

USTAWA

z dnia 2016 r.

o rynku mocy^{1) 2)}**DZIAŁ I****Przepisy ogólne****Rozdział 1****Przedmiot regulacji i definicje**

Art. 1. 1. Ustawa określa organizację i zasady dostarczania mocy elektrycznej i wynagradzania za gotowość do jej dostarczania, zwane dalej „rynkiem mocy” oraz prawa i obowiązki podmiotów rynku mocy.

2. Celem funkcjonowania rynku mocy jest zapewnienie długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju, poprzez gwarantowanie dostępności mocy elektrycznej, w tym technologii redukcji zapotrzebowania, odpowiedniej do potrzeb odbiorców, uwzględniającej uwarunkowania pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

Art. 2. Użyte w ustawie określenia oznaczają:

- 1) aukcja mocy – aukcję, w której dostawca mocy oferuje operatorowi obowiązki mocowe po określonej cenie, w danym okresie dostaw,
- 2) aukcja główna – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest rok kalendarzowy, odbywającą się w piątym roku przed okresem dostaw,
- 3) aukcja dodatkowa – aukcję mocy, w której okresami dostaw są kwartały roku kalendarzowego, odbywającą się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw, przeprowadzaną odrębnie dla poszczególnych okresów dostaw,
- 4) dostawca mocy – właściciel jednostki rynku mocy lub podmiot przez niego upoważniony do dysponowania jednostką rynku mocy w zakresie procesów na rynku mocy,
- 5) jednostka fizyczna – wyodrębniony zespół urządzeń technicznych i przyporządkowanych im punktów pomiarowych w krajowym systemie elektroenergetycznym, z których każdy przyporządkowany jest tylko do jednego takiego zespołu,
- 6) jednostka fizyczna redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną dostarczającą moc do systemu poprzez czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej w wyniku wykorzystania sterowanego odbioru lub źródła wytwórczego niebędącego jednostką fizyczną, tworzącego jednostkę fizyczną wraz z urządzeniami i instalacjami odbiorcy końcowego,
- 7) jednostka fizyczna wytwórcza – jednostkę wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 ze zm.³⁾),

¹⁾ Niniejsza ustawa w zakresie swojej regulacji dokonuje wdrożenia dyrektywy 2005/89 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działania na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. UE L 33/22 z 4.02.2006, s. 22)

²⁾ Niniejszą ustawą wprowadza się zmiany w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne oraz w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska.

³⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2013 r. poz. 984 i 1238, z 2014 r. poz. 457, 490, 900, 942, 1101, 1662, z 2015 r. poz. 151, 478, 942, 1618, 1893, 1960 i 2365 oraz z 2016 r. poz. 266, 925, 1052 i 1165.

- 8) jednostka rynku mocy – jednostkę rynku mocy wytwórczą lub jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania,
- 9) jednostka rynku mocy wytwórcza – jednostkę fizyczną wytwórczą lub grupę takich jednostek, która przeszła pomyślnie proces certyfikacji ogólnej, o którym mowa w art. 13, i została wpisana do rejestru, o którym mowa w art. 40,
- 10) jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania lub grupę takich jednostek, która przeszła pomyślnie proces certyfikacji ogólnej, o którym mowa w art. 13, i została wpisana do rejestru, o którym mowa w art. 40,
- 11) obowiązek mocy – zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez jednostkę rynku mocy oraz do dostarczenia mocy elektrycznej do systemu w okresie zagrożenia,
- 12) odbiorca końcowy – odbiorcę końcowego energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne,
- 13) okres dostaw - rok albo kwartał kalendarzowy, dla którego jest przeprowadzana aukcja mocy,
- 14) okres zagrożenia – pełną godzinę, w której nadwyżka mocy dostępnej dla operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne,
- 15) 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,
- 16) operator systemu dystrybucyjnego – operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne,
- 17) sieć przesyłowa – sieć przesyłową elektroenergetyczną w rozumieniu art. 3 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne,
- 18) taryfa – taryfę w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne,
- 19) uczestnik rynku mocy – operatora, zarządcę rozliczeń rynku mocy, operatora systemu dystrybucyjnego lub dostawcę mocy.

Rozdział 2

Prawa i obowiązki podmiotów rynku mocy

Art. 3. Minister właściwy do spraw energii, w szczególności:

- 1) określa parametry aukcji,
- 2) wstrzymuje, zawiesza lub unieważnia aukcję mocy na zasadach określonych w ustawie,
- 3) określa zasady podziału kosztów rynku mocy na poszczególne grupy odbiorców.

Art. 4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE” równoważy interesy poszczególnych uczestników rynku mocy, mając na uwadze w szczególności niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy oraz ochronę odbiorców energii elektrycznej przed nadmiernymi kosztami rynku mocy. Do zadań Prezesa URE należy, w szczególności:

- 1) nadzorowanie wykonywania obowiązków dostawców mocy związanych z procesami certyfikacji, o których mowa w art. 9-16,

- 2) opiniowanie parametrów aukcji, o których mowa w art. 22,
- 3) zatwierdzanie regulaminu opracowanego przez operatora na podstawie art. 57, zwanego dalej „regulaminem rynku mocy”,
- 4) ustalanie stawki opłaty, o której mowa w art. 51 ust. 1,
- 5) zatwierdzanie i ogłaszanie wyników aukcji mocy,
- 6) rozstrzyganie, w trybie określonym w art. 55, sporów pomiędzy uczestnikami rynku mocy,

Art. 5. Operator uczestniczy w rynku mocy w szczególności poprzez:

- 1) opracowanie i stosowanie regulaminu rynku mocy,
- 2) opracowywanie proponowanych parametrów aukcji, o których mowa w art. 22, zapewniających osiągnięcie celu rynku mocy, o którym mowa w art. 1 ust. 2,
- 3) gromadzenie, weryfikację i przetwarzanie informacji o jednostkach rynku mocy i tworzących je jednostkach fizycznych, we współpracy z właściwymi operatorami systemów dystrybucyjnych, z zachowaniem poufności informacji prawnie chronionych,
- 4) organizację i prowadzenie aukcji mocy,
- 5) zawieranie i wykonywanie umów mocowych z dostawcami mocy,
- 6) pobieranie opłaty, o której mowa w art. 50 ust. 1, od płatników i odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej,
- 7) prowadzenie rozliczeń wykonania obowiązków mocowych na rynku mocy,
- 8) przekazywanie środków zebranych przez operatora systemu dystrybucyjnego z tytułu opłaty mocowej od odbiorców końcowych oraz środków z opłaty mocowej zebranych od odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej na rachunek opłaty mocowej zarządcy rozliczeń rynku mocy,
- 9) ogłaszanie okresów zagrożenia oraz pozyskiwanie i gromadzenie danych dotyczących wykonania obowiązku mocowego,
- 10) sprawdzanie wolumenu wykonania skorygowanego obowiązku mocowego w okresach zagrożenia,
- 11) prowadzenie elektronicznej platformy wymiany informacji handlowych i rozliczeniowych na rynku mocy, o której mowa w art. 40, zwanej dalej „rejestrze rynku mocy”,
- 12) monitorowanie działania rynku mocy i proponowanie zmian w zasadach jego działania,
- 13) wykonywanie innych zadań określonych w przepisach rynku mocy.

Art. 6. Operator systemu dystrybucyjnego uczestniczy w rynku mocy w szczególności poprzez:

- 1) udostępnianie w procesach certyfikacji niezbędnych informacji dotyczących jednostek fizycznych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- 2) współpraca z operatorem podczas procesu certyfikacji, o którym mowa w art. 9,
- 3) pobieranie od odbiorców końcowych opłaty, o której mowa w art. 50 ust. 1,
- 4) udostępnianie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonania obowiązku mocowego oraz na potrzeby rozliczeń,
- 5) gromadzenie i przekazywanie operatorowi środków z opłaty, o której mowa w art. 50.

Art. 7. 1. Rozliczeń finansowych rynku mocy dokonuje zarządca rozliczeń rynku mocy, zwany dalej „zarządcą rozliczeń”. Zarządca rozliczeń prowadzi obsługę rozliczeń rynku mocy, w szczególności:

- 1) oblicza wysokość świadczeń należnych dostawcy mocy na podstawie umowy mocowej oraz informacji uzyskanych od operatora,

- 2) gromadzi środki finansowe z tytułu opłaty mocowej oraz z tytułu kar pieniężnych na wyodrębnionym rachunku bankowym, zwanym dalej „rachunkiem opłaty mocowej”,
 - 3) zarządza środkami pieniężnymi przeznaczonymi na wypłatę świadczeń należnych dostawcom rynku mocy,
 - 4) dokonuje płatności wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego,
2. Zadania zarządcy rozliczeń wykonuje Zarządca Rozliczeń S.A., o którym mowa w rozdziale 7 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.⁴).

Art. 8. Dostawca mocy, uczestnicząc w rynku mocy, w szczególności:

- 1) poddaje jednostki fizyczne, którymi dysponuje, procesom certyfikacji,
- 2) uczestniczy w aukcjach mocy,
- 3) zawiera z operatorem umowę mocową,
- 4) może dokonywać obrotu obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym,
- 5) wykonuje obowiązek mocowy i uiszcza kary za jego niewykonanie,
- 6) otrzymuje wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego,
- 7) otrzymuje premie za wykonanie obowiązku mocowego ponad wymagany poziom zgodnie z zasadami określonymi w przepisach rynku mocy,
- 8) jest podmiotem innych praw i obowiązków określonych w przepisach rynku mocy.

DZIAŁ II

Organizacja rynku mocy

Rozdział 1

Certyfikacja

Art. 9. Operator, we współpracy z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego, prowadzi procesy certyfikacji:

- 1) w celu pozyskania informacji o podaży mocy w systemie elektroenergetycznym oraz liczbie i rodzaju jednostek fizycznych planujących uczestniczyć w rynku mocy (certyfikacja ogólna),
- 2) w celu dopuszczenia jednostek rynku mocy do aukcji, o której mowa w art. 19 ust. 5 pkt 1 oraz ustalenia wielkości podaży mocy w tej aukcji (certyfikacja do aukcji głównej),
- 3) w celu dopuszczenia jednostek rynku mocy do aukcji, o której mowa w art. 19 ust. 5 pkt 2 oraz ustalenia wielkości podaży mocy w tej aukcji (certyfikacja do aukcji dodatkowej).

