

Zapewnienie niezawodności systemu energetycznego a mechanizm mocy

Spis treści

04	Wstęp
05	Najważniejsze konkluzje
05	Wprowadzenie
06	Problemy rynku energii
08	Wyzwania systemu energetycznego
10	Rekomendacje
13	Perspektywa europejska
14	Jeśli mechanizm opłaty za moc, to jaki?
18	Podsumowanie

OPIEKA MERYTORYCZNA:

Dr Joanna Maćkowiak-Pandera, Forum Energii

AUTORZY¹:

**Mike Hogan, Edith Bayer,
Regulatory Assistance Project**

**Dr Joanna Maćkowiak-Pandera
Forum Energii**

¹Z uwzględnieniem uwag Jana Rączki, Phila Bakera i Sarah'y Keay-Bright.

Wstęp

Stabilne i niezawodne dostawy energii elektrycznej są priorytetem i fundamentem bezpieczeństwa energetycznego państwa, choć nie mogą stanowić nadmiernego obciążenia kosztowego dla odbiorców końcowych. Z jednej strony istotne jest utrzymanie niskich cen energii elektrycznej, ponieważ są motorem rozwoju gospodarczego oraz dają szansę na rozwój przemysłu. Z drugiej strony, hurtowe ceny energii powinny być wystarczające dla odtwarzania majątku wytwórczego. Od czasu, gdy hurtowe ceny energii elektrycznej spadły do poziomu najniższego od kilku lat, pojawiła się obawa związana z zapewnieniem odpowiedniego poziomu mocy i stabilnością pracy systemu elektroenergetycznego.

W Europie rośnie udział źródeł odnawialnych, charakteryzujących się bardzo niskimi kosztami zmiennymi, jednocześnie trwa wyścig o znalezienie metody bezpiecznego, a zarazem taniego bilansowania systemu w chwilach, kiedy te źródła przestają pracować, na przykład w wyniku zmian pogodowych – zjawisko to dotyczy zarazem źródeł wiatrowych i słonecznych, jak i jednostek termicznych, które przy wysokich temperaturach wykazują pewne ograniczenia związane z chłodzeniem. Obecny model rynku energii nie nadąża za zmianami w obszarze technologii wytwórczych, dlatego

od ponad 2 lat w Unii Europejskiej, w tym i w Polsce, trwa intensywna dyskusja na temat zmiany modelu jego funkcjonowania. Panuje powszechna zgoda, że rynek energii wymaga reformy. Jednym z najważniejszych wątków tej dyskusji jest rozbudowa istniejących mechanizmów wynagradzania mocy, które według założenia mają zapewnić odpowiedni poziom rezerw i pobudzić inwestycje.

W niniejszym opracowaniu na tzw. rynek mocy spoglądamy szerzej. Rekomendujemy działania, które bez względu na przyszłe decyzje mogą pomóc w utrzymaniu kosztów na rozsądnym poziomie oraz poprawić elastyczność systemu elektroenergetycznego. Jeżeli decyzje dotyczące wsparcia mocy konwencjonalnych zostaną podjęte proponujemy kształt mechanizmów mocowych, które nie powinny stanowić nadmiernego wsparcia dla wytwórców i co z tym się wiąże obciążenia dla odbiorców. Istotne jest również, aby mechanizmy mocowe wspierały innowacyjność sektora energetycznego oraz konieczną dywersyfikację krajowej bazy wytwórczej.

Z poważaniem,

Dr Joanna Maćkowiak-Pandera,
Prezes Forum Energii

Najważniejsze konkluzje

- Reforma rynku energii jest procesem nieuchronnym, dyskusja na ten temat toczy się równolegle w Polsce oraz we wszystkich krajach Unii Europejskiej.
- W dyskusji o rynku mocy w Polsce brakuje na razie odpowiedzi na pytanie, jaki problem chcemy rozwiązać: czy chodzi o utrzymanie istniejącej bazy wytwórczej, czy pobudzenie nowych inwestycji? Tak kompleksowej dyskusji nie można prowadzić bez konkretnego celu energetycznego do osiągnięcia za 15 i 25 lat.
- Reformę rynku energii w Polsce należy wykorzystać przede wszystkim jako szansę na poprawę elastyczności efektywności ekonomicznej systemu energetycznego. Do tych działań należy zaliczyć reformę rynku bilansującego, rozwój usług redukcji zapotrzebowania na popyt (DSR) oraz poprawę korelacji cen energii z realnym zapotrzebowaniem na energię elektryczną w czasie.
- Przed wprowadzeniem nowych mechanizmów mocowych należy przeprowadzić rzetelną i transparentną ocenę tzw. adekwatności zasobów w Polsce, która powinna obejmować nie tylko wytwarzanie, ale również efektywność energetyczną, DSR, połączenia transgraniczne oraz

produkcję energii z OZE. Istotne jest wyznaczenie standardu niezawodności systemu, ponieważ ma przełożenie na koszty funkcjonowania systemu.

- Jeżeli decyzja o mechanizmie mocy zostanie podjęta - istotne, aby rozwiązanie to nie zablokowało transformacji sektora energetycznego i umożliwiło dywersyfikację źródeł wytwarzania po 2020 r. oraz wspierało poprawę innowacyjności. Mechanizm ten powinien wynagradzać nie tylko moc, ale również zdolności do produkowania energii w różnych przedziałach czasowych. Jednostki termiczne wykazują ograniczenia szczególnie latem, tymczasem obecnie największym wyzwaniem systemu jest zbilansowanie szczytów letnich.
- Źle zaprojektowany mechanizm mocy nie tylko nie uruchomi nowych inwestycji, ale obciąży konsumentów energii kosztami, co będzie miało przełożenie nie tylko na budżety gospodarstw domowych, ale rozwój przemysłu w Polsce.

1. Wprowadzenie

Kwestia rynku mocy w Polsce jest poruszana od dłuższego czasu. W 2011 roku, w ramach prac koordynowanych przez Ministerstwo Gospodarki, ten segment rynku został zawarty w projekcie reformy krajowego rynku energii elektrycznej. W lipcu 2016 r. Ministerstwo Energii przedstawiło do konsultacji projekt tzw. mechanizmu mocy, polegający na zastąpieniu jednotowarowego rynku energii elektrycznej nową konstrukcją rynku, gdzie wynagradzane są dwa towary - zarówno wyprodukowana energia jak i moc. Krok ten jest odpowiedzią na obawy związane z brakiem zasobów energetycznych w Polsce, zarówno w okresie letniego, szczytowego zapotrzebowania na energię, jak i w perspektywie długookresowej. Przewidywany deficyt podaży ma związek z zapowiedzianymi wyłączeniami najstarszych bloków energetycznych, które nie będą w stanie spełnić przyszłych norm ochrony środowiska oraz stają się coraz mniej efektywne ekonomicznie.

Jednak w rzeczywistości sprawa jest bardziej złożona. Problemy energetyki są konsekwencją dzisiejszej nadpodaży mocy, subsydiowania wybranych technologii, jednolitej struktury

wytwarzania energii oraz braku dywersyfikacji (i elastyczności) zasobów, które mogłyby odpowiedzieć na potrzeby systemu w różnych warunkach operacyjnych. Podstawą dalszych rozważań jest problem „braku przychodów” (z ang. *missing money*) z rynku energii i rynku bilansującego na pokrycie kosztów inwestycji niezbędnych do osiągnięcia ustalonego poziomu niezawodności systemu. Jednocześnie bazuje się na przekonaniu, że najlepszym rozwiązaniem jest wdrożenie mechanizmu, który wynagradza moc (lub równoważne zasoby po stronie popytu, takie jak DSR). Mechanizm mocy ma według założeń zapewnić strumień przychodów dla wytwórców na pewnym poziomie (przez pewien określony czas) i zagwarantować odpowiedni poziom mocy potrzebny dla utrzymania ustalonego poziomu niezawodności dostaw energii elektrycznej.

