



Krystian KRUPA*, Sebastian GOLA**

Rynek zdolności wytwórczych w aspekcie bezpieczeństwa dostaw oraz wpływu na rynek energii elektrycznej

Streszczenie. Obserwowany w przypadku wielu krajów problem brakujących przychodów wytwórców konwencjonalnych wynika ze zniekształceń sygnałów cenowych powodowanych m.in. zakłóceniami działania mechanizmu stosu mocowo-kosztowego w obliczu intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii. Zjawisko brakujących przychodów zmusza wytwórców do czasowego lub trwałego wycofania istniejących jednostek konwencjonalnych oraz powstrzymania się od inwestycji w nowe moce. Powyższa sytuacja stwarza ryzyko wystąpienia braku zasobów wytwórczych adekwatnych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Proponowanym rozwiązaniem powyższej kwestii jest wprowadzenie rynku zdolności wytwórczych, którego istotą jest zapewnienie odpowiednich przychodów dla wytwórców w zamian za dostarczenie przez nich odpowiedniego poziomu mocy dyspozycyjnej w okresach zagrożenia.

Celem artykułu są: wyjaśnienie przyczyn problemu braku zasobów wytwórczych, prezentacja koncepcji rynku mocy dla Polski na tle innych mechanizmów mocowych, a także symulacja i dyskusja na temat wpływu rynku mocy na hurtowy rynek energii elektrycznej oraz próba krytycznego spojrzenia na ryzyka związane z wprowadzeniem rynków mocy. Artykuł wskazuje również obszary dla dalszych badań z zakresu rynków mocy.

Słowa kluczowe: problem brakujących przychodów, rynek mocy, rynek zdolności wytwórczych, rynek „tylko energii”, bezpieczeństwo dostaw, modelowanie fundamentalne

Capacity market in the context of security of supply and impact on electricity prices

Abstract: The issue of missing money in conventional generators, observed across many countries worldwide, stems from the distortions of price signals caused by the flawed functioning of the merit order principle, which, in turns, results from abundant or sometimes superfluous renewable energy sources. Missing money forces generators to mothball or permanently retire existing conventional units, or withdraw from new investments. Such a situation

* Mgr, TAURON Polska Energia SA, Zespół Analiz Rynku Hurtowego; e-mail: krystian.krupa@tauron.pl

** Mgr inż., MBA, TAURON Polska Energia SA, Zespół Analiz Rynku Hurtowego; e-mail: sebastian.gola@tauron.pl

poses a substantial risk of missing adequate capacity for maintaining security of electricity supply. A proposed solution to the above issue seems to be the introduction of capacity remuneration schemes (CRS), the aim of which is to provide revenue to generators in return for their delivery of an adequate level of de-rated capacity during contingency periods

The purpose of this article is to explain the reasons for the missing capacity issue, to present a ministerial concept of a CRS for Poland against other capacity mechanisms as well as to discuss the impact of a CRS on the electricity market. The final part of the paper aims to develop a critical view on the functioning of capacity remuneration schemes by focusing on experiences of the capacity market in Great Britain.

Keywords: missing capacity, capacity market, capacity remuneration scheme, electricity market, security of supply, blackout

Wprowadzenie

Postępujące przemiany struktury wytwarzania energii elektrycznej w Europie oraz Polsce, motywowane unijną polityką dekarbonizacji oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE), doprowadziły w wielu krajach do tzw. zjawiska brakujących przychodów (ang. *missing money*), tj. sytuacji, w której inwestowanie w jednostki konwencjonalne – niezbędne do bilansowania systemu elektroenergetycznego – okazało się nierentowne. W efekcie istotny wolumen węglowych i gazowych mocy wytwórczych został w wielu krajach wycofany z eksploatacji w sposób okresowy (ang. *mothballing*) lub trwały, a znaczna część planowanych inwestycji w nowe źródła konwencjonalne została zawieszona.

W dłuższej perspektywie problem brakujących przychodów rodzi ryzyko braku podaży adekwatnych mocy wytwórczych pozwalających na elastyczne równoważenie zapotrzebowania. Deficyty mocy – obok niewłaściwej infrastruktury przesyłowo-dystrybucyjnej – w bezpośredni sposób skutkować mogą zagrożeniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozumianego jako ciągłość dostaw energii elektrycznej przy jednoczesnym spełnieniu wymagań w zakresie jej parametrów jakościowych.

Obserwowaną w wielu krajach tendencją mającą zapobiegać wystąpieniu powyższego ryzyka jest zmiana modelu funkcjonowania sektora elektroenergetycznego z rynku jednostowarowego (rynek „tylko energii”) na rynek dwutowarowy, obejmujący rynek energii elektrycznej oraz rynek zdolności wytwórczych (rynek mocy). Wprowadzana zmiana ma przeciwdziałać konsekwencjom zjawiska brakujących przychodów, które w najbardziej ostatecznej formie może doprowadzić do rozległych i długotrwałych przerw w dostawach energii elektrycznej (ang. *blackout*), o poważnych reperkusjach społeczno-gospodarczych.

