

Rynek mocy – szansa na realną zmianę w energetyce?

Capacity market – chance for a real change in the energy industry?

Wojciech Marcinkowski, Mateusz Nowak, Uniwersytet Jagielloński w Krakowie, Wydział Prawa i Administracji

Typ artykułu: oryginalny artykuł naukowy.

Źródło finansowania badań i artykułu: środki własne Autorów.

Cytowanie: Marcinkowski W., Nowak M., (2017) *Rynek mocy – szansa na realną zmianę w energetyce?* „Rynek-Społeczeństwo-Kultura” nr specjalny (26)/2017, s. 192-197, https://kwartalnikrsk.pl/Artykuły/RSK-Specjalny-2017/RSK-Specjalny-2017-Marcinkowski_Nowak-rynek-mocy.pdf

STRESZCZENIE

Przedmiotem niniejszego artykułu jest analiza problematyki związanej z ustawą o rynku mocy, która wprowadziła w Polsce nowy model organizacji rynku energii w postaci rynku dwutowarowego, na którym przedmiotem obrotu będzie nie tylko energia energetyczna, ale także gotowość do wprowadzania energii do systemu. Tym samym, poza ponoszeniem kosztu zakupu określonej ilości energii, każdy użytkownik systemu energetycznego będzie dodatkowo uiszczal tzw. „opłatę mocową”, przeznaczoną na utrzymanie bloków energetycznych w gotowości produkcyjnej. Celem artykułu jest próba zbadania możliwego wpływu regulacji rynku mocy na rynek energii. Wskazanie mechanizmów przejściowych i doraźnych rynku mocy, istniejących obecnie w Polsce, pozwala dostrzec, jak rynek ten może funkcjonować. Omówienie głównych założeń ustawy o rynku mocy ułatwia zaś przewidzenie możliwych pozytywnych oraz negatywnych skutków regulacji dla określonych podmiotów uczestniczących w rynku energii. Autorzy doszli ostatecznie do wniosku, że uchwalona ustawa ma w perspektywie długoterminowej szansę odnieść pozytywne skutki, zarówno dla wytwórców, jak i odbiorców końcowych w postaci przedsiębiorstw i konsumentów. Ryzyka w postaci większego kosztu energii oraz niekorzystnych zmian w prawie unijnym powinny zostać zrekomensowane pełnym bezpieczeństwem energetycznym kraju.

Słowa kluczowe: prawo energetyczne, rynek mocy, ocena regulacji.

The subject of the following paper is to analyze the problematic aspects of the capacity market regulation, which introduced a new organizational model for the energy market in Poland, switching it to the dual-commodity market, on which not only will the electric energy be traded, but also the readiness to provide the energy for the system. Hence, apart from incurring the costs of energy, every user of the energy system will pay additionally in a form of a special “generation fee” which will be appropriated for maintaining the energy blocks in the operational readiness. The purpose of the paper is an attempt to study capacity market regulations’ influence on the energy market. Indication of the temporary and interim capacity market mechanisms, which are already present in Poland, allows to uncover the functioning of such a market. Subsequently, the main foundations of the capacity market regulation are discussed, what facilitates to predict the positive and negative effects for the subjects participating in the energy market. Eventually, authors reached the conclusion that projected regulation may have positive effects in the long term, both for the producers and the end-users – companies and consumers. Risks related to the rising cost of energy and unfavourable changes in the European law should be compensated with country’s ultimate energy security.

Keywords: energy law, capacity market, regulation evaluation.

ABSTRACT

Wstęp

Działania branży energetycznej z perspektywy odbiorców końcowych energii – konsumentów i przedsiębiorstw – wydają się bardzo odległe, tymczasem wpływają one na ich życie w dużo większym stopniu, niż to się może wydawać. Dlatego też, rozpoczynając rozważania na temat nowego modelu energetycznego w Polsce, nie można powstrzymać się od analogii do transformacji ustrojowej z roku 1989. Celem nie jest oczywiście zestawienie tych dwóch wydarzeń, gdyż ładunek społeczny, polityczny i gospodarczy zmian jest niewspółmierny. Jednakże, w przypadku wprowadzenia do Polski modelu rynku mocy (ang. *capacity market*) pojawia się również wiele niewiadomych, chociażby co do słuszności, potrzeby i kierunku zmian. Pytania odnoszące do faktycznego kosztu wprowadzanych regulacji oraz samej konieczności ich wprowadzenia, są bardzo podobne do tych sprzed 30 lat. Są to bowiem pytania zasadnicze – na które jak najwcześniej należy udzielić odpowiedzi.

Już na wstępie można uznać propozycję wprowadzenia rynku mocy za pomysł przełomowy nie tylko dla sektora energetycznego, ale też dla całego państwa, gdyż nowa ustawa zrywa z utrwalonym jednotowarowym rynkiem elektroenergetycznym (ang. *single commodity market*) na rzecz zupełnie nowego modelu rynku dwutowarowego (ang. *dual commodity market*). Model ten został już wprowadzony – bądź jest w fazie wdrażania – w innych krajach europejskich. Pionierem wprowadzania mechanizmów rynku mocy jest niewątpliwie Wielka Brytania, która już od 2014 roku wdraża system wynagradzania za moc (ang. *Capacity Remuneration Mechanism*) oraz prowadzi aukcje na zapewnienie mocy (Baker, Bayer, Rączka 2015). Inne kraje europejskie dopiero podążają za jej przykładem, weryfikując efektywność konkretnych mechanizmów oraz ich zgodność z celami energetycznymi Unii Europejskiej.