Celem niniejszego opracowania jest przedstawienie mechanizmu mocy w szerszym kontekście wyzwań stojących przed rynkiem energii w Polsce.

Forum Energii – analizy i dialog

Forum Energii to think tank, który w oparciu o dane i analizy tworzy fundamenty czystej, innowacyjnej, bezpiecznej i efektywnej energetyki.

Wszystkie analizy i publikacje Forum Energii są nieodpłatnie udostępniane i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

¹ W maju 2016 r. PSE opublikowały raport dotyczący adekwatności mocy wytwórczych, stwierdzający potrzebę wyłączenia z eksploatacji ze względów ekonomicznych i ekologicznych zasobów konwencjonalnych o mocy 13–20 GW w okresie od roku publikacji do 2035 r.

2. Problemy rynku energii

Celem rynków energii jest zapewnienie niezawodności dostaw energii po rozsądnej cenie. W tradycyjnym modelu biznesowym monopolu, którego właścicielem jest państwo, a rynek jest regulowany, firmy energetyczne miały zagwarantowane ramy rozwoju – określone moce, poziom opłat i zagwarantowany poziom zwrotu z inwestycji. Kluczowym elementem idei liberalizacji sektora elektroenergetycznego jest likwidacja monopoli naturalnych. Rynek hurtowy ma na celu określenie wysokości wynagrodzenia, a co za tym idzie poziomu nowych mocy, dzięki temu bilansuje się w ekonomicznie efektywny sposób ryzyka pomiędzy inwestorami i konsumentami. W Polsce, jak i w wielu innych krajach europejskich, postępuje dalsza liberalizacja oraz integracja regionalna rynków energii. Nie jest to jednak proces zakończony³. Obawy o to, czy rynki energii będą mogły spełnić swoje założone funkcje, są uzasadnione, a decyzje jak naprawić rynek energii konieczne. Na ten temat toczy się intensywna europejska dyskusja w kontekście tzw. nowego kształtu rynku energii (tzw. *new electricity market design*).

Istnieje ryzyko, że rynki energii (w tym rynki terminowe, rynki dnia następnego i bieżącego) samodzielnie nie będą mogły zapewnić niezawodności systemu elektroenergetycznego. Ten problem dotyczy zarówno krótkiego horyzontu czasowego, kiedy wyzwaniem dla systemu są letnie szczyty, jak i dłuższego horyzontu czasowego, w którym oczekuje się, że znaczna część istniejących mocy węglowych zostanie wyłączona.

Główne problemy ograniczające zdolność rynku energii w Polsce do zagwarantowania niezawodności systemu elektroenergetycznego to:

2.1 Nadwyżka mocy oraz deficyt zdolności operacyjnych

Średnioroczna moc osiągalna w Polsce w roku 2015 wynosiła ponad 38,7 GW, czyli 76% powyżej 22 GW szczytu letniego w 2015 r. W dniu 10 sierpnia 2015 roku wyżej wspomniana wartość mocy była dostępna w 57%⁴. Ze względu na dominację jednostek termicznych, które w okresie letnim napotykają ograniczenia związane z chłodzeniem oraz coraz większą awaryjność jednostek,

system energetyczny nie był w stanie zaspokoić szczytowego zapotrzebowania na poziomie 22 GW, przez co PSE były zmuszone ograniczyć dostawę energii do wielu odbiorców przemysłowych, ogłaszając 20 stopień zasilania. Brakuje zasobów odpowiedniej jakości, które mogłyby zapewnić wymagany poziom niezawodności. Oznacza to, że nawet przy dobrze działającym mechanizmie mocy, niektóre jednostki mogą nie wywiązać się ze swoich zobowiązań, ponieważ elektrownie ciepłe (zarówno jądrowe, gazowe jak i węglowe) wykazują ograniczenia operacyjne ze względów hydrologicznych, związanych z brakiem możliwości chłodzenia w okresie suszy i upałów latem. Do tego rośnie udział zmiennych OZE, które nie zawsze są dyspozycyjne. Tak więc dla Polski problemem nie tyle jest brak mocy zainstalowanych, ale brak mocy efektywnie funkcjonujących, między innymi w okresach ograniczeń hydrologicznych i temperaturowych. Wobec paraliżu inwestycyjnego, niskich cen hurtowych i braku zainteresowania rozwojem OZE w Polsce za parę lat (w związku z planowanymi wyłączeniami), problemem może być również baza wytwórcza w Polsce.

2.2 Zakłócenia cenowe

Niskie ceny hurtowe na rynku energii są niewystarczające, aby stymulować inwestycje w nowe moce i sprawiają, że coraz trudniej jest utrzymać istniejące elektrownie w ruchu. Dlatego w 2013 r. zmodyfikowano mechanizm Operacyjnej Rezerwy Mocy – w celu zapewnienia dodatkowego strumienia przychodów dla istniejących elektrowni. Poprzez swoją konstrukcję, rezerwa operacyjna w formie, w jakiej została wprowadzona w 2014 r., jednak nie działa poprawnie i wymaga zmiany. Ceny na rynkach bilansującym oraz dnia bieżącego są niewystarczające do stymulowania inwestycji. Dzieje się tak dlatego, że nie odzwierciedlają krańcowego kosztu utrzymania niezawodności podczas krytycznego obciążenia systemu. Podczas takich wydarzeń, Operator Systemu Przesyłowego (OSP) podejmuje coraz bardziej kosztowne działania, aby utrzymać funkcjonowanie systemu, a jednocześnie ceny rynkowe odzwierciedlają tylko koszty operacyjne krótkoterminowe ostatniego wytwórcy wchodzącego

na rynek dnia bieżącego. Co więcej, ze względu na jednolitą strukturę wytwarzania, nawet podczas zdarzeń krytycznych, jednostka krańcowa jest zazwyczaj jednostką węglową o bardzo niskich kosztach zmiennych (w porównaniu z systemami energetycznymi innych krajów, gdzie jednostką krańcową jest zazwyczaj elektrownia gazowa lub dieslowa)⁵. Zarówno koszty elektrowni uruchamianych dla zaspokojenia kilku godzin letniego szczytowego obciążenia, jak i koszty krańcowe wielu innych działań poniesionych przez OSP w celu zbilansowania systemu, są pokryte w opłacie sieciowej i w rezultacie nie są odzwierciedlone w cenie na rynku energii.

2.3. Niewielkie wykorzystanie połączeń międzysystemowych

Mimo tego, że hurtowe ceny energii elektrycznej są niskie i tak kształtują się na znacznie wyższym poziomie niż w krajach sąsiednich. Ta różnica odzwierciedla niewielki postęp w integracji rynku polskiego (dnia następnego, dnia bieżącego i bilansującego) z sąsiednimi rynkami energii oraz problem tzw. przepływów nieplanowych na polsko – niemieckiej granicy, które utrudniają bilansowanie systemu. Istotnym elementem integracji jest poprawna alokacja zdolności przesyłowych, poprzez tzw. mechanizm *flow based* oraz strefy cenowe, które odzwierciedlają realne obciążenie sieci. Bez tego zdolności przesyłowe będą zajmowane przez kolejne megawaty przepływów nieplanowych. Jak wskazują doświadczenia bieżącego roku (2016), uruchomienie połączenia systemowego na granicy z Litwą zdecydowanie poprawiło możliwości zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerw mocy. Wzmacnianie połączeń transgranicznych wydaje się być pożądanym kierunkiem działań zarówno z perspektywy wzrostu bezpieczeństwa energetycznego, ale również z perspektywy łącznego bilansu kosztów i korzyści społecznych.

