



FORUM ANALIZ
ENERGETYCZNYCH

RYNEK MOCY W WIELKIEJ BRYTANII

— DOŚWIADCZENIA WAŻNE DLA POLSKI

— KWIECIEŃ 2015 R.

Forum Analiz Energetycznych:
dr Joanna Maćkowiak-Pandera,
dr Jan Rączka, dr Maciej Bukowski.

AUTORZY:

Phil Baker, Edith Bayer, dr Jan Rączka

Celem Forum Analiz Energetycznych jest wsparcie debaty mającej na celu wypracowanie niskoemisyjnego modelu polskiej energetyki. FAE działa w kontekście decyzji podjętych na szczeblu europejskim na temat długoterminowej strategii sektora energetycznego do roku 2030 i poza ten termin. Celem projektu jest opracowanie kompleksowej i spójnej wizji efektywnej kosztowo transformacji rynku energii elektrycznej.

Sfinansowano ze środków
Europejskiej Fundacji Klimatycznej

www.FAE.org.pl

AGENDA

1. NAJWAŻNIEJSZE WNIOSKI	4
2. KONTEKST ANALIZY.....	5
3. RYNEK ENERGII W WIELKIEJ BRYTANII.....	6
4. MECHANIZMY WYNAGRADZANIA MOCY – OPCJE	8
5. MECHANIZM WYNAGRADZANIA MOCY WPROWADZONY PRZEZ RZĄD BRYTYJSKI	10
6. OCENA REFORMY RYNKU ENERGII W WIELKIEJ BRYTANII.....	12
7. POMOC PUBLICZNA – ZGODA KOMISJI EUROPEJSKIEJ	16
8. WNIOSKI DLA POLSKI	18
9. PODSUMOWANIE	19
10. MATERIAŁY I DEFINICJE	19

1. NAJWAŻNIEJSZE WNIOSKI

Tło wprowadzenia rynku mocy w Wielkiej Brytanii

- Rynek mocy, który jest elementem szerokiej reformy rynku energii elektrycznej, został wprowadzony w Wielkiej Brytanii w celu przeciwdziałania spadającym nawet do 4% w latach 2018-19 rezerwom mocy oraz dla pobudzenia inwestycji w moce wytwórcze.
- Inną ważną składową reformy rynku energii elektrycznej jest wprowadzenie kontraktów różnicowych dla inwestycji w moce wytwórcze, charakteryzujące się niską emisją CO₂ (energetyka jądrowa), co jest zgodne brytyjską strategią zmiany miksu energetycznego oraz zobowiązaniami unijnymi.
- Rynek mocy w Wielkiej Brytanii jest istotny dla Polski, ponieważ jest to pierwszy tego typu mechanizm zatwierdzony przez Komisję Europejską zgodnie z nowymi wytycznymi o pomocy publicznej w energetyce.

Wyniki pierwszej aukcji

- Aukcja na zapewnienie mocy za cztery lata (w sezonie 2018/2019) została przeprowadzona w grudniu 2014 roku, charakteryzowała się znaczącą nadwyżką podaży – 65 GW mocy ubiegło się o zamówienia na 48,6 GW.
- Przyznane kontrakty na zapewnienie mocy za cztery lata obciążą konsumentów kwotą 980 milionów funtów w okresie od 1 kwietnia 2018 do 31 marca 2019 roku.
- Cena rozliczeniowa ustalona na aukcji wyniosła 19,4 funta/kW/rok - znacznie poniżej ceny maksymalnej ustalonej na 75 funtów/kW/rok.
- Jeden duży projekt gazowy na 2GW oraz kilkanaście drobnych projektów otrzymały 15-letnie kontrakty (budowa nowych mocy), natomiast wszystkie pozostałe moce otrzymały 1-letnie (istniejące obiekty niewymagające modernizacji) lub 3-letnie kontrakty (istniejące obiekty wymagające modernizacji).
- Częściowo ze względu na konstrukcję rynku mocy, a częściowo ze względu na inne instrumenty wsparcia dla tego rodzaju zasobów, tylko niewielka część zasobów strony popytowej otrzymała kontrakty na pierwszej aukcji na zapewnienie mocy za cztery lata.

Rynek mocy w Wielkiej Brytanii – wnioski dla Polski

- Przed wprowadzeniem rynku mocy trzeba właściwie zidentyfikować problem i wybrać narzędzia, które pozwolą na jego rozwiązanie po najniższym koszcie dla konsumentów i gospodarki.
- Dla efektywnego wdrożenia rynku mocy kluczowe jest uwzględnienie zasobów strony popytowej, połączeń międzynarodowych, a także dostępności elektrowni. Jest to ważne zarówno ze względu na oszacowanie rzeczywistych potrzeb, obniżenie kosztów, jak też uzyskanie zgodności z unijnymi przepisami o pomocy publicznej.
- Wprowadzenie rynku mocy zbyt wcześnie może przynieść odwrotny skutek od zamierzonego (przedłużenie życia starym aktywom wytwórczym zamiast stworzenie zachęty do budowy nowych źródeł energii), nakładając na konsumentów dodatkowe koszty w zamian za niewielkie korzyści.
- Zasoby strony popytowej powinny być wynagradzane na tych samych zasadach co moce wytwórcze w celu: ograniczenia kosztów funkcjonowania systemu energetycznego, otwarcia rynku na nowe technologie, oraz zwiększenia konkurencji na rynku energii.
- Rynek mocy może negatywnie wpłynąć na przepływy energii pomiędzy krajami poprzez obniżenie relatywnej ceny energii w okresach wysokiego obciążenia krajowego systemu energetycznego, co jest zachętą do tego, żeby eksportować energię zagranicę, a nie importować.

2. KONTEKST ANALIZY

Rynek mocy jest przedmiotem poważnego zainteresowania decydentów w Unii Europejskiej. Dyskusja, która toczy się w wielu krajach członkowskich, jest spowodowana obawą o zapewnienie odpowiedniej tzw. „adekwatności zasobów”, pogarszającej się ze względu na występowanie zjawiska „brakujących przychodów” (z ang. *missing money problem*), niewystarczającego zwrotu z kapitału inwestowanego w nowe moce.

Forum Analiz Energetycznych przygotowało niniejszą publikację, żeby przedstawić mechanizm rynku mocy w Wielkiej Brytanii. Intencją autorów nie było rekomendowanie podobnych rozwiązań w Polsce, lecz krytyczna analiza rozwiązań przyjętych przez Wielką Brytanię. Mechanizm wynagrodzenia za moc (z ang. *Capacity Remuneration Mechanism – CRM*), wdrożony przez ten kraj, w 2014 roku został uznany przez Komisję Europejską za zgodny z nowymi wytycznymi o pomocy publicznej w sektorze energetyki (KE 2014). Dodatkowo w grudniu 2014 roku w Wielkiej Brytanii została przeprowadzona pierwsza aukcja na zapewnienie mocy. Jej wyniki pozwalają na wyciągnięcie praktycznych wniosków dla Polski, która rozważa wprowadzenie podobnego mechanizmu.

W niniejszym opracowaniu przedstawiono charakterystykę rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii, a w szczególności działania, które są obecnie podejmowane przez rząd w celu zachęcenia przedsiębiorstw do inwestycji w energetyce (tj. w moce wytwórcze i zasoby strony popytowej). Wielka Brytania i Polska mierzą się z podobnymi wyzwaniami. Obydwa kraje do niedawna miały do dyspozycji systemy energetyczne o wysokim poziomie rezerw, a dziś mają do czynienia z relatywnie niskim popytem na energię spowodowanym spowolnieniem gospodarczym, a także umiarkowanym (a w Wielkiej Brytanii spadającym) zapotrzebowaniem na energię w szczycie. Ze względów ekonomicznych w Polsce i Wielkiej Brytanii stare bloki energetyczne są odłączane, a ich ubytek nie jest w wystarczającym stopniu kompensowany inwestycjami odtworzeniowymi (szczególnie w Wielkiej Brytanii). Rozwój odnawialnych źródeł energii, które charakteryzują się ograniczoną dyspozycyjnością i przewidywalnością (dotyczy to szczególnie energetyki wiatrowej, a w Wielkiej Brytanii również solarnej), dodatkowo zmniejszają obciążenie mocy konwencjonalnych, pogłębiając problemy finansowe przedsiębiorstw energetycznych.

