



POLITYKA ENERGETYCZNA – ENERGY POLICY JOURNAL

2017 ♦ Tom 20 ♦ Zeszyt 1 ♦ 67–82

ISSN 1429-6675

Krzysztof KUSZ*

Bilansowanie handlowe niespokojnych źródeł wytwórczych – ujęcie i wycena

STRESZCZENIE: W artykule przeanalizowano wiele konsekwencji wzrostu penetracji rynku energii elektrycznej przez odnawialne źródła energii, w tym w szczególności źródła niespokojne. Przegląd zagranicznej literatury przedmiotu pozwolił na określenie potencjalnych skutków wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji ogółem. Do głównych tendencji należą Merit Order Effect, czyli wypychanie energetyki konwencjonalnej, spadek cen na rynku hurtowym oraz silna ujemna korelacja cen energii elektrycznej na rynku spot z wielkością generacji wiatrowej. Określone zostały również niezbędne kierunki rozwoju i konieczne do wprowadzenia zmiany na polskim rynku energii. Konsekwencją rozwoju generacji w źródłach niespokojnych jest wzrost zmienności cenowej na rynku spot, co prowadzi do zwiększenia ryzyka systematycznego uczestnictwa w rynku energii. Wzrost zmienności cen energii powoduje z kolei konieczność ponoszenia coraz wyższych kosztów bilansowania obciążających wynik finansowy sprzedawców zobowiązanych. Wielkość ponoszonych kosztów rośnie wraz z zwiększającym się udziałem produkcji OZE, a w szczególności niespokojnych źródeł wytwórczych takich jak farmy wiatrowe. Istnieje zatem konieczność wprowadzenia zmian w systemie funkcjonowania OZE na rynku konkurencyjnym. Poziom rozwoju rynku OZE oraz jego rosnący udział pozwala sądzić, że wytwórcy OZE powinni wziąć większą odpowiedzialność za koszty bilansowania handlowego. Dalsze przenoszenie kosztów na spółki zobowiązane może doprowadzić do trwałej utraty pozycji konkurencyjnej na rynku względem spółek, które takim kosztem nie są obciążone.

SŁOWA KLUCZOWE: OZE, bilansowanie handlowe, koszty zastąpienia, źródła niespokojne

* Doktorant, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Gdański, Gdańsk.

Wprowadzenie

Wzrost udziału generacji Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) w bilansie energetycznym jest trendem zauważalnym w większości krajów Unii Europejskiej. Zgodnie z założeniami przyjętymi przez Komisję Europejską (COM(2015) 80) udział energii elektrycznej produkowanej z OZE ma znacząco wzrosnąć do roku 2030, z obecnego poziomu 21% do poziomu wynoszącego co najmniej 27% w ilości wytworzonej energii ogółem. Zauważalne są również ambitniejsze propozycje sugerujące wzrost udziału energii produkowanej w OZE nawet do poziomu 45% (Gonzalez i Zucker 2015). Rosnący udział OZE znacząco oddziałuje na ceny energii elektrycznej na hurtowych rynkach energii, gdzie wyraźnie obserwowalny jest tzw. Merit Order Effect, czyli wypieranie konwencjonalnych jednostek wytwórczych o relatywnie wysokich kosztach zmiennej produkcji energii, przez dotowane dedykowanymi formami wsparcia jednostki OZE. Mechanizm wypierania przy stałym poziomie zapotrzebowania chwilowego na energię elektryczną powoduje przesunięcie krzywej podaży w prawo, co skutkuje niższymi cenami i „wyrzuceniem” droższych elektrowni ze stosu ofert rynkowych (Ketterer 2014; Sensfuß i in. 2008). Koszty krańcowe produkcji energii elektrycznej ze źródeł niespokojnych, do których zaliczane są źródła wiatrowe i źródła solarne, są równe zero. Oznacza to, że są to źródła pierwszego wyboru w trakcie wyznaczania cen na rynku dnia następnego (Vilim i Botterud 2015).

Kolejną cechą rynków o rosnącym udziale źródeł niespokojnych jest wzrost rynkowych cen energii na rynkach intraday oraz spot w momentach, gdy z uwagi na niesprzyjające zjawiska atmosferyczne wolumen produkcji OZE jest niewielki. Wysokie ceny energii są obserwowane jedynie w niewielkim zakresie godzin, a ogólna tendencja do spadku cen jest utrzymana. Na rynkach energii o wysokiej penetracji źródeł OZE dostrzegalny jest spadek średnich rocznych cen energii, przy jednoczesnym wyraźnym wzroście cen maksymalnych i spadku cen minimalnych. Przedstawiona sytuacja jest związana ze wzrostem zmienności cen energii.

Następstwem rosnącego znaczenia źródeł niespokojnych są rosnące koszty bilansowania systemu elektroenergetycznego narażanego na nagłe zmiany wolumenu produkcji źródeł niespokojnych, które muszą być kompensowane przez uruchamianie źródeł konwencjonalnych. W dłuższym horyzoncie czasowym wspomniany wcześniej efekt wypierania skutkuje zmniejszeniem stopy zwrotu z inwestycji, co prowadzi do zmniejszenia globalnego poziomu inwestycji w nowe moce wytwórcze. Jest to niepokojące zjawisko, które może prowadzić w przyszłości do degradacji infrastruktury wytwórczej (Browne i in. 2015). Rosnące koszty bilansowania systemu elektroenergetycznego mogą być zmniejszane poprzez odpowiedni rozwój rynku natychmiastowego intraday, który pozwala na rekalkulację złożonych uprzednio ofert i tym samym dostosowanie prognozowanej pozycji rynkowej zgodnie z najświeższymi danymi. Wzrostowi generacji nieprzewidywalnej towarzyszy wzrost znaczenia rynku intraday, który powinien być ważnym ogniwem pozwalającym na zmniejszanie kosztów bilansowania (Weber 2010).

