

doi:10.15199/48.2017.04.20

## Analiza wpływu generacji źródeł wiatrowych na poziom kształtowania się cen energii elektrycznej na rynku SPOT

**Streszczenie.** W artykule opisano wyniki przeprowadzonego badania wpływu generacji ze źródeł wiatrowych na kształtowanie się poziomu cen na rynku fizycznym spot dla energii elektrycznej. Opracowany model wykorzystano do oceny wpływu dynamiki przyrostu mocy zainstalowanej i sprawności źródeł na poziom cen. W referacie przedstawiono także historyczną zmienność wpływu generacji wiatrowej oraz rekomendacje handlowe.

**Abstract.** The article describes the results of conducted analysis concerning the impact of wind sources generation on the level of electricity prices on the physical SPOT market. Developed model was used to assess the impact of the growth rate of the installed capacity and the efficiency of sources on the electricity price level. The paper also presents the historical volatility of the impact of wind generation and trading recommendations as well. (**Analysis of the impact of wind sources generation on the level of electricity prices on the SPOT market.**)

**Słowa kluczowe:** generacja wiatrowa, ceny energii elektrycznej, współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej

**Keywords:** wind power, electricity prices, utilization of installed capacity

### Wstęp

W dniu 10 stycznia 2007 roku Komisja Europejska po raz pierwszy przedstawiła do publicznej wiadomości zarys proponowanej, całkowicie nowej europejskiej polityki energetycznej. Ogłoszony w tym dniu komunikat [1] zawierał wstępny pakiet działań mający na celu doprowadzić Unię Europejską do osiągnięcia efektywnej, bezpiecznej i niskoemisyjnej gospodarki o zrównoważonym zużyciu energii. Dokument zarysował trzy główne cele do osiągnięcia na poziomie Unii Europejskiej: 1. Zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o minimum 20 % do 2020 roku w odniesieniu do roku 1990 roku. 2. Zwiększenie udziału energii odnawialnej w finalnym zużyciu energii do 20 %. 3. zwiększenie efektywności wykorzystania energii o 20 % do 2020 roku.

Finalnie dyrektywą 2009/28/WE [1] z dnia 23 kwietnia 2009 roku Komisja Europejska ustaliła obowiązkowe cele dla poszczególnych krajów w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii do 2020 roku. Dla Polski obowiązek ten został ustalony na poziomie 15 %. Aby osiągnąć te cele, kraje członkowskie zostały zobowiązane do stworzenia wewnętrznych mechanizmów wsparcia.

Historia promowania energetyki odnawialnej w Unii Europejskiej jest jednak o wiele dłuższa. Dyrektywą 2001/77/EC z 27 września 2001 roku ustalono pierwsze cele, dla 15 krajów członkowskich. Dotyczyły one poziomu produkcji energii ze źródeł odnawialnych [3]. Dyrektywa ta przypisała istotną rolę dla krajowych mechanizmów wsparcia, które poprzez prawidłowe działanie miały promować rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE). Akcesja nowych krajów, w tym Polski do struktur wspólnotowych spowodowała rozszerzenie celów intrykatywnych, co miało odzwierciedlenie w noweli Dyrektywy z 23 września 2003 r. Na mocy tych zapisów Polska otrzymała cel w postaci udziału energii z odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu na poziomie 7,5 % do 2010 roku.

Polska została zobowiązana do dostosowania wewnętrznych przepisów do nowych regulacji. W związku z tym w marcu 2005 roku został opracowany funkcjonujący do obecnej chwili model wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej z OZE oparty o system tzw. „świadectw pochodzenia”. Świadectwa pochodzenia wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie danych dostarczonych za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego terenie działania

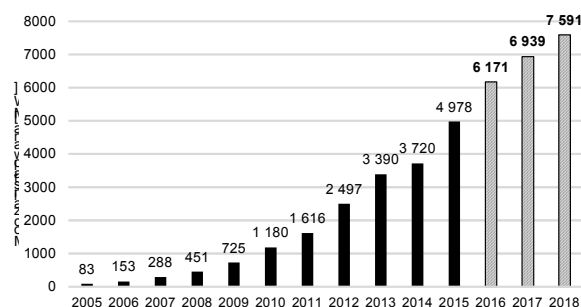
znajduje się odnawialne źródło energii. Powstałe w wyniku konwersji świadectw pochodzenia Prawa majątkowe mają charakter zbywalny i od 28 grudnia 2005 r. są przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE S.A.).

