

WYZNACZANIE WSPÓLCZYNNIKA BEZPIECZEŃSTWA WYBRANYCH CZĘŚCI ELEKTROWNI WIATROWEJ

Tomasz CZAPLA*, Mariola JURECZKO*, Mariusz PAWLAK*

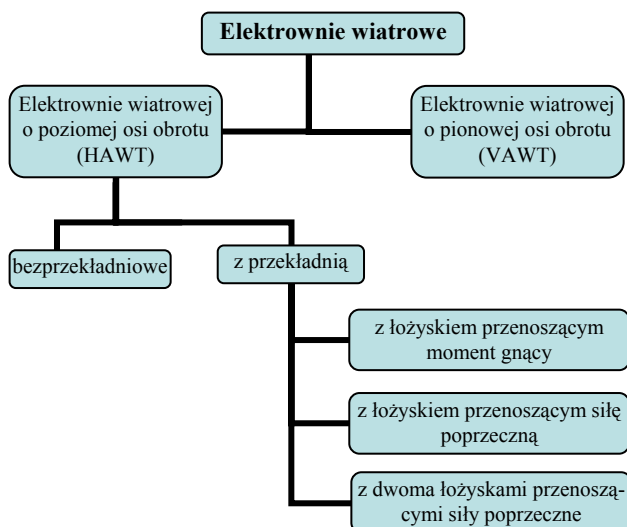
*Politechnika Śląska, Wydział Mechaniczny Technologiczny, ul. Konarskiego 18a, 44-100 Gliwice

Tomasz.Czapla@polsl.pl, Mariola.Jureczko@polsl.pl, Mariusz.Pawlak@polsl.pl

Streszczenie: Obliczenia przeprowadzono dla elektrowni wiatrowej o poziomej osi obrotu. Wartości współczynników bezpieczeństwa wybranych części wyznaczono dla wariantu obciążenia DLC 6.1, według Germanischer Lloyd. Założono warunki atmosferyczne odpowiadające I – szej klasie elektrowni wiatrowej. Po przeprowadzeniu analizy wytrzymałościowej wybranych części w programie AnSYS, na podstawie której wyznaczono maksymalne wartości bezwzględne naprężeń głównych, przystąpiono do wyznaczenia odpowiadających im współczynników bezpieczeństwa. Z uzyskanych wyników można wywnioskować, iż analizowany wspornik oraz kosz satelitów charakteryzują się wystarczającą wytrzymałością na działanie obciążeń ekstremalnych. Przedstawiona w niniejszym artykule metodyka wyznaczania zapasu wytrzymałości części konstrukcyjnych elektrowni pozwala na ocenę spełnienia przez analizowany obiekt wymagań zawartych w odpowiednich normach.

1. WPROWADZENIE

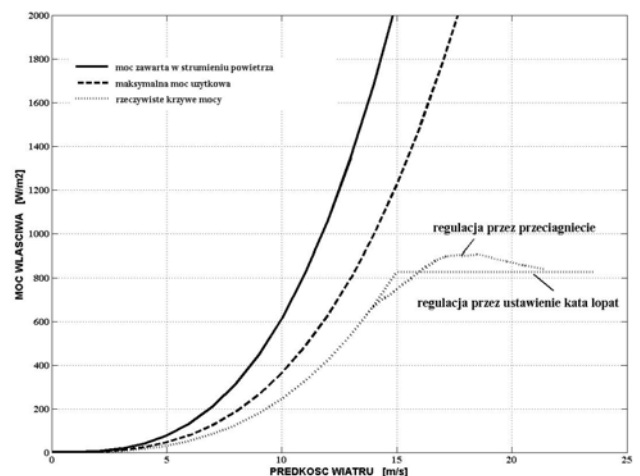
Elektrownia wiatrowa przekształca energię wiatru na energię mechaniczną na wale, aby ostatecznie wytworzyć energię elektryczną w generatorze. Jej najważniejszym elementem jest wirnik, za pośrednictwem którego dochodzi do powyższych przekształceń. Od konstrukcji i parametrów wirnika elektrowni wiatrowej zależą właściwości całej elektrowni, jak np. jej moc i prędkość obrotowa oraz jej gabaryty. W oparciu o zastosowaną konfigurację elektrowni wiatrowej dobierane są jej inne elementy konstrukcyjne, takie jak np. wirnik, przekładnia bądź jej brak, rodzaj łożysk, generator czy wysokość wieży.



Rys. 1. Podział elektrowni wiatrowych ze względu na sposób łożyskowania

Podział elektrowni wiatrowych ze względu na sposób łożyskowania przedstawiono na Rys. 1.

