



Projekt ustawy
o rynku mocy
a prawo Unii
Europejskiej



ClientEarth
Prawnicy dla Ziemi



Warszawa, 15 grudnia 2016 roku

Autorzy: Wojciech Kukuła, dr Marcin Stoczkiewicz

Opracowanie graficzne: Sylwia Urbańska

Wydawca: Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi
ul. Żurawia 45, 00-680 Warszawa

Fotografia na okładce: iStockphoto

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi
Jesteśmy prawnikami zajmującymi się ochroną środowiska.
Łącząc prawo, naukę i politykę publiczną tworzymy strategie
i narzędzia, które pomagają mierzyć się z największymi
problemami środowiska naturalnego.

1. Wprowadzenie



W dniu 5 grudnia 2016 r. na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji opublikowano projekt ustawy o rynku mocy¹. Zgodnie z uzasadnieniem do projektu, celem ustawy jest zapobieżenie niedoborom mocy wytwórczych poprzez 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 u odbiorców².

Projekt ustawy w zasadniczej mierze bazuje na dokumencie „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy”³ z 30 września 2016 r. Rozwiązania te stanowią zmienioną wersję „Projektu rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy”⁴, opublikowanego przez Ministerstwo Energii w dniu 4 lipca 2016 r. Lipcowy projekt został oceniony w raporcie „Założenia rynku mocy w Polsce – analiza prawna i ekonomiczna”⁵, przygotowanym przez Regulatory Assistance Project (RAP)⁶ i Fundację ClientEarth Prawnicy dla Ziemi.

Ponieważ projekt ustawy o rynku mocy różni się od oryginalnych założeń z lipca 2016 r., celowe wydaje się przygotowanie nowego opracowania dotyczącego koncepcji rynku mocy w Polsce. Niniejszy raport został zasadniczo zawężony do porównania projektu ustawy o rynku mocy z prawem Unii Europejskiej. Zawiera on jednak również niezbędne odniesienia do, wynikających z przedstawionego projektu, ekonomicznych następstw wprowadzenia rynku mocy.

Opracowanie zawiera krótką charakterystykę proponowanego przez Ministerstwo Energii mechanizmu wynagradzania mocy oraz odpowiednich unijnych regulacji z zakresu zapewnienia wystarczalności mocy wytwórczych. Niniejszy raport stara się odpowiedzieć na następujące pytania:

- ◆ czy proponowany rynek mocy stanowi pomoc państwa (pomoc publiczną)? – a jeżeli tak, to:
- ◆ czy projekt ustawy o rynku mocy jest zgodny z (tak obecnymi, jak i projektowanymi) przepisami prawa Unii Europejskiej?

1 <http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12292758/12396022/12396023/dokument260368.pdf> (dostęp 11.12.2016 r.).

2 <http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12292758/12396022/12396023/dokument260372.pdf>, s. 2 (dostęp 11.12.2016 r.).

3 http://www.me.gov.pl/files/upload/26489/Rozwiazania%20funkcjonalne%20rynku%20mocy_final_20161003.pdf (dostęp 11.12.2016 r.).

4 http://www.me.gov.pl/files/upload/26170/Projekt%20rozwi%C4%85za%C5%84%20funkcjonalnych%20rynku%20mocy_final.pdf (dostęp 11.12.2016 r.).

5 Raport jest dostępny pod adresem: <http://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2016-07-14-zalozenia-rynku-mocy-w-polsce-%E2%80%93-analiza-prawna-i-ekonomiczna-coll-pl.pdf> (dostęp 11.12.2016 r.).

6 Dowiedz się więcej na stronie: <http://www.raponline.org/>.

2. Główne wnioski

- ◆ Przewidziane w projekcie ustawy o rynku mocy wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego stanowi pomoc państwa.
- ◆ W obecnej formie, umożliwiającej odrębne rozstrzygnięcie aukcji w odniesieniu do nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy, proponowany mechanizm utracił cechy rynku, tzn. zbioru niezmiennych reguł konkurencji pomiędzy wykonawcami obowiązku mocowego.
- ◆ Projekt ustawy jest niezgodny z rynkiem wewnętrznym UE w zakresie:
 - ◆ ustanawiania nowego mechanizmu, który umożliwia przyznawanie dotacji szkodliwych dla środowiska;
 - ◆ nieuwzględnienia możliwości świadczenia obowiązku mocowego przez moce transgraniczne;
 - ◆ potencjalnej możliwości niezapewnienia uczestnictwa wystarczającej liczby wytwórców do ustalenia konkurencyjnej ceny zdolności wytwórczej w przypadku poszczególnych aukcji głównych, kończących się odrębnie dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy.
- ◆ Rynek mocy w proponowanym kształcie może nie uzyskać pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej, która dysponuje wyłączną kompetencją i szerokim zakresem uznania w zakresie akceptacji pomocy państwa.
- ◆ Przedstawione w Ocenie Skutków Regulacji (OSR) koszty pieniężne rynku mocy wynoszą 4,15 mld zł w 2021 r., po czym rosną w kolejnych latach, osiągając kwotę 5,1 mld zł w 2026 r. Choć w OSR nie przedstawiono prognozy na kolejne lata, to można przyjąć, że kwota 5,1 mld zł rocznie będzie aktualna w kolejnych 10 latach (tzn. do końca obowiązywania pierwszych 15-letnich umów mocowych dla nowych jednostek rynku mocy). Oznacza to łączny, dodatkowy koszt dla odbiorców w wysokości ponad 70 mld zł w okresie 2021-35.
- ◆ Kluczowe kwestie (w tym zwłaszcza parametry aukcji) nie zostały skonkretyzowane w samym projekcie, ale mają zostać określone dopiero w aktach wykonawczych do ustawy. W konsekwencji, z jednej strony nie jest możliwe precyzyjne określenie struktury zamawianych mocy, wpływu rynku mocy na środowisko oraz konkretnych kosztów tego mechanizmu, z drugiej zaś strony taki zabieg legislacyjny może dodatkowo utrudnić akceptację projektu przez Komisję Europejską.

