

Układ sterowania turbiny wiatrowej o regulowanej prędkości obrotowej i stałym kącie ustawienia łopatek z liniowym obserwatorem momentu aerodynamicznego

Streszczenie. W artykule przedstawiono układ sterowania małą turbiną wiatrową o regulowanej prędkości obrotowej i stałym kącie ustawienia łopatek z liniowym obserwatorem momentu aerodynamicznego. Odtworzenie momentu aerodynamicznego pozwala na obliczenie wartości efektywnej prędkości wiatru, która jest niezbędna do nastawienia optymalnej prędkości generatora. Pokazano wyniki przeprowadzonych badań symulacyjnych proponowanego algorytmu sterowania w środowisku Matlab/Simulink.

Abstract. The paper deals with a control system of a small variable-speed fixed-pitch wind turbine with generator speed feedback and linear torque observer. The estimate of the aerodynamic torque allows for calculation of the effective wind speed necessary to set the optimal generator speed. Simulations carried out in the Matlab/Simulink environment to verify the proposed algorithm are presented. (**Control system of a variable-speed fixed-pitch wind turbine with linear aerodynamic torque observer**).

Słowa kluczowe: turbina wiatrowa, generator indukcyjny, liniowy obserwator momentu, układ regulacji

Keywords: wind turbine, induction generator, linear torque observer, control system

Wstęp

Współczesne elektrownie wiatrowe użytkowane do komercyjnego wytwarzania energii elektrycznej to jednostki w większości posiadające poziomą oś obrotu i trójłopatową turbinę (koło wiatrowe). Moc zainstalowanych w nich generatorów sięga kilku MW. Jako generatory 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 energoelektroniczny. Współczesne turbiny wiatrowe o poziomej osi obrotu budowane na lądzie przystosowane są do pracy przy prędkości wiatru do 25m/s. Prędkości, przy których turbiny osiągają moc znamionową 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 10-12m/s [1]. Biorąc pod uwagę stosunek koszt – efekty 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. Współczesne układy regulacji elektrowni wiatrowych powalają na pracę generatorów ze zmienną prędkością obrotową.

W obecnie budowanych turbinach wiatrowych stosuje się kilka sposobów regulacji prędkości obrotowej wirnika, a co za tym idzie mocy generatora w zależności od aktualnej prędkości wiatru. W dużych jednostkach stosuje się regulację kąta natarcia łopatek (*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 przeciągnięcie (*passive stall control*), gdzie zmiana siły nośnej jest uzyskiwana przez odpowiedni profil łopatek wirnika. W tym rozwiązaniu zbędny jest układ mechaniczny zmieniający kąt natarcia łopatek.

Sterowanie turbiną wiatrową

Głównym celem sterowania turbiną wiatrową jest generowanie maksymalnej możliwej do osiągnięcia w danych warunkach wiatrowych mocy elektrycznej.

Przy założeniu, że koło wiatrowe ustawione jest prostopadle do kierunku wiatru, przechwytywana moc aerodynamiczna (moc mechaniczna wytwarzana przez turbinę) jest równa [1, 2, 3, 4]:

$$(1) \quad P_t = \frac{1}{2} \pi \rho R^2 C_p(\lambda) V_w^3$$

gdzie: ρ - gęstość powietrza, R - promień koła wiatrowego turbiny, V_w - efektywna, uśredniona prędkość wiatru oddziałującego na wirnik turbiny, $C_p(\lambda)$ - współczynnik wykorzystania mocy wiatru, przy czym λ - wyróżnik szybkobieżności (*tip-speed ratio*)

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

gdzie: ω_t - prędkość kątowa wirnika turbiny.

Zależność współczynnika wykorzystania mocy C_p od wyróżnika szybkobieżności λ jest właściwością konstrukcyjną wirnika turbiny. Przykładową zależność $C_p(\lambda)$ pokazano na rysunku 1.

