

doi:10.15199/48.2019.12.17

Metoda śledzenia punktu mocy maksymalnej do sterowania turbiną wiatrową o regulowanej prędkości obrotowej

Streszczenie. W artykule zaprezentowano metodę sterowania turbiną wiatrową o zmiennej prędkości, opartą na śledzeniu punktu mocy maksymalnej (MPPT). Metoda nie wymaga znajomości charakterystyki $C_p(\lambda)$ turbiny. Algorytm znajduje moc maksymalną turbiny poprzez zmianę prędkości kątowej wirnika turbiny i obserwację rezultatu w postaci przyrostu bądź zmniejszenia mocy wyjściowej. Operacja powtarza się iteracyjnie w kierunku wzrostu mocy, aż do osiągnięcia punktu mocy maksymalnej na krzywej $P_t(\omega)$, gdzie $dP/d\omega = 0$. Wartość prędkości zadanej obliczana przez algorytm jest użyta do wyliczenia wartości zadanej momentu generatora. Głównym problemem zastosowanej metody są zmiany położenia krzywej $P_t(\omega)$ i punktu mocy maksymalnej wraz ze zmianą prędkości wiatru, co może powodować błędne określenie aktualnego punktu pracy przez algorytm sterowania. W celu zweryfikowania zaproponowanego algorytmu przeprowadzono badania symulacyjne w środowisku MATLAB-Simulink. Wykorzystano rzeczywiste parametry turbiny wiatrowej o mocy 40 kW.

Abstract. The paper presents a hill climbing method of maximum power point tracking control for a variable-speed wind turbine energy conversion system. The method does not require knowledge on the turbine parameters, power coefficient characteristics $C_p(\lambda)$ nor air speed and density. The algorithm searches for the generator peak power by varying the angular speed and observing if it results in increment or decrement of the output power. The operation is repeated iteratively in the direction of the power growth until the peak power point $dP/d\omega=0$ on the $P(\omega)$ curve is reached. The speed reference calculated by the algorithm is used to modify the generator reference torque. The main difficulty is that $P(\omega)$ curve and the peak power point vary with the wind speed so the algorithm may wrongly recognize current position on the power curve. Illustrative Matlab/Simulink simulations carried out for a 40 kW fixed pitch wind turbine data are presented to verify the presented algorithm. **(A method of maximum power point tracking for a variable speed wind turbine system).**

Słowa kluczowe: śledzenie punktu mocy maksymalnej, znajdowanie maksimum funkcji, turbina wiatrowa, sterowanie momentem

Keywords: maximum power point tracking, hill climbing, wind turbine, torque control mode

Wstęp

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, w zakresie średnich prędkości wiatru pomiędzy prędkością startu V_{ws} , a prędkością znamionową V_{wn} , 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. Wynika stąd potrzeba stosowania algorytmów sterowania śledzących punkt mocy maksymalnej P_{max} na krzywej $P_t(\omega)$, którego położenie wzdłuż osi prędkości obrotowej turbiny ω zależy od efektywnej prędkości wiatru V_w . W trzeciej i czwartej strefie pracy, powyżej wartości znamionowej prędkości wiatru, układ regulacji utrzymuje największą dopuszczalną prędkość obrotową i ogranicza wartość mocy wyjściowej.

W pracy przedstawiono algorytm śledzenia punktu mocy maksymalnej niezależny od parametrów turbiny (poza szacunkowym czasem ustalania odpowiedzi prędkości obrotowej turbiny potrzebnym do ustalenia okresu iteracji algorytmu). Różne wersje przyrostowych algorytmów MPPT przedstawiono w pracach [1-4].

