

U S T A W A

z dnia 2017 r.

o rynku mocy¹⁾

DZIAŁ I

Przepisy ogólne

Rozdział 1

Przedmiot regulacji

Art. 1. 1. Ustawa określa:

- 1) zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej i jej dostarczania oraz wynagradzania za realizację obowiązku mocowego, zwane dalej „rynkiem mocy”;
- 2) organizację rynku mocy;
- 3) prawa i obowiązki uczestników rynku mocy, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, i ministra właściwego do spraw energii w zakresie objętym niniejszą ustawą.

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. Użyte w ustawie określenia oznaczają:

- 1) aukcja dodatkowa – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest kwartał roku kalendarzowego;

¹⁾ Niniejszą ustawą wprowadza się zmiany w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, w ustawie z dnia 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 w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

- 2) aukcja główna – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest rok kalendarzowy;
- 3) aukcja mocy – aukcję, w której dostawca mocy oferuje operatorowi obowiązek mocy na okres dostaw;
- 4) cenobiorca – jednostkę rynku mocy, w odniesieniu do której dostawca mocy może w aukcji mocy składać oferty wyjścia z ceną mniejszą lub równą cenie maksymalnej określonej dla cenobiorców;
- 5) cenotwórca – jednostkę rynku mocy, w odniesieniu do której dostawca mocy może w aukcji mocy składać oferty wyjścia z ceną nie wyższą niż cena maksymalna aukcji mocy;
- 6) dostawca mocy – podmiot wnioskujący o utworzenie jednostki rynku mocy lub właściciela jednostki rynku mocy, będącego właścicielem jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy lub podmiotem upoważnionym przez właścicieli tych jednostek fizycznych do dysponowania nimi w zakresie procesów na rynku mocy;
- 7) jednostka fizyczna – wyodrębniony zespół urządzeń technicznych wraz z przyporządkowanymi im punktami pomiarowymi w systemie;
- 8) jednostka fizyczna redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną dostarczającą moc do systemu poprzez czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej w wyniku wykorzystania sterowanego odbioru lub niebędącego odrębną jednostką fizyczną źródła wytwarzania lub magazynu energii elektrycznej, tworzących jednostkę fizyczną wraz z urządzeniami i instalacjami odbiorcy końcowego;
- 9) 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 (Dz. U. z 2017 r., poz. 220) lub jednostkę fizyczną będącą magazynem energii elektrycznej;
- 10) 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;
- 11) jednostka fizyczna wytwórcza planowana – inną niż określoną w pkt 10 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;
- 12) jednostka rynku mocy – jednostkę rynku mocy wytwórczą albo jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania;

- 13) jednostka rynku mocy wytwórcza – jednostkę fizyczną wytwórczą lub grupę takich jednostek, która przeszła pomyślnie certyfikację do aukcji mocy;
- 14) jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania lub grupę takich jednostek, która przeszła pomyślnie certyfikację do aukcji mocy;
- 15) jednostka fizyczna zagraniczna – jednostkę fizyczną zagraniczną wytwórczą albo jednostkę fizyczną zagraniczną redukcji zapotrzebowania;
- 16) jednostka fizyczna zagraniczna wytwórcza - jednostkę fizyczną wytwórczą zlokalizowaną w państwie członkowskim Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonym z systemem;
- 17) jednostka fizyczna zagraniczna redukcji zapotrzebowania - jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania zlokalizowaną w państwie członkowskim Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonym 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. poz. 478 z późn. zm.²⁾) , posiadający zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu;
- 19) moc osiągalna brutto jednostki fizycznej - moc osiągalną brutto jednostki fizycznej wytwórczej albo moc osiągalną jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania;
- 20) moc osiągalna netto jednostki fizycznej - moc osiągalną netto jednostki fizycznej wytwórczej albo moc osiągalną jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania;
- 21) moc osiągalna brutto jednostki fizycznej wytwórczej - potwierdzoną testami maksymalną moc czynną, przy której jednostka fizyczna wytwórcza może pracować przez czas nie krótszy niż 15 kolejnych godzin, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych;
- 22) 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 realizacji procesu wytwarzania energii elektrycznej;
- 23) moc osiągalna jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania – wielkość maksymalnego czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostkę

²⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2015 r. poz. 2365 oraz z 2016 r. poz. 925, 1579, 1753 i 2260.

fizyczną redukcji zapotrzebowania, zmierzonego we wszystkich punktach pomiarowo-rozliczeniowych tej jednostki w miejscach połączenia z siecią;

- 24) 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 danej jednostki rynku mocy;
- 25) obowiązek mocy – zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu poprzez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia;
- 26) odbiorca końcowy – odbiorcę końcowego energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 27) okres dostaw – rok kalendarzowy albo kwartał, dla którego jest przeprowadzana aukcja mocy;
- 28) okres zagrożenia – ogłoszoną przez operatora 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;
- 29) operator – operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 24 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 30) operator systemu dystrybucyjnego – operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 31) 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;
- 32) regulamin rynku mocy – regulamin, o którym mowa w art. 75;
- 33) rejestr rynku mocy – rejestr, o którym mowa w art. 49;
- 34) sieć dystrybucyjna – sieć dystrybucyjną elektroenergetyczną w rozumieniu art. 3 pkt 11b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;

- 35) sieć przesyłowa – sieć przesyłową elektroenergetyczną w rozumieniu art. 3 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 36) system – system elektroenergetyczny w rozumieniu art. 3 pkt 23 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 37) taryfa – taryfę w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 38) uczestnik rynku mocy – operatora, zarządcę rozliczeń, operatora systemu dystrybucyjnego, właściciela jednostki fizycznej lub dostawcę mocy.

DZIAŁ II

Organizacja rynku mocy

Rozdział 1

Proces certyfikacji

Art. 3. 1. Operator, we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego, przeprowadza:

- 1) certyfikację ogólną - w celu pozyskania informacji o jednostkach fizycznych i wpisania ich do rejestru rynku mocy,
 - 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,
- zwane dalej łącznie "procesem certyfikacji".

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

3. Certyfikację do aukcji głównej rozpoczyna się nie później niż 22 tygodnie przed aukcją główną, a kończy nie później niż w dziesiątym tygodniu przed aukcją główną.

4. Certyfikację do aukcji dodatkowych rozpoczyna się nie później niż 22 tygodnie przed aukcjami dodatkowymi, a kończy nie później niż w dziesiątym tygodniu przed aukcjami dodatkowymi.

5. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, współpracuje z operatorem na zasadach określonych w regulaminie rynku mocy, za pośrednictwem operatora systemu

dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

6. Operator informuje o datach rozpoczęcia i zakończenia procesów certyfikacji na swojej stronie internetowej.

Art. 4. 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 powinna również zawierać co najmniej:

- 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 fizyczne wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej oraz jednostki fizyczne zagraniczne;
- 2) sumę mocy osiągalnej netto jednostek fizycznych w stosunku do których właściciel zadeklarował 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) liczbę podmiotów wezwanych do uzupełnienia wniosku, zgodnie z art. 14 ust. 1;
- 4) liczbę podmiotów, którym odmówiono wpisu do rejestru, zgodnie z art. 14 ust. 2.

Art. 5. Operator, w terminie 14 dni od zakończenia certyfikacji do aukcji głównej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta powinna również zawierać co najmniej :

- 1) liczbę utworzonych jednostki rynku mocy oraz ich sumę iloczynów 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 oraz jednostki rynku mocy składające się z jednostki fizycznej zagranicznej;
- 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) liczbę podmiotów wezwanych do uzupełnienia wniosku, zgodnie z art. 17 ust. 2;
- 6) liczbę podmiotów, którym odmówiono wydania certyfikatu, zgodnie z art. 17 ust. 3;
- 7) liczbę jednostek rynku mocy oraz sumę iloczynów ich mocy osiągalnej netto i korekcyjnych współczynników dyspozycyjności, dla których został wydany certyfikat uprawniający do uczestnictwa jedynie w rynku wtórnym.

Art. 6. Operator, w terminie 14 dni od zakończenia certyfikacji do aukcji dodatkowych, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta powinna również zawierać co najmniej:

- 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) liczbę podmiotów wezwanych do uzupełnienia wniosku, zgodnie z art. 17 ust. 2;
- 4) liczbę podmiotów, którym odmówiono wydania certyfikatu, zgodnie z art. 17 ust. 3.

Rozdział 2

Udział mocy zagranicznych w rynku mocy

Art. 7. 1. W celu umożliwienia uczestnictwa w procesie certyfikacji i aukcjach mocy jednostek fizycznych zagranicznych operator przeprowadza aukcje praw do oferowania obowiązku mocowego w aukcjach mocy przez te jednostki, zwane dalej „aukcjami biletowymi”.

2. Aukcje biletowe operator przeprowadza odrębnie dla poszczególnych systemów przesyłowych w państwach członkowskich Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonych z systemem.

3. Operator prowadzi aukcje biletowe w postaci elektronicznej za pomocą systemu teleinformatycznego.

4. Operator przeprowadza aukcje biletowe w odniesieniu do roku dostaw następującego sześć lat po roku aukcji biletowej.

5. Aukcje biletowe przeprowadza się w listopadzie każdego roku.

6. Operator informuje o terminie przeprowadzenia aukcji biletowej na swojej stronie internetowej.

Art. 8. 1. Operator wyznacza proponowane wielkości podaży na aukcjach biletowych na podstawie historycznych i prognozowanych zdolności przesyłowych na połączeniach pomiędzy systemem a poszczególnymi zagranicznymi systemami elektroenergetycznymi.

2. Operator przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii proponowane wielkości, o których mowa w ust. 1, do 31 lipca każdego roku.

3. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa do 30 września każdego roku, w drodze rozporządzenia, wielkości podaży na aukcjach biletowych dotyczących poszczególnych systemów przesyłowych, o których mowa w art. 7 ust. 2, mając na względzie proponowane wielkości, o których mowa w ust. 1, realizację polityki energetycznej państwa i zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Art. 9. 1. W aukcji biletowej właściciel jednostki fizycznej zagranicznej albo podmiot przez niego upoważniony składa ofertę zakupu prawa do oferowania obowiązku mocowego na rynku mocy, zwanego dalej „biletem”.

2. Oferta zakupu biletu dotyczy jednej jednostki fizycznej zagranicznej i zawiera jednostkową cenę oraz maksymalną wielkość mocy, którą podmiot o którym w ust. 1 będzie mógł oferować w aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki.

3. Po upływie czasu na składanie ofert, złożone oferty szereguje się od najdroższej do najtańszej, a następnie począwszy od oferty najdroższej wybiera się oferty, których łączna wielkość mocy jest nie większa niż wielkość podaży w danej aukcji biletowej.

4. Cena zakupu biletu, dla podmiotu wybranego zgodnie z ust. 3, jest równa iloczynowi jednostkowej ceny ofertowanej przez ten podmiot i oferowanej przez niego wielkości mocy.

5. Operator wydaje bilety podmiotom, których oferty zostały wybrane, pod warunkiem zapłaty na rachunek bankowy operatora, w terminie 14 dni od publikacji wyników aukcji biletowej, kwoty równej cenie zakupu biletu, o której mowa w ust 4. Brak zapłaty w terminie 14 dni powodują utratę możliwości udziału w procesach certyfikacji i nie powodują zmiany uszeregowania ofert, o którym mowa w ust 3.

6. Wydany bilet zawiera co najmniej:

1) dane identyfikacyjne właściciela biletu;

- 2) wielkość mocy, którą właściciel biletu będzie mógł zaoferować na rynku mocy;
- 3) numer identyfikacyjny.

7. Bilet jest niepodzielny, co oznacza, że jeden bilet uprawnia do udziału w certyfikacji ogólnej tylko jedną jednostkę fizyczną zagraniczną.

8. Jeden podmiot może na aukcji biletowej złożyć wiele ofert i w jej wyniku nabyć wiele biletów.

Art. 10. 1. Bilet uprawnia do wnioskowania o wpis jednostki fizycznej zagranicznej do rejestru rynku mocy w najbliższej certyfikacji ogólnej po aukcji biletowej oraz po uzyskaniu wpisu - do wnioskowania o wydanie certyfikatu dopuszczającego do udziału w najbliższej aukcji głównej lub rynku wtórnym.