Rosnący udział źródeł niespokojnych powoduje również liczne zagrożenia dla funkcjonowania sieci przesyłowej, a przede wszystkim dystrybucyjnej. Nowy paradygmat europejskiej poli-

tyki energetycznej zakłada coraz większe wykorzystanie lokalnych źródeł wytwórczych, a co za tym idzie, odejście od skoncentrowanej energetyki konwencjonalnej. System oparty na licznych i rozproszonych źródłach lokalnych wymaga innego podejścia do infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, gdzie większy nacisk powinien zostać położony na infrastrukturę dystrybucyjną. Nowa struktura wytwórcza wymaga większej elastyczności niż miało to miejsce do tej pory. System elektroenergetyczny jako całość będzie zmierzał w kierunku systemu, podlegającemu mniejszemu zakresowi planowania przez jego większą decentralizację (Mureddu i in. 2015). Z drugiej strony wielu autorów zwraca uwagę na konieczność ponoszenia dodatkowych nakładów inwestycyjnych, a w niektórych przypadkach odtworzeniowych, na jednostki rezerwowe, które zapewniają odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw energii w sytuacji, gdy z uwagi na niekorzystne warunki atmosferyczne, poziom generacji wiatrowej jest zbyt mały, żeby zbilansować system energetyczny. Uważa się, że poziom niezbędnych inwestycji w jednostki rezerwowe rośnie proporcjonalnie wraz ze wzrostem ilości OZE w danym systemie. Taki stan rzeczy potęguje negatywne tendencje cenowe na rynku hurtowym sprzyjając wzrostowi zmienności cen energii przy jednoczesnym spadku średnich cen (Vandezande i in. 2010). Odpowiedzią na powyższy problem zdaje się być koncepcja mechanizmów płatności za moc rekompensujących elektrowniom konwencjonalnym straty powstałe na skutek spadku cen energii, które przyczyniają się do dekapitalizacji sektora wytwórczego. Na rynku energii widoczne są dwie przeciwstawne i wzajemnie wykluczające się tendencje. Pierwsza objawia się wzrostem penetracji rynku przez OZE, co prowadzi w konsekwencji do spadku cen energii konwencjonalnej i przyczynia się do wzrostu zmienności cen spot, a tym samym wzrostu ryzyka. Wtórny efekt spadku cen rynkowych energii może być degradacja konwencjonalnej infrastruktury wytwórczej oraz znaczący spadek rentowności notowany w energetyce konwencjonalnej. Drugą tendencją jest konieczność intensyfikacji procesów odtworzeniowych w energetyce konwencjonalnej, których moc zainstalowana powinna rosnać proporcjonalnie do wzrostu ilości mocy zainstalowanej w OZE. Zadanie to jest niewykonalne bez stworzenia odpowiednich systemów wsparcia, z uwagi na spadające ceny energii, małą rentowność produkcji i wysokie ryzyko inwestycyjne. Prowadzi to w konsekwencji do duplikowania systemu tworząc dwa systemy elektroenergetyczne, które ze względu na komplementarność muszą współistnieć. Paralelność systemu prowadzi do duplikacji mechanizmów wsparcia, które są również konieczne w celu budowania źródeł konwencjonalnych, bez których bezpieczeństwo dostaw energii byłoby istotnie zagrożone. Rozwój koncepcji mechanizmów wsparcia w formie płatności za dostępność mocy występuje już w kilku europejskich krajach, a w innych toczą się prace nad wprowadzeniem takich mechanizmów. Obszerny przegląd możliwych mechanizmów wsparcia można spotkać w pracy (Olsina i in. 2014). Rozwój mechanizmów wsparcia za dostępną moc odbywa się obecnie na płaszczyźnie poszczególnych państw, co jest przedmiotem krytyki ze strony komisji europejskiej, która jako jeden z priorytetów uważa wewnątrzspółnotowy rynek energii, obejmujący również zintegrowane mechanizmy wsparcia, które będą pozwalały na przekraczanie obecnych granic poszczególnych systemów przesyłowych o czym więcej w pracy (Mastropietroa i in. 2015).

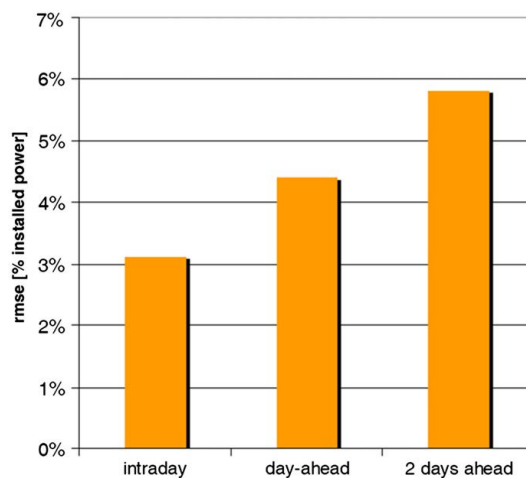
Zaprezentowano część negatywnych konsekwencji i wyzwań, przed którymi stoi Unia Europejska w celu zrealizowania paradygmatu dekarbonizacji i zmniejszenia emisji CO₂. Patrząc na

powyższe przez pryzmat polskiego rynku energii elektrycznej można dostrzec, że zaobserwowane przez zagranicznych badaczy tendencje są uniwersalne i dotyczą również polskiego rynku energii elektrycznej. Warto przy tym zwrócić uwagę na fakt, że o ile w innych państwach członkowskich przeważa forma wsparcia w postaci feed-in tariff (COM(2013) 439), o tyle w Polsce w pomoc producentom OZE zaangażowane są również spółki publiczne poprzez mechanizm gwarantowania ceny zakupu energii elektrycznej, której wysokość bywa niejednokrotnie nieadekwatna do sytuacji na rynku konkurencyjnym (cena rynku spot). Prócz jawnych mechanizmów wsparcia występują również jego ukryte formy, które w sposób wyraźny obciążają przedsiębiorstwa zobligowane do zakupu odnawialnej energii. W niniejszym artykule na podstawie ogólnodostępnych danych obliczono koszty bilansowania handlowego, które są ponoszone przez spółki zmuszone do zakupu energii z OZE. Są one ponoszone przez spółki publiczne bez mechanizmu ich zwrotu. Prowadzi to do zaburzenia konkurencji na polskim rynku energii, obniża wartość dla akcjonariuszy spółek obciążonych dodatkowymi kosztami bilansowania i obniża możliwości inwestycyjne spółek publicznych.

