

Sterowanie turbiną wiatrową z odtwarzaniem momentu aerodynamicznego

Streszczenie. W artykule opisano układ sterowania turbiną wiatrową o regulowanej prędkości obrotowej i stałym kącie ustawienia łopat z rozszerzonym estymatorem stanu zastosowanym do odtwarzania momentu aerodynamicznego i prędkości obrotowej turbiny. Estymacja momentu aerodynamicznego umożliwia zadawanie optymalnego momentu generatora i obliczenie efektywnej prędkości wiatru niezbędnej do ustalenia optymalnej prędkości obrotowej generatora. Pokazano wyniki badań symulacyjnych proponowanego algorytmu sterowania w środowisku Matlab.

Abstract. The paper deals with control of a variable-speed fixed-pitch wind turbine with generator speed feedback and estimation of aerodynamic torque and turbine speed using the extended state estimator. Estimation of the aerodynamic torque allows to set the optimal generator torque and calculate the effective wind speed necessary to determine the optimal reference generator speed. Simulations carried out in the Matlab/Simulink environment are presented to verify the proposed algorithm (**Control of the wind turbine with aerodynamic torque estimation**).

Słowa kluczowe: turbina wiatrowa, generator indukcyjny, odtwarzanie momentu aerodynamicznego, rozszerzony estymator stanu
Keywords: wind turbine, induction generator, aerodynamic torque estimation, extended state estimator

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. Współczesne turbiny wiatrowe o poziomej osi obrotu ustawiane na lądzie przystosowane są do pracy przy prędkości wiatru nie większej niż 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 – 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. 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 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

przecignięcie (*passive stall control*). W tym rozwiązaniu zbędny jest układ mechaniczny zmieniający kąt natarcia łopat. Ograniczanie momentu obrotowego przy prędkości wiatru powyżej wartości znamionowej odbywa się poprzez wykorzystanie efektu przecignięcia (oderwania laminarnej strugi powietrza). Zastosowanie odpowiedniej geometrii profilu łopat wirnika zapewnia powstanie turbulencji na części łopaty, które ograniczają moment napędowy wirnika przy zbyt silnym wietrze. Stan przecignięcia postępuje od osi obrotu płata.

Rozróżnia się cztery obszary (strefy) pracy turbiny wiatrowej w zależności od aktualnej prędkości wiatru. Pierwszą strefą pracy jest start turbiny przy minimalnej prędkości wiatru. W drugiej strefie pracy, pomiędzy prędkością startu, a prędkością znamionową, układ regulacji ma za zadanie sterowanie prędkością wału w sposób zapewniający maksymalną wartość możliwej do uzyskania energii. Szacuje się, że ponad 50% rocznej energii uzyskanej z turbiny, powstaje w warunkach wiatrowych obejmujących drugą strefę pracy. W trzeciej i czwartej strefie pracy, powyżej wartości znamionowej prędkości wiatru, układ regulacji utrzymuje największą dopuszczalną prędkość obrotową i ogranicza wartość mocy wyjściowej.

Układ sterowania turbiną wiatrową

Głównym celem sterowania turbiną wiatrową w stanie ustalonym 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]:

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

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*)

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

gdzie: ω_t - prędkość kątowna wirnika turbiny.

Zależność współczynnika wykorzystania mocy C_p od wyróżnika szybkobieżności λ jest właściwością konstrukcyjną wirnika turbiny. Przykładową zależność $C_p(\lambda)$, uzyskaną doświadczalnie, pokazano na rysunku 1. Opisuje ją funkcja aproksymująca:

$$(3) \quad C_p(\lambda) = c_1(c_2z - c_4)e^{-c_5z} + c_6\lambda$$

$$(4) \quad z = \frac{1}{\lambda} - 0.035$$

Wartości parametrów: $c_1=0.5176$, $c_2=116$, $c_4=5$, $c_5=21$, $c_6=0.0068$.