2. Bilet zachowuje ważność do dnia zakończenia najbliższej certyfikacji do aukcji głównej.

3. Prawa wynikające z biletu nie mogą zostać przeniesione na inny podmiot.

Art. 11. Operator, w terminie 21 dni od zakończenia aukcji biletowej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej aukcji. Informacja ta powinna zawierać również co najmniej:

- 1) liczbę podmiotów, które złożyły ofertę zakupu prawa do oferowania obowiązku mocowego na rynku mocy oraz sumaryczną wielkość mocy tych ofert;
 - 2) cenę minimalną, cenę maksymalną oraz średnioważoną cenę zakupionego biletu;
 - 3) sumę iloczynów cen ofertowych i wielkości mocy ofert, które wygrały aukcje biletową,
 - 4) listę wystawionych biletów, wraz z oznaczeniem podmiotów, które je otrzymały,
- oddzielnie dla poszczególnych systemów przesyłowych w państwach członkowskich Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonych z systemem.

Rozdział 3

Certyfikacja ogólna

Art. 12. 1. W certyfikacji ogólnej właściciel jednostki fizycznej albo podmiot przez niego upoważniony przedkłada operatorowi wniosek o wpis tej jednostki fizycznej do rejestru rynku mocy, o którym mowa w art. 49, 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 oraz dokumenty upoważniające do działania w jego imieniu, jeżeli został wskazany;
- 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 jednej lub większej liczbie aukcji dodatkowych albo oświadczenie o braku zamiaru udziału w najbliższej aukcji głównej lub aukcjach dodatkowych, wraz ze wskazaniem podmiotu, który będzie pełnił funkcję dostawcy mocy;
- 7) w przypadku jednostki fizycznej wytwórczej planowanej – wskazanie roku dostaw, którego będzie dotyczyć aukcja główna, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka;
- 8) w przypadku jednostki fizycznej zagranicznej:
 - a) oświadczenie operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację tej jednostki, potwierdzające zgodność ze stanem faktycznym danych z pkt 1, 3 i 4,
 - b) zobowiązanie operatora systemu przesyłowego, o którym mowa w lit. a, do dostarczania operatorowi danych, w tym danych pomiarowo-rozliczeniowych, na potrzeby procesów certyfikacji, a w przypadku objęcia tej jednostki obowiązkiem mocowym weryfikacji wykonania obowiązku mocowego oraz na potrzeby rozliczeń, na zasadach określonych w regulaminie rynku mocy;
 - c) numer wystawionego na dostawcę mocy biletu uprawniającego do udziału w tej certyfikacji ogólnej.

3. W przypadku zgłoszenia w certyfikacji ogólnej jednostki fizycznej wytwórczej planowanej, wnioskodawca przedkłada informacje, o których mowa w ust. 2, zgodnie z najlepszą dostępną wiedzą.

4. Zgłaszając jednostkę fizyczną w certyfikacji ogólnej w roku następującym po roku, w którym jednostka ta została wpisana do rejestru rynku mocy, wnioskodawca może poprzestać na przedłożeniu wniosku o rejestrację stanowiącego uzupełnienie lub zmianę informacji przekazanych w poprzedniej certyfikacji ogólnej.

5. 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.

Art. 13. 1 Właściciel jednostki fizycznej wytwórczej istniejącej o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW jest obowiązany zgłosić ją do każdej certyfikacji ogólnej. Obowiązek uznaje się również za wykonany, jeżeli jednostkę zgłosił podmiot upoważniony przez jej właściciela.

2. Wpis do rejestru rynku mocy dotyczący:

1) jednostki fizycznej wytwórczej planowanej – zachowuje ważność do momentu 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 momentu rozpoczęcia certyfikacji ogólnej w kolejnym roku.

Art. 14. 1. W przypadku, gdy wniosek o rejestrację nie spełnia wymogów określonych w art. 12 ust. 2 lub w regulaminie rynku mocy, operator wzywa wnioskodawcę do usunięcia wad lub braków formalnych tego wniosku w trybie i terminie określonym w regulaminie rynku mocy.

2. W przypadku, gdy wnioskodawca, pomimo wezwania operatora, nie usunął wad lub braków formalnych wniosku o rejestrację, operator odmawia wpisania jednostki fizycznej do rejestru rynku mocy, o czym niezwłocznie informuje wnioskodawcę oraz Prezesa URE.

Rozdział 4

Certyfikacja do aukcji głównej i aukcji dodatkowych

Art. 15. 1. W certyfikacji do aukcji głównej lub aukcji dodatkowych dostawca mocy przedkłada operatorowi wniosek o:

- 1) utworzenie jednostki rynku mocy i dopuszczenie jej do aukcji głównej lub aukcji dodatkowych albo wyłącznie 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. W certyfikacji do aukcji głównej i aukcji dodatkowych dostawca mocy może wnioskować o utworzenie jednostki rynku mocy składającej się z:

- 1) jednostki fizycznej wytwórczej o mocy osiągalnej brutto 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 brutto wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW, a maksymalna moc osiągalna brutto pojedynczej jednostki fizycznej w grupie 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 brutto nie mniejszej niż 2 MW,
- 6) jednej jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania o mocy osiągalnej redukcji zapotrzebowania nie mniejszej niż 2 MW.

3. Wniosek o certyfikację może dotyczyć wyłącznie jednostek fizycznych z wpisem do rejestru rynku mocy ważnym w chwili rozpoczęcia certyfikacji do aukcji głównej lub aukcji dodatkowych.

4. 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;
- 2) w odniesieniu do której wytwórca energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla danego okresu dostaw będzie wnioskował 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.

5. Prezes URE ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Prezesa URE wykaz usług, o których mowa w ust. 4 pkt 3, i aktualizuje go niezwłocznie w przypadku, gdy zmiana instrukcji, o której mowa w art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, dotyczy usług wskazanych w ust. 4 pkt 3.

Art. 16. 1. Jednostką rynku mocy może dysponować tylko jeden dostawca mocy na dany rok kalendarzowy.

2. Jednostka rynku mocy składa się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych, z zastrzeżeniem art. 15 ust. 2.

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

4. Jednostka rynku mocy objęta obowiązkiem mocowym na dany rok dostaw może zostać zgłoszona do certyfikacji do aukcji dodatkowych dotyczących tego roku, jeżeli składa się z tych samych jednostek fizycznych.

Art. 17. 1. Na podstawie wniosku o certyfikację operator wydaje dostawcy mocy certyfikat potwierdzający utworzenie jednostki rynku mocy, w przypadku gdy dostawca mocy wnioskował o jej utworzenie oraz dopuszczający tę jednostkę do:

- 1) udziału w aukcji głównej lub jednej lub większej liczbie aukcji dodatkowych następujących bezpośrednio po tej certyfikacji, o ile w certyfikacji ogólnej zgłoszono udział w aukcji wszystkich jednostek fizycznych wchodzących w skład tej jednostki rynku mocy;
- 2) udziału w rynku wtórnym w odniesieniu do okresu dostaw, którego dotyczyła dana certyfikacja,
- 3) otrzymywania premii, o której mowa w art. 59 ust. 1.

2. W przypadku, gdy wniosek o certyfikację nie spełnia wymogów określonych w ust. 5, w art. 15, 16, 18 i 22 lub regulaminie rynku mocy, operator wzywa dostawcę mocy do usunięcia wad lub braków formalnych tego wniosku w trybie i terminie określonym w regulaminie rynku mocy.

3. W przypadku, gdy dostawca mocy, pomimo wezwania operatora, nie usunął wad lub braków formalnych wniosku o certyfikację, operator odmawia wydania certyfikatu, o czym niezwłocznie informuje dostawcę mocy oraz Prezesa URE.

4. Przedkładając w certyfikacji do aukcji głównej lub aukcji dodatkowych wnioski o utworzenie jednostki rynku mocy uprzednio certyfikowanej, dostawca mocy może przestać na przedłożeniu wniosku o certyfikację stanowiącego uzupełnienie lub zmianę informacji przekazanych w poprzedniej certyfikacji do aukcji głównej lub aukcji dodatkowych.

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

Art. 18. 1. Dostawca mocy wnioskując o certyfikację jednostki rynku mocy wytwórczej przedstawia:

- 1) wielkość obowiązku mocowego, którą będzie oferował dla tej jednostki w aukcji mocy, nie większą niż iloczyn mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, o którym mowa w art. 20, pomniejszony o wielkość obowiązku mocowego wynikającego z umowy mocowej zawartej w wyniku aukcji głównej w odniesieniu do tej jednostki na ten sam rok kalendarzowy, którego dotyczą aukcje dodatkowe;
- 2) potwierdzenie spełniania określonych w regulaminie rynku mocy wymogów technicznych, niezbędnych do poprawnego prowadzenia procesu rozliczeń, przez wszystkie układy pomiarowe jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy;
- 3) koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej przez jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy lub promesy koncesji, jeżeli są wymagane zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 4) jej moc osiągalną netto w okresie dostaw;
- 5) informacje potwierdzające zdolność dostawy mocy osiągalnej netto przez poszczególne jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy w okresie dostaw, w tym informacje o zapasach paliwa;
- 6) parametry techniczno-ekonomiczne:
 - a) charakterystykę rozruchu i dopuszczalny zakres oraz szybkość zmian wielkości produkcji 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 kogeneracyjnej,
 - c) informacje o kosztach operacyjnych stałych i zmiennych oraz kosztach kapitałowych jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy:
 - 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,za rok kalendarzowy poprzedzający rok, w którym odbywa się certyfikacja do aukcji mocy;
- 7) informację o istniejących i planowanych ograniczeniach czasu eksploatacji jednostki fizycznej wynikających z odrębnych przepisów;
- 8) oświadczenia, że nie zachodzą okoliczności wskazane w art. 15 ust. 4.

2. W przypadku, gdy dostawca mocy ubiega się o nadanie statusu cenotwórcy istniejącej jednostce rynku mocy wytwórczej, wniosek o certyfikację zawiera również szczegółowe uzasadnienie ponoszenia kosztów stałych wyższych od ceny maksymalnej określonej dla cenobiorców.

3. 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 wymaganych zgodnie z ust. 1, zawiera:

- 1) planowane lub poniesione nakłady finansowe oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami;
- 2) dokumenty potwierdzające, że po oddaniu do eksploatacji jednostka fizyczna wytwórcza będzie spełniać atrybuty, o których mowa w art. 27 ust. 2;

- 3) poświadczoną kopię:
 - a) umowy o przyłączenie do sieci albo warunków przyłączenia, jeżeli umowa 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 2016 r. poz. 353 z późn. zm.³⁾), jeżeli jest wymagana i została wydana;
- 4) informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania;
- 5) harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji;
- 6) informację o okresie obowiązywania umowy mocowej, z uwzględnieniem art. 21 ust. 4, którą dostawca mocy planuje zawrzeć w wyniku aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki.

4. 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 wymaganych zgodnie z 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) obowiązek mocowy w przypadku modernizacji,
 - b) iloczyn korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności i mocy, o której mowa w pkt 2;
- 4) dokumenty potwierdzające spełnienie atrybutów, o których mowa w art. 27 ust. 2;
- 5) informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania;
- 6) harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji;

³⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U z 2016 r. poz. 831, 961, 1250, 1579 i 2003.

- 7) informacje o zmianie parametrów techniczno-ekonomicznych w następstwie modernizacji;
- 8) informację o okresie obowiązywania umowy mocowej, z uwzględnieniem art. 21 ust. 4, którą dostawca mocy planuje zawrzeć w wyniku aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki.

5. Dostawca mocy, który ubiega się o utworzenie jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej wytwórczej, przedstawia, oprócz informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 4-8, wielkość obowiązku mocowego, którą będzie oferował dla tej jednostki w aukcji mocy, nie większą niż iloczyn mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, o którym mowa w art. 12 oraz nie większą niż moc wynikająca z biletu jednostki fizycznej zagranicznej.

6. W przypadkach określonych w ust. 3 pkt 1, 2, 3 lit. b i c, 4 i 5 oraz ust. 4 pkt 1, 4, 5, 6 i 7, dostawca mocy przedkłada informacje zgodnie z najlepszą dostępną wiedzą.

