

Badanie stanów dynamicznych elektrowni wiatrowej z generatorem PMSG na stanowisku laboratoryjnym

Streszczenie. Artykuł dotyczy badań eksperymentalnych na stanowisku laboratoryjnym (emulator elektrowni) stanów dynamicznych układu o zmiennej prędkości przetwarzającego energię wiatru z trójfazowym generatorem synchronicznym z magnesami trwałymi (PMSG) sterowanym z falownika napięcia. Zastosowany algorytm sterowania opiera się na estymacji efektywnej prędkości wiatru z dynamicznym obserwatorem momentu aerodynamicznego. Moment aerodynamiczny jest obliczany na podstawie zadanej prędkości wiatru jako wyjście z modelu matematycznego turbiny wiatrowej i wytwarzany przez silnik indukcyjny sprzężony z PMSG. Algorytm układu sterowania i model turbiny wiatrowej są zbudowane w środowisku Matlab/Simulink przy użyciu zestawu narzędzi Simscape Electrical i uruchamiane w czasie rzeczywistym na komputerze PC sprzężonym z emulatorem elektrowni poprzez kartę pomiarową. Przedstawiono wyniki eksperymentalne zarejestrowane dla znormalizowanych podmuchów wiatru oraz dla warunków pracy powyżej nominalnej prędkości wiatru z ograniczeniem mocy wyjściowej.

Abstract. The paper deals with experimental investigations of the dynamic states of a variable speed wind energy conversion system (WECS) with a 3-phase permanent magnet synchronous generator (PMSG) controlled from a voltage source inverter (VSI) on a laboratory stand. The employed control algorithm is based on the effective wind speed estimation with a dynamic disturbance observer of the aerodynamic torque. The instantaneous aerodynamic torque is emulated by an induction motor coupled with the PMSG. Its command torque is calculated as the output from a wind turbine mathematical model. The control system algorithm and the wind turbine model are built in the Matlab/Simulink environment using the Simscape Electrical toolbox and run on a PC in the real time. Experimental results recorded for standardized wind gusts and for operating conditions above the nominal wind speed with output power limitation are presented. (*Experimental Research of Dynamic Conditions of a Wind Energy Conversion System with PMSG on a Laboratory Stand*).

Słowa kluczowe: turbina wiatrowa, generator synchroniczny z magnesami trwałymi, obserwator zakłóceń, odtwarzanie efektywnej prędkości wiatru, standaryzowane podmuchy wiatru, ograniczanie mocy wyjściowej

Keywords: wind turbine, permanent magnet synchronous generator, disturbance observer, effective wind speed estimation, standardized wind gusts, output power limitation

Wstęp

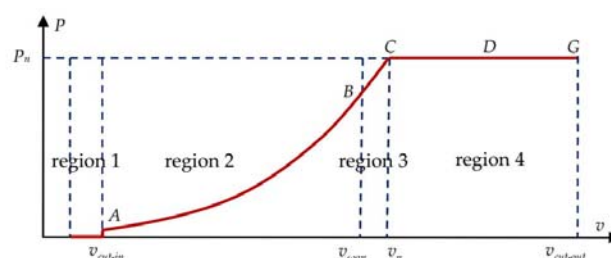
We współczesnych systemach przetwarzających energię wiatru w energię elektryczną najczęściej wykorzystywane są turbiny wiatrowe z poziomą osią obrotu (HAWT) i trójłopatowym wirnikiem. Moc zainstalowanych w nich generatorów sięga kilku MW. Jako generatory stosowane są maszyny asynchroniczne klatkowe (IG) i pierścieniowe (DFM) oraz maszyny synchroniczne z magnesami trwałymi (PMSG) wraz z przekształtnikami energoelektronicznymi i układami sterowania. Generatory z magnesami trwałymi stosowane są obecnie najczęściej w układach o małej i średniej mocy. Właściwości samowzbudzenia oraz brak strat w miedzi wirnika wpływają na wysoki współczynnik mocy i sprawność maszyny. Wytwarzane obecnie magnesy neodymowe zapewniają wysoką gęstość mocy, co zmniejsza wymiary oraz masę generatora. Wielką zaletą wielobiegunowych generatorów PMSG jest możliwość pracy z niską prędkością, co eliminuje konieczność stosowania przekładni mechanicznej, najbardziej zawodnego elementu mechanicznego systemu przetwarzania energii [1].

