

Michał Andruszkiewicz, Counsel w Departamencie Energetyki  
i Projektów Infrastrukturalnych, Kancelaria CMS

# Zobowiązania Polski

w świetle decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej rynek mocy

W przededniu przeprowadzenia pierwszych aukcji mocy na okresy dostaw przypadające na lata 2021-2024 warto wrócić do decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. w sprawie polskiego rynku mocy („Decyzja”) w kontekście planowanej reformy funkcjonującego w Polsce rynku energii oraz innych działań, do których zobowiązała się Polska w ramach procedury notyfikacyjnej. Decyzja opiera się na założeniu, że aby osiągnąć standard europejski gwarantujący pokrycie zapotrzebowania na moc w szczycie wynoszący 99,7% (co oznacza brak pokrycia w roku co najwyżej 3 godzin), konieczne jest wprowadzenie mechanizmu mocowego - dającego odpowiednie sygnały inwestycyjne i pozwalające zapobiec niedoborom mocy w systemie.

W dniu 18 stycznia 2018 r. weszła w życie ustawa o rynku mocy<sup>1</sup>, której celem jest stworzenie w Polsce dwutowarowego rynku energii i mocy w miejsce dotychczas funkcjonującego rynku jednotowarowego (jedynie energii). Podstawową cechą rynku jednotowarowego jest to, że wytwórcy energii pokrywają koszty swojej działalności przychodami ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ze sprzedaży usług systemowych na rzecz operatora systemu przesyłowego. Z powodu niskich cen energii koszty funkcjonowania tych przedsiębiorców nie są przenoszone przez rynek energii, co prowadzi do powstania problemu brakujących przychodów (ang. *missing money*). Problem brakujących przychodów prowadzi natomiast do powstania problemu braku odpowiedniej ilości mocy w KSE (ang.

*missing capacity*). Uznano za wiarygodną ocenę przedstawioną przez Polskie Sieci Elektroenergetycznych S.A. („PSE”) wskazującą na możliwość niedoboru mocy w 2020 r. na poziomie 2 750 MW.

Odpowiedzią na te problemy jest właśnie wprowadzany w Polsce dwutowarowy rynek, w którym wytwórcy energii pokrywają koszty swojej działalności przychodami ze sprzedaży energii oraz przychodami w związku z gotowością dostarczania mocy do systemu.

W pierwszej kolejności należy pochylić się nad samą konkluzją Decyzji, gdyż brak sprzeciwu Komisji Europejskiej wobec przyjętej przez Polskę struktury rynku mocy nie jest bezwzględny. Komisja Europejska postanowiła nie wnieść sprzeciwu w związku z zobowiązaniami Polski opisanymi w samej Decyzji w punktach 16 (re-

forma rynku energii elektrycznej), 43 (wartości CAPEX w PLN/MW wpływające na okres obowiązywania umowy mocowej), 73 (rezerwacja części mocy dla mocy zagranicznych w ramach aukcji dodatkowych), 2.5.2.2 oraz 2.5.2.3 (zobowiązania dotyczące obniżenia dostępnej mocy na połączeniach wzajemnych w pierwszych okresach dostaw na potrzeby umożliwienia udziału w aukcjach mocy zagranicznych). Ważne jest również zastrzeżenie poczynione w punkcie 133 Decyzji, gdzie Komisja Europejska wskazała, że Decyzja będzie musiała być interpretowana w świetle wtórnego prawa europejskiego (w szczególności rozporządzeń i dyrektyw), które dopiero zostanie uchwalone. Rynek mocy zatwierdzono na okres dziesięciu lat, licząc od dnia przeprowadzenia pierwszej aukcji mocy.

1) Ustawa o rynku mocy; Dz.U. z 2018 r., poz. 9.