Art. 19. 1. Certyfikat wydawany dostawcy mocy dla jednostki rynku mocy zawiera co najmniej:

- 1) dane identyfikacyjne dostawcy mocy oraz jednostki rynku mocy;
- 2) kwalifikację jednostki rynku mocy zgodnie z art. 21;
- 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, o którym mowa w art. 20;
- 8) informację o nadanym jednostce rynku mocy statusie 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;
- 10) informację o przynależności do jednej z grup jednostek rynku mocy, o których mowa w art. 27 ust. 4.

2. Certyfikat wydany dla jednostki rynku mocy, która w wyniku aukcji mocy nie została objęta obowiązkiem mocowym, może po zakończeniu tej aukcji mocy zostać wygaszony na wniosek dostawcy mocy.

3. W przypadku, gdy dostawca mocy nie zawarł w wyniku aukcji głównej umowy mocowej w odniesieniu do:

- 1) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej – certyfikat wydany dla tej jednostki wygasa z dniem ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy;
- 2) modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej – jednostka staje się istniejącą jednostką rynku mocy, a jej moc osiągalna jest równa wielkości określonej w ust. 1 pkt 6.

Art. 20. 1. Minister właściwy do spraw energii, określa w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 30 ust. 1, wartość współczynnika odzwierciedlającego dyspozycyjność jednostki rynku mocy, zwanego dalej „korekcyjnym współczynnikiem dyspozycyjności”, obowiązującego w roku dostaw dla poszczególnych grup technologii dostarczania mocy. Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności służy określeniu maksymalnej wielkości obowiązku mocowego, jaki jednostka rynku mocy może zaoferować na rynku mocy.

2. Wartości korekcyjnych współczynników dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii wyznacza się na podstawie danych historycznych dotyczących typowych dla danych grup technologii charakterystyk dostarczania mocy oraz awaryjności i ubytków mocy osiągalnej netto.

3. 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. 21. 1. Wydając certyfikat dla jednostki rynku mocy wytwórczej w certyfikacji do aukcji głównej, operator kwalifikuje ją jako:

- 1) nową jednostkę rynku mocy wytwórczą – jeżeli składa się ona wyłącznie z jednostki fizycznej wytwórczej planowanej,
- 2) modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą – jeżeli dostawca mocy wykazał we wniosku o certyfikację, że jednostka fizyczna wytwórcza istniejąca spełnienia parametry, o których mowa w art. 27 ust. 1 pkt 4 lit. c,

3) istniejącą jednostkę rynku mocy wytwórczą – jeżeli nie zachodzą okoliczności określone w pkt 1 lub 2 lub jednostka rynku mocy wytwórcza składa się z grupy jednostek fizycznych wytwórczych.

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 aukcji dodatkowych, operator kwalifikuje ją jako:

- 1) potwierdzoną jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania – jeżeli dostawca mocy we wniosku o certyfikację przedstawił potwierdzenie testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 48 ust. 3;
- 2) niepotwierdzoną jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania – jeżeli nie zachodzą okoliczności określone w pkt 1.

4. Uzyskanie certyfikatu uprawnia dostawcę mocy do oferowania obowiązku mocowego na:

- 1) jeden lub więcej niż jeden okres dostaw, określony przez dostawcę mocy w certyfikacji do aukcji głównej, lecz nie więcej niż piętnaście kolejnych okresów dostaw – w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, spełniającej parametry, o których mowa w art. 27 ust. 1 pkt 4 lit. a;
- 2) jeden lub więcej niż jeden okres dostaw, określony przez dostawcę mocy w certyfikacji do aukcji głównej, lecz nie więcej niż pięć kolejnych okresów dostaw – w przypadku modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej spełniającej parametry, o których mowa w art. 27 ust. 1 pkt 4 lit. c lub nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, spełniającej parametry, o których mowa w art. 27 ust. 1 pkt 4 lit. b;
- 3) jeden okres dostaw w toku aukcji głównej w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej oraz jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania lub nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, innej niż określone w pkt 1 i 2;
- 4) jeden okres dostaw w toku aukcji dodatkowej – w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej lub jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

5. 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) przyznania istniejącej jednostce rynku mocy wytwórczej statusu cenotwórcy na wniosek, o którym mowa w ust. 6,
 - d) jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej wytwórczej,
- 2) status cenobiorcy – w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej.

6. Dostawca mocy może otrzymać certyfikat ze statusem cenotwórcy w odniesieniu do istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej, na warunkach określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 61.

7. Jednostka rynku mocy w aukcji dodatkowej posiada:

- 1) status cenotwórcy – w przypadku:
 - a) jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania,
 - b) istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej pod warunkiem przyznania statusu cenotwórcy na wniosek, o którym mowa w ust. 6;
- 2) status cenobiorcy – w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej.

Art. 22. 1. Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania zawiera informacje wskazane w art. 18 ust. 1 odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w tym informacje o zasobach lub układach umożliwiających redukcję zapotrzebowania obejmujące informacje dotyczące źródeł wytwarzania lub magazynów energii elektrycznej, jeżeli wchodzi w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

2. W przypadku, gdy dostawca mocy ubiega się o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania jako potwierdzonej, wniosek o certyfikację, oprócz informacji określonych w ust. 1, zawiera potwierdzenie wykonania testu zdolności redukcji zapotrzebowania.

3. Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania zawiera informacje wskazane w art. 18 ust. 5 odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w tym informacje o zasobach lub układach umożliwiających redukcję zapotrzebowania obejmujące informacje dotyczące źródeł wytwarzania lub magazynów energii elektrycznej, jeżeli wchodzi w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

4. 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, oprócz informacji określonych w ust. 3, zawiera potwierdzenie wykonania testu zdolności redukcji zapotrzebowania.

Art. 23. 1. W odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej oraz niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, operator wydaje dostawcy mocy certyfikat warunkowy.

2. Dostawca mocy, któremu operator wydał certyfikat warunkowy, otrzymuje certyfikat uprawniający do udziału w aukcji po ustanowieniu na rzecz operatora zabezpieczenia finansowego, o którym mowa w art. 46. W przypadku, gdy dostawca mocy nie ustanowi zabezpieczenia finansowego w terminie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 47 ust. 1, traci uprawnienie do przystąpienia do aukcji z jednostką rynku mocy, której dotyczył certyfikat warunkowy.

3. Zabezpieczenie finansowe, o którym mowa w ust. 2, nie jest wymagane od dostawcy mocy w odniesieniu do jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, gdy zostało już ustanowione na potrzeby poprzednich aukcji, a certyfikat dopuszczający do aukcji głównej lub aukcji dodatkowych wydany dla tej jednostki rynku mocy pozostaje w mocy.

Rozdział 5

Aukcje mocy

Art. 24. 1. Na rynku mocy przeprowadza się aukcje mocy, w których dostawcy mocy oferują obowiązek mocowy.

2. Aukcje mocy organizuje się w oparciu o parametry, o których mowa w art. 27 ust. 1.

3. Operator prowadzi aukcje mocy w postaci elektronicznej za pomocą systemu teleinformatycznego.

4. Oświadczenia i oferty składane operatorowi w toku aukcji dostawca mocy opatruje kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

5. Operator organizuje w każdym roku kalendarzowym:

- 1) aukcję główną w listopadzie lub grudniu;
- 2) aukcje dodatkowe w pierwszym kwartale roku.

6. Operator do 1 marca każdego roku ogłasza:

- 1) datę aukcji głównej odbywającej się w roku ogłoszenia;
- 2) datę aukcji dodatkowych odbywających się w roku następującym po roku ogłoszenia.

7. Aukcję główną przeprowadza się w piątym roku przed okresem dostaw.

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

Art. 25. 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 mocowy określony w certyfikacie po cenie równej:

- 1) cenie określonej w ofercie wyjścia, jeżeli dostawca mocy złożył ofertę wyjścia w danej lub 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 art. 26 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 co najwyżej jedną ofertę wyjścia w odniesieniu do jednostki rynku mocy.

4. 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. 27 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. 26 pkt 5, jeżeli dana runda jest ostatnią rundą aukcji.

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

6. Przed rozpoczęciem każdej rundy operator podaje uczestnikom aukcji oraz do publicznej wiadomości informacje określone w regulaminie rynku mocy, 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.

7. Dostawca mocy, który w aukcji głównej oferuje obowiązek mocowy w odniesieniu do modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej i nie złożył w odniesieniu do tej jednostki oferty wyjścia, może jednorazowo w dowolnej rundzie zrezygnować z modernizacji, poprzez złożenie oświadczenia o rezygnacji z modernizacji, wraz ze wskazaniem ceny minimalnej modernizacji, przy czym cena ta nie może być wyższa niż cena wywoławcza tej rundy oraz musi być wyższa niż cena wywoławcza kolejnej rundy.

8. W przypadku złożenia oświadczenia o rezygnacji z modernizacji umowa mocowa może być zawarta w odniesieniu do modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej wyłącznie po cenie nie mniejszej niż cena minimalna modernizacji. Jeżeli taka umowa nie zostanie zawarta, modernizowana jednostka rynku mocy wytwórcza staje się istniejącą jednostką rynku mocy wytwórczą o statusie cenobiorcy, w odniesieniu do której jest oferowany obowiązek mocowy, o którym mowa w art. 19 ust. 1 pkt 6. W takim przypadku oferowany czas trwania obowiązku mocowego ulega skróceniu do jednego okresu dostaw.

Art. 26. Popyt w aukcji mocy wyznacza się na podstawie:

- 1) prognozowanego zapotrzebowania na moc wyznaczonego zgodnie z art. 28;
- 2) ceny wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, odzwierciedlającej alternatywny koszt pozyskania mocy przez operatora poprzez 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 złotego za kilowat za miesiąc.

Art. 27. 1. Parametrami aukcji głównej są:

- 1) wielkości wyznaczające popyt w aukcji, o których mowa w art. 26;
- 2) cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona w oparciu o kapitałowe i operacyjne koszty stałe;
- 3) maksymalna liczba rund aukcji;
- 4) określone dla poszczególnych grup technologii parametry techniczno-ekonomiczne (atrybuty), warunkujące kwalifikację jednostki rynku mocy wytwórczej 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 uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw w aukcji głównej,
 - c) modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej 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;

2. Atrybuty obejmują:

- 1) jednostkowy poziom nakładów finansowych,
- 2) sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto, a w przypadku jednostek kogeneracji – również sprawność ogólną netto,
- 3) wskaźnik jednostkowej emisji dwutlenku węgla albo wielkość zmiany jego jednostkowej emisji,
- 4) wskaźniki jednostkowej emisji tlenków siarki, tlenków azotu oraz pyłu albo wielkości zmian ich jednostkowej emisji,
- 5) minimum techniczne wytwarzania energii elektrycznej wyrażone w stosunku do mocy osiągalnej netto, szybkość zmiany wielkości wytwarzania energii elektrycznej lub czas uruchomienia

– wyznaczane odrębnie dla poszczególnych grup technologii wytwórczych, o których mowa w ust. 1 pkt 4.

3. Jednostkowy poziom nakładów finansowych, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, poniesionych lub planowanych do poniesienia w okresie od stycznia szóstego roku przed rokiem dostaw a rokiem dostaw, dotyczy:

- 1) w przypadku 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) w przypadku nowej jednostki rynku mocy – nakładów finansowych na jednostkę fizyczną wytwórczą tworzącą jednostkę rynku mocy.

4. Jeżeli jest to uzasadnione realizacją polityki energetycznej państwa, dopuszcza się ustalenie odrębnych zasad rozstrzygnięcia aukcji głównej dla:

- 1) grupy jednostek rynku mocy składającej się z jednostek, o których mowa w ust. 1 pkt 4 lit. a;
- 2) grupy jednostek rynku mocy składającej się z jednostek, o których mowa w ust. 1 pkt 4 lit. b i c;

5. W przypadku ustalenia odrębnych zasad rozstrzygnięcia aukcji głównej, parametrami aukcji są ponadto:

- 1) zapotrzebowanie na moc oczekiwane do pokrycia odpowiednio przez grupy jednostek, o których mowa w ust. 4;
- 2) najwyższe ceny, po których może nastąpić zawarcie umów mocowych przez jednostki w tych grupach w przypadku odrębnego rozstrzygnięcia aukcji.

