

<sup>83</sup> The savings in public spending were to be generated by a combination of cuts to public sector wage bill and investments, and introduction of restrictive policy measures in the area of social transfers and health insurance. As for the extra revenues, the package included higher court fees, VAT and CIT rates, and new taxation on lottery and sports betting, non-alcoholic beverages and real estate – the tax for the latter being abolished by the Constitutional Court in March 2014 (*Stability Programme to bring in EUR 650M and Cut Expenditure by EUR 716.5M*, "The Slovenia Times. Features", 11 May 2013, <http://www.sloveniatimes.com/stability-programme-to-bring-in-eur-650m-and-cut-expenditure-by-eur-716-5m> [10.8.2016]; *Constitutional Court Annulled Real Estate Tax*, "The Slovenia Times. Politics", 28 March 2013, <http://www.sloveniatimes.com/constitutional-court-annulled-real-estate-tax> [10.8.2016]).

<sup>84</sup> Bank of Slovenia, *Report of the Bank of Slovenia on causes...*, op. cit., pp. 70-71.

<sup>85</sup> T. Majnardi, *The carousel of damaging "go with the flow" policies continues*, "The Slovenia Times", Editorial, 12 September 2013, <http://www.sloveniatimes.com/the-carousel-of-damaging-go-with-the-flow-policies-continues> [8.12.2015].

<sup>86</sup> Since then, referenda can be called neither by Parliament, nor by the National Council, but only by the citizens themselves. Issues of public budget, taxes, and international agreements are excluded (M. Haček, S. Pickel, F. Bönker, *Country Report Slovenia, Sustainable Governance Indicators 2015*, op. cit., p. 14).

<sup>87</sup> Of which further adjustment of the pension and social security systems, in order to contain age-related expenditure growth (Council of the EU, *Council recommendation with a view to bringing an end to the situation of an excessive government deficit in Slovenia*, 2013, pp. 12-13, [http://ec.europa.eu/economy\\_finance/economic\\_governance/sgp/pdf/30\\_edps/126-07\\_council/2013-06-21\\_si\\_126-7\\_council\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/economy_finance/economic_governance/sgp/pdf/30_edps/126-07_council/2013-06-21_si_126-7_council_en.pdf) [22.11.2015]).

<sup>88</sup> European Commission, *Commission concludes in-depth reviews...*, op. cit., p. 37. An AQR consists of assessment of data quality, adequacy of the classification of a bank's claims (non-performing exposures included), collateral valuation and provisions, i.e. considers the key attributes of the bank's different asset portfolios in order to evaluate the quality of the assets. Based on the results of an AQR, stress tests are performed to reveal future losses under baseline and adverse macroeconomic scenario, the latter serving to quantify the need for recapitalisation. See Bank of Slovenia, *Report of the Bank of Slovenia on causes...*, op. cit., pp. 72-73.

<sup>89</sup> Following the transfer, the NPL ratio of the Slovenian banking system declined from 17.3 to 13.4% (Bank of Slovenia, *Financial Stability Review*, May 2014, p. xiii).

<sup>90</sup> *Ibidem*, p. 35, Table 6.4. A policy vigorously debated by junior bondholders who asked the Slovenian Constitutional Court for an examination of the banking act, but whose claim was recently rejected by the EU Court of Justice (*EU Court Rules Slovenia's Bank Bondholder Wipeout Was Legal*, 19 July 2016, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-07-19/eu-court-ruling-backs-slovenian-move-that-wiped-out-bondholders> [12.8.2016]).

<sup>91</sup> NKBM and Abanka were to be completely sold out (Abanka by the end of 2019), while in the case of NLB the government were to reduce its participating interest to no more than 25% plus one share by the end of 2017. See Ministry of Finance – Banka Slovenije, *Bank of Slovenia and Slovenian government announce results of stress tests*, Press Release, 12 December 2013; *New Abanka Formally Operational*, "The Slovenia Times. Business", 5 October 2015, <http://www.sloveniatimes.com/new-abanka-formally-operational> [02.12.2015]). NKBM has already been sold to US equity fund Apollo Management (80%) and EBRD (20%) for a price of EUR 250 million in April 2016 (*Apollo and EBRD reportedly transfer funds for acquisition of NKBM*, "The Slovenia Times. Business", 20 April 2016, <http://www.sloveniatimes.com/apollo-and-ebrd-reportedly-transfer-funds-for-acquisition-of-nkbn> [12.8.2016]).

<sup>92</sup> *Deal Finally Reached on Sovereign Holding*, "The Slovenia Times. Politics", 7 December 2013, <http://www.sloveniatimes.com/deal-finally-reached-on-sovereign-holding> [11.8.2016]; Bank of Slovenia, *Report of the Bank of Slovenia on causes...*, op. cit., p. 102. Privatisation of 15 SOEs has been gradually set on its foot. As of mid-August 2016, two-third of the companies to be privatised – of which Adria Airways, Aerodrom Ljubljana or Elan – have been ticked off in the list of Slovenia Sovereign Holding's website. None of them was sold to domestic buyers (*Successful Sales, Slovenian Sovereign Holding, Privatization*, <http://www.sdh.si/en-us/privatization/successful-sales> [12.8.2016]).

<sup>93</sup> Bank of Slovenia, *Financial Stability Review, May 2014*, op. cit., p. 5. As for the period since the beginning of the global crisis, Slovenia is bearing the dubious title of suffering from the worst deterioration in its debt to GDP ratio of the region (Figure 3f).

## POLITYKA ENERGETYCZNA

### RYNEK MOCY. KOLEJNY ETAP TWORZENIA ZLIBERALIZOWANEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W UNII EUROPEJSKIEJ

*Dariusz Michalski, Maciej Sołtysik\**

W Europie rośnie ryzyko wystąpienia deficytu mocy, koniecznych do zaspokojenia w każdym czasie popytu na energię elektryczną. Brak mocy może powodować przerwy w dostawach energii elektrycznej lub ograniczać poziom

zasilania. Przyczyną tego ryzyka jest głównie niedopasowanie elastyczności bloków produkcyjnych w elektrowniach konwencjonalnych do nowych wymogów, które pojawiły się w rezultacie gwałtownego wzrostu wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych (OZE), w szczególności w elektrowniach wiatrowych i słonecznych, których produkcja zależy od warunków pogodowych. Rozwiązania pozwalające eliminować to ryzyko stają się w ostatnim okresie coraz częściej przedmiotem intensywnych dyskusji w kręgach branży elektroenergetycznej i zainteresowania ustawodawców. Jest to spowodowane uzasadnioną obawą o przyszłość krajowych systemów elektroenergetycznych (KSE). Jednym z proponowanych rozwiązań jest utworzenie w miejsce

obecnego rynku jednotowarowego, właściwego wyłącznie dla energii elektrycznej, rynku dwutowarowego, uzupełnionego o komponent mocy<sup>1</sup>. Rozwiązanie takie może być także odpowiedzią na kolejne wyzwanie, którym jest konieczność zastąpienia niektórych konwencjonalnych źródeł wytwórczych nowymi, spełniającymi zaostrożone wymogi środowiskowe. Część z tych elektrowni pełni dziś rolę rezerwy na wypadek okresowego zmniejszenia produkcji w OZE.

Próby ujednoczenia działania dotychczas zindywidualizowanych lokalnych rynków energii i scalenie ich w ramach rynku unijnego, a także rozwój i promowanie OZE, polityka proefektywnościowa i szereg ryzyk prośrodowiskowych, skutkują istotnym obniżeniem poziomu hurtowych cen energii elektrycznej. Obserwowana, przewidywana i pogłębiająca się tendencja spadkowa negatywnie wpływa na procesy inwestycyjne, głównie rozbudowę i odbudowę mocy wytwórczych. Należy zatem w ramach rozwiązań dotyczących rynku mocy szukać alternatywy dla poprawy podaży mocy w systemie elektroenergetycznym.

Zadaniem rynku mocy jest zapewnienie niezbędnych dostaw energii elektrycznej w każdym momencie, m.in. poprzez zakupy rezerwy mocy produkcyjnej, która zapewnia te dostawy.

Europejska elektroenergetyka, a szczególnie sektor wytwarzania energii elektrycznej, podlega ogromnym zmianom. Następują one w procesie dostosowywania funkcjonowania rynku energii elektrycznej do wskazań kierunkowych polityki unijnej. W ramach wspólnego rynku energii elektrycznej bezpieczeństwo energetyczne nie jest zagadnieniem zarezerwowanym jedynie dla państw członkowskich, ale – jak wskazuje Komisja Europejska i ACER<sup>2</sup> – w zakresie analizy możliwości rezerwowania mocy czy koordynacji rozwoju mocy wytwórczych powinno zostać przeniesione przynajmniej na poziom regionalny. Konieczne jest jednak zabezpieczenie zakontraktowanych dostaw między państwami<sup>3</sup>. Wprowadzenie rynku mocy na terytorium UE nie powinno także negatywnie wpływać na poziom konkurencji na rynku energii elektrycznej.

