

KE ZGŁASZA ZASTRZEŻENIA DO POLSKIEGO RYNKU MOCY. "KLUCZOWY ETAP ROZMÓW" [ANALIZA]

Zaplanowane na 15 września br. pierwsze czytanie ustawy o rynku mocy (skierowanej do sejmu już w lipcu wraz z aktami wykonawczymi) zostało przesunięte o miesiąc ze względu na toczące się rozmowy z Komisją Europejską. Dotychczas przebiegały one bez większych trudności, ale wydaje się, że ten czas powoli dobiega końca, ponieważ koniecznym staje się rozstrzygnięcie najbardziej problematycznych kwestii.

Jest to standardowa procedura, zgodna z Traktatem o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, a dokładniej art. 107. Ma ona zweryfikować, czy zakres wdrażanych mechanizmów nie kwalifikuje się do uznania za pomoc publiczną. Polski projekt rynku mocy był udoskonalany podczas toczących się od ubiegłego roku konsultacji społecznych. W ramach autopoprawek Ministerstwa Energii ustalono m.in. 10 letni okres dla aukcji głównych (następnie dokonana zostanie analiza o celowości kontynuowania mechanizmu i jego zakresie). Wprowadzono także zmiany dodające możliwość (opcje) wprowadzania w aukcjach głównych koszyków dla Certyfikowanych Jednostek Rynku Mocy (CRMJ) z określeniem wolumenu mocy, jaki powinien zostać zakupiony. Dopuszczono także, aby w jednostkach CJRM mogły uczestniczyć źródła korzystające ze współspalania, produkujące energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji lub wykorzystujące układy hybrydowe (w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii).

Projekt przewiduje także korzystanie z możliwości zarządzania stroną popytową poprzez narzędzia DSR (Demand Side Response), co ma pomóc w sytuacjach krytycznych poprzez obniżanie szczytowego zapotrzebowania na moc u odbiorców przemysłowych. Z informacji docierających z Komisji Europejskiej można wywnioskować, że proces prenotyfikacji polskiego projektu toczy się naturalnie, czego dowodem jest przesłanie pytań do polskiego resortu oraz spotkania Ministra Energii z unijną Komisarz ds. konkurencji Margrethe Vestager. Polska dostarczyła także KE ocenę wystarczalności mocy - Capacity Assesment, sporządzoną zgodnie z wymogami ENTSOE, co jest de facto podstawowym dokumentem do ubiegania się o zgodę na wprowadzenie rynku mocy. I w tym miejscu pojawia się pierwszy z dwóch potencjalnie najtrudniejszych punktów negocjacyjnych.

Urzednicy unijni stoją na stanowisku, że wdrażanie mechanizmów wsparcia może być utrudnieniem dla budowy Jednolitego Rynku Energii i docelowo funkcjonowania na terenie Unii Regionalnych Centrów Operacyjnych, które mają mieć w swoich kompetencjach podejmowanie decyzji inwestycyjnych. Centra mają przede wszystkim wydawać polecenia krajowym Operatorom Systemu Przesyłowego w zakresie kluczowych kwestii dla bezpieczeństwa pracy systemów, jak np. wyznaczanie zdolności przesyłowych wymiany transgranicznej, wymagane wielkości rezerw mocy i zdolności wytwórczych dostępnych dla transgranicznego udziału w mechanizmach mocowych.

Według Brukseli wprowadzanie sztywnych mechanizmów krajowych spowoduje, że będą one mniej

otwarte, mniej elastyczne i przez to droższe. Stąd ustanowienie w opublikowanym 30 listopada 2016 r. „pakiecie zimowym”, czyli docelowej konstytucji energetycznej dla krajów UE, narzędzia w postaci „Europejskiej oceny wystarczającej mocy” (European adequacy assessment), która ma kontrolować jakie jest ryzyko wystąpienia niedoboru dostaw w określonym kraju. Do oceny niedoboru będzie brana pod uwagę łącznie zarówno moc z krajowego systemu, jak i możliwości importu z innych krajów UE z zapewnieniem maksymalnej możliwej wymiany handlowej - w pierwszym okresie na poziomie 10%, a w kolejnym do 15 % zużycia krajowego.

Drugim punktem sporu jest złagodzenie zapisu dotyczącego uzależnienia korzystania z mechanizmów mocowych przez jednostki wytwórcze od kryterium emisyjności CO₂ na poziomie 550 g/kWh (będzie obowiązywał od 2022 r.). Zespół kierowany przez prof. Pantelisa Kaprosa wskazał w swojej analizie, że problem zaostrenia kryterium dla instalacji węglowych dotyczy nie tylko Polski, ale również Rumunii, Grecji oraz częściowo Estonii (łupki bitumiczne). Z analizy dokumentu wynika, że autorzy rekomendują wdrażanie kontraktów różnicowych w stosunku do typowych rynków mocy, ponieważ prognozowany jest wzrost uprawnień do emisji CO₂ w związku z wdrożeniem w 2019 r. rezerwy stabilizacyjnej (MSR - *market stability reserve*). *Autorzy raportu uwzględniają możliwość skorzystania przez te cztery kraje ze scenariusza „Domestic fuel support”, czyli wykorzystania paliw krajowych dla zapewnienia sobie bezpieczeństwa energetycznego. Wskazują jednak, że to rozwiązanie może być droższe, niż przebudowa miksu energetycznego.*

Taki negatywny scenariusz może pojawić się zwłaszcza w sytuacji, gdy źródła odnawialne będą wypychać duże elektrownie konwencjonalne do pracy szczytowej lub okołoszczytowej. Atutem Polski w negocjacjach z Komisją Europejską są wyliczenia wyższych kosztów energii i pogorszenia się sytuacji obywateli w razie braku możliwości wdrożenia rynku mocy. Z wyliczeń wykonanych na zlecenie Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej wynika, że rezygnacja z tak rygorystycznego wskaźnika EPS i wdrożenie mechanizmów mocowych pozwoli zaoszczędzić polskim odbiorcom energii 30 mld zł, które mogą być skierowane na rozwój kraju. Atutem jest także to, że Polska wzorując się na doświadczeniach Wielkiej Brytanii i Francji, wybrała rynkowy model mechanizmu - oparty o aukcje na moc. Innymi atutami dla polskich negocjatorów są: rządowy program elektromobilności i wsparcie dla oddolnych oraz samorządowych inicjatyw, jak klastry energii. Rynek mocy jest jednak w obecnej sytuacji Polski niezbędny, ponieważ aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej konieczna jest budowa nowych zdolności wytwórczych.

Zobacz także: [URE ostrzega przed nieuczciwymi dostawcami energii](#)

Zobacz także: [Przyznano dotację na modernizację sieci ciepłowniczej w Opolu](#)