6. Parametrami aukcji dodatkowych są parametry, o których mowa w ust. 1 pkt 1-3, 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. 28. Prognozowane zapotrzebowanie na moc 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 wyrażonego jako wskaźnik dopuszczalnej wartości oczekiwanej czasu braku dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, wyrażonej w godzinach na rok;
- 3) wielkości mocy:
 - a) zapewnianej przez jednostki fizyczne nie wchodzące 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 biletowej.

Art. 29. Operator przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii, najpóźniej na 30 tygodni przed rozpoczęciem aukcji głównej, proponowane wartości parametrów, o których mowa w art. 26 pkt 1, 2, 4 i 5, art. 27 ust. 1 pkt 2, 3, 5 i 6, art. 27 ust. 2 pkt 1,2 i 5 oraz odpowiednio parametrów, o których mowa w art. 27 ust. 6.

Art. 30. 1. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa, w drodze rozporządzenia, parametry najbliższej aukcji głównej i najbliższych aukcji dodatkowych, o których mowa w art. 27, z wyłączeniem parametrów, o których mowa w art. 26 pkt 1 i art. 27 ust 5 pkt 1, mając na względzie politykę energetyczną państwa, adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu oraz równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy.

2. Minister właściwy do spraw energii wydaje rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, najpóźniej 24 tygodnie przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.

Art. 31. 1. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa, w drodze rozporządzenia, prognozowane zapotrzebowanie na moc, o którym mowa w art. 26 pkt 1 oraz zapotrzebowanie na moc, o którym mowa w art. 27 ust 5 pkt 1, dla najbliższej aukcji głównej i najbliższych aukcji dodatkowych, mając na względzie adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu oraz równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy.

2. Minister właściwy do spraw energii wydaje rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, najpóźniej w terminie 3 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.

Art. 32. 1. W przypadku, gdy doszło do awarii 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, na nie dłużej niż 24 godziny, rozpoczęcie aukcji mocy lub zawiesić rozpoczętą aukcję mocy, niezwłocznie powiadamiając Prezesa URE oraz ministra właściwego do spraw energii wraz z podaniem przyczyn zawieszenia.

2. Prezes URE ogłasza nowy termin rozpoczęcia wstrzymanej aukcji mocy w drodze postanowienia.

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

4. Na postanowienia, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i ust. 2, nie przysługuje zażalenie.

Art. 33. 1. Aukcja mocy kończy się, gdy:

- 1) zakończyła się runda, w której łączna wielkość obowiązków mocowych, dla których nie zostały złożone oferty wyjścia, z uwzględnieniem złożonych oświadczeń o rezygnacji z modernizacji oraz obowiązków mocowych, o których mowa w ust. 6, jest nie większa niż popyt na moc, lub
- 2) zakończyła się ostatnia runda.

2. Operator wskazuje jednostki rynku mocy w odniesieniu do których w wyniku aukcji mocy zawiera się umowy mocowe uwzględniając:

- 1) parametry wyznaczające popyt na moc;
- 2) złożone oferty wyjścia oraz oświadczenia o rezygnacji z modernizacji;
- 3) łączną wielkość obowiązków mocowych wynikających z odrębnego zakończenia aukcji głównej dla grup jednostek, o którym mowa w ust. 6;
- 4) niepodzielność obowiązków mocowych oferowanych w aukcji.

3. Ze względu na warunek niepodzielności, o którym mowa w ust. 2 pkt 4, w przypadkach, określonych w regulaminie rynku mocy, na podstawie analizy kosztów i korzyści, łączna wielkość obowiązków mocowych, dla których zawiera się umowy, może być mniejsza lub większa niż ustalony popyt na moc w rundzie kończącej.

4. W przypadku, gdy aukcja mocy zakończyła się w sposób opisany 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 opisany 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. 26 pkt 5, a umowy mocowe zawiera się w odniesieniu do wszystkich jednostek rynku

mocy, w odniesieniu do których dostawcy mocy nie złożyli ofert wyjścia, przy uwzględnieniu złożonych oświadczeń o rezygnacji z modernizacji.

6. W przypadku, gdy wyznaczono parametry, o których mowa w art. 27 ust. 5, aukcja główna może zakończyć się odrębnie dla grup jednostek, o których mowa w art. 27 ust. 4. Aukcja główna kończy się odrębnie dla odpowiedniej grupy jednostek, jeżeli po zakończeniu rundy aukcyjnej:

- 1) łączna wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy, którzy nie zgłosili ofert wyjścia w odniesieniu do jednostek w grupie i nie złożyli oświadczeń o rezygnacji z modernizacji w przypadku grupy jednostek, o której mowa w art. 27 ust. 4 lit. c, jest nie większa niż zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez grupę jednostek, o którym mowa w art. 27 ust. 5 pkt 1, oraz
- 2) w zakończonej rundzie dostawca mocy złożył w odniesieniu do jednostki w odpowiedniej grupie ofertę wyjścia lub złożył oświadczenie o rezygnacji z modernizacji w przypadku grupy jednostek, o której mowa w art. 27 ust. 4 lit. c, z ceną nie wyższą niż cena, o której mowa w art. 27 ust. 5 pkt 2.

7. W przypadku odrębnego zakończenia aukcji głównej dla grup jednostek, o których mowa w art. 27 ust. 4, operator wskazuje jednostki rynku mocy w odniesieniu do których w wyniku aukcji zawiera się umowy mocowe uwzględniając:

- 1) zapotrzebowanie na moc, o którym mowa w art. 27 ust. 5 pkt 1;
- 2) cenę, o której mowa w art. 27 ust. 5 pkt 2;
- 3) złożone oferty wyjścia w odniesieniu do jednostek w odpowiedniej grupie oraz oświadczenia o rezygnacji z modernizacji;
- 4) niepodzielność obowiązków mocowych oferowanych w aukcji.

8. Ze względu na warunek niepodzielności, o którym mowa w ust. 7 pkt 4, w przypadkach, określonych w regulaminie rynku mocy, na podstawie analizy kosztów i korzyści, łączna wielkość obowiązków mocowych, dla których zawiera się umowy mocowe, może być mniejsza albo większa niż zapotrzebowanie na moc, o którym mowa w art. 27 ust. 5 pkt 1, w rundzie kończącej aukcję w danej grupie.

9. W przypadku odrębnego zakończenia aukcji głównej dla grup jednostek, o których mowa w art. 27 ust. 4, ceną zamknięcia aukcji dla danej grupy jednostek jest:

- 1) najwyższa cena, po której zaoferowano obowiązek mocowy objęty umową mocową w odniesieniu do jednostek z tej grupy, albo

- 2) cena zamknięcia aukcji, o której mowa w ust. 4, jeżeli jej zakończenie nastąpiło po cenie wyższej niż cena, o której mowa w pkt 1.

Art. 34. 1. Po zakończeniu aukcji mocy operator w terminie 3 dni roboczych zamieszcza w rejestrze rynku mocy oraz podaje do wiadomości publicznej wstępne wyniki aukcji obejmujące:

- 1) wykaz jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których zostały zawarte umowy mocowe, wraz ze wskazaniem dostawców mocy;
- 2) informacje o wielkości obowiązków mocowych będących przedmiotem zawartych umów mocowych oraz długości zawartych umów mocowych;
- 3) cenę zamknięcia aukcji mocy albo ceny zamknięcia aukcji głównej w przypadku, gdy doszło do odrębnego zakończenia aukcji głównej dla grup jednostek, o których mowa w art. 27 ust. 4.

2. W terminie 7 dni kalendarzowych od zakończenia aukcji mocy operator przekazuje informacje o przebiegu aukcji mocy ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE.

Art. 35. 1. Po otrzymaniu od operatora informacji, o której mowa w art. 34 ust. 2, Prezes URE może, nie później, niż czternastego dnia po zakończeniu aukcji mocy, wystąpić do ministra właściwego do spraw energii z wnioskiem o unieważnienie aukcji mocy, jeżeli aukcja mocy została przeprowadzona niezgodnie z przepisami prawa lub warunkami aukcji mocy lub doszło do niedozwolonego zachowania uczestników aukcji.

2. Minister właściwy do spraw energii może, w drodze decyzji, unieważnić aukcję mocy na wniosek Prezesa URE albo z urzędu, w przypadku wystąpienia okoliczności, o których mowa w ust. 1 lub w przypadku gdy wykonanie wyników aukcji będzie stanowiło zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii. Minister może unieważnić aukcję mocy nie później, niż dwudziestego pierwszego dnia po zakończeniu aukcji mocy niezwłocznie informując o tym Prezesa URE. W decyzji minister wskazuje termin przeprowadzenia nowej aukcji.

3. W pierwszym dniu roboczym następującym po dwudziestym pierwszym dniu od zakończenia aukcji mocy Prezes URE ogłasza ostateczne wyniki aukcji mocy w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Prezesa URE.

4. W przypadku unieważnienia aukcji na podstawie ust. 2, certyfikaty wydane przed tą aukcją zachowują ważność i dopuszczają do udziału w nowej aukcji.

5. Jednostka fizyczna wchodząca w skład jednostki rynku mocy, która pomimo udziału w aukcji głównej i aukcjach dodatkowych na ten sam rok dostaw nie została objęta obowiązkiem mocowym, może zostać wycofana z eksploatacji w terminie jednego roku od zgłoszenia na zasadach uzgodnionych z operatorem systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jednostka ta jest przyłączona.

Rozdział 6

Umowa mocowa

Art. 36. Przez umowę mocową dostawca mocy zobowiązuje się do wykonywania przez oznaczony czas obowiązku mocowego poprzez określoną jednostkę rynku mocy zgodnie z wynikiem aukcji mocy, operator zobowiązuje się do:

- 1) weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego;
- 2) przekazywania informacji niezbędnych do wystawienia przez dostawcę mocy dokumentów księgowych stanowiących podstawę do wypłacenia wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego;
- 3) ustalania wysokości kar należnych od dostawcy mocy;
a zarządca rozliczeń zobowiązuje się do zapłaty wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego.

Art. 37. 1. Umowa mocowa określa co najmniej:

- 1) oznaczenie jednostki rynku mocy, poprzez którą dostawca mocy wykonuje obowiązek mocowy;
 - 2) okres trwania obowiązku mocowego;
 - 3) sposób wykonywania i wynagradzania obowiązku mocowego oraz jego cenę;
 - 4) zasady uiszczania kar, o których mowa w art. 43, oraz zatrzymywania zabezpieczeń, o których mowa w art. 46;
 - 5) zasady monitorowania postępów inwestycji lub modernizacji, jeżeli umowa dotyczy nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy;
 - 6) zasady wykonania testu zdolności redukcji zapotrzebowania, jeżeli umowa dotyczy niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
 - 7) przesłanki rozwiązania umowy;
 - 8) odpowiedzialność stron za niewykonanie lub nienależyte wykonanie umowy.
2. Wzorzec umowy mocowej stanowi załącznik do regulaminu rynku mocy.

Art. 38. 1. Umowa mocowa zostaje zawarta z chwilą ogłoszenia wstępnych wyników aukcji przez operatora zgodnie z art. 34 ust. 1.

2. W przypadku, gdy aukcja mocy została unieważniona na podstawie art. 35, umowę mocową poczytuje się za niezawartą.

3. Umowa mocowa może także zostać zawarta w wyniku transakcji, o której mowa w art. 44, z chwilą wpisania jej do rejestru rynku mocy.

4. Umowę mocową zawiera się wyłącznie na czas oznaczony.

5. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego staje się należne z dniem rozpoczęcia okresu dostaw, z zastrzeżeniem ust. 6 i art. 54 ust 5.

6. Jeżeli umowa dotyczy nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy, wynagrodzenie staje się należne z dniem wykazania przez dostawcę mocy spełnienia wymagań, o których mowa w art. 48 ust. 1 i 2.

Art. 39. 1. Umowę mocową zawiera się w formie pisemnej w postaci elektronicznej pod rygorem nieważności.