Pojawia się wątpliwość, czy mechanizm rynkowy jest w stanie skutecznie stymulować przyszły rozwój mocy wytwórczych w sytuacji gwałtownego rozwoju OZE, tak aby zapewnić niezbędną podaż energii w każdym czasie<sup>4</sup>. Konieczne może być wykreowanie skutecznych zachęt dla inwestorów, aby zapewnić niezbędne moce produkcyjne, eliminujące ryzyko niedoboru mocy w systemie elektroenergetycznym. Rynek mocy powinien stworzyć dla inwestorów w branży elektroenergetycznej zachęty zapewniające im określone przychody zarówno jeśli chodzi o stabilność, jak i poziom. Oczywiście część kosztów będzie przezucona na klientów elektroenergetyki, np. w opłatach przesyłowych lub we wzroście średniej ceny energii. W warunkach dzisiejszego rynku energii nawet ceny energii elektrycznej w godzinach szczytowych mogą nie być wystarczająco wysokie lub dość przewidywalne, aby zachęcić

inwestorów do budowy odpowiedniej ilości nowych mocy produkcyjnych. Rynek mocy jest jednym z rozwiązań tego problemu. Inne to rozwój połączeń transgranicznych, poprawa efektywności energetycznej i postęp techniczny w zarządzaniu popytem na energię elektryczną. Wydaje się, że rozwój rynku energii w zakresie inteligentnych sieci i układów pomiarowych, a nawet wzrost liczby pojazdów elektrycznych będą przyczyniać się do wzrostu zapotrzebowania na nowe moce i instrumenty stymulowania zarówno strony podażowej, jak i popytowej rynku energii elektrycznej.

Z punktu widzenia ekonomiki funkcjonowania zliberalizowanego rynku energii elektrycznej należy wskazać, że rynek mocy powinien w sposób efektywny neutralizować niedoskonałości jednotowarowego rynku energii elektrycznej, stwarzając zachęty dla utrzymania w systemie elektroenergetycznym jednostek, których praca jest niezbędna z punktu widzenia bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Inną rolą rynku mocy jest wykreowanie zachęt zarówno do budowy nowych mocy wytwórczych, jak i uczestnictwa konsumentów w rynku energii elektrycznej (decyzje o poborze lub rezygnacji z korzystania z energii elektrycznej).

## Ekonomika rynku mocy

Zagadnienie rynku mocy jest niezwykle istotne ze względu na radykalne zmiany zachodzące w europejskiej elektroenergetyce, szczególnie w OZE. Większość obecnych elektrowni została włączona do systemu elektroenergetycznego w latach 70. i 80. XX wieku, czyli w okresie przed liberalizacją rynku energii elektrycznej. Okres ich eksploatacji dobiega końca, stąd w najbliższej przyszłości należy oczekiwać zastąpienia ich nowymi mocami produkcyjnymi. Ponadto w niektórych państwach członkowskich UE podjęto polityczne decyzje o wyłączeniu elektrowni atomowych (Niemcy<sup>5</sup> i Belgia), co istotnie wpływa na bilans dostępnych mocy. Dodatkowo ze względu na wspomniane wymogi środowiskowe (regulacje prawne, np. konkluzje BAT<sup>6</sup>) część elektrowni opalanych węglem – postrzeganych jako najwięksi emitenci zanieczyszczeń – będzie musiała wkrótce zaprzestać produkcji, o ile nie przeprowadzi kosztownej modernizacji. Innym elementem jest wzrost konkurencji na rynku energii – szczególnie między różnymi technologiami wytwarzania, co obniża zyskowność elektrowni opalanych paliwami kopalnymi i opłacalność nowych inwestycji w elektroenergetyce<sup>7</sup>.

Liberalizacja rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej miała miejsce w sytuacji, kiedy znacząca część elektrowni, wybudowanych w okresie monopolu w elektroenergetyce, miała już w dużej części pokryte koszty inwestycji: decyzje o finansowaniu inwestycji miały zazwyczaj charakter polityczny, a nie były motywowane sytuacją na rynku, czego przykładem mogą być subsydiowanie wydobycia i spalania węgla czy kontrakty długoterminowe sprzedaży energii elektrycznej. Były to warunki, w których rynek energii mógł się rozwijać po liberalizacji, chociaż

ceny energii na rynku hurtowym pozwalały praktycznie tylko na pokrycie kosztów zmiennych produkcji. W pełni uzasadnione obecnie są zatem wnioski dotyczące zmiany struktury rynku i odejścia od rynku jednotowarowego energii elektrycznej w kierunku rynku dwutowarowego: energii elektrycznej i mocy, czyli rozbudowania obecnego modelu rynku energii elektrycznej o komponent bazujący na zdolności elektrowni do dostarczenia energii elektrycznej na rynek. Wydaje się, że w obecnych warunkach finansowania inwestycji w nowe moce produkcyjne w elektroenergetyce, uwzględniających tylko sygnały płynące z rynku, może ono nie wystarczyć do skłonienia przedsiębiorstw elektroenergetycznych do budowy nowych elektrowni, bez dodatkowych dopłat i wsparcia jak w przypadku OZE<sup>8</sup>. Inwestorzy zazwyczaj oczekują informacji, które pozwolą im wiarygodnie oszacować efektywność ekonomiczną przedsięwzięć i podjąć decyzję o ich realizacji dopiero w warunkach, które umożliwią uzyskanie akceptowalnego zwrotu z inwestycji. Obecnie brakuje warunków do wiarygodnego oszacowania efektywności budowy nowych elektrowni, zaś występujące ryzyko wskazuje raczej na niewystarczający poziom zyskowności takiego przedsięwzięcia.

- *Missing money* – wyjście z rynku hurtowego jednostek wytwórczych, których koszt produkcji jest wyższy niż cena rynkowa.
- *Missing capacity* – powstrzymanie się od inwestycji w nowe moce produkcyjne.

W Polsce można już obecnie obserwować oba zjawiska (*missing money, missing capacity*). Do tej pory realizowano jedynie krótkoterminowe rozwiązania, mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE (rezerwa zimna) oraz zwiększenie opłacalności produkcji energii elektrycznej (operacyjna rezerwa mocy).

Niepewność inwestycyjną dodatkowo potęguje zmienność cen na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz stopniowe obniżanie się ich poziomu, co jest głównie pochodną wypierania z tzw. *merit order* konwencjonalnych jednostek wytwórczych i zastępowanie ich źródłami odnawialnymi oraz zmian samego charakteru i profilu pracy tych źródeł. Sprawia to, że inwestycje w wytwarzanie energii z paliw kopalnych stają się coraz bardziej ryzykowne, odstrasżając inwestorów. Ponadto specyfika produkcji z OZE<sup>9</sup>, w tym jej zmienność, sprawia, że konwencjonalne moce wytwórcze powinny być wycofywane z rynku znacznie wolniej niż następuje przyrost mocy w elektrowniach wiatrowych i słonecznych. W Niemczech dość powszechna staje się sytuacja, w której źródła odnawialne pozwalają w niektórych godzinach pokryć całość zapotrzebowania na energię elektryczną, a w innych zaledwie kilka procent. Ich podaż ogółem określa się na ponad 30% energii zużywanej rocznie<sup>10</sup>. Nie przeszkadza to jednak powstawaniu projektów, takich jak farma *Kriegers Flak*, wykorzystujących morskie zasoby wiatru na duńskich wodach na potrzeby odbiorców energii elektrycznej w innych krajach Europy. Farma ta jest połączona z KSE Niemiec, Danii i Szwecji

i może być źródłem zasilania rezerwowego dla każdego z tych państw. Tego typu inwestycje pozwolą na stopniowe zastępowanie paliw kopalnych wykorzystywanych także na potrzeby transportu i ogrzewania. Zasadne staje się zatem pytanie, czy w przyszłości prawdziwa będzie następująca teza, będąca podstawą tworzenia rynku mocy: *Zapewnienie stabilnej pracy sieci elektroenergetycznej wymaga pracy określonej ilości dużych jednostek produkcyjnych (fizyczny aspekt pracy sieci przesyłowej i konieczność zapewnienia wymaganej różnicy potencjałów). Wzrost produkcji w elektrowniach wiatrowych eliminuje z rynku elektrownie konwencjonalne, co może prowadzić do zaburzeń w zarządzaniu pracą sieci przesyłowej.*

Koszty inwestycji należy traktować jako koszty zapadłe, które powinny zostać odzyskane dzięki pozytywnemu wskaźnikowi wartości bieżącej netto (*Net Present Value* – NPV) z inwestycji. Jednak odzyskane mogą być one tylko w sytuacji wzrostu cen na rynku energii elektrycznej. W normalnych warunkach nie są one brane pod uwagę w trakcie składania ofert – zazwyczaj dąży się do pokrycia kosztów zmiennych oraz przynajmniej części kosztów stałych. Stąd, przy nadmiarze mocy na rynku, ceny energii są zbyt niskie, aby zapewnić pozytywny zwrot z inwestycji. Dopiero wprowadzenie rynku mocy pozwala „wynagrodzić” inwestorów za zapewnienie zbilansowania systemu elektroenergetycznego.

Zbilansowanie systemu elektroenergetycznego i zapewnienie bezpieczeństwa jego funkcjonowania powinno być rozpatrywane w krótkim i długim horyzoncie:

- 1) W elektroenergetyce krótki okres dotyczy rynku *spot* i *intraday* (dnia bieżącego) – czyli okresu do dwóch dni, kiedy w wyniku braku mocy w systemie elektroenergetycznym może wystąpić kosztowny *blackout*.
- 2) Długi okres nierozdzielnie związany jest z czasem eksploatacji i pracy elektrowni, który szacowany jest zazwyczaj na około czterdzieści lat.

Z takiej perspektywy, jeżeli nie zostanie zabezpieczona niezbędna ilość mocy produkcyjnych w długim okresie, to w krótkim zwiększa się ryzyko niedoboru podaży energii elektrycznej<sup>11</sup>.

## Siła rynkowa producentów energii elektrycznej<sup>12</sup>

Wysokie ceny energii elektrycznej pojawiają się na rynku zazwyczaj w sytuacji ograniczonej nadwyżki lub wręcz niedoboru mocy produkcyjnych. Takie ceny są właściwe i powszechnie występują na rynku dnia następnego i bieżącego. Na rynku jednotowarowym sytuacja taka stwarza możliwość wykorzystania siły rynkowej przez producentów energii elektrycznej, którzy kreują wzrost cen nieuzasadniony sytuacją rynkową. Kluczowym warunkiem efektywnego funkcjonowania rynku energii elektrycznej jest uniemożliwienie nadużywania siły rynkowej przez niektórych jego uczestników.

