

## Badania symulacyjne układu sterowania turbiną wiatrową z generatorem indukcyjnym

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono propozycję układu sterowania elektrownią wiatrową z generatorem indukcyjnym klatkowym. Regulacja oraz ograniczenie prędkości kątovej turbiny wiatrowej następuje poprzez zmianę kąta natarcia łopat. Układ regulacji ma zapewnić maksymalizację mocy elektrycznej dla prędkości wiatru niższych lub równych prędkości znamionowej oraz ograniczenie mocy turbiny dla prędkości wiatru większych od znamionowej. Prędkość wiatru jest odtwarzana pośrednio w Filtrze Kalmana, na podstawie pomiaru prędkości kątovej turbiny oraz zależności współczynnika mocy wirnika od wyróżnika szybkobieżności. W artykule pokazano wyniki badań symulacyjnych układu odtwarzania prędkości wiatru.

**Abstract.** A proposal of the wind turbine control scheme with the induction generator is presented in this paper. The control system of the turbine should ensure the following objectives: maximum electrical power for below and equal to rated wind speed and limitation of the power for above rated wind speed. A Kalman Filter or are used for indirect wind speed estimation on the ground a characteristic of the power coefficient of the rotor vs. tip speed ratio. Simulations results of the estimation system are shown in the paper. **(Simulations of the Control Scheme for Wind Turbine with Induction Generator)**

**Słowa kluczowe:** turbina wiatrowa, generator indukcyjny, odtwarzanie prędkości wiatru, Filtr Kalmana

**Keywords:** wind turbine, induction generator, wind speed estimation, Kalman Filter

### Wstęp

Stały wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną powoduje konieczność instalowania w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) nowych źródeł o mocy około 1000MW rocznie [1]. Biorąc pod uwagę czas budowy klasycznej elektrowni ciepłej oraz sieci przesyłowych (średnio kilkanaście lat), a także fakt systematycznego odstawiania kotłów węglowych z powodu ich zużycia technicznego, za kilka lat dojdzie w KSE do niedoboru mocy rzędu od kilku do kilkunastu tysięcy MW. Częściowym rozwiązaniem tego problemu może być wykorzystanie odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZE) w tym elektrowni wiatrowych. Czas budowy farmy wiatrowej waha się od roku do dwóch lat. W związku z powyższym elektrownie (farmy) wiatrowe mogą stać się bardzo atrakcyjnym źródłem energii elektrycznej dla KSE, które w niedługim czasie może znacząco uzupełnić rosnące zapotrzebowanie na energię [1]. Wprowadzone ostatnio w polskim prawodawstwie zmiany dotyczące OZE (Ustawa z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii) w sposób znaczący powinny wpłynąć na rozwój elektrowni wiatrowych w kraju.

Współcześnie budowane elektrownie wiatrowe to jednostki w większości posiadające poziomą oś obrotu i trójłatawą turbinę (koło wiatrowe). Moc zainstalowanych w nich generatorów sięga kilku MW. Stosowanie szybkoobrotowych generatorów przy prędkościach koła wiatrowego nie większych niż kilkadziesiąt obrotów na minutę wymusza instalowanie przekładni mechanicznej. Jako generatory w elektrowniach wiatrowych stosowane są maszyny asynchroniczne klatkowe (IG) i pierścieniowe (DFM) oraz maszyny synchroniczne z magnesami trwałymi (PMSG) wraz z przekształtnikami energoelektronicznymi i układami sterowania. W przypadku zastosowania generatorów asynchronicznych pierścieniowych moc przekształtnika włączonego w obwód wirnika stanowi tylko ok. 30% mocy całego generatora. Generatory klatkowe oraz synchroniczne wymagają podłączenia do sieci poprzez przekształtnik obliczony na pełną moc generatora. W przypadku maszyny asynchronicznej niezbędna dla pracy generatora moc bierna dostarczana jest z sieci poprzez przekształtnik. Współczesne turbiny wiatrowe o poziomej osi obrotu ustawiane na lądzie przystosowane są do pracy przy prędkości wiatru nie większej niż 25m/s. Prędkości znamionowe turbin mieszczą się najczęściej w przedziale

