

Tomasz Dąbrowski*

Rynek mocy w Polsce – cel wdrożenia ustawy, uwarunkowania unijne i polskie, kluczowe założenia koncepcji i ustawy

Wprowadzenie

Zagadnienie mechanizmu mocowego – niezależnie od tego, jaki ostatecznie kształt przyjmuje¹ – warto poprzedzić kilkoma uwagami dotyczącymi funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz zjawisk, które aktualnie na nim występują. Pozwoli to na lepsze zrozumienie potrzeby wprowadzenia zmian na tzw. rynku tylko energii (*energy only market*), ich istoty, czyli dodanie brakującego segmentu rynku – rynku mocy (*capacity market*) oraz skutków i dalszych konsekwencji wprowadzanych zmian.

Na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat mamy w Polsce do czynienia ze zjawiskiem wzrostu zużycia energii elektrycznej w gospodarce narodowej i związanym z nim zjawiskiem wzrostu zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym. Wynika to głównie ze wzrostu gospodarczego kraju, tj. wzrostu PKB, nadrabiania dystansu cywilizacyjnego między krajami Europy Środkowo-Wschodniej i starych krajów Unii Europejskiej oraz zwykłego wzrostu konsumpcji dóbr i usług w naszym kraju. Towarzyszy temu wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, głównie źródeł wykorzystujących energię wiatru, czyli takich, których charakterystyka pracy całkowicie zależna jest od warunków pogodowych i jedynie w niewielkim stopniu poddaje się możliwości sterowania ich pracą. Wzrost ten wynika głównie z wprowadzenia w 2007 r. (na mocy interwencji państwa) do sektora wytwarzania energii elektrycznej systemów wsparcia finansowego, dających dodatkowe strumienie przychodu, które w normalnych warunkach konkurencyjnego rynku nie występują (system świadectw pochodzenia OZE oraz aukcje na OZE) oraz uprzywilejowania energii OZE w systemie elektroenergetycznym przez ustawowe zagwarantowanie pierwszeństwa wprowadzenia energii OZE do sieci.

Taki stan rynku prowadzi do ograniczania rzeczywistego czasu pracy bloków konwencjonalnych w ciągu roku, a w konsekwencji do mniejszej produkcji energii elektrycznej z danej jednostki, co zmusza do rozkładania kosztów stałych wytwórcy na coraz mniejszą liczbę wytworzonych jednostek energii, prowadząc do coraz wyższych kosztów jednostkowych wytworzenia 1 MWh w źródle konwencjonalnym. Z pozoru nic strasznego. Na zwykłym rynku konkurencyjnym uczestnik, który ma wyższe koszty niż jego konkurenci, jest wypychany z tego rynku i finalnie z niego wypada. W przypadku rynku energii elektrycznej trudno jednak byłoby zaakceptować stan rzeczy, w którym

* Radca prawny; Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii; e-mail: tomdabro@gmail.com.

¹ Mechanizm może mieć postać mechanizmu rynkowego, w którym podmiot odpowiedzialny za bilansowanie systemu kupuje moc w trybie konkurencyjnym. Zakup może obejmować wszystkie moce lub tylko część, np. tylko istniejące lub tylko nowe. Mechanizm może mieć postać mechanizmu administracyjnego, w którym arbitralnie wskazuje się jednostki, które muszą pracować w systemie elektroenergetycznym lub świadczyć określoną usługę i w zamian za to otrzymują płatność. Najczęściej jest tak w przypadku rezerwy strategicznej lub systemowej.

system elektroenergetyczny zamiast gwarantować dostępność energii w każdej milisekundzie, pracowałby w zależności od prognozy pogody (byłoby tak gdyby na rynku pozostali wyłącznie wytwórcy OZE korzystający z systemów wsparcia). Z tego powodu istnieje konieczność utrzymywania w krajowym systemie elektroenergetycznym źródeł wytwórczych konwencjonalnych, czyli o takiej charakterystyce pracy, która pozwala na pełne dysponowanie mocą wytwórczą tych jednostek zawsze wtedy, kiedy jest to niezbędne do zbilansowania podaży i popytu na energię elektryczną.