3. Mechanizm wynagradzania mocy według projektu ustawy o rynku mocy

Zgodnie z projektem ustawy o rynku mocy:

- ◆ Rynek mocy ma postać scentralizowanego systemu aukcyjnego, w którym mogą uczestniczyć zarówno jednostki wytwórcze, jak i jednostki redukcji zapotrzebowania na moc (ang. *Demand Side Response*, DSR).
- ◆ Począwszy od 2021 r. (tj. od pierwszego roku dostaw mocy) odbiorcy końcowi będą ponosić nie tylko koszty dostarczonej energii elektrycznej, ale także koszty dostępności mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Temu celowi ma służyć nowa opłata mocowa, przeznaczana na wypłatę wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego przez dostawców, którzy wygrali aukcję.
- ◆ Aukcje zostały podzielone na aukcje główne oraz dodatkowe. Zwycięzcy aukcji głównej są obowiązani do dostarczania mocy do KSE w piątym roku po zamknięciu tej aukcji (przy czym przepisy przejściowe przewidują krótsze odstępy czasu pomiędzy pierwszymi aukcjami głównymi a okresem dostaw). Aukcje dodatkowe będą przeprowadzane w roku poprzedzającym dostawę mocy.
- ◆ W aukcjach mogą uczestniczyć dostawcy dysponujący jednostkami o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 2 MW. Jest możliwy udział grup mniejszych jednostek, jednak ich łączna moc osiągalna również musi wynosić co najmniej 2 MW.
- ◆ W rynku mocy nie mogą uczestniczyć dostawcy mocy z zagranicy.
- ◆ W wyniku aukcji głównej dostawcy mocy z nowych jednostek rynku mocy mogą zawrzeć umowy mocowe maksymalnie na okres 15 lat, dostawcy mocy z modernizowanych jednostek – maksymalnie na okres 5 lat, a dostawcy mocy z istniejących jednostek rynku mocy – na jeden rok. W wyniku aukcji dodatkowej umowy mocowe są zawierane na dany kwartał roku kalendarzowego.
- ◆ Projekt ustawy nie zawiera definicji nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy. W związku z tym, w szczególności, nie jest jasne, czy taką jednostką może być także jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania⁷, czy tylko jednostka rynku mocy wytwórcza. Należałoby postulować dodanie do słowniczka ustawowego odpowiednich, obiektywnych definicji legalnych nowej oraz modernizowanej jednostki rynku mocy.

- ◆ Co do zasady aukcja kończy się jedną ceną zamknięcia dla wszystkich jednostek rynku mocy. Minister Energii może jednak postanowić, że dana aukcja główna kończy się różnymi (wyższymi) cenami zamknięcia dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy.
- ◆ Możliwość udziału w aukcji głównej w przypadku dostawców mocy z nowych lub modernizowanych jednostek jest uzależniona od spełnienia tzw. atrybutów, które są określane w rozporządzeniu Ministra Energii. Atrybuty te mogą różnić się dla poszczególnych grup technologii. Atrybuty mają obejmować następujące parametry techniczno-ekonomiczne:
 - ◆ jednostkowy poziom nakładów (kosztów) inwestycyjnych;
 - ◆ sprawność jednostki wytwórczej;
 - ◆ wskaźnik emisji CO₂;
 - ◆ wskaźnik emisji substancji szkodliwych dla środowiska; oraz
 - ◆ minimum techniczne jednostki wytwórczej, szybkość zmiany obciążenia lub wymagania dotyczące charakterystyki uruchamiania (co najmniej jeden z tych trzech parametrów).
- ◆ W rynku mocy mogą uczestniczyć dostawcy mocy z jednostek otrzymujących pomoc państwa na podstawie innych systemów wsparcia (OZE, kogeneracji, pokrywania kosztów powstałych w związku z rozwiązaniem tzw. kontraktów długoterminowych itd.), a w szczególności operatorzy instalacji spalania wielopaliwowego (współspalania). W przypadku instalacji współspalania wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego ulega odpowiedniemu pomniejszeniu o udział mocy generowanej z odnawialnych źródeł energii.
- ◆ Obowiązek mocowy może być przedmiotem obrotu na rynku wtórnym.

4. Projekt ustawy o rynku mocy jako pomoc państwa

4.1. TFUE

Wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego, o którym mowa w projekcie ustawy o rynku mocy, stanowi pomoc państwa w rozumieniu prawa UE, ponieważ spełnia ono łącznie wszystkie przesłanki z art. 107 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE)⁸, tj. środek ten⁹:

⁸ Dz. U. z 2004 r., nr 90, poz. 864/2, z późn. zm.

⁹ Zob. szerzej w: M. Stoczkiewicz, Capacity mechanisms in the electricity sector in the context of State aid, European Energy Journal, vol. 5, issue 4, November 2015.

- ◆ jest przyznawany przedsiębiorstwom energetycznym (dostawcom mocy);
- ◆ jest przyznawany przez państwo lub przy użyciu zasobów państwa, w jakiegokolwiek formie, ponieważ:
 - ◆ środki na wypłatę wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego pochodzą z nałożonej przez państwo na wszystkich odbiorców końcowych energii elektrycznej opłaty mocowej, oraz
 - ◆ środki te pozostają pod kontrolą i są wypłacane przedsiębiorstwom przez kontrolowanego przez państwo zarządcę rozliczeń, na podstawie przyjętego przez państwo mechanizmu redystrybucji;
- ◆ przyznaje selektywną korzyść, ponieważ:
 - ◆ mechanizm ten przyznaje korzyść wyłącznie niektórym przedsiębiorstwom energetycznym,
 - ◆ tytułem przykładu, operator pojedynczej jednostki (tak wytwórczej, jak i redukcji zapotrzebowania) o mocy osiągalnej mniejszej niż 2 MW nie może samodzielnie zawrzeć umowy mocowej ani uzyskać wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego;
- ◆ zakłóca konkurencję lub grozi zakłóceniem konkurencji, ponieważ:
 - ◆ wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego jest przyznawane na wykreowanym przez państwo rynku, który jest wtórny względem samego rynku energii, oraz
 - ◆ wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego otrzymują wyłącznie niektórzy, a nie wszyscy konkurenci na rynku energii;
- ◆ wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE, ponieważ zarówno energia elektryczna, jak i moc elektryczna może być przedmiotem obrotu na rynku wewnętrznym UE.