## ■ Reforma polskiego rynku energii elektrycznej

Polska zobowiązała się do przeprowadzenia reformy rynku energii, w szczególności w zakresie rynku bilansującego. Dotychczasowy kształt rynku nie dawał bowiem wystarczających sygnałów cenowych prowadzących do podejmowania działań inwestycyjnych zwiększających dostępną moc w systemie. Pierwsza ze zmian, do której Polska zobowiązała się, dotyczy zmiany limitów cen energii elektrycznej na rynku bilansującym w celu dostosowania ich do limitów na hurtowym rynku energii elektrycznej. Ceny rozliczeniowe odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wynikają z cen po jakich oferowana jest energia elektryczna w ofertach bilansujących oraz ofertach redukcji obciążenia. Od dnia 1 stycznia 2019 r. limity cen energii elektrycznej na rynku bilansującym nie będą niższe niż limity na rynku dnia bieżącego. Przedmiotowa regulacja zostanie wprowadzona do IRIESP Bilansowanie Systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi mocą Karty Aktualizacji nr CB/20/2018<sup>2</sup>, a wyznaczone limity muszą być zgodne z odpowiednimi przepisami Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1022 z dnia 24 lipca 2015 r.<sup>3</sup> („Rozporządzenie 2015/1022”). Ustanowione limity będą zgodne z decyzją Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki nr 05/2017 z dnia 14 listopada 2017 r. w sprawie ustanowienia jednolitych maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych stosowanych we wszystkich obszarach rynkowych uczestniczących w jednolitym łączeniu rynków<sup>4</sup> (*European single day-ahead and intraday coupling*), gdzie odpowiednio cena minimalna i maksymalna powinny wynosić: -9 999

EUR/MWh i 9 999 EUR/MWh (tj. - 50 000 PLN/MWh i 50 000 PLN/MWh). Nastąpi więc znaczne zwiększenie limitów cen, gdyż dotychczas limity te wynosiły odpowiednio 70 PLN/MWh oraz 1500 PLN/MWh. Limity cen energii muszą być jednak zgodne z limitami technicznymi ustanowionymi zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/219<sup>5</sup> („Wytyczne dotyczące bilansowania”). Przypomnijmy, że Wytyczne dotyczące bilansowania ustanawiają przepisy techniczne, operacyjne i rynkowe służące zarządzaniu funkcjonowaniem rynków bilansujących w całej Unii Europejskiej i faktycznie umożliwią integrację rynków energii bilansującej w Unii Europejskiej.



**Rynek mocy zatwierdzono na okres dziesięciu lat, licząc od dnia przeprowadzenia pierwszej aukcji mocy**

Polska zobowiązała się również do zapewnienia aby od dnia 1 stycznia 2021 r. ceny energii na rynku bilansującym były wyznaczane zgodnie z art. 30 (1)(a) Wytycznych dotyczących bilansowania, tj. aby metoda ich wyznaczania opierała się na cenach krańcowych. Podkreślono jednak, że powyższe nie ogranicza możliwości stosowania przy wyznaczaniu cen nowoczesnych sposobów modelowania kosztowych i technicznych aspektów funkcjonowania rynku bilansującego, w tym poprzez wyznaczanie wartości energii elektrycznej bilansującej na podstawie cen krańcowych, odzwierciedlających bieżące warunki realizacji dostaw energii elektrycznej (ang. *Locational Marginal Pricing* - LMP), czy też uwzględnianie w procesach

rynku bilansującego pełnego modelu sieci elektroenergetycznej (ang. *Full Network Model* - FNM). Warto podkreślić, że polski operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest na etapie wdrażania Informatycznego Systemu Zarządzania Rynkiem Bilansującym Energii Elektrycznej (ang. *Market Management System* - system MMS), którego uruchomienie planowane jest na początek 2021 r., co umożliwi integrację polskiego rynku bilansującego z rynkiem europejskim.

W terminie do 1 stycznia 2021 r. Polska zobowiązała się do umożliwienia dostawcom usług bilansujących aktualizowanie ofert zintegrowanego

grafikowania w czasie możliwie jak najbardziej zbliżonym do rzeczywistego, przy uwzględnieniu zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego - zgodnie z Wytycznymi dotyczącymi bilansowania. Umożliwione zostanie więc dla wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej składanie ofert, a także dokonywanie zmian swoich ofert na hurtowym rynku energii elektrycznej co najmniej do zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego. Polska zobowiązała się również do ustanowienia dodatkowego mechanizmu rozliczeniowego odrębnego od rozliczania niezbilansowania energii na potrzeby rozliczenia: (i) kosztów zakupu mocy bilansującej tzw. rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych

2) Zob: <https://www.pse.pl/-/komunikat-osp-w-sprawie-procesu-konsultacji-zmian-iriesp-wynikajacych-z-projektu-karty-aktualizacji-nr-cb-20-2018-iriesp-bilansowanie>.

3) Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1022 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

4) Zob: [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202005-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20intraday%20coupling.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202005-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20intraday%20coupling.pdf)

5) Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania.

czych, (ii) kosztów administracyjnych oraz (iii) innych kosztów związanych z bilansowaniem. Wszystkie opisane powyżej działania związane z możliwością składania ofert, a także wprowadzeniem odpowiedniego systemu wynagradzania mają na celu dostarczenie zachęt inwestorom i tym samym mają się przełożyć na ożywienie inwestycji w nowe źródła wytwórcze lub modernizację istniejących. Komisja Europejska uznała jednak, że powyżej opisane reformy rynku energii same nie spowodują zabezpieczenia zapotrzebowania szczytowego na energię w nadchodzących latach i tym samym uzasadnione jest wprowadzenie w Polsce mechanizmu mocowego.

Zmiany dotkną również zasad funkcjonowania DSR (*Demand Side Response* - zarządzanie stroną popytową energii elektrycznej), gdyż do dnia 1 stycznia 2021 r. Polska zobowiązała się zapewnić możliwość udziału jedno-

stek DSR w hurtowym rynku energii elektrycznej, w szczególności w rynku dnia bieżącego oraz rynku dnia następnego, a także w rynku bilansującym. Jednostki DSR mają być traktowane jak inni uczestnicy rynku, czy dostaw-

”

**Komisja Europejska oceniła potencjał Polski w zakresie DSR pomiędzy 1 200 MW, a 2 500 MW**

cy usług bilansowania, przy czym będą mogły one działać samodzielnie albo poprzez agregatorów. Komisja uznała, że obecnie w Polsce DSR jest rozwinięty w minimalnym stopniu i nie jest wykorzystywany potencjał tej usługi.

Komisja Europejska oceniła potencjał Polski w zakresie DSR pomiędzy 1 200 MW, a 2 500 MW.

Najważniejsze zmiany w związku z Decyzją dotkną jednak funkcjonowania w Polsce usług systemowych świadczonych na potrzeby OSP elektroenergetycznego, gdyż do dnia 1 stycznia 2021 r. - tj. do dnia rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw mocy należy zakończyć możliwość świadczenia tych usług. Decyzja dotyczy następujących usług: (i) Interwencyjna Rezerwa Mocy (zimna), (ii) Praca Interwencyjna, (iii) Gwarantowany Interwencyjny Program DSR, (iv) Operacyjna Rezerwa Mocy. Wszystkie te programy niewątpliwie stanowiły alternatywę dla wprowadzanego w Polsce rynku mocy. Uznano więc, że wprowadzenie jednolitego systemu w oparciu o ustawę o rynku mocy wymaga usunięcia możliwości świadczenia usług systemowych. Wydaje



fot: Pixabay.com



się, że taki zabieg był konieczny aby Komisja Europejska mogła uznać, że pomoc publiczna w ramach polskiego rynku mocy jest zgodna z rynkiem wewnętrznym Unii Europejskiej. Warto zauważyć, że zgodnie z ustawą o rynku mocy udział jednostek świadczących usługi systemowe z mocy samej ustawy o rynku mocy jest wyłączony, gdyż w skład jednostki rynku mocy na dany rok dostaw nie może wchodzić jednostka fizyczna w odniesieniu do której wytwórca lub odbiorca energii elektrycznej będzie w danym roku świadczył na rzecz operatora systemu przesyłowego usługę określoną w IRiESP, o charakterze świadczenia i wynagradzania zbliżonym do obowiązku mocowego.

Proponowana reforma ma sprawić, że z jednej strony łączna cena uzyskiwana przez wytwórców będzie wystarczająco wysoka do podjęcia decyzji inwestycyjnych, ale z drugiej nie może prowadzić do obniżenia aktywności wytwórców na samym rynku energii elektrycznej (stąd reforma związana z rynkiem bilansującym). Warto zauważyć, że Komisja Europejska zakłada, że rynek mocy doprowadzi do obniżenia ceny energii elektrycznej, gdyż część kosztów przedsiębiorców będzie pokrywane właśnie wynagrodzeniem otrzymywanym w związku ze świadczeniem usługi przez dostawcę mocy. Można mieć jedynie nadzieję, że dla odbiorców końcowych rzeczywiście ta prognoza się ziści, a obniżenie ceny energii elektrycznej nie będzie iluzoryczne w związku z koniecznością pokrywania opłaty mocowej.