Obecny kształt rynku energii elektrycznej nie daje jednak możliwości odzyskania kosztów związanych z utrzymaniem jednostek wytwórczych konwencjonalnych w gotowości do pracy ani od odbiorców, ani od innych uczestników rynku. Tym samym powstaje zjawisko tzw. brakujących przychodów (*missin money*), które przeradza się w zjawisko brakujących mocy (*missing capacity*) (szerzej na ten temat: Stoft, 2002; Hogan, 2014). To w konsekwencji prowadzi do niedoborów mocy wytwórczych koniecznych dla pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym, a w dalszej konsekwencji – przy braku odpowiednich środków zaradczych – do wyłączeń odbiorców.

Dotychczas przeprowadzane analizy porównujące prognozowane zapotrzebowanie na moc w polskiej gospodarce z dostępnymi mocami² wskazywały, że po 2020 r. może wystąpić problem z rezerwami mocy w systemie, ale także z dostępnością mocy, konieczną do zaspokojenia ciągle rosnącego zapotrzebowania, co prowadziłoby do konieczności wprowadzania ograniczeń. Pierwsza poważna wzmianka o konieczności wprowadzenia mechanizmu mocowego w celu zaradzenia spodziewanym deficytom mocy miała miejsce w 2013 r. w sprawozdaniu Ministra Gospodarki z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej³.

Przedsmak takich ograniczeń w poborze mogliśmy obserwować w sierpniu 2015 r., gdy w dniach od 11 do 31 wprowadzone zostały administracyjne ograniczenia w poborze mocy i energii dla odbiorców energii elektrycznej o mocy umownej powyżej 300 kW na terytorium całego kraju⁴.

Zaradzić tym niekorzystnym zjawiskom można poprzez, z jednej strony, reformę rynku tylko energii (eliminując z niego wszelkie subsydia, dotacje i inne czynniki zaburzające sposób wyceny podstawowego towaru), z drugiej zaś – wprowadzenie dodatkowego mechanizmu (rynkowego) wynagradzającego wytwórców za utrzymywanie mocy wytwórczych w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej. Polski ustawodawca zdecydował się na skorzystanie z obu tych możliwości, ograniczając jednak reformy rynku tylko energii do usprawnienia procesu cenotwórstwa energii elektrycznej⁵, natomiast mechanizmem mocowym objął cały rynek zdolności wytwórczych.

Cel ustawy

Podstawowym celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnio- i długoterminowym. Zacznie on w pełni funkcjonować w 2021 r., który to jest pierwszym rokiem dostawy mocy do systemu elektroenergetycznego. Mechanizm ma przede wszystkim za zadanie stymulować modernizację istniejących jednostek

² Analizy bilansowe krajowego systemu elektroenergetycznego dostępne są na stronie operatora systemu przesyłowego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Pozyskano z: www.pse.pl.

³ Ministerstwo Gospodarki, *Sprawozdanie Ministra Gospodarki z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od 1 stycznia 2013 r. do 31 grudnia 2014 r.* Pozyskano z: <http://bip.me.gov.pl/Dzialalnosc+ministerstwa/Energetyka+sprawozdania> (24.08.2018).

⁴ Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2015 r. w sprawie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (Dz.U. 2015, poz. 1136).

⁵ Pełna lista zobowiązań Polski w zakresie reformy rynku energii elektrycznej zawarta została w decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. stwierdzającej zgodność polskiego mechanizmu mocowego ze wspólnym rynkiem pkt 16(a) – 16(g).

wytwórczych oraz stwarzać warunki do podejmowania decyzji inwestycyjnych w nowe jednostki wytwórcze, dopasowane do potrzeb pracy KSE, tj. pracujące w szczycie i charakterystyce podszczytowej. Mechanizm ma także stanowić ekonomiczną zachętę do niewycofywania istniejącego majątku wytwórczego, który z punktu widzenia technicznego zdolny jest do dalszej pracy na rzecz KSE, ale którego utrzymywanie w gotowości do pracy jest nieekonomiczne i generuje wyłącznie stratę na wyniku przedsiębiorstwa. Zgodnie z założeniami rynek mocy ma także stwarzać warunki do rozwoju usług redukcji zapotrzebowania, czyli tzw. DSR. Dzięki jego wprowadzeniu, możliwe będzie odpowiednie zabezpieczenie w systemie elektroenergetycznym rozwoju odnawialnych źródeł energii poprzez zapewnienie odpowiedniej ilości źródeł konwencjonalnych, utrzymywanych w gotowości do pracy na wypadek, gdy źródła pogodozależne pracować nie mogą.

