

Tomasz POPLAWSKI\*, Kazimierz DAŚAL\*\*, Jacek ŁYP\*\*

## Problematyka prognozowania mocy i energii pozyskiwanych z wiatru

**STRESZCZENIE.** Dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii elektrycznej OZE jest faktem. Wiele przyczyn ma wpływ na tę dynamikę i są one powszechnie znane. Wiadomo również, że moc generowana przez turbiny wiatrowe jest procesem losowym, gdyż w decydującej mierze uzależniona jest od prędkości wiatru i to w sposób silnie nieliniowy. Ta cecha turbin wiatrowych jest wysoce kłopotliwa w różnych aspektach pracy sieci. Bieżąca sytuacja w elektroenergetyce polskiej prowokuje do licznych pytań, na przykład o ilość energii wiatrowej, którą może przyjąć system elektroenergetyczny, czy też o rolę prognoz wiatrowych. Wiele prac wykonano w dziedzinie znaczącego zwiększenia dokładności przewidywania mocy generowanej w źródłach wiatrowych. W referacie skoncentrowano się na zagadnieniach dotyczących predykcji mocy na przykładzie analizy danych rzeczywistych w jednej z krajowych farm wiatrowych.

**SŁOWA KLUCZOWE:** elektrownia wiatrowa, moc generowana, prognoza krótkoterminowa w elektroenergetyce, dokładność, model prognostyczny

### 1. Charakterystyka problemu

Wzrost udziału energii wiatrowej (EW) w bilansie krajowym, chociaż wciąż relatywnie niski w stosunku do innych państw UE, staje się faktem. Rozwój energetyki wiatrowej

\* Prof. nadzw. dr hab. inż., \*\* Dr inż. — Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Częstochowska, Zakład Urządzeń i Gospodarki Elektroenergetycznej, Częstochowa; e-mail: poptom@el.pcz.czyst.pl

w kilku ostatnich latach jest bardzo duży i można się spodziewać dalszego wzrostu w najbliższych latach. Wynika to z przyjętych przez Polskę zobowiązań w zakresie wdrażania i stosowania OZE w systemie elektroenergetycznym. Obecny poziom udziału energii OZE w bilansie krajowym wynosi około 7%, a przyjęto założenie, że w 2020 roku udział ten ma osiągnąć poziom 15% [6, 7]. Spośród wszystkich rodzajów energetyki odnawialnej, energetyka wiatrowa rozwija się w kilku ostatnich latach najintensywniej, jej roczny przyrost w ostatnich latach szacuje się na poziomie około 40%. Według URE na koniec 2008 roku moc zainstalowanych w kraju elektrowni wiatrowych wynosiła około 450 MW, czyli niewiele ponad 1% mocy zainstalowanej w systemie, a udział w bilansie energii z tych elektrowni jest na poziomie około 0,2%. Mimo wielu kontrowersyjnych cech energetyki wiatrowej jak chociażby konieczność utrzymywania tzw. gorącej rezerwy, mającej zabezpieczyć ciągłość dostaw energii w czasie zbyt słabego wiatru, rozwój inwestycji w energetyce wiatrowej w najbliższych latach utrzyma się na obecnym, a może nawet wyższym poziomie. Niemiecka organizacja VGB skupiająca wytwórców w 32 krajach, dysponująca mocą zainstalowaną na poziomie ponad 500 tys. MW, szacuje, że aby zabezpieczyć dostawy prądu w przypadku, gdy wiatr nie wieje, potrzebne jest utrzymywanie tzw. gorącej rezerwy mocy na poziomie sięgającym 95% mocy zainstalowanej w wiatrakach. Jest to poważny problem, którego nie można pomijać mówiąc o rozwoju energetyki wiatrowej. W kraju na razie jest to problem o marginalnym znaczeniu. Natomiast problem istotnym, nawet przy tym niskim jeszcze udziale energii wiatrowej, jest prognoza godzinowych (minutowych) mocy farm wiatrowych z dobowym wyprzedzeniem. Źródła energii wiatrowej w systemie elektroenergetycznym stanowią nowe wyzwania w kontekście metod predykcji ich mocy godzinowych i w literaturze poświęca się temu problemowi coraz więcej uwagi [3, 5]. Najważniejsze cele prognozowania mocy EW można określić następująco [4]:

- ✧ optymalizacja rozdziału obciążeń i bilansowania mocy w systemie,
- ✧ znajomość maksymalnego błędu prognozy EW, wyznacza niezbędny poziom rezerwy mocy koniecznej do bilansowania SEE,
- ✧ prognozy EW niezbędne są także dla potrzeb eksploatacji i zarządzania siecią.

W pracy [4] podano trzy możliwe podejścia do problemu prognozowania mocy farm wiatrowych. Podejście fizykalne, uwzględniające głównie fizykalną naturę konwersji energii wiatru na energię mechaniczną, modelowanie statystyczne, opisujące związki wykryte w szeregach mocy, prędkości wiatru i ewentualnie innych dodatkowych parametrów np. azymutu, oraz podejście korzystające z metod i modeli sztucznej inteligencji, także najczęściej bazujących na informacjach zawartych w szeregach czasowych. W praktyce czynione są także próby budowania modeli hybrydowych.

