

Udział wytwórców zagranicznych w polskim rynku mocy

Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Europejski kontekst regulacji
- III. Proces legislacyjny ustawy o rynku mocy a udział mocy zagranicznych
- IV. Wytwórcy zagraniczni w systemie aukcyjnym
- V. Wykonanie obowiązku mocowego przez wytwórcę zagranicznego
- VI. Podsumowanie

Streszczenie

Przedmiotem artykułu jest analiza przepisów odnoszących się do udziału wytwórców zagranicznych w polskim mechanizmie mocowym. W pracy omówiono zarówno kontekst europejski wymogu wprowadzenia *cross-border participation*, jak i proces legislacyjny ustawy o rynku mocy w tym zakresie. Prezentację regulacji udziału wytwórców zagranicznych podzielono strukturalnie na dwie części. W pierwszej kolejności przeanalizowano system aukcyjny ze szczególnym uwzględnieniem aukcji wstępnych. Następnie przedstawiono kwestię specyfiki wykonania obowiązku mocowego przez wytwórcę zagranicznego.

Słowa kluczowe: rynek mocy; wytwórcy zagraniczni; aukcje wstępne; system aukcyjny; obowiązek mocowy.

JEL: K20, K23, K32

I. Wprowadzenie

Zgodnie z art. 6 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (dalej: uorm lub ustawa o rynku mocy)¹, operator rynku mocy zapewnia możliwość udziału mocy zlokalizowanej w systemach elektroenergetycznych państwa członkowskiego Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (dalej: KSE). Przepis ten przewiduje zatem umożliwienie udziału w polskim rynku mocy wytwórcom zagranicznym (definiowanym w ustawie jako jednostki fizyczne zagraniczne wytwórcze), rozumianego przede wszystkim jako udział w aukcjach mocy, a następnie wykonanie wynikających z nich obowiązków mocowych. W niniejszym artykule zostanie podjęta próba wykazania, że regulacja tytułowej kwestii, a szczególnie przepisy ustawy o rynku mocy i Regulaminu rynku mocy

* Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu; finalista II Ogólnopolskiego Konkursu „Student z Energią” (Łódź, 2018); e-mail: pawel.ura@gmail.com.

¹ Dz.U. 2018, poz. 9.

(dalej: RRM)², nie może być interpretowana w próżni. Istotnie na jej kształt wpływają bowiem nie tylko prawo i polityka unijna, lecz także uwarunkowania techniczne oraz możliwość współpracy z operatorami państw sąsiednich.

II. Europejski kontekst regulacji

Cel zastosowania mechanizmów mocowych (*capacity mechanisms*) mieści się w jednym z celów politycznych Unii Europejskiej w obszarze energetycznym, którym zgodnie z art. 194 ust. 1 pkt 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej³ jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii. Zastosowanie tego rodzaju systemów wsparcia służy jednak przede wszystkim bezpieczeństwu energetycznemu na poziomie krajowym. Bowiem w przypadku, gdy wynagrodzenie mocowe przysługiwałoby wyłącznie rodzimym wytwórcom, mogłoby to doprowadzić do zmniejszenia inwestycji w połączenia międzysystemowe (interkonektory), gorszej pozycji konkurencyjnej mocy zagranicznych (w tym wstrzymywania inwestycji w państwach ościennych), a w konsekwencji podziału unijnego rynku energii. Ponadto, nie ulega wątpliwości, że sektor energetyczny jest sektorem o znaczeniu strategicznym, w którym interes narodowy długo przeważać będzie nad interesem unijnym.

Mając powyższe na uwadze, kwestię udziału wytwórców zagranicznych w polskim rynku mocy można rozpatrywać już na poziomie prawa pierwotnego Unii Europejskiej (Huhta, 2018). Zgodnie z art. 34 oraz art. 35 TFUE, ograniczenia ilościowe w przywozie i wywozie oraz wszelkie środki o skutku równoważnym są zakazane między państwami członkowskimi. Przepisy te konstytuują swobodę przepływu towarów, stanowiącą rdzeń jednolitego rynku Unii Europejskiej. Orzecznictwo Trybunału Sprawiedliwości UE wskazuje natomiast, że pojęcie towaru obejmuje także energię elektryczną⁴. Można wyrazić pogląd, że konstrukcja mechanizmu mocowego, nieprzewidującego udziału mocy zagranicznych, stanowiłaby restrykcje, o których mowa w przytoczonych przepisach. Co więcej, powoływanie się na derogację ze względu na bezpieczeństwo publiczne z art. 36 TFUE byłoby bezskuteczne w przypadku regulacji elektroenergetycznych z uwagi na daleko idącą harmonizację poprzez unijne prawo wtórne⁵. Kwestię tę poruszano w polskiej nauce prawa energetycznego. P. Bogdanowicz wskazał bowiem, że powołanie się na interes publiczny może okazać się niewystarczające. Innymi słowy, strategiczny charakter sektora energetycznego i powoływany w związku z tym interes publiczny w żadnym wypadku nie oznacza automatycznej derogacji od swobód rynku wewnętrznego (Bogdanowicz, 2012, s. 248). Odmienne zdanie w tym zakresie prezentuje M. Nowacki, który bazując na orzecznictwie TSUE odnoszącym się do produktów naftowych, w których trybunał dopuścił powoływanie się na art. 36 TFUE, wyraził pogląd, że TSUE orzekłby podobnie (*per analogiam*) w przypadku innych produktów energetycznych (Nowacki, 2010, s. 214).

