

Sterowanie małą elektrownią wiatrową z wykorzystaniem efektu przeciągnięcia

Streszczenie. W artykule przedstawiono sposób sterowania małą elektrownią wiatrową o zmiennej prędkości kątowej i o stałym kącie ustawienia łopat. Algorytmy sterowania przeniesione z dużych elektrowni wiatrowych nie zapewniają ani odpowiedniej sprawności aerodynamicznej ani bezpieczeństwa. Zaproponowany algorytm umożliwia zwiększenie wydajności o ponad 50% i zapewnienie bezpieczeństwa przy dużej prędkości wiatru przez wejście w stan przeciągnięcia. Badania poparto wynikami badań symulacyjnych i eksperymentalnych na elektrowni 40kW.

Abstract. The article presents a control system of a small wind turbine with variable angular velocity and a fixed pitch angle. Control algorithms transferred from large wind turbines do not provide adequate aerodynamic or safety performance. The proposed algorithm allows for more than 50% increase in productivity and at high wind speeds it uses a stall effect. The study was supported by simulation and experimental research at the 40kW wind power plant. (**Small wind turbine control system with a stall effect**).

Słowa kluczowe: elektrownia wiatrowa, efekt przeciągnięcia, sterowanie, wydajność

Keywords: wind power plant, stall effect, control, productivity

Wstęp

Elektrownie wiatrowe projektowane i budowane są w szerokim zakresie mocy: od setek watów do nawet 7MW. Ich głównym zadaniem jest produkcja energii elektrycznej, która jest transportowana do sieci elektroenergetycznej. Duże elektrownie wiatrowe są to głównie elektrownie o poziomej osi obrotu ze zmiennym kątem ustawienia łopat, przyłączane do sieci elektroenergetycznej przez przekształtnik i wyposażone w rozbudowany układ sterowania. Od kilku lat podobne rozwiązania są coraz częściej stosowane także w małych elektrowniach wiatrowych; przyłączane są przez przekształtnik, który odpowiada za sterowanie prędkością i mocą elektrowni wiatrowej. Decyduje o tym maksymalizacja wytwarzania energii i malejące koszty układów przekształtnikowych. Przy małej mocy elektrowni wiatrowej na ogół rezygnuje się z zastosowania zmiennego kąta ustawienia łopat ze względu na dodatkowe koszty inwestycyjne i eksploatacyjne. Małe elektrownie wiatrowe projektowane są w dwóch wariantach, z pionową i z poziomą osią obrotu wirnika. Porównanie cen, sprawności i właściwości elektrowni o pionowej i poziomej osi obrotu dla różnych przedziałów mocy zwykle wypada na korzyść tych ostatnich. Elektrownie o pionowej osi obrotu są natomiast bardziej atrakcyjne jako obiekty architektoniczne w przestrzeni zurbanizowanej.

Definicja małej elektrowni wiatrowej jest różnie przyjmowana w zależności od przepisów krajowych. Według ustawy o OZE elektrownia o mocy do 40 kW jest mikroelektrownią, a elektrownia o mocy od 40 kW do 200 kW jest małą elektrownią. W Polsce za moc elektrowni wiatrowej przyjmuje się moc deklarowaną przez producenta. W przepisach Unii Europejskiej mała elektrownia ma wirnik o powierzchni omiatanej przez łopaty nie większej niż 200 m².

Przedmiotem artykułu jest mała elektrownia wiatrowa o poziomej osi obrotu i stałym kącie ustawienia łopat. Celem pracy jest sposób sterowania zapewniający optymalne wykorzystanie energii wiatru a jednocześnie szybkie ograniczanie prędkości przy silnym wietrze, czyli sterowanie optymalne i bezpieczne. Ze względu na prostotę, konstrukcja elektrowni o stałym ustawieniu łopat jest atrakcyjnym rozwiązaniem, ale wymaga opracowania metod sterowania zapewniających wysoką wydajność energetyczną i bezpieczeństwo. Do realizacji zadań konieczne jest opracowanie rozbudowanej struktury układu regulacji generatora z zastosowaniem metod estymacji zmiennych [1].



Rys.1. Eksperymentalna elektrownia wiatrowa o mocy 40kW. Elektrownia małej mocy

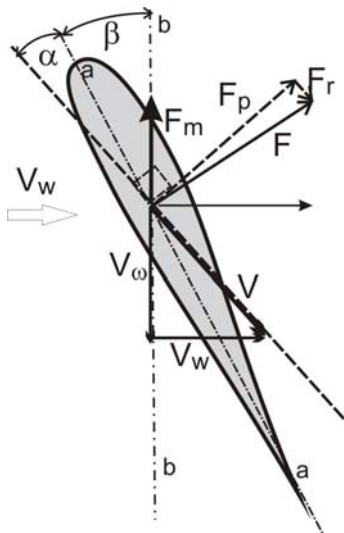
Duże elektrownie wiatrowe o dużym momencie bezwładności mas wirujących są sterowane w oparciu o równania stanu ustalonego. Tego rodzaju sterowanie nie jest wystarczające dla małych elektrowni o małym momencie bezwładności i szybko reagujących na wymuszenia: wiatr i sterowanie. Mała elektrownia wiatrowa poddana bardzo zmiennemu wiatrowi przy sterowaniu wg równań stanu ustalonego ma małą wydajność energetyczną. Elektrownie te wymagają sterowania uwzględniającego dynamikę zarówno wiatru jak i wirnika turbiny wiatrowej. Przy prędkościach wiatru większych od pewnej ustalonej wartości, układ regulacji musi zapewnić ograniczenie prędkości i sprawności aerodynamicznej elektrowni przez wymuszenie wejścia w stan przeciągnięcia.

W referacie zaprezentowano nową metodę sterowania małą elektrownią wiatrową o regulowanej prędkości kątowej i o stałym kącie ustawienia łopat przy prędkości wiatru

zmiennej w szerokich granicach. Przedmiotem badań jest elektrownia o mocy deklarowanej 40kW i powierzchni omiatanej 200 m², pokazana na rysunku 1. Rozważania poparto wynikami badań symulacyjnych i wybranymi wynikami eksperymentalnymi. Badana jest elektrownia z generatorem indukcyjnym szybkoobrotowym z przekładnią, włączona do sieci przez dwukierunkowy falownik napięcia z bezczujnikowym, multiskalarnym układem sterowania momentem i strumieniem maszyny.