Art. 10. 1. Proces certyfikacji oraz inne procesy na rynku mocy prowadzi się w odniesieniu do jednostek rynku mocy, którymi dysponuje dostawca mocy, przez co rozumie się dokonywanie czynności faktycznych i prawnych dotyczących tych jednostek.

2. Dostawca mocy może dysponować więcej niż jedną jednostką rynku mocy.

3. Jednostką rynku mocy może dysponować tylko jeden dostawca mocy.

Art. 11. 1. W procesie certyfikacji dostawca mocy zgłasza udział jednostki rynku mocy, składając operatorowi wniosek certyfikacyjny. Operator rozpatruje wniosek certyfikacyjny, a następnie:

- 1) w przypadku certyfikacji ogólnej – wpisuje jednostki fizyczne do rejestru rynku mocy, albo odmawia wpisania do rejestru,

⁴ 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.

2) w przypadku certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej – wydaje dostawcy mocy certyfikat dla danej jednostki rynku mocy w celu dopuszczenia jej do aukcji, albo odmawia wydania certyfikatu.

2. Po wpisaniu do rejestru rynku mocy jednostka fizyczna staje się jednostką rynku mocy lub wchodzi w skład jednostki rynku mocy. W certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej dostawca mocy może zgłosić wyłącznie udział jednostek rynku mocy.

3. Jednostka rynku mocy, dla której operator wydał certyfikat w procesie certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej, staje się certyfikowaną jednostką rynku mocy.

4. Zgłaszając jednostkę rynku mocy do procesu certyfikacji w roku następującym po roku, w którym jednostka została wpisana do rejestru rynku mocy lub wydano dla niej certyfikat, dostawca mocy może poprzestać na przedłożeniu informacji stanowiących uzupełnienie lub zmianę informacji przekazanych w poprzednim procesie certyfikacji, jeżeli uległy one zmianie albo złożyć oświadczenie o braku ich zmian.

Art. 12. 1. Dostawca mocy dysponujący jednostką fizyczną wytwórczą o mocy elektrycznej osiągalnej nie mniejszej niż 2 MW brutto jest obowiązany zgłosić udział tej jednostki w certyfikacji ogólnej. Dopuszcza się wykonanie tego obowiązku poprzez zgłoszenie grupy jednostek, o której mowa w ust. 2 pkt 1.

2. Do udziału w certyfikacji ogólnej można zgłosić:

- 1) grupę jednostek fizycznych wytwórczych, których łączna moc elektryczna osiągalna wynosi co najmniej 2 MW brutto, lecz nie więcej niż 50 MW brutto; maksymalna moc elektryczna osiągalna jednostki fizycznej w grupie nie może być większa niż 10 MW brutto,
- 2) jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, której moc elektryczna osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi co najmniej 2 MW,
- 3) grupę jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, których łączna moc elektryczna osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi co najmniej 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW.

3. Przez moc osiągalną jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania rozumie się maksymalne czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej w wyniku wykorzystania sterowanego odbioru lub źródła wytwarzania energii elektrycznej stanowiącego część urządzeń odbiorcy, zmierzone w układzie obejmującym wszystkie fizyczne punkty przyłączenia tej jednostki do sieci.

4. Wpis do rejestru rynku mocy dotyczący jednostki, o której mowa w ust. 2, jest ważny do momentu rozpoczęcia certyfikacji ogólnej w kolejnym roku.

Art. 13. 1. W procesie certyfikacji ogólnej dostawca mocy przedstawia operatorowi podstawowe informacje o jednostce fizycznej, w szczególności:

- 1) dane identyfikacyjne jednostki rynku mocy, jej właściciela oraz dokumenty poświadczające prawo do dysponowania jednostką rynku mocy,
- 2) lokalizację jednostki,
- 3) parametry techniczne i pomiarowe jednostki,
- 4) w przypadku jednostki fizycznej wytwórczej - średnioterminowe plany pracy,
- 5) informacje o otrzymywanej pomocy publicznej, rozumianej jako:
 - a) środki otrzymywane na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r., poz. 478 z późn. zm.), stanowiącymi iloczyn ilości energii i ceny podanej w ofercie dla tej energii elektrycznej, a wartością sprzedaży tej samej ilości energii elektrycznej ustaloną według średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku

- konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,
- b) prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, świadectw pochodzenia z kogeneracji w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne oraz prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. poz. 831),
 - c) ulgi i zwolnienia w podatkach i opłatach z tytułu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,
 - d) środki na pokrycie kosztów osieroconych w rozumieniu 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.),
 - e) inna pomoc publiczna o charakterze inwestycyjnym, bez względu na formę i miejsce jej udzielenia, przeznaczona na budowę lub przebudowę jednostki fizycznej,
 - f) inna pomoc publiczna o charakterze operacyjnym, dotycząca jednostki fizycznej, bez względu na formę i miejsce jej udzielenia.
- 6) średnioterminowe plany w zakresie otrzymywania lub ubiegania się o pomoc publiczną, o której mowa w pkt 5.
2. W procesie certyfikacji ogólnej dostawca mocy oświadcza zamiar zgłoszenia danej jednostki fizycznej do udziału w procesie certyfikacji do aukcji głównej lub aukcji dodatkowej.
3. W przypadku zgłaszania do udziału w certyfikacji ogólnej planowanej jednostki fizycznej dostawca mocy przedkłada informacje zgodne z najlepszą dostępną wiedzą.

Art. 14. 1. W procesie certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej dostawca mocy przedstawia operatorowi informacje o jednostce rynku mocy umożliwiające określenie warunków, na jakich jednostka rynku mocy może uczestniczyć w danej aukcji.

2. Dostawca mocy zgłaszający udział jednostki rynku mocy wytwórczej przedstawia w szczególności:
- 1) wielkość obowiązku mocowego, jaki zamierza oferować poprzez tę jednostkę w aukcji, której dotyczy proces certyfikacji,
 - 2) dane identyfikacyjne jednostki rynku mocy, jej właściciela oraz dokumenty poświadczające prawo do dysponowania jednostką rynku mocy,
 - 3) informacje na temat miejsc przyłączenia i punktów pomiarowych, a także potwierdzenie spełniania przez układ pomiarowy wymogów technicznych na potrzeby procesu rozliczeń,
 - 4) koncesję, jeśli jest wymagana zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,
 - 5) informacje na temat możliwości wykonywania obowiązku mocowego, w tym utrzymywanych zapasów paliwa,
 - 6) planowaną w okresie dostaw moc osiągalną netto,
 - 7) aktualną lub planowaną charakterystykę techniczno-ekonomiczną, w tym szczegółowe informacje o kosztach operacyjnych stałych i zmiennych oraz kosztach kapitałowych,
 - 8) informację o istniejących ograniczeniach czasu eksploatacji jednostki wytwórczej wynikających z odrębnych przepisów.

3. Certyfikat wydawany dostawcy mocy dla jednostki rynku mocy wytwórczej zawiera co najmniej:

- 1) dane identyfikacyjne dostawcy mocy oraz jednostki,
- 2) informacje o prawach wynikających z certyfikatu,
- 3) wielkość obowiązku mocowego planowanego do zaoferowania w aukcji mocy, której dotyczył proces certyfikacji,
- 4) moc osiągalną netto jednostki,
- 5) korekcyjny współczynnik dyspozycyjności,
- 6) informację o kwalifikacji jednostki rynku mocy jako istniejącej, nowej albo modernizowanej zgodnie z art. 16 ust. 1 oraz, w przypadku jednostki nowej lub modernizowanej, informację o wskazanej długości umowy mocowej, którą dostawca mocy zamierza zawrzeć w wyniku aukcji,
- 7) informację o statusie jednostki rynku mocy jako cenotwórcy albo cenobiorcy, zgodnie z art. 16 ust. 6.

4. Dostawca mocy zgłaszający udział jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania może wnioskować o jej certyfikowanie jako potwierdzonej albo niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania. W przypadku zgłaszania jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania:

- 1) jako potwierdzonej – dostawca mocy przedstawia:
 - a) informacje wskazane w ust. 2 pkt 1-2 odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania,
 - b) planowaną moc osiągalną redukcji zapotrzebowania wraz z planowanym profilem dostępności tej mocy w okresie dostaw,
 - c) informacje o posiadanych zasobach umożliwiających redukcję zapotrzebowania,
 - d) certyfikat testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 18 ust. 4.
- 2) jako niepotwierdzonej – dostawca mocy przedstawia w szczególności:
 - a) informacje wskazane w ust. 2 pkt 1-2 odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania oraz dokumenty potwierdzające działania zmierzające do pozyskania zasobów lub uzyskania uprawnienia do dysponowania jednostkami wchodzącymi w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania,
 - b) planowaną moc osiągalną redukcji zapotrzebowania wraz z planowanym profilem dostępności tej mocy w okresie dostaw,
 - c) informacje o planowanych zasobach umożliwiających redukcję zapotrzebowania,
 - d) zobowiązanie do wykonania testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 18 ust. 3, nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu dostaw.

5. Certyfikat wydawany dostawcy mocy dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania zawiera co najmniej:

- 1) w przypadku jednostki potwierdzonej –
 - a) dane identyfikacyjne dostawcy mocy oraz jednostki,
 - b) informacje o prawach wynikających z certyfikatu,
 - c) wielkość obowiązku mocowego oferowanego w aukcji mocy, której dotyczył proces certyfikacji,
 - d) moc osiągalną jednostki określoną zgodnie z art. 12 ust. 3,
 - e) korekcyjny współczynnik dyspozycyjności,
- 2) w przypadku jednostki niepotwierdzonej –

- a) dane identyfikacyjne dostawcy mocy oraz jednostki,
- b) informacje o prawach wynikających z certyfikatu,
- c) wielkość obowiązku mocowego oferowanego w aukcji mocy, której dotyczył proces certyfikacji,
- d) informacje o warunkach utrzymywania oraz zwolnienia zabezpieczenia finansowego, o którym mowa w art. 17 ust. 2,
- e) korekcyjny współczynnik dyspozycyjności,
- f) termin przeprowadzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania.

6. Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności, o którym mowa w ust. 3 i 5, służy określeniu maksymalnej wielkości obowiązku mocowego, jaki jednostka rynku mocy o danej technologii może zaoferować na rynku mocy.

7. Operator wyznacza, uwzględniając dane historyczne, wartość korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności obowiązującego w procesie certyfikacji do aukcji głównej i aukcji dodatkowej dla danej grupy technologii dostarczania mocy oraz publikuje go na swojej stronie internetowej w terminie określonym w art. 19 ust. 6.

Art. 15. 1. Warunkiem otrzymania certyfikatu, o którym mowa w art. 14 ust. 3, jest złożenie operatorowi:

- 1) oświadczenia, że jednostka rynku mocy nie jest objęta pomocą publiczną, o której mowa w art. 13 ust. 1 pkt 5, albo
- 2) oświadczenia, że dostawca mocy zrezygnuje z otrzymywania pomocy publicznej, o której mowa w art. 13 ust. 1 pkt 5, najpóźniej z dniem rozpoczęcia otrzymywania wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego, albo
- 3) oświadczenia, że jednostka rynku mocy jest jednostką kogeneracji w rozumieniu art. 3 pkt 35 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, albo
- 4) oświadczenia, że jednostka rynku mocy jest instalacją spalania wielopaliwowego w rozumieniu art. 2 pkt 15 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub hybrydową instalacją odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 11a wymienionej ustawy, albo
- 5) w przypadku jednostki rynku mocy świadczącej na rzecz operatora usługi, o których mowa w ust. 2 – oświadczenie o rezygnacji ze świadczenia tych usług najpóźniej z dniem rozpoczęcia otrzymywania wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego.

2. Dostawca mocy nie może otrzymać certyfikatu, o którym mowa w art. 14 ust. 3 dla jednostki rynku mocy wytwórczej, która świadczy na rzecz operatora usługi systemowe, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy Prawo energetyczne, wiążące się z pozostawianiem w wyłącznej dyspozycji operatora w celu dostarczania energii lub mocy na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi lub bilansowania systemu elektroenergetycznego, w tym odtwarzania rezerw zdolności wytwórczych, bez prawa sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

3. Prezes URE corocznie wydaje obwieszczenie, w którym określa usługi systemowe uniemożliwiające otrzymanie certyfikatu, o których mowa w ust. 2.

Art. 16. 1. Wydając certyfikat dla jednostki rynku mocy w procesie certyfikacji do aukcji głównej, operator kwalifikuje ją, według zgłoszenia dostawcy mocy, jako:

- 1) istniejącą jednostką rynku mocy,
- 2) nową jednostką rynku mocy,
- 3) modernizowaną jednostką rynku mocy.

2. W celu uzyskania certyfikatu dla jednostki rynku mocy kwalifikowanej jako nowa jednostka rynku mocy, oprócz informacji określonych w art. 14, dostawca mocy przedstawia operatorowi w szczególności:

- 1) informacje techniczno-ekonomiczne o planowanych fizycznych urządzeniach i układach składających się na jednostkę rynku mocy,
 - 2) planowaną lokalizację jednostki i miejsca przyłączenia,
 - 3) dokumenty potwierdzające spełnienie atrybutów, o których mowa w art. 22 ust. 1 pkt 5,
 - 4) wymagane koncesje i pozwolenia, jeżeli zostały wydane,
 - 5) warunki przyłączenia lub umowę o przyłączenie, jeśli została zawarta,
 - 6) dokumenty poświadczające możliwość pozyskania finansowania,
 - 7) planowany harmonogram inwestycji,
 - 8) informację na temat długości umowy mocowej, którą dostawca mocy planuje zawrzeć w wyniku aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki,
- w zakresie, w jakim są dostępne w czasie procesu certyfikacji.

3. W celu uzyskania certyfikatu dla jednostki rynku mocy kwalifikowanej jako modernizowana jednostka rynku mocy, oprócz informacji określonych w art. 14, dostawca mocy przedstawia operatorowi w szczególności:

- 1) dokumenty potwierdzające okoliczność modernizacji, w tym planowane nakłady finansowe oraz zakres rzeczowy modernizacji,
 - 2) dokumenty potwierdzające spełnienie atrybutów, o których mowa w art. 22 ust. 1 pkt 5,
 - 3) harmonogram modernizacji,
 - 4) zmiany w parametrach techniczno-ekonomicznych w następstwie modernizacji,
 - 5) informację na temat długości umowy mocowej, którą dostawca mocy planuje zawrzeć w wyniku aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki
- w zakresie, w jakim są dostępne w czasie procesu certyfikacji.

4. Uzyskanie certyfikatu uprawnia dostawcę mocy do oferowania w aukcji głównej:

- 1) obowiązku mocowego na jeden lub więcej niż jeden okres dostaw, lecz nie więcej niż piętnaście kolejnych okresów dostaw – w przypadku nowej jednostki rynku mocy,
- 2) obowiązku mocowego na jeden lub więcej niż jeden okres dostaw, określony przed dostawcą mocy w certyfikacji do aukcji głównej, lecz nie więcej niż pięć kolejnych okresów dostaw – w przypadku modernizowanej jednostki rynku mocy,
- 3) obowiązku mocowego na pojedynczy okres dostaw – w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy.

5. Jednostka rynku mocy otrzymuje w procesie certyfikacji do aukcji głównej lub aukcji dodatkowej:

- 1) status cenotwórcy – w przypadku nowej oraz modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej lub jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania,
- 2) status cenobiórca – w przypadku jednostki rynku mocy innej niż wymienionej w pkt 1.

6. Dostawca mocy może otrzymać certyfikat ze statusem cenotwórcy w odniesieniu do innej jednostki rynku mocy, niż wymieniona w ust. 5 pkt 1, jeśli wykaze, że jednostka ta ponosi wyższe uzasadnione koszty stałe, niż wynosi poziom maksymalnej ceny ofertowej cenobiórca, o którym mowa w art. 20 ust. 4.

7. Spełnienie atrybutu, o którym mowa w art. 22 ust. 1 pkt 5 lit. a, następuje poprzez wykazanie w procesie certyfikacji:

1) w przypadku nowej jednostki rynku mocy – poniesienia wymaganych nakładów inwestycyjnych na aktywa wchodzące w skład jednostki rynku mocy lub powiązane funkcjonalnie z tą jednostką, w okresie pomiędzy rokiem dostaw, a styczniem szóstego roku przed rokiem dostaw,

2) w przypadku modernizowanej jednostki rynku mocy – poniesienia wymaganych nakładów inwestycyjnych na budowę nowych układów technologicznych lub w zakresie działań na istniejących układach technologicznych na potrzeby tej jednostki, w okresie od zakończenia aukcji do rozpoczęcia okresu dostaw; nakłady muszą zostać przeznaczone wyłącznie na instalacje techniczne, których nie da się wydzielić jako odrębnych jednostek fizycznych.

8. Poniesione nakłady inwestycyjne, o których mowa w ust. 7, mogą służyć spełnieniu atrybutu, o którym mowa w art. 22 ust. 1 pkt 5 lit. a, wyłącznie w odniesieniu do jednej umowy mocowej.

Art. 17. 1. W celu ochrony przed ryzykiem niewykonania obowiązku mocowego w okresie dostaw przez nową jednostkę rynku mocy oraz niepotwierdzoną jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania, operator w odniesieniu do takiej jednostki wydaje dostawcy mocy certyfikat warunkowy.

2. Dostawca mocy, któremu operator wydał certyfikat warunkowy, otrzymuje certyfikat uprawniający do udziału w aukcji pod warunkiem ustanowienia na rzecz zarządcy rozliczeń zabezpieczenia finansowego. W przypadku, gdy dostawca mocy nie ustanowi zabezpieczenia finansowego w terminie określonym w regulaminie rynku mocy, traci uprawnienie do przystąpienia do aukcji z jednostką rynku mocy, której dotyczył certyfikat warunkowy. Dostawca mocy może zostać zwolniony z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego w przypadkach określonych w regulaminie rynku mocy.

Art. 18. 1. Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową dotyczącą nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy, wykazuje, w terminie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji:

- 1) poniesienie nakładów inwestycyjnych w określonej wielkości odniesionej do całkowitych planowanych nakładów inwestycyjnych,
- 2) zawarcie umów związanych z inwestycją o określonej sumarycznej wartości odniesionej do całkowitych planowanych nakładów inwestycyjnych.

2. Przed rozpoczęciem okresu dostaw, którego dotyczy zawarta umowa mocowa, dostawca mocy, który wykazał spełnienie wymagań wymienionych w ust. 1, wykazuje:

- 1) możliwość dostarczenia mocy przez nową lub modernizowaną jednostkę rynku mocy, której dotyczy umowa, przy czym iloczyn mocy osiągalnej jednostki i zastosowanego korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wynosi określoną część wynikającego z umowy obowiązku mocowego,
- 2) zrealizowanie zakresu rzeczowego oraz planowanych nakładów inwestycyjnych na budowę nowej jednostki rynku mocy lub modernizację istniejącej jednostki.

3. 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. Przepisy art. 43 i art. 44 stosuje się odpowiednio.

4. Jeżeli w wyniku testu zdolności redukcji zapotrzebowania, dostawca mocy:

1) dostarczył moc odpowiadającą wykonaniu obowiązku mocowego w co najmniej 80%, uznaje się to za pozytywny wynik testu zdolności redukcji zapotrzebowania, a operator wydaje certyfikat testu zdolności redukcji zapotrzebowania, wpisywany do rejestru rynku mocy;

2) dostarczył moc odpowiadającą wykonaniu obowiązku mocowego w mniej niż 80%, uznaje się to za negatywny wynik testu.

5. Dostawca mocy, na podstawie złożonego wniosku, może otrzymać certyfikat mimo negatywnego wyniku testu zdolności redukcji zapotrzebowania, jeżeli dostarczył moc odpowiadającą wykonaniu obowiązku mocowego w co najmniej 50%. Certyfikat ten określa moc osiągalną odpowiadającą rzeczywiście wykonanego obowiązku mocowego podczas testu.

6. Z chwilą wykazania okoliczności, o których mowa w ust. 2 lub otrzymania certyfikatu, o którym mowa w ust. 4 i 5, dostawca mocy otrzymuje zwrot zabezpieczenia finansowego, z zastrzeżeniem art. 37 ust. 4.

