

Odtwarzanie momentu aerodynamicznego mikroelektrowni wiatrowej w układzie sterowania z pełnym obserwatorem stanu

Streszczenie. W artykule przedstawiono układ sterowania małą turbiną wiatrową o regulowanej prędkości obrotowej z odtwarzaniem momentu aerodynamicznego oraz efektywnej prędkości wiatru. W układzie sterowania zastosowano pełny obserwator Luenbergera do estymacji niemierzalnych zmiennych stanu. Zaproponowano algorytm obliczania efektywnej prędkości wiatru. Układ regulacji ma zapewnić maksymalizację uzyskiwanej mocy elektrycznej dla prędkości wiatru w obszarze pomiędzy prędkością startu turbiny, a prędkością wyłączenia ze względu na warunki bezpieczeństwa, tj. w drugiej strefie pracy turbiny. Pokazano wyniki przeprowadzonych badań symulacyjnych układu sterowania z pełnym obserwatorem stanu dla znormalizowanych podmuchów wiatru.

Abstract. A proposal of the control scheme for micro wind turbine with aerodynamic torque and effective wind speed estimation is presented in this paper. Fully Luenberger observer for the non-measurable state variables estimation is used in this control scheme. Algorithm of the effective wind speed calculation is proposed. The control system of the turbine should ensure maximum captured electrical power for wind speed in the region between start speed of turbine and cut-off speed, when wind turbine is shutdown due to safety reasons, i.e. in a second operating region of the turbine. Simulations results of the control system with the fully state observer for the normalized gusts of wind are shown in the paper. (**Aerodynamic torque estimation in the control scheme for micro wind turbine with fully observer system**).

Słowa kluczowe: turbina wiatrowa, moment aerodynamiczny, obserwator Luenbergera, układ sterowania

Keywords: wind turbine, aerodynamic torque, Luenberger observer, control system

Wstęp

Współcześnie budowane elektrownie wiatrowe to jednostki w większości posiadające poziomą oś obrotu i trójpłatową 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 przez przekształtnik [1].

Sterowanie turbiną wiatrową

Przy założeniu, że wirnik turbiny ustawiony jest prostopadle do kierunku wiatru, moment aerodynamiczny wywołany przez przepływ wiatru, jest równy [2]:

$$(1) \quad T_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \frac{V^3}{\omega_w} C_p(\lambda),$$

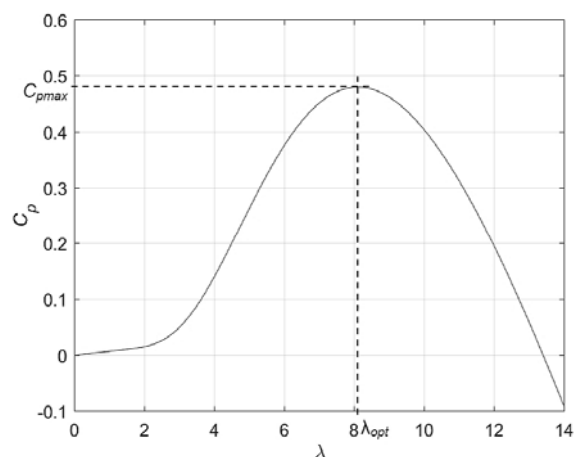
gdzie: ρ - gęstość powietrza, R - promień koła wiatrowego turbiny, ω_w - prędkość kątowna wirnika turbiny, $C_p(\lambda)$ - współczynnik wykorzystania mocy wiatru, przy czym λ - wyróżnik szybkobieżności (*tip-speed ratio*):

$$(2) \quad \lambda = \frac{\omega_w R}{V_w},$$

gdzie: V_w - efektywna, uśredniona prędkość wiatru oddziałującego na wirnik turbiny.

