

Warszawa, dnia 17 lutego 2020 r.

Poz. 247

OBWIESZCZENIE
MARSZAŁKA SEJMU RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

z dnia 13 grudnia 2019 r.

w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o rynku mocy

1. Na podstawie art. 16 ust. 1 zdanie pierwsze ustawy z dnia 20 lipca 2000 r. o ogłaszaniu aktów normatywnych i niektórych innych aktów prawnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1461) ogłasza się w załączniku do niniejszego obwieszczenia jednolity tekst ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9), z uwzględnieniem zmian wprowadzonych ustawą z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2019 r. poz. 42) oraz zmian wynikających z przepisów ogłoszonych przed dniem 12 grudnia 2019 r.

2. Podany w załączniku do niniejszego obwieszczenia tekst jednolity ustawy nie obejmuje:

1) art. 86–89 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9), które stanowią:

„Art. 86. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, 791, 1089, 1387 i 1566) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 11d w ust. 1 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) ogłasza okres zagrożenia, o którym mowa w art. 2 ust. 1 pkt 26 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9).”;

2) w art. 15b w ust. 4 w pkt 7 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 8 w brzmieniu:

„8) ocenę funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.”;

3) art. 34 otrzymuje brzmienie:

„Art. 34. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu została udzielona koncesja, wnosi coroczną opłatę do budżetu państwa, obciążającą koszty jego działalności, zwaną dalej „opłatą koncesyjną”.

2. Wysokość opłaty koncesyjnej stanowi iloczyn przychodów przedsiębiorstwa energetycznego, uzyskanych ze sprzedaży towarów lub usług w zakresie jego działalności objętej koncesją, osiągniętych w roku powstania obowiązku wniesienia opłaty oraz odpowiedniego ze współczynników, określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6.

3. Opłata koncesyjna dla każdego rodzaju działalności objętej koncesją nie może być mniejsza niż 1000 zł i większa niż 2 500 000 zł.

4. Obowiązek wniesienia opłaty koncesyjnej powstaje na ostatni dzień roku kalendarzowego, w którym przedsiębiorstwo energetyczne osiągnęło z każdego rodzaju działalności objętej koncesją przychód większy lub równy zero. Do opłaty koncesyjnej stosuje się formularz w sprawie opłaty koncesyjnej, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie ust. 6.

5. Prezes URE może żądać od przedsiębiorstwa energetycznego, któremu została udzielona koncesja, informacji w sprawie opłaty koncesyjnej w zakresie dotyczącym podstaw oraz prawidłowości jej obliczenia.

6. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) szczegółowy zakres informacji w sprawie opłaty koncesyjnej, której może żądać Prezes URE, oraz sposób jej przekazania,
- 2) sposób pobierania przez Prezesa URE opłaty koncesyjnej, w tym termin jej zapłaty,
- 3) współczynniki opłaty koncesyjnej dla poszczególnych rodzajów działalności koncesjonowanej,
- 4) wzór formularza w sprawie opłaty koncesyjnej

– z uwzględnieniem wysokości przychodów przedsiębiorstw energetycznych osiąganych z działalności objętej koncesją, a także kosztów regulacji oraz mając na względzie sprawność i rzetelność procesu obliczania i pobierania opłaty koncesyjnej.

7. Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy instalacji odnawialnego źródła energii nieprzekraczającej 5 MW jest zwolnione z opłaty koncesyjnej w zakresie wytwarzania energii w tej instalacji.”;

- 4) w art. 45 po ust. 1e dodaje się ust. 1f w brzmieniu:

„1f. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się uzasadnione koszty wykonywania zadań określonych w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy oraz koszty wprowadzenia i pobierania opłaty mocowej, o której mowa w tej ustawie.”;

- 5) w art. 49a ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 30% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, z zastrzeżeniem ust. 2.”;

- 6) w art. 56:

- a) w ust. 1 w pkt 49 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 50 w brzmieniu:

„50) nie wykonuje lub nienależy wykonywać obowiązku, o którym mowa w art. 34 ust. 5.”,

- b) w ust. 2h w pkt 9 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 10 w brzmieniu:

„10) pkt 50 wynosi od 500 zł do 5000 zł.”,

- c) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Kara pieniężna jest płatna na konto właściwego urzędu skarbowego, z wyjątkiem ust. 4a.”,

- d) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu:

„4a. Kara pieniężna, o której mowa w ust. 2h pkt 10, jest płatna na konto Urzędu Regulacji Energetyki.”.

Art. 87. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r. poz. 519, z późn. zm.^{a)}) po art. 369 dodaje się art. 369a w brzmieniu:

„Art. 369a. 1. Przepisów art. 367 ust. 1 pkt 1, w zakresie wprowadzania przez podmiot korzystający ze środowiska substancji lub energii z naruszeniem warunków wymaganego pozwolenia, lub art. 368 nie stosuje się do jednostek rynku mocy, o których mowa w art. 2 ust. 1 pkt 12 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9), pracujących w okresach zagrożenia, o których mowa w art. 2 ust. 1 pkt 26 tej ustawy.