Siła rynkowa to możliwość wpływania na poziom cen przez przedsiębiorstwa, które mają znaczny udział w rynku. Jest ona pochodną bardzo niskiej krótkookresowej elastyczności popytu na rynku energii elektrycznej, gdyż zmiany cen nie znajdują odzwierciedlenia w zmianach zapotrzebowania. Wykorzystanie siły rynkowej prowadzi do wzrostu cen powyżej uzasadnionego poziomu<sup>a</sup>. W sprzyjających warunkach przedsiębiorstwa posiadające możliwość manipulowania rynkiem energii, mogą wpływać na wzrost cen bez ryzyka ograniczenia sprzedaży. Energia elektryczna jest wytwarzana przez relatywnie małą grupę elektrowni, mających strategiczne znaczenie dla rynku hurtowego. Każde nieprzewidziane ograniczenie produkcji powoduje wzrost cen. Rynek hurtowy jest szczególnie wrażliwy na ograniczanie dostaw energii w godzinach szczytowych, co zawsze prowadzi do znacznych wahań cen.

<sup>a</sup> Poziom cen uzasadniony przez kształtowanie się popytu i podaży powinien być bliski kosztowi marginalnemu produkcji energii elektrycznej.

Struktura rynku elektroenergetycznego, a szczególnie brak możliwości magazynowania energii elektrycznej sprawia, że występuje na nim większe niż na innych rynkach towarowych ryzyko uzyskiwania nieuzasadnionych korzyści przez jego uczestników. Podstawową przyczyną jest możliwość manipulowania rynkiem i tworzenia niepewności co do jego krótkookresowego zbilansowania.

Mechanizm rynkowy może być przedmiotem manipulacji zarówno ze strony wielkich producentów, mających na rynku pozycję dominującą, jak i niewielkich elektrowni oraz elektrociepłowni:

- ☞ w okresach zwykłego zapotrzebowania na moc i energię wycofanie części produkcji przez dominującego dostawcę może powodować wzrost cen, ponieważ inni dostawcy nie będą w stanie pokryć powstałego niedoboru na rynku,
- ☞ w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc i energię, gdy większość mocy produkcyjnych została już wykorzystana, nawet niewielki producent lub dostawca (importer, hurtownik) wycofując część energii z rynku może doprowadzić do skokowego wzrostu cen.

## Rola rynku mocy

Rynki mocy służą głównie zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Liberalizacja, która wchodzi obecnie w kolejną fazę, oznacza z kolei konieczność zapewnienia nowej mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym w warunkach wolnego rynku energii elektrycznej. Równocześnie powinna ona być powiązana z rynkowymi instrumentami zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz ciągłości dostaw dla klientów (bezpieczeństwo zasilania).

W warunkach rynku jednotowarowego jedynie koszt wyprodukowania i dostawy energii elektrycznej oraz koszty kapitałowe (przy teoretycznym braku zakłóceń efektywno-

ści mechanizmu rynkowego) powinny być pokrywane przez cenę rynkową energii elektrycznej i usług świadczonych przez operatora systemu przesyłowego. Oczywiście nie występują wtedy opłaty za moc oraz zakłócenia w funkcjonowaniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej UE, ponieważ producenci po obu stronach każdej granicy otrzymują takie same sygnały rynkowe. W takiej sytuacji przez większość godzin pracy elektrowni ceny odzwierciedlają przeciętne zmienne koszty produkcji lub wręcz koszty krańcowe; producenci o przeciętnych kosztach zmiennych niższych niż ceny rynkowe będą odyskiwali część kosztów stałych oraz potencjalnie część kosztów kapitałowych. Jednak w sytuacji redukcji nadwyżki mocy na rynku energii elektrycznej ceny mogą osiągnąć (do niedawna zazwyczaj w godzinach szczytowego zapotrzebowania) bardzo wysoki poziom, równy przeciętnym kosztom zmiennym ostatniej włączonej do systemu elektroenergetycznego i zazwyczaj bardzo drogiej jednostki produkcyjnej. Wtedy większość producentów energii pokrywa wszystkie koszty produkcji wraz z kosztami kapitałowymi, uzyskując jeszcze dodatkową marżę.

Należy jednak podkreślić, że w momencie skokowego wzrostu mocy zainstalowanych w elektrowniach słonecznych okresy wysokich cen w szczycie zostały zasadniczo ograniczone, a dodatkowo zwiększenie poziomu generacji z elektrowni wiatrowych obniżyło średnią cenę w ujęciu dobowym. W sytuacji niewystępowania wysokich cen energii i innych dodatkowych przychodów, dotychczasowi producenci energii na potrzeby zaspokajania godzin szczytowych (zazwyczaj o bardzo elastycznej charakterystyce produkcji) opuszczają rynek, stwarzając równocześnie wysokie ryzyko, że nikt ich wtedy nie zastąpi.

Projekt rynku mocy, czy szerzej rynku dwutowarowego, powinien uwzględniać uwarunkowania rynkowe, a szczególnie wymogi unijne związane z rynkiem emisji gazów cieplarnianych (EU ETS, *European Union Emission Trading Scheme*). Nie powinien on powodować efektu gromadzenia emisji CO<sub>2</sub> w inwestycjach kapitałochłonnych, które byłyby rentowne jedynie w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla (EUA, *European Union Allowance*). Projekt rynku mocy powinien zatem zapewnić spełnienie następujących warunków:

- ☞ nieprzenoszenie na klientów elektroenergetyki nieuzasadnionych kosztów zapewnienia funkcjonowania rezerwy mocy w niepracujących elektrowniach;
- ☞ zapewnienie konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku bilansującym (w sposób pośredni ograniczenie konkurencji może spowodować wzrost kosztów dla klientów);
- ☞ umożliwienie wspólnego funkcjonowania elektrowni opalanych paliwami kopalnymi i energetyki odnawialnej poprzez takie zaprojektowanie kierunków generowania przychodów, które pogodzi różnice w charakterystyce kosztów obu technologii (wysokie koszty zmienne elektrowni konwencjonalnych; prawie zerowe koszty OZE, ale przy bardzo wysokim koszcie kapitału), co powinno umożliwić powstanie niedyskryminujące-

go, jednego rynku dwutowarowego dla wszystkich technologii wytwarzania energii<sup>13</sup>.

Ponadto w celu spełnienia powyższych warunków i prawidłowego ukształtowania rynku mocy w UE należy rozpatrywać dwie grupy elektrowni (poprzez wpływ rynku mocy na ich funkcjonowanie):

- 1) istniejące jednostki wytwórcze, wraz z blokami bliskimi zakończenia działalności,
- 2) nowe inwestycje.

Z rynku mocy należy wyłączyć te jednostki wytwórcze, których koszty zmienne pozwalają generować dodatnie wyniki z działalności operacyjnej. Szczególny nacisk powinien być położony na kreowanie sygnałów do inwestowania w bloki wytwórcze, w tych miejscach sieci elektroenergetycznej, w których jest to niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa zasilania<sup>a</sup>. Ponadto, konieczne jest wyeliminowanie ograniczeń dla uczestnictwa bloków wytwórczych objętych rynkiem mocy w rynku energii elektrycznej i rynku bilansującym. Na tej podstawie operatorzy systemów przesyłowych i osoby odpowiedzialne za bezpieczeństwo energetyczne czy też inwestorzy - mogą uzyskać dane o potrzebach rozwoju systemu elektroenergetycznego.

<sup>a</sup> W Polsce przykładem takiej inwestycji może być elektrownia w Ostrołęce.

Ważne jest, aby cena określana na rynku mocy odpowiadała warunkom szczególnym, determinowanym przez bardzo ograniczoną nadwyżkę podaży nad popytem. Powinna ona być zatem znacznie wyższa niż cena rynkowa określana przez normalne warunki rynkowe podaży i popytu.

Projektując rynek mocy należy rozpatrywać kompleksowość rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Mechanizmy rynku wewnętrznego UE mogą oddziaływać na poziom cen na rynku w krótkim okresie i w ten sposób zmieniać decyzje dotyczące produkcji i handlu transgranicznego. Na przykład niewłaściwie ustalona cena na rynku mocy może ograniczyć ceny na rynkach państw ościennych (eksport ceny rynku mocy), zakłócając sygnały o niedoborach mocy na określonym terenie. Rynek mocy może tym samym wpływać na decyzje inwestycyjne, determinując lokalizację inwestycji. Jeżeli zastosowane rozwiązanie ma ograniczyć wzrost cen energii elektrycznej, to zmniejszy przyszły zysk właścicieli jednostek wytwórczych i jednocześnie inwestorów, co działa jak samospełniająca się przepowiednia. Ponadto, jeżeli cena na rynku jest zbyt wysoka, dane państwo przejmuje inwestycje z innych państw członkowskich, co w przyszłości może prowadzić do niedoboru mocy produkcyjnych w tych państwach?<sup>14</sup>.

W skali UE należy zatem zapewnić przynajmniej następujące minimalne wymogi harmonizacji funkcjonowania rynków mocy:

- ☞ zabezpieczenie przepływów energii elektrycznej zgodnie z kontraktami rynku mocy (obowiązek dostarczenia, zapewnienie określonego poziomu efektywności)

w okresie problemów ze zbilansowaniem systemów elektroenergetycznych;

- ☞ określenie kar za niewypełnienie obowiązku dostawy energii elektrycznej;
- ☞ zdefiniowanie produktów, aby uniknąć rozbieżności w porównywaniu ofert z różnych państw członkowskich;
- ☞ zapewnienie niezakłóconego przepływu transgranicznego w przypadku konieczności skorzystania z dodatkowych mocy;
- ☞ połączenie aukcji dostępu do mocy transgranicznych z rynkiem mocy.