Tabela 1. Przegląd polskiego i brytyjskiego systemu energetycznego

	Polska (2013)	Wielka Brytania (2014)
Moc zainstalowana	38 GW	82 GW
Zapotrzebowanie szczytowe	25 GW	56 GW
Rezerwa mocy	13%	6%
Roczna produkcja	164 TWh	357 TWh
Roczne zużycie	163 TWh	374 TWh
Miks energetyczny	Węgiel kamienny/brunatny – 85% Gaz/olej – 5% Woda – 1% Pozostałe OZE – 9%	Węgiel kamienny 37% Gaz 27% Woda 2% Pozostałe OZE 10% Atom 19% Inne 5%

Źródło: opracowanie własne na podstawie FAE (2014), GUS (2014), National Grid (2014a, 2014b), PSE (2014).

Podobne wyzwania, przed którymi stoi Polska i Wielka Brytania, skłaniają do refleksji na temat tego, jak wykorzystać doświadczenia Brytyjczyków przy opracowywaniu wsparcia budowy nowych mocy wytwórczych w Polsce. Analizując problem warto ponadto wziąć pod uwagę wymiar europejski. Sytuacja, w której nie będzie żadnej koordynacji we wprowadzaniu mechanizmów rynku mocy lub reformy rynku energii, może doprowadzić do przeoczenia szans na znalezienie wspólnego, efektywnego rozwiązania np. w ramach procesu integracji rynku energetycznego czy mechanizmu współdzielenia rezerw, a tym samym prowadzić do dalszego wzrostu kosztów energii. Pojedynczym krajom trudniej będzie zaadresować problem adekwatności zasobów i utrzymania rentowności inwestycji w moce wytwórcze.

Niniejsze opracowanie przedstawia rynek energii w Wielkiej Brytanii oraz opisuje najważniejsze elementy reformy rynku energii. Następnie odnosi się do mechanizmów wprowadzonych w ramach rynku mocy, rozwiązań przejściowych oraz reformy rynku bilansującego. W opracowaniu przedstawiono krytyczną analizę skutków wprowadzenia rynku mocy.

3. RYNEK ENERGII W WIELKIEJ BRYTANII

3.1. ORGANIZACJA RYNKU

W Wielkiej Brytanii, podobnie jak w Polsce, funkcjonuje rynek jednoproduktowy, tzn. na rynku hurtowym handluje się samą energią elektryczną. Nie ma dodatkowego wynagrodzenia za moc, z wyjątkiem opłat za usługi systemowe i bilansujące. Odnawialne źródła energii są rozwijane w oparciu o nałożenie na sprzedawców energii obowiązku pokrywania części wolumenu z tych źródeł.

Uczestnicy rynku kupują i sprzedają energię na giełdzie (rynek dnia bieżącego, rynek dnia następnego, rynek *futures*) oraz poza giełdą (kontrakty bilateralne). Rynek energii jest zamykany na godzinę przed realną dostawą energii. W tym momencie operator systemu przesyłowego (*National Grid*) otwiera rynek bilansujący, który umożliwia zbilansowanie systemu. Na koniec operator systemu przesyłowego, korzystając z dostawców usług bilansujących i systemowych, konfiguruje oferty w taki sposób, żeby pokonać wąskie gardła w przesyłach.

Konkurencja w zakresie dostaw energii jest w Wielkiej Brytanii dobrze rozwinięta, choć koncentracja zasobów wytwarzania i dostaw energii przez sześć pionowo zintegrowanych zakładów rodzi pewne obawy o prawdziwy poziom rywalizacji pomiędzy firmami. Jest to jeden z elementów zwiększających ryzyko regulacyjne w brytyjskim sektorze energetycznym. Stało się także pretekstem do skierowania organizacji rynku detalicznego do oceny przez brytyjski urząd antymonopolowy.

Szczyt obciążenia systemu energetycznego występuje w Wielkiej Brytanii w sezonie zimowym, bezpośrednio przed Świątami Bożego Narodzenia lub w połowie stycznia¹. Ze względu na recesję gospodarczą, obciążenie szczytowe spadło w ostatnich latach do 56 GW (dla porównania

¹ Firmy obrotu energią oraz duzi odbiorcy są obciążani opłatami sieciowymi na podstawie ich przeciętnego popytu liczonego na podstawie danych z trzech okresów największego obciążenia sieci w zimie, które są wskazane przez operatora systemu energetycznego. Firmy obrotu oraz duzi odbiorcy wykorzystują odpowiedź popytu do zmniejszenia zużycia energii w tych okresach, żeby zmniejszyć opłaty, którymi są obciążani.

– w Polsce obciążenie szczytowe również występuje w zimie, wynosi 25 GW). Poprawa koniunktury gospodarczej nie przekłada się na wzrost obciążenia szczytowego. Przewiduje się, że pozostanie na tym samym poziomie lub nawet nieznacznie spadnie w kolejnych latach.

Moc zainstalowana w systemie brytyjskim to 82 GW:

- 10 GW – energetyka jądrowa
- 21 GW – bloki węglowe
- 34 GW – bloki gazowe
- 10 GW – OZE (głównie farmy wiatrowe)
- 7 GW – elektrownie szczytowo-pompowe i inne.

Rynek brytyjski dysponuje połączeniami transgranicznymi z krajami ościennymi o mocy 4,2 GW (HVDC – wysokie napięcie, prąd stały). W perspektywie dekady moc tego typu połączeń może się podwoić.

Dla porównania polski system energetyczny dysponuje mocą zainstalowaną 38,4 GW:

- 22 GW – bloki na węgiel kamienny
- 9,4 GW – bloki na węgiel brunatny
- 0,9 GW – bloki gazowe
- 3,5 GW – farmy wiatrowe
- 2,3 GW – elektrownie wodne i szczytowo-pompowe.

Połączenia transgraniczne, które umożliwiają import energii do Polski, mają moc 4,8 GW.

3.2. „ADEKWATNOŚĆ ZASOBÓW” – OBAWY

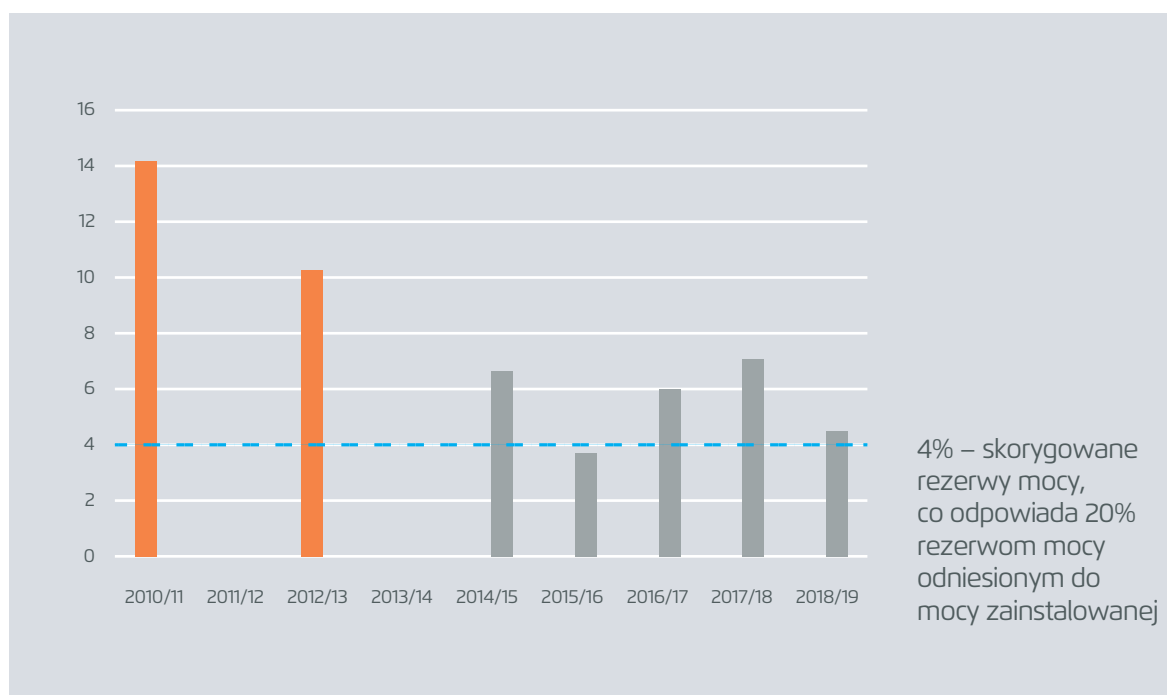
Ze względu na odłączanie starych bloków węglowych oraz zbyt niski przyrost nowych mocy wytwórczych w ostatnich latach w Wielkiej Brytanii spadły rezerwy mocy. Przewiduje się, że ten trend będzie kontynuowany w kolejnych latach (zob. Rys. 1). Zamykanie elektrowni wiąże się ze wzrostem nakładów koniecznych do spełnienia standardów środowiskowych oraz z rachunkiem ekonomicznym.

