

Piotr SZELAĞ*

Prognozowanie generacji wiatrowej w kontekście gospodarowania zasobami energii

STRESZCZENIE. Z roku na rok przybywa nowych instalacji wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii. Zjawisko to, w różnym stopniu, dotyczy wszystkich rodzajów zasobów odnawialnych, jednak najdynamiczniej rozwija się energetyka wiatrowa. Przyłączanie nowych farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego powoduje konieczność rozwiązania problemów związanych z pracą tych źródeł energii; do najważniejszych z nich należą: duża zmienność w czasie poziomu generowanej mocy oraz trudność w jej przewidywaniu. Od lat podejmowane są próby ograniczenia negatywnych skutków pracy elektrowni wiatrowych. Podejmowanie działań początkowo skupiały się na przygotowywaniu kolejnych, coraz lepszych narzędzi prognostycznych dedykowanych elektrowniom wiatrowym. Obserwowane jest również przyspieszenie prac związanych z opracowywaniem technologii oraz budową instalacji magazynujących energię elektryczną. Celem autora jest połączenie tych dwóch nurtów i stworzenie dwóch narzędzi. Pierwszym z nich będzie model dający możliwość przygotowania możliwie najlepszej prognozy generacji mocy. Drugim, narzędzie wyznaczające optymalną pojemność magazynu, między innymi na podstawie informacji uzyskanych z modelu prognostycznego. W pracy tej przedstawiono działania związane z wykonaniem pierwszego narzędzia. Opisano proces filtracji danych pomiarowych oraz problemy z tym związane. Przedstawiono koncepcję modelu predykcyjnego. Scharakteryzowano etap uczenia modelu oraz wykonania prognozy mocy. Przedstawiono dokładności prognozy oraz sformułowano kolejne etapy pracy.

SŁOWA KLUCZOWE: energia wiatrowa, odnawialne źródła energii, prognozowanie, analiza skupień

* Dr inż. – Instytut Elektrotechniki, Politechnika Częstochowska, Zakład Urządzeń i Gospodarki Elektroenergetycznej, Częstochowa; e-mail: szelag@el.pcz.czyst.pl

Wprowadzenie

W ostatnich kilkunastu latach notowany jest systematyczny wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w strukturze energii finalnej brutto. W Polsce, zgodnie z założeniami (Polityka... 2009), ma on osiągnąć 15% w 2020 roku. Spełnienie tego warunku będzie możliwe jedynie poprzez dalszy dynamiczny rozwój instalacji wykorzystujących zasoby odnawialne ze szczególnym uwzględnieniem energetyki wiatrowej (Polityka... 2009). Porównując stan bieżący z założeniami zapisanymi w dokumencie (Polityka... 2009), dotyczącymi mocy wytwórczych wykorzystujących energię wiatru można stwierdzić, że sektor ten rozwija się szybciej w stosunku do wyznaczonych celów. Zgodnie z danymi z marca 2014 roku (Mapa... 2014) łączna moc instalacji wiatrowych w Polsce wynosi 3676 MW. Liczba ta przewyższa przewidywania na 2015 rok, które wynoszą 3396 MW. Zakładając utrzymanie się obecnych tendencji w ciągu kilku najbliższych lat można spodziewać się podwojenia obecnych mocy wytwórczych.

Wraz ze zwiększaniem udziału energetyki wiatrowej w produkcji energii elektrycznej uwydatnieniu ulegają problemy związane z charakterem tego źródła energii. W szczególności należy zwrócić uwagę na nagłe zmiany wielkości mocy wprowadzanej do systemu elektroenergetycznego, wynikające bezpośrednio ze zmian prędkości wiatru działającego na elektrownie wiatrowe, dotyczy to zarówno gwałtownych wzrostów jak i spadków mocy. Konsekwencją zmian warunków meteorologicznych jest również mniejsza przewidywalność generacji wiatrowej w stosunku do źródeł konwencjonalnych (Majchrzak i in. 2012). Problemy związane z pracą elektrowni wiatrowych znalazły swoje odzwierciedlenie w polskim prawie. Zgodnie z rozporządzeniem (Rozporządzenie... 2007) producenci energii elektrycznej wykorzystujący energię wiatru mogą wprowadzać „korektę planowanej ilości energii elektrycznej dostarczanej do sieci, nie później niż na 2 godziny przed godzinowym okresem jej wytworzenia”.