Od tego momentu w Polsce nastąpił gwałtowny rozwój energetyki opartej o wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych. Energia ta jest w znacznej mierze sprzedawana na fizycznym rynku SPOT na TGE S.A. Rok 2015 zakończył się odnotowaniem największego w historii funkcjonowania giełdy energii wolumenu obrotu na Rynku Dnia Następnego (RDN), który wyniósł 25,08 TWh i był większy o 5,6 % w odniesieniu do 2014 roku [4].

W kontekście postępującej zmiany charakteru generacji i struktury mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym zasadne wydaje się przeprowadzenie analizy, której celem jest zbadanie, czy zwiększająca się moc elektrowni wiatrowych ma wpływ na kształtowanie się cen energii elektrycznej na rynku SPOT.

### Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych

Na zakończenie 2005 roku zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) [4] moc zainstalowana źródeł wiatrowych wynosiła 83,28 MW. Przez okres kolejnych 10 lat moc zainstalowana systematycznie wzrastała, by na koniec 2015 roku osiągnąć 4978 MW [6]. Tylko w samym 2015 roku przyłączono do sieci rekordowe 1258 MW nowych instalacji wiatrowych, co stanowi 34 % wzrost w odniesieniu do 2014 roku. Analizując dane URE można stwierdzić, że w okresie ostatnich 10 lat do polskiego systemu elektroenergetycznego przyłączano średniorocznie 489 MW.



Rys. 1. Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w latach 2005 – 2015 wraz z prognozą Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. na lata 2016 -2018 [5,6]

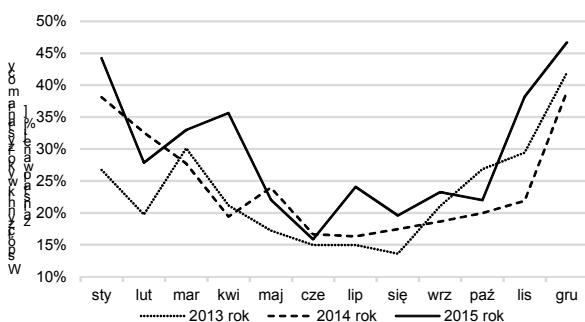
Zgodnie z danymi zamieszczonymi w bilansach mocy zawartych w rocznych planach koordynacyjnych, które są corocznie publikowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.), moc zainstalowana w źródłach wiatrowych ma systematycznie wzrastać w kolejnych trzech latach. Wyraźny wzrost mocy zainstalowanej w 2015 roku wynikał z faktu planowanych na dzień 1 stycznia 2016 roku zmian w systemie wsparcia. Funkcjonujący mechanizm ma być zastąpiony przez system aukcyjny. Inwestorzy z uwagi na szereg ryzyk związanych z implementacją nowego mechanizmu, w istotny sposób przyspieszyli tempo prac, aby inwestycje mogły zakwalifikować się do wsparcia na dotychczasowych zasadach.

W grudniu 2015 roku Sejm uchwalił ustawę, która odroczyła zmianę mechanizmu wsparcia o sześć miesięcy, wskazując połowę 2016 r., jako nowy termin jej obowiązywania. Promowanie budowy nowych mocy wytwórczych w OZE bez względu na formę mechanizmu wsparcia przyczyni się zatem do istotnego przyrostu mocy, w tym w szczególności mocy w źródłach wiatrowych, co jest istotne z perspektywy celu badawczego postawionego w referacie.

### Wykorzystanie mocy zainstalowanych elektrowni wiatrowych na terenie Polski

Przedstawiany w procentach, obliczany jako stosunek sumy wyprodukowanej energii do sumy energii teoretycznej, jaką mogłaby wyprodukować instalacja wiatrowa pracując z mocą nominalną, to wartość znana jako współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej. Teoretyczna wartość współczynnika jest jednym z najważniejszych dla inwestora kryteriów służących do podjęcia decyzji o rozpoczęciu inwestycji. Na ostateczną wielkość współczynnika ma wpływ wiele zmiennych. Są nimi warunki meteorologiczne, wahania mocy wynikające z uwarunkowań technicznych, charakterystyka turbin wynikająca z zależności generacji od poziomu wietrzności oraz sama lokalizacja farmy wiatrowej [6].