2. Warunki i tryb zawarcia umowy mocowej w przypadku, o którym mowa w art. 38 ust. 3, określa regulamin rynku mocy.

Art. 40. Prawa i obowiązki dostawcy mocy wynikające z umowy mocowej mogą zostać przeniesione na osobę trzecią wyłącznie na zasadach określonych w niniejszej ustawie oraz w umowie mocowej.

Art. 41. 1. Umowa mocowa ulega rozwiązaniu, jeżeli:

- 1) wygasł obowiązek mocowy;
- 2) dotyczyła nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, a dostawca mocy nie spełnił wymagań, o których mowa w art. 48 ust. 1;
- 3) dotyczyła nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, a dostawca mocy nie spełnił wymagań, o których mowa w art. 48 ust. 2 przed zakończeniem trzeciego roku dostaw albo przed zakończeniem trwania umowy mocowej, jeżeli została zawarta na mniej niż trzy lata dostaw;
- 4) dotyczyła niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, a dostawca mocy nie uzyskał potwierdzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 48 ust. 3, 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. 48 ust. 1 lub 2,

czas trwania obowiązku mocowego zostaje skrócony do jednego roku dostaw, a dostawca mocy nie będzie uprawniony do otrzymania dla tej jednostki certyfikatu dla modernizowanej jednostki rynku mocy w dwóch kolejnych certyfikacjach do aukcji głównej następujących po roku, w którym doszło do skrócenia czasu trwania obowiązku mocowego.

Art. 42. 1. Obowiązek mocy wykonuje się w sposób określony w art. 52 i art. 53.

2. Za niewykonanie obowiązku mocowego, zgodnie z art. 52 i art. 53, dostawca mocy obowiązany jest zapłacić operatorowi karę.

3. Wysokość kary zależy od zakresu, w jakim obowiązek mocy nie został wykonany, oraz jednostkowej stawki kary, określanej w przepisach wydanych na podstawie art. 61.

4. Suma kar należnych od dostawcy mocy za niewykonanie obowiązku mocowego w odniesieniu do jednej jednostki rynku mocy w roku nie może przekroczyć dwukrotności iloczynu największego w danym roku obowiązku mocowego jednostki, której dotyczy umowa, oraz największej 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. Okresem rozliczeniowym kar jest miesiąc.

Art. 43. 1. W przypadku, gdy umowa uległa rozwiązaniu na podstawie art. 41 ust. 1 pkt 2, 3 albo 4, operator zatrzymuje lub realizuje zabezpieczenie finansowe złożone przez dostawcę mocy zgodnie z art. 46 jako karę za niewykonanie umowy mocowej.

2. W przypadku, gdy umowa uległa rozwiązaniu na podstawie art. 41 ust. 1 pkt 2, 3 albo 4, dostawca mocy, który został zwolniony z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia, płaci karę w wysokości, w jakiej byłby obowiązany ustanowić zabezpieczenie, gdyby nie podlegał zwolnieniu.

3. W przypadku, gdy umowa 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. 48 ust. 2, dostawca mocy płaci karę w wysokości 15% wartości niewykonanego obowiązku mocowego, obliczonej w oparciu o największą z cen zamknięcia aukcji mocy dotyczących danego roku dostaw.

4. W przypadku, gdy dostawca mocy uzyskał certyfikat, o którym mowa w art. 48 ust. 5, operator zwraca zabezpieczenie pomniejszone proporcjonalnie o wartość wynikającą z negatywnego wyniku testu zdolności redukcji zapotrzebowania.

Rozdział 7

Rynek wtórny

Art. 44. 1. W ramach transakcji na rynku wtórnym dostawca mocy może:

- 1) po zakończeniu aukcji dodatkowej – 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 (obróć wtórny obowiązkiem mocowym);
- 2) po zakończeniu okresu zagrożenia – rozliczać w całości lub w części niewykonanie obowiązku mocowego dostarczeniem mocy przez inną jednostkę rynku mocy ponad wielkość wymaganą w odniesieniu do tej jednostki zgodnie z art. 52 ust. 1 pkt 2 (realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego).

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

- 1) dotyczą wyłącznie obowiązków mocowych;
- 2) dotyczą wyłącznie jednostek rynku mocy certyfikowanych na ten sam rok dostaw, przy czym jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania musi mieć status jednostki potwierdzonej;
- 3) nie mogą dotyczyć obowiązku mocowego wykonywanego poprzez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą, jeżeli dostawca mocy nie spełnił wymagań, o których mowa w art. 48 ust. 2;
- 4) nie mogą dotyczyć jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których dostawca mocy nie uiścił kary, o której mowa art. 42;
- 5) muszą zostać zgłoszone operatorowi w rejestrze rynku mocy:
 - a) w przypadku transakcji, o którym mowa w ust. 1 pkt 1 – najpóźniej na dobę przed rozpoczęciem okresu którego dotyczą;
 - b) w przypadku transakcji, o którym mowa w ust. 1 pkt 2 – najpóźniej w 5 dniu po zakończeniu danego okresu zagrożenia;
- 6) mogą dotyczyć wyłącznie jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tym samym systemie przesyłowym, z zastrzeżeniem, że w przypadku transakcji o których mowa w ust. 1 pkt 1, dopuszcza się przeniesienie obowiązku mocowego z jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej na jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie;

7) muszą spełniać inne wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 61.

Art. 45. 1. Transakcje, o których mowa w art. 44 ust. 1 są skuteczne, jeżeli zostały zgłoszone operatorowi w rejestrze rynku mocy, a operator nie wyraził sprzeciwu wobec transakcji i dokonał jej wpisu do rejestru.

2. Operator może wyrazić sprzeciw wobec transakcji, o których mowa w art. 44 ust. 1, w terminie 3 dni roboczych od chwili zgłoszenia, jeżeli byłaby ona niezgodna z art. 44 ust. 2.

Rozdział 8

Zabezpieczenia

Art. 46. W przypadku wydania certyfikatu warunkowego, o którym mowa w art. 23, dostawca mocy jest obowiązany do ustanowienia na rzecz operatora zabezpieczenia finansowego.

Art. 47. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady wnoszenia zabezpieczenia finansowego, mając na względzie zapewnienie wykonania obowiązku mocowego przez dostawców mocy oraz proporcjonalność ustanawianego zabezpieczenia.

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

- 1) wysokość zabezpieczenia odniesioną do wielkości obowiązku mocowego;
- 2) termin ustanawiania i zwrotu zabezpieczenia finansowego;
- 3) dopuszczalne formy zabezpieczenia finansowego;
- 4) przesłanki zwolnienia dostawców mocy z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego.

Art. 48. 1. Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową dotyczącą nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, w terminie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji przedstawia operatorowi dokumenty potwierdzające:

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

2. Przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, którego dotyczy zawarta umowa mocowa, dostawca mocy przedstawia operatorowi dokumenty potwierdzające:

- 1) możliwość dostarczenia mocy przez nową lub modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą, której dotyczy umowa, w wielkości nie mniejszej niż 95% iloczynu mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności określonych w certyfikacie, poprzez ciągłą pracę przez okres co najmniej jednej godziny;
- 2) zrealizowanie zakresu rzeczowego oraz planowanych nakładów finansowych na nową albo modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą;
- 3) spełnienie atrybutów, o których mowa w art. 27 ust. 2;
- 4) wielkość udzielonej pomocy publicznej, o której mowa w art. 55.

3. Nie później niż miesiąc przed rozpoczęciem okresu dostaw z umowy mocowej dotyczącej niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, dostawca mocy wykonuje test zdolności redukcji zapotrzebowania, polegający na przeprowadzeniu procesu odpowiadającego dostarczeniu mocy w okresie zagrożenia. Test zdolności redukcji zapotrzebowania przeprowadza operator, na zasadach określonych w regulaminie rynku mocy, 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 przy współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego.

4. W przypadku, gdy w wyniku testu zdolności redukcji zapotrzebowania 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 zdolności redukcji zapotrzebowania, 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, może otrzymać potwierdzenie, o którym mowa w ust. 4 pkt 1, mimo negatywnego wyniku testu zdolności redukcji zapotrzebowania, 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 wykonanego obowiązku mocowego podczas testu, a obowiązek

mocowy tej jednostki określony w umowie mocowej oraz moc osiągalną określoną w certyfikacie obniża się odpowiednio.

6. Dostawca mocy otrzymuje zwrot zabezpieczenia finansowego z chwilą:

- 1) wykazania okoliczności, o których mowa w ust. 2, albo
- 2) otrzymania potwierdzenia, o którym mowa w ust. 4 pkt 1 lub ust. 5, z zastrzeżeniem art. 43 ust. 4, albo
- 3) wygaszenia certyfikatu na wniosek dostawcy mocy zgodnie z art. 19 ust. 2, albo
- 4) wygaśnięcia certyfikatu zgodnie z art. 19 ust. 3 pkt 1.

Rozdział 9

Rejestr rynku mocy

Art. 49. 1. Rejestr rynku mocy jest elektroniczną platformą prowadzenia procesów na rynku mocy, gromadzenia, przetwarzania i wymiany danych handlowych, rozliczeniowych i technicznych na rynku mocy oraz składania określonych w ustawie oświadczeń uczestników rynku mocy, w tym zawierania transakcji na rynku wtórnym.

2. Rejestr rynku mocy prowadzi operator. Operator zapewnia wgląd do rejestru rynku mocy ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE.

3. W rejestrze rynku mocy są w szczególności zapisywane informacje dotyczące:

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

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

Art. 50. 1. Operator prowadzi rejestr rynku mocy w postaci elektronicznej rzetelnie, dbając o bezpieczeństwo, aktualność i trwałość danych w nim zapisanych.

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

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

Art. 51. Szczegółowy zakres danych zapisywanych w rejestrze rynku mocy oraz zasady jego funkcjonowania i sposób obsługi określa regulamin rynku mocy.

DZIAŁ III

Wykonanie obowiązku mocowego i rozliczenia na rynku mocy

Rozdział 1

Wykonanie obowiązku mocowego

Art. 52. 1. Wykonywanie obowiązku mocowego polega na:

- 1) pozostawaniu w gotowości do dostarczania określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu poprzez jednostkę rynku mocy, oraz
- 2) dostarczeniu mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu, o którym mowa w art. 53 ust. 1 – w przypadku jednostki rynku mocy składającej się z jednostek zlokalizowanych w systemie;
- 3) dostarczeniu mocy elektrycznej do systemu państwa członkowskiego Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonego z systemem, w okresach zagrożenia w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu, o którym mowa w art. 53 ust. 1 – w przypadku jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej zlokalizowanej w tym systemie.

2. Obowiązek:

- 1) o którym mowa w ust. 1 pkt 1 powstaje z chwilą rozpoczęcia okresu dostaw, na który została zawarta umowa mocowa i trwa do jego zakończenia;
- 2) o którym mowa w 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:

- 1) jednostki rynku mocy, w skład której wchodzi wyłącznie jednostki fizyczne uczestniczące aktywnie w bilansowaniu zasobów systemu w ramach mechanizmu centralnego bilansowania – poprzez 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) jednostki rynku mocy innej niż określona w pkt 1 – poprzez:
 - a) wytwarzanie energii elektrycznej – w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej,
 - b) czasowe ograniczenie zużycia energii elektrycznej – w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

4. Operator ogłasza okres zagrożenia z wyprzedzeniem poprzez publikację ostrzeżenia na swojej stronie internetowej i w rejestrze rynku mocy. Ostrzeżenie może być opublikowane w trybie:

- 1) normalnym, nie później niż osiem godzin przed rozpoczęciem okresu zagrożenia;
- 2) nagłym, nie później niż cztery godziny przed rozpoczęciem okresu zagrożenia.

Art. 53. 1. Skorygowany obowiązek mocowy jednostki rynku mocy oblicza się na podstawie:

- 1) wielkości obowiązku mocowego wynikającej z umów mocowych dotyczących tej jednostki;
- 2) zapotrzebowania na moc w systemie;
- 3) łącznej wielkości obowiązków mocowych objętych umowami mocowymi w okresie dostaw z uwzględnieniem okoliczności wymienionych w ust. 4;
- 4) wytwarzania energii elektrycznej w źródłach nieobjętych obowiązkiem mocowym.

