



Rafał Hajduk, Radca Prawny, Partner, Kancelaria Domański Zakrzewski Palinka sp. k.

Wpływ rynku mocy

na działalność przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców końcowych energii elektrycznej

W dniu 18 stycznia 2018 r. weszła w życie ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Jeszcze w tym roku, w listopadzie i grudniu, odbędą się pierwsze aukcje mocy dla pierwszych trzech tzw. lat dostaw rynku mocy - 2021, 2022 i 2023 r.



fot. Pixabay.com

Wprowadzenie rynku mocy oznacza zasadniczą przebudowę modelu działania polskiego hurtowego rynku energii elektrycznej. W chwili obecnej funkcjonuje on jako tzw. rynek jednolity, na którym handluje się jedynie wyprodukowaną energią elektryczną. Wraz z rozpoczęciem funkcjonowa-

nia rynku mocy, polski hurtowy rynek energii elektrycznej stanie się tzw. rynkiem dwutowarowym - oprócz handlu samą energią elektryczną odbywającego się pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej, przedsiębiorstwami obrotu oraz odbiorcami końcowymi pojawi się też mechanizm scentralizowanego

pozyskiwania przez operatora systemu przesyłowego (OSP) czyli spółkę PSE S.A. zobowiązania do dostarczenia do systemu odpowiedniej mocy w określonych sytuacjach oraz do pozostawania w gotowości do jej dostarczenia.

Celem wprowadzenia rynku mocy jest realizacja jednego z zdań pań-

stwa w obszarze energetyki, którym jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, definiowanego w Prawie energetycznym jako zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Jak czytamy w uzasadnieniu do rządowego projektu ustawy o rynku mocy, istnieje kilka czynników warunkujących bezpieczeństwo dostaw, jednak w pierwszej kolejności zależy ono od dostępności źródeł wytwarzania energii elektrycznej w wielkości umożliwiającej pokrycie zapotrzebowania na moc i energię. Zgodnie z uzasadnieniem, przeprowadzone analizy wykazują, że w Polsce może w przeciągu dwóch dekad wystąpić znaczący niedobór mocy wytwórczych, wynikający z jednej strony z przewidywanego wzrostu zapotrzebowania szczytowego na moc i energię elektryczną, z drugiej - znacznego zakresu planowanych wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji. Niedobór mocy wytwórczych może spowodować konieczność wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przed odbiorców, co przekłada się na straty gospodarcze i społeczne. W opinii autorów uzasadnienia uniknięcie tego niedoboru nie byłoby możliwe w modelu rynku jednotowarowego - na takim rynku inwestorzy najprawdopodobniej nie podejmą decyzji o inwestycjach w nowe moce, mimo przewidywanego ich niedoboru, ze względu na brak wystarczającej wiedzy o m.in. prawdopodobieństwie, że w okresach niedoboru ceny będą na tyle wysokie, aby generować atrakcyjny sygnał inwestycyjny, brak wiedzy o przyszłym rozwoju źródeł objętych różnymi systemami wsparcia (np. OZE, kogeneracja) oraz brak możliwości przewidzenia cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Dodatkowo, zmniejsza się czas pracy jednostek sterowalnych, ze względu na priorytet sprzedaży energii pochodzącej z określonych technologii (w szczególności

OZE), a tym samym w przypadku źródeł sterowalnych pojawia się konieczność przenoszenia kosztów stałych na krótsze okresy ich pracy - co oznacza, że pokrycie tych kosztów wymagałoby jeszcze wyższych cen energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę kapitałochłonność inwestycji w moce wytwórcze oraz bardzo długi okres zwrotu z kapitału, w warunkach obecnego modelu rynku decyzje o inwestycjach w nowe moce są obciążone zbyt wysokim ryzykiem. Dlatego też, jak czytamy w uzasadnieniu, potrzebne jest przemodelowanie otoczenia regulacyjnego rynku energii elektrycznej w taki sposób, aby stworzyć silne zachęty ekonomiczne do budowy, utrzymywania i modernizacji jednostek wytwórczych oraz do zarządzania zużyciem energii i uelastyczenia popytu u odbiorców. W związku z tym podjęto decyzję o wprowadzeniu w Polsce scentralizowanego rynku mocy elektrycznej, w którym centralny nabywca - operator systemu przesyłowego - pozyskuje zobowiązanie do dostarczenia do systemu odpowiedniej mocy w określonych sytuacjach oraz do pozostawania w gotowości do jej dostarczenia. Zobowiązanie, nazwane obowiązkiem mocowym, oferują na aukcjach dostawcy mocy - wytwórcy, magazyny energii i niektórzy odbiorcy energii elektrycznej, a także podmioty reprezentujące grupy wytwórców albo odbiorców (tzw. agregatorzy). Aukcje dzielą się na aukcje główne - w ramach których kontraktowane są obowiązki mocowe na okresy roczne, oraz aukcje dodatkowe, w ramach których kontraktowane są obowiązki mocowe na okresy kwartalne. Aukcje odbywają się z określonym wyprzedzeniem przed rokiem, na który dostawcy mocy zaoferują swój produkt - w przypadku aukcji głównych co do zasady odbywają się one na 5 lat przed okresem dostaw, z wyjątkiem aukcji dla lat 2021, 2022 i 2023, dla których aukcje odbędą się już listopadzie i grudniu 2018 r. W zamian za realizację obowiązku mocowego, dostawcy mocy będą otrzymywać wynagrodze-

