

Marek KULESA

Towarzystwo Obrotu Energią

USTAWA O RYNKU MOCY JAKO NOWY ELEMENT ARCHITEKTURY MODELU POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI

W dniu 8 grudnia 2017 r. Sejm RP przyjął ustawę o rynku mocy [12], która ma w polskiej elektroenergetyce stanowić podstawę wdrożenia tzw. mechanizmu mocowego (potocznie nazywanego rynkiem mocy). Nowym towarem w elektroenergetyce będzie moc dyspozycyjna netto, którą będą oferować wytwórcy oraz sterowane odbiory energii elektrycznej (DSR), uzyskując wynagrodzenie za gotowość (jej dostarczania) wraz z obowiązkiem jej dostarczenia w okresach tzw. zagrożenia, czyli w sytuacjach, gdy zachodzi ryzyko, że mogą wystąpić problemy z zaspokojeniem szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc. Tak więc wprowadzony zostanie rynek dwutowarowy, na którym oprócz energii elektrycznej ([2], [7] i [11]) towarem będzie moc.

W referacie przedstawiono wybrane zapisy ustawy o rynku mocy oraz opublikowanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.) jako Operatora Systemu Przesyłowego (OSP, operator) projektu „Regulaminu rynku mocy” (Regulamin) [9], ze szczególnym uwzględnieniem uczestników polskiego rynku energii, w tym odbiorców i spółek obrotu. Przedstawiono wybrane zagadnienia związane z wdrażaniem w Polsce modelem mechanizmu rynkowego, zwracając szczególną uwagę na zmiany, które zostały wprowadzone w przyjętej wersji ustawy (w porównaniu do wcześniejszych projektów), a także na elementy rynku mocy, które związane będą z sektorem obrotu energią elektryczną (głównie rynek wtórny) oraz możliwym działaniem odbiorców końcowych na tym rynku (w tym DSR).

Referat jest kontynuacją tematyki dotyczącej mechanizmów mocowych, w tym rynków mocy, zapoczątkowanej przez autora jeszcze w 2015 roku [5] na XXI Konferencji REE oraz kontynuowanej w referatach w roku 2016 [4] i 2017 [3].

1. Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Wybrane zagadnienia

Rządowy projekt ustawy o rynku mocy wpłynął do Sejmu RP w dniu 6 lipca 2017 r. Model wdrożenia rynku mocy w Polsce był wcześniej przedmiotem licznych prac, dyskusji i konsultacji. Jeszcze w 2016 roku Ministerstwo Energii

poddało konsultacjom, a następnie przyjęło dokument pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy” [10] zawierający koncepcję rynku mocy w Polsce. W ślad za tym pod koniec 2016 roku Ministerstwo Energii poddało szerokim konsultacjom projekt ustawy o rynku mocy. Od początku 2017 roku trwały jej konsultacje, a później prace legislacyjne, które zakończyły się na początku grudnia 2017 roku przyjęciem ustawy o rynku mocy [12]. Ustawa określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawiania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia. W pracach legislacyjnych do prezentowania stanowiska rządu w toku prac sejmowych i senackich upoważniony został Minister Energii. Sejm uchwalił ustawę na 53. posiedzeniu w dniu 6 grudnia 2017 r. Do Senatu została przekazana jeszcze w tym samym dniu. Senat podczas prac zaproponował do ustawy trzy poprawki, które rozpatrzono w dniu przyjęcia ostatecznej wersji ustawy – 8 grudnia 2017 r.

Co ważne zarówno podczas prac sejmowych, jak i senackich przyjęto zmiany, które wynikały przede wszystkim z dyskusji i ustaleń na szczeblu unijnym, w ramach procesu tzw. pre-notyfikacji. Podczas procesu legislacyjnego wprowadzone, względem wcześniejszych projektów, znaczące zmiany w polskim modelu rynku mocy, obejmowały m.in. rezygnację: z tzw. koszyków technologicznych, zmianę modelu dostępu do aukcji mocy transgranicznych oraz położenie szczególnego nacisku na jednostki redukcji zapotrzebowania tzw. DSR. W dniu 28 grudnia 2017 r. ustawę podpisał Prezydent, jej publikacja w Dzienniku Ustaw pod pozycją 9 miała miejsce już w 2018 roku, w dniu 3 stycznia. Ustawa weszła w życie 14 dni od publikacji, czyli 18 stycznia 2018 r.