## Wybrane rozwiązania dla rynku mocy

Należy wyróżnić kilka rodzajów rozwiązań systemowych, w oparciu o które funkcjonuje rynek mocy. Klasyfikacja taka może być przeprowadzona według kryteriów kreowania wolumenu lub wysokich cen. Rozwiązania oparte na tworzeniu wolumenu można podzielić na celowe i centralne, zaś te wykorzystujące ceny to instrumenty wynagradzające za dostępność mocy.

### ❖ Rynek mocy oparty na instrumentach cenowych – opłaty za moc

Rozwiązanie to, stosowane w momencie niedoborów podaży, polega na dodaniu do ceny energii elektrycznej notowanej na rynku *spot* komponentu związanego z utrzymaniem w gotowości jednostek produkcyjnych – dodatek do ceny pokrywa część kosztów, wynagradzając jednocześnie okres bez produkcji. W ten sposób nie kreuje się jednak możliwości zarządzania pożądanym poziomem mocy produkcyjnych w systemie elektroenergetycznym. Powstają zatem wątpliwości, czy rozwiązanie to jest efektywnym sposobem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Instrumenty związane z obniżaniem popytu na moc (też tzw. „negawaty”) są traktowane jako odrębne od opłat za moc.

### ❖ Opcje niezawodnościowe

Instrument ten jest wsparciem dla stabilności systemu, ponieważ zachęca elektrownie do utrzymywania dyspozycyjności w sytuacji niezbilansowania systemu elektroenergetycznego. Niedostępność w tym czasie wiąże się z karą za brak dostaw i dodatkowo z utratą wysokich przychodów. Opcje niezawodnościowe działają jak sprzedaż przez jednostkę wytwórczą opcji *call* operatorowi systemu przesyłowego – elektrownia musi dostarczyć określoną ilość energii elektrycznej za cenę równą różnicy między określonym w umowie poziomem cen (ceną wykonania opcji), a ceną *spot*. Wytwórca jest wynagradzany za sprzedaż opcji premią, która gwarantuje pokrycie części kosztów jego funkcjonowania, nawet jeżeli nie produkuje energii elektrycznej. Cena wykonania opcji jest oczywiście odpowiednio wysoka, aby zapewnić opłacalność produkcji – opcja jest realizowana, jeżeli cena na rynku *spot* przekroczy cenę wykonania opcji (*strike*). W ten sposób można ograniczyć nagły wzrost cen dla klientów w warunkach ograniczonej podaży oraz zredukować siłę rynkową producentów ener-

gii elektrycznej w warunkach braku podaży przy rosnącym popycie – zostaje wówczas określony górny poziom cen dla producentów. Opisany instrument realizowany jest poprzez aukcje, zaś dodatkowe koszty dla operatorów systemów przesyłowych są refinansowane przez opłaty przesyłowe.

#### ❖ **Kontrakty różnicowe**<sup>15</sup>

Ryzyko budowy nowych mocy wytwórczych zabezpieczane jest także przez kontrakty różnicowe. Instrument ten określa stałą cenę za energię elektryczną w danym okresie, gwarantowaną jednostce wytwórczej, zaś odchylenia od niej przenoszone są na odbiorców energii elektrycznej, co przypomina w swej istocie kontrakt *swap*, zamieniający zmienne przepływy wytwórcy na stałe, zaś odchylenia od stałej ceny są rozliczane np. przez operatora systemu przesyłowego czy specjalnie do tego powołany podmiot. Pozwala to zagwarantować nowej inwestycji pewność przychodów i ograniczyć ryzyko, co powinno zachęcić inwestorów do budowy nowych jednostek.

#### ❖ **Instrumenty celowe**

Rozwiązania tego typu oparte są zazwyczaj na tzw. rezerwie strategicznej. Oznacza to zapewnienie dostaw energii elektrycznej w każdych, nawet ekstremalnie niekorzystnych warunkach funkcjonowania systemu elektroenergetycznego zarówno na rynku *spot*, jak i *intraday*. Zazwyczaj operator systemu przesyłowego, jako podmiot niezależny od rynku, określa, jaka powinna być wartość mocy stawianej do jego dyspozycji i możliwej do wykorzystania w każdym momencie. Wynagrodzenie za tego typu usługę jest określane w wyniku aukcji – zazwyczaj na okres jednego roku, zaś koszty są przenoszone na klientów elektroenergetyki poprzez opłatę za przesył energii elektrycznej.

Zasady włączania do systemu elektroenergetycznego rezerwy strategicznej determinują jej wpływ na rynek energii elektrycznej. Start pracy bloków wytwórczych objętych rezerwą strategiczną związany jest z wcześniej ustalonym wynagrodzeniem, określającym maksymalną cenę na rynku. Jeżeli cena ta jest ustalona odpowiednio wysoko, nie powinna wpływać negatywnie na funkcjonowanie wewnętrznego rynku energii.

Można postawić pytanie, czy korzyści, które zapewnia rynek mocy bazujący na rezerwie celowej, nie są mniejsze niż straty, wywołane zaburzeniami na rynku, które on powoduje. Można zauważyć, że powoduje to powstanie ryzyka zaburzenia działania inwestorów. Rynek mocy może negatywnie wpływać na całość rynku, gdyż inwestorzy będą opóźniać inwestycje, czekając na dopłaty, które mogą uzyskać z rynku mocy, zamiast dążyć do zaspokojenia powstającego popytu. Nasuwa się też pytanie, czy zasadne jest zastępowanie konwencjonalnych jednostek wytwórczych o podobnej elastyczności, nowymi, spalającymi gaz, aby zrealizować ten sam cel. Racjonalne wydaje się pozostawienie inwestorom wyboru technologii wytwarzania, pod warunkiem spełnienia pozostałych celów rynku mocy.

Rezerwa celowa jest zazwyczaj oddzielona od jednolitego rynku energii elektrycznej. Stanowi ona bowiem rodzaj mocy na użytek usług bilansowania systemu. Główną rolą rezerwy celowej jest ograniczenie wzrostu cen na rynku energii elektrycznej, a nie wysyłanie sygnałów dla inwestorów o potrzebie budowy nowych elektrowni. W sytuacji konieczności wsparcia budowy nowej mocy produkcyjnych oddzielenie od rynku energii elektrycznej przestaje być możliwe i staje się swoistym instrumentem dyskryminacji funkcjonujących elektrowni.

Zastosowanie rezerwy strategicznej oznacza, że płatność za moc otrzyma podmiot, który wygrał aukcję, a nie wszyscy właściciele jednostek wytwórczych na danym terenie. Podmioty otrzymujące płatności z rezerwy strategicznej najczęściej nie uczestniczą w handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej, ale są podmiotami przywoływanymi do produkcji przez operatorów systemów przesyłowych.

#### ❖ **Obowiązek mocy**

Rozwiązanie to polega na zdecentralizowanym podejściu do nakładania obowiązku dysponowania mocą zarówno przez wielkich konsumentów energii elektrycznej, jak i jej producentów. Obowiązek polega na dostarczeniu energii elektrycznej lub zmniejszeniu jej zużycia w określonych okresach, kiedy mogą występować niedobory mocy w systemie elektroenergetycznym lub bardzo wysokie ceny. Niewywiązanie się z obowiązku podlega karom. Podmiot, który jest stroną takiego kontraktu, wypełnia swój obowiązek dzięki posiadanym blokom produkcyjnym lub elastycznemu popytowi. Inną możliwością jest zakup certyfikatów mocy – jednak w takim przypadku musi powstać odpowiedni rynek, który będzie wspierał efektywność wymiany certyfikatów między podmiotami zobowiązanymi do dysponowania mocą, a przedsiębiorstwami stawiającymi do dyspozycji zmianę poziomu dostarczanej lub pobieranej mocy. Zastosowanie certyfikatów mocy tworzy zdecentralizowany rynek mocy.

#### ❖ **Aukcje mocy**

Aukcje mocy to zazwyczaj centralnie organizowany system zabezpieczenia niezbędnej mocy w systemie elektroenergetycznym. Z ich pomocą zapewnia się podaż energii elektrycznej na kilka lat do przodu. Aukcje organizuje zazwyczaj podmiot niezależny od rynku. Mogą one dotyczyć całości systemu elektroenergetycznego lub różnych obszarów w sieci (zróżnicowanie z punktu widzenia potrzeb inwestycyjnych). Aukcje rozproszone dotyczą mocy produkcyjnych w wybranych rejonach systemu elektroenergetycznego, w których odnotowany jest niedobór mocy. Koszt zapewnienia ciągłości zasilania jest przenoszony w opłatach przesyłowych.

Aukcje mogą zostać podzielone na:

- 1) aukcje dla dotychczasowych wytwórców,
- 2) aukcje dla nowych mocy.

Należy jednak zapewnić niedyskryminowanie jednostek wytwórczych funkcjonujących już na rynku i niezastępowanie ich nowymi mocami w wyniku takiego podziału.