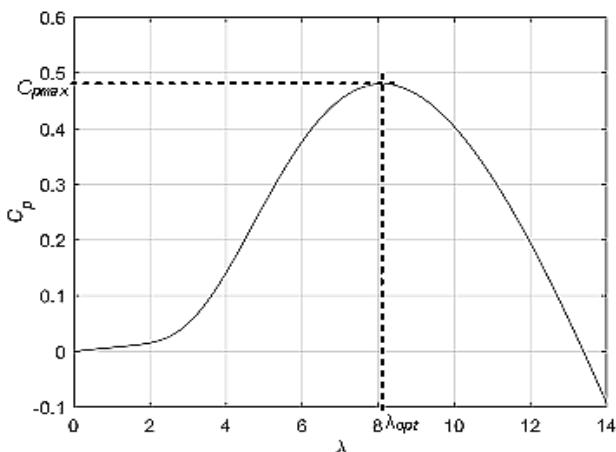
Moment aerodynamiczny (moment mechaniczny wytwarzany przez turbinę):

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

gdzie:

$$(6) \quad K = \frac{1}{2} \pi \rho R^5 \frac{C_p(\lambda)}{\lambda^3}$$

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



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

Często w literaturze pomija się ujemny fragment charakterystyki $C_p(\lambda)$.

Moment aerodynamiczny T_a będący wynikiem oddziaływania wiatru o określonej prędkości na wirnik turbiny wiatrowej zamieniany jest na moment mechaniczny napędzający generator. Moment generatora T_g (moment obciążenia turbiny) wynika z zamiany energii mechanicznej w energię elektryczną.

Moment mechaniczny wytwarzany dla mocy maksymalnej:

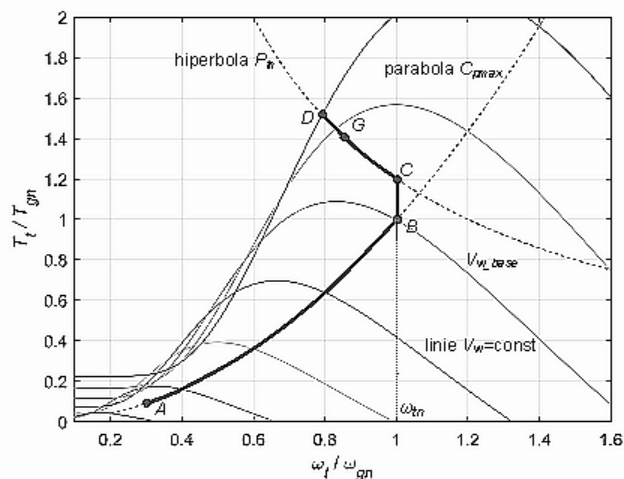
$$(7) \quad T_{aopt} = \frac{P_{amax}}{\omega_{topt}} = K_{opt} \omega_{topt}^2$$

gdzie:

$$(8) \quad K_{opt} = \frac{1}{2} \pi \rho R^5 \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3}$$

Dla każdej elektrowni wiatrowej z poziomą osią obrotu istnieje taka wartość wzmocnienia K_{opt} , dla którego krzywa pracy turbozespołu pokrywa się z ekstremalną krzywą 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].

Na rysunku 2 przedstawiono charakterystyki momentu aerodynamicznego turbiny dla różnych prędkości wiatru – moment i prędkość kątowną turbiny podano w jednostkach względnych.



Rys.2. Charakterystyki momentu aerodynamicznego turbiny dla różnych prędkości wiatru

Krzywa od punktu A (start turbiny) do punktu B odpowiada pracy z C_{pmax} , czyli z punktem pracy położonym na krzywej mocy maksymalnej. Strefa pracy od punktu B do punktu C oraz strefa pracy na hiperboli mocy znamionowej (CDG) odpowiadają pracy turbiny w warunkach znamionowej prędkości wiatru oraz powyżej znamionowej prędkości wiatru. Problem sterowania turbiną w strefach III i IV (BCDG) został opisany w literaturze [4, 6] i nie jest przedmiotem rozważań w niniejszym artykule.

Model dwumasowy obiektu sterowania

Poniżej pokazano równania liniowego dwumasowego modelu dynamicznego układu turbina-generator z uwzględnieniem sprężystości wału turbiny (9 - 11). Model taki jest często stosowany w literaturze [2, 3, 4] do analizy pracy elektrowni wiatrowych. Na rysunku 3 pokazano model dwumasowy opisany równaniami (9 - 11). Wszystkie wielkości zostały przeliczone na stronę wirnika turbiny (*low speed*), co umożliwia pominięcie przekładni ($n_g=1$) i uproszczenie równań:

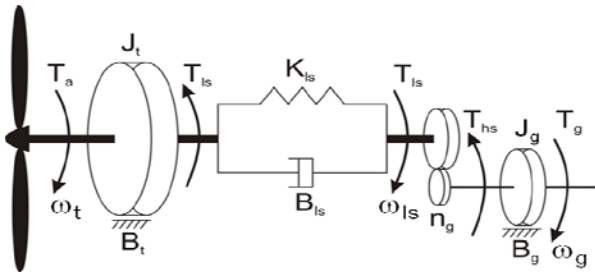
$$(9) \quad J_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_a - T_{ls} - B_t \omega_t$$

$$(10) \quad T_{ls} = K_{ls}(\theta_t - \theta_{ls}) + B_{ls}(\omega_t - \omega_{ls})$$

$$(11) \quad J_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_{hs} - T_g - B_g \omega_g$$

gdzie: J_t - moment bezwładności turbiny, T_a - moment aerodynamiczny turbiny, $T_{ls} = T_{hs} n_g$ (momenty na wale odpowiednio: po stronie *low speed* i przeliczony ze strony

high speed), ω_g – prędkość kątowna generatora, $n_g = 1$ – przełożenie przekładni, $\omega_{ls} = \omega_g/n_g$, B_t – współczynnik tarcia wirnika turbiny, K_{ls} – współczynnik sprężystości wału, B_{ls} – współczynnik tłumienia wału, B_g – współczynnik tarcia generatora, $\theta = \theta_t - \theta_{ls}$, – kąt skręcenia wału turbiny, J_g – moment bezwładności generatora.



Rys.3. Model dwumasowy obiektu sterowania

Model dla wektora zmiennych stanu: $\mathbf{x} = [\omega_t, \omega_g, \theta]^T$ przedstawiono za pomocą równań (12 - 14):

$$(12) \quad \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}_d T_a + \mathbf{B}_u T_g$$

$$(13) \quad y = \mathbf{C}\mathbf{x} = \omega_g$$

gdzie:

$$(14) \quad \mathbf{A} = \begin{bmatrix} -\frac{B_t + B_{ls}}{J_t} & \frac{B_{ls}}{J_t} & -\frac{K_{ls}}{J_t} \\ \frac{B_{ls}}{J_g} & -\frac{B_g + B_{ls}}{J_g} & \frac{K_{ls}}{J_g} \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{B}_d = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_t} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{B}_u = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{J_g} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{C} = [0 \quad 1 \quad 0], \quad \mathbf{D} = [0]$$

Rozszerzony model obiektu do odtwarzania zmiennych stanu

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 strugi powietrza od łopatek wirnika, co wymaga specjalnych algorytmów przeliczeniowych i nie zawsze daje pożądaną dokładność. 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 $C_p(\lambda)$. Znane są rozwiązania estymacji niedostępnego pomiarowo momentu aerodynamicznego, niezbędnego do obliczenia aktualnej prędkości wirnika, za pomocą adaptacyjnego Filtru Kalmana [4, 7], albo rozszerzonego obserwatora stanu (Extended State Observer – ESO) [8].

Autorzy zaproponowali rozszerzony model obiektu, w którym dodano czwartą zmienną stanu $x_4 = T_a$, która traktowana jest jako zakłócenie.

Wektor stanu liniowego estymatora stanu:

$$(15) \quad \mathbf{x}_{obs} = [\mathbf{x}^T, T_a]^T,$$

przy założeniu obecności szumu procesu w oraz szumu pomiarowego v przyjmuje postać:

$$(16) \quad \begin{bmatrix} \dot{\omega}_t \\ \dot{\omega}_g \\ \dot{\theta} \\ \dot{T}_a \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B}_d \\ [0 \ 0 \ 0] & 0 \end{bmatrix}}_{\mathbf{A}_{obs}} \begin{bmatrix} \omega_t \\ \omega_g \\ \theta \\ T_a \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{B}_u \\ 0 \end{bmatrix}}_{\mathbf{B}_{obs}} T_g + \mathbf{G} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ w \end{bmatrix}$$

$$(17) \quad y = \underbrace{[\mathbf{C} \ 0]}_{\mathbf{C}_{obs}} \begin{bmatrix} \omega_t \\ \omega_g \\ \theta \\ T_a \end{bmatrix} + v$$

Wyznaczana jest estymata stanu z zastosowaniem stacjonarnego Filtru Kalmana, podobnie jak w pracy Bourlisa [4], z zadaniem macierzy kowariancji szumów \mathbf{Q}_w i \mathbf{R}_v . W symulacjach przyjęto:

$$(18) \quad \mathbf{Q}_w = \text{diag}([3, 0.1, 5, 1000]), \mathbf{R}_v = [0.01]$$

