

Badania numeryczne wpływu erozji oraz zabrudzeń łopaty na pracę turbiny wiatrowej

Numerical studies of the impact of erosion and dirt of turbine blades on the operation of wind turbine

ZIEMOWIT MALECHA, KORNELIUSZ SIERPOWSKI

DOI 10.36119/15.2023.7-8.1

W pracy przeprowadzono badania numeryczne wpływu zabrudzeń, oblodzenia oraz uszkodzeń łopat turbiny wiatrowej na produkcję mocy. Przeanalizowano dwa scenariusze kontroli pracy turbiny wiatrowej, standardową oraz zaawansowaną. Kształt oblodzonych oraz uszkodzonych profili opracowano bazując na wynikach eksperymentalnych oraz obserwacjach rzeczywistych łopat turbin. Pokazano, że w przypadku turbiny oblodzonej, zabrudzonej oraz zerodowanej produkcja mocy może spaść odpowiednio o około 50%, 16% oraz 12.5%. Przeanalizowano wpływ spadku produkcji przez turbinę na współczynnik wykorzystania mocy. Na przykładzie lokalizacji na Morzu Bałtyckim, pokazano, że współczynnik wykorzystania mocy może spaść o 0.023% oraz dodatkowo o około 0.005% wraz ze zwiększeniem udziału dni z zabrudzonymi łopatami w roku o kolejne 10%.

Słowa kluczowe: turbina wiatrowa, erozja, oblodzenie, zabrudzenie, produkcja energii

Numerical studies of the impact of dirt, icing and eroded of wind turbine blades on power production were carried out. Two scenarios of wind turbine operation control, standard and advanced, were analyzed. The shape of ice-covered and eroded profiles was developed based on experimental results and observations of real turbine blades. It has been shown that in the case of an ice-covered, dirty and eroded turbine blade, power production can decrease by approximately 50%, 16% and 12.5%, respectively. The influence of the decrease in power production on the capacity factor was analyzed. Using the example of a location in the Baltic Sea, it has been shown that the capacity factor can decrease by 0.023% and additionally by about 0.005% with an increase in the share of days with dirty blades in the year by another 10%.

Keywords: wind turbine, erosion, icing, dirt, energy production

Wstęp

W szacowaniu kosztów turbin wiatrowych często zakłada się żywotność na poziomie 25 lat, natomiast typowy czas pracy turbiny wynosi zazwyczaj do 20 lat. Przyjmuje się także, że roczna produkcja energii elektrycznej jest funkcją tylko warunków wietrznych pomijając niekorzystne efekty związane z oblodzeniem, erozją, czy dużą ilością martwych owadów oklejających profile aerodynamiczne turbiny. W wielu pracach pokazano, że zjawiska te mogą znacząco zredukować produkcję energii elektrycznej mimo korzystnych warunków wietrznych oraz znacząco skrócić żywotność turbiny wiatrowej.

Farmy wiatrowe osiągają znacznie gorsze wyniki w porównaniu z przewidywaniami producentów. Współczynniki wykorzystania mocy są często przeszacowane o 10% do 30%. Średnia zrealizowana wartość dla Europy w latach 2004 –

2009 wyniosła poniżej 21%, zmniejszając przewidywane zyski o ponad 60% oraz powodując mniejszą o 40% redukcję emisji CO₂ od oczekiwanej [1]. Jedną z kluczowych przyczyn jest niedoszacowanie pogarszania się charakterystyk aerodynamicznych łopat turbiny, spowodowanych zmianą jej chropowatości, erozją, zabrudzeniem ciałami obcymi, oblodzeniem oraz łuszczeniem się powłoki.

Każde z tych zjawisk znacząco pogarsza lokalną doskonałość aerodynamiczną łopaty, zwiększa opór oraz przesuwają początek przeciągnięcia aerodynamicznego w kierunku niższych kątów natarcia [2]. Zmiana chropowatości spowodowana osadzeniem się martwych owadów może powodować aż 25%-owy spadek produkowanej energii elektrycznej [3]. Podobnie erozja może zmniejszyć produkcję energii o 20% i pojawić się na łopatach zaledwie po dwóch-trzech latach pracy turbiny [4]. Należy dodać, że erozja łopat jest odpo-

wiedzialna za 6% wszystkich napraw turbin wiatrowych [5].

W pracy [6] przeprowadzono badanie terenowe w celu zbadania osadzania się lodu na łopatach turbin o długości 50 m oraz spowodowanych oblodzeniem strat w produkcji energii elektrycznej. W badaniach wykonano szereg zdjęć łopat turbin po 30-godzinnym oblodzeniu w celu ilościowego określenia grubości lodu narastającego wzdłuż krawędzi natarcia łopat. Zaobserwowano, że lód gromadził się na całej rozpiętości łopat oraz, że więcej lodu gromadziło się na ich zewnętrznych krawędziach. Grubość lodu sięgała do 0.3 m w pobliżu końcówek łopat. Badania pokazały, że pomimo silnego wiatru oblodzone turbiny wiatrowe obracały się znacznie wolniej, a także wyłączały się. Natomiast straty mocy spowodowane oblodzeniem sięgały nawet 80%.

Oblodzenie turbin jest problemem w skali globalnej, gdyż według statystyk

Dr hab. inż. Ziemowit Malecha <https://orcid.org/0000-0001-8560-760X>, mgr inż. Korneliusz Sierpowski – Katedra Kriogeniki i Inżynierii Lotniczej, Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Politechnika Wroclawska, Wrocław. Adres do korespondencji/ Corresponding author: ziemowit.malecha@pwr.edu.pl

podanych przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (IEA) [7], instalacje wiatrowe pracujące w zimnym klimacie stanowią około 30% całkowitej zainstalowanej mocy wiatrowej na świecie. Nagromadzenie lodu na łopatach turbin powoduje zmniejszenie siły nośnej i zwiększenie oporu [8,9]. Już nawet lekkie oblodzenie, może spowodować znaczną chropowatość powierzchni łopaty, co także znacznie zmniejsza wydajność aerodynamiczną, powodując znaczną redukcję produkcji energii elektrycznej przez turbinę [10,11].

