aukcja dogrywkowa i wolumenów obowiązków mocowych, którymi zostały objęte jednostki rynku mocy zagraniczne w toku tej aukcji głównej.

6. Aukcję wstępną do aukcji dogrywkowej prowadzi się zgodnie z zasadami i warunkami dotyczącymi aukcji wstępnej do aukcji głównej, przy czym aukcja wstępna do aukcji dogrywkowej jest organizowana w 2. tygodniu po dniu wejścia w życie rozporządzenia, o którym mowa w ust. 4.

7. Certyfikację do aukcji dogrywkowej prowadzi się zgodnie z zasadami i warunkami dotyczącymi certyfikacji do aukcji głównej, z zastrzeżeniem że do udziału w tej certyfikacji mogą zostać zgłoszone wyłącznie jednostki nieobjęte obowiązkiem mocowym obejmującym okres dostaw, którego dotyczy dana aukcja dogrywkowa.

8. Przepisy działów II–IV, przepisy wydane na podstawie art. 51, art. 68 i art. 76 oraz postanowienia regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 83, dotyczące certyfikacji do aukcji głównej, aukcji głównej i aukcji wstępnej do aukcji głównej, wykonania obowiązku mocowego powstałego w wyniku umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównej i umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównej, stosuje się odpowiednio do certyfikacji do aukcji dogrywkowej, aukcji dogrywkowej

i aukcji wstępnej do aukcji dogrywkowej, wykonania obowiązku mocowego powstałego w wyniku umów mocowych zawartych w wyniku aukcji dogrywkowej i umów mocowych zawartych w wyniku aukcji dogrywkowej.

9. Aukcja dogrywkowa jest przeprowadzana do 11. tygodnia od dnia wejścia w życie rozporządzenia, o którym mowa w ust. 4.

10. Operator w terminie 3 dni od dnia wejścia w życie rozporządzenia, o którym mowa w ust. 4, ogłasza datę:

- 1) aukcji wstępnej do aukcji dogrywkowej;
- 2) rozpoczęcia i zakończenia certyfikacji do aukcji dogrywkowej;
- 3) aukcji dogrywkowej.

Art. 40. 1. Minister właściwy do spraw energii, corocznie, opracowuje sprawozdanie z funkcjonowania rynku mocy w roku poprzednim, zawierające w szczególności informacje o przebiegu certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji mocy, wynikach aukcji mocy, wykonaniu obowiązków mocowych oraz aktualną i przewidywaną sytuację w zakresie mocy wytwórczych.

2. Minister właściwy do spraw energii przedstawia, do dnia 30 kwietnia, sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

3. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazuje Komisji Europejskiej, corocznie do dnia 31 maja, sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1.

Art. 40a. 1. Prezes URE oblicza i ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej:

- 1) wartość niedostarczonej energii elektrycznej;
- 2) koszt nowej jednostki.

2. Wielkości, o których mowa w ust. 1, są obliczane raz na 5 lat w oparciu o metodę, o której mowa odpowiednio w art. 23 ust. 6 lit. a lub b rozporządzenia 2019/943.

3. Wielkości, o których mowa w ust. 1, mogą być obliczane częściej niż w terminie określonym w ust. 2, jeżeli Prezes URE stwierdzi znaczącą zmianę tych wielkości. W takim przypadku Prezes URE ogłasza wielkości, o których mowa w ust. 1, wraz z uzasadnieniem zmiany.

Art. 40b. Prezes URE, w terminie 14 dni od dnia ogłoszenia wielkości, o których mowa w art. 40a ust. 1 pkt 1 lub 2, informuje ministra właściwego do spraw energii o ich ogłoszeniu. W przypadku, o którym mowa w art. 40a ust. 1 pkt 2, Prezes URE przedstawia również dane wykorzystywane do obliczenia kosztu nowej jednostki.

Rozdział 6

Umowa mocowa

Art. 41. Przez umowę mocową:

- 1) dostawca mocy zobowiązuje się do wykonywania, przez oznaczony czas, obowiązku mocowego przez określoną jednostkę rynku mocy;
- 2) operator zobowiązuje się do:
 - a) weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego,
 - b) przekazywania informacji niezbędnych do wystawienia przez dostawcę mocy dokumentów księgowych stanowiących podstawę do wypłacenia wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego,
 - c) ustalania wysokości kar należnych od dostawcy mocy za niewykonanie obowiązku mocowego;
- 3) zarządca rozliczeń rynku mocy, o którym mowa w art. 61 ust. 2, zobowiązuje się do zapłaty wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego.

Art. 42. 1. Umowa mocowa zawiera co najmniej:

- 1) oznaczenie jednostki rynku mocy, przez którą dostawca mocy wykonuje obowiązek mocowy;
- 2) okres trwania obowiązku mocowego;
- 3) sposób wykonywania obowiązku mocowego i wynagrodzenie za jego wykonanie, w tym cenę;
- 4) postanowienia dotyczące:
 - a) uiszczania kar, o których mowa w art. 59,
 - b) zatrzymywania zabezpieczeń, o których mowa w art. 50,
 - c) monitorowania postępów inwestycyjnych jednostek rynku mocy:
 - w skład których wchodzi jednostka fizyczna wytwórcza planowana, w odniesieniu do których zawarto umowę mocową,

– w odniesieniu do których zawarto umowę mocową na więcej niż 1 okres dostaw,

d) wykonania testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 53 ust. 1, jeżeli umowa dotyczy niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;

5) warunki jej rozwiązania;

6) odpowiedzialność stron za niewykonanie lub nienależyte wykonanie umowy.

2. Wzór umowy mocowej stanowi załącznik do regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 83.

Art. 43. W przypadku jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego, umowa, o której mowa w art. 6 ust. 3, z chwilą powstania obowiązku mocowego tej jednostki w wyniku aukcji mocy, staje się umową mocową, o której mowa w art. 41.

Art. 44. 1. Umowa mocowa zostaje zawarta z chwilą ogłoszenia wstępnych wyników aukcji, o których mowa w art. 38 ust. 1, pod warunkiem zawieszającym do czasu ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji.

2. Umowa mocowa może zostać także zawarta w wyniku transakcji na rynku wtórnym, z chwilą wpisania tej transakcji do rejestru.

2a. Zarządca rozliczeń rynku mocy, o którym mowa w art. 61 ust. 2, staje się stroną umowy mocowej z mocy prawa, z chwilą jej zawarcia.

3. Umowę mocową zawiera się na czas oznaczony.

4. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego staje się należne z dniem rozpoczęcia okresu dostaw.

5. Jeżeli umowa mocowa dotyczy nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy albo jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 20 ust. 4, wynagrodzenie staje się należne pod warunkiem wykazania przez dostawcę mocy spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52.

Art. 44a. W trakcie trwania okresu rezygnacji, o którym mowa w art. 24a ust. 3 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2025 r. poz. 468), w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy przyjmuje się, że jej obowiązek mocowy wynosi zero.

Art. 45. Umowę mocową zawiera się w formie elektronicznej pod rygorem nieważności.

Art. 46. 1. Umowa mocowa ulega rozwiązaniu, jeżeli dotyczyła:

- 1) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, a dostawca mocy nie spełnił wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 1;
- 2) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, a dostawca mocy nie spełnił wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, przed zakończeniem trzeciego roku dostaw albo przed zakończeniem trwania umowy mocowej, jeżeli została zawarta na mniej niż trzy lata dostaw;
- 3) niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, a dostawca mocy nie uzyskał potwierdzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 53 ust. 1, przed rozpoczęciem okresu dostaw.

2. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 lub 2, czas trwania umowy mocowej ulega skróceniu do jednego roku, a dostawca mocy nie może otrzymać dla tej jednostki certyfikatu jako modernizowanej jednostki rynku mocy w dwóch kolejnych certyfikacjach do aukcji głównej następujących po roku, w którym nastąpiło skrócenie czasu trwania umowy mocowej.

3. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 20 ust. 4, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 2 lub 3, czas trwania umowy mocowej ulega skróceniu do jednego roku, a operator zatrzymuje zabezpieczenie finansowe, o którym mowa w art. 50 ust. 1, jako karę za niewykonanie umowy mocowej.

4. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, która na podstawie art. 25 ust. 5, w wyniku aukcji głównej, zawarła umowę mocową na okres dłuższy niż wynikający z przepisów art. 25 ust. 4, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. c, przed rozpoczęciem okresu dostaw, czas trwania umowy mocowej ulega skróceniu do okresu określonego odpowiednio w art. 25 ust. 4.

5. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która na podstawie art. 25 ust. 5, w wyniku aukcji głównej, zawarła umowę mocową na okres dłuższy niż wynikający z przepisów art. 25 ust. 4, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. c,

przed zakończeniem trzeciego roku dostaw, czas trwania umowy mocowej ulega skróceniu do okresu określonego odpowiednio w art. 25 ust. 4.

Art. 47. 1. Jeżeli umowa mocowa uległa rozwiązaniu w przypadku, o którym mowa w art. 46 ust. 1:

- 1) operator zatrzymuje lub realizuje zabezpieczenie finansowe, o którym mowa w art. 50 ust. 1, jako karę za niewykonanie umowy mocowej;
- 2) dostawca mocy, który został zwolniony z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego, o którym mowa w art. 50 ust. 1, uiszcza karę w wysokości równej kwocie zabezpieczenia, które byłby obowiązany ustanowić gdyby nie został zwolniony z tego obowiązku.

2. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, za każdy miesiąc roku dostaw, który rozpoczął się przed spełnieniem przez dostawcę mocy wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, dostawca mocy płaci karę w wysokości:

- 1) 5 % miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w pierwszym roku dostaw,
- 2) 15 % miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w drugim roku dostaw,
- 3) 25 % miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w trzecim roku dostaw

– obliczonej na podstawie najwyższej ceny zamknięcia aukcji mocy odnoszącej się do danego roku dostaw.

3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy do dnia przedstawienia informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2, przepisów art. 59 nie stosuje się.

4. W przypadku rozwiązania umowy mocowej dotyczącej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej przed spełnieniem wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, przepisy ust. 1 pkt 1 i 2 stosuje się odpowiednio. W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, dostawca mocy płaci karę odpowiadającą sumie kar, o których mowa w ust. 2, które nie stały się należne do dnia rozwiązania umowy mocowej, a które zostałyby naliczone do końca trzeciego roku dostaw albo do końca okresu, na jaki została zawarta umowa mocowa, jeżeli została ona zawarta na mniej niż trzy lata dostaw.

Art. 47a. 1. W przypadku umowy mocowej zawartej na więcej niż 1 okres dostaw w odniesieniu do nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, dla której uległa zmianie moc osiągalna netto jednostki fizycznej wytwórczej tworzącej tę jednostkę rynku mocy, a zmiana ta nie była większa niż 5 % mocy określonej w certyfikacji do aukcji głównej, w wyniku której dana jednostka rynku mocy zawarła tę umowę mocową, dostawca mocy może wystąpić do operatora z wnioskiem o dokonanie zmiany tej mocy.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera uzasadnienie zmiany i może zostać złożony przez dostawcę mocy jednokrotnie, nie później niż z chwilą przedstawienia informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2.

3. Na podstawie wniosku, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania tego wniosku, operator dokonuje zmiany iloczynu mocy osiągalnej netto i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności ujętego w certyfikacie oraz, w przypadku zmniejszenia mocy osiągalnej netto, proporcjonalnego zmniejszenia wielkości obowiązku mocowego określonego w umowie mocowej, przez wpis zaktualizowanych danych w rejestrze. Zmniejszenie wielkości obowiązku mocowego skutkuje odpowiednio zmniejszeniem wysokości wynagrodzenia należnego dostawcy mocy za wykonywanie obowiązku mocowego zgodnie z zawartą umową mocową oraz zatrzymaniem przez operatora odpowiedniej części zabezpieczenia finansowego, o którym mowa w art. 50 ust. 1.

4. W przypadku dokonania zmian, o których mowa w ust. 3, spełnienie obowiązków, o których mowa w art. 52, odnosi się do zmienionej mocy osiągalnej netto.

5. W przypadku dokonania zmian, o których mowa w ust. 3, w ramach niezależnej ekspertyzy, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 3, dostawca mocy przedstawia operatorowi dodatkowo potwierdzenie dotyczące wielkości zmienionej mocy osiągalnej netto.

Art. 47b. 1. W przypadku umowy mocowej zawartej na więcej niż 1 okres dostaw w odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która w okresie dostaw nie będzie spełniała limitu emisji, dostawca mocy może złożyć do operatora oświadczenie o jej wypowiedzeniu.

2. Od chwili złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, realizacja postanowień umowy mocowej, o których mowa w art. 42 ust. 1 pkt 4 lit. c, zostaje zawieszona.

3. Umowa mocowa, w odniesieniu do której złożono oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, zwana dalej „umową wypowiedaną”, ulega rozwiązaniu z chwilą wskazania operatorowi przez dostawcę mocy:

- 1) umowy mocowej spełniającej wymagania określone w ust. 4 pkt 1 oraz ust. 5 i 6, zawartej w toku aukcji mocy przeprowadzonej po złożeniu oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, i nie później niż 12 miesięcy przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw umowy wypowiedanej, oraz
- 2) umowy mocowej spełniającej wymagania określone w ust. 4 pkt 2 i ust. 6, zawartej w toku aukcji mocy przeprowadzonej po złożeniu oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, i przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw umowy wypowiedanej.

4. Wielkość obowiązku mocowego objętego umową mocową, o której mowa w ust. 3:

- 1) pkt 1 – nie może być mniejsza niż 80 % obowiązku mocowego objętego umową wypowiedaną;
- 2) pkt 2 – nie może być mniejsza od różnicy 110 % obowiązku mocowego objętego umową wypowiedaną i obowiązku mocowego objętego umową mocową, o której mowa w ust. 3 pkt 1.

5. Umowa mocowa, o której mowa w ust. 3 pkt 1, dotyczy wyłącznie nowej jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się z jednostki fizycznej wytwórczej zlokalizowanej w tym samym powiecie co jednostka fizyczna objęta umową wypowiedaną.

6. Umowa mocowa, o której mowa w ust. 3 pkt 1 i 2:

- 1) dotyczy nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która w okresie dostaw będzie spełniała limit emisji, oraz
- 2) obejmuje co najmniej taką samą liczbę okresów dostaw co umowa wypowiedana, oraz
- 3) jest zawarta przez dostawcę mocy będącego stroną umowy wypowiedanej albo przez podmiot należący do grupy kapitałowej, w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy

z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2024 r. poz. 1616), do której należy ten dostawca mocy, z uwzględnieniem ust. 7.