Elektrownie wiatrowe charakteryzowane są m.in. przez parametry pracy, takie jak moc nominalna oraz prędkości wiatru: załączania, nominalna i wyłączania. Moc użyteczna elektrowni wiatrowej zmienia się wraz ze zmianą prędkości wiatru (dwukrotnie zwiększona prędkość wiatru zwiększa moc turbiny wiatrowej ośmiokrotnie). Zależność mocy elektrowni wiatrowej od prędkości wiatru obrazuje krzywa mocy, przedstawiona na Rys. 2, będąca podstawową charakterystyką, którą należy brać pod uwagę przy planowaniu budowy elektrowni. Bardzo ważne jest, aby krzywa mocy była jak najbardziej stroma i osiągała maksimum przy jak najniższej prędkości wiatru.



Rys. 2. Krzywe obrazujące możliwości wykorzystania mocy zawartej w strumieniu powietrza

Charakterystyczne punkty krzywej mocy to:

- punkt załączenia (ang. cut –in) tj. prędkość wiatru przy której na wale pojawia się moment mechaniczny, a elektrownia zaczyna produkować energię elektryczną (zwykle od $2,5 \text{ m/s}$ do 5 m/s);
- punkt osiągania mocy nominalnej elektrowni (zwykle od 11 m/s do 15 m/s);
- punkt wyłączenia (ang. cut –off) tj. prędkość wiatru przy której układ sterowania zatrzymuje elektrownię za względu na zagrożenie uszkodzenia jej konstrukcji (zwykle od 23 m/s do 27 m/s);

Nowoczesne elektrownie wiatrowe po osiągnięciu maksimum mocy utrzymują stały, wysoki poziom produkcji energii. Zakresy prędkości wiatru dla poszczególnych stanów pracy elektrowni wiatrowej omówiono w pracy Marcinkowskiej (2003).

1.1. Metody regulacji mocy elektrowni wiatrowej

W celu optymalnego wykorzystania energii wiatru i jednocześnie zabezpieczenia elektrowni wiatrowej przed uszkodzeniem stosuje się kilka metod regulacji mocy oddawanej przez elektrownię wiatrową. Ogólnie wyróżnia się regulację aktywną, tj. zmianę kąta ustawienia łopaty bądź kierunku ustawienia gondoli elektrowni w stosunku do kierunku wiatru za pomocą siłowników, oraz regulację samoczynną, polegającą na zastosowaniu profilu płata powodującego zahamowanie wirnika przy dużych prędkościach wiatru, co opisano m.in. w pracy Hansena (2002) czy publikacji Petru (2001).

Moc generowana przez elektrownię wiatrową zależy od momentu napędowego wirnika, który z kolei zależy od wartości wektora prędkości wiatru. Jeśli wartość generowanej mocy przekroczy wartość maksymalną, to w przypadku regulacji mocy poprzez zmianę kąta ustawienia łopaty w stosunku do prędkości wiatru (ang. pitch control), wysyłany jest sygnał do mechanizmu ustawienia łopat, aby pomimo dużej wartości wektora prędkości wiatru moment napędowy wirnika został zmniejszony. W sytuacji odwrotnej mechanizm regulacji tak ustawia łopaty, aby moment napędowy wirnika wzrastał. Zazwyczaj podczas obrotu wirnika łopaty przestawiane są o ułamki stopnia. Zaletą tej metody regulacji mocy jest zmniejszenie obciążeń aerodynamicznych (co z kolei pozwala zmniejszyć masy elementów nośnych konstrukcji), precyzja, możliwość utrzymania stałej prędkości wirnika oraz większa wydajność elektrowni wiatrowej. Natomiast wadą tej metody regulacji mocy jest konieczność stosowania skomplikowanych i drogiej konstrukcji piasty wirnika, umożliwiających zmianę kąta ustawienia łopat oraz układów automatycznej regulacji.

Innym przykładem regulacji aktywnej jest metoda polegająca na zmianie kierunku ustawienia gondoli elektrowni wiatrowej w stosunku do kierunku wiatru za pomocą siłowników (ang. yaw control).

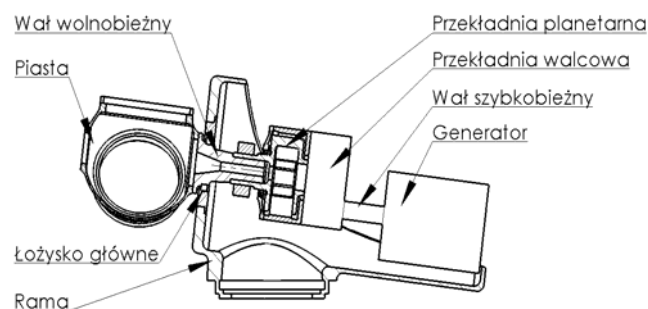
Przykładem regulacji samoczynnej jest metoda przez przeciągnięcie (ang. stall regulation) wykorzystująca naturalne zjawisko aerodynamiczne wirnika, polegające na spadku wartości siły nośnej na łopacie wraz ze wzrostem

kąta natarcia, kiedy to łopata wchodzi w zakres przeciągnięcia (utykania). Zjawisko to zachodzi wówczas, gdy przepływ laminarny powietrza nad łopata załamuje się, tzn. następuje oderwanie się strug powietrza od profilu. Łopaty projektuje się tak, aby zjawisko przeciągnięcia postępowało od jej osi obrotu. Im większa prędkość wiatru, tym większa część łopaty ulega przeciągnięciu. Zaletą tej metody regulacji jest brak układu automatycznej regulacji oraz mniej skomplikowane konstrukcje piasty wirnika (łopaty przymocowane są pod stałym kątem). Natomiast do wad tej metody zalicza się wysoki poziom hałasu i drgań łopat oraz brak możliwości ustawienia łopaty w tzw. „chorągiewkę”, gdy prędkość wiatru przekracza wartość dopuszczalną, kiedy to wirnik elektrowni powinien być zatrzymany.

