

## UZASADNIENIE

### I. Potrzeba i cel wydania ustawy

#### 1. Wprowadzenie

Jednym z podstawowych obowiązków państwa wobec obywateli jest zapewnienie im bezpieczeństwa<sup>1)</sup>. Przy współczesnym poziomie uzależnienia sprawnego funkcjonowania państwa i społeczeństwa od dostępności energii, jednym z komponentów bezpieczeństwa narodowego jest niewątpliwie bezpieczeństwo energetyczne. Pojęcie to definiuje się między innymi jako nieprzerwaną dostępność źródeł energii po przystępnych cenach<sup>2)</sup>. W Polsce za podstawową należy przyjąć definicję bezpieczeństwa energetycznego jako stanu gospodarki umożliwiającego pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska<sup>3)</sup>.

W kontekście zaopatrzenia w energię elektryczną jako bezpieczeństwo energetyczne rozumie się przede wszystkim bezpieczeństwo dostaw. W prawie polskim oznacza ono zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię<sup>4)</sup> (ang. *security of supply*). Istnieje kilka czynników warunkujących bezpieczeństwo dostaw, jednak w pierwszej kolejności zależy ono od dostępności źródeł wytwarzania energii elektrycznej w wielkości umożliwiającej pokrycie zapotrzebowania na moc i energię, innymi słowy od wystarczalności mocy wytwórczych (ang. *generation adequacy*). W związku z niską elastycznością popytu oraz rosnącą zmiennością podaży wynikającą ze zwiększającego się udziału w systemie elektroenergetycznym instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii, w których produkcja uzależniona jest od zmiennych i nie zawsze przewidywalnych warunków atmosferycznych, konieczne jest utrzymywanie w systemie rezerw źródeł wytwórczych nie tylko pokrywających zapotrzebowanie odbiorców, ale umożliwiających reagowanie na zmiany wytwarzania ze źródeł odnawialnych.

---

<sup>1)</sup>Art. 5 Konstytucji RP.

<sup>2)</sup>Międzynarodowa Agencja Energii, *What is energy security?*, <https://www.iea.org/topics/energysecurity/subtopics/whatisenergysecurity/>

<sup>3)</sup>Art. 3 pkt 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, z późn. zm.)

<sup>4)</sup>Art. 3 pkt 16a ww. ustawy.

W warunkach gospodarki rynkowej rolą państwa nie jest podejmowanie bezpośrednich działań zapewniających wystarczalność mocy wytwórczych, lecz tworzenie takich warunków regulacyjnych działalności gospodarczej w sektorze energii elektrycznej, które zapewniają przedsiębiorstwom energetycznym zachęty ekonomiczne do budowania, utrzymywania i modernizowania jednostek wytwórczych, a odbiorcom energii elektrycznej – zachęty do racjonalizowania zużycia energii oraz do stopniowego zwiększania elastyczności popytu.

Na warunki regulacyjne składa się szereg instrumentów – m.in. tzw. architektura rynku energii oraz zasady koncesjonowania i taryfowania działalności. Państwo, wypełniając swoje zadanie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, dysponuje narzędziami pozwalającymi ocenić istnienie lub jakość wskazanych powyżej zachęt ekonomicznych – m.in. sprawozdaniami z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej<sup>5)</sup> oraz prognozami stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej opracowywanymi przez operatorów systemów elektroenergetycznych<sup>6)</sup>.

## **2. Perspektywy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce**

Najbardziej aktualne z wymienionych powyżej dokumentów<sup>7)</sup> wskazują, że w Polsce może w przeciągu dwóch dekad wystąpić znaczący niedobór mocy wytwórczych, wynikający z jednej strony z przewidywanego wzrostu zapotrzebowania szczytowego na moc i energię elektryczną, z drugiej – znacznego zakresu planowanych wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji. Pokrycie zapotrzebowania odbiorców wymagałoby odtworzenia źródeł wytwarzania energii elektrycznej na wielką skalę (nawet 30 GW do roku 2035<sup>8)</sup>). Niedobór mocy wytwórczych może spowodować konieczność wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przed odbiorców, co przekłada się na straty gospodarcze i społeczne.

W perspektywie krótkoterminowej istnieje możliwość pokrywania niektórych niedoborów energii importem z sąsiednich systemów elektroenergetycznych. W Unii Europejskiej funkcjonuje mechanizm tzw. łączenia rynków (*market coupling*), którego zadaniem jest umożliwienie handlu transgranicznego energią elektryczną w sposób

<sup>5)</sup>Art. 15b ust. 3 ww. ustawy.

<sup>6)</sup>Art. 16 ust. 5 ww. ustawy.

<sup>7)</sup> Ministerstwo Gospodarki, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2013 r. do dnia 31 grudnia 2014 r.*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035*.

<sup>8)</sup> Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., op. cit., s. 9.

maksymalizujący korzyści ekonomiczne w skali kilku krajów<sup>9)</sup>. Mechanizm ma doprowadzić do sytuacji, w której energia elektryczna płynie do systemu, w którym występuje większy popyt wyrażający się w wyższej cenie oferowanej przez odbiorców. W praktyce jednak fizyczne cechy systemu elektroenergetycznego (np. wzajemny wpływ przepływów energii z różnych źródeł) komplikują poprawne działanie *market coupling*, a kształtowanie się cen na sąsiadujących rynkach bywa istotnie zaburzone przez architekturę rynku, np. systemy wsparcia źródeł wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz nieuwzględnianie w transakcjach rynkowych fizycznych ograniczeń zdolności przesyłowych linii elektroenergetycznych<sup>10)</sup>.

Biorąc powyższe pod uwagę należy stwierdzić, że uzależniając odbiorców w dłuższym horyzoncie czasowym od importu energii elektrycznej wytworzonej w innych krajach, państwo nie wykonywałoby poprawnie swojej roli w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, ponieważ możliwość importu nie daje gwarancji dostaw, w szczególności w sytuacjach kryzysowych oraz w ekstremalnych warunkach (np. pogodowych), kiedy niedobory mogą wystąpić w kilku sąsiadujących krajach jednocześnie.

### **3. Podsumowanie**

Potrzeba wydania przedmiotowego aktu wynika z konieczności zapobieżenia niedoborom mocy wytwórczych, a zatem przemodelowania otoczenia regulacyjnego rynku energii elektrycznej w taki sposób, aby stworzyć silne zachęty ekonomiczne do budowy, utrzymywania i modernizacji jednostek wytwórczych oraz do zarządzania zużyciem energii i uelastycznienia popytu u odbiorców.

Celem aktu jest wprowadzenie rozwiązania regulacyjnego, które może zaspokoić wskazaną wyżej potrzebę w sposób optymalny z punktu widzenia kosztów pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc i energię – rynku mocy.

---

<sup>9)</sup>Zob. m.in. <http://www.pse.pl/index.php?modul=1&kfaq=8>

<sup>10)</sup> Zob. m.in. komunikat Urzędu Regulacji Energetyki z 13.04.2012 r. o konferencji dot. problemu tzw. przepływów kołowych, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/wspolpraca-miedzynarod/4569,Komisja-Europejska-rozmawia-o-przeplywach-kolowych-w-Europie-Srodkowo-Wschodniej.html>; s. 6 rekomendacji Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) nr 02/2016 z 11 listopada 2016 r. dotyczącej wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych oraz metodologii dzielenia kosztów działań zaradczych.

## II. Rzeczywisty stan w normowanej dziedzinie

### 1. Model rynku energii elektrycznej w Polsce

Obecny model rynku w krajowym systemie elektroenergetycznym („KSE”) to tzw. rynek jednotowarowy, co oznacza, że wytwórcy energii pokrywają koszty swojej działalności przychodami ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ze sprzedaży usług systemowych na rzecz operatora systemu przesyłowego. Występuje charakterystyczne dla rynku jednotowarowego zjawisko brakującej mocy (*missing capacity*). Wynika ono ze strukturalnego braku aktywności inwestycyjnej zarówno w obszarze nowych jednostek wytwórczych, jak i modernizacji istniejących. Ma to skutek w postaci negatywnych prognoz wystarczalności, które wskazują, że mimo przewidywanego niedoboru mocy, inwestorzy nie podejmują decyzji inwestycyjnych w nowe zasoby. Wynika to z oceny ryzyka prowadzonej przez inwestorów na wielu płaszczyznach:

- oszacowania prawdopodobieństwa (stopnia pewności), że ceny energii w sytuacjach niedoboru będą na tyle wysokie, aby wygenerować atrakcyjny sygnał inwestycyjny (zagwarantują zwrot z inwestycji),
- braku wiedzy o występowaniu okresów wysokich cen w momencie sprzedaży energii na rynku terminowym (co jest naturalnym sposobem zarządzania ryzykiem rynkowym) wraz z jednoczesnym istnieniem analogicznej informacji po stronie odbiorców, aby pojawiła się skłonność do zakupu energii po wyższych cenach; prowadzenie sprzedaży wyłącznie na rynku spot istotnie podnosi ryzyko prowadzonej działalności gospodarczej wytwórcy, co przekłada się na koszt kapitału oferowanego przez inwestora i w efekcie oczekiwane stopy zwrotu,
- braku wiedzy o rozwoju źródeł wytwórczych objętych systemami wsparcia, w szczególności źródeł odnawialnych; źródła te nie rozwijają się w wyniku konkurencji rynkowej wynikającej z rachunku kosztów bezpośrednich, tylko w oparciu o systemy wsparcia, a więc decyzje polityczne; w takich warunkach prognozowanie ich długoterminowego rozwoju oraz wpływu na pracę pozostałych źródeł jest trudne lub praktycznie niemożliwe w oparciu o obiektywne metody i analizy,
- możliwości przewidzenia cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

Ponadto, gdy inwestor angażuje na kilkadziesiąt lat swój kapitał na rynku jednotowarowym, musi założyć, że w całym tym okresie będą istniały dogodne warunki

pozwalające, aby ceny energii osiągały wartości umożliwiające pokrycie kosztów, w tym w szczególności znacząco rosły w okresach niedoboru mocy. Doświadczenie pokazuje jednak, że jeżeli nie ma w systemie odpowiedniej wyceny rezerw mocy, przez którą w pierwszej kolejności powinny uwidaczniać się problemy bilansowe, cena energii elektrycznej w sytuacjach niedoborów (*scarcity*) nie odzwierciedla tych problemów. Przykładem może być ostatnia sytuacja we Francji, gdzie w związku z postojami elektrowni jądrowych, doświadczone obniżenia poziomu rezerw<sup>11)</sup>. Mimo, że rynek przewidywał tę sytuację, ceny energii (pomimo rekordów na przestrzeni ostatnich lat) nie zbliżyły się do wartości uzasadniających inwestycje w jednostki szczytowe pracujące wyłącznie kilkanaście czy kilkadziesiąt godzin w roku. Ceny na rynku dnia następnego we Francji osiągnęły wtedy poziom do 200 EUR/MWh<sup>12)</sup>.

Problem *missing capacity* jest dodatkowo potęgowany przez zmniejszający się czas pracy jednostek sterowalnych ze względu na priorytet sprzedaży dotowanej energii z określonych technologii (w szczególności OZE), a tym samym koniecznością przenoszenia kosztów stałych w krótszych okresach ich pracy, a w konsekwencji, przy braku pokrycia tych kosztów – dążeniem do wycofywania jednostek z systemu.

Jak wynika z prognoz pokrycia zapotrzebowania, w przypadku Polski fundamentalną potrzebą systemu elektroenergetycznego jest utrzymanie istniejących efektywnych mocy oraz odtworzenie w średnim i długim terminie zdolności wytwórczych, w miejsce planowanych wycofań. Wymaga to nie tylko zapewnienia warunków ekonomicznych dla istniejących źródeł, ale przede wszystkim stworzenia silnego bodźca ekonomicznego do modernizacji oraz budowy nowych jednostek. Problem brakujących przychodów powoduje jednak, że inwestycje tego typu wiążą się ze znacznym ryzykiem. Koszt niezbędnego kapitału jest więc obciążony premią inwestora na ryzyko. Wysoki koszt kapitału oznacza wyższy koszt pokrycia zapotrzebowania odbiorców. Nawet jeżeli poprawienie działania rynku jednotowarowego przyniesie pewną poprawę sytuacji, to rezydualna niedoskonałość rynku (*market failure*) w postaci awersji do ryzyka spowoduje, że odbiorcy energii niepotrzebnie poniosą nadmierne koszty.

Optymalnym ekonomicznie rozwiązaniem przedmiotowej niedoskonałości rynku jest przeniesienie części przychodów wytwórców z ofert sprzedaży energii po wysokich

---

11 <sup>)</sup>Zob. m.in. Réseau de transport d'électricité, *French Winter Adequacy Outlook 2016–2017*, [http://www.rte-france.com/sites/default/files/analyse\\_h\\_2016\\_en.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/analyse_h_2016_en.pdf), s. 7.

12 <sup>)</sup>Zob. m.in. <https://www.icis.com/resources/news/2017/01/23/10072295/european-power-markets-enter-highest-risk-week-of-winter-so-far/>

cenach w okresach szczytowego zapotrzebowania (*scarcity rents*) na oferty sprzedaży mocy (wynagrodzenie za gotowość do wytwarzania energii) na dłuższy okres, czyli wdrożenie proponowanego rynku mocy.

Należy zaznaczyć, że wśród funkcjonujących na rynku energii elektrycznej usług systemowych są trzy usługi, których celem jest krótkoterminowe zapewnienie bezpiecznego funkcjonowania KSE: operacyjna rezerwa mocy, interwencyjna rezerwa zimna oraz usługa redukcji zapotrzebowania na polecenie operatora. W części 2 oceny skutków regulacji do niniejszego projektu omówiono przyczyny wprowadzenia powyższych usług, zasady ich funkcjonowania oraz powody, dla których nie są one rozwiązaniami mogącymi zapewnić długoterminowo wystarczalność mocy wytwórczych.

Grozący Polsce niedobór mocy ma charakter strukturalny, co oznacza, że wdrażane rozwiązanie musi obejmować cały rynek, a nie tylko jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, jak w przypadku operacyjnej rezerwy mocy i interwencyjnej rezerwy zimnej, albo odbiorców energii, jak w przypadku usługi redukcji zapotrzebowania. Mechanizm powinien ponadto mieć zasięg ogólnosystemowy (nieograniczony tylko do konkretnego obszaru sieci) oraz działać w perspektywie długoterminowej (inaczej niż interwencyjna rezerwa zimna, którą świadczą tymczasowo jednostki korzystające z tzw. derogacji naturalnej<sup>13</sup>). Ponadto mechanizm powinien umożliwiać efektywne osiągnięcie założonego standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz jak najmniej wpływać na kształtowanie się cen na rynku energii.