2. Przepisu ust. 1 w zakresie art. 367 ust. 1 pkt 1 nie stosuje się, w przypadku gdy w ocenie wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska wprowadzanie przez podmiot korzystający ze środowiska substancji lub energii do środowiska z naruszeniem warunków wymaganego pozwolenia może spowodować zagrożenie dla zdrowia ludzi lub grozi znaczącym bezpośrednim negatywnym skutkiem dla środowiska.”.

^{a)} Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2017 r. poz. 785, 898, 1089, 1529, 1566, 1888, 1999, 2056, 2180 i 2290.

Art. 88. W ustawie 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 2017 r. poz. 569) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 54:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Środki zgromadzone przez Zarządcę Rozliczeń S.A. w ramach działalności, o której mowa w art. 49, mogą być lokowane w:

- 1) skarbowych papierach wartościowych,
 - 2) obligacjach gwarantowanych lub poręczanych przez Skarb Państwa,
 - 3) depozytach bankowych i bankowych papierach wartościowych w walucie polskiej
- z uwzględnieniem ust. 3.”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. W przypadku przewidywanego terminu wymagalności lokat, o którym mowa w ust. 2, dłuższego niż 6 miesięcy, Zarządca Rozliczeń S.A., za zgodą walnego zgromadzenia, lokuje środki finansowe w certyfikatach inwestycyjnych funduszu inwestycyjnego, zarządzanego przez towarzystwo funduszy inwestycyjnych, w którym podmiotem dominującym, w rozumieniu ustawy z dnia 27 maja 2004 r. o funduszach inwestycyjnych i zarządzaniu alternatywnymi funduszami inwestycyjnymi (Dz. U. z 2016 r. poz. 1896, z późn. zm.^{b)}), jest Skarb Państwa lub państwowa osoba prawna.”;

2) w art. 56 w ust. 2 w pkt 3 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

„4) wyznaczeniu innego podmiotu dokonującego rozliczeń finansowych rynku mocy na mocy ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9).”.

Art. 89. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r. poz. 1148, 1213 i 1593) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 82 w ust. 1 we wprowadzeniu do wyciszenia:

- a) wyrazy „art. 72 pkt 1” zastępuje się wyrazami „art. 72 ust. 1 pkt 1”;
- b) wyrazy „art. 72 pkt 2” zastępuje się wyrazami „art. 72 ust. 1 pkt 2”;

2) w art. 105:

- a) uchyla się ust. 1,
- b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Termin wymagalności lokat środków zgromadzonych na rachunku opłaty OZE, operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, dostosowuje do terminu wypłat kwot na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3.”;

3) w art. 169 w ust. 1 w pkt 1 wyrazy „pkt 1–19” zastępuje się wyrazami „pkt 1–18”;

4) w art. 170 w ust. 4 w pkt 2 wyrazy „pkt 12, 18 i 19” zastępuje się wyrazami „pkt 12 i 18”;

5) w art. 172 wyrazy „art. 168 pkt 1–19” zastępuje się wyrazami „art. 168 pkt 1–18”.”;

2) art. 111 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2019 r. poz. 42), który stanowi:

„Art. 111. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.”.

Marszałek Sejmu: *E. Witek*

^{b)} Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2016 r. poz. 1948 i 2260 oraz z 2017 r. poz. 724, 768, 791, 1089 i 2491.

Załącznik do obwieszczenia Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej
Polskiej z dnia 13 grudnia 2019 r. (poz. 247)

USTAWA

z dnia 8 grudnia 2017 r.

o rynku mocy

DZIAŁ I

Przepisy ogólne

Rozdział 1

Przedmiot ustawy

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

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;
- 2) aukcja główna – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest rok kalendarzowy;
- 3) aukcja mocy – aukcję, w której dostawca mocy oferuje operatorowi obowiązek mocowy na okres dostaw;
- 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 2019 r. poz. 755, z późn. zm.¹⁾), 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;

¹⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2019 r. poz. 730, 1435, 1495, 1517, 1520, 1524, 1556 i 2166.

- 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;
- 18) magazyn energii elektrycznej – magazyn energii, o którym mowa w art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm.²⁾), posiadający zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu;
- 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 mocowy – 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 zagrożenia;
- 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, dla którego jest przeprowadzana aukcja mocy;
- 26) okres zagrożenia – 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 połączonego 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;

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2018 r. poz. 2245 oraz z 2019 r. poz. 42, 60, 730, 1495, 1524 i 2020.

- 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.

2. Certyfikację ogólną rozpoczyna się w 1. tygodniu każdego roku, a kończy nie później niż w 10. 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.

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.