Krzywe obrazujące możliwości wykorzystania energii zawartej w strumieniu powietrza dla omówionych metod regulacji przedstawiono na Rys.2.

2. PRZYJĘCIE WARIANTU OBCIĄŻEŃ PROJEKTOWYCH

Wyznaczenie wartości współczynnika bezpieczeństwa (ang. Stress Reserve Factor, w skrócie SRF) podstawowych części elektrowni, tj.: piasty, łożyska głównego, wału wolnobieżnego i szybkiebieżnego, przekładni planetarnej oraz walcowej oraz generatora, które to zostały przedstawione na Rys. 3, zostało przeprowadzone dla wariantu obciążenia DLC 6.1 według Alternative (2005). Oznacza to, iż obliczenia projektowe realizowane były dla elektrowni wiatrowej w stanie zatrzymania (przestój bądź bieg jałowy) dla ekstremalnych warunków jej obciążenia związanych z warunkami atmosferycznymi.



Rys. 3. Podstawowe części konstrukcyjne elektrowni wiatrowej

Klasy elektrowni wiatrowych zdefiniowane są w kategoriach prędkości wiatru i parametrów związanych ze zjawiskiem turbulencji. W obliczeniach założono warunki atmosferyczne odpowiadające I-szej klasie elektrowni wiatrowej. A zatem przyjęto, iż prędkość wiatru, przy której układ sterowania zatrzymuje elektrownię równa się prędkości odniesienia i wynosi 50 m/s . Natomiast wartość rocznej średniej prędkości wiatru na wysokości piasty przyjęto 10 m/s .

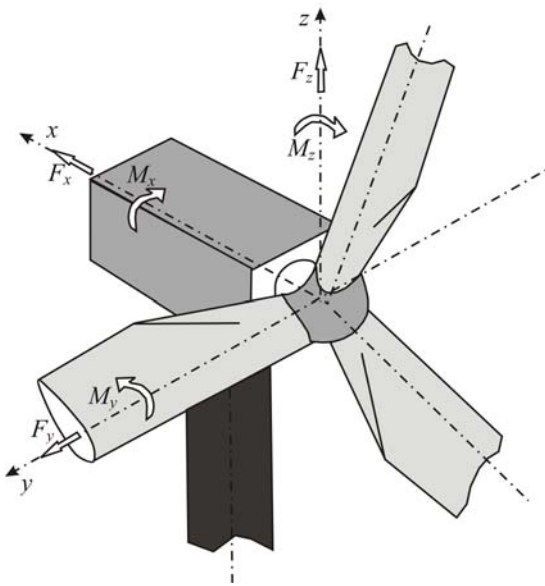
Elektrownia, dla której przeprowadzono obliczenia to elektrownia o poziomej osi obrotu typu up-wind z systemem regulacji mocy typu pitch control.

3. WYZNACZENIE OBCIĄŻEŃ PROJEKTOWYCH

Lokalne układy współrzędnych przyjęto na podstawie normy PN – IEC 61400 - 1, według Guidelines (2002).

3.1. Sposób obciążenia piasty elektrowni wiatrowej

Stały układ współrzędnych przyjęty dla określenia obciążenia piasty i jej odkształceń przedstawiono na Rys. 4. Początek tego układu pokrywa się z środkiem wirnika. Oś x pokrywa się z osią wału głównego w kierunku downwind. Oś z jest prostopadła do osi wału głównego w płaszczyźnie pionowej przechodzącej przez oś wału. Oś y jest prostopadła do osi wału głównego i skierowana poziomo na prawo, tworzą prawoskrętny układ współrzędnych. Układ ten obraca się wraz z wirnikiem elektrowni.