Istotne jest określenie wpływu poszczególnych rozwiązań rynku mocy na wewnętrzny rynek energii. Dążenie do zapewnienia bezpieczeństwa zasilania przez państwa członkowskie jest pozbawione zazwyczaj perspektywy rynku wewnętrznego. Przedstawione instrumenty oddziałują zarówno na handel na rynku energii elektrycznej, jak i na poziom cen na rynku bilansującym. Koszty związane z zapewnieniem odpowiedniej mocy, gwarantującej bezpieczeństwo energetyczne, powinny być określane na podstawie cen rynku terminowego dla okresów, kiedy należy zapewnić niezbędną podaż – np. w sytuacji wycofania mocy produkcyjnych<sup>16</sup>. Zatem dla efektywności rynku mocy konieczne jest zapewnienie funkcjonowania efektywnego, hurtowego rynku energii elektrycznej, co powinno wspierać decyzje o lokalizacji nowych mocy wytwórczych. Przeszkodami w rozwoju rynku mocy są: niepewność polityczna, niedoskonałości regulacyjne, niewłaściwe cenotwórstwo na rynku *spot* i dnia bieżącego (*intraday*). Inwestycje w nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym są realizowane na podstawie oczekiwań, a nie notowań rynku terminowego czy rynku *spot*.

## Rynek mocy – strona popytowa

Jednym z rozwiązań gwarantujących zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego jest pewność reakcji popytu na pogorszenie się bilansu systemu elektroenergetycznego. Starzejący się park wytwórczy skupiony wokół zawodowej energetyki cieplnej, istotna zmienność w poziomie generacji ze źródeł odnawialnych, zwłaszcza wiatrowych, potęgowana brakiem wystarczającego poziomu rezerw mocy, sezonowość i zmienny kształt profilu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz anomalie klimatyczne, to jedne z głównych determinant potrzeby rozwoju usług redukcji zapotrzebowania. Polegają one na tym, że zamiast zwiększać produkcję w KSE, oddziałuje się na ograniczenie zapotrzebowania na energię elektryczną w określonym czasie, co daje taki sam efekt, jak włączenie do systemu kolejnych bloków produkcyjnych. Rynek mocy powszechnie utożsamiany jest wyłącznie z koniecznością stworzenia instrumentów stymulujących inwestycje w odbudowę i budowę nowych mocy wytwórczych. Natomiast w omawianym przypadku chodzi o wykreowanie rozwiązań mających na celu pobudzenie odbiorców energii elektrycznej do aktywnego uczestnictwa w rynku energii poprzez świadczenie usługi redukcji popytu (mocy). Istotą rynku mocy jest zatem stworzenie gamy zachęt wspierających i promujących zarówno nowe jednostki wytwórcze, jak i aktywne zarządzanie stroną popytową. Brak odpowiednich regulacji i bodźców po stronie popytowej powoduje istotne dysproporcje w profilu mocowym, w konsekwencji czego narasta deficyt mocy szczytowych i podszczytowych w systemie. Swoistym panaceum na zaistniałą sytuację mogłoby być uruchomienie usług sterowania stroną popytową (*Demand Side Management* – DSM) i redukcją mocy (*Demand Side Response* – DSR).

Analizując rynek amerykański i model przyjęty w Pensylwanii, New Jersey i Maryland (*PJM*), można przez analogię wnioskować, że odpowiednio sparаметryzowane rozwiązanie jest w stanie zagwarantować regulacyjność profilu mocowego na poziomie 10% zapotrzebowania szczytowego, co przekładałoby się na oszczędność ok. 2.500 MW zainstalowanej mocy<sup>a</sup>. Wprowadzenie w ramach rynku mocy rozwiązań stymulujących podaż energii, nierozzerwalnie związane jest z dokapitalizowaniem sektora wytwórczego, czego koszty, w interesie wzrostu bezpieczeństwa i stabilności dostaw energii, ponosić będzie każdorazowo odbiorca końcowy. Warto zatem w kontekście minimalizacji tych kosztów wprowadzić instrumenty, gwarantujące podobny efekt, a których beneficjentem, a nie sponsorem, będzie odbiorca. Realizacja takiego podejścia jest procesem bardzo złożonym i długotrwałym, wymagającym m.in.:

- stworzenia norm prawnych i regulacyjnych np. w zakresie konstrukcji taryf dynamicznych,
- przystosowania infrastruktury pomiarowo-rozliczeniowej (inteligentne liczniki),
- poprawy jakości infrastruktury sieciowej, wskaźników niezawodności i jakości dostaw energii,
- wprowadzenia systemu bodźców i zachęt dla odbiorców,
- stworzenia systemu monitoringu i kontroli nad realizacją usług redukcji mocy,
- stworzenia narzędzi do agregacji drobnych odbiorców.

<sup>a</sup> P. Baker, E. Bayer, J. Rączka, *Rynek mocy w Wielkiej Brytanii – doświadczenia ważne dla Polski*, Forum Analiz Energetycznych, 2015, [http://www.fae.org.pl/files/file\\_add/file\\_add-28.pdf](http://www.fae.org.pl/files/file_add/file_add-28.pdf) [dostęp: 21.2.2016].

## Doświadczenia Wielkiej Brytanii

System, który funkcjonuje w Wielkiej Brytanii bazuje na systemie aukcyjnym, w którym organizowane są aukcje z wyprzedzeniem czteroletnim i jednorocznym. W ramach aukcji czteroletnich oferowane są następujące kontrakty<sup>17</sup>:

- ☞ jednoroczne dla istniejących mocy niewymagających modernizacji oraz dla zasobów strony popytowej,
- ☞ trzyletnie, dla istniejących mocy wymagających modernizacji,
- ☞ piętnastoletnie na budowę nowych mocy.

Grupa kontraktów oferowanych na aukcji z jednorocznym wyprzedzeniem dotyczy mocy wytwórczych niewymagających modernizacji, a także zasobów strony popytowej. Taki sposób promowania zarządzania stroną popytową i redukcją mocy, przy jego właściwej parametryzacji, może dawać odbiorcom energii elektrycznej wyraźny sygnał o zasadności podjęcia prób wypracowania szczegółowej koncepcji świadczenia regulacyjnej usługi redukcji mocy zarówno w horyzoncie długookresowym, jak i, interwencyjnie, w krótkim okresie. Łącznie stanowiłoby to scenariusz optymalny z perspektywy operatora systemu przesyłowego. Należy jednak podkreślić, że niewłaściwa parametryzacja warunków aukcyjnych, w tym ograniczeń wolumetrycznych i zaniżenia lub zawyżenia dopuszczalnych poziomów cen granicznych, może wywoływać ograniczenie bądź w skrajnym przypadku brak zainteresowania odbiorców świadczeniem tego typu usług.

W kontekście czerpania wzorców i doświadczeń, warto wskazać na sytuację zaistniałą podczas pierwszej aukcji przeprowadzonej na rynku brytyjskim w grudniu 2014 r. Do aukcji przystąpiło 15 odbiorców/agregatorów, którzy w ramach zapewnienia mocy na cztery lata zaoferowali zaledwie 0,2 GW, co stanowiło tylko 0,3% łącznej puli oferowanej mocy. Z uwagi na wysoki poziom zaoferowanych cen oraz brak możliwości przystąpienia do aukcji podmiotów, które były beneficjentami innego systemu wspierającego DSR w Wielkiej Brytanii, finalnie uczestnicy zaoferowali w 13 kontraktach redukcję popytu o łącznej mocy jedynie 174 MW, co powoduje, że zasoby strony popytowej nie będą w pełni wykorzystane.

Doświadczenia z rynku brytyjskiego są bardzo cenne, także z perspektywy zgodności przyjętych rozwiązań z prawem i wytycznymi unijnymi – neutralność wobec technologii, konkurencyjność. Model rynku w tym kształcie zaakceptowała Komisja Europejska w drodze decyzji<sup>18</sup>. Wskazała ona jednak na drobne uchybienia dotyczące zachowawczych założeń co do udziału połączeń transgranicznych w bilansie mocy, niskiej wartości wskaźników dyspozycyjności źródeł węglowych i gazowych oraz zachowawczych założeń w zakresie udziału zasobów strony popytowej w pokryciu obciążenia szczytowego. Tym samym Komisja położyła nacisk na rolę, jaką w optymalizacji zapotrzebowania na moc mogą świadczyć odbiorcy energii elektrycznej.

### **„Negawaty” oferowane na rynku polskim**

„Negawaty” to jedna z form interwencyjnej redukcji zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, stosowana w celu chwilowego zwiększenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i jego zbilansowania. Usługa ta może być świadczona przez odbiorców mających zdolności natychmiastowego i w zadanym czasie trwałego, całkowitego, bądź częściowego ograniczenia zużycia energii elektrycznej. Świadczenie tej usługi stało się w Polsce możliwe z inicjatywy PSE SA, podmiotu odpowiedzialnego za bezpieczeństwo i funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

Po raz pierwszy postępowanie przetargowe skierowane do uczestników rynku posiadających zdolności regulacyjne odbioru energii elektrycznej przeprowadzono we wrześniu 2012 r. Z uwagi na niewłaściwą parametryzację cenową warunków brzegowych względem wysokich oczekiwań uczestników, przetarg nie został rozstrzygnięty. Kolejna próba przeprowadzona w grudniu 2012 r. zakończyła się sukcesem i podpisaniem w marcu 2013 r. umowy na realizację usługi „Praca interwencyjna: redukcja zapotrzebowania na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego (OSP)” z PGE GiEK SA. Zwycięzca przetargu w zamian za zgodę na interwencyjne ograniczenie poboru mocy otrzymał 750 zł za MWh zredukowanego zapotrzebowania.

Kolejny przetarg na zakup usługi „negawaty” ogłoszono w grudniu 2013 r. Przedmiotem zamówienia było osiem pakietów redukcyjnych różniących się od siebie poziomem oczekiwanej mocy redukcji: 10-20 MW, 21-35 MW, 36-55

MW, 56-90 MW i sezonowością jej wykorzystania: październik-marzec, kwiecień-wrzesień. Dodatkowo wskazany został maksymalny stopień wykorzystania usługi ograniczający się do 10 redukcji w okresie 24 miesięcy i nie więcej niż jednej redukcji w ciągu doby. Postępowanie było skierowane do odbiorców posiadających potencjał redukcji większy niż 10 MW. Realizacja usługi z uwagi na skierowanie oferty do szerokiego gremium odbiorców miała podlegać rozliczeniu w oparciu o jedną z czterech następujących metod:

- 1) profilu planowanego – dla odbiorców dokonujących precyzyjnego planowania dobowo-godzinowego zapotrzebowania na energię,
- 2) profilu bazowego – dla odbiorców charakteryzujących się powtarzalnością profilu zapotrzebowania na moc,
- 3) średniej wartości bazowej – dla odbiorców realizujących usługę redukcji na pojedynczych urządzeniach,
- 4) prostej wartości bazowej – dla pozostałych odbiorców.