W perspektywie regulacji polskich, nowa ustawa o rynku mocy powinna nieść skutki nie tylko w skali makro, pod postacią

powszechnych działań modernizacyjnych, odnoszących się do istniejących bloków energetycznych, czy zupełnie nowych inwestycji w konwencjonalne bloki niskoemisyjne, które to działania mają na celu zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa. Jej efekty będą bowiem widoczne także w skali mikro, dotycząc funkcjonowania m.in. gospodarstw domowych. Wynika to z faktu, iż to w istocie sami odbiorcy końcowi – przedsiębiorstwa i konsumenci – zobowiązani zostaną do częściowego utrzymywania nowego modelu rynku elektroenergetycznego. Ustawa wprowadzi obowiązek uiszczania w comiesięcznym rozliczeniu dodatkowego świadczenia – tzw. „opłaty mocowej” (Dz. U. 2018 poz. 9) – która to opłata przeznaczona będzie na utrzymanie istniejących bloków energetycznych w gotowości produkcyjnej. Tym samym, koszt zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego rozdzielony zostanie na wszystkich uczestników rynku, co niesie za sobą określone, opisane dalej, konsekwencje.

Biorąc pod uwagę powyższe rozważania, w opracowaniu tym postaramy się przybliżyć: 1) przyczyny, które skłoniły ustawodawcę do rozważenia wprowadzenia rynku mocy, 2) mechanizmy rynku mocy przewidziane w ustawie, 3) głosy i oceny aprobujące nową regulację oraz 4) zdania przeciwne nowej ustawie. Argumenty przedstawiane przez każdą ze stron zostaną zaprezentowane z perspektywy interesów państwa, przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców końcowych (głównie – interesów przedsiębiorstw odbierających energię oraz konsumentów). Trzeba jednakże mieć na uwadze, że część prezentowanych perspektyw może być dla określonych podmiotów zbieżna. Na przykład zwiększanie kosztów zakupu energii elektrycznej może być negatywne zarówno z perspektywy państwa, jak i odbiorców końcowych, ze względu na wzrost kosztów życia i działalności gospodarczej. Z kolei gwarancja zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego powinna zostać oceniona pozytywnie przez wszystkie zainteresowane grupy, w których interesie jest uniknięcie niedoborów energii.

Potrzeba wprowadzenia ustawy o rynku mocy

Jednym z podstawowych obowiązków państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa obywateli, w tym bezpieczeństwa energetycznego (Dz. U. 1997 nr 78 poz. 483 z późn. zmian.) (dalej: Konstytucja). Organy administracji publicznej oraz spółki energetyczne zależne od Skarbu Państwa, których zadaniem jest prowadzenie działalności w sektorze energetycznym, już przed kilkoma laty zaczęły dostrzegać zagrożenia, które w dłuższej perspektywie miały okazać się bardzo negatywne dla bezpieczeństwa i efektywności sektora energetycznego w Polsce.

Kwestie te, które były wspólnie podnoszone przez te podmioty w różnych raportach i analizach, to m.in.: 1) rosnący wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, szczególnie w czasie tzw. „okresów szczytu”, 2) stopniowy proces wycofywania nierentownych sterowalnych mocy wytwórczych (źródeł konwencjonalnych) przez przedsiębiorstwa energetyczne, 3) niewystarczająca ilość modernizacji lub inwestycji w nowe elektrownie konwencjonalne, które mogłyby wejść w miejsce wygaszanych mocy, 4) wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w tzw. „miksie energetycznym” (http://energetyka.wnp.pl/jaki-miks-energetyczny-dla-polski-tak-czy-owak-500-mld-euro-plus-ale,306778_1_0_0.html 2018)

(ang. *energy mix*), które są źródłami niesterowalnymi z punktu widzenia operatora sieci przesyłowych (OSP) (<https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12292758/12396049/12396050/dokument295478.pdf> 2017). W rozrachunku czynniki te miały doprowadzić w najbliższej przyszłości do problemu deficytu mocy (ang. *missing capacity*). Pierwszym symptomem niedoboru energii na polskim rynku elektroenergetycznym były wydarzenia z sierpnia 2015 roku, gdy z powodu fali upałów podjęto decyzję o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej w całej Polsce. Oficjalnie podanymi powodami całej sytuacji były “znaczne ubytki mocy wytwórczych związane z niekorzystnymi warunkami chłodzenia elektrowni, awariami urządzeń wytwórczych, a także ze zmniejszoną przepustowością linii 110 kV sieci dystrybucyjnej” (PSE S.A., 2015: 20). Jak wskazał w swoim raporcie polski operator sieci przesyłowych, równocześnie z przeciążeniem sieci „miał miejsce duży wzrost krajowego zapotrzebowania na moc wynikający z wykorzystywania na dużą skalę urządzeń chłodzących” (PSE S.A., 2015: 20). Państwo nie mogło sobie w przyszłości pozwolić do wystąpienia podobnej sytuacji ze względów gospodarczych, społecznych, ale również wizerunkowych. Istniało bowiem ryzyko strat i przestoju w energochłonnym przecież przemyśle, niedoboru energii w gospodarstwach domowych oraz utraty przez państwo wizerunku gwaranta bezpieczeństwa energetycznego kraju. Dlatego już w 2016 roku Ministerstwo Energii nakazało przygotować analizę zaistniałej sytuacji oraz rozpoczęło przygotowywanie do reformy systemu.