Równocześnie jest zbyt mało inwestycji w odtworzenie mocy wytwórczych. Jest to spowodowane: niskimi cenami energii związanymi ze spadkiem popytu, ryzykiem regulacyjnym i politycznym, perspektywą rozwoju odnawialnych źródeł energii. Ten ostatni czynnik powoduje, że moce konwencjonalne są coraz mniej obciążane, a też że ceny na rynku są mniej przewidywalne.

Powyższe czynniki prowadzą do spadku mocy wytwórczych. Jednak można spojrzeć na to zjawisko z drugiej strony, tzn. uwzględniając wskaźniki dostępności zasobów w systemie energetycznym, takie jak udział interkonektorów i zasobów strony popytowej w zaspokojeniu popytu szczytowego, czy poziomu dyspozycyjności elektrowni (tzn. na ile można rzeczywiście obciążyć daną elektrownię w szczycie obciążenia). Rząd Wielkiej Brytanii wybrał zachowawcze podejście, co najprawdopodobniej doprowadziło do zbyt pesymistycznej oceny zasobów, jakie będą dostępne w przyszłych latach. Bazując na tych założeniach, przewiduje się, że skorygowane rezerwy mocy spadną poniżej 4% (w odniesieniu do mocy zainstalowanej wskaźnik rezerw spada do 20%), co w sytuacji braku formalnie obowiązujących standardów niezawodności jest tradycyjnie uznawane za próg graniczny.

Przy okazji warto wspomnieć, że skorygowany wskaźnik rezerwy mocy wynosi w Polsce 13%, a po wyłączeniu starych bloków węglowych spadnie do 9% w latach 2017-2018, aby powrócić do obecnego stanu na początku przyszłej dekady². Czyli w najbardziej krytycznych latach polski system będzie miał ponad dwukrotnie wyższe rezerwy mocy niż system brytyjski. Do tego trzeba doliczyć tzw. zimną rezerwę, która dodatkowo zabezpiecza polski system energetyczny.

Rys. 1 Skorygowane wskaźniki rezerw mocy w Wielkiej Brytanii³



Źródło: obliczenia własne na podstawie Operatora Systemu Przesyłowego (National Grid 2014a, 2014b).

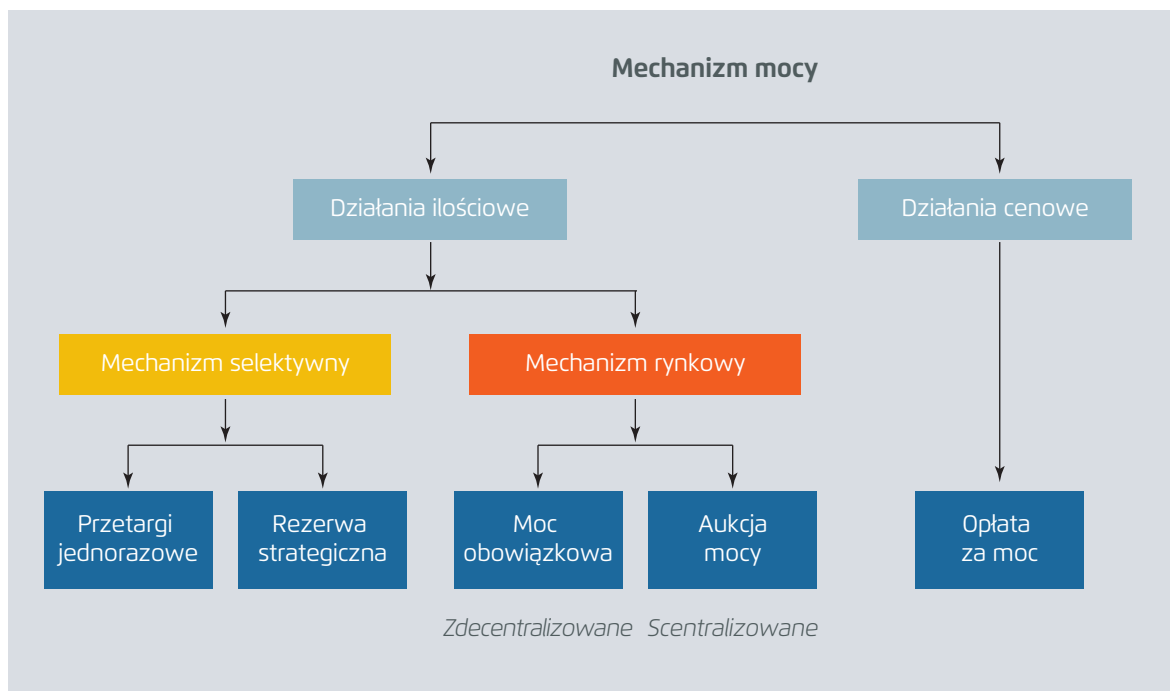
4. MECHANIZMY WYNAGRADZANIA MOCY – OPCJE

Ze względu na spadające rezerwy mocy rząd brytyjski zdecydował się na wsparcie inwestycji w nowe moce. Mechanizmy wynagradzania mocy obejmują cały wachlarz rozwiązań (zob. Rys. 2), które służą zapewnieniu dostępności odpowiedniej ilości zasobów w systemie energetycznym w zamian za dodatkowe wynagrodzenie (tzn. dodatkowe względem płatności za dostawy energii elektrycznej).

² Skorygowane rezerwy mocy są liczone w taki sam sposób (jeśli chodzi o ogólną metodę) w Polsce i Wielkiej Brytanii, czyli patrzy się, jaka była historyczna dyspozycyjność mocy dla danych technologii w okresach szczytowego obciążenia systemu energetycznego.

³ Skorygowane rezerwy mocy biorą pod uwagę oczekiwaną dyspozycyjność mocy danej klasy w okresach szczytów występujących w sezonie zimowym. Uruchamianie nowych mocy konwencjonalnych oraz OZE, jak też prognoza popytu na energię elektryczną, jest zgodna z projekcją zawartą w scenariuszu „Slow Progress”, który został opracowany przez National Grid.

Rys. 2. Systematyka mechanizmów wynagrodzenia mocy



Źródło: THEMA & COWI (2013).

Są dwie podstawowe kategorie mechanizmów wynagradzania mocy, jako punkt odniesienia przyjmujące ilość lub cenę. W tym pierwszym przypadku zostaje określony wolumen mocy do spełnienia zakładanego standardu niezawodności, natomiast cena kształtuje się w procesie kontraktowania. W drugim przypadku najpierw jest określana cena w oparciu o takie wskaźniki jak wartość utraconej mocy (z ang. *Value of Lost Load* – VOLL) lub oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania (z ang. *Lost of Load Expectation* – LOLE). Bodziec cenowy zachęca do rozbudowy mocy wytwórczych bądź zmobilizowania zasobów strony popytowej. Przykładem mechanizmu opartego na cenie jest dawny obszar handlowy obejmujący Anglię i Walię.

Mechanizmy wynagradzania mocy w oparciu o ilość mogą być selektywne lub rynkowe. Rozwiązania selektywne wykorzystują kontrakty dwustronne, które są przyznawane w trybie przetargowym. Czasami mają charakter rezerwy strategicznej. Oznacza to, że te moce są wycofane z rynku, a operator systemu energetycznego uruchamia je jedynie w sytuacjach krytycznych. Rezerwa strategiczna jest utrzymywana w Szwecji, Finlandii, Holandii i Polsce (tzw. „zimna moc”, która została zakontraktowana przez PSE w 2014 roku).