10 – 15m/s. Budowane są również jednostki przystosowane do niższych prędkości wiatru przeznaczone do pracy na obszarach o gorszych warunkach wiatrowych. W takim przypadku stosuje się wirnik przewymiarowany w stosunku do mocy znamionowej generatora. Zapewnia to pracę elektrowni z mocą znamionową przy prędkościach wiatru rzędu 5m/s [1]. Biorąc pod uwagę stosunek koszt – efekt w elektrowniach małych mocy o dużej prędkości obrotowej stosuje się najczęściej generatory PMSG (wielobiegunowe, zbudowane głównie z magnesów neodymowych, a w elektrowniach o pionowej osi obrotu często w wykonaniu tarczowym), natomiast w większych jednostkach generatory indukcyjne z przekładnią mechaniczną.

Wydajność energetyczna elektrowni wiatrowej wynikająca z zasad przetwarzania energii kinetycznej powietrza w energię elektryczną jest najważniejszym wskaźnikiem określającym ekonomiczne uzasadnienie inwestycji. Przy planowaniu i projektowaniu siłowni wiatrowych pamiętać należy, że można wykorzystać tylko część energii wiatru, której wartość wynika z różnicy prędkości wiatru przed i za turbiną w trzeciej potęgze oraz z gęstości powietrza. Uwzględnić należy również straty występujące przy zamianie energii mechanicznej w elektryczną, a także fakt, że turbina wiatrowa ma ograniczony zakres wykorzystywania energii wiatru określony przez prędkość rozruchu oraz prędkość wyłączenia (od około 4m/s do 25m/s, dla jednostek o pionowej osi obrotu od około 2m/s). Na spadek wydajności wpływają również przerwy remontowe i konserwacyjne. W rezultacie tylko niewielka część energii niesionej przez wiatr może być zamieniona w energię użyteczną.

W obecnie budowanych turbinach wiatrowych stosuje się kilka sposobów regulacji prędkości wirnika, a co za tym idzie mocy generatora w zależności od aktualnej prędkości wiatru. W dużych jednostkach stosuje się regulację kąta natarcia łopat (pitch control). Zmiana kąta natarcia powoduje zmianę siły nośnej powstającej na płatach wirnika co sprawia, że przy silnych podmuchach można ją zredukować, a w konsekwencji zmniejszyć prędkość obrotową wirnika. W małych i średnich jednostkach stosuje się głównie pasywną regulację przez przeciaganie (passive stall control). W tym rozwiązaniu zbędny jest układ mechaniczny zmieniający kąt natarcia łopat. Ograniczanie prędkości obrotowej przy prędkości wiatru powyżej wartości znamionowej odbywa się poprzez wykorzystanie efektu

przeciągania (oderwania laminarnej strugi powietrza) na krawędzi spływu łopatek wirnika. Przy zastosowaniu odpowiedniego kształtu łopatek wirnika, w tym odpowiedniego kąta skrzywienia, można uzyskać ograniczenie prędkości obrotowej wirnika na wymaganym poziomie.

### Definicje warunków dla turbin wiatrowych na podstawie aktów normatywnych

Dla celów projektowych opracowano akty normatywne dotyczące obciążeń i bezpieczeństwa podczas pracy elektrowni wiatrowych. Znormalizowane warunki wiatrowe dotyczące małych turbin zespołów wiatrowych (SWT – Small Wind Turbine) przedstawiono w pracach [2] i [3] na podstawie normy PN-EN 61400-2 [4]. Warunki pracy turbin wiatrowych dzieli się na warunki wiatrowe normalne, które występują często podczas normalnej pracy zespołu oraz warunki definiowane jako ekstremalne.

### Model normalnego profilu wiatru (NWP)

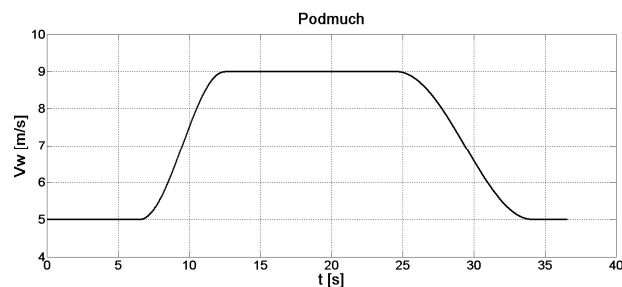
Profil prędkości wiatru,  $V(z)$ , opisuje przebieg średniej prędkości wiatru w funkcji wysokości  $z$ , nad poziomem terenu. W przypadku zespołów klas standardowych należy przyjąć normalny profil prędkości wiatru przedstawiony za pomocą funkcji potęgowej, znanej z teorii wiatru jako wzór Hellmana-Suttona (często odnoszony do wysokości 10m, na której umieszczane są standardowo wiatromieryze w stacjach pogody) [5]:

$$(1) \quad V(z) = V_{hub} \left( z/z_{hub} \right)^\alpha,$$

gdzie:  $V_{hub}$  – prędkość wiatru na wysokości gondoli turbiny,  $z_{hub}$  – wysokość zawieszenia gondoli turbiny.

Do obliczeń przyjmuje się, że wartość wykładnika funkcji potęgowej,  $\alpha$  wynosi 0,2. Przyjęty profil stosuje się do wyznaczenia średniego pionowego gradientu prędkości wiatru, który zależy w głównej mierze od szorstkości podłoża oraz stanu równowagi pionowej powietrza [5].

Do normalnych warunków wiatrowych zalicza się także podmuch wiatru, który charakteryzuje się krótkotrwałą zmianą prędkości o pewną amplitudę  $V_{amp}$ , z czasem trwania  $T_{gust}$ , czasem narastania  $T_{ris}$  oraz czasem opadania  $T_{fall}$ . Na rysunku 1 pokazano przykładowy przebieg podmuchu.



Rys. 1. Przebieg podmuchu:  $V_{amp} = 4.0m/s$ ,  $T_{gust} = 13s$ ,  $T_{ris} = 5s$ ,  $T_{fall} = 8s$

### Model normalnej turbulencji (NTM)

Model turbulencji normalnej powinien uwzględnić gradient prędkości wiatru opisany powyżej. Wyrażenie „turbulencja wiatru” oznacza przypadkową zmienność prędkości średniej 10 minutowej. Model turbulencji powinien zawierać opis zmienności w czasie prędkości i kierunku wiatru oraz efekty wynikające z próbki obrotowego. W przypadku standardowych klas SWT wartość charakterystyczna odchylenia standardowego składowej wzdluznej prędkości wiatru powinna wyrażać się wzorem:

$$(2) \quad \sigma_1 = I_{15} (15 + aV_{hub}) / (a + 1).$$

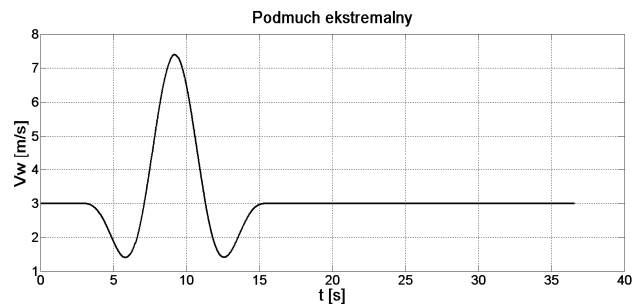
Przyjmuje się wartości:  $I_{15} = 0.18$ ,  $a = 2$  [2].

### Ekstremalne warunki wiatrowe (EWC)

Warunki te uwzględniają maksymalne, burzowe prędkości wiatru oraz gwałtowne zmiany jego prędkości i kierunku.

### Ekstremalny podmuch (EOG)

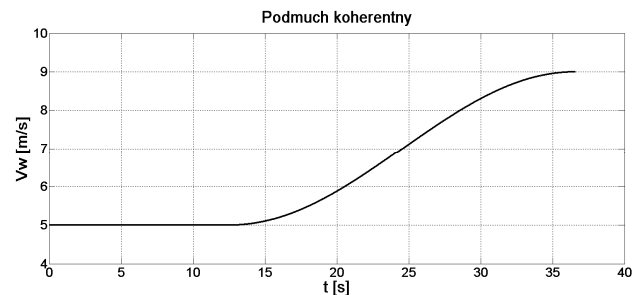
Podmuch ekstremalny charakteryzuje się prędkością podmuchu  $V_{amp}$ . Na rysunku 2 pokazano przykładowy przebieg podmuchu ekstremalnego.