nie, na poziomie ustalonym w wyniku aukcji mocy, wypłacane przez spółkę Zarządca Rozliczeń S.A. Wynagrodzenia te będą finansowane poprzez tzw. opłatę mocową, która będzie pobierana od odbiorców energii poprzez, odpowiednio, taryfę przesyłową OSP lub taryfę dystrybucyjną OSD.

Obowiązek mocowy i warunki realizacji zobowiązań stron określone będą w umowie mocowej pomiędzy dostawcą mocy, OSP a Zarządcą Rozliczeń S.A.. Umowa taka będzie zawierana z mocy prawa, w sposób niejako automatyczny, z chwilą rozstrzygnięcia aukcji mocy. Obowiązek mocowy polega na zobowiązaniu dostawcy mocy do:

- pozostawania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz
- dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w tzw. „okresach zagrożenia” ogłaszanych przez OSP.

Dzięki zawarciu umów mocowych dostawcy mocy uzyskują dodatkowe źródło dochodów. Co do zasady umowy mocowe będą zawierane na okres jednego roku, jednak, co bardzo istotne, w określonych przypadkach umowy takie, z ustalonym wynagrodzeniem za wykonanie obowiązku mocowego, będą mogły być zawierane na okresy wieloletnie, do 5 a nawet 15 lat. Te dłuższe okresy będą dostępne dla jednostek fizycznych na które ponoszone są kwalifikowane nakłady inwestycyjne, przy czym najdłuższe okresy (do 15 lat) dotyczyłyby wyłącznie jednostek zupełnie nowych (tzw. planowanych). W ten sposób rynek mocy będzie spełniał swoją rolę zapewnienia sygnałów inwestycyjnych dla nowych mocy wytwórczych.

Tak fundamentalne przemodelowanie sposobu funkcjonowania rynku energii elektrycznej będzie miało istotny wpływ na wszystkich uczestników tego rynku - OSP, OSD, wytwórców, odbiorców a także spółki obrotu, w związku z

tym, iż każda z tych kategorii podmiotów będzie miała przypisaną rolę w ramach rynku mocy, oraz wynikające z niej prawa i obowiązki.

Zgodnie z ustawą, „uczestnikiem rynku mocy” są OSP, OSD, Zarządca Rozliczeń S.A., właściciele tzw. jednostek fizycznych oraz dostawcy mocy.

W tym miejscu konieczne wydaje się wyjaśnienie terminów „dostawca mocy, „jednostka fizyczna” oraz „jednostka rynku mocy”. Są to terminy odnoszące się do strony „podażowej” rynku mocy. Dostawca mocy jest to podmiot oferujący obowiązek mocy przez zasoby, którymi dysponuje jako ich właściciel albo podmiot upoważniony przez właścicieli. Tymi zasobami są „jednostki fizyczne” czyli zespoły urządzeń w systemie wyodrębnione w taki sposób, że możliwe jest dokonywanie z nich dostawy mocy. Jednostki fizyczne to przede wszystkim bloki elektrowni, mniejsze urządzenia wytwórcze oraz urządzenia odbiorców końcowych zdolne do redukcji zapotrzebowania. Jednostki fizyczne dzielą się na jednostki fizyczne wytwórcze oraz jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania. Jednostki fizyczne mogą uczestniczyć w rynku mocy jeżeli w ramach tzw. certyfikacji do aukcji (o czym niżej) zostaną przypisane do „jednostki rynku mocy” („JRM”) - JRM są formą, w stosunku do której w ramach rynku mocy określane są prawa i obowiązki (oraz ich wykonanie) dostawców mocy.