Rozdział 2 Aukcje mocy

Art. 19. 1. Rynek mocy prowadzi się w formie aukcji, w których dostawcy mocy oferują operatorowi obowiązek mocowy w zamian za ustalone w wyniku aukcji wynagrodzenie.

2. Aukcje mocy organizuje się w oparciu o parametry, o których mowa w art. 22.

3. Operator prowadzi aukcje mocy elektronicznie za pomocą systemu teleinformatycznego.

4. Oświadczenia składane operatorowi w toku aukcji dostawca mocy opatruje bezpiecznym podpisem elektronicznym weryfikowanym przy pomocy ważnego kwalifikowanego certyfikatu.

5. Operator organizuje w każdym roku kalendarzowym:

1) aukcję główną w dwóch ostatnich miesiącach roku;

2) aukcję dodatkową w pierwszym kwartale roku.

6. Operator do 1 marca każdego roku ogłasza:

1) datę aukcji głównej i aukcji dodatkowej,

2) korekcyjne współczynniki dyspozycyjności obowiązujące w procesach certyfikacji do aukcji głównej i aukcji dodatkowej.

Art. 20. 1. Aukcja mocy jest aukcją z malejącą ceną, rozpoczynającą się od ceny maksymalnej, obniżanej w każdej kolejnej rundzie.

2. Dostawca mocy oferuje w aukcji obowiązek mocowy poprzez:

1) akceptację ceny wywoławczej w kolejnej rundzie w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy, co oznacza gotowość do zaciągnięcia obowiązku mocowego w zamian za wynagrodzenie nie niższe niż wynikające z tej ceny, albo

2) złożenie oferty wyjścia w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy, zawierającej cenę wyższą niż cena wywoławcza kolejnej rundy, co oznacza gotowość do zaciągnięcia obowiązku mocowego w zamian za wynagrodzenie nie niższe niż wynikające z ceny podanej w ofercie wyjścia.

3. Obowiązek mocowy oferowany przez dostawcę mocy:

1) na aukcji głównej – odpowiada wielkości zgłoszonej w procesie certyfikacji do aukcji głównej i jest mniejszy lub równy iloczynowi korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności i mocy osiągalnej netto, określonych w certyfikacie dopuszczającym do aukcji głównej,

2) na aukcji dodatkowej – odpowiada wielkości zgłoszonej w procesie certyfikacji do aukcji dodatkowej i jest mniejszy lub równy iloczynowi korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności i mocy osiągalnej netto, określonych w certyfikacie dopuszczającym do

aukcji dodatkowej, pomniejszonemu o wielkość obowiązku mocowego dla tego samego okresu dostaw, wynikającego z aukcji głównej.

4. Dostawca mocy nie może złożyć oferty wyjścia w odniesieniu do jednostki rynku mocy o statusie cenobiorcy, o którym mowa w art. 16 ust. 5, zawierającej cenę wyższą niż maksymalna cena ofertowa cenobiorcy.

5. Dostawca mocy, który oferuje obowiązek mocowy na więcej niż jeden okres dostaw zgodnie z art. 16 ust. 5, może w dowolnej rundzie skrócić oferowany w odniesieniu do właściwej jednostki rynku mocy czas trwania obowiązku mocowego do jednego okresu dostaw, zachowując status cenotwórcy. W kolejnych aukcjach głównych jednostkę rynku mocy, w odniesieniu do której dostawca mocy skrócił oferowany okres dostaw, traktuje się jak istniejącą jednostkę rynku mocy o statusie cenobiorcy, chyba, że dostawca mocy wykaże w procesie certyfikacji poniesienie nowych nakładów, o których mowa w art. 18 ust. 1.

6. Dostawca mocy, który oferuje obowiązek mocowy w odniesieniu do modernizowanej jednostki rynku mocy, może w dowolnej rundzie zrezygnować z modernizacji, skracając oferowany czas trwania obowiązku mocowego do jednego okresu dostaw oraz tracąc status cenotwórcy.

Art. 21. Udział dostawcy mocy w aukcji, do której otrzymał certyfikat:

- 1) jest obowiązkowy w przypadku aukcji głównej,
- 2) jest dobrowolny w przypadku aukcji dodatkowej.

Art. 22. 1. Parametrami aukcji głównej są:

- 1) okres dostaw wynoszący rok kalendarzowy, zwany dalej „rokiem dostaw”;
- 2) popyt na moc reprezentowany przez krzywą zapotrzebowania na moc, wyznaczoną na podstawie:
 - a) prognozowanego zapotrzebowania na moc wyznaczonego zgodnie z art. 23,
 - b) 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 potencjalnych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług systemowych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,
 - c) współczynnika zwiększającego cenę, o której mowa w lit. b, służącego do wyznaczenia ceny maksymalnej obowiązującej w aukcji,
 - d) parametru wyznaczającego wielkość mocy poniżej zapotrzebowania, o którym mowa w lit. a, dla której cena osiąga wartość maksymalną, o której mowa w lit. c,
 - e) parametru wyznaczającego wielkość mocy ponad zapotrzebowanie, o którym mowa w lit. a, dla której cena osiąga wartość minimalną, większą od zera,
- 3) maksymalna cena ofertowa dla jednostek rynku mocy o statusie cenobiorcy, o którym mowa w art. 16 ust. 5;
- 4) maksymalna liczba rund aukcji;
- 5) określone dla poszczególnych grup technologii parametry techniczno-ekonomiczne nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy (atributy):
 - a) jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych na budowę nowej lub modernizację istniejącej jednostki rynku mocy,
 - b) sprawność jednostki rynku mocy wytwórczej,
 - c) wskaźnik jednostkowej emisji dwutlenku węgla,
 - d) wskaźnik jednostkowej emisji substancji szkodliwych dla środowiska naturalnego,

- e) minimum techniczne jednostki rynku mocy wytwórczej, szybkość zmiany obciążenia lub wymagania dotyczące charakterystyki uruchamiania.

2. Parametrami aukcji głównej mogą być ponadto wynikające z założeń planistycznych ministra właściwego do spraw energii parametry umożliwiające odrębne rozstrzygnięcie aukcji w odniesieniu do nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy:

- 1) zapotrzebowanie na moc oczekiwane do pokrycia przez nowe lub modernizowane jednostki rynku mocy, rozumiane jako określona łączna wielkość obowiązków mocowych, które zgodnie z założeniami planistycznymi powinny stać się przedmiotem umów mocowych zawartych odpowiednio dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy w wyniku aukcji głównej,
- 2) najwyższa cena, po której może nastąpić zawarcie umów mocowych pokrywających zapotrzebowanie, o którym mowa w pkt 1, mająca zastosowanie w przypadku odrębnego rozstrzygnięcia aukcji w odniesieniu do tych jednostek.

3. Parametrami aukcji dodatkowej są:

- 1) okresy dostaw będące kwartałami roku dostaw, zwane dalej „kwartałami dostaw”,
- 2) parametry, o których mowa w ust. 1 pkt 2-4, wyznaczone odpowiednio dla kwartałów dostaw.

Art. 23. Prognozowane zapotrzebowanie na moc jest wyznaczone na podstawie:

- 1) prognozowanego zapotrzebowania na moc szczytową w krajowym systemie elektroenergetycznym w danym okresie dostaw,
- 2) wymaganego poziomu rezerw mocy ponad zapotrzebowanie szczytowe 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 nieuczestniczące w rynku mocy,
 - b) wynikającej z obowiązujących umów mocowych, których przedmiotem są obowiązki mocowe na ten sam okres dostaw,
 - c) w przypadku aukcji głównej – zarezerwowanej do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowej.

Art. 24. Operator przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii opinię zawierającą proponowane wartości parametrów, o których mowa w art. 22 ust. 1 pkt 2 lit. a i b, 3, 4, 5 lit. e oraz odpowiednio parametrów, o których mowa w art. 22 ust. 3.

Art. 25. 1. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE oraz operatora w zakresie określonym w ust. 2, określa, w drodze rozporządzenia, parametry aukcji głównej i aukcji dodatkowej, mając na względzie politykę energetyczną państwa, adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewnienie bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego oraz równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy.

2. Parametry aukcji głównej i dodatkowej określa się każdego roku, najpóźniej 24 tygodnie przed rozpoczęciem aukcji głównej.

Art. 26. 1. Minister właściwy do spraw energii, może na wniosek operatora w drodze postanowienia:

- 1) wstrzymać rozpoczęcie aukcji, lub
- 2) zawiesić rozpoczętą aukcję

jeśli doszło do awarii systemu teleinformatycznego za pomocą którego aukcja jest lub ma zostać przeprowadzona, na czas nie dłuższy niż 14 dni.

2. Minister właściwy do spraw energii wznawia wstrzymaną lub zawieszoną aukcję w drodze postanowienia.

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

Art. 27. 1. Aukcja mocy kończy się, gdy:

- 1) łączna moc oferowana w kolejnej rundzie w wyniku złożonych ofert wyjścia jest mniejsza niż zapotrzebowanie na moc wynikające z krzywej, o której mowa w art. 22 ust. 1 pkt 2, albo
- 2) zakończyła się ostatnia runda.

2. Operator wyznacza cenę zamknięcia aukcji na podstawie punktu przecięcia krzywej, o której mowa w art. 22 ust. 1 pkt 2, z krzywą podaży utworzoną ze złożonych ofert wyjścia, w sposób zapewniający optymalny koszt pozyskania mocy.

3. Jeżeli aukcja zakończyła się w sposób opisany w ust. 1 pkt 2, a łączna wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy jest większa, niż zapotrzebowanie na moc wynikające z krzywej, o której mowa w art. 22 ust. 1 pkt 2, jako cenę zamknięcia aukcji przyjmuje się cenę, o której mowa w art. 22 ust. 1 pkt 2 lit. e, a przedmiotem umów mocowych stają się wszystkie obowiązki mocowe, które nie zostały zaoferowane poprzez złożenie oferty wyjścia.