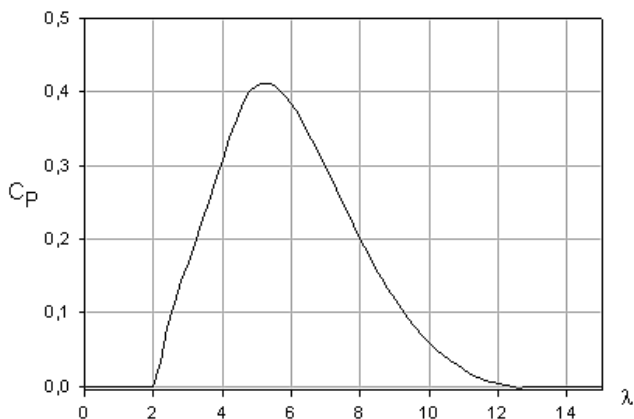
Moment aerodynamiczny (moment mechaniczny wytwarzany przez turbinę):

$$(3) \quad T_t = \frac{P_t}{\omega_t} = \frac{1}{2} \pi \rho R^5 \frac{C_p(\lambda)}{\lambda^3} \omega_t^2 = K \omega_t^2$$

gdzie:

$$(4) \quad K = \frac{1}{2} \pi \rho R^5 \frac{C_p(\lambda)}{\lambda^3}$$

Maksymalna moc wytwarzana przez turbinę przy danej prędkości wiatru V_w jest osiągana dla maksymalnej wartości współczynnika wykorzystania mocy C_{pmax} odpowiadającego pewnej optymalnej wartości λ_{opt} wyróżnika szybkobieżności (rys.1).



Rys.1. Przykładowa zależność $C_p(\lambda)$ wyznaczona doświadczalnie

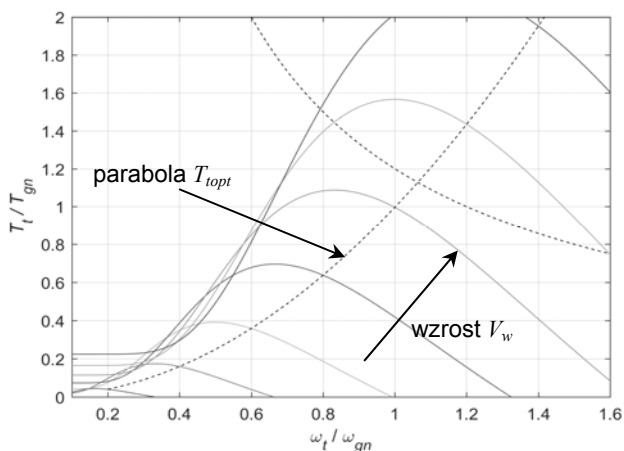
Moment mechaniczny turbiny T_t będący wynikiem oddziaływania wiatru o określonej prędkości na wirnik turbiny wiatrowej napędzający generator elektryczny. Zamiana energii mechanicznej w energię elektryczną powoduje wytworzenie momentu generatora T_g stanowiącego obciążenie turbiny.

Celem sterowania turbiną wiatrową w warunkach poniżej znamionowej prędkości wiatru jest produkcja maksymalnej mocy elektrycznej. Na rysunku 2 pokazano rodzinę charakterystyk momentu $T_t=f(\omega)$ dla różnych prędkości wiatru, z zaznaczeniem krzywej (paraboli) momentu $T_{topt}=f(\omega_t)$, dla której turbina wytwarza moc maksymalną P_{max} . Optymalny moment mechaniczny jest opisany zależnością:

$$(5) \quad T_{topt} = \frac{P_{max}}{\omega_{topt}} = K_{opt} \omega_{topt}^2,$$

gdzie optymalny współczynnik:

$$(6) \quad K_{opt} = \frac{1}{2} \pi \rho R^5 \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3}$$



Rys. 2. Charakterystyki momentu aerodynamicznego turbiny w funkcji prędkości obrotowej dla różnych prędkości wiatru

Dla każdej elektrowni wiatrowej z poziomą osią obrotu istnieje taka wartość wzmocnienia K_{opt} , dla której

turbozespół pracuje na ekstremalnej krzywej mocy. W rzeczywistych obiektach wartość współczynnika wzmocnienia K ustala się na poziomie nieznacznie mniejszym niż wartość K_{opt} . Związane jest to z faktem, iż zmiana temperatury, gęstości powietrza czy nawet oblodzenie łopatek wpływają na kształt krzywych mocy, przez co elektrownia wiatrowa dla zbyt dużego współczynnika wzmocnienia K mogłaby się znaleźć w niestabilnym punkcie pracy [2, 3, 4, 5].