W artykule skoncentrowano się na problemach związanych z zagadnieniami prognozy mocy wiatraka (farm wiatrowych) z krótkimi wyprzedzeniami. Trudności związane z dokładnością wykonywanych prognoz dla farm wiatrowych przedstawione zostaną na podstawie danych pomiarowych pochodzących z rzeczywistego obiektu w kraju.

## 2. Charakterystyka obiektu badań

Z powszechnie znanego wzoru (1), moc turbiny wiatrowej zależy głównie od prędkości wiatru i jest to zależność silnie nieliniowa.

$$P_w = c_p \frac{\pi}{8} \rho D^2 v^3 \quad [\text{W}] \quad (1)$$

gdzie:  $c_p$  – ogólna sprawność przetwarzania energii wiatru na energię mechaniczną,  
 $\rho$  – gęstość powietrza [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ],  
 $D$  – średnica koła łopatowego [m],  
 $v$  – prędkość wiatru [m/sek].

Przyjmuje się, że wartość  $c_p$ , zawiera się w granicach 0,31–0,35. Decydującym czynnikiem o mocy wiatraka, poza wymiarami konstrukcyjnymi, jest zatem prędkość wiatru i w znacznie mniejszym stopniu inne parametry fizyczne jak gęstość, temperatura i inne. Dokładność prognozowania jest silnie skorelowana z dokładnością prognozy meteorologicznej prędkości wiatru. W kraju dostępne są numeryczne prognozy czynników meteorologicznych. Przykładowo można tu wymienić modele: ICM UM pozwalający wykonywać prognozy między innymi, prędkości wiatru z rozdzielczością siatki  $4 \times 4$  km z 48 godzinnym wyprzedzeniem, model COAMS z siatką  $13 \times 13$  km z wyprzedzeniem 84 godzinnym. Farma korzysta z prognozy wykonywanej modelem ICM.

Na farmie znajduje się 15 wiatraków o mocy znamionowej 2 MW każdy. Obszar zajmowany przez wiatraki wynosi około  $4 \text{ km}^2$  (to 25% obszaru siatki, dla której wykonywane są prognozy wiatru). Prędkość, przy której wiatrak zaczyna oddawać moc do sieci wynosi 2,5 m/s, nominalna prędkość wynosi 12,7 m/s. Farma pracuje od kilkunastu miesięcy. Do badań dysponowano danymi pochodzącymi z dwóch różnych okresów, stycznia 2008 oraz lutego 2009. Dane styczniowe posłużyły do oceny dokładności wykonywanych prognoz. Tegoroczne dane lutowe pozwalają na statystyczną analizę danych pomiarowych pod kątem budowy modeli prognostycznych.

Analiza rzeczywistych i prognozowanych mocy w każdej dobie stycznia 2008 roku pozwoliła określić dokładności prognoz. Ilustracją są dane zawarte w tabeli 1 oraz wykresy na rysunku 1. W tabeli 1 podano średni dobowy błąd MAPE wyrażony w procentach dla każdej doby w styczniu. Wyłuszczone błąd dobowy najmniejszy, największy oraz średni miesięczny.

Błąd MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*) zdefiniowany jest następująco:

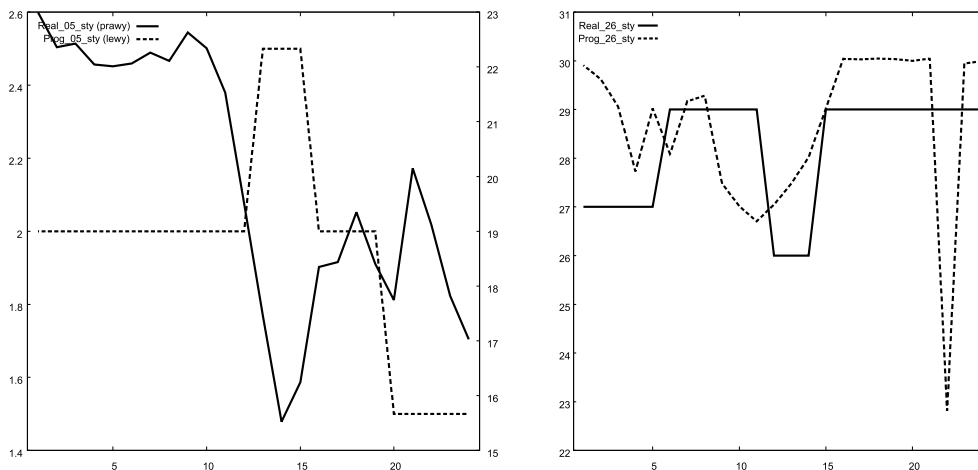
$$MAPE_t = \frac{|y_t - \hat{y}_t|}{y_t} 100\%$$

gdzie:  $y_t$  – wartość rzeczywista procesu w chwili  $t$ ,  
 $\hat{y}_t$  – wartość procesu w chwili  $t$  uzyskana z modelu.

TABELA 1. Średnie błędy dobowe dla stycznia 2008

TABLE 1. Medium daily errors for January 2008

Dzień	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
MAPE [%]	121	80	70	95	943	164	184	288	315	192	240	89	210	716	353	128
Dzień	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	średni m-czny
MAPE [%]	218	275	82	163	292	38	93	212	100	5	103	58	68	104	134	198



Rys. 1. Przebiegi dobowe mocy rzeczywistej oraz prognozowanej dla farmy wiatrowej. Styczeń 2008 r.