Rys. 2. Przebieg podmuchu ekstremalnego:  $V_{amp} = 4.5m/s$ ,

### Ekstremalny podmuch koherentny (ECG)

Ekstremalny podmuch koherentny charakteryzuje się prędkością podmuchu  $V_{amp}$  oraz czasem narastania  $T_{ris}$ . Na rysunku 3 pokazano przykładowy przebieg podmuchu koherentnego.



Rys. 3. Przebieg podmuchu koherentnego:  $V_{amp} = 4.0m/s$ ,  $T_{ris} = 20s$

### Układ sterowania turbiną wiatrową

Proponowany układ regulacji turbiny ma zapewnić optymalną i bezpieczną pracę elektrowni wiatrowej z generatorem indukcyjnym w następujących przypadkach:

- wytwarzanie maksymalnej mocy elektrycznej dla prędkości wiatru poniżej lub równej prędkości znamionowej;
- ograniczenie mocy dla prędkości wiatru powyżej prędkości znamionowej.

Do pomiaru prędkości wiatru, której wartość niezbędna jest dla prawidłowego funkcjonowania algorytmu sterowania, używa się anemometrów (najczęściej ultradźwiękowych). Pomiar wiatru na gondoli turbiny wiatrowej jest silnie zakłócony przez zawirowania od łopatek wirnika, co wymaga specjalnych algorytmów przeliczeniowych i nie zawsze daje pożądaną dokładność. Dokładność zapewniłby pomiar za pomocą rurek spiętrzeniowych Pitota, albo Prandtla, zainstalowanych przed wirnikiem. Jednak montaż rurek pomiarowych w obracającym się wirniku i przesył sygnałów jest technicznie skomplikowany, bądź wręcz niemożliwy do wykonania bez ponoszenia dużych kosztów. W związku z tym stosuje się w niektórych rozwiązaniach układy odtwarzające prędkość wiatru na podstawie dostępnych i estymowanych zmiennych stanu oraz znanej, dla danej konstrukcji wirnika,

zależności współczynnika wykorzystania mocy turbiny od współczynnika szybkobieżności [8], [9]. W niniejszej pracy zaproponowano pośredni sposób odtwarzania prędkości wiatru z zastosowaniem Filtru Kalmana.

### Układ sterowania prędkością turbiny wiatrowej z odtwarzaniem prędkości wiatru

W proponowanym rozwiązaniu układu sterowania wykorzystano opisaną w pracach [6] i [7] metodę ekstremalnej regulacji mocy zastosowaną przez autorów dla generatora PMSG, a także propozycje układów odtwarzania prędkości wiatru opisane w pracach [8] i [9]. Filtr Kalmana zastosowano do odtwarzania wartości momentu obrotowego turbiny. Odtworzoną wartość prędkości chwilowej wiatru otrzymano z pokazanych poniżej zależności opisujących mechanikę turbiny wiatrowej. Do regulacji prędkości generatora indukcyjnego klatkowego zastosowano metodę orientacji względem wektora pola (FOC).

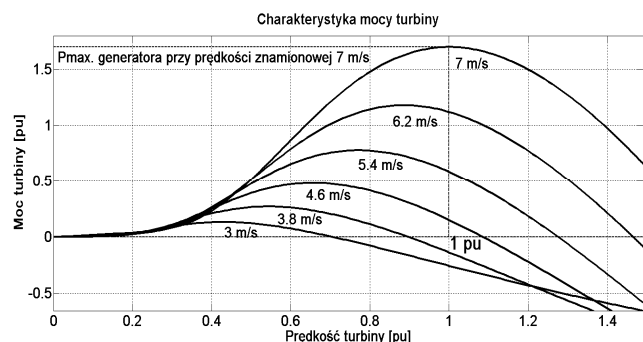
Przy założeniu, że koło wiatrowe ustawione jest prostopadle do kierunku wiatru, maksymalna, dla danej prędkości wiatru, moc mechaniczna wytwarzana przez turbinę jest równa [6], [7]:

$$(3) \quad P_{T \max} = C_{p \max} \frac{1}{2} \rho A \left( \frac{\omega_T R_T}{\lambda_{opt}} \right)^3,$$