Rynkowe mechanizmy wynagradzania mocy mogą być uruchamiane albo poprzez organizację aukcji albo poprzez nałożenia na sprzedawców energii zobowiązania do zarezerwowania mocy pod swój wolumen energii. Aukcje są klasyfikowane jako rozwiązanie scentralizowane, ponieważ ich efektywne działanie wymaga określenia organizatora rynku i strony kontraktów na zapewnienie mocy. Takie rozwiązania stosowane są w USA, Irlandii, Włoszech i – od zeszłego roku – w Wielkiej Brytanii. Zobowiązania są klasyfikowane jako rozwiązania zdecentralizowane. Na przykład Francja wdrożyła taki mechanizm wynagradzania mocy.

5. MECHANIZM WYNAGRADZANIA MOCY WPROWADZONY PRZEZ RZĄD BRYTYJSKI

Pakiet działań realizowanych przez rząd brytyjski, nakierowanych na energetykę konwencjonalną, składa się z:

- Standardów niezawodności systemu energetycznego, które są konieczne do oceny „adekwatności zasobów”;
- Rynkowego mechanizmu wynagrodzenia mocy, w ramach którego w grudniu 2014 roku przeprowadzono pierwszą aukcję na zapewnienie mocy za cztery lata;
- Reformy rynku bilansującego, która polega na wzmocnieniu zachęt dla uczestników rynku do bilansowania swoich pozycji kontraktowych w ramach dostępnych narzędzi, bez angażowania operatora systemu energetycznego;
- Dwóch nowych, przejściowych mechanizmów bilansowania w celu zagwarantowania niezawodności systemu energetycznego przed sezonem zimowym 2018/2019.

5.1. STANDARDY NIEZAWODNOŚCI

Od prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych w roku 1990, Wielka Brytania nie posiada standardów niezawodności. Oczekiwano, że rynek energetyczny dostarczy odpowiednią ilość zasobów do zaspokojenia popytu. Jednak mechanizm wynagrodzenia mocy wymaga określenia standardu niezawodności, który ma być osiągnięty. Dlatego wprowadzono standardy niezawodności: oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania (LOLE) nie powinien przekraczać 3 godzin na rok. Jest on wyznaczany poprzez porównanie kosztu wejścia na rynek nowych dostawców (z ang. *Cost of New Entry* – CONE) z wartością, jaką konsumenci przypisują utraconym korzyściom spowodowanym przerwą w dostawach energii, tj. z wartością utraconej mocy (VOLL).

5.2. RYNEK MOCY

Wielka Brytania wdrożyła rynkowy mechanizm wynagradzania mocy w oparciu o wzorce z USA. Proces składa się z następujących etapów:

- Ocena wolumenu mocy potrzebnego do osiągnięcia standardu niezawodności;
- Wstępnej kwalifikacji zasobów w celu określenia całkowitego dostępnego wolumenu oraz dopuszczenia do aukcji danych jednostek;
- Aukcji w celu wybrania dostawców mocy;
- Dostarczenia mocy;
- Rozliczenia.

Na dany rok, w którym ma być zapewniona moc, organizowane są dwie aukcje. Jedna aukcja jest ogłaszana z czteroletnim wyprzedzeniem, której głównym celem jest zachęcenie przedsiębiorstw energetycznych do modernizacji bądź budowy nowych jednostek (bądź przygotowania zasobów po stronie popytowej). Ta pierwsza aukcja ma zabezpieczyć szacunkową ilość mocy potrzebną do zaspokojenia popytu za cztery lata, pomniejszoną o 2,5 GW.

Druga aukcja jest ogłaszana z rocznym wyprzedzeniem. Jej celem jest dopasowanie podaży mocy do zapotrzebowania w momencie, kiedy można wykonać bardzo dokładne prognozy popytu na energię.

Oferowane są trzy rodzaje kontraktów:

- Na aukcji z czteroletnim wyprzedzeniem
 - Jednoroczne dla istniejących mocy niewymagających modernizacji oraz dla zasobów strony popytowej;
 - Trzyletnie dla istniejących mocy wymagających modernizacji;
 - Piętnastoletnie na budowę nowych mocy;
- Na aukcji z jednorocznym wyprzedzeniem
 - Jednoroczne dla istniejących mocy wytwórczych niewymagających modernizacji oraz dla zasobów strony popytowej.

5.3. REFORMA RYNKU BILANSUJĄCEGO

Rynek bilansujący jest wykorzystywany przez operatora systemu energetycznego do zbilansowania podaży z popytem w czasie rzeczywistym. Celem reformy jest zachęcenie uczestników rynku do samodzielnego bilansowania swoich pozycji kontraktowych przed zamknięciem rynku energii elektrycznej. Opłaty za różnice mają lepiej odzwierciedlać koszt krańcowy działań bilansujących, które są podejmowane przez operatora systemu energetycznego.

W efekcie reformy ceny za różnice będą bardziej fluktuować i lepiej odzwierciedlać prawdziwą wartość niedoboru mocy. Z tego względu uczestnicy rynku będą w większym stopniu używali krótko- i długoterminowych instrumentów do zbilansowania swoich pozycji kontraktowych przed zamknięciem rynku (np. poprzez kontraktowanie usług zarządzania popytem u swoich odbiorców). W konsekwencji będzie to bodziec do inwestycji w elastyczne moce wytwórcze i zasoby strony popytowej.

5.4. MECHANIZMY PRZEJŚCIOWE

W uzupełnieniu do reformy rynku bilansującego i celem zabezpieczenia funkcjonowania systemu energetycznego do sezonu 2018/19 na rynku zostaną wprowadzone dwa przejściowe mechanizmy bilansujące. Usługi systemowe dostarczane poprzez te mechanizmy są skierowane głównie do dużych odbiorców energii, którzy dysponują bądź własnymi mocami wytwórczymi bądź możliwością elastycznego kształtowania swojego profilu zużycia. Dzięki temu te dodatkowe zasoby będą miały większy udział w zaspokajaniu popytu szczytowego. Mechanizmy przejściowe są poza rynkiem (tzn. zasoby te nie mogą jednocześnie uczestniczyć w obrocie rynkowym).

W ramach funkcjonujących rozwiązań operator systemu energetycznego przyzna kontrakty na usługi w trybie aukcyjnym. Zostaną one wycenione w taki sposób, żeby odzwierciedlać relatywną rzadkość zasobów energetycznych oraz VOLL. Operator sięgnie po te mechanizmy tylko w sytuacji krytycznej, kiedy zaistnieje wysokie ryzyko zastosowania przymusowego ograniczenia dostaw do odbiorców. Zostaną one uruchomione po wyczerpaniu potencjału rynkowego (tzn. nie wypchną z rynku mocy - zasobów szczytowych charakteryzujących się wysokim kosztem krańcowym).

5.5. WSPARCIE DLA NISKOEMISYJNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Choć nie jest to przedmiotem naszej analizy, to warto odnotować, że równoległe do reformy rynku rząd brytyjski wdraża pakiet instrumentów, które oferują wsparcie dla niskoemisyjnych źródeł energii. Obejmuje on:

- Kontrakty różnicowe (z ang. *Contracts for Differences* – CfD), które zapewniają długoterminowe, stabilne finansowanie nowych inwestycji;
- Ceny minimalne na emisję CO₂, które koryguje niskie ceny uprawnień do emisji w ramach wspólnotowego systemu handlu emisjami (z ang. *Emission Trading System* – ETS), dzięki czemu zachęta do redukcji emisji jest stabilna i przewidywalna w czasie;
- Normy emisyjne (z ang. *Emission Performance Standards* – EPS), które wymuszają niską emisyjność w nowych źródłach konwencjonalnych.

Kontrakty różnicowe docelowo zastąpią obecne zobowiązanie do zakupu części energii ze źródeł odnawialnych, które jest nałożone na sprzedawców energii. To narzędzie będzie wspierać niskoemisyjne źródła energii.