4.2. BADANIE SEKTOROWE KE

W dniu 30 listopada 2016 r. Komisja Europejska opublikowała raport końcowy z badania sektorowego dotyczącego mechanizmów mocowych w UE (oryg. *Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*)¹⁰. Komisja w raporcie tym podkreśla, że publiczne wsparcie dla dostawców mocy stanowi pomoc państwa, która stwarza ryzyko zakłócenia konkurencji na rynku energii elektrycznej¹¹. Jako główne zagrożenia związane ze stosowaniem mechanizmów mocowych Komisja wskazuje ograniczanie takich mechanizmów wyłącznie do krajowych dostawców mocy (podczas gdy w UE, jako całości, występuje obecnie znaczna nadpłynność dostępnych mocy¹²), co prowadzi do wzrostu kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw¹⁴, jak również utrudnia realizację unijnych celów klimatycznych¹⁴.

10 COM(2016) 752 final. Dokument ten jest dostępny pod adresem: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en_.pdf (dostęp 11.12.2016 r.).

11 Ibidem, s. 2.

12 Ibidem, s. 3.

13 Ibidem, s. 2.

14 Ibidem.

Ponadto, zdaniem Komisji, mechanizmy mocowe nie mogą zastępować wprowadzania koniecznych reform na samym rynku energii¹⁵, w szczególności takich jak znoszenie nadmiernie niskich pułapów cen hurtowych¹⁶ oraz integracja rynkowa „kluczowej” technologii odpowiedzi strony popytowej (ang. *Demand Side Response*, DSR)¹⁷. Komisja podkreśla, że będzie wymagać tego typu reform w każdym państwie członkowskim zamierzającym wprowadzić mechanizm wynagradzania mocy¹⁸. W raporcie zaznaczono też, że krajowe mechanizmy mocowe muszą być w sposób wyraźny otwarte na możliwość partycypacji przez moce transgraniczne¹⁹.

5. Pomoc państwa na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych w prawie UE

5.1. TFUE

Przepisy TFUE stanowią, że co do zasady pomoc państwa jest niedopuszczalna²⁰. Od tej ogólnej reguły występuje szereg wyjątków, a jednym z nich jest fakultatywna możliwość uznania przez Komisję Europejską za zgodną z rynkiem wewnętrznym pomocy przeznaczonej na ułatwienie niektórych działań gospodarczych, pod warunkiem, że taka pomoc nie zmienia warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem²¹. Na tej podstawie Komisja może przyznać państwu członkowskiemu odstępstwo od generalnego zakazu przyznawania pomocy na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych²². Komisja dysponuje wyłączną kompetencją i szerokim zakresem uznania w zakresie akceptacji takiej pomocy²³.

5.2. EEAG

Komisja badając dany środek przyznający pomoc państwa, jest związana wydanymi przez siebie wytycznymi²⁴. Od 2014 r. takie wytyczne dotyczą także pomocy na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych. Warunki dopuszczalności pomocy na ten cel zostały określone w sekcji 3.9 komunikatu Komisji „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020” (ang. *Environmental and Energy Aid Guidelines*, EEAG)²⁵. W praktyce zatem Komisja nie może zaakceptować pomocy państwa, która nie byłaby zgodna ze wszystkimi, spełnionymi jednocześnie, warunkami określonymi w EEAG.

15 Ibidem, s. 7.

16 Ibidem, s. 5.

17 Ibidem, s. 6.

18 Ibidem, s. 17.

19 Ibidem, s. 18.

20 Por. art. 107 ust. 1 TFUE.

21 Por. art. 107 ust. 3 lit. c TFUE.

22 Zob. szerzej w: M. Stoczkiewicz, *Capacity mechanisms*, op. cit., s. 32.

23 Zob. szerzej w: M. Stoczkiewicz, *Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych w prawie Unii Europejskiej*, Warszawa 2011, ss. 383-385.

24 Zob. wyroki Trybunału Sprawiedliwości UE (TSUE) w sprawach: C-313/90, CIRFS p. Komisji (OTS z 1993, s. I-1125), pkt 36; C-351/98, Hiszpania p. Komisji (OTS z 2002, s. I-031), pkt 53; oraz C-409/00, Hiszpania p. Komisji (OTS z 2003, s. I-1487), pkt 95.

25 Dz. U. UE C z 2014 r., nr 200, s. 1.

6. Zgodność projektu ustawy o rynku mocy z rynkiem wewnętrznym UE

6.1. CEL BĘDĄCY PRZEDMIOTEM WSPÓLNEGO ZAINTERESOWANIA²⁶

Zgodnie z uzasadnieniem i OSR do projektu ustawy o rynku mocy, zasadniczym problemem, jaki ma rozwiązywać proponowana regulacja, jest brak odpowiedniej ilości mocy w KSE (ang. *missing capacity*). W OSR wskazano, że do 2035 r. konieczne będzie odtworzenie co najmniej 23 GW z 40 GW mocy elektrycznej zainstalowanej obecnie w KSE.

EEAG stanowi, że środki na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych mogą być konstruowane na różne sposoby, w tym, w szczególności, jako pomoc operacyjna, nagradzająca samo zobowiązanie do gotowości dostarczania energii elektrycznej. Taki właśnie środek stanowi zaproponowane w projekcie ustawy wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego, płatne dostawcy mocy przez zarządcę rozliczeń po zakończeniu każdego miesiąca okresu dostaw.