W lutym 2014 r. Operator dokonał oceny nadesłanych ofert i do realizacji usługi wybrał sześciu z siedmiu oferentów. Łączny poziom oferowanej redukcji zawarł się w przedziale 148-240 MW w okresie październik-marzec oraz 168-275 MW w okresie kwiecień-wrzesień.

W czerwcu 2014 r. rozstrzygnięto kolejne postępowanie przetargowe, w wyniku którego stroną umowy z Operatorem stał się podmiot/agregator tej usługi świadczony przez odbiorców o nominalnie mniejszych możliwościach redukcji niż oczekiwane przez PSE. Agregator zobowiązał się do koordynowania redukcji w ramach grupy – 13 odbiorców zlokalizowanych w różnych częściach kraju, o łącznym potencjalnym ograniczeniu pobieranej mocy wynoszącym 20 MW.

W październiku 2014 r. został rozstrzygnięty następny przetarg, w wyniku którego baza odbiorców świadczących usługę istotnie się powiększyła, a wolumen redukcji wzrósł o 127 MW dla wszystkich miesięcy roku. Warto podkreślić, że w przetargu tym jedną z wybranych ofert była oferta agregatora opiewająca na 77 MW. Ceny uzyskane w postępowaniu znalazły się w przedziale 950-1199 zł netto/MWh redukcji.

W grudniu 2014 r. ogłoszono jeszcze jeden przetarg na kolejną usługę obniżki parametrów: (i) 10-20 MW, (ii) 21-35 MW, (iii) 36-55 MW, (iv) 56-90 MW i sezonowości jej wykorzystania: październik-marzec, kwiecień-wrzesień. Różnica względem dotychczasowych oczekiwań zogniskowała się na żądaniu maksymalnie 15 redukcji w okresie 24 miesięcy, nie więcej niż jednej redukcji w ciągu doby i nie więcej niż trzech redukcji tygodniowo. Podobne parametry obowiązywały także w przetargu ogłoszonym we wrześniu 2015 r. z tą różnicą, że wydłużeniu uległ blok godzinowy redukcji z dotychczasowych 2, 3 lub 4 godzin do odpowiednio 4, 6 lub 8.

### **Perspektywa europejska a konieczność zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej**

Rozwiązania w zakresie rynku mocy są przedmiotem debaty nad kształtem europejskiego rynku energii elektrycznej. Brakuje rozwiązań paneuropejskich, co rodzi ryzy-



ko segmentacji rynku energii elektrycznej w UE, jeżeli poszczególne państwa członkowskie zintensyfikują rozwój lokalnych rynków mocy. Nie jest to zgodne z celem trzeciego pakietu energetycznego UE. Ponadto jednym z niepożądanych efektów jest zmiana przepływów transgranicznych, która może nastąpić pod wpływem rozwoju nowych mocy produkcyjnych.

Obecnie rynek energii elektrycznej w większości państw UE funkcjonuje jako rynek jednotowarowy. Dodanie elementu związanego z rynkiem mocy pozwoliłoby utworzyć rynek dwutowarowy. Brakuje jednak unijnych rozwiązań instytucjonalnych dla takiego podejścia, ale już dziś można obserwować inicjatywy niektórych państw członkowskich, dopuszczalne przez prawo europejskie, które mogłyby wesprzeć rozwój rynku energii elektrycznej. Wymaga to integracji rynków krajowych i regionalnych w jeden unijny rynek energii elektrycznej. Warunkiem koniecznym jest efektywne wykorzystanie istniejących mocy produkcyjnych i infrastruktury przesyłowej w handlu transgranicznym. Stąd powstaje konieczność eliminacji zakłóceń w handlu między różnymi rynkami poprzez wprowadzenie rynku mocy, co może wręcz stanowić barierę efektywnego handlu w skali regionu, jeżeli tego typu rozwiązanie zastosowane w jednym państwie członkowskim nie zostanie skoordynowane z rozwiązaniami w sąsiednich państwach.

Pytanie, czy rynek mocy jest niezbędnym rozwiązaniem, znajduje pozytywną odpowiedź zarówno w przypadku krajowego systemu elektroenergetycznego, jak i rynku regionalnego czy europejskiego. Może powstać sytuacja, że rynek regionalny lub europejski będą miały zbilansowaną podaż i popyt, jednak niektóre państwa członkowskie odnotują deficyt mocy. W takiej sytuacji jednym z sugerowanych rozwiązań jest rozwój transgranicznych mocy przesyłowych i rezerwowanie mocy w sąsiednich państwach. Jednak sytuacja taka zazwyczaj oznacza wzrost kosztów dla klientów na danym terenie. Pojawia się także wątpliwość, czy w sytuacji problemów rynku regionalnego z produkcją energii elektrycznej, zakontraktowana ilość energii zostanie przesłana do sąsiedniego państwa<sup>19</sup>. Konieczność opracowania właściwych instrumentów wspierających powstanie rynku mocy jest zatem oczywista. Nasuwa się jednak pytanie, kiedy taką inicjatywę należy wdrożyć. Konieczne jest także zharmonizowanie funkcjonowania rynku mocy z rozwiązaniami stawiającymi do dyspozycji energię elektryczną spoza krajowego systemu elektroenergetycznego, aby rynek mocy nie zakłócał działania europejskiego rynku energii elektrycznej. Bez wątpienia każde państwo członkowskie powinno dążyć w pierwszym rzędzie do zaspokojenia swoich potrzeb energetycznych poprzez produkcję energii na własnym terenie, a dopiero w drugiej kolejności uzupełniać podaż energii dostawami zza granicy, np. w ramach jednego, połączonych rynku (*coupled market*) – przykładem mogą być rynki Niemiec, Austrii i Luksemburga. W takim przypadku przy lokalizacji nowych jednostek wytwórczych powinna być brana pod uwagę sytuacja na rynku regionalnym.

Jednym z najważniejszych wyzwań jest wdrożenie rynku mocy we właściwym i określonym czasie, aby wyeliminować

ryzyko niedoboru energii elektrycznej w KSE. Wkrótce w kontynentalnej części Europy mogą powstać poważne problemy z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego: np. w Niemczech konieczne jest zapewnienie mocy rezerwowej dla produkcji w elektrowniach wiatrowych i słonecznych, zaś w Polsce istotne jest zapewnienie rentowności inwestycji w nowe moce produkcyjne.

Bezpieczeństwo energetyczne należy rozumieć szeroko, jako pewną wypadkową czynników związanych zarówno z zapewnieniem odpowiedniej rezerwy mocy wytwórczych w systemie, niezawodności i ciągłości dostaw, jak również transparentnym i działającym na konkurencyjnych zasadach rynkiem hurtowym. Ciągłe dążenie do ujednoczenia mechanizmów rynkowych w celu wykreowania jednego rynku unijnego często rodzi ryzyko realizacji wytycznych unijnych w oderwaniu bądź wbrew realiom rynku lokalnego rozumianego w wymiarze krajowym. Bezskrytyczne promowanie polityki proefektywnościowej, źródeł nisko bądź zero emisyjnych, w tym w szczególności odnawialnych źródeł energii, zaburza dotychczas stabilną strukturę cen energii na rynku hurtowym, tym samym spowalniając rozpoczęte i wstrzymując zaplanowane procesy inwestycji w budowę i odbudowę mocy wytwórczych<sup>a</sup>.

<sup>a</sup> Szerzej na ten temat piszą K. Mucha-Kuś, M. Sołtysik, K. Zamasz, *Capacity market – 'demand for cooperation'?*, (w:) K. Zamasz (red.), *Capacity market in contemporary economic policy*, Difin, Warszawa 2015.

W momencie zagrożenia ciągłości zasilania może się okazać, że poszczególne państwa będą musiały sięgać do rozwiązań doraźnych, które opóźnią wejście w życie rozwiązania docelowego.

W kwietniu 2016 r. Komisja Europejska wskazała, że w Europie działa 28 krajowych systemów rynku mocy: w Belgii, Chorwacji, Danii, Francji, Hiszpanii, Irlandii, Niemczech, Polsce, Portugalii, Szwecji i Włoszech (w niektórych państwach – kilka, np. w Hiszpanii – cztery). Większość z nich (dwie trzecie) wspiera określoną technologię produkcji (*instrumenty celowe*), a nie służy ustalaniu warunków zapewnienia mocy za pomocą rozwiązania rynkowego (*instrumenty bazujące na cenie*). Cena płacona za moc nie jest wyznaczana w wyniku konkurencji, ale raczej w rezultacie dwustronnych negocjacji między administracją państwową i dostawcą mocy. Spotyka się również rozwiązania bazujące na arbitralnym określeniu stawek przez urzędy regulacyjne lub OSP. W 11 państwach członkowskich rozwiązanie w zakresie rynku mocy jest najbardziej zbliżone do rezerwy strategicznej – państwo płaci dostawcy mocy za podtrzymywanie działania bloków produkcyjnych, które są interwencyjnie włączane do systemu elektroenergetycznego. Jako formę rezerwy Komisja Europejska postrzega także instrumenty bazujące na ograniczeniu zużycia energii przez konsumentów na wezwanie OSP. Jedynie trzy rozwiązania rynku mocy (Niemcy, Irlandia, Belgia) dopuszczają utrzymywanie rezerw mocy poza granicami państwa członkowskiego (tylko w bardzo małym zakresie). KE wskazuje, że rozwiązanie rynku mocy nie może ograniczać się wyłącznie do krajowych dostawców, a wręcz

powinno uwzględniać dostawy energii elektrycznej realizowane na terenie połączonych rynków energii w UE, wspierając tym samym budowę unii energetycznej.