Główne elementy mechanizmu

Poniżej przedstawiam jedynie skrótowo najważniejsze elementy mechanizmu, ponieważ następne artykuły w tym numerze iKAR-a omawiają je szczegółowo. Istotą rynku mocy jest to, że operator systemu przesyłowego (monopsonista) zakupywać będzie całą potrzebną w systemie elektroenergetycznym moc, czyli dokładnie tyle mocy, ile potrzebne jest do zaspokojenia zapotrzebowania na całkowity pobór energii elektrycznej w kraju wraz z odpowiednią rezerwą mocy wirującej w systemie. Wielkość ta jest jednym z parametrów aukcji i ustalana jest przez Ministra Energii dla każdej kolejnej aukcji w formie rozporządzenia⁶.

Zakup tej mocy dokonywany będzie na aukcjach głównych i dodatkowych organizowanych na 10 kolejnych tzw. lat dostaw. Aukcja główna ma być organizowana 5 lat przed rokiem dostawy, a aukcja dodatkowa – rok przed fizyczną dostawą. Mechanizm jest zatem ograniczony w czasie, a na dwa lata przed ostatnią aukcją główną Minister Energii, na podstawie analiz bilansowych oraz prognoz rozwoju rynku, podejmie decyzję czy wymagana jest kontynuacja funkcjonowania tego mechanizmu.

Aukcje będą typu holenderskiego, czyli ze spadającą ceną, tj. w każdej kolejnej rundzie cena będzie niższa, a uczestnicy aukcji będą podejmować decyzję czy z aukcji się wycofać czy w niej pozostać. Rozstrzygnięcie aukcji nastąpi w momencie przecięcia całkowitego wolumenu oferowanego po danej cenie z krzywą zapotrzebowania. Ceną zamknięcia będzie cena ogłoszona w ostatniej rundzie aukcji i będzie podstawą do rozliczeń z uczestnikami aukcji (*pay-as-clear*). W aukcjach nie będą mogli uczestniczyć wytwórcy korzystający równoległe z innych mechanizmów mocowych lub systemów wsparcia. Ma to zabezpieczać system przed udzielaniem nadwsparcia. Aby uczestniczyć w rynku mocy, należy przejść odpowiedni proces certyfikacji ogólnej, do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowej. Jednostki, które wygrają aukcję, otrzymują miesięczne wynagrodzenie za gotowość do dostarczenia mocy w okresach zagrożenia (7:00÷22:00 w dni robocze). Koszty rynku mocy pokrywają odbiorcy końcowi, którzy w zamian za wnoszoną opłatę mocową otrzymują bezpieczeństwo dostaw energii w ilości i czasie, jakie wynika z ich zapotrzebowania. Stawka opłaty mocowej stanowić będzie część taryfy za usługi przesyłania i dystrybucji, przy czym dla gospodarstw domowych ma być naliczana w zależności od wielkości rocznego zużycia, a dla pozostałych odbiorców – w oparciu o zużycie energii w wybranych godzinach doby.

⁶ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023 (Dz.U. 2018, poz. 1632).

Dostawcami mocy na rynku mocy mogą zostać: elektrownie konwencjonalne, elektrociepłownie, DSR, magazyny energii oraz OZE, jeżeli nie korzystają z innego systemu wsparcia.

Na rynku mocy dostawcy mocy będą mogli uzyskiwać umowy mocowe o różnej długości, w zależności od poziomu nakładów, których poziom zostanie ustalony w rozporządzeniu Ministra Energii:

- nowe jednostki rynku mocy – umowa mocowa do 15 lat;
- modernizowane jednostki rynku mocy – umowa mocowa do 5 lat;
- istniejące jednostki rynku mocy – umowy roczne lub kwartalne.

Dostawca mocy, który wygrał aukcję będzie zobowiązany do:

- pozostawania w gotowości do dostarczania energii elektrycznej w całym okresie dostaw (rok lub kwartał);
- dostarczania mocy w Okresie Zagrożenia (ogłaszany przez OSP);
- niezależnie od wystąpienia Okresu Zagrożenia w każdym kwartale dostaw, będzie miał obowiązek przedstawienia godziny demonstrującej możliwości wykonania obowiązku mocowego; w przypadku braku demonstracji traci wynagrodzenie za cały kwartał;
- poddania się testowi w okresach zagrożenia na wezwanie operatora w dowolnym czasie (nie częściej niż raz na kwartał); w przypadku negatywnego wyniku testu dostawca mocy każdorazowo uiszcza karę.