EEAG co do zasady wymaga, aby mechanizmy mocowe były otwarte dla wszystkim technologii, jednakże w granicach podjętych zobowiązań i celów klimatycznych. EEAG stanowi, że pomoc na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych może być sprzeczna z celem dotyczącym stopniowego wycofania dotacji szkodliwych dla środowiska, w tym dotacji na paliwa kopalne. Innymi słowy, wymogi środowiskowe stanowią jedyny wyjątek od ogólnej zasady neutralności technologicznej mechanizmu wynagradzania mocy.

Projekt ustawy o rynku mocy przewiduje możliwość ograniczenia neutralności technologicznej ze względu na wymogi środowiskowe. Może to nastąpić poprzez odpowiednie określenie tzw. atrybutów, które stanowią jeden z obligatoryjnych parametrów każdej aukcji głównej. Atrybuty te mają być określone w rozporządzeniu Ministra Energii i mogą być różne w przypadku kolejnych aukcji głównych. Zgodnie z projektem ustawy ww. atrybutami są w szczególności:

- ◆ wskaźnik jednostkowej emisji CO₂; oraz
- ◆ wskaźnik jednostkowej emisji substancji szkodliwych dla środowiska.

Mając na uwadze powyższe, należy zauważyć, że:

- ◆ obowiązek określenia ww. atrybutów dotyczy nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy, a zatem dyspozycja tej normy będzie spełniona także, jeżeli Minister Energii określi atrybuty wyłącznie dla nowych albo wyłącznie dla modernizowanych jednostek;

26 Pkt 219-221 EEAG.

- ◆ atrybuty mogą różnić się w przypadku poszczególnych grup technologii, w szczególności możliwe jest określenie innych wskaźników emisyjności dla jednostek węglowych, gazowych, kogeneracyjnych itd.; oraz
- ◆ nie ma możliwości określenia atrybutów dla istniejących jednostek rynku mocy.

Komisja Europejska posiada szeroki zakres uznania w zakresie akceptacji pomocy państwa. Polski system elektroenergetyczny charakteryzuje się wysokim średnim jednostkowym wskaźnikiem emisji CO₂ (ponad 800 g/kWh²⁷). W państwach członkowskich, w których Komisja do tej pory zaakceptowała mechanizmy wynagradzania mocy, wskaźnik ten jest znacznie niższy (poniżej 500 g CO₂/kWh w Wielkiej Brytanii²⁸ i mniej niż 100 g CO₂/kWh we Francji²⁹). Zgodność proponowanego w projekcie ustawy rynku mocy z celami EEAG zależy zatem w istocie od treści odpowiednich rozporządzeń określających parametry poszczególnych aukcji.

Ponieważ akty wykonawcze stanowią immanentny element proponowanego mechanizmu mocowego, konieczne jest, aby zakładane parametry (przynajmniej) pierwszej aukcji głównej zostały przedstawione Komisji Europejskiej podczas notyfikacji samej ustawy o rynku mocy. Możliwość wspierania w ramach rynku mocy nowych jednostek wytwórczych mających emitować średnio 700 lub więcej gram CO₂/kWh należy uznać za potencjalną niezgodność z zasadniczym celem EEAG w postaci stopniowego wycofywania dotacji szkodliwych dla środowiska.

EEAG wymaga także, aby identyfikacja problemu z zapewnieniem wystarczalności mocy wytwórczych była spójna z analizą europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych (ENTSO-E). Uzasadnienie i OSR do projektu ustawy o rynku mocy są oparte na niedostępnej publicznie analizie Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE)³⁰. Prognoza PSE będzie jednak musiała zostać udostępniona Komisji Europejskiej.

Konkluzja: projekt rynku mocy potencjalnie niezgodny z EEAG

6.2. POTRZEBA INTERWENCJI PAŃSTWA³¹

W ww. raporcie z badania sektorowego KE wskazano, że w przypadku zidentyfikowania długoterminowych problemów z zapewnieniem wystarczalności mocy za najbardziej odpowiedni można uznać mechanizm mocowy, który jest oparty na zadanym wolumenie mocy i obejmuje cały rynek. Przykładem takiego mechanizmu są zaproponowane w projekcie ustawy scentralizowane aukcje mocy. Niezależnie od powyższego należy wskazać, że Komisja Europejska każdorazowo bada potrzebę interwencji państwa w odniesieniu do konkretnego przypadku.

Konkluzja: projekt rynku mocy zgodny z EEAG

27 Por. http://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/160616_WSKAZNIKI_CO2.pdf (dostęp 11.12.2016 r.).

28 Por. <https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2015> (dostęp 11.12.2016 r.).

29 Por. <https://www.iea.org/newsroom/graphics/2015-04-28-carbon-emissions-from-electricity-generation-for-the-top-ten-producer.html> (dostęp 11.12.2016 r.).

30 Publicznie dostępne jest jedynie 10-stronicowe streszczenie wyników tej prognozy. Dokument ten jest dostępny pod adresem: http://www.pse.pl/uploads/kontener/Prognoza_pokrycia_zapotrzebowania_szczytowego_na_moc_w_latach_2016-2035.pdf (dostęp 11.12.2016 r.).

31 Pkt 222-224 EEAG.

6.3. ADEKWATNOŚĆ³²

Zgodnie z projektem ustawy o rynku mocy, wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego ma stanowić wynagrodzenie wyłącznie za usługę samej dostępności świadczoną przez dostawców mocy. Projektowany środek przewiduje wynagrodzenie jedynie za udostępnienie określonej wartości mocy (wyrażonej w MW) i nie przewiduje żadnego dodatkowego wynagrodzenia z tytułu sprzedaży energii elektrycznej (wyrażonej w MWh).

Rynek mocy jest otwarty i może zapewniać odpowiednie zachęty zarówno dla dostawców mocy z istniejących, jak i nowych jednostek. Mechanizm ten jest także otwarty dla dostawców mocy z jednostek redukcji zapotrzebowania (DSR), w tym operatorów magazynowania energii, chociaż – interpretując przepisy projektu ustawy w zgodzie z wrześnieowymi „Rozwiązaniami funkcjonalnymi rynku mocy” – zasoby strony popytowej nie są traktowane na równi z zasobami strony podażowej. Rynek mocy uwzględnia potencjalnie różne czasy potrzebne na realizację nowych inwestycji. Proponowany mechanizm ma uwzględniać prognozowane fizyczne przepływy energii na połączeniach transgranicznych przy wyznaczaniu wymaganego poziomu rezerw mocy ponad zapotrzebowanie szczytowe w danym okresie dostaw³³.

