

Implementacja informatyczna modelu trendu pełzającego do prognozowania mocy farm wiatrowych

Streszczenie. W związku ze wzrostem udziału energii ze źródeł odnawialnych, istotnym stała się potrzeba opracowywania modeli prognostycznych pozyskiwanej energii z tych źródeł. Artykuł porusza problematykę prognozowania mocy farm wiatrowych. Przedstawia metodykę modelu trendu pełzającego i nowatorski autorski program implementujący tę metodę. Przeprowadzono analizę statystyczną na danych w postaci szeregu czasowego, a także błędów prognoz. Wykonane zostały prognozy wygasłe wraz z oceną dokładności oraz prognozy walidacyjne umożliwiające ocenę użyteczności prezentowanego modelu.

Abstract. Due to the increased share of energy from renewable sources has become an essential need for development of predictive models abstracted energy from these sources. The article raises the issue of forecasting wind power capacity. Presents a methodology of creeping trend model and innovative original program that implements this method. Statistical analysis was performed on the data as time series, and the forecast errors. Taken extinct forecasts with evaluation of the accuracy and forecast validation for the assessment of usefulness of presented model. (Computer implementation of creeping trend model to predict wind power capacity)

Słowa kluczowe: prognozowanie, trend pełzający, energetyka wiatrowa, odnawialne źródła energii.

Keywords: forecasting, creeping trend, wind energy, renewable energy sources.

Wstęp

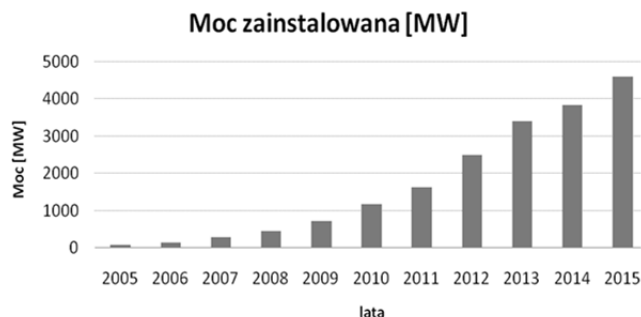
Coraz szybciej postępujący rozwój cywilizacji oraz zmniejszanie się zasobów paliw kopalnych, a także postępująca degradacja środowiska naturalnego spowodowały, że ogromną rolę zaczęła odgrywać energia ze źródeł odnawialnych (OZE).

Energia wiatru wykorzystywana była już od dawna, gdyż bardzo łatwo ją pozyskać i przekształcić w energię elektryczną. Niestety z energią wiatrową wiąże się także pewne trudności związane z charakterem pracy tego źródła. Duża niestabilność i losowość siły wiatru w czasie (np. w ciągu roku) ulegają znacznym zmianom, co tym samym utrudnia stałą produkcję mocy. Według [1] przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych ma charakter wykładniczy. Wskazuje również na nierównomierny rozwój energetyki wiatrowej, który wynika z istotnych różnic w zakresie ekonomicznego wsparcia tej gałęzi.

Polska jest krajem o olbrzymich, ale niewykorzystanych odnawialnych zasobach energetycznych, w tym właśnie wiatru [2]. Sytuacja ta powoli ulega zmianie, za sprawą nowych przepisów unijnych (np. pakiet klimatyczny, dyrektywa 2009/28/WE) odnośnie wykorzystania i udziału OZE w produkcji energii z tych źródeł.

Na terenie Polski znajdują się obszary o znacznym potencjale wiatrowym. Należą do nich tereny nadmorskie oraz środkowa Polska. Najmniej korzystne warunki można spotkać w Małopolsce i na Podkarpaciu. Najbardziej strategicznym miejscem są obszary pasa przybrzeżnego.

Energetyka wiatrowa w Polsce rozwija się bardzo dynamicznie, co przedstawiono na rysunku 1.