Notyfikacja mechanizmu jako pomocy publicznej

Rząd polski, prowadząc prace nad wprowadzeniem rynku mocy, dokonał jednocześnie zgłoszenia tego mechanizmu Komisji Europejskiej jako środka pomocy państwa. Rozmowy z KE były skupione wokół następujących obszarów:

- model aukcji – KE dbała o to, aby sposób przeprowadzenia aukcji zapewniał równe i konkurencyjne zasady wszystkim uczestnikom. Szczególny nacisk KE kładła na zasady dla jednostki redukcji zapotrzebowania tzw. DSR. W związku z tym w trakcie prac zrezygnowano z odrębnych koszyków aukcyjnych, pozostawiając wszystkich uczestników w tej samej aukcji, aukcja zaś kończy się jedną ceną zamknięcia;
- otwarcie aukcji na moce transgraniczne – umożliwiono udział w aukcjach mocom zagranicznym z krajów członkowskich Unii Europejskiej bezpośrednio połączonych z systemem polskim. Przyjęto dwa rozwiązania: przejściowe i docelowe oraz dodano tzw. aukcję wstępną, w ramach której udział biorą tylko moce transgraniczne;
- neutralność technologiczna – usunięte zostały wszystkie elementy zidentyfikowane przez KE jako potencjalnie faworyzujące paliwo węglowe;
- preferowanie mocy niskoemisyjnych – wprowadzone zostały dodatkowe preferencje dla jednostek emitujących CO₂ na poziomie niższym niż 450 kg CO₂/MWh.

Długość umowy mocowej zróżnicowana została w zależności od poziomu nakładów inwestycyjnych (CAPEX):

- 15-letnia umowa mocowa dla nowych jednostek rynku mocy, które wykażą CAPEX powyżej 3 mln PLN/MW;
- 5-letnia umowa dla nowych i istniejących jednostek rynku mocy oraz jednostek DSR, które wykażą CAPEX powyżej 500 tys. PLN/MW;
- 1-roczna umowa mocowa dla pozostałych jednostek rynku mocy.

Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych będzie liczony w okresie od stycznia roku, w którym zostanie przeprowadzona aukcja a rokiem dostawy.

W przypadku pierwszej aukcji w 2018 r. nakłady będą liczone w okresie pomiędzy 1 stycznia 2014 r. a rokiem dostawy. Ta zasada będzie dotyczyła jednostek, które rozpoczęły produkcję energii elektrycznej po 1 lipca 2017 r. Jest to szczególnie istotne dla jednostek wytwórczych będących aktualnie w budowie, tj. bloki 5 i 6 elektrowni Opole, nowy blok w elektrowni Jaworzno, Turów oraz Kozienice. W przypadku drugiej aukcji w 2018 r. nakłady będą liczone od 1 stycznia 2017 r. do roku dostaw, tj. do 2022 r.

Podsumowanie

Ustawa o rynku mocy, długo wyczekiwana przez środowisko wytwórców energii elektrycznej, została uchwalona po ponad półtora roku intensywnych prac legislacyjnych, w toku których w Sejmie wprowadzono blisko sto poprawek wynikających z uzgodnień z KE i weszła w życie 18 stycznia 2018 r.⁷ W dniu 7 lutego 2018 r. Komisja Europejska opublikowała komunikat⁸ prasowy informujący o podjętej decyzji w sprawie polskiego wniosku notyfikacyjnego dotyczącego rynku mocy, w której to decyzji Komisja nie zgłasza zastrzeżeń do przygotowanych rozwiązań⁹.

Proces notyfikacji ustawy o rynku mocy był, jak dotychczas, najtrudniejszym procesem notyfikacyjnym zarówno w wymiarze merytorycznym, jak i organizacyjnym. Angażował duże zasoby Ministerstwa Energii, wymagał ścisłej współpracy z uczestnikami rynku, polskim parlamentem i Komisją Europejską. W trakcie notyfikacji rząd polski przekonał KE, że w Polsce spodziewamy się w najbliższych latach strukturalnych problemów z zaspokojeniem zapotrzebowania na energię elektryczną w odpowiednim standardzie jakościowym i że do rozwiązania tego problemu nieodwołalne jest wprowadzenie mechanizmu rynku mocy, który obejmuje swoim zasięgiem cały rynek. Inaczej zatem niż w przypadku krajów, gdzie wystarczające byłoby stworzenie mechanizmu rezerwy strategicznej obejmującego swoim zasięgiem tylko część mocy wytwórczych.