4. Jeżeli wyznaczono parametry, o których mowa w art. 22 ust. 2, aukcja może zakończyć się odrębnie dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy. Jeżeli po zakończeniu rundy aukcyjnej:

- 1) łączna wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy, którzy nie zgłosili ofert wyjścia w odniesieniu odpowiednio do nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy, jest mniejsza od zapotrzebowania na moc do pokrycia przez nowe lub modernizowane jednostki rynku mocy, o którym mowa w art. 22 ust. 2 pkt 1,
- 2) w zakończonej rundzie dostawca mocy złożył w odniesieniu odpowiednio do nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy ofertę wyjścia z ceną nie wyższą niż cena, o której mowa w art. 22 ust. 2 pkt 2,

aukcja kończy się dla odpowiednio nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy.

5. W przypadku odrębnego zakończenia aukcji operator wyznacza cenę zamknięcia aukcji dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy na podstawie punktu przecięcia krzywej wynikającej z zapotrzebowania na moc do pokrycia przez nowe lub modernizowane jednostki rynku mocy z krzywą podaży utworzoną przez złożone w odniesieniu do tych jednostek oferty wyjścia, w sposób zapewniający optymalny koszt pozyskania mocy z nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy.

6. Cena zamknięcia wyznaczona w wyniku odrębnego zakończenia aukcji nie może być niższa od ceny zamknięcia, o której mowa w ust. 2.

Art. 28. 1. Po zakończeniu aukcji operator niezwłocznie publikuje w rejestrze rynku mocy wstępne wyniki aukcji obejmujące:

- 1) listę 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,
- 3) cenę zamknięcia aukcji albo ceny zamknięcia aukcji w przypadku, gdy doszło do odrębnego zakończenia aukcji dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy.

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

Art. 29. 1. Po otrzymaniu od operatora informacji, o której mowa w art. 28 ust. 2, Prezes URE może, nie później, niż czternastego dnia po zakończeniu aukcji, wystąpić do ministra właściwego do spraw energii z wnioskiem o unieważnienie aukcji, jeżeli aukcja została przeprowadzona niezgodnie z przepisami prawa lub warunkami aukcji lub doszło do niedozwolonego zachowania uczestników aukcji.

2. Minister właściwy do spraw energii może, w drodze decyzji, unieważnić aukcję na wniosek Prezesa URE albo z urzędu, jeżeli Prezes URE do czternastego dnia po zakończeniu aukcji nie wystąpił z wnioskiem. Minister może unieważnić aukcję nie później, niż dwudziestego pierwszego dnia po zakończeniu aukcji.

3. Dwudziestego drugiego dnia po zakończeniu aukcji Prezes URE ogłasza, w drodze obwieszczenia, ostateczne wyniki aukcji. Obwieszczenie publikuje się w Biuletynie Informacji Publicznej Prezesa URE.

Rozdział 3

Umowa mocowa

Art. 30. 1. Przez umowę mocową dostawca mocy zobowiązuje się do wykonywania obowiązku mocowego poprzez określoną jednostkę rynku mocy zgodnie z wynikiem aukcji mocy, a operator zobowiązuje się do weryfikacji realizacji obowiązku mocowego i przekazywania zarządcy rozliczeń informacji niezbędnych do ustalenia podstaw do wypłacenia wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego lub wstrzymania jego wypłaty lub ustalenia kar należnych od dostawcy mocy, a zarządca rozliczeń zobowiązuje się wypłacenia tego wynagrodzenia.

Art. 31. Umowa mocowa określa co najmniej:

- 1) jednostkę rynku mocy, poprzez którą dostawca wykonuje obowiązek mocowy,
- 2) okres dostaw albo okres trwania obowiązku mocowego, jeśli jest inny, niż okres dostaw wynikający z aukcji mocy,
- 3) wysokość wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego,
- 4) zasady uiszczania kar, o których mowa w art. 36, oraz zatrzymywania zabezpieczeń, o których mowa w art. 37,
- 5) zasady monitorowania postępów inwestycji lub modernizacji, jeżeli umowa dotyczy nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy,
- 6) zasady przekazywania przez operatora do zarządcy rozliczeń informacji niezbędnych do ustalenia podstaw do wypłacenia wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego lub wstrzymania jego wypłaty lub ustalenia kar należnych od dostawcy mocy,
- 7) przesłanki wypowiedzenia umowy przez strony.

3. Umowa mocowa może ponadto określać w szczególności zasady wspólnego rozliczania wykonania obowiązku mocowego przez różne jednostki rynku mocy, którymi dysponuje dostawca mocy będący stroną umowy.

4. Wzorzec umowy mocowej stanowi załącznik do regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 57.

Art. 32. 1. Umowa mocowa zostaje zawarta z chwilą ogłoszenia wyników aukcji przez operatora zgodnie z art. 28.

2. Jeżeli aukcja mocy została unieważniona na podstawie art. 29, umowę mocową poczytuje się za niezawartą.

3. Umowa mocowa może także zostać zawarta w wyniku:

- 1) transakcji, o której mowa w art. 38, z chwilą wpisania zmian do rejestru rynku mocy, jeżeli przed transakcją nabywca obowiązku mocowego nie był stroną umowy mocowej,
 - 2) decyzji Prezesa URE lub orzeczenia sądu, wydanych na podstawie art. 55, z chwilą, z którą decyzja stała się ostateczna lub wyrok się uprawomocnił.
4. Umowę mocową zawiera się wyłącznie na czas oznaczony.
5. Wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego staje się należne z dniem rozpoczęcia okresu dostaw; jeżeli umowa dotyczy nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy, wynagrodzenie staje się należne z dniem wykazania przez dostawcę mocy spełnienia wymagań, o których mowa w art. 18 ust. 2.

Art. 33. 1. Umowę mocową zawiera się w formie elektronicznej pod rygorem nieważności.

2. Proces zawarcia umowy w przypadkach, o których mowa w art. 32 ust. 3, określa regulamin rynku mocy.

Art. 34. Prawa i obowiązki z umowy mocowej mogą zostać przeniesione na osobę trzecią ze skutkiem dla drugiej strony wyłącznie na zasadach określonych w niniejszej ustawie oraz w umowie mocowej.

Art. 35. 1. Umowa mocowa ulega rozwiązaniu, jeżeli:

- 1) z jakiegokolwiek powodu wygaś obowiązek mocowy,
 - 2) dotyczyła nowej jednostki rynku mocy, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 18 ust. 1,
 - 3) dotyczyła nowej jednostki rynku mocy, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 18 ust. 2 przed zakończeniem trzeciego okresu dostaw,
 - 4) dotyczyła niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, a dostawca mocy nie uzyskał certyfikatu, o którym mowa w art. 18 ust. 4, najpóźniej na miesiąc przed rozpoczęciem okresu dostaw.
2. Jeżeli umowa dotyczy modernizowanej jednostki rynku mocy, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 18 ust. 1 lub 2, czas trwania obowiązku mocowego zostaje skrócony do jednego roku dostaw. Ponadto dostawca mocy nie może otrzymać dla tej jednostki certyfikatu dla modernizowanej jednostki rynku mocy w dwóch kolejnych procesach certyfikacji do aukcji głównej następujących po roku, w którym doszło do skrócenia czasu trwania obowiązku mocowego.

Art. 36. 1. Obowiązek mocowy wykonuje się w sposób określony w art. 43.

2. Za niewykonanie obowiązku mocowego, określane zgodnie z art. 44, dostawca mocy obowiązany jest zapłacić zarządcy rozliczeń karę.
3. Wysokość kary zależy od zakresu, w jakim obowiązek mocowy nie został wykonany, oraz jednostkowej stawki kary, określanej w przepisach wydanych na podstawie art. 49.
4. Suma kar za niewykonanie obowiązku mocowego należnych od dostawcy mocy w roku nie może przekroczyć dwukrotności iloczynu mocy osiągalnej wynikającej z certyfikatu wydanego dla jednostki, której dotyczy umowa, oraz większej z cen:
- 1) zamknięcia aukcji głównej;
 - 2) zamknięcia aukcji dodatkowej,
- w których brał udział dostawca mocy.
5. Suma kar należnych od dostawcy mocy w miesiącu nie może przekroczyć jednej piątej najwyższej dopuszczalnej sumy kar określonej zgodnie z ust. 4.

Art. 37. 1. Jeżeli umowa uległa rozwiązaniu na podstawie art. 35 ust. 1 pkt 2, 3 albo 4, zarządca rozliczeń zatrzymuje zabezpieczenie finansowe złożone przez dostawcę mocy zgodnie z art. 17 ust. 2 jako karę za niewykonanie umowy mocowej.

2. Jeżeli dostawca mocy został zwolniony z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia, płaci zarządcy rozliczeń karę w wysokości, w jakiej zostałoby ustanowione należne zabezpieczenie.

3. Jeżeli umowa dotyczy nowej jednostki rynku mocy, za każdy miesiąc roku dostaw, który rozpoczął się przed spełnieniem przez dostawcę mocy wymagań, o których mowa w art. 18 ust. 2, dostawca mocy płaci zarządcy rozliczeń karę w wysokości 15% wartości niewykonanego obowiązku mocowego, obliczonej w oparciu o większą z cen:

- 1) zamknięcia ostatniej aukcji głównej na ten rok dostaw,
- 2) zamknięcia ostatniej aukcji dodatkowej na poszczególne kwartały dostaw.

4. Jeżeli dostawca mocy, uzyskał certyfikat, o którym mowa w art. 18 ust. 5, zarządca rozliczeń zwraca zabezpieczenie pomniejszone proporcjonalnie o wartość wynikającą z negatywnego wyniku testu zdolności zapotrzebowania.

Rozdział 4 Rynek wtórny

Art. 38. 1. W ramach transakcji na rynku wtórnym dostawca mocy może:

- 1) po zakończeniu aukcji dodatkowej – przenieść na rzecz 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 obowiązkiem mocowym),
- 2) po zakończeniu okresu zagrożenia – pokrywać zakres niewykonanych obowiązków mocowych wykonaniem obowiązków mocowych przez inne jednostki rynku mocy ponad wymagany poziom (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 do aukcji głównej lub dodatkowej, przy czym jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania musi mieć status jednostki potwierdzonej,
- 3) nie mogą dotyczyć obowiązku mocowego wykonywanego poprzez nową jednostkę rynku mocy, jeżeli dostawca mocy nie spełnił wymagań, o których mowa w art. 18 ust. 2,
- 4) nie mogą dotyczyć jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których dostawca mocy nie uścił na rzecz operatora nałożonej kary, o której mowa w art. 36,
- 5) muszą spełniać inne wymogi określone w przepisach wykonawczych.

