

## 16.1.1 Elektrownie wiatrowe: inne urządzenia

Nr elektrowni	Spółrzędne ETRS-89/UTM		Współrzędne Gausa-Krügera		Współrzędne WGS-84		Obręb	Jednostka ewidencyjna	Działki
	Długość geograficzna wschodnia	Szerokość geograficzna północna	Wartość długości wschodniej	Wartość szerokości północnej	Wartość- (Y-)wschodnia	Wartość (X-) północna			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
A001	33460826	5905901	3460855	5907824	14.412177	53.300862	Rosow	3	66
A002	33460883	5905420	3460945	5907343	14.413092	53.296543	Neurochlitz	1	144
A003	33460916	5904981	3609264	5906904	14.413641	53.292599	Neurochlitz	1	119

Wnioskodawca: ENERTRAG spółka akcyjna

Sygnatura sprawy:

Data sporządzenia: 15.10.2019 Wersja: 1



**16.1.3 Elektrownie wiatrowe: Urządzenia zabezpieczające i środki ostrożności**

A: Ochrona odgromowa

B: Opis ogólny spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka -V105/V112  
/V117/V126/V136/V150

C: Opinia rzeczoznawcy na temat oceny ryzyka miotania lodem i spadania lodu

Załączniki:

• SD T2 09 TÜV\_GAEis 09.10.2019.pdf





# Ochrona odgromowa

Dokument nr: 0067-7022 V00

Klasa: RESTRICTED

Typ: T09



RESTRICTED

**Wind.** It means the world to us.™



**Spis treści**

1	TYP ELEKTROWNI WIATROWEJ .....	4
2	OPIS ZMIAN .....	5
3	SKRÓTY I POJĘCIA FACHOWE .....	6
4	OCHRONA ODGROMOWA ELEKTROWNI WIATROWYCH .....	7
5	NORMY I WYMOGI USTAWOWE .....	10
5.1	PARAMETRY USTALONE NA PODSTAWIE NORM .....	10
6	PUNKTY UDERZENIA PIORUNA W ELEKTROWNI WIATROWEJ .....	11
6.1	PUNKTY UDERZENIA PIORUNA NA ŁOPATACH WIRNIKA .....	12
6.2	PUNKTY UDERZENIA PIORUNA W OKOLICACH COOLER TOP® NA TYLNYM KOŃCU GONDOLI .....	12
6.2.1	KONSERWACJA .....	15
6.3	INNE PUNKTY UDERZENIA PIORUNA .....	15
6.3.1	Wieża .....	16
6.3.2	Wirnik/piasta .....	16
6.3.3	Boki gondoli .....	18
6.3.4	Dach gondoli .....	22
7	ODPROWADZENIE ENERGII POCHODZĄCEJ Z UDERZENIA PIORUNA Z GÓRY NA DÓŁ .....	26
7.1	OCHRONA ODGROMOWA ŁOPAT WIRNIKA .....	26
7.2	INSTALACJA ODGROMOWA MIĘDZY ŁOPATĄ WIRNIKA A GONDOLĄ .....	27
7.3	ŁOŻYSKO PIASTY, PRZEKŁADNIA .....	28
7.3.1	System pierścieni ślizgowych do transmisji sygnałów .....	29
7.4	GONDOLA .....	29
7.4.1	Energia pochodząca z uderzenia pioruna w tylnym końcu gondoli .....	29
7.4.2	Energia pochodząca z uderzenia pioruna, płynąca z łopaty wirnika na elementy nośne gondoli .....	32
7.4.3	Uderzenie pioruna w boczne ściany gondoli .....	34
7.4.4	Energia pochodząca z uderzenia pioruna w piastę .....	35
7.4.5	Inne ścieżki prądu pochodzącego z uderzenia pioruna w gondoli .....	36
7.5	Instalacja odgromowa między gondolą a szczytem wieży .....	37
7.6	WIEŻA .....	39
7.7	ROZPROWADZENIE PRĄDU PRZEZ GŁÓWNY SYSTEM ODGROMOWY .....	40
7.7.1	Uziemienie i wyrównanie potencjałów elementów nośnych (część głównego systemu odgromowego) .....	41
8	SYSTEM UZIEMIENIA .....	42
8.1	SYSTEM UZIEMIENIA DL MORSKICH ELEKTROWNI WIATROWYCH .....	42
8.1.1	Cechy szczególne systemu uziemienia Vestas .....	45
8.2	SYSTEM UZIEMIENIA DLA MORSKICH ELEKTROWNI WIATROWYCH .....	45
9	OCHRONA ELEMENTÓW ELEKTROWNI WIATROWEJ .....	51
9.1	STREFY OCHRONY ODGROMOWEJ (BSZ) .....	51
9.1.1	Strefy ochrony odgromowej, opisane w normach .....	51
9.1.2	Definicja otoczenia stref ochrony odgromowej w elektrowni wiatrowej .....	52
9.1.3	Podział stref ochrony odgromowej elektrowni wiatrowej według norm .....	52
9.2	SZAFY STEROWNICZE/OBUDOWY I KABELE .....	56
9.2.1	Szafy sterownicze/obudowy .....	56
9.2.2	Stosowanie kabli ekranowanych .....	56
9.2.3	Stosowanie i rozmieszczenie ochronników przepięciowych .....	57
9.2.4	Klasy kabli i odstępów separujące kabli .....	57
9.3	POŁĄCZENIE ELEKTROWNI WIATROWEJ Z OTOCZENIEM ZEWNĘTRZNYM .....	58
9.4	TRANSFORMATOR ŚREDNIEGO NAPIĘCIA .....	58
10	ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA SZKODY WYRZĄDZONE PRZEZ PIORUN .....	59



## 1 Typ turbiny wiatrowej

Typ turbiny wiatrowej	Wersja Mk
V105-3.45 MW	Mk3
V112-3.45 MW	Mk3
V117-3.45/4.0 MW	Mk3
V126-3.45 MW	Mk3
V136-3.45/4.0 MW	Mk3
V150-4.0 MW	Mk3

**Vestas®**

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

## 2. Opis zmian

Opis zmian
Pierwsze wydanie

**Vestas®**

### **3 SKRÓTY I POJĘCIA FACHOWE**

**Tabela 3.1: Skróty**

<b>Skrót</b>	<b>Objaśnienia</b>
EMV	Kompatybilność elektromagnetyczna
LCTU	Lightning Current Transfer Unit (ogranicznik przepięć)
LPC	Elementy ochrony odgromowej
BSZ	Strefa ochrony odgromowej
BSK	Klasa ochrony odgromowej
BSA	System ochrony odgromowej
PE	Przewód ochronny
SPD	Ochronnik przeciwprzepięciowy

**Tabela 3.2: Objasnienie pojęć**

<b>Pojęcie</b>	<b>Objaśnienie</b>
Zbrojenie	Stalowe pręty do wzmacniania betonu



VESTAS PROPRIETARY NOTICE

**Vestas**



## **4 Ochrona odgromowa elektrowni wiatrowych**

Dokument ten jest szczegółowym opisem systemu ochrony odgromowej elektrowni wiatrowej Vestas. Niniejszy dokument opisuje system ochrony odgromowej zgodnie z normą IEC 61400-24:2010.

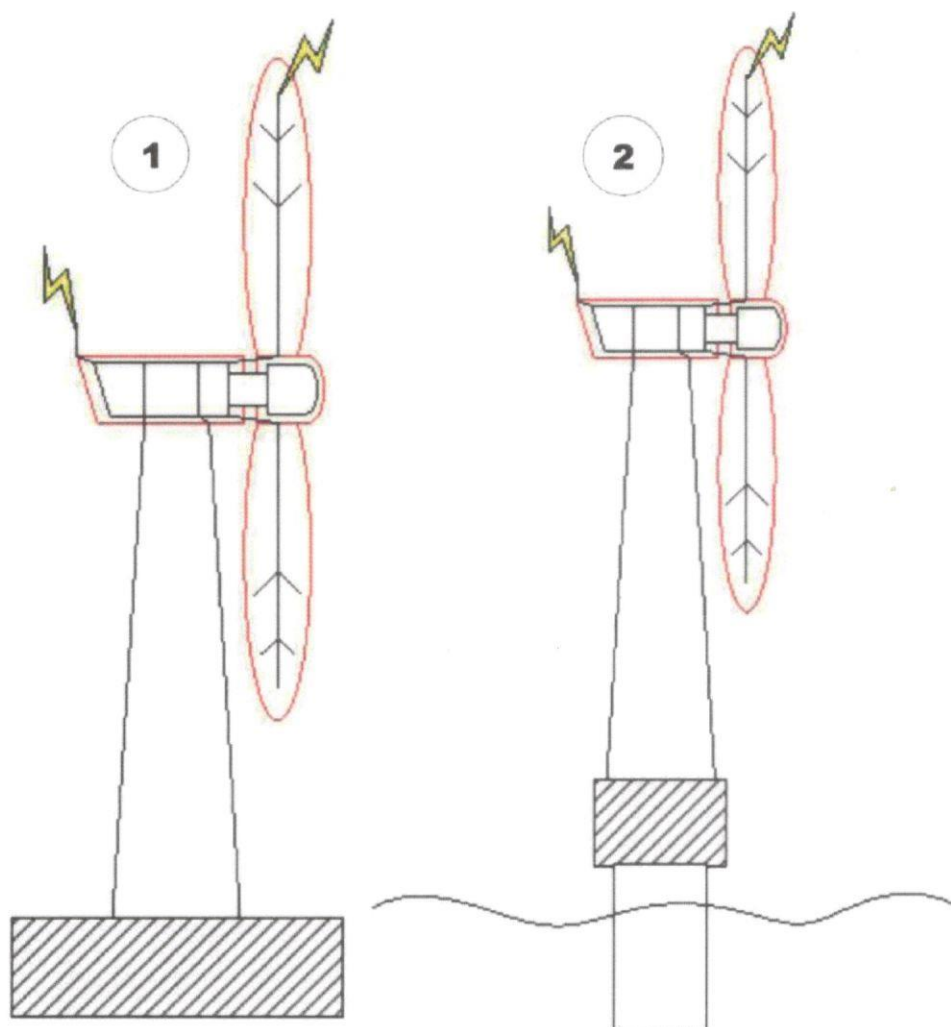
Ponieważ większe turbiny wiatrowe instalowane są na obszarach o dużym prawdopodobieństwie występowania burz, konieczny jest system ochrony odgromowej zapobiegający uszkodzeniu turbin i wynikającemu z tego przestojowi w produkcji.

System ochrony odgromowej nie może zapobiec uderzeniu pioruna w elektrownię wiatrową. Powodem stosowania systemu ochrony odgromowej jest raczej zapobieganie uszkodzeniom układów mechanicznych i elektrycznych przez wyładowania łukowe i inne efekty, wywoływane przez piorun. System ochrony odgromowej składa się z wewnętrznego i zewnętrznego systemu ochrony. System zewnętrzny można zasadniczo zdefiniować jako te części, które są bezpośrednio uderzane przez piorun, podczas gdy system wewnętrzny to te elementy, które przewodzą prąd pioruna lub są pod wpływem pól magnetycznych i elektrycznych związanych z wyładowaniem łukowym. Przykładem zewnętrznego systemu ochrony odgromowej jest zwód pionowy umieszczony z tyłu gondoli i receptory wyładowań atmosferycznych wbudowane w łopaty wirnika. Są to urządzenia specjalnie zaprojektowane do ściągania uderzeń pioruna w celu zapobieżenia szkodom lub przynajmniej ich ograniczenia go do akceptowalnego poziomu. Przykłady wewnętrznych systemów ochrony odgromowej:

- metalowe szafy rozdzielcze i obudowy
- kable ekranowane
- ÜSG

Poniższy rozdział zawiera przegląd systemów ochrony odgromowej. Elementy systemu ochrony odgromowej spełniają wymagania klasy ochrony odgromowej 1 (LPL 1) zgodnie z IEC 61400-24.

**Vestas**



1 Morska elektrownia wiatrowa

2 Morska elektrownia wiatrowa

#### Ilustracja 4.1: Punkty uderzenia pioruna i system ochrony odgromowej

##### Punkty uderzenia pioruna

Obszary elektrowni wiatrowej, w których należy się liczyć z uderzeniami pioruna.

##### Gondola

Elementy konstrukcyjne gondoli są zaprojektowane tak, aby bezpiecznie odprowadzać prądy z wyładowań atmosferycznych do wieży. Elementy gondoli zostały zaprojektowane tak, aby wytrzymywały wysokie pole magnetyczne i elektryczne podczas uderzeń pioruna.

##### Wieża

Wieża stanowi podstawową drogę odprowadzenia energii pochodzącej z pioruna na dół do systemu uziemienia.

**Vestas**





## Łopaty

Łopaty wirnika są najbardziej wrażliwymi elementami narażonymi na uderzenie pioruna. Łopaty wirnika są standardowo zaprojektowane tak, aby wytrzymać te ekstremalne warunki uderzenia pioruna.

## Ogranicznik przepięć (LCTU)

System LCTU chroni łożyska łopat, łożysko główne i łożysko azymutowe przed wysokimi napięciami, powstającymi podczas uderzenia pioruna. Zadaniem systemu LCTU jest bezpieczne przekierowanie napięcia pochodzącego z wyładowania z łopat na gondolę, z gondoli na wieżę a następnie do systemu uziemienia.

## System uziemienia

Zadaniem systemu uziemienia jest bezpieczne rozładowanie energii pochodzącej z pioruna do otoczenia (do ziemi)

## System odgromowy

Czarna część turbiny wiatrowej to system piorunochronów. Pioruny najczęściej trafiają w łopaty wirnika turbiny wiatrowej. Gdy piorun uderzy w łopatę wirnika, prąd jest prowadzony przez odgromnik łopaty i przez system LCTU łopat wirnika/ gondoli do części konstrukcyjnych gondoli. Stamtąd energia elektryczna z pioruna dociera do systemu LCTU gondoli/wieży, przy czym odprowadzenie następuje w dół wieży. Na koniec prąd z wyładowania atmosferycznego jest odprowadzany przez system uziemienia



## 5 normy i wymogi ustawowe

- IEC 61400-1 (3. wydanie 08.2005, elektrownie wiatrowe – część 1: Wymagania projektowe) wymaga, aby elektrownia wiatrowa była wyposażona w system ochrony odgromowej.
- IEC 61400-24:2010, wydanie 1.0. Elektrownie wiatrowe – część 24: Ochrona odgromowa.

## Nieharmonizowane normy i przepisy techniczne

Inne normy ochrony odgromowej:

- DIN EN 50164-1: 2000 Elementy ochrony odgromowej (LPC) - Część 1: Wymogi dotyczące elementów łączących.
- DIN EN 50147-1: 1996 Pomieszczenia robocze - Część 1: Pomiar skuteczności ekranu
- IEC/TR 61000-5-2: 1997 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMV) – Część 5: Wytyczne dotyczące instalacji i środki zaradcze - Sekcja 2: Uziemienie i okablowanie.

### 5.1 Parametry ustalone na podstawie norm

Elementy składowe systemu ochrony odgromowej (BSA) odpowiadają wymogom klasy ochrony odgromowej 1 (LPL 1) wg IEC 61400-24, najsurowszej klasy ochrony odgromowej, zdefiniowanej w tej normie. Oznacza to, że zgodnie z normą IEC 62305-1 istnieje 99% prawdopodobieństwo, że system ochrony odgromowej nie zostanie uszkodzony przez uderzenie pioruna, a prąd pochodzący z pioruna, który rzeczywiście wystąpi, ma 1% prawdopodobieństwa, że będzie mniejszy niż najmniejsza wartość szczytowa 3 kA. Wymieniono parametry wyładowania atmosferycznego, na których opiera się projekt elektrowni wiatrowej. W przypadku przekroczenia tych wartości należy liczyć się z poważnymi uszkodzeniami elektrowni wiatrowej. Kategorie klas ochrony odgromowej są oparte na statystycznym rozkładzie charakterystyki wyładowań atmosferycznych i nie mogą być stosowane do wszystkich lokalizacji geograficznych, ponieważ rozkład wyładowań atmosferycznych jest zróżnicowany.

**Tabela 5.1: Przyjęte najbardziej niekorzystne wartości, które może znieść elektrownia wiatrowa**

Parametry wyładowania atmosferycznego			Klasa ochrony LPL I
Wartość szczytowa prądu pochodzącego z wyładowania atmosferycznego	$i_{max}$	[kA]	200
Ładunek całkowity	$Q_{total}$	[C]	300
Energia jednostkowa	$W/R$	[kJ/Q]	10000
Stromość	$di/dt$	[kA/ps]	200

**Zgodnie IEC 61400-24:**

Ochrona odgromowa powinna być wystarczająca, aby łopata wirnika mogła wytrzymać uderzenia pioruna o poziomie LPL I bez żadnych uszkodzeń struktury, wpływających na funkcjonowanie łopaty wirnika (chyba że analiza ryzyka wykaże, że wystarczające są poziomy LPL II lub LPL III).

Uszkodzenia spowodowane wyładowaniami atmosferycznymi powinny być ograniczone do poziomu akceptowalnego do czasu następnych planowych prac konserwacyjnych i przeglądu.



## **6. Punkty uderzenia pioruna w elektrowni wiatrowej**

Punkty uderzenia pioruna zostały określone przy użyciu metody toczącej się kuli, zdefiniowanej w normie IEC 61400-24, o promieniu 20 m wybranym zgodnie z LPL I.

Kula została przetoczona nad całą turbiną wiatrową w celu określenia punktów uderzenia pioruna, tak aby te punkty mogły wytrzymać bezpośrednie uderzenie pioruna oraz aby upewnić się, że ogólna konstrukcja i zainstalowana elektronika mogą wytrzymać skutki bezpośredniego uderzenia pioruna.

Ochroną odgromową w tym rejonie jest BSZ 0A, gdzie można spodziewać się wszystkich wyładowań atmosferycznych, pola magnetycznego i elektrycznego.

Metoda toczącej się kuli jest również zdefiniowana w normach IEC 62305-1, -3 i -4. Dla ochrony wg LPL I, odpowiadającej systemowi ochrony odgromowej I, promień kuli  $r$  wynosi od  $20 \text{ m} \equiv 3 \text{ kA}$  do  $313 \text{ m} \equiv 200 \text{ kA}$ .

Dla danego natężenia prądu piorunowego można obliczyć odpowiadający mu promień kuli  $r$ .

$$r = 10 \cdot I^{0.65}$$

wzór 1

$r$  = promień (metry)

$I$  = prąd szczytowy (kA)

Dla obliczonego promienia  $r$  i odpowiadającego mu prądu piorunowego, wszystkie pioruny o wyższych wartościach szczytowych są przechwytywane przez inne naturalne lub specjalnie utworzone punkty uderzenia pioruna.

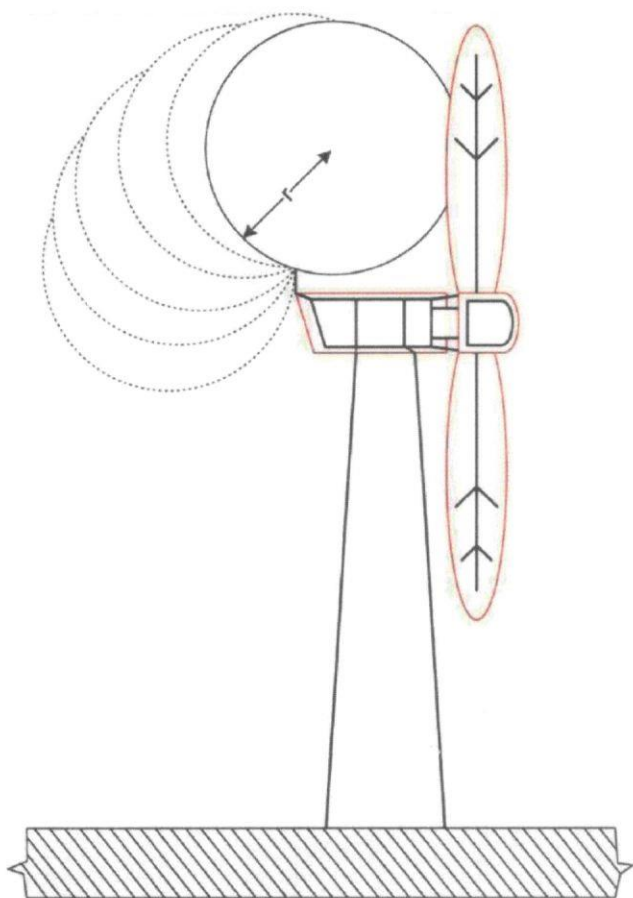
Dla promienia 20 m wszystkie pioruny o natężeniu prądu co najmniej 3 kA są przechwytywane w punktach uderzenia pioruna, które mają większy odpowiadający im promień kuli pioruna. W przypadku uderzeń pioruna o wartościach szczytowych poniżej 3 kA, nie zapewnia się ochrony przez specjalnie wyznaczone punkty uderzenia pioruna. Jeżeli awarie występują w promieniu mniejszym niż 20 m ( $I < 3 \text{ kA}$ ), to stanowią one 1 procent z 2 procent, przed którymi ta ochrona odgromowa nie chroni.

Dla promienia 313 m odpowiadający mu prąd wynosi 200 kA. WTG nie jest zabezpieczona przed prądami o natężeniu powyżej 200 kA, które stanowią 1 procent z całkowitych 2 procent, przed którymi nie chroni niniejsza Klasa Ochrony Odgromowej.

**Vestas**







**Ilustracja 6.1: Ilustracja metody toczącej się kuli**

## **6.1 Punkty uderzenia pioruna na łopatach wirnika**

Metoda toczącej się kuli nie została zastosowana do określenia punktów uderzenia pioruna w łopaty wirnika. Zgodnie z normą IEC 61400-24, metoda toczącej się kuli nie jest odpowiednia do takich obliczeń dla łopat wirnika.

Rozmieszczenie receptorów piorunowych zostało natomiast oparte na badaniach terenowych i laboratoryjnych oraz na zaleceniach projektowych zgodnie z normą IEC 61400-24. Dalsze informacje na temat ochrony odgromowej łopat wirnika można znaleźć w opisie technicznym danego typu łopat i turbiny wiatrowej.

## **6.2 Punkty uderzenia pioruna w okolicach CoolerTop® na tylnym końcu gondoli**

Do ochrony elektroniki zainstalowanej na CoolerTop® zastosowano metodę toczącej się kuli. Dzięki temu elektronika i inne wrażliwe części nie są narażone na bezpośrednie uderzenia pioruna. Punkty uderzenia pioruna na CoolerTop® są rozmieszczone tak, aby chronić anemometr (czujnik wiatru), sygnalizator zagrożenia i CoolerTop® przed uderzeniami pioruna.

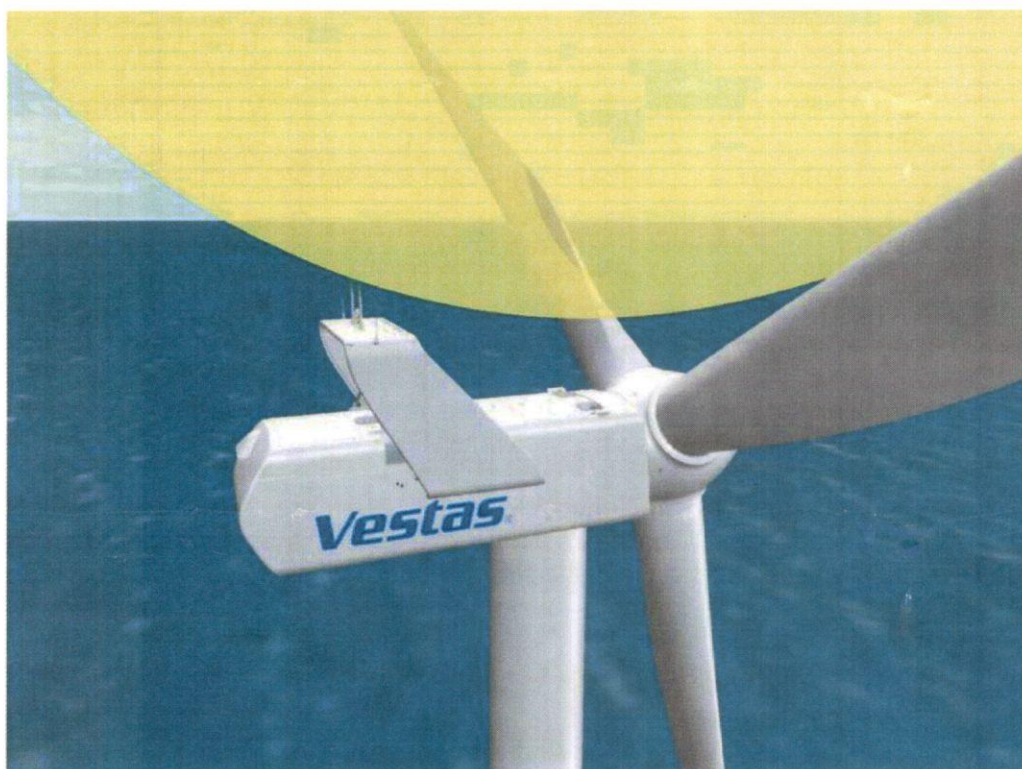


Do ochrony anemometru wybrano rozwiązanie polegające na zastosowaniu pierścienia. Metalowy pierścień otacza anemometr i chroni go przed bezpośrednimi uderzeniami pioruna. Ze względu na kształt pierścienia, w przypadku uderzenia następuje rozszczepienie prądu, a dwa równoległe prądy wzajemnie się redukują, co oznacza, że anemometr jest narażony na działanie pola magnetycznego tylko w ograniczonym zakresie.

Niektóre turbiny wiatrowe mogą być wyposażone w inne czujniki wiatru. W przypadku uderzenia w strefę ochrony odgromowej czujniki te wystawione są na działanie całego pola magnetycznego.

Do ochrony przed pożarem wybrano rozwiązanie polegające na zastosowaniu prętów. Zwody zostały umieszczone na wszystkich narożnikach CoolerTop®, aby zapewnić, że żadne uderzenie pioruna nie zostanie pominięte. Zwody mają długość, która pozwala na bezpieczną odległość ognia stanowiącego zagrożenie, wynoszącą około 6 do 10 cm od granicy kuli piorunowej.

Cały CoolerTop® jest chroniony zgodnie z normą IEC 61400-24.