Ponieważ $\mathbf{G} = \mathbf{I}_{4 \times 4}$, zatem dla dodatkowej zmiennej stanu T_a prawdziwa jest zależność:

$$(19) \quad \dot{T}_a = w$$

Estymaty stanu dla modelu obserwatora opisuje równanie:

$$(20) \quad \dot{\hat{\mathbf{x}}}_{obs} = \mathbf{A}_{obs} \hat{\mathbf{x}}_{obs} + \mathbf{B}_{obs} \mathbf{u} + \mathbf{L}(y - \mathbf{C}_{obs} \hat{\mathbf{x}}_{obs})$$

gdzie \mathbf{L} jest projektowaną macierzą sprzężenia w estymatorze, sterowanie $\mathbf{u} = T_g$.

Dla przyjętych w symulacjach kowariancji \mathbf{Q}_w , \mathbf{R}_v otrzymano:

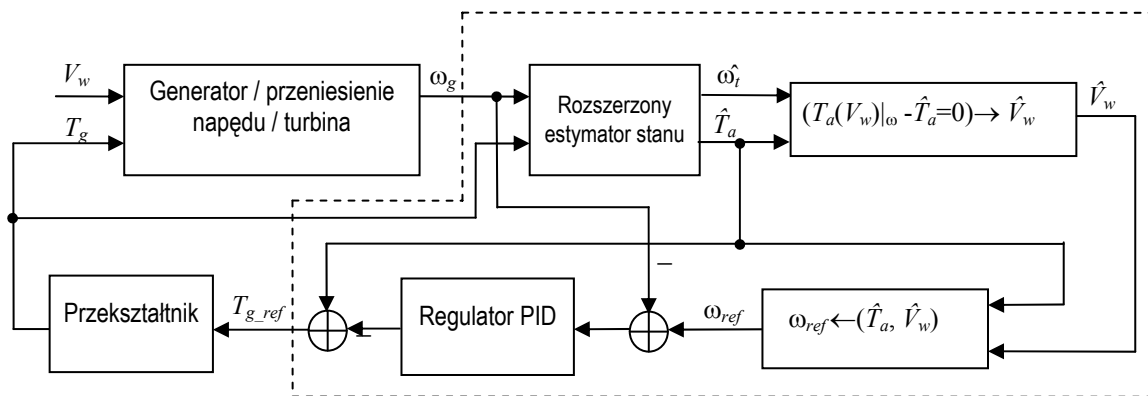
$$(21) \quad \mathbf{L} = [29.01, 10.27, 42.06, 316.2]^T$$

Na rysunku 4 pokazano schemat układu sterowania turbiny wiatrowej z rozszerzonym estymatorem stanu i numerycznym wyznaczeniem efektywnej prędkości wiatru.

Wyniki badań symulacyjnych

Przyjęto parametry turbiny wiatrowej CART z [11]:

- $J_t = 3,25 \times 10^5$ - moment bezwładności turbiny, kg·m²;
- $B_t = 27,36$ - współczynnik tarcia turbiny, N·m/(rad/s);
- $K_{ls} = 2,69 \times 10^5$ - współczynnik sztywności wału turbiny (strona low speed), N·m/rad;
- $B_{ls} = 9,5 \times 10^3$ - współczynnik tłumienia wału turbiny (strona low speed), N·m/(rad/s);
- $J_{g,true} = 34,4$ - moment bezwładności generatora, kg·m²;
- $B_{g,true} = 0,2$ - współczynnik tarcia generatora, Nm/(rad/s);
- $n_g = 43,166$ - przełożenie przekładni (w modelu $n_g = 1$);
- $n_p = 2$ - liczba par biegunów generatora;
- $\omega_{gn} = 2\pi \cdot 60/n_p$ - prędkość nominalna generatora, rad/s;
- $\omega_{tn} = \omega_{gn}/n_g = 4,4$ - prędkość nominalna turbiny, rad/s;
- $P_{gn} = 600 \times 10^3$ - moc nominalna generatora, VA;
- $T_n = 162 \times 10^3$ - moment nominalny turbiny, N·m;
- $V_{wb} = 10$ - prędkość bazowa wiatru, m/s;
- $P_{maxb} = 0,848 P_n$ - moc maksymalna turbiny dla prędkości V_{wb}
- $R = 21,65$ - promień łopaty wirnika turbiny, m.