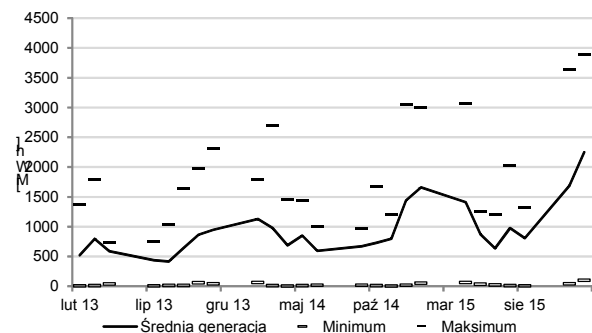
PSE S.A. w publikowanych miesięcznych planach koordynacyjnych zakłada współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej źródeł wiatrowych zlokalizowanych na terenie polskiego systemu elektroenergetycznego na poziomie 10 %.



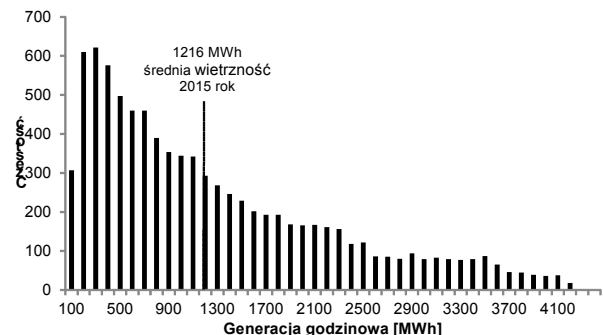
Rys. 2. Miesięczne wartości współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej w wietrze w latach 2013 – 2015, na podstawie danych **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**

Na rysunku 2 zilustrowane zostały dane, na bazie których wykonano obliczenia rzeczywistych, miesięcznych współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej. Współczynniki zostały obliczone poprzez zestawienie średniej miesięcznej generacji z wiatru ze średnią miesięczną mocą zainstalowaną w źródłach wiatrowych w polskim systemie elektroenergetycznym w ostatnich trzech latach. Dokonując analizy danych można sformułować kilka istotnych wniosków. Średni współczynnik

wykorzystania mocy za ostatnie trzy lata ukształtował się na poziomie 25,59 %. Miesiące letnie: czerwiec, lipiec oraz sierpień charakteryzują się najniższą średnią wietrznością i współczynnikiem wykorzystania mocy w przedziale od 13,59 % w sierpniu 2013 roku do 24,06 % w lipcu 2015 roku ze średnią na poziomie 17,04 %. Okres późnej jesieni oraz zimy, w którym występują największe różnice ciśnień i temperatury, sprzyja wysokiej wietrzności i charakteryzuje się wyższą generacją ze źródeł wiatrowych. Średnie wykorzystanie mocy za styczeń, luty oraz listopad i grudzień w ostatnich trzech latach wyniosło 33,85 %. Statystycznie miesiącami o największej wietrzności są styczeń oraz grudzień, w których padają kolejne rekordy sumarycznej generacji z farm wiatrowych. Wyjątkowy pod tym względem okazał się grudzień 2015 roku. Przy średniej mocy zainstalowanej na poziomie 4822 MW farmy wiatrowe wyprodukowały 1,68 TWh energii elektrycznej, co finalnie ukształtowało współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie 46,68 % i średnią wietrzność na poziomie 2250,86 MW. Należy jednak podkreślić, że nawet przy tak dużej generacji wystąpiło kilka godzin, w których łączna godzinowa produkcja z farm wiatrowych spadła poniżej 200 MWh. Coroczny wzrost wykorzystania mocy zainstalowanej wynika zdaniem autorów z postępu technologii, instalowania turbin dostosowanych technologicznie do warunków wietrzności występujących na terenie Polski oraz lokalizowania farm na terenach o najlepszych parametrach wietrzności.