7. W przypadku gdy nie jest możliwe określenie przedsiębiorcy sprawującego kontrolę, w rozumieniu art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów, nad dostawcą mocy będącym spółką kapitałową, umowa mocowa, o której mowa w ust. 3 pkt 1 lub 2, może być zawarta przez podmiot wchodzący w skład grupy kapitałowej, do której należy podmiot posiadający co najmniej 50 % udziałów lub akcji w kapitale zakładowym dostawcy mocy.

8. W przypadku rozwiązania umowy mocowej, zgodnie z ust. 3, operator:

- 1) zwalnia zabezpieczenie finansowe, o którym mowa w art. 50 ust. 1;
- 2) umarza kary, o których mowa w art. 47 ust. 2, jeżeli stały się należne w odniesieniu do tej umowy.

9. W odniesieniu do umów mocowych, o których mowa w ust. 3, przepisów art. 47a nie stosuje się.

10. W przypadku niewskazania operatorowi przez dostawcę mocy umów mocowych, o których mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw określonego w umowie wypowiedzianej, oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, nie wywołuje skutków prawnych.

Rozdział 7

Rynek wtórny

Art. 48. 1. Dostawca mocy, w ramach transakcji na rynku wtórnym, może po zakończeniu:

- 1) aukcji dodatkowych – przenosić na inną jednostkę rynku mocy obowiązek mocowy w części lub w całości, w odniesieniu do całości okresu dostaw lub jego części, z zastrzeżeniem, że przedmiotem obrotu może być wyłącznie przyszła część okresu dostaw (obróć wtórny obowiązkiem mocowym);
- 2) okresu przywołania na rynku mocy – rozliczać w całości lub w części niewykonanie obowiązku mocowego dostarczeniem mocy przez inną jednostkę rynku mocy ponad wielkość wymaganą w tym okresie przywołania na rynku mocy w odniesieniu do tej jednostki zgodnie z art. 57 ust. 1 pkt 2 (realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego).

2. Transakcje, o których mowa w ust. 1:

- 1) dotyczą:
 - a) jednostek rynku mocy certyfikowanych na ten sam rok dostaw, przy czym jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania musi posiadać status jednostki potwierdzonej,
 - b) jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie albo jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tej samej strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6, z tym że obowiązek mocowy jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych może być przeniesiony także na jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie;
- 2) nie mogą dotyczyć:
 - a) obowiązku mocowego wykonywanego przez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą, jeżeli dostawca mocy nie spełnił wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2,
 - b) jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których dostawca mocy nie uiścił kary, o której mowa w art. 59,
 - c) jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania, które nie wykonały testu zdolności redukcji zapotrzebowania,
 - d) jednostek rynku mocy, które zakończyły testowy okres przywołania na rynku mocy z wynikiem negatywnym – do dnia otrzymania zgłoszenia, o którym mowa w art. 67 ust. 9,
 - e) jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego,
 - f) w zakresie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym – jednostek rynku mocy, dla których we wniosku o certyfikację nie złożono oświadczenia o planowanym spełnieniu limitu emisji, z uwzględnieniem art. 49a,
 - g) w zakresie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym – jednostek rynku mocy objętych okresem rezygnacji, o którym mowa w art. 24a ust. 3 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej;
- 3) muszą zostać zgłoszone do rejestru w przypadku transakcji, o których mowa w:

- a) ust. 1 pkt 1 – najpóźniej 24 godziny przed rozpoczęciem okresu, którego dotyczą,
 - b) ust. 1 pkt 2 – od 1. do 5. dnia roboczego, następujących po terminie ostatecznego rozliczenia wykonania obowiązków mocowych wszystkich jednostek rynku mocy w danym okresie przywołania na rynku mocy, określonym w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83;
- 4) muszą spełniać inne wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 68.

Art. 49. 1. Transakcja, o której mowa w art. 48 ust. 1, jest skuteczna, pod warunkiem że została zgłoszona do rejestru i operator nie wyraził sprzeciwu wobec transakcji oraz dokonał wpisu tej transakcji do rejestru.

2. Operator może wyrazić sprzeciw wobec transakcji, o której mowa w art. 48 ust. 1, w terminie 3 dni roboczych od otrzymania zgłoszenia, jeżeli transakcja ta byłaby niezgodna z art. 48 ust. 2.

3. Transakcja, o której mowa w art. 48 ust. 1 pkt 1, wpisana do rejestru po rozpoczęciu okresu, którego dotyczy – jest skuteczna w odniesieniu do tego okresu.

Art. 49a. Przepisu art. 48 ust. 2 pkt 2 lit. f nie stosuje się w odniesieniu do:

- 1) obowiązku mocowego, który powstał nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r. w wyniku aukcji mocy, również w przypadku, gdy ten obowiązek mocowy został przeniesiony, w całości lub w części, na inną jednostkę rynku mocy w wyniku transakcji na rynku wtórnym, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegał;
- 2) jednostki rynku mocy, która uzyskała certyfikat na dany okres dostaw w certyfikacji do aukcji mocy przeprowadzonej przed aukcją główną na rok dostaw 2025, jeżeli przed zgłoszeniem do rejestru transakcji w zakresie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym dostawca mocy złożył poprzez rejestr oświadczenie o planowanym spełnieniu limitu emisji w danym roku dostaw;
- 3) obowiązku mocowego, który powstał w wyniku zawarcia umowy mocowej w ramach aukcji uzupełniającej, również w przypadku, gdy ten obowiązek mocowy został przeniesiony, w całości lub w części, na inną jednostkę rynku mocy w wyniku transakcji na rynku wtórnym, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegał.

Art. 49b. W przypadku jednostki rynku mocy, która rozliczyła w danym okresie przywołania na rynku mocy niewykonanie obowiązku mocowego poprzez realokację wielkości wykonania obowiązku mocowego przez inną jednostkę rynku mocy, ewentualna nadwyżka wykonania skorygowanego obowiązku mocowego powstała w wyniku realokacji nie stanowi podstawy do wypłaty premii, o której mowa w art. 66 ust. 1.

Art. 49c. Do umów, których przedmiotem jest obrót wtórny obowiązkiem mocowym lub realokacja wielkości wykonania obowiązku mocowego, o których mowa w art. 48 ust. 1, przepisów ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1320) nie stosuje się.

Rozdział 8

Zabezpieczenia

Art. 50. 1. W przypadku udziału w aukcji wstępnej lub wydania certyfikatu warunkowego, o którym mowa w art. 26 ust. 1, odpowiednio uczestnik aukcji wstępnej lub dostawca mocy jest obowiązany do ustanowienia na rzecz operatora zabezpieczenia finansowego.

2. Dostawcę mocy zwalnia się z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego, w przypadku gdy posiada ocenę inwestycyjną (rating), dokonaną przez wyspecjalizowaną instytucję, na minimalnym poziomie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 51.

3. Po zakończeniu aukcji wstępnej operator zwraca uczestnikowi aukcji wstępnej zabezpieczenia finansowe:

- 1) wniesione w odniesieniu do ofert, które nie zostały przyjęte;
- 2) w zakresie nadwyżki między maksymalną wielkością mocy w ofertach danego uczestnika aukcji wstępnej, wynikającą z wniesionego zabezpieczenia, a wielkością mocy w złożonych przez niego ofertach.

4. Po wydaniu certyfikatu dla jednostki rynku mocy składającej się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych zagranicznych operator zwalnia zabezpieczenie finansowe wniesione przed aukcją wstępną w wysokości równej iloczynowi stawki zabezpieczenia oraz wielkości obowiązków mocowych, które dostawca mocy oferuje w danej aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy. Pozostałą część zabezpieczenia finansowego operator zatrzymuje.

Art. 51. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki i sposób wnoszenia zabezpieczenia finansowego, mając na względzie konieczność zapewnienia właściwego wykonania obowiązku mocowego przez dostawców mocy oraz proporcjonalność ustanawianego zabezpieczenia.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, określa:

- 1) wysokość zabezpieczenia finansowego odniesioną do wielkości obowiązku mocowego wnoszonego przez dostawcę mocy oraz wysokość zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez uczestnika aukcji wstępnej;
- 2) formy, w jakich zabezpieczenie finansowe może być złożone;
- 3) termin ustanowienia i zwrotu zabezpieczenia finansowego dostawcom mocy oraz uczestnikom aukcji wstępnych;
- 4) minimalny poziom ratingu, stanowiący podstawę zwolnienia z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz instytucje uprawnione do jego dokonania.

Art. 52. 1. Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową dotyczącą nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, w terminie 24 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy, przedstawia operatorowi dokumenty potwierdzające:

- 1) poniesienie nakładów inwestycyjnych w wysokości co najmniej 10 % wymaganych nakładów inwestycyjnych, obliczonych jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b;
- 2) zawarcie umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20 % wymaganych nakładów inwestycyjnych, obliczonych jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b.

2. Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową na więcej niż 1 rok dostaw, przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, którego dotyczy zawarta umowa mocowa, przedstawia operatorowi:

- 1) w przypadku nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy – dokumenty potwierdzające możliwość dostarczenia mocy przez tę jednostkę, w wielkości nie

mniej niż 95 % obowiązku mocowego tej jednostki, przez ciągłą pracę przez okres co najmniej godziny;

- 2) dokumenty potwierdzające zrealizowanie zakresu rzeczowego inwestycji odpowiadającego nakładom finansowym, o których mowa w pkt 3 lit. a;
- 2a) w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej – wykaz punktów pomiarowych przyporządkowanych jednostce fizycznej tworzącej daną jednostkę rynku mocy;
- 3) niezależną ekspertyzę potwierdzającą:
 - a) poniesienie nakładów finansowych na daną jednostkę rynku mocy w wysokości nie mniejszej niż wymagany poziom nakładów, obliczony jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów finansowych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b, oraz
 - b) spełnienie wymagań emisyjnych, o których mowa odpowiednio w art. 19 ust. 2 pkt 2 lit. b, ust. 3 pkt 4 lit. b, lub parametrów technicznych, o których mowa w art. 20 ust. 4 pkt 2 lit. b, oraz
 - ba) spełnienie limitu emisji, o którym mowa odpowiednio w art. 19 ust. 2 pkt 2 lit. ba i w ust. 3 pkt 4 lit. ba lub w art. 20 ust. 4 pkt 2 lit. b tiret drugie,
 - c) spełnienie parametru, o którym mowa odpowiednio w art. 25 ust. 5 pkt 1 albo 2 – w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej, która na podstawie art. 25 ust. 5, w wyniku aukcji głównej zawarła umowę mocową na okres dłuższy niż wynikający z art. 25 ust. 4;
- 4) wielkość pomocy publicznej, o której mowa w art. 62 ust. 1, udzielonej do dnia przedstawienia tej informacji.

3. W przypadku, o którym mowa w art. 47 ust. 2, w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy, informacje, o których mowa w ust. 2, wraz z niezależną ekspertyzą, o której mowa w ust. 2 pkt 3, obejmują okres do dnia przedstawienia tych informacji.

4. Operator potwierdza spełnienie przez dostawcę mocy wymagań, o których mowa w ust. 1 i 2, przez wpis do rejestru.

Art. 53. 1. W przypadku niepotwierdzonej jednostki rynku mocy:

- 1) objętej umową mocową – nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem okresu dostaw określonego w umowie mocowej,
- 2) nieobjętej umową mocową – nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem ostatniego kwartału roku dostaw określonego w certyfikacie wydanym dla tej jednostki rynku mocy

– dostawca mocy wykonuje test zdolności redukcji zapotrzebowania, zwany dalej „testem”, polegający na dostarczaniu mocy w sposób ciągły przez okres co najmniej godziny.

2. Test przeprowadza operator po otrzymaniu od dostawcy mocy zgłoszenia o gotowości do przeprowadzenia testu. W przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w skład której wchodzi jednostki fizyczne przyłączone do sieci dystrybucyjnej, operator przeprowadza test we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego.

3. Zgłoszenie, o którym mowa w ust. 2, nie może dotyczyć jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w której skład wchodzi jednostka redukcji zapotrzebowania planowana, która nie została zastąpiona w całości przez dostawcę mocy jedną lub większą ilością jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania.

4. Jeżeli w wyniku testu dostawca mocy dostarczył moc w wysokości:

- 1) nie mniejszej niż 80 % iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wskazanych w certyfikacie, uznaje się to za pozytywny wynik testu, a operator wydaje potwierdzenie zdolności redukcji zapotrzebowania;
- 2) mniejszej niż 80 % iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wskazanych w certyfikacie, uznaje się to za negatywny wynik testu.

5. Dostawca mocy, na podstawie wniosku złożonego nie później niż 3 dni robocze od dnia uzyskania od operatora informacji o wyniku testu, otrzymuje potwierdzenie, o którym mowa w ust. 4 pkt 1, mimo negatywnego wyniku testu, jeżeli dostarczył moc w wysokości nie mniejszej niż 50 % iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wskazanego w certyfikacie. Potwierdzenie określa moc osiągalną odpowiadającą rzeczywiście wykonanemu obowiązkowi mocowemu podczas testu. W takim przypadku obowiązek mocowy tej jednostki oraz moc osiągalną obniża się odpowiednio. Zmniejszenie wielkości obowiązku mocowego skutkuje odpowiednio zmniejszeniem wysokości

wynagrodzenia należnego dostawcy mocy za wykonywanie obowiązku mocowego zgodnie z zawartą umową mocową.

Art. 53a. 1. Jednostka redukcji zapotrzebowania planowana wchodząca w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania nie może zostać zastąpiona jedną lub większą liczbą jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, jeżeli spowoduje to, że jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w skład której wchodzi te jednostki, w okresie dostaw, nie będzie spełniała limitu emisji.

2. Jednostka redukcji zapotrzebowania planowana wchodząca w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania może zostać zastąpiona jedną lub większą liczbą jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, jeżeli spowoduje to, że jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w skład której wchodzi te jednostki, w okresie dostaw, nie będzie spełniała limitu emisji, jedynie w odniesieniu do jednostki rynku mocy objętej certyfikatem wydanym w toku certyfikacji do aukcji uzupełniającej.

Art. 54. Operator zwraca dostawcy mocy zabezpieczenie finansowe po:

- 1) wydaniu potwierdzenia:
 - a) spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2,
 - b) o którym mowa w art. 53 ust. 4 pkt 1, albo w przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw – tego potwierdzenia i potwierdzenia spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2,
 - c) o którym mowa w art. 53 ust. 5, albo w przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw – tego potwierdzenia i potwierdzenia spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, z uwzględnieniem, że w obu tych przypadkach operator zwraca zabezpieczenie finansowe pomniejszone proporcjonalnie o wartość wynikającą z wyniku testu;
- 2) stwierdzeniu wygaśnięcia certyfikatu, na wniosek dostawcy mocy, zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 3;
- 3) wygaśnięciu certyfikatu zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 1.