Na wielu farmach wiatrowych, znajdujących się w zimnym klimacie, stwierdzono, że straty rocznej produkcji energii spowodowane oblodzeniem przekraczają 20% [12,13]. Natomiast kolejnym istotnym zagrożeniem jest niekontrolowane zrzucanie dużych brył lodu, które mogą być transportowane na znaczne odległości i stanowić poważne zagrożenie dla pobliskich mieszkańców oraz infrastruktury. Spłaszczony fragmenty lodu o wadze 1 kg mogą być wyrzucane na odległość nawet do 350 m od podstawy turbiny, dla turbiny o wysokości 100 m i średnicy 90 m [14].

Wraz ze wzrostem średnicy turbiny, końcówka łopaty turbiny wiatrowej osiąga coraz wyższe zakresy prędkości liniowych. Jednym z głównych problemów napotykanym w miarę wzrostu tej prędkości jest zwiększona podatność na erozję krawędzi natarcia łopaty. Erozję dodatkowo wzmacniają niekorzystne czynniki klimatyczne oraz pogodowe. Należy dodać, że znaczna część farm wiatrowych jest zlokalizowana w trudnych warunkach operacyjnych, na obszarach, gdzie często występują obfite opady. Natomiast w przypadku turbin typu *offshore* na morzu, turbiny narażone są na działanie kropel słonej wody. Dodatkowo turbiny wiatrowe narażone są przez cały okres swojej eksploatacji na ekstremalne porywy wiatru, częste opady deszczu, gradu oraz śniegu, oblodzenie, ekstremalne temperatury oraz ekspozycję na światło ultrafioletowe [15, 16, 17].

Znaczący wpływ erozji na pracę turbin wiatrowych został potwierdzony wielokrotnie eksperymentalnie. W pracy [18] przeanalizowano możliwe straty związane z erozją w przypadku turbin obsługiwanych przez standardowe sterowniki, bez możliwości reagowania na zmiany charakterystyk aerodynamicznych łopat. Przyjęto, że erozja występuje na 10% końcowego promienia łopaty. Pokazano, że straty wydajności końcowej sekcji łopaty mogą wynieść od 2% do 27% w zależności od poziomu erozji. Przekłada się to na około 2% straty w rocznej produkcji. W pracy [19] przeprowadzono badania

w tunelu aerodynamicznym i pokazano, że erozja krawędzi natarcia prowadzi do znacznego wzrostu oporu i wcześniejszego wystąpienia przeciągnięcia aerodynamicznego. Obserwowano wzrost oporu od 6% do aż 500%, w zależności od poziomu erozji. Oznacza to spadek rocznej produkcji energii elektrycznej w przedziale od 5% do aż 25%. Natomiast w badaniach opisanych w pracy [20] przeanalizowano wpływ zanieczyszczeń oraz erozji na właściwości aerodynamiczne profilu końcówki łopaty turbiny (NACA 64-618) dla 5 MW turbiny wiatrowej. Wykonane symulacje wykazały, że w zależności od nasilenia niekorzystnych warunków zewnętrznych, siła oporu może wzrosnąć o 314%, natomiast siła nośna może zmaleć o 54%. Oznacza to zmniejszenie rocznej produkcji energii elektrycznej od 2% do 3.7%.

W obecnej pracy wykonano analizę numeryczną wpływu oblodzenia, erozji oraz zmiany chropowatości wywołanej zanieczyszczeniami, na osiągi aerodynamiczne oraz produkcję mocy turbiny wiatrowej. Do tego celu wykorzystano 5 MW turbinę wiatrową opracowaną przez laboratorium NREL [21]. Dla przypadków oblodzenia oraz erozji wykonano odpowiednie modele zniekształconych profili aerodynamicznych oraz obliczono współczynniki siły nośnej oraz oporu. W przypadku profili zabrudzonych oszacowano wpływ zmiany chropowatości łopaty na lokalizację oderwania warstwy przyściennej. Uzyskane analizy pozwoliły na oszacowanie wpływu oblodzenia, erozji oraz zanieczyszczeń na roczną produkcję energii elektrycznej przez rozważaną turbinę wiatrową oraz oszacowanie zmiany współczynnika wykorzystania mocy (*capacity factor*) w całym okresie życia turbiny.

Metodologia

Metoda elementu łopaty

W niniejszej pracy do obliczeń numerycznych wykorzystana została metoda elementu łopaty (BEM – Blade Element Me-

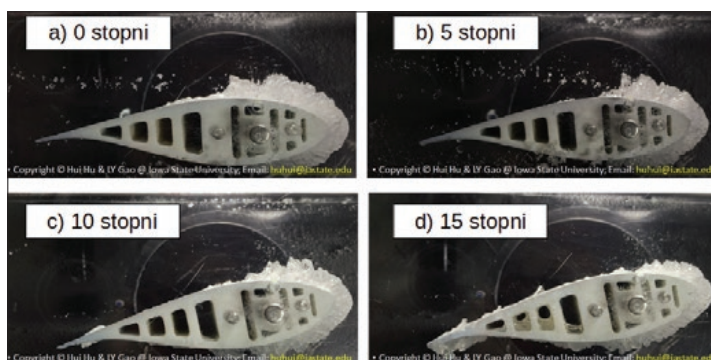
thod) bazująca na teorii pędu liniowego oraz momentu pędu. Metoda BEM pozwala na obliczenie siły ciągu oraz momentu obrotowego powstających na opływanej łopacie turbiny wiatrowej. Obliczenia wykonywane są na podstawie właściwości geometrycznych oraz aerodynamicznych poszczególnych profili aerodynamicznych tworzących łopatę. W metodzie BEM łopata dzielona jest na pewną liczbę dyskretnych elementów. W każdym elemencie, będącym przekrojem poprzecznym łopaty, zakłada się, że przepływ jest dwuwymiarowy. Pozwala to na obliczenie prędkości względnej wiatru oraz kąta natarcia dla każdego elementu łopaty oraz wyznaczenie odpowiednich wartości współczynników siły nośnej oraz oporu.