Zasadniczy wpływ, który wymusił na ustawodawcy wprowadzenie nowego modelu rynku elektroenergetycznego w Polsce, miały również przyjęte modele ekonomiczne i finansowe, na podstawie których przedsiębiorstwa produkujące energię określały wolumen produkcji w danym okresie. To one pośrednio doprowadziły do wskazanych już wcześniej problemów z siecią. Co oczywiste, przedsiębiorstwa chcą produkować możliwie najwięcej, ponosząc jak najmniejszy koszt. Dlatego też wstrzymują się z otwieraniem nowych lub modernizowaniem starych bloków konwencjonalnych, mogących wyrównywać, a nawet powiększać moce wytwórcze energii elektroenergetycznej w Polsce. Z perspektywy przedsiębiorstw nie opłaca się inwestować w drogą w użytkowaniu energię z bloków konwencjonalnych, kiedy Unia Europejska bezpośrednio wspiera rozwój OZE, a ustawodawca dodatkowo narzuca określone wymogi dotyczące produkowania energii ze źródeł innych niż konwencjonalne. Głównym powodem zagrożeń powstałych na polskim rynku były więc sukcesywne wyłączenia energochłonnych i nierentownych bloków energetycznych, w stosunku do których ustawodawca zmuszony był podjąć jakąś reakcję.

Powstawaniu zagrożeń sprzyjał również rynek elektroenergetyczny, mający nietypowy charakter ze względu na rozliczne powiązania polityczno-gospodarcze. Rynek ten nie posiada charakteru konkurencyjnego, nosi bowiem cechy monopolu naturalnego. Brak takiego charakteru wynika m.in. z subsydiów publicznych na OZE, które zaburzają w ten sposób ceny energii na rynku (Ciepiela, 2018), silnej zależności kształtowania się cen od decyzji Urzędu Regulacji Energetyki, czy też zwyczajowego, znaczącego udziału państwa w zarządzaniu największymi przedsiębiorstwami energetycznymi. Kontrola państwa nad sektorem energetycznym jest w pewnym sensie immanentną cechą prawidłowego funkcjonowania państwa, ze względu na konieczność przygotowania odpowiedniej infrastruktury

tury sieciowej oraz utrzymywanie ciągłości produkcji energii, bez względu na aktualne zapotrzebowanie. Dlatego pozostawienie tej gałęzi gospodarki samym prawom rynkowym jest w gruncie rzeczy niemożliwe, na co jasno wskazuje doktryna publicznego prawa gospodarczego (Riedel 2010; Kamińska 2009). Skoro więc konkurencja na rynku energii jest z przyczyn obiektywnych ograniczona, a to ona mogłaby prowadzić do zwiększania mocy wytwórczych w ramach rywalizacji między przedsiębiorstwami, to potrzebna jest regulacja publiczna – taka jak na przykład wprowadzenie rynku mocy. Paradoksem jest zresztą, że bolączki powodowane udziałem państwa w określonym sektorze gospodarki zwalczać należy państwową regulacją, jak to ma miejsce w tym przypadku.

Dla pełnego obrazu problematyki potrzeby wprowadzenia ustawy o rynku mocy, wskazać należy państwa, które – podobnie jak Polska – mierzą się z problemem deficytu mocy, ale zdecydowały się na wdrożenia innego modelu. Należy podkreślić, że notyfikowane propozycje alternatywne wobec rynku dwutowarowego zostały w lutym 2018 roku zaakceptowane przez Komisję Europejską, jako zgodne z art. 107 TFUE (Dz.Urz.UE.C 2012 Nr 326), który reguluje kwestie pomocy publicznej. Oznacza to, że nie są to projekty wyłącznie teoretyczne. Dla przykładu, Belgia i Niemcy zdecydowały się ostatecznie na rynek jednotowarowy z mechanizmem rezerwy strategicznej, która działa podobnie jak już istniejąca w Polsce rezerwa zimna (co poruszone zostało w dalszej części opracowania). Grecja i Francja skierowały się w stronę mechanizmu regulacji zapotrzebowania, gdzie klienci (więksi odbiorcy) otrzymują zapłatę za zmniejszenie zużycia energii elektrycznej w godzinach, kiedy jej dostępne ilości są ograniczone (mechanizm działający także w Polsce przed ustawą o rynku mocy). Oba rozwiązania zostały zatwierdzone przez KE jako przejściowe. Natomiast rozwiązanie polskie, wybrane również przez Włochy, a także Wielką Brytanię i Irlandię już w 2014 roku, zostało określone w nomenklaturze europejskiej jako model ogólnorynkowych mechanizmów zdolności wytwórczej. Warto dodać, że regulacja krajowa silnie wzorowała się na rozwiązaniach brytyjskich, które – jak wskazano wcześniej – stanowiły pierwowzór dla rynku mocy w ogóle (Gola 2015).

Opis doraźnych mechanizmów rynku mocy

Za punkt wyjścia do przedstawienia interesujących nas nowych mechanizmów w ramach rynku mocy, wskazać należy działania podejmowane przez ustawodawcę przed uchwaleniem ustawy o rynku mocy, które miały doraźnie zapewniać bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz uadekwatniać wykorzystywanie dostępnych zasobów.

Pierwszym takim mechanizmem jest interwencyjna rezerwa zimna (IRZ), która polega na wykorzystywaniu jednostek wytwórczych do bilansowania systemu energetycznego w sytuacjach deficytu mocy. Jest to rozwiązanie analogiczne do rezerwy strategicznej, w której chodzi o wycofanie z rynku pewnej liczby bloków energetycznej i uruchamianie ich na polecenie operatora systemu przesyłowego (OSP), jednakże wyłącznie w sytuacjach kryzysowych. Do przetargów dopuszczone zostawały instalacje, które ze względów technicznych, ekonomicznych bądź środowiskowych zostały przewidziane do wyłączenia już od 2016 r. (Ocena Skutków Regulacji, UD178). Mechanizm ten nie jest jednak w pełni skuteczny. Wynika to z faktu, iż usługa IRZ rozwiązuje problem brakujących przycho-

dów na jednotowarowym rynku energii wyłącznie w odniesieniu do niewielkiej liczby bloków wytwórczych (obecnie zakontraktowana moc to 830 MW). Tym samym mechanizm ten nie ma charakteru powszechnego, a co za tym idzie – większego wpływu na rynek.