Rys.1. Moc zainstalowana [MW] w Polsce w poszczególnych latach, wg stanu na 31.12.2015 r. Źródło: opracowanie własne na podstawie [3]

Wartość mocy zainstalowanej w 2015 roku w Polsce wyniosła 4582,036 MW.

Według źródła [4] z 2016 roku moc skumulowana na koniec 2014 w Polsce wyniosła 3836 MW, natomiast w 2015 roku 5100 MW.

Energetyka wiatrowej według najnowszych danych z [4] konkuruje obecnie z paliwami kopalnianymi. Wszystko za sprawą coraz niższych kosztów produkcji energii oraz dynamicznemu rozwojowi tej gałęzi. Od początku dekady moc zainstalowana na świecie wzrosła bowiem ponad 2-krotnie.

Wszystko razem to sprawia, że poszukuje się coraz to nowszych i doskonalszych metod prognozowania poziomu mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe. Wymienia się dwa główne podejścia do tego problemu: fizyczny i statystyczny. Spotyka się także modele hybrydowe, które łączą jednocześnie oba te nurty [5], [6], [7], [8].

Jeśli chodzi o problematykę prognozowania generacji wiatrowej to jest zagadnienie dość nowe. W związku z tym w literaturze nie ma wielu pozycji na ten temat. Pojawiają się natomiast liczne publikacje poświęcone tematyce odnawialnych źródeł energii [9], [10], [11], [12], [13], [14].

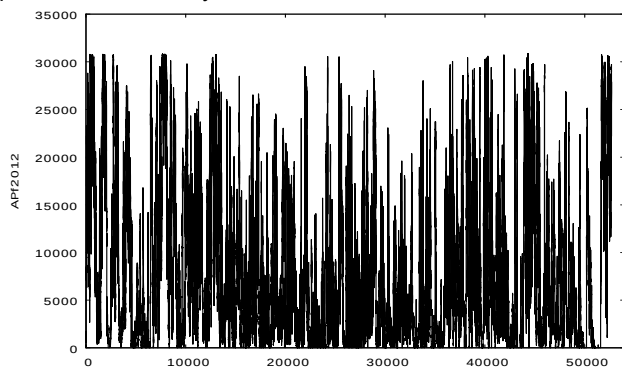
Poszukuje się coraz bardziej skuteczniejszych metod oraz modeli predykcyjnych, gdyż uzyskane prognozy mają ogromne znaczenie dla operatorów systemów przesyłowych [15], [16], [17].

W artykule poruszona została tematyka predykcji mocy farm wiatrowych z wykorzystaniem modelu trendu pełzającego, gdzie przedstawiono odmienny sposób wyznaczania prognozy. Do tej pory we wszystkich publikacjach uwzględniano warunki otoczenia farmy, w tym głównie siłę wiatru. W tym przypadku badania zostały przeprowadzone na rzeczywistych danych dotyczących średniej mocy produkowanej przez farmę w przeciągu trzech lat.

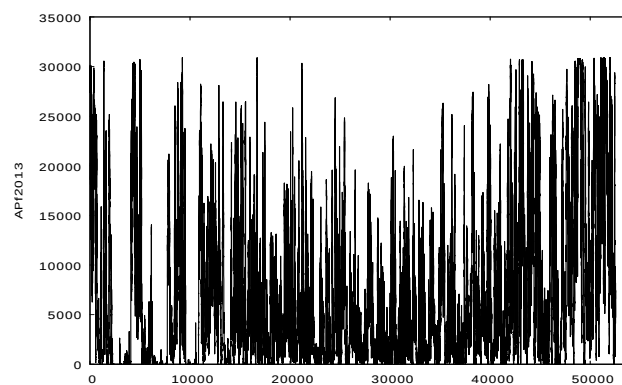
Przygotowanie danych i analiza statystyczna

Do modelowania wykorzystano historyczne dane zawierające średnią moc przypadającą na pracę wszystkich turbin na farmie. Badana farma wiatrowa zawierała piętnaście jednakowych turbozespołów o mocy nominalnej 2MW. Do testowania modelu trendu pełzającego wybrano 7 dni, a prognozę wykonano krokowo na kolejną dobę. W wybranym okresie pracowały prawie wszystkie turbiny na farmie. Dane podzielone zostały na trzy szeregi czasowe, odpowiadające przebiegom średnich mocy w ciągu trzech