Aktualna architektura Krajowego Sektora Elektroenergetycznego (KSE) w Polsce obejmuje doraźne rozwiązania mocowe, które mają być zastąpione przez rynek zdolności wytwórczych oparty na koncepcji zaprezentowanej przez Ministerstwo Energii w lipcu 2016 r. Wprowadzenie nowego rynku mającego w założeniu uzupełniać rynek energii elektrycznej rodzi pytania o wpływ proponowanego rozwiązania na poziom cen energii elektrycznej, a także o możliwość zapewnienia wymaganego poziomu bezpieczeństwa energetycznego.

Hipoteza badawcza niniejszego artykułu zakłada, iż rynek zdolności wytwórczych przełoży się na obniżenie ogólnego poziomu oraz zmienności cen energii elektrycznej. Celem artykułu jest weryfikacja powyższej hipotezy, a zastosowane podejście badawcze obejmuje symulację w modelu fundamentalnym dla mechanizmu Rynku Bilansującego w Polsce, jak również studium przypadku dla Wielkiej Brytanii oraz Francji.

1. Geneza problemu brakujących przychodów

Wspomniany wcześniej problem brakujących przychodów znajduje wytłumaczenie w analizie mechanizmu działania jednotowarowego rynku energii elektrycznej, określanego w określanego w języku branżowym jako stos mocowo-kosztowy (ang. *merit order*).

W ostatnich latach funkcjonowanie stosu mocowo-kosztowego w wielu krajach zostało zniekształcone na skutek rozwoju odnawialnych źródeł energii. Źródła te, z uwagi na przyznany prawem priorytetowy dostęp do sieci elektroenergetycznej (Dyrektywa... 2009) oraz systemy wsparcia subsydiujące ich koszty produkcji, plasują się na początku stosu, powodując przemieszczenie jednostek wytwórczych o wysokich kosztach zmiennych poza stos. Efektem tego zjawiska jest presja na spadek cen hurtowych energii elektrycznej oraz zmniejszenie liczby godzin pracy źródeł konwencjonalnych (Hancher i in. red. 2015).

Dodatkową determinantą zjawiska brakujących przychodów są limity cenowe na rynkach energii elektrycznej (1500 PLN/MWh dla Polski), uniemożliwiające cenom osiągnięcie wartości ekstremalnych w godzinach, w których margines mocy ponad zapotrzebowanie przyjmuje wartości najniższe. W efekcie powyższych uwarunkowań, mechanizm wyceny wartości wynikającej z rzadkości mocy (ang. *scarcity pricing*) nie pozwala na uzyskanie odpowiedniego poziomu marży rzadkości (ang. *scarcity margin*) – narzutu ceny ponadkrajowy jednostkowy koszt zmienny – czego rezultatem jest niemożność pokrycia kosztów stałych najdroższych jednostek wytwórczych stanowiących rezerwę (de Sisternes i Parsons 2016).

Opisane zjawiska prowadzą do paradoksu, w którym OZE – ze swej natury wymagające rezerwowania przez jednostki konwencjonalne – uniemożliwiają swoją dalszą integrację w systemach, w których jednostki mające zapewniać rezerwę są ekonomicznie nieefektywne.

2. Konsekwencje i remedium dla problemu brakujących przychodów

Na skutek problemu brakujących przychodów konwencjonalni wytwórcy energii elektrycznej nie są w stanie pokrywać kosztów stałych (a czasami nawet kosztów zmiennych), co nie daje podstaw do podejmowania ekonomicznie racjonalnej decyzji o modernizacji istniejących lub budowie nowych aktywów wytwórczych tego typu.

Bezpośrednim następstwem brakujących przychodów dla jednostek konwencjonalnych jest wysokie ryzyko wystąpienia zjawiska braku adekwatnych zdolności wytwórczych (ang. *missing capacity*) będących w stanie na bieżąco bilansować zapotrzebowanie, w tym zwłaszcza w okresach szczytowych. Sytuacja braku adekwatnych zdolności wytwórczych wynikać może zarówno z odstawień istniejących (nierentownych) aktywów wytwórczych, jak również z braku nowych mocy, będącego następstwem braku sygnałów inwestycyjnych.

Kwestia braku adekwatnych zdolności wytwórczych – na równi z zagadnieniem dotyczącym zapewnienia odpowiedniej infrastruktury sieciowej – jest podstawowym elementem szeroko rozumianego bezpieczeństwa działania systemu elektroenergetycznego. Na poziomie europejskim (Summer Outlook... 2016) problematyka ta definiowana jest jako zdolność systemu elektroenergetycznego do pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc i energię przez odpowiedni miks źródeł wytwórczych (ang. *system adequacy*). W kontekście obser-

wowanego rozwoju odnawialnych źródeł energii – w tym zwłaszcza źródeł o przerywanym trybie pracy, zależnym od warunków atmosferycznych (ang. *intermittent generation*) – kluczowym zagadnieniem jest przede wszystkim zapewnienie adekwatnego poziomu mocy dyspozycyjnej źródeł wytwórczych zdolnych do pracy regulacyjnej, jak na przykład gazowe źródła CCGT lub OCGT. Regulacyjność nabiera bowiem coraz większego znaczenia i wartości w obliczu systemów coraz silniej opartych o zmienne źródła odnawialne.