## **2. Zmiana modelu rynku energii elektrycznej**

Biorąc pod uwagę wszystkie powyższe kryteria podjęto decyzję o wprowadzeniu w Polsce scentralizowanego rynku mocy elektrycznej, w którym centralny nabywca – operator systemu przesyłowego – pozyskuje zobowiązanie do dostarczenia do systemu odpowiedniej mocy w określonych sytuacjach oraz do pozostawania w gotowości do jej dostarczenia. Zobowiązanie, nazwane obowiązkiem mocowym, oferują na aukcjach

---

13 <sup>13</sup> Derogacja naturalna jest instytucją wprowadzoną jednym z przepisów implementujących dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) – art. 146a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r. poz. 519, z późn. zm.). Derogacja oznacza zastosowanie *ograniczonego odstępstwa* [od wymaganych parametrów emisyjnych] *obowiązującego w całym okresie eksploatacji*, i umożliwia eksploatację niektórych jednostek wytwórczych niespełniających wymogów ww. dyrektywy przez 17 500 godzin począwszy od 1 stycznia 2016 r.

dostawcy mocy – wytwórcy, magazyny energii i niektórzy odbiorcy energii elektrycznej, a także podmioty reprezentujące grupy wytwórców albo odbiorców (tzw. agregatorzy). Aukcje odbywają się z określonym wyprzedzeniem przed rokiem, w którym dostawcy mocy zaoferują swój produkt. Szczegółowy sposób funkcjonowania rynku mocy opisano w *Projekcie rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy*<sup>14)</sup>, opublikowanym na stronie internetowej Ministerstwa Energii w pierwotnej wersji w dniu 4 lipca 2016 r., a w wersji po zakończeniu konsultacji z uczestnikami rynku i innymi interesariuszami – w dniu 30 września 2016 r. – w dokumencie pt. *Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy*<sup>15)</sup>.

Warto podkreślić, że problem *missing capacity* występuje z różnym natężeniem w wielu krajach Unii Europejskiej. W związku z tym wiele krajów stosuje tzw. mechanizmy mocowe, czyli rozwiązania regulacyjne, których zadaniem jest wynagradzanie dostępności mocy wytwórczych.

W latach 2015–2016 Dyrekcja Generalna Komisji Europejskiej ds. Konkurencji przeprowadziła badanie sektorowe dotyczące mechanizmów mocowych stosowanych w 11 krajach UE<sup>16)</sup>. Z opublikowanego w dniu 30 listopada 2016 r. raportu wynika, że wynagradzanie w różnej formie dostępności mocy wytwórczych jest zasadą na rynkach europejskich<sup>17)</sup>. Raport zawiera m.in. taksonomię mechanizmów mocowych oraz rekomendacje dotyczące wyboru mechanizmu najwłaściwszego z punktu widzenia ochrony konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej. Konkluzje Komisji są zbieżne z konkluzjami leżącymi u podstaw decyzji o opracowaniu niniejszego projektu: spośród dostępnych mechanizmów mocowych, scentralizowany rynek mocy jest najlepszym rozwiązaniem w sytuacji długotrwałego, strukturalnego braku wystarczalności mocy wytwórczych, a jednocześnie rozwiązaniem najmniej zaburzającym konkurencję<sup>18)</sup>. Cel w postaci efektywnego spełnienia pożądanego standardu bezpieczeństwa dostaw osiąga się przez uzależnienie popytu na rynku mocy od wyznaczonego analitycznie prognozowanego zapotrzebowania na moc, dzięki czemu koszt zakupu mocy odpowiada rzeczywistym potrzebom systemu – nie dochodzi do

---

14) Ministerstwo Energii, *Projekt rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy*, 4.07.2016 r.

15) Ministerstwo Energii, *Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy*, 30.09.2016 r.

16) [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state\\_aid\\_to\\_secure\\_electricity\\_supply\\_en.html](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.html)

17) Por. mapa występujących w UE mechanizmów mocowych w: *Commission Staff Working Document Accompanying the document REPORT FROM THE COMMISSION: Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*, SWD(2016) 385 final, fig. 23, s. 55.

18) Tamże, s. 169.

nadmiernych zysków po stronie dostawców. Cel ograniczenia wpływu na rynek energii elektrycznej osiąga się dzięki rozdzieleniu rozliczeń na rynku energii od rozliczeń na rynku mocy – ceny na rynku energii dalej kształtują się w obowiązujących ramach rynku, w tym rynku bilansującego; ponadto dostawcy mocy nie mają gwarancji pokrycia wszystkich kosztów z wynagrodzenia za moc – składając oferty będą uwzględniać zakładane przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i usług systemowych.

### **III. Różnica między dotychczasowym a projektowanym stanem prawnym**

W obecnym stanie prawnym architekturę rynku energii elektrycznej wyznaczają przepisy powszechnie obowiązujące: ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, z późn. zm.) i rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 623, z późn. zm.), w przeważającym stopniu w wyniku implementacji prawa Unii Europejskiej, w szczególności tzw. trzeciego pakietu energetycznego<sup>19)</sup>.

Zgodnie z art. 9c ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej przez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej. Szczegółowe zasady bilansowania KSE i zarządzania ograniczeniami systemowymi określa operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pod nadzorem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przez ustalanie treści Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). IRiESP zawiera m.in. zasady fizycznej realizacji transakcji na rynku energii oraz zasady świadczenia usług systemowych. W ramach dość ogólnych, obowiązujące przepisy ustawy – Prawo energetyczne zapewniają operatorowi systemu przesyłowego niezbędną swobodę w ustalaniu szczegółowych zasad na potrzeby obecnie funkcjonującego modelu rynku, przez co IRiESP jest w praktyce dokumentem o kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania rynku. Sytuacja ulega stopniowo zmianie w związku z postępującą integracją europejskiego rynku energii, gdzie coraz większe znaczenie będą miały

19 <sup>)</sup>Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.



rozporządzenia regulujące jego poszczególne elementy – tzw. kodeksy sieci (ang. *network codes*).

Wprowadzenie scentralizowanego rynku mocy wymaga jednak istotnych zmian prawnych i nie jest możliwe na gruncie obowiązujących przepisów.

Po pierwsze, zorganizowanie aukcji mocy wymaga m.in. zaplanowania wielkości mocy, która ma zostać zakontraktowana, w postaci tzw. krzywej popytu. Projektowana ustawa nakłada więc nowe obowiązki informacyjne na podmioty dysponujące jednostkami wytwórczymi o mocy osiągalnej 2 MW brutto i większej. Informacje przedkładane przez te podmioty umożliwiają opracowanie szczegółowych danych na temat zasobów mocy dostępnych w KSE. Próg 2 MW brutto statuujący obowiązek rejestracji przyjęto jako poziom zapewniający z jednej strony szeroki zasób danych i ich dużą dokładność, a z drugiej strony nie nakładający nadmiernie uciążliwych wymagań regulacyjnych związanych z działalnością w małej skali. Po stronie ministra właściwego do spraw energii, Prezesa URE oraz operatora systemu przesyłowego również przewidziano nowe obowiązki, szczegółowo opisane poniżej.

Po drugie, koszt rynku mocy (środki pieniężne na wypłatę wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego), który zapewni bezpieczeństwo dostaw oraz większą stabilność cen energii, przeniesiony zostanie na odbiorców końcowych energii elektrycznej. Zdecydowano o wprowadzeniu opłaty uwzględnianej odpowiednio w taryfie za usługi przesyłania lub dystrybucji, co jest spójne z innymi funkcjonującymi mechanizmami finansowania środków regulacyjnych na rynku energii przez odbiorców końcowych (opłatą przejściową i opłatą OZE). Efektywne i dokładne przeniesienie tych środków wymaga wprowadzenia nowego komponentu taryfy – opłaty mocowej, co wiąże się z koniecznością nałożenia nowych obowiązków na Prezesa URE oraz nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne.

Po trzecie, zakres szczegółowych spraw do uregulowania na poziomie współpracy operatora systemu przesyłowego z dostawcami mocy jest na tyle szeroki, że uzasadnione jest wprowadzenie ram ustanawiania regulaminu rynku mocy, czyli nowego – obok IRiESP – dokumentu o charakterze wzorca umownego, opracowywanego przez operatora systemu przesyłowego pod nadzorem Prezesa URE, który zatwierdza regulamin w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw energii. Nie zdecydowano się na rozszerzenie IRiESP, podobnie jak nie byłoby właściwe

wprowadzanie rynku mocy przez nowelizację ustawy – Prawo energetyczne – materia do uregulowania jest zbyt szeroka i pogorszyłaby jakość powyższych regulacji.

Należy zaznaczyć, że rynek mocy będzie funkcjonować równolegle do rynku energii, nie ograniczając jego funkcjonowania ani nie zastępując kształtowania się cen na rynku energii w wyniku relacji popytu i podaży. Nie zmieniają się ponadto zasady dotyczące koncesjonowania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. W rynku mocy mogą brać udział zarówno podmioty koncesjonowane, jak i te, które zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne nie mają obowiązku uzyskania koncesji.

#### **IV. Uzasadnienie szczegółowe**

##### **Dział I – Przepisy ogólne**

###### **1. Przedmiot ustawy – art. 1.**

Art. 1 wyjaśnia pojęcie rynku mocy oraz wskazuje, co jest „towarem” na tym rynku – usługa pozostawania w gotowości do dostarczania mocy oraz jej dostarczenia w tzw. okresach zagrożenia. Z podatkowego oraz cywilnoprawnego punktu widzenia na rynku mocy oferuje się zatem usługę, jednak potocznie można mówić o „zakupie mocy na rynku”. Stroną popytową rynku mocy jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, który nabywa moc w celu zapewnienia odbiorcom końcowym bezpieczeństwa dostaw, zaś stroną podażową są dostawcy mocy – podmioty, które dysponują określonymi zasobami, przy pomocy których można zaoferować produkt na rynku mocy.

Ustawa reguluje organizację tzw. rynku pierwotnego – aukcji mocy – oraz rynku wtórnego – transakcji dwustronnych między dostawcami.

Jak wskazano powyżej, wprowadzenie rynku mocy pociąga za sobą istotne zmiany w funkcjonowaniu sektora wytwarzania energii elektrycznej, co wymaga nałożenia nowych zadań na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, ministra właściwego ds. energii oraz Prezesa URE. Minister właściwy do spraw energii pełni rolę planistyczną, zapewniając zgodność działania rynku mocy z polityką energetyczną. Operator, jak wskazano wyżej, nabywa i egzekwuje zdolności wytwórcze lub redukcyjne oferowane przez dostawców mocy, a ponadto pełni rolę analityczną, wyznaczając wielkości niezbędne do planowania w zakresie pokrycia zapotrzebowania na moc i energię. Prezes URE pełni rolę arbitra oraz egzekwuje obowiązki podmiotów,

których aktywność jest wymagana dla poprawnego działania rynku mocy, lecz nie pozostają w bezpośrednich relacjach gospodarczych z operatorem, przez możliwość nałożenia kar pieniężnych; ponadto opiniuje parametry kształtujące proces zakupu mocy, a także może interweniować w przypadku zaburzenia konkurencji na rynku mocy.

Art. 1 ust. 2 wskazuje, że celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w horyzoncie średnio- i długoterminowym – tzw. wystarczalności mocy wytwórczych. Bezpieczeństwo dostaw w czasie rzeczywistym zapewniają inne mechanizmy w ramach rynku energii, takie, jak usługi systemowe czy mechanizm centralnego bilansowania.

## **2. Definicje – art. 2**

### **2.1 Aukcje mocy (pkt 1–3)**

Rynek mocy składa się z rynku pierwotnego i rynku wtórnego. Na rynku pierwotnym występują dwa etapy transakcji– aukcje główne, na których oferuje się obowiązek mocy na cały rok, odbywające się w piątym roku przed okresem dostaw, oraz aukcje dodatkowe, na których oferuje się produkt (obowiązek mocy) na poszczególne kwartały roku, odbywające się w roku poprzedzającym okresy dostaw. Aukcja główna ma na celu pozyskanie większości obowiązków mocy pokrywających prognozowane zapotrzebowanie na moc, podczas gdy aukcje dodatkowe pozwalają przede wszystkim „dokupić” moc brakującą w wyniku różnych zdarzeń, ale również umożliwiają oferowanie mocy przez jednostki o zmiennej sezonowo charakterystyce wytwarzania energii.

## 2.2. Struktura podmiotowa i przedmiotowa (pkt 4–15)

Po stronie podażowej najważniejszym podmiotem jest **dostawca mocy**, zdefiniowany w pkt 4. Jest to podmiot oferujący obowiązek mocy przez zasoby, którymi dysponuje jako ich właściciel albo podmiot upoważniony przez właścicieli, na zasadach analogicznych do podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, który reprezentuje na rynku energii jednostki grafikowe. Dostawcą mocy staje się z chwilą złożenia wniosku o utworzenie jednostki rynku mocy, a przestaje się nim być z chwilą zakończenia danej certyfikacji (jeżeli jednostka nie powstała) albo z chwilą wygaśnięcia certyfikatu. Dostawcą mocy może być właściciel jednostki wytwórczej lub podmiot upoważniony do dysponowania taką jednostką.

Podstawowym elementem tworzącym strukturę przedmiotową strony podażowej jest **jednostka fizyczna** (pkt 5), czyli zespół urządzeń w systemie wyodrębniony w taki sposób, że możliwe jest dokonywanie z niego dostawy mocy oraz zmierzenie tej dostawy. Jednostki fizyczne to przede wszystkim bloki elektrowni, mniejsze urządzenia wytwórcze oraz urządzenia odbiorców końcowych zdolne do redukcji zapotrzebowania. Zbiór jednostek fizycznych tworzą jednostki fizyczne wytwórcze (dalej: „JF W”) oraz jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania (dalej: „JF DSR”). W strukturze uwzględniono również magazyny energii elektrycznej, które uczestniczą w rynku mocy jako jednostki fizyczne wytwórcze, jeżeli są odrębnymi jednostkami fizycznymi i posiadają zdolność dostawy mocy do systemu, albo jako część jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania. Wprowadzono również definicję jednostki fizycznej zagranicznej wytwórczej oraz redukcji zapotrzebowania w oparciu o kryterium lokalizacyjne.