Ograniczenie negatywnych skutków oddziaływania energetyki wiatrowej na system elektroenergetyczny może być realizowane poprzez poprawę dokładności prognoz pracy elektrowni wiatrowych oraz budowę instalacji magazynujących energię elektryczną przez nie wytwarzaną. Zdaniem autora zasadnym jest w trakcie projektowania magazynów energii uwzględnienie dokładności prognoz, ponieważ pozwoli to zoptymalizować pojemność magazynu w stosunku do mocy elektrowni wiatrowej, która będzie taki zasobnik zasilala.

Połączenie takie może w przyszłości znacznie ograniczyć niestabilność źródeł wiatrowych przy jednoczesnym obniżeniu kosztów poniesionych na realizację tego zadania.

1. Przygotowanie danych

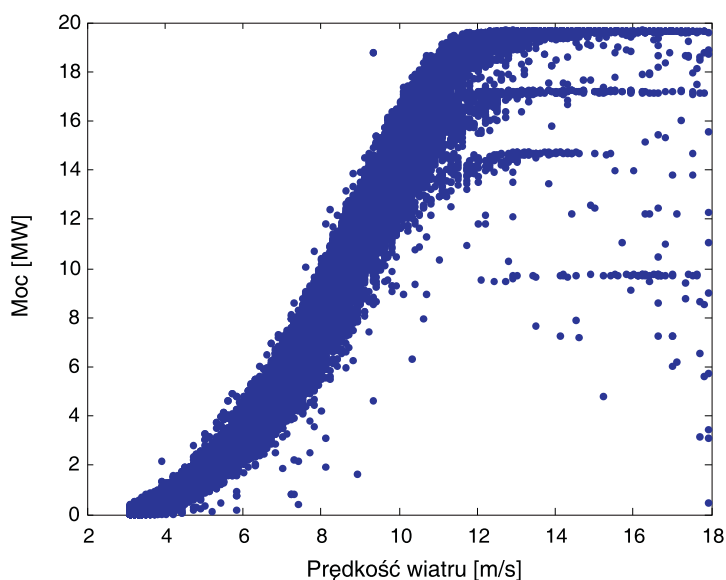
Badana farma wiatrowa zawierała osiem jednakowych turbozespołów o mocy nominalnej 2,5 MW. Prognoza mocy wybranej farmy wiatrowej została przygotowana i zweryfikowana na podstawie danych pomiarowych, obejmujących okres dziesiętnastu miesięcy. Dostępne odczyty wykonane zostały z piętnastominutowym interwałem czasowym, co przełożyło się na

około 62 700 rekordów. Każdy z nich zawierał informację o dacie i godzinie odczytu, liczbie pracujących jednostek, wygenerowanej mocy, ciśnieniu atmosferycznym, temperaturze oraz prędkości wiatru.

Dane zostały poddane filtracji. W pierwszej kolejności usunięto rekordy nie zawierające wszystkich odczytów dla danego kwadransu. Zredukowało to wielość bazy do około 60 400 wierszy. W kolejnym etapie usunięto rekordy zawierające błędne pomiary wynikające np. z awarii turbozespołów bądź planowych przestoju oraz ograniczeń konstrukcyjnych. Wyeliminowano również odczyty reprezentujące okresy, w których ani jeden turbozespół nie pracował. Oczyszczenie danych pomiarowych zredukowało liczbę rekordów do wartości 50 616. Zbiór ten został podzielony na część uczącą i testową. Zestaw uczący liczył 30 000 rekordów, do weryfikacji modelu i przygotowania prognozy przeznaczono pozostałą część bazy.