Ilustracja 6.2: Obliczenia w ramach metody toczącej się kuli dla CoolerTop® (Wersja Mk 1)

**Vestas**

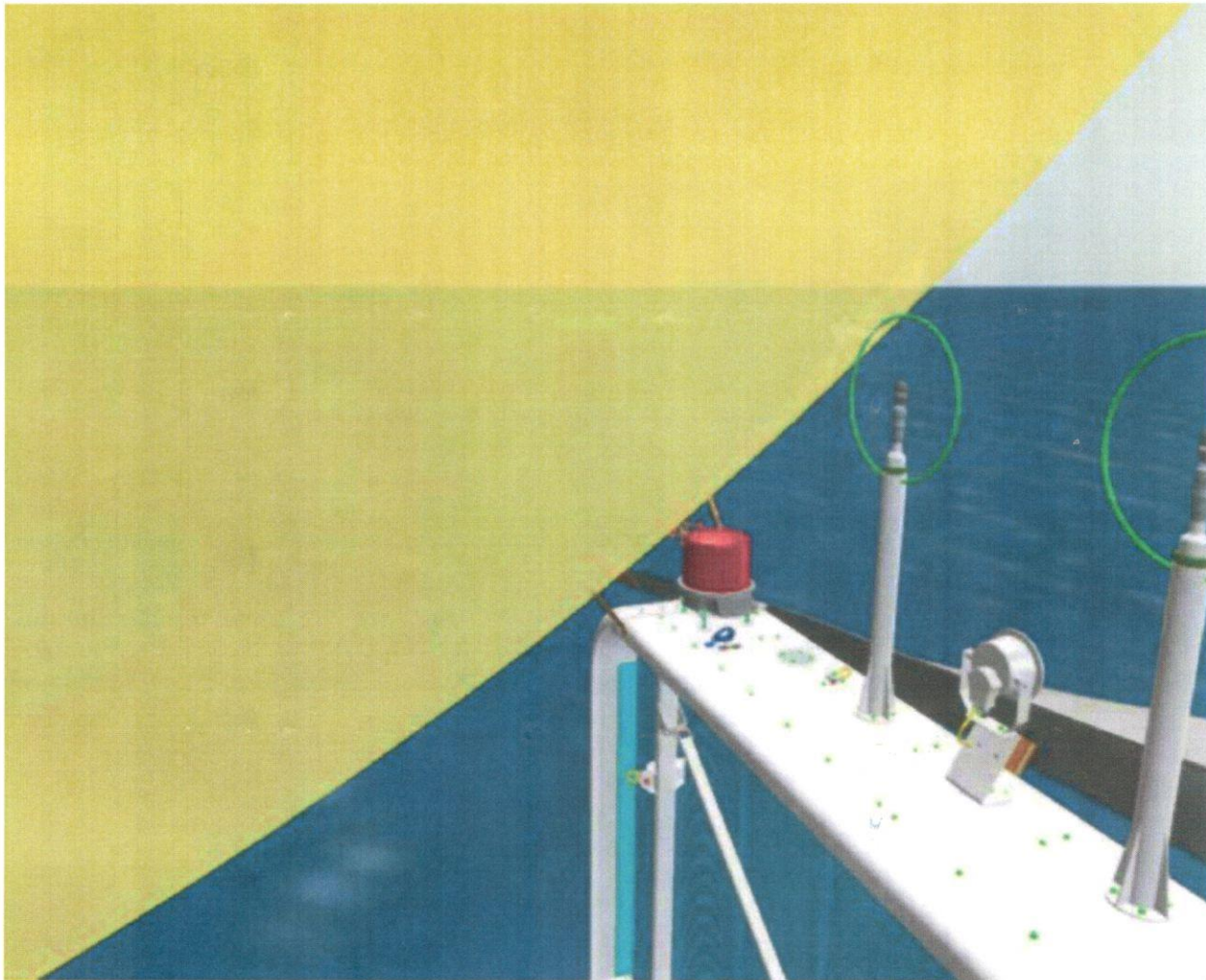
Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

17/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE







Ilustracja 6.3: Obliczenia w ramach metody toczącej się kuli dla CoolerTop® (Wersja Mk 2)





**Ilustracja 6.4: Obliczenia w ramach metody toczącej się kuli dla CoolerTop® (Wersja Mk 2)**

Cztery styki odgromowe i dwa pierścienie chronią elektronikę i dach CoolerTop® oraz większą część dachu gondoli. Kula piorunowa dotyka dwóch prętów przechwytyjących i systemu receptorów/przewodników na łopatach wirnika i w ten sposób chroni większą część dachu gondoli. Przyjęto promień kuli piorunowej 20 m. Kula o promieniu 313 m i wartości szczytowej 200 kA może uderzyć w pręty na tylnej stronie CoolerTop®.



Wariant Mk-1 klimatyzatora CoolerTop® nadal posiada dopuszczenie i jest praktycznie stosowany

## 6.2.1 Konserwacja

System ochrony odgromowej wraz z przynależnymi punktami odgromowymi został zaprojektowany z zapasem bezpieczeństwa zapewniającym jego trwałość w okresie eksploatacji turbiny wiatrowej. W tym celu pręty zwodów zostały wydłużone tak, że dopuszczalne jest pewne zużycie. Zgodnie z wymaganiami normy IEC 61400-24, zwody są poddawane corocznym kontrolom wizualnym. Na wypadek instalacji w środowisku o szczególnie wysokim ryzyku wyładowań atmosferycznych, pręty odgromowe są wymienne.

## 6.3 Inne punkty uderzenia pioruna

Metoda toczącej się kuli wykazała, że istnieją inne, "mniej prawdopodobne" punkty uderzenia pioruna. Oznacza to, że z praktycznego punktu widzenia takie punkty uderzenia pioruna nie były nigdy lub bardzo





rzadko obserwowane, lub że uszkodzenia nie były odczuwalne. Niemniej jednak wyznaczone punkty uderzenia pioruna zostały zaprojektowane tak, aby wytrzymać skutki uderzeń pioruna.

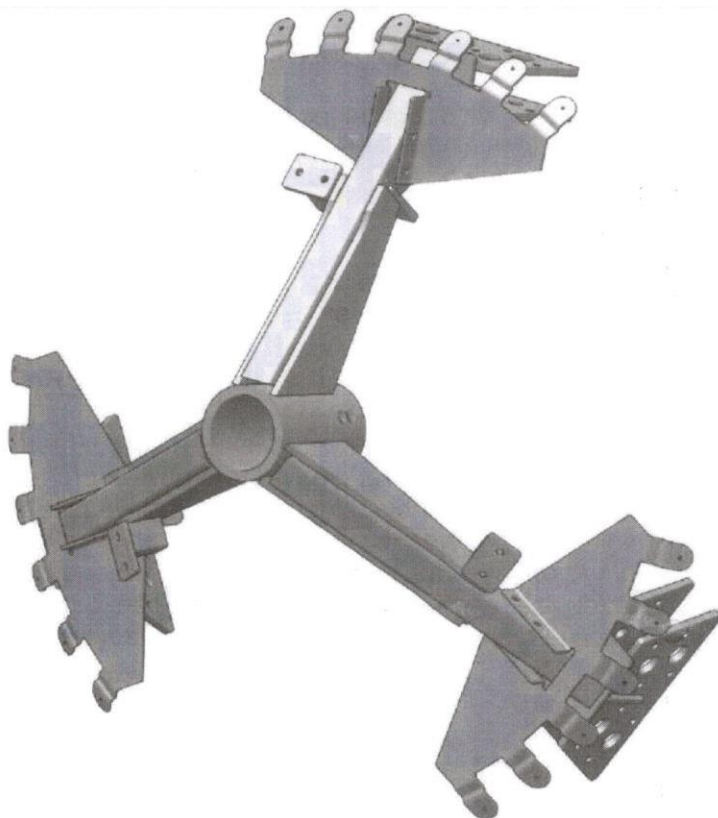
### 6.3.1 Wieża

Górna część wieży może zostać uderzona przez piorun. Przynajmniej górna część wieży wykonana jest z litej stali, która ma znikomą podatność na uszkodzenia od uderzeń piorunów.

### 6.3.2 Wirnik/piasta

Piasta jest elementem, do którego przymocowane są łopaty wirnika. Piasta posiada punkt uderzenia pioruna na czubku, gdzie zamontowany jest wirnik z włókna szklanego. Konstrukcja ta jest tak zwymiarowana, że wymiana z powodu zużycia od uderzenia pioruna nie jest konieczna. Dopuszczalne jest zużycie śrub mocujących osłonę z włókna szklanego. Konserwacja nie jest konieczna. To samo dotyczy tworzywa sztucznego wzmocnionego włóknem szklanym, które może być perforowane ("pinholes").

Wirnik z tworzywa sztucznego wzmocnionego włóknem szklanym jest zamontowany na dużym metalowym wsporniku, który z kolei jest przykręcony do żeliwnej piasty. Wspornik ten działa również jako punkt uderzenia pioruna.

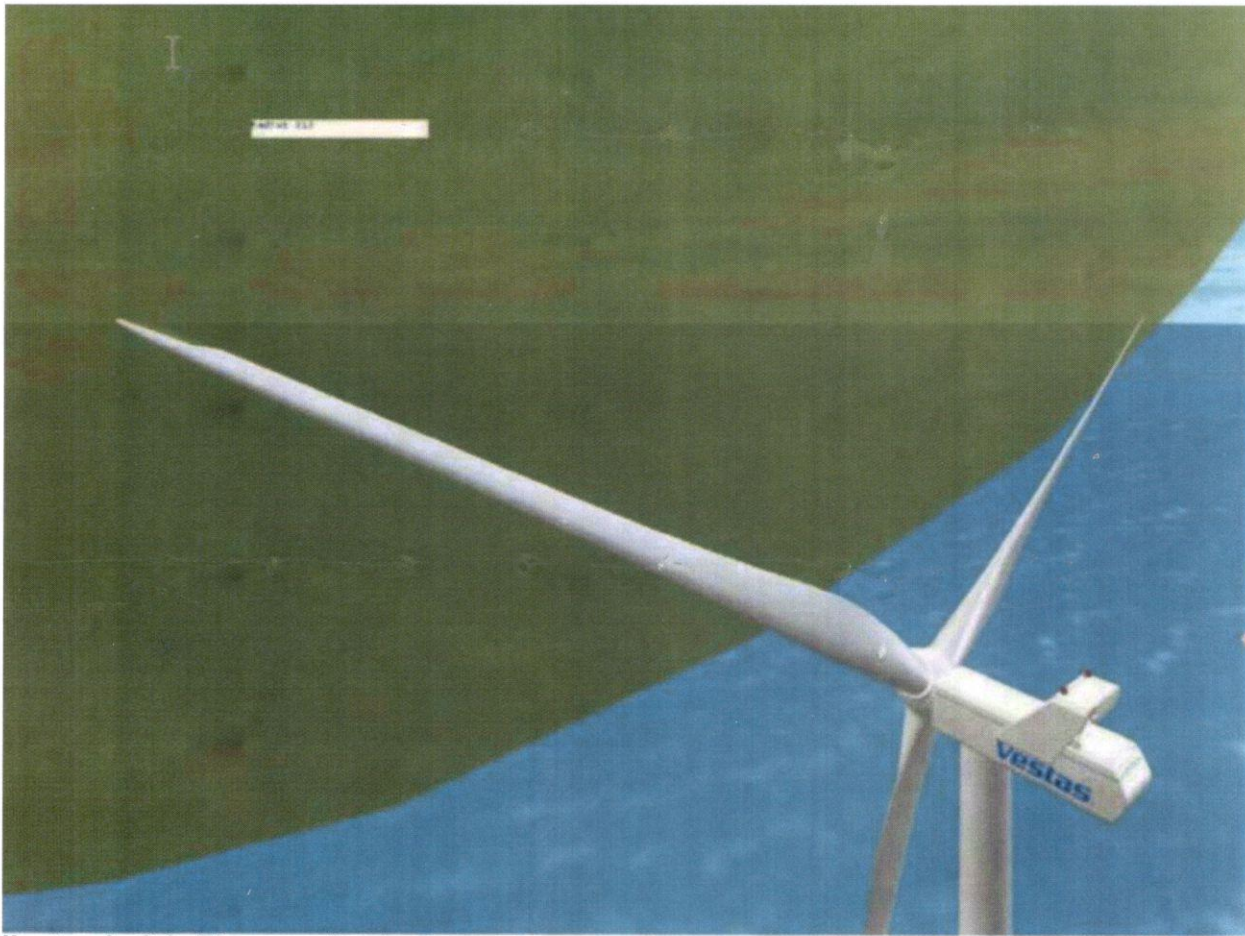


**Ilustracja 6.5: Montaż wirnika z włókna szklanego**

Promień kuli piorunowej piasty wynosi 313 m. Oznacza to, że odpowiadający mu prąd wynosi 200 kA. W większości przypadków piasta nie może być narażona na działanie prądu 200 kA. Jest ona narażona na działanie prądów o natężeniu <200 kA. Jeśli turbina wiatrowa jest umieszczona na grzbiecie górskim, może być narażona na działanie prądu 200 kA. Kula ma kontakt powierzchniowy z podłożem, w tym przypadku z powierzchnią morza.

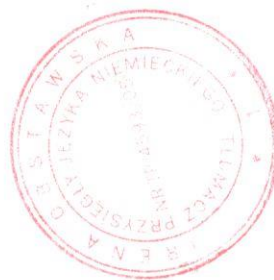




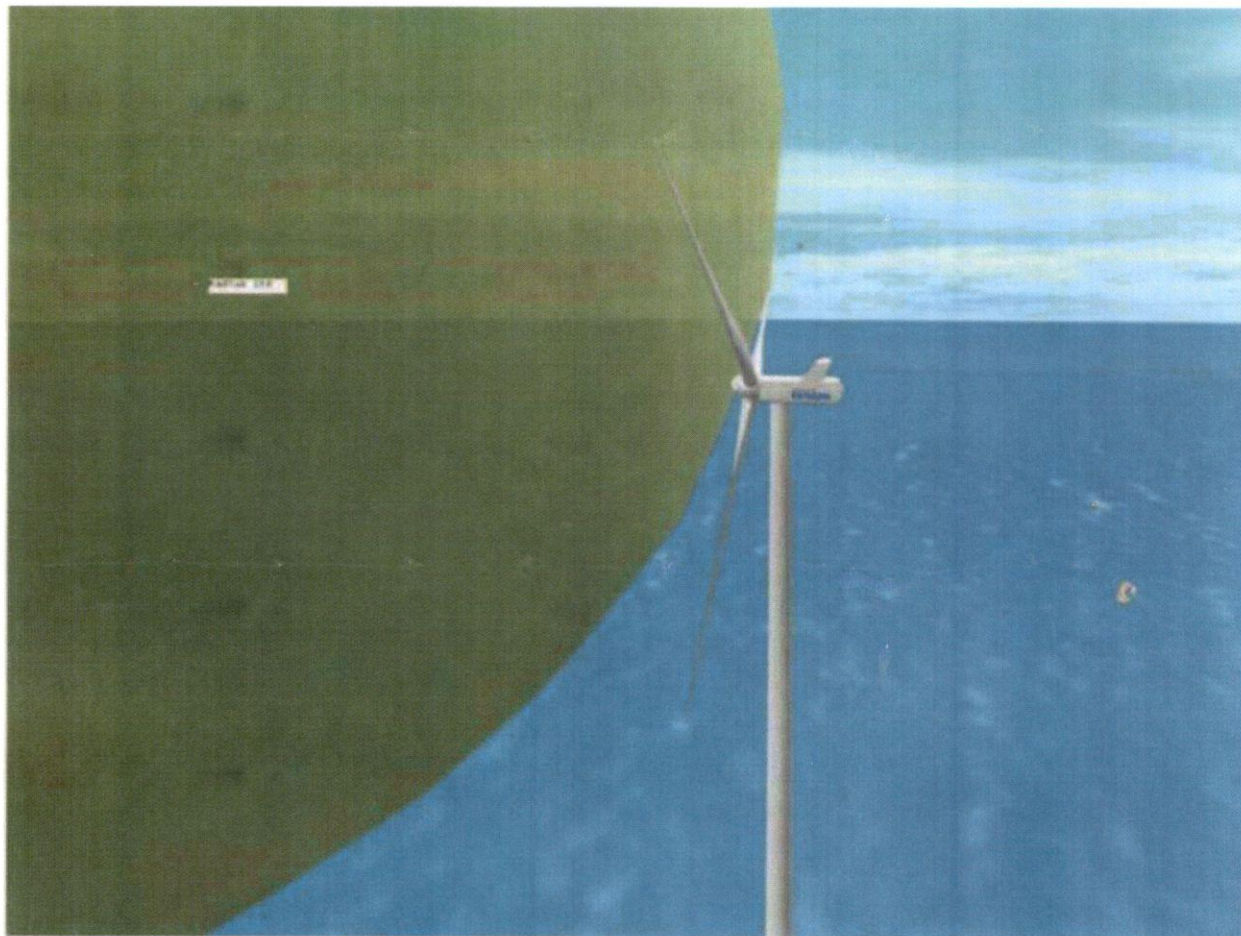


**Ilustracja 6.6: Ekspozycja piasty**

Promień kuli piorunowej został zmniejszony tak, aby łopaty wirnika i piasta miały kontakt powierzchniowy z kulą. Przyjmując promień kuli piorunowej 120 m, można obliczyć, że maksymalny prąd wyładowania atmosferycznego, jakiemu może być poddany piasta, wynosi około 64 kA, ale gdy jest ona umieszczona na grzbiecie, może być poddana prądowi wyładowania atmosferycznego o wartości 200 kA. Kula piorunowa ma kontakt powierzchniowy z podłożem, w tym przypadku z powierzchnią morza.



**Vestas**



Ilustracja 6.7: Promień kuli piorunowej

### 6.3.3 Boki gondoli

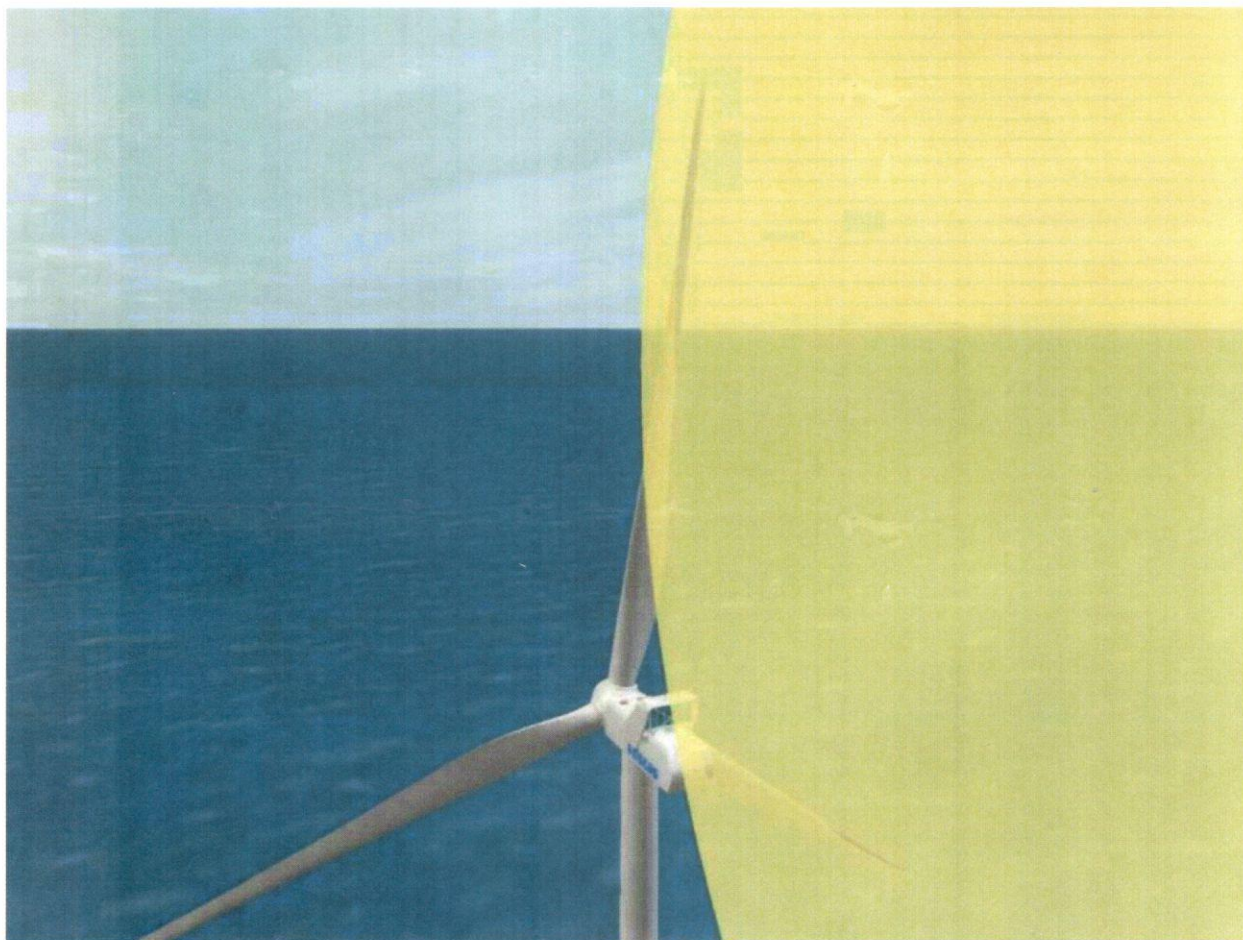
Punkty uderzenia pioruna w gondolę wyznaczane są metodą toczącej się kuli. Większa część gondoli jest chroniona przed uderzeniami piorunów przez punkty odgromowe na łopatach wirnika oraz przez ochronę odgromową na tylnym końcu gondoli. Jednak mniejsze obszary mogą być teoretycznie nadal narażone na uderzenia i dlatego należy je sprawdzać.

Dach gondoli wykonany jest z GRP i chroni gondolę przed różnymi czynnikami środowiskowymi, takimi jak deszcz, sól i mgła. Do mocowania dachu gondoli do głównej konstrukcji gondoli montowane są uchwyty przewodzące prąd elektryczny. Wsporniki dachu gondoli służą jako punkty uderzenia pioruna, aby nie doszło do niespodziewanego uderzenia pioruna w innych miejscach. Zużycie śrub mocujących poszycie gondoli z włókna szklanego jest dopuszczalne. Konserwacja nie jest konieczna. To samo dotyczy tworzywa sztucznego wzmocnionego włóknem szklanym, które może być perforowane ("pinholes").



**Vestas**

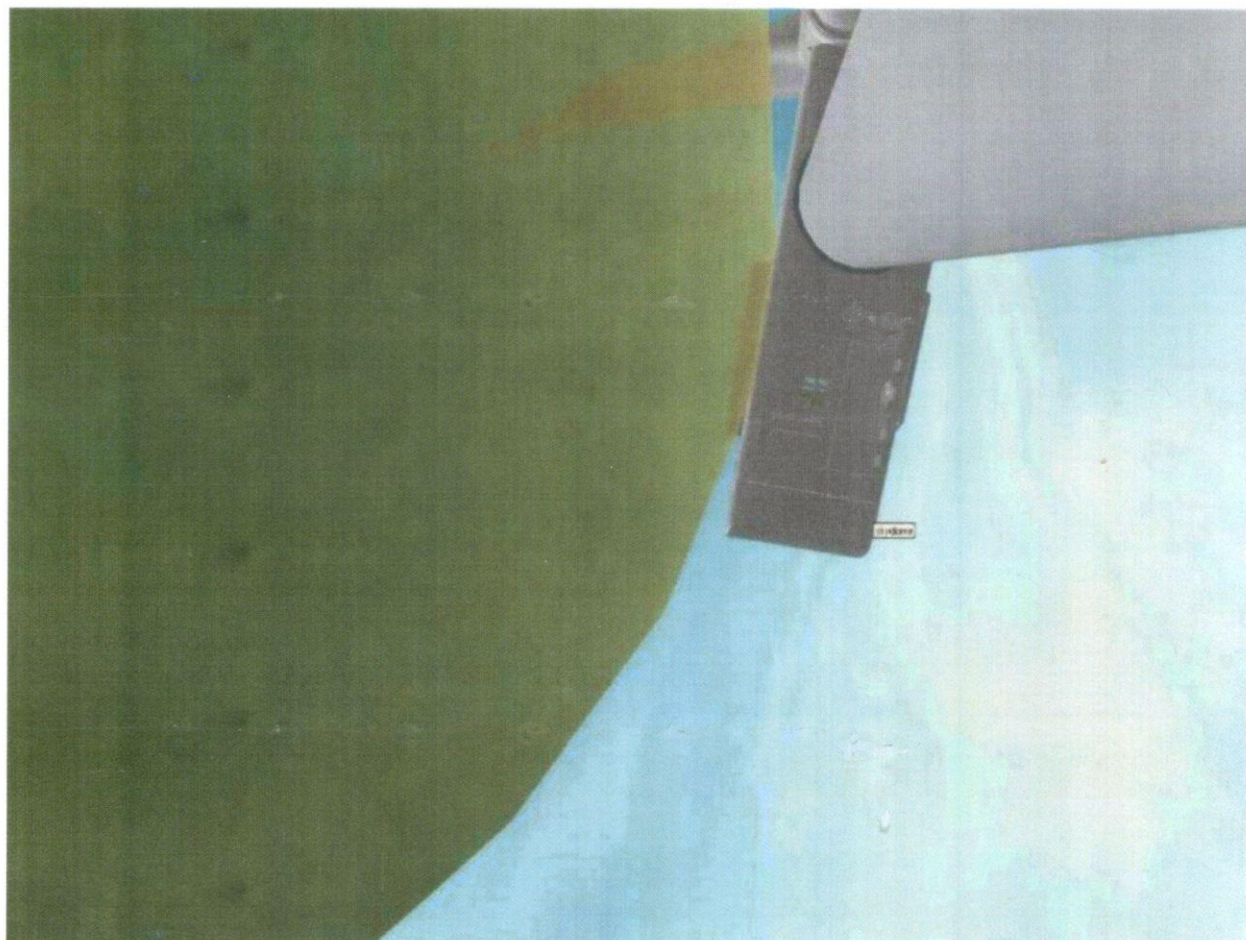




**Ilustracja 6.8: Promień kuli piorunowej**

Przy promieniu kuli piorunowej, wynoszącym 120 m, tylko górna część gondoli znajduje się w zasięgu kuli. Promień kuli odpowiada wartości szczytowej około 65 kA. Jeśli turbina wiatrowa jest umieszczona na grzbiecie górskim, może być narażona na działanie prądu pochodzącego z wyładowań atmosferycznych o natężeniu 200 kA. Tylna część gondoli może wytrzymać uderzenia pioruna o natężeniu 200 kA.





**Ilustracja 6.9: Uchwyty montażowe CoolerTop® objęte zasięgiem kuli**

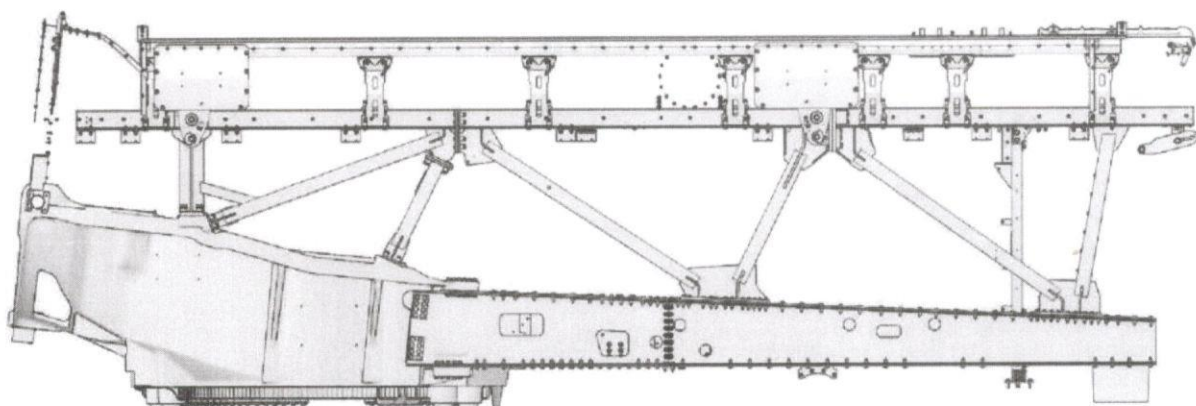
Ukazany jest promień kuli piorunowej, wynoszący 20 m. Tylko uchwyty montażowe CoolerTop® mogą znaleźć się w zasięgu kuli. W konsekwencji należy się w punkcie styku z kulą spodziewać prądu wyładowania atmosferycznego o natężeniu 3 kA. Od tego miejsca do tylnej części gondoli można spodziewać się prądów o natężeniu od 3 do 200 kA.







Wewnętrzna konstrukcja gondoli znajduje się bezpośrednio pod osłoną z laminatu GFK. Taka konstrukcja zapewnia, że wewnętrzne części gondoli nie zostaną uderzone przez piorun.



**Ilustracja 6.11: Budowa gondoli**

### 6.3.4 Dach gondoli

Cztery zwody i dwa pierścienie chronią elektronikę, dach klimatyzatora CoolerTop® i większą część dachu gondoli. Kula piorunowa dotyka dwóch prętów odgromowych i systemu receptorów/elementów odprowadzających na łopatach wirnika, chroniąc w ten sposób większą część dachu gondoli.

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

VESTAS PROPRIETARY NOTICE



**Vestas**

26/240





**Ilustracja 6.12: Budowa gondoli**

Tylna część gondoli może zostać uderzona przez piorun, ale jest zabezpieczona w taki sposób, że jest w stanie wytrzymać bezpośrednie uderzenia pioruna.