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. 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. Aukcje wstępne przeprowadza się po wejściu w życie rozporządzenia, o którym mowa w art. 34 ust. 1, nie później jednak niż 2 tygodnie przed certyfikacją do aukcji głównej.

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

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

5. Oferty i oświadczenia składane podczas aukcji wstępnej, aukcji głównej oraz aukcji dodatkowych 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 zagrożenia 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) część systemu przesyłowego Republiki Federalnej Niemiec stanowiącą bezpośrednio połączony z systemem obszar grafików w rozumieniu art. 3 pkt 91 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1),
 - 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 przez ENTSO energii elektrycznej, o którym mowa w art. 4 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15, z późn. zm.³⁾).

³⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 115 z 25.04.2013, str. 39 oraz w Dz. Urz. UE L 163 z 15.06.2013, str. 1.

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 na aukcji wstępnej, o którym mowa w art. 9 ust. 4 – w przypadku rozwiązania określonego w art. 6 ust. 1 pkt 2.

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 MW;
- 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 począwszy 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.

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, 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, 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 rynku mocy. Wpis do rejestru rynku mocy uprawnia uczestnika aukcji wstępnej do złożenia wniosku o wydanie certyfikatu dopuszczającego do udziału w najbliższej aukcji głównej, aukcjach dodatkowych 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 nie publikuje wyników aukcji wstępnej do czasu 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 umowy, o której mowa w art. 6 ust. 3 albo 4, przekazuje Prezesowi URE informację o jej zawarciu.

Rozdział 3

Certyfikacja ogólna

Art. 11. Właściciel jednostki fizycznej wytwórczej istniejącej, której moc osiągalna brutto jest nie mniejsza niż 2 MW, jest obowiązany zgłosić jednostkę fizyczną wytwórczą do każdej certyfikacji ogólnej.

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) w przypadku jednostki fizycznej wytwórczej – plan pracy na okres kolejnych 5 lat kalendarzowych, licząc od roku następującego po roku certyfikacji ogólnej, w tym czas planowanej niedyspozycyjności jednostki w tym okresie;
- 6) zgłoszenie danej jednostki fizycznej do udziału w najbliższej aukcji głównej lub w jednej lub w większej liczbie aukcji dodatkowych wraz ze wskazaniem kwartałów albo oświadczenie o nieuczestniczeniu w najbliższej aukcji głównej lub w aukcjach dodatkowych;
- 7) w przypadku jednostki fizycznej wytwórczej planowanej – wskazanie roku dostaw, którego będzie dotyczyć aukcja główna, do udziału, w której zostanie zgłoszona ta jednostka;
- 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 przekazanych w poprzedniej certyfikacji ogólnej.

4. W przypadku gdy dane zawarte we wniosku o rejestrację jednostki fizycznej wytwórczej planowanej uległy zmianie, wnioskodawca jest obowiązany zgłosić w najbliższej certyfikacji ogólnej uzupełnienie lub zmianę przekazanych uprzednio informacji.

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

- 1) informacje, o których mowa w ust. 2 pkt 6 i 8;
- 2) dane 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;
- 4) plan działalności, wykonany zgodnie z wytycznymi zawartymi w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83.

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

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, jednostki fizyczne wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej oraz jednostki fizyczne zagraniczne;
- 2) sumę mocy osiągalnej netto jednostek fizycznych, w stosunku do których zadeklarowano udział w aukcji głównej, w podziale na jednostki fizyczne wytwórcze planowane i istniejące, jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania, jednostki fizyczne wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej oraz jednostki fizyczne zagraniczne;
- 3) wykaz podmiotów wezwanych do uzupełnienia wniosku, zgodnie z art. 13 ust. 1;
- 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 i aukcji dodatkowych

Art. 15. 1. W certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych 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 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

– 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.

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 dotyczących tego samego roku.

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, jak i aukcji dodatkowej na ten sam rok dostaw, z zastrzeżeniem, że suma oferowanych obowiązków mocowych przez tę jednostkę nie może być wyższa niż iloczyn mocy osiągalnej netto i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności dla tej jednostki.

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;
- 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;
- 4) zagraniczna, w odniesieniu do której dostawca mocy będzie w roku dostaw świadczyć na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego w państwie członkowskim Unii Europejskiej usługę o charakterze zbliżonym do obowiązku mocowego na rynku mocy;
- 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 między-systemowego 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 wyznaczonego 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 oraz awaryjności i ubytków mocy osiągalnej netto.