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 w powierzchni zakreślonej przez koło wiatrowe.

Uproszczony liniowy model dynamiczny obiektu

Do modelowania dynamiki turbiny wiatrowej stosuje się najczęściej tzw. model dwu masowy, uwzględniający sprężystość wału. Jednakże, dla małych jednostek można z powodzeniem zastosować model uproszczony.

Uproszczony liniowy model dynamiczny układu turbina-generator z uwzględnieniem strat związanych z tarcieiem lepkiem opisany jest zależnością:

$$(7) \quad 2H_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_t - T_g - B\omega_t,$$

gdzie: H_t jest stałą inercji turbiny, określoną jako stosunek energii kinetycznej do mocy turbiny w stanie znamionowym:

$$(8) \quad H_t = \frac{J_t \omega_m^2}{2P_m}$$

a B jest współczynnikiem tarcia opisującym straty energii.

Podstawowy sposób sterowania w strefie II pracy elektrowni (poniżej prędkości znamionowej wiatru) polega na wykorzystaniu naturalnej stabilności układu na wprowadzeniu sprzężenia zwrotnego wytwarzającego moment zadany generatora (z kompensacją momentu tarcia) w postaci:

$$(9) \quad T_{g_ref} = K_{opt} \omega_t^2 - B\omega_t$$

Jedyną wielkością mierzoną w tym przypadku, pomijając wielkości elektryczne, jest prędkość kątowa generatora ω_g . Jeżeli układ przeniesienia napędu jest sztywny, a przekładnia idealna, to prędkość obrotową turbiny można określić jako:

$$(10) \quad \omega_t = \frac{\omega_g}{G},$$

gdzie: G – przełożenie przekładni.

Równanie dynamiki układu zamkniętego:

$$(11) \quad 2H_t \frac{d\omega_t}{dt} = \frac{1}{2} \pi \rho R^5 \left(\frac{C_p}{\lambda^3} - \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \right) \omega_t^2$$

Zachodzą następujące zależności:

- jeżeli $\lambda < \lambda_{opt}$, to $d\omega_t/dt > 0$ i turbina przyspiesza do osiągnięcia $\lambda = \lambda_{opt}$,
- jeżeli $\lambda > \lambda_{opt}$, to $d\omega_t/dt < 0$ i turbina zwalnia do osiągnięcia $\lambda = \lambda_{opt}$.

Wadą tego typu sterowania jest odchylenie punktu pracy na charakterystyce $P_t=f(\omega)$ od ekstremum podczas szybkich zmian prędkości wiatru, co spowodowane jest dużą inercją turbiny.

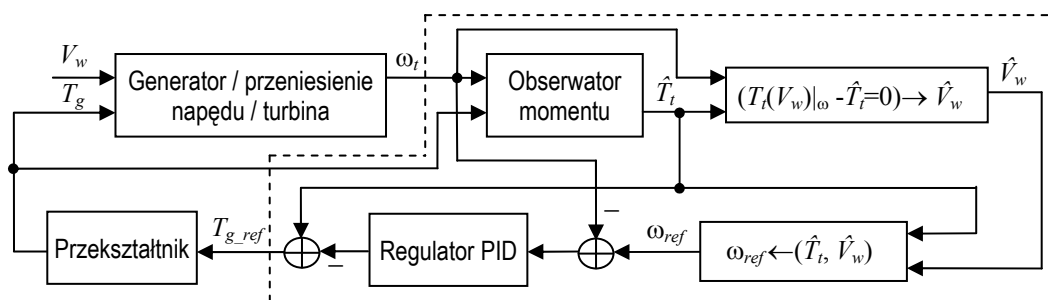
Układ sterowania turbiny wiatrowej z obserwatorem momentu aerodynamicznego

Do pomiaru prędkości wiatru, której znajomość jest niezbędna dla prawidłowego funkcjonowania algorytmu sterowania, używa się anemometrów (najczęściej ultradźwiękowych). Pomiar wiatru na gondoli turbiny wiatrowej jest silnie zakłócony przez zawirowania strugi powietrza od łopaty wirnika, co wymaga specjalnych algorytmów przeliczeniowych i nie zawsze daje pożądaną dokładność. Efektywna prędkość wiatru występująca w równaniach nie jest wielkością mierzalną, ponieważ anemometry mierzą prędkość wiatru punktowo i w pewnej odległości od wirnika turbiny. W związku z tym stosuje się w wielu rozwiązaniach układy odtwarzające efektywną prędkość wiatru na podstawie dostępnych i estymowanych zmiennych stanu oraz znanej, dla danej konstrukcji wirnika, zależności $C_p(\lambda)$.