JF W nie musi być w pełni funkcjonującą jednostką wytwórczą w chwili zgłaszania zamiaru udziału w rynku mocy. Pkt 8–9 definiują istniejącą oraz planowaną JF W, dzięki czemu możliwe jest przystąpienie do procesów na rynku mocy również w odniesieniu do JF W, która nie została jeszcze przyłączona do systemu i przekazana do eksploatacji (będąca w budowie lub której budowa rozpocznie się po certyfikacji ogólnej).

Jednostki fizyczne są technicznymi zasobami istniejącymi niezależnie od uczestnictwa w rynku mocy. Aby mogły w nim uczestniczyć, muszą wejść w skład **jednostek rynku mocy**. Jednostka rynku mocy (dalej: „JRM”) jest formą organizacji jednostek

fizycznych (albo organizacyjną „nadbudową” pojedynczej jednostki fizycznej) będącą przedmiotem praw i obowiązków na rynku mocy. Czynności faktyczne i prawne dotyczące JRM nazywa się dysponowaniem nimi. Obejmuje to m.in. zgłaszanie wniosku o utworzenie i certyfikację JRM, składanie ofert w aukcji, zawieranie umów, rozliczanie dostaw mocy. W ustawie posłużono się pojęciem dokonywania czynności *w odniesieniu do JRM*. Analogicznie do JF, JRM dzielą się na wytwórcze (dalej: „JRM W”) i redukcji zapotrzebowania (dalej: „JRM DSR”).

### **2.3. Moc osiągalna i sposób określenia wolumenu produktu na rynku mocy (pkt 16–19)**

Wprowadzony zestaw definicji pozwala określić parametr jednostki fizycznej, w ramach którego tworzy się produkt na rynku mocy – moc osiągalną netto. Co do zasady przepisy regulujące rynek energii (w tym zwłaszcza ustawa – Prawo energetyczne) nie wskazują, czy moc jednostek wytwórczych mierzy się w wielkościach brutto, a więc uwzględniających energię zużywaną na potrzeby procesu jej wytwarzania, czy wielkościach netto, a więc ilości energii faktycznie wprowadzonej do sieci. Na rynku mocy produkt definiuje się w oparciu o moc osiągalną netto, ponieważ to energia rzeczywiście wprowadzona do sieci decyduje o uzyskaniu pożądaných parametrów pracy sieci elektroenergetycznej. W przypadku JF DSR nie ma różnicy między mocą osiągalną brutto i netto, ponieważ liczy się wyłącznie efekt w postaci ograniczenia mocy pobieranej we wszystkich punktach połączenia z siecią. Pkt 24 definiuje moc osiągalną netto JRM, co wymaga wyjaśnienia, gdyż, jak wskazano wyżej, JRM nie jest fizycznym zasobem, ale organizacyjną nadbudową dla tych zasobów. Moc osiągalna JRM jest sumą mocy JF tworzących tę JRM i decyduje o wielkości mocy oferowanej jako produkt na rynku mocy.

### **2.4. Obowiązek mocowy (pkt 20)**

Pkt 20 definiuje obowiązek mocowy, który, jak wskazano powyżej, jest w istocie „produktem” podlegającym obrotowi na rynku mocy. Obowiązek mocowy to cywilnoprawne zobowiązanie wobec operatora, które składa się z dwóch komponentów: gotowości do dostarczenia mocy, polegającej na utrzymaniu jednostek fizycznych w odpowiednim stanie przez cały okres dostaw, oraz z dostarczenia mocy do systemu w okresie zagrożenia. Polski rynek mocy działa zatem w tzw. modelu dostawy (ang. *delivery*), a nie wyłącznie gotowości (ang. *availability*). Należy przy tym

podkreślić, że energia wprowadzana do sieci podlega rozliczeniu w ramach rynku energii – rynek mocy nie wynagradza odrębnie dostawców mocy za jej dostarczenie, z wyjątkiem opisanego poniżej mechanizmu tzw. premii za nadwykonanie (ang. *profit sharing* – dzielenie zysków).

Warto podkreślić, że obowiązek mocy typu *delivery* nie pokrywa się z definicją rezerwy strategicznej, ponieważ pozostawanie w gotowości do dostarczenia mocy nie jest równoznaczne z pozostawaniem „w rezerwie”. Jednostki w rezerwie strategicznej nie działają na rynku energii – pozostają w wyłącznej dyspozycji operatora, który uruchamia je ze względu na potrzeby systemu, a rezerwą obejmuje się całą moc jednostek wytwórczych. Na rynku mocy dostawcy mogą zaś zaoferować obowiązek i jednocześnie uczestniczyć w rynku energii na dotychczasowych zasadach. Można wręcz powiedzieć, że złożenie atrakcyjnej cenowo oferty na rynku mocy wymaga od dostawcy mocy, aby przewidział pokrycie części swoich kosztów ze sprzedaży energii (oraz – w przypadku kwalifikujących się do tego jednostek – usług systemowych).

#### **2.5. Pojęcia zaczerpnięte z innych ustaw (pkt 21, 24, 25, 27–30)**

Ustawa w niezbędnym zakresie posługuje się pojęciami zaczerpniętymi z ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Ponieważ jednak operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest adresatem większości przepisów w ustawie, zgodnie z pkt 24 posłużono się krótką formą „operator”.

#### **2.6. Okres dostaw i okres zagrożenia (pkt 22 i 23)**

Okres dostaw to czas trwania produktu oferowanego na aukcji mocy, podczas gdy okres zagrożenia to okres sytuacji bilansowej, w którym konieczne jest pozyskanie fizycznej dostawy zakupionej mocy. Zakup odpowiedniej wielkości mocy, powinien eliminować występowanie okresów zagrożenia. Okres dostaw wyznacza zatem ramy czasowe obowiązku pozostawania w gotowości, a okres zagrożenia – obowiązku dostarczenia mocy do systemu.

#### **2.7. Punkt pomiarowy (pkt 26)**

Wprowadzenie definicji punktu pomiarowego opartej na praktyce współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych i odbiorcami końcowymi jest niezbędna do wyznaczenia rzeczywistego wykonywania obowiązku mocowego.

## **2.8. Uczestnik rynku mocy (pkt 31)**

Pojęcie uczestnika rynku mocy obejmuje podmioty zaangażowane w relacje handlowe oraz wymianę informacji na rynku mocy, tj. operatora, zarządcę rozliczeń, operatora systemu dystrybucyjnego, dostawcę mocy, a także właściciela jednostki fizycznej. Ten ostatni może być wprawdzie wykluczony z aktywnej działalności na rynku, niemniej mogą go dotyczyć określone obowiązki.

## **Dział II – Organizacja rynku mocy**

### **3. Przepisy ogólne dotyczące certyfikacji**

Do udziału w rynku mocy można zgłosić różnego rodzaju zasoby, jednak każdy musi przejść procedurę rejestracji, utworzenia jednostki rynku mocy oraz dopuszczenia jej do aukcji. Wyznaczenie parametrów ekonomicznych, na których opiera się działanie rynku mocy w danym roku dostaw, wymaga zaś posiadania szczegółowych informacji o dostępnych w systemie jednostkach. Powyższe procedury odbywają się w ramach procesu certyfikacji, składającego się z trzech elementów: certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji głównej oraz certyfikacji do aukcji dodatkowych. Art. 3 określa również ramy czasowe, w których proces ten się odbywa. W rozdziale tym określono również przepisy wspólne dla całego procesu certyfikacji – prowadzenie aukcji w postaci elektronicznej za pomocą internetowej platformy aukcyjnej oraz formę składanych oświadczeń podczas aukcji.

#### **3.1. Udział mocy zagranicznych w rynku mocy (art. 6–10)**

W celu umożliwienia uczestnictwa w rynku mocy jednostkom fizycznym zagranicznym wytwórczym i DSR zlokalizowanych w państwach UE, których system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z KSE, organizowana będzie przed rozpoczęciem certyfikacji ogólnej tzw. aukcja biletowa. W wyniku rozstrzygnięcia aukcji zostaną wskazane podmioty, które będą mogły zgłosić jednostkę fizyczną na rynku mocy w Polsce. Ze względu na ograniczone możliwości przesyłowe na poszczególnych połączeniach międzysystemowych wymagana jest aukcja, dzięki której zostanie ograniczony wolumen mocy z zagranicy do mocy, która fizycznie jest możliwa do przesłania. Dodatkowo przy wyznaczaniu mocy na aukcje biletowe na poszczególne połączenia międzysystemowe zostaną wzięte pod uwagę różnego rodzaju czynniki ograniczające rzeczywisty fizyczny przepływ energii jak np. przepływy kołowe.

Ponadto określono, że jeden uczestnik rynku z zagranicy może złożyć tylko jedną ofertę w trakcie aukcji biletowej, co ma na celu ograniczenie możliwości składania wielu ofert przez jednego uczestnika aukcji, co z kolei pozwoli uniknąć sytuacji uzyskania przez ten podmiot praw do oferowania obowiązku mocowego w aukcjach mocy w wielkości nieuzasadnionej potencjałem jego jednostek.

W projekcie ustawy zdecydowano się na wprowadzenie możliwości udziału w aukcjach biletowych źródeł zlokalizowanych w państwie UE, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z KSE (kraje sąsiadujące), tj. Niemcy, Czechy, Słowacja, Szwecja i Litwa. To właśnie z operatorami tych państw członkowskich obecnie polski operator sieci przesyłowych prowadzi ciągłą współpracę ze względu na istniejące połączenia. Podobne otwarcie ograniczające się do państw sąsiadujących w swoim rynku mocy zadeklarowała Francja, co zostało potwierdzone przez Komisję Europejską w decyzji z dnia 8 listopada 2016 r. C(2016) 7086 final.

W art. 10 nałożono na operatora obowiązek przedłożenia ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o przebiegu aukcji biletowej, w terminie 21 dni od jej zakończenia

### **3.2. Certyfikacja ogólna (art. 11–14)**

Aby jednostka fizyczna mogła wejść na rynek mocy, musi być wpisana do rejestru rynku mocy w certyfikacji ogólnej. Przedkładane informacje mają ogólny charakter identyfikacyjny, pozwalający operatorowi na ocenę dostępności zasobów mocy w systemie – przede wszystkim dzięki wymogowi przedstawiania planów pracy jednostek wytwórczych na najbliższe lata, a także lokalizacji i parametrów technicznych jednostek, oraz planów co do uczestniczenia w aukcji mocy. Możliwe jest zarejestrowanie zarówno jednostek już przyłączonych do sieci i eksploatowanych, jak również jednostek planowanych. Certyfikacja ogólna odbywa się co roku, a informacje dotyczące jednostek podlegają corocznej aktualizacji.

Rozdział rozpoczyna ogólny obowiązek właścicieli jednostek fizycznych wytwórczych o mocy osiągalnej większej niż 2 MW do zgłoszenia takiej jednostki do każdej certyfikacji ogólnej.

Art. 12 wprowadza obowiązek informacyjny o fundamentalnym znaczeniu dla poprawnego przeprowadzenia procesu zakupu mocy – obowiązek złożenia wniosku o wpis do rejestru rynku mocy jednostek fizycznych wytwórczych o mocy osiągalnej



brutto nie mniejszej niż 2 MW. Przyjęty próg jest kompromisem między poziomem szczegółowości wiedzy o zasobach w systemie elektroenergetycznym, a potencjalnie uciążliwym obowiązkiem dla podmiotów dysponujących małymi jednostkami wytwórczymi.

Art. 13 reguluje sytuację złożenia nieprawidłowo sporządzonego wniosku o rejestrację oraz przyznaje uprawnienie operatorowi do niewpisania JF do rejestru rynku mocy. O takim przypadku operator informuje Prezesa URE.

W art. 14 nałożono na operatora obowiązek przedłożenia ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o przebiegu certyfikacji ogólnej, w terminie 14 dni od jej zakończenia.

### **3.3. Certyfikacja do aukcji głównej i aukcji dodatkowych (art. 15–28)**

Certyfikacje do aukcji mają na celu nadanie ram organizacyjnych konkretnym zasobom, które dostawcy mocy zaoferują na aukcji. Należy wskazać, że choć co do zasady dostawcy mocy powinni być zainteresowani zawarciem umów na aukcjach mocy, mogą także wnioskować o dopuszczenie do udziału wyłącznie w rynku wtórnym; w każdym przypadku otrzymanie certyfikatu dla JRM jest niezbędnym warunkiem działalności na rynku mocy.

Art. 16 ust. 1 wyznacza ramy kwalifikowalności (progi mocy minimalne) do utworzenia jednostek rynku mocy z jednostek fizycznych wpisanych do rejestru. Progi górne dotyczą grup jednostek, czyli tzw. agregatów. Elektrownie systemowe co do zasady powinny brać udział w rynku mocy przez pojedyncze jednostki wytwórcze, tj. bloki. Niemniej jednak mimo wyznaczenia progu mocy pojedynczej jednostki rynku mocy na poziomie 2 MW, jednostki fizyczne o mocy mniejszej mogą brać również udział w rynku mocy, lecz muszą wejść w skład grupy jednostek.

W art. 16 ust. 2 wskazano ponadto dodatkowe przeszkody formalne w udziale w rynku mocy – korzystanie z systemu wsparcia OZE przez jednostki produkujące wyłącznie tzw. zieloną energię oraz świadczenie na rzecz operatora usług systemowych, w ramach których jednostki wytwórcze pozostają w wyłącznej dyspozycji operatora i nie działają na rynku energii; wykaz usług wykluczających z udziału w rynku mocy publikuje Prezes URE. Analogiczne przeszkody formalne wprowadzono dla jednostek fizycznych zagranicznych, które będą korzystały z operacyjnych systemów wsparcia OZE i CHP w swoim państwie, oraz usług na rzecz macierzystego operatora systemu przesyłowego.

W ww. włączeniach nie uwzględniono operacyjnego systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w postaci świadectw pochodzenia tzw. czerwonych, żółtych i fioletowych certyfikatów, ponieważ zgodnie z obowiązującymi przepisami system wsparcia będzie funkcjonował do końca 2018 r., a pierwszym planowanym rokiem dostaw na rynku mocy jest rok 2021.