Zasady sterowania sprawnością elektrowni wiatrowej

Działanie elektrowni o poziomej osi obrotu zależy od sposobu ustawiania kąta natarcia łopaty (Rys.2). Kąt natarcia α to kąt pomiędzy cięciwą łopaty (a-a) a wiatrem względnym V , będącym sumą wektorową prędkości liniowej łopaty $V_\omega = \omega \cdot r$ i prędkości wiatru V_w . Wartość kąta natarcia zależy od kąta ustawienia łopaty β i od stosunku prędkości liniowej łopaty V_ω do prędkości wiatru V_w . Wartość siły powodującej ruch obrotowy łopaty F_m zależy od jej konstrukcji i jest nieliniową funkcją kąta natarcia. Na płat elektrowni działają dwie siły: nośna F_p , ortogonalna do kierunku prędkości wypadkowej V i naporu F_r , zgodna z jej kierunkiem. Obie składowe są nieliniową funkcją kąta natarcia. Ruch obrotowy łopaty i wirnika powoduje składowa F_m siły wypadkowej F w kierunku ruchu b-b. W zakresie małych wartości kąta natarcia siła ta rośnie prawie liniowo, ale od pewnej wartości tego kąta gwałtownie maleje. Zmniejszenie siły nośnej skutkuje zmniejszeniem sprawności aerodynamicznej silnika wiatrowego, czyli zmniejszeniem mocy odbieranej z wiatru. Zakres ten nazywany jest zakresem przeciągnięcia. Wprowadzenie silnika wiatrowego w stan przeciągnięcia jest możliwe więc albo przez zmianę kąta β albo prędkości kątowej silnika wiatrowego. Jednocześnie utrzymanie stałej wartości kąta natarcia na wartości optymalnej, zapewniającej maksymalną sprawność aerodynamiczną, wymaga utrzymania stałego stosunku prędkości kątowej wirnika do prędkości wiatru, czyli zmiany prędkości wirnika proporcjonalnie do prędkości wiatru.



Rys.2. Siły aerodynamiczne na profilu łopaty

Dokładne właściwości aerodynamiczne konkretnej konstrukcji silnika wiatrowego są określone przez współczynnik mocy C_p , który jest funkcją współczynnika szybkobieżności λ i kąta położenia łopaty β :

$$(1) \quad C_p = C_p(\lambda, \beta),$$

gdzie:

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

jest stosunkiem prędkości liniowej końca łopaty do prędkości wiatru, ω_r jest prędkością kątową turbiny, R jest promieniem turbiny, V_w jest prędkością wiatru.

Współczynnik mocy, odpowiadający sprawności aerodynamicznej silnika wiatrowego, jest określony wyrażeniem:

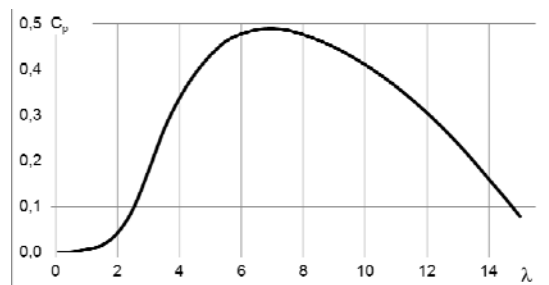
$$(3) \quad C_p = \frac{P_m}{P_w},$$

gdzie P_m jest mocą elektrowni na wale, a P_w jest mocą wiatru określoną wyrażeniem:

$$(4) \quad P_w = 0,5 \rho \pi R^2 V_w^3,$$

gdzie ρ jest gęstością powietrza.

Na rysunku 3 pokazano obliczeniową charakterystykę $C_p(\lambda)$ badanej elektrowni wiatrowej dla stałej, optymalnej wartości kąta β . Badana elektrownia ma maksymalną sprawność równą 0.5 dla współczynnika λ równego 7, czyli dla prędkości końca łopaty siedem razy większej niż prędkość wiatru.



Rys.3. Zależność C_p w funkcji λ

Zmiana kąta ustawienia łopaty β w czasie pracy elektrowni wymaga zastosowania złożonego serwo mechanizmu i następuje po przekroczeniu określonej prędkości wiatru, zwykle wynoszącej ok. 12 m/s. Rozwiązanie to jest powszechnie stosowane w elektrowniach dużych mocy o zmiennej prędkości kątowej i służy do szybkiego ograniczania sprawności elektrowni i prędkości silnika wiatrowego.

Prostszym i tańszym rozwiązaniem technicznym jest zastosowanie w elektrowni małej mocy stałego kąta ustawienia łopaty. Ograniczenie prędkości turbiny może być realizowane przez wykorzystanie efektu przeciągnięcia, czyli wymuszenie zwiększenia kąta natarcia powyżej wartości krytycznej przez kontrolę prędkości kątowej silnika wiatrowego. Współczesne, nawet małe elektrownie wiatrowe z generatorem włączanym do sieci przez przekształtnik mają regulowaną prędkość kątową.

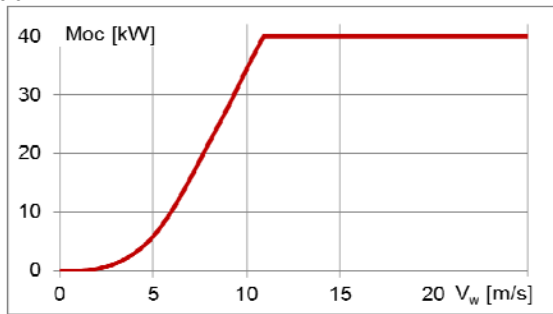
Parametry turbiny wiatrowej

Decyzja o wyborze wielkości turbiny w danej lokalizacji powinna być poprzedzona analizą warunków wiatrowych i przewidywanej produkcji energii elektrycznej. Podstawą wyboru elektrowni jest średnia prędkość wiatru określona dla odpowiednio długiego okresu czasu, zapewniającego wystąpienie różnych warunków klimatycznych, przeważnie jednego roku. Średnia prędkość wiatru określana jest z rozkładu prędkości Weibull'a, którego dokładną analizę można znaleźć w [2], a sposób określania parametrów w [3]. Estymata produkcji energii elektrycznej określana jest na podstawie katalogowej krzywej mocy (obliczeniowej albo

pomiarowej) pokazanej na rysunku 4 oraz rozkładu prędkości wiatru Weibull'a według wzoru:

$$(5) \quad AEP = \sum_{i=1}^N h_i P_i,$$

gdzie AEP jest roczną produkcją energii elektrycznej, i jest numerem zakresu prędkości wiatru, N jest liczbą zakresów prędkości wiatru, h_i jest liczbą godzin występowania wiatru z i -tego zakresu (z rozkładu Weibull'a) a P_i katalogową mocą elektrowni wiatrowej dla tego zakresu prędkości wiatru.