6. OCENA REFORMY RYNKU ENERGII W WIELKIEJ BRYTANII

Wprowadzane reformy budzą wątpliwości co do skuteczności wybranych narzędzi. Wywołują też pytanie o to, czy wprowadzenie rynku mocy było celowe. W pierwszej części tej sekcji analizujemy założenia przyjęte do oceny adekwatności zasobów:

- Wskaźniki dyspozycyjności mocy wytwórczych;
- Udział import z zagranicy w pokrywaniu popytu szczytowego;
- Udział zasobów strony popytowej w pokrywaniu popytu szczytowego.

Przyjęcie zbyt konserwatywnych założeń przełożyło się na niedoszacowanie dostępnych zasobów mocy w okresie szczytowego obciążenia systemu o ok. 7 GW, czyli o ponad 10%.

W drugiej części tej sekcji poddamy analizie wyniki pierwszej aukcji na zapewnienie mocy za cztery lata. Jest to materiał empiryczny, który w dużej mierze potwierdza naszą diagnozę.

6.1. ZAŁOŻENIA PRZYJĘTE DO OCENY „ADEKWATNOŚCI ZASOBÓW”

6.1.1. WSKAŹNIKI DYSPOZYCYJNOŚCI MOCY WYTWÓRCZYCH

Przyjęte wskaźniki dyspozycyjności mocy wytwórczych opartych na węglu oraz gazie w okresach szczytowego obciążenia systemu występującego w sezonie zimowym zostały niedoszacowane względem rzeczywistej dostępności tych źródeł. Przyczyna wybrania zbyt konserwatywnych wskaźników tkwi w tym, że oszacowanie rzeczywistej, historycznej aktywności tych źródeł w okresach obciążenia szczytowego odzwierciedla nie tylko techniczną możliwość obciążenia bloków, ale również rachunek ekonomiczny operatorów źródeł, którzy nie otrzymywali odpowiedniego wynagrodzenia za dostawy energii. Odnosi się to szczególnie do elektrowni gazowych, które silnie odczuły wysokie ceny gazu przy jednoczesnym spadku cen energii elektrycznej. Dane statystyczne z innych krajów, gdzie bodźce ekonomiczne są mocniejsze, pokazują, że bloki gazowe wykorzystujące te same technologie co w Wielkiej Brytanii, charakteryzują się wyższymi wskaźnikami dyspozycyjności w okresach szczytowego obciążenia systemu energetycznego. Według naszych oszacowań, błędne założenia co do dyspozycyjności bloków węglowych i gazowych spowodowały zaniżenie prognozy dostępnych mocy o przynajmniej 2 GW.

6.1.2. UDZIAŁ IMPORTU Z ZAGRANICY W POKRYWANIU POPYTU SZCZYTOWEGO

Szczegółowa analiza wykonana przez Operatora Systemu Przesyłowego (*National Grid*) wykazała, że połączenia transgraniczne mogłyby wzmocnić bezpieczeństwo systemu w okresach szczytowego zapotrzebowania. Ponadto analiza zlecona przez rząd brytyjski i Ofgem (brytyjski regulator rynków energii) wskazuje, że w zimowym szczycie ok. 60% zapotrzebowania na moc mogłoby pochodzić z wymiany międzysystemowej (Pöyry, 2003), co jest równorzędne mocy 2,5 GW. Mimo to przy projektowaniu aukcji na moc na lata 2018/2019 przyjęto, że połączenia transgraniczne w ogóle nie będą miały udziału w zaspokajaniu popytu.

6.1.3 UDZIAŁ ZASOBÓW STRONY POPYTOWEJ W POKRYWANIU POPYTU SZCZYTOWEGO

Analiza „adekwatności zasobów” wykonana przez operatora systemu przesyłowego w celu określenia wolumenu mocy, który miałby być wystawiony na aukcję na zapewnienie mocy za cztery lata, zakłada udział zasobów strony popytowej w pokryciu obciążenia szczytowego w ilości 2,5 GW⁴. Czyli przyjęto obecny stan, nie przewidując żadnego wzrostu mimo tego, że jeden z mechanizmów przejściowych jest nakierowany wyłącznie na zasoby strony popytowej (tj. utworzenie rezerwy bilansującej opartej wyłącznie na tej kategorii zasobów). Poza tym istnieje obawa, że sama konstrukcja rynku mocy, która zachęca, aby DSR uczestniczył bardziej w aukcji na zapewnienie mocy za rok niż w aukcji na zapewnienie mocy za cztery lata, znacząco ograniczy uczestnictwo DSR w rynku mocy.

Doświadczenia z innych rynków (szczególnie z PJM w USA) wskazują na możliwość pokrycia nawet 10% obciążenia szczytowego z wykorzystaniem zasobów strony popytowej. W odniesieniu do rynku brytyjskiego przekładałoby się to na 5-6 GW, czyli dwa razy więcej niż przyjęto. Tak więc niedoszacowanie perspektywicznego potencjału zasobów strony popytowej wynosi ok. 2,5 GW.

6.2. AUKCJA NA ZAPEWNIENIE MOCY ZA CZTERY LATA (GRUDZIEŃ 2014)

6.2.1. WYNIKI AUKCJI

Aukcja przeprowadzona w Wielkiej Brytanii charakteryzowała się znaczną przewagą podaży nad popytem. Złożono oferty na 65 GW w odpowiedzi na indykatywne zapotrzebowanie w wysokości 48,6 GW. W efekcie cena rozliczeniowa w wysokości 19,4 funtów/kW/rok ukształtowała się istotnie poniżej ceny maksymalnej ustalonej na 75 funtów/kW/rok, co potwierdza obawę, że rynek mocy został wprowadzony przedwcześnie.

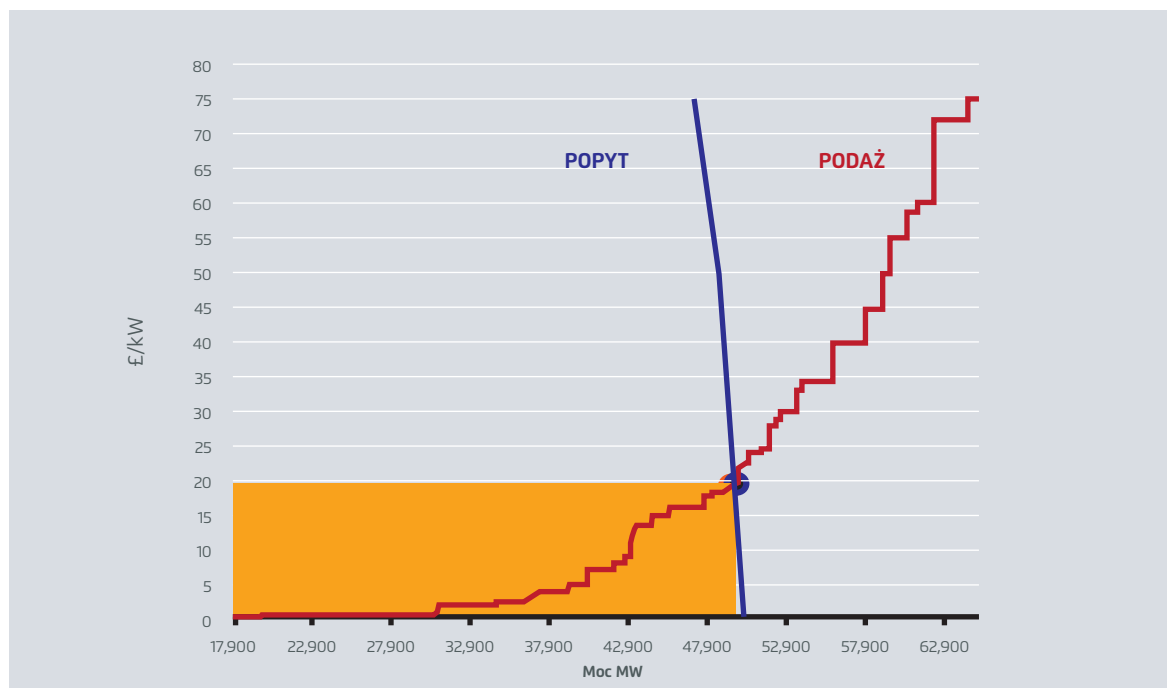
W okresie od 1 kwietnia 2018 do 31 marca 2019 roku konsumenci zostaną obciążeni kosztami rynku mocy w wysokości 980 milionów funtów. Całkowite koszty kontraktów zawartych po pierwszej aukcji dają kwotę 1,7 miliarda funtów, biorąc pod uwagę, że w kolejnych latach konsumenci będą również obciążeni płatnościami dla źródeł, które otrzymały trzyletnie kontrakty na modernizację istniejących mocy i piętnastoletnie kontrakty na budowę nowych mocy.