Poniższa ilustracja przedstawia kulę piorunową o promieniu 120 m, co odpowiada wartości szczytowej około ~65 kA. Kula może objąć tylną część gondoli oraz zwody na dachu klimatyzatora CoolerTop®. Jeśli turbina wiatrowa jest umieszczona na grzbiecie górskim, może być narażona na działanie prądu piorunowego o natężeniu 200 kA. W celu zamocowania dachu gondoli do głównej konstrukcji gondoli montowane są uchwyty przewodzące prąd elektryczny. Wsporniki dachu gondoli służą jako punkty uderzenia pioruna, aby nie doszło do niespodziewanego uderzenia pioruna w innych miejscach. Zużycie śrub mocujących okładzinę gondoli z włókna szklanego jest dopuszczalne. Konserwacja nie jest konieczna.

**Vestas**

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

27/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE





**Ilustracja 6.13: Tylny koniec gondoli**

Poniższa ilustracja pokazuje gondolę od tylnej lewej strony. Taka konstrukcja daje pewność, że piorun uderzający w tylny koniec gondoli nie trafi w wewnętrzne części gondoli.

**Vestas**

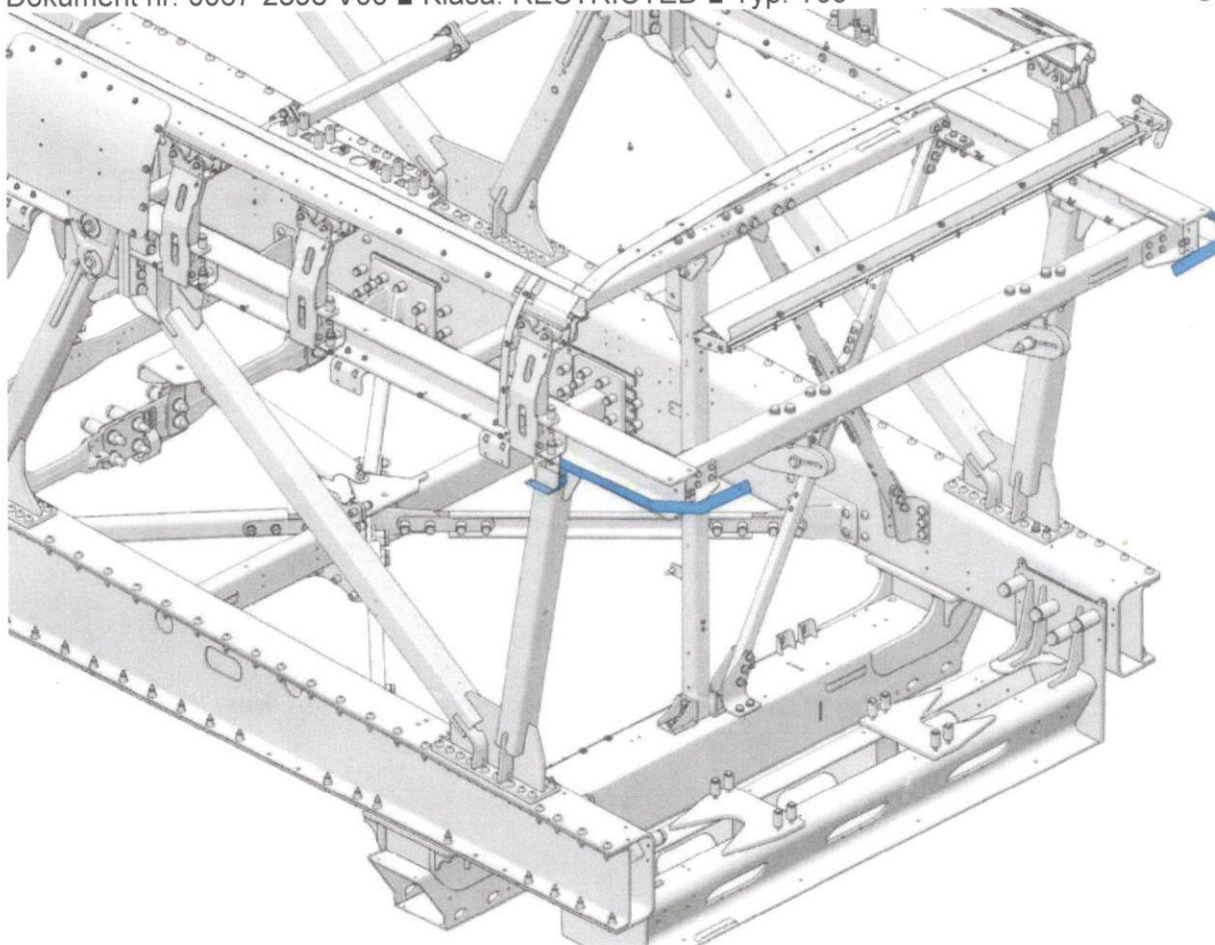
Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

28/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE





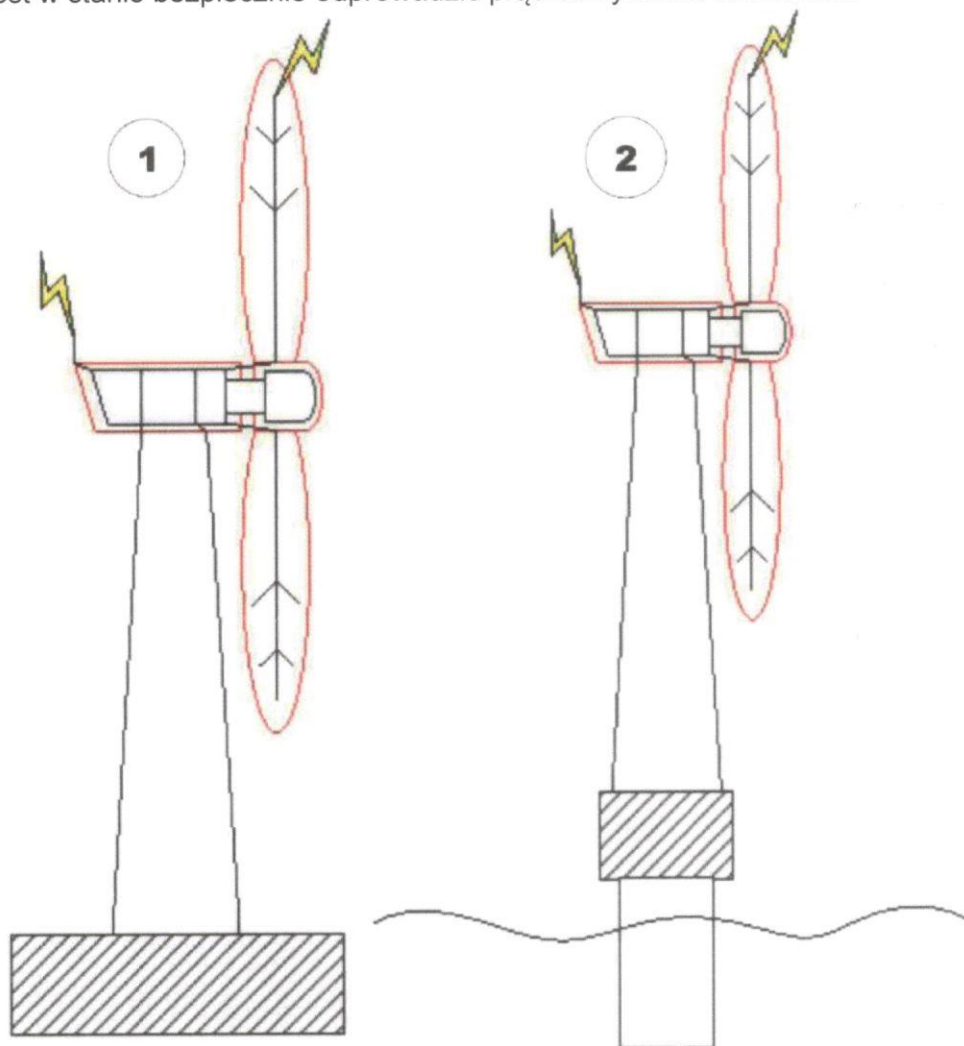


Ilustracja 6.14: Konstrukcja wewnętrzna gondoli



## 7 Odprowadzenie energii pochodzącej z uderzenia pioruna z góry na dół

W niniejszym rozdziale wyjaśniono, w jaki sposób zdefiniowano drogę wyładowania od punktu uderzenia pioruna do systemu uziemienia. Główna droga odprowadzenia prądu pochodzącego z wyładowania atmosferycznego jest ustalana zgodnie z normą IEC 61400-24, zapewniając, że zastosowana konstrukcja jest w stanie bezpiecznie odprowadzić prąd do systemu uziemienia.



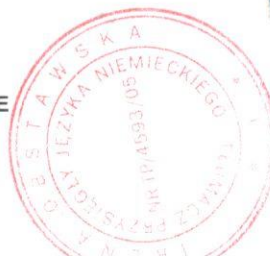
1 Elektrownia wiatrowa na lądzie

2 Elektrownia wiatrowa na morzu

**Ilustracja 7.1: Punkty uderzenia pioruna i system odgromowy**

### 7.1 Ochrona odgromowa łopat wirnika

Ochrona odgromowa łopat wirnika składa się z osłony wierzchołka i osłon bocznych łopat po obu stronach. System odgromowy biegnie od zabezpieczenia wierzchołka aż do taśmy odgromowej na łopacie wirnika. Taśma odgromowa jest oddzielona od piasty tak, aby piorunochron mógł odprowadzić prąd do konstrukcji gondoli. Więcej informacji na temat ochrony odgromowej łopat wirnika można znaleźć w opisie technicznym danego typu łopat i turbiny wiatrowej.

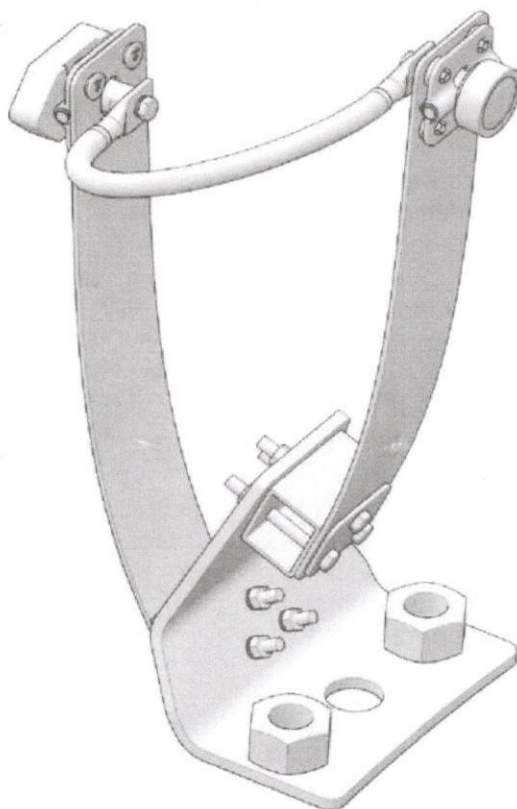


## 7.2 Blitzstromableiter zwischen Rotorblatt und Maschinenhaus

Odgromnik jest montowany pomiędzy taśmą odgromową łopaty wirnika a pierścieniem gondoli, aby prąd z wyładowań atmosferycznych nie przepływał przez piastę i łożyska układu napędowego. Odgromnik składa się z dwóch styków ślizgowych, jednego na taśmie odgromowej i jednego na pierścieniu gondoli. Poprzez ten system odgromowy prąd z pioruna jest odprowadzany z głównego systemu odgromowego w łopacie wirnika przez styk ślizgowy, dzięki czemu łopata wirnika zachowuje możliwość regulacji kątowej, i dalej przez styk ślizgowy do pierścienia gondoli, dzięki czemu piasta może się obracać.

Odgromnik został przetestowany zgodnie z normą IEC 61400-24 jako główna droga odprowadzania prądu pochodzącego z wyładowań atmosferycznych, co daje pewność, że odgromnik jest w stanie wytrzymać skutki związane z prądem piorunowym.

Odgromnik prądu piorunowego został przebadany w taki sam sposób jak punkt uderzenia pioruna. Powodem tego jest możliwe iskrzenie w obszarze styków ślizgowych. Ładunek związany z wyładowaniami atmosferycznymi może uszkodzić powierzchnię styku w takim samym stopniu, jak miejsce uderzenia pioruna. Test został przeprowadzony, a jego wyniki uwzględniono w planie konserwacji.



Ilustracja 7.2: LCTU

**Vestas**

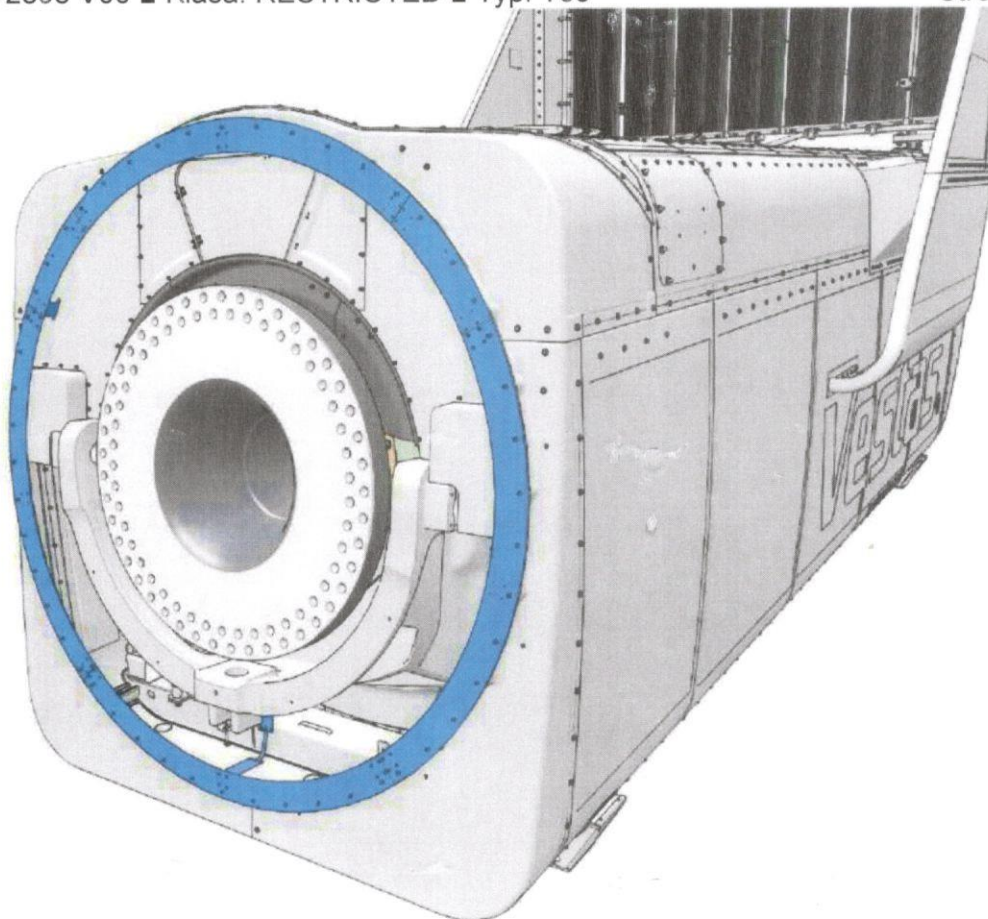
Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

31/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE







**Ilustracja 7.3: Pierścień gondoli, po którym ślizga się piorunochron**

### **7.3 Łożysko piasty, przekładnia**

Z reguły piasta nie jest uważana za odgromnik, ponieważ rzadko uderza w nią piorun. Piasta jest odizolowana od łopat wirnika. Gdy piorun uderza w łopaty wirnika, prąd jest kierowany przez odgromniki łopat wirnika obok piasty.

Kiedy piorun uderza w piastę, prąd płynie dalej od punktu uderzenia pioruna na czubku piasty do żeliwnej piasty, na której zamontowane są łopaty wirnika. Ze względu na efekt naskórkowości, który występuje przy wyższych częstotliwościach, prąd płynie głównie po zewnętrznej stronie piasty żeliwnej.

Amplituda prądu pochodzącego z wyładowań atmosferycznych określona jest w punkcie 6.3.2 Wirnik/piasta, strona 16.

Z części piasty położonej najbliżej gondoli prąd płynie do wału układu napędowego, który jest ułożyskowany i połączony z przekładnią. Przewody komunikacyjne i przewód ochronny przechodzą przez wydrążony wał główny i ostatecznie przez system pierścieni ślizgowych.

Testy przeprowadzone w przeszłości wykazały, że około 90 procent prądu piorunowego przepływa przez łożysko. Pozostałe 10 procent prądu piorunowego jest przewodzone przez przekładnię. Zużycie przekładni nie zostało zbadane. Doświadczenie wykazało, że prawdopodobieństwo uszkodzenia jest tak niskie, że nie było ono dalej rozpatrywane, ponieważ w całym inwentarzu turbin wiatrowych Vestas tylko jedno uderzenie pioruna trafiło w piastę.

**Vestas**



### 7.3.1 System pierścieni ślizgowych do transmisji sygnałów

System pierścieni ślizgowych służy do transmisji sygnałów między piastą a gondolą i zapewnia ciągłość obwodu przewodu ochronnego. System pierścieni ślizgowych jest narażony na działanie około 2,5 procent prądu piorunowego, co odpowiada około 5 kA ( $10/350 \mu s$ ). Obracające się części systemu pierścieni ślizgowych zostały poddane działaniu prądu piorunowego o natężeniu 8 kA bez żadnych śladów spalania. Prąd został wprowadzony do pierścienia ślizgowego przez wewnętrzny pierścień ślizgowy, który jest używany jako żyła ochronna i zakończenie wszystkich kabli ekranowanych. Ponieważ wewnętrzny pierścień ślizgowy jest przystosowany do prądu o natężeniu 16 Aeff, nie był on narażony na długotrwałe uderzenia. Aby uzyskać 2,5 % długiego uderzenia, wymagane jest zgodnie z normą natężenie prądu 15 A przez czas 0,5 s, co jest wartością mniejszą niż normalne obciążenie systemu pierścieni ślizgowych.

Można założyć, że większość prądu będzie płynąć przez przewody ekranowane, a nie przez przewód ochronny, ze względu na efekt naskórkowości i normalny podział prądu pomiędzy przewodami związany z impedancją. Napięcie indukowane w przewodach wewnętrznych spowodowane przepływem prądu w systemie ekranów i pierścieni ślizgowych zostało zmierzone w celu upewnienia się, że wartość ta nie przekracza wytrzymałości dielektrycznej elektroniki zainstalowanej na obu końcach kabli ekranowanych.

System pierścieni ślizgowych jest uziemiony w miejscu instalacji tak, że napięcie indukowane przez prąd o natężeniu 5 kA jest ograniczone.

Dodatkowo, zakończenie kabli ekranowanych zostało przetestowane na wytrzymałość prądową 8 kA. Złącza i zastosowane do zakończenia kabli ekranowanych złącza śrubowe zgodne z wymogami kompatybilności elektromagnetycznej (EMC) nie wykazały żadnych oznak uszkodzenia lub zużycia.

## 7.4 Gondola

Opis gondoli podzielony jest na kilka części. W pierwszej części opisano, w jaki sposób prąd jest doprowadzany do konstrukcji gondoli. Następnie opisane są elementy konstrukcyjne gondoli. Wreszcie w ostatnim rozdziale opisana jest alternatywna droga odprowadzania prądu pochodzącego z wyładowań atmosferycznych.

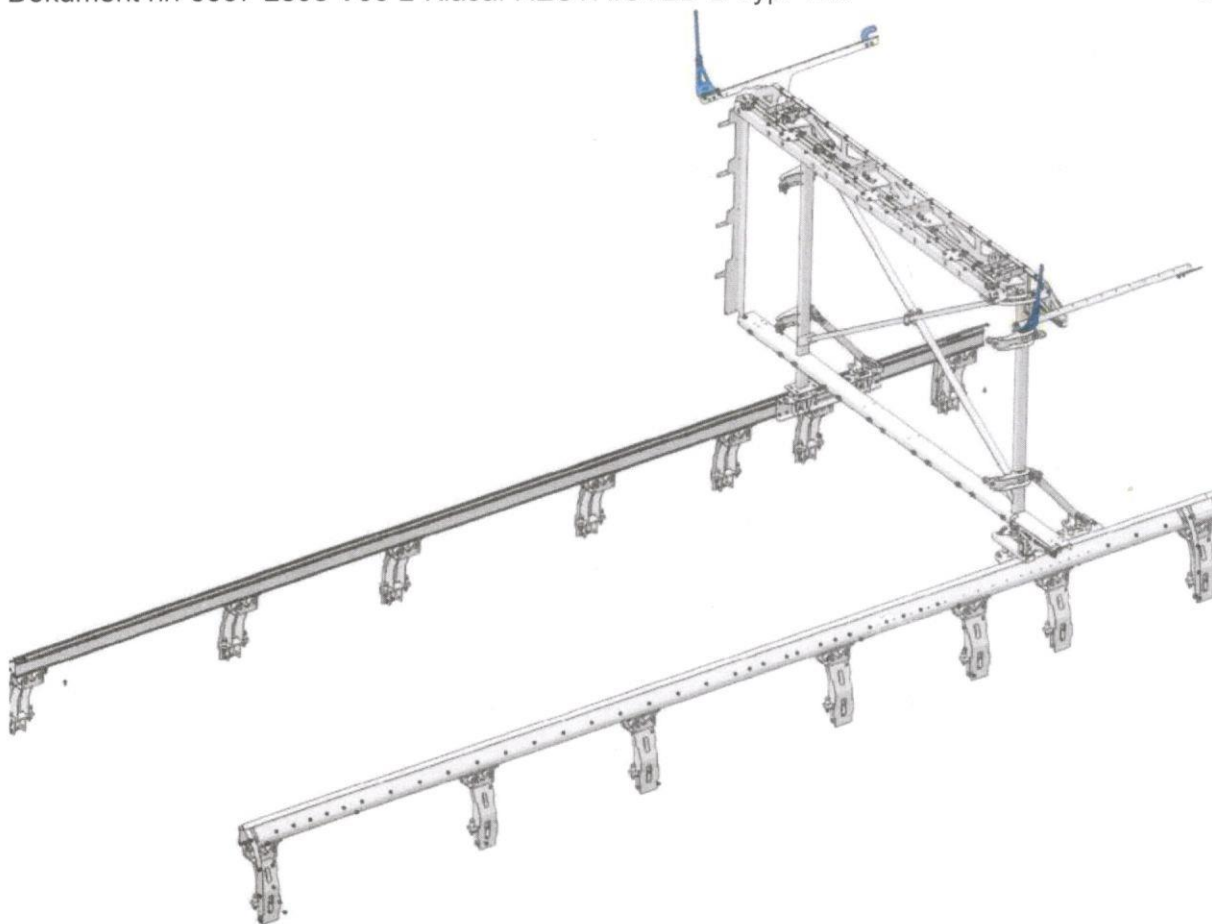
### 7.4.1 Energia pochodząca z uderzenia pioruna w tylnym końcu gondoli

Prąd pochodzący z sześciu punktów uderzenia pioruna w górnej części klimatyzatora CoolerTop® jest odprowadzany przez przewodzącą elektryczność konstrukcję. Rama ta otacza aluminiowe moduły chłodzące, dzięki czemu moduły chłodzące przenoszą tylko niewielką część głównego prądu piorunowego. Aby podeprzeć konstrukcję ramy, montuje się profile przewodzące prąd elektryczny, które biegną od górnych narożników konstrukcji chłodnicy pod kątem w dół do przeciwległych narożników konstrukcji i przenoszą również część prądu piorunowego.

Z końców tych profili w dolnej części konstrukcji chłodnicy, prąd jest rozprowadzany do aluminiowej ramy podtrzymującej poszycie gondoli z laminatu GFK. Konstrukcja nośna płaszcza gondoli i konstrukcja klimatyzatora są ze sobą połączone.

**Vestas**





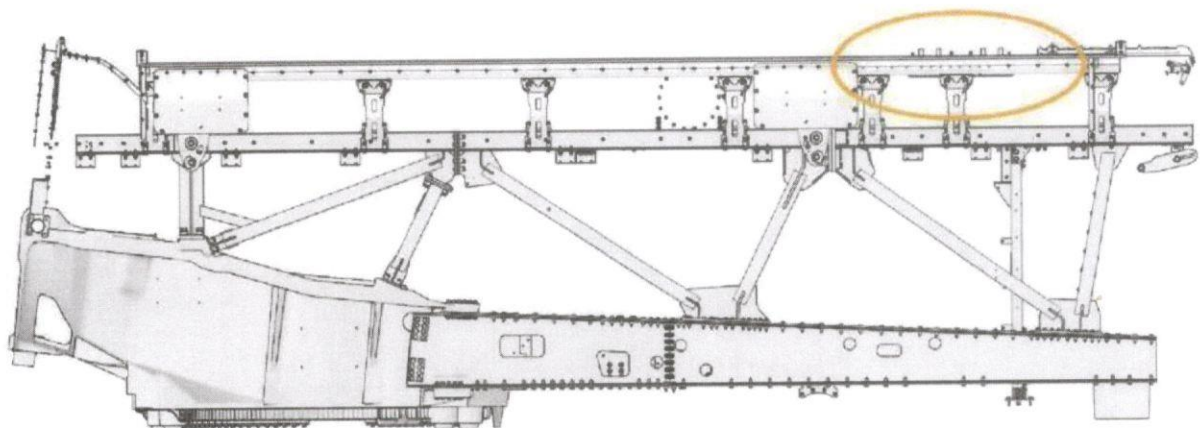
**Ilustracja 7.4: Konstrukcja klimatyzatora CoolerTop**

Poniższa ilustracja pokazuje, gdzie zamontowany jest klimatyzator CoolerTop®. Konstrukcja klimatyzatora CoolerTop® rozdziela główny prąd piorunowy na dwie mniej więcej równe części, które są kierowane do podłużnych profili poniżej.

Z profili podłużnych prąd jest rozprzewadzany do głównej konstrukcji gondoli poprzez wsporniki. Czerwone kółko na poniższej ilustracji oznacza umiejscowienie klimatyzatora CoolerTop®.



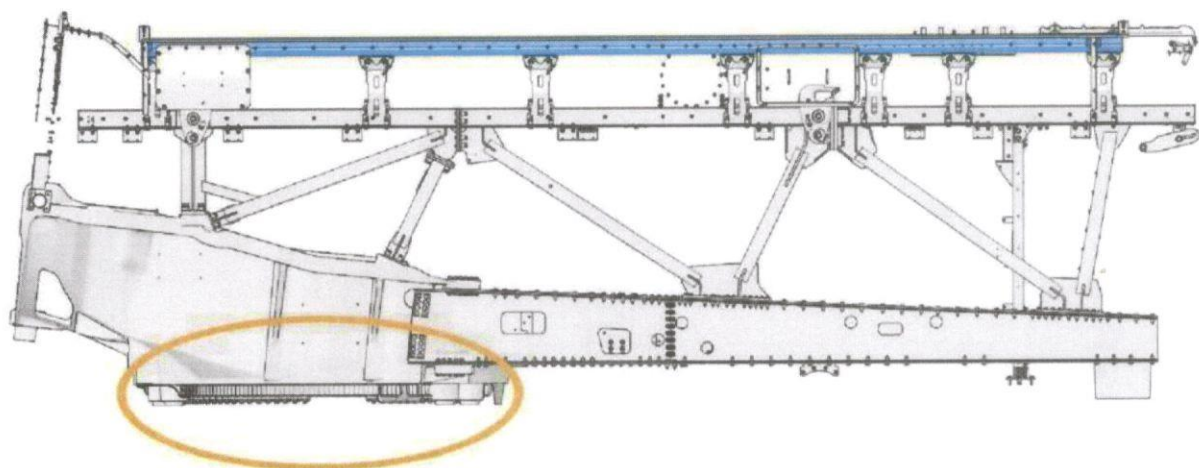
**Vestas**



#### Ilustracja 7.5: Umieszczenie klimatyzatora CoolerTop®

Prąd pochodzący z wyładowań atmosferycznych, biegnący z modułu klimatyzatora odprowadzany jest przez aluminiową ramę (zaznaczoną na żółto w górnej połowie poniższej Ilustracji). Prąd jest przewodzony głównie do elementów konstrukcyjnych gondoli oraz w dół do płyty podstawy elektrowni. Następnie prąd piorunowy jest odprowadzany przez wieżę (zaznaczoną zielonym okręgiem).