Sterowanie turbiną wiatrową

Przy założeniu, że wirnik turbiny ustawiony jest prostopadle do kierunku wiatru, przechwytywana moc aerodynamiczna jest równa [5]:

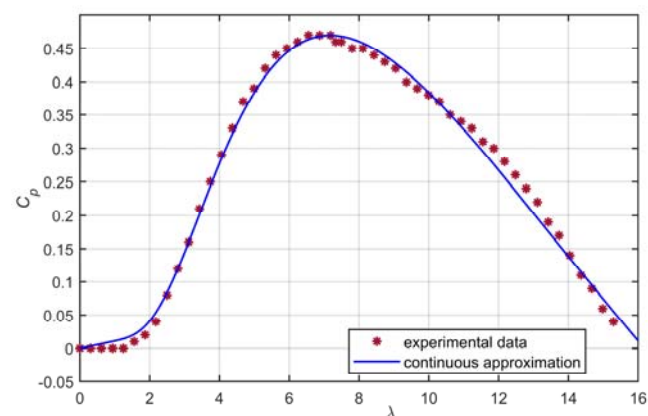
$$(1) \quad P_t = \frac{1}{2} \pi \rho R^2 C_p(\lambda) V_w^3,$$

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*):

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

gdzie: ω - prędkość kątowa wirnika turbiny.

Maksymalna moc wytwarzana przez turbinę przy danej prędkości wiatru V_w jest osiągnięta przy maksymalnej wartości współczynnika wykorzystania mocy C_{pmax} , odpowiadającego pewnej optymalnej wartości wyróżnika szybkobieżności λ_{opt} , który jest uzależniony od parametrów technicznych wirnika turbiny (głównie od wymiarów i kształtu łopat wirnika). Przykład charakterystyki $C_p(\lambda)$, wyznaczonej eksperymentalnie dla małej turbiny wiatrowej o stałym kącie natarcia łopat i mocy znamionowej 40 kW pokazano na rysunku 1.



Rys. 1. Przykładowa zależność $C_p(\lambda)$ wyznaczona doświadczalnie dla małej turbiny wiatrowej o mocy 40 kW ($C_{pmax}=0.47$ dla $\lambda_{opt}=7.2$)

Efektywność wytwarzania energii elektrycznej w turbinach wiatrowych zależy zawsze – niezależnie od typu generatora i sposobu połączenia go z siecią – od skuteczności śledzenia punktu mocy maksymalnej na rodzinie charakterystyk $P_t(\omega, V_w)$. Fluktuacje prędkości wiatru

powodują ciągle zmiany położenia punktu pracy optymalnej, a dynamika tych zmian jest znacznie szybsza od możliwej szybkości zmian prędkości obrotowej ω , ze względu na inercję turbiny. Konwencjonalna metoda sterowania w strefie II, poniżej mocy nominalnej turbiny (tzw. metoda pośrednia), polega na zastosowaniu sprzężenia zwrotnego wytwarzającego moment zadany generatorem postaci:

$$(3) \quad T_g^* = K_{opt} \omega^2.$$

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

Moment mechaniczny wytwarzany dla mocy maksymalnej:

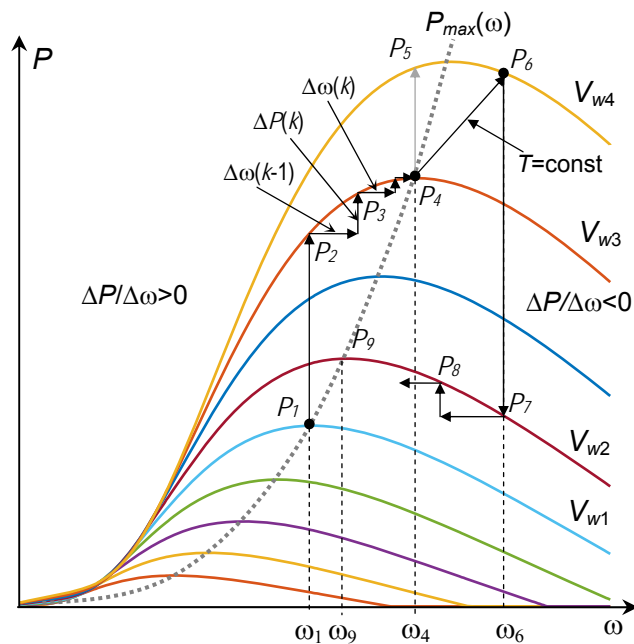
$$(4) \quad T_{topt} = \frac{P_{tmax}}{\omega_{opt}} = K_{opt} \omega_{opt}^2.$$

Optymalny współczynnik sprzężenia zwrotnego:

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

Optymalne wartości C_{pmax} i λ_{opt} są podawane przez producenta turbiny. Do wyznaczenia K_{opt} potrzebna jest znajomość charakterystyki turbiny, a także, warunków środowiskowych reprezentowanych przez gęstość powietrza ρ .

