

Igor Muszyński\*

## Rynek mocy jako instrument wsparcia budowy nowych elektrowni – czy to zadziała?

### Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Wartość minimalna przychodu z rynku mocy
- III. Okres przychodów z rynku mocy
- IV. Umowa mocowa jako instrument zabezpieczenia finansowania
- V. Podsumowanie

### Streszczenie

W artykule przedstawiono wybrane zagadnienia prawne ustawy o rynku mocy, mające znaczenie dla oceny jej wpływu na warunki finansowania inwestycji w nowe moce wytwórcze. Dokonano oceny tych zagadnień w świetle dotychczasowej praktyki rynkowej finansowania inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce i praktyki ograniczania ryzyk prawnych występujących w tego rodzaju inwestycjach za pomocą konstrukcji prawnych stosowanych w dokumentacji finansowania tego rodzaju transakcji. Do zagadnień tych zaliczono: wielkość przychodów uzyskiwanych przez dostawców mocy z wynagrodzenia za świadczenie obowiązku mocowego, charakter prawny i stabilność tych przychodów. Autor analizuje konstrukcję prawną umowy mocowej, skutki zawierania umowy mocowej w formie elektronicznej w ramach aukcji i rynku wtórnego. Dokonano także oceny skutków prawnych, jakie zastosowana przez ustawę konstrukcja oraz forma umowy mocowej niesie dla możliwości wykorzystania jej jako zabezpieczenia spłaty długu zaciągniętego na budowę nowej jednostki rynku mocy.

**Słowa kluczowe:** rynek mocy; ustawa o rynku mocy; umowa mocowa; elektroniczna forma umowy; aukcja główna; wtórny rynek mocy; rejestr rynku mocy; obowiązek mocowy; wynagrodzenie za świadczenie obowiązkowego; przelew wierzytelności na zabezpieczenie.

**JEL:** K23, K32, K33

### I. Wprowadzenie

Wraz z uchwaleniem ustawy z dnia 3 stycznia 2018 r. o rynku mocy<sup>1</sup> Polska stała się kolejnym krajem Unii Europejskiej, który zmienił organizację swojego rynku energii elektrycznej przez wprowadzenie rynku mocy. Jednym z głównych argumentów za przyjęciem w Polsce rynku mocy,

\* Radca prawny; partner w Kancelarii Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy sp.k.; e-mail: imuszynski@rslegal.pl.

<sup>1</sup> Dz.U. 2018, poz. 9 (dalej: ustawa).

była konieczność stworzenia wsparcia dla budowy nowych elektrowni w miejsce tych, których życie techniczne dobiegło końca w najbliższych latach. Na przestrzeni ostatnich 20 lat w Polsce realizowano zarówno inwestycje w nowe moce wytwórcze oparte na zawartych w drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych XX wieku długoterminowych umowach sprzedaży energii elektrycznej w strukturze *project finance*, gdzie przyszłe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej gwarantowane przez wieloletnie umowy z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. (będącymi wówczas jedynym podmiotem prowadzącym hurtowy obrót energią elektryczną) zabezpieczały spłatę zaciągniętych w bankach kredytów. Po wejściu Polski do Unii Europejskiej umowy te stały się pierwszym polskim *casusem* z zakresu niedozwolonej pomocy publicznej jakim zajęła się Komisja Europejska (dalej: KE). W wyniku przeprowadzonego postępowania KE uznała te umowy za niedozwoloną pomoc publiczną decyzją z 2007 r.<sup>2</sup> i jednocześnie zatwierdziła pomoc publiczną w formie systemu wypłaty tzw. kosztów osieroconych (*stranded costs*), których wypłata miała nastąpić na podstawie zatwierdzonej w tej decyzji ustawy o przedterminowym rozwiązaniu umów na dostawę mocy i energii elektrycznej uchwalonej przez polski parlament<sup>3</sup>. Podstawą do otrzymania wypłaty kosztów osieroconych było dobrowolne rozwiązanie umowy długoterminowej przez wytwórcę. Przyjęcie takiego systemu spowodowało, że wszystkie umowy długoterminowe wymienione w ustawie i decyzji KE zostały dobrowolnie rozwiązane, nawet przez tych wytwórców, którzy nie otrzymali żadnych kosztów osieroconych. Po rozwiązaniu tych umów finansowanie nowych inwestycji wytwórczych w energetyce konwencjonalnej odbywa się bez tego rodzaju długoterminowych umów w oparciu o pełne ryzyko rynkowe.

Osobny mechanizm rozwinął się na podstawie przyjętej w 2004 r. ze skutkiem od 1 stycznia 2005 r. nowelizacji ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne<sup>4</sup>. Ustawa ta wprowadziła system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii oparty na obowiązku zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną będące sprzedawcami z urzędu na obszarze działania operatora systemu elektroenergetycznego (dystrybucyjnego albo przesyłowego), do którego sieci jest przyłączona dana jednostka wytwórcza po stałej cenie ogłaszanej co roku przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: URE) oraz obowiązek przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną dostarczających energię elektryczną do odbiorców końcowych do przedkładania do umorzenia przez Prezesa URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w określonej dla każdego roku ilości, który można było realizować przez dokonanie zakupu praw majątkowych powstających z chwilą wytworzenia przez danego wytwórcę energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii elektrycznej, a wynikających z wydanych świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wydawanych przez Prezesa URE. Pomimo że prawo energetyczne nie przewidywało żadnej specjalnej formy prawnej dla realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, wytworzyła się praktyka rynkowa zawierania przez podmioty przygotowujące inwestycje w odnawialne źródła energii wieloletnich umów sprzedaży energii elektrycznej w ramach wynikającego z art. 9a tej ustawy obowiązku zakupu. Umowy te zostały w większości rozwiązane z dniem 1 stycznia

<sup>2</sup> Dec. Komisji z dnia 25.09.2007 r. w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, której Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (notyfikowana jako dokument nr C(2007) 4319) (Dz. Urz. UE 2009/287/WE).