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) 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) szybkość zmian wielkości wytwarzania energii elektrycznej przez jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy,
 - b) charakterystykę sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto, a w przypadku jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 3 pkt 35 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, także charakterystykę sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto i ciepła oraz sprawności ogólnej netto rozumianej jako stosunek wytwarzania netto energii elektrycznej i ciepła do zużycia energii chemicznej paliwa w jednostce kogeneracji,
 - c) minimum techniczne wytwarzania energii elektrycznej, przy którym jednostka fizyczna wytwórcza może pracować przez nieprzerwany okres nie krótszy niż 4 godziny, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, wyrażone w stosunku do mocy osiągalnej netto,
 - d) jednostkowe wskaźniki emisji: dwutlenku węgla, siarki, tlenków azotu oraz pyłów,
 - e) dane, za rok kalendarzowy poprzedzający rok, w którym odbywa się certyfikacja do aukcji mocy, dotyczące kosztów operacyjnych stałych i zmiennych oraz kosztów kapitałowych jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy obejmujące:
 - jednostkowe koszty zmienne, inne niż koszty paliwa podstawowego i uprawnień do emisji,
 - koszty stałe operacyjne,
 - koszty stałe kapitałowe,
 - nakłady inwestycyjne związane z działaniami na aktywach składających się na tę jednostkę;

- 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.

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),
 - 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 2018 r. poz. 2081, z późn. zm.⁵⁾), jeżeli jest wymagana i została wydana;
- 4) informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania;
- 5) harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji;
- 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,
 - 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;

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

⁵⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2019 r. poz. 630, 1501, 1589, 1712, 1815, 1924 i 2170.

- 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 jedno źródło wytwórcze – parametry techniczne wszystkich źródeł 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 dyrektywami, o których mowa w art. 19 ust. 2 pkt 2 lit. b.

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 lub do aukcji dodatkowych 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 lub do aukcji dodatkowych.

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 jednej, lub większej liczbie aukcji dodatkowych następujących bezpośrednio po tej certyfikacji, o ile w certyfikacji ogólnej zgłoszono do udziału w aukcji wszystkie jednostki fizyczne wchodzące w skład tej jednostki rynku mocy;
- 2) rynku wtórnym w odniesieniu do okresu dostaw, którego dotyczyła dana certyfikacja.

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, 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, 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.

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 megawatogodzinę wytwarzanej energii 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.

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 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) wykaz jednostek fizycznych, które pomimo zgłoszenia udziału w aukcji głównej podczas certyfikacji ogólnej, nie przystąpiły do certyfikacji do aukcji głównej;
- 3) sumaryczną wielkość obowiązków mocowych, które będą oferowali dostawcy mocy w aukcji głównej, w podziale na cenotwórców i cenobiorców;
- 4) wykaz jednostek rynku mocy, w których skład wchodzi jednostki fizyczne z istniejącymi lub planowanymi ograniczeniami czasu eksploatacji wynikającymi z odrębnych przepisów oraz rodzajem tych ograniczeń;
- 5) wykaz podmiotów wezwanych do uzupełnienia wniosku zgodnie z art. 22 ust. 1;
- 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) wykaz podmiotów wezwanych do uzupełnienia wniosku zgodnie z art. 22 ust. 1;
- 4) 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.

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.

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.

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 mocy 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 mocy 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 mocy, 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, wyznaczone 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.

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. 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, nie później niż 18 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.

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 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, w terminie 21 dni od dnia zakończenia aukcji mocy może, w drodze decyzji, unieważnić aukcję mocy.

3. Prezes URE ogłasza ostateczne wyniki aukcji mocy w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej, 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. 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.

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 zgodnie z wynikiem aukcji 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 jednostki rynku mocy lub jej modernizacji, jeżeli umowa dotyczy nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy,
 - 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.

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. 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 nowej jednostki rynku mocy wytwórczej albo 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, 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 15% wartości niewykonanego obowiązku mocowego, obliczonej na podstawie najwyższej ceny zamknięcia aukcji mocy dotyczącej danego roku dostaw.

Rozdział 7

Rynek wtórny

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

- 1) aukcji dodatkowych – przenieść na jednostkę rynku mocy innego dostawcy 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 (obrot wtórny obowiązkiem mocowym);
- 2) okresu zagrożenia – rozliczać w całości lub w części niewykonanie obowiązku mocowego dostarczeniem mocy przez inną jednostkę rynku mocy ponad wielkość wymaganą w tym okresie zagrożenia 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 tym samym systemie przesyłowym, z tym że zastrzega się, 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 uiszczył 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 zagrożenia 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;
- 3) muszą zostać zgłoszone do rejestru w przypadku transakcji, o których mowa w:
 - a) ust. 1 pkt 1 – najpóźniej na dobę przed rozpoczęciem okresu, którego dotyczą,
 - b) ust. 1 pkt 2 – najpóźniej w 5. dniu po zakończeniu danego okresu zagrożenia;
- 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.