Okresowe deficyty mocy – wynikające z opisanych powyżej uwarunkowań – w bezpośredni sposób przekładają się na występowanie zakłóceń w dostawie energii elektrycznej. Na podstawie studium przygotowanego dla niemieckiego Bundestagu na temat konsekwencji takich zakłóceń (Petermann i in. 2011) należy podkreślić następujące istotne kwestie:

- w obliczu postępującego uzależnienia współczesnych społeczeństw od technologii cyfrowych, konsekwencje zakłóceń w dostawach energii elektrycznej mogą być bardzo poważne i dotyczyć praktycznie bez wyjątku wszystkich obszarów gospodarki,
- pomimo wagi zagrożenia, świadomość społeczna na temat skutków oraz procedur postępowania na wypadek rozległych przerw w dostawach energii elektrycznej pozostaje ograniczona.

W przypadku Polski namiastką problemów wynikających z braku mocy jednostek konwencjonalnych były wydarzenia z sierpnia 2015 r. Na skutek fali upałów, trudnej sytuacji hydrologicznej, awarii kluczowych jednostek systemowych oraz braku produkcji ze źródeł zależnych od warunków pogodowych (w tym np. farm wiatrowych), Operator Systemu Przesyłowego (OSP) zmuszony był wprowadzić najwyższy, dwudziesty stopień zasilania, w celu ograniczenia poboru mocy przez niektórych odbiorców przemysłowych (PSE 2015a).

Konsekwencją wydarzeń z sierpnia 2015 r. był przekazany Ministrowi Gospodarki raport na temat przyczyn zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zasadności podjętych działań w celu jego usunięcia, a także rekomendacja OSP dotycząca opracowania narodowego programu rozwoju nowych mocy do roku 2030 (PSE 2015b).

Według wspomnianej rekomendacji, rozwój powinien dotyczyć zarówno źródeł o charakterze systemowym, dających podstawę bezpieczeństwa energetycznego, jak również źródeł rozproszonych, w tym odnawialnych, będących dopełnieniem bilansu mocy. Stanowisko OSP wpisuje się w przedstawiony w lipcu 2016 r. przez Ministerstwo Energii (ME) projekt rynku zdolności wytwórczych w Polsce, którego istotę przedstawiono w dalszej części referatu.

3. Prognozy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce

W obliczu powyższych uwarunkowań, ryzyko braku wystarczalności mocy wytwórczych jest aktualnie jednym z najważniejszych tematów debaty publicznej w Polsce, w ramach której istotnym wydaje się zwrócenie uwagi m.in. na analizy OSP, Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE) oraz Europejskiego Stowarzyszenia Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ENTSO-E).

Według prognozy OSP dotyczącej pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w Polsce w latach 2016–2035 (maj 2016 r.), brak odpowiednich sygnałów ekonomicznych dla inwestycji w nowe moce konwencjonalne (tzw. scenariusz wycofań BAT) spowoduje w perspektywie 2025 r. wycofanie około 9,9 GW mocy wytwórczych. W konsekwencji, na

przeźreni lat 2016–2019 OSP w celu zapewnienia nadwyżki mocy w niektórych okresach zmuszony będzie stosować tzw. podstawowe operatorskie środki zaradcze, czyli m.in. korzystać z zasobów wspomnianej w dalszej części referatu interwencyjnej rezerwy zimnej (IRZ). Trwale problemy ze zbilansowaniem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) mogą natomiast wystąpić już w roku 2020 (Proгноza... 2016).

Według raportu PKEE z sierpnia 2016 r. (PKEE 2016) brak wprowadzenia rynku mocy w Polsce skutkować może przerwami w dostawie energii elektrycznej, których łączna wartość w horyzoncie roku 2030 wynosi około 37,6 mln PLN.

Na ryzyko wystąpienia zakłóceń w dostawach energii elektrycznej w Polsce wskazuje również ENTSO-E. Według analizy z maja 2016 r., KSE jest szczególnie narażony na zakłócenia w okresie letnim. Jako główną przyczynę wskazuje się brak wystarczających zdolności przesyłowych w ramach połączeń z systemami krajów ościennych. Raport ENTSO-E podkreśla jednocześnie, iż brak przepustowości wynika przede wszystkim z nieplanowanych przepływów kołowych na profilu synchronicznym z kierunku zachodniego w kierunku południowym. Warto nadmienić, że drugim oprócz Polski krajem zagrożonym brakiem ciągłości dostaw energii elektrycznej jest Wielka Brytania (Summer Outlook... 2016).