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 takim rozwiązaniu zbędny jest układ mechaniczny zmieniający kąt natarcia łopatek, co znacznie obniża koszty systemu.

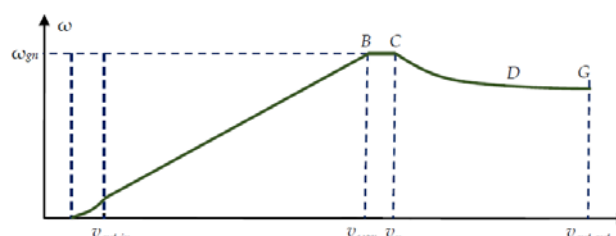
Rozróżnia się cztery strefy (regiony) pracy turbiny wiatrowej w zależności od aktualnej efektywnej prędkości wiatru. Pierwszą strefą pracy jest start turbiny przy minimalnej prędkości wiatru bez wytwarzania energii elektrycznej. W drugiej strefie pracy, w zakresie prędkości wiatru pomiędzy prędkością startu V_{cut-in} , a prędkością znamionową V_{agn} , układ regulacji ma za zadanie sterowanie prędkością wału w sposób zapewniający maksymalną wartość możliwą do uzyskania energii (MPPT) [2]. Charakterystykę mocy oraz prędkości obrotowej turbiny

wiatrowej w funkcji prędkości wiatru z podziałem na cztery strefy pracy pokazano odpowiednio na rysunkach 1 i 2.

W strefie trzeciej, przy prędkości wiatru bliskiej znamionowej, praca turbiny odbywa się ze stałą prędkością obrotową nieco mniejszą od optymalnej. W strefie czwartej turbina wiatrowa pracuje przy stałej mocy, równej mocy znamionowej, co wymaga od układu regulacji zwiększania lub zmniejszania prędkości obrotowej generatora przy zmianach prędkości wiatru [2].



Rys. 1. Charakterystyka mocy mechanicznej turbiny wiatrowej o stałym kącie ustawienia łopatek w funkcji prędkości wiatru z podziałem na strefy pracy



Rys. 2. Charakterystyka prędkości obrotowej turbiny wiatrowej o stałym kącie ustawienia łopatek w funkcji prędkości wiatru z podziałem na strefy pracy

Sterowanie turbiną wiatrową

Głównym celem sterowania turbiną wiatrową jest generowanie maksymalnej możliwej do osiągnięcia w danych warunkach wiatrowych mocy elektrycznej. Małe elektrownie o małym momencie bezwładności, szybko reagujące na wymuszenia, wymagają sterowania uwzględniającego dynamikę zarówno wiatru jak i wirnika turbiny wiatrowej. Przy prędkościach wiatru większych od pewnej ustalonej wartości maksymalnej, układ regulacji powinien zapewnić ograniczenie prędkości i sprawności aerodynamicznej elektrowni poprzez wymuszenie wejścia w stan przeciągnięcia [3].

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

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

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 kątowna wirnika turbiny.

Zależność współczynnika wykorzystania mocy C_p od wyróżnika szybkobieżności λ jest właściwością konstrukcyjną wirnika turbiny. Przykładową zależność $C_p(\lambda)$, wyznaczoną doświadczalnie, pokazano na rysunku 3.

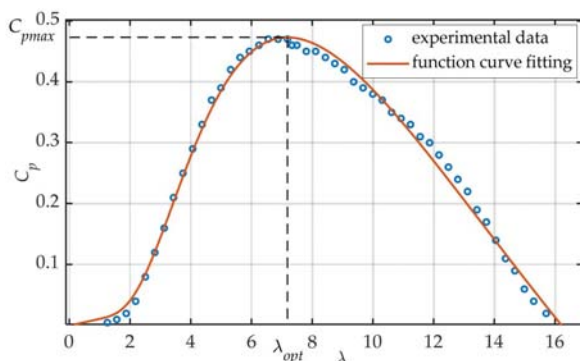
Moment aerodynamiczny (moment mechaniczny wytwarzany przez turbinę):

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

gdzie:

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

Maksymalna moc wytwarzana przez turbinę w strefie 2, 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. 3).