2. Wraz z ogłoszeniem okresu zagrożenia operator publikuje informacje umożliwiające dostawcy mocy oszacowanie skorygowanego obowiązku mocowego, w tym prognozowane wielkości, o których mowa w ust. 1 pkt 2-4.

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

4. Przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy w okresie zagrożenia uwzględnia się:

- 1) niedyspozycyjność w wyniku uzgodnionego z operatorem planowanego postępu remontowego:

- a) jednostki fizycznej wytwórczej, o której mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne na zasadach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g wymienionej ustawy,
 - b) jednostki innej niż określona w lit. a – na zasadach określonych w regulaminie rynku mocy, z zastrzeżeniem, że postój remontowy ustala się z wyprzedzeniem co najmniej trzech miesięcy, a ich łączny czas nie może przekroczyć 5% okresu, na który zawarta jest umowa mocowa;
- 2) brak możliwości dostarczenia mocy w wyniku ograniczeń sieciowych wynikających z poleceń ruchowych operatora lub operatora systemu dystrybucyjnego;
 - 3) w przypadku wydania ostrzeżenia w trybie nagłym – ograniczenia w realizacji obowiązku mocowego ze względu na charakterystykę rozruchu jednostki rynku mocy dostarczoną operatorowi zgodnie z art. 18 ust. 1 pkt 6 lit. a;
 - 4) dopuszczalny czas użytkowania jednostki rynku mocy wytwórczej w roku wynikające z odstępstw od standardów emisyjnych wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 146 ust. 3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672 z późn. zm.⁴⁾) w ten sposób, że jeżeli łączny czas trwania okresów zagrożenia w roku był dłuższy, niż wynosi dopuszczalny czas użytkowania, obowiązek mocowy przyjmuje się za w pełni wykonany w kolejnych okresach zagrożenia, o ile dopuszczalny czas użytkowania został zgłoszony operatorowi w certyfikacji zgodnie z art. 18 ust. 1 pkt 7.

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. Art. 9c ust. 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio.

6. Operator, w terminie 7 dni po zakończeniu danego miesiąca, informuje dostawcę mocy oraz zarządcę rozliczeń o wykonaniu obowiązku mocowego przez dostawcę mocy w tym miesiącu.

⁴⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2016 r. poz. 831, 903, 1250, 1427, 1933, 1991, 2255 i 2260.

Rozdział 2

Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego i proces rozliczeń

Art. 54. 1. Dostawca mocy otrzymuje po zakończeniu każdego miesiąca okresu dostaw wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego. Dostawca mocy wystawia operatorowi fakturę za wykonanie obowiązku mocowego, na podstawie informacji, o której mowa w art. 53 ust. 6.

2. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego w danym miesiącu:

- 1) dotyczy obowiązku mocowego powstałego w wyniku aukcji głównej, aukcji dodatkowej oraz obrotu wtórnego;
- 2) wyznacza się odrębnie dla każdej jednostki rynku mocy;
- 3) oblicza się jako sumę iloczynów obowiązków mocowych w godzinach miesiąca, zgodnie z informacją, o której mowa w art. 53 ust. 6, i odpowiadającej danemu obowiązkowi mocowemu cenie obowiązku mocowego, z uwzględnieniem art. 55.

3. Wskazana w umowie mocowej cena obowiązku mocowego jest to cena zamknięcia aukcji głównej albo aukcji dodatkowej, albo cena odrębnego rozstrzygnięcia aukcji głównej ustalona dla odpowiednich grup jednostek, o której mowa w art. 27 ust. 4.

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

5. Dostawca mocy nie otrzymuje wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1 za okres uzgodniony z operatorem postoju remontowego jednostki rynku mocy, o którym mowa w 53 ust. 4 pkt 1.

6. Rozliczeń finansowych rynku mocy dokonuje zarządca rozliczeń rynku mocy, zwany dalej „zarządcą rozliczeń”. 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. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.⁵).

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

Art. 55. 1. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla nowej i modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej pomniejsza się o wielkość pomocy publicznej o charakterze inwestycyjnym, przeznaczonej na budowę lub modernizację tej jednostki rynku mocy, 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 poprzez zmniejszenie ceny obowiązku mocowego.

Art. 56. 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, układem hybrydowym w rozumieniu art. 2 pkt 34 lub hybrydową instalacją odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 11a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii koryguje się w związku z otrzymywaniem świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

2. Korekty, o której mowa w ust. 1, za dany okres dokonuje się poprzez pomniejszenie obowiązku mocowego, za który przysługuje wynagrodzenie, o wolumen mocy wynikający z przyznanych za ten okres świadectw pochodzenia. Korekta ta nie może być wyższa niż wynagrodzenie wynikające z wielkości obowiązku mocowego i ceny obowiązku mocowego.

3. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy, o której mowa w ust. 1 wypłacane jest po przedstawieniu informacji o przyznanych za dany okres świadectwach pochodzenia niezbędnych do obliczenia korekty.

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

⁵ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2008 r. Nr 58, poz. 357, z 2009 r. Nr 98, poz. 817, z 2011 r. Nr 94, poz. 551 i Nr 233, poz. 1381, oraz z 2016 r. poz. 266 i 925.

Art. 57. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy, składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej wypłacane jest po przedstawieniu przez operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację tej jednostki, danych pomiarowo-rozliczeniowych za dany okres.

Art. 58. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego oraz premię, o której mowa w art. 59 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 2016 r. poz. 710 ze zm.⁶⁾)

Art. 59. 1. Dostawca mocy, który w danym okresie zagrożenia dostarczył moc ponad skorygowany obowiązek mocowy jednostki rynku mocy, otrzymuje z tego tytułu premię wynikającą z redystrybucji środków pieniężnych z kar za niewykonanie obowiązku mocowego, o ile zostały naliczone. Premię wyznacza się na jednostkę rynku mocy. Okresem rozliczeniowym premii jest rok kalendarzowy. Mechanizm premii nie dotyczy jednostki rynku mocy, składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej.

2. Premię, o której mowa w ust. 1 otrzymuje także dostawca mocy, który dostarczył w okresie zagrożenia moc poprzez jednostkę rynku mocy certyfikowaną na dany rok dostaw, lecz nie zawarł umowy mocowej w odniesieniu do tej jednostki obejmującej czas, w którym wystąpił ten okres zagrożenia.

3. 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 premii.

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

5. Dostawca mocy po zakończeniu każdego roku kalendarzowego wystawia na operatora fakturę z tytułu premii w danym roku, na podstawie raportu operatora przekazanego do końca miesiąca następującego po zakończeniu roku.

⁶⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2016 r. poz. 615, 846, 960, 1052, 1228, 1579, 1206 i 2024.

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

Art. 60. 1. Po zakończeniu okresu dostaw dostawca mocy, który był stroną umowy mocowej, wykazuje operatorowi zdolność do wykonania obowiązku mocowego w stosunku do każdej z jednostek rynku mocy, których dotyczą umowy mocowe.

2. Wykazanie zdolności do wykonania obowiązku mocowego polega na wskazaniu operatorowi określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 61 odpowiedniej dla kwartału dostaw liczby godzin, w których jednostka rynku mocy dostarczała moc do systemu (demonstracja).

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

- 1) w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania – ograniczenie zużycia energii elektrycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy tej jednostki w kwartale dostaw;
- 2) w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej – wytworzenie energii elektrycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy 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 obejmuje wynagrodzenie należne za cały kwartał, za który dostawca mocy nie dokonał demonstracji.

5. Niezależnie od obowiązków dostawcy mocy określonych w ust. 1-3, operator może ogłosić testowy okres zagrożenia dla wybranych jednostek rynku mocy objętych obowiązkiem mocowym. W przypadku pozytywnego wyniku testu, operator pokrywa na wniosek dostawcy mocy uzasadnione koszty związane z wykonaniem testowego okresu zagrożenia dla jednostki rynku mocy, przy czym wysokość rekompensaty jest nie wyższa, niż równowartość tygodniowego wynagrodzenia dostawcy mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy.

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

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

8. Operator może ogłosić testowy okres zagrożenia w odniesieniu do jednej jednostki rynku mocy nie częściej, niż raz na kwartał, z wyjątkiem okresu uzgodnionego z operatorem postępu remontowego, o którym mowa w art. 53 ust. 4 pkt 1. Jeżeli test zakończył się wynikiem negatywnym, operator może ogłaszać kolejne testowe okresy zagrożenia w tym samym kwartale po zgłoszeniu gotowości przez dostawcę mocy, aż do uzyskania pozytywnego wyniku.

9. W przypadku negatywnego wyniku testu dostawca mocy każdorazowo uiszcza karę za niewykonanie obowiązku mocowego. Art. 42 ust. 2-6 stosuje się odpowiednio.

10. Za okres od testowego okresu zagrożenia zakończonego wynikiem negatywnym do otrzymania od dostawcy mocy zgłoszenia gotowości do wykonania obowiązku mocowego przez jednostkę rynku mocy, dostawcy mocy nie przysługuje wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego przez daną jednostkę.

11. Brak wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego w okresie, o którym mowa w ust. 10, nie zwalnia dostawcy mocy z obowiązku dostarczenia mocy w okresie zagrożenia.

12. Operator niezwłocznie informuje zarządcę rozliczeń o niedokonaniu przez dostawcę mocy demonstracji lub testów, o których mowa w powyższych przepisach.

Art. 61. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe zasady 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 definiowany w oparciu o wartość oczekiwaną czasu braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych, wyrażoną w godzinach na rok;
- 2) procedurę ogłaszania ostrzeżeń w trybie normalnym i nagłym, w tym czas, jaki musi upłynąć od ostrzeżenia w trybie normalnym lub nagłym do okresu zagrożenia;
- 3) dni i godziny, w których może wystąpić okres zagrożenia;
- 4) maksymalną liczbę okresów zagrożenia w ciągu doby;

- 5) wytyczne w zakresie sposobu wyznaczania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia zużycia energii elektrycznej przez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 6) wytyczne w zakresie postanowień umownych dotyczących demonstracji możliwości wykonania obowiązku mocowego;
- 7) warunki demonstracji wykonania obowiązku mocowego;
- 8) wymogi dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji, w tym minimalną wielkość przenieszonego obowiązku;
- 9) kryteria przyznawania certyfikatu ze statusem cenotwórcy i rodzaje kosztów uzasadniających jego przyznanie;
- 10) sposób obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego.

Rozdział 3

Oplata mocowa

Art. 62. 1. Operator pobiera opłatę na wypłatę wynagrodzenia za wykonywanie obowiązków mocowych, odpowiadającą kosztom zakupionego obowiązku mocowego oraz uzasadnionym kosztom rozliczeń finansowych, o których mowa w art. 70 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 sieci dystrybucyjnej płatnika opłaty mocowej:

- 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 zużywa ono energię elektryczną na własny użytek. Za własny użytek uznaje się użytek związany z prowadzoną działalnością gospodarczą inną niż odpowiednio przesyłanie, dystrybucja lub wytwarzanie 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. 63 oraz warunki ich stosowania.

Art. 63. 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 umowie sprzedaży energii elektrycznej lub 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. 64 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. 64. 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, o której mowa w art. 63 ust. 3, wyrażoną w procentach

– wraz z opinią biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, w terminie do dnia 30 listopada roku poprzedzającego rok, za który pobierana jest 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, w terminie do 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, o której mowa w art. 63 ust. 3, wyrażonej w procentach.

5. Odbiorca przemysłowy, który złożył oświadczenie, o którym mowa w ust. 2, jest obowiązany w terminie do dnia 31 sierpnia roku następującego po roku, za który pobierana jest 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 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. 64 ust. 5 pkt 1 ustawy z dnia [...] o rynku mocy, są zgodne z prawdą;
- 2) znane mi są i spełniam warunki określone w art. 55 ust. 1 ustawy, o której mowa w pkt 1."; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.

Art. 65. 1. Przez współczynnik intensywności zużycia energii elektrycznej, o którym mowa w art. 63 ust. 3, art. 64 ust. 1 pkt 2 oraz art. 64 ust. 2 pkt 3, rozumie się stosunek kosztów energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby do wartości dodanej brutto obliczanej jako średnia arytmetyczna z trzech ostatnich lat poprzedzających rok, za który pobierana jest opłata mocowa.