1. Rodzaje kosztów bilansowania źródeł OZE

Wzrost liczby zainstalowanych źródeł niespokojnych powoduje przyrost globalnych kosztów bilansowania handlowego z uwagi na wzrost zmienności generacji w systemie elektroenergetycznym. Prognozowanie produkcji źródeł wiatrowych odbywa się głównie pod kątem handlu na rynku spot. W związku z tym, że prognoza jest tworzona na jeden dzień przed dostawą energii, a skala zmienności zjawisk atmosferycznych jest duża, prognoza wolumenu produkcji obciążona jest błędem. Operator sieci przesyłowej (OSP) jest wskazany jako instytucja dbająca o bezpieczeństwo energetyczne kraju. W zakresie opracowanych procedur realizuje on bilansowanie techniczne zapewniające stałą równowagę pomiędzy całkowitą ilością energii odebranej i dostarczonej do sieci. W ramach rynku bilansującego OSP jest stroną transakcji zakupowo-sprzedazowych, dokonywanych z uczestnikami rynku bilansującego (Rubanowicz i Prondziński 2014). Operator jest tym samym odpowiedzialny za stworzenie i nadzorowanie rynku służącego bilansowaniu pozycji handlowych poszczególnych spółek. Pozycje te składają się z tysięcy różnych transakcji zakupowo-sprzedazowych dokonywanych z wyspecjalizowanymi spółkami obrotu na rynku hurtowym, jak również z mniejszymi podmiotami będącymi częścią tzw. rynku lokalnego. Po drugiej stronie znajdują się finalni odbiorcy energii, a saldo pozycji spółki i sprzedaży do odbiorców finalnych jest pozycją spółki na rynku bilansującym. Biorąc pod uwagę konstrukcję rynku energii trzeba mieć na uwadze, że rynek bilansujący jest jednym z dwóch miejsc powstawania kosztów bilansowania handlowego spółek (poza rynkiem bilansującym dla spółek obrotu miejscem powstawania kosztów jest również rynek spot). Główna część kosztów bilansowania powsta-

je już na wcześniejszym stadium, czyli rynku spot. To właśnie ten rynek służy dopasowaniu pozycji hurtowej spółki obrotu do prognozowanego zapotrzebowania odbiorców. Większość energii dostarczanej do klientów końcowych sprzedawana jest w ofertach obejmujących okres dostaw od 1 roku do 3–4 lat. W ślad za tym również rynek hurtowy energii elektrycznej oparty jest na wystandaryzowanych kontraktach o rocznym okresie dostaw. Wolumen energii takich kontraktów stanowi 76% całkowitego wolumenu obrotu energii z dostawą na dany rok, bez udziału rynku bilansującego (obliczenia własne na podstawie danych OTC oraz TGE). Spółki obrotu są więc narażone w znacznym stopniu, na bilansowanie odchyłań wynikających z długoterminowej pozycji spółki, rozumianej jako zmiana pozycji w dobie $n - 1$ w kontekście prognozowanej pozycji długoterminowej. Każda spółka obrotu powinna wypracować metody pozwalające na minimalizację różnic pomiędzy pozycjami długoterminowymi a pozycją spot. Zadanie to jest o wiele łatwiejsze w sytuacji, gdy na pozycję spółki obrotu składają się jedynie wystandaryzowane kontrakty terminowe, oraz sprzedaż energii klientom detalicznym, którą można, w sposób relatywnie dokładny prognozować. Nie ma natomiast dobrych metod prognozowania długoterminowego, które by ze znaczącą dokładnością wskazywały poziom generacji źródeł niespokojnych. Jest to obszar obciążony bardzo dużym błędem nawet w horyzoncie rynku dnia następnego. Błąd prognozy w zakresie prognozowania źródeł wiatrowych znacząco maleje wraz ze skróceniem okresu prognozy (rys. 1). Spółki posiadające w swoim portfelu znaczną ilość źródeł niespokojnych są obciążone dużo wyższymi kosztami bilansowania.



Rys. 1. Pierwiastek błędu średniokwadratowego (RMSE) generacji wiatrowej na terenie Niemiec [%]
Źródło: Weber 2010

Fig. 1. Relative forecast error for aggregated production of all German wind farms [%] (Weber 2010)

Drugim rodzajem kosztów bilansowania systemu są specyficzne usługi systemowe, świadczone przez wytwórców energii (źródła konwencjonalne) na potrzeby zrównoważenia rynku i podtrzymania mocy w krytycznych węzłach systemu elektroenergetycznego. Tego rodzaju

koszty są pokrywane przez budżet PSE. Do tego katalogu usług są zaliczane m.in.: operacyjna rezerwa mocy, prace interwencyjne, interwencyjna rezerwa zimną i redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP (IRIESP 2015). Wymienione usługi nie mają bezpośredniego wpływu na koszty ponoszone przez uczestników rynku. Mają jednak swoje odzwierciedlenie w cenach rynkowych, a w szczególności w cenach na rynku bilansującym. Brak jest spójnej definicji mówiącej, czym jest bilansowanie na rynku hurtowym energii elektrycznej. W Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej zawarta jest następująca definicja: „Uczestnikiem Rynku Bilansującego jest podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP (dalej nazywaną Umową przesyłania), na mocy, której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej części IRiESP”. Z punktu widzenia OSP przez bilansowanie handlowe rozumiemy rozliczenia różnicy pomiędzy pozycją zadeklarowaną przez spółkę w zgłoszeniu umowy sprzedaży energii (USE) a rzeczywistą pozycją spółki. Innymi słowy, koszty bilansowania ponoszone na rynku bilansującym organizowanym przez OSP, dotyczą tylko i wyłącznie różnicy pomiędzy pozycją zadeklarowaną w dobie $n - 1$ a fizycznym wykonaniem. Jest to jednak ułamek całkowitych kosztów bilansowania spółek pełniących funkcje podmiotu zobowiązanego w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródła energii (Ustawa o OZE 2015).