Konkluzja: projekt rynku mocy zgodny z EEAG

6.4. EFEKT ZACHĘTY³⁴

Istnienie efektu zachęty w przypadku pomocy na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych ocenia się na podstawie ogólnych zasad EEAG. Warunki dotyczące efektu zachęty są spełnione w szczególności w sytuacji, kiedy pomoc skłania beneficjenta do zmiany zachowania w sposób poprawiający funkcjonowanie bezpiecznego, zapewniającego przystępne ceny i zrównoważonego rynku energii. Pomoc nie może jednak rekompensować normalnego ryzyka biznesowego związanego z działalnością gospodarczą.

EEAG ustanawia domniemanie istnienia efektu zachęty, jeżeli pomoc jest przyznawana w drodze procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji, takiej jak mechanizm aukcyjny³⁵. Dotyczy to także przypadków, w których prace nad danym projektem zostały rozpoczęte przed złożeniem przez beneficjenta wniosku o przyznanie pomocy³⁶. Co do zasady efektem zachęty cechuje się również pomoc przyznawana na dostosowanie do przyszłych norm unijnych³⁷.

Konkluzja: projekt rynku mocy zgodny z EEAG

32 Pkt 225-226 EEAG.

33 Por. pkt 65 „Rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy”.

34 Pkt 237 EEAG.

35 Por. pkt 50 w zw. z pkt 52 EEAG.

36 Ibidem.

37 Takich jak modernizacja w celu dostosowania się do konkluzji dotyczących BAT (ang. best available techniques, najlepsze dostępne techniki), o których mowa w dyrektywie 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (IED) (Dz. U. UE L z 2010 r., nr 334, s. 17, z późn. zm.). Por. pkt 53 EEAG.

6.5. PROPORCJONALNOŚĆ³⁸

Rynek mocy ma być prowadzony w formie aukcji. EEAG ustanawia domniemanie, że tego typu procedura przetargowa co do zasady zapewnia zasadną stopę zwrotu dla beneficjentów pomocy na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych. Proponowany środek zawiera dodatkowe mechanizmy zapobiegające powstawaniu nieoczekiwanych (niezasadnych) zysków po stronie dostawców mocy z jednostek otrzymujących pomoc państwa na podstawie innych systemów wsparcia³⁹. Co do zasady rynek mocy skonstruowany jest w taki sposób, że cena minimalna mocy na aukcji dąży do zera (zasadą jest jedna cena zamknięcia dla wszystkich jednostek).

Konkluzja: projekt rynku mocy zgodny z EEAG

6.6. UNIKANIE NADMIERNEGO NEGATYWNEGO WPŁYWU NA KONKURENCJĘ I HANDEL⁴⁰

Zgodnie z EEAG, środek pomocowy powinien być skonstruowany tak, aby mógł obejmować wszelkie zdolności wytwórcze mogące skutecznie przyczyniać się do rozwiązania problemów z wystarczalnością mocy wytwórczych, tj. w szczególności powinien uwzględniać:

- ◆ uczestnictwo dostawców oferujących środki o równoważnej charakterystyce technicznej do jednostek wytwórczych, takich jak zarządzanie popytem (ang. *Demand Side Management*, DSM), połączenia wzajemne i magazynowanie energii (przy czym ograniczenie uczestnictwa operatorów takich jednostek w mechanizmie mocowym może być uzasadnione wyłącznie niewystarczającymi parametrami technicznymi w stosunku do parametrów niezbędnych do rozwiązania problemu z wystarczalnością mocy wytwórczych);
- ◆ kumulację (agregację/koncentrację) zarówno po stronie jednostek popytu, jak i podaży mocy;
- ◆ uczestnictwo dostawców z innych państw członkowskich (jeżeli jest to fizycznie możliwe); oraz
- ◆ uczestnictwo liczby wytwórców wystarczającej do ustalenia konkurencyjnej ceny zdolności wytwórczej.

Ponadto środek pomocowy na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych:

- ◆ nie powinien ograniczać zachęt do inwestowania w przepustowość połączeń wzajemnych;
- ◆ powinien zapewniać preferencyjne traktowanie wytwórców niskoemisyjnym (w przypadku istnienia jednocześnie równoważnych parametrów technicznych i ekonomicznych); oraz

38 Pkt 228-231 EEAG.

39 Por. art. 46 projektu ustawy o rynku mocy.

40 Pkt 232-233 EEAG.

- ◆ powinien zawierać środki mające na celu unikanie negatywnego wpływu na rynek wewnętrzny (w tym zwłaszcza w zakresie ograniczeń przetargowych lub innych środków utrudniających łączenie rynków).

Zestawiając powyższe z treścią projektu ustawy o rynku mocy, należy wskazać, że projekt ten:

- ◆ przewiduje możliwość uczestnictwa dostawców z jednostek redukcji zapotrzebowania (w tym operatorów magazynowania energii) w rynku mocy, ale – interpretując przepisy projektu ustawy w zgodzie z wrześnieowymi „Rozwiązaniem funkcjonalnym rynku mocy” – nie są oni traktowani w sposób równoważny z dostawcami mocy z jednostek wytwórczych, tj. mogą oni zawierać umowy mocowe co najwyżej na jeden rok (nawet w przypadku nowych przedsięwzięć inwestycyjnych DSR), podczas gdy operatorzy nowych jednostek wytwórczych mogą ubiegać się o umowy mocowe nawet na okres 15 lat⁴¹;
- ◆ przewiduje możliwość uczestnictwa w rynku mocy grup jednostek, zarówno redukcji zapotrzebowania, jak i wytwórczych;
- ◆ zawiera stosunkowo wysoki próg możliwości uczestnictwa w rynku mocy jednostek redukcji zapotrzebowania w wysokości 2 MW mocy osiągalnej (tak w przypadku pojedynczych, jak i zagregowanych jednostek DSR), przy czym przyjęcie takiego progu zostało uzasadnione „optymalnym poziomem tzw. granulacji”⁴², a nie istnieniem niewystarczających parametrów technicznych po stronie mniejszych jednostek;
- ◆ nie przewiduje możliwości uczestnictwa dostawców mocy z innych państw członkowskich, nawet jeżeli takie uczestnictwo byłoby fizycznie możliwe (co należy uznać za ograniczenie przetargowe mogące utrudniać łączenie rynków);
- ◆ może, ale nie musi zapewniać preferencyjnego traktowania dostawcom mocy z nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych (zależy to od kształtu konkretnych rozporządzeń Ministra Energii, określających parametry poszczególnych aukcji głównych); oraz
- ◆ może nie zapewniać uczestnictwa odpowiedniej liczby wytwórców wystarczającej do ustalenia konkurencyjnej ceny zdolności wytwórczej w przypadku określenia przez Ministra Energii zapotrzebowania na moc oczekiwanego do pokrycia przez nowe lub modernizowane jednostki rynku mocy:
 - ◆ dotyczy to przypadków, kiedy wolumen zapotrzebowania na moc w „koszyku” dla nowych (lub odpowiednio modernizowanych) jednostek będzie równy lub większy niż łączny wolumen mocy nowych jednostek zgłoszonych do udziału w danej aukcji głównej,

41 W związku z tym wydaje się, że prawidłowym rozwiązaniem byłoby potraktowanie nowych przedsięwzięć DSR na równi z modernizowanymi jednostkami wytwórczymi, co umożliwiłoby dostawcom mocy z takich jednostek redukcji zapotrzebowania zawieranie 5-letnich umów mocowych.

42 Por. uzasadnienie do projektu ustawy, s. 6.

- ◆ mając na uwadze, że znana jest także najwyższa cena, po której może nastąpić zawarcie umów mocowych, w przypadku zaistnienia takiej sytuacji wynik aukcji można przewidzieć z prawdopodobieństwem niemal graniczącym z pewnością jeszcze przed jej rozpoczęciem,
- ◆ w związku z powyższym, w takim przypadku nie będzie spełniony warunek EEAG dotyczący ustalenia konkurencyjnej ceny zdolności wytwórczej.

W konsekwencji, projektowany rynek mocy jest niezgodny z warunkami EEAG dotyczącymi unikania nadmiernego negatywnego wpływu na konkurencję i handel, w zakresie:

- ◆ nieuwzględnienia możliwości świadczenia obowiązku mocowego przez dostawców mocy z innych państw członkowskich;
- ◆ potencjalnego nierównoważnego traktowania dostawców mocy z jednostek redukcji zapotrzebowania w stosunku do dostawców mocy z jednostek wytwórczych⁴³;
- ◆ potencjalnej możliwości niezapewnienia uczestnictwa liczby wytwórców wystarczającej do ustalenia konkurencyjnej ceny zdolności wytwórczej w przypadku poszczególnych aukcji głównych, kończących się odrębnie dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy.

Konkluzja: projekt rynku mocy niezgodny z EEAG

6.7. ZGODNOŚĆ Z ART. 30 ORAZ 110 TFUE

Komisja Europejska bada także zgodność danego środka mającego przyznawać pomoc państwa z art. 30 oraz 110 TFUE. Z dotyczącego tych przepisów orzecznictwa Trybunału Sprawiedliwości UE (TSUE) wynika zakaz stosowania dyskryminacyjnych restrykcji w zakresie importu produktów (jakimi są również energia elektryczna i moc elektryczna) lub protekcyjnego traktowania krajowych produktów na rynku wewnętrznym⁴⁴.

Wielka Brytania w trakcie procesu badania zgodności brytyjskiego rynku mocy z rynkiem wewnętrznym UE zobowiązała się przed Komisją do dopuszczenia połączeń wzajemnych do udziału w aukcjach mocy⁴⁵ (i z tego zobowiązania się wywiązała⁴⁶). Francuski, zdecentralizowany mechanizm wynagradzania mocy będzie natomiast, od stycznia 2017 r., bezpośrednio otwarty dla dostawców mocy (zarówno z jednostek wytwórczych, jak i z jednostek redukcji zapotrzebowania) z sąsiednich państw członkowskich⁴⁷, choć oryginalny projekt w ogóle nie przewidywał możliwości udziału w tym mechanizmie mocy transgranicznych.

43 Należy zaznaczyć, że w tym zakresie do Sądu UE została zaskarżona decyzja Komisji w sprawie brytyjskiego rynku mocy. Por. sprawy T-788/14 MPF Holdings p. Komisji oraz T-793/14 Tempus Energy i Tempus Energy Technology p. Komisji.

44 Zob. wyrok TSUE w sprawie C-213/96 Outokumpu Oy (OTS z 1998 r., s. I-1777), pkt 30.

45 COM(2014) 5083 final, pkt 160.

46 Por. National Grid, Final auction results, T-4 Capacity Market Auction for 2019/20.

47 http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-6077_en.htm (dostęp 11.12.2016 r.).

Powyższa ewolucja orzecznictwa Komisji wskazuje, że aby zapewnić zgodność proponowanego rynku mocy z rynkiem wewnętrznym UE, konieczne jest dodanie do projektu ustawy przepisów umożliwiających udział w aukcjach mocy dostawcom z jednostek zlokalizowanych poza terytorium RP. Należy podkreślić, że odpowiednie regulacje, umożliwiające udział w aukcjach wytwórców energii elektrycznej w instalacjach spoza terytorium RP, zostały, z dniem 1 lipca 2016 r., dodane do ustawy o odnawialnych źródłach energii (OZE)⁴⁸.