**Vestas®**



Ilustracja 7.6: Obszar połączenia pomiędzy gondolą a wieżą

#### **7.4.2 Energia pochodząca z uderzenia pioruna, płynąca z łopat wirnika na elementy nośne gondoli**

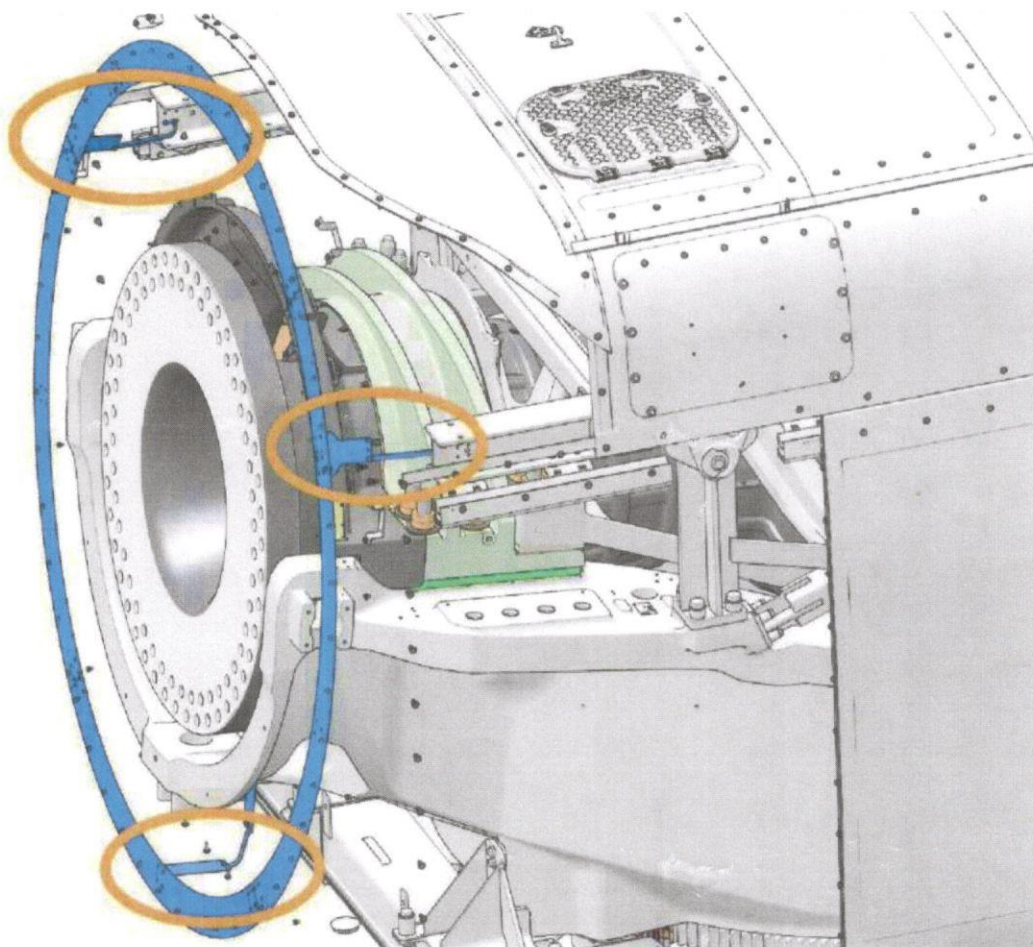
Prąd z wyładowań atmosferycznych z łopat wirnika przepływa przez odgromniki łopat wirnika i dalej do pierścienia gondoli przed gondolą.

Z tego pierścienia gondoli prąd przewodzony jest przez trzy punkty wyrównania potencjałów. Dwa górne punkty wyrównania potencjałów są połączone z dźwigarami, które tworzą górną część konstrukcji gondoli, dolny punkt wyrównania potencjałów jest połączony z konstrukcją żeliwną. Wyrównanie potencjałów zostało sprawdzone zgodnie z normą DIN EN 50164-1.

**Vestas**





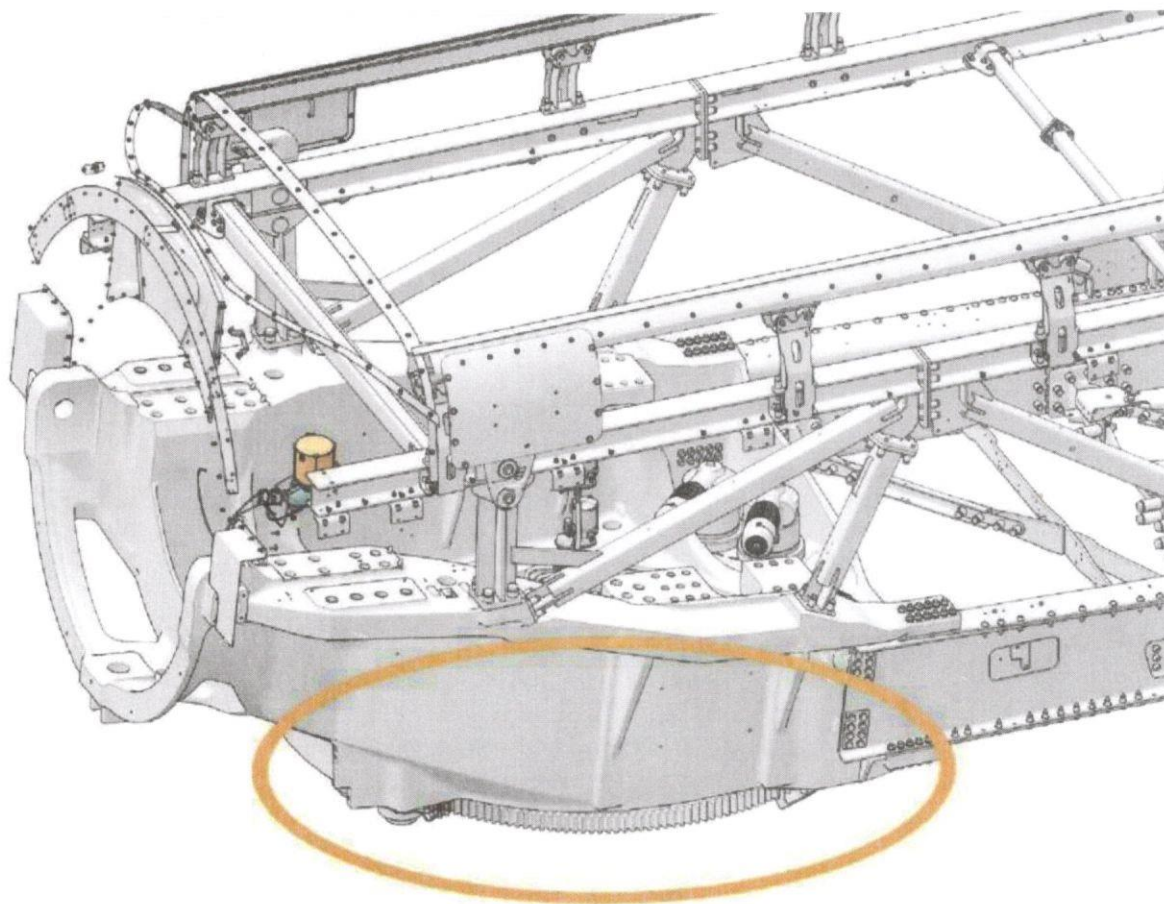


### Ilustracja 7.7: Wyrównanie potencjałów pierścienia gondoli

W przypadku uderzenia w łopaty wirnika, pierścień gondoli i punkty wyrównania potencjałów wspólnie przewodzą cały prąd pochodzący z wyładowania atmosferycznego. W zależności od położenia łopat wirnika w momencie uderzenia można założyć, że dwa górne punkty wyrównania potencjałów przewodzą prąd w przybliżeniu w równych częściach.

Od połączenia na pierścieniu gondoli prąd jest przewodzony przez przednie elementy konstrukcyjne. Prąd jest przewodzony w dół od gondoli do zaznaczonego obszaru. Z oznaczonego obszaru prąd jest odprowadzany do wieży.


**Vestas**

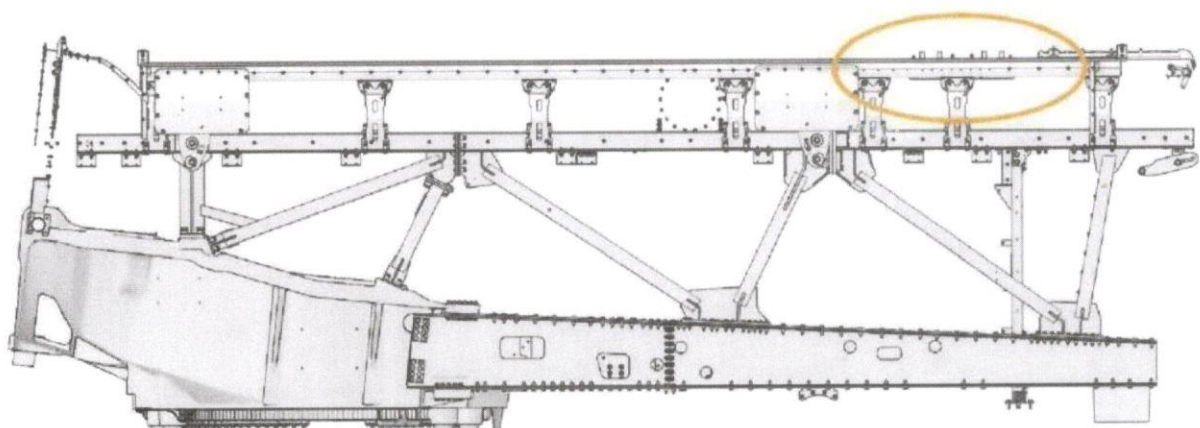


Ilustracja 7.8: Obszar odprowadzający prąd

### **7.4.3 Uderzenie pioruna w boczne ściany gondoli**

Ryzyko uderzenia pioruna w ściany boczne gondoli jest uważane za niezwykle niskie i jak dotąd w praktyce nie zaobserwowano żadnego takiego uderzenia. Poniższa ilustracja pokazuje, że konstrukcja gondoli zapewnia dobry rozkład prądu piorunowego w przypadku uderzenia pioruna w gondolę.

**Vestas**



Ilustracja 7.9: Umieszczenie klimatyzatora CoolerTop®

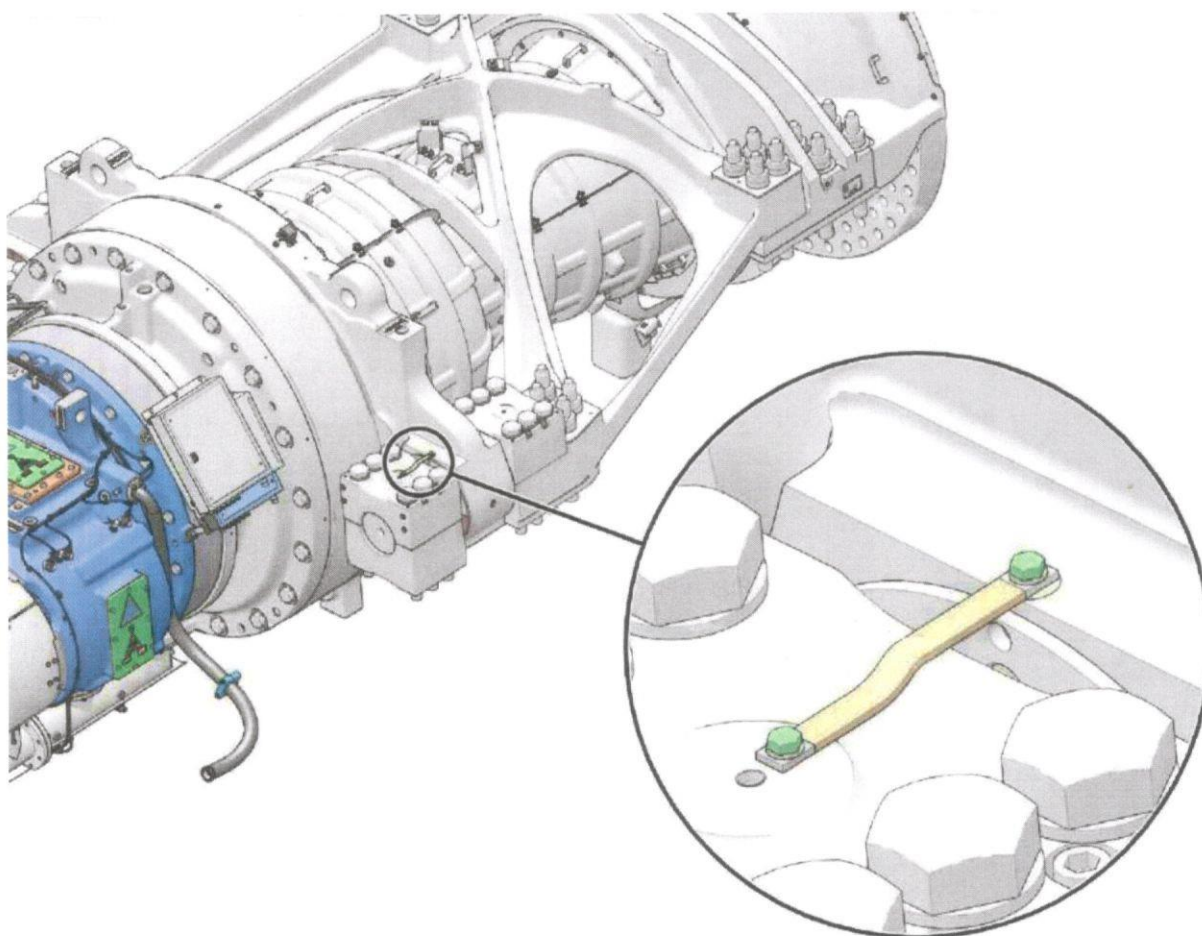
#### **7.4.4 Energia pochodząca z uderzenia pioruna w piastę**

Prąd z piasty jest kierowany głównie przez łożysko główne i przekładnię. Łożysko jest przykręcone do konstrukcji żeliwnej przed gondolą. Przekładnia zamontowana jest w gumowych uszczelkach płaskich i dlatego musi być połączona z konstrukcją gondoli poprzez wyrównanie potencjałów.

**Vestas**







**Ilustracja 7.10: Wyrównanie potencjałów przekładni**



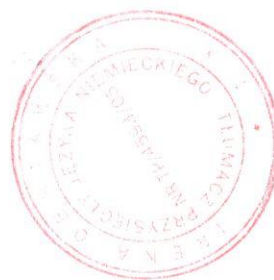
Obszar połączenia za pomocą śrub M10 nie jest malowany

#### **7.4.5    Inne ścieżki prądu pochodzącego z uderzenia pioruna w gondoli**

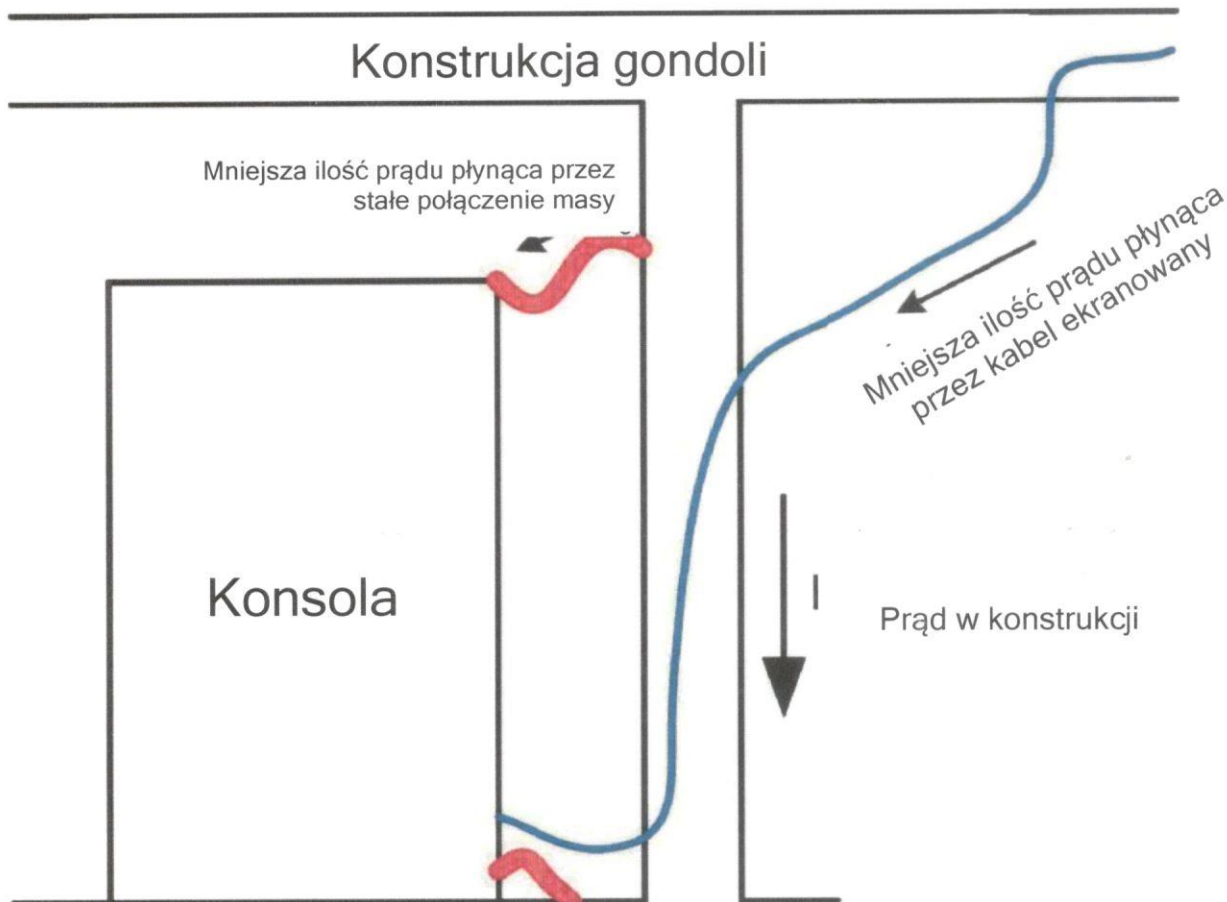
Nawet przy dobrym systemie odprowadzania prądu w gondoli mniejsza część prądu piorunowego jest odprowadzana przez kable, konsole odgromowe itp. Aby uniknąć niepożądanych skoków napięcia, zastosowano ochronniki przeciwprądowe i kable ekranowane. Alternatywną drogę prądu piorunowego zapewniają kable ekranowane, odpowiednio połączone na obu końcach. Zainstalowana ochrona odgromowa konsoli przewodzi również część prądu piorunowego, gdy jest połączona z systemem wyrównania potencjałów na górze i na dole.

**Vestas**

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1



40/240



**Ilustracja 7.11: Przykład odprowadzania prądu przez konsolę odgromową i kabel ekranowany**

Mniejszość głównej ilości prądu pochodzącej z wyładowania atmosferycznego odprowadzana jest ścieżkami alternatywnymi. Elektronika i kable są skonfigurowane lub zaprojektowane tak, aby wytrzymać ekspozycję. Konsole są również zaprojektowane tak, aby wytrzymać pewną ilość przepływającego przez nie prądu. Konsole są również zaprojektowane tak, aby zapewnić odpowiednią ochronę przed polem magnetycznym związanym z prądem piorunowym.

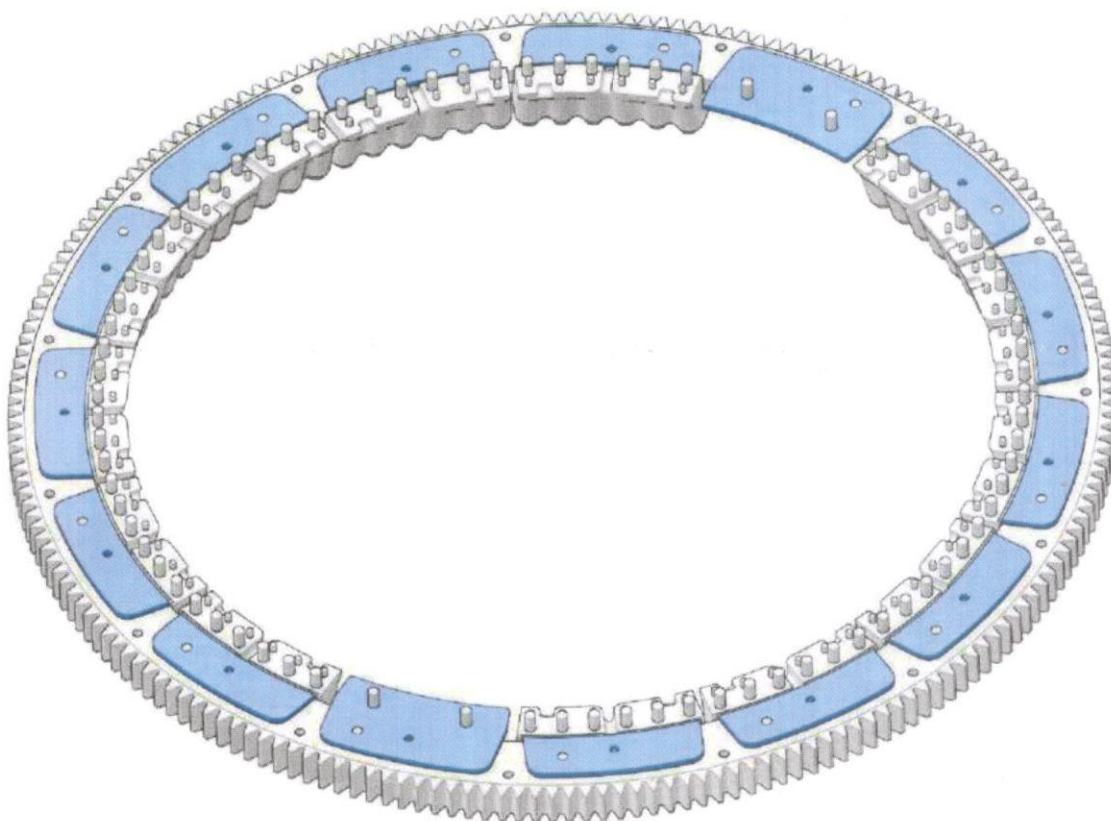
Patrz rozdział 9 *Ochrona elementów elektrowni wiatrowej*, strona 51. Przepusty kablowe, zastosowane w klimatyzatorze CoolerTop®, również odprowadzają część prądu pochodzącego z wyładowań atmosferycznych i są na końcach połączone z systemem wyrównania potencjałów.

## **7.5 Instalacja odgromowa między gondolą a szczytem wieży**

Łożyska azymutowe między gondolą a wieżą wykonane są z nylonowych płyt poślizgowych. Płyty te wyposażone są w piętnaście wtopionych elementów z brązu, które odprowadzają prąd piorunowy. Dlatego można traktować wieżę jako główny odgromnik, odprowadzający prąd do ziemi.

**Vestas**

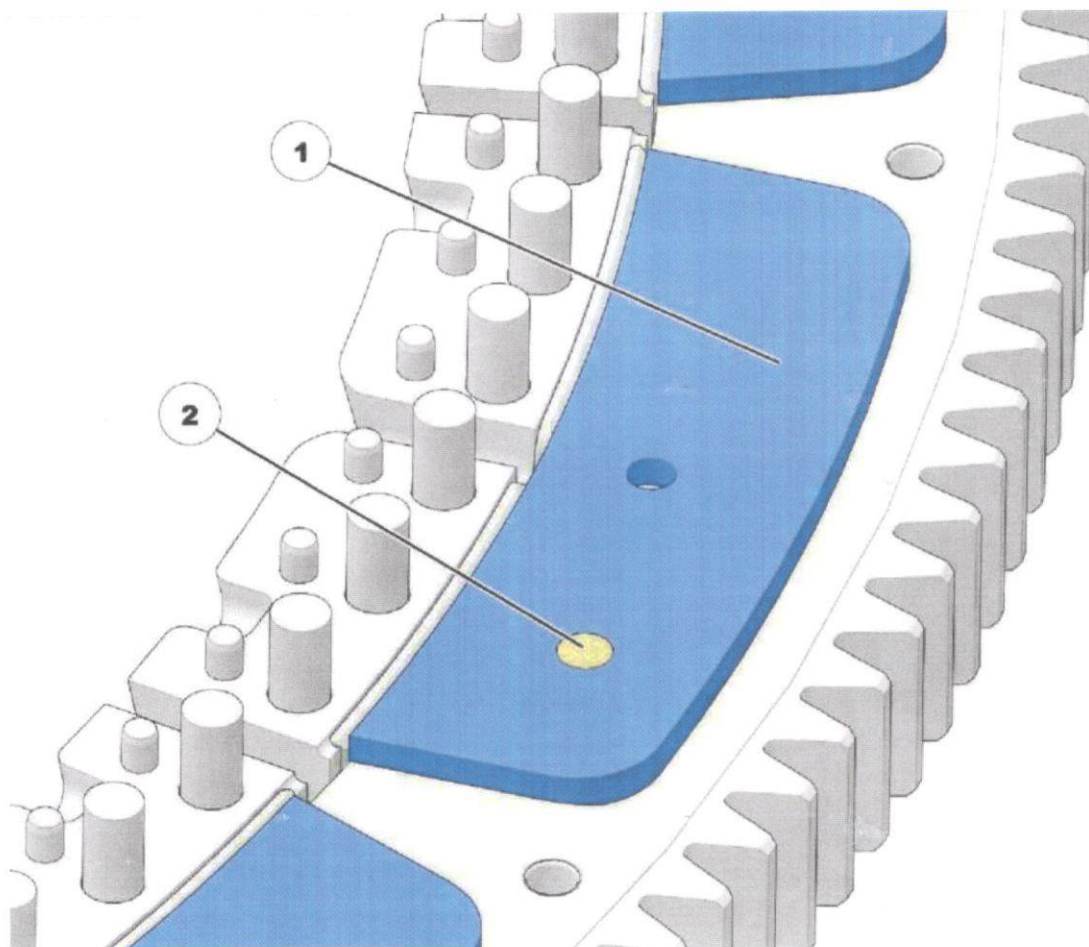




**Ilustracja 7.12: Piętnaście płyt poślizgowych, z których każda jest wyposażona w element z brązu**







**Ilustracja 7.13: Element z brązu na nylonowej płycie poślizgowej**

1 Płyta poślizgowa

2 Element z brązu

Odgromnik jest definiowany jako główna droga odprowadzania prądu pochodzącego z wyładowań atmosferycznych. Elementy z brązu zostały przetestowane pod kątem ich obciążalności prądowej. Na podstawie wyniku testu elementy z brązu zostały zaklasyfikowane jako elementy niezużywające się.

## 7.6 Wieża

Istnieją dwa rodzaje wież:

- wieża w formie rury stalowej
- wieża hybrydowa (górna część ze stali i cokół betonowy)

Certyfikacja ochrony odgromowej wieży hybrydowej i związanego z nią systemu uziemienia jest uzyskiwana od dostawcy. Szczegółowy opis ochrony odgromowej betonowej części wieży i związanego z nią systemu uziemienia jest również dostarczany przez dostawcę.

Wieża jest określana jako główny ogranicznik prądów piorunowych do systemu uziemienia.

Ścieżka prądu w dół przez wieżę nie powinna napotykać na żadne przeszkody. W związku z tym połączenia pomiędzy stalowymi profilami rurowymi wieży zostały poddane badaniom z wykorzystaniem prądu piorunowego. Napięcie zmierzone na przyłączach było tak niskie, że nie można ich uznać za przeszkody (4,1 V na kołnierzu wieży przy prądzie 200 kA). Wieża z rur stalowych powinna być zatem traktowana jako główny odgromnik.



