

Ocena ustawy o rynku mocy

1 Wprowadzenie

W piątek, 8 grudnia 2017 r. Sejm uchwalił ustawę o rynku mocy¹ (dalej: „ustawa”). W związku z tym można pokusić się o pierwszą ocenę ostatecznej wersji mechanizmu rynku mocy, w którym, od momentu wniesienia projektu ustawy do Sejmu, zaszedł szereg istotnych zmian.

Wskazywanym przez ustawodawcę celem regulacji jest konieczność zapewnienia średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju².

Niniejsza analiza stanowi kontynuację czterech wcześniejszych opracowań Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi, dotyczących kolejnych wersji projektu rynku mocy³. Opracowanie ma na celu ocenę ustawy. Przedstawia ono, w sposób syntetyczny, kolejno: główne wnioski płynące z analizy (zawierające próbę oceny wpływu tak zaprojektowanego mechanizmu na krajowy sektor energetyczny), ocenę zgodności rynku mocy z prawem Unii Europejskiej, a także przedstawienie najistotniejszych zmian dokonanych w trakcie sejmowego procesu legislacyjnego.

2 Wnioski z analizy ustawy o rynku mocy

- Ustawa, w przeciwieństwie do wszystkich wcześniejszych wersji projektu rynku mocy, spełnia warunki dopuszczalności wprowadzenia mechanizmu mocowego, określone w Wytycznych Komisji Europejskiej (KE) w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (dalej: „Wytyczne EEAG”)⁴. W projekcie rynku mocy dokonano wielu zmian, wynikających w szczególności z uzgodnień

¹ Przebieg prac nad projektem ustawy jest dostępny na stronie:

<http://sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/PrzebiegProc.xsp?id=A67FD55CBC3335F8C125815A002572EF> (dostęp 11.12.2017).

² Zob. art. 1 ust. 2 ustawy.

³ Są to, kolejno, od najbardziej aktualnego opracowania: Rządowy projekt ustawy o rynku mocy. Wątpliwości prawne, środowiskowe i ekonomiczne: <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/rzadowy-projekt-ustawy-o-rynku-mocy-watpliwosci-prawne-srodowiskowe-i-ekonomiczne/>; Ryzyka prawne związane z rynkiem mocy w Polsce: <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/ryzyka-prawne-zwiazane-z-rynkiem-mocy-w-polsce/>; Projekt ustawy o rynku mocy a prawo Unii Europejskiej: <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/projekt-ustawy-o-rynku-mocy-a-prawo-unii-europejskiej/> oraz Założenia rynku mocy w Polsce – analiza prawna i ekonomiczna (wspólnie z Regulatory Assistance Project): <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/11014/> (dostęp 11.12.2017).

⁴ Dz. U. UE C z 2014 r., nr 200, str. 1. Wytyczne EEAG są dostępne na stronie: [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=PL](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=PL) (dostęp 11.12.2017).

z KE⁵. Zmieniona formuła mechanizmu wiąże się z wysokim prawdopodobieństwem uzyskania pozytywnej decyzji Komisji.