Rys. 3. Minimalna, maksymalna oraz średnia godzinowa generacja z farm wiatrowych w latach 2013 – 2015

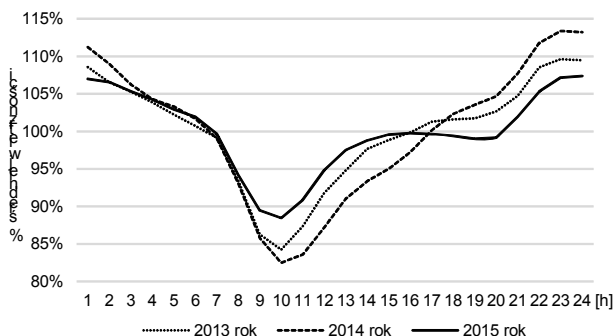


Rys. 4. Rozkład godzinowej generacji z farm wiatrowych w 2015 roku

Pomimo ukształtowania się średniego współczynnika wykorzystania mocy ze źródeł wiatrowych na poziomie ponad 25 % mocy zainstalowanej za ostatnie 3 lata oraz nieustannemu rozwojowi technologicznemu, wielkość mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych bez wsparcia w postaci magazynowania nadwyżek energii nie może być traktowana jako źródło stabilnej mocy w systemie elektroenergetycznym i wymaga rezerwowania. Minimalne wielkości godzinowej generacji ze źródeł wiatrowych **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.** były wielokrotnie

mniejsze od 100 MWh. W ciągu 36 miesięcy lat 2013 – 2015, aż w 16 miesiącach godzinowa generacja spadła poniżej 20 MWh. Sytuacje te miały miejsce zarówno w miesiącach letnich jak i zimowych.

Na rysunku 4 przedstawiono histogram rozkładu godzinowej generacji źródeł wiatrowych w 8760 godzinach 2015 roku **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania..** Średnia wietrzność w Polsce w tym okresie ukształtowała się na poziomie 1216 MWh, jednak aż w 307 godzinach minionego roku farmy wiatrowe produkowały mniej niż 100 MWh. Największa liczebność cechy znajduje się w przedziale od 200 do 300 MWh i wynosi 621 obserwacji, drugi pod tym względem jest przedział od 100 do 200 MW z wielkością 610 obserwacji. Przez 30 % całego 2015 roku farmy wiatrowe pracowały więc z sumaryczną mocą poniżej 500 MW, a jedynie przez okres 8 % z mocą powyżej 3000



MW.

Rys. 5. Rozkład średniej dobowej wietrzności w latach 2013 – 2015

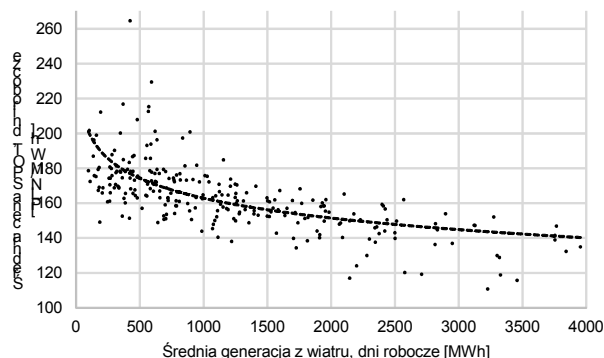
Dane zobrazowane na rysunku 5, to stosunek średniej godzinowej generacji do średniej dobowej generacji. Krzywe poszczególnych lat obrazują problem wysokiej generacji w okresie nocnym oraz wyraźny spadek generacji między godzinami 5:00 a 10:00 rano, kiedy to następuje wyraźny wzrost zapotrzebowania w KSE. Jak można zaobserwować, coroczny wzrost mocy zainstalowanej w wietrze nie zmienia charakteru krzywej i rozkładu średniej dobowej generacji ze źródeł wiatrowych. Pozwala to na wysunięcie wniosku, że kształt krzywej determinują warunki meteorologiczne występujące na terenie Polski i należy spodziewać się, że krzywe średniej dobowej wietrzności będą kształtować się w analogiczny sposób w przyszłości. Mając na uwadze planowany wzrost mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych problem porannego spadku generacji może nieść za sobą poważne konsekwencje i problemy w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego.