<sup>3</sup> Ustawa z dnia 29.06.2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. 2017, poz. 569 ze zm.).

<sup>4</sup> Ustawa z dnia 2.04.2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2004, Nr 91, poz. 875).

2017 r. nowelizacją ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii<sup>5</sup> na skutek dokonanego tą ustawą zniesienia obowiązku zakupu energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii o mocy większej niż 1 MW.

Dodatkowo, mimo stworzonej przez ustawodawcę możliwości sprzedawania świadectw pochodzenia na rynku prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii S.A., wytworzyła się praktyka zawierania długoterminowych umów na sprzedaż świadectw pochodzenia przez poszczególnych wytwórców posiadających odnawialne źródła energii z zawartą w tej umowie formułą określającą ceny praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w przyszłych okresach obowiązywania takiej umowy.

Przyjęcie ustawy o rynku mocy uzasadniono zagrożeniem przyszłych dostaw energii elektrycznej z uwagi na trudności z finansowaniem nowych inwestycji przy pełnym ryzyku rynkowym inwestorów. Komisja Europejska zatwierdziła ustawę jako dozwoloną pomoc publiczną decyzją z dnia 7 lutego 2018 r.<sup>6</sup>, uznając, że Polska wykazała, iż zagrożenie dostaw energii elektrycznej w najbliższych latach faktycznie istnieje i wprowadzenie rynku mocy jest uzasadnione.

Ograniczenie ryzyka związanego z przyszłymi przychodami inwestycji pozwala pozyskać większą i tańszą transzę środków na inwestycje w formie finansowania długiem. Wartość możliwego do uzyskania finansowania była zwykle oceniana na podstawie prawnej pewności zawartych przez wytwórcę umów na sprzedaż energii elektrycznej. Ocenie podlegają w szczególności:

- a) gwarantowana minimalna wartość strumienia przychodów (wartość umowy), przez co należy także rozumieć odporność umowy na ryzyko zakłóceń tych przychodów z powodu zmiany prawa (zmiany opodatkowania, opłat środowiskowych lub innych danin publicznych) lub zmiany uwarunkowań działalności jednostki wytwórczej (koszty paliwa, wody i innych materiałów eksploatacyjnych, remontów, występujące awarie, oddziałująca na jednostkę wytwórczą siła wyższa);
- b) długość okresu pewnych przychodów (czas trwania zobowiązania);
- c) prawna pewność zabezpieczenia banku na strumieniu pieniądza ze sprzedaży energii elektrycznej.

Poddajmy ocenie czy i w jakim zakresie wymienione powyżej oczekiwania będą spełnione przez rynek mocy?

## II. Wartość minimalna przychodu z rynku mocy

Wprowadzenie rynku mocy nie tylko w Polsce, lecz także w kilku innych krajach członkowskich UE oznacza odejście od w pełni konkurencyjnego modelu rynku energii elektrycznej, jaki od czasu przyjęcia pierwszej dyrektywy w sprawie rynku energii elektrycznej w 1996 r.<sup>7</sup> wdrażano na terenie UE w oparciu o kolejne dyrektywy w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Założeniem tego rynku było wyeliminowanie jakichkolwiek opłat stałych, oparcie rynku na konkurencji w zakresie jednego tylko towaru opartego na jednostce energii (kWh), a także eliminacja długoterminowych zobowiązań do zakupu energii w celu zapewnienia odpowiedniej płynności rynku energii elektrycznej. Rynek ten rozwijał się przez wiele lat dość dobrze, jednakże był stopniowo

<sup>5</sup> Zob. art. 20 pkt 2 w zw. z art. 1 pkt 21 ustawy z dnia 22.06.2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2017, poz. 925).

<sup>6</sup> Dec. KE z dnia 7.02.2018 r. State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism.

<sup>7</sup> Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19.12.1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

ograniczany przez wspieranie coraz większej liczby odnawialnych źródeł energii, których rozwój cieszył wsparciem w formie pomocy publicznej inwestycyjnej lub operacyjnej. Dodatkowo na rynku pojawiała się energia z kogeneracji, która również otrzymała dedykowany jej system wsparcia w postaci świadectw pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Można więc określić rynek mocy jako rynek alokacji opłat stałych dla wytwórców energii elektrycznej, którym opłata mocowa wynagradza przez określony czas (od jednego roku w przypadku jednostek istniejących do 17 lat w przypadku jednostek planowanych o poziomie emisji CO<sub>2</sub> niższym niż 450) fakt utrzymywania jednostki wytwórczej w gotowości do pracy.

Ustawa stanowi ostateczne odejście od jednotowarowego rynku energii elektrycznej w Polsce opartego na zasadzie konkurencji cenowej źródeł wynikającej z kosztów krańcowych energii elektrycznej. Z punktu widzenia uczestników rynku energii ustawa przekieruje określone ilości pieniądza w formie opłaty mocowej bezpośrednio do jednostek rynku mocy. Oznacza to, że określona przez Ministra Energii część tego strumienia pieniądza trafi do wytwórców jako wynagrodzenie za samą tylko gotowość do pracy i wytwarzania energii elektrycznej. Minister Energii określi atrybuty danej aukcji, gdzie dla nowych jednostek wytwórczych kluczowym parametrem dopuszczającym nowe jednostki do udziału w aukcji będzie wielkość nakładów inwestycyjnych odniesionych do mocy osiągalnej netto<sup>8</sup>. Certyfikat do aukcji głównej będzie wydawany dla nowej jednostki tylko wtedy, jeżeli przedstawi ona informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania<sup>9</sup>.