Sterowanie elektrownią wiatrową w tzw. drugiej strefie prędkości wiatru, tzn. pomiędzy prędkością startu, a prędkością wyłączenia ze względu na warunki

bezpieczeństwa, prowadzi do produkcji mocy mechanicznej (aerodynamicznej) turbiny z maksymalną efektywnością. Maksymalna moc wytwarzana przez turbinę przy danej prędkości wiatru V_w jest osiągana przy maksymalnej wartości współczynnika wykorzystania mocy C_{pmax} , odpowiadającego pewnej optymalnej wartości wyróżnika szybkobieżności λ_{opt} , który jest uzależniony od parametrów technicznych wirnika turbiny [3]. Przykład charakterystyki $C_p(\lambda)$, wyznaczonej eksperymentalnie dla małej turbiny wiatrowej, pokazano na rysunku 1.



Rys.1. Przykładowa zależność $C_p(\lambda)$ wyznaczona doświadczalnie dla małej turbiny wiatrowej ($C_{pmax}=0.48$ dla $\lambda_{opt}=8.1$)

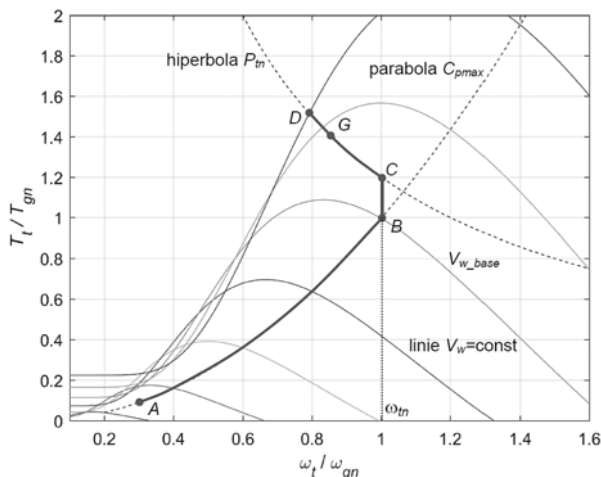
Moment mechaniczny wytwarzany dla mocy maksymalnej:

$$(3) \quad T_{wopt} = \frac{P_{wmax}}{\omega_{wopt}} = K_{opt} \omega_{wopt}^2.$$

$$(4) \quad K_{opt} = \frac{1}{2} \pi \rho R^5 \frac{C_{pmax}(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3}, \quad \omega_{wopt} = \frac{\lambda_{opt} V_w}{R}.$$

Dla każdej elektrowni wiatrowej z poziomą osią obrotu istnieje taka wartość wzmocnienia K_{opt} , dla której turbozespół pracuje na ekstremalnej krzywej mocy. W

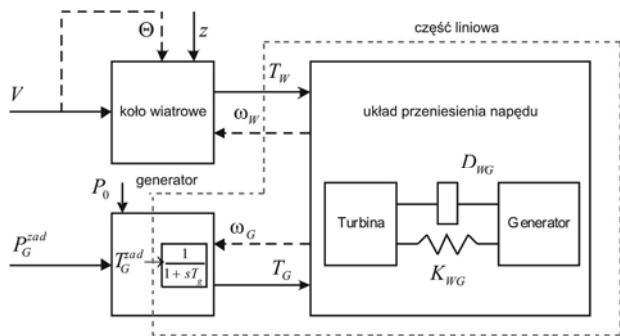
efekcie, optymalne sterowanie turbiną wiatrową jest osiągane poprzez śledzenie prędkości wiatru na podstawie znanej prędkości kątowej wału turbiny. Wymagana prędkość wiatru stanowi prędkość efektywną – uwzględniającą jej niejednostajny rozkład na powierzchni zakreślonej przez koło wiatrowe. Sterowanie mocą turbiny odbywa się poprzez zmianę momentu obciążenia generatora w taki sposób, aby utrzymać punkt pracy na krzywej mocy ekstremalnej. Na rysunku 2 pokazano rodzinę charakterystyk momentu $T_w=f(\omega)$ dla różnych prędkości wiatru, z zaznaczeniem krzywej (paraboli) momentu $T_{wopt}=f(\omega)$, dla której turbina wytwarza moc maksymalną.