gdzie:  $\rho$  - gęstość powietrza,  $A$  - pole powierzchni koła wiatrowego,  $\omega_T$  - prędkość kątowna wirnika turbiny,  $R_T$  - promień wirnika turbiny,  $C_{p \max} = C_p(\lambda_{opt})$  - maksymalny współczynnik wykorzystania mocy turbiny dla optymalnego wyróżnika szybkobieżności  $\lambda_{opt}$ ,  $V_w$  - prędkość wiatru na wysokości gondoli turbiny, przy czym:

$$(4) \quad \lambda = \frac{\omega_T R_T}{V_w}.$$

Charakterystyki mocy turbiny dla różnych prędkości wiatru pokazano na rys. 4.



Rys. 4. Charakterystyki mocy turbiny dla różnych prędkości wiatru – moc i prędkość kątowna turbiny podane w jednostkach względnych

Zależność współczynnika wykorzystania mocy  $C_p$  od wyróżnika szybkobieżności  $\lambda$  jest właściwością konstrukcyjną wirnika turbiny. Zależność tę, uzyskaną doświadczalnie, pokazano na rysunku 5. Przebieg krzywej aproksymowano wielomianem 5 rzędu. Odpowiadający mocy maksymalnej optymalny moment obrotowy turbiny wiatrowej jest równy:

$$(5) \quad T_{T \text{opt}} = C_{p \max} \frac{1}{2} \rho A \left( \frac{R_T}{\lambda_{opt}} \right)^3 \omega_T^2,$$

przy czym:

$$(6) \quad A = \Pi R_T^2.$$

Na podstawie równań (4), (5) i (6) otrzymujemy zależność:

$$(7) \quad T_{T \text{opt}} = k_T \cdot v_w^2,$$

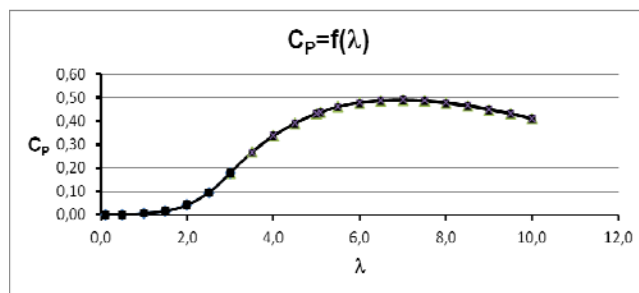
gdzie:  $k_T$  jest stałą turbiny wiatrowej wynikającą z właściwości konstrukcyjnych,

$$(8) \quad k_T = C_{p \max} \frac{1}{2} \rho \Pi \frac{R_T^3}{\lambda_{opt}^3}.$$

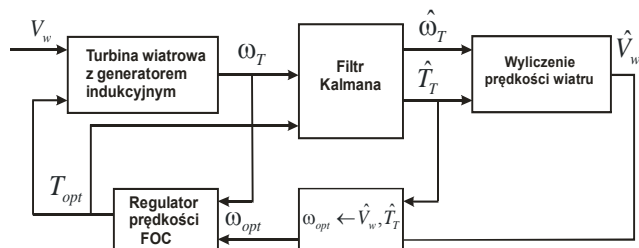
Z równania (7) otrzymujemy zależność dla wartości estymowanych:

$$(9) \quad \hat{v}_w = \sqrt{\frac{\hat{T}_T}{k_T}}.$$

Na rysunku 6 pokazano proponowany schemat układu regulacji wraz z układem odtwarzania prędkości wiatru na podstawie pomiaru prędkości obrotowej wirnika turbiny i krzywej  $C_p(\lambda)$ .