Rys. 4. Układ współrzędnych przyjęty dla określenia obciążenia piasty

Tab. 1. Wyznaczone wartości obciążenia piasty

	Łopata 1	Łopata 2	Łopata 3
F_x [kN]	300	-350	-150
F_y [kN]	-70	20	40
F_z [kN]	-65	80	-15
M_x [kNm]	2400	-200	-370
M_y [kNm]	-7500	5700	1700
M_z [kNm]	-80	20	-25

Podczas projektowania piasty elektrowni wiatrowej należy rozpatrywać obciążenia działające w płaszczyźnie styku kołnierza piasty z łopatami. Wówczas obciążenie to składa się z następujących wielkości:

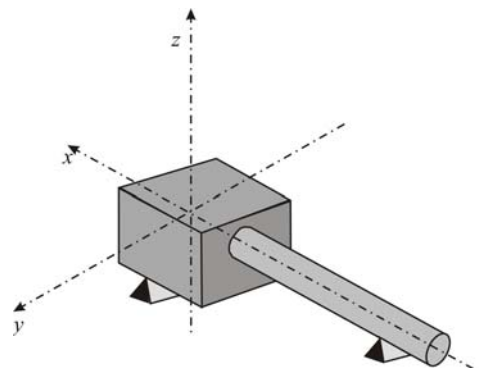
- Moment gnący działający w kierunku równoległym do lokalnej cięciwy łopaty M_y ;
- Moment zginający działający w kierunku prostopadłym do lokalnej cięciwy łopaty tj. w kierunku rozpiętości łopaty M_z ;

- Moment skręcający M_x ;
- Siła poprzeczna działająca w kierunku równoległym do lokalnej cięciwy łopaty F_y ;
- Siła poprzeczna działająca w kierunku prostopadłym do lokalnej cięciwy łopaty F_z ;
- Siła odśrodkowa działająca wzdłuż rozpiętości łopaty F_x .

Wyznaczone wartości sił i momentów na piaście, przy przyjętym wariancie obciążeń projektowych DLC 6.1, przedstawiono w Tab. 1.

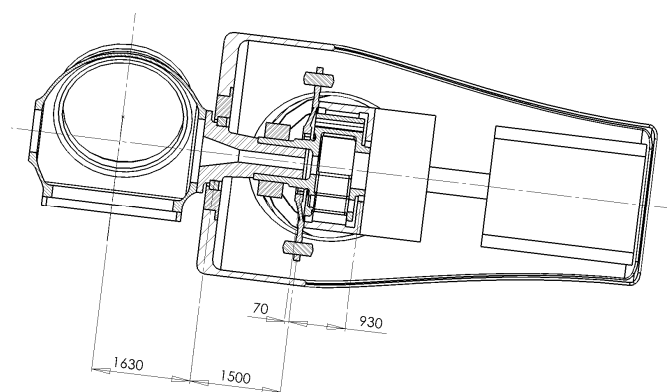
3.2. Sposób obciążenia przekładni planetarnej elektrowni wiatrowej

Stały układ współrzędnych przyjęty dla określenia obciążenia przekładni planetarnej i jej odkształceń przedstawiono na Rys. 5. Początek tego układu pokrywa się z środkiem wirnika.



Rys. 5. Układ współrzędnych przyjęty dla określenia obciążenia przekładni planetarnej

Na Rys. 6 przedstawiono wymiary rozważanych części konstrukcyjnych elektrowni wiatrowej istotne ze względu na sposób obciążenia przekładni planetarnej.



Rys. 6. Wymiary istotne ze względu na obciążenie przekładni planetarnej

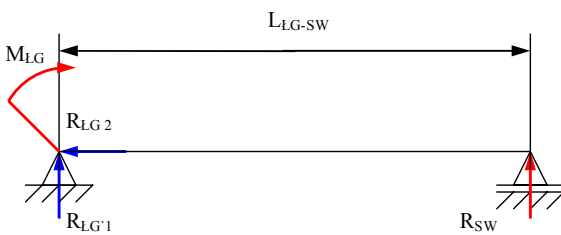
Siły oraz momenty obciążające przekładnię podano w układzie współrzędnych związanych ze środkiem łożyska głównego do miejsca utwierdzenia przekładni. Obciążenie to składa się z następujących wielkości:

- Moment gnący działający w środku łożyska głównego M_{LG} ;

- Siła poprzeczna działająca w łożysku przednim przekładni F_{PL} ;
- Siła poprzeczna działająca w łożysku tylnym przekładni F_{TL} ;
- Reakcja działająca w sworzniach wspornika R_{SW} ;
- Reakcja poprzeczna działająca w łożysku głównym R_{LG1} ;
- Reakcja wzdłużna działająca w łożysku głównym R_{LG2} .

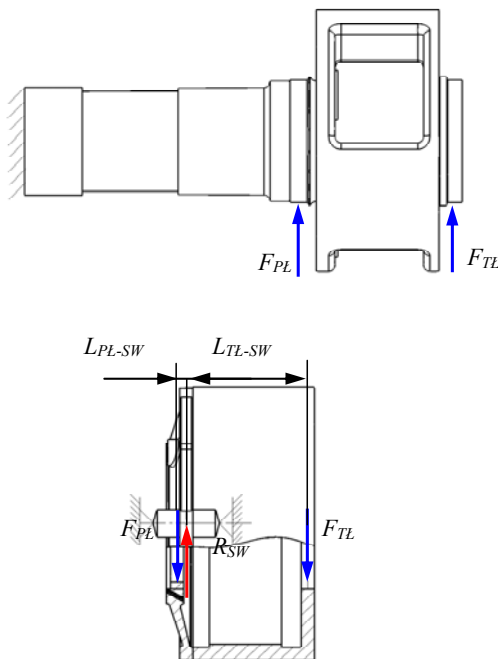
W celu określenia stanu obciążenia modelu numerycznego przekładni planetarnej wyznaczono wartości reakcji podporowych w miejscu jej utwierdzenia, traktując zespół wał - przekładnia, jako belkę sztywną.