Innym mankamentem istniejących rozwiązań jest ich wpływ na rynek energii elektrycznej. Przyczyniają się one bowiem zarówno do wzrostu ceny energii elektrycznej, jak i eliminowania niektórych technologii z rynku. Komisja Europejska podkreśliła, że zastosowanie niezharmonizowanych rozwiązań, które nie biorą pod uwagę perspektywy rynku europejskiego, grozi jego fragmentaryzacją, ograniczeniem konkurencji i promowaniem jedynie niektórych technologii produkcji, co w rezultacie prowadzi do ograniczenia handlu transgranicznego.

Aukcje mocy są realizowane we Francji, Irlandii i Belgii. Opłaty za moc stosuje się w Hiszpanii, Polsce, Portugalii i Włoszech. W Hiszpanii wprowadzono opłaty za moc już w momencie liberalizacji rynku energii elektrycznej, czyli od 1998 r., zaś w Portugalii od 2011 r. (obecnie zawieszono). Rynek ten funkcjonuje również w Grecji, Irlandii i Włoszech,

gdzie odpowiednio od 2006 r., 2007 r. i 2014 r. działają instrumenty opłaty za moc. Algorytmy te zazwyczaj dotyczą wsparcia określonej grupy producentów energii elektrycznej – węgla kamiennego, gazu, elektrowni szczytowo-popowych oraz źródeł wytwórczych opalanych ropą naftową. Od 2014 r. rezerwa strategiczna działa również w Finlandii i Szwecji, przy czym jest to rozwiązanie tymczasowe (planuje się jego zawieszenie od 2020 r.). W Wielkiej Brytanii wprowadzono system bazujący na cenach różnicowych określanych w wyniku aukcji (aukcje mocy), natomiast we Francji dodatkowo planuje się rozpoczęcie wspierania rozwoju mocy za pomocą certyfikatów potwierdzających obowiązków nałożony na dostawcę energii elektrycznej. W Niemczech, Belgii i Danii prowadzona jest debata i prace koncepcyjne nad rozwiązaniami alternatywnymi do obecnie funkcjonujących, mającymi zapewnić optymalny kształt i kierunki rozwoju rynku mocy. W tabeli 1 zaprezentowano rozwiązania rynku mocy stosowane w UE.

**Tabela 1**

**Instrumenty rynku mocy w wybranych państwach członkowskich UE**

Aukcje mocy	Rezerwa strategiczna	Opłaty za moc	Jeden kupiec	Obowiązek mocy
Belgia	Belgia	Hiszpania	Irlandia	Irlandia
Francja	Dania	Polska	Włochy	
Irlandia	Finlandia	Portugalia		
	Hiszpania	Włochy		
	Irlandia			
	Niemcy			
	Polska			
	Portugalia			
	Szwecja			
	Włochy			

Gdzie:

- instrumenty obecnie niedziałające - aukcje mocy w Belgii i Irlandii, rezerwa strategiczna w Danii,
- instrument wdrażany – jeden kupiec we Włoszech, Irlandii, obowiązek mocy we Francji,
- zapewnienie ciągłości dostaw – rezerwa strategiczna w Hiszpanii, Irlandii, Niemczech, Polsce, Portugalii i Włoszech,
- wiele różnych instrumentów funkcjonujących w podobny sposób – rezerwa strategiczna w Niemczech i Włoszech, opłaty za moc w Hiszpanii i Portugalii.

Źródło: Komisja Europejska.

Różnice w funkcjonowaniu rynku mocy w UE wywołują obawy przedsiębiorstw handlujących na europejskim rynku energii elektrycznej. Dotyczą one ograniczenia roli rynku hurtowego, jeżeli część czynników cenotwórczych zostanie przeniesiona poza rynek, oraz zakłóceń w kształtowaniu cen na rynku hurtowym w wyniku różnych podejść do rynku mocy w państwach członkowskich. Ponadto partykularne i wręcz narodowe podejście do określania sposobu zabezpieczenia podaży energii elektrycznej może zakłócić tworzenie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, na którym handel we wszystkich segmentach (terminowy,

spotowy, bilansujący) powinien być prowadzony w sposób transparentny i bez zakłóceń. Do tego niezbędne jest zapewnienie niezakłóconego przepływu energii elektrycznej na całym terytorium Unii Europejskiej.

Przedsiębiorstwa handlujące energią wskazują, że wprowadzenie rynku mocy zakłóca działanie rynku w taki sam sposób, jak systemy wsparcia dla OZE – część rynku jest wyjęta spod działania sił rynkowych. Istnieje ryzyko, że pozostała, „rynkowa” część rynku energii elektrycznej, będzie zbyt mała, aby skutecznie określić cenę referencyjną dla innych segmentów wewnętrznego rynku energii

elektrycznej. Powstaje także pytanie, jak zagwarantować pewność zasilania, jeżeli do 2030 r. planuje się osiągnięcie celów środowiskowych UE i zwiększenie do 45% udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej. W tym kontekście wydaje się, że jedną z możliwych metod jest uznanie mocy za produkt, którego wartość powinna kształtować się na zasadach rynkowych. Aby jednak nie zakłócić funkcjonowania wewnętrznego rynku energii, należałoby doprowadzić do zmiany perspektywy rynku mocy z narodowej na trans-europejską i powiązać rynek mocy państwa członkowskiego także z potencjałem produkcyjnym stawianym do dyspozycji przez sąsiednie państwa. Jak wcześniej podkreślono, konieczne jest wyeliminowanie ryzyka, że zakontraktowane dostawy energii elektrycznej nie zostaną zrealizowane, jeżeli na terenie sąsiedniego państwa także będą występować problemy ze zbilansowaniem systemu elektroenergetycznego. O tym, jak jest to ważne, można było się przekonać w Polsce w sierpniu 2015 r., gdy krajowy system elektroenergetyczny był bliski *blackoutu* w wyniku przedłużonego wyłączenia bloku w Bełchatowie. Dodatkowo należy podkreślić, że polski KSE jest jednym z najbardziej odizolowanych systemów w Europie. Z powodu braku technicznych możliwości uniknięcia niekontrolowanych przepływów kołowych, powstających głównie w wyniku wzmożonej aktywności OZE w Niemczech, Polska ma ograniczone możliwości importu energii z tego kierunku. Interwencyjne próby zakupów energii z Czech, Słowacji i Ukrainy pokazały, że są one obciążone ryzykiem wynikającym z braku znaczących nadwyżek energii na tych rynkach oraz odpowiedniej infrastruktury sieciowej na połączeniach transgranicznych z tymi krajami. Problemy te w istotny sposób ograniczają możliwość elastycznego reagowania na trudności z dostępnością mocy i bilansowaniem systemu w Polsce, mimo jednoczesnego występowania nadwyżek mocy w systemie niemieckim – w upalne dni w Niemczech do dyspozycji jest często ponad 24 GW mocy w elektrowniach słonecznych, czyli więcej niż wynosi całe polskie zapotrzebowanie na moc w szczycie letnim<sup>20</sup>.

Czynniki mogące potencjalnie wywołać *blackout* w polskim KSE:

- wzrost zapotrzebowania na moc i energię w KSE;
- obniżenie się poziomu wody w rzekach;
- wysoka temperatura wody (wpływ na elektrownie z otwartymi obiegami chłodniczymi);
- niższe dostępne moce z uwagi na okres remontowy;
- ustawienie niektórych taryf dla gospodarstw domowych (taryfa G12 i G12w) w taki sposób, że między 13.00 a 15.00 ok. 15% gospodarstw korzysta z obniżonej stawki za dystrybucję energii elektrycznej;
- niższa sezonowa (latem) generacja z farm wiatrowych;
- niska dywersyfikacja jednostek wytwórczych, w tym ich średni wiek i podatność na awarie.

Polski operator systemu elektroenergetycznego, próbując reagować na zaistniałą sytuację deficytu mocy, podjął decyzję zaakceptowaną przez Urząd Regulacji Energetyki o wsparciu producentów energii elektrycznej za pomocą tzw. operacyjnej rezerwy mocy (ORM). Rozwiązanie to

pozwała wynagradzać jednostki wytwórcze za dyspozycyjną moc w godzinach szczytowych. Jest to jednak instrument wsparcia dla jednostek już funkcjonujących, który jednocześnie w niewystarczający sposób stymuluje koncerny elektroenergetyczne do budowy nowych mocy wytwórczych<sup>21</sup>.

Polska nie jest jedynym krajem, który dostosowuje swoje rozwiązania w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania KSE do zmiennego otoczenia rynkowego. Na przykład w kwietniu 2016 r. regulator rynku energii w Szwecji odrzucił propozycję stworzenia rezerwy bezpieczeństwa dla mocy w KSE. Wniosek złożyły największe szwedzkie koncerny elektroenergetyczne obawiające się, że po wyłączeniu elektrowni atomowych mogą pojawić się problemy z zapewnieniem ciągłości dostaw. Rozwiązaniem tego problemu miałyby być kontrakty zabezpieczające dostawy. Po analizie różnych scenariuszy pracy elektrowni atomowych i wiatrowych szwedzki regulator uznał, że nie grozi wystąpienie jeszcze większej zmienności cen niż obecnie. Warto wspomnieć, że wcześniej przedstawiciele szwedzkiej elektroenergetyki byli przeciwni rozwiązaniom mocowym wskazując, że niwelują one sygnały cenowe dla rozwoju rynku i alokacji nowych elektrowni. Wskazywali na potrzebę wprowadzenia priorytetyzacji pracy różnych technologii produkcji energii elektrycznej. Obecnie jednak, w ramach rynku jednotowarowego, coraz częściej obawiają się braku stabilnych dostaw energii w tzw. podstawie (najtańsze źródła pracujące prawie we wszystkich godzinach w roku).