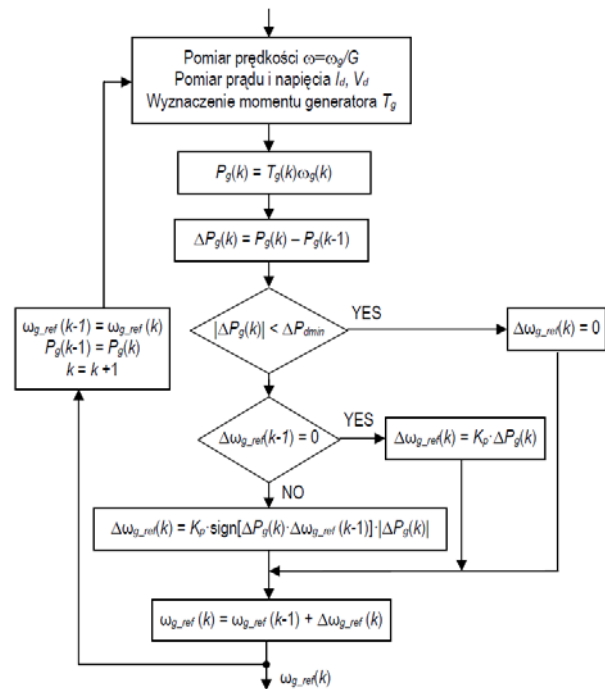
Algorytm poszukiwania mocy maksymalnej



Rys. 2. Idea algorytmu MPPT: zmiany położenia kolejnych punktów pracy na rodzinie krzywych $P(\omega)$ przy zmianach efektywnej prędkości wiatru $V_{w1} \rightarrow V_{w3} \rightarrow V_{w4} \rightarrow V_{w2}$

Idea algorytmu MPPT została wyjaśniona na rysunku 2, na którym pokazano zmiany położenia kolejnych punktów pracy na rodzinie krzywych $P(\omega)$ przy zmianach efektywnej prędkości wiatru V_w . Dla uproszczenia przyjęto skokowe zmiany efektywnej prędkości wiatru, co w rzeczywistych warunkach nie występuje.