**Vestas**

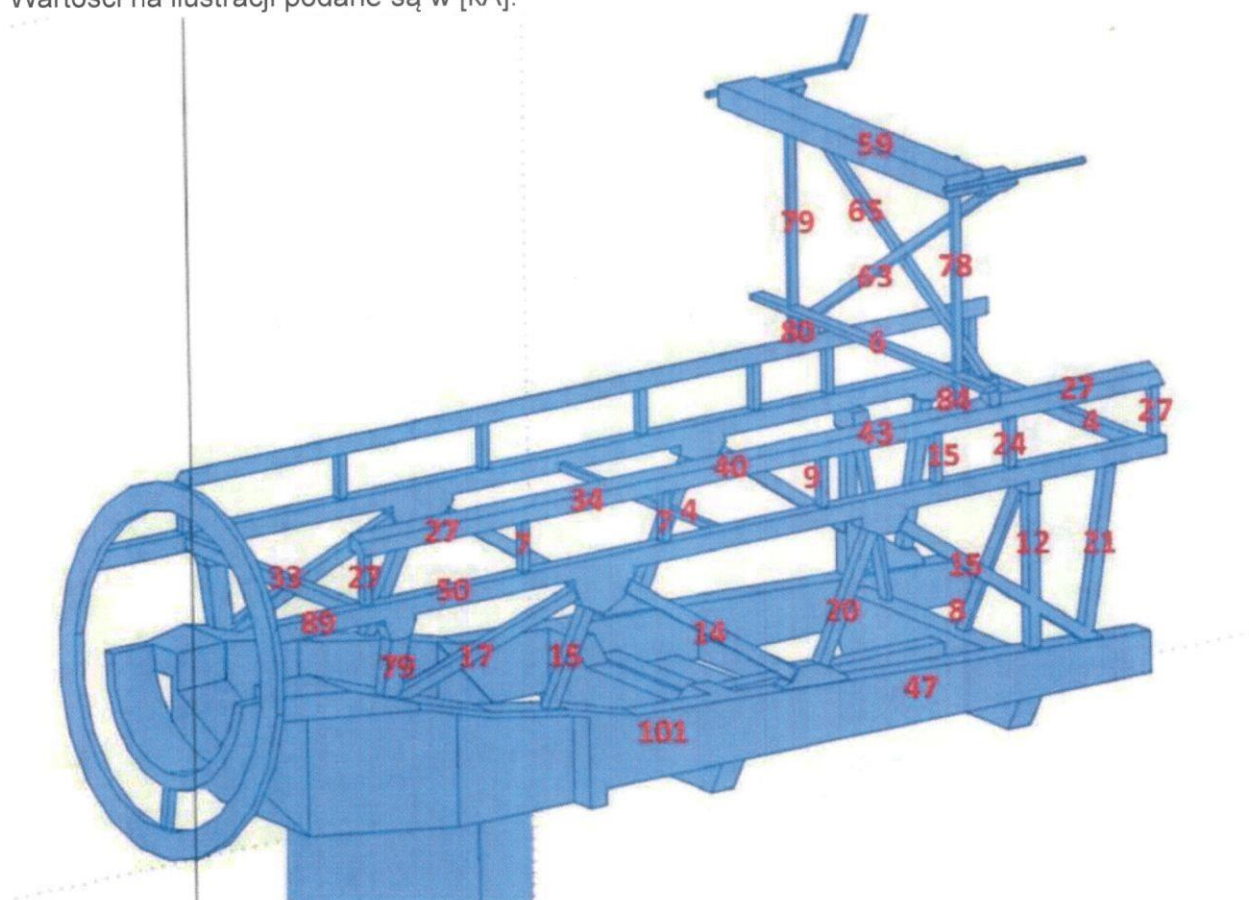
Na poziomie gruntu wieża jest połączona z głównym prętem uziemiającym za pomocą dwóch przewodów miedzianych o przekroju 50 mm<sup>2</sup> każdy. Główna szyna uziemiająca jest podłączona do systemu uziemienia turbiny wiatrowej. Więcej informacji na temat głównej szyny uziemiającej i systemu uziemienia turbiny wiatrowej można znaleźć w rozdziale 8 *System uziemienia*, Strona 42.

## 7.7 Rozprowadzenie prądu przez główny system odgromowy

0011420674

Wyznaczając punkt uderzenia pioruna w turbinę wiatrową, zasymulowano rozkład prądu przez konstrukcję gondoli. Na podstawie symulowanego rozkładu prądu z różnych punktów uderzenia pioruna, na rysunkach wpisano wartości największego prądu dla każdej konstrukcji.

Poniższa ilustracja przedstawia największy prąd piorunowy w elemencie konstrukcyjnym (po lewej stronie), gdy turbina wiatrowa jest poddana działaniu prądu o wartości 200 kA w różnych punktach uderzenia pioruna. Wartości na ilustracji podane są w [kA].

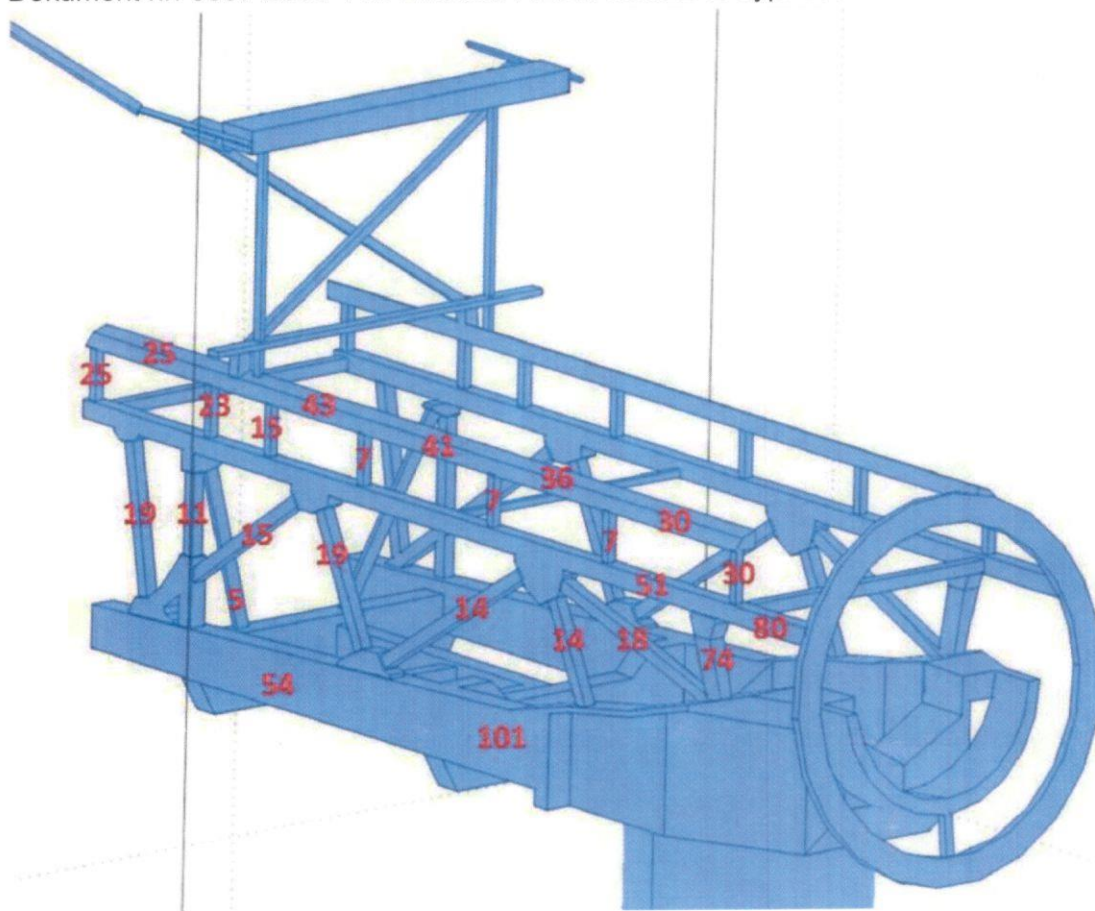


**Ilustracja 7.14: Punkty rozdziału mocy w gondoli, lewa strona**

Największy prąd piorunowy w elemencie konstrukcyjnym (prawa strona), gdy turbina wiatrowa jest narażona na prąd 200 kA w różnych punktach uderzenia pioruna. Wartości na ilustracji podano w [kA].







Ilustracja 7.15: Punkty rozdziału mocy w gondoli, lewa strona

### 7.7.1 Uziemienie i system wyrównania potencjałów elementów nośnych \*część głównego systemu odgromowego)

Ze względu na wielkość systemu odprowadzania z gondoli, tylko kilka połączeń zostało sprawdzonych zgodnie z normą DIN EN 50164-1.

Zgodnie z normą IEC 61400-24, wszystkie elementy konstrukcyjne i komponenty (np. tablice rozdzielcze i generator) muszą być połączone do wyrównania potencjałów, aby uniknąć różnic potencjałów. Równoważenie potencjałów zapewnia również skuteczność ekranowania kabli przed polami magnetycznymi. Wszystkie punkty wyrównania potencjałów są wymiarowane zgodnie z normą IEC 61400-24, chyba że inne przepisy zawierają bardziej szczegółowe wymagania. Wszystkie połączenia wyrównania potencjałów są przedstawione schematycznie. Uziemienie jest częściowo zapewniające przez same komponenty, więc przewody uziemiające są zbędne. Kontakt jest zapewniony dzięki temu, że pomiędzy komponentem a jego punktem uziemienia nie są stosowane punkty wyrównania potencjałów ani inne izolatory.

Wszystkie podesty w wieży są połączone z wnętrzem wieży poprzez system wyrównywania potencjałów. Drabina jest połączona z każdym pomostem poprzez system wyrównywania potencjałów. Podesty wieży z rur stalowych są oddalone od siebie o co najmniej 20 m. Chociaż norma IEC 61400-24 wymaga, aby przewody były połączone z systemem wyrównywania potencjałów co najmniej co 20 m, badania przeprowadzone przez Vestas wykazały, że ze względu na bardzo niski spadek napięcia na wewnętrznej stronie wieży, odległość pomiędzy punktami uziemienia może być większa podczas burzy. Maksymalne napięcie zmierzone na kołnierzu stalowej wieży rurowej wyniosło 4,1 V, a spadek potencjału na metr zmierzony na wewnętrznej ścianie wieży wyniósł 0,0025 V/m przy prądzie 200 kA..





## **8 System uziemienia**

### **8.1 System uziemienia dla morskich elektrowni wiatrowych**

Istnieją 2 rodzaje systemów uziemienia:

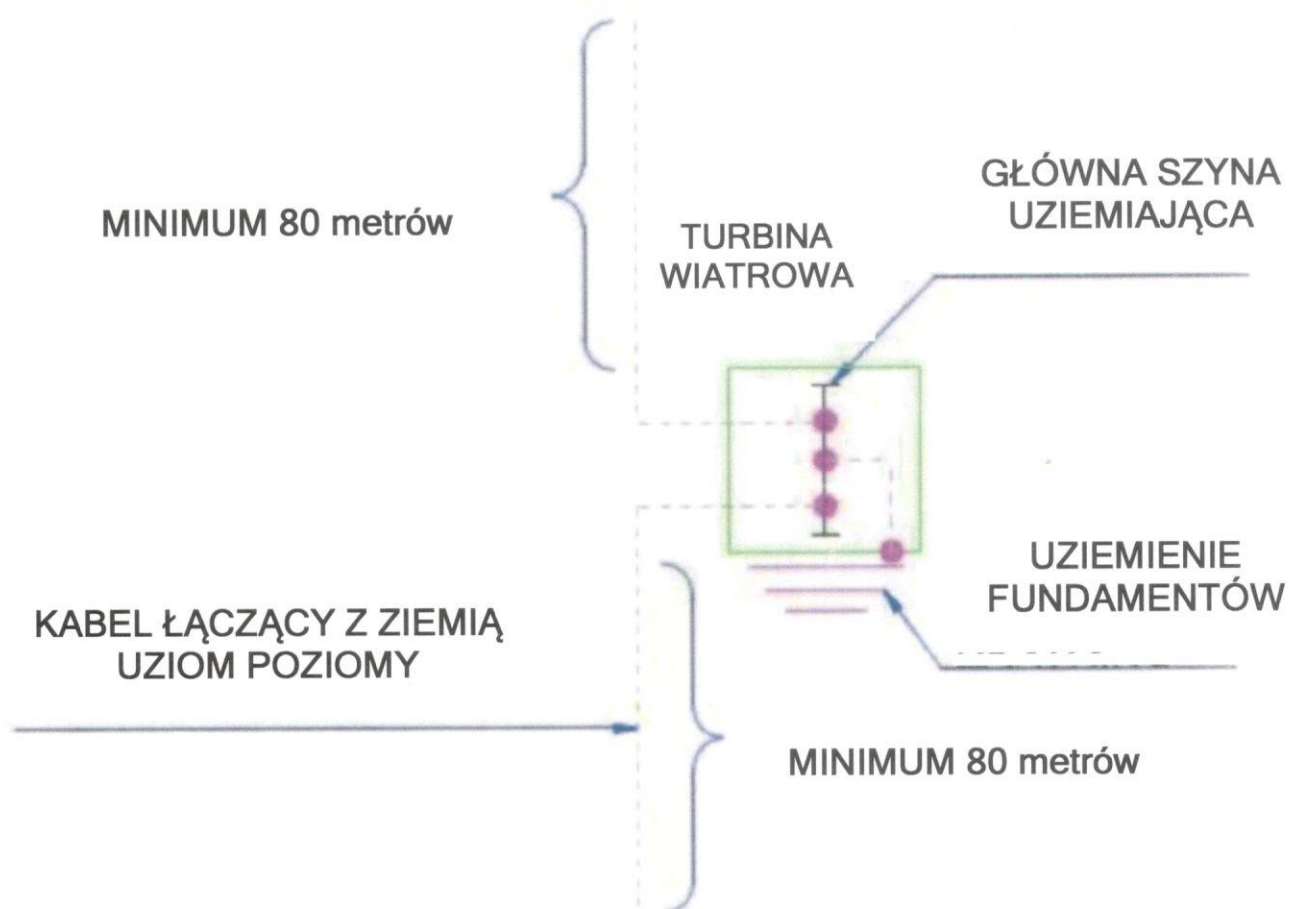
- System uziemienia Vestas
- System uziemienia zasilany z zewnątrz jako część hybrydowego rozwiązania wieży

Hybrydowy system uziemienia wieży jest połączeniem systemu uziemienia Vestas i systemu uziemienia dostawcy. Wieża hybrydowa składa się z górnej części stalowej i betonowej podstawy. Za systemy uziemienia wież hybrydowych odpowiedzialny jest dostawca (nie Vestas). Wymagane certyfikaty dla wieży hybrydowej i powiązanych systemów uziemienia są uzyskiwane przez dostawcę.

Poniższy opis dotyczy zarówno systemu uziemienia Vestas, jak i hybrydowego systemu uziemienia wieży. System uziemienia jest systemem uziemienia typu B. Dla tego typu systemu uziemienia nie obowiązują żadne specjalne wymagania dotyczące rezystancji styku, ale obowiązują one w odniesieniu do propagacji.

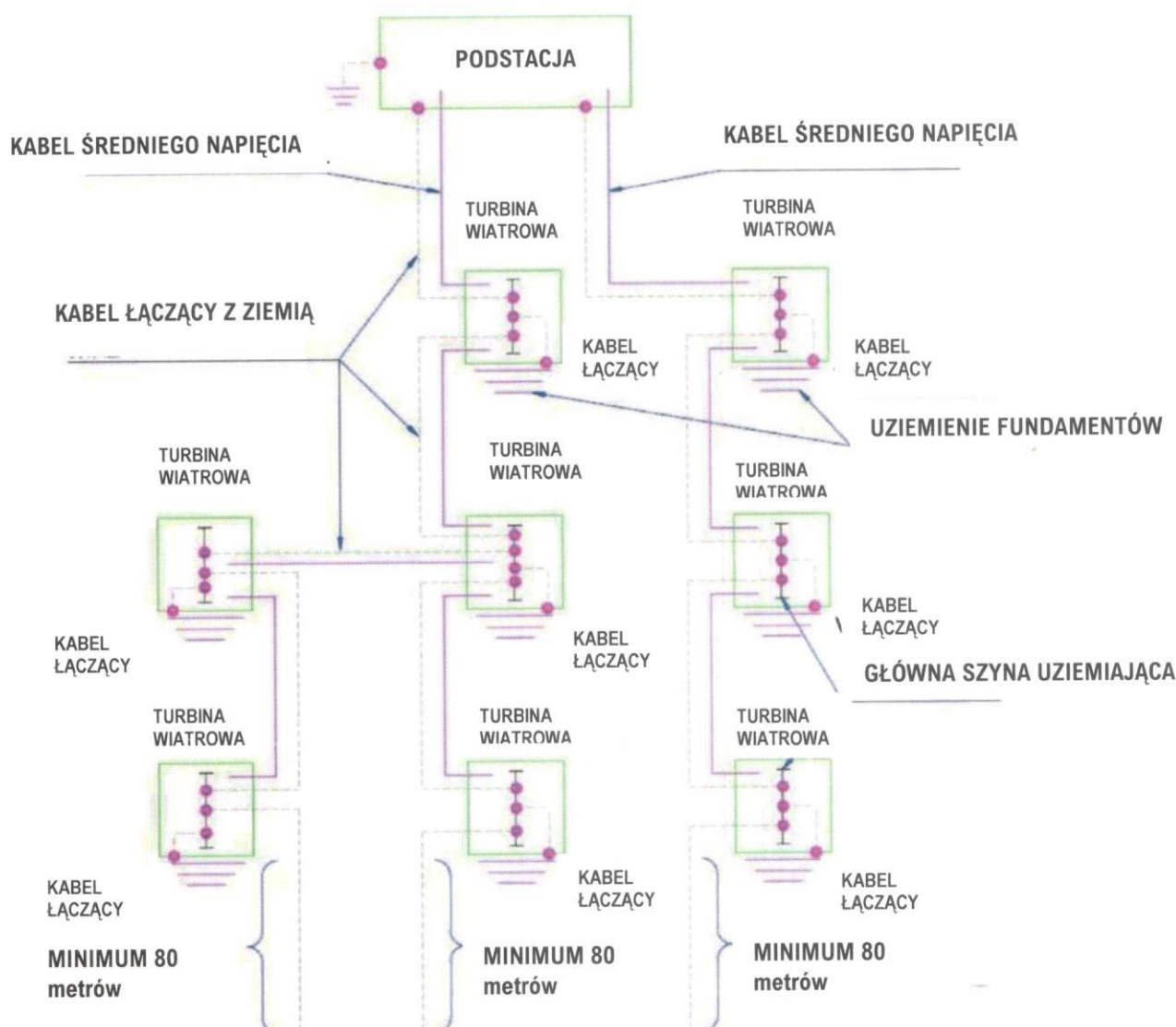
Wszystkie turbiny wiatrowe i stacje elektroenergetyczne są połączone ze sobą poprzez ekran kabla koncentrycznego i/lub przewód uziemiający. Dzięki podwójnym połączeniom wszystkich turbin wiatrowych i stacji elektroenergetycznych w ramach tej samej sieci, system uziemienia nie opiera się na ziemi jako drodze powrotnej dla prądów zakłóceń w sieci. Przy takim założeniu warunki gruntowe wokół turbin wiatrowych oraz rezystancja uziemienia odniesienia systemu uziemienia nie stanowią problemu, ponieważ wszystkie prądy uszkodzeniowe są przewodzone przez bezpośrednie połączenia o znanych przekrojach i długościach. Jeżeli wszystkie części metalowe i otaczające je uziemienie są podniesione do tego samego potencjału, nie występują niedopuszczalne potencjały napięcia dotykowego lub skokowego.

**Vestas**



Ilustracja 8.1: Wizualizacja zasady systemu uziemienia pojedynczej turbiny wiatrowej





**Ilustracja 8.2: Wizualizacja zasady systemu uziemienia farmy wiatrowej**

W celu zapewnienia bezpieczeństwa osobistego w odniesieniu do napięć krokowych i dotykowych wszystkie części metalowe muszą być podłączone do systemu uziemienia. Dzięki temu wszystkie metalowe części mają ten sam potencjał. Jednym z elementów systemu uziemienia jest główny pręt uziemiający, który znajduje się na wejściu kablowym wszystkich linii zasilających turbinę wiatrową. Do tej głównej szyny uziemiającej podłączone są wszystkie elektrody uziemiające. Ponadto na wszystkich przewodach zasilających lub powrotnych do turbiny wiatrowej instalowane są połączenia wyrównawcze.

Norma IEC 61400-24 wymaga pomiaru rezystancji uziemienia podczas instalacji systemu uziemienia. Wartość ta nie jest wykorzystywana przez Vestas z różnych powodów i dlatego nie jest rejestrowana:

- System uziemienia został zaprojektowany jako system uziemienia Klasy 1 i odpowiada Ochronie odgromowej Klasy 1. Promieniowe przewody uziemiające mają łączną długość ponad 80 m, co pozwala na uzyskanie rezystancji uziemienia do 3000 Q/m. Pomiary rezystancji uziemienia powyżej tej wartości nie są wiarygodne i stanowią wyzwanie techniczne.
- Wartości rezystancji uziemienia powyżej 3000 Q/m przekraczają zakres regulacji normy IEC 62305-3, obejmującej tylko rezystancje do 3000 Q/m i promieniowe przewody uziemiające o długości do 80 m.
- Wartości rezystancji uziemienia powyżej 3000 Q/m mierzone są tylko w bardzo skalistym terenie. Środki zaradcze dla wartości rezystancji powyżej 3000 Q/m nie są znane.





Więcej informacji na temat hybrydowego systemu uziemienia wieży można znaleźć w dokumentacji dostawcy

### 8.1.1 Cechy szczególne systemu uziemienia Vestas

Aby zapobiec problemom związanym z korozją systemu uziemienia Vestas, instaluje się miedziany drut, który jest połączony ze zbrojeniem betonowego fundamentu za pomocą zacisków i skrętek. Kiedy dwa różne metale o różnych potencjałach elektrochemicznych są łączone, zawsze istnieje ryzyko powstania elektrolitu, który może przenosić elektrony z jednego metalu na drugi. To przeniesienie elektronów powoduje degradację metalu.

Zgodnie z galwanicznym szeregiem napięciowym stal i miedź mają następujące potencjały:

**Tabela 8.1: Wskaźnik anodowy - potencjał metali w betonie**

Metal	Volt
miedź	-0,2
stal miękka	-0,2
stal szlachetna	-0,2

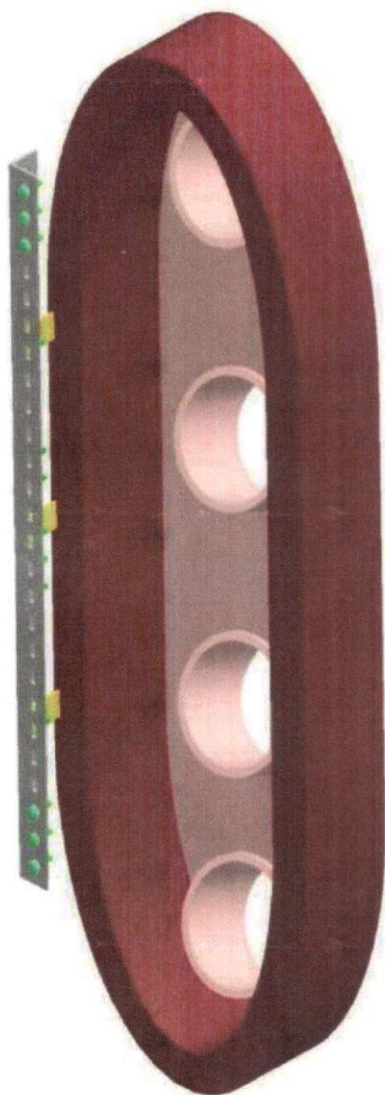
Wszystkie elementy systemu uziemienia są względem siebie galwanicznie neutralne (ten sam potencjał galwaniczny). W ten sposób korozja galwaniczna nie wystąpi w systemie uziemienia, pod warunkiem, że w systemie tym będą stosowane wyłącznie części zgodne z instrukcjami roboczymi Vestas.

### 8.2 System uziemienia dla morskich elektrowni wiatrowych

System uziemienia Vestas został zaprojektowany jako system typu B z uziemieniem fundamentowym (monopal). Monopal pełni funkcję dodatkowej pionowej elektrody uziemiającej, która zapewnia wymaganą wielkość i długość systemu uziemienia w stosunku do instalacji ochrony odgromowej.

Częścią systemu uziemienia Vestas jest główny pręt uziemiający, który znajduje się na wejściu wszystkich kabli podmorskich do wieży turbiny wiatrowej. Elektroda uziemiająca jest podłączona do głównej szyny uziemiającej. Połączenia wyrównawcze na wszystkich kablach przychodzących lub wychodzących z turbiny wiatrowej są podłączone do głównej szyny uziemiającej. Główna szyna uziemiająca jest przyspawana lub przykręcona bezpośrednio do dolnej sekcji wieży. Dzięki temu jest on bezpośrednio połączony z wieżą i wszystkimi innymi metalowymi częściami turbiny wiatrowej. Położenie głównej szyny uziemiającej pokazane jest na poniższej ilustracji.





### Ilustracja 8.3: Możliwe usytuowanie głównej szyny uziemiającej

Kable światłowodowe z metalowymi osłonami kabli lub innymi metalowymi elementami są również podłączane bezpośrednio do głównej szyny uziemiającej w punkcie wejściowym.

