

Adam Kowalski, radca prawny - partner, Kancelaria Adwokatów i Radców Prawnych Dziedzic Kowalski Kornasiewicz i Partnerzy

RYNEK MOCY

w świetle projektowanych regulacji prawnych

Temat wprowadzenia w Polsce rynku mocy¹ jest podejmowany w debacie publicznej od kilku lat. Sytuacja związana z niedostatkim mocy, jaka miała miejsce w sierpniu 2015 r. i związane z powyższym wprowadzenie przez OSP 20-tego stopnia zasilania, nadał przedmiotowej debacie bardziej konkretny wymiar.



Fot. pixabay.com

W lipcu br. Ministerstwo Energii przedstawiło opracowany wspólnie z PSE SA projekt regulacji prawnych wprowadzających w naszym kraju mechanizmy wynagradzania mocy². Zaprezentowany model rozwiązań opiera się na scentralizowanym systemie wdrożonym w 2014 r., w Wielkiej Brytanii. W niniejszym opracowaniu zostały przedstawione podstawowe założenia projektowanej regulacji.

■ Cele wprowadzenia w Polsce rynku mocy

Głównym celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie długofalowym. Rynek mocy tworzy dodatkowe, w stosunku do rynku energii elektrycznej, źródło pokrywania kosztów stałych zasobów wytwórczych niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Dzięki kontraktowaniu mocy z kilkuletnim wyprzedzeniem, rynek mocy stwarza jasne sygnały cenowe sprzyjające podejmowaniu decyzji o budowie nowych mocy wytwórczych, co jest istotne wobec dużego stopnia zużycia istniejących źródeł wytwórczych³. Ponadto projektowane rozwiązania - poprzez objęcie rynkiem mocy odbiorców mogących sterować swoim zużyciem - stwarzają warunki do rozwoju usług redukcji zapotrzebowania (DSR). W założeniu projektodawców rynek mocy nie ma stanowić mechanizmu wsparcia dla sektora wytwarzania. Ma to być mechanizm rynkowy, którego celem jest zapewnienie wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przy jednoczesnej minimalizacji kosztów z punktu widzenia gospodarki. Istotnym założeniem rynku mocy jest jego neutralność technologiczna gwarantująca jednolite warunki konkurencji dla wszystkich technologii produkcji energii oraz DSR. Koszty utrzymania wymaganych mocy w systemie poniosą odbiorcy energii elektrycznej, uiszczając opłatę mocową doliczaną do rachunku za energię.

■ Uczestnicy Rynku Mocy

Zgodnie z przyjętym projektem, podstawową kategorią rynku mocy jest Jednostka Rynku Mocy (JRM). Jednostka Rynku Mocy może działać jako JRM W lub JRM DSR. Jednostką Rynku Mocy Wytwórczą jest Jednostka Fizyczna lub grupa Jednostek Fizycznych posiadających zdolność dostawy mocy do systemu elektroenergetycznego w wyniku wykorzystania procesów wytwarzania energii elektrycznej. Jednostka Rynku

” Głównym celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie długofalowym

Mocy DSR oznacza Jednostkę Fizyczną lub grupę Jednostek Fizycznych posiadających zdolność dostawy mocy do systemu elektroenergetycznego w wyniku: 1) sterowanego odbioru, 2) źródła wytwórczego niebędącego samodzielnie Jednostką Fizyczną. W rynku mocy mogą brać udział istniejące lub planowane źródła wytwarzania o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW, z wyłączeniem źródeł stanowiących tzw. generację z licznikiem (które mogą brać udział w rynku mocy jako JRM DSR). W rynku mocy mogą uczestniczyć także mniejsze źródła wytwarzania, tj. o mocy mniejszej niż 2 MW, ale wówczas muszą one działać w grupie Jednostek Fizycznych o łącznej mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW i nie większej niż 50 MW. W podobny sposób na rynku mocy mogą działać JRM DSR, tj. jako Jednostki Fizyczne o mocy nie mniejszej niż 2 MW lub jako grupy Jednostek

Fizycznych o łącznej mocy pomiędzy 2 a 50 MW.

Na runku mocy stroną procesów jest Dostawca Mocy. Może on działać jako Dostawca Mocy Wytwórczych lub Dostawca DSR⁴. Dostawca Mocy jest właścicielem JRM lub, nie będąc właścicielem, posiada wyłączne prawo do dysponowania JRM w zakresie niezbędnym do świadczenia usług na rynku mocy.