Rys.4. Schemat układu sterowania turbiny wiatrowej z rozszerzonym estymatorem stanu i numerycznym wyznaczeniem efektywnej prędkości wiatru metodą znajdowania miejsc zerowych funkcji $T_a(V_w) - \hat{T}_a$ dla danej, estymowanej prędkości turbiny ω_i

Część elektromagnetyczna generatora z przekształtnikiem zostały zamodelowane w przybliżeniu jako układ inercyjny pierwszego rzędu o małej stałej czasowej $T_{conv} = 0,25s$ i współczynniku wzmocnienia $K_{conv} = 1$.

Symulacje przeprowadzono w środowisku Matlab/Simulink ze stałym krokiem całkowania równym $T_s = 10$ ms. Przyjęto, że wirnik turbiny jest ustawiony zgodnie z kierunkiem wiatru (wpływ niedokładnego określenia kierunku wiatru nie jest przedmiotem niniejszych rozważań).

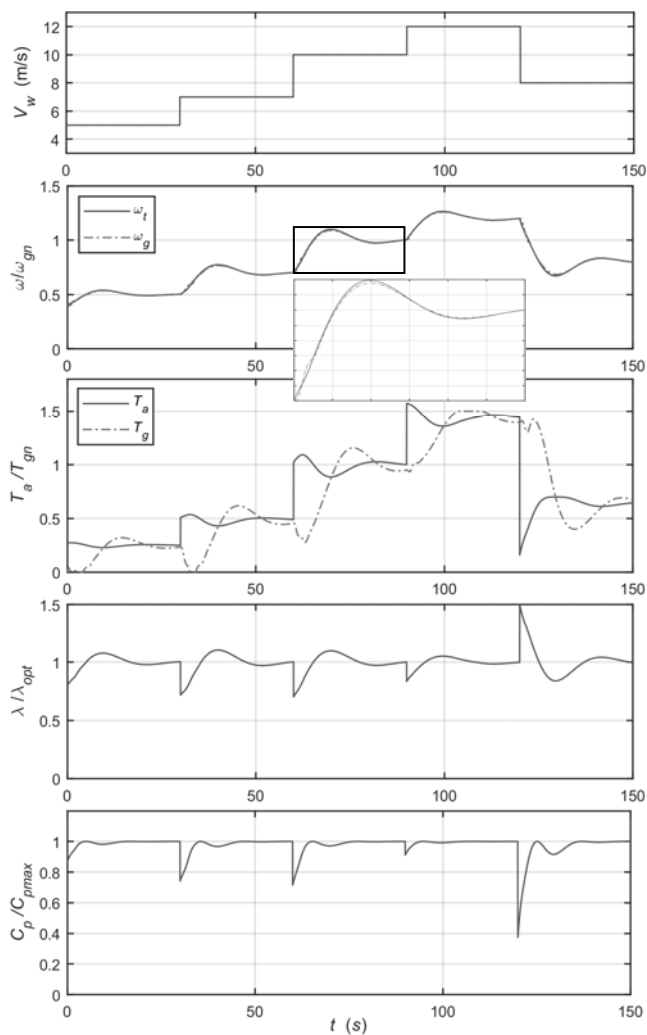
Należy przy tym zwrócić uwagę, że badania symulacyjne układów sterowania elektrowniami wiatrowymi wykonywane są najczęściej z zastosowaniem modelu wiatru opisanego w PN-EN 61400-2 [7, 9, 10], albo przyjmując model zmienności wiatru ze składową losową [2, 3, 4, 8].

Autorzy przeprowadzili na wstępie badania symulacyjne układu regulacji turbiny dla skokowo zmiennego profilu wiatru, co jest oczywiście przypadkiem teoretycznym (nierzeczywistym), jednak dobrze umożliwia obserwację dynamiki odpowiedzi skokowej układu regulacji turbiny dla różnych punktów pracy. Przebiegi zmiennych dla skokowo zmiennego (nierzeczywistego) profilu wiatru pokazano na rysunku 5, natomiast na rysunku 6 przedstawiono odpowiadającą tym przebiegom trajektorię pracy turbiny na płaszczyźnie (ω_r, T_a) . Po zmianie prędkości wiatru układ dąży do stanu ustalonego, w którym turbina pracuje z maksymalnym współczynnikiem wykorzystania mocy C_{Pmax} . Na wykresie trajektorii (rys. 6) punkty pracy ustalonej leżą na paraboli momentu T_{Pmax} odpowiadającego mocy maksymalnej dla danej prędkości efektywnej wiatru. Na rysunku 7 pokazano przebieg estymacji momentu aerodynamicznego i prędkości obrotowej turbiny w rozszerzonym estymatorze stanu oraz obliczaną na podstawie estymat (\hat{T}_a, ω_i) efektywną prędkość wiatru \hat{V}_w .