Rys. 2. Rodzina charakterystyk momentu $T_w=f(\omega)$ dla różnych prędkości wiatru, z zaznaczeniem krzywej (paraboli) momentu $T_{wopt}=f(\omega)$, dla której turbina wytwarza moc maksymalną

Model dwumasowy obiektu sterowania

Zastosowano model turbiny wiatrowej oraz układ sterowania opisany w pracy [4]. Schemat blokowy modelu elektrowni wiatrowej pokazano na rysunku 3.



Rys. 3. Schemat blokowy modelu elektrowni wiatrowej

Układ przeniesienia napędu (rys. 3) stanowi model dwumasowy, który zakłada istnienie dwóch skupionych mas: turbiny wiatrowej oraz sprzęgła z wałem generatora. W rozważanym modelu elektrowni wiatrowej przyjęto dla uproszczenia przełożenie przekładni $n_g=1$. Model dwumasowy jest opisany zależnościami:

$$(5) \quad \frac{d\delta_w}{dt} = \omega_w - \omega_{w0},$$

$$(6) \quad \frac{d\delta_G}{dt} = \omega_G - \omega_{G0},$$

$$(7) \quad J_w \frac{d\omega_w}{dt} = T_w - K_{WG}(\delta_w - \delta_G) - D_{WG}(\omega_w - \omega_G),$$

$$(8) \quad J_G \frac{d\omega_G}{dt} = T_G + K_{WG}(\delta_w - \delta_G) + D_{WG}(\omega_w - \omega_G),$$

gdzie: δ_w, δ_G – położenie kątowe wału, odpowiednio turbiny wiatrowej i generatora, ω_{w0}, ω_{G0} – prędkość obrotowa początkowa (dla $t=0$), odpowiednio turbiny wiatrowej i generatora, K_{WG} – współczynnik sztywności zespołu napędowego, D_{WG} – współczynnik tłumienia ruchu obrotowego.

Układ odtwarzania momentu aerodynamicznego

Do pomiaru prędkości wiatru, której wartość niezbędna jest dla prawidłowego funkcjonowania algorytmów sterowania, używa się anemometrów (najczęściej ultradźwiękowych). Pomiar wiatru na gondoli turbiny wiatrowej jest jednak silnie zakłócony przez zawirowania (turbulencje) od łopatek wirnika, co wymaga specjalnych algorytmów przeliczeniowych i nie zawsze daje pożądaną dokładność [5]. Dokładność zapewniłby pomiar za pomocą rurek spięzzeniowych 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 szybkości [6].

Klasyczną metodą odtwarzania niemierzalnych zmiennych stanu układu napędowego jest obserwator Luenbergera [7]. Za pomocą obserwatora Luenbergera możliwe jest odtworzenie niemierzalnego momentu aerodynamicznego T_w , a na podstawie tej wielkości oraz zmierzonej prędkości kątowej ω_G , odtworzenie prędkości wiatru. Prędkość wiatru określa się w dwóch etapach: wyznaczając współczynnik szybkości λ , a następnie obliczając prędkość V_w z przekształconej zależności (2). Na rysunku 4 pokazano schemat blokowy układu odtwarzania momentu aerodynamicznego T_w i efektywnej prędkości wiatru V_w z użyciem obserwatora Luenbergera.

Ze względu na opis zjawisk zachodzących w kole wiatrowym, model elektrowni wiatrowej przedstawiony na rysunku 3, stanowi układ nieliniowy. W modelu elektrowni wiatrowej można wydzielić część liniową, która obejmuje układ przeniesienia napędu oraz część bloku generatora. Wprowadzając oznaczenie

$$(9) \quad \Delta\delta = \delta_w - \delta_G,$$

otrzymuje się układ równań opisujących część liniową modelu elektrowni wiatrowej:

$$(10) \quad \begin{cases} \frac{d\Delta\delta}{dt} = \omega_w - \omega_G \\ \frac{d\omega_w}{dt} = -\frac{K_{WG}}{J_w} \Delta\delta - \frac{D_{WG}}{J_w} (\omega_w - \omega_G) + \frac{T_w}{J_w} \\ \frac{d\omega_G}{dt} = \frac{K_{WG}}{J_G} \Delta\delta + \frac{D_{WG}}{J_G} (\omega_w - \omega_G) + \frac{T_G}{J_G} \\ \frac{dT_G}{dt} = -\frac{T_G}{T_{gen}} + \frac{T_G^{zad}}{T_{gen}} \end{cases}$$