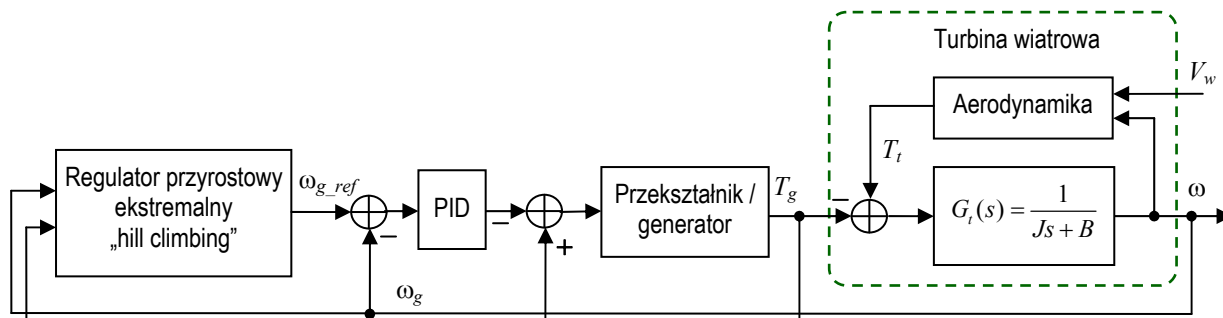
Moc i prędkość generatora $\omega_g = G \cdot \omega$ (gdzie: G – współczynnik przełożenia przekładni) są próbkowane z okresem T_s . W początkowym punkcie pracy optymalnej P_1 układ pracuje z prędkością zadaną ω_{ref1} wytwarzając maksymalną możliwą moc odpowiadającą efektywnej prędkości wiatru V_{w1} . Po szybkim zwiększeniu się prędkości wiatru do V_{w3} , prędkość turbiny nie może zmienić się równie szybko, a prędkość zadana nie ulega jeszcze zmianie, więc w rezultacie zwiększenia się momentu napędowego i dużej dodatniej zmianie ΔP punkt pracy przesuwa się do P_2 . Dzięki stabilizacji prędkości wzrasta również moment generatorem. W momencie kolejnego próbkowania wykryta zmiana ΔP powoduje dodatnią zmianę prędkości zadanej $\Delta \omega_{ref}$. Doregulowanie prędkości do zaktualizowanej prędkości zadanej wymaga chwilowego zmniejszenia momentu generatorem, lecz po osiągnięciu nowej prędkości zadanej moment wzrasta i w efekcie następuje przesunięcie punktu pracy do P_3 z dodatnią zmianą ΔP . Dodatnia zmiana ΔP w następstwie dodatniej zmiany prędkości zadanej $\Delta \omega_{ref}$ (iloczyn $\Delta P \cdot \Delta \omega_{ref} > 0$) implikuje, że punkt mocy maksymalnej znajduje się dalej na prawo i cykl algorytmu jest powtarzany, aż do osiągnięcia (z coraz mniejszymi przyrostami) optymalnego punktu pracy P_4 . Jeżeli w punkcie P_4 generator osiąga moment nominalny T_{gn} , to w przypadku dalszego wzrostu prędkości wiatru do V_{w4} wzrost mocy będzie się odbywał nie w wyniku zwiększania momentu obciążenia, tylko dzięki zwiększeniu prędkości do ω_4 , a więc nastąpi przejście nie do P_5 , ale do stabilnego punktu pracy P_6 w strefie ograniczania momentu. Jeżeli dalej nastąpi spadek prędkości wiatru do V_{w2} , punkt pracy przesuwa się do P_7 z dużym spadkiem mocy, a następnie, w wyniku ujemnego ΔP , zredukowana zostanie prędkość zadana i punkt pracy przesuwa się do P_8 . Tym razem dodatnia zmiana ΔP jest następstwem ujemnej zmiany prędkości zadanej $\Delta \omega_{ref}$ (iloczyn $\Delta P \cdot \Delta \omega_{ref} < 0$), co implikuje, że punkt mocy maksymalnej znajduje się dalej na lewo i cykl algorytmu jest powtarzany, aż do osiągnięcia optymalnego punktu P_9 .



Rys. 3. Schemat blokowy pojedynczego cyklu wyznaczania prędkości zadanej ekstremalnego algorytmu MPPT [1]. Cykl jest realizowany z okresem T_s umożliwiającym osiągnięcie nowej prędkości zadanej.

Schemat blokowy pojedynczego cyklu algorytmu MPPT jest przedstawiony na rysunku 3. Korekty wartości zadanej prędkości $\Delta\omega_{ref}(k)=\pm K_p|\Delta P(k)|$ w kolejnych iteracjach są zmienne i zmniejszają się w miarę dochodzenia do punktu mocy maksymalnej. Parametr K_p nie powinien być większy od najmniejszego nachylenia $\Delta\omega/\Delta P$ krzywych mocy, aby

uniknąć przeregulowań. W pobliżu punktu mocy maksymalnej, w zakresie zmian mocy $\pm\Delta P_{dmin}$, korekcja prędkości zadanej jest wyłączana, aby uniknąć przekakiwania punktu pracy z jednej na drugą stronę maksimum.