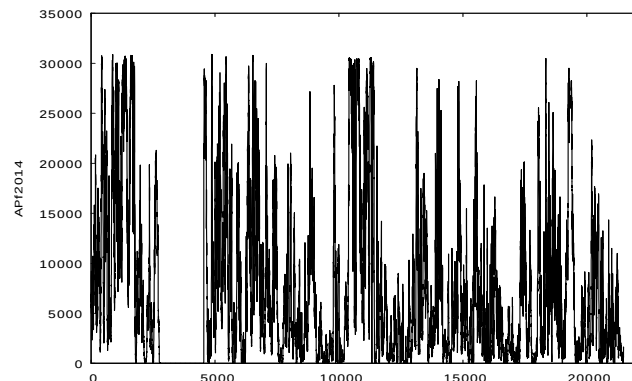
lat (2012, 2013 i część 2014 roku). Dla każdego roku wybrany został inny okres pracy turbin. W 2012 roku szereg reprezentował okres od 7.01 do 13.01. Dla 2013 roku wybrano szereg od 22.03 do 28.03. W 2014 roku okres obejmował dni od 7.05 do 13.05. Tylko jeden szereg poddano filtracji i usunięto z niego 4 błędne wartości. Tak przygotowane szeregi poddano analizie statystycznej. Do wykonania i przeprowadzenia analiz użyto programu Gretl¹. Analiza polegała na sporządzeniu wykresów badanych szeregów, obliczeniu statystyk opisowych, wykonaniu testu na normalność rozkładu oraz zbadaniu czy zmienne mają okresowość. Przebiegi średnich mocy w poszczególnych latach przedstawiono na rysunku 2, 3 oraz 4.



Rys.2. Przebieg średniej mocy w 2012 roku. Źródło: opracowanie własne z wykorzystaniem programu Gretl



Rys.3. Średnia moc generowana przez farmę w 2013 roku. Źródło: opracowanie własne z wykorzystaniem programu Gretl



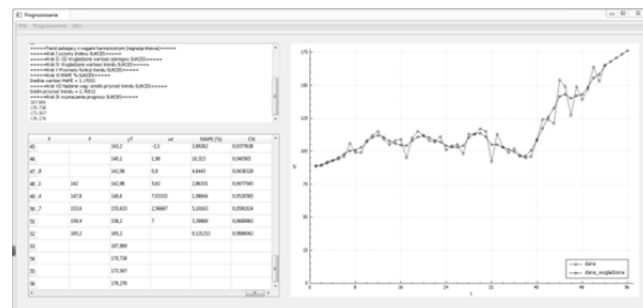
Rys.4. Średnia moc generowana przez farmę w 2014 roku. Źródło: opracowanie własne z wykorzystaniem programu Gretl

¹ Gretl (Regression Econometric and Time_Series Library) należy do grupy oprogramowania Open Source, czyli Powszechnej Licencji Publicznej GNU (GNU General Public License). Autorem oprogramowania jest Allin Cottrell z Uniwersytetu Wake Forest w Północnej Karolinie w USA.

Jak widać przebiegi mocy charakteryzują się dużą niestabilnością i zmiennością w czasie. W badanych szeregach wariancja oraz odchylenie standardowe osiągają bardzo duże wartości. Szeregi te nie mają rozkładu normalnego. Okresowości wykryto dla roku, miesiąca, tygodnia i doby. Najsilniejsza jest jednak okresowość roczna.