Pragnę zaznaczyć, że Komisja Europejska w swojej decyzji potwierdziła, że przygotowany mechanizm rynku mocy spełnia surowe kryteria dotyczące reguł pomocy publicznej, jest niezbędny dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, a przy tym nie zakłóca konkurencji na rynku energii. Rząd polski w procesie notyfikacji musiał wykazać te same kryteria, których spełnienia KE oczekiwała w przypadku notyfikacji mechanizmów mocowych przez Wielką Brytanię, Francję, Irlandię czy Włochy.

Mechanizm zaprojektowany został w taki sposób, aby nie tylko realizował podstawowy cel w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju (zapewnienie odpowiedniej ilości konwencjonalnych mocy wytwórczych), lecz także pozwalał na skuteczne zarządzanie zmianą w polskiej energetyce w kierunku nowoczesnych rozwiązań technologicznych, takich jak DSR, magazyny energii, jak również rozwój CHP i innych stabilnych, niskoemisyjnych zdolności wytwórczych. Niskoemisyjni dostawcy mocy mogą liczyć na dodatkowe preferencje, np. ubiegać się o kontrakt dłuższy o dwa lata.

⁷ Dz.U. 2018, poz. 9.

⁸ European Commission, *State aid: Commission approves six electricity capacity mechanisms to ensure security of supply in Belgium, France, Germany, Greece, Italy and Poland*, Brussels 2017. Pozyskano z: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-682_en.htm (24.08.2018).

⁹ Tekst decyzji w wersji publicznej dostępny jest pod adresem: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf.

KE potwierdzała także, że mechanizm mocowy w Polsce będzie mechanizmem w pełni rynkowym. Oznacza to, że kontrakty na dostawę mocy zawierane będą w wyniku przeprowadzenia aukcji na moc i otrzyma go ten dostawca mocy, który zaoferuje najniższą cenę za odpowiednią ilość mocy. Przy czym nie oznacza to, że mechanizm wspiera wyłącznie stare jednostki węglowe. W praktyce może okazać się, że dużo lepsze ceny oferowane będą przez jednostki najnowocześniejsze, a przy tym najsprawniejsze i posiadające najniższe koszty i jednostkowe emisje.

Istotą rynku mocy nie jest także przejmowanie na państwo całego ryzyka, jakie wiąże się z prowadzeniem działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej, a jedynie minimalizowanie tego ryzyka do poziomu, który pozwala na podejmowanie racjonalnych decyzji inwestycyjnych.

W najbliższych latach czeka nas także olbrzymie zadanie związane z reformowaniem rynku energii w zakresie funkcjonowania rynku bilansującego, dnia bieżącego oraz usług systemowych, w tym także dzisiejszej operacyjnej rezerwy mocy i interwencyjnej rezerwy zimnej.

Kolejnym wyzwaniem jest projekt nowego rozporządzenia Rady i Parlamentu dotyczącego rynku energii elektrycznej, w którym wprowadza się bardzo rygorystyczny standard emisyjny na poziomie 550 kg CO₂/MWh.

Pewnym elementem dodającym goryczy do pozytywnej decyzji KE, akceptującej całość rozwiązania polskiego rynku mocy, jest punkt 133 decyzji. KE zwraca w nim uwagę na trwający proces legislacyjny rozporządzenia o rynku wewnętrznym energii elektrycznej, które jeśli zostanie uchwalone, może wprowadzić nowe ograniczenia dla rynków mocy i konieczność dostosowania już wdrożonych i zaakceptowanych mechanizmów krajowych¹⁰ do nowych wymagań środowiskowych.

Bibliografia

- Hogan, W. (2014). *Electricity Market Design and Efficient Pricing: Application for New England and Beyond*, 24 June. Pozyskano z: https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_Pricing_062414r.pdf (24.08.2018).
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics, Designing Markets for Electricity*. New York: Electric and Electronics Engineers Press.

¹⁰ Aktualnie projekt aktu został zaakceptowany przez Radę oraz Parlament Europejski, a w drugiej połowie 2018 roku, w trakcie prezydencji austriackiej w Radzie, zaplanowane są trilogi między Komisją, Radą i Parlamentem.