

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

## Zastosowanie modeli ARMA do przewidywania mocy i energii pozyskiwanej z wiatru

**STRESZCZENIE.** Globalne zmiany klimatyczne determinują działania mające na celu ochronę środowiska naturalnego. Jednym z efektów jest wypracowane przez Unię Europejską stanowisko w sprawie zwiększania udziału Odnawialnych Źródeł Energii w produkcji energii elektrycznej. Ostatnio w Polsce bardzo dynamicznie rozwija się energetyka wykorzystująca siłę wiatru. Predykcja mocy farm wiatrowych jest niezwykle trudna ze względu na losowy charakter procesu. Największy wpływ na działanie turbiny wiatrowej ma prędkość wiatru. W artykule podjęto próbę prognozowania mocy przykładowej turbiny wiatrowej wykorzystując model autoregresyjny. Przedstawiono i porównano różne warianty analizy danych rzeczywistych.

**SŁOWA KLUCZOWE:** energia wiatrowa, prognoza, moc generowana, energia odnawialna

---

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

\*\*\* Mgr inż. – Zakład Zastosowań Informatyki Instytutu Informatyki Politechniki Częstochowskiej, e-mail: szelag@el.pcz.czyst.pl

## Wprowadzenie

W trosce o środowisko naturalne Organizacja Narodów Zjednoczonych zorganizowała w 1972 r. Konferencję poruszającą problematykę Środowiska Człowieka, na której został wprowadzony w życie Program Narodów Zjednoczonych ds. Ochrony Środowiska (UNEP) [16]. W 1992 r. odbyła się w Rio de Janeiro II Konferencja Narodów Zjednoczonych na temat Środowiska i Rozwoju (*United Nations Conference on Environment and Development*, UNCED). Jednym z przyjętych dokumentów była Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, dotycząca ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Uzupełnieniem tego dokumentu był traktat wynegocjowany w 1997 zwany Protokołem z Kioto. Państwa zobowiązały się do 2012 r. zredukować o przynajmniej 5% emisję gazów cieplarnianych w stosunku do stanu z roku 1990 [8].

Wpisując się w ogólnoświatowe tendencje dotyczące ochrony środowiska i walki z globalnym ociepleniem Unia Europejska w marcu 2006 r. opublikowała „Europejską strategię na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii” (Zielona Księga). Dokument ten wyznacza główne sektory działania [1]:

- 1) konkurencyjność i wewnętrzny rynek energii,
- 2) różnicowanie form energii,
- 3) solidarność energetyczna,
- 4) zrównoważony rozwój,
- 5) innowacje i technologia,
- 6) energetyczna polityka wewnętrzna.

Kolejnym istotnym krokiem było opublikowanie w styczniu 2008 Pakietu klimatycznego (The Climatic Package) Jednym z celów zadań jest program 3x20:

- ✧ ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 20%,
- ✧ zwiększenie udział źródeł odnawialnych do 20%,
- ✧ podniesienie efektywności energetycznej o 20%.

Cele te mają zostać osiągnięte w roku 2020.

## 1. Przyszłość energetyki odnawialnej

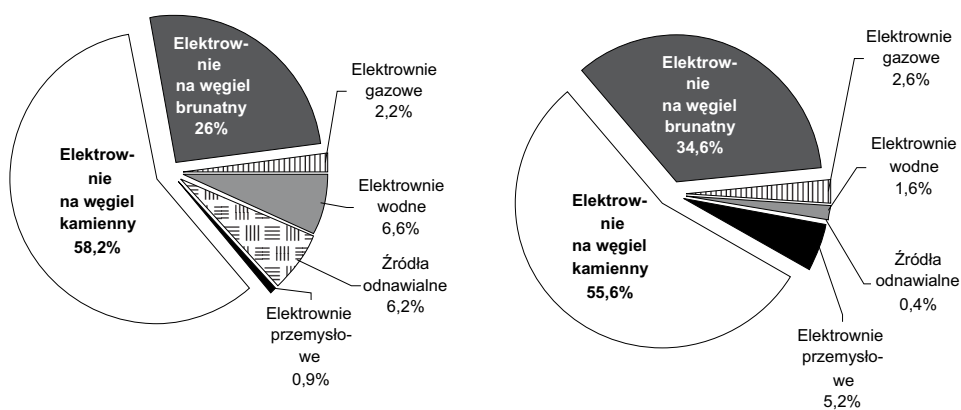
Polska będąc członkiem Unii Europejskiej musi swoje działania dostosowywać do celów zakreślonych przez prawodawstwo europejskie. Starając się wypełnić zobowiązania przedstawiono główne kierunki polskiej polityki energetycznej [9]:

- ✧ poprawa efektywności energetycznej,
- ✧ wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- ✧ dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- ✧ rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,

- ✧ rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ✧ ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Z punktu widzenia sektora energetycznego istotnym elementem projektu jest rozwój energetyki jądrowej oraz Odnawialnych Źródeł Energii. Energetyka jądrowa nie powoduje emisji CO<sub>2</sub>, przez co jest technologią dużo bardziej przyjazną środowisku niż konwencjonalne elektrownie. Przyczyni się to również do dywersyfikacji źródeł pozyskiwania energii. Nie bez znaczenia jest również aspekt ekonomiczny. Szacuje się, że w latach trzydziestych tego stulecia koszt wyprodukowania energii elektrycznej w elektrowni jądrowej będzie o 50% mniejszy niż w elektrowni węglowej z instalacją CCS [6]. W ramach [9] zakładane jest uruchomienie pierwszej elektrowni atomowej do roku 2020. Analizy zlecone przez resort gospodarki mają dać między innymi odpowiedź na pytania: Ile będzie elektrowni? Jakiej mocy? Jak duży procent zapotrzebowania na energię będą zaspokajać? [2] Obecnie Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA jest w trakcie opracowywania „Planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną”. Zakłada się lokalizację przyszłej elektrowni jądrowej o mocy 1600 MW (z możliwością budowy kolejnego bloku) na północy Polski. Rozpatrywane są dwie miejscowości: Klempicz oraz Żarnowiec. Trzeba jedna brać pod uwagę fakt, iż są to tylko propozycje. Decydujące zdanie w tej sprawie będzie miał inwestor [2].