Głównym administratorem Rynku Mocy jest OSP, który m. in. 1) opracowuje Regulamin Rynku Mocy oraz wyznacza parametry aukcji, 2) prowadzi certyfikację, 3) wykonuje analizy bilansowe, 4) przeprowadza aukcje, 5) zawiera Umowy Mocowe, 6) prowadzi Rejestr Rynku Mocy, 7) ogłasza okresy zagrożenia, 8) rozlicza płatności z tytułu realizacji Obowiązku Mocowego. Operatorzy systemów dystrybucyjnych pełnią rolę wsparcia dla administratora RM, które przejawia się we współpracy z OSP w zakresie certyfikacji JRM oraz udostępnianiu danych pomiarowych dla celów sprawdzenia wykonania Obowiązku Mocowego i rozliczeń. Ponadto OSD pobierają opłaty mocowe od odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej i przekazują je OSP.

Nadzór nad rynkiem mocy sprawuje prezes URE, który m. in. 1) zatwierdza Regulamin Rynku Mocy oraz opiniuje parametry aukcji, 2) zatwierdza wyniki aukcji, 3) zatwierdza stawki opłaty mocowej i parametry jej kalkulacji, 4) nadzoruje poprawność naliczania opłaty mocowej, 5) rozstrzyga spory. Natomiast same parametry aukcji podlegają zatwierdzeniu przez ministra energii. Organ ten zatwierdza, a także publikuje parametry alokacji kosztów RM na odbiorców.

■ Proces certyfikacji JRM

Warunkiem udziału JRM w aukcji jest uzyskanie stosownego certyfikatu. Sama certyfikacja składa się z trzech procesów: 1) procesu certyfikacji ogólnej⁵ (podczas której są przekazywane podstawowe informacje techniczno-ekonomiczne oraz średnio- i długo-terminowe założenia w zakresie planów produkcyj-

nych), 2) procesu certyfikacji do aukcji głównej (uprawnniającej do udziału w aukcji głównej oraz w rynku wtórnym), 3) procesu certyfikacji do aukcji dodatkowej (uprawnniającej do udziału w aukcji dodatkowej oraz rynku wtórnym). Procesy certyfikacji są prowadzone przez OSP we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych. Proces certyfikacji ogólnej prowadzony jest na początku każdego roku kalendarzowego. Pozytywny wynik certyfikacji jest warunkiem udziału w rynku mocy oraz procesie certyfikacji do aukcji głównej, oraz aukcji dodatkowej, które są prowadzone przed rozpoczęciem odpowiedniej aukcji. Jednostka Rynku Mocy, która pozytywnie przeszła proces certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej, staje się certyfikowaną JRM na dany Rok Dostawy (CJRM). Certyfikat wydawany przez OSP (w postaci stosownego wpisu w Rejestrze Rynku Mocy) jest potwierdzeniem, że dana JRM z określoną mocą może brać udział w pierwotnym i wtórnym rynku.

Przebieg procesu certyfikacji uzależniony jest od typu JRM. Wyróżnia się następujące typy JRM w procesie certyfikacji oraz pozostałych procesach rynku mocy:

1) Istniejące JRM W i JRM DSR, które mogą zawierać Umowy Mocowe na Okres Dostaw⁶,

2) Modernizowane JRM W, które mogą zawierać 5-letnie lub krótsze Umowy Mocowe, lecz nie krótsze niż na Okres Dostaw,

3) Nowe JRM W, które mogą zawierać 15-letnie lub krótsze Umowy Mocowe, lecz nie krótsze niż na Okres Dostaw.

Modernizowana JRM W powinna wykazać, w procesie certyfikacji, wartość planowanych nakładów inwestycyjnych o wysokości nie niższej od wymaganego poziomu⁷ nakładów inwestycyjnych dla jednostki modernizowanej. Za Nową JRM W uważa się:

- każdą planowaną JRM W, która nie zawiera elementów lub układów technologicznych fizycznie istniejących w planowanej lokalizacji inwestycji,

- każdą JRM W, która ma powstać przy wykorzystaniu elementów lub układów technologicznych fizycznie istniejących w planowanej lokalizacji,

- dla której zostanie wykazany wymagany poziom nakładów inwestycyjnych.

Wymagane nakłady inwestycyjne dla Nowych i Modernizowanych JRM W muszą zostać poniesione w okresie pomiędzy styczniem roku $n-5$, a Rokiem Dostaw n w przypadku Umów Mocowych zawieranych w wyniku aukcji głównej lub dodatkowej właściwej dla danego Roku Dostaw.



Procesy certyfikacji są prowadzone przez OSP we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych

Jednostki Rynku Mocy DSR mogą ubiegać się o certyfikację jako Potwierdzonej JRM DSR lub jako Niepotwierdzonej JRM DSR. W pierwszym przypadku JRM DSR przedkłada Certyfikat Testu DSR zawierający konfigurację fizycznych punktów pomiarowych JRM DSR oraz potwierdzoną moc osiągalną JRM DSR. W drugim przypadku JRM DSR zobowiązuje się do wykonania Testu DSR, nie później niż na 1 miesiąc przed rozpoczęciem Okresu Dostaw, którego dotyczy aukcja.