Następnym mechanizmem jest operacyjna rezerwa mocy (ORM), w ramach którego OSP dokonywał bezpośrednich wypłat na rzecz producentów energii, którzy oddawali do dyspozycji swoje jednostki wytwórcze w szczycie zapotrzebowania od 7.00 do 22.00 w dni robocze. Udział jednostek w płatnościach za operacyjną rezerwę mocy (ORM), doprowadził do wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej w godzinach szczytowych. Działanie to było zamierzone i skuteczne, ponieważ głównym celem mechanizmu było zapewnienie stabilnego źródła finansowania elektrowniom zagrożonym zamknięciem w związku z niskimi cenami energii w sprzedaży.

Ostatni mechanizm w postaci redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (DSR – ang. *Demand Side Response* – popyt na żądanie) opiera się na zmniejszeniu na polecenie Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE), czyli jedynego operatora, poboru mocy przez odbiorców energii elektrycznej w określonych godzinach. Mechanizm ten zastosowany może zostać w sytuacji przeciążenia sieci, w celu uchronienia całego systemu od awarii zasilania.

Należy tutaj wskazać, że żaden z opisywanych mechanizmów doraźnych nie tworzył sygnałów cenowych do budowy lub modernizacji źródeł wytwórczych wśród producentów, gdyż ostatecznie nie taki był ich cel. Usługi te trzeba uznać wyłącznie za przejściowe wobec rozwiązań rynku mocy, a ich działalność powinna zostać zakończona do czasu rozpoczęcia pełnego działania systemu rynku mocy, na co wskazuje także Ministerstwo Energii (Ocena Skutków Regulacji, UD178).

Opis ustawowych mechanizmów rynku mocy

Polski ustawodawca zdecydował się na przyjęcie modelu ogólnorynkowego mechanizmu zdolności wytwórczej, który w lutym 2018 roku został zatwierdzony przez Komisję Europejską. Notyfikacja została jednak wydana na okres 10 lat, aby w tym czasie Polska wdrożyła reformy rynkowe w celu wyeliminowania strukturalnych zagrożeń dla dostaw energii (Komisja Europejska 2018). W ramach tego mechanizmu “wynagradzani” w postaci płatności mają być: 1) dostawcy zdolności wytwórczych – w zamian za gotowość do wytwarzania energii elektrycznej oraz 2) podmioty zapewniające regulację zapotrzebowania – za gotowość do zmniejszenia zużycia energii. Tym samym, przedsiębiorstwa produkujące energię będą wynagradzane za utrzymanie swoich bloków energetycznych w gotowości produkcyjnej na wypadek potrzeby nagłego zwiększenia wolumenu produkcji, zaś odbiorcy końcowi otrzymają wynagrodzenie za zmniejszenie energii elektrycznej w przypadku zmniejszenia dostępnej jej ilości.

Należy podkreślić, że Polska podjęła w ramach nowej regulacji rynku mocy szereg działań, które są zgodne z wytycznymi z 2014 roku w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią, a w szczególności (Komisja Europejska 2018): 1) zapewnienie pomocy państwa w celu wyeliminowania zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw energii, 2) podjęcie reform rynku towarzyszących mechanizmowi zdolności wytwórczych, w szczególności zwiększenie limitów cenowych, przegląd przepisów dotyczących za-

mawiania rezerw i energii bilansującej, a także wprowadzenie administracyjnego mechanizmu ustalania cen, by wzmocnić sygnały cenowe w okresach niedoboru, 3) przyjęcie mechanizmu zdolności wytwórczych otwartego dla wszystkich potencjalnych dostawców zdolności wytwórczych, 4) ograniczenie kosztów dla konsumentów energii elektrycznej dzięki regularnym, konkurencyjnym aukcjom na zapewnienie mocy. Wzięto również pod uwagę import energii elektrycznej poprzez umożliwienie dostawcom z sąsiadujących państw członkowskich UE oferowania określonej wielkości zdolności wytwórczych, co ma przyczynić się do integracji wewnętrznego rynku energii. Co więcej, przewidziane są także dodatkowe zachęty dla regulacji zapotrzebowania i technologii niskoemisyjnych jako sposoby zachęcania do stopniowego przechodzenia na bardziej przyjazny dla środowiska koszyk energetyczny.

Wskazane wyżej mechanizmy mają otworzyć Polskę na energię z krajów sąsiedzkich takich jak Słowacja, Niemcy, a w dalszej perspektywie – Szwecja, ale ich głównym zadaniem jest mimo wszystko przekazanie przedsiębiorstwom energetycznym wsparcia finansowego i pokrycie kosztów budowy nowych lub modernizacji starych jednostek wytwórczych w perspektywie długoterminowej. Nowe i zmodernizowane bloki konwencjonalne powinny tym samym być w stanie wytworzyć niezbędny poziom mocy do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Istotą tych mechanizmów jest stworzenie modelu, w którym rozwój OZE wspierany jest przez wytwarzanie konwencjonalne, na co zwracają przedstawiciele samego sektora energetycznego (<https://www.bankier.pl/wiadomosc/Prezes-Tauronu-Rynek-mocy-moze-wesprzec-rozwoj-OZE-7596594.html> 2018). OZE, charakteryzujące się ograniczoną dyspozycyjnością i przewidywalnością (m.in. ze względu na częstą zależność od określonych warunków atmosferycznych) powinny być stale rozwijane, jednak pod warunkiem, że dla zabezpieczenia produkcji utrzymywane będą także inne, stabilizujące źródła energii, np. źródła konwencjonalne (<https://www.bankier.pl/wiadomosc/Prezes-Tauronu-Rynek-mocy-moze-wesprzec-rozwoj-OZE-7596594.html> 2018).