OSP jest podmiotem, na którym spoczywa obowiązek przeprowadzenia procesów rynku mocy, w szczególności:

- certyfikacji ogólnej - w celu pozyskania informacji o jednostkach fizycznych i wpisania ich do rejestru rynku mocy,
- certyfikacji do aukcji głównej - w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich do aukcji głównej,
- certyfikację do aukcji dodatkowych - w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich

do jednej lub większej liczby aukcji dodatkowych,

- aukcji głównych i dodatkowych.

Z kolei OSD są zobowiązani do współpracy z OSP, w szczególności w zakresie pozyskiwania informacji koniecznych dla ustalenia zapotrzebowania na moc i realizacji przez dostawców mocy ich obowiązków mocowych. Dodatkowo, OSD pełnią rolę płatników opłaty mocowej, tzn.

- pobierają opłatę mocową od podmiotów przyłączonych do ich sieci
- przekazują opłatę mocową do OSP
- uwzględniają wysokość opłaty mocowej i warunki jej stosowania w swojej tarifie
- sporządzają i przekazują do Prezesa URE pisemne informacje za każdy kwartał pobierania opłaty mocowej

Wytwórcy energii elektrycznej będą zapewniać większość podaży mocy na rynku, będąc samodzielnie dostawcami mocy bądź też udostępniając swoje jednostki fizyczne innym dostawcom mocy. Przede wszystkim, każdy właściciel jednostki fizycznej wytwórczej istniejącej, której moc osiągalna brutto jest nie mniejsza niż 2 MW ma obowiązek wziąć w certyfikacji ogólnej. Brak udziału w certyfikacji ogólnej jest zagrożony karą pieniężną nakładaną przez Prezesa URE w wysokości do 5% przychodu przedsiębiorcy w poprzednim roku podatkowym. Natomiast nie jest obowiązkowy udział w certyfikacjach do aukcji oraz w samych aukcjach. Jeżeli jednak wytwórca zamierza wziąć udział w aukcjach, musi przejść przez odpowiednio certyfikację do aukcji głównej lub aukcji dodatkowej, w ramach których tworzone są jednostki rynku mocy, które mogą uczestniczyć w aukcjach. W przypadku wygrania aukcji, wytwórca staje się stroną umowy mocowej, na podstawie której:

- jest zobowiązany do wykonania obowiązku mocowego;
- jest uprawniony do otrzymania wy-

nagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego.

Wprowadzenie rynku mocy ma też oczywiście wpływ na odbiorców energii elektrycznej. Przede wszystkim, wszystkie podmioty zużywające energię elektryczną będą uczestniczyć w rynku mocy niejako biernie - ponosząc ciężar opłaty mocowej, która będzie pobierana od nich w ramach, odpowiednio, taryfy przesyłowej lub dystrybucyjnej.

Odbiorcy energii elektrycznej mogą brać udział w rynku mocy także „aktywnie” jako dostawcy mocy - jeżeli dysponują „jednostką fizyczną redukcji zapotrzebowania”, czyli jednostką fizyczną dostarczającą moc do systemu poprzez czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej w wyniku wykorzystania:

- sterowanego odbioru lub
- jednostki wytwórczej będącej częścią instalacji odbiorcy, czyli tzw. „generacji wewnętrznej”.

Wreszcie dla spółek obrotu wprowadzenie rynku mocy oznacza m.in. możliwość zaangażowania w nowe formy działalności, jak np. pełnienie roli tzw. „agregatorów” dostaw mocy, czyli przyjęcie roli dostawcy mocy z wielu jednostek fizycznych, zarówno wytwórczych jak i redukcji zapotrzebowania. Wydaje się, że szczególnie rola reprezentowania wielu jednostek redukcji zapotrzebowania może stworzyć nowe możliwości biznesowe dla spółek obrotu. Przedsiębiorstwa takie mogą tworzyć jednostki rynku mocy DSR, które obejmowałyby jednostki fizyczne DSR wielu odbiorców energii elektrycznej (dowolnej ich liczby), pod warunkiem jedynie, aby łączna moc tych jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania w ramach jednej Jednostki Rynku Mocy DSR wynosiła minimum 2 MW.

□