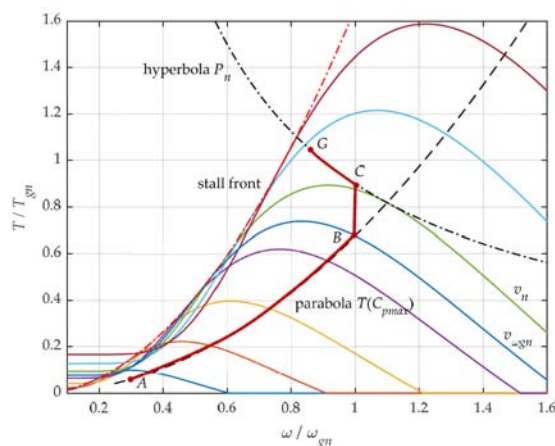
Rys. 3. Przykładowa zależność $C_p(\lambda)$ wyznaczona doświadczalnie

Zamiana energii mechanicznej w energię elektryczną powoduje wytworzenie momentu generatora T_g stanowiącego obciążenie turbiny.

Charakterystyka sprawności aerodynamicznej turbiny wiatrowej jest wynikiem projektowania łopaty z uwzględnieniem wymagań wynikających ze sposobu

regulacji turbiny wiatrowej. Zależność $C_p(\lambda)$ uzyskuje się kształtem, skruceniem wzdłużnym i profilem łopaty. Często na długości łopaty stosowanych jest kilka profili. Od pewnej prędkości wiatru, na skutek oderwania strugi powietrza od powierzchni łopaty, przy stałej prędkości kątowej turbiny występuje zmniejszenie momentu na wale. Ułatwia to kontrolę prędkości turbiny przy szybkim wzroście prędkości wiatru [3].

Na rysunku 4 pokazano rodzinę charakterystyk momentu $T_t = f(\omega)$ dla różnych prędkości wiatru. Trajektoria $T_t(\omega)$ przechodzi przez punkty pracy ustalonej turbiny wiatrowej dla różnych prędkości wiatru ze strefami pracy, jak na rysunkach 1 i 2. Zaznaczono również krzywą (parabolę) momentu $T_{topt} = f(\omega)$, dla której turbina wytwarza moc maksymalną P_{tmax} w strefie 2. Celem sterowania w warunkach wiatrowych powyżej znamionowych (w strefie 4) jest regulacja z zachowaniem stałej mocy wytwarzanej, co odpowiada pracy elektrowni na odcinku paraboli stałej mocy CGD (rys. 4). Regulacja mocy na odcinku CGD oparta jest na estymowanej wartości efektywnej prędkości wiatru $\hat{V}_w$ [1, 4, 5, 6].



Rys. 4. Trajektoria $T_t(\omega)$ utworzona na płaszczyźnie prędkość obrotowa – moment mechaniczny przez punkty pracy ustalonej turbiny wiatrowej dla różnych prędkości wiatru ze strefami pracy, jak na rysunkach 1 i 2.

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 łopat 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 $C_p(\lambda)$.

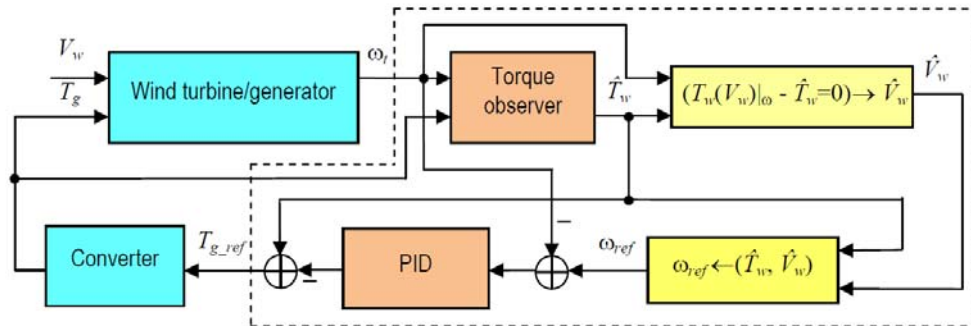
Znane są rozwiązania estymacji niedostępnego pomiarowo momentu aerodynamicznego, niezbędnego do obliczenia aktualnej prędkości wirnika, za pomocą adaptacyjnego filtra Kalmana [5] albo rozszerzonego obserwatora stanu (*Extended State Observer – ESO*) [3].