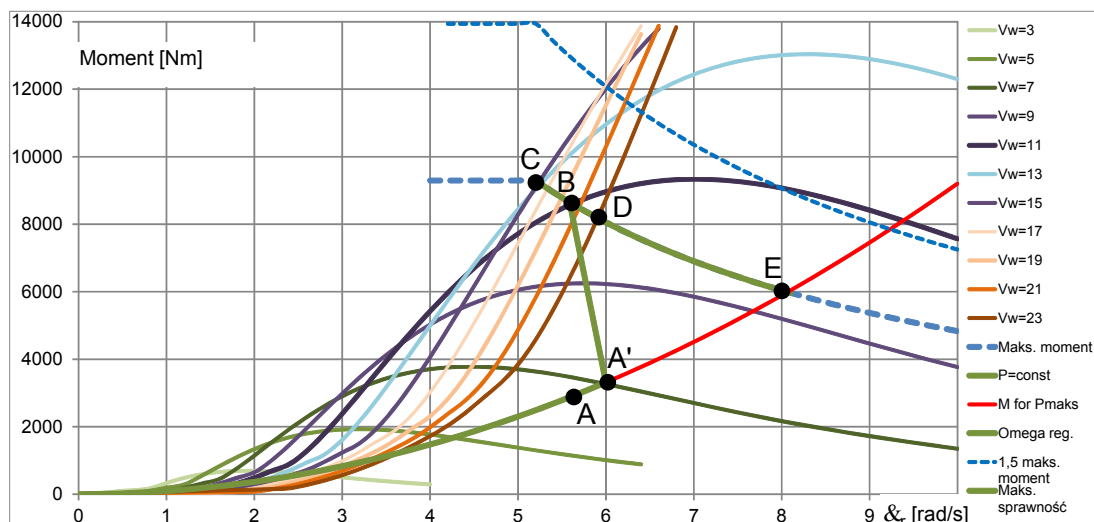
Rys.4. Krzywa mocy elektrowni wiatrowej o mocy 40 kW

Parametry elektrowni wiatrowej są tak dobrane, aby w założonych warunkach wiatrowych i sposobie sterowania zmaksymalizować ilość produkowanej energii.

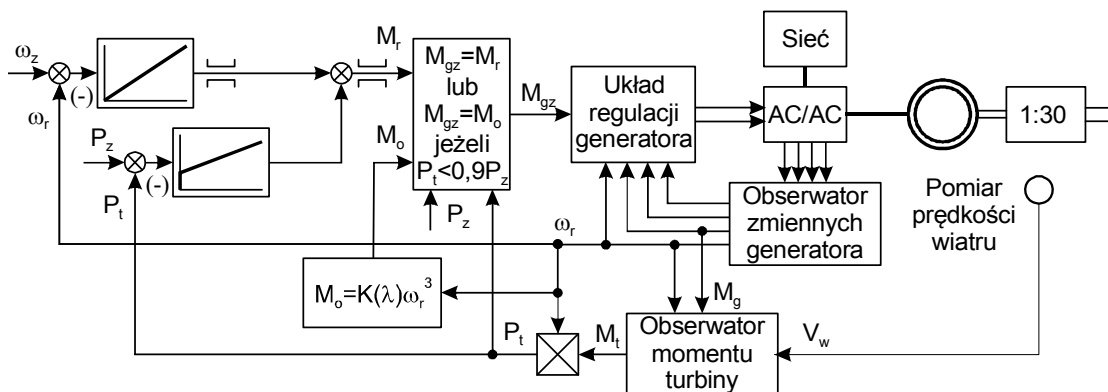
Biorąc pod uwagę ograniczenia wynikające z przepisów, dla elektrowni o mocy 40 kW przyjęto poniższe parametry turbiny:

- średnica turbiny – 16 m,
- pole powierzchni omiotanej przez łopaty – 200 m²,
- maksymalna moc oddawana do sieci – 40 kW.
- ograniczanie mocy powyżej prędkości wiatru równej 11 m/s.

Z parametrów tych i równania (4) wynika, że elektrownia o takich parametrach może mieć, przy całkowitej sprawności 0.4, moc ponad 60kW. Małe elektrownie pracują przy mniejszych prędkościach wiatru i jest uzasadnione ekonomiczne zwiększenie wymiarów silnika wiatrowego aby elektrownia produkowała więcej energii przy małych prędkościach wiatru. Charakterystyka elektrowni wiatrowej, czyli moc elektrowni w funkcji prędkości wiatru, jest kształtowana przez układ regulacji. Moc elektrowni wynika z mocy zainstalowanych urządzeń i jest ograniczana regulacyjnie. Szczegółowa analiza doboru parametrów elektrowni wiatrowej jest przedstawiona w [5]. Na rysunku 4 pokazano charakterystykę badanej elektrowni.



Rys.5. Wykresy momentu dla różnych prędkości wiatru, charakterystyka mechaniczna generatora i krzywe pracy elektrowni (zielone linie)



Rys.6. Układ regulacji elektrowni wiatrowej

Charakterystyka (1) sprawności aerodynamicznej silnika wiatrowego, pokazana na rysunku 3 jest rezultatem projektowania łopaty z uwzględnieniem wymagań wynikających ze sposobu regulacji turbiny wiatrowej. Charakterystykę formuje się kształtem, skręceniem

wzdłużnym i profilem łopaty. Często na długości łopaty stosowanych jest kilka profili. Wykorzystanie efektu przeciągnięcia jest ułatwione, jeżeli lewa część charakterystyki z rysunku 3 jest możliwie stroma. Wpływa to na zależność momentu turbiny od prędkości wiatru przy

stałej prędkości kątowej. Od pewnej prędkości wiatru przy stałej prędkości kątowej turbiny występuje istotne zmniejszenie momentu na wale. Ułatwia to kontrolę prędkości turbiny przy szybkim wzroście prędkości wiatru. Badana elektrownia jest elektrownią o stałym kącie ustawienia łopat i odpowiedni kształt charakterystyki $C_p(\lambda)$ jest warunkiem bezpiecznej pracy przy nadmiernym lub porywistym wietrze. Jednocześnie wpływa korzystnie na efektywność elektrowni. Przy braku możliwości szybkiego ograniczania prędkości kątowej, cała gondola i silnik wiatrowy muszą odwracać się od linii wiatru przy mniejszej prędkości wiatru. Górna część charakterystyki z rysunku 3 powinna być płaska w możliwie szerokim zakresie. Zapewnia to dużą wartość współczynnika mocy przy zmianach prędkości wiatru.