Realizując założenia [9] należy zwrócić uwagę na rozbudowę i wykorzystanie Odnawialnych Źródeł Energii (OZE). „Polityka energetyczna Polski ...” zakłada wzrost udziału OZE w zużyciu energii do 15% w 2020 r. oraz dalsze zwiększanie tego wskaźnika w kolejnych latach. Jest to bardzo duże wyzwanie biorąc pod uwagę stan bieżący. Sumaryczna moc osiągalna w Polskim Systemie Elektroenergetycznym kształtowała się w 2008 r. na poziomie 34 922 MW [10]. Źródła odnawialne stanowią 6,2% czyli około 2 165 MW. Wydawać by się mogło, iż w perspektywie nadchodzących lat, poziom obecny można uważać za satysfakcjonujący.



Rys. 1. Rozkład mocy osiągalnej w KSE i udział w produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni w 2008. Źródło: [10]

Fig. 1. Distribution of attainable power in Polish power system and participation in electrical energy production groups of power stations in 2008. Source: [10]

Niestety, jeśli prześledzimy udział OZE w produkcji energii elektrycznej sytuacja staje się dużo bardziej skomplikowana. Energia pozyskana ze źródeł odnawialnych to zaledwie 0,4% całkowitej energii elektrycznej wytworzonej w 2008 r. Produkcja energii elektrycznej w poprzednim roku wyniosła 155 574 GWh, dzięki źródłom odnawialnym uzyskano tylko 680 GWh. Jednak struktura przedstawiona w [10] nie do końca odzwierciedla rzeczywistość. Bowiem obok źródeł odnawialnych mamy kategorie elektrownie wodne, w której zostały zaklasyfikowane wszystkie rodzaje elektrowni.

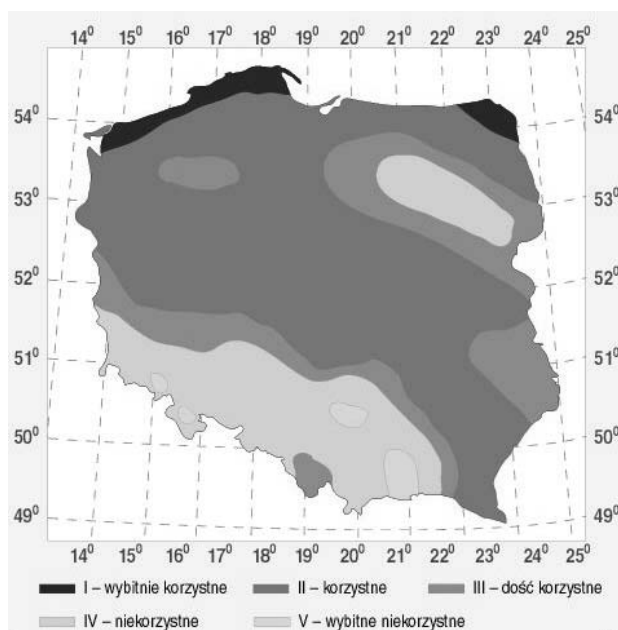
Po porównaniu danych z [12] od razu jest zauważalna bardzo duża dysproporcja w podawanych wartościach. Wynika ona z faktu, iż Główny Urząd Statystyczny w swojej sprawozdawczości wydziela trzy grupy w obrębie elektrowni wodnych ze względu na sposób produkcji:

- ✧ produkcję energii elektrycznej w elektrowniach o dopływie naturalnym (przepływowych),
- ✧ produkcję energii elektrycznej w elektrowniach szczytowo-pompowych,
- ✧ produkcję energii elektrycznej z wody przepompowanej w członach pompowych elektrowni przepływowych.

Jeżeli zostanie uwzględniona wartość produkcji energii odnawialnej w elektrowniach wodnych (2352 GWh/159 528 GWh = 1,47% dane z 2007 r.) (ok. 1,4%), dopiero wówczas można otrzymać poziom produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w wysokości około 1,8% bardziej odpowiadający rzeczywistości. Choć wartość ta wzrasta kilkakrotnie, nadal jest to poziom niewielki w porównaniu z celami stojącymi przed sektorem produkcji energii.

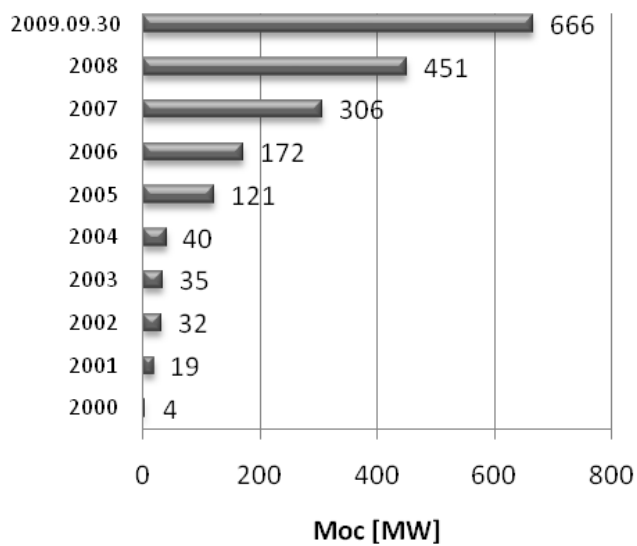
Kolejny problem to znaczne dysproporcje między mocą zainstalowaną a możliwościami produkcyjnymi. Te różnice kładą się cieniem na energetyce opartej na siłach natury. Konsekwencją tej sytuacji jest konieczność utrzymywania tzw. gorącej rezerwy [3] uruchamianej w razie niekorzystnych warunków powodujących spadek produkcji energii w elektrowniach wiatrowych. Rozwiązaniem tej sytuacji jest dywersyfikacja lokalizacyjna farm wiatrowych, uwzględniająca oczywiście warunki klimatyczne (wietrzność) oraz geograficzne (szorstkość). Najkorzystniej jest planować nowo powstającą farmę w północnych i środkowych rejonach naszego kraju, gdzie średnia prędkość wiatru jest największa (rys. 2). Przy dokładnym rozmieszczeniu należy polegać na lokalnych warunkach, które w zależności od miejsca mogą ulegać dość istotnym wahaniom.