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 opublikowaniu wyników aukcji wstępnej operator bezzwłocznie zwraca uczestnikowi aukcji wstępnej zabezpieczenia finansowe:

- 1) wniesione w odniesieniu do ofert, które nie zostały przyjęte;
- 2) w zakresie różnicy 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 ilości jednostek fizycznych zagranicznych operator niezwłocznie zwalnia zabezpieczenie finansowe wniesione przed aukcją wstępną w wysokości równej iloczynowi stawki zabezpieczenia oraz wielkości obowiązków mocowych, które dostawca mocy zamierza oferować 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 12 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy, przedstawia operatorowi dokumenty potwierdzające:

- 1) poniesienie nakładów finansowych w wysokości co najmniej 10% całkowitych planowanych nakładów finansowych;
- 2) zawarcie umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20% całkowitych planowanych nakładów finansowych.

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 mniejszej niż 95% iloczynu mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, określonych w certyfikacie, przez ciągłą pracę przez okres co najmniej godziny;
- 2) zrealizowanie zakresu rzeczowego inwestycji oraz planowanych nakładów finansowych na tę jednostkę rynku mocy;
- 3) niezależną ekspertyzę potwierdzającą:
 - a) poniesienie nakładów finansowych, o których mowa odpowiednio w art. 19 ust. 2 pkt 1, ust. 3 pkt 1 lub art. 20 ust. 4 pkt 1, 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,
 - 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 udzielonej pomocy publicznej, o której mowa w art. 62 ust. 1.

Art. 53. 1. Nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem okresu dostaw określonego w umowie mocowej dotyczącej niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania 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 po przeprowadzeniu testu, otrzymuje potwierdzenie, o którym mowa w ust. 4 pkt 1, mimo negatywnego jego wyniku, jeżeli dostarczył moc w wysokości nie mniejszej niż 50% iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wskazanych w certyfikacie. Potwierdzenie określa moc osiągalną odpowiadającą rzeczywiście wykonanemu obowiązkowi mocowemu podczas testu. W takim przypadku obowiązek mocowy tej jednostki i wynagrodzenie określone w umowie mocowej oraz moc osiągalną określoną w certyfikacie, obniża się odpowiednio.

Art. 54. Dostawca mocy otrzymuje zwrot zabezpieczenia finansowego z chwilą:

- 1) przedstawienia dokumentów, o których mowa w art. 52 ust. 2;
- 2) otrzymania potwierdzenia, o którym mowa w art. 53 ust. 4 pkt 1, albo w przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw – otrzymania tego potwierdzenia i przedstawienia dokumentów, o których mowa w art. 52 ust. 2;
- 3) otrzymania potwierdzenia, o którym mowa w art. 53 ust. 5, albo w przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw – otrzymania tego potwierdzenia i przedstawienia dokumentów, o których mowa w art. 52 ust. 2, z zastrzeżeniem, że w obu tych przypadkach operator zwraca zabezpieczenie finansowe pomniejszone proporcjonalnie o wartość wynikającą z wyniku testu zdolności redukcji zapotrzebowania;
- 4) stwierdzenia wygaśnięcia certyfikatu, na wniosek dostawcy mocy, zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 3;
- 5) wygaśnięcia 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 zagrożenia;
- 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 dotyczący certyfikacji ogólnej odnoszący się do:

- 1) jednostki fizycznej wytwórczej planowanej – zachowuje ważność do zakończenia certyfikacji do aukcji głównej wskazanej zgodnie z art. 12 ust. 2 pkt 7;
- 2) jednostki fizycznej innej niż określona w pkt 1 – 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)⁶⁾.

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

⁶⁾ 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 decyzją 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.

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 zagrożenia i trwa do jego zakończenia.

3. Dostawca mocy wykonuje obowiązek mocowy w zakresie dostarczenia mocy w okresie zagrożenia 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 zagrożenia 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 mocowy uznaje się za wykonany w okresie zagrożenia 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 zagrożenia 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 udostępniłi 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 udostępniłi zdolności przesyłowych w wielkości równej lub wyższej od wielkości skorygowanych obowiązków mocowych jednostek rynku mocy odpowiadających poszczególnym połączeniom międzysystemowym.

7. Skorygowany obowiązek mocowy uznaje się za wykonany w okresie zagrożenia 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 zagrożenia 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 zagrożenia, publikując ostrzeżenia na swojej stronie internetowej i dokonując wpisu w rejestrze. Ostrzeżenie publikuje się nie później niż osiem godzin przed rozpoczęciem okresu zagrożenia.

10. Operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia 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 mocy 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 zagrożenia,
 - 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 zagrożenia, 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 mocy 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 zagrożenia 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).

5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje operatorowi dane pomiarowe dotyczące jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy na potrzeby weryfikacji wykonania obowiązku mocowego 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 wykonaniu, przez dostawcę mocy, obowiązku mocowego w danym miesiącu, 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.

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 miesiąca, zgodnie z informacją, o której mowa w art. 58 ust. 6, i odpowiadającej danemu obowiązkowi mocowemu cenie obowiązku mocowego, z uwzględnieniem art. 62.