2.4. Niewielkie wykorzystanie zasobów strony popytowej

Mimo rosnącej potrzeby uelastyczenia systemu energetycznego, związanej z coraz większą zmiennością wytwarzania (m.in. wzrost udziału OZE) oraz potrzebą pokrycia zapotrzebowania w szczytowych momentach zapotrzebowania, zasoby strony popytowej (*Demand Side Response – DSR*) są wykorzystywane w niewielkim stopniu. Powodem są m.in. przedstawione wyżej „zakłócenia cenowe”, które nie dają zachęt do wykorzystania DSR. Brakuje możliwości udziału agregatorów DSR w rynku bilansującym na większą skalę oraz świadczenia tych usług na rzecz rezerwy operacyjnej. Co więcej, istnieje znaczący niezrealizowany potencjał do zmniejszenia popytu na energię elektryczną poprzez programy efektywności energetycznej.

³ Acer 2015, ACER Market Monitoring Report 2015, http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/acer_market_monitoring_report_2015.pdf

⁴ Powodem był brak dostępności elektrociepłowni latem, niski poziom produkcji energii z wiatru, awaryjne wyłączenie największego bloku elektrowni Belchatów oraz operacyjne ograniczenia związane z chłodzeniem elektrowni termicznych.

⁵ Warto zaznaczyć, że niskie ceny węgla, uprawnień do emisji CO₂ i rosnący udział zmiennych, odnawialnych źródeł energii z niskimi kosztami operacyjnymi dodatkowo przyczyniają się do utrzymania takiego poziomu cen na rynku hurtowym.

3. Wyzwania systemu energetycznego

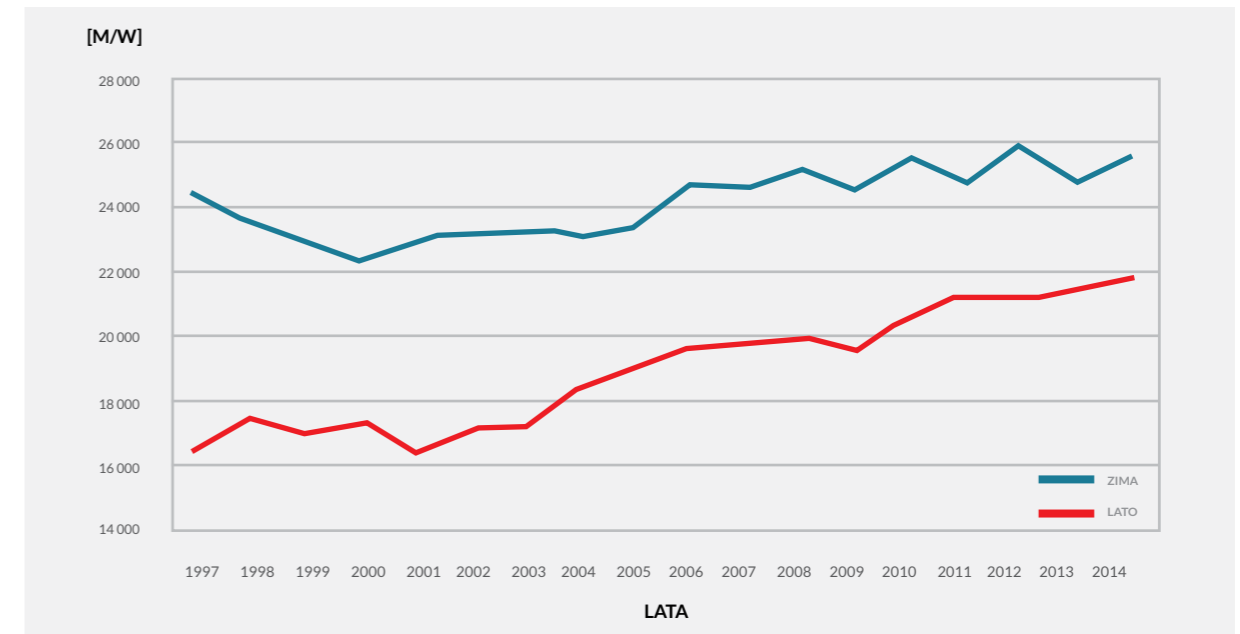
Przejęcie z centralnego planowania i pionowej integracji systemu energetycznego do zliberalizowanego rynku energii w Polsce zbiega się z potrzebą modernizacji systemu, dywersyfikacji zasobów wytwórczych oraz uelastycznienia systemu, co stanowi duże wyzwanie dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Poniżej przedstawiono najważniejsze wyzwania z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego w perspektywie krótko i długookresowej:



Rys. 1. Wyzwania stojące przed sektorem energetycznym w różnych horyzontach czasowych oraz możliwe rozwiązania (w oparciu o ENTSO 2016)⁶

Jednym z najważniejszych wyzwań w perspektywie krótko i średniookresowej jest znalezienie odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie na moc w okresie letnim (Rys. 1), wynikające z wysokich temperatur oraz coraz bardziej powszechnego korzystania z klimatyzacji.



Rys. 2. Przebieg zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym i letnim 1997 – 2014. (Źródło: PSE)

Dodatkowym wyzwaniem będzie wycofanie około 2,4 GW mocy do roku 2020. Oznacza to redukcję około 7% mocy zainstalowanej. Dowyłączenia są najstarsze i najmniej efektywne jednostki w systemie, wykazujące się zawodnością w momentach szczytowego zapotrzebowania. Mimo tego, że wycofanie elektrowni z systemu często jest postrzegane jako zagrożenie, w tym wypadku jest również częścią rozwiązania omawianych problemów⁷. Wycofywanie jednostek powinno odbywać się na podstawie przemyślanej strategii obejmującej:

- Wycenę rezerw mocy,
- Wycenę energii,
- Międzysystemową integrację rynków.

W odpowiedzi na wyzwania stojące przed KSE, kluczowe będzie podjęcie działań zarządzających bieżącymi ryzykami równoległe z systematyczną pracą nad poprawą funkcjonowania rynku energii rozłożoną na najbliższe lata. Ważne będzie również sformułowanie realistycznej polityki długookresowej, uwzględniającej uwarunkowania europejskie, która pomoże inwestorom w zarządzaniu ryzykiem oraz zwiększy ich zaufanie.

⁶ ENTSO 2016, Summer Outlook, https://www.entsoe.eu/Documents/Events/2016/160607_public_webinar_Summer_Outlook_2016.pdf

⁷ Również systemy przesyłowe i dystrybucyjne wymagać będą znacznych inwestycji w ciągu najbliższych kilku lat i są istotnym elementem mającym na celu zapewnienie niezawodności systemu przy najniższym koszcie.