Implementacja modelu trendu pelzającego

W artykule do predykcji mocy farmy wiatrowej wykorzystano autorski, nowatorski program „Prognozowanie”. Został on napisany w języku C++ przy użyciu frameworka Qt i biblioteki QWT (rysowanie/wykresy). Program ten obsługuje pliki w formacie csv, które zawierają wartości zmiennych wyeksportowanych z arkuszy kalkulacyjnych zawierających dane do modelowania. Na podstawie tych danych dokonywane są prognozy za pomocą wbudowanych metod prognostycznych. Na dzień dzisiejszy zaimplementowano model trendu pelzającego z wagami harmonicznymi, z regresją liniową. Procedurę i metodologię modelu trendu pelzającego opisano szczegółowo w pozycjach [18], [19]. Na rysunku 5 przedstawiono interfejs programu „Prognozowanie”.



Rys.5. Wygląd programu „Prognozowanie”. Źródło: opracowanie własne

Wyniki

Jak wcześniej wspomniano wykorzystano rzeczywiste dane średniej mocy produkowanej przez farmę w ciągu trzech lat. Do uczenia modelu trendu pelzającego wybrano (dla każdego roku oddzielnie) po 7 dni z innego miesiąca, natomiast prognoza została wykonana na kolejne 24 godziny. Prognozę mocy uzyskano na dwa różne sposoby. W pierwszej wersji od razu wykonano predykcję na 24 godziny. W drugim sposobie prognozę wykonano krokowo, przesuwając się o 2 godziny do przodu uaktualniając kroki. Dodatkowo badano wpływ parametru wygładzania k na prognozowanie, subiektywnie wybierając wartości z przedziału od 3 do 6. Wyniki eksperymentu dla predykcji 24 godzinnej zestawiono w tabeli 1. Policzone zostały także błędy dopasowania modelu oraz błędy prognoz wygaśłych (tabela 2).

Tabela 1. Wyznaczone średnie błędy MAPE i nMAPE prognoz wygaśłych dla średniej mocy wyprodukowanej na farmie dla całej doby (pierwszy sposób)

Trend pelzający		Średnia moc farmy		
		APf2012	APf2013	APf2014
k = 3	nMAPE [%]	4,24	2,36	1,51
	MAPE [%]	6,02	8,65	17,93
k = 4	nMAPE [%]	3,91	2,20	1,44
	MAPE [%]	5,56	8,10	17,11
k = 5	nMAPE [%]	3,78	2,14	1,41
	MAPE [%]	5,39	7,87	16,96
k = 6	nMAPE [%]	3,81	2,15	1,39
	MAPE [%]	5,46	7,97	16,80

Zastosowano dwie metody wyznaczania błędów: klasyczną MAPE oraz odniesioną do wartości nominalnej obiektu nMAPE. Wyznaczanie błędu tą drugą metodą jest charakterystyczne, gdy prognozuje się generację wiatrową.

Z przedstawionych wyników widać ciekawą zależność. Im większy błąd MAPE tym mniejszy jest błąd nMAPE. Podobną zależność zauważono jeśli chodzi o błędy dopasowania modelu do danych rzeczywistych. Im większy jest błąd dopasowania tym mniejszą wartość ma błąd nMAPE. Wyniki przedstawia tabela 2.

Tabela 2. Wyznaczone dla historii procesu błędy dopasowania modelu dla średniej mocy wyprodukowanej na farmie dla całej doby

Trend poruszający		Średnia moc farmy		
		APf2012	APf2013	APf2014
k = 3	nMAPE [%]	4,24	2,36	1,51
	błąd dop. [%]	0,66	0,45	0,76
k = 4	nMAPE [%]	3,91	2,20	1,44
	błąd dop. [%]	1,07	0,70	1,24
k = 5	nMAPE [%]	3,78	2,14	1,41
	błąd dop. [%]	1,40	0,90	1,65
k = 6	nMAPE [%]	3,81	2,15	1,39
	błąd dop. [%]	1,63	1,07	1,97

Podczas badania wpływu parametru k na wyniki prognoz to sprawa nie jest taka prosta. Najmniejsze błędy uzyskano zarówno dla wartości k = 5 i k = 6. Największe zaś błędy MAPE uzyskano przy zastosowaniu współczynnika k = 3. Co ciekawe dla tego parametru błąd dopasowania modelu był najmniejszy.