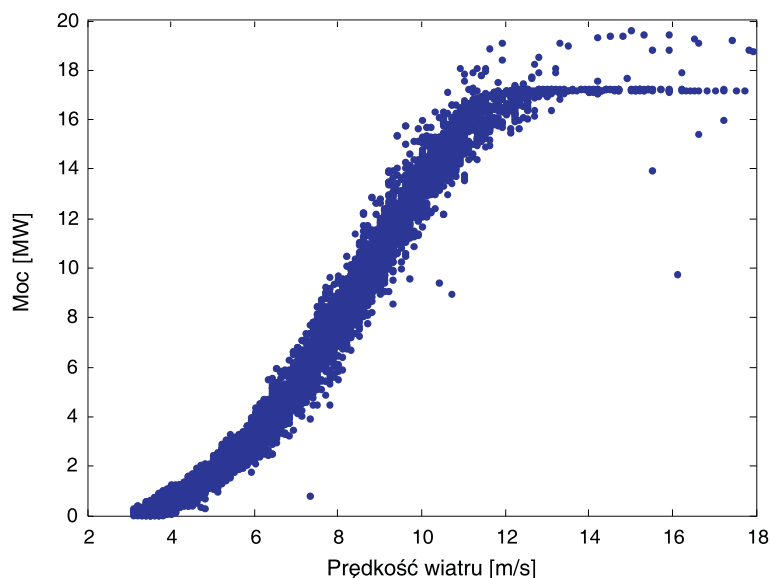
Pomimo dużej staranności w przygotowaniu danych patrząc na rysunek 1 przedstawiający krzywą mocy farmy wiatrowej należy zwrócić uwagę na duże rozrzucenie punktów w zakresie prędkości powyżej 10 m/s oraz mocy większej niż 8 MW. Tak znaczne odchylenia niektórych punktów pomiarowych od nominalnej krzywej mocy nie wynikają z popełnionego błędu, a są efektem różnej liczby pracujących turbozespołów w danym przedziale pomiarowym. Można zauważyć, że część punktów układa się w poziome linie odpowiadające generowanej mocy o wartościach: 17,5 MW, 15 MW oraz 10 MW. Niesie to ze sobą informację, iż odczyty te zostały zarejestrowane w chwilach, gdy pracowało odpowiednio siedem, sześć oraz cztery elektrownie wiatrowe.

Na rysunku 2 przedstawiono krzywą mocy farmy wybierając tylko odczyty, gdy pracowało siedem turbozespołów. Również w tym przypadku można zauważyć podobne rozbieżności.



Rys. 1. Krzywa mocy farmy wiatrowej

Fig. 1. Wind farm power curve



Rys. 2. Krzywa mocy farmy wiatrowej gdy pracuje siedem turbozespołów

Fig. 2. Wind farm power curve when seven turbines are working

Zaskakujący jest fakt, że przy pracujących siedmiu turbozespołach łączna nominalna moc wynosi 17,5 MW, natomiast w rzeczywistości zdarzają się odczyty sięgające 19,5 MW.

Tak duże różnice wynikają z faktu, iż liczba turbin jest wartością odczytaną na koniec piętnastominutowego przedziału czasu, pozostałe wartości są średnimi z tych okresów. Jeżeli przez większość kwadransa pracowała inna liczba turbozespołów niż w momencie odczytu to prowadzi to do takich rozbieżności jak przedstawione na rysunku 2. Pomimo tych rozbieżności zdecydowano się wykorzystać liczbę pracujących turbin jako element danych wejściowych do modelu ponieważ informacja ta poprawiła dokładność prognoz w stosunku do sytuacji gdy liczba pracujących turbin nie była uwzględniana. Można zatem stwierdzić, że ze względu na małą liczbę punktów o tak znacznym odchyleniu, w przypadku tego modelu, możliwe było pominięcie tego problemu. Obecnie trwają badania, mające na celu wypracowanie metod, które będą eliminować przekłamania i braki w danych pomiarowych otrzymywanych z farm wiatrowych. Po zakończeniu tych prac będzie możliwe ocenienie wpływu sposobu akwizycji danych na dokładność prognozy.

2. Model prognostyczny

Obecnie zostało zbudowanych już wiele modeli, których zadaniem jest prognozowanie pracy elektrowni wiatrowych (Khalid i Savkin 2012; Kusiak i in. 2013; Popławski i in. 2009, 2010, 2011, 2013; Yao i in 2014). Istniejące modele można podzielić na dwie grupy

reprezentujące różny sposób podejścia do zagadnienia. Pierwsza, skłaniająca się ku statystycznemu ujęciu problemu, gdzie poprzez wykorzystanie danych historycznych, określenie zależności między nimi, buduje się modele predykcyjne. Druga, reprezentująca podejście fizyczne, wykorzystuje warunki geograficzne i atmosferyczne do uzyskania jak najdokładniejszej prognozy. Istnieje również grupa modeli hybrydowych, łączących oba te podejścia. Obecnie konstruowane farmy wiatrowe wyposażone są w systemy pomiarowe, które dostarczają szeregu danych dotyczących zarówno pracy samego obiektu jak i warunków meteorologicznych panujących wokół niego. Dysponując kilkoma zmiennymi opisującymi pracę farmy wiatrowej zbudowano model prognostyczny wykorzystujący narzędzia z zakresu analizy skupień.