Uproszczony schemat zespołu wał - przekładnia wraz z sposobem jego podparcia przedstawiono na Rys. 7.



Rys. 7. Sposób obliczenia reakcji w sworzniach wspornika

Natomiast na Rys. 8 przedstawiono sposób obciążenia poszczególnych części przekładni planetarnej.



Rys. 8. Sposób obciążenia komponentów przekładni

Łożysko główne, zaznaczone na Rys. 3, absorbuje siłę poprzeczną, zatem w obliczeniach wzięto pod uwagę jedynie moment działający w środku łożyska M_{LG} , rozpatrując jego składowe względem przyjętego układu współrzędnych.

Z warunków równowagi dla przypadków przedstawionych na Rys. 7 i Rys. 8 wynikają następujące zależności:

$$R_{SW} = M_{LG} / L_{LG-SW} \quad (1)$$

$$F_{PL} = R_{SW} \cdot L_{TL-SW} / (L_{PL-SW} + L_{TL-SW}) \quad (2)$$

$$F_{TL} = R_{SW} \cdot L_{PL-SW} / (L_{PL-SW} + L_{TL-SW}) \quad (3)$$

gdzie: L_{PL-SW} - odległość środka ciężkości przedniego łożyska przekładni planetarnej od środka ciężkości sworznia wspornika; L_{TL-SW} - odległość środka ciężkości tylniego łożyska przekładni planetarnej od środka ciężkości sworznia wspornika; L_{LG-SW} - odległość środka ciężkości łożyska głównego przekładni planetarnej od środka ciężkości sworznia wspornika.

Wspornik został utwierdzony w sposób naturalny, tj. zastosowano elementy sprężyste połączone ze sworzniami mocującymi. Kosz satelitów połączono z wałem, wał zaś utwierdzono w jego przedniej części (nie analizowano naprężenia w wale - dodano go jedynie w celu wiernego zadania stanu obciążenia kosza satelitów).

W Tab. 2 i 3 zestawiono wyznaczone wartości obciążeń, przy przyjętym wariancie obciążeń projektowych DLC 6.1, odpowiednio dla wspornika przekładni i kosza satelitów.

Z momentów działających względem osi z i y wyznaczono siły wypadkowe, których linie działania odchylone są od pionu pod kątem α .

Tab.2. Wyznaczone wartości obciążenia wspornika

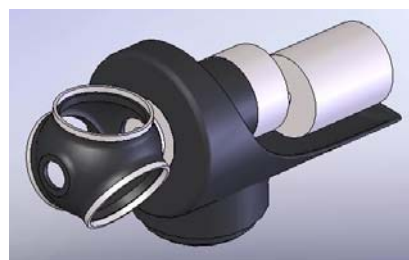
Momenty w łożysku głównym [kNm]			Wypadkowa sił poprzecznych działających w łożyskach [kN]		
M_{LGx}	M_{LGy}	M_{LGz}	F_{PL}	F_{TL}	α
-520	3600	2000	2553	192	29

Tab.3. Wyznaczone wartości obciążenia kosza satelitów

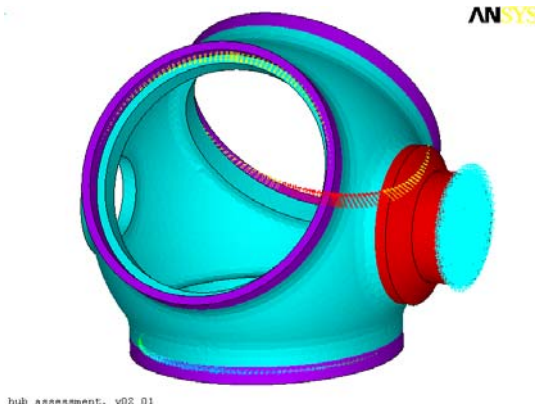
Momenty w łożysku głównym [kNm]			Wypadkowa sił poprzecznych działających w łożyskach [kN]		
M_{LGx}	M_{LGy}	M_{LGz}	F_{PL}	F_{TL}	α
3600	-330	600	425	32	61