Zakresy pracy elektrowni wiatrowej

Moment turbiny M_t w funkcji prędkości kątowej dla różnych prędkości wiatru określony jest wyrażeniem:

$$(1) \quad M_t = \frac{0,5\rho\pi R^2 V_w^3 C_p(\lambda)}{\omega_r},$$

gdzie $C_p(\lambda)$ pokazano na rysunku 3.

Wykresy zależności momentu turbiny od prędkości kątowej dla różnych prędkości wiatru pokazano na rysunku 5. Kształt ich jest zdeterminowany przez kształt charakterystyki $C_p(\lambda)$ z rysunku 3. Dla małych elektrowni wiatrowych optymalne kosztowo jest zastosowanie jako generatora maszyny indukcyjnej z przekładnią. Na rysunku pokazano również charakterystykę generatora indukcyjnego oznaczoną *Maks.Moment* oraz charakterystykę pracy generatora z momentem 1,5 momentu znamionowego. Linia czerwona oznaczona *MforPmaks*, to statyczna krzywa pracy turbiny z maksymalną mocą. Na rysunku zaznaczono zieloną krzywą A–E, która pokazuje statyczne punkty pracy elektrowni i wynika z przyjętej strategii sterowania.

Punkt C określa znamionowy punkt pracy generatora indukcyjnego. Powyżej prędkości określonej przez punkt C generator pracuje w zakresie odwzbudzenia. Generator dobierany z typoszeregu maszyn indukcyjnych powinien mieć moc ciągłą na wale większą niż określona przez punkt C.

Praca elektrowni dla małych prędkości wiatru odbywa się w zakresie maksymalnej mocy turbiny określonej przez krzywą 0-A, przy czym minimalna prędkość wiatru wynosi 2 m/s. Moc turbiny poniżej tej wartości nie pokrywa potrzeb własnych elektrowni. Zakres pracy przy maksymalnej mocy turbiny można rozszerzyć do punktu A', którego położenie zależy od lokalnej zmienności prędkości wiatru. Przy stałej prędkości wiatru punkt A' może znajdować się blisko punktu E, co zapewnia maksymalizację produkcji energii elektrycznej przez elektrownię. W tym zakresie turbina pracuje przy optymalnej wartości λ_{opt} z maksymalnym współczynnikiem mocy C_p . Stosunkowo nieduży wzrost mocy okupiony jest znacznym wzrostem prędkości turbiny i w przypadku szybkiego wzrostu prędkości wiatru musi być zapewniony odpowiedni moment generatora do ograniczenia prędkości. Należy pamiętać, że badana elektrownia ma stały kąt ustawienia łopat i jedynym sposobem ograniczania prędkości jest zmiana obciążenia silnika wiatrowego, czyli zmiana momentu generatora. W przypadku pokazanym na rysunku 5 punkt E odpowiada prędkości wiatru ok. 9,5 m/s i przy nagłym wzroście prędkości wiatru powyżej 11 m/s dopuszczalny moment generatora jest za mały do ograniczenia prędkości. Alternatywą jest praca generatora ze stałą prędkością między punktami A-B w przypadku porywistego wiatru..

Przy większych prędkościach wiatru konieczne jest ograniczanie prędkości i mocy turbiny. Odbywa się to przy

pracy turbiny wzdłuż krzywej A'-B z zapewnieniem większej wartości dopuszczalnego momentu generatora niż momentu turbiny dla danej prędkości wiatru. W punkcie B występuje znamionowa moc turbiny przy prędkości wiatru wynoszącej 11 m/s.

Dalsze zwiększanie prędkości wiatru powoduje konieczność zmniejszania prędkości turbiny, co odbywa się wzdłuż krzywej B-C. W punkcie C prędkość wiatru osiąga około 15 m/s.

Właściwości łopaty, czyli wynikający z nich kształt krzywej $C_p(\lambda)$ powodują, że przy stałej prędkości kątowej turbiny wzrost prędkości wiatru powyżej 15 m/s powoduje zmniejszenie momentu aerodynamicznego i mocy. Jest to powód dla którego wymaga się dużej stromości lewej strony krzywej $C_p(\lambda)$. Przy prędkościach wiatru, powyżej 11 m/s, turbina pracuje w zakresie stałej mocy, określonym przez krzywą B-C-D. Zapewnienie stałej mocy turbiny wymaga zwiększania prędkości turbiny przy wzroście prędkości wiatru.

W zakresie A (A') – B – C – D turbina pracuje w obszarze przeciągnięcia, ze zmniejszonym współczynnikiem mocy. Układ regulacji kontroluje moc turbiny wiatrowej przez wymuszenie odpowiedniego momentu generatora.

Układy regulacji turbiny wiatrowej

Właściwości turbiny wiatrowej jako obiektu regulacji są odmienne w poszczególnych zakresach pracy, co stwarza konieczność zastosowania różnych struktur układów regulacji w celu zapewnienia właściwych warunków pracy. Ponadto konieczne jest zapewnienie bezpiecznej pracy przy szybkich zmianach prędkości wiatru z wykorzystaniem przeciążalności generatora i rezystora zrzutowego lub magazynu energii.