### Generacja ze źródeł wiatrowych, a kształtowanie się cen energii elektrycznej na rynku SPOT

Dokonując analizy literatury publikowanej w przeciągu ostatnich lat można stwierdzić, że problematyka prognozowania cen energii na RDN TGE S.A jest w dalszym ciągu tematem aktualnym i stanowi ciekawy obszar modelowania. Ze względu na sezonowy charakter i wysoką zmienność cen energii modele wykorzystywane na rynkach finansowych mają ograniczone zastosowanie **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania..** Obecnie do prognozowania krótkoterminowych cen energii stosowane są np. modele szeregów czasowych typu ARMA/ARIMA, sezonowe modele z dodatkowymi zmiennymi egzogenicznymi typu ARIMAX/SARIMAX oraz metody i modele bazujące na logice rozmytej [10] i sieciach neuronowych [11]. Analitycy wykorzystują również stosunkowo nieskomplikowane modele regresji, które opisują zależności pomiędzy zmienną zależną, a zmiennymi objaśniającymi. Budowa takich modeli

wymaga jednak dużego nakładu czasu i pracy, co bardzo często stanowi barierę w stosowaniu takich modeli przez wytwórców OZE.

Badanie wpływu generacji ze źródeł wiatrowych na kształtowanie się cen SPOT energii elektrycznej oparto o dane dla wszystkich dni roboczych (pn-pt) 2015 roku. Soboty, niedziele oraz święta zostały wyłączone z przedmiotowej analizy z uwagi na fakt niższego zapotrzebowania na energię elektryczną, co mogło doprowadzić do potencjalnego zaburzenia końcowych wyników. Ceny SPOT rozumiane są jako średnioważone wolumenem ceny fixingu pierwszego, drugiego, notowań ciągłych oraz kontraktów blokowych. Dane dotyczące dobowej generacji z farm wiatrowych pochodzą z stron PSE S.A. **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania..**



Rys. 6. Kształtowanie się średnich cen SPOT w stosunku do średniej godzinowej wietrzności w dni robocze 2015 roku

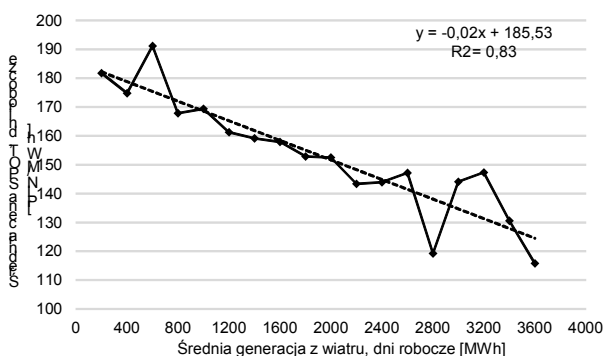
Na rysunku 6 w formie punktowo krzyżowej z naniesionym trendem logarytmicznym, zostały zestawione średnie ceny SPOT w odniesieniu do średniej godzinowej wietrzności we wszystkich dniach roboczych 2015 roku. Z analizy danych wyłania się kilka cennych zdaniem autorów wniosków: (i) w większości przypadków wysokie ceny SPOT, powyżej 180 PLN/MWh notowane są jedynie wtedy, kiedy średnia dobowa wietrzność jest mniejsza od 1000 MWh, (ii) średnie ceny SPOT powyżej poziomu 200 PLN/MWh, to generacja z wiatru na jeszcze niższym poziomie - bliska 500 MWh, (iii) jeżeli przeanalizujemy kształtowanie się cen SPOT w trakcie gdy średnia generacja z wiatru przekracza poziom 2000 MWh, to większość cen znajduje się wyraźnie poniżej poziomu 140 PLN/MWh. Warto również odnotować fakt, że gdy poziom średniej dobowej generacji z farm wiatrowych kształtował się powyżej 1000 MWh, to w całym 2015 roku nie odnotowano przypadków ponadprzeciętnie wysokich cen SPOT.