4. MODELE NUMERYCZNE WYBRANYCH CZĘŚCI ELEKTROWNI

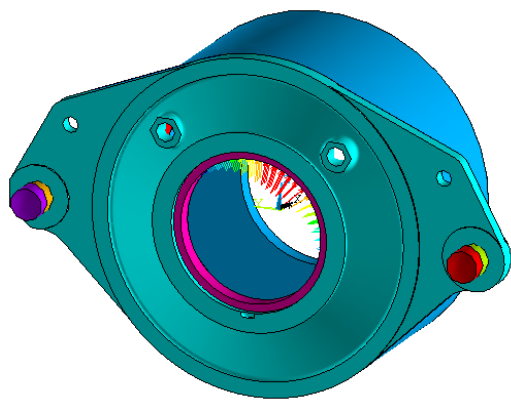
Założono własności izotropowe materiałów wybranych części konstrukcyjnych elektrowni wiatrowej. Jako materiał piasty oraz wspornika przyjęto żeliwo o gęstości 7200 kg/m^3 , module Younga $1.7e^{11} \text{ Pa}$ oraz współczynnika Poissona 0.3. Natomiast jako materiał łożysk łopat, wału głównego oraz kosza satelitów przyjęto stal o module Younga $2.1e^{11} \text{ Pa}$.



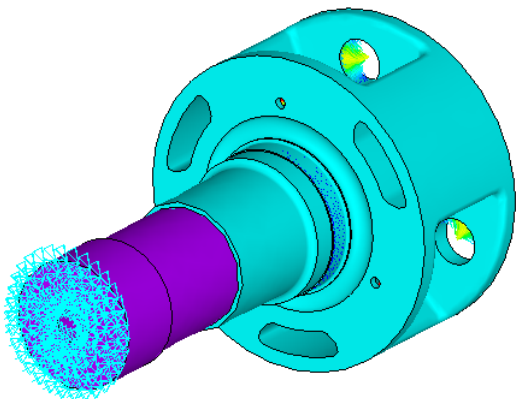
Rys. 9. Model geometryczny wybranych części konstrukcyjnych elektrowni wiatrowej



Rys. 10. Przykładowy wariant obciążeń siłami F_y , obciążeniem ciągłym na łożyskach każdej z łopat przy sztywno utwierdzonej części wału głównego



Rys. 11. Model numeryczny wspornika z zaznaczonym obciążeniem



Rys. 12. Model numeryczny kosza satelitów z zaznaczonym obciążeniem

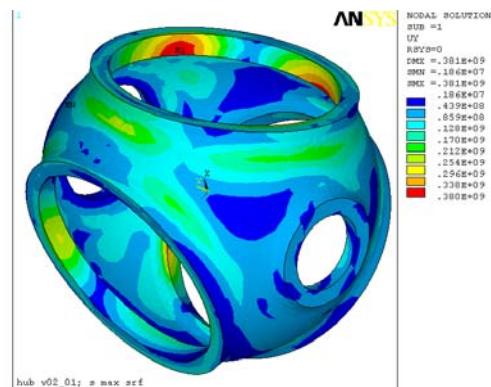
Model geometryczny rozważanych podczas obliczeń wytrzymałościowych części konstrukcyjnych elektrowni wiatrowej przedstawiono na Rys. 9.

Na Rys. 10 przedstawiono model numeryczny piasty elektrowni wiatrowej utworzony w programie AnSYS wraz z zaznaczonym przykładowym wariantem jej obciążeń. Model ten składał się z 99786 węzłów oraz 58423 elementów typu solid 92. Kolorem błękitnym oznaczono piastę wirnika, czerwonym – wał wolnobieżny, a kolorem fioletowym łożyska.

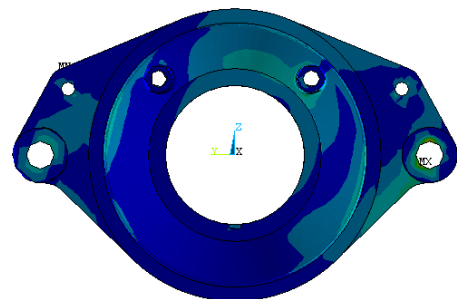
Natomiast na Rys. 11 – 12 przedstawiono modele numeryczne odpowiednio wspornika oraz kosza satelitów, utworzone w programie AnSYS wraz z zaznaczonymi obciążeniami. Model numeryczny wspornika składał się z 112555 węzłów oraz 68561 elementów typu solid 92. Natomiast model numeryczny kosza satelitów składał się z 101234 węzłów oraz 61651 elementów typu solid 92.

4. ANALIZA NUMERYCZNA WYBRANYCH CZĘŚCI ELEKTROWNI WIATROWEJ

Analiza wytrzymałościowa modelu numerycznego piasty wirnika elektrowni wiatrowej została przeprowadzona w programie AnSYS, dla kilku wariantów obciążeń DLC 6.1. Siły zadawane były jako ciśnienia wywierane na łożyska łopat. Dla każdego węzła i każdego obciążenia jednostkowego rozważano sześć składowych naprężeń: naprężenia normalne w kierunkach x -, y - i z oraz naprężenia styczne w płaszczyznach xy , xz - i yz . Wartości te wyznaczono dla każdego z analizowanych wariantów obciążeń.