4. Rekomendacje

W dyskusji o zapewnieniu bezpieczeństwa systemu energetycznego najważniejsze kwestie to:

- Przejrzysta ocena adekwatności zasobów,
- Wyznaczenie standardu niezawodności,
- Ceny odzwierciedlające pełen koszt krańcowy utrzymania jednostek w ruchu systemu w okresie wyjątkowego obciążenia,
- Ciągła poprawa efektywności i elastyczności systemu energetycznego,
- Współpraca regionalna, dzięki której w sytuacjach krytycznych możliwy jest zakup energii elektrycznej poza granicami kraju.

Priorytetem powinna być dywersyfikacja źródeł wytwarzania. Poniżej odniesiono się do wyżej wymienionych zagadnień.

4.1 Wyznaczenie standardu oceny adekwatności zasobów (Resource Adequacy Standard)

Polski kodeks sieci przesyłowych wymaga od operatorów systemów przesyłowych zapewnienia rezerwy na poziomie 9% powyżej planowanego zapotrzebowania na każdą godzinę następnego dnia. Celem operacyjnej rezerwy mocy jest utrzymanie poziomu 18% powyżej planowanego zapotrzebowania na energię. Jest to dość wysoki poziom w porównaniu z innymi krajami europejskimi, choć każdy kraj indywidualnie określa adekwatność swoich zasobów energetycznych oraz poziom rezerw. Pytanie o to, jaki poziom rezerw jest uzasadniony z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu energetycznego, wymaga ustalenia odpowiedniego standardu. Powinno się go wyznaczyć w oparciu o:

- Obiektywny, bazowy standard adekwatności zasobów,⁸
- Wartość utraconej energii (VOLL⁹) oraz całkowity koszt rozłożony na kWh przykładowego nowego dostawcy energii (zwykle CCGT lub CT).

⁸Można go zmierzyć poprzez oczekiwany niedobór mocy (Expected Unserved Energy - EUE, w GWh rocznie) lub liczbę godzin w roku, w których średnio w dłuższym okresie można określić statystycznie niedobór mocy do pokrycia zapotrzebowania (Loss of Load Expectation - LOLE).

⁹Jest to szacunkowa cena, jaką odbiorcy byliby skłonni zapłacić, aby uniknąć utraty danej usługi energetycznej. Wartość VOLL będzie różna dla poszczególnych grup odbiorców - przemysłowych, komercyjnych, domowych i będzie też różnić się pomiędzy poszczególnymi odbiorcami lub odbiorami w ramach tych grup. Jednocześnie, ze względu na praktyczność obecnie stosuje się jeden próg wynikający z ostrożnościowej średniej dla całego systemu.

¹⁰Założenia dotyczące niezawodnej ilości w ramach usług DSR powinny być zgodne z doświadczeniami z innych rynków.

¹¹IEA 2016, https://www.iea.org/media/websites/energymodel/Methodology_CapacityCredit.pdf

¹²ENTSO 2014, ENTSO - E Target Methodology for Adequacy Assessment https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141014_Target_Methodology_for_Adequacy_Assessment_after_Consultation.pdf. COM (2015) 340 final: Communication from the European Commission - Public Consultation on Energy Market Design.

4.2 Ocena adekwatności zasobów przeprowadzona zgodnie z europejskimi standardami

Analiza adekwatności zasobów powinna być realizowana w pełnym uzgodnieniu z wszystkimi interesariuszami (w tym obiorcami energii, którzy za nią płać) w celu zapewnienia, że jest sprawiedliwa, racjonalna, kompletna, przejrzysta oraz zgodna zarówno z metodyką oceny adekwatności ENTSO-E, jak i celami Wewnętrznego Rynku Energii. W ocenie zasobów jest konieczne uwzględnienie, obecnie niedostatecznie oszacowanych, zasobów efektywności energetycznej, sterowania popytem (DSR)¹⁰ oszacowanie mocy dostarczonej ze źródeł odnawialnych (*capacity credit*)¹¹, spodziewanej dostępności połączeń międzysystemowych oraz racjonalne uwzględnienie zasobów spoza terytorium kraju.¹² Bez przeprowadzenia rzetelnej i transparentnej analizy adekwatności zasobów trudno jest jednoznacznie ocenić potrzebę wprowadzenia mechanizmów mocy.

4.3 Poprawa elastyczności systemu, zarządzanie popytem, poprawa efektywności energetycznej

Ważnym działaniem w kolejnych latach powinna być poprawa niezawodności systemu energetycznego i obniżenie kosztów poprzez zwiększenie efektywności energetycznej i szersze wykorzystanie DSR, jako zasobu systemu energetycznego.

Do najważniejszych działań należy zaliczyć:

- Kontynuację i rozszerzenie zakresu programów efektywności energetycznej w celu zmniejszenia zużycia energii i zapewnienia równowagi między popytem a produkcją przy najniższych całkowitych kosztach.¹³
- Zmianę struktury taryf G12 i G12w, które w obecnym kształcie zachęcają drobnych odbiorców do większego

zużycia energii w okresach letnich szczytów zapotrzebowania przypadających w środku dnia.

- Taryfy dynamiczne, reagujące na podaż/popyt w danym przedziale czasowym.
- Reformę rynków bilansujących oraz zmniejszenie ograniczeń cenowych, aby cena energii w danym momencie odzwierciedlała rzeczywisty stan podaży/popytu. Zapewnienie, aby ceny godzinowe na rynku bilansującym w pełni odzwierciedlały koszty wszystkich działań operatora systemu przesyłowego mające na celu zbilansowanie systemu, w tym koszty realizacji opcji dotyczących odbiorców wyłączalnych.
- Uwzględnienie możliwości pozyskania części krytycznych usług bilansowych za pośrednictwem często ogłaszanych aukcji oraz umożliwienie udziału w tych aukcjach wszystkim zasobom, w tym firmom oferującym usługi DSR. Uwzględnienie kar dostosowanych do zasobów za niewykonanie oraz zabezpieczeń przed spekulacją i nadużyciami na rynku mocy.
- Rozwój usług tzw. *demand response* (odpowiedzi popytu). Podjęcie systematycznej analizy technicznych i ekonomicznych możliwości sterowania popytem w ramach DSR. Ustalenie zasad udziału DSR we wszystkich rynkach - w tym w bilansującym (np. określenia minimalnej odpowiedniej wielkości oferty w kW oraz otwarcie rynku dla tzw. agregatorów) w sposób uwzględniający parametry wiarygodnych dostawców usług DSR jako zasobu rynkowego.
- Gruntowna przebudowa rezerwy operacyjnej lub zastąpienie jej bardziej skutecznym mechanizmem (na przykład, mechanizmem wyceny rezerw opisanym w części 6.2). Istotne, aby wszystkie zasoby - również DSR - uczestniczyły w mechanizmie rezerw, a w sytuacji niedostarczenia mocy, aby nakładano na podmioty wysokie kary.
- Ponowną analizę zimnej rezerwy, która może wesprzeć niezawodność systemu elektroenergetycznego przy minimalnym wpływie na rynek energii. Przy czym niezbędne są wysokie kary za niewykonanie obowiązku, aby rezerwa wspierała niezawodność systemu.

- Taryfy sieciowe i detaliczne, które obecnie podlegają regulacji, powinny mieć jak najwyższy komponent opłat zmiennych, powiązanych zarówno z ilością energii jak i godziną poboru energii, przy minimalizowaniu opłat stałych za moc.
- Wprowadzenie taryf miejscowych (strefowych lub węzłowych) w przypadkach niewystarczającej przepustowości systemu, co pozwoli zoptymalizować inwestycje oraz umożliwi eksploatację systemu jak najniższym kosztem - na przykład poprzez wprowadzenie zróżnicowanych, ze względu na lokalizację, opłat przyłączeniowych.