Celem ustawy o rynku mocy [12], zgodnie z ustępem 2 art. 1 *jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju*. Zapis powyższy po pierwsze wskazuje na możliwe, w ww. horyzontach czasowych, problemy z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii (patrz szerzej referaty autora [3] i [4] oraz [7]), a także tezę jakoby rynek mocy miał przeciwdziałać tym problemom. Teza taka była przedstawiana podczas wspomnianego, szerokiego procesu konsultacji społecznych, w tym dyskusji z sektorem elektroenergetycznym. Z drugiej jednak strony należy pamiętać, że model z dużym prawdopodobieństwem wzmocni sytuację finansową oraz umożliwi dalsze działanie licznym źródłom energii (a konkretnie wytwórczym przedsiębiorstwom energetycznym), które będą mogły wytwarzać energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), uzupełniając przychód ze sprzedaży energii elektrycznej przychodem z rynku mocy. Rynek mocy stworzy więc dodatkowe, w stosunku do rynku energii elektrycznej, źródło pokrywania kosztów stałych zasobów (wytwórczych i odbiorczych) niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wprowadzenie rynku

mocy oznacza daleko idącą zmianę architektury rynku energii elektrycznej z rynku jednotowarowego: tylko energii (patrz szerzej [2] i [7]), na rynek dwutowarowy: energii i mocy. Zgodnie także z przedłożoną obowiązkowo w procesie prac legislacyjnych tzw. oceną skutków regulacji (OSR) do ustawy o rynku mocy [12], rynek mocy między innymi:

- stworzy warunki do stabilnego funkcjonowania istniejących źródeł wytwórczych oraz do ich modernizacji, o ile źródła te są niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw;
- zapewni jasne sygnały cenowe mające na celu skoordynowanie podejmowania decyzji o budowie nowych mocy wytwórczych, jak również wycofaniu z eksploatacji określonych zasobów wytwórczych;
- ograniczy zjawisko cyklu inwestycyjnego, widoczne w cenach energii dla odbiorcy końcowego na jednotowarowym rynku energii elektrycznej, ponieważ decyzje o inwestycjach i wycofaniach będą koordynowane przez rynek mocy;
- stworzy warunki do rozwoju usług redukcji zapotrzebowania (DSR), zarówno poprzez udział DSR w procesach rynku mocy, jak również poprzez świadczenie usług DSR u odbiorców przemysłowych w celu obniżenia ich szczytowego zapotrzebowania na moc, a tym samym wpłynie na obniżenie ponoszonych kosztów funkcjonowania rynku mocy.

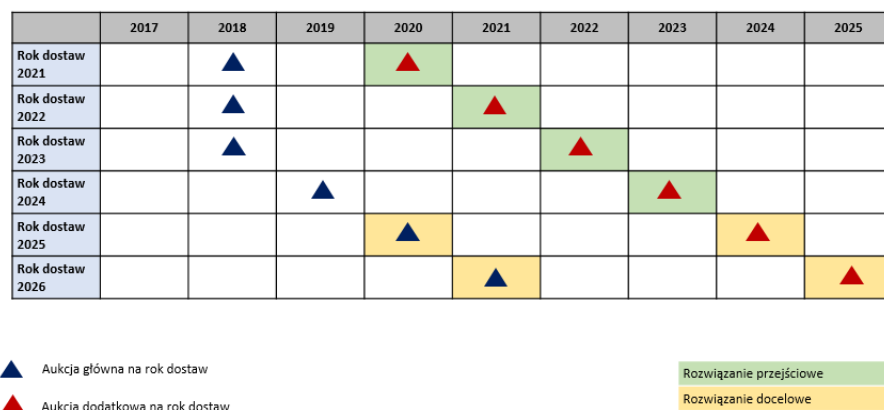
Z punktu widzenia dalszych prac zmierzających do praktycznego wdrożenia rynku mocy, Minister Energii powinien m.in. wydać następujące rozporządzenia, które będą miały wpływ na rozwój rynku mocy w Polsce, a w szczególności na dalsze, bardzo napięte (patrz dalej) działania zaplanowane na 2018 rok:

- rozporządzenie określające szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym;
- rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków i sposobu wnoszenia zabezpieczenia finansowego;
- rozporządzenia określające szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej, w tym terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej, zakres i terminy przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej informacji, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych i okresy rozliczeniowe między odpowiednio operatorem, płatnikiem opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej oraz sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców;
- rozporządzenie określające parametry najbliższej aukcji wstępnej, parametry najbliższej aukcji głównej i najbliższych aukcji dodatkowych.