Nowopowstały rynek mocy będzie rynkiem terminowym, z fizyczną dostawą mocy po realizacji handlowej w formie aukcji. W Polsce, w ramach scentralizowanego rynku mocy, będą działać jako OSP – jak dotychczas – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. i to ta spółka stanie się podmiotem odpowiedzialnym za zakup energii ze źródeł konwencjonalnych. Polska propozycja zakłada, że w ramach pierwotnego rynku mocy odbywać się będą aukcje typu holenderskiego. Oznacza to, że dla aukcji głównej odbywającej się w roku “n-5” obowiązki mocowe mogą dotyczyć roku dostaw “n” lub do 15 kolejnych lat dostaw począwszy od roku dostaw “n”. Aukcja dodatkowa przeprowadzana będzie na rok przed dostawą. Rozwiązanie przewiduje także obrót zobowiązaniami mocowymi na rynku wtórnym.

Po wygranej aukcji firmy będą zawierać umowę mocową z PSE, która to umowa będzie określać warunki gotowości dla dostaw mocy w okresie zagrożenia ogłoszonym przez OSP. Kontrakty będą ograniczone na roczne dla istniejących bloków energetycznych i pięcioletnie – dla bloków modernizowanych, a także na 15 lat – dla nowych bloków energetycznych. W sumie, przewidywany koszt wdrożenia rynku mocy Ministerstwo Energii szacowało w swej propozycji na 2 – 3 mld zł rocznie. Jak już wcześniej wspomniano, koszt ten powinien zostać pokryty przez odbiorców końcowych w uiszczanej dodatkowo „opłacie mocowej”.

Pozytywne skutki wprowadzenia rynku mocy

Choć skutki nowej regulacji dotyczącej rynku mocy odczuwalne będą w pełni dopiero po upływie kilku lat od ostatecznego wejścia w ustawę w życie, wskazać już można jej potencjalny, pozytywny wpływ. Należy oprzeć się w tym wypadku na zdaniu przedstawicieli doktryny oraz sektora, a także obiektywnie ocenić wpływ regulacji rynku mocy w innych krajach, w których regulacja ta już funkcjonuje.

Z perspektywy gospodarstw domowych ważną informacją jest fakt, że „opłata mocowa” doliczana do rachunku będzie obliczana na podstawie rocznego zużycia energii elektrycznej. To zdecydowanie lepszy pomysł niż stała opłata wyliczana np. na podstawie metrażu lub ilości domowników, uzależniona jest bowiem od faktycznego zużycia, a nie sztywnie narzuconych kryteriów. Dlatego też, kto oszczędnie gospodaruje prądem, ten nie powinien odczuć drastycznej podwyżki cen. Wedle założeń Ministerstwa Energii z kieszeni domostw na rzecz rynku mocy rocznie ma wpływać 2 – 3 mld zł, co w przełożeniu na miesięczny rachunek ma wynieść od 2,75 do 4,17 zł (<http://www.pkee.pl/pl/aktualnosci,4,prasa-o-nas,3,cire.pl:-argumenty-pkee-na-rzecz-rynku-mocy,230-2018>). W raporcie stworzonym przez Polski Komitet Energii Elektrycznej wykazano, że bez wprowadzonej regulacji podatnicy – w tym naturalnie konsumenci – mogliby ponosić zagregowane koszty rzędu 10 mld zł rocznie. Brak omawianej regulacji prowadziłyby także do postępującego spadku bezpieczeństwa energetycznego (http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fplik%252F13%252F2016%252Frynek_mocy_raport_pkee.pdf 2018). Inną istotną dla odbiorców końcowych kwestią jest scentralizowany zakup mocy przez PSE S.A., czyli podmiotu zależnego od Skarbu Państwa. W tym wypadku ingerencja administracyjna w m.in. procedurę aukcji lub certyfikacji jednostek wytwórczych, uregulowanie tej materii ustawowo, jak również duży wpływ na kształtowanie się rynku przez Prezesa URE mają zabezpieczać konsumentów na wypadek możliwych nadużyć ze strony producentów. Co więcej, swoistą kontrolę nad prawidłowym wykonywaniem ustawy mieć będą organy unijne – w tym głównie Komisja Europejska. Podejmowane przez producentów działania będą musiały być zgodne z wytycznymi unijnymi, co jeszcze wyraźniej zabezpieczy interesy konsumentów. (http://www.cire.pl/pokaz-pdf%252Fplik%252F13%252F2016%252Frynek_mocy_raport_pkee.pdf 2016)

Ustawa o rynku mocy powinna zaspokoić także interes odbiorcy profesjonalnego. Rynek mocy ma za zadanie nie dopuścić do sytuacji z lata 2015 roku, gdy wiele przedsiębiorstw przemysłowych musiało ograniczyć swoją produkcję ze względu na znaczne ubytki mocy wytwórczych. Było to co prawda zdarzenie dotychczas jednorazowe, jednak według analityków od 2020 roku podobne sytuacje mogą pojawiać się w systemie coraz częściej. Każdy moment ograniczenia produkcji, a w najgorszym wypadku przestój, generuje dla przedsiębiorstwa duże straty. Dlatego też model rynku mocy może okazać się nie tylko zabezpieczeniem interesu bezpieczeństwa energetycznego Polski, ale także prawidłowego rozwoju gospodarki. Także przedstawiciele branży wskazują, że rynek mocy może skutecznie doprowadzić do zapewnienia średnio i długoterminowej stabilności dostaw energii (<https://biznesalert.pl/rynek-mocy-polska-wegiel-oz-atom-2018>), co przełoży się na ograniczenie strat wynikających z niedoboru energii.