Jednym z celów państw członkowskich UE, w myśl art. 3 ust. 1 dyrektywy 2009/72/WE jest stworzenie konkurencyjnego, bezpiecznego i zrównoważonego pod względem środowiskowym

² Regulamin rynku mocy zatwierdzony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dn. 30.03.2018 r. Pozyskano z: <https://bip.ure.gov.pl/download/3/9842/RRM30032018podpisany.pdf> (10.06.2018).

³ Wersja skonsolidowana Dz. Urz. UE z 2016 r., C 202/1.

⁴ Wyr. TS z 15.07.1964 r., *Costa/E.N.E.L.*, C-6/64, EU:C:1964:66; wyr. z 2.04.1998 r., *Outokumpu Oy*, C-213/96, EU:C:1998:155.

⁵ Zob. wyr. TS z 24.11.1993 r., *Keck/Mithouard*, C-267/91 i C-268/91, EU:C:1993:905.

rynku energii elektrycznej⁶. Trzeba wskazać również art. 1 ust. 2 dyrektywy 2005/89/WE, zgodnie z którym polityki państw członkowskich, dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, winny być przejrzyste, stabilne, a także – co istotne – niedyskryminacyjne oraz zgodne z wymogami konkurencyjnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej⁷. Przepisy dyrektyw konstytuują więc ogólne zasady konstrukcji wspólnego rynku energii. Stanowią też swoisty punkt wyjścia w odniesieniu do regulacji prawnych mechanizmów mocowych oraz innych systemów wsparcia wytwórców energii elektrycznej. Oceniając przyjęte przez dane państwo członkowskie rozwiązania, należy zatem badać spełnienie wymogu konkurencyjności występującej nie tylko w tym państwie, ale w całej Unii Europejskiej. I. Przybojewska w odniesieniu do bezpieczeństwa energetycznego zauważa, że istnieje współzależność zachodząca „pomiędzy zapewnieniem prawidłowego funkcjonowania wewnętrznego unijnego rynku energii a zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii na ten rynek. Nie jest to bowiem wyłącznie zależność ukierunkowana jednostronnie w ten sposób, że trudno sobie wyobrazić bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej bez odpowiednio konkurencyjnego i zliberalizowanego rynku wewnętrznego” (Przybojewska, 2017, s. 34).

Podkreślenia wymaga, że mechanizmy mocowe nie zostały dotychczas bezpośrednio uregulowane przez unijne prawo energetyczne. Zainteresowanie instytucji UE systemami wsparcia nadeszło z perspektywy pomocy publicznej. Jak słusznie bowiem zauważa M. Stoczkiewicz, instrumenty ingerencji państwa w sektorze energetycznym dość łatwo mogą spełniać wszystkie cechy pomocy państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE (Stoczkiewicz, 2011, s. 383). I tak w Wytycznych Komisji Europejskiej z 28 czerwca 2014 r. w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020 (dalej jako: Wytyczne)⁸ wskazano, że środek powinien być skonstruowany w taki sposób, aby mógł obejmować wszelkie zdolności wytwórcze mogące skutecznie przyczynić się do rozwiązania problemu z wystarczalnością mocy wytwórczych, a dalej, że powinien on uwzględniać uczestnictwo operatorów z innych państw członkowskich, w których takie uczestnictwo jest fizycznie możliwe, zwłaszcza w kontekście regionalnym, tj. w których zdolność wytwórczą można fizycznie udostępnić państwu członkowskiemu wdrażającemu środek oraz można wyegzekwować zobowiązania związane ze środkiem.

Wytyczne wskazują już wprost na wymóg zapewnienia udziału wytwórców zagranicznych. Ich brzmienie uwzględnia również możliwość istnienia technicznych ograniczeń w jego kompletnym wdrożeniu. Zgodnie z Wytycznymi środek pomocy publicznej nie powinien ograniczać zachęt do inwestowania w przepustowość połączeń wzajemnych oraz zagrażać łączeniu rynków, w tym rynków bilansujących.