Krzywa podaży z pierwszej aukcji jest widoczna na Rys. 3. Można zauważyć, że 30 GW mocy złożyło oferty z niemal zerową ceną za zapewnienie mocy. Chociaż tak znaczące zasoby mo-

⁴ W rzeczywistości tylko 174 MW zasobów strony popytowej zostało zakontraktowanych na aukcji na zapewnienie dostaw za cztery lata, z tego 8 MW odnosi się do istniejących już zasobów. Taki wynik nie jest zaskoczeniem, ponieważ cały system jest tak skonstruowany, żeby zasoby strony popytowej uczestniczyły raczej w aukcji na zapewnienie dostaw za rok niż w aukcji na zapewnienie dostaw za cztery lata.

głyby pracować w systemie bez dodatkowego wynagrodzenia względem ceny za samą energię elektryczną, otrzymają one dodatkowe wynagrodzenie w wysokości 19,4 funtów/kW/rok.

Rys. 3. Krzywa podaży – aukcja na zapewnienie mocy za cztery lata, grudzień 2014, Wielka Brytania



Źródło: National Grid (2015).

Tabela 2 pokazuje, jaka była struktura ofert ze względu na rodzaj kontraktów. Moce istniejące, które nie wymagają modernizacji, uplasowały wolumen 33,6 GW. Otrzymają one kontrakty jednoroczne. Te, które wymagają modernizacji, o łącznej mocy 12,9 GW, otrzymają kontrakty trzyletnie. Natomiast nowe moce w ilości 2,6 GW, uzyskają kontrakty piętnastoletnie. Warto odnotować, że w tej ostatniej kategorii dominuje jeden duży kontrakt na 2 GW, który będzie wykorzystywał gaz w technologii CCGT.

Tab. 2. Struktura rozdziału kontraktów
– aukcja na zapewnienie mocy za cztery lata, grudzień 2014, Wielka Brytania

	Moc (GW)	Moc (%)	Liczba przyznanych kontraktów
Moce istniejące	33.6	68.2	185
Moce do modernizacji	12.9	26.2	29
Moce budowane	2.6	5.2	77
Zarządzanie stroną popytową	0.2	0.3	15

Źródło: opracowanie własne na podstawie National Grid (2015).

Zasoby strony popytowej uzyskały tylko 13 kontraktów na łączną moc 174 MW, co jest bardzo skromnym wynikiem. Jest to spowodowane dwoma czynnikami. Po pierwsze w systemie brytyjskim są inne instrumenty wspierające zasoby strony popytowej, a przystąpienie do aukcji nie było możliwe dla tych podmiotów, którzy już są w jakiś sposób wynagradzani w ramach innego mechanizmu. Po drugie mechanizm przejściowy polegający na utworzeniu rezerwy strategicznej opartej o zasoby strony popytowej jest bardziej atrakcyjny dla inwestorów, chociażby z tego powodu, że nie trzeba czekać 4 lata na uzyskanie pierwszej wypłaty. Tym niemniej ofert złożonych w aukcji było więcej, ale większość zawierała cenę wyższą od ceny rozliczeniowej i nie uzyskała kontraktów.

6.2.2. SKUTKI ZBYT ZACHOWAWCZYCH ZAŁOŻEŃ

Cena rozliczeniowa, będąca wynikiem grudniowej aukcji, jest znacznie niższa od ceny maksymalnej. Jednak przyjęcie zachowawczych założeń dotyczących potencjału dostępnego w sezonie 2018/2019 przełożyło się na wyznaczenie indykatywnego wolumenu mocy, wyższego o 7 GW od tej ilości, która będzie rzeczywiście potrzebna. Oznacza to nałożenie na konsumentów wyższego kosztu rynku mocy niż potrzeba. Analiza krzywej podaży dowodzi, że przyjęcie wyważonych założeń obniżyłoby cenę rozliczeniową do 9 funtów/kW/rok, co zredukowałoby koszty dla konsumentów o połowę.

Rozdysponowanie zbyt dużego wolumenu mocy na aukcji z dostawą za cztery lata bardzo ograniczy wolumen wystawiony na aukcję z dostawą za jeden rok, zaplanowaną na rok 2017. Jeżeli prognozowany popyt na energię będzie relatywnie nieduży, to rząd może nawet zrezygnować z ogłoszenia tej aukcji. Może to uniemożliwić wykorzystanie potencjału zasobów strony popytowej, ponieważ operatorzy tych zasobów nastawiali się na aukcję z dostawą za jeden rok, a nie za cztery lata (zasoby strony popytowej mogą otrzymać jedynie roczne kontrakty). W efekcie Wielka Brytania w stosunkowo niewielkim stopniu będzie korzystała z zasobów strony popytowej, które są zarówno efektywne ekonomicznie, elastyczne, jak też mogą być szybko zmobilizowane⁵.

6.2.3. ZACHĘTA DO BUDOWY NOWYCH MOCY WYTWÓRCZYCH

Przed pierwszą aukcją w grudniu 2014 roku toczyła się dyskusja, czy oferty ze strony deweloperów nowych mocy wytwórczych (na kontrakty 15 letnie) nie będą miały nadmiernej przewagi nad pozostałymi oferentami (którzy kwalifikują się tylko jedno- i trzyletnie kontrakty). Gdyby nieproporcjonalnie dużo kontraktów zostało przyznanych na nowe bloki energetyczne, to mogłoby to doprowadzić do przedwczesnego wyłączenia istniejących jednostek, które dotychczas radziły sobie na rynku, a także spełniały standardy techniczne i środowiskowe. Spowodowałoby to nałożenie na konsumentów dodatkowego ciężaru finansowego.

Zjawisko to nie wystąpiło. Piętnastoletnie kontrakty otrzymał tylko jeden duży projekt gazowy (2 GW) i kilkanaście małych projektów (na łączną moc 0,6 GW). Z aukcji wycofało się wiele istniejących jednostek gazowych i węglowych (o łącznym wolumenie 8,5 GW), unikając zobowią-

⁵ Potencjał zasobów strony popytowej do zmniejszenia ogólnego kosztu wdrożenia rynku mocy jest bardzo znaczący. Na przykład, zasoby strony popytowej, uczestniczące w *Reliability Pricing Model* na rynku PJM, przyczyniły się do zmniejszenia ceny z 179 dolarów/MW-doba do 16,5 dolara/MW-doba, czyli przyczyniły się od redukcji ceny o 90%.

zania do zapewnienia mocy w sezonie 2018/2019 za cenę 19,4 funta/kW/rok. Prawdopodobnie ci oferenci będą się ubiegać o kontrakty z wyższą ceną na kolejnej aukcji na zapewnienie mocy za cztery lata (odbędzie się ona w 2015 roku). Jeżeli nie otrzymają kontraktów z satysfakcjonującą ich ceną, to najprawdopodobniej wyłączą swoje bloki wytwórcze.

Na podstawie wyników z pierwszej aukcji można stwierdzić, że nie został osiągnięty podstawowy cel rządu brytyjskiego, jakim było stworzenie zachęt do budowy nowych źródeł energii elektrycznej. Z jednej strony wiele istniejących źródeł energii, które tak czy inaczej byłyby w systemie w sezonie 2018-2019 (np. elektrownie jądrowe i wodne), otrzymuje dodatkowe wynagrodzenie (z ang. *windfall profit*). Z drugiej zaś – wynagrodzenie za moc jest na tyle niskie, że nie daje wystarczającej zachęty do uruchamiania dużej liczby nowych projektów inwestycyjnych.

7. POMOC PUBLICZNA – ZGODA KOMISJI EUROPEJSKIEJ

Rynek mocy może stwarzać preferencyjne warunki gospodarcze, które nie pojawiłyby się w normalnych warunkach rynkowych, dlatego ten mechanizm jest klasyfikowany jako pomoc publiczna i wymaga notyfikacji przez Komisję Europejską.