Posiadano dane, których wielkości kolejnych zmiennych różniły się znacząco między sobą. Rozbieżności dotyczyły przede wszystkim rzędu wielkości poszczególnych zmiennych. Gdyby do modelu wprowadzono ciągi w takiej postaci to zaburzyłyby one model poprzez nierównomierny wpływ poszczególnych zmiennych na model. Zdecydowano przeprowadzić standaryzację poszczególnych zmiennych tak, by po przekształceniu wartość oczekiwana wynosiła zero, a wariancja była równa jeden. Tak zmodyfikowane zmienne stanowiły dane wejściowe do modelu.

Pierwszy etap polegał na zastosowaniu metody k -średnich. Wykonano grupowanie danych oraz wyznaczono centroidy poszczególnych klas. Wykorzystano przy tym euklidesową miarę odległości. Środki klas były współrzędnymi reprezentującymi kolejno: liczbę pracujących turbozespołów, ciśnienie atmosferyczne, temperaturę, prędkość wiatru, moc wygenerowaną przez farmę wiatrową. Kolejnym etapem było przygotowanie prognozy na podstawie wyznaczonych centroidów oraz danych testowych, w przypadku których wykorzystano tylko trzy z pięciu zmiennych, mianowicie ciśnienie atmosferyczne, temperaturę i prędkość wiatru. Ponieważ nie dysponowano prognozami tych zmiennych, a jedynie rzeczywistymi odczytami, na potrzeby przygotowania prognozy mocy, zmienne wejściowe zostały losowo zaburzone, tak by ich wartości zmieniały się w przedziale od 90% do 110% wartości rzeczywistych. Tak przetworzone dane zostały wprowadzone do modelu.

Wykonanie predykcji mocy polegało na przyporządkowaniu prognoz zawierających informacje na temat ciśnienia atmosferycznego, temperatury i prędkości wiatru do określonej klasy. Kolejne wektory zawierające zmienne reprezentujące piętnastominutowe okresy czasu były porównywane z wektorami reprezentującymi środki wcześniej wyznaczonych klas i przypisywane do klasy, której odległość była najmniejsza. Przydział, tak samo jak wcześniejsze grupowanie, przeprowadzono na podstawie miary euklidesowej. Prognozowaną wartością była liczba reprezentująca moc w wektorze środka klasy, do której dany wektor z danymi testowymi został przypisany.

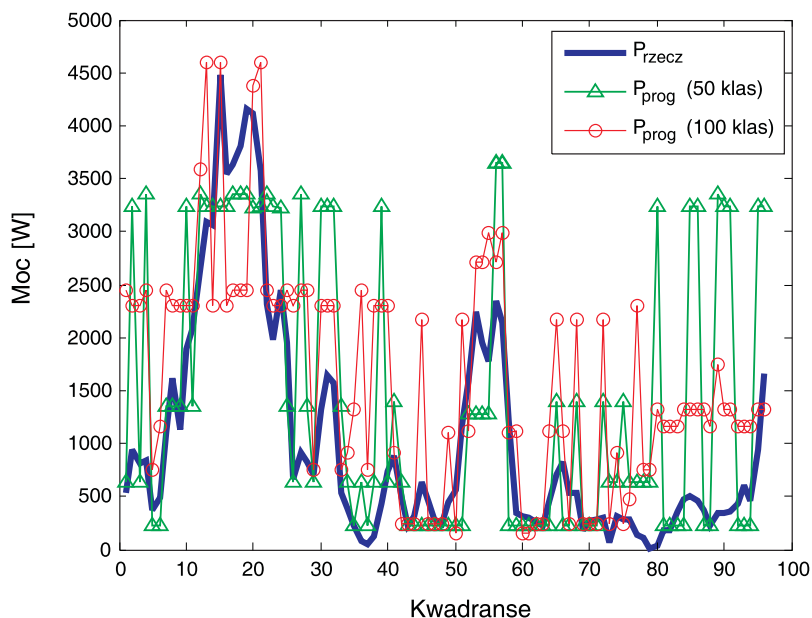
3. Prognoza mocy farmy wiatrowej

Przygotowanie prognozy mocy generowanej przez farmę wiatrową jest możliwe tylko wtedy, gdy do modelu zostanie wprowadzona prognoza meteorologiczna. W tym konkretnym