Fig. 1. The real and forecast power for the wind power plant. January 2008

Średni błąd dla  $n$  wartości:

$$MAPE = \frac{\sum MAPE_t}{n}$$

Rysunek 1 przedstawia wykresy mocy dla doby z największym i najmniejszym średnim względnym błędem dobowym. Średni miesięczny błąd prognozy dla stycznia wyniósł 198%. Przyczyn tak małych dokładności można upatrywać w niezbyt dokładnych prognozach prędkości wiatru wykonywanych dla całej farmy, a nie pojedynczego wiatraka, silnej nieliniowej zależności mocy wiatraka od prędkości wiatru, ale także od innych zjawisk towarzyszących procesowi prognozowania mocy wiatraków. W dalszej części referatu podjęto próbę przybliżenia i wyjaśnienia w kategoriach miar liczbowych tego problemu.

### 3. Prezentacja i analiza danych pomiarowych

Dane pomiarowe pochodzą z Komputerowego Systemu Kontroli Akwizycji Danych (SCADA), który wraz z systemem SYNDIS monitoruje pracę farmy wiatrowej notując w interwale 10 min następujące parametry dla każdego wiatraka:

Data i czas			
Prędkość minimalna wiatru	$X_1$	Prędkość średnia wiatru	$X_2$
Prędkość maksymalna wiatru	$X_3$	Obroty minimalne wiatraka	$X_4$
Obroty średnie wiatraka	$X_5$	Obroty maksymalne wiatraka	$X_6$
Minimalna moc wiatraka	$X_7$	Maksymalna mc wiatraka	$X_8$
Pozycja wiatraka (kierunek wiatru)	$X_9$	Średnia moc wiatraka	Y
Licznik godzin pracy wiatraka (narastająco)		Produkcja energii elektrycznej (narastająco)	

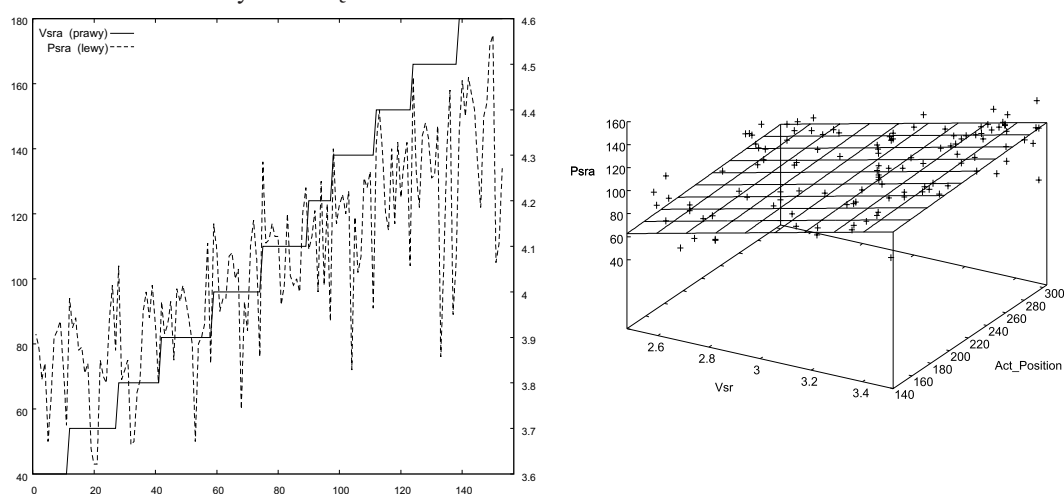
Notowane są także inne dane np. numer wiatraka, dla analizy istoty procesu generowania mocy nieistotne. W dalszej części dla zwiększenia czytelności będą używane oznaczenia zmiennych jak powyżej. Najprostszą oceną występowania ewentualnych związków między zmiennymi są współczynniki korelacji liniowej. W tabeli 2 zamieszczono współczynniki korelacji między zmienną Y, a zmiennymi X, dla 8 wiatraków oraz farmy jako całości. Moc farmy jest sumą mocy wiatraków dla każdego pomiaru, pozostałe zmienne dla farmy są wartościami średnimi. W każdej dobie zapisywane są 144 pomiary dla każdej zmiennej X i Y. Dysponowano danymi dla 28 dni.

TABELA 2. Współczynniki korelacji między generowaną mocą na wiatrakach a pozostałymi mierzonymi czynnikami

TABLE 2. The coefficients of correlation between the generated power at the power plant and the other measured factors

	$X_1$	$X_2$	$X_3$	$X_4$	$X_5$	$X_6$	$X_7$	$X_8$	$X_9$
$Y_1-W1$	0,918	0,965	0,904	0,928	0,922	0,866	0,953	0,945	-0,578
$Y_2-W2$	0,891	0,827	0,729	0,883	0,871	0,840	0,952	0,949	-0,135
$Y_3-W3$	0,891	0,827	0,729	0,883	0,871	0,840	0,952	0,959	0,039
$Y_4-W4$	0,899	0,823	0,702	0,870	0,850	0,807	0,960	0,952	-0,113
$Y_5-W5$	0,907	0,804	0,698	0,880	0,866	0,819	0,958	0,957	-0,058
$Y_6-W6$	0,899	0,812	0,682	0,886	0,879	0,842	0,956	0,961	0,077
$Y_7-W7$	0,899	0,905	0,820	0,888	0,864	0,822	0,957	0,958	-0,224
$Y_8-W8$	0,896	0,779	0,611	0,873	0,857	0,818	0,964	0,964	-0,113
Y Farmy	0,9229	0,8595	0,771	0,894	0,876	0,846	0,974	0,973	-0,038