Mimo tych trudności, produkcja energii elektrycznej przy wykorzystaniu OZE od kilku lat dynamicznie się rozwija. Szczególną uwagę należy zwrócić na wykorzystanie energii wiatru, gdzie przyrost nowej mocy jest największy i najdynamiczniejszy (rys. 3). Jednym z powodów jest możliwość uzyskania dofinansowania do inwestycji. W ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, którego celem jest rozwój infrastruktury z równoczesnym uwzględnieniem aspektów środowiskowych i zdrowotnych, beneficjenci mogą skorzystać z 50% dofinansowania do swojego projektu, nie więcej jednak niż 40 mln zł [5]. Należy również zwrócić uwagę, iż projekty obecnie finalizowane miały swoje początki kilka lat wcześniej. Proces powstawania farm wiatrowych, z różnych względów może trwać nawet 5–7 lat. Przyczyną tego jest w głównej mierze polskie prawo i trudności z tym związane, jakie napotyka inwestor w trakcie realizacji. Mimo to powstaje coraz więcej farm wiatro-



Rys. 2. Rozkład prędkości wiatru w Polsce  
Źródło: IMiGW

Fig. 2. Distribution of wind speed in Poland  
Source: IMiGW



Rys. 3. Moc elektrowni wiatrowych w Polsce  
Źródło: [11, 12, 13, 17]

Fig. 3. Capacity of wind power stations in Poland  
Source: [11, 12, 13, 17]

wych. Dzieje się tak ponieważ polityka państwa w kwestii Odnawialnych Źródeł Energii staje się coraz bardziej przyjazna. Powodowane jest to coraz większą świadomością ekologiczną oraz przyjętymi rozwiązaniami w ramach Unii Europejskiej. Efektem proekologicznych działań jest tworzenie coraz większej liczby instalacji OZE. Zgodnie ze stanem na dzień 31 grudnia 2008 projektowanych jest 65 nowych inwestycji o sumarycznej mocy 1 610,18 MW. Chcąc zwrócić uwagę na istotną rolę energii pochodzącej z wiatru należy podkreślić, iż nowo powstające elektrownie wiatrowe stanowią 1 591,355 MW mocy w 51 lokalizacjach. Jest to 98,8% wszystkich inwestycji w zakresie Odnawialnych Źródeł Energii [13].

Obecnie moc osiągnięta z Odnawialnych Źródeł Energii kształtuje się na poziomie 1926 MW [17], z czego 944 MW (49%) stanowią elektrownie wodne, a 666 MW (34,5%) elektrownie wiatrowe. Jak wspomniano, największą dynamiką wzrostu charakteryzuje się energia, której bazą jest siła wiatru. Przyrost mocy ilustruje rysunek 3. Moc obecnie działających jak również planowanych elektrowni wiatrowych w Polsce jest bardzo mała w porównaniu z europejskimi liderami – Hiszpanią (15 145 MW) i Niemcami (22 247 MW), jak również z potencjałem Polski szacowanym na 34GW [7].

Porównanie energetyki wiatrowej polskiej i niemieckiej pokazuje, jak duże możliwości rozwoju mamy w naszym kraju. Nie należy zapominać tu o problemach towarzyszących budowie i eksploatacji wiatraków (jak również farm wiatrowych). Na początku na przeszkodzie stają względy ekologiczne. Bardzo często lokalna opinia publiczna jest nieprzychylna tego typu inwestycjom ze względu na walory krajobrazowe oraz emisję fal dźwiękowych. Niewłaściwa lokalizacja może negatywnie oddziaływać na środowisko naturalne zwłaszcza na populację ptaków i nietoperzy. W odpowiedzi na te argumenty powstały dokumenty [14, 15], zawierające wytyczne dotyczące postępowania w trakcie projektowania obiektów energetyki wiatrowej. W fazie eksploatacji jednym z najistotniejszych zagadnień staje się problem predykcji mocy użytkowanych urządzeń.

## 2. Opis problemu

Moc turbiny wiatrowej jest uzależniona od czynników technicznych i przyrodniczych, tj:

- ✧ prędkości wiatru,
- ✧ gęstości powietrza,
- ✧ średnicy koła łopatkowego.

Relację tę opisuje wzór (1)

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

gdzie:  $c_p$  – ogólna sprawność przetwarzania energii wiatrowej na energię mechaniczną,

$\rho$  – gęstość powietrza  $\left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$ ,

$D$  – średnica koła łopatego [m],  
 $v$  – prędkość wiatru  $\left[\frac{\text{m}}{\text{s}}\right]$ .

Czynnikiem mającym największy wpływ na generowaną moc jest prędkość wiatru. Można więc stwierdzić, że im dokładniejsza będzie prognoza prędkości wiatru tym precyzyjniej zostanie określona moc wytworzona przez wiatrak.