4.4 Integracja rynków energii elektrycznej

Ważne jest dokończenie integracji polskiego rynku energii z krajami europejskimi, w tym integracja rynków dnia bieżącego i rynków bilansujących. Istotne będzie również rozwiązanie problemu przepływów nieplanowanych, które ograniczają przepustowość polskiej sieci przesyłowej. W przyszłości należy przeprowadzić analizę korelacji wytwarzania w polskim i sąsiednich systemach energetycznych w celu określenia poziomu ryzyka wystąpienia równoczesnego niedoboru energii elektrycznej. Współpraca regionalna oraz dobra koordynacja na poziomie europejskim pozwala istotnie zwiększyć bezpieczeństwo systemu energetycznego i obniżyć koszty jego funkcjonowania poprzez zapewnienie dostaw energii elektrycznej w momentach krytycznych.

4.5 Dywersyfikacja zasobów energetycznych

Dążenie do poprawy niezawodności systemu elektroenergetycznego przy najniższym koszcie wymaga uwzględnienia zdolności operacyjnych zasobów energetycznych,

¹³ Efektywność energetyczna napotyka wiele barier, które powstrzymują zmniejszenie popytu bez dodatkowego wsparcia poza rynkiem. Jednak doświadczenie międzynarodowe pokazuje, że efektywność energetyczna przynosi wiele korzyści konsumentom, gospodarce, i systemowi elektroenergetycznemu, <http://www.iea.org/topics/energyefficiency/energyefficiency/multiplebenefitsofenergyefficiency/>

a nie tylko ich mocy. Jednym z największych wyzwań polskiego systemu energetycznego jest dywersyfikacja zasobów w systemie energetycznym. Obecnie ponad 80% energii elektrycznej jest produkowane w jednostkach termicznych, które są narażone na ryzyko wystąpienia problemów z chłodzeniem w coraz gorętszych okresach letnich, co jest szczególnie istotne dla jednostek z otwartym układem chłodzenia, których jest ok 20%. Wyzwaniem dla tych jednostek jest również brak elastyczności wobec rosnącego udziału źródeł zmiennych oraz wiek jednostek - znacznie powyżej średniej europejskiej. Jedną z przyczyn kryzysu energetycznego w 2015 r. był brak zróżnicowanych zasobów energetycznych i awaryjność bloków termicznych. W rozwiązaniu tego problemu może pomóc dywersyfikacja miksu wytwarzania - na przykład instalacje PV mogą pomóc w rozwiązaniu zapotrzebowania szczytowego latem. Elastyczne jednostki gazowe (w tym jednostki kogeneracyjne wykorzystujące możliwość akumulacji „nadmiarowego” ciepła) mogą dalej wesprzeć system energetyczny w okresach szczytu, a inwestycje w inne odnawialne źródła energii mogą przyczynić się dalszej dywersyfikacji miksu energetycznego, pozwalając jednocześnie na osiągnięcie szerszych celów środowiskowych i społecznych.

wynikających z przestarzałych lub nie w pełni wdrożonych praktyk z czasów pionowo zintegrowanych monopolii¹⁴. W większości przypadków te wady są znane lub mogą być łatwo zidentyfikowane. Identyfikacja przyczyn „znieszczenia cen” energii jest w dużej mierze kwestią motywacji, ponieważ istnieją środki administracyjne, które pomagają bezpośrednio kształtować ceny na rynku energii i rynku bilansującym w sytuacjach niedoboru. Takie środki administracyjne – omówione dalej w części 6.2 – zostały sprawdzone w praktyce jako skuteczne w zapewnieniu odpowiednich dostaw energii i bardziej efektywne od mechanizmów mocy.

4.6 Cenotwórstwo

Zapewnienie „prądu w gniazdku” wymaga czegoś więcej niż tylko inwestycji w moce wytwórcze. To również uzyskanie odpowiedniej wartości produktu, czyli zdolności operacyjnych do dostarczenia energii w określonym czasie. Zagwarantowanie, że ceny kształtują się poprawnie na hurtowych rynkach energii to klucz do powiązania tych ważnych elementów.

Nie ma jednego sposobu na zagwarantowanie niezawodności systemu. Zwiększenie jego elastyczności może zapewnić dostępność odpowiednich zasobów energetycznych, reagujących na potrzeby systemu elektroenergetycznego we wszystkich przedziałach czasowych - takich jak letnie szczyty - przy najniższym całkowitym koszcie. Jednak wartość inwestycji w elastyczne zasoby energetyczne może stać się jedynie wtedy opłacalna, kiedy ceny na rynku bilansującym odzwierciedlają ceny w czasie rzeczywistym. Rozwiązanie problemu tzw. brakujących przychodów przy pomocy odrębnych mechanizmów, opartych na różnych parametrach, może doprowadzić do nowego problemu: źle alokowanych środków - to jest nieadekwatnego wynagradzania zasobów. Koszty wytwarzania nie są w pełni uwzględnione w cenach energii - to w dużej mierze efekt wad w kształtowaniu cen,

5. Perspektywa europejska

W dyskusji o zapewnieniu bezpiecznego funkcjonowania systemu krajowego istotne jest uwzględnienie perspektywy europejskiej. Wynika to między innymi z szeregu zobowiązań regulacyjnych związanych z członkostwem w Unii Europejskiej (UE). W tworzeniu wspólnego rynku energii w UE można znaleźć zarówno szereg synergii, jak i korzyści.

W tym kontekście najistotniejsze są dwie perspektywy:

5.1 Integracja rynkowa

Zgodnie z kodeksami sieciowymi, do 2018 roku konieczne będzie pełne wdrożenie mechanizmu łączenia rynku energii w oparciu o realne przepływy (z ang. *flow based market coupling*). To rozwiązanie powinno zbilansować popyt przy najniższym ogólnym koszcie poprzez wykorzystanie zasobów dostępnych w sąsiadujących systemach energetycznych i ich efektywne alokowanie.

5.2 Dopuszczalność pomocy publicznej

Każda propozycja dotycząca płatności za moc (konwencjonalną oraz odnawialną) musi przejść procedurę notyfikacji pomocy publicznej, która określa zasadność przyznania wsparcia. Wytyczne dotyczące pomocy publicznej wyraźnie określają elementy, które Komisja Europejska weźmie pod uwagę przy ocenie. Istotne będą zarówno uwzględnienie udziału zasobów po stronie popytu jak i potencjału połączeń transgranicznych. Brane będą pod uwagę także czynniki takie jak uwzględnienie oraz analiza niedoskonałości systemu regulacyjnego rynku (z ang. *regulatory or market failures*), które mogą potęgować problem niedoboru zasobów. Ponadto niezbędne jest dostosowanie się do innych polityk UE - w szczególności unikanie negatywnych skutków dla wewnętrznego rynku energii (z ang. *Internal Energy Market*).

¹⁴ Pope, S. L. 2014, Price Formation in ISOs & RTOs: Principles & Improvements Hogan, W. W. 2014, "Electricity Market Design and Efficient Pricing: Applications for New England and Beyond".