Znane są rozwiązania estymacji niedostępnego pomiarowo momentu aerodynamicznego, niezbędnego do obliczenia aktualnej prędkości wirnika, za pomocą adaptacyjnego filtra Kalmana [4, 7], albo rozszerzonego obserwatora stanu (*Extended State Observer – ESO*) [8].

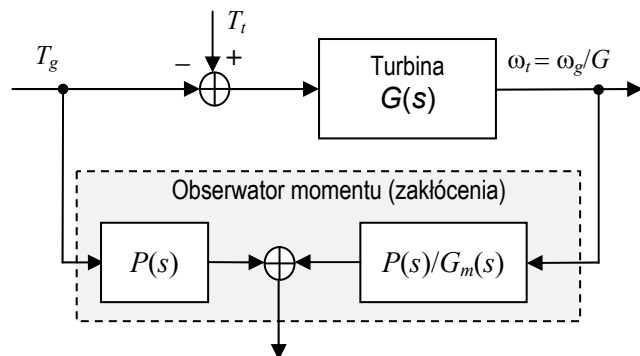
Szybsze, niż w opisanej wyżej pośredniej metodzie sterowania, osiągnięcie optymalnego stanu pracy turbiny wymaga odtwarzania w układzie regulacji momentu aerodynamicznego T_t oraz efektywnej prędkości wiatru V_w [3, 4].

Na rysunku 3 pokazano schemat układu sterowania turbiny wiatrowej z obserwatorem momentu aerodynamicznego i numerycznym wyznaczaniem efektywnej wartości prędkości wiatru (pominięto kompensację momentu tarcia). Efektywna wartość prędkości wiatru jest wyznaczana numerycznie za pomocą algorytmu Newtona-Raphsona, jak w [4], gdzie podano również szczegółowy opis problemu dwóch rozwiązań wartości V_w .



Rys. 3. Schemat układu sterowania turbiny wiatrowej z obserwatorem momentu i numerycznym wyznaczaniem efektywnej prędkości wiatru

Zastosowany obserwator momentu aerodynamicznego (momentu mechanicznego turbiny) T_t jest układem liniowym (estymatorem zakłócenia) przy założeniu liniowego modelu dynamicznego turbiny (rys. 4). Estymata \hat{T}_t jest zbieżna do wartości rzeczywistej dla $T_t \rightarrow const$, lecz estymacja jest skuteczna również dla zakłóceń wolnozmiennych w porównaniu ze stałą czasową obserwatora T_{obs} , która stanowi parametr algorytmu i powinna być dużo mniejsza od okresów narastania/opadania prędkości wiatru. Rozwiązanie takie w przypadku modelu dynamiki turbiny określonej wzorem (7) jest prostsze niż zastosowanie filtra Kalmana [4, 7]. Estymacja momentu T_t umożliwia sterowanie dające lepsze wykorzystanie energii wiatru poprzez wyliczenie jego prędkości zbliżonej do prędkości efektywnej.



Rys. 4. Obserwator momentu aerodynamicznego T_t ; $G_m(s)$ – model transmitancji turbiny, $P(s)$ – filtr dolnoprzepustowy zaprojektowany tak, aby transmitancja $P(s)/G_m(s)$ była właściwa (realizowalna). Jeżeli $T_t \rightarrow const$ i $G_m(s) = G(s)$, to $\hat{T}_t \rightarrow T_t$
Transmitancja turbiny:

$$(12) \quad G(s) = \frac{1}{2H_t s + B},$$

gdzie: stała inercji turbiny $H_t = 2.26s$, współczynnik tarcia $B = 0.1$.