Należy podkreślić, że we wdrożonym w Polsce modelu mechanizmu mocowego, zarówno zarządzającym – administrującym, jak i jedynym kupującym

moc jest OSP. Po stronie oferentów proponujących w ramach aukcji mocy pojawią się zarówno wytwórcy, jak i odbiory końcowi. Tak więc jedynie jedna – ofertowa strona transakcji, poddana będzie warunkom typowym (tu: w formie aukcji) dla rynku konkurencyjnego. W dyskusjach wewnętrznych pomiędzy przedstawicielami sektora energetycznego, w szczególności w rozmowach z odbiorcami końcowymi pojawiają się głosy, że nazywanie wdrażanego w Polsce modelu mechanizmu mocowego „rynkiem” (mocy) nie do końca jest uzasadnione szczególnie, że odbiorcy końcowi (poza tymi występującymi w aukcjach, np. w ramach DSR) jako płatnicy tzw. opłaty mocowej, nie będą mieli wpływu na proces wyboru optymalnego wariantu. Mimo, że wartość opłaty mocowanej dla odbiorców końcowych ma być ustalana/kalkulowana przez Prezesa URE, biorąc pod uwagę m.in. prognozowany koszt funkcjonowania rynku mocy, dane historyczne o zużyciu energii, a także prognozy OSP w danym roku dostaw, sceptycy rozwiązania zwracają uwagę na jednostronny charakter modelu konkurencji w polskim mechanizmie mocowym.

Kolejnym elementem, który podlegał w czasie prac legislacyjnym, ale także w procesie konsultacji Regulaminu (patrz dalej), szerokim dyskusjom, był bardzo napięty na 2018 rok harmonogram wdrożenia rozwiązania przejściowego, który wraz z harmonogramem rozwiązania docelowego, za [1] przedstawiono na rysunku 1 poniżej.



Rys. 1. Przewidywany harmonogram wdrożenia rozwiązania przejściowego i docelowego [1]

Zgodnie z tzw. przepisami przejściowymi ustawy o rynku mocy [12] pierwsza certyfikacja ogólna ma rozpocząć się już 3 kwietnia 2018 r. i zakończyć 29 maja 2018 r. Certyfikacja do aukcji głównych na okres dostaw przypadających na lata 2021–2023 ma być przeprowadzona (co też wzbudzało liczne dyskusje) łącznie, rozpocząć się 5 września 2018 r. i zakończyć 31 października 2018 r. Tak więc wykluczenie z certyfikacji (brak uzyskania certyfikacji ogólnej albo certyfikacji do aukcji głównych) eliminuje potencjalnych zainteresowanych

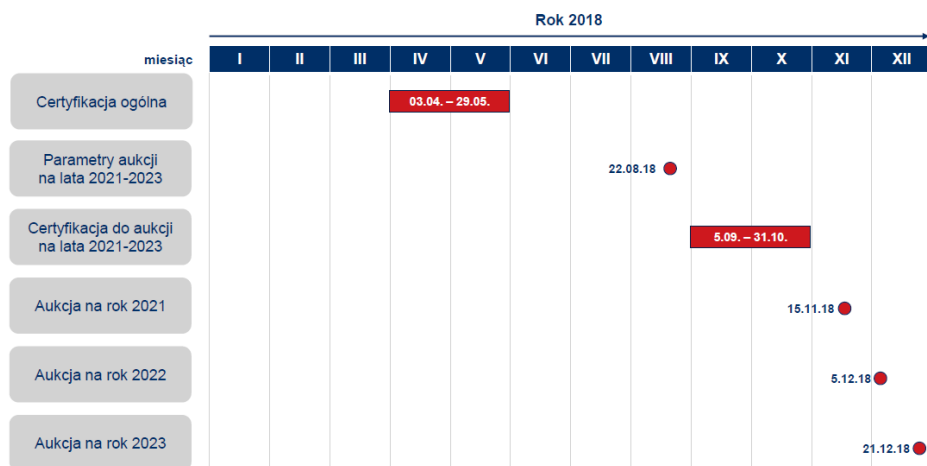
z udziału we wszystkich trzech aukcjach przewidzianych na 2018 rok. Propozycje parametrów dla trzech aukcji głównych przeprowadzonych w 2018 roku OSP ma przekazać Ministrowi Energii i Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) już do 20 czerwca 2018 r. Należy także podkreślić, że parametry aukcji głównej oraz zapotrzebowanie na moc mogą (i zapewne tak się stanie ze względu na ograniczenie czasowe) zostać określone łącznie na poszczególne okresy dostaw. Ustawodawca wskazał także, że przepisy wykonawcze (patrz wyżej) ważne z punktu widzenia aukcji w 2018 roku powinny zostać wydane do dnia 22 sierpnia 2018 r.