Ze względu na dwuwymiarowy charakter metody BEM, konieczne jest uwzględnienie korekt związanych ze zjawiskami trójwymiarowymi występującymi w przepływach rzeczywistych, które powodują występowanie dodatkowych strat. W obecnych obliczeniach uwzględniono korektę współczynnika indukcji liniowej Glauerta [22] oraz korektę straty końcówki łopaty Prandtla [23]. Natomiast warstwę przyścienną zamodelowano za pomocą metody e^N , gdzie N jest funkcją intensywności turbulencji [24]. W niniejszej pracy wykorzystano oprogramowanie *QBlade* [31].

Oblodzenie łopat

Rodzaj i kształt oblodzenia może wykazywać znaczne różnice w zależności od warunków w jakich powstaje oblodzenie [6, 7, 8, 9]. Kształt narastającego lodu w zależności od kąta natarcia profilu turbiny pokazano na rysunkach 1 oraz 2. Można zauważyć, że grubość profilu jest znacznie zwiększona, a lokalizacja ich maksymalnej grubości przesuwa się w kierunku krawędzi natarcia. Narastająca warstwa lodu zmienia wiele parametrów łopaty, takich jak: masa, moment bezwładności, sztywność lokalną i globalną łopaty oraz przede wszystkim współczynniki aerodynamiczne tworzących ją profili.

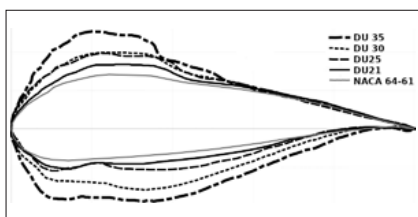
Rys. 1. Oblodzenie profilu aerodynamicznego z rodziny DU w funkcji kąta natarcia [25]





Rys. 2.
Oblodzona łopata turbiny wiatrowej [26]

W obecnej pracy przyjęto oblodzenie odpowiadające uśrednionym warunkom oraz uśrednionemu kątowi natarcia. Rysunek 3 przedstawia modele oblodzonych profili aerodynamicznych użytych do obliczeń w niniejszej pracy.

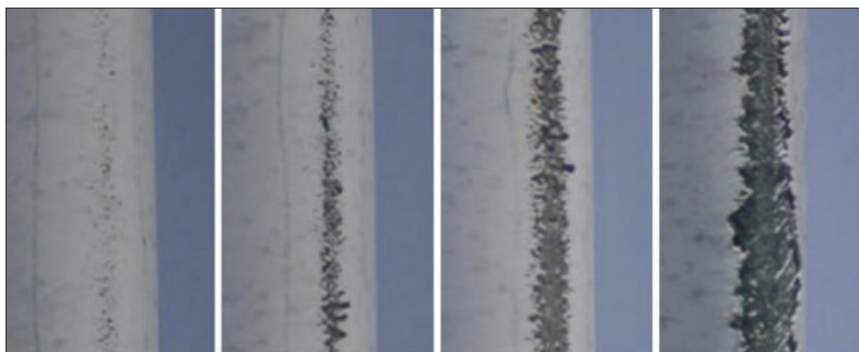


Rys. 3.
Kształt oblodzonych profili aerodynamicznych użytych do obliczeń w niniejszej pracy

Erozja łopat

Na podstawie obserwacji, stopień erozji łopaty turbiny wiatrowej można podzielić na 4 poziomy uszkodzeń widocznych na rysunku 4. Poszczególne etapy uszkodzeń charakteryzują się następującymi cechami [18]:

1. Usunięte drobne obszary pokrycia nawierzchniowego, sporadycznie odstawiające wypełnienie, lecz nie odstawiające żywicy epoksydowej.
2. Nieznaczne odstawienie żywicy epoksydowej bez całkowitego usunięcia lakieru nawierzchniowego.
3. Powłoka nawierzchniowa i wypełniacz całkowicie usunięte oraz żywica epoksydowa całkowicie widoczna. Szerokość uszkodzenia (szczeliny) na krawędzi natarcia poniżej 15 mm.



Rysunek 4.
Od lewej do prawej, kolejne etapy postępującej erozji krawędzi natarcia łopaty turbiny wiatrowej [18]

4. Powłoka nawierzchniowa i wypełniacz całkowicie usunięte, oraz żywica epoksydowa całkowicie widoczna. Szerokość uszkodzenia (szczeliny) na krawędzi natarcia powyżej 15 mm.

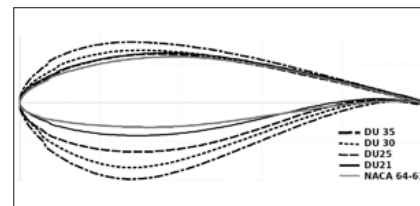
Na rysunku 5 pokazano postęp erozji krawędzi natarcia łopaty w czasie. Można zauważyć, że już po około 10 latach poziom erozji jest zbliżony do najwyższego stopnia uszkodzeń z rysunku 4. Przekłada się to na około 2% straty w rocznej produkcji energii elektrycznej [18].



Rysunek 5.
Postęp erozji w czasie, po 10 latach erozja osiąga 4 poziomy uszkodzenia, co przekłada się na około 2% straty w rocznej produkcji energii elektrycznej [13]. Grafika zaczerpnięta z [16]

Wysokość delaminacji na modelowanych profilach przyjęto jako 1% cięciwy [19], natomiast rozpiętość delaminacji przyjęto jako 10% cięciwy [15]. Odpowia-

da to 3 etapowi erozji łopaty. W obecnych badaniach erozję zamodelowano jako jednolite wżery, odpowiadające średniemu kształtowi zerodowanej krawędzi na podstawie zdjęć z pracy [18]. Rysunek 6 przedstawia zerodowane profile aerodynamiczne wykorzystane w obliczeniach. W badaniach rozważono dwa przypadki: (I) erozji występującej na całej długości łopaty, (II) erozji występującej na ostatnich 10% łopaty (erozja końcówki łopaty).