W art. 17 wprowadza się dodatkowe zasady dotyczące konfiguracji JRM, tj. zbioru JF wchodzących w jej skład.

Art. 18 statuuje zasady ustalania korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności (KWD), który jest wielkością (od 0 do 1) determinującą maksymalny wolumen mocy dla danej JRM, który może zaoferować podczas aukcji. Stosowanie KWD (zwanego też współczynnikiem *de-rating*) zapobiega zakontraktowaniu mocy, która nie ma szans być dostarczona w okresie dostaw, w tym okresie zagrożenia np. przez brak możliwości wytwarzania we wskazanych przez operatora godzinach. Przepis ust. 2 ustala zamknięty katalog danych, które operator bierze pod uwagę przy wyznaczaniu KWD.

Art. 19 i art. 20 ustala treść wniosku o certyfikację. Dla JRM W wydaje się certyfikat przyznający status JRM W nowej, JRM W modernizowanej, albo JRM W istniejącej. Jednostka rynku mocy składająca się z jednostki fizycznej zagranicznej jest kwalifikowana jako JRM istniejąca, ze statusem cenotwórcy. JRM DSR może mieć status JRM DSR potwierdzonej albo niepotwierdzonej – przy czym na początku funkcjonowania rynku mocy każda JRM DSR jest jednostką niepotwierdzoną. Status jednostki przekłada się na warunki składania ofert w aukcjach – maksymalną długość oferowanych kontraktów (w przypadku JRM W) oraz status cenobiorcy albo cenotwórcy.

Uczciwa konkurencja na rynku mocy wymaga narzędzi przeciwdziałających wykorzystywaniu siły rynkowej. Takim narzędziem jest podział jednostek, których moc oferuje się w aukcjach, na cenotwórców i cenobiorców. Te pierwsze ponoszą z różnych względów wyższe koszty związane z funkcjonowaniem na rynku, a jednocześnie nie są tak liczne, aby móc samodzielnie ukształtować cenę. Te drugie reprezentują znaczną siłę rynkową, zarazem ponoszą typowe koszty, zatem nie mogą składać na aukcji mocy ofert, które mogłyby zawyżyć cenę zamknięcia ponad rozsądny poziom.

Certyfikat zachowuje ważność do końca okresu dostaw, na który został wystawiony, jednak dostawca mocy może uzyskać na wniosek jego wygaszenie – np. w sytuacji, gdy

chce przystąpić do kolejnej aukcji z inną konfiguracją JF i w związku z tym musi utworzyć nową JRM.

Art. 19 określa wykaz informacji, które należy przedstawić, aby uzyskać certyfikat. Do szczególnie ważnych informacji przedstawianych przez dostawcę mocy podczas certyfikacji do aukcji głównej lub certyfikacji do aukcji dodatkowych należą informacje dotyczące: wielkości obowiązku mocowego, dostępności paliwa oraz parametrów techniczno-ekonomicznych.

Dostawca mocy, wnoszący o certyfikację JRM, musi zadeklarować jaką wielkość obowiązku mocowego będzie oferował na najbliższej aukcji głównej lub dodatkowej. Jest to o tyle ważne, że nie będzie on mógł zmienić zadeklarowanej wielkości w procesie certyfikacji podczas trwania aukcji. Ponadto w procesie certyfikacji musi on potwierdzić, że w przypadku wygrania aukcji będzie posiadał zdolność dostawy mocy przez jednostkę rynku mocy. W tym celu musi posiadać on odpowiednie zapasy paliw lub wykazać, że ma zapewnioną ich dostępność w odpowiedniej ilości. Wymaganie to będzie dotyczyło wszystkich JRM Wytwórczych niezależnie od spalnego paliwa. W odniesieniu do przedstawianych parametrów technicznych kluczowe będą informacje dotyczące charakterystyki rozruchu, dopuszczalnego zakresu pracy oraz szybkości zmian wielkości wytwarzania energii elektrycznej. W oparciu o te informacje dana JRM, objęta umową mocową, będzie wykonywała swój obowiązek mocowy w okresie zagrożenia w trybie normalnym lub trybie nagłym. Należy zwrócić uwagę na przepis pkt 6 lit. c, nakazujący przedstawić informacje o parametrach ekonomicznych działalności danej jednostki fizycznej, które umożliwią poprawne opracowanie parametrów aukcji. Szczególnie wrażliwym parametrem na potrzeby prognozowania zapotrzebowania na moc, wyznaczanego oddzielnie dla każdej aukcji, będą dane o kosztach stałych i zmiennych. Obecnie rezerwa mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym ustalana jest jako stała wartość procentowa odniesiona do zapotrzebowania na moc, a na rynku mocy prognozowane zapotrzebowanie na moc będzie określane z zastosowaniem złożonych metod prognostycznych, wykorzystujących narzędzia analizy probabilistycznej i stochastycznej. Określenie prognozowanego zapotrzebowania na moc na podstawie niezwyfikowanych danych może mieć negatywne konsekwencje dla funkcjonowania rynku mocy i może prowadzić do nieuzasadnionego obciążenia zbyt dużymi opłatami odbiorców. Podkreślenia wymaga, że operator pobiera dane w znacznie węższym celu, niż może to

zrobić Prezes URE na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne – podanie tych informacji operatorowi jest niezbędne do poprawnego wyznaczenia parametrów aukcji rekomendowanych ministrowi właściwemu do spraw energii; operator jest przy tym zobowiązany do zachowania poufności otrzymywanych danych.

Art. 19 ust. 2–4 ustala warunki uzyskania certyfikatu dla JRM W nowej i modernizowanej oraz JRM „zagranicznej”. Kluczowym jest warunek, że JRM W nowa i modernizowana oraz JRM „zagraniczna” mogą składać się wyłącznie z jednej JF W, przy czym w przypadku JRM W nowej musi to być JF W planowana.

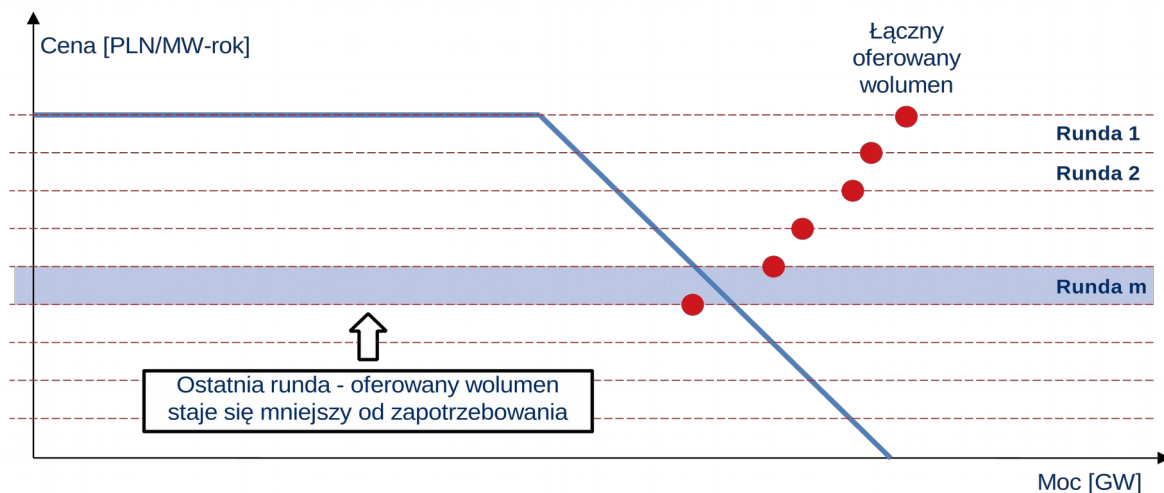
Dla JRM, które w chwili uzyskania certyfikatu nie mogą zagwarantować dostarczenia mocy, czyli JRM W nowe i JRM DSR niepotwierdzone, operator wydaje zgodnie z art. 26 certyfikat warunkowy. Certyfikat właściwy, dopuszczający do udziału w aukcji, uzyskuje się po złożeniu zabezpieczenia finansowego.

W art. 27 i art. 28 nałożono na operatora obowiązek przedłożenia ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o przebiegu certyfikacji do aukcji głównej i aukcji dodatkowych, w terminie 10 dni od ich zakończenia.

#### **4. Aukcje mocy (art. 29–40)**

Rynek pierwotny działa w oparciu o konkurencyjny mechanizm wyboru ofert w drodze tzw. aukcji holenderskiej, której mechanika wywiera presję na oferentów i nakłania ich do ujawniania prawdziwej wartości swoich ofert. Art. 29 zawiera ogólne zasady organizowania aukcji, w tym okres jej przeprowadzania, a także obowiązek organizowania aukcji dodatkowych – odrębnych dla każdego kwartału dostaw – równocześnie, tak, aby pozycja i wiedza licytantów o rozstrzygnięciach była równa.

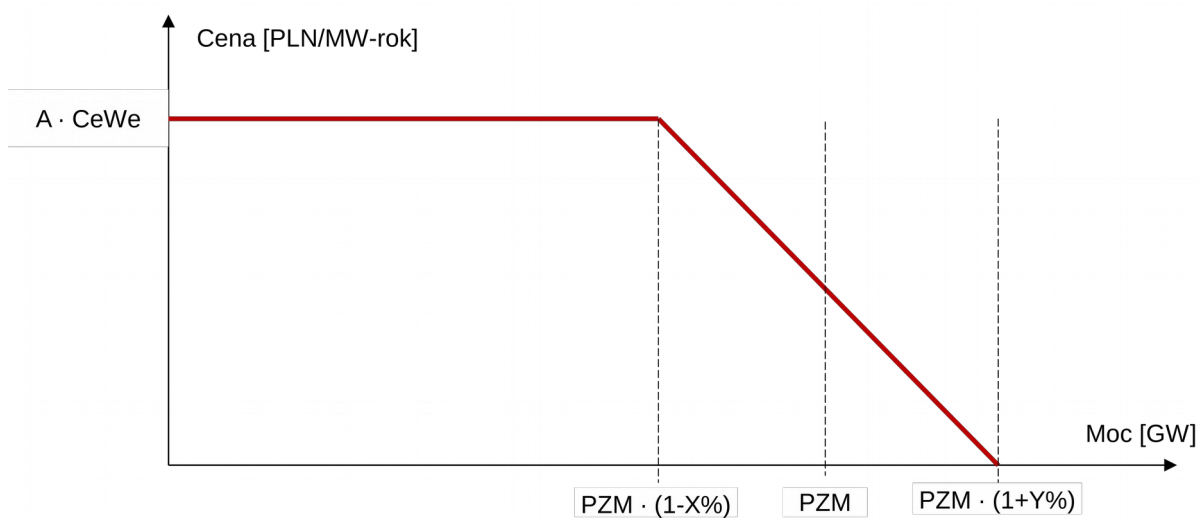
Art. 30 reguluje specyficzną mechanikę aukcji mocy, w której dostawcy mocy składają – raz w ciągu aukcji – oferty wyjścia odrębnie w odniesieniu do każdej JRM, której udział zgłosili. Dostawcy mocy oferujący dłuższe kontrakty mogą ponadto złożyć ofertę polegającą na wskazaniu minimalnej ceny, po której są gotowi zawrzeć wieloletnią umowę, zaś dostawcy mocy biorący udział z JRM W modernizowanymi mogą zgłosić specjalną ofertę – oświadczenie o rezygnacji z modernizacji, jeżeli aukcja nie zamknie się ceną równą lub wyższą od wskazanej ceny minimalnej modernizacji.



Rysunek 1 – Schemat poglądowy przebiegu aukcji głównej. Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, s. 40.

#### 4.1. Parametry aukcji (art. 31–33)

Aukcję przeprowadza się w oparciu o określone parametry, które gwarantują zakup dokładnie takiej wielkości mocy, która jest potrzebna w danym okresie dostaw, po uzasadnionej ekonomicznie cenie. Parametry określone w art. 31 wyznaczają kształt tzw. krzywej zapotrzebowania.



Rysunek 2 – Krzywa zapotrzebowania na moc. Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, s. 34

Większość parametrów proponuje operator, który wyznacza je analitycznie w oparciu o posiadane i pozyskane od dostawców mocy dane; niektóre parametry (jak X i Y w krzywej zapotrzebowania) mają charakter planistyczny i wyznacza je minister właściwy do spraw energii.

Zapotrzebowanie na moc (PZM) wyznacza się na zasadach określonych w art. 33, które zapewniają ustalenie celu w zakresie zakupu mocy na poziomie umożliwiającym

osiągnięcie założonego standardu bezpieczeństwa dostaw. Należy podkreślić, że obecnie stosowanym w Polsce standardem bezpieczeństwa dostaw jest margines rezerwy mocy ponad zapotrzebowanie szczytowe (ang. *capacity margin*), o którym mowa w art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne. Wraz z wprowadzeniem rynku mocy jako podstawowy wskaźnik wyznaczający standard bezpieczeństwa dostaw ustanawia się wskaźnik dopuszczalnej wartości oczekiwanej czasu braku dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, wyrażonej w godzinach na rok – tzw. standard LOLE (ang. *loss of load expectation*). W przeciwieństwie do wskaźnika *capacity margin*, standard LOLE opiera się na założeniach probabilistycznych, a nie deterministycznych, co pozwala określić pożądaną wielkość rezerw mocy w sposób optymalny ekonomicznie i efektywny kosztowo dla odbiorców energii elektrycznej.

Parametry aukcji określone w art. 32 wyznaczają dodatkowe ramy procesu zakupu mocy, w tym wymogi techniczne, jakie muszą spełniać JRM W nowe lub modernizowane. Zgodnie z art. 32 ust. 4, jeżeli uzasadnia to polityka energetyczna, istnieje ponadto możliwość ustanowienia wymogu pokrycia części zapotrzebowania przez jednostki nowe lub modernizowane – wprowadzenie tzw. koszyków aukcyjnych (w przepisach nazywanych grupami JRM W). W takim przypadku określa się również maksymalną cenę, po jakiej może nastąpić zakup mocy z tych jednostek, jeżeli aukcja skończy się dla nich odrębnie.

Parametry aukcji ustanawia rozporządzeniami minister właściwy do spraw energii po uzyskaniu opinii Prezesa URE, przy czym operator jest zobowiązany do przekazania ministrowi, w informacji, określonych parametrów wyznaczane analitycznie.