Ustawodawca wprowadził do rynku mocy jeszcze inny mechanizm, dający możliwość rozsądnego rozporządzenia energią w ramach danego przedsiębiorstwa. Towarem do zaoferowania na aukcji mocy może się dla niego stać gotowość do redukcji zapotrzebowania na energię, którą określa się mianem usługi DSR (ang. *Demand Side Response*), a która wcześniej funkcjonowała w ograniczonym stopniu jako mechanizm doraźny. Dla przykładu, przedsiębiorstwo może zadeklarować i poddać aukcji, że w okresie zagrożenia awarią zasilania ograniczy w określonym zakresie pobór mocy – wynagrodzeniem zaś za gotowość redukcji mocy będzie comiesięczna rekompensata. Jednakże istnieją tutaj w sumie trzy warunki, które należy spełnić kumulatywnie. Usługę DSR będą mogły świadczyć wyłącznie podmioty, które w pierwszej kolejności otrzymają certyfikację od PSE, a następnie wygrają aukcję przez nie organizowaną. Trzecim zaś warunkiem, który podmiot musi spełnić, jest wymóg minimalnego poboru 2 MW. Co do ostatniego warunku, to istnieje tutaj określone wyłączenie. Zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy o rynku mocy firma może dołączyć do jednego z tzw. „agregatów DSR”, czyli systemów łączących wielu odbiorców oferujących wspólnie redukcję zapotrzebowania na energię, gdzie jego uczestnicy muszą pobierać wspomniane minimum 2 MW łącznie. Takie agregaty nie mogą jednak rozszerzać się w nieskończoność i ich maksymalna wielkość to 50 MW. Łączenie zagregowanych mocy wydaje się jednak korzystne – mecenas Wojciech Kukuła z Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi prognozuje, że wynagrodzenie za redukcję mocy wyniesie nawet powyżej 200 tys. zł rocznie za każdy zaoferowany megawat (Styczyński 2018). Kwota ta stanowiłaby bez wątpienia znaczącą rekompensatę finansową za gotowość zredukowania pobieranej mocy.

Wydaje się jednak, że największym beneficjentem stworzenia rynku mocy zostaną producenci energii elektrycznej i nie jest to wyobrażenie mylne. To przedsiębiorstwom produkującym energię należy zrekomensować nierynkowe postępowanie w postaci utrzymywania nierentownych bloków konwencjonalnych, niezależnie od obowiązujących cen energii i potrzeb rynku. Zmiana dla producentów będzie – oprócz konieczności przyjęcia nowego modelu produkcji i sprzedaży energii – powstanie drugiego źródła quasi-dochodu w postaci wynagrodzenia za gotowość wytworzenia dodatkowej energii oraz jej dostawę w okresach zagrożenia niedoborem. Według wycieńczeń wstępnych co roku z „opłat mocowych” ma być generowana kwota 2 – 3 mld zł, które będą następnie wypłacane producentom energii, którzy wygrali aukcje na zapewnienie mocy. Działania rynku mocy mają być katalizatorem budowy nowych lub modernizacji starych obiektów, które mają zostać wyposażone w systemy niskoemisyjne. Bodźcem dla wyboru nowych technologii powinny być dla przedsiębiorstw po pierwsze lepsza pozycja takich ofert w czasie aukcji, a po drugie możliwość zawierania stabilnych kontraktów dla nowoczesnej infrastruktury na okres 15 lat. Spółki energetyczne już w krótkim czasie po ogłoszeniu ustawy zaczęły pozytywnie reagować na te bodźce. W artykule z 30 marca 2018, który pojawił się na stronie internetowej branżowego serwisu wnp.pl podano do wiadomości, że Tauron Dystrybucja ma w 2018 roku przeznaczyć na nowe inwestycje ponad 2 mld, z czego część tej kwoty na budowę instalacji wytwórczych (http://energetyka.wnp.pl/tauron-dystrybucja-planuje-przeznaczc-w-tym-roku-na-inwestycje-ponad-2-mld-zl,320646_1_0_0.html 2018). Tym samym widać, że działania związane z wdrożeniem rynku mocy mogą mieć silną gospodarczo-społeczną podbudowę, co zaowocować może faktyczną modernizacją i tworzeniem bloków energetycznych przy nienaruszonym rozwoju OZE.

Krytyka koncepcji rynku mocy

Celem polskiego rynku energii jest, jak wskazano wyżej, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w rozsądnej cenie. Postulowana konieczność wprowadzenia rynku mocy wiąże się z konfliktem między subsydiowanym rynkiem regulowanym OZE oraz mniej zyskownym, konkurencyjnym rynkiem energii konwencjonalnej. Konflikt ten powoduje zmniejszoną podaż energii nie pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz brak inwestycji strukturalnych na tym rynku (Świrski 2018). Po pełnym wdrożeniu mechanizmów rynku mocy określone przedsiębiorstwa będą zobligowane utrzymywać bloki energetyczne w stanie gotowości produkcyjnej, która rekompensowana zostanie środkami finansowymi. Rekompensata nastąpi ze środków uzyskanych z uiszczanej „opłaty mocowej”, którą wliczać się będzie do rozliczeń odbiorców końcowych, czyli w większości konsumentów. Na chwilę obecną nie ma żadnych pewnych danych, które mogłyby kategorycznie przesądzić o ile wzrosną rozliczenia za energię. Wskazane wcześniej szacunki niewielkiego podniesienia opłat mogą być niedokładne, a ponadto są uzależnione od finalnej wielkości całego rynku mocy.