W artykule podjęto próbę predykcji mocy wiatraka. Do wykonania obliczeń posłużono się danymi jednego z wiatraków znajdujących się w Republice Czeskiej. Jego moc znamionowa wnosi 2 MW. Dysponowano odczytami dziesięciominutowymi, które zostały uśrednione do przedziałów godzinnych. Zbudowano i rozpatrzono trzy modele przewidyujące wartości mocy wytworzonej przez urządzenie.

### 3. Modele i prognozy

Pierwszy wariant zakładał zbudowanie, na podstawie danych pomiarowych, krzywej przedstawiającej zależność mocy wiatraka od prędkości wiatru. Następnie charakterystyka ta została aproksymowana funkcją sigmoidalną postaci:

$$f(x) = \frac{c}{1 + e^{-a(x-b)}} \quad (2)$$

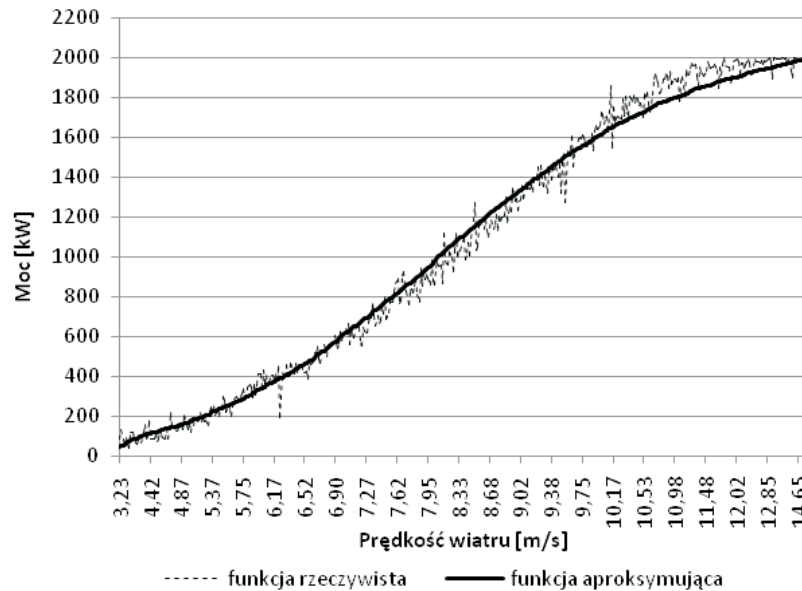
gdzie:  $a, b, c$  – współczynniki aproksymujące charakterystykę.

Funkcja sigmoidalna została dopasowana tak, aby błąd średniokwadratowy był najmniejszy (rys. 4). Wzór przewidywanej mocy wiatraka przyjął postać:

$$\hat{P} = \frac{c}{1 + e^{-a(\hat{Y}-b)}} \quad (3)$$

gdzie:  $\hat{P}$  – przewidywana moc,  
 $\hat{Y}$  – przewidywana prędkość wiatru,  
 $a = 0,7592$ ,  
 $b = 8,0948$ ,  
 $c = 2000,0$ .

Kolejnym etapem było wybranie modelu umożliwiającego predykcję prędkości wiatru. Ze względu na całkowicie stochastyczny proces jakim jest prędkość wiatru do tego celu



Rys. 4. Zależność mocy od prędkości wiatru badanego wiatraka

Fig. 4. Dependence of windmill power on wind speed

wybrano model ARMA( $p, q$ ), będący złożeniem autoregresji AR( $p$ ) oraz średniej ruchomej MA( $q$ ). Ogólna postać wyraża się wzorem:

$$Y_t = \varphi_1 Y_{t-1} + \varphi_2 Y_{t-2} + \dots + \varphi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t + \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \theta_2 \varepsilon_{t-2} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q} \quad (4)$$

Do wyznaczenia opóźnień posłużono się programem *Gretl* w wersji 1.8.5. Dysponując uśrednionymi godzinowymi wartościami mocy i prędkości wiatru dokonano wyboru próby do identyfikacji procesu (prędkość wiatru). Zakres zbioru oszacowano na  $n = 720$  elementów. Na podstawie wybranej próby, zakładając występowanie wyrazu wolnego, dokonano identyfikacji procesu stosując metodę „od ogółu – do szczegółu”. Wprowadzono maksymalną możliwą liczbę opóźnień, model przyjął postać ARMA(9,9). (Program dopuszcza kształtowanie modelu mającego dziesięć opóźnień. Niestety, przy wborze konkretnych współczynników można było wprowadzić tylko osiem elementów dlatego proces został rozpoczęty od wartości  $p$  i  $q$  równych dziewięć.) Badając istotność parametrów doprowadzono do momentu, w którym wszystkie współczynniki spełniały przyjęte wcześniej założenia. Obliczone wartości przedstawia tabela 1.