Rys. 6.
Kształt zerodowanych profili aerodynamicznych użytych do obliczeń w niniejszej pracy

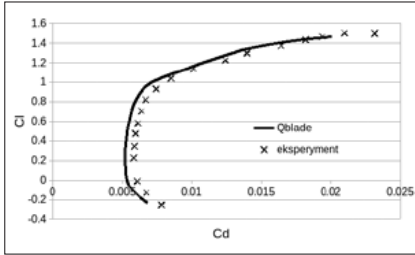
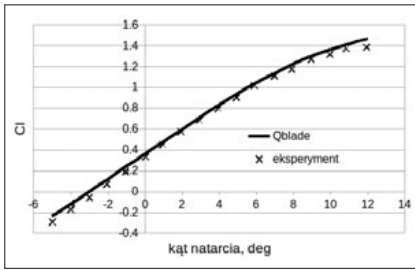
Zabrudzenie łopat martwymi owadami i porostami

Martwe owady oraz porosty akumulują się na profilach aerodynamicznych w okolicy krawędzi natarcia [27, 28]. Zabrudzenia powstają podczas słabych wiatrów i osadzają się na krawędzi natarcia łopaty. Pozwala to na modelowanie zabrudzenia podobnie jak turbulizatora umieszczonego po stronie cisnącej i ssącej profilu aerodynamicznego. W niniejszej pracy założono, że zabrudzenie występuje na 10% cięciwy po stronie cisnącej profilu i 2% cięciwy po stronie ssącej [27]. Powoduje to wymuszenie wcześniejszego oderwania warstwy przyściennej po stronie cisnącej i ssącej profilu aerodynamicznego (parametr *trip location* w oprogramowaniu *QBlade*). Wymuszenie oderwania lub tranzycji warstwy przyściennej ma bezpośredni wpływ na przenoszony przez nią gradient ciśnienia, co przekłada się na współczynniki aerodynamiczne profilu.

Wyniki

Kalibracja

W celu uzyskania wiarygodnych wyników przeprowadzono kalibrację parametrów w oprogramowaniu *QBlade*. Kalibrację przeprowadzono na profilu aerodynamicznym NACA 63-418, którego charakterystyki zostały wyznaczone eksperymentalnie w tunelu aerodynamicznym dla liczby $Re=3000000$. Otrzymane wyniki dla parametru $N=9$, odpowiadającego za modelowanie separacji i tranzycji warstwy przyściennej [22] porównano z wartościami uzyskanymi eksperymentalnie i przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Porównanie wyników eksperymentalnych i uzyskanych za pomocą oprogramowania QBlade

Wyniki

Tabela 1 przedstawia podstawowe parametry referencyjnej turbiny wiatrowej wykorzystanej w prezentowanych badaniach, natomiast tabela 2 przedstawia budowę jej łopaty oraz podział na 18 ele-

Tab. 1. Parametry referencyjnej turbiny wiatrowej [21]

Moc znamionowa	5 MW
Orientacja wirnika, liczba łopat	do wiatru, 3 łopaty
Sterowanie pracą wirnika	zmiennie obroty wirnika, zmienny kąt skreńczenia łopat (pitch control)
Średnica wirnika, średnica piasty	126 m, 3 m
Wysokość wieży	90 m
U_{cut-in} , U_z , $U_{cut-out}$	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Zakres prędkości obrotowej	od 6.9 do 12.1 RPM
Maksymalna prędkość końcówki	80 m/s

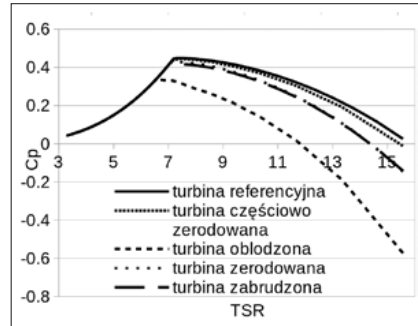
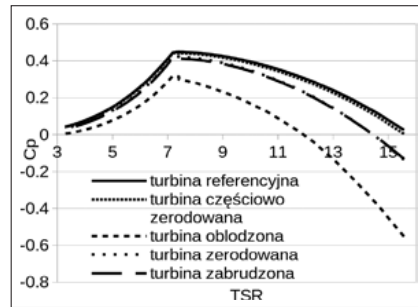
Tab. 2. Parametry referencyjnej łopaty turbiny wiatrowej użyte do obliczeń BEM [21]

Lp	r	r/R	kąt skreńczenia	szerokość cięciwy, c	lokalizacja osi pitch	profil
-	m	-	stopnie	m	%c	walec
1	0	0	13.308	3.542	25	walec
2	2.8667	0.0465	13.308	3.542	25	walec
3	5.6000	0.0909	13.308	3.854	22	walec
4	8.3333	0.1352	13.308	4.167	19	DU40
5	11.7500	0.1906	13.308	4.557	14.7	DU35
6	15.8500	0.2572	11.480	4.652	12.5	DU35
7	19.9500	0.3237	10.162	4.458	12.5	DU30
8	24.0500	0.3902	9.011	4.249	12.5	DU25
9	28.1500	0.4567	7.795	4.007	12.5	DU25
10	32.2500	0.5233	6.544	3.748	12.5	DU21
11	36.3500	0.5898	5.361	3.502	12.5	DU21
12	40.4500	0.6563	4.188	3.256	12.5	NACA 64-618
13	44.5500	0.7220	3.125	3.010	12.5	NACA 64-618
14	48.6500	0.7893	2.319	2.764	12.5	NACA 64-618
15	52.7500	0.8559	1.526	2.518	12.5	NACA 64-618
16	56.1667	0.9113	0.863	2.313	12.5	NACA 64-618
17	58.9000	0.9557	0.370	2.086	12.5	NACA 64-618
18	61.6333	1	0.106	1.419	12.5	NACA 64-618

mentów wykorzystanych w obliczeniach BEM [21].

W przeprowadzonych badaniach wpływu zabrudzeń oraz erozji łopat na pracę turbiny wiatrowej przeanalizowano dwa przypadki różniące się typem kontroli pracy turbiny wiatrowej, standardowej oraz zaawansowanej.