W razie problemów technicznych z działaniem systemu teleinformatycznego służącego do przeprowadzenia aukcji (tzw. platformy aukcyjnej), istnieje możliwość zawieszenia lub wstrzymania aukcji mocy (art. 36).

#### **4.2. Rozstrzygnięcie aukcji (art. 37)**

Jak wskazano na rysunku 1 powyżej, aukcja mocy co do zasady kończy się, gdy łączna wielkość oferowanych obowiązków mocowych (wolumen ofert) jest mniejsza, niż popyt na moc. Możliwe jest również zakończenie aukcji przez zakończenie ostatniej rundy, jeżeli wolumen ofert wciąż przewyższa popyt na moc. Rozstrzygnięcie polega na wybraniu ofert, na podstawie których zawiera się umowy mocowe. Obowiązki mocowe są niepodzielne – albo zawiera się umowę na całą moc oferowaną w odniesieniu do

danej JRM, albo nie zawiera się jej wcale. W związku z tym, że „przecięcie” krzywej popytu z krzywą podaży utworzoną z ofert może nie nastąpić dokładnie w punkcie rozgraniczającym dwie oferty dostawców mocy, istnieje konieczność zastosowania algorytmu, który wybierze wariant bardziej korzystny (art. 37 ust. 3).

Odrębne zamknięcie aukcji dla koszyków aukcyjnych i wyznaczenie odrębnych cen dla JRM W nowych i modernizowanych wymaga ziszczenia się warunków określonych w art. 37 ust. 6. Do rozstrzygnięcia również stosuje się zasadę niepodzielności ofert i wyboru wariantu bardziej korzystnego.

#### **4.3. Wycofanie z eksploatacji (art. 38)**

Wprowadzono również możliwość, że właściciele jednostek fizycznych, które nie zostały objęte umowami zarówno w aukcji głównej, jak i aukcjach dodatkowych na ten sam rok dostaw, mogą je wycofać z eksploatacji po upływie roku od dokonania zgłoszenia tego operatorowi, zapobiegając nadmiernej uciążliwości związanej z koniecznością ich utrzymania (ang. *exit barrier*).

#### **4.4. Wyniki aukcji (art. 39–40)**

Ogłoszenie wyników aukcji jest dwuetapowe – najpierw operator ogłasza wstępne wyniki, a następnie – po przeprowadzeniu procedury sprawdzającej przez Prezesa URE i ministra właściwego do spraw energii – ogłasza ostateczne wyniki. Prezes URE obligatoryjnie unieważnia aukcję, jeżeli postępowanie uczestników wskazuje na przeprowadzenie jej niezgodnie z przepisami prawa albo doszło do niedozwolonych zachowań, np. zмовy aukcyjnej czy nadużycia siły rynkowej i miało to istotny wpływ na wyniki aukcji. W przypadku unieważnienia aukcji dostawcy mocy mają możliwość przystąpienia do nowej aukcji z tymi samymi certyfikatami, które uzyskali przed aukcją unieważnioną. W przypadku ww. zachowań, gdy nie stwierdzono istotnego wpływu na wyniki aukcji, Prezes URE lub minister właściwy do spraw energii mogą unieważnić aukcję. Dodatkowo wprowadzono możliwość fakultatywnego unieważnienia aukcji przez ministra właściwego do spraw energii w przypadku gdy wykonanie zawartych umów będzie stanowiło zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii.

#### **5. Umowa mocowa (art. 41–46)**

Świadczenie obowiązku mocowego odbywa się na podstawie cywilnoprawnej umowy między operatorem, dostawcą mocy a zarządcą rozliczeń (umowa trójstronna),

zawieranej pod warunkiem zawieszającym z chwilą rozstrzygnięcia aukcji, za którą przyjmuje się moment ogłoszenia jej wstępnych wyników. Swoistym warunkiem rozwiązującym jest unieważnienie aukcji, w wyniku której umowa została zawarta – w takim wypadku uznaje się ją za niebyłą; jednak ze względu na termin zawity, w którym minister właściwy ds. energii może wydać decyzję o unieważnieniu aukcji, okres warunkowości trwa stosunkowo krótko. Umowa może także zostać zawarta w wyniku transakcji na rynku wtórnym w wyniku przeniesienia całości obowiązku mocowego z jednej JRM na inną. Zmiany podmiotowe w umowie mocowej odbywają się na zasadach w niej określonych oraz wynikających z przepisów ustawy – nie ma zastosowania ogólny reżim cesji wierzytelności.

Ponieważ dla każdej JRM dostawca mocy i operator zawierają odrębną umowę, katalog *essentialia negotii* zawiera elementy umożliwiające indywidualne określenie warunków istotnych dla danego typu JRM. Wzór umowy stanowi załącznik do regulaminu rynku mocy, zatem podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Umowa mocowa może zostać rozwiązana nie tylko, gdy wygaś obowiązek mocowy (np. w wyniku przeniesienia go na innego dostawcę mocy), ale przede wszystkim w przypadku niewykonania zobowiązań dostawców mocy związanych z umożliwieniem dostawy mocy z jednostek, które uzyskały certyfikat dopuszczający do aukcji za ustanowieniem zabezpieczenia. W przypadku JRM W modernizowanej niespełnienie zobowiązań w zakresie modernizacji jednostki powoduje zmianę warunków umowy z mocy prawa.

Art. 46 przewiduje sankcje mające zastosowanie w przypadku niewykonania zobowiązań z jednostek, które dopuszczono do aukcji za ustanowieniem zabezpieczenia – zabezpieczenie to może w określonych sytuacjach zostać zatrzymane, a jeżeli na mocy przepisu szczególnego dostawca mocy został zwolniony z obowiązku jego ustanowienia – musi on uiścić karę w kwocie, w jakiej zostałyby ustanowione zabezpieczenie. W przypadku JRM DSR może mieć zastosowanie specjalna procedura związana z obniżeniem obowiązku mocowego, opisana poniżej.

## **6. Rynek wtórny (art. 47–48)**

Dostawcy mocy mają dzięki rynkowi wtórnemu możliwość zarządzania ryzykiem niedotrzymania obowiązków wynikających z umowy mocowej. Rynek wtórny na gruncie przepisów projektowanej ustawy obejmuje dwa rodzaje transakcji:



- obrót wtórny obowiązkiem mocowym – możliwość przeniesienia *ex ante* części lub całości zakontraktowanego wolumenu mocy na inną jednostkę rynku mocy,
- realokację wolumenu – możliwość saldowania *ex post* niewykonania części lub całości obowiązku mocowego podczas okresu zagrożenia przez jedną jednostkę z wykonaniem ponad wymaganie przez inną jednostkę lub kilka jednostek (nadwyżka wykonania przez jedną JRM może również być rozłożona na kilka JRM).

Ponadto ustawa nie wprowadza ograniczeń w zakresie innych form transakcji bilateralnych, z zastrzeżeniem, że skutek dla zawartych umów mocowych mają wyłącznie transakcje wyżej wymienione. Ustawa nie określa także platformy, na której odbywa się kojarzenie ofert dostawców mocy, przez co możliwe są zarówno transakcje bilateralne, jak i stworzenie rynku zorganizowanego. Rejestr rynku mocy pełni rolę księgi, w której transakcje są odnotowywane dla zapewnienia transparentności. Warunki handlowe transakcji (standardowe warunki, ceny, prowizje itd.) pozostają poza przedmiotem regulacji niniejszej ustawy. Procedura poinformowania operatora o transakcji i konieczność uzyskania jego zgody wynikają z potrzeby zapewnienia pełnej przejrzystości obowiązków mocowych w każdym momencie okresu dostaw. Nie stoi to jednak na przeszkodzie utworzeniu platform ustandaryzowanego obrotu.

Transakcje na rynku wtórnym dotyczą wyłącznie obowiązków mocowych oraz dotyczą wyłącznie jednostek rynku mocy certyfikowanych na ten sam rok dostaw. W odniesieniu do obrotu obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym zastrzeżono, że mogą transakcje te dotyczyć mogą wyłącznie jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tym samym systemie przesyłowym. Dopuszczono jednak możliwość przenoszenia tego obowiązku z jednostek zagranicznych na jednostki rynku mocy zlokalizowane w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Transakcje dochodzą do skutku pod warunkiem wpisania ich do rejestru przez operatora; ma on trzy dni robocze na zgłoszenie ewentualnego sprzeciwu, gdyby transakcja okazała się niedopuszczalna. Katalog przeszkód formalnych, określone w art. 47 ust. 2 – sformułowane wymagania przeciwdziałają manipulacjom na rynku oraz ograniczają możliwość uchylania się od wykonywania obowiązku mocowego.

## **7. Zabezpieczenia (art. 49–53)**

Jak wskazano powyżej, niektóre JRM zostają dopuszczone do udziału w rynku mocy, pod warunkiem że reprezentujący je dostawcy mocy ustanowią na rzecz operatora zabezpieczenie finansowe. Dotyczy to JRM W nowych oraz JRM DSR niepotwierdzonych – jeżeli JRM W nowa nie wybuduje się lub nie uzyska określonych parametrów na czas i nie będzie w stanie dostarczyć mocy, albo JRM DSR okaże się nie być w stanie przeprowadzić redukcji, wówczas operator może wyegzekwować zabezpieczenie i wykorzystać środki finansowe na pokrycie powstałej luki w obowiązkach mocowych pokrywających zapotrzebowanie w danym okresie dostaw. Jednakże przewidziano, że dostawca mocy nie będzie z mocy ustawy zobowiązany do ustanowienia zabezpieczenia finansowego, w przypadku gdy posiada on ocenę inwestycyjną (rating), dokonaną przez wyspecjalizowaną instytucję, na minimalnym poziomie określonym w rozporządzeniu.

Wysokość zabezpieczenia, dopuszczalne formy, oraz termin jego ustanowienia określi rozporządzenie ministra właściwego ds. energii wydawane na podstawie art. 50. Minister określi także minimalny poziom oceny inwestycyjnej (rating), który może zwolnić z ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz instytucje uprawnione do jego dokonania.

Art. 51 dotyczy również JRM W modernizowanych i nakładają obowiązek wykazania, że inwestycja postępuje zgodnie z planem, przez osiągnięcie tzw. finansowego kamienia milowego (ust. 1) oraz operacyjnego kamienia milowego (ust. 2). Nieosiągnięcie kamieni milowych jest podstawą do nałożenia sankcji określonych w umowie mocowej zgodnie z przepisami rozdziału 3.

Uzyskanie statusu JRM DSR potwierdzonej wymaga przeprowadzenia skutecznego testu zdolności redukcji zapotrzebowania w warunkach symulujących okres zagrożenia, przy czym – ze względu na specyfikę jednostek DSR – za skuteczne przeprowadzenie testu (wynik pozytywny) uznaje się redukcję w wielkości co najmniej 80% określonej w certyfikacie iloczynu mocy osiągalnej oraz KWD. Nawet jednak w przypadku negatywnego wyniku testu, lecz nie poniżej 50% wskazanego iloczynu, dostawca mocy ma możliwość skorygowania swojego obowiązku mocowego. Wówczas umowa mocowa ulega odpowiedniej zmianie, a operator egzekwuje proporcjonalną część złożonego zabezpieczenia.

Zabezpieczenie zwraca się dostawcy mocy z chwilą wykazania spełnienia obu kamieni milowych, otrzymania potwierdzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania, albo wygaśnięcia certyfikatu.

## **8. Rejestr rynku mocy (art. 54–55)**

Wymiana dokumentów i informacji między podmiotami biorącymi udział w rynku mocy oraz zaangażowanymi w jego funkcjonowanie będzie odbywać się przez system teleinformatyczny prowadzony przez operatora systemu przesyłowego – rejestr rynku mocy. Rejestr będzie kompleksowym narzędziem zapewniającym obsługę procesu certyfikacji, odwzorowanie wyników aukcji i treści umów mocowych, transakcji na rynku wtórnym, a także wymianę i przechowywanie informacji związanych z wykonaniem obowiązku mocowego.

Wgląd do rejestru rynku mocy mają uczestnicy rynku mocy oraz Prezes URE i minister właściwy ds. energii. Każdy użytkownik będzie miał dostęp do informacji w zakresie uzasadnionym pełnioną funkcją. Szczegółowe zasady funkcjonowania rejestru określa regulamin rynku mocy.

## **9. Wykonanie obowiązku mocowego (art. 56–58)**

Jak wskazano wyżej, obowiązek mocowy – produkt na rynku mocy – składa się z elementu gotowości w okresie dostaw oraz dostawy w okresie zagrożenia. Art. 56–58 statuuje zasady wykonywania obowiązku mocowego, w tym wskazują sposób, w jaki JRM dostarczają moc do systemu. Odmienny sposób dokonywania dostaw przez jednostki biorące aktywny udział w centralnym bilansowaniu (tzw. jednostek grafikowych aktywnych), od tych, które nie biorą w nim udziału (jednostek pasywnych) gwarantuje, że reakcja dostawców mocy w okresie zagrożenia zostanie przyjęta przez system z zapewnieniem wymaganych standardów bezpieczeństwa.

### **9.1. Okres zagrożenia**

Okres zagrożenia ogłasza się z wyprzedzeniem co najmniej 8-godzinnym w trybie normalnym, albo co najmniej 4-godzinnym w trybie nagłym. Wyprzedzenie jest wystarczająco długie, aby jednostki mogły zareagować; dostawca mocy ma jednak możliwość zgłoszenia w procesie certyfikacji swojej charakterystyki uruchomienia, która sprawi, że nie będzie mógł spełnić obowiązku dostawy w przypadku trybu nagłego (art. 57 ust. 4 pkt 3).

## **9.2. Skorygowany obowiązek mocy i jego wykonanie**

W art. 57 ust. 1 wskazano wielkości odzwierciedlające stan systemu w okresie zagrożenia, na podstawie których oblicza się skorygowany obowiązek mocy; mechanizm ten zapewnia, że do systemu trafi tyle mocy, ile będzie w danej chwili potrzebne. Wyznacza się go *ex post*, jednak w momencie publikacji operator podaje prognozowane wielkości parametrów wskazanych w ust. 1 pkt 2–4, dzięki czemu dostawcy mocy mogą obliczyć, w jakiej wielkości będą zobowiązani dostarczyć moc. W art. 57 ust. 4 określono okoliczności, które zmniejszają skorygowany obowiązek mocy danej jednostki, częściowo lub całkowicie, zwalniając ją z obowiązku dostawy. Okoliczności mają charakter ruchowy, tzn. są związane ze stanem sieci elektroenergetycznej albo planowaniem pracy jednostek wytwórczych (obejmują m.in. wskazane powyżej ograniczenia rozruchu). Warunkiem niezbędnym do rozliczenia wykonania obowiązku mocowego wszystkich JRM posiadających obowiązek mocy jest otrzymanie od OSD danych pomiarowych – obowiązek ich przekazania ustanawia art. 57 ust. 5. Na początku kolejnego miesiąca operator przekazuje zaś informacje o podstawie do wypłaty wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego za miesiąc poprzedni.