Przyjęte przez KE założenia w tym zakresie inkorporowano w sprawozdaniu końcowym z badania sektorowego dotyczącego mechanizmów zapewniających zdolności wytwórcze, datowanym na dzień 30 listopada 2016 r. Siódmy i ostatni formułowany postulat przewiduje, że ogólnorynkowe mechanizmy zapewniające zdolności wytwórcze muszą być otwarte dla jawnego udziału

⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dn. 13.07.2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. Urz. UE. L. z 2009 r. Nr 211, s. 55–93 ze zm., tzw. dyrektywa elektroenergetyczna).

⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2005/89/WE z dn. 18.01.2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. UE. L. z 2006 r. Nr 33, s. 22–27, tzw. dyrektywa bezpieczeństwa dostaw).

⁸ Komunikat Komisji – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020 (Dz. Urz. UE C z 2014 r. Nr 200, s. 1–55).

transgranicznego, aby do minimum ograniczyć zakłócenia konkurencji transgranicznej i handlu, zapewnić zachęty dla dalszych inwestycji w połączenia międzysystemowe oraz zmniejszyć długofalowe koszty bezpieczeństwa dostaw energii w Europie.

Trzeba jednak podkreślić, że zarówno Wytyczne, jak i sprawozdanie z badania sektorowego są dokumentami o charakterze strategicznym. W związku z tym warto odnieść się do praktyki decyzyjnej KE w sprawach dotyczących mechanizmów mocowych w kontekście dopuszczenia udziału mocy zagranicznych. I tak w decyzji zatwierdzającej brytyjski rynek mocy z 23 lipca 2014 r. wskazano, że wówczas niemożliwe było zapewnienie udziału mocy zagranicznych bez zawarcia dodatkowych porozumień transgranicznych, których kompleksowość KE uznała oraz zaakceptowała zobowiązanie Zjednoczonego Królestwa do zapewnienia udziału interkonektorów w rynku mocy od 2015 r.⁹ Tym samym, brytyjski rynek mocy do dziś nie przewiduje bezpośredniego uczestnictwa wytwórców zagranicznych.

Cross-border participation było wykluczone w pierwotnym projekcie francuskiego rynku mocy, co stanowiło główny przedmiot dyskusji pomiędzy KE a Francją w procesie przedłużającej się notyfikacji rynku mocy¹⁰. Po zobowiązaniach strony francuskiej, tamtejszy mechanizm mocowy ma przewidywać tzw. aukcje biletowe dla każdego z granicznych systemów elektroenergetycznych z możliwym bezpośrednim udziałem wytwórców zagranicznych, nie wcześniej jednak niż od 2019 r.¹¹ Do tego czasu, z uwagi na konieczność zawarcia odpowiednich, kompleksowych porozumień z operatorami sąsiadujących państw, możliwy ma być wyłącznie udział interkonektorów jako tzw. system przejściowy albo rozwiązanie przejściowe (*transitory regime; transitory solution*). Analogiczne rozwiązanie (i jego uzasadnienie) przyjęto w zaakceptowanych przez KE mechanizmach mocowych we Włoszech¹² oraz w Irlandii¹³.

Wątpliwości co do istnienia, jak i przesłanek wymogu zapewnienia *cross-border participation* w systemach mocowych zostaną rozwiązane z dniem wejścia w życie tzw. pakietu zimowego¹⁴, a w szczególności art. 21 rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej¹⁵, już wprost formułującego obowiązek otwarcia mechanizmów innych niż rezerwy strategiczne dla zagranicznych dostawców zdolności wytwórczych, o ile istnieje połączenie międzysystemowe. Powyższe pokazuje, że funkcjonujące w UE mechanizmy mocowe, bazujące na przepisach poszczególnych państw członkowskich dopiero spotykają się z odpowiedzią europejskiego legislatora. Należy więc stwierdzić, że ostateczna ocena tych regulacji pod kątem zgodności z prawem UE zostanie dokonana w niedalekiej przyszłości.

⁹ Motywy 135 i 136 dec. KE z dn. 23.07.2014 r., C (2014) 5083 final. Pozyskano z: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf (28.07.2018).

¹⁰ Dec. KE z dn. 8.11.2016 r., C(2016) 7086 final. Pozyskano z: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1873332_3145.pdf (28.07.2018).

¹¹ Ibidem, motywy 118–125.

¹² Dec. KE z dn. 7.02.2018 r., C(2018) 617 final. Pozyskano z: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/270875/270875_1979508_218_2.pdf (28.07.2018).