4. Mechanizmy mocowe w Polsce na tle rozwiązań europejskich

Z uwagi na sygnalizowany wcześniej problem braku adekwatnych zdolności wytwórczych, wiele krajów – w tym europejskich – wprowadziło lub rozważa wprowadzenie mechanizmów mocowych w celu uzupełnienia architektury jednotowarowych rynków energii elektrycznej. Oprócz Europy rozwiązania mocowe funkcjonują m.in. w USA, Australii, Kolumbii, Chile, Argentynie, Brazylii oraz Korei Południowej, natomiast w Indiach trwają analizy związane z planowanym wprowadzeniem rynku zdolności wytwórczych.

Zgodnie z nomenklaturą europejskiej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), mechanizmy wynagradzania zdolności wytwórczych sklasyfikować można jako mechanizmy oparte na wolumenie lub na cenie. W ramach pierwszej grupy rozwiązaniami szczegółowymi są rezerwa strategiczna, zobowiązania mocowe, aukcje mocy lub opcje na niezawodność, natomiast rozwiązaniem szczegółowym w ramach mechanizmów opartych na cenie jest płatność za moc (Capacity Remuneration... 2013). Dodatkowo wyniki ankiety Komisji Europejskiej (Wstępne sprawozdanie... 2016) wskazują także na mechanizmy związane z zarządzaniem stroną popytową, wpisujące się w zakres rezerwy strategicznej.

O ile szczegółową charakterystykę mechanizmów wynagradzania zdolności wytwórczych przedstawia literatura zagraniczna (np. Hancher i in. red. 2015) oraz krajowa (np. Zamasz 2015b), o tyle warto w celu usystematyzowania zaznaczyć, które z mechanizmów działają na chwilę obecną w Polsce, a które planowane są do wprowadzenia zgodnie z zaprezentowaną w lipcu 2016 r. przez Ministerstwo Energii koncepcją funkcjonowania rynku mocy w Polsce.

Według stanu Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) na 1 lipca 2016 r., regulacyjne usługi systemowe (RUS) dostępne dla OSP w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu marginesu mocy w KSE obejmują operacyjną rezerwę mocy (ORM), interwencyjną rezerwę zimną (IRZ) oraz redukcję zapotrzebowania na polecenie OSP.

Opierając się na wynikach ankiety Komisji Europejskiej ([Wstępne sprawozdanie... 2016](#)), usługę ORM sklasyfikować można jako formę mechanizmu płatności za moc, usługa IRZ wpisuje się w zakres rezerwy strategicznej, natomiast redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP to rozwiązanie z zakresu DSR/DSM, czyli zarządzania stroną popytową (ang. *demand side response/demand side management*). Klasyfikację rozwiązań mocowych w Polsce na tle mechanizmów wynagradzania zdolności wytwórczych w Europie zaprezentowano w tabeli 1.

TABELA 1. Mechanizmy wynagradzania zdolności wytwórczych w Europie, stan na pierwsze półrocze 2016 r.

TABLE 1. Capacity Remuneration Mechanisms across Europe as at HY1 2016

Rezerwa strategiczna	Zobowiązania mocowe	Aukcje mocy	Opcje na niezawodność	Płatności za moc	Zarządzanie stroną popytową
Belgia	Francja	Irlandia	n/d	Hiszpania	Hiszpania
Dania		Polska		Irlandia	Irlandia
Finlandia		Wlk. Brytania		Łotwa	Niemcy
Niemcy		Włochy		Polska	Polska
Polska				Portugalia	Portugalia
Szwecja				Włochy	Włochy

Źródło: opracowanie własne na podstawie: [Capacity Remuneration... 2013](#); [Wstępne sprawozdanie... 2016](#).

Odnosząc się do planowanego wprowadzenia rynku zdolności wytwórczych w Polsce, warto krótko scharakteryzować podstawowe założenia zaprezentowane przez Ministerstwo Energii ([Projekt rozwiązań... 2016](#)). Głównym celem mechanizmu jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie długoterminowym oraz stworzenie dodatkowego, w stosunku do rynku energii elektrycznej, źródła pokrywania kosztów stałych zasobów niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Warto w tym miejscu podkreślić, że propozycja Ministerstwa – oprócz zasobów wytwórczych – bierze także pod uwagę aktywny udział odbiorców w kształtowaniu bezpieczeństwa KSE (mechanizm DSR), co może być istotnym czynnikiem pozwalającym na optymalizację (redukcję) ogólnych kosztów funkcjonowania rynku zdolności wytwórczych ([Torriti 2015](#); [Zamasz 2015a](#)).

Produktem na rynku mocy będzie moc dyspozycyjna netto danej Jednostki Rynku Mocy wraz ze zobowiązaniem do jej dostarczenia (pozostawanie w gotowości do dostawy). Dostawa produktów będzie miała miejsce w tzw. Okresach Zagrożenia – godzinach, dla których nadwyżka mocy dyspozycyjnej dostępnej dla OSP ponad zapotrzebowanie w KSE, ustalona w procesach planowania koordynacyjnego dobowego, jest mniejsza od wielkości wymaganej. Okresy Zagrożenia komunikowane będą przez OSP z odpowiednim wyprzedzeniem.