#### ■ Wartości nakładów inwestycyjnych a okres obowiązywania umowy mocowej

Zgodnie z art. 25 ust 4 ustawy o rynku mocy certyfikat wydany przez OSP kwalifikuje daną jednostkę rynku mocy do oferowania obowiązku moco-

wego przez określoną liczbę okresów dostaw zależną od: (i) rodzaju jednostki rynku mocy (jednostka zagraniczna, wytwórcza albo redukcji zapotrzebowania); (ii) tego czy jednostka jest nowa czy modernizowana, (iii) wysokości nakładów inwestycyjnych do mocy osiągalnej netto, o której mowa w art. 32 ust 1 pkt. 4 ustawy o rynku mocy. W Decyzji wskazano, że zgodnie z informacjami uzyskanymi od polskich władz: (i) umowy mocowe jednoroczne będą zawierane dla jednostek, które nie wymagają nakładów inwestycyjnych (istniejące jednostki), (ii) umowy mocowe pięcioletnie będą zawierane dla jednostek będących nowymi lub istniejącymi jednostkami, a także jednostkami redukcji zapotrzebowania, dla których przewidziano nakłady inwestycyjne o wartości powyżej 0,5 mln PLN/MW, (iii) umowy mocowe piętnastoletnie będą zawierane dla nowych jednostek wytwórczych, dla których przewi-

sadniona. Ponadto Polska zobowiązała się notyfikować Komisji Europejskiej zmianę jeżeli planowana obniżka wyniesie ponad 20% pierwotnej wartości. Polska zobowiązana jest zagwarantować, że jednostki gazowo-parowe (CCGT) w całym okresie obowiązywania mechanizmu mocowego będą uprawnione do zawierania umów piętnastoletnich. Z powyższego wynika, że Decyzja ograniczyła możliwość dowolnego kształtowania przez Polskę zasad funkcjonowania rynku mocy, w szczególności poprzez zamrożenie przynajmniej na pewien czas progów wartości nakładów inwestycyjnych, z którymi powiązane jest uprawnienie do zawarcia długoterminowych umów.

Należy również wspomnieć, że wartość nakładów inwestycyjnych dla danej jednostki rynku mocy będzie determinowana w oparciu o koszty inwestycji jakie przewiduje się ponieść w ciągu pięciu lat przed okresem do-



**Do dnia 1 stycznia 2021 r. tj. do dnia rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw mocy należy zakończyć możliwość świadczenia usług systemowych tj.: (i) Interwencyjna Rezerwa Mocy (zimna), (ii) Praca Interwencyjna, (iii) Gwarantowany Interwencyjny Program DSR, (iv) Operacyjna Rezerwa Mocy**

dziano nakłady inwestycyjne powyżej 3 mln PLN/MW. Te ostatnie umowy przewidziane są dla nowobudowanych jednostek węglowych, gazowych, biomasowych oraz kogeneracyjnych. Dodatkowo umowy zawierane na okres dłuższy niż rok będą dostępne jedynie dla jednostek rynku mocy, które startowały w aukcji głównej. Zgodnie z decyzją, polskie władze zobowiązały się zastosować powyżej opisane progi wartości. Zmiana progów będzie dopuszczalna jedynie w dół (co do wartości) dopiero od czwartego roku dostaw, jeśli pierwsze trzy okresy dostaw potwierdzą, że zmiana progów jest uza-

staw. Wyjątkiem jest jednak pierwsza aukcja, w której jednostki rynku mocy będą uprawnione do zawierania umów pięcioletnich albo piętnastoletnich na podstawie nakładów inwestycyjnych poniesionych od stycznia 2014 r., tj. kilka miesięcy od ogłoszenia planów wprowadzenia w Polsce mechanizmu mocowego, jednak z zastrzeżeniem, że jednostka nie rozpoczęła wytwarzania energii elektrycznej wcześniej niż 1 lipca 2017 r. Ta norma ma zapobiec sztuczemu opróżnieniu realizacji projektu, aby skorzystać z długoterminowego kontraktu (piętnastoletniego).

## ■ Rezerwacja części mocy dla mocy zagranicznych

W Decyzji zagwarantowano również udział mocy zagranicznych w ramach aukcji dodatkowych i to już w pierwszych okresach dostaw, czyli w latach 2021-2024. Polska w swojej notyfikacji wskazała, że udział w aukcjach jednostek mocy zagranicznych wymaga zawarcia odpowiednich umów pomiędzy polskim a zagranicznym OSP, co może nie być możliwe przed zorganizowaniem pierwszych aukcji w 2018 r. Wobec powyższego Polska zaproponowała, że zarezerwuje część mocy, tj. co najmniej 1160 MW na potrzeby aukcji dodatkowych, w których będą mogły wziąć udział zagraniczne jednostki mocy. Tym samym o wartość co najmniej 1160 MW muszą zostać zredukowane parametry aukcji głównych prowadzonych dla okresów dostaw w latach 2021-2024.

