

Model rynku mocy w Polsce

W dniu 4 lipca 2016 r. Ministerstwo Energii rozpoczęło proces konsultacji założeń do regulacji rynku mocy w oparciu o dokument pod nazwą „RYNEK MOCY – projekt rozwiązań funkcjonalnych” (dalej: „Projekt”). Jednocześnie Minister Energii zapowiedział, że projekt ustawy wprowadzającej polski rynek mocy będzie gotowy we wrześniu bieżącego roku i zostanie niezwłocznie notyfikowany Komisji Europejskiej, zaś wejście w życie nowej regulacji planowane jest na początek 2017 r.

Według autorów Projektu, podstawowym celem wdrożenia w Polsce rynku jest:

- stworzenie systemu zachęt do budowy nowych mocy, modernizowania oraz niewycofywania istniejących mocy;
- promowanie rozwoju usług redukcji zapotrzebowania (DSR);
- rozwój niesterowalnych OZE zabezpieczony poprzez moce sterowalne;
- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw do odbiorców końcowych w okresach zagrożeń

Podstawowe założenia rynku mocy:

[Podmioty rynku mocy] Uczestnikami rynku mocy (podmiotami oferującymi moc dyspozycyjną) będą tzw. Dostawcy Mocy, tj. podmioty, które są właścicielami bądź zostały wyznaczone do dysponowania Jednostkami Rynku Mocy (dalej „JRM”), tj.:

- (a) jednostkami (grupami jednostek) wytwarzającymi energię elektryczną (dalej „JRM W”), albo
- (b) jednostkami (grupami jednostek) deklarujących ograniczenie poboru (w tym poprzez faktyczne zmniejszenie poboru mocy bądź generację energii elektrycznej „za licznikiem”; dalej „JRM DSR”).

[Produkt rynku mocy] Produktem oferowanym na rynku mocy będzie Obowiązek Mocowy, tj. zobowiązanie do gotowości zapewnienia – w formie wytworzenia albo ograniczenia poboru – określonej mocy dyspozycyjnej netto w tzw. Okresach Zagrożenia przypadających w Okresach Dostaw.

Okresem Zagrożenia będą dowolne godziny szczytu zapotrzebowania (godziny 7:00-22:00 przypadające w dni robocze), w których planowane rezerwy mocy dyspozycyjnej dostępne dla OSP ponad zapotrzebowanie w KSE będą w procesach planowania dobowego pracy KSE mniejsze niż wymagany poziom rezerwy mocy dostępnej dla OSP – pod warunkiem, że OSP wyda ostrzeżenie o wystąpieniu Okresu Zagrożenia w trybie Normalnym (z 8-godzinnym wyprzedzeniem) bądź Nagłym (z 4-godzinnym wyprzedzeniem).

This information was prepared to advise the Firm's Clients of selected important changes in Polish law and does not represent a legal advice on a specific situation of any Client and should not be treated by Clients as such. Should you have any questions concerning the legal matters outlined above as they may apply to your business in Poland, please contact the partner in charge of your account.



Obowiązek Mocowy będzie mógł być oferowany dla następujących Okresów Dostaw:

- (a) rok kalendarzowy – w ramach aukcji głównej, bądź
- (b) kwartał kalendarzowy – w ramach aukcji dodatkowej.

Obowiązek Mocowy będzie potwierdzany poprzez zawarcie Umowy Mocowej pomiędzy Dostawcą Mocy i OSP na okres:

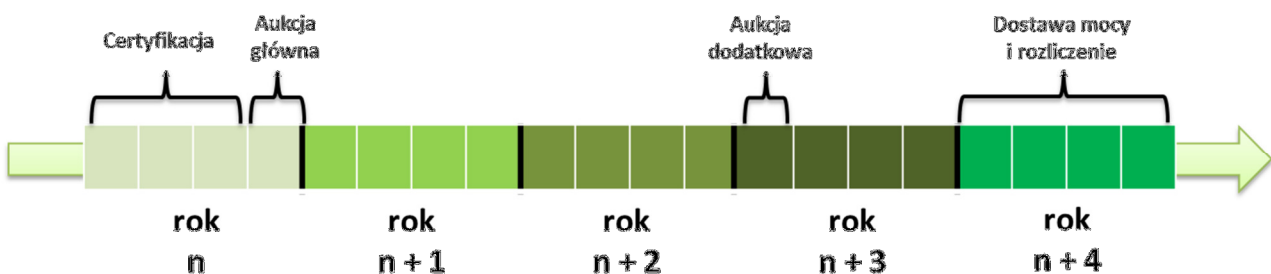
- (a) 1 roku dostaw - w przypadku istniejących JRM W oraz JRM DSR),
- (b) do 5 lat dostaw - w przypadku Modernizowanych JRM W), albo
- (c) do 15 lat dostaw - w przypadku Nowych JRM W).