Optymalną pracę turbiny w zakresie określonym krzywą 0-A' można uzyskać przyjmując maksymalną wartość współczynnika mocy w (1) z wykorzystaniem **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.** dla wyznaczenia prędkości wiatru przy optymalnej wartości wyróżnika szybkobieżności i wyznaczyć moment turbiny dla maksymalnej mocy. Moment generatora jest w stanie ustalonym równy momentowi turbiny i określony jest następującym wyrażeniem:

$$(2) \quad M_g = \frac{0,5\rho\pi R^5 \omega_r^2 C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3},$$

gdzie λ_{opt} jest taką wartością wyróżnika szybkobieżności, przy której współczynnik mocy osiąga maksymalną wartość. Jeżeli prędkość turbiny jest mniejsza niż optymalna dla danej prędkości wiatru, to moment generatora określony przez (2) jest mniejszy niż aktualny moment turbiny (1) i turbina przyspiesza. W przeciwnym przypadku turbina hamuje. Optymalny punkt pracy elektrowni jest stabilny. Do wyznaczenia momentu generatora nie jest używana prędkość wiatru a prędkość generatora, którą można zmierzyć lub odtworzyć w obserwatorze maszyny indukcyjnej. Ponadto moment bezwładności turbiny działa jak filtr dolnoprzepustowy i zmienność prędkości generatora jest mniejsza niż zmienność prędkości wiatru, co korzystnie wpływa na jakość energii. W ten sposób w zakresie pracy optymalnej są sterowane wszystkie duże elektrownie wiatrowe.

Eksperymentalne badania elektrowni wiatrowej regulowanej przy małych prędkościach wiatru zgodnie z opisanym algorytmem pokazały, że ilość wyprodukowanej energii jest mała. Przyczyną jest mała różnica pomiędzy momentem turbiny i generatora przy zwiększaniu się prędkości wiatru i powolne osiąganie optymalnej prędkości turbiny. Elektrownia pracuje przez długi czas ze zbyt małą

prędkością. Jeżeli prędkość wiatru się zmniejszy, to turbina hamuje za wolno i elektrownia pracuje z za dużą prędkością. Zachodzi więc konieczność chwilowego odciążania turbiny przy zwiększaniu prędkości wiatru i dociążania przy osłabianiu wiatru. Sterowanie takie osiągnięto przez następującą modyfikację wyrażenia (2):

$$(3) \quad M_g = K(\lambda_{wzgl}) \frac{0,5\rho\pi R^5 \omega_r^2 C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3},$$

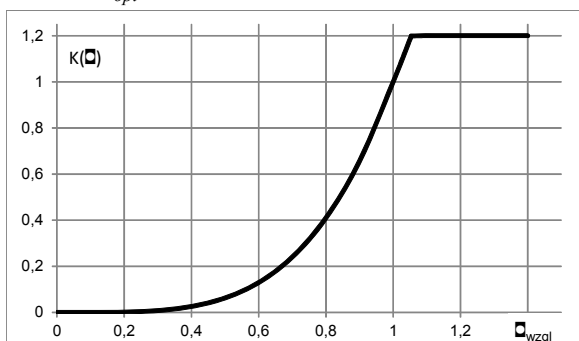
gdzie współczynnik korekcji mocy $K(\lambda_{wzgl})$ określony jest następująco:

$$(4) \quad K(\lambda_{wzgl}) = \begin{cases} \lambda_{wzgl}^4 & \text{jeżeli } \lambda_{wzgl} \leq 1 \\ 2 - (2 - \lambda_{wzgl}^4) & \text{jeżeli } \lambda_{wzgl} > 1 \end{cases}$$

$$K(\lambda_{wzgl}) = 1,2 \text{ jeżeli } K(\lambda_{wzgl}) > 1,2$$

W (4) wykorzystano względną wartość wyróżnika szybkości λ_{wzgl} :

$$(5) \quad \lambda_{wzgl} = \frac{\lambda}{\lambda_{opt}}$$



Rys.7. Współczynnik korekcji mocy w funkcji wyróżnika szybkości

Wykres zależności (4) pokazano na rysunku 7. Zależność ta jest dosyć prosta i została dobrana eksperymentalnie. Celem modyfikacji algorytmu jest dynamiczne ograniczenie momentu generatora w zakresie małych wartości wyróżnika szybkości. W rezultacie, turbina szybko przyspiesza przy wzroście prędkości wiatru. Natomiast ograniczenie współczynnika korekcji mocy powoduje, że zmniejszanie prędkości turbiny przy osłabianiu wiatru jest powolne. Na podstawie obserwacji stwierdzono, że takie sterowanie jest korzystniejsze niż szybkie zmniejszanie prędkości, ponieważ osiąga się większą ilość wytworzonej energii. Realizacja (9) wymaga pomiaru lub odtworzenia prędkości wiatru i określenia (10). Analiza warunków wiatrowych wskazuje, że elektrownia wiatrowa nigdy nie pracuje w stanie ustalonym. Uzasadnia to stosowanie algorytmu (8). Wymuszenie szybszego reagowania na zmiany prędkości wiatru skutkuje jednak dużą zmiennością momentu generatora i mocy oddawanej do sieci.

Praca elektrowni przy prędkościach wiatru większych od 11 m/s odbywa się z ograniczeniem mocy turbiny wiatrowej. Zaproponowano zastosowanie kaskadowego układu regulacji pokazanego na rysunku 6. Nadrzedną pętlę tworzy regulator mocy turbiny obliczanej jako iloczyn momentu i prędkości kątowej turbiny. Dodatkowym wejściem nadrzędnego regulatora jest uchyb prędkości kątowej turbiny, dodawany tylko wtedy, gdy jest ujemny, tzn. gdy prędkość kątowa turbiny jest większa od zadanej wartości. W rezultacie układ regulacji szybko reaguje na zwiększenie prędkości turbiny przy szybkich wzrostach prędkości wiatru. Wielkością wyjściową regulatora mocy turbiny jest zadany moment generatora, który jest

regulowany w podrzędnej pętli układu regulacji.

Moment turbiny wiatrowej odtwarzany jest jako suma momentu obliczonego na podstawie prędkości turbiny i prędkości wiatru z wykorzystaniem **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.** i (1) oraz poprawki wyznaczonej w obserwatorze momentu. Równania różniczkowe obserwatora momentu są następujące:

$$(6) \quad \frac{d\hat{\omega}_r}{dt} = \hat{M}_t - M_g + k_1(\omega_r - \hat{\omega}_r),$$

$$(7) \quad \frac{d\hat{m}_t}{dt} = k_2(\omega_r - \hat{\omega}_r),$$

$$(8) \quad \hat{M}_t = \hat{m}_t + \frac{0,5\pi R^2 V_w^3 C_p(\lambda)}{\omega_r},$$

gdzie $\hat{\omega}_r$ jest odtwarzana prędkością kątową turbiny, \hat{m}_t jest odtwarzaną poprawką momentu, \hat{M}_t jest odtwarzanym momentem turbiny.