¹³ Dec. KE z dn. 24.11.2017, C(2017) 7794 final oraz C(2017) 7789. Pozyskano z: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/268118/268118_1948215_123_2.pdf, <http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/267880/267880_1948214_166_2.pdf (28.07.2018).

¹⁴ Oficjalna nazwa tego pakietu legislacyjnego, zaprezentowanego przez KE w dniu 30.11.2016 r., to „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”.

¹⁵ *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity (recast)*, 30.11.2016, COM(2016) 861 final, 2016/0379 (COD).

III. Proces legislacyjny ustawy o rynku mocy a udział mocy zagranicznych

Warto odnotować, że pierwszy projekt uorm, datowany na 30 listopada 2016 r. nie przewidywał możliwości udziału wytwórców zagranicznych¹⁶. Niemniej już na etapie uzgodnień oraz konsultacji publicznych zgłaszano uwagi dotyczące możliwej niezgodności projektu z prawem UE¹⁷, między innymi ze strony Ministra Spraw Zagranicznych¹⁸. Wcześniej, bo 16 listopada 2016 r., rozpoczęto rozmowy prenotyfikacyjne z Komisją Europejską, dotyczące planowanej pomocy publicznej, w których prawdopodobnie wskazywano na konieczność dodania, a następnie rozwinięcia przepisów dotyczących *cross-border participation*¹⁹.

Obowiązek uwzględnienia udziału mocy zagranicznych wprowadzono do projektu ustawy o rynku mocy z dnia 12 maja 2017 r., w rozdziale drugim, dziale drugim²⁰. Projekt przewidywał system kontraktowania dostawców energii elektrycznej poprzez tzw. aukcje biletowe (*ticket auctions*²¹), podobnie więc jak we francuskim modelu rynku mocy. Polegał on na tym, że dla poszczególnych systemów przesyłowych państw UE, bezpośrednio połączonych z KSE, organizowana byłaby aukcja, w której właściciel jednostki fizycznej zagranicznej albo podmiot przez niego upoważniony składa ofertę zakupu prawa do oferowania obowiązku mocowego na rynku mocy, zwanego dalej „biletem”. W myśl projektowanych przepisów uzyskanie biletu uprawniałoby do wpisu do rejestru rynku mocy oraz udziału w aukcji głównej.

Regulacja ta nie zapewniała jednak pełnej konkurencyjności mocy zagranicznych w zestawieniu z wytwórcami rodzimymi. Co więcej, nie przewidywała możliwości udziału interkonektorów. Do ostatecznego ukształtowania się przepisów uorm w tym zakresie doszło dopiero na etapie prac sejmowych, w listopadzie 2017 r.²²

IV. Wytwórcy zagraniczni w systemie aukcyjnym

Ustawa o rynku mocy dopuszcza udział mocy zagranicznych w rynku mocy dwoma drogami, zestawionymi w formie alternatywy rozłącznej w art. 6 ust. 1. Pierwszą z nich jest bezpośrednia partycypacja jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego w aukcjach mocy. Drugą zaś stanowi prekwalfikacja wytwórców zagranicznych (jednostek fizycznych zagranicznych wytwórczych) w ramach aukcji wstępnych, a następnie dopuszczenie ofert zwycięzców do udziału w aukcjach mocy. W zamyśle, uczestnictwo interkonektorów charakteryzuje się mniejszymi trudnościami związanymi z jego wdrożeniem. Ma ponadto charakter tymczasowy – znajdzie zastosowanie zanim

¹⁶ Dostępny na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji (dalej: RCL). Pozyskano z: <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12292758/12396016/12396017/dokument260367.pdf> (10.06.2018).

¹⁷ Zob. np. uwagi Fundacji ClientEarth z 15.12.2016, s. 5, dostępne na stronie RCL: <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12292758/12396022/12396025/dokument271456.pdf> (10.06.2018).

¹⁸ Opinia z 22.12.2016 r. o zgodności z prawem Unii Europejskiej projektu ustawy o rynku mocy, wyrażona przez ministra właściwego do spraw członkostwa Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej, dostępna na stronie RCL: <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12292758/12396016/12396019/dokument271447.pdf> (10.06.2018).

¹⁹ Dec. KE z dn. 7.02.2018 r., C(2018) 601 final. Pozyskano z: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf (10.06.2018).

²⁰ Dostępny na stronie internetowej RCL: <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12292758/12396043/12451537/dokument313771.pdf> (10.06.2018).

²¹ Nomenklatura użyta także w dokumencie: *Framework for cross-border participation in capacity mechanisms*. Final report, grudzień 2016 r. (s. 16–17), przygotowanym na zlecenie Komisji Europejskiej. Pozyskano z: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/cross-border_crm_study_-_final_report_-_170106.pdf (10.06.2018).