Oznacza to, że inwestor, certyfikując swoją nową jednostkę wytwórczą do aukcji głównej, musi mieć swój projekt gotowy praktycznie do wbicia łopaty z pozwoleniem na budowę, zakontraktowanym wykonawcą inwestycji, a także z zapewnionym finansowaniem, do uruchomienia którego konieczne będzie jedynie wylicytowanie w aukcji ceny swojego obowiązku mocowego (okres obowiązku mocowego określa już w procesie certyfikacji głównej). Inwestor będzie w jednej aukcji licytował swój np. piętnastoletni obowiązek mocowy w jednej aukcji z jednostkami istniejącymi deklarującymi ceny w horyzoncie jednorocznym i pięcioletnim (jednostki modernizowane). Ustawa dopuszcza waloryzację ceny obowiązku mocowego o stopę inflacji GUS<sup>10</sup>. Cena obowiązku mocowego jest ceną netto i jest powiększana o wartość podatku od towarów i usług<sup>11</sup>. Do chwili ogłoszenia ostatecznego wyniku aukcji nie będzie znana wartość obowiązku mocowego i nie wiadomo będzie jaką część kosztów inwestycji strumień ten pokryje. Jednakże bez uczestnictwa nowej jednostki w rynku mocy jej sfinansowanie z samej tylko ceny energii elektrycznej może być trudniejsze, ponieważ uczestnictwo znacznej wielkości istniejących mocy wytwórczych w rynku mocy i zawarcie przez nich umów mocowych będzie miało wpływ na wysokość ceny energii elektrycznej na rynku. Ulegnie ona pewnej redukcji z uwagi na pozyskanie przez dużą część uczestników rynku umów mocowych.

Warto zwrócić uwagę, że wynagrodzenie za świadczenie obowiązku mocowego nie jest powiązane z żadną kategorią kosztów jednostki wytwórczej. Jeżeli w okresie obowiązywania umowy mocowej takie koszty wzrosną (np. na skutek zmiany cen paliwa albo na skutek zmiany prawa lub zwiększenia podatków innych niż podatek od towarów i usług) to okoliczność ta jest

<sup>8</sup> Art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy.

<sup>9</sup> Art. 19 ust. 2 pkt. 4 ustawy.

<sup>10</sup> Art. 60 ust. 4 ustawy.

<sup>11</sup> Art. 65 ustawy.

bez znaczenia dla rynku mocy. Pokrycie takich zwiększonych kosztów będzie możliwe tylko przez przychody z ceny energii elektrycznej. Wprowadzenie rynku mocy będzie miało jeszcze jeden dodatkowy skutek pośredni. Rynek mocy jest w pierwszej kolejności rynkiem dla istniejących jednostek wytwórczych, które będą zawierały umowy roczne w ramach aukcji głównych, a także umowy kwartalne w aukcjach dodatkowych. Pozyskane w ten sposób przychody wpłyną pozytywnie na sytuację przedsiębiorstw energetycznych posiadających wiele działających jednostek wytwórczych, co zwiększy ich ogólną zdolność kredytową na poziomie całej grupy kapitałowej. Może to zostać wykorzystane pośrednio do wsparcia finansowania nowych jednostek wytwórczych w oparciu o bilans całej grupy energetycznej.

Można pokusić się o stwierdzenie, że przychód z rynku mocy będzie miał pozytywny wpływ na możliwość pozyskania finansowania dla nowej jednostki wytwórczej, jednak nie będzie to najprawdopodobniej wpływ kluczowy.

### III. Okres przychodów z rynku mocy

Nowa jednostka rynku mocy ma prawo zgłosić w aukcji obowiązek mocowy na maksymalnie 15 okresów dostaw, czyli na okres 15 lat<sup>12</sup>. Możliwy jest okres 17 lat dla jednostek o emisji CO<sub>2</sub> na poziomie równym 450kg/MWh – na okres 17 lat<sup>13</sup>. Jak wynika z praktyki finansowania inwestycji w źródła wytwórcze i stosowanych okresów kredytowania jednostek wytwórczych, jest to okres obowiązywania umów mocowych dla nowych jednostek wytwórczych i należy go uznać za wystarczający.

### IV. Umowa mocowa jako instrument zabezpieczenia finansowania

Ustawa wprowadziła kontrakt jako instrument prawny będący podstawą prawną do przekazania pomocy publicznej. Jest to nowe rozwiązanie, ponieważ w stosowanych wcześniej systemach pomocy publicznej w energetyce, czyli wypłatach kosztów osieroconych z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz w przypadku gwarancji pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii<sup>14</sup>, wypłaty pomocy publicznej dokonywane są wyłącznie na podstawie samej normy ustawowej. W przypadku rynku mocy zastosowano rozwiązanie oparte na stosunku cywilnoprawnym nawiązanym w trybie i na warunkach określonych w ustawie.

Umowa mocowa jest instrumentem, który ma szczególny charakter prawny z uwagi na zastosowane w ustawie rozwiązania. *Essentialia negotii* umowy mocowej zostały określone w ustawie. Ustawa normuje sposoby jej zawierania, zmiany i rozwiązywania. Szczegółowe warunki współpracy uczestników rynku mocy określa regulamin rynku mocy<sup>15</sup> opracowywany przez operatora systemu przesyłowego (dalej: OSP), a zatwierdzany decyzją administracyjną przez Prezesa URE<sup>16</sup>. Szczegółowa treść umowy mocowej jest kształtowana przez regulamin rynku mocy, którego część

<sup>12</sup> Art. 25 ust. 4 pkt 1 ustawy.

<sup>13</sup> Art. 25 ust. 5 pkt 1 ustawy.

<sup>14</sup> Zob. rozdz. 4 ustawy z dnia 20.02.2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2018, poz. 1296).

<sup>15</sup> Regulamin Rynku Mocy z dnia 27.03.2018 r., Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Pozyskano z: <https://www.pse.pl/regulamin-rynku-mocy> (20.07.2018) (dalej: regulamin, regulamin rynku mocy).