Zgodnie z ogólnym zapisami ustawy o rynku mocy [12] aukcję główną przeprowadza się od 2019 roku w piątym roku przed okresem dostaw, zgodnie z harmonogramem (np. w 2019 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2024), jednak z wyjątkiem roku 2018, w którym przeprowadza się aukcje główne na aż trzy okresy dostaw przypadające na lata 2021–2023. Aukcje dodatkowe przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw każdej z tych aukcji, przy czym aukcje dodatkowe dla wszystkich okresów dostaw odbywają się w tym samym czasie.

W roku 2018 zgodnie z przepisami przejściowymi ustawy o rynku mocy [12] aukcje główne na okres dostaw dla:

- 2021 r. mają być przeprowadzone 15 listopada 2018 r.,
- 2022 r. mają być przeprowadzone 5 grudnia 2018 r.,
- 2023 r. mają być przeprowadzone 21 grudnia 2018 r.

Przedstawiony na rysunku 2 poniżej za [6] przewidziany na 2018 rok harmonogram procesu certyfikacji (ogólnej i do aukcji głównej), jak i przeprowadzenie aż trzech aukcji, zdaniem uczestników prac i konsultacji są bardzo napięte, co może stanowić problem organizacyjny, administracyjny, ale i praktycznej realizacji dla wszystkich zaangażowanych w realizację harmonogramu.



Rys. 2. Przewidywany harmonogram certyfikacji i aukcji na 2018 rok [6]

2. Rola i znaczenie Regulaminu rynku mocy

Podstawę formalno-prawną opracowania Regulaminu [9] stanowi art. 82 i 83 (w związku z art. 93 ust. 1) ustawy o rynku mocy [12]. Celem Regulaminu jest określenie szczegółowych warunków współpracy OSP z pozostałymi uczestnikami rynku mocy na zasadzie równego traktowania i niedyskryminacji dostawców mocy oraz w sposób zapewniający prawidłowe i jednolite wykonywanie obowiązków mocowych przez wszystkich dostawców mocy w danym okresie dostaw. W ramach spraw określonych w art. 83 ustawy o rynku mocy [12], Regulamin w zakresie nieunormowanym przepisami tej ustawy oraz przepisami aktów wykonawczych do tej ustawy, reguluje szereg bardzo istotnych z punktu widzenia wdrożenia rynku mocy w Polsce kwestii, w tym:

- prawa i obowiązki OSP oraz wnioskodawców w ramach tzw. certyfikacji ogólnej oraz jej przebieg;
- prawa i obowiązki OSP oraz dostawców mocy w ramach certyfikacji do aukcji mocy oraz aukcji mocy, a także ich przebieg – stanowiąc w tym zakresie ustalone przez OSP warunki aukcji w rozumieniu przepisów kodeksu cywilnego;
- prawa i obowiązki OSP oraz dostawców mocy w ramach zawartych umów mocowych – stanowiąc w tym zakresie wraz ze wzorem umowy mocowej (będącym załącznikiem do Regulaminu) ustalony przez OSP cywilnoprawny wzorzec umowy w rozumieniu przepisów kodeksu cywilnego;