²² Zob. projekt załączony do sprawozdania podkomisji nadzwyczajnej z dn. 15.11.2017 r. Pozyskano z: [http://orka.sejm.gov.pl/opinie8.nsf/nazwa/spr_1722/\\$file/spr_1722.pdf](http://orka.sejm.gov.pl/opinie8.nsf/nazwa/spr_1722/$file/spr_1722.pdf) (10.06.2018).

z operatorami sieci przesyłowych (dalej: OSP) państw bezpośrednio połączonych z KSE zostaną zawarte umowy, o których mowa w art. 6 ust. 4 uorm, określające w szczególności zasady:

- 1) przekazywania informacji na potrzeby potwierdzenia istnienia jednostki fizycznej zagranicznej oraz jej parametrów technicznych;
- 2) przekazywania danych umożliwiających weryfikację oraz rozliczenie wykonania obowiązku mocowego przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych;
- 3) ogłaszania i przeprowadzania testowego okresu zagrożenia w odniesieniu do jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych.

Umowy, o których mowa w przytoczonym przypisie, mają dopiero umożliwić udział wytwórców zagranicznych w drodze aukcji wstępnych (*target solution*). Nie ulega przy tym wątpliwości, że ich negocjacja oraz zawarcie mogą przedłużyć się w czasie. Wydają się one jednak konieczne, ponieważ w stosunku do dostawców mocy zagranicznych nie jest przeprowadzana certyfikacja ogólna, w konsekwencji nie ma możliwości sprawdzenia parametrów tych jednostek.

Aukcje wstępne przeprowadzane są przed każdą aukcją główną oraz dodatkową, oddzielnie dla trzech stref określonych w art. 6 ust. 6 uorm, tj. systemów przesyłowych przyłączonych do KSE: strefy profilu synchronicznego (Niemcy, Czechy, Słowacja), Litwy oraz Szwecji. Z uwagi na ograniczoną przepustowość połączeń międzysystemowych, wolumen oferowanego obowiązku mocowego dla każdej ze stref jest ograniczony. I tak zgodnie z art. 7 ust. 1 uorm, operator rynku mocy opracowuje informację o prognozowanych maksymalnych wolumenach mocowych obliczanych na podstawie tzw. *de-ratingu* całkowitej zdolności przesyłowej netto²³ danego połączenia międzysystemowego, ustalanej na podstawie tzw. raportu MAF²⁴, opracowywanego cyklicznie na szczeblu europejskim przez ENTSO-E²⁵. Na podstawie tej informacji określone są parametry najbliższych aukcji wstępnych, ostatecznie regulowane w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw energii, wydawanego nie później niż 18 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej²⁶. Zgodnie z opublikowaną decyzją Komisji Europejskiej o zatwierdzeniu polskiego rynku mocy, maksymalny wolumen obowiązku mocowego na lata 2021–2024 do zaoferowania na aukcji przez wytwórców zagranicznych to maksymalnie 500 MW dla strefy profilu synchronicznego oraz 660 MW łącznie dla Litwy oraz Szwecji (razem 1160 MW)²⁷. Wartości te będą ponownie notyfikowane KE z końcem marca 2022 r.²⁸

Zgodnie z art. 4 ust. 2 uorm, aukcje wstępne przeprowadzane są nie wcześniej niż po wejściu wspomnianego rozporządzenia określającego parametry aukcji oraz nie później niż 2 tygodnie przed certyfikacją ogólną. Jednocześnie, w art. 92 uorm ustawodawca zastrzegł, że moce zagraniczne na lata 2021–2023 mogą być kontraktowane wyłącznie w ramach aukcji dodatkowych, tj. na kwartalne okresy dostaw. Przy czym planuje się, że aukcja wstępna przewidująca bezpośredni udział wytwórców zagranicznych odbędzie się dopiero w 2020 r. na okres dostaw w 2025 r., we

²³ *De-rating* polega na obniżeniu wartości przepustowości każdego interkonektora do poziomu przewidywanego poziomu importu w czasie okresów najwyższego zapotrzebowania w celu zapewnienia, aby udział mocy zagranicznych nie przekraczał faktycznego wolumenu importowanej energii elektrycznej do KSE. Zob. więcej motywy 74 do 78 decyzji KE z dn. 7.02.2018 r.

²⁴ Średnioterminowa ocena wystarczalności wytwarzania (*Mid-term Adequacy Forecast*), zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dn. 13.07.2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. UE. L. z 2009 r. Nr 211, s. 15–35 z późn. zm.)