Standardowa kontrola pracy turbiny wiatrowej wykorzystuje bezpośrednią zależność między prędkością wiatru a wartościami kąta skreńczenia łopat turbiny. W tym przypadku mechanizm kontroli nie bierze pod uwagę mocy produkowa-



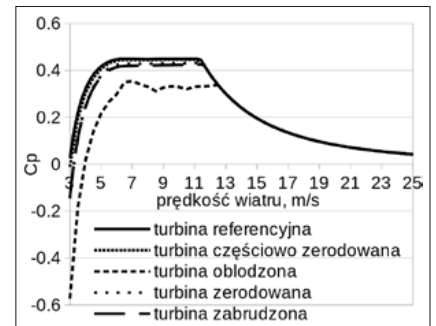
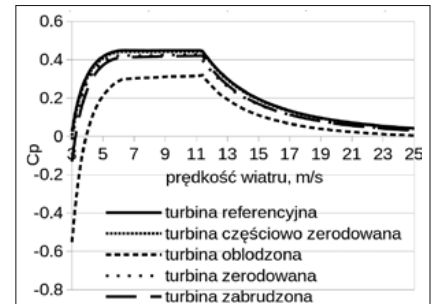
Rys. 8. Porównanie współczynnika sprawności turbiny C_p w funkcji szybkobieżności końcówki łopaty (TSR) dla rozważanych przypadków zabrudzenia oraz uszkodzenia łopaty. Rysunek górny: Kontrola standardowa; Rysunek dolny: Kontrola zaawansowana

nej przez turbinę, więc zależność kąta skreńczenia łopat od prędkości wiatru jest taka sama, niezależnie od stanu profili aerodynamicznych. Ten typ kontroli jest powszechnie stosowany [6,18].

Jako zaawansowaną kontrolę pracy turbiny rozumie się bezpośrednią zależność między prędkością wiatru a wartościami kąta skreńczenia łopat turbiny z uwzględnieniem poprawki na rzeczywistą moc produkowaną przez turbinę. W tym przypadku mechanizm skreńcający łopaty będzie dodatkowo zmieniał kąt skreńczenia dążąc do osiągnięcia mocy znamionowej przez turbinę. W konsekwencji zależność kąta skreńczenia łopat od prędkości wiatru będzie różna w zależności od stanu profili aerodynamicznych.

Rysunek 8 przedstawia zmianę współczynnika sprawności turbiny C_p w funkcji względnej prędkości końcówki łopaty (TSR) dla turbiny wiatrowej ze standardową kontrolą (po lewej) oraz zaawansowaną kontrolą (po prawej). Można zauważyć, że w przypadku kontroli standardowej C_p jest niższe dla całego zakresu TSR w porównaniu do turbiny referencyjnej (nieuszkodzonej), natomiast dla kontroli zaawansowanej C_p jest niższe dla TSR powyżej 6. Należy zwrócić uwagę, że obniżenie sprawności w funkcji TSR ma bezpośrednie przełożenie na obniżenie sprawności turbiny w funkcji prędkości wiatru, co jest widoczne na rysunku 9.

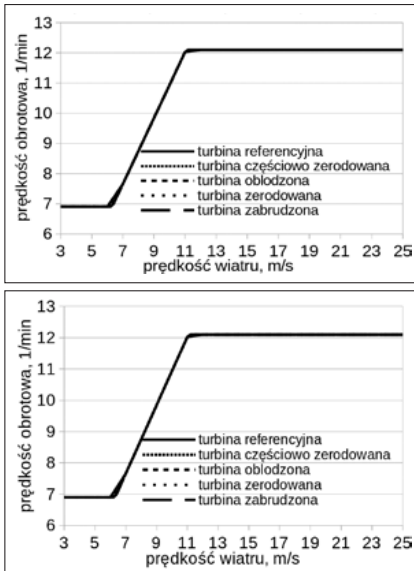
Dla standardowej kontroli pracy turbiny wiatrowej C_p jest niższe od nominalnej



Rys. 9. Porównanie sprawności turbiny w funkcji prędkości wiatru dla rozważanych przypadków zabrudzenia oraz uszkodzenia turbiny wiatrowej. Rysunek górny: Kontrola standardowa; Rysunek dolny: Kontrola zaawansowana

wartości w całym zakresie wartości prędkości wiatru, natomiast dla kontroli zaawansowanej C_p jest niższe od wartości nominalnej dla niższych wartości prędkości wiatru.

Na rysunku 10 przedstawiono zmianę prędkości obrotowej wirnika turbiny w funkcji prędkości wiatru. Można zauważyć, że dla obu rodzajów kontroli zmiana prędkości obrotowej przebiega w taki sam sposób. Dzieje się tak dlatego, iż mechanizm kontrolujący obroty dąży do utrzymania zadanej (optymalnej) wartości $TSR = 7$ (porównaj z tabelą 1).

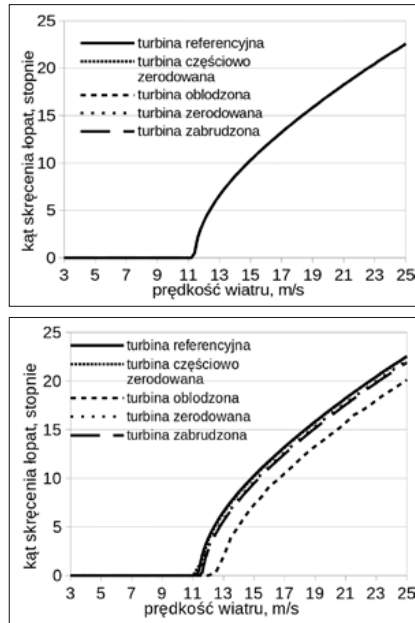


Rys. 10.

Porównanie prędkości obrotowej turbiny dla rozważanych przypadków zabrudzenia oraz uszkodzenia turbiny wiatrowej. Rysunek górny: Kontrola standardowa; Rysunek dolny: Kontrola zaawansowana