W najgorszym przypadku opłata wynosić będzie nawet kilkanaście złotych, co mogą sugerować doświadczenia krajów zachodnich, gdzie wskazuje się, że wszystkie dodatkowe opłaty związane ze wsparciem OZE wynoszą nawet 50% wartości miesięcznego rozliczenia (Świrski 2018). W takim wypadku jeden z celów rynku mocy – czyli zapewnienie energii tańszej – nie zostanie spełniony. Zaspokojony zostanie wyłącznie interes podmiotów, które ostatecznie nie są skłonne do gruntownej modernizacji i których efektywność jest niewspółmiernie niska w stosunku do otrzymywanych rekompensat. Silną krytykę regulacji rynku mocy w obecnym kształcie przeprowadził prof. Władysław Mielczarski, uznając, że środki przeznaczone na modernizację zostaną skonsumowane przez utrzymywanie w gotowości bloków najtańszych i najbardziej wyeksploatowanych, co ograniczy możliwości budowy nowych mocy wytwórczych z uwagi na zwiększoną nieopłacalność (Mielczarski 2016).

Z perspektywy przedsiębiorstw energetycznych rynek mocy może okazać się narzędziem niewystarczającym do motywowania spółek do tworzenia nowych mocy węglowych oraz modernizacji bloków starych (Maćkowiak-Pandera, Świerczyński 2018). W tym pierwszym przypadku odstraszać może się zdawać perspektywa wprowadzenia rozporządzenia dotyczącego wspólnego rynku energii, wciąż powracająca w doniesieniach prasowych. Rozporządzenie to zawiera limit emisji CO₂ (tj. 550 kg CO₂/MWh), który w każdym przypadku zostanie przekroczony podczas produkcji energii mocami węglowymi, gdyż nawet najnowocześniejsze bloki węglowe nie spełniają obecnie tego limitu (Graniczewska 2018). Jeśli rozporządzenie wejdzie w życie, obowiązywać będzie w Polsce w sposób bezpośredni i konieczne będzie jego stosowanie z pierwszeństwem przed ustawą. Oprócz tego, nawet jeśli rozporządzenie w życie nie wejdzie, przeznaczone dla rynku mocy rekompensaty – przy założeniu produkcji energii z mocy węglowych – wciąż mogą być za niskie dla uzyskania skutecznego efektu motywacyjnego, co ograniczy możliwości modernizacyjne bloków starych i budowy nowych. Jak wskazują eksperci, jest również wysoce wątpliwe, żeby w sytuacji nieistnienia w polskiej energetyce konkretnej strategii wykorzystania energii z gazu, pojawiły się inwestycje w nowocze-

sne bloki gazowe. Do tego typu modernizacji przedsiębiorstwa energetyczne potrzebowałyby dodatkowej gratyfikacji finansowej (Maćkowiak-Pandera, Świerczyński 2018), której koszt musiałby znowu zostać przerzucony na odbiorców końcowych. Dobrym przykładem jest tutaj Wielka Brytania, która dla zapewnienia faktycznej modernizacji wprowadziła mechanizm wsparcia w postaci kontraktów różnicowych (Strupczewski 2014), których polska regulacja nie przewiduje (Ciepiela 2018). Brak istnienia kontraktów różnicowych w regulacjach polskiego rynku mocy zasadnie poddaje krytyce także prof. Mielczarski (Mielczarski 2018), uznając to za znaczące osłabienie idei rynku mocy w ogóle.

Celem państwa przy wprowadzaniu regulacji dotyczących rynku mocy jest – jak już wcześniej wskazano – zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego i doprowadzenie do obniżki cen. Przeciwnicy pomysłu rynku mocy twierdzą, iż nowa regulacja doprowadzi do ziszczenia się scenariusza gwarantującego pozorne bezpieczeństwo energetyczne, gdzie dużą część budżetu otrzymałyby w aukcjach najstarsze i najtańsze jednostki i bloki (Maćkowiak-Pandera, Świerczyński 2018). Mogłoby to po pierwsze zwiększać zawodność tego systemu ze względu na braki technologiczne starej infrastruktury, a po drugie doprowadzić do utrzymania emisji CO₂ na wysokim poziomie. Byłoby to zdecydowanie niekorzystne z punktu widzenia ochrony środowiska jak i zgodności z celami wyznaczanymi Polsce przez Unię Europejską. Perspektywa osiągnięcia celów „miksu energetycznego” może okazać się nierealna. Zwiększanie udziału paliw stałych w „miksie” znacząco spowolni zwiększanie się udziału OZE (Ciepiela 2018) do nałożonego na Polskę przez Unię Europejską celu 15% (<http://biznesalert.pl/piotrowski-cel-oze-2020-energetyka> 2018).