²⁵ *European Network of Transmission System Operators for Electricity*, pol. Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych.

²⁶ Art. 34 uorm.

²⁷ Motyw 82 dec. KE.

²⁸ Motyw 87 dec. KE.

wspomnianych zaś, wcześniejszych aukcjach dodatkowych udział brać będą wyłącznie interkonektory na podstawie zawartych umów pomiędzy OSP Polski i państw sąsiednich²⁹.

W art. 9 uorm w sposób wyczerpujący opisany został przebieg aukcji wstępnej. Zgodnie z ust. 1, uczestnik aukcji (zagraniczna jednostka wytwórcza) ustanawia zabezpieczenie finansowe na rzecz operatora rynku mocy i składa następnie ofertę, zawierającą (stosownie do ust. 2):

- 1) cenę w złotych za 1 MW;
- 2) wielkość oferowanej mocy w MW – nie mniejszą niż 2 MW;
- 3) jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla;
- 4) informację czy uczestnik aukcji wstępnej zgadza się na przyjęcie oferty części oferowanej mocy.

Dodatkowe składniki oferty określono w RRM w pkt 5.2.2.4³⁰. Tam też, w punkcie 5.2.2.6, rozstrzygnięto, że aukcja odbywa się w postaci elektronicznej. Kiedy czas na składanie ofert upływie, szereguje się je według ceny (od najniższej do najwyższej), a w przypadku jednakowej ceny – według wielkości wskaźnika emisyjności³¹. Następnie przyjmowane są oferty, których łączna wielkość mocy jest nie większa niż wielkość maksymalnego wolumenu obowiązkowego mocowego dla danej strefy, o którym była mowa powyżej. Można jednak wyobrazić sobie sytuację, kiedy w danej aukcji wstępnej złożono oferty, których wartość przekracza przyjęty wolumen. W myśl art. 9 ust. 5 uorm, ostatnią przyjętą ofertę pomniejsza się wówczas o różnicę między wielkością tego parametru a sumą wielkości mocy w pozostałych wybranych ofertach, ale tylko wtedy, kiedy jest podzielna (zawiera informację, o której mowa w art. 9 ust. 2 pkt 4 uorm). Jeżeli jednak jest niepodzielna, podlega odrzuceniu³².

Zakończenie aukcji wstępnej wiąże się z wpisem wybranych ofert do rejestru rynku mocy, który to wpis uprawnia uczestnika do złożenia wniosku w certyfikacjach do aukcji głównych, aukcji dodatkowych lub do udziału w rynku wtórnym. Dalej w art. 9 ust. 9 uorm wskazano, że wyniki aukcji wstępnej nie są publikowane do czasu zakończenia aukcji mocy, której dotyczyła dana aukcja wstępna. Warto podkreślić, że właśnie przez to ograniczenie jawności aukcji wstępnych (istotnie, wiadome są tylko wolumeny tych aukcji) zapewniana ma być konkurencyjność między rodzimymi i zagranicznymi uczestnikami polskiego rynku mocy. Jednakże sens utajnienia informacji o cenach zawartych w ofertach złożonych w aukcjach wstępnych uwidoczni się dopiero w przebiegu aukcji „właściwych”.

W tym miejscu warto przytoczyć ograniczenia co do uczestnictwa w systemie aukcji mocy. Otóż zgodnie z art. 16 ust. 2 pkt 4 uorm, jednostką rynku mocy na dany rok dostaw nie może być wytwórca zagraniczny, który świadczy na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego w państwie członkowskim UE usługę o charakterze zbliżonym do obowiązku mocowego na rynku mocy. Dalej, w pkt 5 tego przepisu, z partycypacji w polskim rynku mocy wyłączono dostawców mocy, którzy korzystają z odpowiedniego wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych lub wysokosprawnej kogeneracji. Co ciekawe ograniczenie to stoi w sprzeczności z projektowanym art. 21 ust. 5 rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej (w ramach

²⁹ Motyw 73 dec. KE.

³⁰ Są to m. in. dane identyfikacyjne uczestnika aukcji wstępnej oraz numer rachunku bankowego.

³¹ W punkcie 5.2.2.9 RRM przewidziano sytuację, w której oferta zawiera jednakową cenę oraz jednakowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla. Wówczas o kolejności decyduje dokładny (co do 1 sekundy) czas złożenia oferty.

³² Art. 9 ust. 5 pkt 2 uorm.

tzw. pakietu zimowego), który *nota bene* dopuszcza udział dostawców mocy w więcej niż jednym mechanizmie mocowym na ten sam okres dostaw.