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

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.

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 2019 r. poz. 1874).

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 przeznaczony 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.

Art. 63. 1. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy wytwórczej, w skład której wchodzi jednostka fizyczna 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 otrzymaniem świadectw pochodzenia w rozumieniu tej ustawy.

1a.⁷⁾ 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 2019 r. poz. 42 i 412), koryguje się w związku z otrzymaniem:

- 1) premii gwarantowanej albo
- 2) premii gwarantowanej indywidualnej, albo
- 3) premii kogeneracyjnej, albo
- 4) premii kogeneracyjnej indywidualnej

– w rozumieniu tej ustawy.

⁷⁾ Dodany przez art. 98 pkt 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2019 r. poz. 42), która weszła w życie z dniem 25 stycznia 2019 r.

2.⁸⁾ 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
- 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.⁹⁾ Korekta, o której mowa w ust. 1 i 1a, nie może być wyższa niż wynagrodzenie wynikające z wielkości obowiązku mocowego i ceny obowiązku mocowego.

3.¹⁰⁾ 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,
- 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;
- 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 2018 r. poz. 2174, z późn. zm.¹¹⁾).

Art. 66. 1. Dostawca mocy, który w danym okresie zagrożenia 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 zagrożenia 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 zagrożenia.

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 fakturę z tytułu premii w danym roku, 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.

⁸⁾ W brzmieniu ustalonym przez art. 98 pkt 2 ustawy, o której mowa w odnośniku 7.

⁹⁾ Dodany przez art. 98 pkt 3 ustawy, o której mowa w odnośniku 7.

¹⁰⁾ W brzmieniu ustalonym przez art. 98 pkt 4 ustawy, o której mowa w odnośniku 7.

¹¹⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2018 r. poz. 2193, 2215, 2244, 2354, 2392 i 2433 oraz z 2019 r. poz. 675, 1018, 1495, 1520, 1751, 1818, 2166 i 2200.

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 dostarczyła 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 zagrożenia dla wybranych jednostek rynku mocy objętych obowiązkiem mocowym. W przypadku pozytywnego wyniku testowego okresu zagrożenia, operator pokrywa na wniosek dostawcy mocy uzasadnione koszty związane z jego wykonaniem dla jednostki rynku mocy, przy czym wysokość rekompensaty nie może być wyższa niż równowartość tygodniowego wynagrodzenia dostawcy mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy.

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

- 1) pozytywny, jeżeli dostarczona moc przez jednostkę rynku mocy jest nie mniejsza od pełnej wielkości obowiązku mocowego w testowym okresie zagrożenia albo
- 2) negatywny, w przypadku innym niż określony w pkt 1.

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

8. W przypadku negatywnego wyniku testowego okresu zagrożenia, 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 zagrożenia 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 zagrożenia.

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

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 zagrożenia oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia mimo obniżenia się nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania dobowego pracy systemu poniżej wartości wymaganej;
- 3) dni i godziny, w których może wystąpić okres zagrożenia;

- 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.

Rozdział 3

Oplata mocowa

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

2. Operator pobiera opłatę mocową od:

- 1) odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej;
- 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.

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

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

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

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

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 mocowej.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania 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, 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.

Art. 70. 1. Stawki opłaty mocowej ustala się odrębnie, w odniesieniu do odbiorców końcowych:

- 1) pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym – jako stawkę miesięczną, zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej, płatną za punkt poboru energii elektrycznej rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym mierzony jest pobór energii elektrycznej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, lub w umowie kompleksowej;
- 2) innych niż określonych 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. Opłatę mocową należną od odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, oblicza się jako iloczyn stawki opłaty mocowej dla danej grupy odbiorców oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby.

3. Podstawą do obliczenia opłaty mocowej pobieranej od odbiorcy przemysłowego, który złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 71 ust. 2, i dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wyniosła:

- 1) nie mniej niż 3% i nie więcej niż 20% – jest 80%,
- 2) więcej niż 20% i nie więcej niż 40% – jest 60%,
- 3) więcej niż 40% – jest 15%

– ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez tego odbiorcę w wybranych godzinach doby.

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 oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby przez odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2.

Art. 71. 1. Przez odbiorcę przemysłowego rozumie się odbiorcę końcowego:

- 1) którego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) i oznaczona następującymi kodami: 0510; 0729; 0811; 0891; 0893; 0899; 1032; 1039; 1041; 1062; 1104; 1106; 1310; 1320; 1394; 1395; 1411; 1610; 1621; 1711; 1712; 1722; 1920; 2012; 2013; 2014; 2015; 2016; 2017; 2060; 2110; 2221; 2222; 2311; 2312; 2313; 2314; 2319; 2320; 2331; 2342; 2343; 2349; 2399; 2410; 2420; 2431; 2432; 2434; 2441; 2442; 2443; 2444; 2445; 2446; 2720; 3299; 2011; 2332; 2351; 2352; 2451; 2452; 2453; 2454; 2611; 2680; 3832;
- 2) dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3%;
- 3) który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok, za który pobierana jest opłata mocowa, zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej.