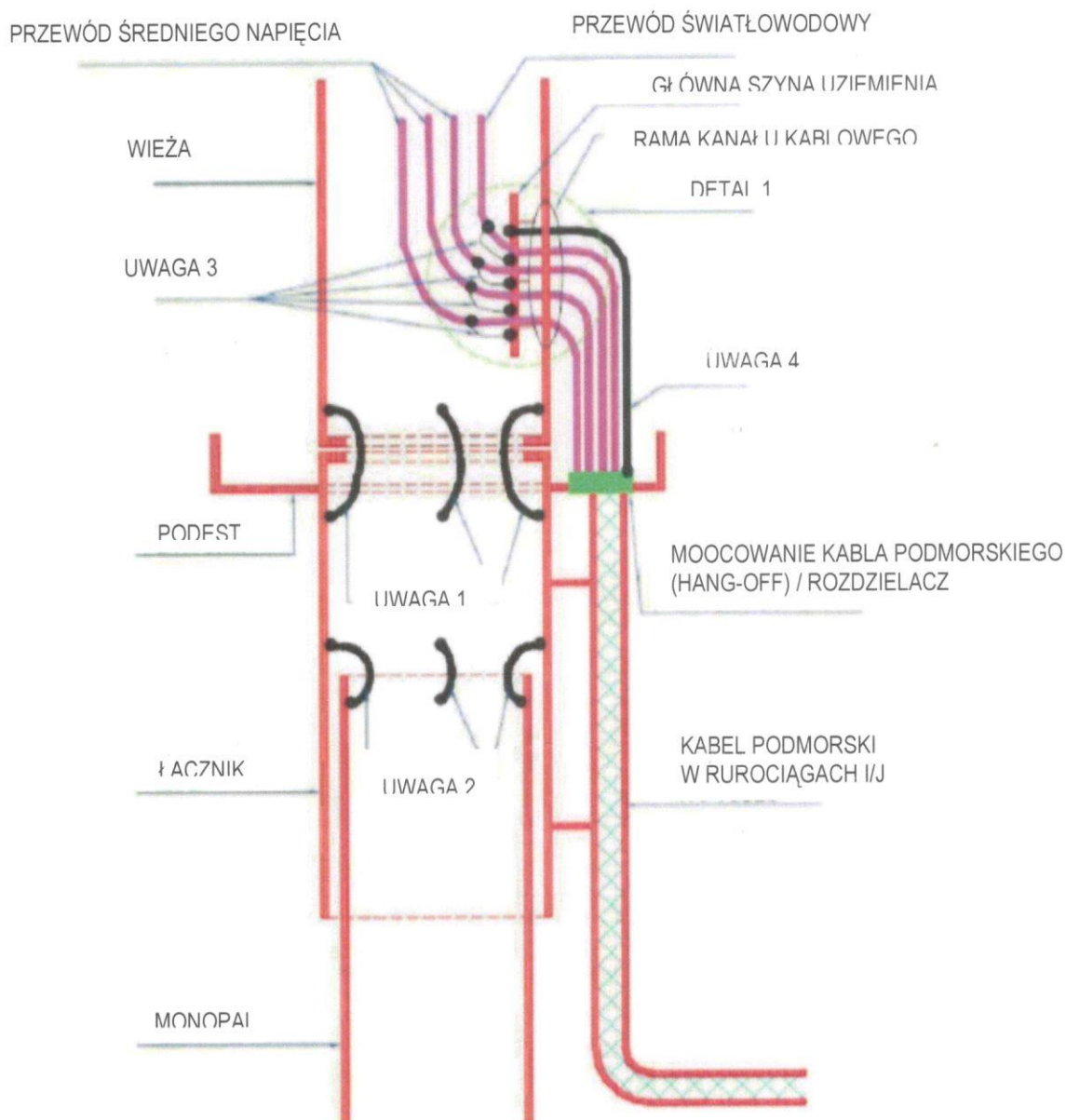
**Vestas**

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

50/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE





RYS. NR 934677

Ilustracja 8.4: Wizualizacja systemu uziemienia firmy Vestas w przypadku ułożenia rur J

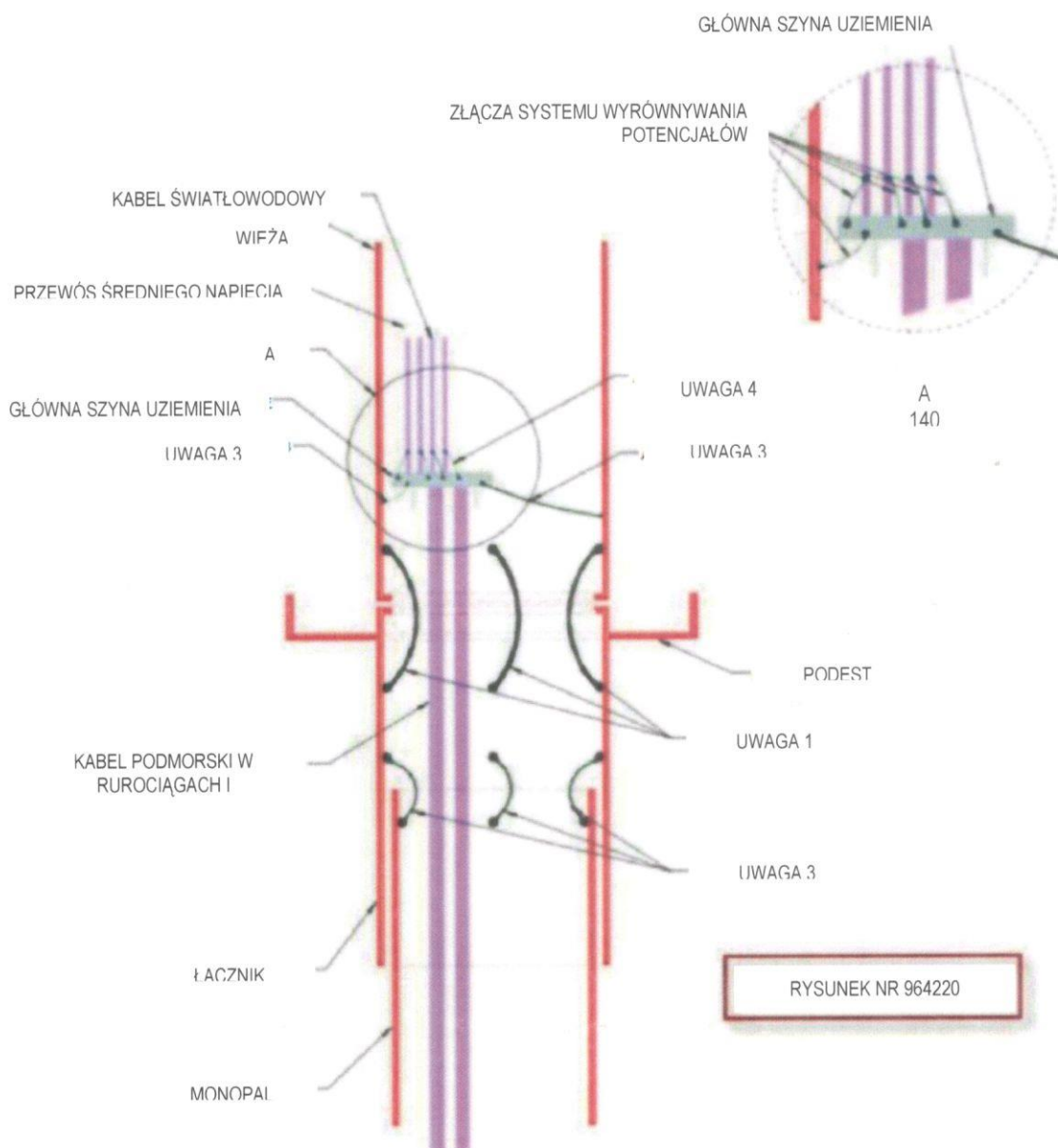
Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

51/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE







### Ilustracja 8.5: Wizualizacja systemu uziemienia firmy Vestas w przypadku ułożenia rur I

Inne kable uziemiające i/lub łączące w kablach podmorskich są również podłączone do głównej szyny uziemiającej.

Zasadniczo wszystkie części metalowe znajdujące się w turbinie wiatrowej i w jej bezpośrednim zasięgu są połączone ze sobą i z systemem uziemienia. Dlatego też, gdy w systemie uziemienia występują prądy, wszystkie jego części, jak również otaczający je grunt i woda są podnoszone do tego samego potencjału. Gdy wszystkie części metalowe, jak również otaczająca je gleba i woda są podniesione do tego samego potencjału, nie może wystąpić napięcie dotykowe ani napięcie krokowe.

Aby kontrolować problemy związane z korozją systemu uziemienia Vestas, wszystkie materiały zostały starannie dobrane. Kiedy dwa różne metale o różnych potencjałach elektrochemicznych są łączone, zawsze istnieje ryzyko powstania elektrolitu, który może przenosić elektrony z jednego metalu na drugi. To przeniesienie elektronów powoduje rozpad metalu.

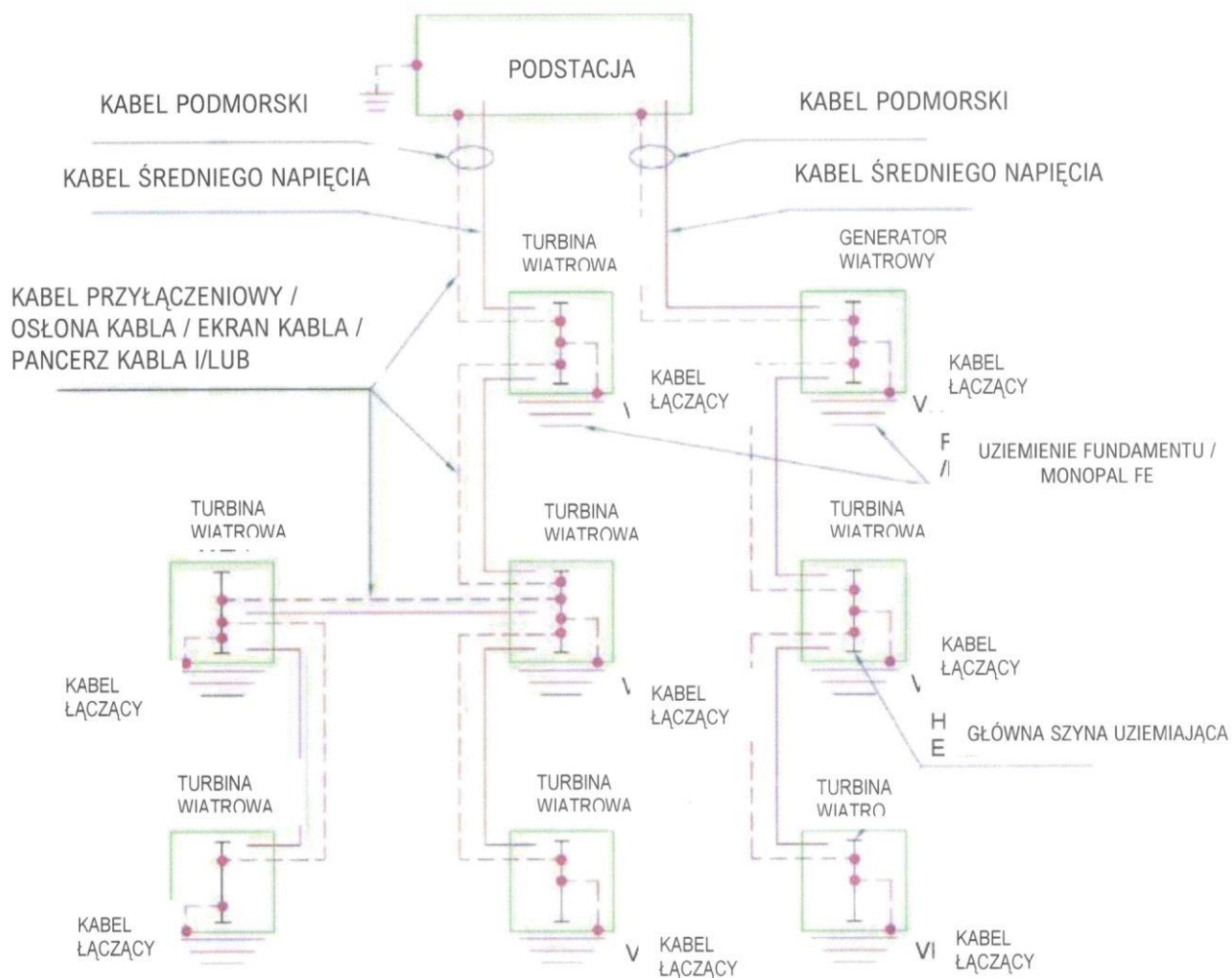
Zgodnie z szeregiem napięć galwanicznych dla materiałów w glebach obojętnych i wodzie, stal i miedź mają potencjały podane poniżej.

**Tabela 8.2: Wskaźnik anodowy - potencjał metali w betonie**

Metal	Volt
miedź	-0,2
stal miękka	-0,2
stal szlachetna	-0,2

System uziemienia Vestas dla instalacji średniego napięcia w turbinie wiatrowej jest taki sam, jak opisany wcześniej. Wszystkie turbiny wiatrowe i podstacje są jednak ze sobą połączone.

**Vestas**



RYSUNEK NR 934676

Ilustracja 8.6: Wizualizacja systemu uziemienia w sieci energetycznej (w farmie wiatrowej)



**Vestas**



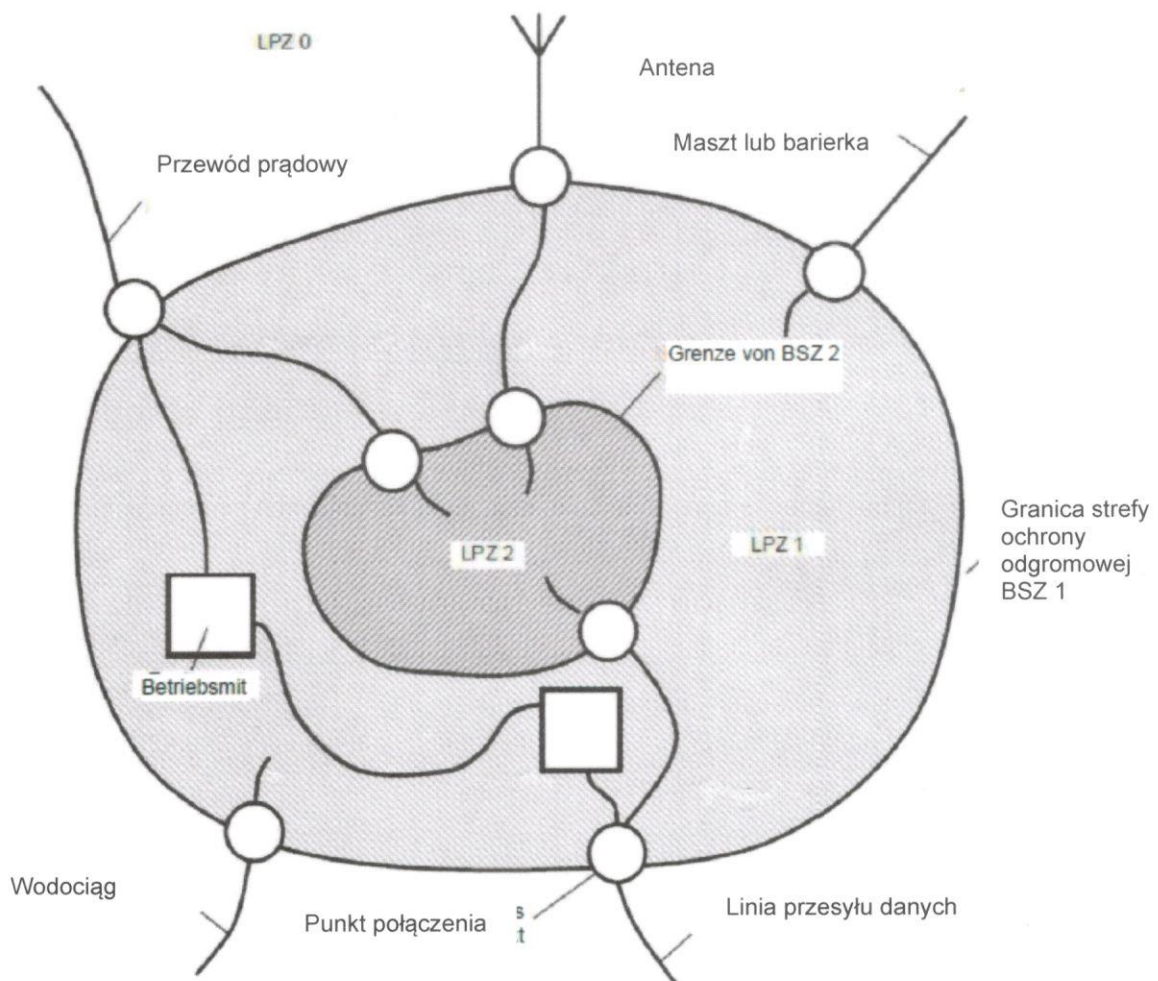
## 9 Ochrona elementów elektrowni wiatrowej

### 9.1 Strefy ochrony odgromowej (BSZ)

Aby określić, jak dobrze dany element musi być chroniony przed wyładowaniami atmosferycznymi, elektrownię wiatrową można podzielić na różne strefy, które opisują środowisko, na jakie narażone są poszczególne elementy.

#### 9.1.1 Strefy ochrony odgromowej, opisane w normach

Wyładowanie w strefach opisuje norma IEC 62305-1:2006.



Połączenie masy instalacji zaopatrujących – bezpośrednie lub za pośrednictwem odpowiednich ochronników przeciwprądowych

#### Ilustracja 9.1: Koncepcja stref ochrony odgromowej BSZ zgodnie z normą IEC 62305-4:2010

W odniesieniu do zagrożenia piorunowego, zdefiniowano następujące strefy ochrony odgromowej BSZ (patrz IEC 62305-1). Strefy zewnętrzne:

- BSZ 0: Strefa zagrożona przez nietłumione pole elektromagnetyczne pioruna, w której systemy wewnętrzne mogą być narażone na pełne lub proporcjonalne działanie prądu piorunowego. BSZ 0 dzieli się na:



- LPZ 0A: Strefa zagrożona bezpośrednim uderzeniem pioruna oraz nietłumionym polem elektromagnetycznym pioruna. Systemy wewnętrzne mogą być narażone na działanie pełnego prądu piorunowego.
- BSZ 0B: Strefa chroniona przed bezpośrednim uderzeniem pioruna, ale zagrożona przez nietłumione pole elektromagnetyczne pioruna. Instalacje wewnętrzne mogą być narażone na działanie proporcjonalnych prądów piorunowych.

Strefy wewnętrzne: (zabezpieczone przed bezpośrednim uderzeniem pioruna)

Strefy wewnętrzne: (zabezpieczone przed bezpośrednim uderzeniem pioruna):

- BSZ 1: Strefa, w której prądy przepięciowe są ograniczone przez podział prądu oraz przez urządzenia ochrony przeciwprzepięciowej na granicach strefy. Pole elektromagnetyczne pioruna może być ograniczone przez ekranowanie przestrzenne.
- BSZ 2: Strefa, w której prądy przepięciowe są dodatkowo ograniczane przez podział prądu oraz przez dodatkowe urządzenia ochrony przeciwprzepięciowej na granicach strefy. Pole elektromagnetyczne pioruna może być jeszcze bardziej ograniczone przez dodatkowe ekranowanie przestrzenne.

### 9.1.2 Definicja otoczenia stref ochrony odgromowej BSZ w elektrowni wiatrowej

Standardowa klasyfikacja stref ochrony odgromowej jest stosowana głównie do budynków i tym podobnych. W przypadku turbin wiatrowych podział ten jest znacznie bardziej skomplikowany, gdyż mamy tu do czynienia z bezpośrednim oddziaływaniem pioruna. Czysty podział turbiny wiatrowej na różne standardowe strefy ochrony odgromowej jest bardzo trudne bez przybliżeń. Granice stref są określone arbitralnie i w rzeczywistości są o wiele bardziej dynamiczne niż przewiduje norma. W normie środowisko elektromagnetyczne i prądy przepięciowe są ze sobą powiązane, tak że ochrona odgromowa opisuje zarówno pole magnetyczne, jak i prądy przepięciowe. W rzeczywistości jednak silne pola magnetyczne mogą występować nawet bez dużych prądów udarowych. W przypadku turbiny wiatrowej postanowiono zatem rozważyć te dwa źródła szkód oddzielnie.

Strefy ochrony odgromowej opisują jedynie pole magnetyczne:

**Tabela 9.1: Wartości stref ochrony odgromowej BSZ**

Nazwa	Wartość
BSZ 0A oraz BSZ 0B	$H [A/m] > 5000 A/m$
BSZ 1	$H [A/m] < 5000 A/m$
BSZ 2	$H [A/m] < 500 A/m$

Prądy udarowe są niezależne od klasyfikacji stref ochrony odgromowej BSZ turbiny wiatrowej. Określone są następujące wartości maksymalne:

- Wszystkie zewnętrzne ochronniki przeciwprądowe muszą wytrzymywać zależnie od lokalizacji 2,5 kA lub 5 kA (10/350 qs) (nie wliczając wewnętrznej ochrony elektroniki).
- W skrajnych przypadkach, takich jak światło ostrzegawcze i anemometr, przeprowadzono mniejszy test w pełnej skali, aby zapewnić nieograniczoną funkcjonalność nawet przy prądach przepięciowych przekraczających 5 kA (10/350 kws).

### 9.1.3 Podział stref ochrony odgromowej elektrowni wiatrowej według norm

Definicja stref ochrony odgromowej w elektrowni wiatrowej:





Tabela 9.2: Definicja stref

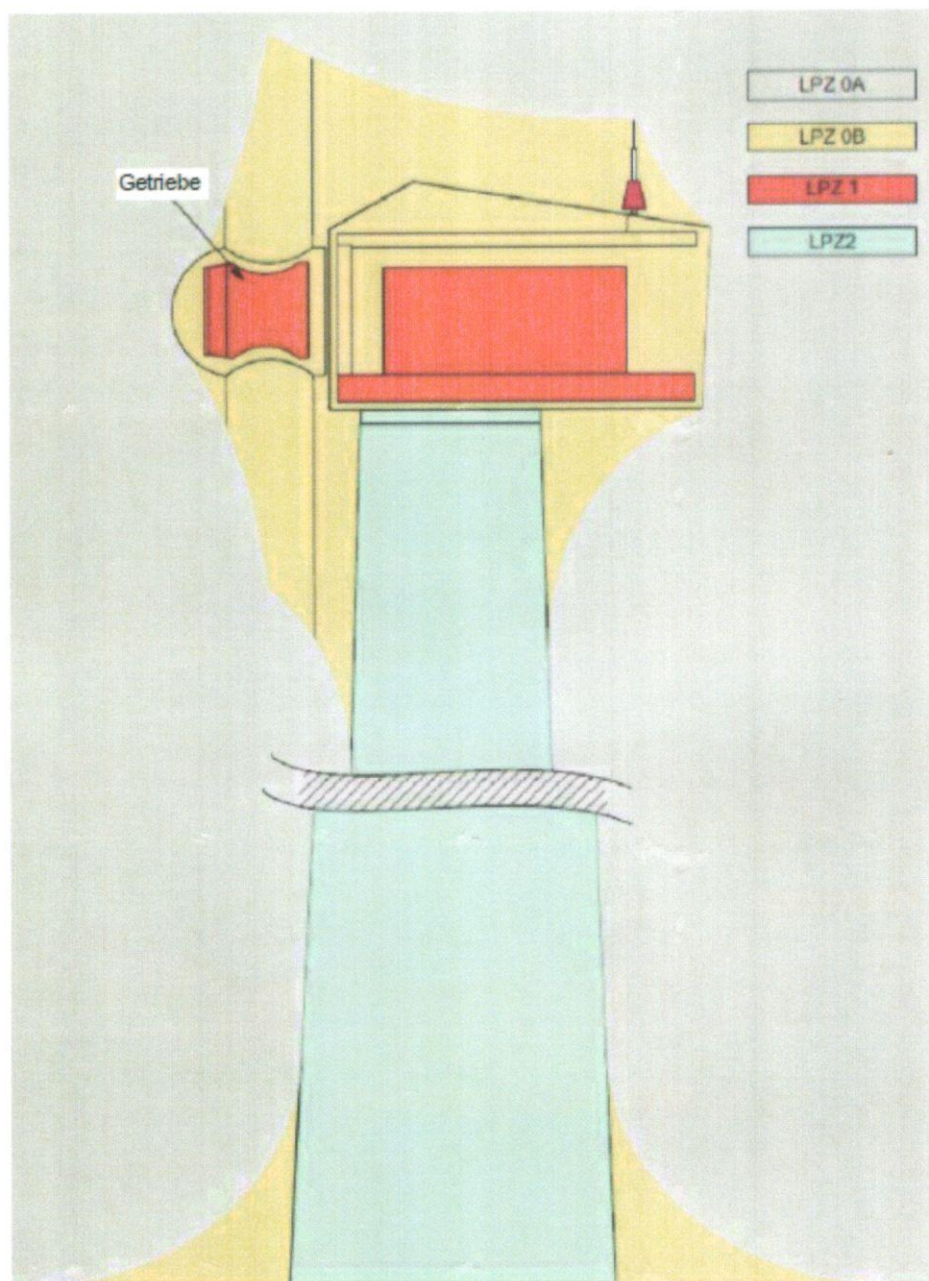
Classification (klasyfikacja)	Nazwa
Łopata wirnika	W obrębie łopaty wirnika BSZ 0B, poza łopatą wirnika BSZ 0A
Piasta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BSZ 0A dla wyposażenie umieszczonego najdalej na zewnątrz</li> <li>• BSZ 0B i BSZ 1 między wirnikiem a obudową przekładni</li> <li>• BSZ 1 w obudowie przekładni</li> <li>• BSZ 2 w zamontowanych tu konsolach ochrony odgromowej</li> </ul>
Gondola	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BSZ 0A poza punktami uderzenia pioruna wyznaczonymi metodą toczącej się kuli</li> <li>• BSZ 0B nad dachem gondoli oraz w miejscach chronionych przez urządzenia odgromowe (receptory itp.)</li> <li>• BSZ 0B (<math>H &gt; 10.000 \text{ A/m}</math>) lub BSZ 0B (<math>H &lt; 10.000 \text{ A/m}</math>) w gondoli, w zależności od odległości od części przewodzących prąd i natężenia prądu. Konstrukcja stalowa tworząca gondolę stanowi granicę strefy.</li> <li>• BSZ 1 w zamontowanych tu szafkach sterowniczych i in obudowach</li> </ul>
Wieża	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BSZ 2 w wieży z rur stalowych</li> <li>• BSZ 2 w wieży hybrydowo-betonowej</li> </ul>

### Klasyfikacja stref ochrony odgromowej turbiny wiatrowej

Turbina wiatrowa dzieli się na różne strefy ochrony odgromowej. Klasyfikacja ta stanowi jednak tylko przegląd orientacyjny.





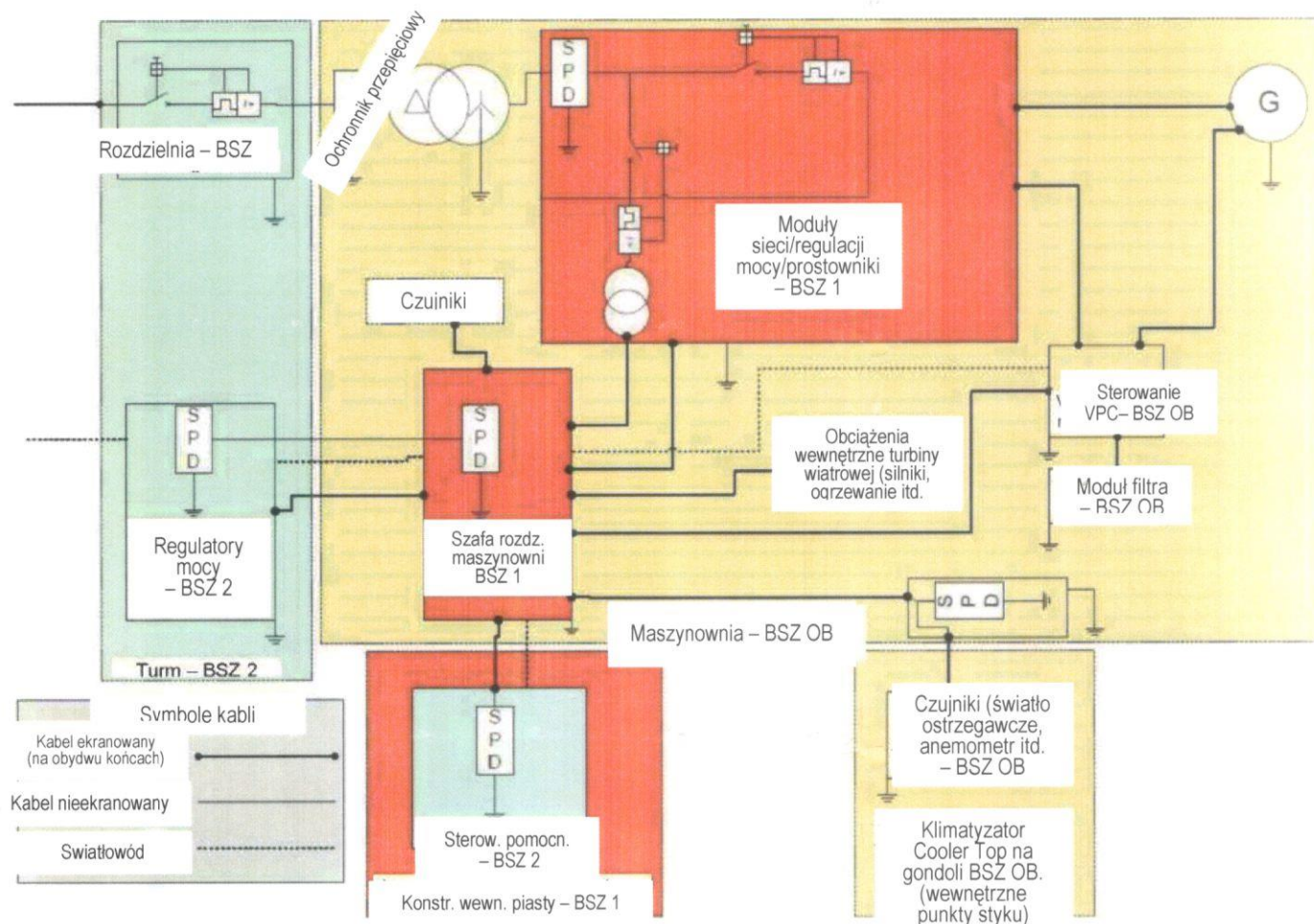


**Ilustracja 9.2: Klasyfikacja stref ochrony odgromowej turbiny wiatrowej**

#### **Klasyfikacja stref ochrony odgromowej systemów energetycznych i modułów**

Na poniższej ilustracji W poniższej Ilustracji elektronika została podzielona na różne strefy ochrony odgromowej.