7.1. UZASADNIENIE WPROWADZENIA RYNKU MOCY W WIELKIEJ BRYTANII

Zabiegając o zgodę Komisji Europejskiej, rząd Wielkiej Brytanii przywołał dwa pryncypia niedoskonałości rynku – problem niezawodności systemu jako dobra publicznego oraz problem „brakujących przychodów”. Te niedoskonałości rynku zostały podzielone na cztery kwestie:

1. Indywidualni odbiorcy nie są w stanie wybrać poziomu niezawodności, który im odpowiada, oraz nie są w stanie odpowiedzieć na sygnały cenowe płynące z rynku energii.
2. Ceny energii nie odzwierciedlają relatywnej rzadkości zasobów.
3. Rząd może ograniczyć wzrost cen do pewnego poziomu ze względów politycznych.
4. Rozwój niestabilnych źródeł wytwarzania będzie ograniczał wzrost cen i zmniejszał czas pracy mocy konwencjonalnych.

Chociaż dogłębna analiza wybiega poza zakres tego artykułu, to warto odnotować parę kwestii.

W odniesieniu do punktu pierwszego, jest prawdą, że większość odbiorców nie jest w stanie odpowiadać na chwilowe bodźce cenowe. Jednak więksi odbiorcy przemysłowi mają ekspozycję na ceny hurtowe i popyt na energię jest elastyczny. To zjawisko najprawdopodobniej nasili się w czasie, kiedy będą dostępne taryfy dynamiczne, które są uwarunkowane rozwojem inteligentnych liczników w sektorze gospodarstw domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstw.

W odniesieniu do punktu drugiego, oczekuje się, że wraz z reformą rynku bilansującego ceny energii będą lepiej odzwierciedlać relatywną rzadkość zasobów. Czyli ten aspekt niedoskonałości rynku zostanie ograniczony przed sezonem 2018/2019. Tak więc nie jest dobrym uzasadnieniem wprowadzenia rynku mocy. Natomiast obawa, że rząd będzie ograniczał wzrost cen ze względów politycznych, co jest opisane w punkcie trzecim, jest w gestii samego rządu.

Wpływ niestabilnych źródeł odnawialnych na ceny energii oraz wykorzystanie mocy konwencjonalnych, do czego odnosi się punkt czwarty, jest bardziej poważną kwestią. Jednakże, jasna

deklaracja rządu brytyjskiego, że ceny energii będą mogły wzrastać na tyle, żeby odzwierciedlać relatywną rzadkość zasobów, oraz reforma rynku bilansującego powinny w krótkim czasie zweryfikować, czy punkt czwarty zostanie potwierdzony w rzeczywistości, a też czy działanie rządu może dać wystarczające poczucie bezpieczeństwa dla inwestorów. Kolejnym argumentem jest to, że kiedy rynek zawiedzie, to przecież jest rezerwa strategiczna, która może zapewnić bezpieczeństwo dostaw.

7.2. DECYZJA KOMISJI EUROPEJSKIEJ

Komisja Europejska zaakceptowała rynek mocy jako pomoc publiczną dla energetyki w Wielkiej Brytanii. Przy czym wyraziła zastrzeżenia dotyczące słabości proponowanego rozwiązania. Były one omawiane w tej analizie wcześniej – zbyt zachowawcze założenia dotyczące udziału połączeń międzynarodowych i zasobów strony popytowej w pokryciu obciążenia szczytowego systemu energetycznego. Jak też przyjęcia niskich wskaźników dyspozycyjności mocy węglowych i gazowych.

Odpowiadając na zastrzeżenia Komisji Europejskiej rząd brytyjski zgodził się na uwzględnienie dostaw z zagranicy w aukcjach ogłaszanych w roku 2015 i kolejnych latach. Ponadto zobowiązał się do przeprowadzenia oszacowania „adekwatności zasobów” w oparciu o bardziej realistyczne założenia. Dzięki temu wolumen mocy zamawiany na kolejnych aukcjach będzie lepiej dopasowany do rzeczywistych potrzeb.

8. WNIOSKI DLA POLSKI

8.1. OCENA „ADEKWATNOŚCI ZASOBÓW”

Należy wziąć pod uwagę wszystkie zasoby: przepustowość interkonektorów, zasoby strony popytowej, rzeczywistą możliwość obciążenia bloków konwencjonalnych. Jak pokazują wyniki pierwszej aukcji w Wielkiej Brytanii, duży wolumen złożonych oferty od razu ujawnił błędnie przyjęte założenia do oceny „adekwatności zasobów”. Wyważone założenia są konieczne zarówno do realistycznego oszacowania potrzebnych zasobów energetycznych, ale też ze względu na uzyskanie pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej w zakresie zgodności proponowanego rozwiązania z unijnymi przepisami o pomocy publicznej.

8.2. IDENTYFIKACJA NAJBARDZIEJ EFEKTYWNEGO ROZWIĄZANIA

Zrozumienie problemu, który chcemy rozwiązać wprowadzając mechanizm rynku mocy, ma zasadnicze znaczenie dla zapewnienia efektywności proponowanego rozwiązania. Bez tego trudno jest tak zaprojektować reformy, żeby zminimalizować koszty dla odbiorców i gospodarki. Przykład Wielkiej Brytanii pokazuje, że być może reforma istniejących mechanizmów, np. rynku bilansującego i rezerwy strategicznej, byłby wystarczająca, a też relatywnie tania z punktu widzenia odbiorców. Lepiej było działać sekwencyjnie – najpierw wprowadzić reformy istniejących mechanizmów, ocenić ich efekty, a dopiero wtedy rozważać wprowadzenie rynku mocy.

8.3. WPROWADZANIE RYNKU MOCY WE WŁAŚCIWYM CZASIE

Zbyt wczesne wprowadzenie rynku mocy, tak jak to się stało w Wielkiej Brytanii, przynosi skutki odwrotne od zamierzonych. Po pierwsze przedsiębiorstwa energetyczne zaoferowały bardzo niewiele nowych projektów inwestycyjnych. Zamiast uruchomienia procesu szybkiej i głębokiej modernizacji floty wytwórczej, obserwujemy dodatkowe (często zupełnie niepotrzebne) wsparcie dla obecnie istniejących jednostek. Z jednej strony niskie ceny za moc cieszą, z drugiej zaś są zbyt słabą zachętą finansową do uruchamiania nowych projektów inwestycyjnych. Czyli odbiorcy poniosą koszt w wysokości 1,7 miliarda funtów, a w zamian zobaczą niewiele więcej inwestycji w nowe moce w porównaniu z dotychczasowymi trendami.

8.4. ZASOBY STRONY POPYTOWEJ POWINNY BYĆ TRAKTOWANE NA RÓWNI Z MOCAMI WYTWÓRCZYMI

Jeśli jest wprowadzany mechanizm wynagrodzenia za moc, to zasoby strony popytowej powinny uczestniczyć na tych samych warunkach co moce wytwórcze. Przykład Wielkiej Brytanii pokazuje, że tak się nie stało i w naszej ocenie naraziło odbiorców energii na niepotrzebny koszt w wysokości ok. 0,5 miliarda funtów. Zasoby strony popytowej mogą ubiegać się tylko o kontrakty roczne, co uniemożliwia wdrożenie bardziej złożonych i innowacyjnych projektów.

Zasoby strony popytowej mogą zostać zupełnie wykluczone z mechanizmu aukcyjnego w sytuacji, w której okaże się, że na aukcji na zapewnienie mocy za jeden rok będzie oferowany przez rząd bardzo mały wolumen mocy albo też aukcja ta zostanie anulowana. Jest to skutek zaoferowania przez rząd zbyt dużego wolumenu mocy na pierwszej aukcji na zapewnienie mocy za cztery lata. Wniosek jest taki, że deklaratywne równouprawnienie dla zasobów strony popytowej oraz mocy wytwórczych musi przełożyć się na dopracowany sposób konstruowania rynku mocy. W innym razie – tak, jak to najprawdopodobniej stanie się w Wielkiej Brytanii – zasoby strony popytowej będą w słabszej pozycji, a w efekcie odbiorcy energii poniosą nadmierne koszty.