Zgodnie z art. 58 za niewykonanie obowiązku mocowego dostawca mocy uiszcza kary o charakterze kar ustawowych mających zastosowanie w określonych stosunkach cywilnoprawnych (art. 485 k.c.). Kary określone w art. 58 nie są zatem administracyjnymi karami pieniężnymi ani opłatami zastępczymi. W celu zapobieżenia nadmiernemu obciążeniu dostawców mocy stosuje się limity sumy kar, jaka może być należna od dostawy mocy w ujęciu miesięcznym oraz rocznym. Sposób obliczenia jednostkowej stawki kary będzie określany w rozporządzeniu ministra właściwego ds. energii.

## **10. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (art. 59–67)**

Dostawca mocy w zamian za świadczenie na rzecz operatora obowiązku mocowego otrzymuje po każdym miesiącu wynagrodzenie. Wynagrodzenie wylicza się odrębnie dla każdej JRM na podstawie liczby godzin w miesiącu, w których świadczyła obowiązek mocy, oraz jednostkowej ceny każdego z obowiązków (pełniącej rolę stawki wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego). JRM może bowiem być objęta obowiązkami mocowymi wynikającymi z umów zawartych w wyniku aukcji

głównej oraz aukcji dodatkowej w tym samym okresie, a ponadto dostawca mocy może nabyć obowiązek mocowy na rynku wtórnym od dostawców, którzy zawarli umowy w wyniku innych aukcji (zakończone innymi cenami). Liczba godzin świadczenia obowiązku mocowego w miesiącu po zawarciu umowy mocowej odpowiada początkowo liczbie godzin w okresie dostaw (roku, kwartale), jednak może ulec zmianie w następstwie transakcji na rynku wtórnym.

Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego wypłaca zarządca rozliczeń rynku mocy, którego funkcję pełni Zarządca Rozliczeń S.A. z siedzibą w Warszawie (dalej: „ZR”). ZR dokonuje wypłat po otrzymaniu od operatora informacji o kwotach należnych w danym miesiącu poszczególnym dostawców mocy. Wynagrodzenie wypłaca się ze środków zgromadzonych na rachunku opłaty mocowej; podlega ono opodatkowaniu VAT.

#### **10.1. Korekta wynagrodzeń (art. 61–63)**

Wynagrodzenie należne niektórym JRM podlega korektom w związku z otrzymywaniem pomocy publicznej. W przypadku JRM W nowych i modernizowanych, które korzystały z pomocy publicznej na potrzeby sfinansowania inwestycji, otrzymywane wynagrodzenie koryguje się w ten sposób, że cena obowiązku mocowego wynikającego z umowy zawartej przez jednostkę zmniejsza się w całym okresie obowiązywania umowy proporcjonalnie do otrzymanej pomocy. Wpływa to na warunki obrotu na rynku wtórnym – cena obowiązku mocowego obejmującego tę jednostkę pozostaje skorygowana, nawet, jeżeli obowiązek będzie przedmiotem obrotu.

W przypadku JRM W, które kwalifikują się do otrzymywania świadectw pochodzenia OZE, ale nie produkują wyłącznie energii „zielonej”, cena obowiązku mocowego w umowie nie zmienia się, lecz korekta może być w każdym miesiącu inna i wynika z decyzji podmiotu występującego o wydanie świadectw. Jej wysokość zależy bowiem od wolumenu mocy wynikającego z ilości energii elektrycznej, co do której wytwórca OZE (może to być podmiot inny niż dostawca mocy) złożył wniosek o wydanie świadectwa. Przyjmuje się, że ta część mocy została „sprzedana” w systemie wsparcia i obniża się o nią obowiązek mocowy będący podstawą do wypłaty wynagrodzenia w danym miesiącu. W skrajnym przypadku dostawca mocy może w ogóle nie otrzymać wynagrodzenia za dany miesiąc. Warto podkreślić, że taki mechanizm nie wpływa to na obniżenie bezpieczeństwa dostaw, ponieważ niezależnie od korekty wynagrodzenia

dostawca mocy ma wciąż taki sam obowiązek pozostawania w gotowości oraz dostarczania mocy. Operator oraz ZR mogą wystąpić do Prezesa URE o informacje, które pozwolą zweryfikować, jaką ilość energii wytwórca OZE objął wnioskiem o wydanie świadectw pochodzenia.

### **10.2. Rozliczenia po zakończeniu okresu zagrożenia. *Profit sharing* (art. 65)**

Dane pomiarowe po zakończonym okresie zagrożenia pokazują, w jakim stopniu obowiązek dostarczenia mocy został wykonany przez dostawców mocy i ich poszczególne JRM. Procedura ogłaszania okresu zagrożenia i wyliczenia skorygowanego obowiązku mocowego powoduje, że dostawa mocy z każdej JRM będzie niższa albo wyższa od tego obowiązku. W związku z tym dostawcy mocy mają możliwość „saldowania” nadwyżek i braków między sobą – na zasadach określonych w art. 47–48. Po upływie terminu na realokację wielkości wykonania obowiązku mocowego odnotowuje się jego niewykonanie, będące podstawą do naliczenia kary uregulowanej w art. 58, albo nadwyżkę stanowiącą podstawę do otrzymania premii z tytułu nadwykonania. Premie rozlicza się w ujęciu rocznym, a ich wysokość zależy od ceny dostarczenia mocy ponad obowiązek mocowy, wyliczonej w oparciu o wielkość środków zgromadzonych z kar uiszczonych w danym roku oraz łączną wielkość nadwykonania. Trzeba jednak podkreślić, że premia podlega limitowi określonemu w art. 65 ust. 5 (dwukrotność jednostkowej stawki kary); w przeciwnym razie w skrajnym wypadku mogłoby dojść do sytuacji, w której pojedyncze kilowatogodziny nadwykonania w ciągu roku uprawniałyby do otrzymania premii o wartości kar za setki megawatogodzin niedostarczonej mocy.

### **10.3. Demonstracja wykonania obowiązku mocowego (art. 66)**

Weryfikacja wykonania części obowiązku mocowego polegającego na dostarczeniu mocy w okresie zagrożenia dokonuje się przez zgromadzenie danych pomiarowych z tego okresu. Weryfikacja części obowiązku polegającej na pozostawaniu w gotowości dokonuje się zaś w dwojaki sposób.

Po pierwsze dostawca mocy ma obowiązek przeprowadzenia demonstracji, tj. wskazania *ex post* operatorowi określonej liczby godzin w kwartale, w której jednostka dostarczała moc do systemu. JRM może mieć różne obowiązki mocowe w tym okresie, jednak obowiązek demonstracji odnosi się do najwyższego z nich.

Sankcją za niedokonanie demonstracji – niewykazanie gotowości – jest obowiązek zwrotu wynagrodzenia za cały kwartał.

Po drugie dostawca mocy musi być przygotowany na ogłoszenie testowego okresu zagrożenia w odniesieniu do wybranych JRM (z wyjątkiem JRM w uzgodnionym postoju remontowym) – w takim wypadku przeprowadza się procedurę analogiczną do ogłoszenia okresu zagrożenia, łącznie ze wskazaniem wielkości do ustalenia skorygowanego obowiązku mocowego. Niedostarczenie odpowiedniej mocy oznacza negatywny wynik testu, który jest podstawą do nałożenia kary za niewykonanie obowiązku mocowego. Mimo określonego w art. 66 ust. 5 uprawnienia do ogłaszania kolejnych testowych okresów zagrożenia, nie ma ryzyka doprowadzenia dostawcy mocy do bankructwa – kary podlegają odpowiednim limitom. Jeżeli test zakończył się wynikiem negatywnym, operator nie może ogłaszać kolejnego testowego okresu zagrożenia, dopóki dostawca mocy nie zgłosi mu gotowości. Należy jednak podkreślić, że dostawcę mocy obejmuje dodatkowa sankcja w takim przypadku – nie przysługuje mu wynagrodzenie za okres od zakońzonego negatywnym wynikiem testu do zgłoszenia gotowości do kolejnego testu; mimo to obowiązek mocowy jest wiążący dla dostawcy.

#### **10.4. Rozporządzenie dotyczące wykonania obowiązku mocowego (art. 67)**

Przepis upoważnia ministra właściwego do spraw energii do wydania rozporządzenia regulującego istotne elementy funkcjonowania rynku mocy związane z wykonywaniem obowiązku mocowego, a także ustanawiającego standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców, którego osiągnięcie jest jednym z celów rynku mocy.

Uregulowanie wskazanych kwestii w akcie wykonawczym jest uzasadnione potrzebą umożliwienia dostosowywania mechanizmów na rynku mocy do doświadczenia pozyskiwanego w miarę funkcjonowania rynku mocy. Konieczność zmian może wynikać również ze zmian na rynku energii, w tym rynku bilansującym, np. wynikających z implementacji tzw. kodeksów sieci.

#### **11. Opłata mocowa (art. 68–77)**

Jak wskazano wyżej, scentralizowany rynek mocy działa w ten sposób, że odbiorców energii reprezentuje centralny podmiot, który nabywa na ich potrzeby odpowiednie zasoby mocy. W konsekwencji to odbiorcy końcowi ponoszą ciężar ekonomiczny mechanizmu w postaci opłaty mocowej.

### **11.1. Pobieranie opłaty mocowej (art. 68 i art. 74)**

Opłata mocowa wchodzi w skład taryf za świadczenie usług przesyłania, dystrybucji lub sprzedaży energii elektrycznej świadczonych na rzecz odbiorców końcowych, przy czym pobiera ją przedsiębiorstwo, do którego urządzeń, sieci lub instalacji odbiorca jest przyłączony. Art. 68 tworzy swoistą „drabinkę” podmiotów, po której środki są przekazywane od odbiorcy końcowego, przez operatora systemu dystrybucyjnego – płatnika opłaty, aż do operatora, który powierza następnie środki zarządcy rozliczeń (art. 71 ust. 2). Objęcie mechanizmem energii zużywanej przez przedsiębiorstwa energetyczne na własny użytek (art. 68 ust. 6) gwarantuje jego szczelność; ponadto ścieżka poboru opłaty mocowej została sformułowana w taki sposób, aby uwzględnić skomplikowane nieraz konfiguracje połączeń w sieci elektroenergetycznej – na przykład kilka „warstw” sieci należących do przedsiębiorstw energetycznych, które dzielą odbiorcę końcowego od operatora systemu dystrybucyjnego. W ramach prowadzonej działalności gospodarczej operator oraz płatnik opłaty mocowej występują w dwojakiej roli – na podstawie art. 68 ust. 2 i 3 pobierają opłatę, ale w zakresie objętym ust. 6 sami są odbiorcami końcowymi i wnoszą opłatę do przedsiębiorstw, do których sieci są przyłączone ich obiekty i budynki.

Z przekazywaniem opłaty mocowej wiążą się obowiązki informacyjne określone w art. 74, analogiczne do obowiązków znanych z mechanizmów pobierania opłaty OZE i opłaty przejściowej. Operatorzy systemów dystrybucyjnych mają możliwość uwzględnienia wierzytelności nieściągalnych w procesie pobierania opłaty mocowej (art. 74 ust. 2 pkt 1).

### **11.2. Stawki opłaty mocowej oraz ulga dla odbiorców przemysłowych (art. 69–72)**

Stawki opłaty mocowej dzielą się na dwie grupy – jako stawkę miesięczną, zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, oraz stawkę zależną od zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowych dla odbiorców komercyjnych, w podziale na odbiorców energochłonnych (odbiorców przemysłowych) oraz pozostałych. W art. 69 ust. 3 podano sposób obliczania stawki opłaty mocowej dla odbiorców przemysłowych, którzy w zależności od współczynnika intensywności zużycia mogą posiadać ulgi 20%, 40% lub 85%. Z kolei w art. 70 zdefiniowano działalność gospodarcze według Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), których prowadzenie kwalifikuje do ww. ulg.



Stawki ustala Prezes URE, który może ustalić je odrębnie dla różnych kwartałów, aby uwzględnić sezonową zmienność zapotrzebowania na moc w systemie (godziny szczytowe w okresie zimowym różnią się od tych w okresie letnim; różni się również udział poszczególnych grup odbiorców w zapotrzebowaniu szczytowym).

W dalszej części przepisów określono z czego będzie składał się w danym roku całkowity koszt rynku mocy. Zgodnie z art. 73 ust. 1 całkowity koszt rynku mocy w danym roku, służący do kalkulacji stawek opłaty mocowej, składa się z kosztów zakupionych obowiązków mocowych w wyniku aukcji głównej i aukcji dodatkowych organizowanych dla tego roku dostaw, środków finansowych z aukcji biletowych organizowanych dla jednostek zagranicznych, kosztów obsługi rozliczeń finansowych na rynku mocy ponoszonych przez Zarządcę Rozliczeń S.A., z uwzględnieniem stanu środków finansowych na rachunku opłaty mocowej oraz spłaty zadłużenia z roku poprzedniego.

W art. 73 ust. 5–7 zawarto algorytm wyznaczania stawek mocowych na gospodarstwa domowe, które kalkulował będzie corocznie Prezes URE, w oparciu o całkowity koszt rynku mocy oraz dane statystyczne dotyczące zużycia energii elektrycznej z roku poprzedzającego rok ustalania stawek.

### **11.3. Rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocowej (art. 75)**

Zasady związane z pobieraniem opłaty mocowej, w tym terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej, zakres i termin przekazywania operatorowi informacji o sumie należnych opłat mocowych i okresy rozliczeniowe określi rozporządzenie ministra właściwego do spraw energii wydawane na podstawie art. 75. Uregulowanie w akcie wykonawczym jest uzasadnione potrzebą ewentualnego dostosowania zasad do zmieniających się warunków na rynku mocy.