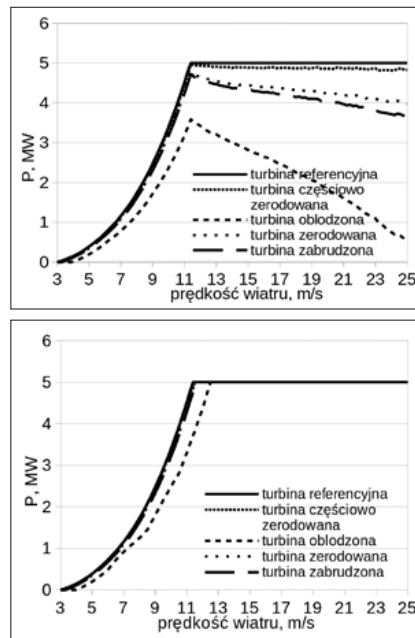
Na rysunku 11 przedstawiono strategię zmiany kąta skłębienia łopat (pitch) w funkcji prędkości wiatru w zależności od typu kontroli pracy turbiny. Można zauważyć, że w przypadku kontroli standardowej, kąt skłębienia jest taki sam, bez względu na stan łopat (zmiana kąta skłębienia w zależności od wiatru jest ustalona na "sztywno" dla łopat czystych i nieuszkodzonych). Natomiast dla turbiny wiatrowej z zaawansowaną kontrolą pracy kąt skłębienia bierze pod uwagę aktualną moc produkowaną przez turbinę. W konsekwencji reaguje na stan w jakim znajdują się łopaty turbiny. W przypadku generowania zbyt niskiej mocy, w stosunku do turbiny referencyjnej, odpowiednio opóźnia skłębienie łopat.

Na rysunku 12 przedstawiono krzywe mocy rozważanej turbiny wiatrowej w zależności od stanu jej łopat oraz przyjętego systemu kontroli. Można zauważyć, że w przypadku kontroli standardowej turbina nie osiąga swojej mocy znamionowej, zarówno gdy jej łopaty są zabrudzone, jak i uszkodzone erozją, czy oblodzone. Maksymalna moc osiągnięta jest tylko punktowo dla prędkości znamionowej wynoszącej 11.4 m/s, następnie moc spada wraz ze wzrostem prędkości wiatru. Dzieje się tak, gdyż mechanizm skłębienia łopat reaguje tak, jak w przypadku łopat czystych, bez względu na rzeczywisty ich stan. Natomiast w przypadku kontroli



Rys. 11

Porównanie kąta skłębienia łopat dla rozważanych przypadków zabrudzenia oraz uszkodzenia turbiny wiatrowej. Rysunek górny: Kontrola standardowa; Rysunek dolny: Kontrola zaawansowana



Rys. 12.

Porównanie krzywych mocy dla rozważanych przypadków zabrudzenia oraz uszkodzenia turbiny wiatrowej. Rysunek górny: Kontrola standardowa; Rysunek dolny: Kontrola zaawansowana

wej, zarówno gdy jej łopaty są zabrudzone, jak i uszkodzone erozją, czy oblodzone. Maksymalna moc osiągnięta jest tylko punktowo dla prędkości znamionowej wynoszącej 11.4 m/s, następnie moc spada wraz ze wzrostem prędkości wiatru. Dzieje się tak, gdyż mechanizm skłębienia łopat reaguje tak, jak w przypadku łopat czystych, bez względu na rzeczywisty ich stan. Natomiast w przypadku kontroli

zaawansowanej mechanizm skłębienia łopat reaguje na rzeczywistą moc produkowaną przez turbinę, odpowiednio opóźniając skłębienie łopat (rysunek 11), tym samym pozwalając na osiągnięcie mocy znamionowej przez turbinę. Ze względu na pogorszenie się właściwości aerodynamicznych zanieczyszczonych oraz uszkodzonych łopat, moc znamionowa osiągnięta jest jednak dla wyższych prędkości wiatru niż prędkości znamionowej wiatru.

Wpływ zabrudzeń i erozji na roczną produkcję energii elektrycznej oraz współczynnik wykorzystania mocy

W tabeli 3 zestawiono pola powierzchni pod krzywymi mocy dla poszczególnych przypadków z rysunku 12. Wartości te obrazują wpływ omawianych uszkodzeń łopaty na produkcję mocy. Można zauważyć, że oblodzenie powoduje największy spadek produkowanej mocy, o ponad 50%, w odniesieniu do turbiny referencyjnej. Na drugim i trzecim miejscu jest zabrudzenie i erozja powodujące odpowiednio około 16% oraz 12.5% zmniejszenie produkcji mocy. Należy zauważyć, że mimo iż, oblodzenie ma największy negatywny wpływ, jego występowanie zależy od lokalizacji, natomiast zabrudzenie oraz erozja są zjawiskami występującymi, z różną intensywnością, we wszystkich lokalizacjach.

Tab. 3. Spadek produkcji mocy w zależności od typu uszkodzenia łopaty: A – turbina referencyjna, B – zabrudzenie, C – erozja znaczna, D – oblodzenie, E – erozja końcówki łopaty, std – kontrola standardowa, adv – kontrola zaawansowana

Turbina	kontrola		spadek produkcji	
	std	adv	std	adv
	MW · m/s	MW · m/s	%	%
A	82.6	82.6	0	0
B	69.5	81.7	15.8	1.1
C	72.4	82.0	12.4	0.8
D	38.8	76.4	53.0	7.5
E	80.7	82.5	2.3	0.1

W celu oszacowania wpływu poszczególnych uszkodzeń łopaty na całkowitą produkcję energii elektrycznej, na przestrzeni całego życia turbiny, a w konsekwencji na jej współczynnik wykorzystania mocy C_F , przyjęto następujące założenia:

1. Znaczna erozja (poziom 3 oraz 4, rysunek 4) pojawia się po 10 roku i trwa w podobnym stanie aż do końca życia turbiny. Przyjmuje się, że w tym okresie energia elektryczna produkowana jest zgodnie z odpowiednią krzywą mocy z rysunku 12.
2. Erozja końcówki łopaty następuje po 2 latach eksploatacji turbiny. Należy zauważyć, że erozja samej końcówki ma

stosunkowo niewielki wpływ na pracę turbiny. Przyjmuje się, że tym okresie energia elektryczna produkowana jest zgodnie z odpowiednią krzywą mocy z rysunku 12.

3. Oblodzenie występuje określoną liczbę dni w roku, w zależności od lokalizacji. Przyjmuje się, że energia elektryczna w tym okresie jest produkowana zgodnie z odpowiednią krzywą mocy z rysunku 12, a dobowa zmienność wiatru jest zdefiniowana zgodnie z krzywą Weibulla charakterystyczną dla danej lokalizacji.

4. Zabrudzenie występuje przez procentowo określoną część całego okresu eksploatacji turbiny. Przyjmuje się, że w tym okresie energia elektryczna produkowana jest zgodnie z odpowiednią krzywą mocy z rysunku 12.