Dokładna zależność $C_p(\lambda)$ prowadzi do zerowej wartości poprawki momentu w stanach ustalonych. Jeżeli poprawka odtwarzanego momentu jest różna od zera, to może być wykorzystana do korekcji zależności $C_p(\lambda)$.

Moc turbiny obliczana jest z zależności:

$$(9) \quad P_t = \hat{M}_t \omega_r.$$

Warunki przełączania pomiędzy zadawaniem momentu generatora z zależności (3) i z regulatora mocy turbiny zapewniają pracę elektrowni przy dużym wykorzystaniu energii wiatru.

Regulator mocy turbiny zadaje moment generatora z dużą zmiennością. Powoduje to dużą zmienność mocy oddawanej do sieci oraz występowanie krótkotrwałych przeciążeń generatora. Przekroczenie mocy znamionowej oddawanej do sieci może być niedopuszczalne ze względu na warunki przyłączenia elektrowni do sieci. W takich warunkach celowe jest zastosowanie magazynu energii do zmniejszenia zmian mocy oddawanej do sieci.

Wyniki badań układu regulacji elektrowni wiatrowej

Układ regulacji elektrowni wiatrowej był badany na drodze badań eksperymentalnych i symulacji cyfrowych. Badania prowadzono w celu określenia właściwości dynamicznych, bezpieczeństwa i efektywności energetycznej zaproponowanego algorytmu sterowania elektrowni wiatrową. Symulacje zastosowano w celu zbadania właściwości dynamicznych układu regulacji przy standardowych sygnałach. Badania eksperymentalne prowadzono na elektrowni wiatrowej o mocy 40kW pokazanej na rysunku 1 i o parametrach wskazanych wcześniej.

Zbadano dwa zakresy pracy turbiny wiatrowej: zakres pracy optymalnej i pracę z ograniczoną mocą turbiny. W zakresie pracy optymalnej, czyli dla małych prędkości wiatru, przeprowadzono badania symulacyjne i eksperymentalne. W zakresie ograniczania mocy turbiny prowadzono badania symulacyjne. W zakresie pracy optymalnej badano ilość wytworzonej energii z zastosowaniem zadawania momentu generatora w funkcji prędkości turbiny zgodnie ze wzorem (7), oraz z korekcją obciążenia zgodnie ze wzorem (8). Jak wspomniano wcześniej, dynamika zmian wiatru jest taka, że elektrownia nigdy nie pracuje w stanie ustalonym a celem algorytmu sterowania jest wymuszenie pracy elektrowni z optymalną prędkością, czyli z maksymalną sprawnością aerodynamiczną.

Badania eksperymentalne są długotrwałe, gdyż odpowiednie warunki wiatrowe występują rzadko i muszą zostać zarejestrowane. Prowadzone były rejestracje danych co 1 sekundę. Z uzyskanych ciągów danych wybrano 15-to

minutowe przedziały czasu, w których występowała mała średnia prędkość wiatru. Wytworzoną energię obliczono jako sumę iloczynów mocy elektrowni i jednosekundowego przedziału czasu. Dla porównania algorytmów, nowego ze stosowanym algorytmem (7), obliczano sprawność algorytmu jako stosunek ilości energii wytworzonej do energii dostępnej w wietrze przy maksymalnej wartości współczynnika mocy.

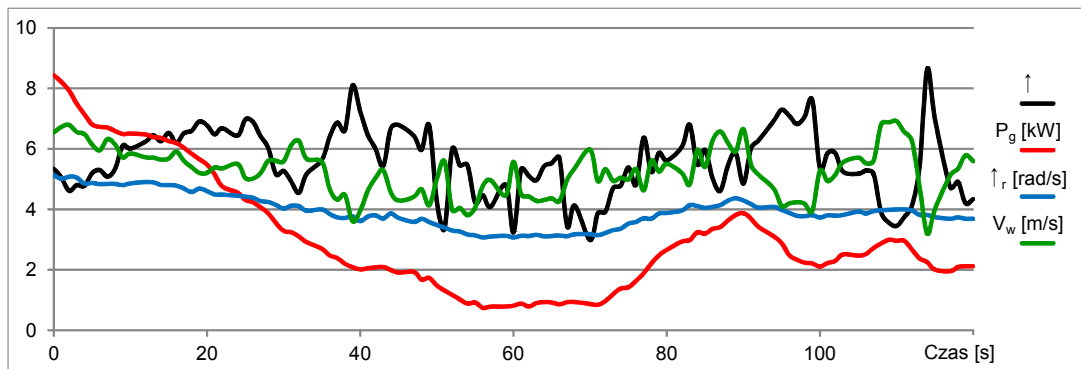
Tabela 1. Wyniki sprawności algorytmu z zadawaniem momentu w funkcji prędkości turbiny

Data	Średnia prędkość wiatru	Energia zmierzona Ez	Energia dost. Ed	Ez/Ed
	m/s			
2017.03.14	5,47	0,99	2,01	0,49
2017.03.14	5,34	0,96	1,99	0,48
2017.03.14	5,31	0,97	1,95	0,50

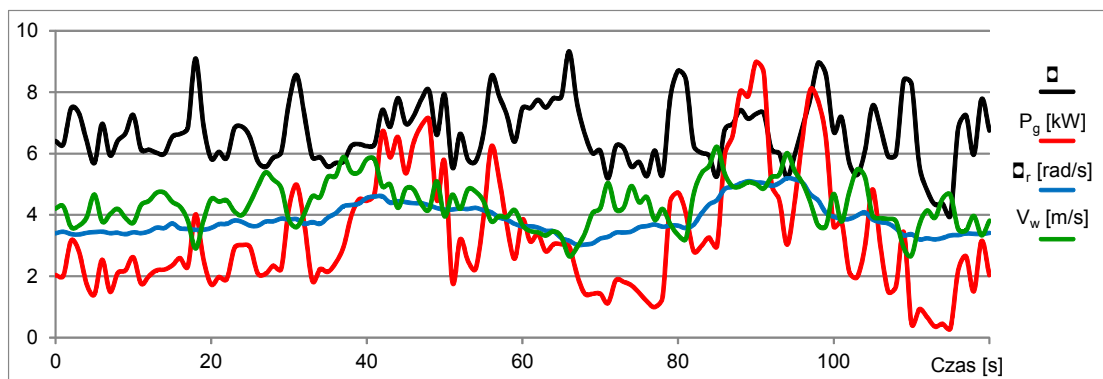
2017.03.14	5,67	1,00	1,97	0,50
2017.03.24	4,43	0,44	0,97	0,45
2017.03.24	4,37	0,40	0,92	0,43