Art. 39. 1. Transakcje, o których mowa w art. 38 ust. 1 są skuteczne, jeżeli zostały zgłoszone operatorowi w rejestrze rynku mocy, a operator nie wyraził sprzeciwu wobec transakcji, w terminie określonym w przepisach wykonawczych.

2. Operator wyraża sprzeciw wobec transakcji, jeżeli byłaby ona niezgodna z art. 38 ust. 2.

Rozdział 5 Rejestr rynku mocy

Art. 40. 1. Rejestr rynku mocy jest elektroniczną platformą gromadzenia, przetwarzania i wymiany danych handlowych i rozliczeniowych na rynku mocy oraz składania określonych w ustawie oświadczeń podmiotów rynku mocy.

2. Rejestr rynku mocy prowadzi operator. Operator zapewnia wgląd do rejestru rynku mocy ministrowi właściwemu do spraw energii, Prezesowi URE oraz zarządcy rozliczeń.

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 rynku mocy uzyskane w procesie certyfikacji ogólnej do rejestru rynku mocy,
- 3) certyfikatów przyznawanych dostawcom mocy,
- 4) dostawców mocy biorących udział w rynku mocy,
- 5) terminów aukcji mocy,
- 6) wyników zakończonych aukcji mocy,
- 7) ogłoszonych okresów zagrożenia i wykonania obowiązków mocowych,
- 8) wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego, kar za niewykonanie obowiązku mocowego oraz premii za wykonanie obowiązku mocowego ponad wymagany poziom,
- 9) obowiązujących umów mocowych,
- 10) treści oświadczeń uczestników rynku mocy.

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

Art. 41. 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. Domniemywa się, że oświadczenie składane przez operatora dostawcy mocy, jeżeli na podstawie ustawy podlega ujawnieniu w rejestrze rynku mocy, zostało złożone z chwilą wpisu do tego rejestru.

Art. 42. Szczegółowy zakres danych zapisywanych w rejestrze rynku mocy oraz zasady jego funkcjonowania i sposób obsługi przez poszczególne podmioty rynku mocy określa regulamin rynku mocy, o którym mowa w art. 57.

DZIAŁ III

Wykonanie obowiązku mocowego i rozliczenia na rynku mocy

Rozdział 1

Wykonanie obowiązku mocowego

Art. 43. 1. Obowiązek dostarczenia do systemu elektroenergetycznego mocy wynikający z umowy mocowej dotyczącej określonej jednostki rynku mocy powstaje z chwilą rozpoczęcia okresu zagrożenia.

2. Dostawca mocy wykonuje obowiązek mocowy:

- 1) dla jednostki rynku mocy uczestniczącej aktywnie w bilansowaniu zasobów systemu w ramach mechanizmu centralnego bilansowania – poprzez zapewnienie wymaganej mocy dyspozycyjnej, pozostając w dyspozycji operatora zgodnie z procedurami, o których mowa w art. 9g ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 2) dla jednostki innej niż określona w pkt 1 - poprzez:
 - a) wytwarzanie energii elektrycznej – w przypadku jednostki fizycznej wytwórczej,
 - b) czasowe ograniczenie zużycia energii elektrycznej – w przypadku jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania.

3. Operator informuje o okresie zagrożenia poprzez wydanie ostrzeżenia w trybie normalnym albo nagłym.

Art. 44. 1. Obowiązek mocowy podlega wykonaniu w okresie zagrożenia w stopniu dostosowanym do:

- 1) zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) łącznej wielkości obowiązków mocowych objętych umowami mocowymi z uwzględnieniem okoliczności, o których mowa w ust. 3;
- 3) wytwarzania energii elektrycznej w źródłach nieuczestniczących w rynku mocy.

2. Dostosowany obowiązek mocowy, o którym mowa w ust. 1, zwany dalej „skorygowanym obowiązkiem mocowym”, jest równy lub mniejszy od obowiązku mocowego.

3. Przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego uwzględnia się:

- 1) niedyspozycyjność w wyniku uzgodnionego z operatorem planowanego postoju remontowego jednostki, o której mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne,
- 2) brak możliwości dostarczenia mocy w wyniku ograniczeń systemowych krajowego systemu elektroenergetycznego 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, uzgodnioną z operatorem w procesie certyfikacji, o którym mowa w art. 14,
- 4) ograniczenie dopuszczalnego czasu użytkowania jednostki rynku mocy wytwórczej w roku wynikające 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 ze zm.⁵) w ten sposób, że jeżeli łączny czas trwania okresów zagrożenia w roku był dłuższy, niż wynosi ograniczenie dopuszczalnego czasu użytkowania, obowiązek mocowy przyjmuje się za w pełni wykonany, o ile ograniczenie zostało zgłoszone operatorowi w procesie certyfikacji, o którym mowa w art. 14.

4. Okoliczności inne niż wymienione w ust. 3 nie zwalniają dostawcy mocy z obowiązku dostarczenia mocy w okresie zagrożenia i nie są uwzględniane przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego, chociażby były spowodowane siłą wyższą lub innymi przyczynami, za które na podstawie przepisów prawa cywilnego dostawca mocy nie ponosiłby odpowiedzialności lub które by uzasadniały ograniczenie jego odpowiedzialności.

5. Operator, niezwłocznie po zakończeniu danego miesiąca, informuje zarządcę rozliczeń o wykonaniu obowiązku mocowego przez dostawcę mocy w tym miesiącu.

Rozdział 2

Wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego i proces rozliczeń

Art. 45. Na podstawie umowy mocowej dostawca mocy otrzymuje od zarządcy rozliczeń po zakończeniu każdego miesiąca okresu dostaw wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego w danym miesiącu równe sumie iloczynów obowiązku mocowego i ceny zamknięcia aukcji, o której mowa art. 27 ust. 2.

⁵ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2016 r. poz. 831, 903, 1250 i 1427.

Art. 46. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego pomniejsza się w taki sposób, aby zapobiec niezasadnemu wsparciu wynikającemu z łączenia przychodów z pomocy publicznej o której mowa w art. 13 ust. 1 pkt 5.

Art. 47. 1. Realokacja obowiązku mocowego, o której mowa w art. 38 ust. 1 pkt 2, polega na odwzorowanym w rejestrze rynku mocy przeniesieniu nadwyżki wykonania skorygowanego obowiązku mocowego jednostki rynku mocy na inną jednostkę rynku mocy, która nie wykonała skorygowanego obowiązku mocowego w całości. Przeniesienie może dotyczyć całego okresu zagrożenia lub jego części.

2. Po upływie terminu na dokonywanie realokacji jednostka rynku mocy, która zgodnie z danymi w rejestrze nie wykonała w całości skorygowanego obowiązku mocowego w okresie zagrożenia, uiszcza na rzecz operatora karę z tytułu niewykonania obowiązku mocowego.

3. Dostawca mocy, który w danym okresie zagrożenia dostarczył moc ponad skorygowany obowiązek mocowy, otrzymuje z tego tytułu premię wynikającą z redystrybucji środków pieniężnych z kar za niewykonanie obowiązku mocowego, o ile zostały naliczone. Okresem rozliczeniowym premii jest rok kalendarzowy.

4. Premię, o której mowa w ust. 3 otrzymuje także dostawca mocy, który dostarczył w okresie zagrożenia moc poprzez jednostkę certyfikowaną do aukcji głównej lub dodatkowej, lecz nie zawarł umowy mocowej w odniesieniu do tej jednostki.

Art. 48. 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.

2. Wykazanie zdolności do wykonania obowiązku mocowego polega na wskazaniu operatorowi określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 49 odpowiedniej dla okresu 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 innej, niż określona w art. 43 ust. 2 pkt 1 – wykonanie otrzymanego od operatora polecenia redukcji zapotrzebowania na moc,

2) w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej – wytworzenie energii elektrycznej.

4. Dostawca mocy zwraca zarządcy rozliczeń 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. W przypadku, gdy dostawca mocy nie dokona demonstracji w odniesieniu do jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania innej, niż określona w art. 43 ust. 2 pkt 1, zarządca rozliczeń niezwłocznie po otrzymaniu informacji o tym zdarzeniu od operatora, wstrzymuje wypłatę wynagrodzenia przez okres wskazany w przepisach wydanych na podstawie art. 49, nie dłuższy niż kwartał dostaw.

6. Niezależnie od obowiązków dostawcy mocy określonych w ust. 1-3, operator może ogłosić testowy okres zagrożenia dla wybranych jednostek rynku mocy, o których mowa w art. 43 ust. 2 pkt 1.

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

1) pozytywny, jeżeli dostarczona moc odpowiada pełnej wielkości obowiązku mocowego, albo

2) negatywny.

8. Operator może ogłosić testowy okres zagrożenia w odniesieniu do jednej jednostki rynku mocy nie częściej, niż raz na kwartał. Jeżeli test zakończył się wynikiem negatywnym, operator może ogłaszać kolejne testowe okresy zagrożenia w tym samym kwartale, aż do uzyskania przez dostawcę mocy pozytywnego wyniku.

9. W przypadku negatywnego wyniku testu dostawca mocy uiszcza karę za niewykonanie obowiązku mocowego. Art. 36 ust. 2-5 stosuje się odpowiednio.

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

Art. 49. 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 uzyskanie optymalnych efektów dla bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego, równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy, stosowanie poziomu zachęt i kar zapewniających wykonanie obowiązków mocowych, osiągnięcie bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych oraz sprawne przeprowadzanie transakcji i ograniczenie możliwości manipulacji i nadużywania pozycji rynkowej przez dostawców mocy.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1 powinno określać w szczególności:

- 1) procedurę ogłaszania ostrzeżeń w trybie normalnym i nagłym, w tym czas, jaki musi upłynąć od ostrzeżenia w trybie normalnym lub nagłym do okresu zagrożenia,
- 2) dni i godziny, w których może wystąpić okres zagrożenia,
- 3) maksymalną liczbę okresów zagrożenia w ciągu doby,
- 4) sposób wyznaczania skorygowanego obowiązku mocowego w okresie zagrożenia,
- 5) okres sprawdzenia wykonania obowiązku mocowego w okresie zagrożenia,
- 6) sposób sprawdzenia wykonania skorygowanego obowiązku mocowego,
- 7) wytyczne w zakresie postanowień umownych dotyczących demonstracji możliwości wykonania obowiązku mocowego,
- 8) warunki otrzymania premii z tytułu wykonania obowiązku mocowego ponad wymagany poziom oraz zasady redystrybucji środków pochodzących z kar na wypłatę premii,
- 9) warunki demonstracji wykonania obowiązku mocowego;
- 10) terminy dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji,
- 11) termin, w którym operator może zgłosić sprzeciw wobec transakcji na rynku wtórnym oraz tryb postępowania w przypadku sprzeciwu.