Z uwagi na fakt, że pełny opis przebiegu aukcji mocy przekracza ramy niniejszego artykułu, warto przedstawić najistotniejsze cechy uczestnictwa w tych aukcjach zagranicznych jednostek wytwórczych. Zgodnie z pkt 5.2.3.1 RRM, wybrana w aukcji wstępnej oferta jest zastępowana jednostką rynku mocy. Konsekwencją tego stanowi, w myśl art. 30 ust. 4 uorm, przyjęcie, że oferta wyjścia w aukcji mocy została złożona po cenie równej cenie określonej w ofercie przyjętej w aukcji wstępnej, w oparciu o którą jednostka rynku mocy została certyfikowana. Co więcej, w art. 36 ust. 7 uorm rozstrzygnięto, że w przypadku zakończenia aukcji mocy, w wyniku której obowiązkiem mocowym zostały objęte jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych, ceną obowiązków mocowych dla wszystkich takich jednostek w poszczególnych strefach jest najwyższa cena w ofercie wyjścia dotyczącej jednostki rynku mocy objętej obowiązkiem mocowym, zlokalizowanej w danej strefie.

W chwili rozstrzygnięcia danej aukcji mocy powyższe konstytuuje więc wyjątek od zasady jednej ceny rozliczeniowej dla wszystkich jej uczestników. Cena obowiązku mocowego dla wytwórców zagranicznych może być bowiem niższa od ceny zamknięcia aukcji z uwagi na jej swoiste „zamrożenie” od czasu przyjęcia ofert w ramach aukcji wstępnych. W tym też tkwi uzasadnienie niepublikowania zaoferowanych wówczas cen, ponieważ umożliwia to konkurowanie na równej stopie zagranicznych dostawców mocowych z polskimi.

Na końcu warto również wskazać, że ustawodawca dopuścił udział zagranicznych jednostek wytwórczych w rynku wtórnym. Zasadą jest, że obrót wtórny obowiązkiem mocowym oraz realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego możliwe są wyłącznie pomiędzy jednostkami znajdującymi się w jednym systemie elektroenergetycznym. Niemniej jednak, w art. 48 ust. 2 pkt 1 lit. b *in fine* uorm trafnie zastrzeżono, że obowiązek mocowy jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych może być przeniesiony także na jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie, tj. w Krajowym Systemie Energetycznym.

V. Wykonanie obowiązku mocowego przez wytwórcę zagranicznego

Zgodnie z definicją w art. 2 ust. 1 pkt 23 uorm, obowiązek mocowy składa się z zobowiązania dostawcy mocy do pozostawania w gotowości do dostarczania mocy (*availability*) oraz do dostawy określonej mocy w okresach zagrożeniach (*delivery*). Polski ustawodawca ze względu na to, że transakcje związane z importem energii elektrycznej z zagranicy nie obejmują importu mocy, zrezygnował w art. 57 ust. 1 pkt 3 uorm w odniesieniu do wytwórców zagranicznych z obowiązku *delivery*. Innymi słowy, w okresach zagrożeniach jednostka zagraniczna dostarczać będzie moc, ale wyłącznie do systemu przesyłowego, do którego jest bezpośrednio przyłączona. Na marginesie warto ocenić to rozwiązanie z politycznego punktu widzenia jako co najmniej kontrowersyjne. W istocie odbiorca końcowy w formie opłaty mocowej (stanowiącej wszakże wynagrodzenie za wykonany obowiązek mocowy) zapłaci za moc nie w KSE, ale w systemie sąsiedniego państwa członkowskiego Unii Europejskiej.

Problematyczna natomiast może wydawać się kwestia weryfikacji wykonania obowiązku mocowego. W pkt 16.4.1 RRM wskazano, że podstawę do wyznaczenia wielkości wykonania

obowiązku mocowego stanowiąc będą dane pomiarowo-rozliczeniowe oraz informacje o dyspozycyjności pozyskiwane przez polskiego OSP od OSP z innych państw. W bardziej wyczerpujący sposób proces weryfikacji został opisany w decyzji KE zatwierdzającej polski rynek mocy (motyw 100) i składa się on z 4 kroków, uwzględniając nie tylko realny przepływ energii na granicach (krok 1), lecz także ilość wytworzonej energii (krok 2) oraz transakcje na giełdach energii oraz rynku bilansującym (kroki 3 i 4).

Należy wskazać, że reżim kar za niewykonanie obowiązku mocowego obejmuje także jednostki zagraniczne i wydaje się, że również w tym przypadku wykonanie kary przebiegać będzie za pośrednictwem właściwego Operatora Systemu Przesyłowego. Jak wspomniano, dostawcom mocy z zagranicy przysługuje wynagrodzenie za spełnienie obowiązku mocowego. Wypłacane jest one po przedstawieniu przez operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację tej jednostki, danych pomiarowo-rozliczeniowych za dany okres lub innych informacji pozwalających na dokonanie rozliczeń³³.