przypadku danymi wejściowymi są: ciśnienie atmosferyczne, temperatura i prędkość wiatru. Autor dysponował jedynie pomiarami, dlatego by uzyskać pseudoprognozę odczyty zostały losowo zaburzone. Wielkość zmian kształtowała się w przedziale od -10% do $+10\%$.

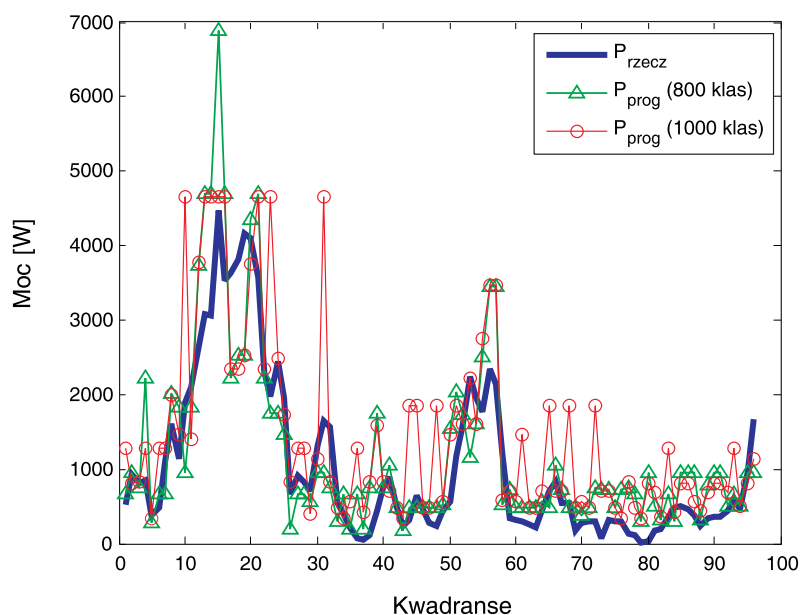
Zakłóceniom tym zostały poddane zmienne, które następnie poddano standaryzacji, tak by zachować zgodność z danymi użytymi poprzednio do przygotowania poszczególnych klas. Predykcja została wykonana jednorazowo dla wszystkich danych testowych. Istotnym czynnikiem wpływającym na jakość przygotowanych prognoz ma odpowiedni dobór liczby klas, na który dzielony jest zbiór uczący. Na rysunku 3 przedstawiono przykładowy dobowy przebieg wartości rzeczywistej i prognozowanej mocy generowanej przez farmę wiatrową. Zbyt mała liczba klas nie odzwierciedla w pełni charakteru przebiegu rzeczywistego. W przypadku pięćdziesięciu klas zauważalne jest grupowanie się wartości na czterech poziomach mocy. Dwukrotne zwiększenie liczby klas doprowadza do zwiększenia zbioru dostępnych wartości, przez co możliwe jest uzyskanie lepszej dokładności prognozy i wierniejsze oddanie charakteru przebiegu mocy rzeczywistej.

Bezkrytyczne zwiększanie liczby klas może powodować pewne problemy. Pierwszym z nich jest zwiększone zapotrzebowanie na moc obliczeniową. Drugim, znacznie poważniejszym, pojawienie się dodatkowych błędów. Zjawisko to można zaobserwować na rysunku 4. Pomimo zwiększenia liczby klas, co teoretycznie powinno przełożyć się na bardziej zróżnicowanie poziomów mocy prognozowanej, uwidacznia się zjawisko grupowania się wartości wokół pewnych poziomów. Efekt ten nie jest tak uwydatniony jak w przypadku zbyt małej liczby klas, jednak należy przy przygotowaniu prognozy zwrócić na ten fakt uwagę.