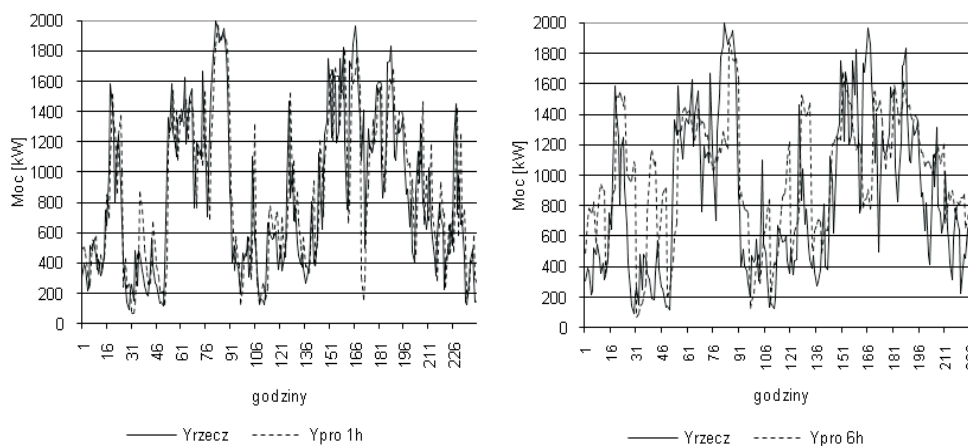
Wyznaczona postać modelu (M1) posłużyła do predykcji prędkości wiatru, co w konsekwencji pozwoliło – wykorzystując uzyskaną wcześniej charakterystykę (rys. 4) – prognozować moc wiatraka. Obliczenia wykonano stosując metodę krokową. Na podstawie danych historycznych zostały wyznaczone parametry modelu ARMA( $p, q$ ). Następnie wykonano prognozę krokową, uzyskując w ostatecznym etapie moc wiatraka na okres dziesięciu dni z wyprzedzeniem od jednej do sześciu godzin.



TABELA 1. Wartości szacowanych współczynników modelu ARMA

TABLE 1. Estimated values of ARMA model coefficient

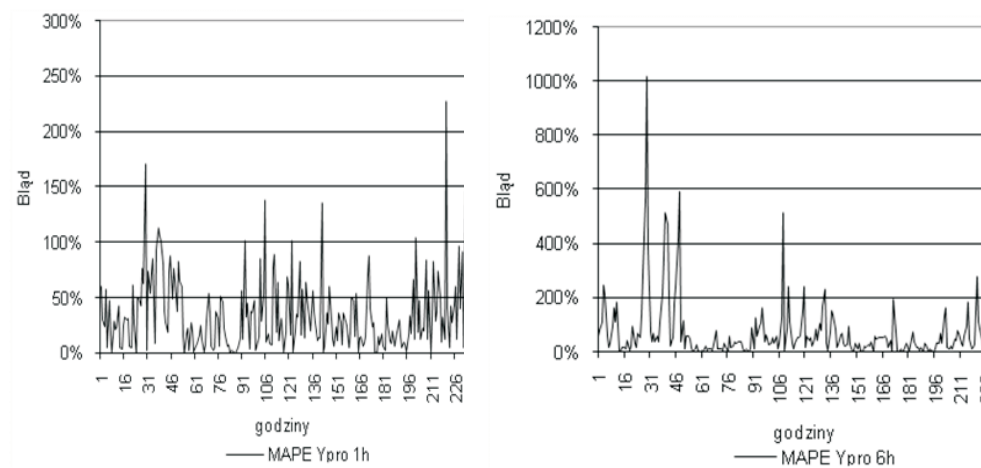
	Współczynnik	Błąd standardowy	Statystyka t-Studenta	Wartość p
const	8,57935	0,264867	32,3911	<0,00001
phi_1	1,85666	0,0816329	22,7440	<0,00001
phi_2	-1,55848	0,136334	-11,4313	<0,00001
phi_3	0,572573	0,0740622	7,7310	<0,00001
phi_6	0,0936963	0,0262898	3,5640	0,00037
phi_9	-0,0806448	0,018205	-4,4298	<0,00001
theta_1	-0,952799	0,0837746	-11,3734	<0,00001
theta_2	0,605354	0,0866052	6,9898	<0,00001
theta_3	0,147604	0,0562991	2,6218	0,00875
theta_8	-0,226762	0,0477445	-4,7495	<0,00001
theta_9	0,160563	0,0395122	4,0636	0,00005



Rys. 5. Rzeczywiste i prognozowane przebiegi mocy wiatraka w czasie modelem M1

Fig. 5. Real and forecast time courses of windmill power obtained from model M1

Przeprowadzone symulacje uwiadcniają fakt, iż niezależnie od długości wyprzedzenia na jaki podawana jest prognoza zawsze pojawia się kilka wartości, które są obarczone błędem przekraczającym kilkaset procent, co można zaobserwować analizując rysunek 6.



Rys. 6. Wartości błędów prognozy mocy wyznaczone modelem M1

Fig. 6. Errors value of forecast power obtained from model M1

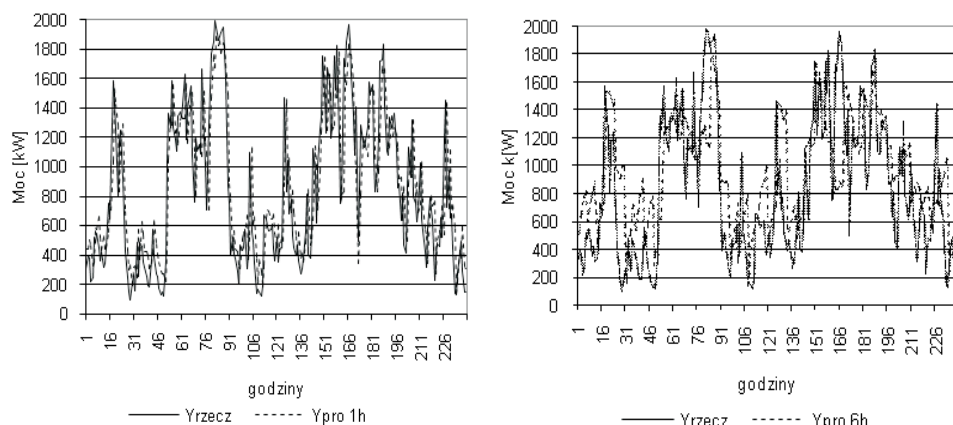
W wariancie drugim (M2) założono wykonanie prognozy mocy wiatraka jedynie na podstawie rzeczywistych wartości mocy zarejestrowanych w trakcie pracy turbiny. Rzeczywiste wartości pomiarowe mocy w interwale 10 minut zostały uśrednione do interwału godzinowego. Liczność próbek i zastosowana metodologia były analogiczne jak w wariancie pierwszym (M1). Wyniki identyfikacji parametrów modelu przedstawiono w tabeli 2. Jak można się było domyślić, wyznaczone parametry modelu są różne od poprzedniego.