■ Aukcje

Rynek pierwotny na Rok Dostaw n odbywa się na aukcji głównej, prowadzonej w roku $n-4$ oraz na aukcji dodatkowej, prowadzonej w roku $n-1$. Aukcja główna dotyczy całego Roku Dostawy n , natomiast aukcja dodatkowa jest prowadzona na Kwartały Roku Dostawy n .

Jednostki Rynku Mocy mogą działać w czasie aukcji, albo jako Cenotwórcy,

albo jako Cenobiorcy. Status Cenotwórcy posiadają Nowe JRM W, Modernizowane JRM W oraz JRM DSR. Jednostki te nie mają ograniczeń cenowych w oferowaniu mocy, w czasie aukcji. Status Cenobiorcy posiadają natomiast Istniejące JRM W. Jednostki te, w czasie aukcji, mogą składać oferty cenowe nie wyższe niż maksymalny poziom cen dla cenobiorców określony w parametrach aukcji.

Parametrami aukcji (publikowanymi najpóźniej na 24 tygodnie przed rozpoczęciem aukcji) są: 1) Rok Dostawy (w przypadku aukcji dodatkowej - Kwartały Roku Dostawy), 2) parametry krzywej zapotrzebowania na moc, 3) poziomy nakładów inwestycyjnych dla Modernizowanych JRM W oraz Nowych JRM W, 4) maksymalne ceny ofertowe dla Istniejących JRM W o statusie cenobiorcy, 5) liczba rund aukcji.

Aukcje są prowadzone w formie tzw. aukcji holenderskiej, tj. aukcji o spadającej cenie. Aukcja jest podzielona na, z góry określoną, liczbę rund. W każdej rundzie jest ustalana cena wywoławcza, która jest obniżana w kolejnych rundach. CJRM uczestnicząc w danej rundzie, zgadza się na realizację obowiązku mocowego po aktualnej cenie wywoławczej. W każdej rundzie CJRM może zrezygnować z uczestnictwa w kolejnych rundach, zgłaszając ofertę wyjścia. Zgłoszenie oferty wyjścia zmniejsza łączny oferowany wolumen mocy w następnych rundach. Aukcja kończy się w momencie, gdy łączny oferowany wolumen mocy będzie mniejszy niż zapotrzebowanie na moc wynikające z krzywej popytu. Z chwilą ogłoszenia przez prezesa URE ostatecznych wyników aukcji następuje zawarcie Umowy Mocowej.

■ Rynek wtórny

Celem rynku wtórnego jest ograniczenie ryzyka związanego z brakiem możliwości wywiązania się z Obowiązku Mocowego przez Dostawcę Mocy. Rynek wtórny jest realizowany jako obrót wtórny lub jako realokacja wolumenu. Stronami transakcji na rynku wtórnym są:

- Sprzedający - Dostawca Mocy, który dokonuje sprzedaży Obowiązku Mocowego wobec OSP,
- Kupujący - Dostawca Mocy, który nabywa i przejmuje ww. Obowiązek Mocowy.

Przeniesienie Obowiązku Mocowego może odbywać się wyłącznie pomiędzy CJRM, przy czym w przypadku przeniesienia obowiązku na Niepotwierdzoną JRM DSR, przeniesienie to musi zostać poprzedzone uzyskaniem przez ww. JRM Certyfikatu Testu DSR. Przedmiotem transakcji nie mogą być jednak Obowiązki Mocowe z Nowej CJRM W dla pierwszego roku dostaw.

■ Proces rozliczeń

Zawarcie Umowy Mocowej uprawnia Dostawcę Mocy do otrzymywania wynagrodzenia za moc, zgodnie z ceną rozliczeniową ustaloną w wyniku aukcji mocy, w czasie której dana moc CJRM została zakontraktowana. Okresem Rozliczeniowym Rynku Mocy jest miesiąc kalendarzowy. Należność płatna do Dostawcy, w związku z daną CJRM, jest równa iloczynowi odniesionemu do miesiąca kalendarzowego Obowiązku Mocowego oraz ceny rozliczeniowej. Dostawcy Mocy może także przysługiwać premia z tytułu dostarczenia mocy ponad SOM⁸ w Okresie Zagrożenia, przy czym premia ta jest rozliczana w układzie rocznym. Natomiast zobowiązaniem Dostawcy Mocy wobec OSP jest wolumen kar w danym miesiącu kalendarzowym, wynikający z iloczynu niewykonania SOM oraz war-

tości kary za niewykonanie Obowiązku Mocowego.