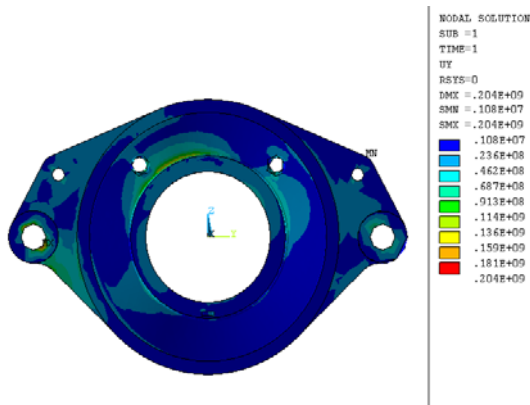


Rys. 13. Mapa maksymalnych naprężeń $|\sigma|_{\max}$ dla modelu numerycznego piasty wirnika

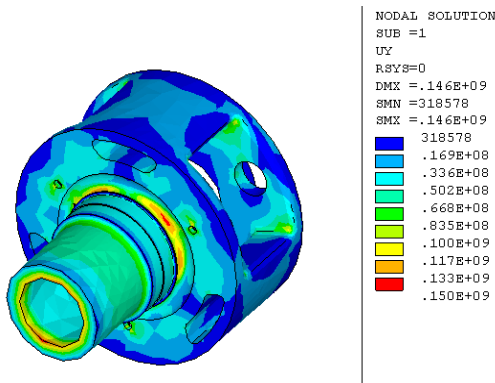


Rys. 14. Mapa maksymalnych naprężeń $|\sigma|_{\max}$ dla modelu numerycznego wspornika – widok z przodu

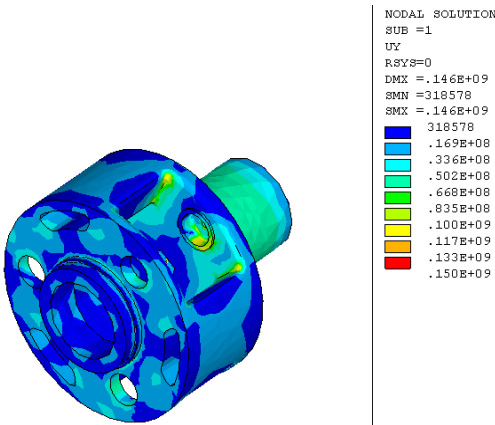
Następnie uzyskane w ten sposób wartości naprężeń, dla wszystkich rozpatrywanych wariantów obciążeń DLC 6.1 w przypadku piasty wirnika, zostały zsumowane i na tej podstawie wyznaczono naprężenia główne σ_1 , σ_2 i σ_3 . Natomiast w przypadku wspornika i kosza satelitów naprężenia główne σ_1 , σ_2 i σ_3 zostały wyznaczone bezpośrednio w programie AnSYS.



Rys. 15. Mapa maksymalnych naprężeń $|\sigma|_{\max}$ dla modelu numerycznego wspornika – widok z tyłu



Rys. 16. Mapa maksymalnych naprężeń $|\sigma|_{\max}$ dla modelu numerycznego kosza satelitów – widok z przodu



Rys. 17. Mapa maksymalnych naprężeń $|\sigma|_{\max}$ dla modelu numerycznego kosza satelitów – widok z tyłu

Wartości naprężeń $|\sigma|_{\max}$, wykorzystywane do wyznaczenia współczynnika bezpieczeństwa SRF dla rozpatrywanych części elektrowni, zostały wyznaczone poprzez wybór maksymalnych wartości bezwzględnych ze wszystkich uzyskanych wartości naprężeń głównych dla danej części konstrukcyjnej.

Na Rys. 13. ÷ rys.17 przedstawiono mapy maksymalnych naprężeń głównych $|\sigma|_{\max}$ dla modeli numerycznych odpowiednio piasty wirnika, wspornika i kosza satelitów (w przypadku dwóch ostatnich przedstawiono widok z przodu i z tyłu).

Maksymalne wartości naprężeń głównych $|\sigma|_{\max}$ dla

omawianych elementów zestawiono w Tab. 4 z podaniem numeru węzła, w którym wartość ta wystąpiła.

Tab.4. Wyznaczone maksymalne wartości naprężeń głównych $|\sigma|_{\max}$ dla omawianych elementów elektrowni

	piasta	wspornik	Kosz satelitów
$ \sigma _{\max} 10^8$ [Pa]	3,809	1,409	1,375
Nr węzła	46133	8635	9540

5. WYZNACZENIE WSPÓŁCZYNNIKA BEZPIECZEŃSTWA

Po przeprowadzeniu analizy wytrzymałościowej wybranych części konstrukcyjnych elektrowni wiatrowej, na podstawie której wyznaczono maksymalne wartości bezwzględne naprężeń głównych $|\sigma|_{\max}$, przystąpiono do wyznaczenia odpowiadających im współczynników bezpieczeństwa SRF, według Guideline (2003).