Wielkość wejściowa T_w ma charakter stochastyczny i jest niemierzalna. W związku z tym, stworzono model rozszerzony [5], w którym powiększa się wektor stanu o wielkość T_w , traktując ją jako znaną i przyjmując, że:

$$(11) \quad \frac{dT_w}{dt} = 0,$$

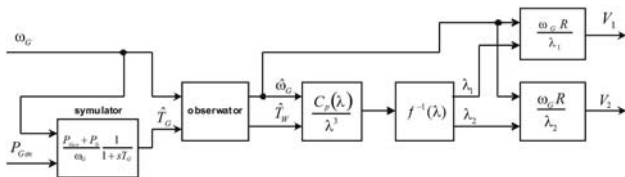
tnz. zakładając, że T_w zmienia się dostatecznie powoli, w porównaniu do stałej czasowej obserwatora. Uwzględniając powyższą zależność, model rozszerzony przyjmuje postać:

$$(12) \quad \begin{bmatrix} \frac{d\Delta\delta}{dt} \\ \frac{d\omega_w}{dt} \\ \frac{d\omega_G}{dt} \\ \frac{dT_G}{dt} \\ \frac{dT_w}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ -\frac{K_{WG}}{J_w} & -\frac{D_{WG}}{J_w} & \frac{D_{WG}}{J_w} & 0 & \frac{1}{J_w} \\ \frac{K_{WG}}{J_G} & \frac{D_{WG}}{J_G} & -\frac{D_{WG}}{J_G} & \frac{1}{J_G} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{gen}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \omega_w \\ \omega_G \\ T_G \\ T_w \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{1}{T_{gen}} \\ 0 \end{bmatrix} T_{gen}^{zad},$$

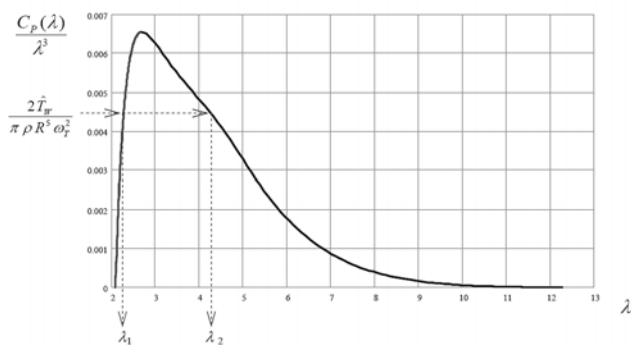
gdzie wektor stanu:

$$(13) \quad \mathbf{x} = [\Delta\delta \quad \omega_w \quad \omega_G \quad T_G \quad T_w]^T.$$

Synteza obserwatora stanu została przeprowadzona w sposób klasyczny [7] na podstawie modelu rozszerzonego opisanego zależnościami (12). Przyjęto parametry modelu elektrowni wiatrowej na podstawie pracy **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**: $J_w=54,775 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$, $J_G=0,0312 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$, $K_{WG}=37343 \text{ N}\cdot\text{m}/\text{rad}$, $D_{WG}=0,1 \text{ N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}/\text{rad}$, $T_{gen}=5,8 \text{ ms}$.