- Najbardziej zasadnicza zmiana, zlikwidowanie tzw. „koszyków aukcyjnych” (w istocie brak możliwości zamknięcia poszczególnych aukcji głównych więcej niż jedną ceną rozliczeniową⁶) jest zgodna z ideą rynku mocy jako mechanizmu mającego gwarantować jakiegokolwiek niezbędne rezerwy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) i ogranicza ryzyko inwestycji w kolejne, nowe bloki węglowe, co – w dłuższym horyzoncie czasowym – byłoby najbardziej niekorzystnym wariantem z punktu widzenia emisyjności tego systemu⁷.
- Jedna cena rozliczeniowa może zwiększyć koszty rynku mocy dla odbiorców końcowych, ponieważ dostawcy mocy z istniejących, zamortyzowanych jednostek będą otrzymywać takie samo wynagrodzenie, jak dostawcy mocy z nowych (planowanych) instalacji. Z drugiej strony, koszty mechanizmu powinno redukować szerokie uwzględnienie w rynku mocy jednostek zagranicznych.
- Koszty rynku mocy będą oczywiście pochodną cen zamknięcia poszczególnych aukcji. Z kolei ceny zamknięcia aukcji powinny odzwierciedlać ewentualny problem z zapewnieniem wymaganego poziomu rezerw mocy w danych okresach dostaw. Tytułem przykładu, w Wielkiej Brytanii dotychczasowe ceny zamknięcia aukcji głównych wahały się od 6,95⁸ do 22,50⁹ £/kW/rok.
- Niezależnie od powyższego, z danych Ministerstwa Energii (ME) wynika, że w związku z brakiem możliwości wydzielenia odrębnych „koszyków aukcyjnych” dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy, w pierwszym okresie dostaw (2021 r.) koszt całkowity rynku mocy, tj. łączna wartość płaconej opłaty mocowej netto, może być o około 1 mld zł wyższy niż w przypadku zamknięcia aukcji trzeba różnymi cenami rozliczeniowymi i wynieść około 6,4 mld zł¹⁰. Po uwzględnieniu zakładanego przez ME spadku cen na, podstawowym, rynku energii (o 1,5 mld zł/rok) koszt pieniężny rynku mocy może zatem wynosić około 5 mld zł rocznie i być o 25 proc. wyższy od wartości wynikającej z wniesionej do Sejmu Oceny Skutków Regulacji (OSR). Zakładany w OSR średnioroczny koszt rynku mocy, w ujęciu pieniężnym netto, miał wynosić około 4 mld zł¹¹.
- Prognozowane koszty polskiego rynku mocy są znacznie wyższe od faktycznych kosztów funkcjonowania podobnych mechanizmów¹² w państwach takich jak Wielka Brytania czy Francja. Roczne koszty rynków mocy, wynikające z dotychczas przeprowadzonych aukcji, kształtowały się w tych krajach na porównywalnym poziomie (tj. 4-5,5 mld zł¹³), jednak za około dwu- (w przypadku Wielkiej Brytanii) lub czterokrotnie (we Francji) większy wolumen zamawianych/wymaganych rezerw mocy¹⁴.

⁵ Zob. <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12292758/12396049/12396050/dokument315693.pdf> (dostęp 11.12.2017).

⁶ Zasada ta nie dotyczy jednostek zagranicznych. Zob. szerzej poniżej.

⁷ Zob. <http://www.chronmyklimat.pl/download.php?id=424> (dostęp 11.12.2017).

⁸ W przypadku Early Auction 2017. Zob. <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/EA%2017-18%20Final%20Results.pdf> (dostęp 11.12.2017).

⁹ W przypadku aukcji T-4 z 2016 r., na okres dostawy 2020/21. Zob.

<https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Final%20Results%20Report%20-%20T-4%202016.pdf> (dostęp 11.12.2017).

¹⁰ Zob. Departament Energetyki, Ministerstwo Energii, Analiza techniczno-ekonomiczna związana z planami wprowadzenia rynku mocy w Polsce, maj 2017, s. 8, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12292758/katalog/12396049#12396049> (dostęp 26.06.2017).

¹¹ Zob. OSR, tab. w pkt 7 na s. 12. Dokument jest dostępny na stronie:

<http://orka.sejm.gov.pl/Druki8ka.nsf/0/0DA75A28A5C59A9FC1258159004D36FB/%24File/1722.pdf> (dostęp 11.12.2017).

¹² Tj. ogólnorynkowych mechanizmów opartych na zadanym wolumenie.

¹³ Na potrzeby porównania założono średnie kursy walut z dnia 11 grudnia 2017 r., tj. założono że cena 1 euro wynosi około 4,20 zł, natomiast cena jednego funta szterlinga wynosi około 4,76 zł. Zob. <http://www.nbp.pl/home.aspx?f=/kursy/kursy.html> (dostęp 11.12.2017).

¹⁴ Tytułem przykładu, „najdroższa”, jak do tej pory, aukcja główna w Wielkiej Brytanii (z 2016 r., na okres dostawy 2020/2021) zamknęła się ceną rozliczeniową 22,50 £/kW/rok. W wyniku aukcji tej zakontraktowano około 52,5 GW mocy, co daje łączny koszt wynoszący około 5,5 mld zł. Zob.