TABELA 2. Wartości szacowanych współczynników modelu ARMA

TABLE 2. Value of estimated coefficients of ARMA model

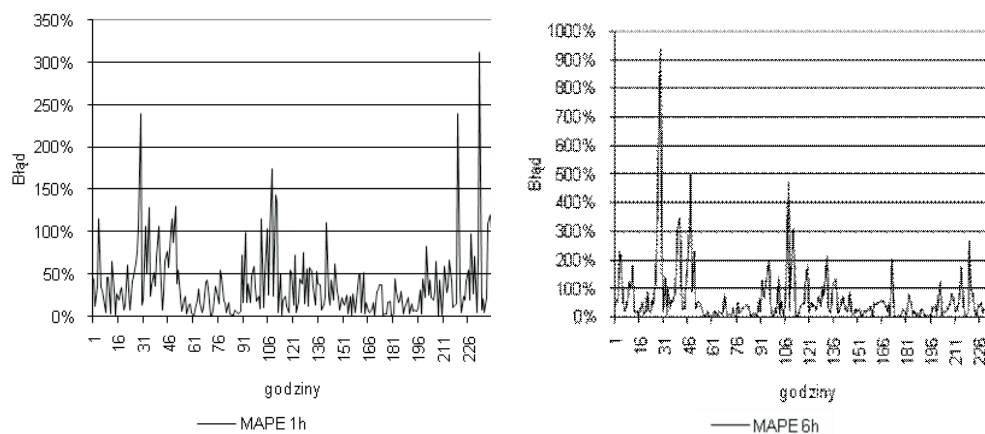
	Współczynnik	Błąd standardowy	Statystyka t-Studenta	Wartość p
const	1110,02	80,3623	13,8127	<0,00001
phi_1	0,899627	0,0352633	25,5117	<0,00001
phi_2	0,523425	0,0991542	-5,2789	<0,00001
phi_4	0,378891	0,0818688	4,6280	<0,00001
phi_6	0,0765382	0,0305903	2,5020	0,01235
phi_8	-0,115414	0,0358553	-3,2189	0,00129
theta_2	0,488319	0,0983523	4,9650	<0,00001
theta_3	0,502578	0,0888595	5,6559	<0,00001
theta_9	0,116059	0,0458348	2,5321	0,01134

Wyniki wykonanych prognoz zostały przedstawione na rysunkach 7 i 8. Otrzymane w ten sposób dane nie odbiegają zbytnio swym charakterem od rezultatów uzyskanych za pomocą pierwszego modelu. Nasuwa to przypuszczenie, iż drugi z rozpatrywanych dotąd wariantów jest lepszy, ponieważ przy zbliżonych wynikach predykcji w drugim wariantcie rezultaty uzyskuje się mniejszym nakładem czasu.



Rys. 7. Rzeczywiste i prognozowane przebiegi mocy wiatraka modelem M2

Fig. 7. Real and forecast time courses of windmill power obtained from model M2



Rys. 8. Wartości błędów prognozy mocy wyznaczone modelem M2

Fig. 8. Errors value of forecast power obtained from model M2

Ostatni z rozpatrywanych wariantów (M3) powstał na bazie modelu pierwszego. Różnica pomiędzy nimi polega na tym, że zamiast bazować na zmierzonych prędkościach wiatru na turbinie i przewidywać prędkości z modelu, dokonano pseudoprognozy tej prędkości

stosując do tego celu model średniej ruchomej. Odpowiada to stosowanym standardom, gdyż w rzeczywistości do przewidywania produkcji energii z danej turbiny wietrznej jako zmienną objaśniającą podaje się prognozowaną dla danej fermy prędkość wiatru. Dysponując prędkością uśrednioną wyznaczono model autoregresyjny uzyskując parametry zamieszczone w tabeli 3.

TABELA 3. Wartości szacowanych współczynników modelu ARMA

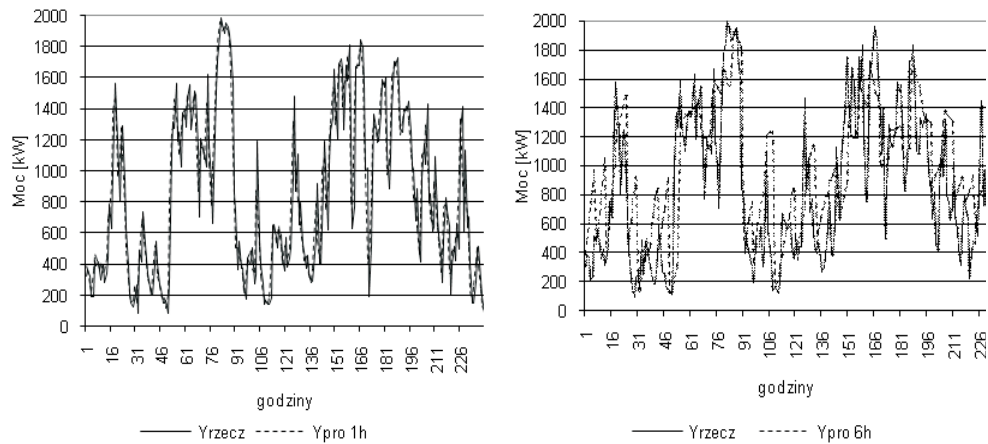
TABLE 3. Value of estimated coefficients of ARMA model