Rys. 4. Schemat blokowy układu odtwarzania momentu aerodynamicznego T_w oraz prędkości wiatru V_w z użyciem obserwatora Luenbergera



Rys. 5. Zależność $C_p(\lambda)/\lambda^3$ z zaznaczeniem graficznego sposobu określania współczynników szybkobieżności

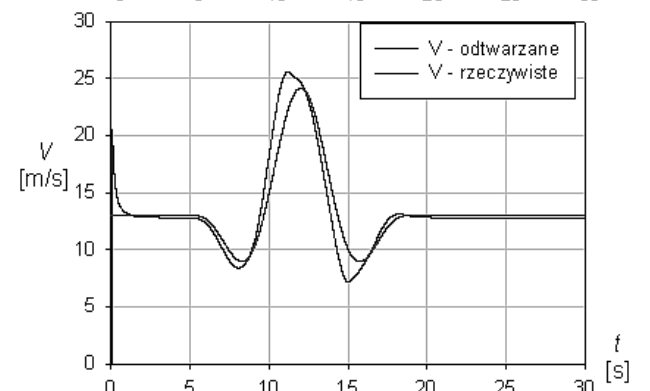
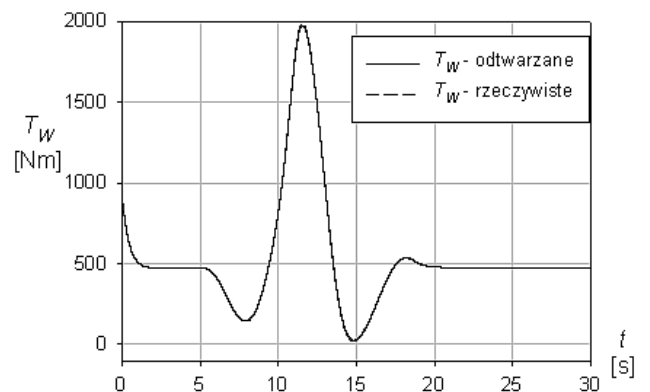
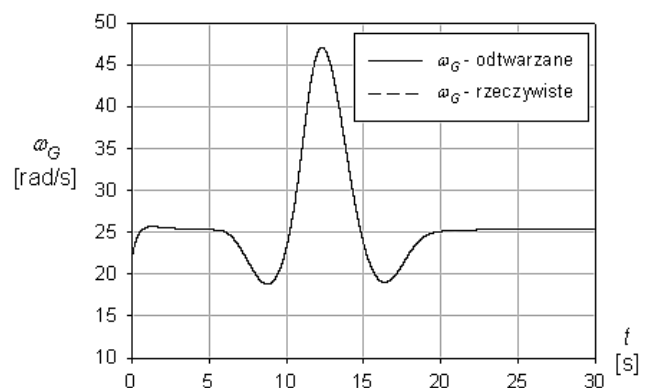
Za pomocą obserwatora stanu możliwe jest odtworzenie niemierzalnego momentu aerodynamicznego, a na podstawie tej wielkości oraz zmierzonej prędkości kątowej ω_w , wyliczenie prędkości wiatru. Prędkość wiatru określa się w dwóch etapach: wyznaczając współczynnik szybkobieżności λ , a następnie obliczając prędkość wiatru V_w z zależności (2). Problemem w wyznaczaniu prędkości V_w jest niejednoznaczność charakterystyki $C_p(\lambda)$. Dla charakterystyki turbiny przedstawionej na rysunku 1, poza sytuacją, kiedy punkt pracy turbiny jest na szczytce charakterystyki, będą istnieć dwie wartości λ dla danej,

estymowanej wartości momentu T_w . W celu określenia λ zależność (1) przekształca się do postaci [5]:

$$(14) \quad \frac{2T_w}{\rho \pi R^5 \omega_w^2} = \frac{C_p(\lambda)}{\lambda^3}.$$

Powyższa zależność w postaci graficznej została pokazana na rysunku 5.