[Uczestnictwo w rynku mocy] Według autorów Projektu, rynek mocy ma być neutralny technologicznie, jednak „przy uwzględnieniu parametrów jak poszczególne technologie przyczyniają się do zapewnienia bezpieczeństwa”. W rynku mocy nie będą mogły uczestniczyć wolumeny mocy dyspozycyjnej, które korzystają z innych systemów wsparcia (w tym wsparcie dla energii z OZE lub wysokosprawnej kogeneracji). W pierwszych latach funkcjonowania rynku mocy nie przewiduje się również udziału zasobów mocy zlokalizowanych poza granicami Polski.

[Ramy czasowe] Przewiduje się, że moce niezbędne do pokrycia w danym roku szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną będą kontraktowane w ramach:

- (a) aukcji głównych – przeprowadzanych z czteroletnim wyprzedzeniem, oraz
- (b) aukcji dodatkowych – przeprowadzanych z rocznym wyprzedzeniem.

Przewiduje się, że pierwsze wsparcie dla mocy wytwórczych i redukcji zużycia na rynku mocy zostanie udzielone w 2021 r. a zatem zakontraktowanie mocy jednostek w ramach aukcji głównej dla pierwszego roku funkcjonowania systemu wsparcia powinno nastąpić w roku 2017.



[Certyfikacja poprzedzająca aukcje] Udział w aukcjach będą mogły wziąć jedynie certyfikowane JRM („CJRM”), przy czym certyfikacja będzie odbywała się w następujących etapach:

Certyfikacja ogólna	Certyfikacja do aukcji głównej	Certyfikacja do aukcji dodatkowej
<ul style="list-style-type: none"> • celem certyfikacji ogólnej jest przyznanie statusu JRM oraz pozyskanie podstawowych danych o Dostawcach Mocy i planowanej mocy osiągalnej JRM w horyzoncie 5 lat, • przeprowadzana corocznie w okresie 1 stycznia – 10 lutego, • obowiązkowa dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej brutto nie niższej niż 2 MW i dobrowolna dla jednostek DSR. 	<ul style="list-style-type: none"> • celem jest wyłonienie podmiotów uprawnionych (i jednocześnie zobowiązanych) do wzięcia udziału w aukcji głównej, poprzez weryfikację prawnych i technicznych możliwości realizacji Obowiązku Mocowego przez JRM, • uczestnikami mogą być wyłącznie JRM certyfikowane w ramach certyfikacji ogólnej, • obowiązkowa dla istniejących JRM o mocy osiągalnej brutto co najmniej 50 MW (z wyjątkiem JRM, które korzystają z systemów wsparcia lub są przeznaczone do wycofania z eksploatacji przed rokiem dostawy). 	<ul style="list-style-type: none"> • dobrowolna, • dotyczy JRM nieobjętych Umową Mocową lub nadwyżki mocy osiągalnej nad Obowiązkiem Mocowym wynikającym z aukcji głównej.

Certyfikację mogą otrzymać JRM o mocy osiągalnej brutto nie niższej niż 2 MW, przy czym JRM reprezentujące zagregowane JRM W albo zagregowane JRM DSR powinny reprezentować moc osiągalną brutto w przedziale od 2 do 50 MW.



[Zasady prowadzenia aukcji] Aukcje będą prowadzone dla całego obszaru KSE za pomocą platformy elektronicznej.