2. Charakter powstawania kosztów bilansowania źródeł OZE

Na rynku energii występuje silna ujemna korelacja pomiędzy cenami energii elektrycznej a poziomem generacji wiatrowej. Powoduje to, że średnia ważona cena energii wyprodukowanej w danym roku w źródłach wiatrowych jest niższa od średniej rynkowej. Na podstawie danych publikowanych przez PSE obliczono poziom korelacji opisanych współczynnikiem Pearsona oraz współczynnikiem rang Spermmana w okresie trzech ostatnich lat. Celem otrzymania stacjonarnych szeregów czasowych bazowano na pierwszych różnicach cen oraz pierwszych różnicach generacji wiatrowej. Badany był okres trzech ostatnich lat łącznie oraz rozdzielnie, a dla 2015 roku dokonano uszczegółowienia z podziałem na dni wolne oraz dni robocze. Odpowiednie współczynniki zostały wyznaczone osobno dla każdej z 24 godzin. Większość otrzymanych współczynników korelacji jest istotna na poziomie ufności $\alpha = 0,05$. Otrzymane wyniki wskazują na wzrost korelacji w badanym okresie, co zostało potwierdzone przez oba zastosowane współczynniki. Najwyższy poziom korelacji mierzonej zarówno współczynnikiem Spermmana, jak i Pearsona zanotowano w godzinie handlowej 6 w dniach wolnych od pracy w roku 2015. Wartość współczynników wynosiła odpowiednio $-0,80$ oraz $-0,74$ dla współczynnika Pearsona oraz Spermmana. Dostrzeżono, że najwyższe poziomy korelacji notowane są w godzinach nocnych (od godziny 1 do godziny 6 oraz godziny 23 i 24), w których występuje silna ujemna

TABELA 1. Współczynniki korelacji Pearsona pomiędzy wielkością generacji wiatrowej a poziomem cen rynkowych
 TABLE 1. The Pearson correlation coefficients between the size of wind generation and the level of market prices

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2013-2015	-0,63	-0,62	-0,60	-0,60	-0,61	-0,50	-0,25	-0,27	-0,24	-0,21	-0,17	-0,16	-0,16	-0,17	-0,17	-0,21	-0,23	-0,22	-0,22	-0,22	-0,21	-0,42	-0,47	-0,58
2013	-0,61	-0,54	-0,51	-0,50	-0,48	-0,34	-0,14	-0,16	-0,14	-0,21	-0,25	-0,25	-0,28	-0,27	-0,31	-0,31	-0,32	-0,35	-0,36	-0,31	-0,35	-0,45	-0,36	-0,52
2014	-0,58	-0,58	-0,57	-0,58	-0,56	-0,43	-0,16	-0,21	-0,17	-0,15	-0,17	-0,17	-0,18	-0,19	-0,19	-0,25	-0,28	-0,26	-0,26	-0,23	-0,18	-0,36	-0,48	-0,59
2015	-0,67	-0,69	-0,68	-0,69	-0,72	-0,65	-0,35	-0,42	-0,39	-0,30	-0,17	-0,16	-0,15	-0,16	-0,16	-0,18	-0,35	-0,34	-0,38	-0,30	-0,37	-0,50	-0,54	-0,62
2015_R	-0,67	-0,69	-0,67	-0,67	-0,72	-0,63	-0,33	-0,38	-0,39	-0,26	-0,13	-0,13	-0,13	-0,14	-0,14	-0,16	-0,37	-0,36	-0,41	-0,33	-0,39	-0,50	-0,54	-0,65
2015_W	-0,70	-0,72	-0,73	-0,76	-0,77	-0,80	-0,70	-0,70	-0,62	-0,52	-0,47	-0,38	-0,37	-0,37	-0,37	-0,38	-0,32	-0,26	-0,30	-0,15*	-0,33	-0,53	-0,58	-0,59

* Brak istotności współczynnika.

Źródło: OFFPEAK 2015.

TABELA 2. Współczynniki korelacji Spermmana pomiędzy wielkością generacji wiatrowej a poziomem cen rynkowych
 TABLE 2. The Spermman correlation coefficients between the size of wind generation and the level of market prices

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2013-2015	-0,56	-0,56	-0,54	-0,55	-0,57	-0,46	-0,26	-0,29	-0,28	-0,30	-0,33	-0,33	-0,34	-0,33	-0,32	-0,32	-0,33	-0,35	-0,36	-0,35	-0,38	-0,45	-0,46	-0,54
2013	-0,51	-0,49	-0,44	-0,43	-0,43	-0,31	-0,18	-0,19	-0,17	-0,22	-0,26	-0,26	-0,28	-0,27	-0,30	-0,30	-0,29	-0,31	-0,34	-0,34	-0,40	-0,43	-0,39	-0,45
2014	-0,55	-0,55	-0,54	-0,55	-0,55	-0,40	-0,17	-0,22	-0,22	-0,24	-0,27	-0,28	-0,28	-0,29	-0,25	-0,27	-0,31	-0,34	-0,35	-0,31	-0,31	-0,43	-0,51	-0,58
2015	-0,62	-0,63	-0,63	-0,65	-0,69	-0,62	-0,39	-0,44	-0,42	-0,42	-0,46	-0,44	-0,44	-0,43	-0,42	-0,40	-0,39	-0,41	-0,42	-0,44	-0,44	-0,50	-0,50	-0,58
2015_R	-0,62	-0,65	-0,65	-0,65	-0,69	-0,61	-0,41	-0,45	-0,46	-0,44	-0,49	-0,47	-0,47	-0,47	-0,48	-0,46	-0,44	-0,46	-0,48	-0,51	-0,51	-0,54	-0,53	-0,63
2015_W	-0,62	-0,59	-0,61	-0,67	-0,70	-0,74	-0,67	-0,69	-0,63	-0,58	-0,55	-0,51	-0,52	-0,47	-0,42	-0,40	-0,38	-0,35	-0,32	-0,29	-0,33	-0,45	-0,44	-0,52