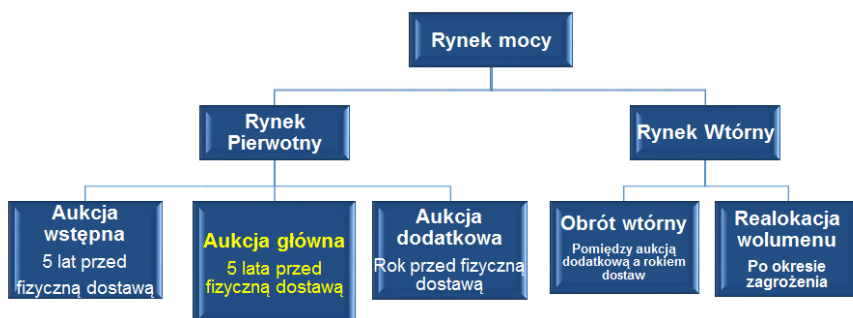
- zawieranie umów mocowych pomiędzy OSP a dostawcami mocy w wyniku transakcji dokonywanych pomiędzy dostawcami mocy w ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym;
- wypłatę dostawcom mocy premii określonej przepisami ustawy o rynku mocy.

Jak widać powyżej zakres Regulaminu, a co się z tym wiąże, także i jego objętość są bardzo szerokie. Jednak Regulamin stanowi podstawę dalszych działań na rynku mocy, a także ocenę możliwości udziału i rolę uczestników tego rynku, w tym przedsiębiorstw energetycznych (też spółek obrotu) i odbiorców końcowych. Co ważne, a co wskazano także w [6], Regulamin nie mając jednolitego charakteru prawnego, odnosi się wprost zarówno do relacji kontraktowych wynikających z zawartych umów mocowych, jak też do relacji nie mających takiego charakteru, a związanych z wykonywaniem procesów rynku mocy przewidzianych zapisami ustawy. W związku z powyższym zapisy i postanowienia Regulaminu należy czytać zawsze łącznie z przepisami ustawy o rynku mocy [12] oraz (po ich opublikowaniu) z przepisami aktów wykonawczych do tej ustawy, w stosunku do których postanowienia Regulaminu mają charakter wyłącznie komplementarny [6].

Zgodnie z art. 93. ustawy o rynku mocy [12] OSP opracował i przedłożył po raz pierwszy Prezesowi URE do zatwierdzenia projekt Regulaminu w dniu 28 lutego 2018 r. Prezes URE ma wydać decyzję w sprawie zatwierdzenia Regulaminu do 30 marca 2018 r.

3. Rynek wtórny

Oprócz odbywających się na tzw. rynku pierwotnym aukcji, przyjęty w Polsce model mechanizmu mocowego, zgodnie z rysunkiem 3 poniżej, obejmuje tzw. rynek wtórny.



Rys. 3. Podstawowe elementy polskiego mechanizmu mocowego [1]

Podstawowe zapisy dotyczące tego obszaru zawarte są bezpośrednio w rozdziale 7 ustawy o rynku mocy [12]. Jednak część zapisów innych rozdziałów ustawy, m.in. dotyczących certyfikacji, obejmuje także zasady działania na rynku wtórnym.

Należy podkreślić, że udział w rynku wtórnym wymaga pozytywnego przejścia procesu odpowiedniej certyfikacji. Zgodnie z ust. 1 art. 15 ustawy w certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych właściciel jednostki (fizycznej, fizycznej zagranicznej albo redukcji zapotrzebowania planowanej) lub podmiot przez niego upoważniony do dysponowania tą jednostką składa operatorowi m.in. wniosek o dopuszczenie do udziału w rynku wtórnym. Na podstawie ww. wniosku OSP wydaje certyfikat: potwierdzający utworzenie jednostki rynku mocy, jeżeli właściciel jednostki fizycznej lub podmiot przez niego upoważniony złożył wniosek o jej utworzenie, oraz dopuszczający tę jednostkę rynku mocy do udziału w rynku wtórnym w odniesieniu do okresu dostaw, którego dotyczyła dana certyfikacja.

Transakcje na rynku wtórnym będą obejmowały dwa podstawowe obszary:

- 1) przenoszenie obowiązku mocowego jednostki rynku mocy w całości lub w części na jednostkę rynku mocy innego dostawcy mocy – w zakresie przyszłej części okresu dostaw, po zakończeniu aukcji dodatkowych; będzie [8] stanowić podstawowe narzędzie do zarządzania ryzykiem niedyspozycyjności planowanej i co do zasady będzie obejmować handel większym wolumenem mocy na dłuższy okres;
- 2) realokację wielkości wykonanego obowiązku mocowego pomiędzy jednostkami rynku mocy – w zakresie niewykonania obowiązku mocowego przez jedną jednostkę rynku mocy oraz dostarczenia przez inną jednostkę mocy ponad wielkość wymaganą w okresie zagrożenia, po jego zakończeniu; zakłada się [8], że: realokacja będzie podstawowym narzędziem do zarządzania ryzykiem niedyspozycji nieplanowanej i co do zasady będzie obejmować handel mniejszym wolumenem mocy na krótszy okres (MW-h).