Rys. 5. Zależność współczynnika wykorzystania mocy turbiny od wyróżnika szybkobieżności



Rys. 6. Schemat proponowanego układu regulacji prędkości obrotowej (mocy) turbiny z odtwarzaniem prędkości wiatru

### Wyniki badań symulacyjnych

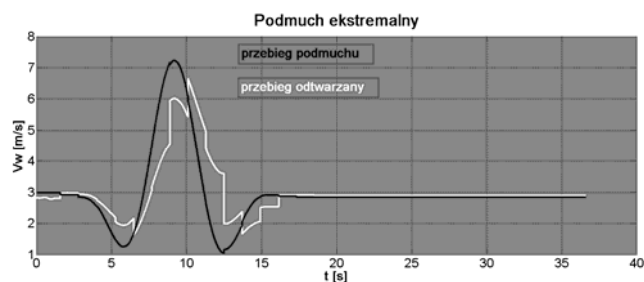
W badaniach symulacyjnych użyto parametrów względnych maszyny indukcyjnej 50kW, 1450 obr/min. Wymiary wirnika turbiny dobrano w ten sposób, aby zapewnić pracę generatora indukcyjnego z mocą znamionową dla prędkości 7 m/s, co odpowiada maksymalnej wartości współczynnika wykorzystania mocy. Symulacje wykonano dla normalnych oraz ekstremalnych warunków wiatrowych określonych w PN-EN 61400-2 [4]. Przyjęto, że wirnik turbiny jest ustawiony zgodnie z kierunkiem wiatru (wpływ niedokładnego określenia kierunku wiatru nie jest przedmiotem niniejszych rozważań). Dla sprawdzenia poprawności odtwarzania zmiennych stanu, symulacje przeprowadzono również dla zmienności wiatru z nałożonym szumem losowym.

Przyjęto następujące wartości macierzy wariancji szumu i pomiaru w Filtrze Kalmana (wartości macierzy Q zostały skorygowane na podstawie wyników badań symulacyjnych):

- wariancję szumu procesowego przyjęto na podstawie równania (2), przy założeniu prędkości  $V_{hub} = 7m/s$ :
- wariancję szumu pomiarowego przyjęto na podstawie założonej rozdzielczości pomiaru prędkości obrotowej wału turbiny 1000imp/obr.:

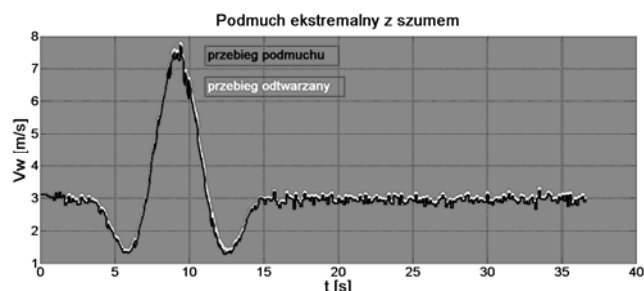
$$Q = \begin{bmatrix} 0.5 & 0 \\ 0 & 0.2 \end{bmatrix}, \quad R = \begin{bmatrix} 0.00278 & 0 \\ 0 & 0.001 \end{bmatrix}.$$

Na rysunku 7 pokazano przebieg odtwarzanej prędkości wiatru dla warunków poddmuchu ekstremalnego przy nieskorygowanych wartościach elementów macierzy Q.



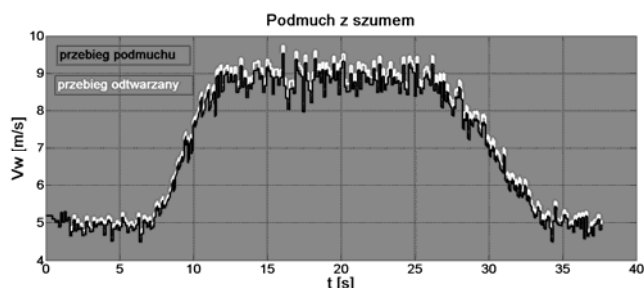
Rys. 7. Przebieg poddmuchu koherentnego (czarny) oraz odtwarzanej prędkości wiatru (biały) – macierz Q nieskorygowana

Na rysunku 8 pokazano przebieg odtwarzanej prędkości wiatru dla warunków poddmuchu ekstremalnego z dodatkowym zaszumieniem losowym.