Źródło: PEAK 2015.

korelacja. Dodatkowo siła korelacji w zakresie godzin nocnych zwiększa się w przypadku dni wolnych od pracy. W godzinach szczytu wyższy poziom osiąga współczynnik korelacji Spearmana, co wskazuje na istnienie monotonicznej zależności o charakterze nieliniowym. Średni poziom współczynnika korelacji Pearsona dla dni roboczych 2015 roku wyniósł $-0,28$ podczas gdy współczynnik Spearmana wskazywał na poziom $-0,48$. Wzrost współczynników korelacji na przestrzeni badanego okresu, ma bezpośredni związek ze wzrostem mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych (FW), co przekłada się na większy udział produkcji tego rodzaju źródła w produkcji ogółem. Omawiane wyniki przedstawione są w tabeli 1 i 2.

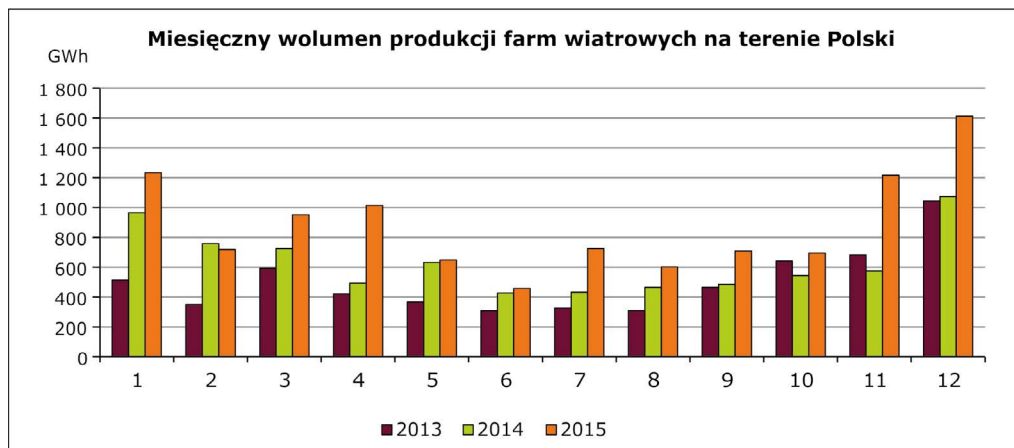
Współczynnik korelacji rang Spearmana wskazuje na wyższy poziom korelacji w godzinach szczytowych aniżeli współczynnik Pearsona. Poziom korelacji wyraźnie wzrósł pomiędzy rokiem 2013, a 2015. Średni poziom współczynnika korelacji wzrósł w tym okresie z poziomu $-0,33$ do poziomu $-0,49$.

Zaprezentowane powyżej macierze korelacji tłumaczą mechanizm powstawania kosztów bilansowania wśród spółek skupujących energię produkowaną w FW. Występowanie silnej ujemnej korelacji pomiędzy poziomem cen rynku dnia następnego a wolumenem generacji wiatrowej w godzinach nocnych oraz w godzinach tzw. spoza szczytu, przekłada się na wysokie koszty bilansowania wśród spółek kupujących tę energię. Wskazane koszty bilansowania powstają w sytuacjach dużego poziomu generacji, gdy ceny energii mocno spadają, a spółki są zmuszone do sprzedaży nadwyżek energii po niskich cenach rynku dnia następnego. W odwrotnej sytuacji, gdy poziom generacji jest niewielki, spółki są zmuszone do uzupełniania niedoborów w cenach znacznie odbiegających od cen średnich.

3. Poziom kosztów bilansowania źródeł wiatrowych w Polsce

W latach 2013–2015 poziom generacji wiatrowej znacząco wzrósł w Polsce (rys. 2). Zgodnie z danymi PSE poziom generacji w roku 2013 wyniósł 6200 GWh, a w ciągu dwóch lat wzrósł o 75,8% osiągając poziom 10 585 GWh. Tak znaczący przyrost jest wynikiem wzrostu mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym w tym okresie, z poziomu 2580 MW w styczniu 2013 roku do poziomu 4822 MW w grudniu 2015 roku (na podstawie danych prezentowanych przez PSE w Planach Koordynacyjnych Miesięcznych). Wzrostowi generacji wiatrowej towarzyszy wzrost zmienności cenowej na rynku dnia następnego energii elektrycznej. Tak jak zostało to dowiedzione wcześniej dla wybranych godzin, nawet około 64% zmienności cenowej, jest wyjaśniona zmiennością generacji wiatrowej¹. Zakładając, że źródła wiatrowe są podmiotami działającymi na konkurencyjnym rynku energii, i tak jak inne przedsiębiorstwa zabezpieczają swoją pozycję wytwórczą kontraktami standardowymi na rynku

¹ Współczynnik determinacji R^2 dla godziny 6 w dni wolne od pracy wskazuje poziom $(-0,8)^2 = 0,64$.



Rys. 2. Wielkość miesięcznej generacji źródeł wiatrowych na terenie PSE w okresie 2013–2015
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

Fig. 2. Size of the monthly generation of wind sources in the PSE in the period 2013–2015

giełdowym, będą ponosiły z tego tytułu koszty bilansowania terminowego. W obecnych ramach prawnych, poprzez gwarancje stałej ceny sprzedaży energii elektrycznej po cenie określonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, źródła wiatrowe nie ponoszą kosztów bilansowania terminowego. Odpowiedzialność za koszty bilansowania terminowego ponoszą spółki zobowiązane do zakupu energii ze źródeł OZE w myśl ustawy o OZE, a sam poziom omawianych kosztów wynika z różnicy pomiędzy wolumenem zabezpieczonym w umowach terminowych a fizyczną generacją energii FW. W strukturze portfela zabezpieczającego spółki zobowiązane uwzględniają sezonowość produkcji FW, gdzie najwyższy poziom generacji jest osiągnięty w okresie zimowym, a najniższy w okresie letnim. Powoduje to konieczność sprzedaży większej ilości kontraktów terminowych w okresach wzmożonej produkcji.