Wektory korelacji wskazują na silne zależności liniowe między zmienną Y, a zmiennymi X, za wyjątkiem współczynnika korelacji między mocą, a kierunkiem wiatru. Mimo wysokich współczynników korelacji, dokładności prognoz modelami liniowymi są bardzo złe. Rysunek 2 ilustruje dla jednego z wiatraków dwa procesy ściśle ze sobą związane, prędkość wiatru i odpowiadającą tej prędkości generowaną moc wiatraka. Zwraca uwagę bardzo duży rozrzut mocy – dochodzący do 100% dla tych samych prędkości. Jest to jedna z ważniejszych przyczyn dużych błędów prognozy modelami prognozującymi wartości średnie procesu. Wykres z prawej strony rysunek 2 przedstawia generowaną moc wiatraka zależną od prędkości wiatru oraz od kierunku wiatru. Rozrzut punktów mocy w przestrzeni wskazuje na zależność wielowymiarową



Rys. 2. Uporządkowany przebieg dobowych prędkości wiatru oraz odpowiadająca mu generowana moc rzeczywista na jednym z wiatraków (strona lewa).

Zależność mocy wiatraka w funkcji średniej prędkości wiatru oraz kierunku wiatru (strona prawa)

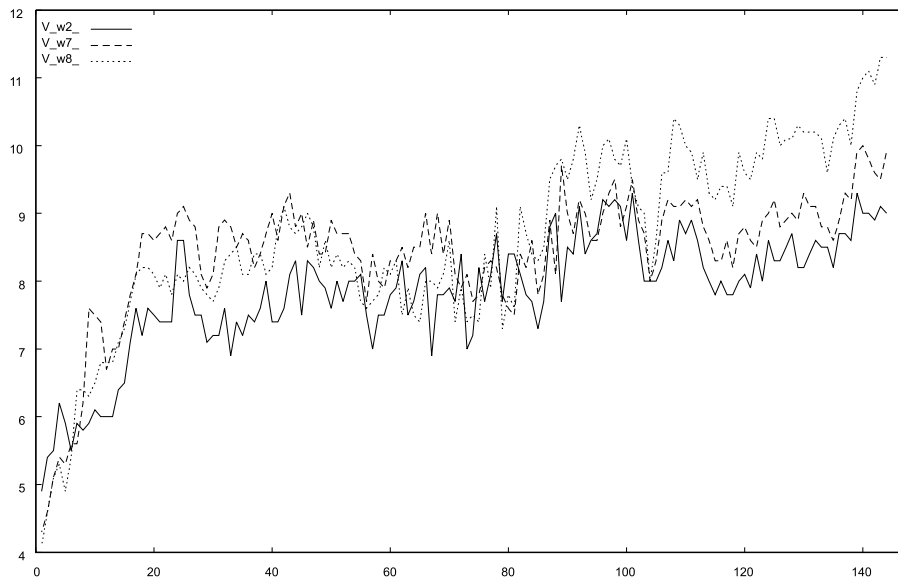
Fig. 2. Orderly conduct of the daily wind speed and the corresponding actual power generated at one of the power plant (left side).

The relationship under the windmill as a function of average wind speed and wind direction (right)

Jeśli przyjąć pewne uproszczenie, mianowicie takie, że średnia prędkość wyznaczona dla całej farmy odpowiada prędkości prognozowanej, to poniższe wykresy na rysunkach 3 i 4 ilustrują rozrzut mierzonych prędkości na wiatrakach, a także różnice pomiędzy prędkościami na wiatrakach, a prędkością przyjmowaną dla farmy. Przyjęcie do wyznaczenia prognozy mocy generowanych przez poszczególne wiatraki, jednej wspólnej prognozy prędkości dla farmy powoduje, jak wynika to z wykresów, bardzo istotne błędy (prędkość wiatru jest w trzeciej potęgze).