Uzupełnieniem dla powyższego jest zobowiązanie Polski dotyczące obniżenia dostępnej mocy na połączeniach wzajemnych w pierwszych okresach dostaw na potrzeby udziału zagranicznych jednostek mocy w aukcjach dodatkowych. Wspomniana rezerwacja mocy dla aukcji dodatkowych została rozłożona na połączenia wzajemne z: (i) Czechami, Niemcami oraz Słowacją o mocy 500 MW oraz (ii) Litwą i Szwecją o mocy 660 MW, chyba że właściwy dla tych krajów OSP zaoferuje mniejsze wartości. W Decyzji Polska została zobowiązana do ponownej notyfikacji metodologii obniżania dostępnej mocy na połączeniach zagranicznych i monitorowania wykonania obowiązku mocowego przez zagraniczne jednostki mocy w celu oceny czy rzeczywiście jednostki te wspomagają bezpieczeństwo dostaw w Polsce.

## ■ Obowiązek interpretacji decyzji w świetle wtórnego prawa europejskiego

Jednym z ważniejszych punktów samej Decyzji jest punkt 133, w któ-

rym Komisja Europejska podkreśla, że Decyzja będzie musiała być interpretowana w świetle aktów prawnych Unii Europejskiej, które jeszcze nie zostały uchwalone albo nie weszły w życie. Innymi słowy zgoda na polski mechanizm mocowy oznacza, że polityka Unii Europejskiej wyrażona w aktach wyższego rzędu (jak bezpośrednio stosowane rozporządzenia albo wymagające implementacji dyrektywy) będzie miała wpływ na Decyzję. Komisja Europejska poku-

ną z rynkiem wewnętrznym Unii Europejskiej. Zgoda Komisji wymagała przyjęcia na siebie szeregu zobowiązań związanych z reformą rynku energii elektrycznej w Polsce, w tym zasad funkcjonowania rynku bilansującego dotyczących cen oraz wyłączenia możliwości świadczenia usług systemowych na rzecz OSP od rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw. Dodatkowo Polska zobowiązała się do nie dokonywania zmian wartości progów nakładów inwestycyjnych,

”

**W Decyzji zagwarantowano również udział mocy zagranicznych w ramach aukcji dodatkowych i to już w pierwszych okresach dostaw, czyli w latach 2021-2024**

siła się nawet o wskazanie konkretnego przykładu, tj. jednego z aktów prawnych tzw. Pakietu Zimowego i kwestii emisji CO<sub>2</sub>. Takie postawienie sprawy niestety wskazuje na dużą niepewność polskiego systemu mocowego. Po wejściu w życie nowych przepisów regulujących rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej, ustawa o rynku mocy zawierająca normy sprzeczne z nowym aktem prawnym będzie musiała zostać zmieniona. Z uwagi na treść punktu 133, realnie staje się ryzyko, że część wysokoemisyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej (np. powyżej 550 g CO<sub>2</sub>/kWh) nie będzie mogła korzystać z dobrodziejstwa mechanizmu mocowego.

## ■ Zgoda Komisji... Ale czy na pewno?

Podsumowując wnioski z Decyzji, niewątpliwie wprowadzenie w Polsce mechanizmu mocowego będącego pomocą publiczną wymagało od Polski zaproponowania szeregu rozwiązań, które sprawią, że pomoc ta zostanie uznana zgod-

nie kwalifikującą daną jednostkę rynku mocy do dłuższych lub krótszych okresów obowiązywania umowy mocowej. Niewątpliwie korzystne dla rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej jest zobowiązanie Polski do reformy zasad funkcjonowania DSR oraz umożliwienie udziału jednostek zagranicznych w aukcjach mocy i to już w ramach pierwszego okresu dostaw przypadającego na 2021 r. (w oparciu o aukcję dodatkową). Z powodu jednak zastrzeżenia konieczności uwzględnienia w ramach mechanizmu mocowego nowych regulacji Unii Europejskiej, w tym regulacji związanych z emisją CO<sub>2</sub>, może okazać się że przyjęty i funkcjonujący obecnie system wymagał będzie szeregu zmian. Taka niepewność prawa nie jest nigdy zachętą dla inwestorów do podejmowania inicjatyw inwestycyjnych. Istotne jest aby Polska, a także organizacje zrzeszające uczestników rynku bardzo aktywnie brały udział w rozmowach dotyczących przyszłego kształtu rynku energii elektrycznej w ramach instytucji Unii Europejskiej. □