Rys. 3. Rzeczywiste i prognozowane przebiegi mocy farmy wiatrowej w czasie przy podziale na pięćdziesiąt i sto klas

Fig. 3. Real and forecast time courses of wind farm power, distinguishing between fifty and one hundred classes



Rys. 4. Rzeczywiste i prognozowane przebiegi mocy farmy wiatrowej w czasie przy podziale na osiemset i tysiąc klas

Fig. 4. Real and forecast time courses of wind farm power, distinguishing between eight hundred and one thousand classes

TABELA 1. Średni błąd prognozy

TABLE 1. Average prediction error

		Liczba klas						
		50	100	200	400	600	800	1 000
Błąd [%]	MAPE	81,71	98,52	82,97	69,18	73,18	61,79	64,04
	nMAPE	7,77	6,98	6,69	6,88	6,89	6,63	6,72

Po wykonaniu prognozy mocy, by możliwa była ocena dokładności, zostały wyznaczone błędy. Wyniki uwidoczniono w tabeli 1. Zastosowano dwie metody wyznaczania błędu: klasyczną, gdzie różnica między wielkością rzeczywistą a prognozowaną jest odniesiona do wartości rzeczywistej (w tabeli 1 jest to wiersz oznaczony MAPE) oraz odniesioną do wartości nominalnej obiektu (nMAPE). Wyznaczenie błędu metodą nMAPE jest charakterystyczne w przypadku predykcji generacji wiatrowej i stosowane powszechnie przez osoby zajmujące się tą dziedziną (Giebel i in. 2003; Madsen i in. 2004). Dzięki temu możliwe jest porównanie wykonanych modeli autora z innymi narzędziami prognostycznymi. Błąd odniesiony do war-

tości nominalnej jest również bardziej użyteczny z przyczyn praktycznych. Operator systemu przesyłowego, dysponując wielkością procentową błędu, może w prosty sposób przekształcić ją w wartości bezwzględne i przez to szybciej i łatwiej zaplanować ewentualne rezerwy mocy.

Podsumowanie

W kolejnych latach wolumen energii elektrycznej dostarczanej z generacji wiatrowej będzie się zwiększał. Wzrost ten będzie w głównej mierze spowodowany budową nowych farm wiatrowych przy jednoczesnym braku wycofywania z użytku obecnie pracujących instalacji. W związku z tym już teraz należy zastanawiać się w jaki sposób ograniczyć negatywny wpływ źródeł wiatrowych na system elektroenergetyczny. W literaturze światowej można obserwować dwa nurty. Pierwszy dotyczy budowy magazynów energii, które mogłyby być elementem pośrednim między farmą wiatrową a siecią przesyłową. Drugie podejście ma na celu opracowanie jak najbardziej dokładnych modeli prognozujących moc generowaną przez farmy wiatrowe. Badania przeprowadzone w niniejszej pracy w głównej mierze skupiają się na drugim wątku. Jednak problematyka związana z magazynowaniem energii jest, zdaniem autora, nierozwalnie związana z jakością dostępnych prognoz. Zaprojektowanie optymalnego zasobnika zarówno pod względem technicznym jak i ekonomicznym wymaga nie tylko znajomości parametrów technicznych źródła, na potrzeby którego jest budowany, ale również jego zachowania w trakcie pracy.

Przedstawiony w pracy model jest koncepcją wstępną, która będzie udoskonalana w miarę uzyskiwania kolejnych danych pomiarowych. Przeprowadzone zostaną dalsze badania nad wpływem liczby klas na dokładność prognozy. Kolejne doświadczenia dotyczyć będą oddziaływania poszczególnych zmiennych na model. Rozważane jest ograniczenie liczby zmiennych poprzez powiązanie ich w nowe zależności – ciśnienie atmosferyczne i temperaturę można zastąpić gęstością powietrza. Ostatnim zadaniem będzie przygotowanie metody doboru optymalnej pojemności zasobnika energii na podstawie danych technicznych obiektu, wielkości i dokładności prognoz wytwarzanej mocy.