■ Alokaacja kosztów rynku mocy na odbiorców

Koszty rynku mocy pokrywają odbiorcy końcowi, uiszczając opłatę mocową, stanowiącą część taryfy za dostarczanie energii elektrycznej i podlegającą zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Stawka opłaty mocowej może być różnicowana dla poszczególnych miesięcy Roku Dostawy i ustalana oddzielenie dla:

- gospodarstw domowych, które nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe z rejestracją co najmniej godzinową,
- gospodarstw domowych, które są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe z rejestracją co najmniej godzinową,
- pozostałych odbiorców.

W przypadku gospodarstw domowych, które nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe z rejestracją co najmniej godzinową, opłata ma charakter ryczałtowy i jest płatna za punkt pomiarowy. W tym wypadku, stawka jest różnicowana w zależności od rocznego zużycia energii elektrycznej. Dla pozostałych odbiorców opłata mocowa jest obliczana na podstawie stawki opłaty mocowej oraz wolumenu zużycia energii w wybranych godzinach doby, poszczególnych miesięcy. Godziny te mogą obejmować szczyt zapotrzebowania na moc w KSE i/lub uwzględniać szczytowe zapotrzebowanie poszczególnych odbiorców.

■ Wnioski

Pozytywnym elementem przedstawionego przez ME projektu jest objęcie rynkiem mocy odbiorców mogących sterować swoim popytem lub wykorzystywać własne źródła, czyli wprowadzenie instytucji JRM DSR. W tym zakresie należy jednak wskazać, że ograniczenie dla ww. Jednostek, polegające na możliwości zawierania jedynie umów rocznych, może spotkać się z zarzutem dyskryminacji. Zarzut taki został postawiony analogicznej regulacji ustawy brytyjskiej w skardze do ETS złożonej przez *Tempus Energy i Tempus Energy Technology c/a Komisja*⁹. Natomiast objęcie rynkiem mocy istniejących JRM W, które nie prowadzą modernizacji, wywołuje największą wątpliwość. Takie rozwiązanie jest podstawą zarzutu, że polski projektodawca powtarza błąd pierwowzoru, a przewidziane mechanizmy wynagradzania mocy stanowią *de facto* dopłatę do starych i wyeksploatowanych elektrowni¹⁰. Kwestie związane z udziałem w rynku mocy istniejących JRM W nieprowadzących modernizacji mogą stanowić element trudny do utrzymania, w kontekście konieczności notyfikacji proponowanych rozwiązań Komisji Europejskiej¹¹. W tym zakresie należy jednak mieć na uwadze, że przedstawiony projekt ma charakter wstępny i przeprowadzony przez Ministerstwo Energii proces konsultacji społecznych może przyczynić się do zmiany niektórych rozwiązań.

□

1) Zdaniem prof. W. Mielczarskiego rynki mocy to wspólna nazwa dla wielu bardzo różnych rozwiązań dotyczących części regulacyjnych usług systemowych, które mają głównie za zadanie zwiększenie rezerw mocy w szczytach zapotrzebowania oraz zwiększenie dyspozycyjności źródeł wytwórczych (zob. W. Mielczarski, *Rynki mocy czy usługi regulacyjne*, <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,203,item,129937,2,1,4,0,290531,0,ryniki-mocy-czy-uslugi-regulacyjne.html#komentarz> dostęp: 22.08.2016 r.)

2) *Projekt rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy*, Wersja 1.0, www.me.pl dostęp: 22.08.2016 r.

3) Według niektórych prognoz w Polsce już w 2020 r. mogą wystąpić problemy ze zbilansowaniem systemu (zob. *Raport PKEE: brak rynku mocy w Polsce to koszt ponad 10 mld zł rocznie*, <http://www.elektroonline.pl/news/9160,PKEE-Brak-rynku-mocy-w-Polsce-to-koszt-ponad-10-ml-d-zl-rocznie> dostęp: 22.08.2016 r.).

4) Możliwa także jest sytuacja, w której jeden Dostawca Mocy będzie pełnił funkcję zarówno Dostawcy Mocy Wytwórczych, jak i Dostawcy DSR.

5) Certyfikacja ogólna jest obowiązkowa dla wszystkich istniejących Jednostek Fizycznych wytwórczych o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW.

6) Okres Dostaw oznacza odpowiednio Rok Dostaw lub Kwartał Dostaw.

7) Wymagany poziom nakładów inwestycyjnych, który uprawnia do kwalifikacji JRM jako Modernizowanej JRM W oraz Nowej JRM W jest ogłaszany przed rozpoczęciem procesu certyfikacji do aukcji.

8) Skorygowany Obowiązek Mocowy.

9) Sprawa zarejestrowana pod sygn. akt T-793/14.

10) W. Mielczarski, *Polski rynek mocy powtarza brytyjskie błędy*, <https://biznesalert.pl/mielczarski-polski-rynek-mocy-powtarza-brytyjskie-bledy/> dostęp: 23.08.2016 r.

11) Analizowane mechanizmy wynagradzania mocy stanowią pomoc publiczną, która podlega notyfikacji Komisji Europejskiej.