**Ilustracja 9.3: System elektryczny i moduły elektryczne**

Klasyfikacja turbiny wiatrowej opiera się na strefach ochrony odgromowej oraz konsolach EMC/konsolach ochrony odgromowej. Pokazano zastosowane kable ekranowane, ochronniki przeciwprądowe i kable światłowodowe. Pokazano również uziemienie i wyrównanie potencjałów.

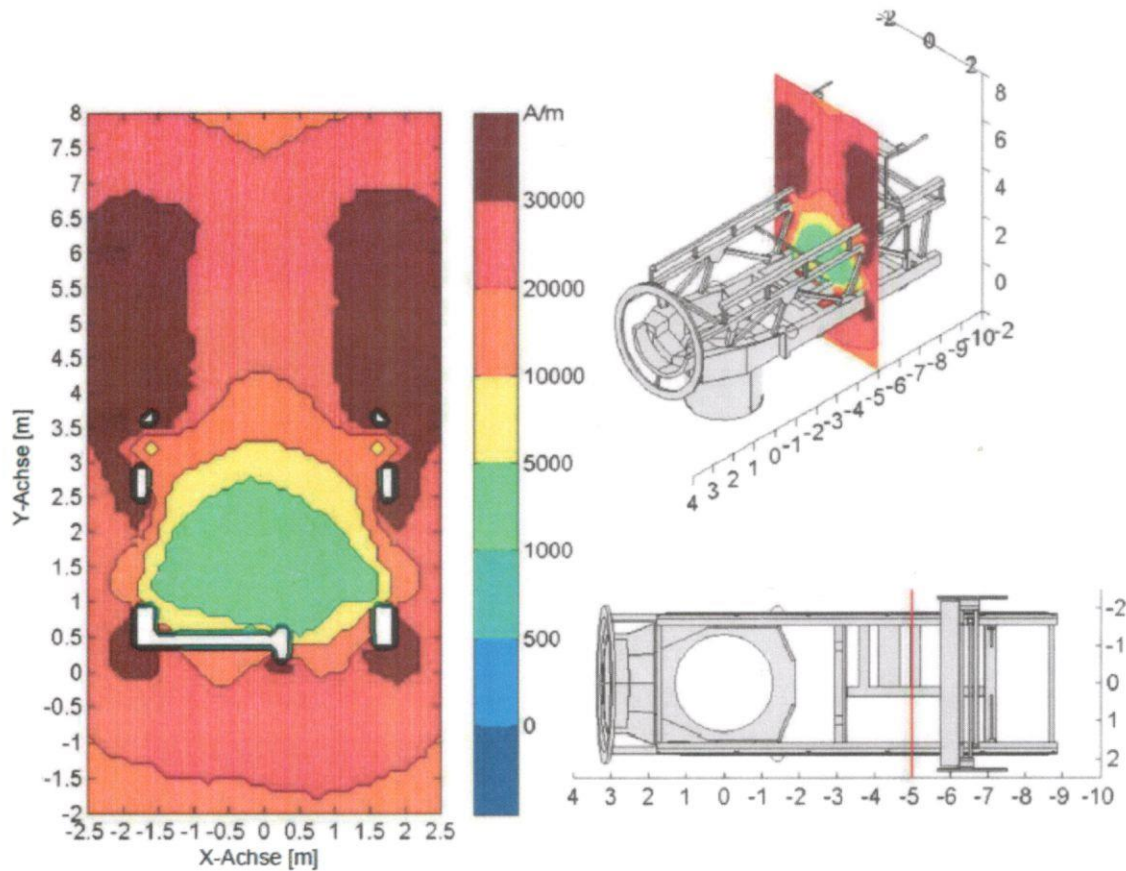
### Klasyfikacja stref ochrony odgromowej lub odporność na zakłócenia na podstawie symulacji

Jeżeli znany jest prąd płynący przez główną konstrukcję turbiny wiatrowej, pole magnetyczne może być wyznaczone w drodze symulacji. Zaletą tych symulacji jest możliwość uwzględnienia anulowania pola magnetycznego pomiędzy dwoma strukturami przewodzącymi prąd piorunowy. W ten sposób uzyskuje się dynamiczny obraz podziału BSZ turbiny wiatrowej. Zamiast klasyfikacji BSZ zgodnie z IEC 62305, ochrona elementów może być zaprojektowana tak, aby wytrzymać obliczone środowisko wyładowań atmosferycznych. Dzięki temu uzyskuje się znacznie lepszą i dokładniejszą ochronę każdego elementu. Pole magnetyczne w prostym przekroju gondoli pokazane jest na poniższej ilustracji.



**Vestas**





## 9.2 Szafy sterownicze/obudowy i kable

### 9.2.1 Szafy sterownicze/obudowy

Elektrownia wiatrowa składa się głównie z 7 większych konsol do sterowania całą turbiną. Większość konsol znajduje się nad wieżą i jest zabezpieczona przed działaniem pól magnetycznych i elektrycznych. Zabezpieczenie to uzyskuje się poprzez tłumienie pola magnetycznego konsol, dzięki czemu mogą one funkcjonować w środowisku instalacji. Konsola jest umieszczona w fundamencie wieży i dlatego nie wymaga dodatkowej ochrony przed polem magnetycznym. Tłumienie w szafach i obudowach zostało zwymiarowane zgodnie z normą EN 50147-1, aby zapewnić maksymalne pole magnetyczne 5000 A/m wewnątrz (BSZ 1).

### 9.2.2 Stosowanie kabli ekranowanych

Wszystkie kable sygnałowe turbin wiatrowych są kablami ekranowanymi o impedancji przenoszenia zapewniającej, że indukowane napięcia przepięciowe nie osiągają poziomu wyższego niż odporność na przepięcia elementów zainstalowanych za kablami oraz samych kabli. Aby w pełni wykorzystać zalety kabli ekranowanych, należy połączyć je na obu końcach w taki sposób, aby uzyskać tłumienie pola magnetycznego. Zastosowanie kabli ekranowanych zapewnia również większą niezawodność turbiny wiatrowej z punktu widzenia kompatybilności elektromagnetycznej.





### 9.2.3 Stosowanie i rozmieszczenie ochronników przepięciowych

Z reguły rezygnuje się z zastosowania ochronników przeciwprądowych, ponieważ są to zazwyczaj elementy zużywalne. Ochronniki przeciwprądowe są zatem stosowane tylko w przypadku kabli energetycznych, w których kable ekranowane nie okazały się korzystne. W niektórych przypadkach ochronniki przeciwprądowe stosowane są razem z kablami ekranowanymi ze względu na wysokie napięcie indukowane na komponentach. Stosowanych w elektrowniach wiatrowych ochronników przeciwprądowych nie można podzielić na różne kategorie. Używane ochronniki przeciwprądowe łączą w sobie wszystkie kategorie. Dlatego nie ma potrzeby koordynowania ochronników przeciwprądowych w odniesieniu do kategorii 1, 2 i 3. Minimalny poziom prądu przepięciowego dla ochronników przeciwprądowych stosowanych z kablami zasilającymi ( $U > 50$  V) wynosi 2,5 lub 5 kA (10/350 ps).

#### Konserwacja

Najważniejsze ochronniki przeciwprądowe zostały sprawdzone pod kątem żywotności wynoszącej ponad 10 x 20 lat w swoim normalnym środowisku wyładowań atmosferycznych, tak więc nie wymagają one konserwacji.

### 9.2.4 Klasy kabli i odstępy separujące kable

Odstępy separujące kable jest bardzo ważnym środkiem zmniejszającym indukowanie się napięć udarowych w sąsiednich kablach. Zgodnie z IEC 61000-5-2, kable muszą być prowadzone oddzielnie. Ze względu na ograniczenia przestrzenne firma Vestas stosuje opisaną poniżej strategię zachowywania odstępów separujących kable.

Tabela 9.3: Klasy kabli

Klasy kabli	Określenie
Kable wrażliwe	Kable do sygnałów, czujników, transmisji danych, zasilaczy 24 V DC i podobnych.
Kable niewrażliwe	Kable do silników, zaworów, kable zasilające prądem zmiennym (50 ~ 1000 V) i tym podobne.
Kable obciążone szumami	Kable średniego napięcia i kable pomiędzy falownikiem a generatorem

Minimalna odległość pomiędzy poszczególnymi kategoriami kabli dobierana jest zgodnie z poniższą tabelą.

Tabela 9.4: Minimalna odległość między ekranowanymi kablami wrażliwymi

	Kable wrażliwe	Kable niewrażliwe	Kable obciążone szumami
Kable wrażliwe	0 mm	0 mm	50 mm dla pierwszych 3 metrów od źródła szumów, poza tym 0 mm
Kable niewrażliwe	0 mm	0 mm	0 mm
Kable obciążone szumami	50 mm dla pierwszych 3 metrów od źródła szumów, poza tym 0 mm	0 mm	0 mm



**Vestas**

### **9.3 Połączenie elektrowni wiatrowej z otoczeniem zewnętrznym**

Turbina wiatrowa jest połączona z otoczeniem zewnętrznym za pomocą ekranowanego kabla średniego napięcia. Ekranowanie kabla kończy się na głównej szynie uziemiającej fundamentu, aby zapewnić, że przepięcia pochodzące z wyładowań atmosferycznych nie będą przenoszone na turbinę wiatrową. Ochrona przed przepięciami z sieci jest zapewniona w stacji elektroenergetycznej (zarówno na stronie pierwotnej jak i wtórnej transformatora), tak aby napięcie przepięcia było niższe niż pozwala na to wytrzymałość napięciowa kabla.

Transmisja danych do turbiny wiatrowej odbywa się za pomocą światłowodów, które nie wymagają ochrony odgromowej.

### **9.4 Transformator średniego napięcia**

Transformator średniego napięcia jest chroniony przez ograniczniki przepięć po stronie pierwotnej (SN) oraz przez ochronniki przeciwprądowe po stronie wtórnej (NN). Zabezpieczenie strony pierwotnej zaprojektowano na 10 kA (8/20  $\mu$ s). Ochrona przeciwprzepięciowa na stronie pierwotnej jest tego samego typu co ochrona opisana w punkcie 9.2.3 Zastosowanie i lokalizacja urządzeń ochrony przeciwprzepięciowej, strona 57.

**Vestas**

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

62/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE



## **10 Odpowiedzialność za szkody wyrządzone przez piorun**

Zgodnie z polityką firmy, Vestas nie ponosi odpowiedzialności za uszkodzenia spowodowane wyładowaniami atmosferycznymi, ponieważ konstrukcja instalacji odgromowej spełnia wymagania najwyższej klasy ochrony odgromowej (poziom zagrożenia LPL I) zgodnie z normą IEC 61400-24.

Wobec braku wystarczająco szczegółowych procedur pomiarowych dla całego spektrum form i amplitud wyładowań atmosferycznych, nie jest możliwe oszacowanie, czy uderzenie pioruna, które uszkodziłoby turbinę wiatrową, mieści się w zakresie poziomu zagrożenia, dla którego turbina wiatrowa została zaprojektowana.

**Vestas**

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

63/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE





RESTRICTED

Restricted  
Dokument nr: 0068-3752 V00  
21. Juni 2017

# Opis ogólny

## ryzyko spadania lodu i miotania

## lodem oraz zmniejszanie ryzyka -

## V105/V112/V117/V126/V136/V150



Vestas Wind Systems A/S ■ Hedeager 44 ■ 8200 Aarhus N ■ Denmark ■ [www.vestas.com](http://www.vestas.com)

**Vestas**

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

64/240



## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

### History of this document

Wersja no.	Date	Description of changes
0	21.06.2017	Initial version

### Spis treści

1	Referencje .....	2
2	Opis ogólny .....	3
3	Ryzyko oblodzenia .....	3
4	Zmniejszenie ryzyka oblodzenia .....	4
4.1	Zarządzanie lokalizacjami elektrowni wiatrowych .....	4
4.2	Montaż urządzeń ochronnych i ostrzeżeń optycznych .....	5
4.3	Koncepcja bezpieczeństwa personelu .....	5
4.4	System Vestas Ice Detection™ (System detekcji lodu firmy Vestas) .....	6
5	Wpływ zimnych warunków klimatycznych na elektrownię wiatrową .....	8
6	System Vestas De-icing™ (System usuwania lodu VDS - Vestas) .....	9
7	Ogólne ograniczenia, wskazówki i wykluczenia odpowiedzialności .....	12

Patrz Ogólne ograniczenia, uwagi i wykluczenia odpowiedzialności (w tym punkt 7 Ogólne ograniczenia, wskazówki i wykluczenia odpowiedzialności) w niniejszej Specyfikacji Ogólnej.

## 1 Referencje

Ref.-	Tytuł dokumentu
[1]	<i>Oblodzenie turbin wiatrowych a bezpieczeństwo publiczne - wymierne ryzyko?</i> Colin Morgan i Ervin Bossanyi, Garrad Hassan, 1996.
[2]	<i>Analiza ryzyka miotania lodem przez turbiny wiatrowe.</i> Henry Seifert, Annette Westerhellweg i Jürgen Kröning, DEWI, 2003.
[3]	<i>Projekty energii wiatrowej w regionach o zimnym klimacie.</i> IEA Wind – Studium grupy eksperckiej w zakresie zalecanych działań, 22 maja 2012
[4]	<i>Projekty energii wiatrowej w regionach o zimnym klimacie.</i> Tammelin, Cavaliere, Holttinen, Hannele, Morgan, Seifert i Säntti, 1997.
[5]	<i>Ogólna specyfikacja VID.</i> Vestas Wind Systems A/S, DMS 0049-7921.
[6]	<i>Ogólna specyfikacja VDS.</i> Vestas Wind Systems A/S, DMS 0060-8398.

**Vestas**

Vestas Wind Systems A/S ■ Hedeager 44 ■ 8200 Aarhus N ■ Denmark ■ www.vestas.com

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

65/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE



## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

### 2 Opis ogólny

Nowoczesne turbiny wiatrowe są dużymi konstrukcjami o dużych powierzchniach, na których może tworzyć się i gromadzić lód w określonych warunkach atmosferycznych, takich jak temperatury otoczenia bliskie 0 °C w połączeniu z wysoką wilgotnością względną i opadami. Proces ten nie różni się od procesu stosowanego w przypadku innych dużych konstrukcji, takich jak linie przesyłowe, mosty, budynki itp. Przyczepność lodu do powierzchni turbiny wiatrowej zmienia się w zależności od warunków formowania i stanu powierzchni. Jednakże, ponieważ powierzchnie wieży, gondoli, piasty i łopat są gładkie, nagromadzony lód może zostać wyrzucony z turbiny wiatrowej i spaść na ziemię w wyniku działania siły grawitacji.

Ponadto, szczególnie w przypadku łopat turbin wiatrowych, gromadzenie się lodu jest przyspieszone, gdy istnieją wymagane warunki atmosferyczne i gdy turbina wiatrowa pracuje (np. gdy wirnik się obraca). Dzieje się tak na skutek zwiększonego chłodzenia łopat przez wiatr podczas obrotu. Oprócz oddzielania się lodu, akumulacja lodu na łopatach może również prowadzić do miotania lodem, gdzie lód nie tylko spada w przybliżeniu pionowo z turbiny wiatrowej w zależności od prędkości wiatru, ale również ześlizguje się z obracających się łopat w wyniku działania sił obrotowych i jest wyrzucany na pewną odległość od turbiny wiatrowej. Odległość ta zależy od prędkości obrotowej wirnika, prędkości wiatru i struktury nagromadzonego lodu.

Podczas opracowywania projektu, eksploatacji i serwisowania należy uwzględnić odpowiednie aspekty bezpieczeństwa związane z oddzielaniem i zrzucaniem lodu.

Celem tego ogólnego opisu jest przedstawienie informacji o zagrożeniach, zaproponowanie zaleceń dotyczących sposobów ich ograniczenia oraz wyjaśnienie, między innymi, jakie są dostępne opcje dla turbin wiatrowych, które mogą wpłynąć na działanie lodu i ograniczyć ryzyko związane z lodem.

### 3 Ryzyko oblodzenia

Tworzenie się i gromadzenie lodu na konstrukcji turbiny wiatrowej zależy od warunków atmosferycznych panujących w miejscu instalacji turbiny wiatrowej oraz od trybu pracy turbiny wiatrowej. Spadanie nagromadzonego lodu z turbiny wiatrowej podczas postoju lub wyrzucanie lodu z pracującej turbiny wiatrowej może być spowodowane nagłymi zmianami warunków atmosferycznych, na przykład temperatury otoczenia, opadów, wiatru lub promieniowania słonecznego.

Może to być również spowodowane mechanicznym ruchem konstrukcji turbiny wiatrowej spowodowanym wibracjami, zmianami stanu trybu pracy, takimi jak przyspieszanie/spowalnianie, zatrzymania awaryjne itp. i nie można przewidzieć, kiedy wystąpi pojedyncze zdarzenie dyskretne w postaci oblodzenia lub wyrzutu

**Vestas**

Vestas Wind Systems A/S ■ Hedeager 44 ■ 8200 Aarhus N ■ Denmark ■ [www.vestas.com](http://www.vestas.com)

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

66/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE





## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

lodu. Kawałki, bloki, tafle lub stożki lodu mogą się oderwać i spaść lub zsunąć się z turbiny wiatrowej, co sprawia, że obszar bezpośrednio pod gondolą i wirnikiem jest strefą najwyższego ryzyka. [1].

Drugą strefą najwyższego ryzyka jest okrągły obszar wokół turbiny wiatrowej, gdzie wyrzut lodu może odrzucić kawałki lodu od turbiny wiatrowej. Chociaż turbina wiatrowa obraca się o 360 stopni wokół pionowej osi wieży, zwykle istnieje dominujący kierunek wiatru dla danego miejsca i obszaru montażu, więc ryzyko oblodzenia nie jest równomiernie rozłożone na obszarze 360 stopni wokół turbiny wiatrowej, ale jest większe w niektórych sektorach wiatrowych niż w innych. Nie jest możliwe podanie ogólnych wytycznych dotyczących rozkładu ryzyka, ponieważ zależy ono od lokalnych warunków każdego projektu.

W zależności od warunków odległość, na jaką mogą być wyrzucane kawałki lodu od turbiny wiatrowej, może wynosić nawet kilkaset metrów [1,2]. Wszystkie osoby (ludność lub pracownicy budowy), budynki, instalacje, infrastruktura, środki transportu itp., które zostaną uderzone przez spadające kawałki lodu, mogą doznać obrażeń ciała lub szkód materialnych, jeżeli nie zostaną podjęte odpowiednie środki ochronne.

## 4 Zmniejszenie ryzyka oblodzenia

Ryzyko spadania lodu i miotania lodem należy uwzględnić podczas planowania i zatwierdzania projektu, a także podczas eksploatacji i serwisowania turbiny wiatrowej. Dotyczy to w szczególności farm wiatrowych wznoszonych na terenach gęsto zaludnionych, rekreacyjnych, w pobliżu dróg, obszarów handlowych itp.

Vestas zainstalował ponad 60 000 turbin wiatrowych w ponad 40 krajach w ciągu ostatnich 30 lat (do czerwca 2017 r.), z których wiele jest narażonych na warunki oblodzenia przez znaczny okres w roku. Na podstawie tych praktycznych doświadczeń, w połączeniu z wytycznymi najlepszych praktyk branżowych [3], Vestas proponuje następujące środki minimalizujące ryzyko i skutki spadania lodu i miotania lodem dla farm wiatrowych narażonych na działanie mrozu:

### 4.1 Zarządzanie lokalizacjami elektrowni wiatrowych

Na etapie wyboru lokalizacji i zatwierdzania projektu ważne jest, aby zapewnić, że poszczególne turbiny wiatrowe są zlokalizowane w bezpiecznej odległości od obszarów publicznych, obszarów rekreacyjnych/komercyjnych, dróg, budynków, instalacji, infrastruktury itp. Vestas zawsze zaleca przeprowadzenie oceny ryzyka oblodzenia dla konkretnego obiektu, ale jeśli nie jest to możliwe, przydatne mogą być ogólne wytyczne.

Jednostki certyfikujące DNVGL i DEWI zalecają korzystanie ze źródła referencyjnego "Wind power generation in cold climatic conditions" [4], które proponuje następujące zasady obliczania bezpiecznej odległości "d" odpowiednio dla spadania lodu i miotania lodem:

**Vestas**

Vestas Wind Systems A/S ■ Hedeager 44 ■ 8200 Aarhus N ■ Denmark ■ [www.vestas.com](http://www.vestas.com)



## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

spadanie lodu:  $d = v \cdot (D/2 + H) / 15$  i

miotanie lodem:  $d = (D + H) \cdot 1,5$ ;

przy czym  $d$  = promieniowa i pozioma bezpieczna odległość od wieży turbiny wiatrowej w m,  $D$  = średnica wirnika w m,  $v$  = prędkość wiatru na wysokości piasty w m/s oraz  $H$  = wysokość piasty w metrach.

W zależności od konstrukcji turbiny wiatrowej odległości bezpieczeństwa w danym miejscu mogą odbiegać od tej ogólnej zasady zależnie od prędkości wiatru, prędkości wirnika, stanu powierzchni łopat, warunków atmosferycznych i wielu innych czynników. Ograniczenia lokalizacyjne, które mogą wynikać z oceny zagrożenia oblodzeniem lub z tej ogólnej zasady, można zmniejszyć poprzez zastosowanie systemu wykrywania lodu na turbinie wiatrowej, który umożliwia wyłączenie turbiny wiatrowej w przypadku wykrycia lodu w określonych miejscach na konstrukcji turbiny wiatrowej. Stopień takiego zmniejszenia zależy od warunków lokalnych w danym miejscu.

### 4.2 Montaż urządzeń ochronnych i ostrzeżeń optycznych

Zabezpieczenie turbiny wiatrowej lub farmy wiatrowej za pomocą ogrodzenia ochronnego i znaków ostrzegawczych może być sposobem na zapewnienie odpowiedniej ochrony dla personelu budowy i ogółu społeczeństwa [3]. Jedynie pełne ograniczenie dostępu z otaczającą siatką ochronną zapewnia ochronę fizyczną, ale może nie być wykonalne lub praktyczne w przypadku niektórych placów budowy. Dlatego zawsze należy przeprowadzać oceny zagrożeń dla danego miejsca wraz z odpowiednio skalowanymi środkami ograniczającymi ryzyko.

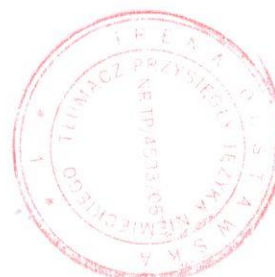
### 4.3 Koncepcja bezpieczeństwa personelu

Dostęp i praca w elektrowni wiatrowej i jej otoczeniu w warunkach oblodzenia musi się zawsze opierać na ocenie ryzyka i powinna być ograniczona w jak największym stopniu, aby zminimalizować ryzyko. Stosowanie środków ochrony osobistej (ŚOO) jest również obowiązkowe w warunkach oblodzenia. Odpowiednie środki ostrożności przy dostępie do turbiny wiatrowej w warunkach oblodzenia obejmują:

- zdalne wyłączenie turbiny wiatrowej
- śledzenie wiatru w gondoli w celu ustawienia wirnika na stronie wieży przeciwnej do strony z drzwiami wieży
- parkowanie pojazdów serwisowych i umieszczanie narzędzi w odległości  $d = v \cdot (D/2 + H) / 15$  metrów od wieży
- zdalne uruchomienie turbiny wiatrowej po zakończeniu prac.

**Vestas**

Vestas Wind Systems A/S ■ Hedeager 44 ■ 8200 Aarhus N ■ Denmark ■ [www.vestas.com](http://www.vestas.com)





## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

### 4.4 System Vestas Ice Detection™ (System detekcji lodu firmy Vestas)

W celu zmniejszenia ryzyka miotania lodem (ale nie spadania lodu), turbina wiatrowa może zostać zdalnie wyłączona, gdy personel na miejscu zaobserwuje warunki oblodzenia i formowanie się lodu na turbinie wiatrowej. W praktyce turbiny wiatrowe nie podlegają monitoringowi na miejscu, więc Vestas oferuje również opcje automatycznego wykrywania i wyłączania poprzez zamontowanie jednego z tradycyjnych detektorów lodu na podstawie gondoli, takich jak system wykrywania lodu Goodrich lub Labkotec lub system Vestas Ice Detection™ (VID) dla turbin wiatrowych.

System Vestas Ice Detection™ (VID) wykorzystuje najnowocześniejszą technologię czujników z certyfikatem DNV-GL, w tym pełną integrację z systemem VestasOnline® SCADA w zakresie obsługi i alarmowania. Oferowana jest funkcja master-slave, dzięki czemu pojedynczy system wykrywania oblodzenia może sterować automatycznym wyłączaniem i ponownym uruchamianiem wszystkich turbin wiatrowych na farmie wiatrowej. Funkcja master-slave jest dostępna w regionach, w których pozwalają na to przepisy.

Detekcja lodu jest oferowana w następujących dwóch wariantach: System oparty na gondoli i system oparty na łopatach, Vestas Ice Detection™ System (VID). Chociaż system oparty na gondoli jest prosty, nie zapewnia takiego samego poziomu wykrywania jak system oparty na łopatach, ponieważ korelacja między tworzeniem się lodu na gondoli i na łopatach wirnika jest słaba. Z tego powodu wykrywanie oblodzenia za pomocą gondoli jest uznawane tylko w niektórych krajach. Ponadto, wykrywanie lodu w gondoli nie posiada takiego samego certyfikatu DNVGL jak system Vestas Ice Detection™ (VID).

System detekcja lodu na łopatach jest bardziej złożony. Składa się on z akcelerometru umieszczonego w każdej łopacie wirnika połączonego z szafą sterującą umieszczoną w piśmie (szafa sterująca wykrywaniem lodu), która z kolei jest połączona ze sterowaniem piasty turbiny wiatrowej. System dostarcza danych o osadzeniu się lodu na całej łopacie wirnika i przerywa pracę turbiny (wytworzenie energii), gdy tylko spełnione zostaną określone warunki. Przede wszystkim musi zostać przekroczona regulowana wartość progowa dla gromadzenia się lodu, a temperatura musi być niższa niż 5 °C.

W celu wykrycia lodu na łopacie wirnika mierzony jest wzrost masy łopaty. Zmiany masy prowadzą do odchyłeń w częstotliwościach drgań własnych w obrębie niskich trybów roboczych na łopacie wirnika. Dzięki umieszczeniu akcelerometrów we wszystkich łopatach wirnika, system w sposób ciągły i automatyczny monitoruje określone częstotliwości drgań własnych łopat wirnika. Jeśli wykryte odchylenia częstotliwości przekraczają zdefiniowane wartości progowe, do systemu sterowania turbiną wiatrową wysyłane są sygnały ostrzegawcze i alarmowe.

Wartości progowe wykrywania lodu oparte na osiągalnej rozdzielczości częstotliwości systemu są ustawione na wartości domyślne, ale mogą być dostosowane do lokalnej charakterystyki klimatycznej i przepisów w celu dalszego zmniejszenia ryzyka oblodzenia.