Wyliczona, na podstawie estymowanej wartości momentu aerodynamicznego, efektywna prędkość wiatru $\hat{V}_w$ jest następnie użyta do wyliczenia optymalnej wartości

prędkości obrotowej odpowiadającej aktualnemu punktowi pracy turbiny wiatrowej.

Na rysunku 5 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 [5], gdzie podano również szczegółowy opis problemu dwóch rozwiązań wartości V_w . Układ sterowania turbiny wiatrowej wraz z obserwatorem momentu aerodynamicznego i wyznaczaniem efektywnej prędkości wiatru, autorzy opisali szczegółowo w pracach [1, 4, 6].



Rys. 5. Układ sterowania turbiny wiatrowej z obserwatorem momentu i numerycznym wyznaczaniem efektywnej prędkości wiatru [1, 4, 6]

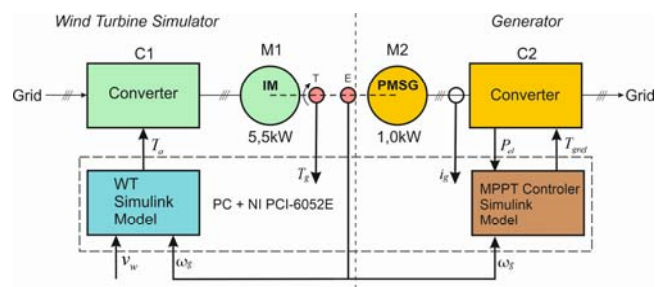
Opis stanowiska laboratoryjnego

Schemat blokowy stanowiska laboratoryjnego, wykorzystanego do badań, pokazano na rysunku 6. Stanowisko składa się z następujących zasadniczych elementów:

1. silnik asynchroniczny klatkowy (IM) typu 2SIE132M6B-F o następujących parametrach: 5.5 kW, 400 V, 950 rpm; silnik posiada zamontowany enkoder (E) o rozdzielczości 3600 imp/obr;
2. przemiennik częstotliwości MMB 011 IM (C1) o mocy 11 kW z funkcją bezpośredniego sterowania momentem w modelu multitaskalnym [7]
3. silnik synchroniczny z magnesami trwałymi (PMSG) typu SMwsK90S8 o następujących parametrach: 1.0 kW, 218 V, 1000 rpm; silnik posiada zamontowany resolver (sin/cos) do pomiaru prędkości obrotowej w układzie sterowania FOC;
4. przemiennik częstotliwości MMB 011 PMSM (C2) ze sterownikiem elektrowni wiatrowej (sterowanie momentem generatora – FOC);
5. momentomierz (T) 100 Nm;
6. komputer PC z kartą pomiarową NI PCI-6052E;
7. model turbiny wiatrowej w środowisku MatlabSimulink;
8. model układu sterowania MPPT w środowisku MatlabSimulink [8].

Przemiennik częstotliwości (C1) służy do sterowania silnikiem (IM) w trybie zadawania momentu w układzie sterowania multitaskalnego maszyną indukcyjną [7]. Silnik indukcyjny (IM) wytwarza moment obrotowy, którego aktualna wartość T_a odpowiada zadanej efektywnej prędkości wiatru V_w . Wielkość proporcjonalna do aktualnego momentu aerodynamicznego na wale turbiny wiatrowej jest wyliczana jako wielkość wyjściowa z modelu matematycznego turbiny wykonanego w środowisku Matlab-Simulink i zadawana do przekształtnika C1 w postaci analogowej poprzez kartę z przetwornikiem DAC. Wielkościami wejściowymi do modelu turbiny i układu sterowania są: wartość chwilowa efektywnej prędkości wiatru V_w , której profil jest zadawany wewnątrz modelu Simulinka oraz mierzone wartości prędkości obrotowej wału układu ω_g i mocy elektrycznej generatora. Model turbiny wiatrowej zawiera nieliniową zależność $C_p(\lambda)$. Prędkość

obrotowa wału odpowiada prędkości generatora (PMSG) z zastosowaniem przekładni. Przemiennik częstotliwości (C2) z układem sterowania polowo zorientowanego (FOC) maszyną synchroniczną służy do wymuszania momentu generatora. Na rysunku 7 pokazano zestaw elektromaszynowy stanowiska laboratoryjnego.