8.5. WPŁYW RYNKU MOCY NA PRZEPŁYWY TRANSGRANICZNE

Wprowadzenie rynku mocy generuje bodźce finansowe, które zachęcają do prowadzenia wymiany handlowej pomiędzy krajami w odwrotnym kierunku niż jest to oczekiwane przez kraj, który wprowadził rynek mocy (tzn. przez kraj, który obawia się, że będzie miał niewystarczające moce w okresie wysokiego obciążenia systemu energetycznego). W kraju, w którym wdrożono rynek mocy, w okresach wysokiego obciążenia systemu energetycznego ceny za energię na rynku hurtowym będą często relatywnie niższe od cen w kraju ościennym, w którym nie wprowadzono rynku mocy. W sytuacji jednoczesnego wysokiego obciążenia obu rynków, wolne moce wytwórcze z kraju wyposażonego w rynek mocy będą więc pracować na potrzeby kraju, który nie posiada rynku mocy. Dlatego też każda reforma rynku powinna uwzględniać zjawisko tzw. *scarcity pricing*, a także skutki oddziaływań transgranicznych i doprowadzić do zminimalizowania wszelkich negatywnych efektów.

9. PODSUMOWANIE

Autorzy tego tekstu zaprezentowali analizę rynku mocy, który został wprowadzony przez Wielką Brytanię w 2014 r. Nie jest to rozwiązanie rekomendowane dla Polski. Wprost przeciwnie – zostało wskazanych szereg niedociągnięć, które osłabiają skuteczność wdrożonego narzędzia, a też narażają brytyjskich odbiorców energii na niepotrzebne koszty. Warto mieć to na uwadze dyskutując opcje dla Polski w tym obszarze.

W Polsce jest potrzebna debata na temat zmiany organizacji rynku energii, która pozwoli na długofalową poprawę niezawodności pracy systemu energetycznego – modernizację oraz budowę nowych mocy, integrację OZE w sieci. Przed podjęciem decyzji o nowej organizacji rynku energii należy zdiagnozować problem, który ma zostać rozwiązany, dokładnie go poznać, zdecydować jak rynek ma się rozwijać w przyszłości, a ostateczne decyzje podejmować po szczegółowej analizie wszystkich dostępnych opcji oraz kosztów.

10. MATERIAŁY I DEFINICJE

Materiały źródłowe:

- FAE (2014), Ryzyko wystąpienia niedoborów mocy w polskim systemie energetycznym do roku 2020, <http://www.fae.org.pl/analizy/analiza-ocena-ryzyka-wystapienia-niedoborow-pradu-do-2020-r.html>
- GUS (2014), Gospodarka paliwowo-energetyczna w 2012 i 2013 roku, <http://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/gospodarka-paliwowo-energetyczna-w-latach-2011-2012,4,8.html>
- KE (2014), Wytyczne w sprawie pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska na lata 2014-2020, 2014/C 200/01, [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628(01))
- *National Grid* (2014a), *Winter Outlook Report for 2014*, <http://investors.nationalgrid.com/reports/2013-14/plc.aspx>
- *National Grid* (2014b), *10 Year Statement Winter*, <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/Electricity-Ten-Year-Statement/>
- *National Grid* (2015), *Provisional Results Report*, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/389832/Provisional_Results_Report-Amendment.pdf
- PÖYRY (2014), *Analysis of The Correlation of Stress Periods in The Electricity Markets in GB and Its Interconnected Systems*, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/75231/poyry-analysis-correlation-tight-periods-electricity-markets-gb-and-its-interconnected-systems.pdf>
- PSE (2014), Raport roczny z funkcjonowania Krajowego Systemu Energetycznego za rok 2013, <http://www.pse.pl/index.php?did=1717>
- THEMA & COWI (2013), *Capacity Mechanisms in Individual Markets within The IEM*, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130207_generation_adequacy_study.pdf

DEFINICJE

Wartość utraconej mocy (*Value Of Lost Load – VOLL*)

Wartość VOLL jest szacunkową ceną maksymalną, którą będą gotowi zapłacić odbiorcy, aby uniknąć utraty dostaw. Wartość VOLL będzie zmienna w zależności od klasy odbiorcy: przemysłowego, komercyjnego, gospodarczego oraz dla indywidualnych odbiorów z tychże klas. Zatrzymanie się na pojedynczej wartości VOLL jest dlatego dość subiektywne aczkolwiek uważa się, że przeciętna wartość VOLL dla odbiorców w WB wynosi ok. £18,000/MWh.

Oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania (*Loss of Load Expectation – LOLE*)

LOLE oznacza liczbę godzin lub dni w roku, w których w dłuższym okresie można statystycznie oczekiwać, że podaż nie zaspokoi popytu. Gdy jest wyrażana w dniach/rok wartość LOLE porównuje szczytowe dzienne zapotrzebowanie na energię z dostępną mocą produkcyjną, jeśli jest wyrażana w godz./rok, wartość LOLE porównuje godzinne obciążenie z dostępną mocą produkcyjną. Gdy jest wyrażana jako prawdopodobieństwo, wartość LOLE jest wartością LOLP (*loss of load probability*), czyli „prawdopodobieństwem niepokrycia zapotrzebowania”.

Opłaty za różnice (*Imbalance Cash-Out Prices*)

Są to płatności otrzymywane lub uiszczane za wszelkie różnice zbilansowania pozycji strony w chwili zamknięcia giełdy a faktycznym wynikiem. Jeśli producentowi „brakuje”, tzn. wynik jest niższy, niż pozycja kontraktowa w chwili zamknięcia, musi on dokupić energię na giełdzie za cenę opłaty różnicowej. Jeśli producent ma „nadwyżkę”, czyli wynik jest wyższy, niż pozycja kontraktowa, sprzedaje ją na giełdzie po cenie opłaty różnicowej. W przypadku popytu zachodzi sytuacja odwrotna.

Obecnie w Wielkiej Brytanii stosuje się system „podwójnych” opłat różnicowych. Jeśli różnica bilansowa danej strony potęguje brak zbilansowania systemu, wówczas stosuje się opłatę odzwierciedlającą ostatnie 500 MWh działalności operatora systemowego. Jeśli różnica bilansowa zmniejsza niezbilansowanie systemu, stosuje się cenę odzwierciedlającą średnią cenę hurtową energii. System „podwójnych” opłat różnicowych zostanie zastąpiony przez pojedyncze, krańcowe opłaty różnicowe w ciągu 2015 roku.

Linia wysokiego napięcia prądu stałego (*High Voltage Direct Current – HVDC*)

Obwody transmisji HVDC łączą systemy przesyłowe nie jednocześnie, lecz asynchronicznie. Innymi słowy, połączone systemy przesyłowe mogą działać na różnych częstotliwościach. System przesyłowy w WB jest podłączony do Europy kontynentalnej poprzez układ HVDC.

Transmisja HVDC ma jeszcze jedną zaletę polegającą na tym, że przepływy obwodów mogą być kontrolowane bezpośrednio, bez konieczności zastosowania takich urządzeń jak „przesuwniki fazowe” lub „pobudzacze kwadraturowe”, co ma miejsce w przypadku transmisji prądu zmiennego.

Kontrakty różnicowe (*Contract for Differences – CfD*)

Umowa między kupującym a sprzedającym towar, w której kupujący zobowiązuje się do zapłacenia sprzedającemu różnicy pomiędzy umówioną wcześniej ceną „wykonania” towaru i wartością tego towaru określoną poprzez rzeczywistą cenę tego przypadku. W ramach nowego

brytyjskiego mechanizmu wsparcia dla niskich emisji, producenci niskoemisyjni otrzymają dopłatę w wysokości różnicy cen, jeśli cena hurtowa energii spadnie poniżej uzgodnionej ceny wykonania, natomiast oddadzą różnicę, jeśli rzeczywista cena hurtowa w danym przypadku będzie wyższa niż cena wykonania.

Mechanizm wynagradzania za moc (*Capacity Remuneration Mechanisms – CRM*)

Mechanizmy, które zapewniają producentom energii lub innym dostawcom mocy dodatkowe wynagrodzenie w zamian za udostępnianie i zapewnienie mocy, oprócz przychodów uzyskanych bezpośrednio z rynku energii. Jak opisano w analizie, CRM może przybierać różne formy.

A series of horizontal dotted lines for taking notes.