Moc dyspozycyjna oferowana w aukcji głównej jest równa iloczynowi:

- (a) mocy osiągalnej netto JRM oraz
- (b) korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, odzwierciedlającego rzeczywistą uśrednioną dostępność mocy z odpowiedniego rodzaju/technologii źródeł mocy, z uwzględnieniem planowanych i nieplanowanych ubytków mocy.

Dla JRM agregujących źródła o różnym korekcyjnym współczynnikiem dyspozycyjności, będzie przyjmowany współczynnik właściwy dla źródła o najniższym współczynnikiem.

Rzeczywista wysokość wsparcia i sposób funkcjonowania rynku mocy będą na bieżąco regulowane przez Ministra Energii, bowiem parametry aukcji (w tym: zapotrzebowanie na moc dyspozycyjną, poziom nakładów inwestycyjnych dla nowych i modernizowanych jednostek wytwórczych, maksymalne ceny ofertowe, liczba rund aukcji) będą każdorazowo wyznaczane przez Ministra Energii, w oparciu o projekt przedstawiony przez OSP. Parametry aukcji będą zatwierdzane przez Ministra Energii najpóźniej na 24 tygodnie przed rozpoczęciem aukcji. Zmiana parametrów aukcji będzie mogła nastąpić nie później niż 3 tygodnie przed rozpoczęciem aukcji, przy czym każda taka zmiana umożliwi JRM rezygnację z udziału w aukcji.

W trakcie aukcji możliwa będzie zmiana deklarowanej długości obowiązywania Umowy Mocowej, natomiast niedopuszczalna będzie zmiana rocznego wolumenu mocy dyspozycyjnej.

[Wyznaczanie ceny w aukcji] Rynek mocy będzie oparty o system aukcji holenderskich, w których cena zamknięcia – cena równowagi popytu i podaży na moc wyznaczona w wyniku zakończenia kolejnych rund aukcji – będzie jednolita dla wszystkich JRM wygrywających aukcję (aukcja typu „pay as clear”).

[Umowa Mocowa] Przewiduje się, że Umowy Mocowe będą zawierane w formie elektronicznej z chwilą ich zapisania w rejestrze rynku mocy, co nastąpi po, odpowiednio: (i) ogłoszeniu przez Prezesa URE wyników aukcji – w przypadku zawarcia Umowy Mocowej na skutek aukcji, (ii) po wyrażeniu zgody na transakcję przez OSP – w przypadku obrotu na rynku wtórnym. Standard Umowy Mocowej opracowuje OSP.

[Rynek wtórny i realokacja mocy] Przewiduje się, że CJRM będą mogły przenosić między sobą Obowiązek Mocowy w ramach rynku wtórnego, na zasadach *ex-ante* – od momentu zakończenia aukcji dodatkowej (na poszczególne kwartały roku dostaw) aż do zakończenia danego roku dostaw, przy czym obrót wtórny będzie musiał dotyczyć całego okresu pozostałego do końca Okresu Dostaw po zawarciu transakcji na rynku wtórnym. Przeniesienie Obowiązku Mocowego nie może jednak dotyczyć pierwszego roku dostaw zakontraktowanych dla Nowej JRM.



Ponadto, gdy w ramach wykonywania Obowiązku Mocowego w Okresie Zagrożenia pojawi się nadwyżka Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego ponad Skorygowany Obowiązek Mocowy (por. uwagi poniżej) dopuszczalne będzie przeniesienie tej nadwyżki na inny podmiot w formie Realokacji Wolumenu na zasadach *ex post* (tj. po ewentualnym wykonaniu Obowiązku Mocowego z nadwyżką).

Czynności w ramach rynku wtórnego i realokacji mocy będą kontrolowane przez OSP.