Tabela 2. Wyniki obliczeń sprawności algorytmu z zadawaniem momentu w funkcji prędkości turbiny z korekcją obciążenia zależną od względnego wyróżnika szybkobieżności

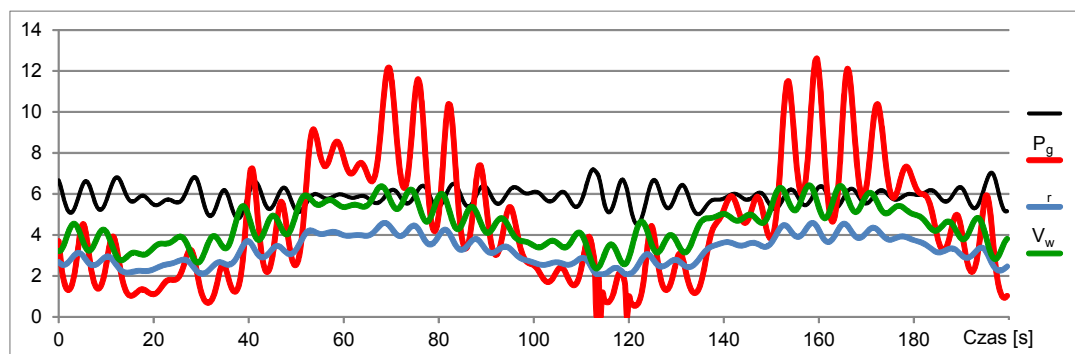
Data	Średnia prędkość wiatru	Energia zmierzona Ez	Energia dost. Ed	Ez/Ed
	m/s			
2017-07-25	4,55	0,88	1,09	0,81
2017-07-25	4,41	0,92	1,04	0,88
2017-07-25	4,45	0,86	0,99	0,87
2017-07-25	4,23	0,82	0,85	0,97
2017-07-25	4,88	1,16	1,41	0,83
2017-07-25	4,18	0,76	0,84	0,91



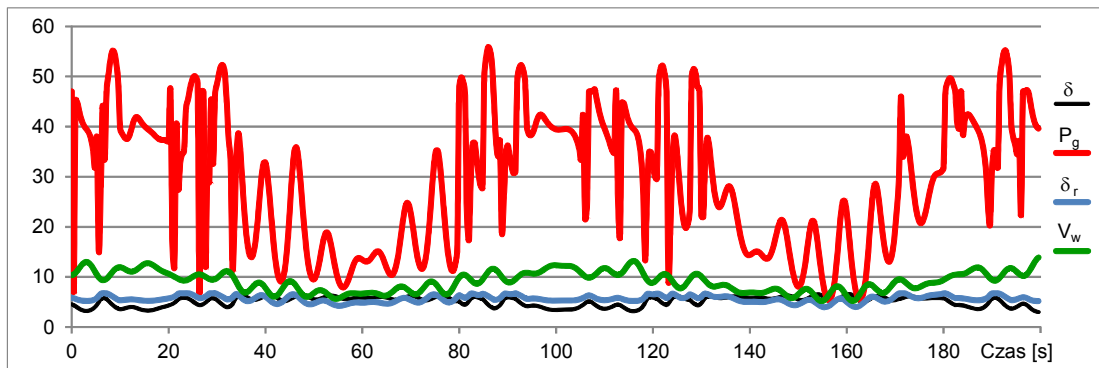
Rys.8. Eksperymentalne przebiegi dla zadawania momentu bez korekcji obciążenia. Średnia prędkość wiatru – 5,09 m/s, energia zmierzona Ez – 343 kWh, energia dostępna Ed – 696 kWh, Ez/Ed = 0,49



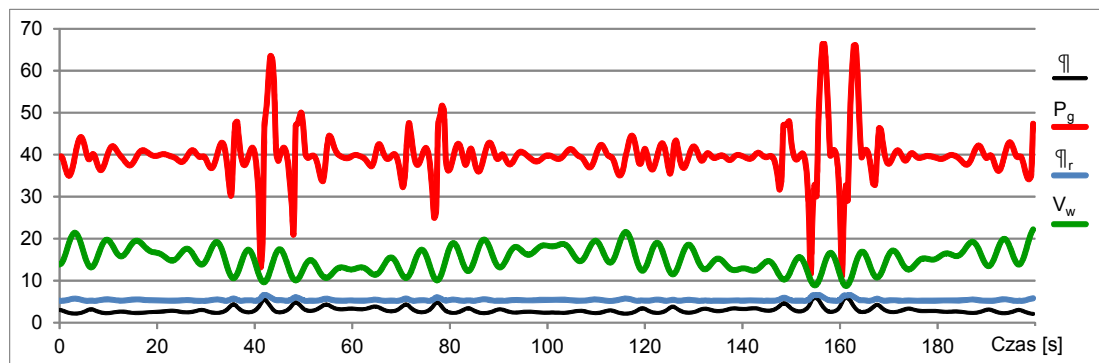
Rys.9. Eksperymentalne przebiegi dla zadawania momentu z korekcją obciążenia zależną od względnego wyróżnika szybkobieżności. Średnia prędkość wiatru – 4,51 m/s, energia zmierzona Ez – 398 kWh, energia dostępna Ed – 429 kWh, Ez/Ed = 0,93



Rys.10. Symulacyjne przebiegi dla zadawania momentu z korekcją obciążenia zależną od względnego wyróżnika szybkobieżności dla średniej prędkości wiatru 4,5 m/s. Jednostki jak na rysunku 8.



Rys. 11. Symulacyjne przebiegi dla zadawania momentu z korekcją obciążenia zależną od względnego wyróżnika szybkobieżności dla średniej prędkości wiatru 9 m/s. Jednostki jak na rysunku 8.



Rys. 12. Symulacyjne przebiegi dla zadawania momentu z korekcją obciążenia zależną od względnego wyróżnika szybkobieżności dla średniej prędkości wiatru 15 m/s. Jednostki jak na rysunku 8.