Rozwiązanie Ministerstwa Energii będzie miało formę scentralizowanych aukcji mocy prowadzonych przez OSP (jedyne kupujący) w celu wyłonienia dostawców oraz ustalenia

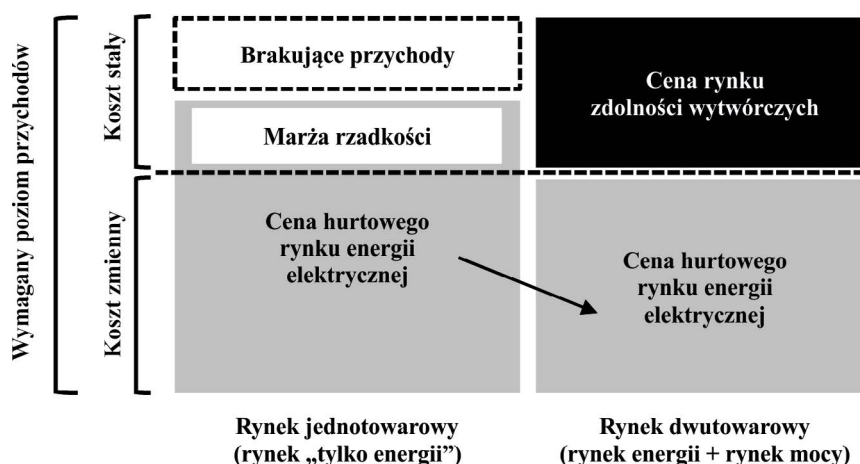
ceny rozliczeniowej. Formułą aukcji będzie aukcja holenderska (aukcja z ceną malejącą), w wyniku której ustalana będzie cena jednolita (ang. *uniform price dutch auction* lub *pay-as-clear dutch auction*). Dana aukcja przeprowadzana będzie w ramach określonej liczby następujących po sobie rund do momentu osiągnięcia równowagi pomiędzy popytem na moc zgłaszanym przez OSP oraz podażą oferowaną przez tzw. Certyfikowane Jednostki Rynku Mocy.

5. Analiza wpływu rynku mocy na rynek energii elektrycznej

O ile według koncepcji ME rynek mocy funkcjonujący równoległe do rynku energii elektrycznej nie będzie wprowadzał ograniczeń w kształtowaniu cen na rynku energii elektrycznej, o tyle wartym rozważenia jest pytanie, czy i w jakim zakresie nowy rynek wpłynie na ogólny poziom oraz zmienność cen na hurtowym rynku energii elektrycznej. Zagadnienie to wydaje się tym bardziej interesujące, iż stanowić może uzupełnienie obszaru badań finansowych aspektów wprowadzenia rynku mocy w Polsce (Zamasz 2015c).

Analizy wpływu rynków mocy na rynek energii elektrycznej w krajach Europy Zachodniej (Interconnector... 2014; Impact Assessment... 2016; Roques i in. 2016) wskazują, iż wprowadzenie nowego mechanizmu daje przesłanki do oczekiwania spadku poziomu hurtowych cen energii elektrycznej (rys. 1). Logika tego zjawiska opiera się na założeniu, iż dostępność wymaganego poziomu rezerw mocy – zapewnionego przez rynek zdolności wytwórczych – powinna przełożyć się na zmniejszenie marży wynikającej z rzadkości mocy dyspozycyjnej (ang. *scarcity margin*). Powstałą różnicę pomiędzy kosztem zmiennym a kosztem pełnym pokryć powinien rynek zdolności wytwórczych, a dolną granicą spadku hurtowych cen energii elektrycznej powinien być jednostkowy koszt zmienny.

Aby podjąć próbę odpowiedzi na pytanie o wpływ rynku zdolności wytwórczych na hurtowy rynek energii elektrycznej wykonano symulację kształtowania się hurtowych cen



Rys 1. Potencjał redukcji cen energii elektrycznej na rynku hurtowym ze względu na wprowadzenie rynku mocy
Źródło: opracowanie własne na podstawie Interconnector... 2014

Fig. 1. Capacity market potential for reduction of wholesale electricity prices

energii elektrycznej w Polsce przy założeniu, iż rynek zdolności wytwórczych powinien skutkować zapewnieniem odpowiedniego poziomu mocy dyspozycyjnej w KSE (Zamasz i in. 2014), co z kolei pozwoli w każdym momencie na zapewnienie wymaganego przez OSP poziomu rezerwy mocy dyspozycyjnej ponad zapotrzebowanie.

Symulacji poddano indywidualnie trzy pełne okresy roczne z zakresu 2013–2015, a wyniki przeanalizowano dla godzin szczytowych określanych zgodnie z IRiESP jako godziny 7:00–22:00 w dni robocze. Wybór godzin szczytowych znajduje uzasadnienie w fakcie, iż stanowią one okresy zagrożone możliwością wystąpienia braku adekwatnych zdolności wytwórczych.