Rys. 4. Schemat blokowy układu sterowania turbiną wiatrową z ekstremalnym przyrostowym algorytmem MPPT

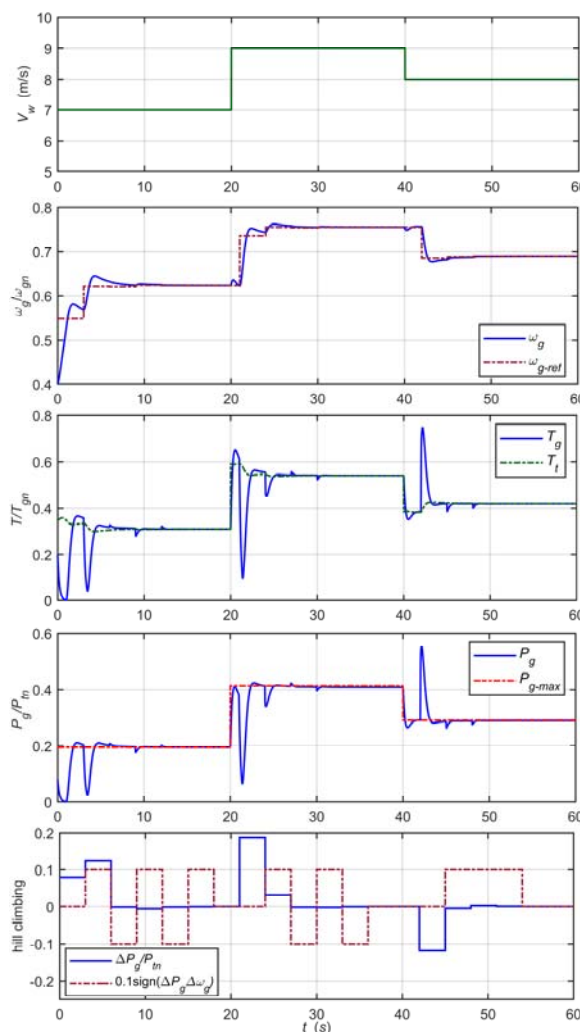
Schemat blokowy układu sterowania z ekstremalnym przyrostowym algorytmem MPPT i jednomasowym modelem dynamiki części mechanicznej turbiny pokazano na rysunku 4. Krytyczny dla prawidłowego działania algorytmu MPPT jest odpowiedni dobór okresu próbkowania i aktualizacji prędkości zadanej. Cykl iteracji musi być na tyle długi, żeby dochodziło do ustalenia się przebiegów odpowiedzi pętli regulacji prędkości po korekcie prędkości zadanej [1]. W przeciwnym razie algorytm gubi właściwy punkt pracy na charakterystyce $P_t(\omega)$, co prowadzi do utknięcia wokół jednego punktu i fluktuacji momentu. Z kolei możliwy czas odpowiedzi pętli regulacji prędkości zależy od stałej inercji turbiny i nie może być zbyt zmniejszony ze względu na przeciążanie momentem i obciążenia mechaniczne wału turbiny i przekładni. Dynamiczna estymacja aerodynamicznego momentu turbiny na podstawie prędkości i momentu generatora, potrzebna do estymacji aktualnej mocy turbiny może być przeprowadzona metodą opisaną w pracy [6].

Wyniki badań symulacyjnych

Schemat blokowy z rysunku 4 został zaimplementowany w środowisku Matlab/Simulink. Do badań symulacyjnych użyto następujących parametrów układu turbina-generator: moc znamionowa turbiny $P_{in}=40$ kW, moc znamionowa generatora (maszyna indukcyjna klatkowa) $P_{gn}=40$ kVA, znamionowa prędkość turbiny $\omega_n=50$ rpm, znamionowa efektywna prędkość wiatru $V_{wn}=11$ m/s, prędkość znamionowa generatora $\omega_{gn}=1500$ rpm, znamionowy moment generatora (po stronie wysokich obrotów) $T_{gn}=290$ N·m, przełożenie przekładni $G=29.96$, moment bezwładności wirnika $J=3588$ kg·m², współczynnik tarcia $B=16.5$ N·m/(rad/s), współczynnik $K_p=0.6$. Biorąc pod uwagę wartość stałej inercji turbiny (7)