6. Jeżeli mechanizm opłat za moc, to jaki?

Reforma rynku energii jest procesem kompleksowym i wieloletnim. Zanim pozytywne zmiany zaczną przynosić korzyści, nie należy wykluczać potrzeby tymczasowego wprowadzenia mechanizmu administracyjnego, który wygeneruje zachęty do utrzymania zasobów potrzebnych do zagwarantowania standardu niezawodności (z ang. *reliability standard*) przy najniższym i rozsądnym koszcie. Mechanizm opłat za moc już częściowo działa w Polsce – został wprowadzony w postaci Operacyjnej Rezerwy Mocy i Rezerwy Zimnej. Poniżej przeanalizowano różne rozwiązania dotyczące mechanizmów mocowych stosowane w Stanach Zjednoczonych i Wielkiej Brytanii.

6.1. Mechanizm wyceny rezerw

14

W pierwszej kolejności powinno się brać pod uwagę możliwość zaspokojenia zapotrzebowania na energię poprzez uruchomienie mechanizmów administracyjnych, opracowanych w celu zapewnienia odpowiednich cen w przypadku niedoborów na rynkach bilansującym i energii w czasie, gdy rezerwy spadają poniżej poziomu niezbędnego do utrzymania ustalonych standardów niezawodności.

Taki mechanizm, zwany „opłatą za moc” (ang. *Capacity Payment*), był centralnym elementem w regionie Anglii i Walii (*England & Wales Pool*) w Wielkiej Brytanii. Obecnie najbardziej rozpowszechniony model¹⁶ polega na ustaleniu krzywej zapotrzebowania, która określa ceny na rynku bilansującym w oparciu o średnią wartość nieprzerwanej dostawy prądu (to jest tzw. *opportunity cost* uruchomienia ograniczonych rezerw) w odniesieniu do poziomu spadku rezerw. Taka krzywa zapotrzebowania funkcjonalnie nie odróżnia się od krzywych zapotrzebowania stosowanych w mechanizmach mocy, lecz wzmacnia dynamikę tworzenia cen energii.

Mechanizm ten zwiększa zysk inwestorów ze sprzedaży usług na rynkach usług energetycznych i bilansujących, motywując ich do produkcji energii. I co ważniejsze dla inwestorów - zwiększa popyt uczestników rynku hurtowego na zabezpieczenie się przed ryzykiem w przyszłości, zarówno poprzez umowy

bilateralne, jak też przez handel terminowymi produktami, które zabezpieczają przed zmianami w cenach energii (z ang. *hedging products*). Ze względu na zwiększoną płynność takich produktów ubezpieczających, pojawia się potrzeba inwestycji, które zaspokoją popyt na niezawodne dostawy energii po najniższej rozsądnej cenie.

6.2. Mechanizm wynagradzania za moc

Mechanizm wynagradzania za moc, funkcjonujący poza rynkiem energii i bilansującym (często określany jako „rynek mocy”), można rozważać jako dodatkowy, tymczasowy mechanizm wynagrodzenia mocy tylko po podjęciu działań eliminujących niedoskonałości rynku energii opisanych w pierwszej części niniejszego opracowania. Wprowadza się go w sytuacji, gdy przeprowadzona w zgodzie z normami europejskimi ocena adekwatności zasobów wykazuje, iż w niedalekiej przyszłości odpowiednie zasoby pozostaną niedoinwestowane, co może zagrażać bezpieczeństwu energetycznemu.

Mechanizmy mocy różnią się od siebie strukturą i formą działania. Istotne jest, aby wybrany model mechanizmu mocy:

- Prowadził do zagwarantowania zdolności operacyjnych niezbędnych, by dotrzymać wcześniej ustalonych norm niezawodności.
- Umożliwiał dywersyfikację miksu wytwarzania oraz odzwierciedlał lokalne warunki wytwarzania i przesyłu.
- Działał z uwzględnieniem najniższych uzasadnionych kosztów.

Aby osiągnąć powyższe cele, wszystkie dostępne zasoby, które są w stanie zbilansować system, muszą być traktowane równo i w sposób niedyskryminacyjny.

W Europie i Ameryce Północnej istnieje wiele modeli mechanizmów terminowych mocy (ang. *forward capacity mechanism*). Analiza jednych z najstarszych mechanizmów mocy na świecie - PJM oraz ISO-NE w Stanach Zjednoczonych, pozwala ocenić zalety i wady tego typu rozwiązań. Zarówno PJM oraz ISO-NE od wielu lat oferują terminowe mechanizmy mocy. W ich ramach cyklicznie, z trzyletnim wyprzedzeniem, organizowane są aukcje, aby pozyskać moc wystarczającą do zagwarantowania standardu niezawodności przez rok.

W reakcji na szereg awarii, które miały miejsce zimą 2014 roku na wschodzie USA (tzw. *Polar Vortex*), operatorzy systemu przesyłowego wdrożyli reformę mechanizmów mocy, która znacznie zwiększa wysokość kary za brak aktywności, kiedy jednostki są wzywane do produkcji energii. W efekcie reformy, brak aktywności jednostek podczas zdarzeń krytycznych może skutkować cofnięciem nawet całej wartości rocznego kontraktu na moc. Ograniczono także możliwość stosowania usprawiedliwienia za niewykonanie kontaktu. Jest ono możliwe wyłącznie w sytuacji, kiedy niemożliwy jest przesył (z ang. *contracted firm transmission*). Mechanizmy preferują bardziej elastyczne zasoby i tych, które są w stanie uniknąć działalności

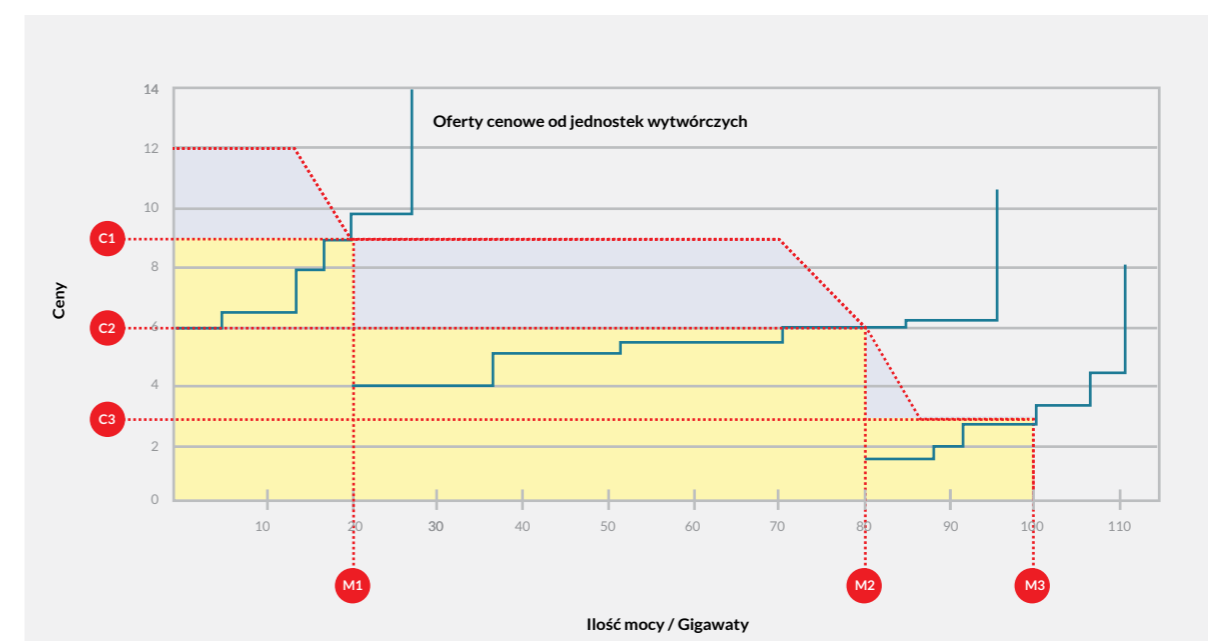
w tanich godzinach tuż przed i po zdarzeniach niedoboru, nad zasobami, które muszą działać poprzez wszystkie te godziny, aby mieć pewność, że mogą działać w godzinach niedoboru.