Rozdział 3

Opłata mocowa

Art. 50. 1. Operator pobiera opłatę na wypłatę wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego, zwaną dalej „opłatą mocową”.

2. Opłatę mocową oblicza, w sposób określony w art. 52, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwany dalej „płatnikiem opłaty mocowej”.

3. Płatnik opłaty mocowej pobiera opłatę mocową od:

- 1) odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej płatnika opłaty mocowej;

- 2) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocowej, przyłączonego bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej płatnika opłaty mocowej;
 - 3) przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną przyłączonego do sieci dystrybucyjnej płatnika opłaty mocowej, sprzedającego energię elektryczną przynajmniej jednemu odbiorcy końcowemu lub przedsiębiorstwu energetycznemu świadczącemu usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocowej, którzy są przyłączeni do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną.
4. Operator pobiera opłatę mocową od podmiotów przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej, niebędących płatnikami opłaty mocowej.

Art. 51. 1. Stawki opłaty mocowej ustala się odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych:

- 1) pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym – jako stawkę miesięczną, zryczałtowaną, uzależnioną od mocy umownej, płatną za punkt pomiarowy;
 - 2) innych niż określonych w pkt 1 – na podstawie stawek opłaty mocowej dla poszczególnych grup odbiorców oraz wolumenu zużycia energii elektrycznej w wybranych godzinach doby lub dobowych strefach czasowych stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami w poszczególnych grupach taryfowych, przy uwzględnieniu współczynników przeniesienia kosztów na poszczególne grupy.
2. Opłatę mocową należną od:
- 1) płatnika opłaty mocowej oblicza się jako:
 - a) sumę iloczynów stawki opłaty mocowej oraz liczby odbiorców końcowych - w odniesieniu do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci płatnika, o których mowa w ust. 1 pkt 1,
 - b) sumę iloczynów stawki opłaty mocowej oraz zużycia energii elektrycznej w wyznaczonych godzinach doby lub dobowych strefach czasowych przez odbiorców końcowych w poszczególnych grupach - w odniesieniu do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci płatnika, o których mowa w ust. 1 pkt 2.
 - 2) odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej oblicza się jako sumę iloczynów stawki opłaty mocowej oraz zużycia energii elektrycznej w wyznaczonych godzinach doby lub dobowych strefach czasowych przez odbiorców końcowych w poszczególnych grupach.

Art. 52. 1. Prezes URE oblicza 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 (Dz. U. z 2016 r. poz. 710 ze zm.⁶) na rok obowiązywania taryfy, począwszy od roku z pierwszym okresem dostaw (opłata mocowa netto).

2. Prezes URE publikuje w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku:

- 1) stawki opłaty mocowej, uwzględniające podatek od towarów i usług,
- 2) zasady określania godzin szczytowych lub dobowych stref czasowych na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 51 ust. 1 pkt 2.

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

3. Prezes URE może ustalić różne stawki na poszczególne miesiące lub 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. 54 .

Art. 53. 1. Płatnik opłaty mocowej przekazuje operatorowi informacje niezbędne do obliczenia należnej opłaty mocowej w zakresie, w terminach i na zasadach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 54.

2. Operator:

- 1) egzekwuje od płatnika i odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej środki z opłaty mocowej w należnej wysokości,
- 2) gromadzi środki pieniężne z opłaty mocowej na wyodrębnionym rachunku bankowym.

3. Odbiorca końcowy przyłączony bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej przekazuje operatorowi środki pieniężne z opłaty mocowej należne za dany okres rozliczeniowy w terminie określonym w umowie zawartej z operatorem. Środki należne są pomniejszane na fakturze wystawionej płatnikowi opłaty mocowej przez operatora systemu przesyłowego 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 2016 r. poz. 1888).

4. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci płatnika opłaty mocowej oraz operator systemu dystrybucyjnego niebędący płatnikiem opłaty mocowej, przekazują płatnikowi opłaty mocowej środki pieniężne z jej tytułu w terminie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 54.

5. Środki pieniężne zgromadzone przez operatora systemu dystrybucyjnego z opłaty mocowej od odbiorców końcowych oraz środki z opłaty mocowej zgromadzone od odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej, zgromadzone na wyodrębnionym rachunku bankowym operatora, operator pomniejsza o koszty wykonywania zadań operatora określonych w ustawie, a następnie przekazuje na rachunek opłaty mocowej zarządcy rozliczeń w trybie określonym w art. 55.

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

- 1) liczby odbiorców, o których mowa w art. 50 ust. 3 pkt 1,
- 2) zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowych lub dobowych strefach czasowych przez odbiorców, o których mowa w art. 50 ust. 3 pkt 2,
- 3) wysokości środków pieniężnych uiszczonych w danym kwartale przez odbiorców końcowych z tytułu opłaty mocowej

– w terminie miesiąca następującego po upływie kwartału, za który jest sporządzana informacja.

Art. 54. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady przenoszenia kosztów rynku mocy, 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 powinno określać w szczególności:

- 1) kryteria podziału odbiorców końcowych na grupy, które obowiązuje różna wysokość stawek opłaty mocowej poprzez zastosowanie współczynników przeniesienia kosztów,
- 2) współczynniki przeniesienia kosztów na poszczególne grupy odbiorców końcowych,
- 3) zakres i zasady przekazywania operatorowi informacji przez płatnika opłaty mocowej,
- 4) okresy rozliczeniowe w relacjach pomiędzy odpowiednio operatorem, płatnikiem opłaty mocowej i operatorem systemu dystrybucyjnego niebędącym płatnikiem opłaty mocowej.

Art. 55. 1. Operator przekazuje zarządcy rozliczeń informację o środkach zgromadzonych z tytułu opłaty mocowej za dany okres rozliczeniowy na rachunku operatora oraz o wysokości odsetek od tych środków oraz o wysokości kosztów wykonywania zadań operatora określonych w ustawie, w terminie do 23 dnia miesiąca następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego.

2. Zarządca rozliczeń, w terminie 7 dni od dnia otrzymania informacji, wystawia na jej podstawie notę księgową dla operatora.

3. Operator, w terminie 7 dni roboczych od dnia otrzymania noty księgowej, przekazuje na rachunek opłaty mocowej, środki w wysokości wynikającej z noty księgowej.

Art. 56. 1. Środki uzyskane z opłaty mocowej nie stanowią przychodu zarządcy rozliczeń, w rozumieniu ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. z 2014 r. poz. 851, z późn. zm.).

2. Środki przekazane przez zarządcę rozliczeń dostawcy mocy na podstawie ustawy oraz wydatki i koszty finansowane ze środków, o których mowa w ust. 1, 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 uzyskanych 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 od środków pochodzących z opłaty mocowej zgromadzonych na wyodrębnionym rachunku, jeżeli odsetki te stanowią u operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego 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 przekaże środki na rachunek opłaty mocowej albo ustaną przyczyny jej utworzenia. Równowartość zmniejszonej lub rozwiązanej rezerwy stanowi u operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego przychód w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1, w dacie dokonania tej czynności.

6. Środki przekazane przez operatora na rachunek opłaty mocowej stanowią u operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego koszty uzyskania przychodów w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1, w dacie ich przekazania.

7. Środki przekazane na podstawie ustawy przez zarządcę rozliczeń dostawcy mocy, stanowią przychód dostawcy mocy w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1 w dacie ich przekazania.

8. Środki, o których mowa w ust. 7, nie stanowią dotacji, subwencji i innych dopłat o podobnym charakterze w rozumieniu art. 29 ust. 1 ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. Nr 54, poz. 535, z późn. zm.⁶⁾).

9. Środków, o których mowa w ust. 7, nie uznaje się za dochody zwolnione lub niepodlegające opodatkowaniu podatkiem dochodowym w rozumieniu art. 15 ust. 2 oraz ust. 2a ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych.

DZIAŁ IV

Rozstrzyganie sporów i regulamin rynku mocy

Rozdział 1

Rozstrzyganie sporów

Art. 57. 1. W sprawach spornych dotyczących:

- 1) procesów certyfikacji, w szczególności:

- a) odmowy wydania certyfikatu przez operatora lub wydania certyfikatu z parametrami odbiegającymi od tych, o których certyfikację wnioskował dostawca mocy dla jednostki rynku mocy,
 - b) nierównego traktowania dostawców mocy lub jednostek rynku mocy w procesie certyfikacji,
 - c) prowadzenia przez operatora procesów certyfikacji niezgodnie z regulaminem rynku mocy,
- 2) aukcji mocy, w szczególności:
- a) zachowania uczestników aukcji mocy niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy
 - b) prowadzenia aukcji mocy przez operatora niezgodnie z warunkami aukcji określonymi w regulaminie rynku mocy,
 - c) niedopuszczenia certyfikowanej jednostki rynku mocy do udziału w aukcji,
- 3) obrotu obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym, w szczególności braku zgody operatora na transakcję na rynku wtórnym,
- 4) rejestru rynku mocy, w szczególności w zakresie wpisanych danych lub odmowy wpisania do rejestru rynku mocy,
- 5) wykonywania zobowiązań z umów mocowych i prowadzenia rozliczeń, w szczególności:
- a) nieprawidłowego zmierzenia wykonania skorygowanego obowiązku mocowego,
 - b) naruszenia przez operatora zasad ostrzegania o wystąpieniu okresu zagrożenia,
- rozstrzyga na wniosek strony Prezes URE, w drodze decyzji.

Art. 58. 1. 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 może naruszać praw ani obowiązków uczestników rynku mocy wynikających z trwającego lub zakończonego procesu na rynku mocy.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać na wniosek jednej ze stron sporu postanowienie, w którym określa warunki udziału strony w danym procesie na rynku mocy do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

3. Od decyzji, o której mowa w ust. 2, stronie służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 14 dni od dnia jej doręczenia.