- Odnośnie do kosztów rynku mocy należy mieć również na uwadze, że:
 - wartość płaconej opłaty mocowej, tak samo jak w przypadku innych składników rachunku za energię elektryczną, będzie powiększona o należny podatek od towarów i usług (VAT) w stawce podstawowej (wynoszącej dzisiaj 23%);
 - ustawa przewiduje, że cena obowiązku mocowego dla wieloletnich umów mocowych będzie podlegać corocznej waloryzacji wskaźnikiem inflacji;
 - w alternatywnym dla rynku mocy wariantcie rynku jednotowarowego (ang. *energy only market*), w praktyce „obudowanego” różnymi mechanizmami pomocy państwa (pomocy publicznej), które dotyczą jednak poszczególnych segmentów rynku energii¹⁵ – w przypadku systemu elektroenergetycznego, w którym występują określone średnio- lub długoterminowe problemy w zakresie wystarczalności mocy wytwórczych – wzrost kosztów ponoszonych z tego tytułu przez odbiorców końcowych energii elektrycznej powinien kształtować się na zbliżonym poziomie.
- Na skutek doprecyzowania wielu elementów rynku mocy w samej ustawie, a w szczególności poprzez rezygnację z koncepcji określania rokrocznie w rozporządzeniu ME parametrów techniczno-ekonomicznych dla poszczególnych grup technologii (tzw. atrybutów), których spełnienie uprawniałoby do zawierania wieloletnich umów mocowych, mechanizm rynku mocy będzie zawierał więcej właściwości rynkowych, a mniej możliwości „politycznego” kształtowania rynku mocy przez ME. Z drugiej strony, może to powodować większą niepewność i wyższą wycenę ryzyka przez dostawców mocy, a w konsekwencji – wpływać na wzrost kosztów mechanizmu.
- Ustawa, w porównaniu do wcześniejszych projektów, zawiera postanowienia, które przewidują preferencyjne traktowanie jednostek odznaczających się mniej negatywnym oddziaływaniem na środowisko. Preferencje te¹⁶ obejmują dostawców mocy z:
 - jednostek redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną (ang. *demand side response*, DSR);
 - magazynów energii;
 - nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych spełniających jednostkowy wskaźnik emisji na poziomie nie większym niż 450 g CO₂/kWh wytwarzanej energii, tj. w szczególności:
 - bloków gazowo-parowych (ang. *combined cycle gas turbine*, CCGT) lub turbin gazowych (ang. *open cycle gas turbine*, OCGT), oraz
 - jednostek kogeneracyjnych (ang. *combined heat and power*, CHP), niezależnie od stosowanego w takich jednostkach paliwa (ww. wskaźnik powinny spełniać także nowe lub modernizowane jednostki CHP wykorzystujące węgiel)¹⁷.

Preferencje te należy ocenić bardzo pozytywnie. Dostawcy mocy z planowanych, niskoemisyjnych jednostek rynku mocy będą jednak musieli konkurować cenowo z istniejącymi jednostkami wytwórczymi (tj. w zasadniczej mierze z, relatywnie tanimi,

<https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Final%20Results%20Report%20-%20T-4%202016.pdf> (dostęp 11.12.2017). Natomiast pierwsza aukcja francuskich certyfikatów mocowych zamknęła się ceną 9,99 €/kW/rok. Na te aukcji sprzedano certyfikaty odpowiadające łącznej mocy około 22,6 GW, jednak łączny wolumen mocy certyfikowanej przez francuskiego operatora systemu przesyłowego RTE wyniósł około 93 GW. Można zatem przyjąć, że koszt francuskiego rynku mocy wynosi w 2017 r. około 4 mld zł. Zob. http://www.epexspot.com/en/press-media/press/details/Press/show_detail/36738 oraz <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2017/05/raczka-capacity-market-poland-nowoczesna-2017-may-05.pdf> (dostęp 11.12.2017). Tymczasem polskie ME szacuje, że pierwsza aukcja główna może zamknąć się ceną w przedziale 268-279 zł/kW/rok, przy zakontraktowanej mocy około 24 GW. Zob. Departament Energetyki, Analiza techniczno-ekonomiczna, *op. cit.*, s. 8.

¹⁵ Przewidziany w ustawie rynek mocy stanowi system oparty na wolumenie, który ma obejmować cały rynek.

¹⁶ Zob. szerzej poniżej.

¹⁷ Dane dot. emisyjności poszczególnych technologii za: <http://www.chronmyklimat.pl/download.php?id=424>, s. 15 (dostęp 11.12.2017). Należy zaznaczyć, że w praktyce potwierdzenie spełnienia parametru dotyczącego emisyjności ma następować w oparciu o niezależną ekspertyzę.

blokami węglowymi), co budzi uzasadnione wątpliwości co do skali uczestnictwa takich przedsięwzięć w rynku mocy (zwłaszcza w początkowej fazie obowiązywania mechanizmu).