Rozdział 9

Rejestr rynku mocy

Art. 55. 1. Rejestr prowadzi operator.

2. Rejestr jest elektroniczną platformą prowadzenia rynku mocy, gromadzenia, przetwarzania i wymiany danych handlowych, rozliczeniowych i technicznych na tym rynku oraz składania określonych w ustawie oświadczeń uczestników rynku mocy, w tym zawierania transakcji na rynku wtórnym.

3. Rejestr zawiera w szczególności informacje dotyczące:

- 1) terminów, warunków oraz wyników certyfikacji, w tym pozyskanych danych;
- 2) jednostek fizycznych oraz jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych uzyskane w certyfikacji ogólnej;
- 3) jednostek rynku mocy i przyznanych im certyfikatów;
- 4) dostawców mocy biorących udział w rynku mocy wraz z jednostkami rynku mocy, którymi dysponują;
- 5) wyników aukcji wstępnych, w tym wybranych ofert;
- 6) terminów aukcji mocy;
- 7) wstępnych i ostatecznych wyników aukcji mocy;
- 8) oświadczeń składanych przez uczestników aukcji mocy w toku aukcji wraz ze wskazaniem czasu ich złożenia;
- 9) ogłoszonych okresów przywołania na rynku mocy;
- 10) obowiązujących umów mocowych;
- 11) wykonania obowiązków mocowych;
- 12) wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego, kar za niewykonanie tego obowiązku oraz premii za wykonanie obowiązku mocowego ponad wymagany poziom;
- 13) treści oświadczeń uczestników rynku mocy innych niż określone w pkt 8;
- 14) transakcji na rynku wtórnym.

4. Wpis do rejestru zachowuje ważność do rozpoczęcia certyfikacji ogólnej w kolejnym roku.

5. Operator zapewnia wgląd do rejestru ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

6. Rejestr jest jawny dla uczestników rynku mocy, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

7. Operator administruje i przetwarza dane zawarte w rejestrze w trybie i na zasadach określonych w przepisach *ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. z 2016 r. poz. 922 oraz z 2018 r. poz. 138 i 723)⁵⁾*.

Art. 56. 1. Operator prowadzi rejestr, dbając o bezpieczeństwo, aktualność i trwałość danych w nim zapisanych.

2. Domniemywa się, że dane zapisane w rejestrze są zgodne ze stanem faktycznym.

3. Oświadczenia składane w rejestrze zostają złożone z chwilą wpisu do tego rejestru.

4. Wnioski, informacje i oświadczenia składane w rejestrze opatruje się kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

DZIAŁ III

Wykonanie obowiązku mocowego i rozliczenia na rynku mocy

Rozdział 1

Wykonanie obowiązku mocowego

Art. 57. 1. Wykonywanie obowiązku mocowego polega na:

- 1) pozostawaniu w gotowości do dostarczania przez jednostkę rynku mocy określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu oraz
- 2) dostarczeniu mocy elektrycznej do systemu w okresach przywołania na rynku mocy w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu, o którym mowa w art. 58 ust. 1 – w przypadku jednostki rynku mocy składającej się

⁵⁾ Ustawa utraciła moc z dniem 25 maja 2018 r. z wyjątkiem art. 1, art. 2, art. 3 ust. 1, art. 4–7, art. 14–22, art. 23–28, art. 31 oraz rozdziałów 4, 5 i 7, które zachowały moc w odniesieniu do przetwarzania danych osobowych w celu rozpoznawania, zapobiegania, wykrywania i zwalczania czynów zabronionych, prowadzenia postępowań w sprawach dotyczących tych czynów oraz wykonywania orzeczeń w nich wydanych, kar porządkowych i środków przymusu w zakresie określonym w przepisach stanowiących podstawę działania służb i organów uprawnionych do realizacji zadań w tym zakresie, w terminie do dnia wejścia w życie przepisów wdrażających dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/680 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych przez właściwe organy do celów zapobiegania przestępczości, prowadzenia postępowań przygotowawczych, wykrywania i ścigania czynów zabronionych i wykonywania kar, w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchyłającą decyzję ramową Rady 2008/977/WSiSW (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 89), na podstawie art. 175 ustawy z dnia 10 maja 2018 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. poz. 1000), która weszła w życie z dniem 25 maja 2018 r. Przepisy ustawy wymienione w zdaniu pierwszym utraciły moc z dniem 6 lutego 2019 r., na podstawie art. 107 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o ochronie danych osobowych przetwarzanych w związku z zapobieganiem i zwalczaniem przestępczości (Dz. U. z 2019 r. poz. 125), która weszła w życie z dniem 6 lutego 2019 r.

z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie oraz jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego, lub

- 3) dostarczeniu mocy elektrycznej do systemu przesyłowego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonego z systemem, lub pozostawanie w gotowości do dostarczenia mocy, w okresach przywołania na rynku mocy w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu, o którym mowa w art. 58 ust. 1 – w przypadku jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych zlokalizowanych w tym systemie.

2. Obowiązek, o którym mowa w:

- 1) ust. 1 pkt 1, powstaje z dniem rozpoczęcia okresu dostaw, na który została zawarta umowa mocowa, i trwa do czasu zakończenia tego okresu;
- 2) ust. 1 pkt 2 i 3, powstaje z chwilą rozpoczęcia każdego okresu przywołania na rynku mocy i trwa do jego zakończenia.

3. Dostawca mocy wykonuje obowiązek mocowy w zakresie dostarczenia mocy w okresie przywołania na rynku mocy dla jednostki rynku mocy zlokalizowanej w systemie:

- 1) w skład której wchodzi wyłącznie jednostki fizyczne uczestniczące aktywnie w bilansowaniu systemu w ramach mechanizmu centralnego bilansowania – przez zapewnienie wymaganej mocy dyspozycyjnej oraz wykonywanie poleceń operatora, zgodnie z procedurami, o których mowa w art. 9g ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 2) innej niż określona w pkt 1 przez:
 - a) wytwarzanie energii elektrycznej – w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej,
 - b) czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej – w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

4. Dostawca mocy wykonuje obowiązek mocowy w zakresie dostarczenia mocy w testowym okresie przywołania na rynku mocy dla jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych przez:

- 1) wytwarzanie energii elektrycznej – w przypadku jednostki rynku mocy zagranicznej wytwórczej;

- 2) czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej – w przypadku jednostki rynku mocy zagranicznej redukcji zapotrzebowania.

5. Skorygowany obowiązek mocy uznaje się za wykonany w okresie przywołania na rynku mocy przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego, jeżeli zmierzony przepływ mocy ze strefy, o której mowa w art. 6 ust. 6, w której zlokalizowana jest dana jednostka, był w okresie przywołania na rynku mocy większy lub równy sumie wszystkich wielkości skorygowanego obowiązku mocowego przynależnych do wykonania przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego zlokalizowane w danej strefie.

6. W przypadku strefy profilu synchronicznego, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 1, jeżeli nastąpiło niewykonanie obowiązku mocowego zgodnie z ust. 5, niewykonanie obowiązku mocowego przez poszczególne jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego jest proporcjonalne do:

- 1) wielkości obowiązku mocowego danej jednostki rynku mocy i odwrotnie proporcjonalne do sumy obowiązków mocowych wszystkich jednostek rynku mocy w danej strefie – jeżeli operator i wszyscy dostawcy mocy posiadający jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego udostępnili zdolności przesyłowe odpowiadające odpowiednio co najmniej skorygowanym obowiązkom mocowym poszczególnych jednostek;
- 2) brakującej wielkości zdolności przesyłowych udostępnionych w odniesieniu do danego połączenia międzysystemowego i odwrotnie proporcjonalne do sumy wszystkich brakujących zdolności przesyłowych udostępnionych w odniesieniu do wszystkich połączeń międzysystemowych w danej strefie – jeżeli dla jednego bądź większej ilości połączeń międzysystemowych operator lub dostawcy mocy nie udostępnili zdolności przesyłowych w wielkości równej lub wyższej od wielkości skorygowanych obowiązków mocowych jednostek rynku mocy odpowiadających poszczególnym połączeniom międzysystemowym.

7. Skorygowany obowiązek mocy uznaje się za wykonany w okresie przywołania na rynku mocy przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych, jeżeli:

- 1) zmierzony przepływ mocy ze strefy, o której mowa w art. 6 ust. 6, w której zlokalizowana jest dana jednostka, był w okresie przywołania na rynku mocy większy lub równy sumie wszystkich wielkości skorygowanego obowiązku mocowego przynależnych do wykonania przez jednostki rynku mocy zlokalizowane w danej strefie, albo
- 2) moc dostarczana przez daną jednostkę do systemu bezpośrednio połączonego z systemem w wyniku wytwarzania lub obniżenia poboru energii elektrycznej była nie niższa od skorygowanego obowiązku mocowego tej jednostki, albo
- 3) moc dostarczana przez daną jednostkę do systemu bezpośrednio połączonego z systemem w wyniku wytwarzania energii elektrycznej lub redukcji zapotrzebowania, powiększona o niewykorzystane ważne oferty wytwarzania lub obniżenia poboru energii elektrycznej złożone przez tę jednostkę na giełdzie energii, była nie niższa od skorygowanego obowiązku mocowego tej jednostki, albo
- 4) moc dostarczana przez daną jednostkę do systemu bezpośrednio połączonego z systemem w wyniku wytwarzania energii elektrycznej lub redukcji zapotrzebowania, powiększona o niewykorzystane ważne oferty wytwarzania lub obniżenia poboru energii elektrycznej złożone przez tę jednostkę na giełdzie energii i rynku bilansującym, była nie niższa od skorygowanego obowiązku mocowego tej jednostki.

8. W przypadku jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania składających się z jednostek fizycznych zagranicznych redukcji zapotrzebowania, warunek ważności oferty, o którym mowa w ust. 7 pkt 3 i 4, obejmuje wysokość oferty cenowej na redukcję zapotrzebowania nie wyższą od dwukrotności średniej ceny na giełdzie energii elektrycznej w danym roku dostaw.

9. Operator ogłasza okres przywołania na rynku mocy, publikując ostrzeżenia na swojej stronie internetowej i dokonując wpisu w rejestrze. Ostrzeżenie publikuje się nie później niż osiem godzin przed rozpoczęciem okresu przywołania na rynku mocy.

10. Operator może nie ogłaszać okresu przywołania na rynku mocy mimo obniżenia wielkości nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania dobowego pracy systemu poniżej wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, w przypadkach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 68.

Art. 58. 1. Skorygowany obowiązek mocowy jednostki rynku mocy oblicza się na podstawie:

- 1) wielkości obowiązku mocowego, wynikającej z umów mocowych dotyczących tej jednostki;
- 2) prognozowanego:
 - a) zapotrzebowania na moc w systemie w okresie przywołania na rynku mocy,
 - b) wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach fizycznych wytwórczych nieobjętych obowiązkiem mocowym;
- 3) łącznej wielkości obowiązków mocowych objętych umowami mocowymi w okresie dostaw, z uwzględnieniem ust. 4.

2. Wraz z ogłoszeniem okresu przywołania na rynku mocy, operator publikuje informacje umożliwiające dostawcy mocy oszacowanie skorygowanego obowiązku mocowego, w tym wielkości, o których mowa w ust. 1 pkt 2 i 3.

3. Skorygowany obowiązek mocowy jednostki rynku mocy jest mniejszy lub równy wielkości obowiązku mocowego wynikającego z umów mocowych dotyczących tej jednostki.

4. Przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy w okresie przywołania na rynku mocy uwzględnia się brak możliwości dostarczenia tej części mocy, która nie została dostarczona w wyniku:

- 1) ograniczeń sieciowych wynikających z poleceń ruchowych operatora lub operatora systemu dystrybucyjnego;
- 2) zdarzenia nagłego, nieprzewidywalnego i niezależnego od woli stron, którego skutkiem nie można było zapobiec ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności, uniemożliwiającego dostawcy mocy wykonanie obowiązku mocowego w wielkości wyższej niż 40 % (siła wyższa).

4a. Przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy w okresie przywołania na rynku mocy lub w testowym okresie przywołania na rynku mocy przez jednostkę rynku mocy, w której skład wchodzi wyłącznie jednostki fizyczne uczestniczące aktywnie w bilansowaniu systemu w ramach mechanizmu centralnego bilansowania, będące magazynem energii elektrycznej, uwzględnia się brak możliwości dostarczenia całości lub części tej mocy do systemu, jeżeli wynikał on z poleceń zmiany grafiku pracy tej jednostki, wydanych przez operatora.

[5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje operatorowi dane pomiarowe oraz inne wymagane informacje dotyczące jednostek fizycznych na potrzeby przeprowadzania testu, weryfikacji dokumentów i informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2, weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 47a, wykonywania obowiązku mocowego, w tym testowych okresów przywołania na rynku mocy i demonstracji, oraz na potrzeby rozliczeń. Przepis art. 9c ust. 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio.]

Nowe brzmienie
ust. 5 w art. 58
wejdzie w życie z
dn. 20.10.2026 r.
(Dz. U. z 2021 r.
poz. 1093, 1505,
1642 i 2269, z
2022 r. poz. 2243,
z 2023 r. poz.
1113 i 1681, z
2025 r. poz. 759).

<5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje operatorowi dane pomiarowe, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, oraz inne wymagane informacje dotyczące jednostek fizycznych na potrzeby przeprowadzania testu, weryfikacji dokumentów i informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2, weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 47a, wykonywania obowiązku mocowego, w tym testowych okresów przywołania na rynku mocy i demonstracji, oraz na potrzeby rozliczeń. Przepis art. 9c ust. 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio.>

6. Operator informuje dostawcę mocy oraz zarządcę rozliczeń o należnym za dany miesiąc wynagrodzeniu za wykonywanie obowiązku mocowego, w terminie 7 dni po zakończeniu każdego miesiąca.

Art. 59. 1. Dostawca mocy, który nie wykonał obowiązku mocowego zgodnie z art. 57 i art. 58, uiszcza karę na rzecz operatora.

2. Wysokość kary, o której mowa w ust. 1, oblicza się jako iloczyn wielkości niewykonanego obowiązku mocowego oraz jednostkowej stawki kary obliczonej w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 68.