<sup>16</sup> Zob. art. 82–84 ustawy.



stanowi wzorzec umowy mocowej<sup>17</sup>. Wzorzec ten może być zmieniany jedynie w drodze zmiany regulaminu w trybie przewidzianym w ustawie<sup>18</sup>. Nie jest dopuszczalne nawet prowadzenie indywidualnych rozmów na temat zmiany treści umowy mocowej<sup>19</sup>. Prezes URE zatwierdził regulamin rynku mocy na wniosek OSP, który został zgodnie z art. 84 ust. 5 ustawy opublikowany na stronie internetowej OSP.

Umieszczenie wzoru umowy mocowej w regulaminie, który jest zatwierdzany przez Prezesa URE decyzją administracyjną, nadaje umowie mocowej charakter prawny zbliżony do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej uregulowanej w prawie energetycznym<sup>20</sup>. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej jest traktowana w orzecznictwie sądowym jako wzorzec umowny, z czego judykatura wywodzi możliwość indywidualnego negocjowania niektórych jej postanowień przez użytkowników systemu<sup>21</sup>. Pogląd ten jest jednak krytykowany w literaturze jako stojący w kolizji z istotą instrukcji, której celem jest ujednoczenie zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, a także umożliwienie Prezesowi URE kontroli postanowień instrukcji, co nie może mieć miejsca w przypadku negocjowania bilateralnych odstępstw (por. Gawin, Smagiel i Trypens, 2016, s. 1163). Pogląd ten *de lege ferenda* należy uznać za trafny, lecz powinien on znaleźć swoje odbicie w treści odpowiednich przepisów prawa energetycznego. Tego rodzaju wątpliwości nie będą występować w przypadku rynku mocy, ponieważ zastosowana konstrukcja umowy mocowej wyłącza możliwość zmian umowy mocowej dokonywanych przez uczestników rynku mocy.

Należy zwrócić uwagę, że ustawa jako podstawę prawną do wykonywania obowiązku mocowego wskazuje w pierwszej kolejności regulamin, a nie wzór umowy mocowej, który jest jedynie częścią regulaminu. W treści § 1 ust. 5 wzoru umowy mocowej zawartego w regulaminie wskazano wyraźnie, że zobowiązania stron w ramach rynku mocy stanowią łącznie regulamin oraz wzór umowy. Pojawia się więc pytanie, czy przy takim unormowaniu treści stosunku prawnego stron rynku mocy mamy do czynienia ze stosunkiem o charakterze cywilnoprawnym, publicznieprawnym czy może ze stosunkiem o charakterze hybrydowym? Odpowiedź na to pytanie winna brzmieć następująco: mamy do czynienia ze stosunkiem sensu stricto cywilnoprawnym, jednakże jest on poddany daleko idącym ograniczeniom w swobodzie jego kształtowania w sferze cywilistycznej. O ile kluczowe elementy podmiotowo istotne tego stosunku prawnego są kształtowane przez dostawcę mocy (cena, wielkość i czas trwania zobowiązania do świadczenia obowiązku mocowego), o tyle w zasadzie wszelkie pozostałe elementy treści tego stosunku są kształtowane jednostronnie w sferze administracyjnej, czyli w procesie ustalania treści regulaminu w postępowaniu administracyjnym albo są określane wprost w ustawie, a regulamin jedynie powtarza treść norm ustawowych. Umowa mocowa powstaje na podstawie aktu administracyjnego, który dopiero potem z mocy ustawy w relacjach pomiędzy uczestnikami rynku mocy nabywa charakteru stosunku cywilnoprawnego o charakterze kontraktu.

<sup>17</sup> Art. 42 ust. 2 ustawy.

<sup>18</sup> § 16 regulaminu rynku mocy.

<sup>19</sup> Zob. § 16 ust. 4 regulaminu rynku mocy.

<sup>20</sup> Zgodnie z art. 9g ust. 12 prawa energetycznego, który czyni z mocy ustawy instrukcję ruchu i eksploatacji częścią umowy o świadczenie usługi przesyłowych, dystrybucyjnych albo umowy o przyłączenie do sieci.

<sup>21</sup> Zob. SA w Warszawie w wyr. z dnia 7.07.2015 r., VI ACa 1621/14.

Ocena prawna rynku mocy jako środowiska prawnego pomagającego w zapewnieniu finansowania budowy nowych mocy wytwórczych wymaga poddania analizie umowy mocowej. Zastosowana w ustawie konstrukcja umowy, jako podstawy prawnej do wykonywania i realizacji obowiązku mocowego, jest precedensowa w polskim systemie prawnym. Umowa mocowa jest z mocy ustawy umową trójstronną. Do świadczenia obowiązku mocowego jest zobowiązany dostawca mocy dysponujący jednostką rynku mocy, który wygrał aukcję albo nabył obowiązek mocowy na rynku wtórnym. Odbiorcą świadczenia obowiązku mocowego, będącym w stanie stwierdzić czy obowiązek mocowy jest wykonywany zgodnie z ustawą i regulaminem rynku mocy, jest OSP. Trzecia strona umowy mocowej, Zarządca Rozliczeń S.A., jest zobowiązany jedynie do wypłaty wynagrodzenia dostawcom mocy<sup>22</sup> i wykonuje czynności faktyczne związane z poborem opłaty mocowej.

Sama opłata mocowa od chwili jej otrzymania od operatora systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego, lub odbiorcy końcowego do chwili jej wypłaty dostawcy mocy jest własnością OSP<sup>23</sup>. Podmiotem zobowiązanym do wypłaty wynagrodzenia dostawcom mocy jest Zarządca Rozliczeń S.A.