2. Odbiorca przemysłowy składa Prezesowi URE oświadczenie potwierdzające:

- 1) wykonywanie działalności gospodarczej oznaczonej kodami Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), o których mowa w ust. 1 pkt 1,
- 2) ilość zużytej energii elektrycznej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok, za który pobierana jest opłata mocowa,
- 3) wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej,
- 4) ilość energii elektrycznej stanowiącej podstawę do obliczania opłaty mocowej wyrażoną w procentach

– wraz z opinią biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, do dnia 30 listopada roku poprzedzającego rok, za który jest pobierana opłata mocowa.

3. Prezes URE sporządza wykaz odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w ust. 2, wraz z informacją, o której mowa w ust. 4, i ogłasza go w Biuletynie Informacji Publicznej URE, do dnia 31 grudnia roku poprzedzającego rok, za który pobierana jest opłata mocowa.

4. Informacja zawiera:

- 1) nazwę i adres siedziby odbiorcy przemysłowego;
- 2) numer w rejestrze przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym lub numer identyfikacji podatkowej (NIP);
- 3) dane dotyczące ilości energii elektrycznej stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty mocowej, wyrażonej w procentach.

5. Odbiorca przemysłowy, który złożył oświadczenie, o którym mowa w ust. 2, jest obowiązany do dnia 31 sierpnia roku następującego po roku, za który jest pobierana opłata mocowa, przekazać Prezesowi URE:

- 1) informację o:
 - a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej w roku realizacji obowiązku,
 - b) spełnianiu warunków, o których mowa w ust. 1;

- 2) oświadczenie o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że:

- 1) dane zawarte w informacji, o której mowa w art. 71 ust. 5 pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247), są zgodne z prawdą;
- 2) znane mi są i spełniam warunki określone w art. 70 ust. 3 ustawy, o której mowa w pkt 1.”;

klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

Art. 72. Do obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, o którym mowa w art. 70 ust. 3, stosuje się odpowiednio przepisy wydane na podstawie art. 53 ust. 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

Art. 73. Odbiorca przemysłowy, który nie przekazał Prezesowi URE w terminie informacji oraz oświadczenia, o których mowa w art. 71 ust. 5, podał w tej informacji nieprawdziwe lub wprowadzające w błąd dane lub skorzystał z uprawnienia, o którym mowa w art. 70 ust. 3, nie spełniając określonych w tym przepisie warunków, nie może skorzystać z uprawnień, o których mowa w art. 70 ust. 3, przez okres 5 lat od zakończenia roku, za który została pobrana opłata mocowa.

Art. 74. 1. Całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw, 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 dostaw,

K_{AG} – sumę iloczynów obowiązków mocowych i cen zamknięcia aukcji głównej na dany rok dostaw,

K_{AD} – sumę iloczynów obowiązków mocowych i odpowiednich cen zamknięcia aukcji dodatkowych na dany rok dostaw,

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 danego roku, bez uwzględniania wpływów z kar za niewykonanie obowiązku mocowego w danym roku.

2. Zarządca rozliczeń przekazuje Prezesowi URE, do dnia 31 sierpnia 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.

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 30 września każdego roku:

- 1) stawki opłaty mocowej na kolejny rok;
- 2) wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, wyznaczone oddzielnie dla kwartałów roku dostaw – na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 2.

5. Prezes URE może ustalić różne stawki opłaty mocowej na poszczególne kwartały roku dostaw dla odbiorców, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 2, uwzględniając w stawkach obliczonych zgodnie z ust. 1 sezonową zmienność zapotrzebowania na moc w systemie według zasad określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 76.

6. Prezes URE oblicza, na podstawie danych z roku poprzedzającego rok ustalania stawek, koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, zgodnie ze wzorem:

$$K_{GD} = \frac{Z_{GD}}{Z_{K-R}} \times K_C,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1,
- Z_{GD} – roczne zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,
- Z_{K-R} – roczne zużycie energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych,
- R – wolumen energii elektrycznej wynikający z uprawnień, o których mowa w art. 70 ust. 3, przysługujących odbiorcom przemysłowym w danym roku dostaw,
- K_C – całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw.

7. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, Prezes URE kalkuluje odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, 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.

8. W celu wyznaczenia odrębnych stawek opłaty mocowej dla gospodarstw domowych Prezes URE wyznacza stawkę bazową, zgodnie ze wzorem:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S – stawkę bazową,
- K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1,
- a – liczbę gospodarstw domowych zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej,
- b – liczbę gospodarstw domowych zużywających rocznie od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej,
- c – liczbę gospodarstw domowych zużywających rocznie powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej,
- d – liczbę gospodarstw domowych zużywających rocznie powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.