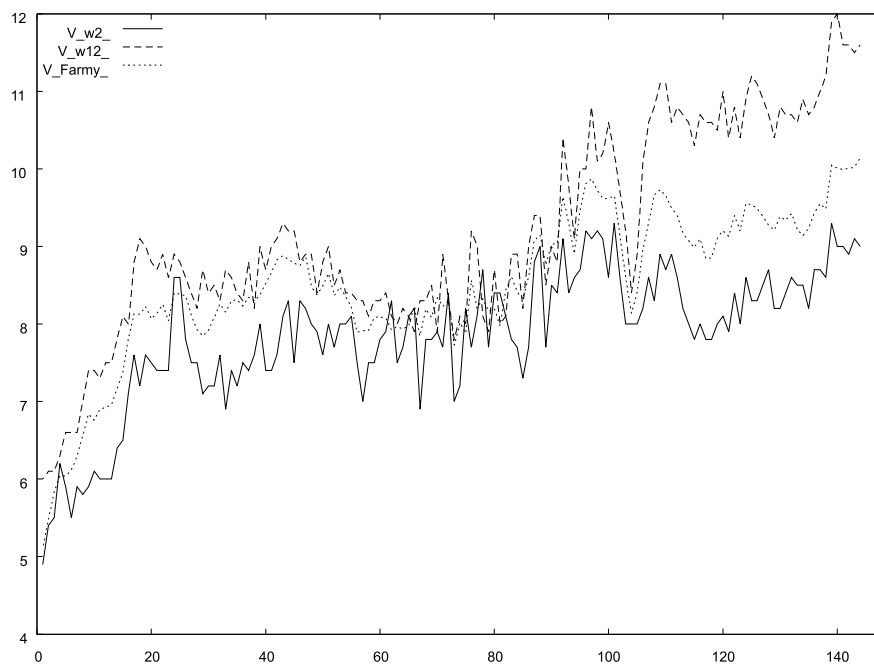
Przykładowe różnice w wartościach generowanych mocy w ciągu doby na 5 wiatrakach pokazano na rysunku 5.

Dla modeli, wyznaczających wartość średnią procesu, miarą pozwalającą ocenić jakość, dopasowania jest wariancja (odchylenie standardowe). Najprostszym sposobem wygładzenia szeregu do jego wartości średnich jest zastosowanie średniej ruchomej. Rysunek 6 przedstawia dobowy przebieg prędkości wiatru mierzony na wiatraku nr 1 wraz z linią



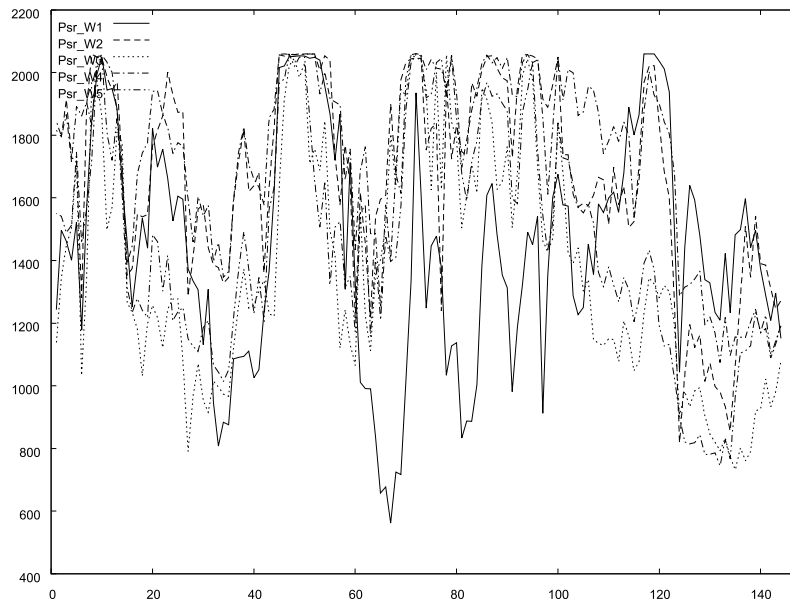
Rys. 3. Dobowy przebieg prędkości wiatru zmierzony na trzech wiatrakach

Fig. 3. The daily course of wind speed measured at three power plant



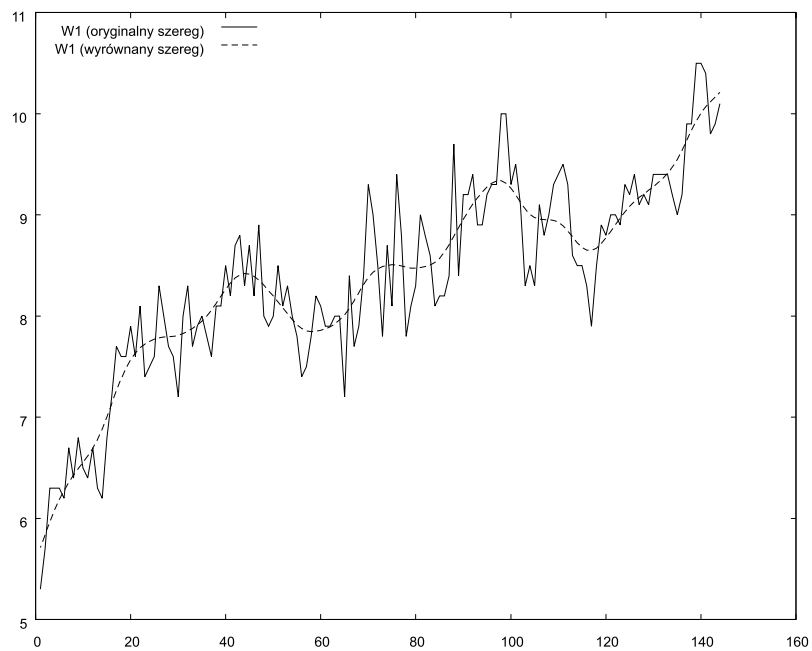
Rys. 4. Dobowy przebieg prędkości wiatru na 2 wiatrakach i średnia prędkość wiatru dla farmy