Pozyskiwanie finansowania dla nowych inwestycji wiąże się z koniecznością zabezpieczenia spłaty tego zadłużenia. Do standardowych zabezpieczeń ustanawianych przez kredytobiorców należy cesja (przelew) na zabezpieczenie wierzytelności kredytobiorcy z zawartych przez niego umów na rzecz stron udzielających finansowania. Zastosowana przez ustawodawcę konstrukcja umowy mocowej każe zastanowić się nad zagadnieniem, czy dostawca mocy może dokonać cesji (przelewu) na zabezpieczenie wierzytelności wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego na rzecz strony finansującej jego inwestycję.

Aby odpowiedzieć na to pytanie, należy przeanalizować ustawowe przesłanki dopuszczalności cesji określone w art. 509 kodeksu cywilnego<sup>24</sup> i ich relacje z przepisami ustawy. Artykuł 509 k.c. nie pozostawia wątpliwości, że każda wierzytelność może być przedmiotem przelewu, a ustawowe wyłączenia mają charakter wyjątków od tej reguły. Ustawa nie zakazuje wprost przelewu wierzytelności dostawcy mocy z tytułu świadczenia obowiązku mocowego. Powszechnie przyjmuje się, że dopuszczalne jest dokonywanie cesji wierzytelności przyszłych i warunkowych, które mają powstać dopiero w przyszłości (por. Ciepła, 2018, s. 1300). W związku z tym fakt, że wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego staje się należne dopiero z dniem rozpoczęcia okresu dostaw, a w przypadku nowych jednostek rynku mocy konieczne jest dodatkowo ukończenie jednostki wytwórczej i wykazanie spełnienia parametrów określonych w art. 52 ust. 2 ustawy, to tych przepisów nie można potraktować jako przeszkody prawnej w dokonaniu cesji.

Ustawa istotnie ogranicza autonomię woli stron umowy mocowej w kształtowaniu jej treści do enumeratywnie wyliczonych w ustawie przypadków. Jednym z takich ograniczeń jest forma prawna umowy mocowej. Ustawa wymaga zachowania szczególnej formy zawarcia umowy mocowej określonej jako elektroniczna pod rygorem nieważności<sup>25</sup>. Nawiązanie stosunku umownego następuje z chwilą ogłoszenia wstępnych wyników aukcji, pod warunkiem zawieszającym ogłoszenia wyników ostatecznych aukcji<sup>26</sup>. Sama aukcja jest prowadzona w sposób elektroniczny na podstawie wpisów do rejestru rynku mocy, które dokonywane są w elektronicznym rejestrze rynku

<sup>22</sup> Art. 41 pkt 3 ustawy.

<sup>23</sup> Art. 77 ust. 1 ustawy.

<sup>24</sup> Ustawa z dnia 23.04.1964 r. – Kodeks cywilny (t.j.: Dz.U. 2018, poz. 1025, 1104) (dalej: k.c.).

<sup>25</sup> Art. 45 ustawy.

<sup>26</sup> Art. 44 ust. 1 ustawy.

mocy. Do zawarcia umowy mocowej niezbędne jest uzyskanie certyfikatu w ramach obowiązkowej corocznej certyfikacji ogólnej<sup>27</sup>. Kolejna elektroniczna czynność prawna przyszłego dostawcy mocy to złożenie wniosku do OSP i uzyskanie certyfikatu do aukcji głównej i aukcji dodatkowych. Posiadanie elektronicznego certyfikatu jest warunkiem prawnym do wzięcia udziału w aukcji głównej i aukcjach dodatkowych. Mamy więc do czynienia z całkowitą dematerializacją i digitalizacją formy stosunku prawnego, jakim jest umowa mocowa. Powyższe wymagania ustawowe wprowadzają istotne wymagania o charakterze podmiotowym dla dostawcy mocy jako strony umowy mocowej. O ile OSP i Zarządca Rozliczeń S.A. są stronami umowy mocowej z mocy samej ustawy, o tyle dostawcą mocy, jako stroną umowy mocowej, może być jedynie taki podmiot, który może świadczyć obowiązek mocowy, czyli sam dysponuje jednostką rynku mocy mogącą świadczyć obowiązek mocowy i dopełnić obowiązków ustawowych w zakresie certyfikacji takiej jednostki.

Zgodnie z § 16 wzoru umowy mocowej stanowiącej załącznik do regulaminu, zmiana umowy mocowej może nastąpić jedynie przez zmianę regulaminu przez OSP w trybie przewidzianym w ustawie, czyli po zatwierdzeniu tej zmiany przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej. Ponieważ sam regulamin ma formę elektroniczną, należy uznać, że zasada zachowania formy elektronicznej w przypadku zmiany umowy mocowej dokonana w tym trybie jest spójna z formą przewidzianą do zawarcia umowy mocowej w drodze wygrania aukcji.

W dalszej kolejności ustawodawca dopuszcza przenoszenie obowiązku mocowego przez dostawców mocy w ramach ściśle uregulowanego w Rozdziale 7 ustawy rynku wtórnego. To drugi obok wygrania aukcji sposób zawarcia umowy mocowej. W przypadku rynku wtórnego ustawodawca nie zachował jednak pełnej spójności wewnętrznej przepisów ustawy co może utrudniać jej prawidłowe stosowanie. Artykuł 49 ust. 1 ustawy stanowi, że skuteczne przeniesienie obowiązku mocowego dokonuje się pod warunkiem zgłoszenia takiej transakcji obowiązkiem mocowym do rejestru rynku mocy w terminie określonym w ustawie. OSP ma prawo i obowiązek zgłosić w terminie 3 dni od dnia otrzymania zgłoszenia sprzeciw. W przypadku przeniesienia w całości obowiązku mocowego na innego dostawcę mocy i inną jednostkę rynku mocy zgodnie z art. 12.5 regulaminu następuje rozwiązanie istniejącej i zawarcie nowej umowy mocowej. Pojawia się tu pytanie, w którym momencie dochodzi do zawarcia nowej umowy i rozwiązania istniejącej umowy mocowej i jak przewidziana w ustawie forma elektroniczna zostaje dochowana? Ustawodawca nie stanowi tego wprost, ale z istoty funkcjonowania rejestru rynku mocy wynika, że przeniesienie obowiązku mocowego może zostać dokonane tylko i wyłącznie na inny podmiot, który jest wpisany do rejestru rynku mocy w ramach certyfikacji ogólnej jako dysponujący jednostką rynku mocy.