Przeprowadzono również badania symulacyjne układu dla profilu prędkości wiatru ze składową losową $s_{LP}(t)$, która jest szumem białym filtrowanym filtrem dolnoprzepustowym o paśmie przenoszenia $f_{LP} = 2Hz$. Profil efektywnej prędkości wiatru w tym przypadku jest opisany wyrażeniem:

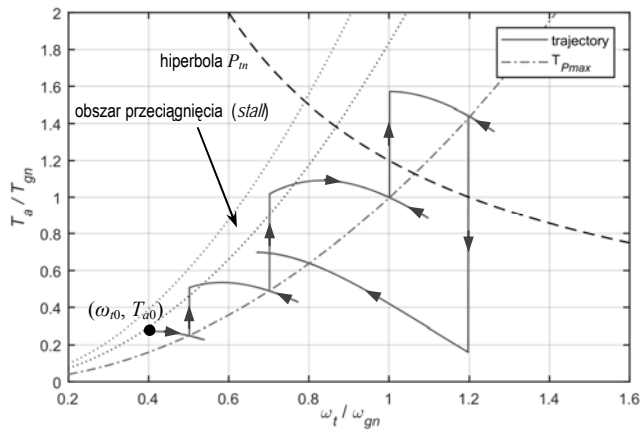
$$(22) \quad V_w = 8 + 2 \sin\left(\frac{2\pi}{100}t + \frac{\pi}{4}\right) + s_{LP}(t)$$

Przebiegi czasowe zmiennych oraz odpowiadającą tym przebiegom trajektorię pracy turbiny na płaszczyźnie (ω_r, T_a) , dla modelu prędkości wiatru ze składową losową, pokazano odpowiednio na rysunkach 8 i 9.

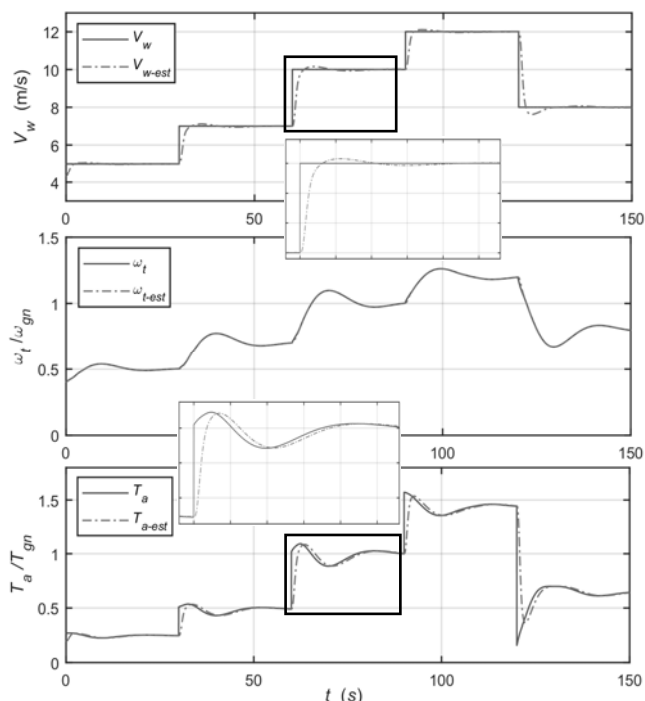


Rys.5. Przebiegi zmiennych dla teoretycznego skokowo zmiennego profilu wiatru

Przyjęto warunki początkowe symulacji odpowiadające startowi z obszaru przeciągnięcia (oderwania strugi). W początkowym okresie moment obciążający generatora jest równy zero. Następnie, praca przebiega w ciągłym stanie nieustalonym wokół wartości odpowiadających maksymalnemu współczynnikowi wykorzystania mocy C_{Pmax} .