2a. Prezes URE oblicza jednostkową stawkę kary, o której mowa w ust. 1, na dany rok dostaw i ogłasza ją w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego dany rok dostaw.

3. W przypadku gdy niewykonanie obowiązku mocowego dotyczy jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego:

1) jeżeli, udostępnione przez operatora, zdolności wymiany transgranicznej na połączeniach międzysystemowych dotyczących danej jednostki rynku mocy były równe co najmniej obowiązkowi mocowemu tej jednostki, a udostępnione przez

dostawcę mocy zdolności wymiany transgranicznej były niższe od obowiązku mocowego – kara naliczana jest dostawcy mocy;

- 2) jeżeli, udostępnione przez dostawcę mocy, zdolności wymiany transgranicznej na połączeniach międzysystemowych dotyczących danej jednostki rynku mocy były równe co najmniej obowiązkowi mocowemu tej jednostki, a udostępnione przez operatora zdolności wymiany transgranicznej były niższe od obowiązku mocowego – kara naliczana jest operatorowi;
- 3) w przypadkach innych niż określone w pkt 1 i 2 – kara naliczana jest operatorowi i dostawcy mocy w częściach równych.

4. Suma kar należnych od dostawcy mocy za niewykonanie obowiązku mocowego w odniesieniu do jednej jednostki rynku mocy w roku dostaw nie może przekroczyć dwukrotności iloczynu największego w danym roku dostaw obowiązku mocowego jednostki, której dotyczy umowa mocowa, oraz najwyższej z cen zamknięcia aukcji mocy dotyczących danego roku dostaw.

5. Suma kar należnych od dostawcy mocy w miesiącu nie może przekroczyć jednej piątej najwyższej dopuszczalnej sumy kar określonej zgodnie z ust. 4.

6. W przypadkach kar, o których mowa w ust. 3, przepisy ust. 4 i 5 stosuje się odpowiednio, traktując operatora i dostawcę mocy łącznie jak jednego dostawcę mocy.

7. Okresem rozliczeniowym w przypadku kar jest miesiąc.

Rozdział 2

Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego i proces rozliczeń

Art. 60. 1. Dostawca mocy otrzymuje wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego po zakończeniu każdego miesiąca okresu dostaw. Za wykonanie obowiązku mocowego dostawca mocy wystawia fakturę operatorowi, na podstawie informacji, o której mowa w art. 58 ust. 6.

2. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego w danym miesiącu:

- 1) wyznacza się odrębnie dla każdej jednostki rynku mocy;
- 2) oblicza się jako sumę iloczynów obowiązków mocowych w godzinach, w których może wystąpić okres przywołania na rynku mocy, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 68, i odpowiadającej danemu obowiązkowi mocowemu cenie godzinowej, wyznaczonej na podstawie ceny

danego obowiązku mocowego i liczby godzin w roku, w których może wystąpić okres przywołania na rynku mocy, z uwzględnieniem przepisów ust. 4 i 5 oraz art. 62.

3. Określona w umowie mocowej cena obowiązku mocowego jest ceną zamknięcia aukcji głównej albo aukcji dodatkowej, albo aukcji uzupełniającej.

4. Cena obowiązku mocowego dla wieloletnich umów mocowych podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” za rok poprzedzający rok ustalania stawek opłaty mocowej na dany rok dostaw.

5. Przepis ust. 4 stosuje się także w odniesieniu do obowiązków mocowych, które zostały przeniesione w ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegały.

Art. 61. 1. Rozliczeń finansowych rynku mocy dokonuje zarządca rozliczeń rynku mocy, zwany dalej „zarządcą rozliczeń”.

2. Zadania zarządcy rozliczeń wykonuje Zarządca Rozliczeń S.A., o którym mowa w rozdziale 7 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311).

3. Wynagrodzenie, o którym mowa w art. 60 ust. 1, wypłaca dostawcy mocy zarządca rozliczeń na podstawie pisemnej dyspozycji operatora zawierającej zestawienie kwot brutto należnych za dany miesiąc poszczególnym dostawcom mocy.

Art. 62. 1. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla nowej i modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej pomniejsza się o wielkość pomocy publicznej o charakterze inwestycyjnym przeznaczonej na budowę lub modernizację tej jednostki, udzielonej do czasu rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw dla tej jednostki.

2. Pomniejszenia wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, dokonuje się proporcjonalnie przez cały okres trwania umowy mocowej, zmniejszając cenę obowiązku mocowego, z zastrzeżeniem, że w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która nie spełniła wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, przed

rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, za okres trwania umowy mocowej, na potrzeby pomniejszenia wynagrodzenia, przyjmuje się okres od dnia przedstawienia operatorowi dokumentów i informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2.

3. Pomniejszenie wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, dokonywane jest w odniesieniu do całego obowiązku mocowego, dla wszystkich okresów dostaw, nowej i modernizowanej jednostki rynku mocy, którym została ona objęta w wyniku aukcji mocy.

4. Cena obowiązku mocowego ustalona z uwzględnieniem ust. 3 ma zastosowanie także w odniesieniu do obowiązków mocowych, które zostały przeniesione w ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym na inną jednostkę rynku mocy, w tym jednostkę rynku mocy innego dostawcy mocy, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegały.

5. Pomniejszenie wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, dokonywane jest na podstawie informacji, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 4, z uwzględnieniem ust. 6.

6. Jeżeli pomiędzy przedstawieniem informacji, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 4, a rozpoczęciem okresu dostaw dostawcy mocy została udzielona pomoc publiczna, o której mowa w ust. 1, dostawca mocy obowiązany jest, przed rozpoczęciem okresu dostaw, do aktualizacji informacji, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 4. W przypadku dokonania aktualizacji, o której mowa w zdaniu pierwszym, przepisy ust. 1–5 stosuje się odpowiednio.

Art. 63. 1. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy, w skład której wchodzi jednostka wytwórcza będąca instalacją spalania wielopaliwowego w rozumieniu art. 2 pkt 15 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii i układem hybrydowym w rozumieniu art. 2 pkt 34 tej ustawy, koryguje się w związku z otrzymywaniem świadectw pochodzenia i pokrywaniem ujemnego salda, w rozumieniu tej ustawy.

1a. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy wytwórczej, w skład której wchodzi jednostka fizyczna będąca jednostką kogeneracji w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2024 r. poz. 639 i 1847), koryguje się w związku z otrzymywaniem:

- 1) premii gwarantowanej albo
- 2) premii gwarantowanej indywidualnej, albo

- 3) premii kogeneracyjnej, albo
- 4) premii kogeneracyjnej indywidualnej

– w rozumieniu tej ustawy.

2. Korekty, o której mowa w ust. 1 i 1a, za dany okres dokonuje się, pomniejszając obowiązek mocowy, za który przysługuje wynagrodzenie, o wolumen mocy wynikający z:

- 1) przyznanych za ten okres świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1 lub
 - 1a) zatwierdzonego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy wymienionej w ust. 1, lub
- 2) ilości energii elektrycznej wytworzonej w tej jednostce, objętej obowiązkiem mocowym, w odniesieniu do której uzyskano premię w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1a.

2a. Korekta, o której mowa w ust. 1 i 1a, nie może być wyższa niż wynagrodzenie wynikające z wielkości obowiązku mocowego i ceny obowiązku mocowego.

3. Wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy, o której mowa w ust. 1 i 1a, wypłaca się po przedstawieniu informacji o:

- 1) przyznanych za ten okres świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie wymienionej w ust. 1,
 - 1a) ilości energii elektrycznej objętej zatwierdzonym wnioskiem o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy wymienionej w ust. 1,
 - 2) otrzymanej za ten okres premii, o której mowa w ustawie wymienionej w ust. 1a
- niezbędnych do wyliczenia korekty.

4. Operator lub zarządca rozliczeń może wystąpić do Prezesa URE o przekazanie informacji umożliwiających weryfikację informacji, o których mowa w ust. 3.

Art. 64. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy składającej się z:

- 1) jednostki fizycznej zagranicznej – wypłaca się po przedstawieniu przez operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację tej jednostki, danych pomiarowo-rozliczeniowych za dany okres lub innych informacji pozwalających na dokonanie rozliczeń lub po pozyskaniu przez operatora danych

niezbędnych do dokonania rozliczeń w przypadku, o którym mowa w art. 57 ust. 7 pkt 1;

- 2) jednostki fizycznej połączenia międzysystemowego – dzieli się w równych częściach między dostawcę mocy i operatora.

Art. 65. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego oraz premię, o której mowa w art. 66 ust. 1, powiększa się o należny podatek od towarów i usług w rozumieniu ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2024 r. poz. 361, 852, 1473, 1721 i 1911 oraz z 2025 r. poz. 222).

Art. 66. 1. Dostawca mocy, który w danym okresie przywołania na rynku mocy dostarczył moc ponad skorygowany obowiązek mocowy jednostki rynku mocy zlokalizowanej w systemie, otrzymuje premię wynikającą z redystrybucji środków pieniężnych z kar za niewykonanie obowiązku mocowego, o ile zostały naliczone, zwaną dalej „premią”.

2. Premię otrzymuje także dostawca mocy, który w okresie przywołania na rynku mocy dostarczył moc przez jednostkę rynku mocy certyfikowaną na dany rok dostaw, lecz nie zawarł umowy mocowej w odniesieniu do tej jednostki, obejmującej okres, w którym wystąpił okres przywołania na rynku mocy.

3. Okresem rozliczeniowym w przypadku premii jest rok kalendarzowy.

4. Premię należną dostawcy mocy nalicza się proporcjonalnie do nadwyżki mocy dostarczonej przez tego dostawcę oraz wielkości kar z tytułu niewykonania obowiązków mocowych naliczonych w okresie rozliczeniowym, o którym mowa w ust. 3.

5. Suma premii należnych wszystkim dostawcom mocy za dostarczenie mocy ponad obowiązek mocowy nie może przekroczyć łącznej wysokości kar za niewykonanie obowiązku mocowego w danym roku dostaw, a jednostkowa cena dostarczenia mocy ponad obowiązek mocowy, służąca do wyliczenia wysokości premii, nie może być wyższa niż dwukrotność jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego w danym okresie dostaw.

6. Dostawca mocy po zakończeniu każdego roku kalendarzowego wystawia operatorowi faktury z tytułu premii należnych mu za dany rok, odrębnie w odniesieniu do poszczególnych jednostek rynku mocy tego dostawcy mocy, na podstawie

informacji operatora przekazanej temu dostawcy do końca miesiąca następującego po zakończeniu roku.

7. Premię wypłaca dostawcy mocy zarządca rozliczeń na podstawie pisemnej dyspozycji operatora zawierającej zestawienie kwot brutto należnych za dany rok kalendarzowy poszczególnym dostawcom mocy.

Art. 67. 1. Po zakończeniu każdego kwartału w roku dostaw, dostawca mocy, który był stroną umowy mocowej, wykazuje operatorowi zdolność do wykonania obowiązku mocowego w stosunku do każdej z jednostek rynku mocy, której dotyczy umowa mocowa.

2. Wykazanie zdolności do wykonania obowiązku mocowego polega na wskazaniu operatorowi, określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 68, liczby godzin w każdym kwartale, w których jednostka rynku mocy dostarczała moc do systemu (demonstracja).

3. Za dostarczenie mocy do systemu na potrzeby demonstracji uważa się, w przypadku:

- 1) jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania – ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocowy tej jednostki w kwartale dostaw;
- 2) jednostki rynku mocy wytwórczej – wytworzenie energii elektrycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocowy tej jednostki w kwartale dostaw.

4. Dostawca mocy zwraca operatorowi wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego należne na podstawie umowy dotyczącej jednostki rynku mocy, w odniesieniu do której nie dokonał demonstracji zgodnie z ust. 1–3. Obowiązek zwrotu wynagrodzenia obejmuje wynagrodzenie należne za cały kwartał, za który dostawca mocy nie dokonał demonstracji.

5. Niezależnie od obowiązków określonych w ust. 1–3, operator może ogłosić testowy okres przywołania na rynku mocy dla wybranych jednostek rynku mocy objętych obowiązkiem mocowym. W przypadku pozytywnego wyniku testowego okresu przywołania na rynku mocy operator pokrywa na wniosek dostawcy mocy uzasadnione koszty związane z jego wykonaniem dla jednostki rynku mocy, przy czym wysokość rekompensaty:

- 1) wynosi równowartość wynagrodzenia dostawcy mocy należnego w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy za dzień, w którym odbył się testowy okres przywołania, albo, w przypadku wykazania poniesienia uzasadnionych kosztów w wyższej wysokości, nie może być wyższa niż równowartość tygodniowego wynagrodzenia dostawcy mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy – w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej albo
- 2) jest równa wartości tygodniowego wynagrodzenia dostawcy mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy – w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

6. Wynik testowego okresu przywołania na rynku mocy dla dostawcy mocy, wobec którego operator ogłosił testowy okres przywołania na rynku mocy, jest:

- 1) pozytywny, jeżeli dostarczona moc przez jednostkę rynku mocy jest nie mniejsza od pełnej wielkości obowiązku mocowego tej jednostki w testowym okresie przywołania na rynku mocy, z uwzględnieniem art. 58 ust. 4a, albo
- 2) negatywny, w przypadku innym niż określony w pkt 1.

7. Operator może ogłosić testowy okres przywołania na rynku mocy w odniesieniu do jednej jednostki rynku mocy nie częściej niż raz na kwartał. Jeżeli wynik testowego okresu przywołania na rynku mocy jest negatywny, operator może ogłaszać kolejne testowe okresy przywołania na rynku mocy w tym samym kwartale, po zgłoszeniu gotowości przez dostawcę mocy, aż do uzyskania jego pozytywnego wyniku.

8. W przypadku negatywnego wyniku testowego okresu przywołania na rynku mocy, dostawca mocy każdorazowo uiszcza karę za niewykonanie obowiązku mocowego. Przepisy art. 59 ust. 2 i 4–7 stosuje się odpowiednio.

9. Za okres od testowego okresu przywołania na rynku mocy zakończonego wynikiem negatywnym do dnia otrzymania od dostawcy mocy zgłoszenia gotowości do wykonania obowiązku mocowego przez jednostkę rynku mocy dostawcy mocy nie przysługuje wynagrodzenie za wykonywanie tego obowiązku.

10. Brak wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego w okresie, o którym mowa w ust. 9, nie zwalnia dostawcy mocy z obowiązku dostarczenia mocy w okresie przywołania na rynku mocy.

11. Operator niezwłocznie informuje zarządcę rozliczeń o niedokonaniu przez dostawcę mocy demonstracji lub testów, o których mowa w ust. 2 i 5.