Ostatnio zarówno w ramach mechanizmów mocowych PJM jak i ISO-NE zwiększono rolę zasobów po stronie popytowej (w tym efektywności energetycznej, odpowiedzi popytu i wytwarzania po stronie konsumenta) - zarówno bezpośrednio, jak i poprzez zwiększenie wyceny w oparciu o zdolność do wiarygodnego dostarczania usług systemowych.

Dodatkowo, na rynek PJM wprowadzono, obok istniejącego mechanizmu mocy, administracyjne mechanizmy wyceniania energii i rezerw w okresie niedoborów. Stanowią one element szerszych działań mających na celu reformę sposobu kształtowania cen rynkowych.

W Stanach Zjednoczonych, przy aktywnym wsparciu Federalnej Komisji Regulacji Energii (*Federal Energy Regulatory Commission*), w ostatnich latach na wszystkich rynkach, na których wprowadzono rozwiązania dotyczące rynku mocy, zwraca się uwagę na mechanizmy kształtowania cen, rewidowane w zależności od ryzyka zwrotu (z ang. *risk-reward proposition*).

15



Rys. 3. Aukcja z trzema cenami zamknięcia. Źródło: RAP 2012 (*What Lies Beyond Capacity Markets*, s. 20)

¹⁶ EC 2014, State Aid Guidelines for environmental protection and energy; [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628(01)).

Biorąc pod uwagę doświadczenia z wdrażania istniejących modeli mechanizmu mocy, jeśli podjęta zostanie decyzja dotycząca mechanizmu mocy, należy przede wszystkim w kontekście polskim rozważyć mechanizm oparty o wieloproduktową krzywą zapotrzebowania na moc (z ang. *multi-product capacity demand curve*). Wieloproduktowa krzywa zapotrzebowania na moc jest ustrukturyzowana tak, aby zapewnić odpowiednie zdolności operacyjne zasobów i standard niezawodności przy najniższych kosztach. Aby to osiągnąć, mechanizm składa się z dwóch lub więcej "transz" aukcji, przeprowadzonych w kolejności.

Rysunek na stronie 15 przedstawia trzy transze, do których kwalifikacja jest oparta o zdolności operacyjne. Tak więc w ramach pierwszej transzy oferuje się wynagrodzenie za najbardziej elastyczne i pewne zasoby dostępne w systemie; w drugiej - wynagrodzenie dla nieco mniej elastycznych pewnych zasobów oraz w trzeciej uzupełnia się zapotrzebowanie na moc pozostałymi zasobami, w zależności od potrzeb, do maksymalnej ilości požądanej.¹⁷

Jest to model oparty zarówno na teorii, jak i na praktyce.¹⁸ Główną obawą związaną z tym modelem jest ograniczenie płynności rynku i wzrost siły rynkowej niektórych oferentów w wyniku rozdzielania rynku mocy na transze. Chociaż nadużycie siły rynkowej jest w tym przypadku większe, to można mu przeciwdziałać w podobny sposób, jak się to robi na rynkach energii lub też jednoproduktowych rynkach mocy - poprzez niezależne monitorowanie działań rynku i konkurencji oraz raportowanie i procedury kontroli z zachowaniem reguł transparentności.¹⁹ Ten przykład pokazuje ograniczenia mechanizmów mocy związane z pobudzeniem nowych inwestycji z zachowaniem racjonalnych kosztów.

W odróżnieniu od krzywej wieloproduktowej, jednoproduktowa krzywa zapotrzebowania na moc, w rodzaju tych stosowanych w Wielkiej Brytanii oraz na kilku rynkach hurtowych w Ameryce Północnej, jest podobna do opisanych powyżej administracyjnych mechanizmów wyceniania energii lub rezerw w okresie niedoborów. Wyznacza ona zapotrzebowanie na zasoby w czasie (na przykład za 3-5 lat)²⁰ i zmniejsza przychody, które można osiągnąć na rynku energii na rzecz rynku mocy. Ustanawia ona krzywą zapotrzebowania za moc w oparciu o różnicę pomiędzy poziomem zysku oszacowanego przez administratora z nowej elektrowni na rynku energii i rynku bilansującym, a poziomem zysku ustalonego przez administratora na poziomie niezbędnym do uruchomienia inwestycji w nowe moce niezbędne dla systemu. Aukcja może zostać rozstrzygnięta dla dowolnego punktu na krzywej zapotrzebowania w zależności od ilości mocy i cen, które zostały zaoferowane. Krzywa została zaprojektowana w taki sposób, aby aukcja dostarczyła więcej mocy niż wskazuje ustalony cel - jeżeli ceny kształtują się poniżej poziomu wejścia na rynek nowobudowanej jednostki. Aukcja dostarczy mniej mocy niż wskazuje ustalony cel, jeżeli ceny ukształtują się powyżej kosztu nowobudowanej jednostki. W ten sposób, krzywa zapotrzebowania na moc jest mechanizmem służącym do stymulowania inwestycji w istniejące oraz nowe moce poprzez zapewnienie dodatkowych przychodów, których w innym razie brakuje na rynku.

Brytyjskie doświadczenia z rynkiem mocy

Mechanizm mocy w Wielkiej Brytanii jest często przedstawiany jako przykład rynku mocy, który powstał dla wsparcia bezpieczeństwa brytyjskiego systemu energetycznego i jednocześnie przeszedł weryfikację pod kątem pomocy publicznej przeprowadzoną przez Komisję Europejską.

Jednak „diabeł tkwi w szczegółach” - są pewne elementy rynku brytyjskiego, które należy brać pod uwagę rozważając porównanie rozwiązań tam zastosowanych do sytuacji w Polsce, aby uniknąć podobnych błędów:

1. Rynek mocy w Wielkiej Brytanii został wprowadzony w odpowiedzi na problem brakujących zasobów. Jednak niskie wynagrodzenie w aukcjach nie stymulowało nowych inwestycji, a wręcz przeciwnie - doprowadziło do wcześniejszego niż przewidywano wycofania niektórych jednostek wytwórczych. Niska cena w tym wypadku może być interpretowana jako sygnał, że mechanizm został wprowadzony przedwcześnie (co potwierdziła opinia Panelu Ekspertów rządu Brytyjskiego - *Panel of Technical Experts*). W efekcie nie zwiększono poziomu niezawodności systemu, a na konsumentów końcowych przeniesiono dodatkowe koszty.

2. Aby odpowiedzieć na tymczasowe problemy niezawodności systemu, wprowadzono kilka dodatkowych reform rynku, które dobrze funkcjonują. Warto je rozważyć w Polsce, bowiem poprawiają sygnały cenowe na rynku energii:

- Reforma rynku bilansującego poprzez wprowadzenie krańcowej, a nie średniej, odpłatności za niezbilansowanie (ang. *imbalance cash-out*), która umożliwia wzrost cen do podanej wartości VOLL. Ta reforma zachęca uczestników rynku do równoważenia swojej pozycji przed zamknięciem tzw. bramki handlowej (ang. *gate closure*), zmniejszając tym samym ryzyko wystąpienia deficytów mocy.
- Wprowadzenie dwóch przejściowych mechanizmów rezerwy: rezerwy bilansującej opartej na DSR oraz uzupełniającej rezerwy bilansującej. Obie opierają się o zasoby po stronie popytu oraz dodatkowe zasoby wytwórcze, gdy system jest w sytuacji krytycznej.