Powyższy podział wskazuje na dwa różniące się terminem realizacji i przeznaczeniem/celem obszary rynku wtórnego, co będzie z pewnością skutkowało powstaniem różnych produktów i form handlu, jak i cen określonych obowiązków mocowych. W związku z powyższym na przedmiotowym rynku wtórnym będziemy mieli minimum dwa „podryniki”, w ramach których transakcję będą mogły się odbywać zarówno na rynkach zorganizowanych, jak i bezpośrednio pomiędzy stronami (tu dostawcami mocy). Transakcje zawierane będą przez dostawców mocy w dowolnej formie i zgłaszane w rejestrze rynku mocy. Niezależnie od tego należy pamiętać, że OSP nie jest podmiotem prowadzącym rynek wtórny.

Należy także zwrócić uwagę, że na potrzeby transakcji na rynku wtórnym obowiązki mocowe mogą podlegać podziałowi zarówno w dziedzinie czasu, jak i w dziedzinie mocy. Takie podejście umożliwi znaczne rozszerzenie możliwości

handlowych – produktowych na rynku wtórnym. Każda umowa mocowa w ramach rynku wtórnego będzie więc mogła być podzielona na wiele umów obejmujących mniejsze wolumeny mocy oraz przedziały czasowe.

Zgodnie jednak z ustawą o rynku mocy [12], a w ślad za tym za Regulaminem [9], co wzbudzało dyskusje podczas procesów konsultacji (zarówno ustawy, jak i Regulaminu), OSP może wyrazić sprzeciw wobec transakcji w przypadku niespełnienia warunków wynikających z ustawy o rynku mocy [12] szerzej określonych w Regulaminie [9], w terminie 3 dni roboczych od chwili zgłoszenia, z wykorzystaniem funkcjonalności rejestru (rynku mocy) oraz poprzez automatyczne przesłanie wiadomości e-mail. W przypadku kiedy zgłoszona do rejestru transakcja została zgłoszona przez osobę, która nie posiadała właściwego umocowania do reprezentowania dostawców mocy, transakcję uznaje się za nieskuteczną wobec OSP. W przypadku wyrażenia przez OSP sprzeciwu wobec transakcji, stronom danej transakcji działającym łącznie przysługują uprawnienia reklamacyjne.

Mając na uwadze zapisy ustawy o rynku mocy [12], ale i Regulaminu [9], należy za [8] podkreślić, że w rynku wtórnym nie mogą uczestniczyć jednostki rynku mocy (JRM):

- DSR, które nie wykonały testu zdolności redukcji zapotrzebowania;
- nowe wytwórcze, które nie osiągnęły tzw. operacyjnego kamienia milowego (OKM – patrz Regulamin [9]);
- które nie przeszły pozytywnie testowego okresu zagrożenia;
- które nie uiściły kary w związku z niewykonaniem obowiązku mocowego;
- składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego.

Przeniesienie obowiązku mocowego jednej JRM na JRM innego dostawcy mocy w wyniku zawarcia transakcji na rynku wtórnym (obróć wtórny obowiązkiem mocowym, patrz wyżej) traktowane będzie jak:

- zmiana umowy mocowej jednostki rynku mocy, z której przenoszony jest obowiązek mocowy – jeżeli obowiązek mocowy przenoszony jest w części;
- rozwiązanie umowy mocowej, z której przenoszony jest obowiązek mocowy – jeżeli obowiązek mocowy przenoszony jest w całości;

oraz

- zawarcie umowy mocowej – w odniesieniu do jednostki rynku mocy nieobjętej dotychczas obowiązkiem mocowym, albo
- zmiana umowy mocowej – w odniesieniu do jednostki rynku mocy objętej umową mocową.