Art. 67a. 1. Nie później niż w terminie 90 dni kalendarzowych od zakończenia każdego roku dostaw, dostawca mocy, w odniesieniu do każdej jednostki rynku mocy certyfikowanej na zakończony rok dostaw, innej niż jednostka rynku mocy składająca się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego, składa do operatora oświadczenie o:

- 1) spełnieniu limitu emisji przez daną jednostkę rynku mocy w danym roku dostaw albo
- 2) niespełnieniu limitu emisji przez daną jednostkę rynku mocy w danym roku dostaw.

2. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 1 pkt 1 albo 2, jest składane przez dostawcę mocy będącego osobą fizyczną albo przez osoby reprezentujące dostawcę mocy lub działające w jego imieniu, pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Składający oświadczenie zawiera w nim klauzulę o następującej treści: „Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

3. Do oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, dostawca mocy, w odniesieniu do jednostki rynku mocy obejmującej co najmniej jedną jednostkę wytwórczą, w której wykorzystywane jest więcej niż jedno paliwo, termicznie przekształcane są odpady lub wychwytywany i przenoszony jest dwutlenek węgla, załącza potwierdzenie zgodności ze stanem faktycznym informacji zawartych w tym oświadczeniu wystawione przez podmiot akredytowany w zakresie, o którym mowa w pkt 1a lub 1b załącznika I do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2067 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie weryfikacji danych oraz akredytacji weryfikatorów na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 334 z 31.12.2018, str. 94, z późn. zm.⁶⁾).

4. Dostawca mocy, w odniesieniu do jednostki rynku mocy innej niż wskazana w ust. 3, może załączyć do oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, potwierdzenie zgodności ze stanem faktycznym informacji zawartych w tym oświadczeniu wystawione przez podmiot akredytowany w zakresie, o którym mowa

⁶⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 423 z 15.12.2020, str. 23.

w pkt 1a lub 1b załącznika I do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2067 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie weryfikacji danych oraz akredytacji weryfikatorów na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

5. Niezłożenie oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, w terminie określonym w ust. 1 lub złożenie oświadczenia niezgodnie z wymaganiami określonymi w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83, jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 2.

6. Operator może wezwać dostawcę mocy do przedstawienia wyjaśnień dotyczących złożonych oświadczeń, o których mowa w ust. 1, w trybie i terminie określonych w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83.

7. W ramach wezwania, o którym mowa w ust. 6, operator może wezwać dostawcę mocy do załączenia potwierdzenia, o którym mowa w ust. 3 lub 4.

8. W przypadku złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, dostawca mocy, w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy:

- 1) zwraca wypłaconą premię należną za rok dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – jeżeli premia została wypłacona;
- 2) nie otrzymuje premii za rok dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – jeżeli premia nie została wypłacona;
- 3) zwraca wypłacone wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego w roku dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – w zakresie wynagrodzenia, które zostało wypłacone;
- 4) nie otrzymuje wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego w roku dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – w zakresie wynagrodzenia, które nie zostało wypłacone.

9. Przepisów ust. 8 pkt 3 i 4 nie stosuje się w odniesieniu do wynagrodzenia należnego za wykonywanie obowiązku mocowego, który powstał nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r. w wyniku aukcji mocy lub który powstał w wyniku aukcji uzupełniającej, również w przypadku, gdy ten obowiązek mocowy, w całości lub w części, został przeniesiony na inną jednostkę rynku mocy w wyniku transakcji na rynku wtórnym, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegał.

10. Środki finansowe pozyskane w przypadkach, o których mowa w ust. 8 pkt 1 i 2, przeznacza się na powiększenie puli premii, która będzie wypłacona za kolejny rok dostaw.

Art. 68. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym, biorąc pod uwagę równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy, stosowanie poziomu zachęt i kar zapewniających wykonanie obowiązków mocowych, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz sprawne przeprowadzanie transakcji, a także ograniczenie możliwości manipulacji i nadużywania pozycji rynkowej przez dostawców mocy.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, określa:

- 1) standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych, wyrażony w godzinach na rok;
- 2) procedurę ogłaszania okresu przywołania na rynku mocy oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu przywołania na rynku mocy mimo obniżenia się nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania dobowego pracy systemu poniżej wartości wymaganej;
- 3) dni i godziny, w których może wystąpić okres przywołania na rynku mocy;
- 4) sposób wyznaczania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 5) sposób dokonania demonstracji;
- 6) wymagania w zakresie dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji, w tym minimalną wielkość tego obowiązku, która może być przeniesiona;
- 7) sposób obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego.

3. Standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, stanowi normę niezawodności, o której mowa w art. 25 ust. 2 rozporządzenia 2019/943.

Rozdział 3

Oплата mocowa

Art. 69. 1. Operator pobiera opłatę na wypłatę wynagrodzenia za wykonywanie obowiązków mocowych, odpowiadającą kosztom zakupionego obowiązku mocowego oraz uzasadnionym kosztom, o których mowa w art. 77 ust. 4 i 9, zwaną dalej „opłatą mocową”.

2. Operator pobiera opłatę mocową od:

- 1) odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej;
- 1a) odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, do którego energia elektryczna jest dostarczana za pośrednictwem linii bezpośredniej;
- 2) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej „płatnikiem opłaty mocowej”;
- 3) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocowej, przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej;
- 4) przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej;
- 5) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej, przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej.

3. Płatnik opłaty mocowej pobiera opłatę mocową od przyłączonych bezpośrednio do jego sieci dystrybucyjnej:

- 1) odbiorcy końcowego;
- 1a) odbiorcy końcowego, przyłączonego bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, do którego energia elektryczna jest dostarczana za pośrednictwem linii bezpośredniej;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocowej;
- 3) przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną;

4) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocy, pobiera opłatę mocową od przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej tego przedsiębiorstwa:

- 1) odbiorcy końcowego;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną;
- 2a) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej;
- 3) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocy.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną pobiera opłatę mocową od przyłączonych bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa:

- 1) odbiorcy końcowego;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocy.

5a. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej pobiera opłatę mocową od przyłączonych bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa:

- 1) odbiorcy końcowego;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocy.

5b. Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną pobiera opłatę mocową od przyłączonych do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa za pośrednictwem linii bezpośredniej:

- 1) wydzielonego odbiorcy w rozumieniu art. 3 pkt 11b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców końcowych.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej uznaje się za odbiorcę końcowego w części, w jakiej na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym otrzymuje ono lub pobiera z urządzeń, instalacji lub sieci przedsiębiorstwa energetycznego energię elektryczną i zużywa ją na własny użytek. Do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zużytej na potrzeby wytwarzania, magazynowania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

7. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 6, wnosi opłatę mocową do przedsiębiorstwa, do którego urządzeń, instalacji lub sieci jest przyłączone.

8. Operator, płatnik opłaty mocowej oraz przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej, uwzględniają w taryfie za usługi przesyłania, dystrybucji lub sprzedaży energii elektrycznej wysokość stawek opłaty mocowej, o których mowa w art. 70, oraz warunki ich stosowania.

9. Odbiorca końcowy przyłączony jednocześnie:

- 1) do sieci operatora, płatnika opłaty mocowej lub przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej oraz
 - 2) do wydzielonej jednostki wytwórczej w rozumieniu art. 3 pkt 11 fa ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne linią bezpośrednią lub do urządzeń lub instalacji przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, które linią bezpośrednią realizuje dostawy energii elektrycznej w celu bezpośredniego dostarczenia energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców końcowych
- wnosi opłatę mocową za energię elektryczną pobraną linią bezpośrednią, do podmiotów, o których mowa w pkt 1, bezpośrednio lub przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną.

Art. 70. Stawkę opłaty mocowej dla odbiorców końcowych ustala się jako stawkę stosowaną do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej

linią bezpośrednią w wybranych godzinach doby, wyrażoną w złotych za kWh energii elektrycznej.

Art. 70a. 1. Na potrzeby obliczenia wysokości opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, w zależności od wielkości różnicy średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji, i średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji, wyróżnia się następujące grupy odbiorców końcowych:

- 1) odbiorca końcowy K1 – w przypadku gdy wielkość różnicy wynosi mniej niż 5 %;
- 2) odbiorca końcowy K2 – w przypadku gdy wielkość różnicy wynosi nie mniej niż 5 % i mniej niż 10 %;
- 3) odbiorca końcowy K3 – w przypadku gdy wielkość różnicy wynosi nie mniej niż 10 % i mniej niż 15 %;
- 4) odbiorca końcowy K4 – w przypadku gdy wielkość różnicy wynosi nie mniej niż 15 % albo gdy wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, i zużytej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji, wynosi 0,000 MWh.

2. Różnicę średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji, i średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji, oblicza się zgodnie z wzorem:

$$\Delta s = \left(\frac{\frac{\sum_{n=1}^N Z_{S_n}}{N}}{\frac{\sum_{m=1}^M Z_{PS_m}}{M}} - 1 \right) \cdot 100 \%$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Δs – różnicę średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji, i średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach innych niż godziny, o których mowa

- w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji,
- n – godzinę przypadającą na godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji,
- N – liczbę godzin przypadającą na godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji,
- m – godzinę przypadającą w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji,
- M – liczbę godzin przypadających w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji,
- Z_{Sn} – wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, i zużytej przez odbiorcę końcowego w godzinie n, wyrażony w MWh, z dokładnością do trzech miejsc po przecinku,
- Z_{PSm} – wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, i zużytej przez odbiorcę końcowego w godzinie m, wyrażony w MWh, z dokładnością do trzech miejsc po przecinku.

3. Za okres kwalifikacji, o którym mowa w ust. 1 i 2, uznaje się 24 godziny od godziny 0.00 do godziny 23.59 włącznie.

4. Wysokość opłaty mocowej pobieranej od odbiorców końcowych oblicza się zgodnie z wzorem:

$$W_{OM} = A \cdot Z_K \cdot S_{OM}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- W_{OM} – wysokość opłaty mocowej pobieranej od odbiorców końcowych, wyrażoną w zł, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,
- A – współczynnik, o którym mowa w ust. 5,
- Z_K – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, i zużytej, w okresie kwalifikacji, przez odbiorcę końcowego w godzinach przypadających na godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, wyrażoną w MWh, z dokładnością do trzech miejsc po przecinku,

S_{OM} – stawkę opłaty mocowej, o której mowa w art. 74 ust. 11.

5. Współczynnik A wynosi:

- 1) 0,17 dla odbiorców końcowych K1 (A_{K1});
- 2) 0,50 dla odbiorców końcowych K2 (A_{K2});
- 3) 0,83 dla odbiorców końcowych K3 (A_{K3});
- 4) 1 dla odbiorców końcowych K4.

Art. 70b. 1. Podział odbiorców końcowych na grupy, o których mowa w art. 70a ust. 1, dokonywany jest odrębnie dla każdego:

- 1) punktu pomiarowego danego odbiorcy końcowego albo
- 2) niebędącego punktem pomiarowym miejsca w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia ilości energii elektrycznej, w odniesieniu do której naliczana jest opłata mocowa na podstawie art. 69 ust. 5, z uwzględnieniem ust. 2.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, na wniosek odbiorcy końcowego, dokonuje połączenia punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2.

3. W przypadku połączenia punktów zgodnie z ust. 2, kwalifikacji do grup, o których mowa w art. 70a ust. 1, dokonuje się na podstawie sumy poboru energii elektrycznej we wszystkich połączonych punktach.

4. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, może dotyczyć wyłącznie punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2:

- 1) połączonych ze sobą z wykorzystaniem sieci lub instalacji danego odbiorcy końcowego, bez wykorzystania sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, oraz
- 2) w sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, do którego urządzeń, instalacji lub sieci odbiorca końcowy jest bezpośrednio przyłączony.

5. W przypadku punktów pomiarowych w sieci dystrybucyjnej objętych umową kompleksową, o której mowa w art. 5 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, wniosek, o którym mowa w ust. 2, może dotyczyć wyłącznie punktów

pomiarowych wskazanych w umowie kompleksowej zawartej z jednym sprzedawcą energii elektrycznej.

6. W przypadku zlokalizowania punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, jednego odbiorcy końcowego w sieciach więcej niż jednego przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, do którego urządzeń, instalacji lub sieci odbiorca końcowy jest bezpośrednio przyłączony, odbiorca końcowy może złożyć wniosek, o którym mowa w ust. 2, do każdego z przedsiębiorstw.

7. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, zawiera:

- 1) nazwę i adres odbiorcy końcowego;
- 2) numer w rejestrze przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym, numer identyfikacji podatkowej (NIP) lub numer PESEL – w przypadku odbiorcy końcowego będącego osobą fizyczną;
- 3) wykaz punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, połączonych ze sobą z wykorzystaniem sieci lub instalacji odbiorcy końcowego, bez wykorzystania sieci innych przedsiębiorstw energetycznych.

8. Do wniosku, o którym mowa w ust. 2, dołącza się oświadczenie o spełnieniu warunku, o którym mowa w ust. 4 pkt 1 i 2, o następującej treści: „Oświadczam, że znane mi są i spełniam warunki określone w art. 70b ust. 4 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.”.

9. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, może być złożony w formie pisemnej lub drogą elektroniczną za pomocą systemu teleinformatycznego, w którym uwierzytelnienie użytkownika nastąpiło przy użyciu profilu zaufanego, profilu osobistego lub innego środka identyfikacji elektronicznej wydanego w systemie identyfikacji elektronicznej przyłączonym do węzła krajowego identyfikacji elektronicznej, o którym mowa w art. 21a ust. 1 pkt 2 lit. a ustawy z dnia 5 września 2016 r. o usługach zaufania oraz identyfikacji elektronicznej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1725), adekwatnie do poziomu bezpieczeństwa środka identyfikacji elektronicznej wymaganego dla usług świadczonych w tym systemie, danych weryfikowanych za pomocą kwalifikowanego certyfikatu podpisu elektronicznego, jeżeli te dane pozwalają na identyfikację i uwierzytelnienie wymagane w celu realizacji usługi online, albo innych technologii, jeżeli zostaną udostępnione w tym systemie.

10. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej rozpatruje wnioski, o którym mowa w ust. 2, w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego i prawidłowo złożonego wniosku.

11. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 2, zawiera błędne informacje lub nie zawiera wszystkich informacji, o których mowa w ust. 7, lub oświadczenia, o którym mowa w ust. 8, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej niezwłocznie wzywa odbiorcę końcowego do uzupełnienia wniosku w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania. Przepis ust. 9 stosuje się odpowiednio.

12. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej może odmówić połączenia punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, w przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 2, nie został uzupełniony w terminie, o którym mowa w ust. 11.

13. Połączenia punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, zgodnie z ust. 2, dokonuje się z dniem następującym po dniu doręczenia kompletnego wniosku. Punkty, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, połączone zgodnie z ust. 2, wyszczególnia się odpowiednio w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, umowie kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3 tej ustawy, lub, wyłącznie w przypadku punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 2, umowie sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 tej ustawy.

Art. 71. (uchylony)

Art. 72. (uchylony)

Art. 73. (uchylony)

Art. 74. 1. Całkowity koszt rynku mocy w danym roku, na potrzeby kalkulacji stawek opłaty mocowej, oblicza się zgodnie ze wzorem:

$$K_C = K_{AG} + K_{AD} + K_R - B$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_C – całkowity koszt rynku mocy w danym roku,

- K_{AG} – sumę iloczynów obowiązków mocowych wynikających z umów mocowych zawartych w toku aukcji głównych i aukcji dogrywkowych obejmujących dany rok i ich cen, uwzględniających coroczne waloryzacje tych cen obowiązku mocowego dla wieloletnich umów mocowych, o których mowa w art. 60 ust. 4, oraz pomniejszenia wynagrodzeń, o których mowa w art. 62 ust. 1,
- K_{AD} – sumę iloczynów obowiązków mocowych i odpowiednich cen zamknięcia aukcji dodatkowych na dany rok,
- K_R – koszty, o których mowa w art. 77 ust. 3 i 4,
- B – prognozowany stan środków pieniężnych na rachunku opłaty mocowej na dzień 31 grudnia roku ustalania stawek opłaty mocowej, bez uwzględniania wpływów z kar za niewykonanie obowiązku mocowego w danym roku.

1a. W kalkulacji całkowitego kosztu rynku mocy w danym roku, o której mowa w ust. 1, uwzględnia się dotychczas dokonane waloryzacje cen obowiązków mocowych oraz waloryzację cen obowiązków mocowych dla wieloletnich umów mocowych, która zostanie dokonana w odniesieniu do obowiązków mocowych obejmujących rok, na który są wyznaczane stawki opłaty mocowej, z wykorzystaniem średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, dla roku poprzedzającego rok ustalania stawek opłaty mocowej.

1b. Prezes URE kalkuluje stawki opłaty mocowej na lata przypadające po zakończeniu ostatniego okresu dostaw wynikającego z umów mocowych, nie dłużej niż przez okres trzech lat, w celu pełnego pokrycia całkowitego kosztu rynku mocy.

1c. Nadwyżka środków zgromadzonych na rachunku opłaty mocowej ponad całkowity koszt rynku mocy po zakończeniu okresu pobierania tej opłaty, po pokryciu wszystkich zobowiązań wynikających z umów mocowych oraz kosztów, o których mowa w art. 77 ust. 3 i 4, stanowi przychód operatora.

2. Zarządca rozliczeń przekazuje Prezesowi URE, do dnia 30 września każdego roku, informacje o:

- 1) wysokości kosztów, o których mowa w art. 77 ust. 3 i 4;

- 2) prognozowanym stanie środków pieniężnych na rachunku opłaty mocowej na dzień 31 grudnia danego roku.

2a. Operator przekazuje Prezesowi URE, do dnia 30 września każdego roku, informacje o sumie iloczynów obowiązków mocowych wynikających z umów mocowych, zawartych w toku aukcji głównych, obejmujących kolejny rok, i ich cen, uwzględniających coroczne waloryzacje tych cen obowiązku mocowego dla wieloletnich umów mocowych, o których mowa w art. 60 ust. 4, oraz pomniejszenia wynagrodzeń, o których mowa w art. 62 ust. 1.

3. Prezes URE kalkuluje stawki opłaty mocowej na rok kalendarzowy, pomniejszone o należny podatek od towarów i usług w rozumieniu ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług.

4. Prezes URE publikuje w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki do dnia 31 października każdego roku:

- 1) stawki opłaty mocowej na kolejny rok;
- 2) wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw – na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, przy czym dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. – wyłącznie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2.

5. Prezes URE może ustalić różne stawki opłaty mocowej na poszczególne kwartały roku dostaw dla odbiorców końcowych, uwzględniając sezonową zmienność zapotrzebowania na moc w systemie, przy czym dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. stawki takie mogą zostać ustalone wyłącznie dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2.

6. (uchylony)

7. (uchylony)

8. (uchylony)

9. (uchylony)

10. Koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych jest równy kosztowi całkowitemu rynku mocy, o którym mowa w ust. 1.

11. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych Prezes URE kalkuluje, uwzględniając koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych oraz ilości energii

elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, i zużytej przez tych odbiorców w wybranych godzinach doby, o których mowa w ust. 4 pkt 2, z uwzględnieniem art. 70a i art. 89a, zgodnie z wzorem:

$$S_{OM} = \frac{K_P}{A_{K1} \cdot Z_{K1} + A_{K2} \cdot Z_{K2} + A_{K3} \cdot Z_{K3} + Z_{K4}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{OM} – stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych,

K_P – koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych, odpowiednio dla roku lub kwartału,

A_{K1} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K1,

Z_{K1} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, i zużytej przez odbiorców końcowych K1 w godzinach, o których mowa w ust. 4 pkt 2,

A_{K2} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K2,

Z_{K2} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, i zużytej przez odbiorców końcowych K2 w godzinach, o których mowa w ust. 4 pkt 2,

A_{K3} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K3,

Z_{K3} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, i zużytej przez odbiorców końcowych K3 w godzinach, o których mowa w ust. 4 pkt 2,

Z_{K4} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, i zużytej przez odbiorców końcowych K4 w godzinach, o których mowa w ust. 4 pkt 2.

12. Ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 11 i w art. 89b ust. 2, pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, i zużytej przez odbiorców końcowych K1–K4, w godzinach, o których mowa w ust. 4 pkt 2, wyznacza się na podstawie danych dotyczących roku poprzedzającego rok ustalania stawek opłaty mocowej przy uwzględnieniu zasad podziału odbiorców końcowych na grupy K1–K4, które będą obowiązywały w roku, dla którego wyznaczane są stawki opłaty mocowej.

Art. 75. 1. Przedsiębiorstwa, o których mowa w art. 69 ust. 2 pkt 2–4, przekazują operatorowi informacje o sumie należnych opłat mocowych w zakresie i terminach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 76.

2. Operator:

- 1) pobiera od podmiotów, o których mowa w art. 69 ust. 2, opłatę mocową w należnej wysokości, pomniejszonej o wierzytelności z tytułu opłaty mocowej z poprzednich okresów rozliczeniowych odpisane w tym okresie rozliczeniowym jako wierzytelności nieściągalne w rozumieniu przepisów art. 16 ust. 2 ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. z 2025 r. poz. 278 i 340);
- 2) gromadzi środki pieniężne z opłaty mocowej.

3. Podmioty, o których mowa w art. 69 ust. 2, przekazują operatorowi środki pieniężne z opłaty mocowej należne za dany okres rozliczeniowy w sposób i w terminach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 76.

4. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną przyłączone jest jednocześnie do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej płatnika opłaty mocowej, środki z tytułu pobranej opłaty mocowej wnosi się do operatora.

5. Odbiorca końcowy, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej, oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, przekazują środki z tytułu opłaty mocowej do płatnika opłaty mocowej, w terminie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 76.

6. Operator i płatnik opłaty mocowej sporządzają i przedstawiają Prezesowi URE pisemne informacje za każdy kwartał pobierania opłaty mocowej, zawierające dane dotyczące:

- 1) (uchylony)
- 2) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorców końcowych lub dostarczonej linią bezpośrednią odbiorcom końcowym, w wybranych godzinach doby, z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców końcowych K1–K4, o których mowa w art. 70a ust. 1,

- 3) wysokości środków z tytułu opłaty mocowej należnych i uiszczonych w danym kwartale przez podmioty zobowiązane do jej wnoszenia
- w terminie miesiąca następującego po upływie kwartału, za który jest sporządzana informacja.

7. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej, oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączeni do sieci dystrybucyjnej przekazują płatnikowi opłaty mocowej informacje o sumie należnych opłat mocowych oraz informacje, o których mowa w ust. 6, w terminach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 76.

8. Operator i płatnik opłaty mocowej przedstawiają Prezesowi URE informacje o ilościach energii elektrycznej, o których mowa w art. 74 ust. 12, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 76.

Art. 76. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej, w tym:

- 1) terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej,
- 2) zakres i termin przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej informacji, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych,
- 3) okresy rozliczeniowe pomiędzy odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami obowiązany do wnoszenia opłaty mocowej,
- 4) sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, z wyłączeniem odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1,
- 5) zakres, sposób i termin przekazywania Prezesowi URE, za pośrednictwem operatora i płatników opłaty mocowej, informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej

– biorąc pod uwagę zapewnienie sprawnego pozyskiwania środków z opłaty mocowej oraz zachęcanie odbiorców końcowych do racjonalnego wykorzystywania mocy elektrycznej w ciągu doby.

Art. 77. 1. Środki zgromadzone z tytułu opłaty mocowej, a także zatrzymane zabezpieczenia finansowe i kary, z wyłączeniem kar, o których mowa w art. 85,

zwroty wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego, o którym mowa w art. 67 ust. 4, środki pozyskane na podstawie art. 67a ust. 8, oraz odsetki od tych środków, stanowią własność operatora.

2. Operator powierza zarządcy rozliczeń środki, o których mowa w ust. 1, zgromadzone za dany okres rozliczeniowy, pomniejszone o należny podatek od towarów i usług, powiększone o kwotę stanowiącą równowartość podatku od towarów i usług wskazanego w pisemnej dyspozycji zapłaty, o której mowa w art. 61 ust. 3, dokonując wpłaty na wyodrębniony rachunek bankowy prowadzony dla zarządcy rozliczeń, zwany dalej „rachunkiem opłaty mocowej”, do końca miesiąca następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego. W przypadku gdy kwota podatku od towarów i usług wskazana na fakturach dostawców mocy jest większa od kwoty podatku od towarów i usług należnego od środków, o których mowa w ust. 1, kwotę tej różnicy operator wpłaca na rachunek opłaty mocowej w terminie 3 miesięcy od zakończenia okresu rozliczeniowego.

3. Zarządca rozliczeń zarządza powierzonymi środkami z opłaty mocowej i innych tytułów przewidzianych ustawą na rachunku opłaty mocowej, na zasadach określonych w art. 54 ust. 1 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, oraz zapewnia płynność finansową rozliczeń umów mocowych, w tym może zaciągać zadłużenie na realizację wypłat wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego. Spłata zadłużenia łącznie z kosztami obsługi tego zadłużenia następuje ze środków zgromadzonych na rachunku opłaty mocowej.

4. Zarządca rozliczeń za zarządzanie środkami z opłaty mocowej pobiera wynagrodzenie równe poniesionym uzasadnionym kosztom wynikającym z tej działalności, składającym się z kosztów prowadzenia rachunku opłaty mocowej, kosztów rozliczeń finansowych na rynku mocy oraz kosztów wynikających z zarządzania płynnością finansową na rynku mocy. Wynagrodzenie to jest finansowane ze środków z opłaty mocowej.

5. Środki zgromadzone na rachunku opłaty przejściowej, o którym mowa w art. 17 ust. 3 ustawy wymienionej w ust. 3, mogą zostać przeznaczone na pokrycie niedoboru środków na rachunku opłaty mocowej, jeżeli nie spowoduje to niewykonania zobowiązań wynikających z ustawy, o której mowa w ust. 3.

Wykorzystane środki z rachunku opłaty przejściowej podlegają zwrotowi w pełnej wysokości na rachunek opłaty przejściowej.

6. Czynności, o których mowa w ust. 3 oraz 5, nie stanowią umowy pożyczki w rozumieniu ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. z 2024 r. poz. 1061 i 1237) oraz ustawy z dnia 9 września 2000 r. o podatku od czynności cywilnoprawnych (Dz. U. z 2024 r. poz. 295) i nie podlegają opodatkowaniu tym podatkiem.

7. Nadwyżkę finansową wynikającą z różnicy ceny zamknięcia aukcji oraz ceny dla jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych w jednej strefie operator wykorzystuje w sposób określony w art. 19 ust. 2 i 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na pokrycie kosztów operatora systemu przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem, z którym została zawarta umowa, o której mowa w art. 6 ust. 4.

8. Przychody z wynagrodzenia, o którym mowa w art. 64 pkt 2, operator wykorzystuje w sposób określony w art. 16 ust. 6 rozporządzenia, o którym mowa w ust. 7.

9. Uzasadnione koszty związane z wykonaniem testowego okresu przywołania na rynku mocy pokrywane przez operatora zgodnie z art. 67 ust. 5, a także odsetki wypłacane dostawcom mocy i uczestnikom aukcji wstępnej, są pokrywane ze środków z opłaty mocowej.

Art. 78. 1. Środki uzyskane z opłaty mocowej, w tym wynagrodzenie zarządcy rozliczeń, o którym mowa w art. 77 ust. 4, oraz odsetki od środków pochodzących z opłaty mocowej, zgromadzonych na rachunku opłaty mocowej, nie stanowią przychodu zarządcy rozliczeń w rozumieniu ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych.

2. Środki przekazane przez zarządcę rozliczeń dostawcy mocy na podstawie ustawy oraz wydatki i koszty zarządcy rozliczeń finansowane ze środków opłaty mocowej nie stanowią u zarządcy rozliczeń kosztów uzyskania przychodu w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1.

3. Operator tworzy rezerwę, w ciężar kosztów, do wysokości środków należnych z opłaty mocowej pomniejszonych o należny podatek od towarów i usług. Utworzenie rezerwy następuje odpowiednio w terminie, w którym opłata mocowa stanie się należna.

4. Rezerwę, o której mowa w ust. 3, zwiększa się także o odsetki ustawowe od środków pochodzących z opłaty mocowej zgromadzonych na wyodrębnionym rachunku, jeżeli odsetki te stanowią u operatora przychód w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1.

5. Zmniejszenie lub rozwiązanie rezerwy, o której mowa w ust. 3, następuje w miesiącu, w którym:

- 1) operator zaliczy do kosztów uzyskania przychodów w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1 wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego lub premię, o której mowa w art. 66 ust. 1, w wysokości tego wynagrodzenia lub premii, pomniejszonych o należny podatek od towarów i usług, albo
- 2) ustaną przyczyny jej utworzenia.