- Trudno oczekiwać, aby bez wprowadzania ogólnego standardu emisyjnego (ang. *emission performance standard*, EPS) rynek mocy stał się narzędziem umożliwiającym istotną redukcję emisyjności krajowej elektroenergetyki¹⁸ (mając oczywiście na uwadze, że rynek mocy będzie zasadniczym, ale jednak zaledwie jednym z wielu elementów modelu organizacji rynku energetycznego¹⁹).
- Ustawa może wpływać na rozwój zarządzania popytem na energię elektryczną (ang. *demand side management*, DSM) w dwojaki sposób. Po pierwsze, w rynku mocy, w sposób czynny, mogą brać udział jednostki DSR. W praktyce jednak istotniejszy może okazać się przewidziany w ustawie bodziec do rozwoju DSM przez aktywnych odbiorców w taryfach innych niż G (tj. w przypadku odbiorców końcowych innych niż odbiorcy pobierający energię elektryczną w gospodarstwie domowym) w postaci „dynamicznego” sposobu naliczania opłaty mocowej, której wartość będzie zależna od ilości energii elektrycznej pobieranej z sieci w godzinach doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE, wyznaczanych odrębnie dla poszczególnych kwartałów roku²⁰.
- Niezależnie od powyższego, głównymi beneficjentami rynku mocy będą dostawcy z istniejących jednostek węglowych, którzy będą otrzymywać wyższe wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego niż w przypadku „koszykowego” modelu mechanizmu. Ponadto, ustawa w sposób preferencyjny traktuje istniejące jednostki wytwórcze, które rozpoczęły wytwarzanie energii elektrycznej po 1 lipca 2017 r. (w szczególności chodzi o nowy blok B11 o mocy 1075 MW w Elektrowni Kozienice), które będą uprawnione do zawarcia nawet 15-letniej umowy mocowej²¹.
- Ustawę należy uznać za bardziej progresywny środek na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych niż brytyjski rynek mocy, na którym był wzorowany pierwszy projekt krajowego mechanizmu mocowego²². W szczególności, ustawa – w przeciwieństwie do brytyjskiego mechanizmu z 2014 r.²³ – uwzględnia:
 - możliwość zawierania wieloletnich umów mocowych przez dostawców mocy z jednostek DSR;
 - preferencyjne traktowanie niskoemisyjnych jednostek wytwórczych; oraz
 - bezpośredni udział w rynku mocy jednostek zlokalizowanych w innych państwach członkowskich UE, w tym zagranicznych jednostek DSR (także tych zagregowanych, tj. składających się z wielu mniejszych podmiotów).
- Analiza zmian w projekcie rynku mocy oraz porównanie ustawy z dotychczas zaakceptowanymi przez KE mechanizmami mocowymi prowadzi do ogólnego wniosku, że Komisja – która posiada wyłączną kompetencją w zakresie zatwierdzania pomocy publicznej – interpretuje prawne warunki dopuszczalności pomocy na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych²⁴ w sposób coraz bardziej ścisły i nie wyraża zgody

¹⁸ W tym zakresie zob. http://www.pkee.pl/upload/files/A_Report_for_the_Polish_Electricity_Association_FTI.pdf, s. 65 i nast. (dostęp 11.12.2017).

¹⁹ Jako inne mechanizmy mogące wpływać na dekarbonizację KSE należy wskazać europejski system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (ang. *emissions trading scheme*, ETS), aukcyjny system wsparcia OZE lub planowany przez rząd mechanizm finansowania inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej.

²⁰ Należy oczekiwać, że będą to godziny popołudniowe latem i wieczorne zimą. Konkretnie godziny będzie publikował Prezes URE.

²¹ Co do zasady istniejące jednostki rynku mocy są uprawnione do zawarcia umowy mocowej na jeden rok.

²² http://www.me.gov.pl/files/upload/26170/Projekt%20rozwi%C4%85za%C5%84%20funkcjonalnych%20rynku%20mocy_final.pdf (dostęp 11.12.2017).

²³ Zob. http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf (dostęp 11.12.2017).

²⁴ Określone w pkt 3.9 Wytocznych EEAG.

na dany środek pomocy, jeżeli państwo członkowskie nie spełni jednocześnie wszystkich warunków z Wytycznych EEAG.