9. Stawki opłaty mocowej dla poszczególnych gospodarstw domowych wynoszą:

- 1) $0,25 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 7 pkt 1;
- 2) $0,6 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 7 pkt 2;
- 3) $1 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 7 pkt 3;
- 4) $1,4 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 7 pkt 4.

10. Prezes URE oblicza koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 70 ust. 1 pkt 2, zgodnie ze wzorem:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_P – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 70 ust. 1 pkt 2,
- K_C – całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw,
- K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1.

11. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 2, Prezes URE kalkuluje według wyznaczonego zgodnie z ust. 10 kosztu dla tej grupy odbiorców oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez tych odbiorców w wybranych godzinach doby, o których mowa w ust. 4 pkt 2, z uwzględnieniem art. 70 ust. 3. Na potrzeby wyznaczenia tych stawek Prezes URE wykorzystuje dane z roku poprzedzającego rok ustalania stawek.

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 2019 r. poz. 865, z późn. zm.¹²⁾);
- 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) liczby punktów poboru energii elektrycznej, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, wraz z odpowiadającymi im przedziałami rocznego zużycia energii elektrycznej,
- 2) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorców, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 2, w wybranych godzinach doby, o których mowa w art. 70 ust. 4 pkt 2,
- 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.

Art. 76. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej, w tym terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej, zakres i termin przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej informacji, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych i okresy rozliczeniowe między odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej oraz sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 2, biorąc pod uwagę zapewnienie sprawnego przebiegu procesu pozyskiwania środków z opłaty mocowej oraz zachęcanie odbiorców 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, oraz odsetki od tych środków, stanowią własność operatora.

¹²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2019 r. poz. 1018, 1309, 1358, 1495, 1571, 1572, 1649, 1655, 1751, 1798, 1978, 2020, 2200 i 2217.

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, 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 2019 r. poz. 1145 i 1495) oraz ustawy z dnia 9 września 2000 r. o podatku od czynności cywilnoprawnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1519 i 1901) 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. 16 ust. 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 oraz na pokrycie kosztów operatora, 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.

Art. 78. 1. Środki uzyskane z opłaty mocowej, z wyłączeniem wynagrodzenia zarządcy rozliczeń, o którym mowa w art. 77 ust. 4, 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 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.

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 zagrożenia,
- 6) aukcji wstępnej

– 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 2019 r. poz. 1460, z późn. zm.¹³⁾) 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,

¹³⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2019 r. poz. 1469, 1495, 1649, 1655, 1798, 1802, 1818, 2070, 2089, 2128 i 2217.

- 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 zagrożenia,
 - 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 zagrożenia;
 - 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.

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.

DZIAŁ V

Kary pieniężne

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

- 1) nie wykonuje obowiązku, o którym mowa w art. 11;
- 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) będąc obowiązany, nie przekazał Prezesowi URE informacji lub oświadczenia, o których mowa w art. 71 ust. 5, lub skorzystał z uprawnienia, o którym mowa w art. 70 ust. 3, nie spełniając określonych w tym przepisie warunków;
- 5) nie przekazuje w terminie dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 5.

2. Karze pieniężnej podlega operator w przypadku:

- 1) nieprzeprowadzenia certyfikacji w terminie, o którym mowa w art. 3 ust. 2–4;
- 2) prowadzenia certyfikacji niezgodnie z przepisami lub regulaminem rynku mocy;
- 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;
- 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 lub art. 28;
- 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;
- 12) niezorganizowania aukcji głównej lub aukcji dodatkowej w terminie określonym w art. 29 ust. 2, 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 zagrożenia, 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, o których mowa w art. 58 ust. 5, lub informacji, o której mowa w art. 75 ust. 6.

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 obowiązki.

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.

DZIAŁ VI

Przepisy zmieniające

Art. 86–89. (pominięte)¹⁴⁾

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.

¹⁴⁾ Zamieszczone w obwieszczeniu.

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 października 2020 r.

2. Prezes URE kalkuluje stawki opłaty mocowej na okres od dnia 1 października 2020 r. do dnia 31 grudnia 2021 r. proporcjonalnie dla tego okresu, zapewniając przeniesienie kosztów wynikających z umów mocowych zawartych na rok dostaw 2021.

Art. 100. Obowiązek, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 86, 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. 89 zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 53 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 89, 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. 86 zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 86, 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) art. 70 ust. 3 z rynkiem wewnętrznym albo decyzji stwierdzającej, że środek ten nie stanowi pomocy publicznej, przepisów art. 70 ust. 3 i art. 71–73 nie stosuje się.

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

- 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 ogłoszenia¹⁵⁾.

¹⁵⁾ Ustawa została ogłoszona w dniu 3 stycznia 2018 r.