2. Współczynnik intensywności zużycia energii elektrycznej, o którym mowa w art. 63 ust. 3, art. 64 ust. 1 pkt 2 oraz art. 64 ust. 2 pkt 3, oznaczony symbolem „ E_i ”, oblicza się według wzoru:

$$E_i = \frac{C}{GVA} \times 100\%$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C – koszty energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby w trzech ostatnich latach poprzedzających rok, za który pobierana jest opłata mocowa, a w przypadku gdy działalność gospodarcza, o której mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1, jest wykonywana w okresie krótszym niż trzy lata, w okresie wykonywania tej działalności, wyrażone w złotych,

GVA – wartość dodaną brutto w trzech ostatnich latach poprzedzających rok, za który pobierana jest opłata mocowa, a w przypadku gdy działalność gospodarcza, o której mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1, jest wykonywana w okresie krótszym niż trzy lata, w okresie wykonywania tej działalności, wyrażoną w złotych.

3. Do kosztów energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby, o których mowa w ust. 2, oznaczonych symbolem „C”, zalicza się koszty:

- 1) zakupu lub wytworzenia energii elektrycznej na własne potrzeby przez odbiorcę przemysłowego, w tym także:

- a) uiszczoną opłatę OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii,
 - b) koszty realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 niniejszej ustawy lub w art. 188 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz w art. 9a ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,
 - c) koszt podatku akcyzowego w rozumieniu ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2017 r. poz. 43) od energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne,
 - d) opłaty za usługi dystrybucji lub przesyłania energii elektrycznej;
- 2) udziału w systemie wsparcia odnawialnych źródeł energii w danym roku, które odbiorca przemysłowy poniósłby, gdyby nie skorzystał z ulg, o których mowa w art. 53 ust. 1 lub w art. 188 ust. 7, lub w art. 188a ust. 3, lub w art. 96 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii;
- 3) opłaty mocowej, który odbiorca przemysłowy poniósłby, gdyby nie skorzystał z ulg, o których mowa w art. 54 ust. 3.

4. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, sposób obliczania wartości dodanej brutto, o której mowa w ust. 2, oraz kosztów, o których mowa w ust. 3 pkt 2 i 3, biorąc pod uwagę zasady rachunkowości stosowane przez odbiorcę przemysłowego oraz koszty energii elektrycznej ponoszone przez tego odbiorcę.

Art. 66. Odbiorca przemysłowy, który nie przekazał Prezesowi URE w terminie informacji oraz oświadczenia, o których mowa w art. 64 ust. 5, podał w tej informacji nieprawdziwe lub wprowadzające w błąd dane lub skorzystał z uprawnienia, o którym mowa w art. 63 ust. 3, nie spełniając określonych w tym przepisie warunków, nie może skorzystać z uprawnień, o których mowa w art. 63 ust. 3 przez okres 5 lat od zakończenia roku, za który pobierana jest opłata mocowa.

Art. 67. 1. Prezes URE kalkuluje stawki opłaty mocowej w wysokości zapewniającej przeniesienie kosztów zakupionego obowiązku mocowego, z uwzględnieniem stanu środków finansowych na rachunku opłaty mocowej, środków finansowych z aukcji biletowych, spłaty zadłużenia, o którym mowa w art. 70 ust. 3 oraz kosztów obsługi finansowania rynku mocy, w tym kosztów, o których mowa w art. 70 ust. 4. Prezes URE kalkuluje stawki opłaty mocowej pomniejszone o należny podatek od towarów i usług w rozumieniu ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług na rok kalendarzowy.

2. Prezes URE publikuje w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 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 odrębnie dla kwartałów roku dostaw – na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 63 ust. 1 pkt 2.

3. Prezes URE może ustalić różne stawki opłaty mocowej na poszczególne kwartały roku dostaw, uwzględniając w stawkach obliczonych zgodnie z ust. 1 sezonową zmienność zapotrzebowania na moc w systemie według zasad określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 69.

4. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 63 ust. 1 pkt 1 Prezes URE kalkuluje odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywających rocznie:

- a) poniżej 500 kWh energii elektrycznej,
- b) od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej,
- c) od 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej,
- d) powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.

Art. 68. 1. Przedsiębiorstwa, o których mowa w art. 62 ust. 2 pkt 2-4 przekazują operatorowi informacje o sumie należnych opłat mocowych w zakresie, w terminach i na zasadach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 69.

2. Operator:

- 1) pobiera od podmiotów, o których mowa w art. 62 ust. 2 pkt 1-4 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 2014 r. poz. 851, z późn. zm.);
- 2) gromadzi środki pieniężne z opłaty mocowej.

3. Podmioty, o których mowa w art. 62 ust. 2, przekazują operatorowi środki pieniężne z opłaty mocowej należne za dany okres rozliczeniowy w terminach i na zasadach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 69.

4. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną przyłączone jest jednocześnie do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej płatnika opłaty mocowej, środki pobrane z opłaty mocowej wnoszone są 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 do płatnika opłaty mocowej środki pieniężne z tytułu opłaty mocowej, w terminie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 69.

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. 63 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. 63 ust. 1 pkt 2, w wybranych godzinach doby, o których mowa w art. 67 ust. 2 pkt 2,
- 3) wysokości środków pieniężnych z tytułu opłaty mocowej należnych i uiszczonych w danym kwartale przez podmioty zobowiązanych do jej wnoszenia,
– w terminie miesiąca następującego po upływie kwartału, za który jest sporządzana informacja.

Art. 69. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kalkulacji opłaty mocowej, biorąc pod uwagę równoprawny i proporcjonalny podział kosztów pomiędzy poszczególne grupy odbiorców, z uwzględnieniem ochrony ich interesów, oraz sprawny przebieg procesu pozyskiwania środków z opłaty mocowej.

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

- 1) zasady ustalania kosztów przenoszonych na poszczególne grupy odbiorców końcowych;
- 2) zakres i zasady przekazywania przez przedsiębiorstwa zobowiązane do wnoszenia opłaty mocowej, inne niż odbiorcy końcowi, informacji umożliwiających weryfikację poprawności rozliczeń;
- 3) terminy i zasady przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej;
- 4) okresy rozliczeniowe w relacjach pomiędzy odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej;

- 5) zasady wybierania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 63 ust. 1 pkt 2.

Art. 70. 1. Środki zgromadzone z tytułu opłaty mocowej, a także zatrzymane zabezpieczenia finansowe i kary, z wyłączeniem kar, o których mowa w art. 78, zwroty wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego, o którym mowa w art. 60 ust. 4, oraz odsetki od tych środków, stanowią własność operatora.

2. Operator powierza zarządcy rozliczeń środki, o których mowa w ust. 1, zgromadzone za dany okres rozliczeniowy, pomniejszone o należny podatek od towarów i usług, powiększone o kwotę stanowiącą równowartość podatku od towarów i usług wskazanego w pisemnej dyspozycji zapłaty, o której mowa art. 54 ust. 7, dokonując wpłaty na wyodrębniony rachunek bankowy, zwany dalej „rachunkiem opłaty mocowej”, w terminie do końca miesiąca następującego po zakończeniu tego 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, to kwotę tej różnicy operator wpłaca na rachunek opłaty mocowej w terminie 3 miesięcy od zakończenia tego 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 pokrywaniu kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2017 r. poz. 569) 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, w tym kosztom zapewnienia płynności finansowej rozliczeń umów mocowych. 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 wskazane w ust. 3 oraz ust. 5 nie stanowią umowy pożyczki w rozumieniu ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (Dz. U. z 2017 r. poz. 459) oraz ustawy z dnia 9 września 2000 r. o podatku od czynności cywilnoprawnych (Dz. U. z 2016 r., poz. 223 ze zm.) i nie podlegają opodatkowaniu tym podatkiem.

Art. 71. 1. Środki uzyskane z opłaty mocowej, z wyłączeniem wynagrodzenia zarządcy rozliczeń, o którym mowa w art. 70 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 operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przekaze środki na rachunek opłaty mocowej albo ustaną przyczyny jej utworzenia. Równowartość zmniejszonej lub rozwiązanej rezerwy 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. 72. W sprawach spornych dotyczących:

- 1) procesów certyfikacji, w zakresie:
 - a) odmowy wpisu jednostki fizycznej do rejestru rynku mocy przez operatora,

- b) odmowy wydania certyfikatu przez operatora lub wydania certyfikatu z parametrami odbiegającymi od tych, o których certyfikację wnioskował dostawca mocy dla jednostki rynku mocy.
 - c) nierównego traktowania dostawców mocy, jednostek fizycznych lub jednostek rynku mocy w procesie certyfikacji,
 - d) prowadzenia przez operatora procesów certyfikacji niezgodnie z regulaminem rynku mocy,
- 2) aukcji mocy, w zakresie:
- a) zachowania uczestników aukcji mocy niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy,
 - b) prowadzenia aukcji mocy przez operatora niezgodnie z przepisami ustawy lub warunkami aukcji mocy określonymi w regulaminie rynku mocy,
 - c) niedopuszczenia jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy;
- 3) obrotu obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym, w tym braku zgody operatora na transakcję na rynku wtórnym,
- 4) rejestru rynku mocy w zakresie wpisanych danych lub odmowy wpisania do rejestru rynku mocy,
- 5) naruszenia przez operatora zasad ogłaszania okresu zagrożenia,
- rozstrzyga na wniosek strony Prezes URE, w drodze decyzji.

Art. 73. Złożenie wniosku do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu może nastąpić po wykorzystaniu środków odwoławczych określonych w regulaminie rynku mocy. Złożenie wniosku nie wstrzymuje toku procesu na rynku mocy, którego dotyczy spór, a rozstrzygnięcie sporu nie narusza praw ani obowiązków uczestników rynku mocy wynikających z trwającego lub zakończonego procesu na rynku mocy.

Art. 74. 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, o którym mowa w ust. 1, toczy się według przepisów ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2016 poz. 1822 z późn. zm.⁷⁾) o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

Rozdział 2

Regulamin rynku mocy

Art. 75. 1. W celu ustalenia szczegółowych warunków współpracy z uczestnikami rynku mocy w ramach poszczególnych procesów na rynku mocy, operator opracowuje regulamin rynku mocy, biorąc pod uwagę cel rynku mocy określony w art. 1 ust. 2.

2. 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.

Art. 76. Regulaminu rynku mocy określa, w zakresie nieuregulowanym w ustawie oraz przepisach wykonawczych, zasady dotyczące współpracy operatora z pozostałymi uczestnikami rynku mocy, w szczególności:

- 1) organizację, przebieg i zasady przeprowadzania procesu certyfikacji, w tym:
 - a) wykaz i formę przedkładanych operatorowi informacji,
 - b) organizację wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku mocy w procesie certyfikacji,
 - c) kryteria, jakimi kieruje się operator, dokonując rozstrzygnięcia, dotyczącego wpisu jednostek fizycznych do rejestru rynku mocy,
 - d) tryb składania i rozpatrywania reklamacji dotyczących rozstrzygnięć operatora,
 - e) sposób obliczania danych techniczno-ekonomicznych podlegających certyfikacji,
 - f) wzory formularzy i dokumentów stosowanych w procesie certyfikacji,
 - g) zasady współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego w procesie certyfikacji jednostek fizycznych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - h) harmonogram procesów certyfikacji,
 - i) zakres i formę informacji i dokumentów określonych w art. 12 ust. 2, art. 18 ust. 1 i art. 22,

⁷⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. Z 2016 r. poz. 1823, 1860, 2138, 2260 i 2261 oraz Dz. U. z 2017 r. poz. 85 i 187.