Konkluzja: projekt rynku mocy niezgodny z TFUE

6.8. WNIOSKI

Rynek mocy w proponowanym kształcie może nie uzyskać pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej z uwagi na niezgodność z rynkiem wewnętrznym UE w zakresie:

- ◆ celu będącego przedmiotem wspólnego zainteresowania;
- ◆ unikania nadmiernego negatywnego wpływu na konkurencję i handel; oraz
- ◆ niezgodności z art. 30 i 110 TFUE.

7. Koszty rynku mocy

- ◆ Przedstawione w Ocenie Skutków Regulacji (OSR) do projektu ustawy wartości płaczonej opłaty mocowej wynoszą łącznie dla wszystkich grup odbiorców⁴⁹:
 - ◆ 4 mld 150 mln zł w 2021 r. (tj. w pierwszym roku dostaw),
 - ◆ 5 mld 100 mln zł w 2026 r. (w szóstym roku dostaw),
 - ◆ łącznie 24 mld 500 mln zł w latach 2021-2026.
- ◆ Dla odbiorców końcowych w gospodarstwie domowym przedstawione w OSR koszty rynku mocy wynoszą⁵⁰:
 - ◆ 1 mld 400 mln zł w 2021 r.,
 - ◆ 1 mld 700 mln zł w 2026 r.,
 - ◆ łącznie 8 mld 100 mln zł w latach 2021-2026.

Mając na uwadze, że podane wartości są kosztami netto (tj. pomniejszonymi o podatek od towarów i usług, VAT), przedstawione w OSR koszty rynku mocy przekładają się na wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej dla typowego gospodarstwa domowego o około 120-140 zł na rok.

48 Dz. U. z 2015 r., poz. 428, z późn. zm. Por. art. 73 ust. 8-12 tej ustawy.

49 Por. <http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12292758/12396022/12396023/dokument260355.pdf>, tabela na s. 12 (dostęp 11.12.2016 r.).

50 Ibidem.

Tabela nr 1. Koszty pieniężne rynku mocy, które poniosą odbiorcy w latach 2021-35 – dolne oszacowanie

Rok	Koszt w mld zł
2021	4,1
2022	4,3
2023	4,5
2024	4,7
2025	4,9
2026	5,1
2027	5,1
2028	5,1
2029	5,1
2030	5,1
2031	5,1
2032	5,1
2033	5,1
2034	5,1
2035	5,1
RAZEM w latach 2021-35	73,5

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE DANYCH Z OSR

Przedstawione w OSR koszty rynku mocy nie dają pełnego obrazu sytuacji, bo odnoszą się tylko do pierwszych 6 lat obowiązywania pierwszych 15-letnich umów mocowych dla nowych jednostek rynku mocy. Dlatego należy rozważać koszty rynku mocy w latach 2021-35. OSR nie podaje rocznych kosztów pieniężnych dla lat 2027-2035, ale na potrzeby oszacowania można przyjąć, że nie będą one wyższe niż dla roku 2026 (w rzeczywistości mogą być one wyższe, jeżeli w kolejnych latach zostaną zawarte kolejne umowy mocowe z nowymi jednostkami rynku mocy, ponieważ jednostki te będą oferowały wyższą cenę za moc w porównaniu do jednostek istniejących i modernizowanych). Zatem, w dolnym oszacowaniu, łączny koszt pieniężny dla odbiorców wynosi 73,5 mld zł w latach 2021-35.

Możliwość wyodrębnienia osobnych „koszyków” aukcyjnych dla jednostek nowych lub modernizowanych należy interpretować jako próbę obniżenia kosztu pieniężnego rynku mocy. Pozwoli to na bardzo znaczne obniżenie łącznej wartości wynagrodzeń za realizację obowiązku mocowego. W przypadku trzech różnych cen zamknięcia aukcji należy zakładać, że:

- ◆ cena zamknięcia (wyrażona w zł/MW/rok) dla nowych jednostek będzie bardzo wysoka, ale zakontraktowany wolumen mocy będzie relatywnie niski;
- ◆ cena zamknięcia dla modernizowanych jednostek będzie istotnie niższa niż cena dla nowych jednostek, ale znacznie wyższa niż cena dla jednostek istniejących;

- ◆ cena zamknięcia dla istniejących jednostek będzie niska, ponieważ:
 - ◆ korzyść dla operatorów tych jednostek stanowi jakikolwiek dodatkowy przychód (ang. *windfall profit*), oraz
 - ◆ w koszyku tym występuje ilościowa nadpłynność mocy, co determinuje dużą konkurencję cenową.

Przyznanie Ministrowi Energii kompetencji do arbitralnego wydzielania określonej transzy zamawianych mocy dla nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych może przekształcić rynek mocy w mechanizm przyznawania selektywnej pomocy znanym wcześniej podmiotom. Jeżeli obecnie są realizowane 4 nowe jednostki wytwórcze (Jaworzno, Kozienice, Opole i Turów) i Minister Energii wydzieli odrębną transzę dla nowych mocy w ramach pierwszej aukcji⁵¹, to niezależnie od wielkości oferowanego wolumenu, jedynymi dostawcami będą ENEA, PGE i Tauron, ponieważ przygotowanie, zakontraktowanie i wykonanie jakiegokolwiek bloku wytwórczego zajmuje 7-9 lat. ENEA, PGE i Tauron zaproponują cenę równą cenie maksymalnej wyznaczonej przez Ministra Energii⁵². W efekcie nie będzie to aukcja, a administracyjne przyznanie wysokich 15-letnich kontraktów, o z góry określonej cenie.

Reasumując, o ile możliwość wydzielania transz dla nowo budowanych bloków jest dobrym sposobem na obniżenie łącznego kosztu rynku mocy, to jednocześnie jest to zaprzeczenie samej idei rynku, jako zbioru reguł konkurencji, które są stabilne w dłuższym horyzoncie czasu i umożliwiają rywalizację pomiędzy dostawcami na równych prawach.