Podsumowanie

Zagadnienie rynku mocy jest wieloaspektowe, stąd trudno jest udzielić jednoznacznej odpowiedzi, czy stworzenie takiego rynku jest dla polskiej energetyki szansą na korzystną zmianę, czy tylko pewnym środkiem zaradczym, mającym niwelować najbardziej dotkliwe skutki niedoborów i awarii sieci. Można jednakże pokusić się o stwierdzenie, iż rynek mocy ma faktyczną możliwość zaradzenia części obecnych problemów polskiej energetyki. Nawet jeśli odbiorcy końcowi zapłacą za energię więcej, należy to uznać za koszt zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego. Otwartą kwestią pozostaje oczywiście perspektywa modernizacji bloków starych i budowy nowych. Nadchodzące regulacje unijne oraz konieczność utrzymywania wzrostu udziału OZE w „miksie energetycznym” mogą doprowadzić do sytuacji, w której – w najlepszym wypadku – modernizacja ta będzie tylko fantomowa, a w najgorszym – spowoduje brzemienność w kary finansowe konflikt z Unią Europejską. Co więcej, potencjalna modernizacja prowadzona przez przedsiębiorstwa energetyczne wymagałaby od państwa dodatkowych bodźców gospodarczych, których póki co się nie przewiduje. Pozostaje mieć nadzieję, że efekty rynku mocy w średniej i długiej perspektywie będą korzystne, ponieważ ważyć to będzie nie tylko na sytuacji państwa oraz dużych podmiotów gospodarczych, ale także samych konsumentów. Z ostateczną oceną należy się jednakże wstrzymać, przynajmniej do momentu pełnego wdrożenia mechanizmów rynku mocy. Dopiero wtedy będzie można z pewnością stwierdzić, czy obawy wskazane w niniejszym artykule okazały się

uzasadnione oraz czy rynek mocy spełnia swoje funkcje w sposób pierwotnie dla niego przewidziany.

Bibliografia

1. Baker P., Bayer E., Rączka J., (2015) *Rynek mocy w Wielkiej Brytanii – doświadczenia ważne dla Polski*, Warszawa: Forum Analiz Energetycznych.
2. Ciepiela D., (2018) *Rynek mocy ma być korzystny dla energetyki i odbiorców energii* [w:] www.energetyka.wnp.pl/rynek-mocy-ma-byc-korzystny-dla-energetyki-i-odbiorcow-energii,316461_1_0_0.html [28.03.2018].
3. Gola S., (2015) *Z zimną rezerwą*, „Polska Energia” kwiecień 2015.
4. Graniszewska M., (2018) *Komisja Europejska zgodziła się na rynek mocy*, „Puls Biznesu” [w:] <https://www.pb.pl/komisja-europejska-zgodzila-sie-na-rynek-mocy-905063> [30.03.2018]
5. <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Prezes-Tauronu-Rynek-mocy-moze-wesprzec-rozwoj-OZE-7596594.html> [29.06.2018]
6. <https://biznesalert.pl/rynek-mocy-polska-wegiel-oze-atom/> [29.06.2018]
7. http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fplik%252F13%252F2016%252Frynek_mocy_raport_pkee.pdf [29.03.2018]
8. http://energetyka.wnp.pl/jaki-miks-energetyczny-dla-polski-tak-czy-owak-500-mld-euro-plus-ale,306778_1_0_0.html [28.03.2018].
9. http://energetyka.wnp.pl/tauron-dystrybucja-planuje-przeznaczyc-w-tym-roku-na-inwestycje-ponad-2-mld-zl,320646_1_0_0.html [29.03.2018].
10. http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-18-681_pl.htm [27.03.2018].
11. Kamińska A., (2009) *Monopol naturalny i jego regulacja*, „Rocznik Naukowy Wydziału Zarządzania w Ciechanowie” 1-2 (III).
12. Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz. U. 1997 nr 78 poz. 483 z późn. zmianami).
13. Maćkowiak-Pandera J., Świerczyński E., (2018) *Rynek mocy – plaster czy panaceum dla polskiej energetyki*, „Wysokie Napięcie” [w:] <https://wysokienapiecie.pl/8132-rynek-mocy-plaster-czy-panaceum-dla-polskiej-energetyki/#dalej> [30.03.2018].
14. Maćkowiak-Pandera J., Hogan M., Bayer E., (2016) *Zapewnienie niezawodności systemu energetycznego a mechanizm mocy*, Warszawa: Forum Energii.
15. Mielczarski W. (2017) *Rynek Mocy – koszty i skuteczność* [w:] https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fplik%252F2%252Frynekmocy_wm.pdf [29.06.2018]
16. Ocena skutków regulacji ustawy o rynku mocy z dnia 23 czerwca 2017 r. (nr UD178)
17. Piotrowski A., (2018) *Realizacja celu OZE w 2020 roku jest niezagrożona*, „Biznes Alert”, <http://biznesalert.pl/piotrowski-cel-oze-2020-energetyka/> [30.04.2018]
18. <http://www.pkee.pl/pl,aktualnosci,4,prasa-o-nas,3,cire.pl-argumenty-pkee-na-rzecz-rynku-mocy,230-> [29.03.2018].
19. PSE SA, (2015) *Streszczenie Raportu zawierającego ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w okresie 10.08.2015r.–31.08.2015r.*, Warszawa: PSE SA.
20. Riedel R., (2010) *Czy energia to naturalny monopol?*, „Energetyka” nr 2.
21. Strupczewski A., (2014) *Jak działa kontrakt różnicowy*, „Biznes Alert” [w:] <http://biznesalert.pl/strupczewski-jak-dziala-kontrakt-roznicowy/> [30.03.2018].
22. Styczyński J., (2018) *Nie tylko dodatkowe opłaty*, „Dziennik Gazeta Prawna” 19–21 stycznia TGP nr 3.
23. Świrski K., (2018) *Rynek mocy krok po kroku* [w:] <http://konradswirski.blog.tt.com.pl/rynek-mocy-krok-po-kroku-proste-wyjasnienie-dla-niewtajemniczonych-o-co-chodzi-w-rynku-mocy/> [30.03.2018].
24. Traktat o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej z dnia 26 października 2012 r. (Dz. Urz. Unii Europejskiej, C 326/53).
25. Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. 2018 poz. 9).
26. Uzasadnienie do projektu ustawy o rynku mocy z dnia 6 lipca 2017 r.