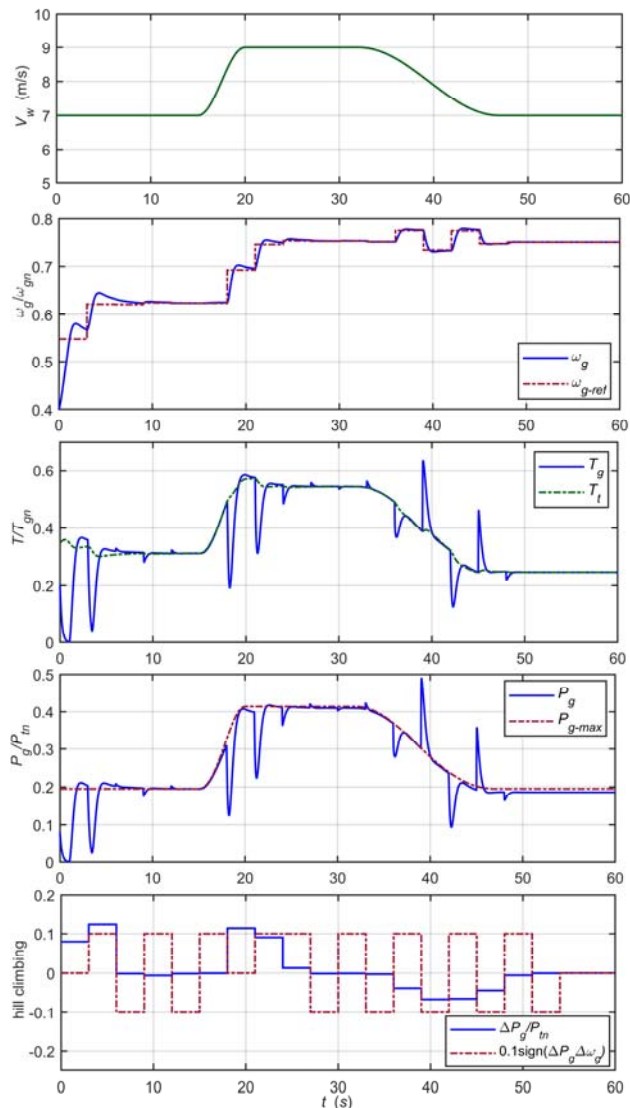
$$H = \frac{J\omega_n^2}{2P_m} \cong 1.2 \text{ s}$$

parametry regulatora PID zostały dobrane w taki sposób, aby czas regulacji prędkości wynosił około 3 s i w związku z tym, okres iteracji algorytmu został również ustawiony na 3 s. Dynamika podsystemu elektrycznego przekształtnika-generatora jest dużo szybsza niż dynamika podsystemu mechanicznego, więc została opisana członem inercyjnym pierwszego rzędu o stałej czasowej $\tau=0,2$ s.



Rys. 5. Symulowane przebiegi wielkości w układzie generator-turbina wiatrowa oraz sygnały zmiany mocy $\Delta P_g(k)$ i zmiany kierunku poszukiwania prędkości optymalnej $\text{sign}[\Delta P_g(k)\Delta\omega_{g,ref}(k-1)]$ w regulatorze ekstremalnym (wykres dolny) dla teoretycznego skokowego profilu wiatru. Linia przerywana na wykresie prędkości to przebieg prędkości zadanej $\omega_{g,ref}(k)$, linia przerywana na wykresie mocy to maksymalna możliwa do osiągnięcia dla danego profilu wiatru moc generatora odpowiadająca C_{pmax} i λ_{opt}

Symulowane przebiegi podstawowych wielkości w układzie i sygnały algorytmu poszukiwania ekstremum funkcji dla teoretycznego skokowego profilu wiatru pokazano na rysunku 5. Tak wybrany teoretyczny przebieg zmienności wiatru pomaga w analizie pracy ekstremalnego algorytmu MPPT. Po zmianie prędkości wiatru, sterowanie jest zdolne do przesunięcia punktu pracy systemu do nowej mocy szczytowej, ale kosztem silnego "szarpnięcia" momentu obrotowego generatora spowodowanego zmianą prędkości ω_{g_ref} . Gdy algorytm generuje np. dodatnią zmianę ω_{g_ref} , moment obrotowy generatora jest najpierw szybko redukowany, aby umożliwić przyspieszenie układu mechanicznego. Prędkość kątowna osiąga nową wartość zadaną w ciągu jednego okresu iteracji algorytmu.