W ujęciu modelowym przyjęto – *ceteris paribus* – iż w każdej godzinie, w której rezerwa mocy dyspozycyjnej ponad zapotrzebowanie do pokrycia przez JWCD była niższa niż 9% tego zapotrzebowania, spełniony zostanie warunek utrzymania rezerwy na poziomie co najmniej 9% (Wariant 1) lub co najmniej 18% (Wariant 2). Powyższe warunki określono bazując na zapisach IRiESP, przyjmowanych przez OSP odpowiednio na potrzeby planowania koordynacyjnego dobowego oraz rocznego (warto w tym miejscu podkreślić, że coraz powszechniejszą tendencją w zakresie ustalania kryterium bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego jest wykorzystanie wskaźników stochastycznych – LOLE, LOLP, itd. – w miejsce podejścia deterministycznego).

Narzędziem wykorzystanym do symulacji był zbudowany przez autorów model fundamentalny Rynku Bilansującego (RB) w Polsce, będącego segmentem hurtowego rynku energii elektrycznej, na którym ceny uzależnione są wprost od warunków technicznych pracy systemu. Wynikiem modelu są tzw. ceny rozliczeniowe odchylenia (CRO), symulowane w granulacji godzinowej w oparciu o mechanizm stosu mocowo-kosztowego, kluczowe parametry techniczno-ekonomiczne jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) oraz marginesy mocy dyspozycyjnej JWCD powyżej zapotrzebowania do pokrycia przez te jednostki. Oparcie modelu na JWCD znajduje uzasadnienie w fakcie, iż jednostki te – zgodnie z zapisami IRiESP – biorą czynny udział w bilansowaniu KSE (jako tzw. JG_{Wa} , czyli jednostki grafikowe wytwórcze aktywne).

Wyniki symulacji przeprowadzonej w opisanym modelu fundamentalnym wskazują, iż zapewnienie wymaganego poziomu rezerw mocy – będące wynikiem rynku mocy – wpłynie na spadek ogólnego poziomu cen energii elektrycznej w okresach szczytowych przy jednoczesnym zmniejszeniu zmienności mierzonej odchyleniem standardowym (tab. 2).

Uzyskane wyniki – mające charakter wstępnych badań w obszarze rynku zdolności wytwórczych w Polsce – pozwalają przypuszczać, że rynek ten może w większym stopniu przyczynić się do stabilizacji zmienności cen na rynku energii elektrycznej (zmniejszenie odchylenia standardowego) niż wpłynąć na istotne obniżenie ogólnego ich poziomu. Jednocześnie, wyniki symulacji pozwalają przypuszczać, iż zbyt wysoki poziom rezerw mocy – mogący wynikać z uwarunkowań opisanych w sekcji szóstej artykułu – może, pomimo korzystnego wpływu na zmienność, doprowadzić do znacznego obniżenia poziomu cen. Obserwacja ta otwiera pole do badań nad metodami wyznaczania optymalnego poziomu rezerw do zapewnienia przez rynek zdolności wytwórczych, przy jednoczesnym uwzględnieniu, aby rezerwy te nie wywierały presji na spadek cen energii elektrycznej poniżej średniego krańcowego kosztu zmiennego wytwarzania.

Przytoczone wyniki symulacji są zbieżne z analizami dotyczącymi wpływu rynku zdolności wytwórczych na rynek energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii oraz Francji (Impact

TABELA 2. Wyniki symulacji wpływu rynku zdolności wytwórczych na ceny energii elektrycznej w obszarze Rynku Bilansującego w Polsce

TABLE 2. Simulation results of capacity market's impact on balancing electricity prices in Poland

Rok	Zmiana absolutna [PLN/MWh] oraz względna [%] średniego poziomu cen szczytowych				Zmiana absolutna [PLN/MWh] oraz względna [%] odchylenia standardowego			
	wariant 1		wariant 2		wariant 1		wariant 2	
2013	-1,5	-0,9%	-5,8	-3,4%	-1,5	-4,8%	-5,3	-17,4%
2014	-4,6	-2,0%	-18,3	-8,0%	-20,1	-19,1%	-48,0	-45,6%
2015	-2,3	-1,3%	-8,0	-4,5%	-3,1	-8,4%	-8,2	-22,2%
Średnio	-2,8	-1,4%	-10,7	-5,3%	-8,2	-10,8%	-20,5	-28,4%

Źródło: opracowanie własne.

Assessment... 2016; Roques i in. 2016), choć skala zmian cen jest dla obydwu krajów różna. W przypadku rynku brytyjskiego wskazuje się bowiem na istotną redukcję cen energii elektrycznej (średnio o około 15,0%), natomiast analiza dla rynku francuskiego szacuje, iż spadek średnich cen hurtowych energii elektrycznej wyniesie maksymalnie około 5,2%.

6. Możliwe czynniki ryzyka związane z wprowadzeniem rynku mocy

Oprócz analizy wpływu rynku zdolności wytwórczych na rynek energii elektrycznej warto podjąć zagadnienie możliwych czynników ryzyka związanego z wprowadzeniem nowego rynku w ramach architektury szeroko rozumianego rynku energii elektrycznej.