Wszelkie porozumienia między dotychczasowym i nowym dostawcą mocy mogą być zawierane w dowolnej formie prawnej, jednakże z punktu widzenia OSP i ustawy dopiero dokonanie w określonym ustawą terminie zgłoszenia do rejestru transakcji przeniesienia obowiązku mocowego na innego dostawcę, rodzi skutki prawne względem umowy mocowej (zmiana, rozwiązanie, nawiązanie stosunku prawnego w formie elektronicznej). §17 umowy mocowej, stanowiącej załącznik 11.1 do regulaminu, wyłącza jakąkolwiek inną możliwość przenoszenia obowiązku mocowego w inny sposób niż w ramach uregulowanego w ustawie rynku wtórnego.

Wątpliwości rodzi fakt, że ustawodawca nie uregulował w ustawie wprost, że przeniesienie obowiązku mocowego na innego dostawcę mocy powoduje rozwiązanie poprzedniej umowy

<sup>27</sup> Art. 3–5 ustawy.



mocowej, a jedynie zastrzegł w art. 49 ust. 1 ustawy warunek wpisu transakcji obowiązkiem mocowym do rejestru rynku mocy jako warunek jej skuteczności. Brak należytego unormowania tego zagadnienia w ustawie starają się sanować postanowienia regulaminu, choć można postawić tu pytanie o dopuszczalność regulowania w ten sposób w regulaminie materii o charakterze ewidentnie ustawowym. Gdyby jednak nawet uznać, że regulamin nie może formułować przesłanek rozwiązania umowy mocowej, to skutek rozwiązania poprzedniej umowy mocowej należy wywieść z normy zawartej w art. 44 ust. 2 ustawy, który stwierdza, że wpisanie do rejestru rynku mocy transakcji dokonanej na rynku wtórnym prowadzi do zawarcia nowej umowy mocowej. Wpisanie transakcji z rynku wtórnego do rejestru rynku mocy oznacza więc nie tylko zawarcie umowy mocowej przez nowego dostawcę mocy, o czym wprost mówi art. 44 ust. 2 ustawy, lecz także unicestwienie umowy mocowej poprzedniego dostawcy mocy nie tylko w zakresie samego obowiązku mocowego, o którym wprost mówi ustawa w art. 48 i 49 ust. 1, ale również w zakresie wynagrodzenia za obowiązek mocowy. Pomimo że art. 48 ustawy mówi o przeniesieniu obowiązku mocowego, nie mamy tutaj do czynienia z przeniesieniem zobowiązania i wierzytelności, lecz ze swego rodzaju nowacją stosunku prawnego z udziałem nabywcy obowiązku mocowego. Skutkiem tego wszelkie roszczenia, jakie może mieć OSP względem dotychczasowego dostawcy mocy, jak również wszelkie roszczenia, jakie może mieć dostawca mocy względem OSP i Zarządcy Rozliczeń S.A. nie przechodzą na nowego dostawcę mocy. Nabyty na rynku wtórnym obowiązek mocowy należy uznać za wolny od wszelkich obciążeń. Z punktu widzenia przelewu wierzytelności na zabezpieczenie, oznacza to, że cesja na zabezpieczenie wierzytelności wynikającej z umowy mocowej wygasa wraz z wygaśnięciem stosunku prawnego umowy mocowej, czyli w chwili wpisania do rejestru rynku mocy transakcji zawartej na rynku wtórnym.

Zarówno rozdział 7 ustawy o rynku wtórnym, jak i regulamin posługują się pojęciem „przeniesienia całości lub części obowiązku mocowego”. Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 23 ustawy, obowiązek mocowy to „zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia”. Świadczeniem wzajemnym dla dostawcy mocy jest zapłata wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego<sup>28</sup> dokonywana przez Zarządcę Rozliczeń S.A. OSP jest odbiorcą mocy elektrycznej dostarczanej przez dostawcę mocy oraz stroną egzekwującą wykonanie świadczenia przez dostawcę mocy<sup>29</sup>. Można więc wyraźnie oddzielić świadczenie obowiązku mocowego od wierzytelności pieniężnej zapłaty wynagrodzenia. Konstrukcja ustawy adresuje szereg norm prawnych, zwłaszcza w zakresie rynku wtórnego, jedynie do obowiązku mocowego i pomija milczeniem losy świadczenia wzajemnego. Można więc przyjąć, że wolą ustawodawcy było wprowadzenie istotnych ograniczeń w zakresie przenoszenia (*de iure* rozwiązywania i nawiązywania obowiązku mocowego), ale pozostawienie większej swobody w zakresie samej tylko wierzytelności dostawcy mocy. Oznacza to, że przelew wierzytelności za wykonywanie obowiązku mocowego nie podlega rygorowi wynikającemu z art. 49 ust. 1 ustawy, czyli obowiązkowi wpisu do rejestru rynku mocy jako warunku jego skuteczności. Gdy obowiązek mocowy jest przenoszony w ramach rynku wtórnego na nowego dostawcę, prawo do wynagrodzenia za moc podlega takiemu przeniesieniu, ponieważ zgodnie

<sup>28</sup> Zob. art. 41 pkt 3 ustawy.

<sup>29</sup> Zob. art. 41 pkt 2 ustawy.

z art. 44 ust. 2 ustawy nawiązuje się nowa umowa mocowa, obejmująca wszystkie świadczenia i wierzytelności będące jej treścią.