- Tę samą prawidłowość można odnieść do akceptacji innych krajowych środków pomocy na cele związane z energią, takich jak, w dalszym ciągu niezaakceptowany przez KE, aukcyjny system wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) lub planowany przez ME nowy system wsparcia CHP. Krajowe mechanizmy pomocy publicznej powinny być konstruowane z pełnym uwzględnieniem obowiązujących przepisów prawa Unii Europejskiej, co umożliwiłoby ich szybsze i bardziej efektywne wdrożenie.
- Korzystne zmiany w ustawie należy uznać za rezultat szerokich konsultacji projektu, zarówno na poziomie unijnym (z KE), jak i krajowym. Taki standard konsultacji nie był do tej pory regułą w przypadku stanowienia krajowych regulacji z zakresu energetyki (zwłaszcza w obszarze OZE), w związku z czym sposób przeprowadzenia konsultacji należy ocenić w sposób bardzo pozytywny. Jednocześnie można zaapelować do decydentów, aby w przyszłości wszystkie projekty zmian w prawie energetycznym również były, od samego początku, konsultowane w możliwie najszerszy sposób.

3 Ustawa o rynku mocy a prawo UE

W publikacjach, które zostały przytoczone we wprowadzeniu²⁵, ClientEarth wskazywała na szereg niezgodności projektowanego rynku mocy z rynkiem wewnętrznym Unii Europejskiej. Analiza ustawy prowadzi do wniosku, że podnoszone wady prawne projektu zostały wyeliminowane. Poniżej przedstawione zostało zestawienie wcześniejszych zarzutów ClientEarth oraz sposób, w jaki problemy te zostały zaadresowane w ostatniej wersji proponowanego rynku mocy.

3.1 Możliwość niezapewnienia uczestnictwa wystarczającej liczby wytwórców do ustalenia konkurencyjnej ceny zdolności wytwórczej

- Przedmiotowa wada projektu rynku mocy została wyeliminowana poprzez likwidację tzw. „koszyków aukcyjnych”.
- Na podstawie zmienionej formuły rynku mocy, wszyscy dostawcy mocy mają konkurować w tej samej aukcji, z jedną ceną zamknięcia, dzięki czemu przewidziane w ustawie aukcje mocy można uznać za procedurę przetargową zgodną z zasadami konkurencji²⁶. Wycena mocy będzie następowała w sposób bardziej rynkowy, a mniej zależny od administracyjnych rozstrzygnięć ME.
- Jedyny wyjątek od zasady jednej ceny rozliczeniowej dla wszystkich dostawców mocy został przewidziany w odniesieniu do jednostek zagranicznych. Cena obowiązku mocowego dla takich jednostek może być niższa od ceny zamknięcia aukcji²⁷, ponieważ ceną dla jednostek zagranicznych jest najwyższa cena w ofercie wyjścia dotyczącej jednostki rynku mocy objętej obowiązkiem mocowym, zlokalizowanej w jednej z trzech stref obejmujących następujące państwa członkowskie UE:
 - część Niemiec, Czechy i Słowację;

²⁵ Zob. przypis nr 4 powyżej.

²⁶ Zob. pkt 229 Wytycznych EEAG.

²⁷ Cena ta może być taka sama, jak cena zamknięcia danej aukcji głównej albo dodatkowej, nie może być jednak wyższa, ponieważ nie może ona odnosić się do jednostki rynku mocy, która nie została objęta obowiązkiem mocowym.

- o Litwę; oraz
- o Szwecję.

3.2 Dyskryminacyjne traktowanie jednostek DSR

- Wada projektu została wyeliminowana z uwagi na:
 - o możliwość zawierania wieloletnich (maksymalnie 5-letnich²⁸) umów mocowych przez nowe (planowane) jednostki DSR²⁹; oraz
 - o dopuszczenie do udziału w rynku mocy jednostek DSR z innych państw członkowskich UE, w tym także jednostek zagregowanych (czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej zagranicą jest równoznaczne z eksportem energii do Polski).

3.3 Niewystarczające uwzględnienie możliwości świadczenia obowiązku mocowego przez jednostki zlokalizowane poza terytorium Polski

- Wada projektu została wyeliminowana poprzez zapewnienie w ustawie pełnej możliwości uczestnictwa w rynku mocy jednostkom zagranicznym, zlokalizowanym w państwach członkowskich UE, których systemy elektroenergetyczne są bezpośrednio połączone z KSE.
- Ustawa uwzględnia udział mocy zagranicznych w rynku mocy w dwóch postaciach:
 - o pośredniej, poprzez jednostki połączenia międzysystemowego (tzw. interkonektory); oraz
 - o bezpośrednio przez jednostki zlokalizowane w sąsiednich państwach członkowskich UE, w tym przez zagraniczne jednostki DSR.