Fig. 4. The daily course of wind speed measured at two power plant and medium wind of speed at the farm



Rys. 5. Dobowy przebieg mocy generowanych na 5 wiatrakach

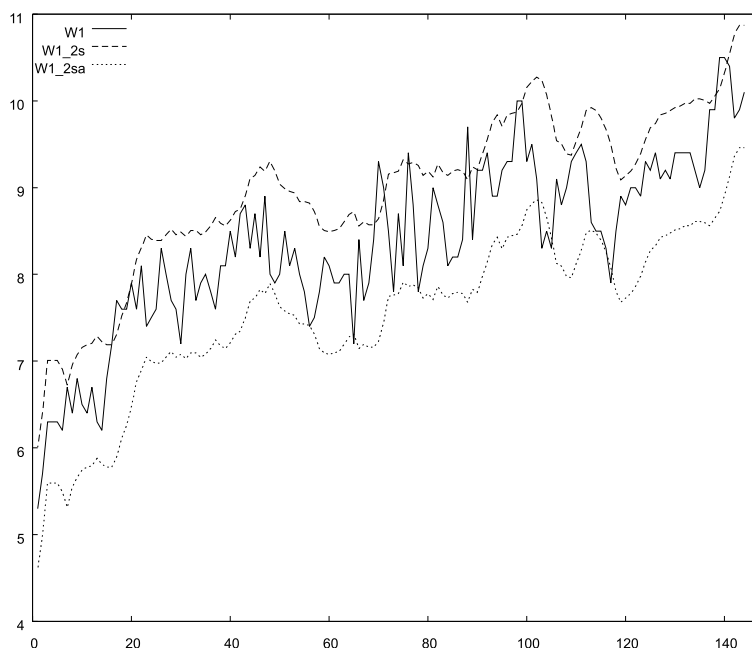
Fig. 5. The daily course of wind speed measured at five power plant



Rys. 6. Prędkość wiatru dla wybranej doby i średnia ruchoma sześcioczęściowa

Fig. 6. Wind speed for the selected day and moving average of the six elements





Rys. 7. Dobowy pomiar prędkości średniej wiatraka i jego modele

Fig. 7. Daily measurement of the average speed of the windmill and its models

wygładzającą. Zastosowano średnią ruchomą wyznaczoną z sześciu wartości. Błąd dopasowania wyniósł 4,57%. Oczywiście można tę dokładność zwiększyć bardziej wyrafinowanym filtrem np. filtr Hadricka-Prescotta (zwiększa dokładność do 3,38%) jednak nie zmienia to istoty problemu. Rysunek 7 pokazuje skutek błędu dopasowania. Na wykresie zamieszczono dobowy rzeczywisty przebieg prędkości średniej wiatraka nr 1 oraz średnią ruchomą plus 2 odchylenia standardowe i średnią ruchomą minus 2 odchylenia standardowe.

## 4. Model ekonometryczny

Wykonano próbę zbudowania prostego modelu regresji wielowymiarowej stosując metodę od ogółu do szczegółu. Polega ona tym, że w prowadzamy do modelu wszystkie potencjalne zmienne objaśniające (w przykładzie 9 zmiennych) i badamy istotność parametrów strukturalnych, aż do momentu, gdy wszystkie spełniają warunki testu. Wykonano próbę dla wiatraka nr 1, oraz dla całej farmy. Do zbudowania modelu wykorzystano dane 7 dni, czyli 1008 obserwacji każdej zmiennej. Zastosowano dla zmiennych objaśniających opóźnienie 2 godzinne, czyli dla odczytu 10 min rzeczywiste opóźnienie wynosi 12 obserwacji. Takie rozwiązanie sugeruje zapis umożliwiający dokonywanie korekty prognozy na godzinę przed realizacją. Dla wiatraka uzyskano model przedstawiony w tabeli 3. Dla farmy rezultat przedstawiony jest w tabeli 4.

TABELA 3. Wyniki estymacji modelu regresji. Zmienna zależna: Y – moc średnia

TABLE 3. Results of the estimation of regression model. Dependent variable Y – average power

	Współczynnik	Błąd stand.	t-Studenta	Wartość p	
X2	134,051	12,7064	10,5499	<0,00001	***
X6	-14,2252	6,6601	-2,1359	0,03293	**
X8	0,31692	0,0401692	7,8896	<0,00001	***
X9	-1,11134	0,174754	-6,3595	<0,00001	***

Średn. aryt. zm. zależnej	1077,092	Odch. stand. zm. zależnej	650,9454
Suma kwadratów reszt	1,36e+08	Błąd standardowy reszt	368,3122
Wsp. determ. R-kwadrat	0,914669	Skorygowany R-kwadrat	0,914414
F(4, 1004)	2614,602	Wartość p dla testu F	0,000000
Logarytm wiarygodności	-7384,488	Kryt. inform. Akaike'a	14776,98
Kryt. bayes. Schwarz	14796,64	Kryt. Hannana-Quinna	14784,45