VI. Podsumowanie

Zaprezentowane w artykule ustalenia prowadzą do potwierdzenia postawionej we wstępie tezy, że specyfika regulacji prawnej udziału wytwórców zagranicznych w polskim rynku mocy wynika zarówno z prawa i polityki UE, jak i z ograniczeń techniczno-organizacyjnych, w szczególności ograniczonej przepustowości interkonektorów oraz konieczności zawarcia odpowiednich umów z OSP państw ościennych.

Można powiedzieć, że *cross-border participation* w ogóle nie zostałyby umożliwione w projekcie ustawy o rynku mocy, gdyby nie wpływ instytucji UE. Trzeba mocno podkreślić, że obowiązujące obecnie unijne prawo energetyczne nie przewiduje wprost wymogu zapewnienia udziału wytwórców zagranicznych w mechanizmach mocowych. Analizując przebieg procesu legislacyjnego, wydaje się jednak, że spełnienie tego wymogu stanowiło jeden z czynników rozstrzygających o zatwierdzeniu polskiego rynku mocy, podobnie jak miało to miejsce w przypadku mechanizmów mocowych innych państw członkowskich.

Polski ustawodawca przewidział wdrożenie udziału mocy zagranicznych w dwóch fazach, pomimo że wniosek ten nie jest tak oczywisty w świetle przepisów ustawy. Fazę pierwszą i łatwiejszą stanowi udział w systemie aukcyjnym jednostek połączenia międzysystemowego (interkonektorów), jakby z pominięciem wytwórców zagranicznych (choć ostatecznie to oni wprowadzają energię elektryczną do systemu). Fazę drugą, trudniejszą, stanowi organizacja aukcji wstępnych dla zagranicznych jednostek wytwórczych, a następnie udział ofert zwycięzców we właściwych aukcjach mocy (głównej i dodatkowych). Nad przyjętymi rozwiązaniami ciąży jednak stan interkonektorów i ich rzeczywista przepustowość.

Ograniczenia związane z transgranicznym przesyłem energii spowodowały również, że w odniesieniu do wytwórców zagranicznych nie przewiduje się obowiązku dostarczania mocy do KSE, pozostawiając wyłącznie zobowiązanie *availability*. Konieczność daleko idącej współpracy z OSP sąsiadujących państw UE wystąpi na etapie weryfikacji wykonania tego obowiązku, po-

³³ Art. 64 pkt 1 uorm.

nieważ to na uzyskanych od nich informacjach bazować będzie operator polskiego rynku mocy i na tej podstawie wypłacane będzie wynagrodzenie.

W świetle powyższego należy pozytywnie ocenić przyjęte przez polskiego ustawodawcę rozwiązania prawne w zakresie zapewnienia udziału mocy zagranicznych. Uwzględniają bowiem wymogi ustanowione przez instytucje UE, jak i ograniczenia techniczno-organizacyjne, naśladując regulacje mechanizmów mocowych skonstruowane przez inne państwa członkowskie w toku konsultacji z KE. Z oceną trafności przyjętych rozwiązań należy poczekać jednak do czasu zastosowania tych przepisów w praktyce. Na końcu warto wskazać, że ostateczny kształt zarówno uorm, jak i zawartych w niej przepisów dotyczących udziału mocy zagranicznych zależy w dużej mierze od zmian, które niesie unijny „pakiet zimowy”.

Bibliografia

- Bogdanowicz, P. (2012). *Interes publiczny w prawie energetycznym Unii Europejskiej*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Huhta, K. (2018). *Capacity mechanisms in EU Law: A comment on the free movement of goods*, Oxford Energy Comment. Pozyskano z: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/05/Capacity-mechanisms-in-EU-Law-A-comment-on-the-free-movement-of-goods-Comment.pdf>> (10.06.2018).
- Nowacki, M. (2011). *Prawne aspekty bezpieczeństwa energetycznego w Unii Europejskiej*. Warszawa: Oficyna a Wolters Kluwer business.
- Przybojewska, I. (2017). *Znaczenie transeuropejskich sieci energetycznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Stoczkiewicz, M. (2011). *Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych w prawie Unii Europejskiej*. Warszawa: LEX a Wolters Kluwer business.
- Tennbakk, B., Capros, P., Höschle, H., Jenssen, Å., Wolst, J. i Zampara N. (2016). *Framework for cross-border participation in capacity mechanisms*. Luxembourg. Pozyskano z: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/cross-border_crm_study_-_final_report_-_170106.pdf> (10.06.2018).