Badając ex post poziom kosztów bilansowania źródeł wiatrowych, dokonano dwóch założeń. W celu uniknięcia wpływu zmienności cen terminowych i spotowych na wynik bilansowania założono, że kwartalne ceny terminowe, po jakich FW sprzedały energię w kontraktach terminowych, są równe kwartalnym cenom spotowym (średnia arytmetyczna). Brak takiej restrycji powodowałby silne zaburzenia w uzyskanych wynikach, wywołane przez różnice pomiędzy ceną zabezpieczenia a ceną rynku bazowego (tzw. ryzyko bazy). Stąd też założono, iż różnica ta wynosi 0 zł dla każdego okresu, a koszty bilansowania spowodowane są wyłącznie niekorzystnym profilem produkcji FW. Drugim założeniem było wykorzystanie metody najmniejszych kwadratów do doboru wolumenu kwartalnych kontraktów zabezpieczających w taki sposób, aby kwadrat różnic wartości energii generowanej i energii zakontraktowanej był jak najmniejszy. Minimalizując odchylenie wartości zakontraktowanej i generowanej energii, korzystano z grafików godzinowych, aby odzwierciedlić profil generacji i uwzględnić korelację cen i generacji. Tym samym dopasowano poziom kontraktacji do poziomu generacji ex post, przez co wskazano optymalny poziom kontraktacji zabezpieczającej dla wykonanej generacji z uwzględ-

nieniem profilu cenowego rynku spot. Wyznaczono tym samym minimalny poziom kosztów bilansowania nie zrównoważonej podaży energii źródeł wiatrowych.

Przy znanych wielkościach cen godzinowych P_i , cen kwartalnych P_q oraz wolumenach generacji wiatrowej w każdej godzinie x_i , dostosowano wolumen kontraktacji terminowej x_q w taki sposób, aby metodą najmniejszych kwadratów otrzymać optymalne dopasowanie mocy kontraktów terminowych MKT, co opisane zostało we wzorze 1. Krokiem dla dobrania odpowiedniej mocy kontraktów zabezpieczających była moc 25 MW.

$$MKT = \min \sum_{i,Q=1}^n (X_i P_i - X_q P_q)^2 \quad (1)$$

Zgodnie z opisaną metodą została wyznaczona optymalna, z jej punktu widzenia, wielkość kontraktów Forward będących zabezpieczeniem produkcji energii wiatrowej. W niniejszej pracy założono, że ceny terminowe energii elektrycznej w danym okresie dostawy są równe cenom obserwowanym na rynku dnia następnego. Pomimo że obie ceny są równe, w konsekwencji bilansowania dobowo-godzinowego, stykamy się z różnymi profilami cen, gdzie na skutek tzw. *merit order effect*, im mniej generacji FW, tym cena energii jest wyższa i odwrotnie. Jest to powodem, dla którego zgodnie z opisaną metodą w każdym z szacowanych kwartałów mamy do czynienia z kosztami powstającymi w wyniku bilansowania długoterminowej pozycji zabezpieczającej względem fizycznego wykonania. Różnice pomiędzy energią zakontraktowaną a fizycznie wygenerowaną trzeba zbilansować sprzedając nadwyżki energii oraz skupując energię w momentach występowania deficytów. Koszty opisanego bilansowania mają charakter długoterminowy, tj. powstają na skutek zawarcia kontraktów długoterminowych. Co do zasady transakcje terminowe mają zabezpieczyć wytwórców przed gwałtownym spadkiem cen na rynku spot, względem cen rynku terminowego na dany okres kontraktacji. Cena, po której jest zabezpieczana pozycja wytwórcza, nie jest ostateczna i efektywna, ponieważ nie uwzględnia kosztów bilansowania źródła.

Koszty wynikające z powyższej analizy zostały przedstawione w tabelach 3, 4 i 5.

TABELA 3. Koszt zastąpienia (bilansowania) kontraktacji terminowej w roku 2013

TABLE 3. Long term imbalances cost in 2013

Kwartał	Cena terminowa [PLN/MWh]	Moc [MW]	Wolumen kontraktacji terminowej [MWh]	Generacja FW [MWh]	Koszt zastąpienia [PLN/MWh]	Koszt zastąpienia [PLN]
1	159,15	650	1 404 000	1 455 580	6,96	10 128 190
2	148,94	500	1 092 000	1 097 122	2,87	3 148 358
3	160,65	475	1 048 800	1 100 417	5,26	5 783 881
4	146,46	1 000	2 208 000	2 366 856	9,93	23 504 013
Suma			5 752 800	6 019 975	7,07	42 564 442

TABELA 4. Koszt zastąpienia (bilansowania) kontraktacji terminowej w roku 2014

TABLE 4. Long term imbalances cost in 2014

Kwartał	Cena terminowa [PLN/MWh]	Moc [MW]	Wolumen kontraktacji terminowej [MWh]	Generacja FW [MWh]	Koszt zastąpienia [PLN/MWh]	Koszt zastąpienia [PLN]
1	161,26	1 075	2 322 000	2 449 708	8,81	21 576 044
2	175,97	775	1 692 600	1 554 139	12,03	18 694 588
3	190,02	600	1 324 800	1 383 251	8,55	11 825 892
4	191,73	825	1 821 600	2 192 099	26,17	57 360 000
Suma			7 161 000	7 579 197	14,44	109 457 069