¹⁸ PJM wprowadził trzy różne produkty wynagradzania mocy oferowanej przez odpowiedź popytu o rosnącej wartości - ograniczona wersja DR dla lata, rozszerzona wersja DR dla lata, czterocznny DR wraz z wytwarzaniem. Por. Brattle's "Lessons Learned from Our Second Performance Assessment of PJM's Capacity Market", http://www.iso-ne.com/key_projects/fcm_redesign/other/summary_of_brattle_rpm_performance_review_for_nepool_mar_5_2012_ppt.pdf

¹⁹ S. Keay-Bright 2016, Can We Trust Electricity Prices? The Case for Improving the Quality of Europe's Market Monitoring, Regulatory Assistance Project, July 2016, <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/07/rap-keaybright-eu-market-monitoring-2016-july-1.pdf>

²⁰ Warto zaznaczyć, że krzywa zapotrzebowania jest pod względem funkcjonalnym identyczna jak krzywa zapotrzebowania opisana w pierwszym podpunkcie, jednak uwzględnia nadchodzące miesiące lub lata, a nie godziny.

¹⁷ RAP 2012, What Lies Beyond Capacity Markets, <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-hogan-whatliesbeyondcapacitymarkets-2012-aug-14.pdf>

7. Podsumowanie

W dyskusji o mechanizmie mocy warto odpowiedzieć na pytanie, jaki problem chcemy rozwiązać? W debacie toczącej się w Polsce zaznaczają się trzy główne motywacje do wprowadzenia rynku mocy:

- Rozwiązanie problemu nieproporcjonalnie szybkiego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną latem,
- Rozwiązanie problemu brakujących przychodów wytwórców,
- Rozwiązanie problemu bilansowania systemu energetycznego w perspektywie długookresowej.

Jednym z większych wyzwań, przed którym stoi polski system energetyczny, jest niewielkie zróżnicowanie zasobów energetycznych. Przy obecnej strukturze może występować problem z bilansowaniem systemu w niektórych okresach roku – szczególnie latem, kiedy nie pracują elektrociepłownie, a jednostki termiczne mają problem z chłodzeniem. Problemem konwencjonalnych jednostek wytwórczych w Europie jest niska elastyczność w dostarczaniu energii we wszystkich przedziałach czasowych oraz niska cena energii w hurcie, której przyczyną jest wiele – od niskich cen CO₂, niskich cen węgla, po zaburzone mechanizmy tworzenia cen, utrzymywanie starszych awaryjnych elektrowni w systemie, pierwszeństwo dla źródeł odnawialnych i tańszą energię w sąsiednich systemach energetycznych oraz nadpodaż energii elektrycznej przez większą część roku, która obniża ceny na rynku hurtowym. Dodatkowym problemem jest wiek jednostek wytwórczych oraz poziom zanieczyszczeń, który emitują. Polska stoi w przededniu dużej modernizacji sektora energetycznego. Dlatego priorytetem powinna stać się dywersyfikacja źródeł wytwarzania – także w kontekście zmian, których jesteśmy świadkami na międzynarodowych rynkach energii elektrycznej.

W związku z zapowiadanymi wyłączeniami bloków, kluczowe jest ustalenie obiektywnego standardu adekwatności zasobów, wobec którego będzie określany odpowiedni poziom niezawodności oraz implikowane przez niego koszty. Metodyka powinna brać pod uwagę wszystkie zasoby – zarówno po stronie podażowej i popytowej oraz uwzględniać potencjał zasobów energetycznych regionów. Konieczna jest analiza regionalnej adekwatności energetycznej, zgodnie z metodyką proponowaną przez ENTSO.

Ważny jest pogłębiony przegląd i rewizja rynku energii oraz rynku bilansującego do skorygowania sygnałów cenowych oraz otwarcia tych rynków na pełną konkurencję – również ze strony zasobów strony popytowej oraz energii z zagranicy.

Równocześnie nie można wykluczyć, że przejściowa interwencja administracyjna może być potrzebna do zapewnienia adekwatności zasobów zanim kompleksowe rozwiązania nie zostaną wdrożone. Najpowszechniej używanym modelem jest krzywa zapotrzebowania na rezerwę operacyjną (z ang. *energy-and-reserve demand curve*), która pozwala ustalić cenę na rynku bilansującym w oparciu o zaakceptowaną wartość niedostarczonej mocy. Można również rozważyć powiększenie Rezerwy Zimnej, z ustaleniem tzw. *strike price* w oparciu o ustaloną wartość niedostarczonej mocy (aby rezerwa nie zniekształcała ceny na rynku energii). Jednocześnie, ważne jest zaostrożenie kar za brak odpowiedzi na wezwanie do podjęcia produkcji.

Wprowadzenie mechanizmu wynagradzania mocy jest fundamentalną zmianą sposobu funkcjonowania rynku energii i może mieć długofalowe konsekwencje zarówno kosztowe, jak i w odniesieniu do oczekiwanych rezultatów.

Jeżeli wprowadzenie rozwiązań mocowych będzie konieczne (i tylko po wprowadzeniu powyższych rekomendacji dotyczących poprawy elastyczności i efektywności rynku energii), taki mechanizm powinien być tymczasowy i wynagradzać zasoby za ich zdolności operacyjne, tak aby najbardziej elastyczne i niezawodne zasoby w warunkach krytycznego obciążenia systemu były wynagradzane lepiej od zasobów, które charakteryzują się większą zawodnością w takich okresach. Ponadto taki mechanizm musi brać pod uwagę również zasoby strony popytowej (efektywność energetyczną i odpowiedź popytu), jak również zasoby spoza Polski. Do rozważenia jest również udział źródeł odnawialnych poprzez agregatorów.

Wprowadzenie mechanizmu wynagradzania mocy jest zadaniem kompleksowym i czasochłonnym, rozłożonym na lata, do tego osiągnięcie oczekiwanych skutków nie jest pewne. Pierwsza aukcja z dostawą mocy za 3 lata zostanie rozstrzygnięta za ok. 2 - 4 lata, a na efekty w postaci nowych jednostek będzie trzeba poczekać nawet 10 lat. Tymczasem trzeba także mieć

na uwadze zaspokojenie bieżących potrzeb, które pojawią się zanim mechanizm wynagradzania mocy przyniesie spodziewane wyniki. Rozwiązania bieżące powinny objąć efektywność energetyczną, rozwój DSR (odpowiedzi popytu) i integrację z rynkiem europejskim. Integracja rynków europejskich wymagać będzie lepszej koordynacji pomiędzy krajami w kwestii rozwiązania problemu przepływów nieplanowanych, istotna będzie zarówno rozbudowa infrastruktury przesyłowej, jak i dyskusja o strefach cenowych.

Również reforma rynku energii powinna być konsultowana z sąsiadami Polski w ramach Unii Europejskiej. Brak współpracy może oznaczać bezpowrotny odwrót od idei budowy wspólnego rynku energii elektrycznej UE, ze względu na zbyt duże różnice w funkcjonowaniu rynków energii oraz mechanizmów wsparcia.

Zapewnienie niezawodności
systemu energetycznego
a mechanizm mocy