Rys.6. Trajektoria pracy turbiny wiatrowej dla skokowo zmiennego profilu wiatru odpowiadająca przebiegom na rysunku 5; punkty pracy ustalonej leżą na paraboli momentu T_{Pmax} odpowiadającego mocy maksymalnej dla danej prędkości efektywnej wiatru



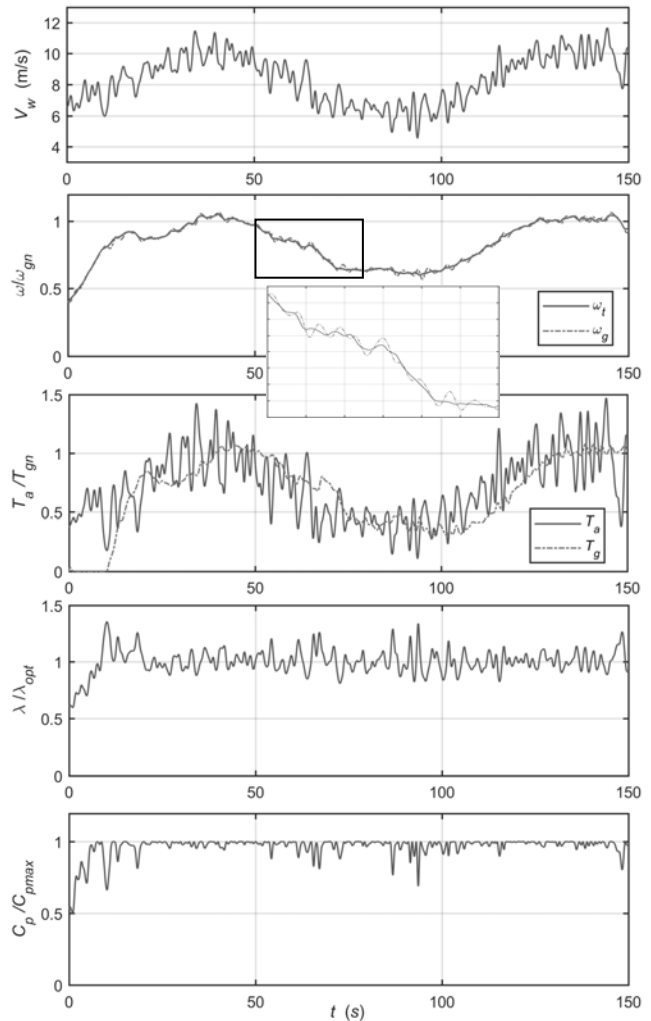
Rys.7. Przebiegi wielkości (\hat{T}_a , $\hat{\omega}_t$) estymowanych w rozszerzonym obserwatorze stanu i obliczanej prędkości wiatru \hat{V}_w na tle przebiegów wielkości odpowiadających zadanemu skokowo zmiennemu profilowi wiatru

Na rysunku 9 pokazano trajektorię pracy turbiny, która oscyluje wokół krzywej momentu odpowiadającej mocy maksymalnej turbiny, dla danej prędkości efektywnej wiatru, zgodnie z kierunkiem narastania i opadania składowej wolnozmiennnej wiatru. Na rysunku 8 widoczne są wywołane sprężystością wału niewielkie oscylacje prędkości obrotowej generatora ω_g , których nie ma w przebiegu prędkości obrotowej turbiny ω_t . Rysunek 10 przedstawia przebieg estymacji momentu aerodynamicznego i prędkości obrotowej turbiny w rozszerzonym estymatorze stanu oraz obliczaną na podstawie estymat (\hat{T}_a , $\hat{\omega}_t$) efektywną prędkość wiatru \hat{V}_w .

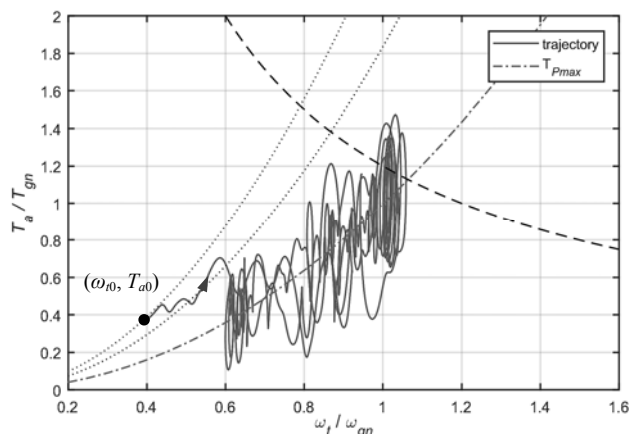
Autorzy przeprowadzili również analizę porównawczą sprawności aerodynamicznej turbiny dla przyjętego układu regulacji i modelu dwu masowego z tzw. pośrednim sterowaniem postaci [4]:

$$(23) \quad T_{g_ref} = K_{opt} \omega_t^2 - B \omega_t$$

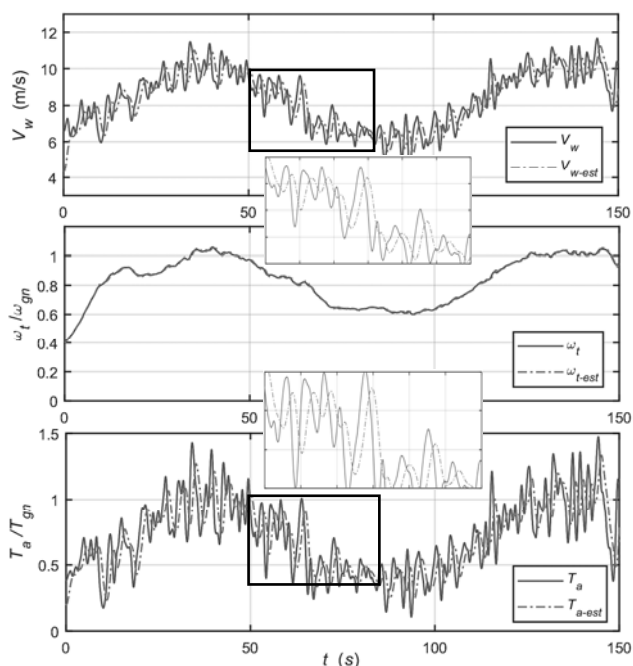
i założeniu, że wał jest sztywny (czyli: $\omega_t = \omega_g$ - model jednomasowy).



Rys.8. Przebiegi zmiennych dla profilu wiatru ze składową losową



Rys.9. Trajektoria pracy turbiny wiatrowej dla wiatru ze składową losową odpowiadająca przebiegom na rysunku 8; start symulacji z obszaru przeciągnięcia; trajektoria oscyluje w stanie nieustalonym wokół paraboli momentu T_{Pmax} (w miarę narastania i opadania składowej wolnozmiennnej wiatru najpierw w górę, a następnie w dół)



Rys.10. Przebiegi wielkości (\hat{T}_a , $\hat{\omega}_r$) estymowanych w rozszerzonym obserwatorze stanu i obliczanej prędkości wiatru \hat{V}_w na tle przebiegów wielkości odpowiadających zadanemu profilowi wiatru ze składową losową

Sprawność aerodynamiczną określono w sposób następujący [8]:

$$(23) \quad \eta_{aero} = \frac{\int P_a dt}{\int P_{amax} dt},$$

gdzie: P_{amax} jest mocą odpowiadającą C_{pmax} w zależnościach (7 - 8).

Tabela 1. Porównanie sprawności aerodynamicznej tradycyjnego układu MPPT oraz układu z rozszerzonym obserwatorzem stanu

| Profil skokowy | η_{aero} |
|---------------------------|---------------|
| Regulacja z estymacją | 0,977 |
| Regulacja pośrednia | 0,974 |
| Profil ze składową losową | η_{aero} |
| Regulacja z estymacją | 0,964 |
| Regulacja pośrednia | 0,950 |

Wnioski

W artykule przedstawiono metodę regulacji prędkości obrotowej turbiny wiatrowej o stałym kącie ustawienia łopat z zastosowaniem rozszerzonego estymatora zmiennych stanu. Estymowany moment aerodynamiczny turbiny T_a jest

traktowany jako zakłócenie w modelu obiektu. Prędkość wiatru wyliczana jest na podstawie estymowanego momentu aerodynamicznego oraz prędkości kątovej turbiny. Pokazano wyniki badań symulacyjnych dla skokowego profilu zmienności wiatru, a także dla profilu wiatru ze składową losową. Przeprowadzono również analizę porównawczą sprawności aerodynamicznej turbiny przy zastosowaniu sterowania standardowego i modelu jednomasowego z proponowanym układem regulacji z zastosowaniem rozszerzonego obserwatora stanu i dwumasowym modelem turbiny. Pomimo konieczności estymacji nieznanymi wielkościami w bardziej złożonym modelu, dzięki zastosowaniu proponowanego układu regulacji, uzyskano poprawę sprawności aerodynamicznej.

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] Boukhezzer 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
- [11] <https://www.nrel.gov/wind> [dostęp: lipiec 2017]