Kluczowym czynnikiem niepewności w przypadku rynków mocy jest kwestia konstrukcji krzywej popytu na moc, która uwarunkowana jest poprawnym określeniem m.in. poziomu kosztu netto wejścia nowych jednostek do systemu (ang. *net cost of new entry*, *net CONE*), jak również trafnością prognozy popytu na moc (Bowring 2013). Znaczące odchylenia pomiędzy prognozą a stanem faktycznym mogą skutkować brakiem adekwatnego wolumenu (przekontraktowanie lub niedokontraktowanie), a błędnie określone koszty wejścia mogą doprowadzić do ustalenia przez rynek zbyt niskiej lub zbyt wysokiej ceny za moc, co w efekcie przełożyć się może na zniekształcenia oraz wzrost zmienności cen energii elektrycznej. Aspekt ten może wywołać negatywne skutki z punktu widzenia dobrobytu społecznego, m.in. przez ryzyko niewłaściwej wyceny mocy (niedowartościowanie) lub ryzyko ponoszenia bezpodstawnie wysokich kosztów finansowania rynku mocy przez odbiorców końcowych.

Ilustracją powyższych kwestii są wyniki pierwszej (grudzień 2014 r.) oraz drugiej (grudzień 2015 r.) aukcji na moc w Wielkiej Brytanii, gdzie na skutek nadpodaży mocy – wynikającej głównie z bliskich zera ofert istniejących elektrowni konwencjonalnych – cena za moc ustalona została na poziomie odpowiednio 19,4 £/kW-rok oraz 18,0 £/kW-rok względem ceny wywoławczej 75 £/kW-rok (Orme 2016). Takie wyniki aukcji mają negatywne skutki przypominające wspomniane wcześniej zjawisko brakujących przychodów w ramach

mechanizmu stosu mocowo-kosztowego na rynku energii elektrycznej. W efekcie, ustalone ceny okazały się zdecydowanie za niskie dla nowych inwestycji, w wyniku czego nowe projekty inwestycyjne stanowiły odpowiednio tylko 5,1% oraz 9,6% zakontraktowanych mocy. Co warto również podkreślić, przeprowadzone aukcje nie dały praktycznie żadnego impulsu do rozwoju rozwiązań z zakresu DSM, które – jak wspomniano wcześniej – posiadają potencjał do obniżenia łącznego kosztu funkcjonowania rynku mocy. Zdecydowana większość środków zaalokowana została bowiem na rzecz mocy istniejących, wskutek czego znacząca część wytwórców otrzymała płatność, mimo iż gotowi byli świadczyć usługę po zerowym koszcie, czyli świadczyliby ją również bez istnienia rynku mocy (choć wtedy nie otrzymaliby wynagrodzenia w wysokości ustalonej ceny aukcyjnej). Analiza wyników aukcji w Wielkiej Brytanii pokazuje, iż rynek mocy nie działa tam efektywnie, a proponowane rozwiązanie dla rynku mocy zakłada m.in. organizację aukcji osobno dla mocy istniejących oraz nowych (*ibid*).

Analizując możliwe ryzyka związane z wprowadzeniem rynków mocy warto także wspomnieć o wpływie tych mechanizmów na obszar wymiany międzysystemowej energii elektrycznej. Rynek mocy – poprzez potencjał do obniżania ceny energii elektrycznej aż do poziomu kosztu zmiennego – może powodować m.in. zaburzenia w procesie cenotwórczym w państwach sąsiadujących – zwłaszcza tych, w których architektura rynku opiera się o rynek „tylko energii” (Gore i in. 2016). Powyższe zjawisko wskazuje na konieczność skoordynowanego rozwoju rynków mocy na poziomie regionu połączonych ze sobą krajów (Wspólny Rynek Energii w ramach Unii Europejskiej).

Podsumowanie

Rynki zdolności wytwórczych są postrzegane jako środek zaradczy dla kwestii brakujących przychodów oraz braku adekwatnych zdolności wytwórczych w sektorze elektroenergetycznym. Proponowana koncepcja Ministerstwa Energii wpisuje się w model rynku opartego na mechanizmie aukcji za moc i powinna w założeniu pozwolić na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie długoterminowym poprzez stworzenie dodatkowego, w stosunku do rynku energii elektrycznej, źródła pokrywania kosztów stałych.