### **11.4. Zarządzanie rachunkiem opłaty mocowej (art. 76–77)**

Środki zgromadzone z opłaty mocowej, a także środki z kar za niewykonanie obowiązku mocowego i pochodzące ze zrealizowanych zabezpieczeń finansowych, trafiają na rachunek opłaty mocowej prowadzony przez zarządcę rozliczeń. Zarządca może zarządzać płynnością rachunku opłaty mocowej przez lokowanie środków w instrumenty finansowe wskazane w art. 54 ust. 1 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii

elektrycznej, a ponadto przez tymczasowe wykorzystywanie środków z opłaty przejściowej do pokrywania niedoboru środków z opłaty mocowej. Art. 70 ust. 6 zwalnia przepływy finansowe w zakresie funkcji zarządcy rozliczeń z podatku od czynności cywilnoprawnych, ponieważ opodatkowanie podniosłoby koszty funkcjonowania mechanizmu, a pobieranie tego podatku od czynności związanych z realizacją zadań wynikających z interwencji publicznej nie wydaje się celowe. Art. 77 reguluje ponadto konsekwencje przepływów finansowych na gruncie ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych, zapewniając neutralność podatkową w tym zakresie.

## **12. Rozstrzyganie sporów (art. 78–80)**

Ustawa przewiduje, że organem rozstrzygającym spory między uczestnikami rynku mocy będzie Prezes URE. W odniesieniu natomiast do sporów między operatorem a innym uczestnikiem rynku, ustawa przewiduje trójstopniowy mechanizm rozstrzygania sporów: ponowne rozstrzygnięcie operatora (postępowanie reklamacyjne), wniosek strony do Prezesa URE i rozstrzygnięcie na zasadach analogicznych do określonych w art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, wreszcie odwołanie się od decyzji URE do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów. Art. 78 wskazuje katalog spraw, w których mechanizm rozstrzygania na wniosek strony ma zastosowanie – podobnie jak na gruncie ustawy – Prawo energetyczne kognicja Prezesa URE trwa do momentu zawarcia umowy, na gruncie niniejszego projektu kognicji regulatora poddaje się spory, które albo są związane z asymetryczną pozycją operatora i dostawcy mocy, albo mają miejsce po zawarciu umowy, ale dotyczą aukcji, czyli scentralizowanego procesu jej zawierania. Spory związane ze świadczeniami z umów już zawartych będą podlegać ogólnym zasadom rozstrzygania sporów, w tym kognicji sądów powszechnych (chyba że w umowie mocowej zostaną określone inne zasady rozstrzygania sporów, np. arbitraż); wyjątkiem jest naruszenie przez operatora zasad ogłaszania okresu zagrożenia, ponieważ ta kompetencja ma również wymiar publicznoprawny i operator powinien w tym zakresie podlegać kontroli regulatora.

Art. 79 wprowadza dodatkowo, że złożenie wniosku nie wstrzymuje działań podejmowanych na rynku mocy, których dotyczy spór, a rozstrzygnięcie sporu nie narusza praw ani obowiązków uczestników rynku mocy wynikających z trwających lub

zakończonych działań na rynku mocy. Co do zasady rozstrzygnięcie sporów powinno zmierzać do stworzenia podstaw do uzyskiwania rekompensat pieniężnych.

Art. 80 wprowadza na gruncie niniejszej ustawy ogólną zasadę odwoływania się od decyzji regulatora do sądu ochrony konkurencji i konsumentów.

### **13. Regulamin rynku mocy (art. 81–83)**

Ze względu na stopień skomplikowania materii, jaką jest funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego oraz rynku energii, instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, zatwierdzana przez Prezesa URE, jest kluczowym dokumentem „wdrażającym” w praktyce ogólne normy wynikające z ustawy – Prawo energetyczne. Analogicznie rynek mocy będzie w praktyce „wdrażany” przez drugi znaczący dokument – regulamin rynku mocy, zatwierdzany przez Prezesa URE w uzgodnieniu z ministrem właściwym ds. energii. Regulamin ma być przede wszystkim dokumentem umożliwiającym stosowanie w praktyce przepisów ustawy oraz aktów wykonawczych, np. pełnić rolę dokumentu proceduralno-technicznego w zakresie korzystania z rejestru rynku mocy. Co istotne, regulamin ma również zawierać warunki aukcji mocy, pełniące rolę warunków aukcji w rozumieniu art. 70<sup>1</sup> Kodeksu cywilnego. Ponadto, jak wskazano wyżej, załącznikiem do regulaminu będzie wzorzec umowy mocowej – jego zatwierdzenie przez Prezesa URE w uzgodnieniu z ministrem umożliwia zachowanie równowagi interesów przyszłych stron umowy. Procedura zatwierdzenia jest analogiczna do określonej w ustawie – Prawo energetyczne procedury zatwierdzenia IRiESP.

### **14. Kary pieniężne (art. 84)**

Udział w rynku mocy jest generalnie dobrowolny, niemniej ustawa nakłada jeden istotny obowiązek regulacyjny – zgłoszenie jednostki wytwórczej o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 2 MW w certyfikacji ogólnej, tj. złożenie wniosku o jej wpis do rejestru rynku mocy. Bez dokładnych informacji o zasobach wytwórczych nie jest możliwe poprawne obliczenie parametrów aukcji. Obowiązek jest zatem obwarowany sankcją – określonym w art. 84 ust. 1 pkt 1 uprawnieniem Prezesa URE do nałożenia kary na właściciela jednostki, który nie wykonał obowiązku zgłoszenia jednostki. Złożenie niekompletnego albo zawierającego nieprawdziwe dane wniosku nie jest wszak właściwym sposobem wykonania powyższego obowiązku, dlatego art. 84 ust. 1 pkt 2 umożliwia ukaranie także za przekazywanie danych nieprawdziwych lub niepełnych.

Wnioskodawca może jednak nie mieć, zwłaszcza w pierwszym procesie certyfikacji, pewności co do poprawności złożonego wniosku – stąd procedura uzupełnienia wniosku określona w art. 13, która powinna poprzedzić ewentualne nałożenie kary.

Biorąc pod uwagę istotną rolę i obowiązki nałożone na operatorów (zarówno OSP jak i OSD) w procesach rynku mocy, konieczne jest również określenie katalogu sankcji za niewykonanie lub nienależyte wykonanie tych obowiązków.

Art. 84 przewiduje ponadto okoliczności, które Prezes URE bierze pod uwagę przy wymierzaniu kary – rodzaj naruszenia i jego wpływ na rynek mocy, skutki naruszenia oraz możliwości finansowe przedsiębiorcy. Natomiast zgodnie z ust. 8 może nawet odstąpić od nałożenia kary, jeżeli wpływ naruszenia na rynek mocy i jego skutki są znikome, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. Ustawa reguluje zatem kwestię nakładania kar analogicznie do art. 56 ustawy – Prawo energetyczne. Możliwość miarkowania kar wymierzanych przez Prezesa URE jest konieczna, aby sankcje były proporcjonalne i adekwatne do konkretnych zdarzeń gospodarczych, których nie da się przewidzieć w zamkniętym ustawowym „taryfikatorze”. Zaprojektowane przepisy są więc spójne z przyjętymi w polskim prawie ramami działalności URE, podobnie jak innych regulatorów (UOKiK, Urząd Komunikacji Elektronicznej, Urząd Transportu Kolejowego).

## **15. Przepisy zmieniające (art. 85–88)**

### **15.1. Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne (art. 85)**

Pkt 1 rozszerza katalog działań podejmowanych przez operatora systemu przesyłowego w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o możliwość ogłoszenia tzw. okresu zagrożenia, wprowadzonego ustawą o rynku mocy.

Pkt 2 rozszerza zakres sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, sporządzany przez ministra właściwego do spraw energii na podstawie art. 15b ustawy – Prawo energetyczne, o obowiązek przeprowadzenia oceny funkcjonowania rynku mocy.

Pkt 3 wprowadza zasadę, zgodnie z którą przedsiębiorstwa sieciowe uwzględniają w kosztach działalności uzasadnione koszty wykonywania zadań wynikających z niniejszej ustawy, a także koszty wprowadzenia i pobierania opłaty mocowej. Dotyczy to przede wszystkim pozyskania przez operatora oraz operatorów systemów

dystrybucyjnych niezbędnych zasobów, w tym utworzenia lub dostosowania systemów teleinformatycznych. Koszty te nie są przenoszone w opłacie mocowej, ponieważ łatwiej nimi zarządzać, kiedy są przenoszone w taryfach przedsiębiorstw sieciowych – m.in. ze względu na możliwość wykorzystania tych samych zasobów (np. ludzkich) do wykonywania zadań wynikających z różnych obowiązków regulacyjnych.

### **15.2. Zmiana w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (art. 86)**

Przepisy art. 367–368 ustawy – Prawo ochrony środowiska umożliwiają wstrzymanie, w drodze decyzji, użytkowanie instalacji – np. jednostki wytwórczej – jeżeli podmiot korzystający ze środowiska narusza warunki odpowiedniego pozwolenia, np. powodując emisje z przekroczeniem norm. Wprowadzany art. 369a zapobiega sytuacji, w której JRM nie mogłaby wykonywać obowiązku mocowego, ponieważ przekroczyła normy emisji w okresie zagrożenia i odpowiedni organ wstrzymał użytkowanie instalacji w drodze decyzji. Wstrzymanie eksploatacji instalacji będzie możliwe jedynie w sytuacji, gdy w ocenie wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska przekroczenie norm emisji może spowodować zagrożenie dla zdrowia ludzi lub grozi znaczącym bezpośrednim skutkiem dla środowiska, co ma na celu zapewnienie zgodności z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, z późn. zm.).

### **15.3. Zmiany w ustawie z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (dalej „ustawa KDT”) (art. 87)**

Celem zmian art. 54 ust. 1 ustawy KDT jest uporządkowanie i ujednoczenie przepisów (w jednym akcie prawnym) dotyczących możliwości lokowania przez Zarządcę Rozliczeń S.A. środków zgromadzonych z tytułu opłaty mocowej, opłaty OZE i opłaty przejściowej. Obecnie brzmienie art. 54 ust. 1 ustawy KDT odnosi się wyłącznie do środków zgromadzonych z tytułu opłaty przejściowej. Z kolei art. 105 ustawy o odnawialnych źródłach energii odnosi się wyłącznie do środków zgromadzonych z tytułu opłaty OZE. Proponowana zmiana polegająca na zmianie brzmienia art. 54

ust. 1 ustawy KDT oraz uchyleniu art. 105 ustawy o odnawialnych źródłach energii będzie stanowiła jedną podstawę prawną do lokowania wszystkich środków zgromadzonych przez Zarządcę Rozliczeń S.A., w tym nowej opłaty mocowej.

Zmiana w pkt 1 lit. b dotyczy art. 54 ust. 3. Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 27 maja 2004 r. o funduszach inwestycyjnych i zarządzaniu alternatywnymi funduszami inwestycyjnymi (dalej „FundInwU”) organem funduszu inwestycyjnego umocowanym do jego tworzenia, zarządzania nim i reprezentowania go w stosunkach z osobami trzecimi jest towarzystwo funduszy inwestycyjnych. Przekazanie zarządzania funduszem inwestycyjnym i prowadzenia jego spraw podmiotom zagranicznym (spółce zarządzającej, bądź zarządzającemu z UE), nie zostało wzięte pod uwagę w projektowanym zapisie, jako naturalnie sprzeczne z intencją projektodawcy ograniczającą krąg branych pod uwagę podmiotów wyłącznie do podmiotów zależnych od Skarbu Państwa bądź państwowych osób prawnych.

Pojęcie nadzorowania przez Skarb Państwa, użyte w obecnie obowiązującym brzmieniu art. 54 ust. 3 ustawy, jest wieloznaczne i niejasne, w związku z czym wymaga doprecyzowania i zastąpienia pojęciem jednoznacznie zdefiniowanym w języku prawniczym. Co do zasady, uznaje się, że określenie „Skarb Państwa” odnosi się do sfery uprawnień właścicielskich Państwa. Pozwala to sądzić, że celem ustawodawcy, niedoskonale wyrażonym w zmienianym przepisie, jest raczej osiągnięcie skutku polegającego na kontroli korporacyjnej podmiotu zarządzającego przez Skarb Państwa lub państwową osobę prawną, a nie na nadzorze w rozumieniu administracyjnoprawnym.

W stosunku do towarzystw funduszy inwestycyjnych, dominacja pośrednia i bezpośrednia zdefiniowana jest w art. 2 pkt 25 FundInwU i odwołuje się do ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych.

Zgodnie z ustawą środki lokowane przez Zarządcę Rozliczeń S.A. mają charakter środków pieniężnych. Oznacza to, że lokata w certyfikaty inwestycyjne ma co do zasady charakter pieniężny i nie jest wnoszona w akcjach. Założywszy nawet, że w aktywach danego funduszu inwestycyjnego znajdują się akcje przedsiębiorstw energetycznych, to zgodnie z art. 138 FundUnwU fundusz inwestycyjny zamknięty nie

może nabywać certyfikatów inwestycyjnych, które wyemitował, z wyjątkiem wykupu certyfikatów inwestycyjnych umarżanych w trybie określonym w art. 139 FundInwU.

Z punktu widzenia zakładanych celów ustawodawcy uzasadniona będzie możliwość nabycia akcji spółek energetycznych w drodze umorzenia certyfikatów. Akcje pochodziłyby z jednego tylko typu źródła, tj. byłyby wydawane przez fundusz zarządzany przez towarzystwo funduszy inwestycyjnych, wskazane w znowelizowanym art. 54 ust. 3 nowelizowanej ustawy. Szczegóły techniczne takiego umorzenia należy pozostawić na poziomie statutu funduszu inwestycyjnego.

Zmiana w pkt 2 wprowadza dodatkową cezurę wśród zdarzeń, które muszą mieć miejsce przed rozwiązaniem Zarządcy Rozliczeń S.A. (art. 56 ust. 2) – wyznaczenie innego podmiotu zarządzającego rozliczeniami na rynku mocy.

#### **15.4. Zmiana w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (art. 88)**

Zmiana w pkt 1 odbiera operatorowi rozliczeń energii odnawialnej możliwość inwestowania środków z opłaty OZE w instrumenty finansowe (z wyłączeniem lokat) przez usunięcie art. 105 ust. 1, zaś zmiana w pkt 2 jest konsekwencją usunięcia ww. przepisu.