Spójność powyższej konstrukcji prawnej została zaburzona przez postanowienia regulaminu rynku mocy. W tym punkcie regulamin różnicuje skutki prawne transakcji obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym w zależności od tego czy przedmiotem transakcji jest jedynie część, czy też całość danego obowiązku mocowego. W przypadku transakcji jedynie częścią obowiązku mocowego regulamin stwierdza, że dochodzi do zmiany istniejącej umowy mocowej. W pierwszej kolejności należy zwrócić uwagę na okoliczność, że ustawa w art. 48 ust. 1 dopuszcza przeniesienie obowiązku mocowego zarówno w całości, jak i jedynie w części na nowego dostawcę mocy. Należy więc się zastanowić czy w świetle zapisów ustawy regulamin może przewidywać dwa różne reżimy dla przenoszenia obowiązku mocowego. Jeżeli uwzględnić art. 41 ustawy, to w przypadku zbycia jedynie części obowiązku mocowego powinno dojść do zawarcia nowej umowy mocowej na zbywaną część obowiązku mocowego. Ustawodawca nie uregulował jednak wprost statusu tej części obowiązku mocowego, której zbycia nie dokonano. Jak wykazywano powyżej, ustawa tworzy stan prawny, w którym z chwilą dokonania rejestracji w transakcji obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym w rejestrze rynku mocy dochodzi do rozwiązania jednej umowy mocowej i do zawarcia nowej umowy mocowej z nabywcą obowiązku mocowego. Konsekwencją takiego podejścia z braku odmiennych uregulowań w ustawie jest konieczność uznania, że w przypadku zbycia jedynie części obowiązku mocowego umowa mocowa w pozostałej części również ulega rozwiązaniu, a jednocześnie zostaje zawarta nowa umowa mocowa na pozostałą część obowiązku mocowego z udziałem tego samego dostawcy mocy.

Kwestia powyższa może mieć istotne znaczenie w przypadku umów mocowych zawartych na więcej niż jeden okres dostaw, ponieważ, z uwagi na ograniczenia czasowe w obrocie obowiązkiem mocowym wynikające z art. 48 ustawy, to dostawca mocy będący stroną umowy wieloletniej może być zainteresowany sprzedażą jedynie części obowiązku mocowego w danym roku dostaw przy jednoczesnym zachowaniu umowy mocowej na pozostałe okresy dostaw umowy mocowej. Z punktu widzenia cesji wierzytelności należy mieć na względzie, że rozwiązanie umowy mocowej po zbyciu części obowiązku mocowego ma znaczenie dla istnienia cesji wierzytelności. Wierzytelność ta przestaje bowiem istnieć. Nowa umowa mocowa oznacza nową wierzytelność, która musi być ponownie przedmiotem cesji. Praktyka obrotu gospodarczego w podobnych sytuacjach wskazuje, że problemy wynikające z tych wątpliwości będą eliminowane najprawdopodobniej w drodze odpowiednich sformułowań umowy cesji. *De lege ferenda* należałoby postulować nowelizację ustawy w taki sposób, żeby przynajmniej w przypadku częściowego zbycia obowiązku mocowego nie dochodziło do rozwiązania pozostałej części umowy mocowej, a jedynie do jej zmiany. W takim przypadku nowacja cesji nie byłaby konieczna.

Kolejnym zagadnieniem, które należy rozważyć, jest to czy na przeszkodzie do cesji wierzytelności nie leży właściwość zobowiązania wynikającego z umowy mocowej. Powszechnie przyjmuje się, że do tej kategorii ograniczeń zalicza się między innymi osobisty charakter świadczenia (np. alimenty) oraz takie przypadki, kiedy dłużnikowi nie jest obojętne komu świadczy (np. wierzytelności z umowy przestępnej) (zob. Zawada, 2018, s. 1400). Wątpliwości na gruncie oceny właściwości zobowiązania mogą pojawić się nie tylko w oparciu o kwestię omawianej wyżej formy elektronicznej umowy mocowej i kwestii skuteczności przelewu samej wierzytelności bez

zachowania formy elektronicznej i bez zgłoszenia cesji do rejestru rynku mocy. Mogą powstać także na gruncie art. 60 ust. 1 ustawy, która posługuje się pojęciem „otrzymywania wynagrodzenia przez dostawcę” na dokonywanie zapłaty wynagrodzenia za świadczenie obowiązku mocowego oraz art. 61 ust. 3 ustawy wymagającego pisemnej dyspozycji OSP wypłaty wynagrodzenia dla dostawcy mocy dla Zarządcy Rozliczeń S.A. Trudno jest uznać, że właściwość zobowiązania do zapłaty wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego ma charakter osobisty lub też że natura obowiązku mocowego doznaje uszczerbku, gdy zapłata wynagrodzenia zostaje dokonana za zgodą wierzyciela na rzecz podmiotu trzeciego.

Za dopuszczalnością przelewu prawa do wynagrodzenia za świadczenie obowiązku mocowego przemawia także wykładnia systemowa ustawy. Skoro cały rynek mocy został zgodnie z decyzją KE wprowadzony jako środek mający na celu zapobieżenie deficytom mocy w systemie elektroenergetycznym, a budowa nowych źródeł energii elektrycznej z pewnością zmniejsza bądź wręcz eliminuje ryzyko powstania takich deficytów, możliwość dokonania cesji wierzytelności z umowy mocowej na strony finansujące takie źródło w celu zwiększenia jej bezpieczeństwa prawnego należy uznać za zgodne z gospodarczym przeznaczeniem tego prawa, w celu wprowadzenia rynku mocy, a co za tym idzie z właściwością zobowiązań wynikających z umowy mocowej.