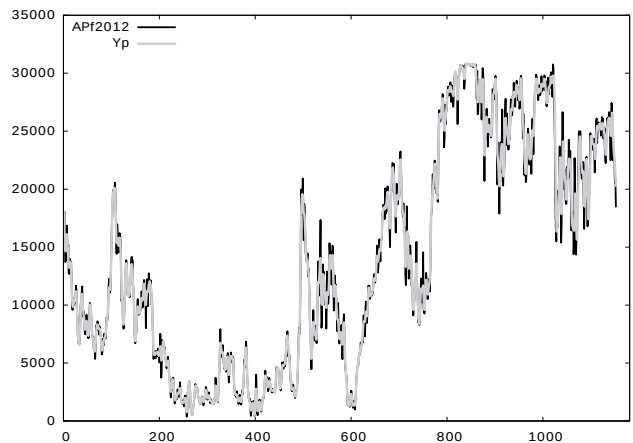
Dla średniej mocy farmy z 2012 roku najmniejszy błąd nMAPE osiągnięto dla k = 5 i wynosił on 3,78%. W 2013 roku dla dwóch parametrów k (5 i 6) uzyskano prawie tę samą wartość błędu – 2,14%. Dla mocy w 2014 roku najmniejszy błąd (1,39%) otrzymano przy k = 6. Dla współczynnika k = 5 błąd ten był na poziomie 1,41% (uzyskano mniejszy błąd dopasowania danych do modelu). Z otrzymanych rezultatów widać, że parametr k ma znaczący wpływ na wielkość prognozowania i osiągnięte błędy.

Drugi sposób wyznaczania prognozy obejmował krok o 2 godziny do przodu i przesuwanie się szeregu, w celu osiągnięcia pełnych 24 godzin. Niestety tą metodą nie otrzymano spodziewanych lepszych rezultatów. Wyniki przedstawione zostały w tabeli 3, gdzie zestawiono błędy prognoz wygastłych nMAPE. Dla parametru k = 3 błędy te kształtują się na podobnym poziomie. W miarę zwiększania tego parametru błędy (które uzyskano metodą krokową o 2 godziny) nieznacznie wzrosły.

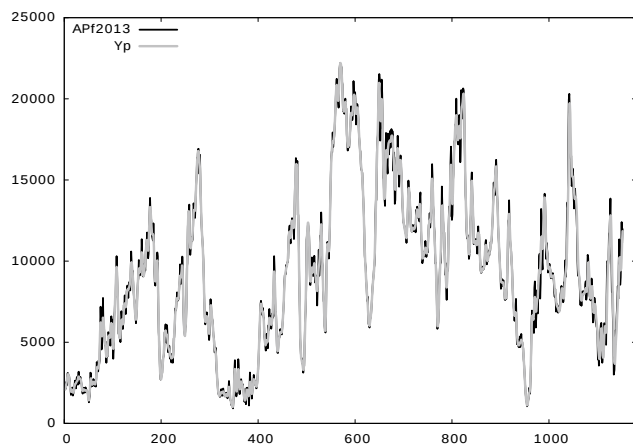
Tabela 3. Wyznaczone średnie błędy nMAPE prognoz wygastłych dla średniej mocy wyprodukowanej na farmie dla całej doby oraz z krokiem o 2 godziny

Trend poruszający		Średnia moc farmy		
		APf2012	APf2013	APf2014
k = 3	Krok 2h	4,27	2,37	1,51
	24h	4,24	2,36	1,51
k = 4	Krok 2h	3,95	2,25	1,48
	24h	3,91	2,20	1,44
k = 5	Krok 2h	3,87	2,22	1,46
	24h	3,78	2,14	1,41
k = 6	Krok 2h	3,98	2,29	1,46
	24h	3,81	2,15	1,39