#### **16. Przepisy przejściowe, dostosowujące i końcowe (art. 89–102)**

##### **16.1. Koncentracja czasowa pierwszych aukcji mocy (art. 89–91)**

Ustawa przewiduje, że aukcje główne odbywają się w piątym roku przed rokiem dostaw, jednak ze względu na niekorzystne prognozy bilansu mocy i przewidywane ryzyko wystąpienia niedoborów już w 2021 r. konieczne jest przyspieszenie momentu, w którym na rynek zostanie wysłany mocny sygnał ekonomiczny do utrzymania w systemie zasobów mocy. Projekt przewiduje zatem koncentrację procesów certyfikacji oraz aukcji mocy dla lat 2021 i 2022 w roku 2018. Natomiast proces certyfikacji i aukcja główna dla roku dostaw 2023 odbędzie się na podstawie przepisów ustawy w normalnym trybie (również w roku 2018). Pierwszą certyfikację ogólną przeprowadza się wspólnie dla wszystkich powyższych lat, a aukcje główne przeprowadza się w krótkich odstępach czasowych, korygując odpowiednio parametry aukcji w zakresie wynikającym z rozstrzygnięć aukcji poprzednich. Aukcja mocy

w 2019 r. odbędzie się już w normalnym trybie, tj. rokiem dostaw będzie rok 2024. Pierwszą aukcję biletową planuje się przeprowadzić w roku 2019.

#### **16.1. Zatwierdzenie regulaminu rynku mocy (art. 92)**

Wdrożenie rynku mocy nie jest możliwe bez opracowania i zatwierdzenia regulaminu rynku mocy. Przepis przewiduje termin, w którym operator opracuje i przedłoży po raz pierwszy regulamin do zatwierdzenia Prezesowi URE. Biorąc pod uwagę moment wejścia w życie ustawy termin dla operatora określono na dzień 31 października 2017 r. Prezes URE zatwierdza regulamin rynku mocy do dnia 29 grudnia 2017 r.

#### **16.3. Utworzenie rejestru rynku mocy w późniejszym terminie (art. 93)**

Ze względu na fakt, że procesu na rynku mocy będą prowadzone za pomocą rejestru rynku mocy, konieczne jest jego wdrożenie w terminie umożliwiającym stosowanie ustawy. Jednakże ze względu na bardzo krótki termin na utworzenie takiego narzędzia informatycznego, w przepisie określono, że operator utworzy w terminie do dnia 31 grudnia 2017 r. rejestr rynku mocy co najmniej w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji oraz aukcji mocy.

#### **16.4. Wykaz usług wykluczających z udziału w rynku mocy (art. 95)**

Przepis przewiduje termin na ogłoszenie po raz pierwszy wykazu usług, których świadczenie nie pozwala na uczestnictwo w rynku mocy. Termin zapewnia odpowiednie wyprzedzenie przed rozpoczęciem procesu certyfikacji.

#### **16.5. Pobieranie opłaty mocowej i zapas na rachunku opłaty mocowej (art. 96)**

Pobieranie opłaty mocowej rozpoczyna się nieco przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, aby stworzyć zasób zapewniający płynność rozliczeń z dostawcami mocy. Nie oznacza to jednak pobrania środków w większej wysokości niż wynoszą zobowiązania wobec dostawców mocy, a jedynie rozłożenie opłaty na dłuższy okres.



## **16.6. Dostosowanie rozporządzenia w sprawie obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej**

Ze względu na wprowadzane ustawą o rynku mocy ulgi dla odbiorców przemysłowych oraz fakt, że sposób obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, który jest brany pod uwagę przy obliczaniu poziomu ulgi jest już określony w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 9 grudnia 2016 r. w sprawie sposobu obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę przemysłowego (Dz. U. poz. 2054), ze względu na stosowanie odpowiednio tych przepisów do ulg dla odbiorców przemysłowych dla potrzeb rynku mocy (opłaty mocowej), należy jedynie dostosować treść tego rozporządzenia, tak aby uwzględniało nowe regulacje. Jednakże z uwagi na pośrednią zmianę treści upoważnienia ustawowego, konieczne jest czasowe utrzymanie w mocy dotychczasowego aktu wykonawczego, do czasu wydania nowego, uwzględniającego zmiany wynikające z niniejszej ustawy.

## **16.7. Przegląd funkcjonowania rynku mocy (art. 98)**

Ze względu na zobowiązania związane z przestrzeganiem prawa Unii Europejskiej, a także na potrzebę oceny jakości funkcjonowania tak istotnej zmiany w regulacji rynku energii, jaką jest wprowadzenie rynku mocy, przepis zobowiązuje Radę Ministrów do przeprowadzenia do 2024 r. oceny działania rynku mocy oraz przedłożenia w tym zakresie rekomendacji. Art. 98 ust. 2 przewiduje ochronę praw nabytych dostawców mocy na wypadek zniesienia rynku mocy.

## **16.8. Klauzula *standstill* (art. 99)**

Art. 99 zobowiązuje wszystkich uczestników rynku mocy do przestrzegania obowiązku wyrażonego w artykule 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej: (...) Państwo Członkowskie nie może wprowadzać w życie projektowanych środków dopóki procedura [kontroli pomocy państwa] nie doprowadzi do wydania decyzji końcowej. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego może przez Komisję Europejską zostać uznane za pomoc państwa w rozumieniu art. 107 Traktatu, dlatego do czasu wydania decyzji umowy mocowe nie podlegają wykonaniu.

## **16.9. Reguła wydatkowa (art. 100 i art. 101)**

Przejście z rynku jednotowarowego na dwutowarowy będzie skutkowało dodatkowymi

obciążeniami dla Prezes URE oraz ministra właściwego do spraw energii. Prezes URE będzie zatwierdzał regulaminu rynku mocy, rozstrzygał spory, opiniował parametry aukcji, obliczał i ustalał kalkulowanie stawek opłaty mocowej, wymierzał kary pieniężne, nadzorował zgłoszenie podmiotów obowiązanych do udziału w certyfikacji ogólnej oraz zatwierdzał i publikował ostateczne wyniki aukcji mocy. Z kolei minister właściwy do spraw energii będzie pełnił funkcję głównego planisty rynku mocy, ponieważ będzie on ustalał corocznie w postaci rozporządzeń parametry każdej aukcji. Parametry aukcji będą składały się z wielu parametrów technicznych i ekonomicznych, których prawidłowe przyjęcie będzie skutkowało efektywnym przeprowadzeniem aukcji. Minister właściwy do spraw energii dodatkowo będzie nadzorował poprawności przeprowadzenia aukcji i funkcjonowania rynku mocy. Raz na dwa lata będzie dokonywał formalnej oceny funkcjonowania rynku mocy. Będzie miał również uprawnienie do ewentualnego unieważnienia każdej aukcji, jeżeli zaszły określone w ustawie przesłanki.

W art. 100 oraz w art. 101 zamieszczono niezbędne środki pieniężne do realizacji ww. zadań, wraz z określeniem mechanizmu korygującego oraz organu odpowiedzialnego za monitorowania wykorzystania limitów.

#### **16.10. Wejście w życie (art. 102)**

Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2018 r., z wyłączeniem przepisów dotyczących rozporządzeń wykonawczych do ustawy oraz dotyczących rejestru rynku mocy i regulaminu rynku mocy, które wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Tak określony moment wejścia w życie ustawy wynika z jednej strony ze względu na linearne ujęcie następujących po sobie procesów zachodzących na rynku mocy (trwają od stycznia do grudnia danego roku kalendarzowego), z drugiej strony zapewnić ma możliwość przygotowania niezbędnych elementów (rozporządzeń, regulaminu i rejestru) do prawidłowego funkcjonowania rynku mocy.

#### **17. Ocena przewidywanego wpływu projektu ustawy na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców**

Zgodnie z art. 103 ust. 1a ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej poniżej przedstawiono najważniejsze aspekty wpływu projektu ustawy o rynku mocy na sytuację mikro-, małych i średnich przedsiębiorców.

### 17.1 Podział podmiotów, na które oddziałuje ustawa

W ramach przedmiotowej grupy wyróżniono trzy podgrupy przedsiębiorców, na które ustawa będzie mieć wpływ:

- 1) małych wytwórców energii elektrycznej, tzn. podmioty dysponujące źródłami wytwarzania energii elektrycznej o mocy osiągalnej co najmniej 2 MW brutto, niezależnie od formy aktywności na rynku energii elektrycznej;
- 2) odbiorców energii elektrycznej – właściwie wszystkich przedsiębiorców w przedmiotowej grupie ze względu na zużywanie energii elektrycznej w związku z prowadzoną działalnością gospodarczą;
- 3) mniejsze przedsiębiorstwa sieciowe – przedsiębiorstwa wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, w tym wyznaczone na operatorów systemów dystrybucyjnych, które spełniają definicje mikro-, małego lub średniego przedsiębiorcy.

### 17.2. Obszary wpływu

Zidentyfikowano następujące elementy projektowanej regulacji, które wpłyną na warunki prowadzenia działalności gospodarczej przez wskazane wyżej podmioty:

- 1) wprowadzenie opłaty mocowej;
- 2) obowiązkowy udział źródeł o mocy co najmniej 2 MW w certyfikacji ogólnej;
- 3) możliwość udziału w rynku mocy;
- 4) bezpieczeństwo dostaw i stabilizacja cen energii.

### 17.3. Wpływ na poszczególne grupy

W poniższej tabeli przedstawiono przewidywany wpływ wskazanych aspektów wprowadzenia ustawy na wyszczególnione grupy podmiotów.

<b>obszar wpływu</b>	<b>mali wytwórcy energii elektrycznej</b>	<b>odbiorcy energii elektrycznej</b>	<b>mniejsze przedsiębiorstwa sieciowe</b>
wprowadzenie opłaty mocowej	ponoszenie opłaty w zakresie zużycia w godzinach szczytowych na własny użytek	ponoszenie opłaty mocowej zależnej od zużycia w godzinach szczytowych – wzrost kosztu zaopatrzenia w energię w krótkiej perspektywie;	konieczność uwzględnienia w taryfie wysokości stawek i warunków pobierania opłaty mocowej; ponoszenie opłaty

		brak nowych obowiązków formalnych (opłata mocowa doliczana do rachunku)	w zakresie zużycia na własny użytek
obowiązkowy udział źródeł o mocy co najmniej 2 MW w certyfikacji ogólnej	konieczność uzyskania wpisu jednostek do rejestru rynku mocy – zgłoszenie egzekwowane sankcją (karą pieniężną);  konieczność opracowania danych na potrzeby zgłoszenia w certyfikacji	nie dotyczy	w przypadku pełnienia funkcji OSD: obowiązek współpracy z innymi operatorami w zakresie certyfikacji jednostek wytwórczych w danej sieci;
możliwość udziału w rynku mocy	możliwość udziału samodzielnie (co najmniej 2 MW) albo przez agregat;  możliwe wykluczenie w przypadku objęcia systemem wsparcia OZE	udział co do zasady w formie agregatów (dowolna liczba odbiorców, łączna moc redukcji co najmniej 2 MW)	nie dotyczy;  obowiązki związane z przekazywaniem danych pomiarowych w przypadku udziału w rynku mocy jednostek z danej sieci
bezpieczeństw o dostaw i stabilizacja cen energii	zapewnione bezpieczeństwo dostaw energii;  stabilizacja cen w średnim i długim horyzoncie (brak skoków cenowych wywołanych niedoborami energii elektrycznej)		

#### 17.4. Podsumowanie

Ustawa będzie mieć zarówno negatywne, jak i pozytywne skutki dla mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw, przy czym należy wskazać, że:

- 1) w kwestii nałożenia opłaty mocowej:
  - komercyjni odbiorcy energii elektrycznej będą mogli obniżyć swój koszt zaopatrzenia w energię przez zmniejszenie zużycia w godzinach szczytowych lub zaopatrzenie się w inne źródła energii,

- nowe obowiązki formalne związane z wprowadzeniem opłaty pojawiają się wyłącznie u tych podmiotów, które prowadzą działalność sieciową albo zajmują się sprzedażą energii;
- 2) w kwestii obowiązku zgłoszenia jednostek o mocy co najmniej 2 MW:
- operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz Prezes URE dołożą starań, aby obowiązek był możliwie najmniej uciążliwy dla małych podmiotów, w tym zapewnią odpowiednie informacje,
  - obowiązki związane z certyfikacją ogólną mogą być dla małych wytwórców oraz przedsiębiorstw sieciowych szansą na rozszerzenie potencjału w ramach prowadzonej działalności gospodarczej;
- 3) w kwestii możliwości wejścia na rynek mocy:
- możliwość udziału agregatów małych jednostek, zarówno wytwórczych, jak i odbiorczych, powinien być atrakcyjną perspektywą dla przedsiębiorców,
  - udział w rynku mocy w ramach agregatów może częściowo skompensować obciążenie wynikające z wprowadzenia opłaty mocowej;
- 4) w kwestii bezpieczeństwa dostaw:
- w przypadku pogorszenia sytuacji bilansowej i częstego występowania niedoborów energii w systemie wszystkie przedsiębiorstwa będą dotknięte negatywnymi skutkami, ponosząc koszty wielokrotnie przekraczające ciężar wynikający z opłaty mocowej,
  - stabilizacja cen energii przez zmniejszenie ich wahań na rynku hurtowym przekłada się na większą przewidywalność warunków prowadzenia działalności gospodarczej.

## **V. Wejście projektowanego aktu w życie**

Przewiduje się, że ustawa wejdzie w życie z dniem 1 stycznia 2018 r., z wyłączeniem przepisów dotyczących rozporządzeń wykonawczych do ustawy oraz dotyczących rejestru rynku mocy i regulaminu rynku mocy, które wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

## **VI. Obowiązek notyfikacji**

Projektowana ustawa nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania

krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

#### **VII. Obowiązek uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia**

W dniu 16 listopada 2016 r. została dokonana prenotyfikacja w Komisji Europejskiej projektu ustawy o rynku mocy w celu uzyskania pewności prawnej w zakresie uznania tego mechanizmu za pomoc publiczną w rozumieniu art. 107 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

Do projektu ustawy jeden podmiot (Zarządca Rozliczeń S.A.) zgłosił uwagi na formularzu w trybie ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

#### **VIII. Publikacja projektu**

Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), projekt ustawy został zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Energii.

Zgodnie z § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006 i 1204), projekt ustawy został zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.