Rys. 6. Schemat blokowy stanowiska laboratoryjnego



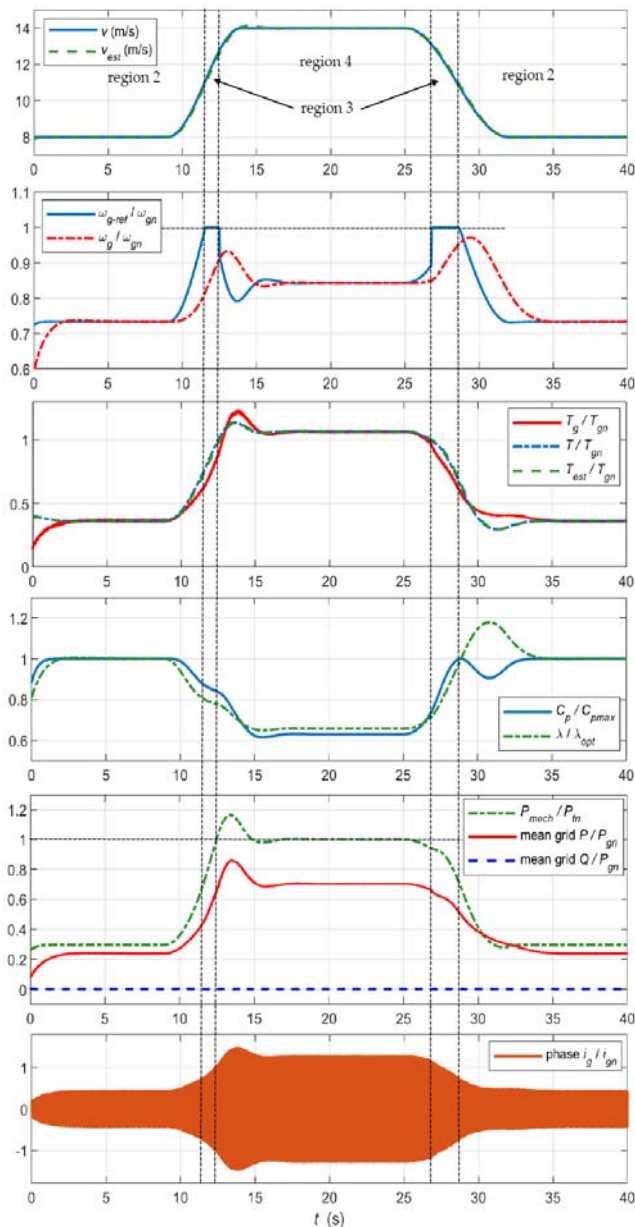
Rys. 7. Zestaw elektromaszynowy stanowiska laboratoryjnego

Wyniki badań eksperymentalnych

Badania stanów dynamicznych elektrowni wiatrowej wykonano z zastosowaniem modelu wiatru opisanego w PN-EN 61400-2 [9].

Na rysunku 8 pokazano przebiegi wybranych zmiennych przy tzw. podmuchu koherentnym o amplitudzie efektywnej prędkości wiatru od $V_w=8$ m/s do $V_w=14$ m/s. Przy wzroście prędkości wiatru turbina wiatrowa przechodzi ze strefy 2 pracy, z optymalnym współczynnikiem przechwytywania λ_{opt} , poprzez strefę 3 do strefy 4. W strefie 3 układ regulacji wytwarza stałą zadaną prędkość obrotową $\omega_{g_ref}=\omega_{gn}$, lecz

ze względu na duży moment bezwładności mas wirujących i szybkie przejście do strefy 4 prędkość obrotowa nie osiąga wartości nominalnej. Po wejściu do strefy 4 układ regulacji skokowo zmniejsza prędkość zadaną, a następnie ogranicza ją tak, aby moc mechaniczna w stanie ustalonym osiągnęła $P=P_n$ przy momencie mechanicznym $T>T_n$. Przy przejściu ze strefy 4 do 3, przy opadaniu prędkości wiatru, prędkość zadaną jest z kolei skokowo zwiększana do $\omega_{g_ref}=\omega_{gn}$, lecz prędkość obrotowa znów nie osiąga wartości nominalnej ze względu na szybkie przejście do strefy 2.