## Uwagi końcowe

Wprowadzanie w Polsce rozwiązań wspierających rozwój mocy produkcyjnych jest niezbędne dla dalszego sprawnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Zaniechanie inwestycji prowadzi bowiem do zmniejszenia rezerw mocy, a w momencie wycofywania niektórych bloków z KSE bez równoczesnych inwestycji co najmniej odtworzeniowych – do ujemnego bilansu produkcji i, potencjalnie, do problemów z zaspokojeniem zapotrzebowania na energię elektryczną. Prawdopodobnie zaprojektowany rynek mocy może być odpowiedzią na powyższą potrzebę. Należy jednak brać pod uwagę powiązania rynku polskiego z ościennymi rynkami energii elektrycznej. Odpowiedzią na zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego na rynku energii elektrycznej może być wykreowanie rynku dwutowarowego, na którym określona zostanie oprócz ceny energii elektrycznej również cena za moc. Konieczne staje się także zarządzanie ryzykiem wpływu rentowności obecnie funkcjonujących bloków wytwórczych i nowych inwestycji na bezpieczeństwo zasilania. Odpowiedzią na to ryzyko może być rozwój rynku mocy i ewolucja jednotowarowego rynku energii elektrycznej w rynek dwutowarowy.

Należy wskazać, że rynek mocy jest formą protekcjonizmu rynkowego, gdyż potencjalnie może wpływać na przepływy transgraniczne. Z tego powodu Unia Europejska traktuje rynek mocy jako rozwiązanie tymczasowe. Ponadto, jeżeli obecnie problemem dla inwestycji jest niska cena

energii w godzinach szczytowych, to wprowadzenie instrumentów mocowych nie przyczyni się do jej wzrostu. Zwiększenie mocy zainstalowanej w KSE to oczywiście większe bezpieczeństwo zasilania, ale także niższe ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej – zarówno terminowym, jak i *spot*. Pojawia się także ryzyko regulacyjne, jeżeli konieczne będzie dopasowanie regulacji rynku energii elektrycznej do nowego systemu wsparcia. Regulacje te będą miały skutki długoterminowe. Poprzedzi je z pewnością rozciągnięty w czasie proces oceny tych skutków dla rynku lokalnego i handlu energią w Europie.

Analiza polskiego sektora wytwórczego zarówno pod kątem wieku, stanu technicznego urządzeń, jak i funkcjonującego *energy mix* wskazuje, że segment ten jest szczególnie zagrożony i wymaga utworzenia oraz wdrożenia instrumentów interwencyjnych i pomocowych. Patrząc z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego, na mocy ustawy traktowanego jako cel nadrzędny i priorytetowy, konieczne staje się zintensyfikowanie dotychczasowych oraz podjęcie nowych działań, wspierających zarówno jednostki wytwórcze o wysokim jednostkowym koszcie wytwarzania, których obecność i praca w systemie mają kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa, jak i budowę nowych mocy, wykorzystujących technologie zapewniające długofalową perspektywę funkcjonowania.

Reasumując, w ocenie autorów w niedalekiej perspektywie konieczne będzie podjęcie decyzji zarówno w Polsce, jak i na poziomie Unii Europejskiej o wprowadzeniu instrumentów zagregowanych w ramach rynku mocy. Ważne jest, aby przyjęty model uwzględniał i równoważył interesy wszystkich zainteresowanych stron oraz uwzględniał zarówno wsparcie strony podaźowej, jak i popytowej. Istotne jest, aby rynek mocy w jak największym zakresie opierał się na rozwiązaniach rynkowych i minimalizował ryzyko wykorzystywania przez właścicieli jednostek wytwórczych posiadanej siły rynkowej.

---

\* Dr hab. Dariusz Michalski, prof. ATH, Akademia Techniczno-Humanistyczna w Bielsku-Białej. E-mail: michalskidariusz@o2.pl; Dr inż. Maciej Sołtysik, Wiceprezes Zarządu, Instytut Projektów i Analiz Sp. z o.o. E-mail: maciej.soltysik@ipa-instytut.pl

<sup>1</sup> Bezpieczeństwo systemu jest ściśle uzależnione od wielu czynników, m.in. od bilansu mocy wytwórczych, dostępności i niezawodności generacji oraz stanu technicznego sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Więcej na ten temat piszą K. Mucha-Kuś, M. Sołtysik, K. Zamasz, *Capacity market – 'demand for competition'?*, (w:) K. Zamasz (red.), *Capacity market in contemporary economic policy*, Difin, Warszawa 2015.

<sup>2</sup> ACER - Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

<sup>3</sup> Rynek energii elektrycznej uwarunkowany jest specyfiką funkcjonowania, która uzależniona jest od praw fizyki, aspektów technicznych, zasad ekonomii oraz regulacji prawnych.

<sup>4</sup> Szerzej na ten temat patrz *Capacity remuneration mechanism and the internal market for electricity*, ACER, July 2013.

<sup>5</sup> W Niemczech problemem w zakresie bezpieczeństwa zasilania są także rozwój odnawialnych źródeł energii oraz niedostateczne moce przesyłowe z północy kraju, gdzie zlokalizowana jest

podaż OZE, na południe, gdzie zlokalizowany jest wyższy popyt na energię elektryczną.

<sup>6</sup> W konkluzjach BAT (*Best Available Techniques*) określane są najlepsze dostępne techniki oraz możliwości ich zastosowania, a także poziomy emisji do środowiska (graniczne wielkości emisyjne), które nie mogą zostać przekroczone, wraz z informacjami o prowadzeniu monitoringu emisji. Więcej: A. Gallus, *Wyzwania przedsiębiorstw związane z konkluzjami BAT*, „Nowa energia”, 2015, nr 5-6.

<sup>7</sup> Na przykład, rozwój OZE dodatkowo zwiększa podaż w godzinach szczytowych, co ogranicza rozwój elektrowni gazowych.

<sup>8</sup> W Europie już dziś obserwuje się wycofywanie inwestorów z wszelkich projektów inwestycyjnych w elektroenergetyce bazujących na spalaniu paliw kopalnych.

<sup>9</sup> Bardzo często występują ograniczenia produkcji w elektrowniach wiatrowych czy słonecznych spowodowane niekorzystnymi warunkami pogodowymi, co stwarza ryzyko niezbilansowania systemu elektroenergetycznego.

<sup>10</sup> *Deutschland in Zahlen 2016*, IDW, Köln, s.100; *Niemcy: Rekordowy rok dla energii odnawialnej*, <http://www.dw.com/pl/niemcy-rekordowy-rok-dla-energii-odnawialnej/a-18968214> [dostęp: 17.9.2016].

<sup>11</sup> Rynek terminowy umożliwi inwestorom zazwyczaj zabezpieczenie cen sprzedaży maksymalnie na trzy lata.

<sup>12</sup> Więcej na temat siły rynkowej piszą D. Michalski, B. Krysta, P. Lełątko, *Zarządzanie ryzykiem na rynku energii elektrycznej*, Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii, Warszawa 2004, rozdział 2.

<sup>13</sup> Obecnie dotowane przez system wsparcia OZE konkurują na wolnym rynku z elektrowniami konwencjonalnymi pozbawionymi takiej pomocy.

<sup>14</sup> Brak analizy możliwości dostaw energii z państw ościennych stwarza ryzyko zbyt wysokiej podaży i niewystąpienia planowanych korzyści dla inwestorów.

<sup>15</sup> Opracowane na podstawie K. Czuryżkiewicz, H. Drynkorn, *Koncepcje rynku mocy w Polsce*, <http://www.codozasady.pl/koncepcje-rynku-mocy-w-polsce> [dostęp: 21.2.2016].

<sup>16</sup> P. Cramont, A. Ockenfels, *Economics and design of capacity markets for the power sector*, University of Maryland, May 2011.

<sup>17</sup> P. Baker, E. Bayer, J. Rączka, *Rynek mocy w Wielkiej Brytanii – doświadczenia ważne dla Polski*, Forum Analiz Energetycznych, 2015, [http://www.fae.org.pl/files/file\\_add/file\\_add-28.pdf](http://www.fae.org.pl/files/file_add/file_add-28.pdf) [dostęp: 21.2.2016].

<sup>18</sup> European Commission, *State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market*, 23.7.2014.

<sup>19</sup> Można wręcz wskazać na konieczność analizy, czy możliwości przesyłu energii przez granice przyczyniają się do poprawy bezpieczeństwa zasilania, czy może wręcz przeciwnie – kreują ryzyko dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Należy jednak podkreślić, że już kilkakrotnie w sytuacji wystąpienia problemów ze zbilansowaniem polskiego systemu elektroenergetycznego, dostawy z zagranicy pozwoliły interwencyjnie zwiększyć podaż i uniknąć tzw. *blackoutu* (ostatnia taka sytuacja miała miejsce w sierpniu 2015 r.).

<sup>20</sup> Wolumen porównywalny z dostępnymi mocami w polskim systemie elektroenergetycznym.

<sup>21</sup> Obecne propozycje w zakresie rozwoju rynku mocy również odnoszą się raczej do zapewnienia rentowności bloków już istniejących oraz właśnie budowanych, niż zapewnienia nowych inwestycji.