Cesja wierzytelności z umów, których zawarcie wymaga szczególnej formy prawnej, nie wymaga zachowania szczególnej formy prawnej. Artykuł 510 k.c. zastrzega dla wierzytelności stwierdzonych pismem obowiązek zachowania dla umowy cesji formy pisemnej dla celów dowodowych. Wymienione w art. 510 k.c. stwierdzenie wierzytelności pismem jest pojęciem szerszym niż pojęcie samej formy pisemnej i nie budzi kontrowersji. Oznacza to, że zachowanie formy pisemnej jest wystarczające dla dokonania cesji wierzytelności wynikającej nie tylko z umowy zawartej w formie pisemnej, lecz także w formie szczególnej, np. w formie notarialnej lub też stwierdzonej w jakikolwiek inny sposób. W przypadku umowy mocowej mamy do czynienia z formą elektroniczną, którą można zakwalifikować jako odmianę formy pisemnej w rozumieniu kodeksu cywilnego albo inną formę pisemnego stwierdzenia istnienia wierzytelności. Mając na względzie powyższe rozumowanie, należy przyjąć, że dokonanie przelewu wierzytelności z umowy mocowej powinno nastąpić w formie pisemnej dla celów dowodowych, a forma elektroniczna nie jest wymagana dla jego ważności bądź skuteczności.

Pewne wątpliwości interpretacyjne może rodzić przepis art. 48 ustawy, który stwierdza, że obowiązek mocowy może być przedmiotem obrotu na rynku wtórnym po zakończeniu aukcji dodatkowych na dany rok dostaw. Przepis ten ma znaczenie w przypadku umów mocowych zawieranych na okres wielu lat i każe zastanowić się czy nie ogranicza on prawa do cesji w czasie, tworząc stan prawny, w którym cesja wierzytelności dokonana na wiele lat przed zakończeniem aukcji dodatkowych na dany rok dostaw nie byłaby prawnie skuteczna. Wątpliwości te można rozwiązać, stosując konsekwentnie podział przepisów ustawy ograniczających swobodę woli stron umowy mocowej na ograniczenia mające zastosowanie wyłącznie do świadczenia obowiązku mocowego oraz na pozostałe. Z uwagi na fakt, że art. 48 ustawy ma zastosowanie wyłącznie do samego obowiązku mocowego należy stwierdzić, że wynikające z niego ramy czasowe dla dokonywania transakcji obowiązkiem mocowym nie mają zastosowania do wierzytelności wynagrodzenia za świadczenie usługi mocowej.

Mając więc na uwadze, że ani sama umowa mocowa, ani też regulamin nie zawierają zakazu przelewu wierzytelności za wykonywanie obowiązku mocowego bez zgody OSP i Zarządcy Rozliczeń S.A., które gdyby istniało należałoby kwalifikować jako umowny zakaz przelewu wymieniony w art. 509 k.c., należy przyjąć, że wierzytelność ta może być przedmiotem skutecznej cesji na zabezpieczenie.

Wielkość środków zbieranych z opłaty mocowej zależy od wielkości opłaty mocowej zbieranej od odbiorców końcowych przez operatorów i jej sprawnego przekazywania do Zarządcy Rozliczeń SA. Brakuje bezpośredniej gwarancji wypłacalności Zarządcy Rozliczeń S.A. ze strony Skarbu Państwa.

## V. Podsumowanie

Należy stwierdzić, że umowa mocowa, choć wpływa pozytywnie na sytuację finansową dostawcy mocy, nie pokrywa żadnego ryzyka zmiany prawa czy okoliczności funkcjonowania dostawcy mocy z wyjątkiem zmian podatku od towarów i usług. Środki z opłaty mocowej będą traktowane w modelach finansowych analogicznie do wypłat kosztów osieroconych lub gwarancji pokrycia ujemnego salda i nie będą uznawane za instrument istotnie ograniczający ryzyko danej inwestycji. Można więc postawić pytanie, czy wobec tego rodzaju wniosków wprowadzenie rynku mocy ma uzasadnienie. Z punktu widzenia wymagań finansowania inwestycji w strukturze *project finance* bez regresu (*non-recourse*) do spółki-matki spółki sponsora inwestycji wskazane wyżej uwarunkowania prawne czynią rynek mocy rozwiązaniem o ograniczonym zastosowaniu. W przypadku *project finance* z ograniczonym regresem (*limited recourse*) do spółki-matki spółki sponsora inwestycji, rynek mocy będzie miał większe znaczenie, jeżeli w ramach grupy kapitałowej będzie istniała grupa istniejących jednostek wytwórczych energii elektrycznej, które wygrają roczne umowy mocowe. W bilansie takiej grupy kapitałowej pojawi się bowiem strumień pieniądza z umów mocowych, poprawiający jej płynność finansową, a więc wpływający pozytywnie na możliwość udzielania poręczeń długu zaciąganego przez spółki celowe budujące nowe jednostki wytwórcze. Wyniki aukcji na lata 2021–2023, które będą przeprowadzone jeszcze w tym roku, pozwolą na lepszą ocenę zasadności przyjęcia ustawy i wdrożenia rynku mocy.

## Bibliografia

- Ciepla, H. (2018). Art. 509. W: J. Gudowski (red.), *Kodeks Cywilny. Komentarz. Tom III (Zobowiązania. Część ogólna)*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Gawin, R., Smagiel, K. i Trypens, R. (2016). Art. 1–11s. W: M. Swora, Z. Muras, (red.), *Prawo energetyczne. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.
- Gudowski, J. (red.). (2018). *Kodeks Cywilny. Komentarz. Tom III (Zobowiązania. Część ogólna)*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Olejniczak, A. (red.). (2018). *System Prawa Prywatnego. Tom 6 (Prawo zobowiązań. Część ogólna)*, wyd. 3. Warszawa: C.H. Beck.
- Swora, M. i Muras, Z. (red.). (2016). *Prawo energetyczne. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.
- Zawada, K. (2018). Rozdział VIII. Przelew wierzytelności. W: A. Olejniczak (red.), *System Prawa Prywatnego. Tom 6 (Prawo zobowiązań. Część ogólna)*, wyd. 3. Warszawa: C.H. Beck.