Średni błąd dopasowania wyrażony błędem MAPE = 62,93%

TABELA 4. Wyniki estymacji modelu regresji. Zmienna zależna Y

TABLE 4. Results of the estimation of regression model. Dependent variable Y

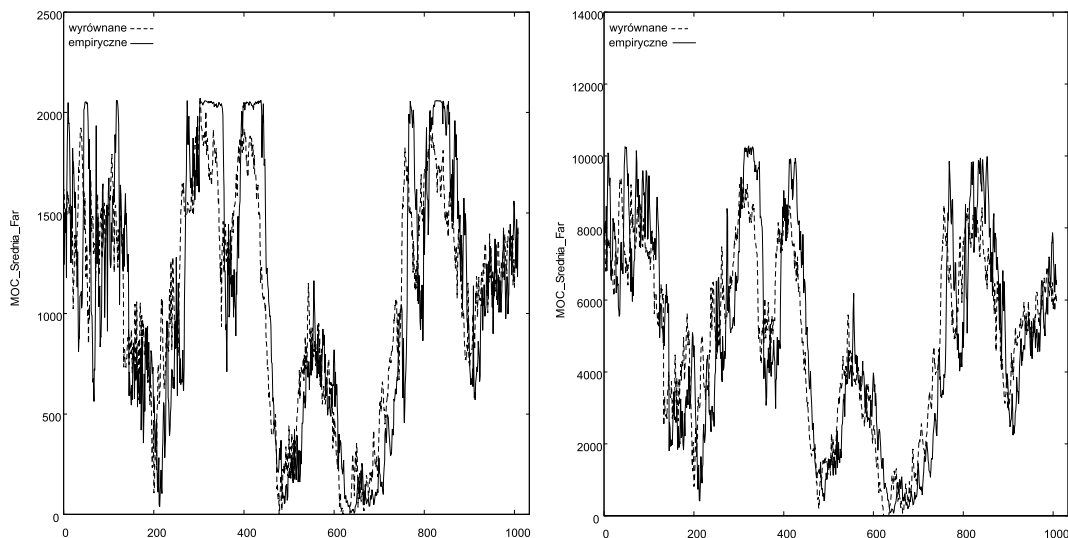
	Współczynnik	Błąd stand.	t-Studenta	Wartość p	
X2 (farmy)	398,244	58,2763	6,8337	<0,00001	***
X7 (farmy)	0,178862	0,0674532	2,6516	0,00814	***
X8 (farmy)	0,319187	0,0366314	8,7135	<0,00001	***
X9 (farmy)	-5,46889	0,886003	-6,1725	<0,00001	***

Średn. aryt. zm. zależnej	4977,825	Odch. stand. zm. zależnej	2918,183
Suma kwadratów reszt	2,61e+09	Błąd standardowy reszt	1612,277
Wsp. determ. R-kwadrat	0,922216	Skorygowany R-kwadrat	0,921984
F(4, 1004)	2841,216	Wartość p dla testu F	0,000000
Logarytm wiarygodności	-8872,772	Kryt. inform. Akaike'a	17753,54
Kryt. bayes. Schwarz	17773,21	Kryt. Hannana-Quinna	17761,01

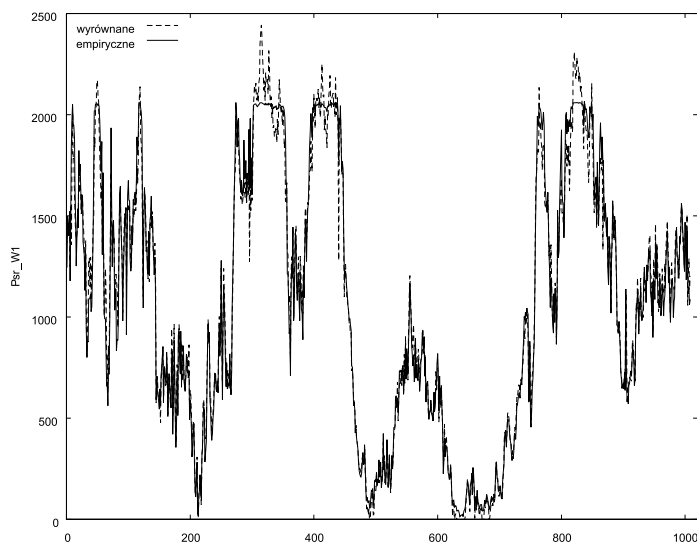
Średni błąd dopasowania wyrażony błędem MAPE = 46,93%

Rysunek 8 pokazuje mocy rzeczywistą i z modelu dla analizowanego tygodnia dla wiatraka nr1 (lewa strona wykresu MAPE 62,9 %) oraz dla farmy jako całości (strona prawa MAPE 46,9 %). Dla porównania możliwych do uzyskania dokładności dopasowania, wykonano także model bez opóźnień, błąd dopasowania (MAPE 12,9 %) wyraźnie zmniejszył się jednak w praktyce do celów prognozy taki model jest nieprzydatny. Pokazano ten przypadek na rysunku 9.



Rys. 8. Dopasowanie modelu regresji ze zmiennymi opóźnionymi

Fig. 8. Matching the regression model with data series delayed



Rys. 9. Dopasowanie modelu regresji ze zmiennymi bez opóźnień

Fig. 9. Matching the regression model where are data series without delayed

## Podsumowanie i wnioski

W artykule starano się pokazać złożoność problematyki dotyczącej energetyki wiatrowej. Problemów jest oczywiście znacznie więcej, w referacie skoncentrowano się na zagadnieniach ściśle związanych z modelowaniem i prognozowaniem generowanych mocy.