[Kontrola prowadzenia inwestycji w zakresie Nowych i Modernizowanych JRM] Nowe i Modernizowane JRM będą zobowiązane do przedłożenia – jeszcze przed udziałem w aukcji – zabezpieczenia finansowego w wysokości proporcjonalnej do zadeklarowanej mocy dyspozycyjnej. Zabezpieczenia będą zwalniane pod warunkiem osiągnięcia tzw. Finansowego Kamienia Milowego (poniesienie co najmniej 10% łącznych planowanych nakładów finansowych i zawarcia umów inwestycyjnych na co najmniej 20% planowanych nakładów inwestycyjnych) w pierwszych 12 miesiącach od zakończenia aukcji głównej i zawarcia Umowy Mocowej. W braku osiągnięcia Finansowego Kamienia Milowego w terminie 12 miesięcy od zakończenia aukcji głównej, zabezpieczenie będzie zatrzymywane, a ponadto:

- (a) w przypadku Nowych JRM – Umowa Mocowa będzie rozwiązywana; zaś
- (b) w przypadku Modernizowanych JRM – okres obowiązywania Umowy Mocowej będzie skracany do 1 roku bez redukcji obowiązku mocowego (wymuszenie obrotu na rynku wtórnym).

Poza powyższym, Nowe i Modernizowane JRM będą weryfikowane pod kątem osiągnięcia tzw. Operacyjnego Kamienia Milowego, tj. realizacji zakresu rzeczowego i deklarowanych nakładów inwestycyjnych (weryfikacja w oparciu o raporty z wykonywania harmonogramu inwestycji przesyłane OSP co 6 miesięcy), jak również zdolności dostarczania mocy na poziomie co najmniej 95% obowiązku mocowego. Nieosiągnięcie Operacyjnego Kamienia Milowego spowoduje nałożenie kary pieniężnej i:

- (a) w przypadku Nowych JRM – rozwiązanie Umowy Mocowej, zaś
- (b) w przypadku Modernizowanych JRM – okres obowiązywania Umowy Mocowej będzie skracany do 1 roku bez redukcji obowiązku mocowego.

[Kontrola zdolności JRM DSR do redukcji mocy] JRM DSR są zobowiązane do otrzymania – na co najmniej 1 miesiąc przed rokiem dostaw – tzw. Certyfikatu Testu DSR, potwierdzającego zdolność do redukcji mocy. O ile Certyfikat Testu DSR nie został otrzymany przed etapem certyfikacji, JRM DSR będą zobowiązane do złożenia zabezpieczenia, które zostanie zwolnione po aukcji, o ile JRM DSR otrzyma Certyfikat Testu DSR na co najmniej 1 miesiąc przed rokiem dostaw.

[Realizacja obowiązku mocowego] Obowiązek Mocowy podlegać będzie realizacji w Okresach Zagrożenia, którymi będą dowolne godziny szczytu zapotrzebowania (godziny 7:00-22:00 przypadające w dni robocze), w których planowane rezerwy mocy dyspozycyjnej dostępne dla OSP ponad zapotrzebowanie w KSE będą w procesach planowania dobowego pracy KSE mniejsze niż wymagany poziom rezerwy mocy dostępnej dla OSP, pod warunkiem, że OSP wyda ostrzeżenie o wystąpieniu Okresu Zagrożenia w trybie Normalnym (z 8-godzinnym wyprzedzeniem) bądź Nagłym (z 4-godzinnym wyprzedzeniem).



Zakres Obowiązków Mocowych dla danego okresu może podlegać tzw. Uzasadnionej Korekcie (zmniejszeniu) w przypadku: (i) remontu JRM uzgodnionego z OSP, (ii) braku możliwości wyprowadzenia mocy z JRM z przyczyn leżących po stronie OSP/OSD, jak również (iii) przez pierwsze cztery godziny przy ostrzeżeniach w trybie nagłym – w przypadku niedyspozycyjności źródła wynikającej z charakterystyki rozruchu. Dostawca Mocy ponosi ryzyko niewykonania Obowiązku Mocowego z pozostałych przyczyn, takich jak: awaria, brak zapotrzebowania na ciepło (w przypadku instalacji kogeneracyjnych), brak paliwa, inne przyczyny technologiczne, siła wyższa.