4. Postępowanie w sprawie odwołania, o którym mowa w ust. 3, toczy się według przepisów ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2016 poz. 1822) o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

5. Do postępowań wszczynanych na podstawie niniejszego artykułu nie stosuje się przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu zabezpieczającym.

Rozdział 2

Regulamin rynku mocy

Art. 59. 1. W celu ustalenia szczegółowych warunków współpracy z uczestnikami rynku mocy w ramach poszczególnych procesów na rynku mocy, operator opracowuje, projekt regulaminu rynku mocy, biorąc pod uwagę cel rynku mocy określony w art. 1 ust. 2. Operator informuje uczestników

rynku mocy, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora, 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. 60. 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 procesów certyfikacji oraz zasady ustanawiania zabezpieczenia finansowego, w tym:
 - a) wykaz przedkładanych operatorowi informacji oraz ich formę,
 - b) zasady wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku mocy w procesie certyfikacji,
 - c) kryteria, jakimi kieruje się operator, dokonując rozstrzygnięć, dotyczących:
 - wpisu jednostek fizycznych do rejestru rynku mocy,
 - przyznania statusu cenotwórcy na zasadach określonych w art. 16 ust. 6,
 - d) tryb odwoływania się od 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 zakresie certyfikacji jednostek fizycznych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - h) terminy rozpoczęcia i zakończenia poszczególnych procesów certyfikacji w odniesieniu do dat aukcji,
 - i) zakres i formę informacji i dokumentów określonych w art. 13 ust. 1, art. 14 ust. 2 i 4 i art. 15 ust. 2 i 3,
 - j) metody wyznaczania mocy osiągalnej netto oraz korekcyjnych współczynników dyspozycyjności dla jednostek rynku mocy w poszczególnych grupach technologii dostarczania mocy,
 - k) zasady nadawania statusu cenotwórcy w odniesieniu do istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej,
 - l) formę i treść certyfikatu,
 - m) sposób weryfikacji parametrów jednostki fizycznej wytwórczej, jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania lub jednostki rynku mocy w odpowiednim procesie certyfikacji,
 - n) formy, wysokość, termin ustanowienia oraz przesłanki zwolnienia z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego dostawców mocy, którzy otrzymali certyfikat warunkowy, a także zasady zwrotu zabezpieczenia lub jego części;
 - o) wymaganą wielkość nakładów inwestycyjnych, o której mowa w art. 18 ust. 1 pkt 1;
 - p) wymaganą sumaryczną wartość umów, o których mowa w art. 18 ust. 1 pkt 2;
 - q) wymaganą część obowiązku mocowego, o której mowa w art. 18 ust. 2 pkt 1;
 - r) 11) zasady wydawania certyfikatu, o którym mowa w art. 18 ust. 5,
- 2) szczegółowe zasady prowadzenia aukcji mocy, oraz warunki aukcji, w tym:
 - a) sposób wyznaczania i ogłaszania terminów aukcji,
 - b) 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,
 - c) wytyczne w zakresie algorytmu służącego do wyznaczenia ceny zamknięcia aukcji

- d) uzyskiwania dostępu i korzystania z platformy aukcyjnej, w tym wymagania techniczne wobec użytkowników,
 - e) sposób reprezentacji dostawców mocy w aukcji mocy,
 - f) sposób licytowania i przebieg aukcji mocy,
 - g) sposób zakończenia aukcji mocy,
 - h) tryb wszczynania sporów,
- 3) sposób funkcjonowania rejestru rynku mocy i zasady korzystania z niego 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, rozliczaniem wykonania obowiązku mocowego, ogłaszaniem okresów zagrożenia oraz demonstracją zdolności wykonania obowiązku mocowego.

Art. 61. 1. Operator przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, projekt regulamin rynku mocy wraz z informacją o zgłoszonych przez uczestników rynku mocy uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.

2. Prezes URE, w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw energii, zatwierdza regulamin rynku mocy w drodze decyzji w terminie 30 dni. W decyzji o odmowie zatwierdzenia regulaminu rynku mocy Prezes URE uzasadnia odmowę zatwierdzenia oraz wyznacza termin przedłożenia nowego projektu regulaminu rynku mocy.

Art. 62. 1. Operator publikuje regulamin rynku mocy nie później niż dwa tygodnie przed rozpoczęciem procesu certyfikacji ogólnej.

2. Jeżeli operator nie opublikował dokumentów zgodnie z ust. 1, ponosi wobec dostawców mocy odpowiedzialność z tytułu poniesionych przez nich strat.

DZIAŁ V

Kary pieniężne

Art. 63. 1. Karze pieniężnej podlega ten, kto:

- 1) nie przestrzega obowiązku zgłoszenia w procesie certyfikacji udziału jednostki fizycznej wytwórczej, o którym mowa w art. 12 ust. 1;
- 2) wbrew obowiązkowi, o którym mowa w art. 21 nie bierze udziału w aukcji głównej.

2. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1 wymierza Prezes URE.

3. Wysokość kary pieniężnej, o której mowa w ust. 1, 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.

3. Kara pieniężna jest płaćna na rachunek bankowy właściwego urzędu skarbowego.

4. Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień zawinienia, możliwości finansowe przedsiębiorcy oraz znaczenie jednostki fizycznej wytwórczej dla krajowego systemu elektroenergetycznego.
5. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek.
6. Kary pieniężne, o których mowa w ust. 1, podlegają ściągnięciu w trybie przepisów o postępowaniu egzekucyjnym w administracji.
7. W sprawach dotyczących kar pieniężnych, o których mowa w ust. 1, 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.⁷⁾).

DZIAŁ VI

Przepisy zmieniające

Art. 64. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 z późn. zm.) w art. 45:

- 1) dodaje się ust. 1e w brzmieniu:

„1e. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty pobierania opłaty mocowej, o której mowa w ustawie z dnia 2016 r. o rynku mocy (Dz.U. poz. ...)”,

- 2) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Taryfy dla energii elektrycznej powinny uwzględniać, w odniesieniu do odbiorców, skutki wprowadzenia opłaty przejściowej, o której mowa w ustawie wymienionej w ust. 1b, oraz opłaty mocowej, o której mowa w ustawie wymienionej w ust. 1e.”.

Art. 65. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672 z późn. zm.) 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 8 ustawy z dnia 2016 r. o rynku mocy (Dz.U. poz.) pracujących w okresach zagrożenia, o których mowa w art. 2 pkt 14 przywołanej ustawy.”

Art. 66. 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. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.⁹⁾) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) ust. 1 w art. 54 otrzymuje następujące brzmienie:

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

- 1) skarbowych papierach wartościowych;
 - 2) obligacjach emitowanych na podstawie ustawy z dnia 15 stycznia 2015 r. o obligacjach (Dz.U. poz. 238 ze zm.);
 - 3) depozytach bankowych i bankowych papierach wartościowych w walucie polskiej;
- z uwzględnieniem ust 3.

⁷⁾ 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 i 1579.

⁹⁾ 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.

Art. 67. W ustawie z dnia 20 stycznia 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. poz. 478 z późn. zm.⁸) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 105 uchyla się ust. 1;
- 2) ust. 2 w art. 105 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 i dostosowujące

Art. 68. 1. W terminie 30 dni od dnia wejścia w życie ustawy operator ogłasza:

- 1) datę pierwszej i drugiej aukcji głównej;
- 2) datę pierwszej i drugiej aukcji dodatkowej;
- 3) korekcyjne współczynniki dyspozycyjności obowiązujące odpowiednio w procesach certyfikacji do pierwszej aukcji głównej i pierwszej aukcji dodatkowej oraz drugiej aukcji głównej i drugiej aukcji dodatkowej.

2. Operator opracowuje rekomendowane parametry pierwszej i drugiej aukcji głównej oraz pierwszej i drugiej aukcji dodatkowej w terminie 30 dni od dnia ogłoszenia terminu pierwszej aukcji głównej i pierwszej aukcji dodatkowej.

3. 1. Okresami dostaw dla:

- 1) pierwszej aukcji głównej jest rok 2021;
- 2) pierwszej aukcji dodatkowej są kwartały roku 2021.

2. Okresami dostaw dla:

- 1) drugiej aukcji głównej jest rok 2022;
- 2) drugiej aukcji dodatkowej są kwartały roku 2022

Art. 69. Certyfikat wydany w procesie certyfikacji do pierwszej aukcji głównej oraz pierwszej aukcji dodatkowej uprawnia dostawcę mocy do udziału odpowiednio w drugiej aukcji głównej i drugiej aukcji dodatkowej.

Art. 70. Operator opracuje i przedłoży Prezesowi URE do zatwierdzenia regulamin rynku mocy, o którym mowa w art. 57, w terminie do 30 listopada 2017 r. Prezes URE zatwierdzi regulamin rynku mocy do 31 grudnia 2017 r.

Art. 71. Elektroniczny rejestr rynku mocy, o którym mowa w art. 40, ustawy operator utworzy w terminie trzech miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy. Do czasu utworzenia elektronicznego rejestru rynku mocy operator przeprowadza certyfikację w formie dokumentowej.

Art. 72. 1. Prezes URE ustala i ogłasza stawki opłaty mocowej dla pierwszego roku dostaw nie później, niż do 30 czerwca 2020 r.

2. Operator, płatnik opłaty mocowej oraz operator systemu dystrybucyjnego niebędący płatnikiem opłaty mocowej dostosowują taryfy za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej do pobierania opłaty mocowej nie później niż do 31 października 2020 r.

⁸ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2015 r. poz. 2365 oraz z 2016 r. poz. 925, 1579 i 1753.

Art. 73. Rada Ministrów, nie później niż w 2024 r., na podstawie analiz bilansowych i stopnia rozwoju rynku energii, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłoży Sejmowi informację o skutkach jej obowiązywania wraz z propozycjami zmian, w tym zniesienia rynku mocy.

Art. 74. Przepisy dotyczące przeprowadzenia aukcji głównej po zakończeniu procesów certyfikacji, zawierania umów mocowych oraz wykonania i rozliczania obowiązków mocowych stosuje się od 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.

Przepisy końcowe

Art. 75. Ustawa wchodzi w życie w terminie 14 dni od dnia ogłoszenia.