Rys. 8. Przebieg poddmuchu ekstremalnego z zaszumieniem (czarny) oraz odtwarzanej prędkości wiatru (biały)

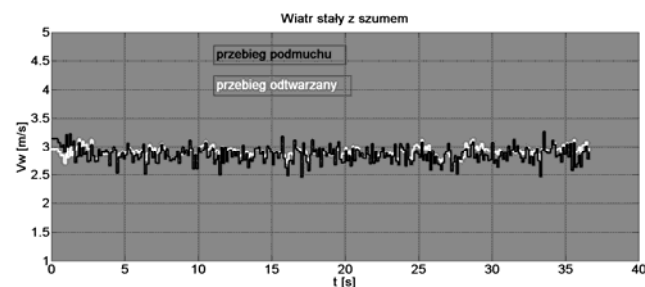
Na rysunku 9 pokazano przebieg odtwarzanej prędkości wiatru dla warunków poddmuchu ekstremalnego z dodatkowym zaszumieniem losowym.



Rys. 9. Przebieg poddmuchu z zaszumieniem (czarny) oraz odtwarzanej prędkości wiatru (biały)

Na rysunku 10 pokazano przebieg odtwarzanej prędkości wiatru dla stałej wartości z dodatkowym zaszumieniem losowym. Wartość początkową kowariancji P przyjęto jako

jednostkową. Wartości elementów macierzy wariancji szumu Q były korygowane, aż do osiągnięcia zadowalających wyników estymacji.



Rys. 10. Przebieg wiatru o stałej prędkości z zaszumieniem (czarny) oraz odtwarzanej prędkości wiatru (biały)

## Wnioski

Pokazana metoda odtwarzania prędkości wiatru na podstawie dostępnych i estymowanych zmiennych stanu oraz znanej, dla danej konstrukcji wirnika, zależności współczynnika wykorzystania mocy od współczynnika szybkobieżności została zastosowana w układzie regulacji prędkości turbiny wiatrowej z generatorem indukcyjnym. Prędkość wiatru wyliczano na podstawie estymowanych: momentu obrotowego turbiny oraz prędkości kątowej wirnika. Pokazano wyniki badań symulacyjnych dla normalnych i ekstremalnych warunków wiatrowych, a także dla zmienności wiatru z nałożonym szumem losowym. Błąd odtwarzania prędkości wiatru zależał od właściwego doboru elementów macierzy wariancji szumu i pomiaru w Filtrze Kalmana.

## LITERATURA

- [1] Lubośny Z.: *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, (2013), WNT, Warszawa
- [2] Jąderko A., Kowalewski M. K.: *Wyznaczanie parametrów wiatru w energetyce odnawialnej*, (2014), Przegląd Naukowo-Metodyczny Edukacja dla Bezpieczeństwa, rok VII, nr 3/2014 (24), Wyższa Szkoła Bezpieczeństwa - Poznań, ss. 438-463, ISSN 1899-3524
- [3] Jąderko A., Kowalewski M. K.: *Metody wyznaczania energii wiatru*, (2015), Przegląd Elektrotechniczny 1/2015, ss. 148-151
- [4] PN-EN 61400-2: *Turbozespoły wiatrowe. Część 2: Wymagania projektowe dotyczące małych turbozespołów wiatrowych*, PKN 2008
- [5] Kożuchowski K. (red.): *Meteorologia i klimatologia*, (2012), PWN, Warszawa
- [6] Morimoto S., Nakayama H., Sanada M., Takeda Y.: *Sensorless Output Maximization Control for Variable-Speed Wind Generation System Using IPMSG*, (2005), IEEE Transactions On Industry Applications, 41(2005), pp. 60-67
- [7] Thongam J. S., Tarbouchi M., Beguenane R., Okou A.F., Merabet A., Bouchard P.: *A Power Maximization Controller for PMSG Wind Energy Conversion Systems*, (2013), Journal of Electrical and Control Engineering, Vol.3 No 6, (2013), pp. 1-8
- [8] Bourlis D.: *A complete Control Scheme for Variable Speed Stall Regulated Wind Turbines*, (2011), [www.intechopen.com](http://www.intechopen.com) [dostęp - marzec 2014]
- [9] Baotic M., Mateliak P., Petrovič V.: *Dual Kalman Estimation of Wind Turbine States and Parameters*, (2011), Proceedings of the 18<sup>th</sup> International Conference on Process Control, Tatarská Lomnica, Slovakia, June 14 – 17, 2011 pp. 85-91, ISBN 978-80-227-3517-9

## Autor:

dr inż. Andrzej Jąderko, Politechnika Częstochowska, Wydział Elektryczny, Al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa, e-mail: aj@el.pcz.czest.pl