Transmitancja filtra dolnoprzepustowego obserwatora momentu:

$$(13) \quad P(s) = \frac{1}{T_{obs}^2 s^2 + 2\zeta T_{obs} s + 1},$$

gdzie: stała czasowa obserwatora $T_{obs} = 50ms$, współczynnik tłumienia $\zeta = 1$.

Wyniki badań symulacyjnych

Do badań symulacyjnych przyjęto parametry elektrowni wiatrowej o mocy 40kW z generatorem indukcyjnym klatkowym bez regulacji kąta natarcia łopaty wirnika.

Część elektromagnetyczna generatora z przekształtnikiem zostały zamodelowane w przybliżeniu jako układ inercyjny pierwszego rzędu o stałej czasowej $T_{conv} = 0,25s$ i współczynniku wzmocnienia $K_{conv} = 1$. Przyjęto stały krok całkowania równy: $T_s = 5ms$.

Symulacje przeprowadzono w środowisku Matlab/Simulink. Przyjęto, że wirnik turbiny jest ustawiony zgodnie z kierunkiem wiatru (wpływ niedokładnego określenia kierunku wiatru nie jest przedmiotem niniejszych rozważań).

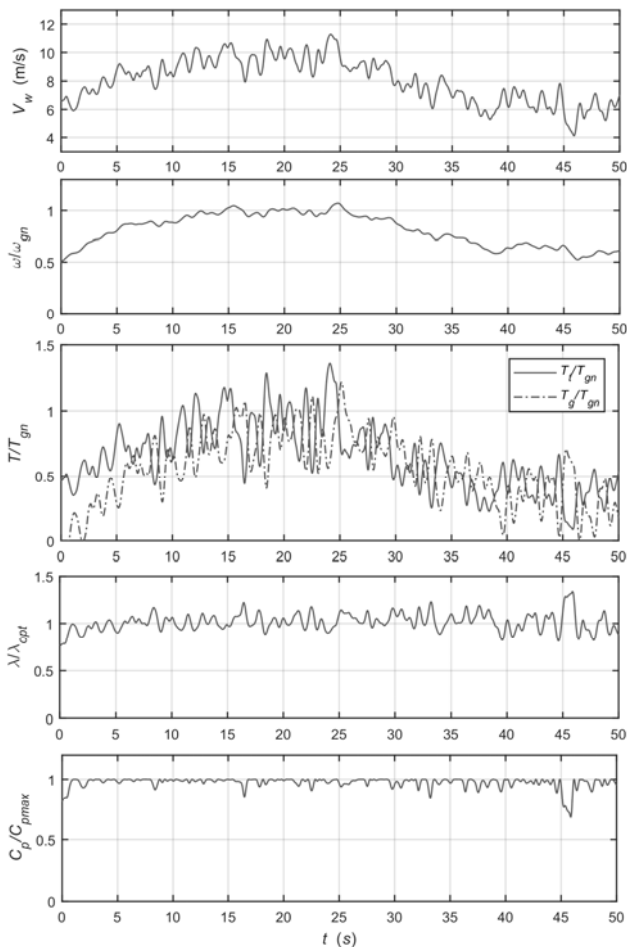
Należy przy tym zwrócić uwagę, że badania symulacyjne układów sterowania elektrowniami wiatrowymi wykonywane są najczęściej z zastosowaniem modelu wiatru opisanego w PN-EN 61400-2 [7, 9, 10], albo przyjmując model zmienności wiatru ze składową losową [2, 3, 4, 8].

Badania symulacyjne układu przeprowadzono przyjmując model wiatru ze składową losową $s_{LP}(t)$, która jest szumem białym filtrowanym filtrem dolnoprzepustowym o paśmie przenoszenia $f_{LP}=2\text{Hz}$. Profil efektywnej prędkości wiatru w tym przypadku jest opisany wyrażeniem:

$$(14) \quad V_w = 8 + 2 \sin\left(\frac{2\pi}{100}t + \frac{\pi}{4}\right) + s_{LP}(t),$$

co w przybliżeniu oddaje rzeczywistą zmienność prędkości wiatru.

Przebiegi zmiennych dla modelu prędkości wiatru ze składową losową pokazano na rysunku 5. W regulatorze PID o transmitancji $G_{PID}(s) = k_p + k_i/s + k_d s$ zastosowano nastawy $k_p=2.0$, $k_i=0.1$, $k_d=0.5$.