Realizacja praktyczna wyznaczenia wartości współczynników szybkobieżności została wykonana poprzez stworzenie dwóch tablic wartości funkcji $f(\lambda)$, ze względu na kształt tej funkcji, odpowiednio dla λ_1 i λ_2 . Wartości funkcji pomiędzy punktami zapisanymi w tablicy są wyliczane na podstawie aproksymacji liniowej. W celu implementacji tablic funkcji w programie Matlab-Simulink, wyznaczono 100 wartości funkcji $f(\lambda)$ w równych odstępach, w zakresie od zera do $f(\lambda_{gr})$, a następnie wyznaczono odpowiadające tym wartościom argumenty λ , z których pierwszy odnosi się do stanu elektrowni przy pracy z oderwaniem strugi, a drugi do obszaru normalnej pracy.

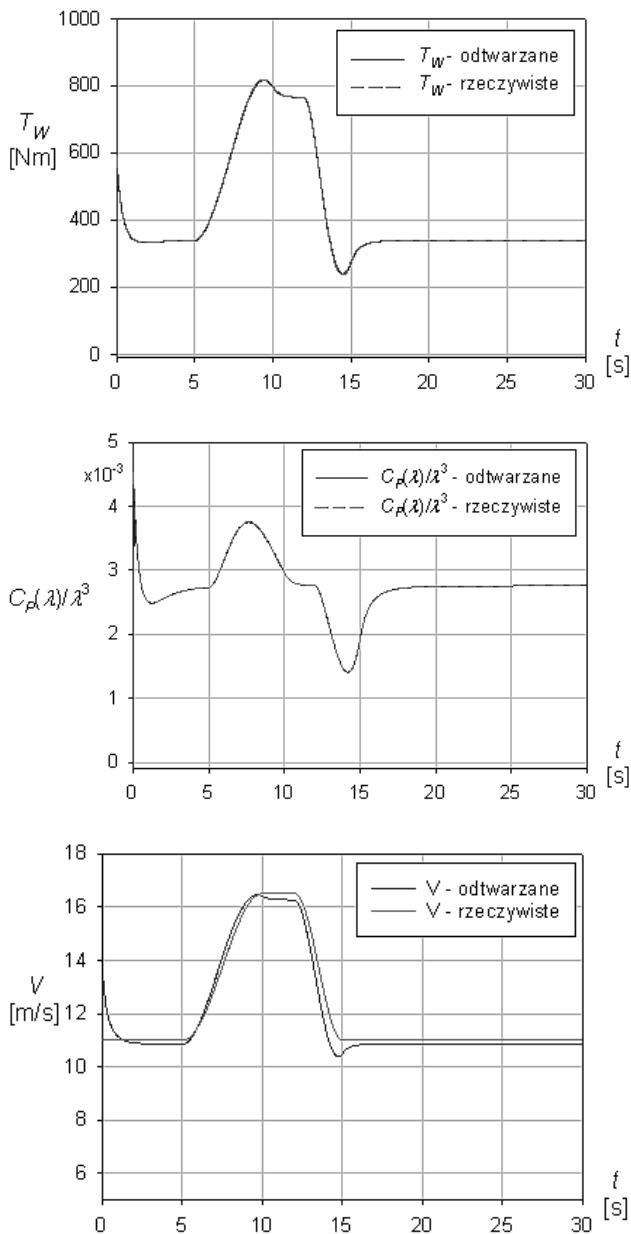


Rys. 6. Przebiegi rzeczywistych i odtwarzanych zmiennych dla podmuchu ekstremalnego w warunkach pracy

Wyniki badań symulacyjnych

Układ odtwarzania momentu aerodynamicznego i efektywnej prędkości wiatru został zaimplementowany w programie Matlab-Simulink, w modelu elektrowni wiatrowej z pracy **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.** Badania układu przeprowadzono dla znormalizowanych przebiegów prędkości wiatru, określonych w [8] i [9].

Na rysunku 6 pokazano przebiegi rzeczywistych i odtwarzanych zmiennych dla podmuchu ekstremalnego w warunkach pracy o następujących parametrach: prędkość średnia 10-minutowa na wysokości piasty - $V_{hub}=13$ m/s, średnica wirnika turbiny $D=5,37$ m, wysokość piasty nad poziomem gruntu - $z_{hub}=18$ m, czas, w którym następuje zmiana parametrów wiatru - $T_{start}=5$ s.