Na rysunkach 8 i 9 pokazano wybrane eksperymentalne przebiegi uzyskane z elektrowni wiatrowej za okres ok. 3 min. dla obu algorytmów sterowania. Wybrano przebiegi dla których średnia prędkość wiatru jest podobna, ok. 4,6 m/s. Na rysunku 8 widoczna jest ścisła zależność pomiędzy prędkością kątową turbiny a mocą generatora. Pozytywną stroną takiego sterowania jest mała zmienność mocy oddawanej do sieci. Współczynnik szybkobieżności zmienia się jednak w dużych granicach a jego wartość średnia jest dużo mniejsza od wartości optymalnej ($\lambda_{opt}=7$). Praca z optymalną sprawnością wymaga nadążania prędkości kątowej turbiny za prędkością wiatru a sterowanie statyczne (7) nie zapewnia tego. W efekcie średnia sprawność algorytmu jest niewielka, mniejsza niż 40%.

Przedstawione na rysunku 9 przebiegi dla zmodyfikowanego algorytmu pokazują dużo większą wartość średnią współczynnika szybkobieżności, bliską wartości optymalnej, co oznacza dużo większą sprawność aerodynamiczną. Dla przedstawionego przebiegu sprawność algorytmu przekracza 90%. Nie ma ścisłej zależności pomiędzy prędkością wirnika a prędkością wiatru a wadą algorytmu jest duża zmienność mocy oddawanej do sieci. Problem nie jest bardzo istotny w przypadku elektrowni małej mocy, poza tym stosując nawet nieduży magazyn energii, np. (superkondensator) można przebieg mocy wygładzić. W tablicach 1 i 2 zebrano wyniki eksperymentalne dla kilku wybranych 15-sto minutowych ciągów czasowych i obydwu algorytmów sterowania: w tablicy 1 dla zadawania momentu w funkcji prędkości turbiny a w tablicy 2 dla zadawania momentu z korekcją obciążenia zależną od względnego wyróżnika szybkobieżności.

Z porównania rezultatów wynika, że zastosowanie korekcy obciążenia umożliwia zwiększenie ilości

wyprodukowanej energii co najmniej o 50%, a w korzystnych warunkach nawet o 90%. Są to wyniki dla małych i średnich prędkości wiatru, dla których moc elektrowni jest mała, jednak takie warunki mogą występować na tyle często, że ilość wytworzonej przy tym energii jest istotna. Małe elektrownie wiatrowe posadowione są na niedużych wysokościach, gdzie dominują niewielkie prędkości wiatru. Tak duże zwiększenie ilości energii produkowanej uzyskano tylko zmieniając algorytm sterowania, czyli bez dodatkowych kosztów sprzętowych. Zwiększenie ilości energii skraca istotnie czas zwrotu inwestycji.

Wyniki symulacji działania elektrowni pokazano na rysunkach 10 – 12. Porównanie rysunku 10 z rysunkiem 9 pokazuje działanie modelu cyfrowego podobne do działania elektrowni rzeczywistej. Występuje brak zależności między prędkością wiatru a mocą elektrowni. Dla większej średniej prędkości wiatru wynoszącej 9 m/s zmiany mocy oddawanej do sieci są duże, przy czym występują przekroczenia 40 kW. Wskazuje to na konieczność zastosowania magazynu energii lub rezystora zrzutowego. Przy większych średnich prędkościach wiatru następuje wygładzenie przebiegu mocy oddawanej do sieci, co pokazano na rysunku 12 dla średniej prędkości wiatru 15 m/s. Przy występowaniu porywów wiatru pojawiają się duże chwilowe wartości mocy wymagające przeciążenia generatora do 170% mocy znamionowej. Zapewnienie pracy elektrowni przy dużych średnich prędkościach wiatru wymaga również zastosowania magazynu energii. Dodatkowym sposobem ograniczania mocy elektrowni jest ustawianie turbiny pod kątem do wiatru. Jednocześnie zapewniona jest przy tym bezpieczna praca turbiny.

Wnioski

Zaproponowany układ regulacji małej elektrowni wiatrowej zawiera dwa przełączane obwody regulacji. Dla małych prędkości wiatru działa układ zadawania optymalnego momentu z korekcją zależną od aktualnej wartości wyróżnika szybkobieżności. Algorytm korekcji momentu zapewnia duże wykorzystanie energii wiatru przy jego zmiennej prędkości, osiągające wartość powyżej 90% dostępnej energii. Drugi układ regulacji włączany jest przy przekroczeniu określonej mocy turbiny i zapewnia bezpieczną pracę elektrowni przy wiatrach o dużej prędkości.

Pełne wykorzystanie przetworzonej energii wiatru wymaga zastosowania magazynu energii oraz rezystora zrzutowego w celu zmniejszenia zmienności mocy oraz ograniczenia maksymalnej mocy oddawanej do sieci. Pozwoli to na zwiększenie energii oddawanej do sieci z zachowaniem wymagań dotyczących jakości energii elektrycznej.

Artykuł sfinansowany ze środków RPOWP w ramach projektu RPPM.01.01.01-22-0076/16

Autorzy: prof. dr hab. inż. Zbigniew Krzemiński, MMB Drives sp. z o.o., 80-298 Gdańsk, ul. Maszynowa 26, E-mail: zkrzem@mmb-drives.com.pl, mgr inż. Janusz Szewczyk, MMB Drives sp. z o.o., 80-298 Gdańsk, ul. Maszynowa 26, E-mail: j.szewczyk@mmb-drives.com.pl, dr hab. inż. Elżbieta Bogalecka, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechnik i Automatyki, 80-233 Gdańsk, ul. G.Narutowicza 11/12, E-mail: elzbieta.bogalecka@pg.gda.pl

LITERATURA

- [1] Bourlis D., Blejs J.A.M., Control of stall-regulated variable speed wind turbine, based on wind speed estimation using an adaptive Kalman filter, *EWEC 2010 Scientific Proceedings, 2010*
- [2] Yu Z., Tuzuner A., Wind speed modeling and energy production simulation with Weibull sampling, 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008
- [3] Indhumathy D, Seshaiyah C.V., Sukkiramath .K. Estimation of Weibull Parameters for Wind speed calculation at Kanyakumari in India, *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*, Vol. 3, Issue 1, January 2014
- [4] Schubel P. J., Crossley R. J., Wind Turbine Blade Design, *Energies* 2012, 5, p.p. 3425-3449
- [5] Krzemiński Z., Projektowanie małych elektrowni wiatrowych, III Sympozjum Naukowe Pro-Energio 2016,