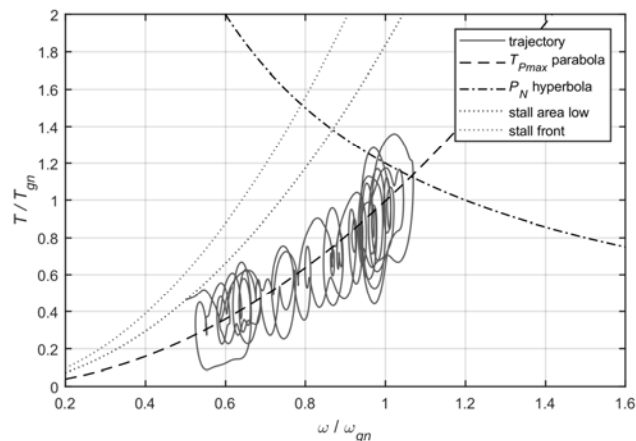
Rys. 5. Przebiegi zmiennych dla profilu wiatru ze składową losową

Na rysunku 6 pokazano trajektorię pracy turbiny wiatrowej dla wiatru ze składową losową. Trajektorja pracy turbiny oscyluje wokół krzywej momentu odpowiadającej mocy maksymalnej turbiny dla danej prędkości efektywnej wiatru zgodnie z kierunkiem narastania i opadania składowej wolnozmiennnej wiatru.

Wnioski

W artykule przedstawiono metodę regulacji prędkości obrotowej turbiny wiatrowej o stałym kącie ustawienia łopatek z zastosowaniem liniowego obserwatora momentu aerodynamicznego. Estymowany moment mechaniczny turbiny T_i jest traktowany jako zakłócenie w modelu obiektu. Prędkość wiatru wyliczana jest na podstawie estymowanego momentu aerodynamicznego turbiny oraz

mierzonej prędkości kątowej wirnika. Pokazano wyniki badań symulacyjnych dla profilu zmienności wiatru ze składową losową. Uzyskano poprawę dynamiki układu w porównaniu do układu opartego na pośredniej metodzie sterownia.



Rys. 6. Trajektorja pracy turbiny wiatrowej dla wiatru ze składową losową

Autorzy:

dr inż. Janusz Baran, e-mail: baranj@el.pcz.czest.pl,
dr inż. Andrzej Jąderko, e-mail: aj@el.pcz.czest.pl,
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] Neammanee B., Sirisumrannukul S., Chatratana S., Control Strategies for Variable-speed Fixed-pitch Wind Turbines, *Wind Power*, Ed. By S.M. Muyeen (2010), InTech, 209-232
- [4] Bourlis D., A Complete Control Scheme for Variable Speed Stall Regulated Wind Turbines, *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, Ed. By R.Carriveau (2011), InTech, 309-338
- [5] Morimoto S., Nakayama H., Sanada M., Takeda Y., Sensorless Output Maximization Control for Variable-Speed Wind Generation System Using IPMSG, *IEEE Transactions On Industry Applications*, 41(2005), 60-67
- [6] Krzemiński Z., Mikroelektronie wiatrowe – projektowanie i sterowanie, XII Krajowa Konferencja Naukowa "Sterowanie w Energoelektronice i Napędzie Elektrycznym", SENE 2015, Łódź, 18-20 listopada 2015r., referat plenarny
- [7] Jąderko A., Badania symulacyjne układu sterowania turbiną wiatrową z generatorem indukcyjnym, *Przegląd Elektrotechniczny*, 91(2015), nr 12, 110-113
- [8] Boukhezzar B., Siguerdidjane H., Comparison between linear and nonlinear control strategies for variable speed wind turbines, *Control Engineering Practice*, 18 (2010), 1357-1368
- [9] Jąderko A., Kowalewski M. K., Wyznaczanie parametrów wiatru w energetyce odnawialnej, *Przegląd Elektrotechniczny*, 91(2015), nr 1, 148-151
- [10] Gała M., Jąderko A., Odtwarzanie zmiennych stanu w układzie sterowania turbiną wiatrową z generatorem indukcyjnym, *Przegląd Elektrotechniczny*, 92(2016), nr 12, 53-56