6. Równowartość zmniejszonej lub rozwiązanej rezerwy, o której mowa w ust. 3, stanowi u operatora przychód w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1, w dacie dokonania tej czynności.

Art. 78a. Na potrzeby przygotowania sprawozdania o udzielonej pomocy publicznej innej niż pomoc publiczna w rolnictwie lub rybołówstwie, o którym mowa w art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, przyjmuje się, że dniem udzielenia dostawcom mocy pomocy publicznej jest dzień przekazania pisemnej dyspozycji, o której mowa w art. 61 ust. 3.

Art. 78b. Jeżeli Sąd lub Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej stwierdzi nieważność decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w art. 60 ust. 1 z rynkiem wewnętrznym w przypadku, o którym mowa w art. 24a ust. 9 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, środki pozostałe na rachunku, o którym mowa w art. 24a ust. 5 tej ustawy, przekazywane są na rachunek opłaty mocowej.

DZIAŁ IV

Rozstrzyganie sporów i regulamin rynku mocy

Rozdział 1

Rozstrzyganie sporów

Art. 79. W sprawach spornych dotyczących:

- 1) procesów certyfikacji, w zakresie:
 - a) odmowy wpisu jednostki fizycznej do rejestru przez operatora,
 - b) odmowy wydania certyfikatu przez operatora lub wydania certyfikatu z parametrami odbiegającymi od tych, których dotyczył wniosek o certyfikację,
 - c) nierównego traktowania właścicieli jednostek fizycznych lub podmiotów przez nich upoważnionych, lub dostawców mocy,
 - d) prowadzenia przez operatora procesów certyfikacji niezgodnie z przepisami lub regulaminem rynku mocy, o którym mowa w art. 83,
 - 2) aukcji mocy, w zakresie:
 - a) zachowania uczestników aukcji mocy niezgodnego z przepisami lub regulaminem rynku mocy, o którym mowa w art. 83,
 - b) prowadzenia aukcji mocy przez operatora niezgodnie z przepisami lub regulaminem rynku mocy, o którym mowa w art. 83,
 - c) niedopuszczenia jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy,
 - 3) obrotu obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym, w tym sprzeciwu zgłoszonego przez operatora w odniesieniu do transakcji na rynku wtórnym,
 - 4) danych wpisanych do rejestru lub danych, których wpisu odmówiono,
 - 5) naruszenia przez operatora zasad ogłaszania okresu przywołania na rynku mocy,
 - 6) aukcji wstępnej,
 - 7) odmowy uwzględnienia wniosku, o którym mowa w art. 70b ust. 2
- rozstrzyga na wniosek strony, Prezes URE, w drodze decyzji.

Art. 80. Wniosek do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu składa się po rozpatrzeniu reklamacji w trybie określonym w regulaminie rynku mocy, o ile regulamin przewiduje możliwość jej złożenia w danej sprawie. Złożenie wniosku nie wstrzymuje działań podejmowanych na rynku mocy, których dotyczy spór, a rozstrzygnięcie sporu nie narusza praw ani obowiązków uczestników rynku mocy wynikających z trwających lub zakończonych działań na rynku mocy.

Art. 81. 1. Od decyzji Prezesa URE wydanych na podstawie niniejszej ustawy, stronie służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 14 dni od dnia jej doręczenia.

2. Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 1568 i 1841) o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

Rozdział 2

Regulamin rynku mocy

Art. 82. Operator opracowuje regulamin rynku mocy określający szczegółowe warunki współpracy uczestników rynku mocy.

Art. 83. Regulamin rynku mocy określa warunki współpracy operatora z pozostałymi uczestnikami rynku mocy, w szczególności:

- 1) organizację i przebieg certyfikacji, w tym:
 - a) szczegółowy wykaz i formę przedkładanych operatorowi informacji,
 - b) sposób wymiany informacji między uczestnikami rynku mocy,
 - c) tryb składania i rozpatrywania reklamacji dotyczących rozstrzygnięć operatora,
 - d) zakres danych techniczno-ekonomicznych przekazywanych na potrzeby certyfikacji i sposób obliczania tych danych,
 - e) wzory stosowanych formularzy i dokumentów,
 - f) sposób współpracy operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączone są jednostki fizyczne, z operatorem,
 - g) szczegółowy harmonogram certyfikacji,
 - h) termin usunięcia wad lub braków formalnych wniosku, o którym mowa w art. 13 ust. 1 i art. 22 ust. 1,
 - i) sposób weryfikacji parametrów jednostki fizycznej wytwórczej, jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania lub jednostki rynku mocy,
 - j) wytyczne w zakresie planu działalności przedstawianego przez jednostkę redukcji zapotrzebowania planowaną;
- 2) szczegółowe warunki prowadzenia aukcji mocy, w tym:
 - a) algorytm rozstrzygania aukcji,
 - b) uzyskiwania dostępu i korzystania z dedykowanego systemu teleinformatycznego, w tym wymagania techniczne dla użytkowników tego systemu,

- c) sposób licytowania i przebieg aukcji mocy;
- 3) szczegółowy zakres informacji zawartych w rejestrze;
- 4) warunki korzystania z rejestru przez uczestników rynku mocy, w tym:
 - a) postać danych zapisywanych i przetwarzanych w rejestrze,
 - b) wymagania techniczne dla użytkowników rejestru,
 - c) sposób uzyskiwania dostępu do rejestru, w szczególności określenie zakresu danych dostępnych dla poszczególnych uczestników rynku mocy,
 - d) jego funkcjonalności w zakresie przetwarzania, kopiowania i sporządzania wyciągów z danych,
 - e) procedurę rejestrowania transakcji na rynku wtórnym,
 - f) zapewnienie bezpieczeństwa danych i ochrony informacji;
- 5) procedury związane z dostarczaniem mocy, w tym szczegółowe warunki i sposób:
 - a) rozliczania wykonania obowiązku mocowego, w tym wyznaczania skorygowanego obowiązku mocowego w okresie przywołania na rynku mocy,
 - b) demonstracji,
 - c) wyznaczania wielkości dostarczonej mocy, w tym metody określania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia zużycia energii elektrycznej,
 - d) przeprowadzania testu;
- 6) termin sprawdzenia wykonania obowiązku mocowego w okresie przywołania na rynku mocy;
- 7) sposób sprawdzenia wykonania skorygowanego obowiązku mocowego;
- 8) wzór obliczenia wynagrodzenia, o którym mowa w art. 62;
- 9) sposób wymiany danych pomiarowo-rozliczeniowych między operatorem a operatorem systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację jednostki fizycznej wytwórczej zagranicznej lub jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania zagranicznej, oraz wzór zobowiązania, o którym mowa w art. 19 ust. 4 pkt 4;
- 10) szczegółowe warunki i sposób prowadzenia aukcji wstępnych oraz warunki aukcji;
- 11) warunki i zasady zgłaszania do rejestru jednostek fizycznych zagranicznych;

- 12) tryb składania i rozpatrywania wniosków, o których mowa w art. 47a;
- 13) sposób i tryb składania oraz weryfikacji oświadczeń, o których mowa w art. 67a;
- 14) procedurę aktualizacji harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji;
- 15) sposób i tryb naliczania i wypłaty wynagrodzenia w przypadku naliczania kar zgodnie z art. 47 ust. 2, po przedstawieniu informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2;
- 16) sposób i tryb uwzględniania poleceń operatora, o których mowa w art. 58 ust. 4a.

Art. 84. 1. Operator informuje na swojej stronie internetowej o publicznym dostępie do projektu regulaminu rynku mocy oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu.

2. Operator przedkłada Prezesowi URE, do zatwierdzenia, projekt regulaminu rynku mocy wraz z informacją o zgłoszonych uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej oraz przekazuje je ministrowi właściwemu do spraw energii.

3. Prezes URE, w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw energii, zatwierdza albo odmawia zatwierdzenia regulaminu rynku mocy, w drodze decyzji, w terminie 45 dni. Na postanowienie ministra właściwego do spraw energii zażalenie nie przysługuje.

4. W przypadku odmowy zatwierdzenia regulaminu rynku mocy, Prezes URE, uzasadniając tę odmowę, wskazuje propozycje zmian oraz wyznacza termin przedłożenia nowego projektu regulaminu rynku mocy.

5. Operator publikuje niezwłocznie na swojej stronie internetowej zatwierdzony przez Prezesa URE regulamin rynku mocy.

6. Wniesienie odwołania od decyzji, o której mowa w ust. 3, nie wstrzymuje obowiązku przedłożenia nowego projektu regulaminu rynku mocy do zatwierdzenia.

7. W przypadku zmiany regulaminu rynku mocy przepisy ust. 1–6 stosuje się odpowiednio.

DZIAŁ V

Kary pieniężne

Art. 85. 1. Karze pieniężnej podlega ten, kto:

- 1) (uchylony)

- 2) w certyfikacji przekazuje dane lub informacje nieprawdziwe lub niepełne;
- 3) w certyfikacji lub w aukcji dopuścił się zachowania niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy;
- 4) (uchylony)
- 5) nie przekazuje w terminie dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 5;
- 6) składając oświadczenie, o którym mowa w art. 67a ust. 1, przekazuje dane nieprawdziwe lub niepełne.

2. Karze pieniężnej podlega operator w przypadku:

- 1) nieprzeprowadzenia certyfikacji w terminie, o którym mowa w art. 3 ust. 2–4a;
- 2) prowadzenia certyfikacji niezgodnie z przepisami lub regulaminem rynku mocy;
- 2a) nieogłoszenia dat rozpoczęcia i zakończenia certyfikacji do aukcji dogrywkowej zgodnie z terminem określonym w art. 39a ust. 10;
- 3) niezorganizowania aukcji wstępnej w terminie, o którym mowa w art. 4 ust. 2;
- 4) nieogłoszenia daty aukcji wstępnej, zgodnie z art. 4 ust. 4;
- 4a) nieogłoszenia daty aukcji wstępnej do aukcji dogrywkowej w terminie określonym zgodnie z art. 39a ust. 10;
- 5) nieopublikowania wyników aukcji wstępnych w terminie, o którym mowa w art. 9 ust. 8;
- 6) nieuprawnionego ujawnienia cen, o których mowa w art. 9 ust. 9;
- 7) nieuzasadnionego nierównego traktowania zgłoszonych do certyfikacji jednostek fizycznych lub jednostek rynku mocy;
- 8) nieprzedłożenia w terminie informacji, o których mowa w art. 10, art. 14, art. 27, art. 28 lub art. 28a;
- 9) nieuzasadnionej odmowy wpisania jednostki fizycznej do rejestru;
- 10) nieuzasadnionej odmowy wydania dostawcy mocy certyfikatu, o którym mowa w art. 23;
- 11) nieogłoszenia dat aukcji głównej i dat aukcji dodatkowej w terminie, o którym mowa w art. 29 ust. 2;
- 11a) nieogłoszenia daty aukcji uzupełniającej w terminie, o którym mowa w art. 29 ust. 2a lub art. 3 ust. 3 ustawy z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy;
- 11b) nieogłoszenia daty aukcji dogrywkowej zgodnie z terminem określonym w art. 39a ust. 10;

- 12) niezorganizowania aukcji głównej lub aukcji dodatkowej w terminie określonym w art. 29 ust. 2, z przyczyn leżących po stronie operatora;
- 12a) niezorganizowania aukcji uzupełniającej w terminie określonym zgodnie z art. 29 ust. 2a pkt 1 lub art. 3 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy, z przyczyn leżących po stronie operatora;
- 12b) niezorganizowania aukcji dogrywkowej w terminach określonych zgodnie z art. 39a ust. 9 i 10, z przyczyn leżących po stronie operatora;
- 13) prowadzenia aukcji mocy niezgodnie z przepisami lub z regulaminem rynku mocy;
- 14) nieuzasadnionego niedopuszczenia jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy;
- 15) nieprzekazania w terminie informacji, o której mowa w art. 38 ust. 2;
- 16) naruszenia zasad ogłaszania okresu przywołania na rynku mocy, o których mowa w art. 57 ust. 9.

3. Karze pieniężnej podlega operator systemu dystrybucyjnego w przypadku:

- 1) nieuzasadnionej odmowy współpracy z operatorem lub niedochowania terminów w przypadkach określonych w art. 3 ust. 5;
- 2) nieprzekazania w terminie danych pomiarowych, o których mowa w art. 58 ust. 5, lub informacji, o której mowa w art. 75 ust. 6 lub w art. 89d.

4. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1–3, wymierza Prezes URE.

5. Wysokość kary pieniężnej, o której mowa w ust. 1–3, nie może przekroczyć 5 % przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna wymierzana jest przedsiębiorcy prowadzącemu działalność na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 5 % przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

6. Kara pieniężna stanowi dochód budżetu państwa.

7. Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia rodzaj naruszenia i jego wpływ na rynek mocy, skutki naruszenia oraz możliwości finansowe przedsiębiorcy.

8. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary pieniężnej, jeżeli wpływ naruszenia na rynek mocy i jego skutki są znikome, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek.

9. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1–3, uiszcza się w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja Prezesa URE o wymierzeniu kary pieniężnej stała się prawomocna.

10. Kara pieniężna, o której mowa w ust. 1–3, podlega ściągnięciu w trybie przepisów o postępowaniu egzekucyjnym w administracji.

11. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1–3, uiszcza się na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.

DZIAŁ VI

Przepisy zmieniające

Art. 86–89. (pominięte)

DZIAŁ VIA

Przepisy epizodyczne

Art. 89a. 1. Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. stawki opłaty mocowej ustala się odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych:

- 1) rozliczanych w sposób ryczałtowy – jako stawkę miesięczną, zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej, płatną za punkt poboru energii elektrycznej rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym mierzony lub wyznaczany jest pobór energii elektrycznej, określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub w umowie kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3 tej ustawy;
- 2) innych niż określone w pkt 1 – jako stawkę stosowaną do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby, wyrażoną w złotych za kWh energii elektrycznej.