Powyższe założenia prowadzą do wyrażenia na moc wyprodukowaną w ciągu całego życia turbiny wiatrowej:

$$P_T = P_1(l_z - l_{e1} - l_{e2}) \cdot gr + (P_2 - P_1) \cdot l_z \cdot gr \cdot zb + P_3 \cdot l_{e2} \cdot gr + (P_4 - P_1) \cdot 24 \cdot d_{lod} \cdot l_z + P_5 \cdot l_{e1} \cdot gr \quad (1)$$

gdzie l_z oznacza liczbę lat życia turbiny, l_{e1} oznacza liczbę lat pracy turbiny z częściową erozją (tylko 10% górnej części łopaty), l_{e2} oznacza liczbę lat pracy turbiny z zaawansowaną erozją, $gr = 365 \cdot 24$ jest liczbą godzin w roku, d_{lod} jest liczbą dni w roku z oblodzonymi łopatami. Natomiast P_1, P_2, P_3, P_4 oraz P_5 oznaczają odpowiednio produkcję mocy turbiny w MWh dla: turbiny referencyjnej, zabrudzonej, z zaawansowaną erozją łopat, oblodzonej oraz z częściową erozją łopat:

$$\begin{aligned} P_1 &= \int_{U_{cut-out}}^{U_{cut-in}} P_{ref} f(U) dU \\ P_2 &= \int_{U_{cut-out}}^{U_{cut-in}} P_{brud} f(U) dU \\ P_3 &= \int_{U_{cut-out}}^{U_{cut-in}} P_{er2} f(U) dU \\ P_4 &= \int_{U_{cut-out}}^{U_{cut-in}} P_{lod} f(U) dU \\ P_5 &= \int_{U_{cut-out}}^{U_{cut-in}} P_{er1} f(U) dU \end{aligned} \quad (2)$$

gdzie: $P_{ref}, P_{brud}, P_{er2}, P_{lod}, P_{er1}$ oznacza odpowiednio krzywą mocy dla turbiny referencyjnej, zabrudzonej, zerodowanej, oblodzonej, częściowo zerodowanej (rysunek 12), natomiast $f(U)$ jest rozkładem gęstości prawdopodobieństwa prędkości wiatru Weibulla dla wybranej lokalizacji pracy rozważanej turbiny.

Przyjmując rozkład gęstości Weibulla jak dla lokalizacji na Morzu Bałtyckim o średniej prędkości wiatru 9 m/s oraz

parametrze kształtu $k = 2.3158$ [30]. Dodatkowo przyjmując, że liczba dni w roku, w którym występuje oblodzenie wynosi 3 [29], można pokazać ile będzie wynosiła strata w produkcji energii elektrycznej w ciągu całego życia analizowanej turbiny w rozważanej lokalizacji.

Najtrudniejsze wydaje się oszacowanie liczby dni, w których występuje zabrudzenie, gdyż z obserwacji wynika, że może ono pojawiać się zawsze po okresie słabego wiatru [3], a wiatry o mniejszej prędkości występują zazwyczaj najczęściej. W tabeli 4 przedstawiono wielkość strat dla analizowanej turbiny w ciągu jej całego życia (przyjęto 20 lat) w zależności od procentowego udziału dni w roku, w których występuje zabrudzenie. Należy zwrócić uwagę, że w przypadku standardowej kontroli, każde zwiększenie udziału dni z zabrudzeniem o 10% powoduje wzrost strat o 1%, natomiast w przypadku kontroli zaawansowanej o 0.3%. Ponadto straty wynikające z oblodzenia wynoszą odpowiednio 0.3% oraz 0.16% dla kontroli standardowej oraz zaawansowanej. Natomiast straty wynikające ze znacznej erozji wynoszą odpowiednio 4% oraz 1.1% dla kontroli standardowej oraz zaawansowanej.

Tab. 4. Straty w produkcji energii elektrycznej, obliczone według równania (2), rozważanej turbiny w zależności od udziału procentowego liczby dni w roku, w których występuje zabrudzenie

Zabrudzenie	Strata całkowita dla rodzaju kontroli	
	std	adv
%/rok	%	%
10	5	1.4
20	6	1.7
30	7	2.0
40	8	2.3
50	9	2.6

W tabeli 5 pokazano wpływ wielkości strat na współczynnik wykorzystania mocy CF dla rozważanej lokalizacji na Morzu Bałtyckim. Jego wartość dla turbiny czystej oraz nieuszkodzonej można przyjąć na poziomie $CF = 0.46$ [30]. Można zauważyć, że w przypadku kontroli standardowej CF spada o 0.023% oraz dodatkowo o około 0.005% wraz ze zwiększeniem udziału dni z zabrudzeniem w roku o kolejne 10%.

Tab. 5. Wpływ zabrudzeń oraz uszkodzeń łopaty na współczynnik wykorzystania mocy

Zabrudzenie	CF
%/rok	
10	0.460
20	0.437
30	0.4324
40	0.4278
50	0.4232

Podsumowanie

W pracy przeanalizowano przypadki zabrudzenia, erozji oraz oblodzenia dla turbiny wiatrowej ze standardową kontrolą pracy i turbiny wiatrowej z zaawansowaną kontrolą pracy. Wszystkie przebadane przypadki wykazują obniżenie sprawności wytwarzania w pewnych zakresach prędkości wiatru, co przekłada się bezpośrednio na zmniejszenie produkcji energii elektrycznej. Oznacza to, że występujące zabrudzenia, erozja oraz oblodzenie mają bezpośredni wpływ na okres zwrotu z inwestycji w farmę wiatrową. Raporty i przewidywania dotyczące funkcjonalności przyszłych farm wiatrowych powinny uwzględniać szczegółowe analizy wpływu zabrudzenia, oblodzenia oraz erozji. Takie podejście pozwala uniknąć przeszacowania produkcji energii elektrycznej, przewidzieć okresy wymuszonych postojów oraz odpowiednio dopasować okresy obsługi i przeglądów w zależności od charakterystyki lokalizacji farmy wiatrowej. Takie podejście może mieć kluczowy wpływ na stabilizację pracy i wytwarzania energii elektrycznej przez farmy wiatrowe. Jednym ze środków, które mogą zmniejszyć wpływ zabrudzeń, oblodzenia oraz erozji łopat jest zaawansowany system kontroli pracy turbiny wiatrowej, którego zadaniem jest adaptacyjna zmiana kąta skłębienia łopat w zależności od chwilowej mocy turbiny, a nie tylko prędkości wiatru atmosferycznego.