Tabela 1. Kształtowanie się średniej ceny SPOT w zależności od poziomu generacji z farm wiatrowych

Miesiąc	Średnia generacja z wiatru w dni robocze [MWh] (1)	Udział generacji w zapotrzebowaniu na moc w dni robocze (2)	Średnia cena SPOT (3)	Średnia cena SPOT wind>śr. (4)	Średnia cena SPOT wind<śr. (5)	Różnica (6)
sty-15	1 658,01	8,05%	153,73 zł	144,60 zł	164,89 zł	20,29 zł
lut-15	922,60	4,49%	162,05 zł	152,84 zł	169,59 zł	16,75 zł
mar-15	1 290,96	6,55%	144,72 zł	130,48 zł	151,37 zł	20,89 zł
kwi-15	1 579,40	8,34%	149,90 zł	138,66 zł	156,82 zł	18,16 zł
maj-15	848,61	4,62%	169,66 zł	163,24 zł	173,94 zł	10,70 zł
cze-15	666,85	3,67%	166,12 zł	157,99 zł	171,12 zł	13,13 zł
lip-15	1 009,04	5,49%	167,42 zł	153,43 zł	176,41 zł	22,97 zł
sie-15	905,98	4,92%	188,44 zł	155,84 zł	208,50 zł	52,66 zł
wrz-15	892,24	4,75%	184,95 zł	172,32 zł	195,48 zł	23,17 zł
paź-15	1 004,12	5,08%	175,91 zł	164,34 zł	183,92 zł	19,57 zł
lis-15	1 604,59	7,91%	162,85 zł	146,98 zł	173,43 zł	26,45 zł
gru-15	2 014,02	10,09%	151,46 zł	142,13 zł	160,79 zł	18,66 zł
<b>Średnia</b>	<b>1 199,70</b>	<b>6,16%</b>	<b>164,77 zł</b>	<b>151,90 zł</b>	<b>173,85 zł</b>	<b>21,95 zł</b>

W tabeli 1 została przedstawiona średnia generacja z wiatru w dni robocze w podziale na poszczególne miesiące 2015 roku oraz procentowy udział tej generacji w zapotrzebowaniu na moc w systemie elektroenergetycznym. Kluczowe w powyższej tabeli są kolumny numer 4 oraz 5, które zawierają uśredniony „koszyk” średnich cen SPOT. Algorytm klasyfikowania cen opierał się o jedno kryterium: czy generacja z wiatru w danej dobie była większa, czy mniejsza od średniej dla danego miesiąca. W zależności od uzyskanego wyniku cena dobową SPOT trafiała do odpowiedniego koszyka.

W sierpniu 2015 roku średnia generacja z wiatru w dni robocze wyniosła 905,98 MWh, w dni, w których była ona większa od średniej, cena SPOT ukształtowała się na poziomie 155,84 PLN/MWh. W dni, kiedy farmy wiatrowe generowały średniodobowo mniej niż 905,98 MWh cena SPOT wyniosła średnio 208,50 PLN/MWh. Średnioroczna różnica cen SPOT pomiędzy tak utworzonymi koszykami ukształtowała się na poziomie 21,95 PLN. W 2015 roku nie odnotowano miesiąca, w którym powyższa zależność nie zostałaby potwierdzona.



Rys. 7. Średnie ceny SPOT w dni robocze w podziale na poziom generacji z źródeł wiatrowych w 2015 roku

Algorytm służący do obliczenia średnich cen SPOT przedstawionych na rysunku 7 ponownie klasyfikuje ceny do odpowiednich przedziałów. Podział następuje z gradacją co 200 MWh średniej generacji ze źródeł wiatrowych. Do powyższego wykresu dodano linię trendu liniowego oraz współczynnik determinacji  $R^2$ , którego wartość na poziomie 0,83 oznacza, że trend liniowy w 83 % objaśnia zmienność średniej ceny SPOT, która została wcześniej odpowiednio sklasyfikowana. Interpretacja linii trendu jest następująca: wraz ze wzrostem średniej generacji ze źródeł wiatrowych o 100 MWh średnia cena SPOT spada o średnio 1,69 PLN/MWh. Zmiana w poziomie generacji o 1000 MWh to spadek ceny o średnio 16,95 PLN/MWh, a 3000 MWh średniej generacji z wiatru oznacza średni spadek ceny SPOT aż o 50,84 PLN/MWh.