TABELA 5. Koszt zastąpienia (bilansowania) kontraktacji terminowej w roku 2015

TABLE 5. Long term imbalances cost in 2015

Kwartał	Cena terminowa [PLN/MWh]	Moc [MW]	Wolumen kontraktacji terminowej [MWh]	Generacja FW [MWh]	Koszt zastąpienia [PLN/MWh]	Koszt zastąpienia [PLN]
1	145,91	1 250	2 698 750	2 903 150	9,86	28 621 879
2	154,77	925	2 020 200	2 122 052	8,25	17 507 979
3	172,05	850	1 876 800	2 034 465	13,38	27 215 105
4	155,18	1 500	3 313 500	3 586 939	11,77	42 233 002
Suma			9 909 250	10 646 605	10,86	115 577 965

Kontrakty terminowe oznaczają stuprocentową przewidywalność przepływów pieniężnych w okresie zabezpieczenia poprzez fakt, iż są to kontrakty standardowe o stałym wolumenie i stałej mocy. W przypadku kontraktu zawieranego z wytwórcą generującym energię elektryczną w instalacji wiatrowej, nie ma pewności grafika dostaw. Powoduje to konieczność zakupu brakującego wolumenu energii i odsprzedaży nadwyżek na rynku dnia następnego. Z punktu widzenia ryzyka, zawierając kontrakt terminowy zabezpieczone zostaje ryzyko wolumenu i ceny. W przypadku kontraktów z FW jest znany zarówno wolumen, jak i wypadkowa cena energii elektrycznej z uwagi na konieczność bilansowania kupowanej energii względem produktu standardowego. Wyliczone w powyższych tabelach koszty wynikają z zastąpienia kontraktacji opartej na standaryzowanych kontraktach terminowych o znanym z góry wolumenie, kontraktami z wytwórcami FW o nieznanym wolumenie. Koszty te są kosztami zastąpienia, alternatywnymi do sytuacji, w której w portfelu nie ma żadnych wytwórców FW. Sumaryczne koszty rosną wraz ze wzrostem ilości energii generowanej w źródłach wiatrowych. Jednostkowe koszty

wynikają zarówno z penetracji rynku przez źródła niestabilne, jak i ze zmienności cen na rynku spot. Im wyższy poziom zmienności cen na rynku, tym wyższy koszt jednostkowy przy danym poziomie generacji.

Obliczone powyżej koszty bilansowania w obecnych ramach prawnych ponoszone są przez spółki zobligowane do zakupu energii elektrycznej ze źródeł OZE. Jest to konsekwencja przyjętego modelu wsparcia, przy czym wskazane koszty bilansowania obciążają wyniki przedsiębiorstw zobowiązanych, wpływających na ich wynik finansowy, pogarszając tym samym ich kondycję finansową oraz zdolność do konkutowania na rynku energii. Na przestrzeni ostatnich trzech lat koszty bilansowania długoterminowego wzrosły znacząco osiągając zarówno w roku 2014, jak i 2015 poziom znacznie przekraczający 100 mln zł. Postępująca liberalizacja rynku energii, wraz z dalszym rozwojem OZE może potężnie obciążać zdolność do konkutowania sprzedawców zobowiązanych w przyszłości. Z uwagi na stale rosnące koszty bilansowania należy poddać pod dyskusję obecny kształt mechanizmów wsparcia, rozpatrując czy poziom rozwoju polskiego rynku nie pozwala już na pełną samodzielność źródeł odnawialnych na rynku energii. Konieczność wspomnianych zmian mających doprowadzić do większej odpowiedzialności OZE za koszty bilansowania została wskazana w dokumencie Komisji Europejskiej pt. European Commission guidance for the design of renewables support schemes, gdzie za preferowany mechanizm wsparcia uznano system aukcyjny.

Potwierdzeniem powyższej konstatacji stwierdzającej, że ryzyko bilansowania i kontraktacji przenoszone jest na sprzedawców zobowiązanych, może być zastosowanie dobrze znanego z rynku kapitałowego Modelu Markowitza dla portfela składającego się z dwóch aktywów. Pierwszym aktywem jest długa pozycja w kontraktach opiekujących na energię elektryczną produkowaną w FW, drugą jest pozycja sprzedażowa na rynku standardowych kontraktów terminowych. Zmienność cen w kontraktach zawartych na rynku terminowym oznaczmy jako σ_T . Założono, iż analizowany portfel znajduje się w okresie dostawy. Oznacza to, że cena portfela terminowego jest znana i nie podlega fluktuacjom, stąd jego wariancja jest równa zero. Po drugiej stronie równania są kontrakty zakupowe na energię elektryczną FW. Przy założeniu, że rynkiem bazowym dla tego typu kontraktów jest rynek spot, z uwagi na bardzo wysoką korelację pomiędzy poziomem cen spot a wolumenem generacji FW, można przyjąć, iż zmienność cen kontraktu jest równa zmienności cen rynku dnia następnego [σ_S]. W takim układzie wariancja portfela złożonego z tych dwóch klas aktywów można wyznaczyć za pomocą wzoru 2:

$$\sigma_P^2 = \sigma_S^2 W_S^2 + \sigma_T^2 W_T^2 + 2COV_{ST} W_T W_S \quad (2)$$

gdzie, kowariancję można opisać wzorem 3:

$$COV_{ST} = \sigma_S \sigma_T \rho_{ST} \quad (3)$$

Ponieważ w skład portfela wchodzi kontrakty terminowe będące przedmiotem dostawy o określonym z góry wolumenie i cenie, można przyjąć, że $\sigma_T = 0$, z czego wynika, że

$CO_{VST} = 0$. Dlatego też wariancja portfela jest zależna od wariancji cen na rynku spotowym i wynosi $\sigma_P^2 = \sigma_S^2 W_S^2$. Powyższe dowodzi, że wariancja portfela złożonego z krótkiej pozycji w kontraktach terminowych na energię elektryczną będących przedmiotem dostawy oraz długiej pozycji w kontraktach FW jest zależna tylko i wyłącznie od wariancji kontraktu FW. Ryzyko portfela dwóch aktywów w okresie dostawy jest generowane wyłącznie przez kontrakty FW.