Wykonanie Obowiązku Mocowego rozliczane będzie w jednostkach czasu stanowiących podstawowy okres handlowy na Rynku Bilansującym, przy czym w ramach rozliczeń będzie uwzględniane porównanie tzw. Skorygowanego Obowiązku Mocowego (SOM) oraz Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego (WSOM), gdzie:

- (a) wartością SOM dla danej CJRM będzie iloczyn:
 - (i) Obowiązku Mocowego danej CJRM, oraz
 - (ii) ilorazu:
 - a. tej części zapotrzebowania na moc netto w KSE, która nie została pokryta przez produkcję energii elektrycznej w źródłach wytwórczych nieuczestniczących w rynku mocy; oraz
 - b. sumy Obowiązku Mocowego wszystkich CJRM w pomniejszonego o Uzasadnione Korekty wszystkich CJRM;
- (b) wartością WSOM dla danej CJRM będzie:
 - (i) moc dyspozycyjna JWCD dostępna dla OSP w ramach procesów rynku bilansującego;
 - (ii) ilość energii elektrycznej netto wytworzonej przez nJWCD;
 - (iii) moc zgłoszona w ramach oferty redukcji przez CJRM DSR aktywną na rynku bilansującym;
 - (iv) faktyczny wolumen redukcji CJRM DSR, która nie złożyła oferty redukcji na rynku bilansującym,
 - w każdym wypadku powiększone o Uzasadnione Korekty.

W przypadku, gdy w danym Okresie Zagrożenia WSOM (po uwzględnieniu Realokacji Wolumenu WSOM) posiada wartość niższą niż SOM dla danego CJRM, Dostawca Mocy będzie zobowiązany do zapłaty kary. W przypadku, gdy WSOM (po uwzględnieniu Realokacji Wolumenu WSOM) posiada wartość wyższą niż SOM dla danego CJRM, Dostawca Mocy będzie uprawniony do premii w wysokości wynikającej z redystrybucji kar płatnych za dany Okres Zagrożenia przez podmioty, w przypadku których WSOM był niższy niż SOM.



[Budżet] Budżet przeznaczony na wsparcie rynku mocy jest szacowany przez Ministerstwo Energii na ok. 2-3 mld zł rocznie. Środki na jego sfinansowanie będą pochodziły z opłat pobieranych od odbiorców końcowych (tzw. *opłaty mocowe*), uwzględnianych w taryfach za przesyłanie / dystrybucję energii elektrycznej. Stawki opłaty mocowej będą podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE, przy czym:

- (a) gospodarstwa domowe, dla których nie prowadzi się godzinowego pomiaru zużycia, będą płaciły stawkę ryczałtową za punkt pomiarowy w zależności od wielkości mocy umownej, zaś
- (b) pozostali odbiorcy będą uiszczali opłaty w oparciu o stawkę zmienną naliczaną od ilości energii zużywanej w godzinach szczytu zapotrzebowania.

Klucz alokacji kosztów pomiędzy wymienione powyżej grupy odbiorców będzie zatwierdzał Minister Energii.

[Proces legislacyjny] Pomimo deklarowanej neutralności technologicznej rynku mocy i niskiego progu mocy osiągalnej warunkującej przystąpienie do aukcji (2 MW) projektowana regulacja rynku mocy nie będzie stanowiła istotnego wsparcia dla instalacji o niestabilnej charakterystyce generacji (instalacje kogeneracyjne zależne od zapotrzebowania na ciepło, instalacje OZE oparte na wietrze lub słońcu, które nie współpracują z magazynami energii). W odniesieniu do wymienionych instalacji przeszkodą dla udziału w rynku mocy będą w szczególności: (i) zakaz uzyskiwania podwójnego wsparcia (eliminacja z rynku mocy instalacji objętych odrębnymi systemami wsparcia, w szczególności dla energii z OZE lub kogeneracji), (ii) korygowanie mocy osiągalnej korekcyjnym współczynnikiem dyspozycyjności, który w przypadku agregacji różnych źródeł (w tym stabilnych, takich jak źródła na biogaz, oraz mniej stabilnych, takich jak generacja z wiatru) będzie oparty na współczynniku właściwym dla agregowanych źródeł o najmniejszej stabilności, (iii) system kar pieniężnych za niewykonanie obowiązku mocowego m.in. z przyczyn technologicznych.



Krzysztof Cichocki
Partner, radca prawny
+48 22 608 70 51
krzysztof.cichocki@skselegal.pl



Tomasz Młodawski
Radca prawny
+48 22 608 73 27
tomasz.mlodawski@skselegal.pl



Łukasz Wyszomirski
Prawnik
+48 22 608 73 21
lukasz.wyszomirski@skselegal.pl