### Podsumowanie

Rynek kontraktów SPOT funkcjonujący na TGE S.A. od 2000 roku, jest bardzo istotnym obszarem w kreowaniu indeksów cenowych odzwierciedlających zależności rynkowe i okołorynkowe oraz bieżące uwarunkowania systemu elektroenergetycznego. Postawiony na wstępie referatu cel dotyczył analizy wpływu przyrostu zainstalowanej mocy w źródłach OZE bazujących na

wietrze na kształtowanie się profilu i poziomu cen na rynku natychmiastowym.

Wyniki analiz pozwalają w sposób jednoznaczny stwierdzić, że kształtowanie się tzw. „merit order”, czyli uporządkowanego stosu jednostek wytwórczych według kosztu zmiennego, a tym samym kreowanie cen zamykających stos jest ściśle uzależnione od poziomu generacji wiatrowej. Można szacować, że różnica w średniej cenie SPOT liczonej dla sytuacji gry generacja jest większa, bądź mniejsza od średniej wynosi około 22 zł/MWh. Przeprowadzone badania pozwalają także sformułować wniosek, że suprema cenowe pojawiają się, gdy generacja ze źródeł wiatrowych nie przekracza 500 MWh, a infima, gdy jest to poziom przekraczający 3000 MWh. Warty podkreślenia jest także charakter wietrzności w Polsce i jego powtarzalny charakter. Badania przeprowadzone na trzyletniej historii wskazują na wyraźny spadek generacji ze źródeł wiatrowych w godzinach 5:00 - 10:00 i jego wzrost ze zblizoną r/r dynamiką w kolejnych godzinach doby.

Przeprowadzone badania należy traktować jako fragment szerokiej analizy, którą należałoby w przyszłości poszerzyć o ocenę wpływu innych determinant na poziom cen SPOT, takich, jak np. wielkość zapotrzebowania na moc i energię, awaryjne odstawianie mocy w jednostkach nJWCD i JWCD, czy wpływ temperatury, która przez to może się stać ciekawym obszarem dalszych eksploracji badawczych.

**Autorzy:** mgr Robert Pieczarko, TAURON Polska Energia S.A., Departament Analiz, ul. ks. Piotra Ściegiennego 3, 40-114 Katowice, E-mail: [robert.pieczarko@tauron.pl](mailto:robert.pieczarko@tauron.pl);  
dr inż. Maciej Soltysik, TAURON Polska Energia S.A., Departament Analiz, ul. ks. Piotra Ściegiennego 3, 40-114 Katowice, E-mail: [maciej.soltysik@tauron.pl](mailto:maciej.soltysik@tauron.pl);

### LITERATURA

- [1] <http://eurlex.europa.eu/legalcontent/PL/ALL/?uri=URISERV:127067>
- [2] <http://www.ure.gov.pl/pl/prawo/prawo-wspolnotowe/dyrektywy/4925,DzU-UE-L-0914016.html>
- [3] <http://www.ure.gov.pl/pl/prawo/prawo-wspolnotowe/dyrektywy/1271,DzU-L-283-z-27102001.html>
- [4] <https://www.tge.pl/pl/27/aktualnosci/665/tge-konczy-rok-2015-z-najwyzszymi-w-historii-wolumenami-na-rynkach-spot-energii-elektrycznej-i-gazu>
- [5] <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze>
- [6] <http://www.pse.pl/index.php?dzid=115&did=581>
- [7] Hossa T., Sokołowska W., Fabiasz K., Filipowska A., Prognozowanie generacji wiatrowej z wykorzystaniem metod lokalnych i regresji nieliniowej, Rynek Energii, (2014), nr.2, 61-68
- [8] [http://www.pse.pl/index.php?modul=21&id\\_rap=24](http://www.pse.pl/index.php?modul=21&id_rap=24)
- [9] Góra A., Strzała K., Prognozowanie ceny energii na TGE SA – analiza empiryczna, Zarządzanie i Finanse (2013), R. 11, nr.3, cz.2, 17-32
- [10] Popławski T., Rozmyty model prognozowania cen energii na Towarowej Gieldzie Energii, Przegląd Elektrotechniczny, (2006), nr.9, 41-43
- [11] Halicka K., Wykorzystanie sztucznych sieci neuronowych do prognozowania cen na giełdzie energii, Rynek Energii, (2010) nr.1, 20-23
- [12] Weron R., Modeling and forecasting electricity loads and proces. A Statistical Approach, Wiley Finance (2006)