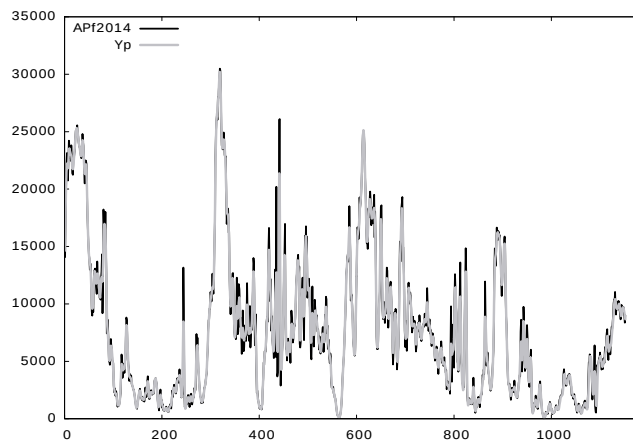
Na rysunkach 6, 7 i 8 przedstawiono przykładowe przebiegi wartości rzeczywistej i prognozowanej średniej mocy dla farmy w poszczególnych latach (dla wybranych najmniejszych błędów prognoz nMAPE).



Rys.6. Przebieg rzeczywisty i prognozowany średniej mocy w 2012 roku dla k = 5. Źródło: opracowanie własne z wykorzystaniem programu Gretl



Rys.7. Przebieg rzeczywisty i prognozowany średniej mocy w 2013 roku dla k = 5. Źródło: opracowanie własne z wykorzystaniem programu Gretl



Rys.8. Przebieg rzeczywisty i prognozowany średniej mocy wyprodukowanej na farmie w 2014 roku (wartość k = 5). Źródło: opracowanie własne z wykorzystaniem programu Gretl

Podsumowanie

Wiadome jest, że prognozowanie generacji wiatrowej jest zadaniem bardzo trudnym ze względu na charakter tego procesu, gdzie duża zmienność dla warunków pracy oraz niestabilność i losowość siły wiatru znacząco wpływają na predykcję.

W artykule autorzy przedstawili odmienny sposób wyznaczania prognozy dla mocy pozyskiwanej z farmy

wiatrowej. Do tej pory uwzględniano warunki otoczenia farmy, głównie siłę wiatru. W tym podejściu wykorzystano dane historyczne dotyczące średniej mocy rzeczywiście produkowanej przez farmę w ciągu trzech lat. Zastosowano autorski program implementujący model trendu pełzającego z wagami harmonicznymi, który wykorzystuje regresję liniową do wyznaczania tendencji rozwojowej. Uzyskane przez autorów rezultaty są w pełni zadowalające. W pracy badano także wpływ parametru wygładzania k na wielkość prognozy, gdzie uzyskane wyniki potwierdziły, że wpływ ten jest znaczący. Otrzymane błędy dopasowania kształtowały się w przedziale od 0,46 – 1,97%, natomiast błędy prognoz wygasłych (dla całej doby) od 1,39% do 4,24%. Model trendu pełzającego był wcześniej wykorzystywany przez autorów do predykcji innych zjawisk w energetyce. Pytanie czy takie podejście (jakie przedstawiono w artykule) do problemu prognozowania mocy farmy wiatrowej jest uzasadnione? Autorzy uważają, że w pełni tak. Przykładem są osiągnięte wyniki eksperymentu. Co więcej można podjąć kolejne próby w celu weryfikacji otrzymanych rezultatów. Na potrzeby publikacji wzięto małą liczbę prób. Jak zachowa się model, gdy wprowadzimy dłuższy szereg? Czy błędy uzyskanych prognoz nie zwiększą się? Te pytania nasuwają się także samym autorom, którzy dalej będą kontynuować prace i badania przy zastosowaniu modelu trendu pełzającego do prognozowania mocy farm wiatrowych.