3.4 Brak preferencyjnego traktowania wytwórców niskoemisyjnych (w przypadku równoważnych parametrów technicznych i ekonomicznych)

- Wada projektu została wyeliminowana z uwagi na:
 - o dodanie reguły, zgodnie z którą w przypadku jednakowych ofert pierwszeństwo uzyskania wsparcia ma jednostka z niższym jednostkowym wskaźnikiem emisji CO₂; oraz
 - o możliwość zawarcia przez nowe lub modernizowane jednostki wytwórcze spełniające jednostkowy wskaźnik emisji na poziomie nie większym niż 450 g CO₂/kWh wytwarzanej energii o dwa lata dłuższej umowy mocowej niż w przypadku pozostałych nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy, tj. umowy na, odpowiednio, maksymalnie 17 lub 7 lat (tzw. *green bonus*).

²⁸ Choć, zgodnie z ustawą, nowe jednostki wytwórcze mogą ubiegać się nawet o 17-letnie umowy mocowe.

²⁹ Warto przy tym zaznaczyć, że w ramach brytyjskiego rynku mocy nawet nowe jednostki DSR mogą ubiegać się wyłącznie o jednoroczne umowy mocowe.

3.5 Rynek mocy jako środek pomocy umożliwiający przyznawanie dotacji szkodliwych dla środowiska

- W przypadku polskiego KSE, w którym obecnie około 75 proc. mocy zainstalowanej stanowią elektrownie zawodowe na węglu kamiennym lub brunatnym³⁰, wprowadzenie jakiegokolwiek ogólnorynkowego mechanizmu mocowego w praktyce będzie wiązało się z ustanowieniem nowego środka pomocy państwa umożliwiającego przyznawanie dotacji szkodliwych dla środowiska. Tymczasem jednym z celów Wytycznych EEAG jest (cyt.): „stopniowe wycofanie dotacji szkodliwych dla środowiska, w tym dotacji na paliwa kopalne”³¹.
- Zgodnie z Wytycznymi EEAG, powyższego nie należy jednak postrzegać jako samoistnej, bezwzględnej przesłanki uniemożliwiającej wprowadzenie przez państwo członkowskie danego środka na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych, jeżeli zostaną spełnione inne warunki z tych Wytycznych, a w szczególności państwo to weźmie pod uwagę elementy takie jak:
 - ułatwienie zarządzania popytem; oraz
 - zwiększenie przepustowości połączeń wzajemnych³².
- W związku z uwagami poczynionymi w pkt 3.2 i 3.3 powyżej, jak również z uwagi na inne okoliczności (zwłaszcza wprowadzenie w 2017 r. nowego programu gwarantowanego z płatnością za gotowość i wykorzystanie, dedykowanego dostawcom usługi DSR³³) można założyć, że Polska takie dodatkowe warunki spełniła.

3.6 Możliwość wygenerowania nowych kosztów osieroconych

- Ta potencjalna wada rynku mocy, w ujęciu prawnym, jest zależna, w pierwszej kolejności, od ostatecznego kształtu tzw. pakietu zimowego³⁴, a w szczególności od ostatecznych postanowień, bezpośrednio obowiązującego we wszystkich państwach członkowskich UE, rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej³⁵. Kształt poszczególnych regulacji składających się na pakiet zimowy jest i będzie natomiast jeszcze przedmiotem negocjacji i głosowań w instytucjach Unii.
- Należy zaznaczyć, że na dzień dzisiejszy w systemie prawa Unii Europejskiej nie obowiązują inne regulacje dotyczące pomocy państwa na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych niż Wytyczne EEAG, w związku z czym ustawa o rynku mocy, co do zasady, powinna być oceniana przez Komisję na podstawie tych Wytycznych. Oczywiście należy brać pod uwagę, że sytuacja prawna na gruncie prawa UE może się zmienić (i najpewniej zmieni się) w trakcie funkcjonowania rynku mocy.
- Niezależnie od finalnych postanowień pakietu zimowego, należy mieć na uwadze, że KE wyda też nowe wytyczne dotyczące pomocy państwa na cele związane z energią, gdyż obowiązujące Wytyczne EEAG zostały wydane na czas określony (lata 2014-2020)³⁶.

³⁰ Zob. https://www.pse.pl/raporty-za-rok-2016#t1_1 (dostęp 11.12.2017).

³¹ Zob. pkt 220 Wytycznych EEAG.

³² *Ibidem*.

³³ Zob. <https://www.pse.pl/-/przetarg-na-uslugi-dsr-zakonczony-sukcesem-?> (dostęp 11.12.2017).

³⁴ Tj. pakietu zmian w prawie energetycznym UE: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Zob.