- j) techniczne aspekty wyznaczania mocy osiągalnej netto oraz proponowanych wartości korekcyjnych współczynników dyspozycyjności dla jednostek rynku mocy w poszczególnych grupach technologii dostarczania mocy,
 - k) sposób weryfikacji parametrów jednostki fizycznej wytwórczej, jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania lub jednostki rynku mocy w procesie certyfikacji,
 - l) sposób wydawania potwierdzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 48 ust. 4 pkt 1 oraz jego wzór;
- 2) szczegółowe zasady prowadzenia aukcji mocy, oraz warunki aukcji, w tym:
- b) algorytm rozstrzygania aukcji,
 - c) zasady uzyskiwania dostępu i korzystania z platformy aukcyjnej, w tym wymagania techniczne wobec użytkowników,
 - d) sposób licytowania i przebieg aukcji mocy;
- 3) techniczne warunki korzystania z rejestru rynku mocy przez uczestników rynku mocy, w tym:
- a) postać danych zapisywanych i przetwarzanych w rejestrze,
 - b) wymagania techniczne wobec użytkowników,
 - c) zasady uzyskiwania dostępu do rejestru, w tym strefy i zbiory danych dostępne dla poszczególnych uczestników rynku mocy,
 - d) funkcjonalności rejestru w zakresie przetwarzania, kopiowania i sporządzania wyciągów z danych,
 - e) procedurę rejestrowania transakcji na rynku wtórnym,
 - f) metody zapewnienia bezpieczeństwa danych i ochrony informacji;
- 4) procedury związane z dostarczaniem mocy, w tym zasady:
- a) rozliczania wykonania obowiązku mocowego, w tym sposób wyznaczania skorygowanego obowiązku mocowego w okresie zagrożenia,
 - b) ogłaszania okresów zagrożenia;
 - c) demonstracji zdolności wykonania obowiązku mocowego;
 - d) wyznaczania wielkości dostarczonej mocy, w tym metody określania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia zużycia energii elektrycznej, z uwzględnieniem wytycznych określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 61 ust. 1;
- 5) okres sprawdzenia wykonania obowiązku mocowego w okresie zagrożenia;
- 6) sposób sprawdzenia wykonania skorygowanego obowiązku mocowego;

- 7) sposób pomniejszania wynagrodzenia, o którym mowa w art. 55;
- 8) sposób wymiany danych pomiarowo-rozliczeniowych pomiędzy 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. 12 ust. 2 pkt 8 lit. b;
- 9) szczegółowe zasady prowadzenia aukcji biletowych oraz warunki aukcji.

Art. 77. 1. Operator przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, regulamin 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.

2. Prezes URE, w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw energii, zatwierdza albo odmawia zatwierdzenia regulaminu rynku mocy w drodze decyzji w terminie 45 dni. W przypadku odmowy zatwierdzenia regulaminu rynku mocy Prezes URE uzasadnia odmowę zatwierdzenia, wskazuje propozycje zmian oraz wyznacza termin przedłożenia nowego regulaminu rynku mocy.

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

4. Wniesienie odwołania od decyzji, o której mowa w ust. 1 nie wstrzymuje obowiązku przedłożenia nowego regulaminu rynku mocy do zatwierdzenia.

DZIAŁ V

Kary pieniężne

Art. 78. 1. Karze pieniężnej podlega ten, kto:

- 1) nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 13 ust. 1;
- 2) w procesie certyfikacji przekazuje dane lub informacje nieprawdziwe lub niepełne;
- 3) w trakcie procesu certyfikacji lub aukcji dopuścił się zachowania niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy.

2. Karze pieniężnej podlega operator w przypadku:

- 1) nieprzeprowadzenia procesów certyfikacji w terminach, o których mowa w art. 3;
- 2) prowadzenia procesów certyfikacji niezgodnie z ustawą lub regulaminem rynku mocy;
- 3) nieuzasadnionego nierównego traktowania dostawców mocy lub jednostek fizycznych lub jednostek rynku mocy w procesie certyfikacji;

- 4) nieprzedłożenia lub nie przedłożenia w terminie informacji o, o których mowa w art. 4 - 6 lub art. 11;
- 5) nieuzasadnionej odmowy wpisania jednostki fizycznej do rejestru rynku mocy;
- 6) nieuzasadnionej odmowy wydania dostawcy mocy certyfikatu, o którym mowa w art. 17 ust. 1;
- 7) niezorganizowania aukcji głównej lub dodatkowej w terminie, o którym mowa w art. 24 ust. 5, z przyczyn leżących po stronie operatora;
- 8) nieogłoszenia dat aukcji głównej i dat aukcji dodatkowej, w terminie, o którym mowa w art. 24 ust. 6;
- 10) prowadzenia aukcji mocy niezgodnie z przepisami ustawy lub regulaminem rynku mocy;
- 11) nieuzasadnionego niedopuszczenia jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy;
- 12) nie przekazania ministrowi właściwemu do spraw energii w terminie informacji, o której mowa w art. 29;
- 13) nieprzekazania w terminie informacji, o której mowa w art. 34 ust. 2;
- 14) naruszenia zasad ogłaszania okresu zagrożenia, o których mowa w art. 52 ust. 4.

3. Karze pieniężnej podlega operator systemu dystrybucyjnego w przypadku:

- 1) nieuzasadnionej odmowy współpracy z operatorem przy realizacji zadań określonych w ustawie lub regulaminie rynku mocy;
- 2) nieprzekazania w terminie informacji, o której mowa w art. 68 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 związana jest z działalnością prowadzoną 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, jeżeli wpływ naruszenia na rynek mocy i jego skutki są znikome, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek.

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

10. Kary pieniężne, o których mowa w ust. 1 - 3, podlegają ściągnięciu w trybie przepisów o postępowaniu egzekucyjnym w administracji.

11. W sprawach dotyczących kar pieniężnych, o których mowa w ust. 1 - 3, stosuje się odpowiednio przepisy działu III ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa (Dz. U. z 2015 r. poz. 613 z późn. zm.⁸⁾), z wyłączeniem art. 68 § 1-3.

DZIAŁ VI

Przepisy zmieniające

Art. 79. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220):

- 1) w art. 11d w ust. 1 dodaje się pkt 7 w brzmieniu:
„7) ogłasza okres zagrożenia, o którym mowa w art. 2 pkt 25 ustawy z dnia (...) o rynku mocy (Dz. U.).”;
- 2) w art. 15b w ust. 4 dodaje się pkt 8 w brzmieniu:
„8) ocenę funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia ... 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. ...);”
- 3) w art. 45 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 2017 o rynku mocy oraz koszty wprowadzenia i pobierania opłaty mocowej, o której mowa w ustawie z dnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. poz.)”.

Art. 80. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672 z późn. zm.⁹⁾) dodaje się art. 369a w brzmieniu:

„Art. 369a. Przepisów art. 367 ust. 1 lub art. 368 nie stosuje się do jednostek rynku mocy, o których mowa w art. 2 pkt 12 ustawy z dnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. poz.) pracujących w okresach zagrożenia, o których mowa w art. 2 pkt 25 tej ustawy.”

⁸⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U z 2015 r. poz. 251, 699, 722, 723, 978, 1197, 1311, 1269 i 1649 oraz z 2016 r. poz. 195, 615, 846, 1228, 1579, 1933, 1948, 2024, 2255 i 2261.

⁹⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U z 2016 r. poz. 831, 903, 1250, 1427, 1933, 1936, 1991, 2255 i 2260.

Art. 81. W ustawie z dnia 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 następujące 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 emitowanych na podstawie ustawy z dnia 15 stycznia 2015 r. o obligacjach (Dz. U. poz. 238);
- 3) depozytach bankowych i bankowych papierach wartościowych w walucie polskiej; – z uwzględnieniem ust 3.”,

b) ust. 3 i 4 otrzymują 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.¹⁰⁾), jest Skarb Państwa lub państwowa osoba prawna.

4. Zarządca Rozliczeń S.A. może, za zgodą walnego zgromadzenia oraz jeżeli statut funduszu inwestycyjnego tak stanowi, dokonując umorzenia certyfikatów funduszu otrzymać, zamiast całości lub części należnych mu środków pieniężnych, akcje przedsiębiorstw energetycznych. Statut funduszu inwestycyjnego określa sposób i tryb umorzenia oraz sposób określenia wartości certyfikatów inwestycyjnych i akcji przedsiębiorstw energetycznych.”;

2) w art. 56 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 gruncie ustawy z dnia.... o rynku mocy”.

¹⁰⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2016 r. poz. 1948 i 2260.

Art. 82. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. poz. 478 z późn. zm.¹¹⁾) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 105 uchyla się ust. 1;
- 2) w art. 105 ust. 2 otrzymuje następujące brzmienie:

„2. Termin wymagalności lokat środków zgromadzonych na rachunku opłaty OZE, operator rozliczeń energii odnawialnej, 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”.

DZIAŁ VII

Przepisy przejściowe, dostosowujące i końcowe

Art. 83. 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 rok 2021.

Art. 84. 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 rok 2022.

Art. 85. Pierwszą aukcję biletową przeprowadza się w roku 2019.

Art. 86. Operator opracuje i przedłoży po raz pierwszy Prezesowi URE do zatwierdzenia regulamin rynku mocy, o którym mowa w art. 75, w terminie do 31 października 2017 r. Prezes URE zatwierdza regulamin rynku mocy do 29 grudnia 2017 r.

Art. 87. 1. Certyfikacje do aukcji głównych na okres dostaw 2021, 2022 i 2023 można przeprowadzić łącznie.

2. Parametry aukcji głównej oraz prognozowane zapotrzebowanie na moc, mogą zostać określone łącznie na poszczególne okresy dostaw, o których mowa w ust. 1, odpowiednio w

¹¹⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2015 r. poz. 2365 oraz z 2016 r. poz. 925, 1579, 1753 i 2260.

rozporządzeniu, o którym mowa w art. 30 ust. 1 i rozporządzeniu, o którym mowa w art. 31 ust. 1.

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

4. Aukcje główne na okresy dostaw określone w ust. 1 przeprowadza się w ten sposób, że aukcję główną na kolejny okres dostaw rozpoczyna się po zakończeniu aukcji głównej na okres dostaw poprzedzający.

Art. 88. Rejestr rynku mocy, o którym mowa w art. 49, co najmniej w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji oraz aukcji mocy, operator utworzy w terminie do 31 grudnia 2017 r.

Art. 89. Prezes URE ogłasza wykaz, o którym mowa w art. 15 ust. 5, nie później niż 2 tygodnie przed rozpoczęciem pierwszej certyfikacji ogólnej.

Art. 90. 1. Opłatę mocową pobiera się od dnia 1 października 2020 r.

2. Prezes URE kalkuluje stawki opłaty mocowej na okres od 1 października 2020 r. do 31 grudnia 2021 r. w sposób proporcjonalny w całym okresie, zapewniający przeniesienie kosztów wynikających z umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównej na rok dostaw 2021.

Art. 91. 1. Rada Ministrów, nie później niż w 2024 r., na podstawie analiz bilansowych i oceny stopnia rozwoju rynku energii, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłoży Sejmowi informację o skutkach jej obowiązywania wraz z propozycjami zmian albo zniesienia rynku mocy.

2. W przypadku zniesienia rynku mocy lub zaprzestania organizowania aukcji mocy, zawarte umowy mocowe zachowują moc i podlegają wykonaniu.

Art. 92. Do dnia ogłoszenia pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w niniejszej ustawie ze wspólnym rynkiem albo decyzji stwierdzającej, że mechanizm przewidziany w niniejszej ustawie nie stanowi pomocy publicznej, umowa mocowa nie podlega wykonaniu.

Art. 93. 1. Limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w roku:

2017 r. – 391 926 zł

2018 r. – 351 926 zł

2019 r. – 351 926 zł

2020 r. – 351 926 zł

2021 r. – 351 926 zł

2022 r. – 351 926 zł

2023 r. – 351 926 zł

2024 r. – 351 926 zł

2025 r. – 351 926 zł

2026 r. – 351 926 zł

Art. 94. Limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministrowi właściwemu do spraw energii, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w roku:

2017 r. – 278 600 zł

2018 r. – 238 600 zł

2019 r. – 238 600 zł

2020 r. – 238 600 zł

2021 r. – 238 600 zł

2022 r. – 238 600 zł

2023 r. – 238 600 zł

2024 r. – 238 600 zł

2025 r. – 238 600 zł

2026 r. – 238 600 zł

Art. 95. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2018 r., z wyłączeniem art. 47, art. 49 - 51, art. 61 oraz art. 75 - 77, które wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.