8. Projekt ustawy o rynku mocy a projekt rozporządzenia o rynku wewnętrznym energii elektrycznej

W dniu 30 listopada 2016 r. Komisja Europejska opublikowała tzw. pakiet zimowy (oryg. „*Clean Energy for All Europeans*” initiative), zawierający projekty 8 aktów prawnych Unii z zakresu energetyki. Jednym z nich jest projekt rozporządzenia o rynku wewnętrznym energii elektrycznej⁵³, który zawiera w szczególności przepisy dotyczące mechanizmów mocowych. Rozporządzenie – w przeciwieństwie do dyrektywy – jest aktem prawnym Unii, który wiąże całości i jest bezpośrednio stosowany we wszystkich państwach członkowskich⁵⁴. Przepisy rozporządzeń unijnych mają pierwszeństwo stosowania przed krajowymi ustawami.

Projekt rozporządzenia o rynku wewnętrznym energii elektrycznej jako jeden z celów i zasad ogólnych regulacji wskazuje dekarbonizację⁵⁵. Zgodnie z treścią projektu, ogólne zasady organizacji ryn-

51 W 2017 r., z pierwszym okresem dostaw w 2021 r.

52 Określonej na podstawie projektowanego art. 22 ust. 2 pkt 2 ustawy o rynku mocy.

53 http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v9.pdf (dostęp 11.12.2016 r.).

54 Zob. art. 288 ak. 2 TFUE.

55 Zob. art. 1 projektu tego rozporządzenia.

ku energii elektrycznej muszą (oryg. *shall*) w szczególności wspierać dekarbonizację, eliminować bariery dotyczące transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz zrównywać prawa wszystkich technologii, tak wytwórczych, magazynowania energii, jak i odpowiedzi strony popytowej (DSR)⁵⁶. Ponadto, cały rozdział 4. projektu rozporządzenia został poświęcony ocenie adekwatności zasobów (oryg. *resource adequacy*).

Projekt rozporządzenia ustanawia wiążące zasady dokonywania europejskiej oceny adekwatności zasobów (oryg. *European resource adequacy assesment*). Jeżeli taka ocena nie zidentyfikuje problemów z wystarczalnością zasobów, państwo członkowskie nie może (oryg. *shall not*) wprowadzić mechanizmu wynagradzania mocy⁵⁷.

Projekt rozporządzenia stanowi, że wszystkie mechanizmy mocowe, za wyjątkiem strategicznych rezerw mocy, muszą (oryg. *shall*) być bezpośrednio otwarte dla udziału dostawców mocy z innych państw członkowskich (pod warunkiem istnienia odpowiednich połączeń międzysystemowych oraz stref cenowych) – na równoważnych zasadach, jak w przypadku krajowych dostawców mocy⁵⁸. Ponadto, jeżeli dane państwo członkowskie zamierza wprowadzić nowy mechanizm wynagradzania mocy, musi ono (oryg. *shall*) skonsultować projekt tego mechanizmu co najmniej z tymi państwami członkowskimi, z którymi posiada połączenie międzysystemowe⁵⁹.

Następnie, według tego projektu nowe jednostki wytwórcze, co do których „ostateczna decyzja inwestycyjna” została podjęta po wejściu w życie rozporządzenia mogą uczestniczyć (oryg. *shall only be eligible to participate*) w mechanizmie wynagradzania mocy wyłącznie w przypadku, gdy wskaźnik jednostkowej emisji CO₂ wynosi mniej niż 550 g/kWh⁶⁰. Co więcej, jeżeli w danym państwie członkowskim funkcjonuje już mechanizm wynagradzania mocy, to po upływie 5 lat od wejścia w życie rozporządzenia w mechanizmie tym nie będą mogły (oryg. *shall not*) uczestniczyć także istniejące jednostki wytwórcze, emitujące 550 lub więcej gram CO₂/kWh⁶¹. Wymogu tego nie jest obecnie w stanie spełnić żadna elektrownia węglowa, wytwarzająca jedynie energię elektryczną.

Wszystkie istniejące, krajowe mechanizmy mocowe będą musiały (oryg. *shall*) zostać dostosowane do wymogów określonych w rozporządzeniu najpóźniej do dnia jego wejścia w życie⁶². Zgodnie z projektem, rozporządzenie to ma wejść w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w Dzienniku Urzędowym UE⁶³.

W związku z powyższym należy wskazać, że projekt ustawy o rynku mocy jest niezgodny z projektem unijnego rozporządzenia o rynku wewnętrznym energii elektrycznej. W szczególności, proponowany w projekcie ustawy model mechanizmu wynagradzania mocy w ogóle nie uwzględnia

56 Por. art. 3 ust. 1 lit. e, g oraz i projektu rozporządzenia.

57 Zob. art. 23 ust. 5 projektu rozporządzenia.

58 Zob. art. 21 ust. 1-2 projektu rozporządzenia.

59 Zob. art. 23 ust. 2 projektu rozporządzenia.

60 Zob. art. 23 ust. 4 zd. 1 projektu rozporządzenia.

61 Por. art. 23 ust. 4 zd. 2 projektu rozporządzenia.

62 Zob. art. 24 projektu rozporządzenia.

63 Zob. art. 65 projektu rozporządzenia.

możliwości udziału dostawców mocy z innych państw członkowskich. Ponadto, być może w przyszłości w krajowym rynku mocy nie będą mogły uczestniczyć – tak nowe, jak i istniejące – jednostki wytwórcze emitujące 550 lub więcej gram CO₂/kWh. Stwarza to ryzyko konieczności rozwiązania umów mocowych z dostawcami mocy z takich jednostek na podobnych zasadach, jak w przypadku umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (tzw. kontraktów długoterminowych, KDT)⁶⁴, które Komisja Europejska uznała za pomoc państwa niezgodną z rynkiem wewnętrznym UE. W konsekwencji, powoduje to ryzyko konieczności wypłacania operatorom takich jednostek wynagrodzenia na pokrycie tzw. kosztów osieroconych, bez możliwości wyegzekwowania od tych dostawców wykonania obowiązku mocowego.

Konkluzja: projekt rynku mocy niezgodny z projektem rozporządzenia o rynku energii

⁶⁴ Problematykę tę reguluje ustawa o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2007 r., nr. 130, poz. 905, z późn. zm.).