<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition> (dostęp 11.12.2017).

³⁵ Projekt nowelizacji tego rozporządzenia jest dostępny na stronie: http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9b9d9035-fa9e-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0008.02/DOC_1&format=PDF (dostęp 11.12.2017).

³⁶ Uwaga ta dotyczy ewentualnych zmian w rynku mocy, dokonywanych po 2020 r.

4 Najistotniejsze poprawki przyjęte w Sejmie

Wśród najistotniejszych poprawek do ustawy o rynku mocy, które zostały zgłoszone w Sejmie, i które mają znaczenie z punktu widzenia zgodności analizowanego mechanizmu z rynkiem wewnętrznym oraz obowiązującym prawem o pomocy publicznej Unii Europejskiej, należy wymienić:

- likwidację tzw. „koszyków aukcyjnych”, tj. usunięcie możliwości zamknięcia aukcji głównej więcej niż jedną ceną zamknięcia;
- rezygnację z koncepcji atrybutów (co z jednej strony bardziej „urynkawia” cały mechanizm, jednak z drugiej strony, w praktyce, może premiować technologie węglowe);
- możliwość udziału jednostek zagranicznych w rynku mocy już od pierwszego okresu dostaw, tj. od 2021 r.³⁷;
- zmiana formuły uczestnictwa mocy zagranicznych z aukcji biletowych na aukcje wstępne, co wydaje się stanowić mniej skomplikowaną i bardziej atrakcyjną formę udziału w mechanizmie mocowym dla dostawców mocy z jednostek zagranicznych;
- bezpośrednio uwzględnienie w rynku mocy jednostek połączenia międzystanowego (interkonektorów);
- dodanie nowego parametru aukcji w postaci maksymalnego wolumenu obowiązków mocowych dla stref, w których znajdują się jednostki zagraniczne biorące udział w rynku mocy;
- dopuszczenie agregacji w ramach zagranicznych jednostek DSR (w rynku mocy będzie mogła brać udział grupa wielu zagranicznych jednostek DSR, o łącznej mocy nie mniejszej niż 2 MW);
- zmniejszenie wymaganego czasu dotrzymywania mocy osiągalnej przez jednostki uczestniczące w rynku mocy z 15 do 4 godzin (4 godz. to naturalny czas rozładowywania magazynu energii)
- możliwość udziału w rynku mocy nowych (planowanych) jednostek DSR;
- możliwość zawierania przez planowane jednostki DSR 5-letnich umów mocowych³⁸;
- objęcie standardami emisyjnymi także jednostek DSR;
- regulę, zgodnie z którą w przypadku jednakowych ofert pierwszeństwo uzyskania wsparcia ma mieć jednostka z niższym jednostkowym wskaźnikiem emisji CO₂;
- preferencyjne traktowanie CHP względem konwencjonalnych bloków energetycznych, poprzez możliwość oferowania przez jednostki CHP części wolumenu mocy w aukcji głównej, a pozostałej części w aukcji dodatkowej dla tego samego okresu dostaw;
- regulę, zgodnie z którą możliwość zawierania wieloletnich umów mocowych w przypadku nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych ma być zależna od poziomu nakładów inwestycyjnych (CAPEX), określonego w rozporządzeniu ME:
 - zgodnie z informacjami przedstawicieli ME, przedstawionymi na posiedzeniu sejmowej Podkomisji nadzwyczajnej do rozpatrzenia rządowego projektu ustawy o rynku mocy³⁹, zakłada się, że:

³⁷ Na podstawie wcześniejszego projektu pierwsza dostawa mocy z takich jednostek w ramach mechanizmu mocowego mogłaby nastąpić w 2025 r.

³⁸ Zgodnie z wcześniejszymi wersjami projektu ustawy, podobnie jak ma to miejsce w Wielkiej Brytanii, wszystkie jednostki DSR były uprawnione do oferowania obowiązków mocowych maksymalnie na okres jednego roku.

³⁹ Zob. http://www.sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/transmisje_arch.xsp?unid=9832CE0AE5AAC32EC12581C600269575 (dostęp 11.12.2017).