Rys. 7. Przebiegi rzeczywistych i odtwarzanych zmiennych dla podmuchu koherentnego

Na rysunku 7 pokazano przebiegi rzeczywistych i odtwarzanych zmiennych dla podmuchu koherentnego o następujących parametrach: prędkość średnia 10-minutowa na wysokości piasty: $V_{hub}=11$ m/s, amplituda prędkości wiatru $V_{amp}=5,5$ m/s.

Wnioski

W pracy przedstawiono koncepcję odtwarzania zmiennych stanu w układzie elektrowni wiatrowej za pomocą pełnego obserwatora Luenbergera. Przedstawiono projekt obserwatora dla części liniowej modelu elektrowni, zakładając model dwumasowy oraz wykorzystując model autoregresyjny AR. Mając na względzie stabilność oraz odpowiednią dynamikę obserwatora, dobrano jego parametry (wartości współczynników wielomianu charakterystycznego) na podstawie wartości stałej czasowej generatora T_{gen} , stanowiącej odwrotność (ze znakiem przeciwnym) jednej z wartości własnych wielomianu charakterystycznego macierzy stanu \mathbf{A} układu. Przyjmując wszystkie wartości własne wielomianu charakterystycznego, jako leżące na ujemnej półosi rzeczywistej, uniknięto oscylacji w przebiegach wielkości odtwarzanych.

Zastosowany obserwator umożliwia odtworzenie momentu aerodynamicznego z dużą dokładnością. Stosując dodatkowy algorytm, w oparciu o znaną charakterystykę współczynnika wykorzystania energii wiatru $C_p(\lambda)$, można wyliczyć efektywną prędkość wiatru. Ze względu na kształt charakterystyki $C_p(\lambda)$, która nie jest funkcją różnowartościową, nie jest możliwe jednoznaczne określenie wartości współczynnika szybkobieżności. Rozwiązanie zagadnienia wyznaczenia tego współczynnika prowadzi do dwóch rozwiązań - λ_1 i λ_2 , z których pierwsze odnosi się do stanu elektrowni przy pracy z oderwaniem strugi, a drugie odnosi się do obszaru normalnej pracy. Ze względu na ograniczenia modelu elektrowni, objawiające się brakiem możliwości przeprowadzenia rozruchu koła wiatrowego, przyjęto rozwiązanie λ_2 do wyznaczenia prędkości wiatru V_w .

Autorzy:

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

LITERATURA

- [1] Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, (2013), WNT, Warszawa
- [2] Bianchi F., De Battista H., Mantz R., Wind Turbine Control Systems. Principles, Modelling and Gain Scheduling Design (2007), Springer
- [3] Jąderko A., Baran J., Sterowanie turbiną wiatrową z odtwarzaniem momentu aerodynamicznego, *Przegląd Elektrotechniczny*, 94 (2018) nr 5, 47-52
- [4] Meller K., Włas M., Modelowanie małej elektrowni wiatrowej, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, Nr 28, (2010), 149-152
- [5] Østergaard K. Z., Brath P., Stoustrup J., „Estimation of effective wind speed” *Journal of Physics: Conference Series* 75, (2007)
- [6] Bourlis D., A Complete Control Scheme for Variable Speed Stall Regulated Wind Turbines, in: *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, Ed. by R.Carriveau (2011), InTech, 309-338
- [7] Szabat K., Model obserwatora zmiennych stanu dla układu z nieliniowym wałem mechanicznym, *Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej*, nr 63, Studia i Materiały nr 29, (2009), 355-368
- [8] PN-EN 61400-2: *Turbozespoły wiatrowe. Część 2: Wymagania projektowe dotyczące małych turbozespołów wiatrowych*, PKN 2008
- [9] Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, *Guideline for the Certification of Wind Turbines*, (2010), Hamburg – Germany