Wartość współczynnik bezpieczeństwa SRF wyznacza na podstawie zależności:

$$SRF = \frac{R_e}{\gamma_f \cdot \gamma_m \cdot \gamma_n \cdot |\sigma|_{\max}} \quad (4)$$

gdzie: γ_f – współczynnik zależny od przyjętego wariantu obciążeń elektrowni [-]; γ_m – współczynnik materiałowy [-]; γ_n – współczynnik określający konsekwencje awarii [-]; $|\sigma|_{\max}$ – maksymalna wartość bezwzględna naprężenia głównego [MPa]; R_e – granica plastyczności dla materiału wspornika i piasty (według EN-GJS-400-18U-LT; $R_e = 220$ [MPa]); R_e – granica plastyczności dla materiału kosza satelitów (według EN-GJS-700-2U $R_e = 380$ [MPa]).

Najmniejsze wartości współczynnika bezpieczeństwa SRF wyznaczone dla węzłów modeli numerycznych analizowanych części, w których wystąpiły największe wartości naprężeń głównych $|\sigma|_{\max}$ (Tab. 4), zestawiono w Tab. 5.

Tab. 5. Wyznaczone wartości współczynników bezpieczeństwa SRF dla analizowanych części

	piasta	wspornik	Kosz satelitów
SFR [-]	0,4	1,42	2,51
Nr węzła	46133	8635	9540

6. ANALIZA WYNIKÓW I WNIOSKI

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, iż analizowane części konstrukcyjne elektrowni wiatrowej charakteryzują się wystarczającą wytrzymałością na działanie obciążeń ekstremalnych.

Mała wartość współczynnika bezpieczeństwa SRF występująca w piście wirnika elektrowni zlokalizowana jest w miejscu połączenia grubego kołnierza piasty z cienką ścianką. Sposobem na zwiększenie wartości tego współ-

czynnika bezpieczeństwa jest zaokrąglenie krawędzi oraz wykonanie łagodniejszego przejścia między kołnierzem a resztą piasty.

Uzyskane duże wartości współczynnika bezpieczeństwa SRF pozwalają na modyfikację analizowanej elektrowni, w celu osiągnięcia przez nią większej mocy. Jest to istotna cecha w przypadku nowoprojektowanych obiektów.

Wykorzystanie przedstawionej w niniejszej pracy metodyki wyznaczania zapasu wytrzymałości części elektrowni pozwala na ocenę spełnienia przez analizowany obiekt wymagań zawartych w odpowiednich normach. Wyznaczenie wartości współczynnika bezpieczeństwa SRF, z uwzględnieniem współczynników takich, jak np. współczynnik koncentracji naprężeń, współczynnik zależny od rodzaju materiału czy współczynnik zależny od rodzaju obciążenia, daje lepszy i bardziej wiarygodny obraz wytrzymałości analizowanej konstrukcji przy zadanym obciążeniu, niż np. mapy naprężeń zredukowanych itp.

Wyznaczone wartości współczynnika bezpieczeństwa SRF mówią jedynie o wytrzymałości na obciążenia maksymalne, występujące w ekstremalnych przypadkach pracy turbiny wiatrowej i nie uwzględniają zmęczenia materiału. W celu pełnej oceny trwałości elektrowni wiatrowej należałoby przeprowadzić również analizę zmęczeniową.

LITERATURA

1. **Hansen Martin O. L.** (2002), *Aerodynamics of wind turbines*, Published by James & James.
2. **Marcinkowska M.** (2003), Selection of design feature of blade of wind turbine – optimization assumption, *Proceedings of the Scientific Conference Applied Mechanics, Zeszyty Naukowe Katedry Mechaniki Stosowanej* nr 21/2003, 171 – 178.
3. **Petru T.** (2001), Modeling of wind turbines for power system studies, *Technical report no 391L*, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden.
4. *Alternative interpretation of load case DLC 6.1 of IEC 61400-1 (2005)*, Edition 2 applying EN 61400-1, DWL-An-Extern-001, Rev.1.
5. *Guidelines for Design of Wind Turbines* (2002), Publication from DNV/Risø.
6. *Guideline for The Certification of Wind Turbines* (2003), Edition 2003, Germanischer Lloyd Wind Energie GmbH.
7. www.gl-group.com

ASSIGNMENT OF STRESS RESERVE FACTOR FOR CHOSEN WIND TURBINE ELEMENTS

Abstract: Calculations were performed for horizontal axis wind turbine. Stress Reserve Factors were calculated for DLC 6.1 load case according to Germanischer Lloyd. Wind conditions were assumed for I-class wind turbine. As a first step, FEM calculation with using ANSYS software was performed with maximum values of principal stresses as an output. Then, based on FEM analysis results, Stress Reserve Factors were calculated. SRF values show that analyzed torsional support and planet gear have sufficient strength for extreme loads. Methodology of safety margin evaluation presented in this paper allows to assess if the object fulfills relevant standards demanding.