4. Wnioski

1. Kluczowym dla polskiego rynku mocy dokumentem prawnym wdrażającym mechanizm mocowy jest przyjęta przez Sejmy RP w dniu 8 grudnia 2017 r. ustawa o rynku mocy. Duże znaczenie dla działania mechanizmu będzie mieć także Regulamin Rynku Mocy, którego konsultacje zakończyły się 28 lutego 2018 roku, a który Prezes URE ma zatwierdzić do 30 marca 2018 r.
2. Wprowadzenie rynku mocy w Polsce ma stanowić głównie efekt zachęty do budowy nowych mocy, modernizowania oraz niewycofywania istniejących mocy.
3. W przyjętym w Polsce modelu rynku mocy możliwy będzie udział jednostek DSR, tzw. jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania (JRM DSR) należących do odbiorców albo agregatorów.
4. Należy podkreślić, że uczestnicy rynku energii w Polsce, w tym przedstawiciele spółek obrotu zrzeszonych w TOE, włączali się we wszystkie prowadzone nad modelem rynku mocy prace. Tak jak wskazano we wcześniejszych referatach autora ([3] i [4]) dla sektora obrotu kluczowy będzie wpływ planowanych zmian na działania sprzedawców w zakresie hurtowego, jak i detalicznego rynku energii, w tym na ewentualne zmiany cen energii oraz zmiany zachowań wytwórców i odbiorców końcowych. Dla przedsiębiorstw obrotu ważnym elementem mechanizmu mocowego może być także tzw. rynek wtórny.

Literatura

- [1] Dąbrowski T.: Rynek mocy. Cel wdrożenia ustawy w Polsce, uwarunkowania unijne i polskie, kluczowe założenia koncepcji i ustawy. Seminarium TOE: Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy – analiza wybranych zapisów, uwarunkowania wdrożenia. Ministerstwo Energii, Warszawa, 6 marca 2018 r.
- [2] Kulesa M.: Handel energią elektryczną. Studia Podyplomowe Funkcjonowanie Rynku Energii. Szkoła Główna Handlowa. Warszawa, 18 listopada 2017 r.
- [3] Kulesa M.: Koncepcja i możliwości wdrożenia rynku mocy w Polsce – wybrane nowe uwarunkowania unijne i polskie. W: Materiały XXIII Konferencji Naukowo – Technicznej: Rynek Energii Elektrycznej: „Rynek Energii Elektrycznej: Zmiany w energetyce i wokół niej”, Kazimierz Dolny, 25-27 kwietnia 2017 r.
- [4] Kulesa M.: Świadczenie regulacyjnych usług systemowych w systemie elektroenergetycznym a wprowadzenie rynku mocy. W: Materiały XXII Konferencji Naukowo-Technicznej: Rynek Energii Elektrycznej: „Bezpieczeństwo energetyczne Polski”, Kazimierz Dolny, 25-27 kwietnia 2016 r.

-
- [5] Kulesa M.: Rynek mocy – wybrane uwarunkowania a model rynku energii elektrycznej w Polsce. W: Materiały XXI Konferencji Naukowo-Technicznej Rynek Energii Elektrycznej: „Rozwój rynku a konkurencyjność gospodarki”, Kazimierz Dolny, 11-13 maja 2015 r.
 - [6] Praca zbiorowa: Regulamin rynku mocy. Materiały ze spotkania konsultacyjnego. PSE S.A. Warszawa, 2 lutego 2018 r.
 - [7] Praca zbiorowa: Rynek energii elektrycznej w Polsce – stan na 31 marca 2017 r. Towarzystwo Obrotu Energią. Warszawa, 31 marca 2017 r.
 - [8] Przybylski M.: Rynek wtórny, wykonanie obowiązków mocowych rozliczenia, harmonogram Seminarium TOE: Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy – analiza wybranych zapisów, uwarunkowania wdrożenia. PSE S.A., Warszawa, 6 marca 2018 r.
 - [9] Regulamin rynku mocy (wersja przedłożona Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki). PSE S.A. Konstancin Jeziorna, 28 lutego 2018 r.
 - [10] Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, Ministerstwo Energii, 30 września 2016 r.
 - [11] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2012 poz. 1059 z późn. zm.).
 - [12] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. 2018 poz. 9)
 - [13] <http://www.cire.pl>
 - [14] <http://www.pse.pl>
 - [15] <http://www.toe.pl>