Ministerialna koncepcja zakłada, że proponowane rozwiązanie nie będzie wprowadzało ograniczeń w kształtowaniu cen na rynku energii elektrycznej. Niemniej jednak, w artykule zadano pytanie o to, czy, i w jakim zakresie nowy rynek wpłynie na ogólny poziom oraz zmienność cen na hurtowym rynku energii elektrycznej. Przeprowadzona symulacja – oparta na modelu fundamentalnym Rynku Bilansującego w Polsce – wskazuje na potencjał obniżki hurtowych cen energii elektrycznej wynoszący średnio od 2,8 PLN/MWh w Wariancie 1 do 10,7 PLN/MWh w Wariancie 2 (odpowiednio 1,4% do 5,3%). Dodatkowo, przeprowadzona analiza pozwala przypuszczać, iż rynek mocy w większym stopniu wpłynie na stabilizację (zmniejszenie zmienności) niż na obniżenie poziomu cen. Średnia zmiana odchylenia standardowego wynosi od 8,2 PLN/MWh (10,8%) w Wariancie 1 do 20,5 PLN/MWh (28,4%) w Wariancie 2. Wyniki symulacji wpisują się w analizy dla Wielkiej Brytanii oraz Francji, które również wskazują na możliwość spadku średniego poziomu cen energii elektrycznej.

Spoglądając krytycznie na mechanizmy mocowe warto podkreślić, iż istotnym czynnikiem ryzyka, mogącym doprowadzić do zaburzeń rynku mocy oraz rynku energii elektrycz-

nej, jest parametryzacja krzywej popytu, w tym określenie tzw. net CONE oraz trafność prognozy popytu na moc. Dodatkowo, doświadczenia Wielkiej Brytanii pokazują, iż aukcje mogą skutkować opłatami mocowymi niedającymi z jednej impulsów do inwestycji w nowe moce (oraz rozwoju DSM), a z drugiej strony wynagradzającymi wytwórców, którzy gotowi są świadczyć usługę również bez istnienia rynku mocy. Wprowadzenie rynków mocy – w sposób nieskoordynowany na poziomie regionu – może z kolei prowadzić do zniekształceń rynku energii elektrycznej w krajach ościennych, zwłaszcza opartych na modelu rynku „tylko energii”.

Obszarem dla dalszych badań może być m.in. wpływ rynku mocy na poziom cen detalicznych, jak również metodyka wyznaczania krzywej popytu na moc, a także optymalizacji ogólnego kosztu funkcjonowania rynku mocy.

Literatura

- ACER 2013. Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity (30.07.2013).
- Bowring, J. 2013. Capacity Markets in PJM. *Economics of Energy & Environmental Policy* Vol. 2, Issue 2.
- DECC 2016. Impact Assessment. Security of Supply and Capacity Market (6th May 2016).
- De Sisternes F.J., Parsons J.E. 2016. The Impact of Uncertainty on the Need and Design of Capacity Remuneration Mechanisms in Low-Carbon Power Systems, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research (February 2016).
- Dyrektywa... 2009. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Tekst mający znaczenie dla EOG).
- ENTSO-E 2016. Summer Outlook Report 2016&Winter Review 2015/2016 (31.05.2016).
- Gore O. i in. 2016. Linking the energy-only market and the energy-plus-capacity market. *Utilities Policy* Vol. 38, February 2016.
- Hancher, L. i in. red. 2015. Capacity Mechanisms in the EU Energy Market, *Oxford University Press*.
- Komisja Europejska 2016. Wstępne sprawozdanie z badania sektorowego dotyczącego mechanizmów zapewniających moce wytwórcze (13.04.2016).
- Ministerstwo Energii 2016. Projekt rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy (04.07.2016).
- Orme B. 2016. Incapacitated. Why the capacity market for electricity generation is not working and how to reform it (31.03.2016).
- Petermann T. i in. 2011. What happens during a blackout. Consequences of a prolonged and wide-ranging power outage, Office of Technology Assessment at the German Bundestag.
- PSE 2015a. Komunikat OSP z dnia 12 sierpnia 2015 r. w związku z sytuacją w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym – Odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania. [Online] Dostępne w: www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=2483 [Dostęp: 19 lipca 2016 r.].
- PSE 2015b. Komunikat OSP z dnia 3 listopada 2015 r. w związku z Raportem o przyczynach wprowadzenia na terenie kraju ograniczeń w dostawach i poborze energii elektrycznej w sierpniu 2015 r. [Online] Dostępne w: www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=2666 [Dostęp: 19 lipca 2016 r.].
- PSE 2016. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035 (20.05.2016 r).
- PKEE 2016. Rynek mocy, czyli jak uniknąć blackoutu. Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce, Polski Komitet Energii Elektrycznej (10.08.2016 r).
- Roques, F. i in. 2016. *Assessment of the impact of the French capacity mechanism on electricity markets* (30.06.2016 r).
- Torrioni, J. 2015. Peak Energy Demand and Demand Side Response. *Routledge*.
- Zamasz, K. red. 2015a. *Capacity Market in Contemporary Economic Policy*. Difin.
- Zamasz, K. 2015b. *Efektywność ekonomiczna przedsiębiorstwa energetycznego w warunkach wprowadzenia rynku mocy*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.
- Zamasz, K. 2015c. Finansowe aspekty implementacji rynków mocy w Polsce. *Przegląd Organizacji* 4.
- Zamasz, K. i in. 2014. Rynek mocy w warunkach krajowego sektora wytwórczego. *Rynek Energii* nr 6.