Autorzy:

dr hab. inż. Tomasz Popławski prof. PCz., Politechnika Częstochowska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Wytwarzania, Urządzeń i Gospodarki Elektroenergetycznej, Al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa, E-mail: poptom@el.pcz.czyst.pl;
mgr inż. Monika Weźgowiec, Politechnika Częstochowska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Wytwarzania, Urządzeń i Gospodarki Elektroenergetycznej, Al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa, E-mail: wezgowiec.monika@gmail.com;

LITERATURA

1. Flaga A. Inżynieria wiatrowa. Podstawy i zastosowania. Wydawnictwo Arkady, Warszawa, 2008].
2. Rewolucja energetyczna dla Polski, Scenariusz zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii w perspektywie długookresowej, raport Greenpeace, Warszawa, 2013 r
3. www.ure.gov.pl/ - Urząd Regulacji Energetyki
4. <http://www.eurobserv-er.org/>
5. Popławski T.: Problematyka prognoz generacji wiatrowej w KSE. Przegląd Elektrotechniczny, (2014), nr.7/ R.90, 119-122
6. Magulski R., Pakulski T.: Options to Improve the Quality of Wind Generation Output Forecasting with the Use of Available Information as Explanatory Variables, *Acta Energetica* 2/23, 2015, 24–30
7. Popławski T., Szeląg P.: Wykorzystanie wykładnika Hursta do przewidywania niestabilności generacji wiatrowej. *Rynek Energii*, nr 5 (114), 2013, 116-120
8. Stathopoulos C., Kaperoni A., Galanis G., Kallos G.: Wind power prediction based on numerical and statistical models. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 112, 2013
9. Szeląg P.: Prognozowanie generacji wiatrowej w kontekście gospodarowania zasobami energii, *Polityka Energetyczna*, T.17, z.3, 2014, 125-134
10. Hossa T., Sokołowska W., Fabisz K., Filipowska A.: Prognozowanie generacji wiatrowej z wykorzystaniem metod lokalnych i regresji nieliniowej, *Rynek Energii*, Nr 2(111), 2014, 61-68
11. Karkoszka K.: Metody prognozowania wielkości mocy elektrycznej z farm wiatrowych dla potrzeb bilansowania oraz prowadzenia ruchu krajowego systemu elektroenergetycznego, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* nr 78, 2010, 75-86
12. Piotrowski P.: Analiza statystyczna danych do prognozowania ultrakrótkoterminowego produkcji energii elektrycznej w systemach fotowoltaicznych, *Przegląd Elektrotechniczny*, (2014), nr.4/ R.90, 1-4
13. Piotrowski P., Baczyński D.: Prognozowanie dobowej produkcji energii elektrycznej przez turbinę wiatrową z horyzontem 1 doby, *Przegląd Elektrotechniczny* (2014), nr.9/ R.90, 113-117
14. Piotrowski P.: Analiza zastosowań sztucznych sieci neuronowych do krótkoterminowego prognozowania mocy oraz produkcji energii elektrycznej w systemach fotowoltaicznych, *Przegląd Elektrotechniczny*, (2015), nr.8/ R.91, 162-165
15. Popławski T., Szeląg P., Całus D., Głowiński C., Adamowicz Ł.: Użycie metod grupowania do prognozowania generacji wiatrowej. *Rynek Energii*, nr 5(108) 2013, 21-25.
16. Popławski T., Dąsał K., Łyp J., Szeląg P.: Zastosowanie modeli ARMA do przewidywania mocy i energii pozyskiwanej z wiatru, *Polityka Energetyczna*, T.13 z.2, 2010, 385-400.
17. Popławski T., Szeląg P.: Wykorzystanie własności podobieństwa procesów do prognozowania mocy przez turbiny wiatrowe. *Rynek Energii*, nr 1(92), 2011, 103-107.
18. Dąsał K., Popławski T.: Model trendu pełzającego w prognozowaniu zużycia energii elektrycznej małych odbiorców. *Rynek Energii*, (2009) Nr II(IV), 324-329
19. Dąsał K., Popławski T., Kurach M., Rusek K.: Analiza i prognoza cen wybranych paliw biomasowych na krajowym rynku energii i UE. *Materiały pokonferencyjne ZET* (2011), 23-39