	Współczynnik	Błąd stand.	Statystyka z	Wartość p
const	8,73812	0,0730129	119,6792	<0,00001
phi_1	1,86243	0,0323485	57,5738	<0,00001
phi_2	-1,16856	0,0555296	-21,0439	<0,00001
phi_4	0,759625	0,098254	7,7312	<0,00001
phi_5	-0,723578	0,102013	-7,0930	<0,00001
phi_7	0,72733	0,0945994	7,6885	<0,00001
phi_8	-0,464614	0,0583628	-7,9608	<0,00001
theta_2	0,30176	0,0405522	7,4413	<0,00001
theta_3	-0,413904	0,0549372	-7,5341	<0,00001
theta_8	-0,321281	0,0425065	-7,5584	<0,00001
theta_9	-0,566575	0,0510057	-11,1081	<0,00001

Zastosowanie średniej ruchomej spowodowało znaczną poprawę wyników prognozy. W zależności od długości wyprzedzenia wartość średniego błędu zmniejszyła się od siedmiu do 60 procent. Niestety, nie udało się wyeliminować nagłych skoków wartości prognozowanych mocy, co wpłynęło znacząco na średni błąd (podobnie jak w poprzednich modelach). Wartości maksymalnych błędów są zbliżone do wielkości uzyskanych w poprzednich modelach.

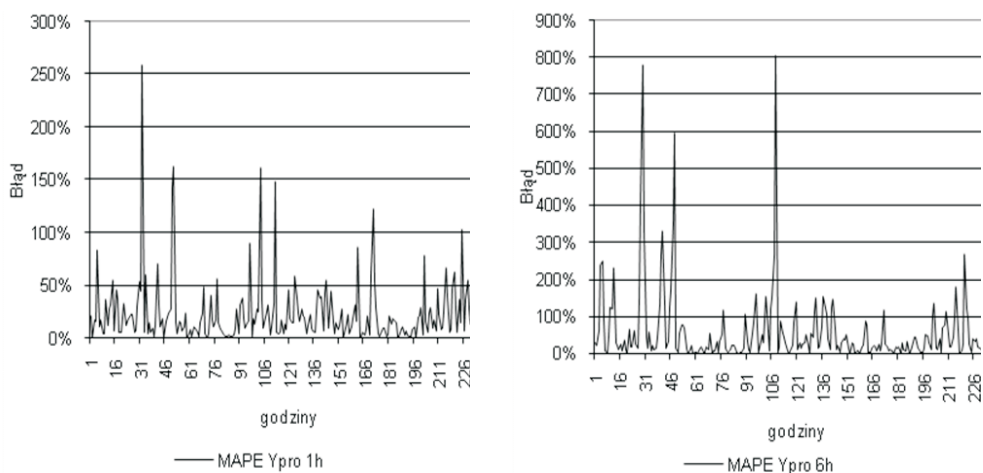
Zauważono również tendencję zwiększania się wartości średniego błędu wraz ze wzrostem długości wyprzedzenia prognozy. Dokładności prognoz wykonane trzema zaprezentowanymi modelami przedstawiono w tabeli 4.

W dalszej części artykułu przedstawiono porównanie prognozy i rzeczywistej produkcji energii w interwałach sześć-, dwunasto- i dwudziestoczwierogodzinnych. Do symulacji została wybrana prognoza jednogodzinna wariantu trzeciego. Analizując dane przedstawione w tabeli 5 można zauważyć znaczny spadek błędu średniego, jak i maksymalnego.



Rys. 9. Rzeczywiste i prognozowane przebiegi mocy wykonane modelem M3

Fig. 9. Real and forecast time courses of windmill power obtained from model M3



Rys. 10. Wartości błędów prognozy mocy wykonane modelem M3

Fig. 10. Errors value of forecast power obtained from model M3

## Podsumowanie i wnioski

W artykule przedstawiono próbę zbudowania modelu pozwalającego tworzyć prognozy mocy i w konsekwencji produkcji energii elektrycznej wykorzystującej energię wiatru. Sam proces jest silnie uzależniony od jednego czynnika – prędkości wiatru. Skutkiem tego błędy prognozy mocy powstające na podstawie prognozy prędkości wiatru (wariant pierwszy

TABELA 4. Średni błąd wykonanych prognoz dla badanych modeli

TABLE 4. Average errors of power forecast models

Model	Błąd średni	Wyprzedzenia					
		1h	2h	3h	4h	5h	6h
M1	MAPE [%]	35,8	44,7	55,5	64,1	66,8	77,6
M2		36,9	47,1	55,2	61,3	66,5	71,6
M3		22,6	18,9	27,6	38,0	48,7	66,4

TABELA 5. Wielkości błędów prognozy energii dla wybranych przedziałów czasowych

TABLE 5. Errors value of energy power forecast for selected time sections

Interwał prognozy	MAPE			Interwał prognozy	MAPE		
	6h	12h	24h		6h	12h	24h
1	0,87%	4,78%	2,08%	120	13,44%	4,88%	8,53%
6	9,26%			126	3,25%		
12	18,35%	4,82%		132	10,85%	13,62%	
18	4,68%			138	15,19%		
24	11,62%	13,64%	10,77%	144	4,57%	6,86%	0,23%
30	35,38%			150	8,74%		
36	24,17%	7,53%		156	0,59%	5,26%	
42	7,91%			162	8,68%		
48	19,99%	5,68%	2,12%	168	20,10%	5,25%	0,37%
54	2,11%			174	7,04%		
60	1,76%	0,71%		180	7,01%	4,02%	
66	3,77%			186	1,43%		
72	2,29%	2,45%	2,12%	192	4,08%	7,46%	6,24%
78	2,55%			198	12,74%		
84	7,60%	8,53%		204	6,85%	4,69%	
90	11,91%			210	1,59%		
96	0,38%	2,49%	2,33%	216	3,18%	3,01%	0,09%
102	4,80%			222	7,02%		
108	15,25%	7,53%		228	9,85%	5,44%	
114	2,74%			234	2,12%		
				Bł. max.	35,38%	13,64%	10,77%
				Bł. min	0,38%	0,71%	0,09%
				Bł. średni	8,39%	5,93%	3,49%