2. Za odbiorców końcowych rozliczanych w sposób ryczałtowy, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uznaje się odbiorców końcowych:

- 1) pobierających energię elektryczną w punktach poboru energii o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zużywających energię elektryczną na potrzeby:
 - a) gospodarstw domowych,

- b) pomieszczeń gospodarczych związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych, o ile nie jest w nich wykonywana działalność gospodarcza,
 - c) lokali o charakterze zbiorowego mieszkania, o ile nie jest w nich wykonywana działalność gospodarcza,
 - d) mieszkań rotacyjnych, mieszkań pracowników placówek dyplomatycznych i pracowników zagranicznych przedstawicielstw,
 - e) domów letniskowych, domów kempingowych i altan w ogródkach działkowych, w których nie jest wykonywana działalność gospodarcza, oraz w przypadkach wspólnego pomiaru – administracji ogródków działkowych,
 - f) oświetlenia w budynkach mieszkalnych,
 - g) zasilania dźwigów w budynkach mieszkalnych,
 - h) węzłów cieplnych i hydroforni, będących w zarządzie administracji domów mieszkalnych,
 - i) garaży, w których nie jest wykonywana działalność gospodarcza;
- 2) zaliczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne do odrębnej grupy taryfowej utworzonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne dla odbiorców przyłączonych do sieci, niezależnie od poziomu napięcia znamionowego sieci, których instalacje, za zgodą tego przedsiębiorstwa, nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe, celem zasilania, w szczególności silników syren alarmowych, stacji ochrony katodowej gazociągów oraz oświetlania reklam, a także w przypadku krótkotrwałego poboru energii elektrycznej trwającego nie dłużej niż rok;
- 3) innych niż wymienieni w pkt 1 i 2, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i o mocy umownej nie większej niż 16 kW.

3. Na potrzeby przypisania odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, do właściwej wysokości stawki opłaty mocowej, zgodnie z art. 89b ust. 3, kwalifikacja odbywa się na podstawie ilości energii elektrycznej zużytej przez tego odbiorcę końcowego w okresie jednego roku kończącego się z dniem ostatniego dokonanego odczytu. W przypadku odbiorcy końcowego, który zużywał energię elektryczną w okresie krótszym niż jeden rok, odbiorcę końcowego kwalifikuje się do danego przedziału zużycia, przyjmując całkowitą ilość zużytej energii do dnia dokonania ostatniego odczytu.

4. Opłatę mocową należną od przedsiębiorstwa wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej oblicza się jako:

- 1) sumę iloczynów stawki opłaty mocowej dla poszczególnych przedziałów rocznego zużycia energii elektrycznej oraz liczby odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1;
- 2) sumę iloczynów stawki opłaty mocowej dla danej grupy odbiorców końcowych oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby przez odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2.

Art. 89b. 1. Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. Prezes URE oblicza, na podstawie danych z roku poprzedzającego rok ustalania stawek opłaty mocowej, koszt rynku mocy dla grupy odbiorców końcowych, o której mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zgodnie z wzorem:

$$K_{GD} = \frac{Z_{GD}}{Z_K - R} \cdot K_C$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców końcowych, o której mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1,

Z_{GD} – roczne zużycie energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1,

Z_K – roczne zużycie energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych,

R – wolumen energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 2,

K_C – całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw.

2. Wolumen energii elektrycznej wynikający z podziału odbiorców końcowych, o którym mowa w art. 70a ust. 1, w danym roku lub w danym kwartale roku dostaw, o którym mowa w art. 74 ust. 5, oblicza się zgodnie z wzorem:

$$R = (1 - A_{K1}) \cdot Z_{K1} + (1 - A_{K2}) \cdot Z_{K2} + (1 - A_{K3}) \cdot Z_{K3}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

A_{K1} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych $K1$,

Z_{K1} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci i zużyta przez odbiorców końcowych $K1$ w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2,

A_{K2} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K2,

Z_{K2} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci i zużyta przez odbiorców końcowych K2 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2,

A_{K3} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K3,

Z_{K3} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci i zużyta przez odbiorców końcowych K3 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2.

3. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, Prezes URE kalkuluje odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych, zużywających rocznie:

- 1) poniżej 500 kWh energii elektrycznej;
- 2) od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej;
- 3) powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej;
- 4) powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.

4. W celu wyznaczenia odrębnych stawek opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, Prezes URE wyznacza stawkę bazową, zgodnie z wzorem:

$$S = \frac{K_{GD}}{0,25 \cdot a + 0,6 \cdot b + c + 1,4 \cdot d}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S – stawkę bazową,

K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców końcowych, o której mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1,

a – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej,

b – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej,

c – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej,

d – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.

5. Stawki opłaty mocowej dla poszczególnych grup odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3, wynoszą:

- 1) $0,25 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3 pkt 1;
- 2) $0,6 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3 pkt 2;
- 3) $1 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3 pkt 3;
- 4) $1,4 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3 pkt 4.

Art. 89c. Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. koszt rynku mocy, o którym mowa w art. 74 ust. 10, dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2, Prezes URE oblicza zgodnie z wzorem:

$$K_P = K_C - K_{GD}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_P – koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2,

K_C – całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw,

K_{GD} – koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1.

Art. 89d. Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. operator i płatnik opłaty mocowej sporządzają i przedstawiają Prezesowi URE pisemne informacje za każdy kwartał pobierania opłaty mocowej, zawierające dane dotyczące liczby punktów poboru energii elektrycznej, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, wraz z odpowiadającymi im przedziałami rocznego zużycia energii elektrycznej w terminie miesiąca następującego po upływie kwartału, za który jest sporządzana informacja.

Art. 89e. 1. Za okres kwalifikacji, o którym mowa w art. 70a ust. 1 i 2, przyjmuje się w latach:

- 1) 2021–2022 – miesiąc kalendarzowy;
- 2) 2023–2024 – dekadę.

2. Za dekadę, o której mowa w ust. 1 pkt 2, uznaje się 10 kolejnych dni kalendarzowych.

3. W przypadku miesięcy kalendarzowych, które liczą 31 dni, ostatnia dekada w miesiącu wynosi 11 kolejnych dni kalendarzowych.

4. W przypadku miesiąca kalendarzowego, który liczy 28 lub 29 dni, ostatnia dekada w takim miesiącu wynosi odpowiednio 8 lub 9 kolejnych dni kalendarzowych.

Art. 89f. W zakresie nieuregulowanym w niniejszym dziale, dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r., do opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2, stosuje się odpowiednio przepisy działu III rozdziału 3.

DZIAŁ VII

Przepisy przejściowe, dostosowujące i końcowe

Art. 90. 1. Pierwszą aukcję główną przeprowadza się w trzecim roku przed okresem dostaw.

2. Pierwszą aukcję dodatkową przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypada okres dostaw dla pierwszej aukcji głównej.

3. Okresem dostaw dla pierwszej aukcji głównej jest 2021 r.

Art. 91. 1. Drugą aukcję główną przeprowadza się w czwartym roku przed okresem dostaw.

2. Drugą aukcję dodatkową przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypada okres dostaw dla drugiej aukcji głównej.

3. Okresem dostaw dla drugiej aukcji głównej jest 2022 r.

Art. 92. Dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023 moce zlokalizowane w systemach elektroenergetycznych krajów członkowskich Unii Europejskiej bezpośrednio połączonych z systemem uczestniczą w rynku mocy wyłącznie przez udział w aukcjach dodatkowych.

Art. 93. 1. Operator opracuje i przedłoży po raz pierwszy Prezesowi URE, do zatwierdzenia, projekt regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 83, do dnia 28 lutego 2018 r.

2. Prezes URE wydaje decyzję w sprawie zatwierdzenia regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 83, do dnia 30 marca 2018 r.

Art. 94. 1. Pierwszą certyfikację ogólną rozpoczyna się dnia 3 kwietnia 2018 r. i kończy dnia 29 maja 2018 r. Wpisy do rejestru uzyskane w pierwszej certyfikacji ogólnej uprawniają do udziału w certyfikacji, o której mowa w ust. 2.

2. Certyfikacje do aukcji głównych na okres dostaw przypadających na lata 2021–2023 przeprowadza się łącznie.

3. Propozycje parametrów dla trzech aukcji głównych przeprowadzonych w 2018 r. operator przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, do dnia 20 czerwca 2018 r.

4. Parametry aukcji głównej oraz zapotrzebowanie na moc mogą zostać określone łącznie na poszczególne okresy dostaw, o których mowa w ust. 2, w przepisach wydanych na podstawie art. 34 ust. 1.

5. Prognozowane zapotrzebowanie na moc dla okresu dostaw przypadającego na lata 2022 i 2023 zostanie określone z uwzględnieniem wyników odpowiednio pierwszej i drugiej aukcji głównej.

6. Dla aukcji głównych na okresy dostaw określone w ust. 2 korekcyjny współczynnik dyspozycyjności dla jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania wynosi 1.

7. Przepisy wykonawcze, w przypadku, o którym mowa w ust. 4, minister właściwy do spraw energii określi do dnia 22 sierpnia 2018 r.

8. Certyfikację do aukcji głównej dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023 rozpoczyna się w dniu 5 września 2018 r. i kończy w dniu 31 października 2018 r.

9. Aukcje główne na okres dostaw dla:

- 1) 2021 r. – przeprowadza się w dniu 15 listopada 2018 r.;
- 2) 2022 r. – przeprowadza się w dniu 5 grudnia 2018 r.;
- 3) 2023 r. – przeprowadza się w dniu 21 grudnia 2018 r.

Art. 95. Jednostka rynku mocy wytwórcza składająca się z jednostki fizycznej wytwórczej istniejącej, która rozpoczęła wytwarzanie energii elektrycznej po dniu 1 lipca 2017 r., dla której wykazane zostanie spełnienie parametrów, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4, w pierwszej aukcji głównej jest uprawniona do posiadania statusu cenotwórcy oraz do zawarcia umowy mocowej na okres nie dłuższy niż odpowiednio 5 lub 15 okresów dostaw albo na okres dostaw dłuższy o dwa lata niż

maksymalny określony odpowiednio w art. 25 ust. 4 pkt 1 lub 2, jeżeli jednostka ta spełni warunki, o których mowa w art. 25 ust. 5.

Art. 96. 1. Na potrzeby certyfikacji do pierwszej aukcji głównej, okres ponoszenia nakładów inwestycyjnych, o których mowa w art. 32 ust. 2, obejmuje okres od dnia 1 stycznia 2014 r.

2. Na potrzeby certyfikacji do drugiej aukcji głównej, okres ponoszenia nakładów inwestycyjnych, o których mowa w art. 32 ust. 2, obejmuje okres od dnia 1 stycznia 2017 r.

Art. 97. 1. Operator tworzy rejestr:

- 1) w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie certyfikacji ogólnej – do dnia 28 lutego 2018 r.;
- 2) w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie certyfikacji do aukcji mocy – do dnia 31 lipca 2018 r.;
- 3) w zakresie funkcjonalności pozwalających na organizację rynku wtórnego – do dnia 31 grudnia 2019 r.;
- 4) w pozostałym zakresie – do dnia 30 czerwca 2020 r.

2. Operator tworzy dedykowany system teleinformatyczny, o którym mowa w art. 4 ust. 3 w zakresie:

- 1) funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie aukcji głównych – do dnia 31 października 2018 r.;
- 2) pozostałych funkcjonalności – do dnia 31 grudnia 2019 r.

3. Operator informuje Prezesa URE oraz ministra właściwego do spraw energii o utworzeniu rejestru oraz dedykowanego systemu teleinformatycznego, o którym mowa w art. 4 ust. 3, niezwłocznie odpowiednio po upływie terminów, o których mowa w ust. 1 i 2.

Art. 98. Prezes URE ogłasza wykaz, o którym mowa w art. 16 ust. 3, nie później niż 2 tygodnie przed rozpoczęciem pierwszej certyfikacji ogólnej.

Art. 99. 1. Opłatę mocową pobiera się od dnia 1 stycznia 2021 r.

2. (uchylony)

Art. 100. Obowiązek, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 86⁷⁾, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, za rok 2018 przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej realizuje w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej od dnia 1 stycznia 2018 r.

Art. 101. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 53 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 89⁸⁾ zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 53 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 89⁸⁾, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż 24 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i mogą być zmieniane w tym okresie.

Art. 102. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 34 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 86⁷⁾ zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 86⁷⁾, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez okres 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 103. 1. Rada Ministrów, nie później niż w 2024 r., na podstawie analiz bilansowych krajowego systemu elektroenergetycznego i oceny stopnia rozwoju rynku energii, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłoży Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej informację o skutkach jej obowiązywania wraz z propozycjami zmian rynku mocy albo zniesienia rynku mocy.

2. W przypadku zniesienia rynku mocy lub zaprzestania organizowania aukcji mocy w przypadku, o którym mowa w ust. 1, zawarte umowy mocowe zachowują moc i podlegają wykonaniu.

Art. 104. Do dnia wydania decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w:

- 1) art. 60 ust. 1 z rynkiem wewnętrznym albo decyzji stwierdzającej, że środek ten nie stanowi pomocy publicznej, umowa mocowa nie podlega wykonaniu.
- 2) (uchylony)

Art. 105. 1. Limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE wynikających z ustawy wynosi w roku:

⁷⁾ Artykuł 86 zawiera zmiany do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

⁸⁾ Artykuł 89 zawiera zmiany do ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

- 1) 2018 r. – 391 926 zł;
- 2) 2019 r. – 351 926 zł;
- 3) 2020 r. – 351 926 zł;
- 4) 2021 r. – 351 926 zł;
- 5) 2022 r. – 351 926 zł;
- 6) 2023 r. – 351 926 zł;
- 7) 2024 r. – 351 926 zł;
- 8) 2025 r. – 351 926 zł;
- 9) 2026 r. – 351 926 zł;
- 10) 2027 r. – 351 926 zł.

2. Prezes URE monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65 % limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków obniża wielkość środków przeznaczonych na wydatki w drugim półroczu o kwotę stanowiącą różnicę między wielkością tego limitu a kwotą przekroczenia wydatków.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 106. 1. Limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw energii wynikających z ustawy wynosi w:

- 1) 2018 r. – 427 427 zł;
- 2) 2019 r. – 387 427 zł;
- 3) 2020 r. – 387 427 zł;
- 4) 2021 r. – 387 427 zł;
- 5) 2022 r. – 387 427 zł;
- 6) 2023 r. – 387 427 zł;
- 7) 2024 r. – 387 427 zł;
- 8) 2025 r. – 387 427 zł;
- 9) 2026 r. – 387 427 zł;
- 10) 2027 r. – 387 427 zł.

2. Minister właściwy do spraw energii monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65 % limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków obniża wielkość środków przeznaczonych na wydatki w drugim półroczu o kwotę stanowiącą różnicę między wielkością tego limitu a kwotą przekroczenia wydatków.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 107. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia⁹⁾.

⁹⁾ Ustawa została ogłoszona w dniu 3 stycznia 2018 r.