Podsumowanie

W pracy zostały wskazane koszty bilansowania terminowego (koszty zastąpienia) związane z generacją wiatrową na terenie KSE. Udowodniono, że wzrost generacji i penetracji rynku energii przez FW prowadzi do wzrostu zmienności cenowej oraz przyczynia się do wzrostu kosztów bilansowania terminowego na rynku energii. W okresie 2013–2015 koszty bilansowania długoterminowego wyniosły łącznie ponad 267 mln zł, tj. ponad 11 PLN/MWh w odniesieniu do wolumenu generacji wiatrowej. W związku z tym istnieje zasadne pytanie dotyczące możliwości zmian systemu wsparcia, dotyczącej rozwoju konkurencyjnego rynku energii w Polsce, jak i w przyszłości wspólnotowego rynku energii. Istotność poziomów generacji wiatrowej osiągnęła punkt, w którym zmiany wydają się niezbędne, na co również wskazują dokumenty Komisji Europejskiej. Koszty bilansowania mają tendencję wzrostową na przestrzeni ostatnich trzech lat, co jest wynikiem wzrostu penetracji rynku energii przez źródła niestabilne. Dodatkowo zostało zaprezentowane, że z punktu widzenia analizy portfelowej, portfel złożony z długiej pozycji w kontraktach z FW oraz z krótkiej pozycji w kontaktach o charakterze zabezpieczającym posiada wariancję wynikającą tylko i wyłącznie z pozycji w kontraktach z FW. Powstaje przy tym pytanie – w jaki sposób można zabezpieczać ryzyko portfela generowane przez źródła niestabilne? Obecnie dostępne na rynku instrumenty finansowe nie gwarantują możliwości efektywnego sposobu zabezpieczenia pozycji kontraktowej spółki z perspektywy kontraktów zawartych z źródłami niespokojnymi.

Literatura

- BROWNE i in. 2015 – BROWNE, O., POLETTI, S. i YOUNG, D. 2015. How does market power affect the impact of large scale wind investment in ‘energy only’ wholesale electricity markets? *Energy Policy* 87, s. 17–27.
- GONZÁLEZ-APARICIO, I. i ZUCKER, A. 2015. Impact of wind power uncertainty forecasting on the market integration of wind energy in Spain. *Applied Energy* 159, s. 334–349.
- KETTERER Janina, C. 2014. The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics* 44, s. 270–280.

- MASTROPIETROA i in. 2015 – MASTROPIETROA, P., RODILLA, P. i BATLLE, C. 2015. National capacity mechanisms in the European internal energy market: Opening the doors to neighbours. *Energy Policy* 82, s. 38–47.
- MUREDDU i in. 2015 – MUREDDU, M., CALDARELLI, G., CHESSA, A., SCALA, A. i DAMIANO, A. 2015. *Green Power Grids: How Energy from Renewable Sources Affects Networks and Markets*. PLOS ONE September 3 2015.
- OLSINA i in. 2014 – OLSINA, F., PRINGLES, R., LARISSON, C. i GARCÉS, F. 2014. Reliability payments to generation capacity in electricity markets. *Energy Policy* 73, s. 211–224.
- RUBANOWICZ, T. i PRONDZIŃSKI, Z. 2015. Bilansowanie niezrównoważonej podaży źródeł wytwórczych – dodatkowe koszty na konkurencyjnym rynku energii. *Aktualne problemy w elektroenergetyce zeszyt 2*. Konferencja APE'15, czerwiec 2015.
- SENSFUB i in. 2008 – SENSFUB, F., RAGWITZ, M. i GENOESE, M. 2008. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 36, s. 3086–3094.
- VANDEZANDE i in. 2010 – VANDEZANDE, L., MEEUS, L., BELMANS, R., SAGUAN, M. i GLACHANT, J.M. 2010. Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration. *Energy Policy* 38, s. 3146–3154.
- VILIM, M. i BOTTERUD, A. 2014. Wind power bidding in electricity markets with high wind penetration. *Applied Energy* 118, s. 141–155.
- WEBER, C. 2010. Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. *Energy Policy* 38, s. 3155–3163.
- European Commission guidance for the design of renewables support schemes, Brussels 5.11.2013, COM(2013) 439. [Online] Dostępne w: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf [Dostęp: 5.11.2013].
- A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, Brussels 25.2.2015, COM(2015) 80. [Online] Dostępne w: https://setis.ec.europa.eu/system/files/Communication_Energy_Union_en.pdf [Dostęp: 25.02.2015].
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015 poz. 478. [Online] ADostępne w: <http://isap.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20150000478> [Dostęp: 20.02.2015].

Krzysztof KUSZ

Market balancing of intermittently renewable energy sources. Recognition and measurement

Abstract

This paper shows analysis consequences of the increasing penetration of the Renewable Energy Sources (RES) on the Energy market, especially taking into consideration. Foreign literature overview allows the potential effect of increasing of RES generation in overall energy production to be defined. The main

trends may include the Merit Order Effect, a decrease in wholesale energy prices and a strong negative correlation between RES output and energy prices. This knowledge may allow the necessary directions of development and required changes on the Polish energy market to be defined. The consequences of the increasing amount of Intermittent Renewable Energy Sources [IRES] is of the growth of the price volatility on the spot market, which leads to the expansion of systematic risk in the energy market as a whole. An increase in the volatility of energy prices also leads to incurring an increasingly high cost of imbalances aggravating the earnings of obliged vendors. The size of the balancing cost grows along with the increasing share of the production of renewable energy and, in particular, intermittent generation sources such as wind farms. Therefore, there is a need for changes in the functioning of RES in a competitive market. The level of development of the renewable energy market and its growing share suggests that producers of renewable energy should take on more responsibility for the costs of imbalances. Further transmission of this cost to the obliged companies may lead to the permanent loss of their competitive position in the market, in relation to those that are not burdened with this expense.

KEYWORDS: intermittent renewable sources, imbalances cost, market prices, replacement value