Literatura

- [1] GIEBEL i in. 2003 – GIEBEL, G., LANDBERG, L., KARINIOTAKIS, R. i BROWNSWORD, R. 2003. *State-of-the-art on methods and software tools for short-term prediction of wind energy production*. Proceedings of European Wind Energy Conference, Madryt.
- [2] KHALID, M. i SAVKIN, A.V. 2012. A Method for Short-Term Wind Power Prediction With Multiple Observation Points. *IEEE Transactions on Power Systems* t. 27, z. 2, s. 579–586.
- [3] KUSIAK i in. 2013 – KUSIAK, A., ZHANG, Z. i VERMA, A. 2013. Prediction, operations, and condition monitoring in wind energy. *Energy* t. 60, s. 1–12.

- [4] MADSEN i in. 2004 – MADSEN, H., KARINIOTAKIS, G., NIELSEN, H., NIELSEN, T. i PINSON, P. 2004. *A protocol for standardizing the performance evaluation of short-term wind power prediction models*. Proceedings of the 2004 Global Windpower Conference and Exhibition.
- [5] MAJCHRZAK i in. 2012 – MAJCHRZAK, H., TOMASIK, G. i KWIATKOWSKI, M. 2012. Wykorzystanie technologii magazynowania energii do integracji energetyki wiatrowej z systemem elektroenergetycznym. *Energetyka* t. 10, s. 579–586.
- [6] POPŁAWSKI i in. 2009 – POPŁAWSKI, T., DAŚAL, K. i ŁYP, J. 2009. Problematyka prognozowania mocy i energii pozyskiwanych z wiatru. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 12, z. 2, s. 511–523.
- [7] POPŁAWSKI i in. 2010 – POPŁAWSKI, T., DAŚAL, K., ŁYP, J. i SZELAĞ, P., 2010. Zastosowanie modeli ARMA do przewidywania mocy i energii pozyskiwanej z wiatru. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 13, z. 2, s. 385–400.
- [8] POPŁAWSKI i in. 2011 – POPŁAWSKI, T. i SZELAĞ, P., 2011. Wykorzystanie własności podobieństwa procesów do prognozowania mocy przez turbiny wiatrowe. *Rynek Energii* t. 1, s. 103–107.
- [9] POPŁAWSKI i in. 2013 – POPŁAWSKI, T., SZELAĞ, P., GŁOWIŃSKI, C., ADAMOWICZ, Ł. i CAŁUS, D. 2013. Użycie metod grupowania do prognozowania generacji wiatrowej. *Rynek Energii* t. 5, s. 21–25.
- [10] YAO i in. 2014 – YAO, Z., JIANXUE, W. i XIFAN, W. 2014. Review on probabilistic forecasting of wind power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* t. 32, s. 255–270.
- [11] Mapa... 2014 – Mapa odnawialnych źródeł energii w ramach projektu Transition Facility 2006/018-180.02.04: Opracowanie i rozpowszechnienie narzędzi oraz procedur regulacyjnych stosowanych w stosunku do sektora odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji. Urząd Regulacji Energetyki, aktualizacja mapy z dnia 2014-03-31, <http://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>.
- [12] Polityka... 2009 – *Polityka Energetyczna Polski do 2030*. Ministerstwo Gospodarki. Warszawa, Uchwała nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.
- [13] Rozporządzenie... 2007 – Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Piotr SZELAĞ

Forecasting wind generation in the context of energy resources management

Abstract

From year to year, the number of new installations producing electricity from renewable energy sources increases. This phenomenon, to varying degrees, applies to all types of renewable resources, though the fastest growing is wind power. Connecting new wind farms to the power system necessitates solving the problems related to the work of these energy sources. The most important issues include the

large variation in the level of power generated and the difficulty in predicting changes in the supply. For years, attempts have been made to reduce the negative factors, initially focusing on preparing new forecasting tools dedicated to wind farms. Also observable has been the acceleration of work associated with the development of the technology and the construction of electrical energy storage capacity. The objective of this study is the combination of these two trends and the development of two applicable tools. The first model will provide the opportunity to prepare the best possible forecast of power generation. The second will be a tool for defining the optimum storage capacity, *inter alia*, on the basis of information obtained from the forecasting model. This paper presents the activities related to the implementation of the first tool. It describes the process of filtering the measured data and the problems associated with it, and presents the concept of a predictive model. The learning phase of the model is outlined together with creating a forecast for power levels. Also shown is the accuracy of the forecasts, and formulation for the successive stages of work.

KEY WORDS: wind energy, renewable energy sources, forecasting, cluster analysis