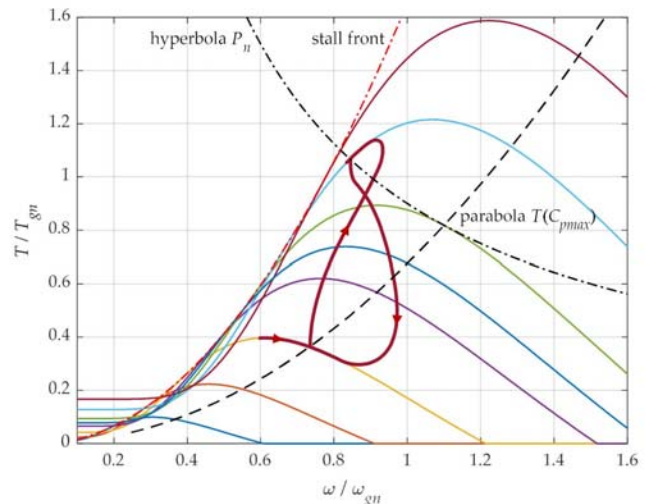
Rys. 8. Przebiegi zmiennych dla podmuchu koherentnego

Na rysunku 9 pokazano trajektorię dynamiczną $T(\omega)$ określaną przez prędkość obrotową i moment mechaniczny turbiny w rezultacie działania układu regulacji dla podmuchu koherentnego o przebiegu prędkości wiatru pokazanym na rysunku 8.

Wnioski

W artykule przedstawiono wyniki badań eksperymentalnych układu regulacji prędkości obrotowej turbiny wiatrowej o stałym kącie ustawienia łopatek z zastosowaniem obserwatora momentu aerodynamicznego. Estymowany moment turbiny jest traktowany jako

zakłócenie w modelu obiektu. Efektywna prędkość wiatru wyliczana jest na podstawie estymowanego momentu aerodynamicznego turbiny oraz mierzonej prędkości kątowej wirnika. Pokazano wstępne wyniki badań na stanowisku laboratoryjnym, zbieżne z wynikami badań symulacyjnych. Maszyna indukcyjna wymusza na wale moment obrotowy, którego wartość odpowiada zadanej efektywnej prędkości wiatru. Model turbiny wiatrowej oraz układ sterowania z obserwatorem momentu funkcjonują online w środowisku Matlab-Simulink za pomocą karty pomiarowo-sterującej National Instruments PCI-6052.



Rys. 9. Trajektoria dynamiczna $T(\omega)$ określana przez prędkość obrotową i moment mechaniczny turbiny w rezultacie działania układu regulacji dla podmuchu koherentnego

Autorzy:

dr inż. Janusz Baran, e-mail: janusz.baran@pcz.pl,
dr inż. Andrzej Jąderko, e-mail: andrzej.jaderko@pcz.pl,
Politechnika Częstochowska, Wydział Elektryczny,
Al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa

LITERATURA

- [1] Baran J., Jąderko A., An MPPT Control of a PMSG-Based WECS with Disturbance Compensation and Wind Speed Estimation, *Energies*, 2020, 13(23), 6344, doi: 10.3390/en13236344
- [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. Mueen (2010), InTech, 209-232
- [4] Baran J., Jąderko A., Sterowanie elektrownią wiatrową z estymacją momentu aerodynamicznego przy dużych prędkościach wiatru, *Przegląd Elektrotechniczny*, 97 (2020) nr 12, ss. 146-149
- [5] Bourlis D., A Complete Control Scheme for Variable Speed Stall Regulated Wind Turbines, *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, Ed. By R.Cariveau (2011), InTech, 309-338
- [6] Baran J., Jąderko A., Sterowanie turbiną wiatrową z odtwarzaniem momentu aerodynamicznego, *Przegląd Elektrotechniczny*, 94 (2018) nr 5, ss. 47-52
- [7] Krzemiński Z., Cyfrowe sterowanie maszynami asynchronicznymi, *Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej*, Postępy Napędu Elektrycznego i Energoelektroniki, PAN Komitet Elektrotechniki, 2001
- [8] Simscape Electrical User's Guide, The Mathworks Inc., 2019
- [9] PN-EN 61400-2: Turbozespoły wiatrowe. Część 2: Wymagania projektowe dotyczące małych turbozespołów wiatrowych, PKN 2008