REFERENCJE

- [1] Boccard N., Capacity factor of wind power realized values vs. estimates, Energy Policy, 37, 7, 2009, 2679–2688.
- [2] White E., Kutz D., Freels J., Monschke J., Grife R., Sun Y., Chao D., Leading-Edge Roughness Effects on 63(3)-418 Airfoil Performance.
- [3] Corten G., Veldkamp H., Aerodynamics. insects can halve wind turbine power, Nature, 412, 6842, 2011, 41–42.
- [4] Rempel L., Rotor blade leading edge erosion – real life experiences, Wind Systems Magazine, 2012, 22–24.
- [5] Ehrmann R.S., Wilcox B., White E.B., Effect of Surface Roughness on Wind Turbine Performance, rap. tech., SANDIA REPORT, SAND2017-10669, 2017.
- [6] Gao L., Tao T., Liu Y., Hu H., A field study of ice accretion and its effects on the power production of utility-scale wind turbines, Renewable Energy, 167, 2021, 917–928.
- [7] Lehtomaki V., Wind energy in cold climates available technologies-report, rap. tech., Task 19, Tech. Rep., IEA 2016.
- [8] Gao L., Liu Y., Zhou W., Hu H., An experimental study on the aerodynamic performance degradation of a wind turbine blade model induced by ice accretion process, Renewable Energy, 133, 2019, 663–675.
- [9] Kraj A.G., Bibeau E.L., Phases of icing on wind turbine blades characterized by ice

- accumulation, *Renewable Energy*, 35, 5, 2010, 966–972.
- [10] Stoyanov D., Nixon J., Alternative operational strategies for wind turbines in cold climates, *Renewable Energy*, 145, 2020, 2694–2706.
- [11] Wallenius T., Lehtomaki V., Overview of cold climate wind energy: challenges, solutions, and future needs, *WIREs Energy and Environment*, 5, 2, 2016, 128–135.
- [12] Jasinski W.J., Noe S.C., Selig M.S., Bragg M.B., Wind Turbine Performance Under Icing Conditions, *Journal of Solar Energy Engineering*, 120, 1, 1998, 60–65.
- [13] Hochart C., Fortin G., Perron J., Ilinca A., Wind turbine performance under icing conditions, *Wind Energy*, 11, 4, 2008, 319–333.
- [14] Biswas S., Taylor P., Salmon J., A model of ice throw trajectories from wind turbines, *Wind Energy*, 15, 7, 2012, 889–901.
- [15] Carraro M., De Vanna F., Zweiri F., Benini E., Heidari A., Hadavinia H., CFD Modeling of Wind Turbine Blades with Eroded Leading Edge, *Fluids*, 7, 9, 2022.
- [16] Bakoń T., Kozikowska A., Praca elektrowni wiatrowych w trudnych warunkach środowiskowych, *Elektro.info*, 5, 2017, 42–46.
- [17] Keegan M.H., Nash D.H., Stack M.M., On erosion issues associated with the leading edge of wind turbine blades, *Journal of Physics D: Applied Physics*, 46, 38, 2013, 383001.
- [18] Eisenberg D., Laustsen S., Stege J., Wind turbine blade coating leading edge rain erosion model: Development and validation, *Wind Energy*, 21, 10, 2018, 942–951
- [19] Sareen A., Sapre C.A., Selig M.S., Effects of leading edge erosion on wind turbine blade performance, *Wind Energy*, 17, 10, 2014, 1531–1542.
- [20] Han W., Kim J., Kim B., Effects of contamination and erosion at the leading edge of blade tip airfoils on the annual energy production of wind turbines, *Renewable Energy*, 115, 2018, 817–823.
- [21] Jonkman J., Butterfield S., Musial W., and Scott G., Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development, Technical Report NREL/TP-500-38060, February 2009.
- [22] The e^N method for transition prediction. Historical review of work at TU Delft J.L. van Ingen 1 Faculty of Aerospace Engineering, TU Delft, the Netherlands; 38th Fluid Dynamics Conference and Exhibit, 23 – 26 June 2008, Seattle, Washington.
- [23] H. Snel, R. Houwink, W. J. Piers. Sectional Prediction of 3D Effects for Separated Flow on Rotating Blades. In Proc. European Community Wind Energy Conference. Lübeck – Travemünde, 1992.
- [24] H. Glauert. Airplane Propellers, chapter Aerodynamic Theory, pages 169–360. Springer Berlin Heidelberg, 1935, doi:10.1007/978-3-642-91487-4_3.
- [25] <https://www.aere.iastate.edu/~huhui/WT-icing.html>
- [26] <https://www.reutersevents.com/renewables/wind-energy-update/will-heat-be-winner-de-icing-turbine-blades>
- [27] Kruse E. K., Sorensen N. N., Bak C., Predicting the Influence of Surface Protuberance on the Aerodynamic Characteristics of a NACA 633-418, 2018 J. Phys.: Conf. Ser. 1037 022008.
- [28] Selig M., Tangler J., Development and Application of a Multipoint Inverse Design Method for Horizontal Axis Wind Turbines, *Wind Engineering* Vol. 19 No.2 1995.
- [29] Tammelin B., Böhringer A., Cavaliere M., Holttinen H., Morgan C., Seifert H., Säänti K., Velund P., Wind energy production in cold climate (WECCO), Finnish Meteorological Institute 2000.
- [30] Malecha Z., Analiza ekonomiczna oraz wykorzystania mocy dla farmy wiatrowej typu offshore na Morzu Bałtyckim, Instal, 01, 2023, 4–11. DOI 10.36129/15.2023.1.1
- [31] Marten D., QBlade: A Modern Tool for the Aeroelastic Simulation of Wind Turbines, rozprawa doktorska, 2020, doi:10.14279/depositonce-10646