i trzeci) zwiększają się trzy-, czterokrotnie. Spowodowane jest to dużą nieliniowością, z jaką uwzględnia się prędkość wiatru w formule obliczającej moc wiatraka. Również sam sposób prognozowania mocy, który opiera się na stworzeniu charakterystyki jest obarczony błędem wynikającym z aproksymacji tej zależności. Dużą poprawę wyników prognozy przyniosło wcześniejsze zmodyfikowanie danych poprzez wprowadzenie średniej ruchomej MA(3).

Oczywiście dokładność prognozy, choć niezwykle ważna dla farmy wiatrowej w aspekcie finansowym, jest równie ważną z punktu widzenia bilansowania całego systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzone badania i wykonane obliczenia dotyczą zaledwie tego ważnego i skomplikowanego problemu. Z całą pewnością prognozy grupowe dla farm jako całości będą dokładniejsze od prognoz dla pojedynczych wiatraków. Wyrazem tego jest umożliwienie przez Operatora Systemu Przesyłowego 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 rynku bilansującego. Jest to więc podejście systemowe, w którym szuka się optymalnej ścieżki dla wyznaczenia kosztów bilansowania, wynikających z różnicy kosztów zapewnienia i wykorzystania rezerwy w sytuacji braku generacji z wiatraka.

Przeprowadzone symulacje pozwoliły wybrać najlepszy model celem obliczenia wytworzonej energii elektrycznej. Oszacowane wartości błędów są mniejsze niż w przypadku wykonywania oddzielnych prognoz dla każdej godziny.

Biorąc pod uwagę, że rejestrowana prędkość wiatru jest procesem stochastycznym oraz analizując uzyskane w trakcie przeprowadzenia prognoz wyniki można wysunąć hipotezę, że podobną dokładność jak uzyskana dla prognozy energii w przedziałach sześć-, dwunasto-, i dwudziestoczwierogodzinnych będzie można uzyskać dla predykcji odpowiednio jedno-, dwu- i czterogodzinnej posługując się odczytami dziesięciominutowymi. Będzie to przedmiotem kolejnych badań i symulacji.

## Literatura

- [1] MALKO J., 2009 – Polityka energetyczna państwa do 2030 roku. Przegląd Elektrotechniczny 9, str. 261–267.
- [2] KASPRZYK S., 2009 – Program polskiej energetyki jądrowej – najkorzystniejsze lokalizacje, moce w tych lokalizacjach, rozwój i modernizacja sieci NN i rozdzielni NN. Przegląd Elektrotechniczny 9, str. 153–158.
- [3] POPLAWSKI T., DAŚAL K., RUSEK B., 2009 – Predykcja dobowej produkcji energii elektrycznej na farmie wiatrowej. Rynek Energii 1, str. 319–323.
- [4] POPLAWSKI T., DAŚAL K., ŁYP J., – Problematyka prognozowania mocy i energii pozyskiwanych z wiatru. Polityka energetyczna t. 12, z. 2/2, str. 511–523.
- [5] ZDUŃCZYK J., 2009 – Fundusze UE, wsparcie inwestycji w energetyce. Energetyka ciepła i zawodowa 3, str. 16–19.

- [6] PAWLIK M., 2009 – Rozbudowa mocy wytwórczych w Polsce a pakiet klimatyczno-energetyczny UE. Energetyka ciepła i zawodowa 7, 8, str. 24–29.
- [7] LESZCZYŃSKI T., 2009 – Rozwój energetyki wiatrowej w Unii Europejskiej. Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki 2, Warszawa, str. 39–51.
- [8] Dziennik Ustaw z dnia 17 października 2005, Protokół z Kioto.
- [9] Ministerstwo Gospodarki: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Projekt z 23-10-2009 (wersja 8).
- [10] Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. Raport roczny 2008, [www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl)
- [11] GUS, Energia ze źródeł odnawialnych w 2006 r.
- [12] GUS, Energia ze źródeł odnawialnych w 2007 r.
- [13] Urząd Regulacji Energetyki. Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2008.
- [14] Polish Wind Energy Association (Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej). Wytyczne w zakresie oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na ptaki., marzec 2008, Szczecin.
- [15] Porozumienie dla Ochrony Nietoperzy. Tymczasowe wytyczne dotyczące oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na nietoperze (na rok 2009).
- [16] UNIC, [www.unic.un.org.pl](http://www.unic.un.org.pl)
- [17] URE, mapa z dnia 2009-09-30, <http://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>

Tomasz POPŁAWSKI, Kazimierz DAŚAL, Jacek ŁYP, Piotr SZELAĞ

## Use of the auto-regression models to forecast power obtained from wind

### Abstract

Global climatic changes determine the activities aimed at protection of natural environment. One of the effects is the position worked out by the European Union concerning the percentage increase of Renewable Energy Sources in the production of electric energy. In Poland the most dynamically developing branch of power engineering is at present the one based on wind power. Prediction of wind farms power is extremely difficult due to the stochastic nature of the process. The speed of wind has the greatest influence on the operation the wind turbine. In the paper, an attempt to forecast the power of an exemplary wind turbine using the auto-regression model is undertaken. Different options of analysis on real data are presented and compared.

KEY WORDS: wind energy, forecasting, power generation, renewable energy