Rys. 6. Symulowane przebiegi wielkości w układzie generator-turbina wiatrowa oraz sygnały zmiany mocy $\Delta P_g(k)$ i zmiany kierunku poszukiwania prędkości optymalnej $\text{sign}[\Delta P_g(k)\Delta\omega_{g_ref}(k-1)]$ w regulatorze ekstremalnym (wykres dolny) dla podmuchu koherentnego [7, 8]. Linia przerywana na wykresie prędkości to przebieg prędkości zadanej $\omega_{g_ref}(k)$, linia przerywana na wykresie mocy to maksymalna możliwa do osiągnięcia dla danego profilu wiatru moc generatora odpowiadająca $C_{pmax} \lambda_{opt}$

Niepożądane stany nieustalone momentu obrotowego mogą być zredukowane poprzez spowolnienie regulatora

prędkości lub zastosowanie filtra dolnoprzepustowego dla sygnału prędkości zadanej ω_{g_ref} , z jednoczesnym wydłużeniem okresu próbkowania τ algorytmu, co powoduje „słabszą” reakcję układu na krótkie podmuchy wiatru. Na rysunku 6 pokazano reakcję systemu na standardowy koherentny podmuch wiatru [7, 8]. Zachowanie układu przy stromo narastającym zboczach jest podobne do poprzedniego przykładu ze skokową zmianą prędkości wiatru, jednak podczas łagodnego opadania prędkości wiatru algorytm ekstremalny zmienia kierunek poszukiwania maksimum funkcji w każdym kroku iteracji, a prędkość kątowna ulega wahaniom, ponieważ punkt pracy wykazuje tendencję do skoków wokół punktu mocy maksymalnej, którego położenie ulega ciągłej zmianie ze spadkiem prędkości wiatru. Po podmuchu, moc generatora osiąga wartość mniejszą niż maksymalna możliwa jej wartość, a sterowanie nie jest w stanie zniwelować tego błędu.

Wnioski

Przedstawione przykładowe wyniki badań symulacyjnych pokazują, że śledzenie punktu mocy maksymalnej z iteracyjnym poszukiwaniem ekstremum funkcji, niezależnie od parametrów systemu, wykazuje zasadnicze wady. Szczególnie dotyczy to nieuniknionych impulsowych stanów nieustalonych momentu obrotowego, co powoduje duże naprężenia mechaniczne wału turbiny i przekładni. Alternatywną metodą może być sterowanie przy użyciu metody pośredniej (3) z iteracyjnym strojeniem K_{opt} , rozpoczynając od jego wartości znamionowej.

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] Datta R., Ranganathan V.T., A Method of Tracking the Peak Power Points for Variable Speed Wind Energy Conversion System, *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 18 (2003), 163-168
- [2] Kot R. Rolak M., Malinowski M., Comparison of maximum peak power tracking algorithms for a small wind turbine, *Mathematics and Computers in Simulation*, 91 (2013), 29 - 40
- [3] Liano D.X., McMahon R.A., Maximum Power Point Tracking and Sensorless control for permanent magnet generators tested on a wind turbine emulator, *16th European Conference on Power Electronics and Applications* (2014), 1-8.
- [4] Sumathi S., Kumar L.A., Surekha P., Solar PV and Wind Energy Conversion Systems. An Introduction to Theory, Modeling with Matlab/Simulink and the Role of Soft Computing Techniques (2015), Springer.
- [5] Bianchi F., De Battista H., Mantz R., Wind Turbine Control Systems. Principles, Modelling and Gain Scheduling Design (2007), Springer
- [6] Baran J., Jąderko A., Układ sterowania turbiny wiatrowej o regulowanej prędkości obrotowej i stałym kącie ustawienia łopaty z liniowym obserwatorem momentu aerodynamicznego, *Przegląd Elektrotechniczny*, 93(2017), nr 12, 59-62
- [7] PN-EN 61400-2: Turbozespoły wiatrowe. Część 2: Wymagania projektowe dotyczące małych turbozespołów wiatrowych, PKN 2008
- [8] Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, *Guideline for the Certification of Wind Turbines*, (2010), Hamburg – Germany