Prognozowanie generowanej mocy w elektrowniach wiatrowych jest niezwykle ważnym i trudnym problemem, a jednocześnie nieodzowne jest szacowanie planowej produkcji (prognozowanej) wymaganej przez Zakład Energetyczny. Do godziny 8 każdego dnia elektrownia wiatrowa zobowiązana jest przedstawić godzinowy grafik wytwarzanej mocy na następną dobę. Dokładności tych prognoz, a raczej szacunków, rzutują bezpośrednio na ponoszone koszty szczególnie, gdy elektrownia jest uczestnikiem Rynku Bilansującego, a tak jest w większości przypadków. Analiza danych rejestrowanych na każdym wiatraku wykazała jak znaczące są różnice w przebiegach najważniejszego parametru wiatraka, jakim jest prędkość wiatru. Wykazano różnice przebiegów rzeczywistych na kilku wiatrakach, a także różnice pomiędzy przebiegami na wiatrakach, a prędkością średnią dla farmy jako całości, przyjmując założenie, że ta uśredniona prędkość jest estymatorem prędkości rzeczywistej dla farmy jako całości. Można przyjąć (niestety, w pracy nie dysponowano prognozami prędkości wiatru) z dużą pewnością, że prognoza wietrzności odbiega od wyznaczonej średniej, co musi dodatkowo wpływać negatywnie na dokładność modelowania. Uczestnicy RB mają możliwość tworzenia jednostek graficznych dla źródeł lub grupy źródeł energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wiatrowych (EW) i prowadzenie rozliczenia niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dla wszystkich tych jednostek. Dalszym krokiem umożliwiającym zwiększenie dokładności prognoz jest zgoda na jej korektę, nie później niż 1 godzina przed godziną wytworzenia (od 1.07.2008). Takiego przywileju nie mają inni uczestnicy RB. Przykład modelu regresji wielowymiarowej – aczkolwiek obarczony dużym błędem – pokazał, że większa jest dokładność modelowania dla farmy niż dla pojedynczego wiatraka, mimo, że prędkości wiatraka są mierzone, a prędkość średnia dla farmy obliczona jako średnia z wszystkich wiatraków. Przykład modelu regresyjnego posłużył jedynie do naświetlenia problemu predykcji. Zależność teoretyczna (1) wskazuje, że moc generowana z wiatraka zależy od wiatru w trzeciej potęgze. Wynika z tego wniosek, że trzeba rozważać związki nieliniowe trudniejsze do modelowania. Analizując przebiegi na rysunku 2 nasuwa się także i taka uwaga, że być może należy szukać jeszcze innego rozwiązania, a mianowicie próbować tworzyć rozkłady warunkowe i z nich wyznaczać średnie moce generowane w przedziałach. Na podstawie wykonanej analizy można przypuszczać, że modele, które wyznaczają wartość średnią badanego procesu nie zapewnią dużych dokładności z uwagi na dużą wariancję w przebiegach prędkości wiatru, i tym samym generowanej mocy. Z całą pewnością energetyka wiatrowa dostarcza wiele różnych ciekawych i trudnych problemów, w tym także prognostycznych.

## Literatura

- [1] CIEŚLAK M., i in., 2001 – Prognozowanie gospodarcze. Metody i zastosowanie, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa.
- [2] DOBRZAŃSKA I., DAŚAL K., ŁYP J., POPLAWSKI T., SOWIŃSKI J., 2002 – Prognozowanie w elektroenergetyce. Zagadnienia wybrane. Wydawnictwo P.Cz., Częstochowa.
- [3] GUMUŁA S., WODNIAK A., 2008 – Jak określić stopień wykorzystania mocy elektrowni wiatrowej? Czysta Energia 1.
- [4] MALKO J., 2008 – Predykcja Mocy Wytwórczych Elektrowni Wiatrowych. Przegląd Elektrotechniki 9, s. 65–67.
- [5] RADZIEWICZ W., 2008 – Sale of electric energy produced in wind power plant on the commodity energy market. Pr. Nauk. Polit. Opol. Elektryka z. 60, nr 323.
- [6] Badania Systemowe „EnergSys” Sp. Z o.o.: RAPORT 2030 Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskich strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO<sub>2</sub> na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej. SYNTEZA. Warszawa Wersja z 10.06. (2008).
- [7] Ministerstwo Gospodarki. Polityka Energetyczna Polski do 2030 Roku. Raport Projekt, wersja 3.2. Warszawa wrzesień (2007).

Tomasz POPLAWSKI, Kazimierz DAŚAL, Jacek ŁYP

## Problems related to forecasting of power and electric energy derived from wind

### Abstract

A number of reasons influences the expansion of energy from renewable sources (RES). The power generated by wind turbines is the random process. This feature of wind turbines is highly cumbersome for the performance of the network. Actual situation in the Power System in Poland raises a lot of questions eg. how much energy can the power system accommodate and what is the role of wind plant forecasting. Much research has been done in the field of significant accuracy increase in the improvement of prediction tools on the basis of one of wind power plant in Poland.

KEY WORDS: wind source, power generation, forecasting, accuracy