- 15-letnie umowy mocowe będą mogły zawierać jednostki o poziomie CAPEX wynoszącym co najmniej 3 mln zł/MW,
- 5-letnie umowy mocowe będą mogły zawierać jednostki o poziomie CAPEX wynoszącym pomiędzy 0,5 a 3 mln zł/MW;
- „green bonus” dla nowych lub modernizowanych jednostek spełniających jednostkowy wskaźnik emisyjności na poziomie nie większym niż 450 g CO₂/kWh wytwarzanej energii, w tym jednostek CHP, w postaci o 2 lata dłuższej umowy mocowej niż w przypadku pozostałych jednostek rynku mocy, tj. umowy o długości maksymalnie:
 - 17 zamiast 15 lat – w przypadku niektórych nowych jednostek wytwórczych (w szczególności jednostek CCGT),
 - 7 zamiast 5 lat – w przypadku niektórych nowych jednostek wytwórczych oraz modernizowanych jednostek wytwórczych (w szczególności jednostek OCGT)⁴⁰;
- uzależnienie możliwości zawarcia wieloletniej umowy mocowej od spełnienia określonych wymogów emisyjnych⁴¹;
- dopuszczenie do udziału w rynku mocy instalacji spalania wielopaliwowego (współspalania), biorących jednocześnie udział w aukcyjnym systemie wsparcia OZE (w zakresie części mocy generowanej z paliw nieodnawialnych):
 - we wcześniejszych wersjach projektu do uczestnictwa w rynku mocy były uprawnione wyłącznie instalacje współspalania biorące jednocześnie udział w tzw. systemie zielonych certyfikatów (świadczeń pochodzenia) lub niekorzystające z operacyjnego systemu wsparcia OZE,
 - może to wskazywać, że ME zakłada w przyszłości funkcjonowanie instalacji współspalania w ramach aukcyjnego systemu wsparcia OZE^{42,43};
- dodanie harmonogramu aukcji głównych, z datą ostatniej aukcji głównej w 2025 r. (koresponduje to z unijnym prawem o pomocy publicznej, zgodnie z którym KE zatwierdza dany środek pomocy na okres nie dłuższy niż 10 lat)⁴⁴ – ostatnie umowy mocowe mogłyby zatem wygasnąć z końcem 2046 r.;
- przekazywanie KE corocznych sprawozdań z funkcjonowania rynku mocy.

⁴⁰ Literalne brzmienie projektu ustawy przed 2 czytaniem zakładało możliwość zawierania 7-letnich umów mocowych także przez planowane jednostki DSR (byłoby to możliwe w przypadku dysponowania przez dostawcę mocy niskoemisyjnym źródłem wytwórczym „za licznikiem”). Zgłoszona w drugim czytaniu poprawka Klubu Parlamentarnego PiS do art. 25 ust. 5, poprzez dodanie do tej jednostki redakcyjnej frazy „będąca jednostką rynku mocy wytwórczą” przesądza jednak, że z mechanizmu *green bonus* będą mogły skorzystać wyłącznie jednostki wytwórcze.

⁴¹ W zakresie emisji siarki, tlenków azotu oraz pyłów, wynikających z dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (ang. industrial emissions directive, IED, Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, z późn. zm.) albo z dyrektywy w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (ang. *medium combustion plants*, MCP, Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str. 1).

⁴² Obecnie nie ma żadnej takiej instalacji.

⁴³ Co ciekawe, w ustawie nie ma przepisu, który wykluczałby z uczestnictwa w rynku mocy krajowe jednostki CHP, które korzystają jednocześnie z dedykowanego mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji (o ile taki system będzie w Polsce obowiązywał po 2020 r.). Ustawa nie pozwala na udział w aukcjach w przypadku jednoczesnego korzystania z systemu wsparcia CHP jedynie w przypadku jednostek zagranicznych.

⁴⁴ Zob. np. http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf, pkt 162 (dostęp 11.12.2017). Po upływie tego okresu państwo członkowskie może ponownie zgłosić środek, jeśli dokona ponownej oceny jego adekwatności.

Wojciech Kukuła
Prawnik
Klimat i Energia
22 307 21 02
wkukula@clientearth.org
www.clientearth.pl

ClientEarth jest nienastawioną na zysk organizacją pozarządową skupiającą prawników zajmujących się ochroną środowiska. Ma biura w Londynie, Brukseli i Warszawie. Łącząc prawo, naukę i politykę publiczną, tworzy strategie i narzędzia, które pomagają mierzyć się z największymi problemami środowiska naturalnego.

Działalność ClientEarth nie byłaby możliwa bez hojnego wsparcia innych fundacji, instytucji publicznych oraz osób prywatnych.

Brussels
Rue du Trône 60
5ème étage
1050 Bruxelles
Belgique

London
274 Richmond Road
London
E8 3QW
UK

Warsaw
ul. Żurawia 45
00-680 Warszawa
Polska