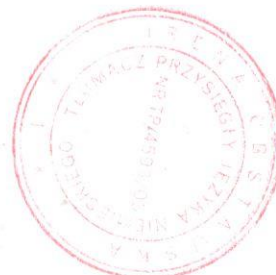
**Vestas**

Vestas Wind Systems A/S ■ Hedeager 44 ■ 8200 Aarhus N ■ Denmark ■ [www.vestas.com](http://www.vestas.com)

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

69/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE





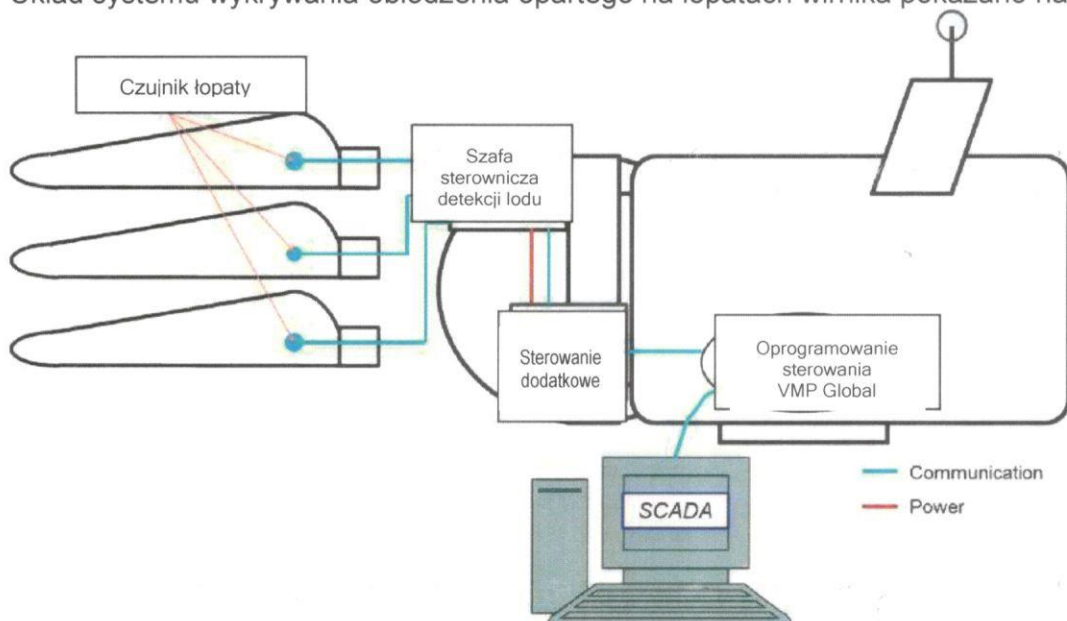
## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

Detekcja lodu odbywa się w sposób ciągły, gdy turbina wiatrowa pracuje/ wytwarza energię oraz podczas postoju, co pozwala na wykrywanie w czasie rzeczywistym formowania się lodu na łopatach wirnika.

System wykrywania oblodzenia łopat w sposób ciągły wysyła do sterownika turbiny wiatrowej sygnały o stanie oblodzenia łopat wirnika oraz o stanie własnego systemu. W zależności od tych sygnałów sterownik może automatycznie wyłączyć turbinę wiatrową w przypadku sygnału ostrzegawczego o oblodzeniu, a także automatycznie ponownie uruchomić turbinę wiatrową po usunięciu ostrzeżenia o oblodzeniu. Na podstawie dostarczonych sygnałów sterownik może również sprawdzić ważność otrzymanego sygnału stanu lodu i odpowiednio zareagować.

Po wyłączeniu turbiny wiatrowej w wyniku wykrycia oblodzenia, system kontynuuje pomiary w stanie spoczynku. W związku z tym brak lodu (lub pozostałości lodu niekrytycznego) może być potwierdzony przed ponownym uruchomieniem turbiny wiatrowej, a sterownik może następnie uruchomić turbinę wiatrową.

Układ systemu wykrywania oblodzenia opartego na łopatach wirnika pokazano na poniższej ilustracji.



Oprócz tego istnieją inne sposoby wykrywania oblodzenia, takie jak monitorowanie spadku krzywej mocy lub wykrywanie niewyważenia łopat wirnika spowodowanego tworzeniem się lodu za pomocą czujnika drgań wału głównego, ale ponieważ lód może tworzyć się w sposób symetryczny, czujnik w takiej sytuacji nie wyzwoi ostrzeżenia. Ponieważ system wykrywania oblodzenia oparty na łopatach firmy Vestas posiada indywidualny czujnik w każdej łopacie wirnika, symetryczne formowanie się lodu jest nadal wykrywane.

**Vestas**

Vestas Wind Systems A/S ■ Hedeager 44 ■ 8200 Aarhus N ■ Denmark ■ [www.vestas.com](http://www.vestas.com)

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

70/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE



## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

**WAŻNA WSKAZÓWKA** Technologia detekcji lodu jest wciąż nowa i stosunkowo niewystarczająco rozwinięta, co oznacza, że systemy detekcji lodu, które powodują wyłączenie turbiny wiatrowej, nie mogą zagwarantować 100% poziomu detekcji, nawet jeśli posiadają odpowiednie certyfikaty. Dlatego też wyposażenie turbiny wiatrowej w system wykrywania lodu nie powinno być traktowane jako gwarantowany sposób zapobiegania zjawisku miotania lodem. Zmniejszy to jednak ryzyko spadania lodu, co jest również uznawane przez urzędy w różnych krajach.

W przypadku wykrycia oblodzenia i przekroczenia poziomów wyzwalających, turbina wiatrowa wykona następujące działania:

1. Ostrzeżenie o oblodzeniu do sterownika turbiny wiatrowej i do systemu SCADA VestasOnline®, ale bez zmiany trybu pracy turbiny wiatrowej.
2. alarm lodowy do sterownika turbiny wiatrowej i do systemu VestasOnline® SCADA, powodujący wyłączenie turbiny wiatrowej.
3. odwołanie alarmu lodowego do sterownika turbiny wiatrowej i do systemu VestasOnline® SCADA, ale bez zmiany trybu pracy turbiny wiatrowej.
3. odwołanie statusu alarmu lodowego po ustąpieniu oblodzenia i spadku masy łopaty wirnika poniżej progu wyzwalającego oraz automatyczne lub ręczne ponowne uruchomienie turbiny wiatrowej w zależności od ustawień sterowania.
4. Opcjonalnie, jeśli podłączony jest system Vestas De-Icing™, system wykrywania lodu może uruchomić system odladzania.

System detekcji lodu sygnalizuje sterownikowi piasty, aby wyłączył turbinę wiatrową. Jeśli system detekcji lodu nie jest w stanie zmierzyć nagromadzenia lodu (na przykład z powodu awarii czujnika), turbina wiatrowa jest automatycznie wyłączana, gdy tylko temperatura otoczenia spadnie poniżej 5 °C.

W jednostce sterującej w podstawie wieży znajduje się wyjście 24 V DC do podłączenia urządzeń zewnętrznych zainstalowanych przez klienta (dźwięk ostrzegawczy, światło ostrzegawcze itp.) w celu zapewnienia odpowiedniego alarmu, gdy turbina wiatrowa zostanie wyłączona przez system wykrywania lodu.

Więcej szczegółów na temat systemu Vestas Ice Detection™ można znaleźć w Specyfikacji Ogólnej [5] lub uzyskać kontaktując się z firmą Vestas.

## 5. Wpływ zimnych warunków klimatycznych na elektrownię wiatrową

Elektrownie wiatrowe omawiane w tym ogólnym opisie są zaprojektowane tak, aby wytrzymać temperatury przetrwania do -40 °C i temperatury pracy do -20 °C. Jako opcja dostępny jest pakiet niskotemperaturowy, który umożliwia pracę turbiny wiatrowej w niskich temperaturach do -30 °C. Te zakresy temperatur obowiązują niezależnie od oblodzenia.





## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

Obciążenia lodowe są uwzględnione w projekcie turbiny wiatrowej w obciążeniach obliczeniowych zgodnie z DIBt 2012 i przedstawione w raporcie obciążeń. Przypadki obciążenia lodem według DIBt 2012 są również stosowane do obciążeń obliczeniowych IEC.

Turbina wiatrowa jest standardowo wyposażona w akcelerometr wierzchołka wieży w celu ochrony konstrukcji przed przeciążeniami. Podobnie, każda łopata wirnika wyposażona jest w czujniki obciążenia, które zatrzymują turbinę wiatrową, jeśli rozkład obciążenia lub wyważenie wirnika nie mieści się w progowych wartościach granicznych. Chociaż zabezpieczenia te są stosowane w celu ochrony turbiny wiatrowej przed wszelkimi obciążeniami, w tym oblodzeniem, nie oczekuje się, że będą one uruchamiane przez oblodzenie, ponieważ jest bardzo mało prawdopodobne, aby gromadzenie się lodu było na tyle poważne, aby osiągnąć poziomy wyzwania czujników obciążenia wieży i łopat wirnika.

Oblodzenie na czujnikach wiatru lub łopatach wirnika będzie miało wpływ na wytwarzanie energii. Oblodzenie czujników wiatru powoduje nieprawidłowy pomiar i w konsekwencji nieprawidłową reakcję operacyjną turbiny wiatrowej, co ma negatywny wpływ na wytwarzanie energii. Nagromadzenie lodu na łopatach wirnika wpływa na współczynniki unoszenia i oporu łopat wirnika i zmniejsza wytwarzanie energii.

Aby przeciwdziałać pogorszeniu się jakości wytwarzania energii z powodu oblodzenia czujników wiatru, Vestas stosuje elementy grzewcze w ultradźwiękowych czujnikach wiatru.

Aby ograniczyć pogorszenie jakości wytwarzania energii elektrycznej spowodowane oblodzeniem łopat wirnika, firma Vestas oferuje system Vestas De-icing™ (VDS), który został szczegółowo opisany w następującej sekcji.

## 6. System Vestas De-icing™ (System usuwania lodu VDS - Vestas)

System Vestas De-icing™ (VDS) maksymalizuje produkcję energii w warunkach oblodzenia poprzez wykorzystanie elementów podgrzewających powietrze, które przepychają ciepłe powietrze przez wewnętrzną przestrzeń łopat wirnika, ogrzewając w ten sposób ich powierzchnię. System, z pełną integracją VestasOnline® Scada, stale monitoruje wydajność zgodnie z krzywą mocy turbiny wiatrowej. Dzięki automatycznej kontroli systemu, turbina wiatrowa uruchamia odładzanie tylko wtedy, gdy można osiągnąć zysk w produkcji energii netto.

Podstawą łopaty wirnika poddawanej usuwaniu lodu jest standardowa łopata wirnika, która została zmodyfikowana w celu umożliwienia cyrkulacji gorącego powietrza wewnątrz zagłębień łopaty wirnika. Dodatkowo, w nasadzie każdej łopaty wirnika zintegrowany jest zespół instalacji gorącego powietrza (HAI). Jednostka HAI składa się z kanałów, dmuchawy i elementów grzewczych. Wlot i wylot powietrza HAI są połączone z wgłębieniami w łopatkach odładzających za pomocą elastycznego przewodu. Aby zapewnić optymalną wydajność, system Vestas De-icing™ został zaprojektowany do odładzania zewnętrznej jednej trzeciej całej cięciwy łopaty turbiny wiatrowej oraz pozostałych dwóch trzecich krawędzi natarcia w kierunku końcówki.

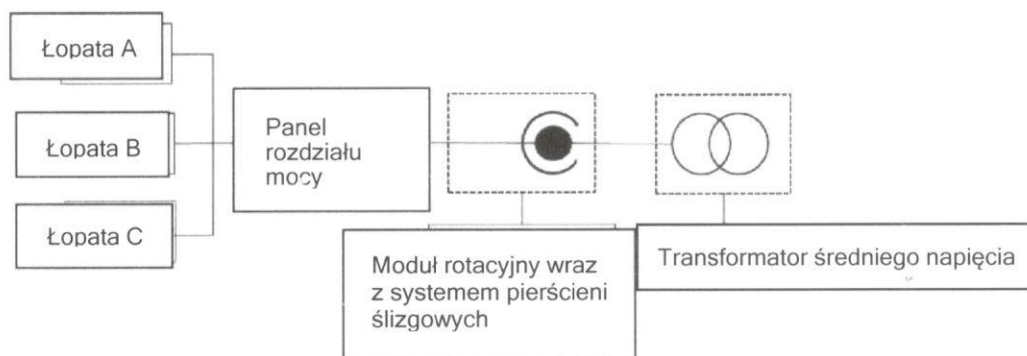




## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

**WAŻNE** System Vestas De-icing™ został zaprojektowany w celu poprawy produkcji energii przez turbinę wiatrową w zimnych warunkach klimatycznych i jest środkiem poprawy wydajności. Nie ma on na celu wyeliminowania lub zmniejszenia ryzyka spadania lodu i miotania lodem.

Wszystkie elementy mechaniczne i elektryczne systemu są dostępne z piasty turbiny wiatrowej oraz z samych korzeni łopat, co ułatwia serwisowanie systemu z punktu widzenia obsługi technicznej. Dmuchawa i elementy grzewcze są częściami, które wymagają serwisowania i mogą być wymontowywane z instalacji HAI pojedynczo. Usługa ta może zostać włączona do rocznego harmonogramu serwisowego turbiny wiatrowej. System usuwania lodu jest zasilany bezpośrednio z transformatora średniego napięcia. Rozmieszczenie systemu zasilania VDS pokazane jest na poniższej ilustracji:



System VDS może być skonfigurowany do automatycznej aktywacji za pośrednictwem systemu VestasOnline® SCADA, z dodatkową opcją aktywacji ręcznej przez użytkownika systemu VestasOnline® SCADA. Automatyczna aktywacja jest oparta na algorytmie spadku krzywej mocy, w którym aktualna moc turbiny wiatrowej jest porównywana z wcześniej zdefiniowaną krzywą referencyjną dla turbiny wiatrowej dostarczaną przez Vestas. Jeśli wykryty zostanie spadek mocy turbiny wiatrowej w stosunku do krzywej referencyjnej, do turbiny wiatrowej wysyłane jest polecenie odladzania, pod warunkiem, że wszystkie kontrole bezpieczeństwa i zakresu operacyjnego turbiny wiatrowej wypadły pozytywnie. Krzywa referencyjna może być skonfigurowana tak, aby odpowiadała indywidualnej wydajności turbiny wiatrowej; jest ona oparta na danych z okresów bez lodu.

Można ustawić poziom spadku krzywej mocy, przy którym w systemie uruchamiane jest polecenie odladzania. To samo dotyczy prędkości wiatru i maksymalnej temperatury otoczenia, przy której może nastąpić automatyczne uruchomienie. Poziom spadku może być skonfigurowany dla poszczególnych przedziałów prędkości wiatru, aby umożliwić niższe wartości uruchamiające przy niskich prędkościach wiatru i w ten sposób skompensować zwiększoną wariancję statystyczną krzywej mocy.

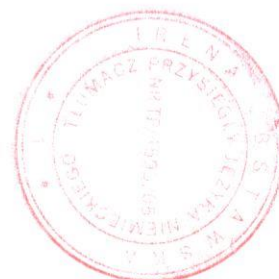
**Vestas**

Vestas Wind Systems A/S ■ Hedeager 44 ■ 8200 Aarhus N ■ Denmark ■ [www.vestas.com](http://www.vestas.com)

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

73/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE



## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

Oprócz aktywacji poprzez VestasOnline® SCADA, system VDS może być również aktywowany lokalnie w turbinie wiatrowej poprzez panel sterowania turbiny wiatrowej.

Podczas cyklu odladzania turbina wiatrowa jest zatrzymywana, a wirnik jest unieruchamiany. Wszystkie trzy łopaty wirnika są podgrzewane jednocześnie.

Sekwencja działania systemu VDS jest następująca:

1. wykrywanie oblodzenia na podstawie krzywej mocy (PCID), obsługiwane za pomocą systemu SCADA VestasOnline®, wykrywa spadek mocy turbiny wiatrowej do poziomu poniżej określonego limitu.
2. System SCADA VestasOnline® na poziomie farmy wysyła polecenie usunięcia lodu do turbiny wiatrowej.
3. Na podstawie polecenia odladzania turbina wiatrowa rozpoczyna cykl usuwania lodu.
4. Po zakończeniu cyklu usuwania lodu turbina wiatrowa może zostać ponownie uruchomiona ręcznie lub automatycznie (ustawienie klienta).

System usuwania lodu może być aktywowany tylko wtedy, gdy spełnione są następujące warunki:

- Temperatura otoczenia od -15 °C do +7 °C.
- Prędkość wiatru poniżej 13 m/s.

Automatyczna aktywacja systemu usuwania lodu pozwala na wykonanie tylko trzech cykli usuwania lodu w ciągu 24 godzin, jednak ręczna aktywacja może być wykonywana częściej.

Więcej informacji na temat systemu Vestas De-icing™ i zakresu jego działania można znaleźć w Specyfikacji Ogólnej [6] lub kontaktując się z firmą Vestas..

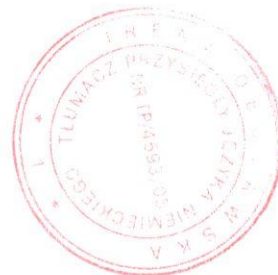


Vestas Wind Systems A/S ■ Hedeager 44 ■ 8200 Aarhus N ■ Denmark ■ [www.vestas.com](http://www.vestas.com)

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

74/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE





## Ryzyko spadania lodu i miotania lodem oraz zmniejszanie ryzyka

### 7. Ogólne ograniczenia, wskazówki i wykluczenia odpowiedzialności

- © 2017 Vestas Wind Systems A/S. Niniejszy dokument został przygotowany przez Vestas Wind Systems A/S i/lub jedną z jej spółek zależnych (Vestas) i zawiera materiały chronione prawem autorskim, znaki towarowe oraz inne informacje zastrzeżone. Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część niniejszego dokumentu nie może być powielana lub przekazywana w jakiejkolwiek formie lub za pomocą jakichkolwiek środków, graficznych, elektronicznych lub mechanicznych, w tym fotokopii, zapisu na taśmie lub za pomocą jakiegokolwiek systemu przechowywania i wyszukiwania informacji, bez uprzedniej pisemnej zgody Vestas Wind Systems A/S. Wykorzystanie niniejszego dokumentu w sposób inny niż wyraźnie dozwolony przez Vestas Wind Systems A/S jest zabronione. Znaki towarowe, prawa autorskie i inne informacje zawarte w dokumencie nie mogą być zmieniane ani usuwane.
- Niniejszy dokument - Opis ogólny - nie stanowi oferty sprzedaży i nie zawiera żadnych wyraźnych ani dorozumianych gwarancji, poręczeń, obietnic, zobowiązań i/lub oświadczeń firmy Vestas dotyczących wpływu zjawisk oblodzenia na działanie i integralność konstrukcyjną turbiny wiatrowej. Vestas niniejszym jednoznacznie to odrzuca.
- Zdjęcia i ilustracje w tym dokumencie mogą różnić się od rzeczywistej konstrukcji.
- System VID pomaga zmniejszyć ryzyko oblodzenia, ale nie jest przewidziany do celów zmniejszenia ryzyka spadania lodu lub zsuwania się lodu i/lub miotania lodem. Jeżeli odbiorca korzysta z systemu lub polega na nim pod tym względem, czyni to na własne ryzyko. Klient ponosi wyłączną odpowiedzialność za wszelkie spadanie lodu, zsuwanie się lodu i miotanie lodem na skutek eksploatacji turbiny wiatrowej oraz systemu VDS.
- System VDS nie jest przeznaczony do zmniejszania ryzyka miotania lodem, zsuwania się i/lub spadania lodu. Jeżeli odbiorca korzysta z systemu lub polega pod tym względem, czyni to na własne ryzyko. Klient ponosi wyłączną odpowiedzialność za ryzyko miotania lodem, zsuwania się i/lub spadania lodu spowodowanego eksploatacją turbiny wiatrowej i systemu VDS.
- W przypadku systemu VID rzeczywiste oblodzenie i warunki panujące w danej lokalizacji wykazują wiele zmiennych (np. burze śnieżne lub oblodzenie spowodowane gromadzeniem się szronu), a różnice te mogą mieć wpływ na działanie systemu VID w porównaniu z poziomem progowym w systemie VID.
- W przypadku systemu VDS, rzeczywiste warunki klimatyczne i warunki panujące w danej lokalizacji wykazują wiele zmiennych i muszą być brane pod uwagę przy ocenie wydajności systemu VDS. Parametry projektowe i operacyjne oraz szacowany poziom krzywej wydajności nie stanowią gwarancji, rękojmi ani zapewnień dotyczących wydajności systemu VDS w rzeczywistych lokalizacjach.

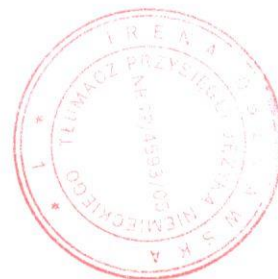


Vestas Wind Systems A/S ■ Hedeager 44 ■ 8200 Aarhus N ■ Denmark ■ [www.vestas.com](http://www.vestas.com)

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

75/240

VESTAS PROPRIETARY NOTICE





**16.1.4 elektrownie wiatrowe: stateczność**

A: Ekspertyza dotycząca przydatności lokalizacyjnej turbin wiatrowych w lokalizacji Tantow I, II i III

B: Potwierdzenie stateczności.

Uwaga:

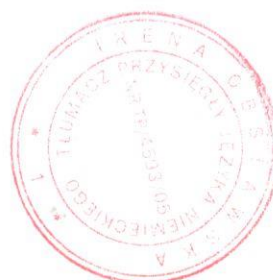
Sprawdzenie stateczności konstrukcji odbywa się poprzez badanie typu i ekspertyzę gruntu w stosunku do niższego urzędu nadzoru budowlanego.

Badania typu i ekspertyza gruntu stanowią podstawę do sporządzenia raportu z badań statycznych. Zgodnie z § 68 Prawa budowlanego Brandenburgii raport z badań statycznych musi być sporządzony przed rozpoczęciem budowy. Nie jest to warunek konieczny do uzyskania pozwolenia. Odpowiednia zgoda na zastrzeżenie wymogów została załączona poniżej.

C: Zgoda na zastrzeżenie wymogów odnośnie ekspertyzy gruntu

Załączniki:

- SD T3 09 16.1.4 01 GA F2E 15.05.2019.pdf
- SD T3 09 16.1.4 02 ZU Auflage.pdf



Wnioskodawca: ENERTRAG Spółka Akcyjna

Sygnatura sprawy:

Data sporządzenia: 14.06.2019 Wersja: 1

76/240



## **Ekspertyza dotycząca przydatności lokalizacyjnej turbin wiatrowych w lokalizacji**

### **Tantow I, II i III**

#### **Numer referencyjny:**

F2E-2019-TGR-038, Rev. 1 – wersja bez skrótów

#### **Zlecniodawca:**

ENERTRAG Aktiengesellschaft  
Gut Dauerthal, 17291 Dauerthal

#### **Opracowania ekspertyzy dokonali:**

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG  
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, [www.f2e.de](http://www.f2e.de)

#### **Sporządził:**

Inż. budownictwa Philipp Kluth, Sachverständiger, Hamburg, 15.05.2019

#### **Sprawdził:**

Mgr inż. (FH) Silva Mäusling, Sachverständige, Hamburg, 15.05.2019

#### **Pozostałe informacje:**

Tel.: 040 53303680-0

Fax: 040 53303680-79

Philipp Kluth: [kluth@f2e.de](mailto:kluth@f2e.de) lub Silva Mäusling: [maeusling@f2e.de](mailto:maeusling@f2e.de)

#### **Prawa autorskie i prawo użytkowania:**

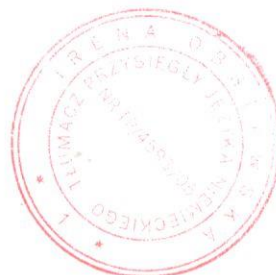
Autorem ekspertyzy jest Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Klient nabywa zwykle prawo użytkowania zgodnie z niemiecką ustawą o prawie autorskim i prawach pokrewnych (UrhG). Prawo do użytkowania może być przeniesione tylko za zgodą autora. Publikacja i udostępnianie nieskróconej wersji ekspertyzy do nieograniczonego pobierania w mediach elektronicznych są zabronione. Dopuszcza się wgląd do skróconej wersji sprawozdania zgodnie z UVPG § 23 ust. 2 poprzez centralne portale internetowe Rządu Federalnego i krajów związkowych zgodnie z UVPG § 20 ust. 1.





## Spis treści

1	Zlecenie wykonania zadania.....	3
2	Podstawy .....	4
2.1	Potwierdzenie poprzez porównanie warunków wietrzności .....	4
2.2	Potwierdzenie poprzez porównanie obciążeń.....	10
2.3	Wartości projektowe .....	11
2.3.1	Intensywność turbulencji.....	11
2.3.2	Prędkość wiatru .....	11
2.3.3	Inne warunki wietrzności.....	12
2.4	Objaśnienia odnośnie zastosowanych metod .....	12
2.4.1	Określenie złożoności.....	12
2.4.2	Określanie intensywności turbulencji otoczenia .....	13
2.4.3	Określanie efektywnych intensywności turbulencji .....	14
2.4.4	Określanie ekstremalnych wartości intensywności turbulencji .....	16
2.4.5	Określenie gęstości powietrza .....	16
2.4.6	Określenie wykładników wysokościowych .....	16
2.4.7	Określanie ukośnego przepływu powietrza .....	17
2.4.8	Ekstrapolacja danych dotyczących wiatru .....	17
2.5	Prawidłowość wyników .....	18
2.5.1	Ograniczenia eksploatacji .....	19
3	Dane wejściowe .....	20
3.1	Konfiguracja farmy wiatrowej i wartości projektowe .....	20
3.2	Rozkład prędkości wiatru w lokalizacji .....	22
3.3	Wiatr ekstremalny w lokalizacji.....	22
3.4	Intensywność turbulencji otoczenia w lokalizacji .....	22
3.5	Sektorowe ograniczenia eksploatacji.....	22
4	Określanie warunków lokalizacji.....	23
4.1	Ogłędziny lokalizacji .....	23
4.2	Wyniki odnośnie warunków panujących w lokalizacji.....	23
4.2.1	Średnia 10-minutowa prędkość wiatru na wysokości piasty przy okresie nawrotu 50 lat.....	24
5	Potwierdzenie przydatności terenu.....	24
5.1	Informacje ogólne.....	24
5.2	Potwierdzenie przydatności lokalizacji poprzez porównanie warunków wietrzności.....	24
5.2.1	Objaśnienia i wskazówki .....	26
5.2.2	Ograniczenia eksploatacji.....	26
5.2.3	Ograniczenia .....	27
5.3	Potwierdzenie przydatności lokalizacji poprzez porównanie obciążeń.....	27
6	Podsumowanie.....	28
7	Bibliografia .....	30
	Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Tantow I, II und III .....	A.1







## 1 Zlecenie wykonania zadania

Firma Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG otrzymała zlecenie na analizę i ocenę turbin wiatrowych (WT) pod kątem ich przydatności lokalizacyjnej zgodnie z rozdziałem 16 (Lokalizacja turbin wiatrowych) Wytycznych Niemieckiego Instytutu Budownictwa (DIBt) dla turbin wiatrowych z 2012 r. /2.8/.

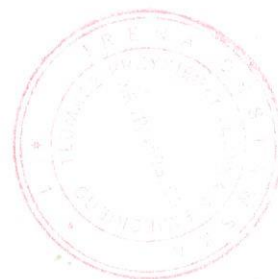
Zgodnie z punktem /2.8/ warunkiem koniecznym do wykazania przydatności do pracy w danej lokalizacji jest przeprowadzenie ważnego badania typu lub badania indywidualnego dla turbiny wiatrowej. Poniżej, gdy mowa jest o badaniu typu, zawsze uwzględnia się możliwość badania indywidualnego, nawet jeśli nie jest to wyraźnie powiedziane.

Weryfikację przydatności turbin wiatrowych w danej lokalizacji przeprowadza się poprzez porównanie warunków wietrzności panujących w danej lokalizacji turbiny wiatrowej z warunkami wietrzności, na których opiera się badanie typu, lub poprzez porównanie obciążeń specyficznych dla danej lokalizacji z obciążeniami, na których opiera się badanie typu (patrz również Rozdział 2).

Warunki wietrzności są określone w odpowiednich wytycznych Niemieckiego Instytutu Budownictwa (DIBt) /2.6, 2.7, 2.8/ i stanowią część badania typu turbiny wiatrowej. W oparciu o te warunki wietrzności i wynikające z nich obciążenia, badanie typu zgodnie z /2.6, 2.7, 2.8/ gwarantuje projektowany okres użytkowania turbiny wiatrowej wynoszący co najmniej 20 lat.

Ze względu na brak kryteriów dla dopuszczalnej wartości emisji dla zwiększonego obciążenia turbiny wiatrowej turbulencjami, spowodowanego przez sąsiednie turbiny wiatrowe, kryteria przydatności dla lokalizacji mogą być stosowane jako substytut prognozy emisji turbulencji w ramach wniosku przewidzianego w Federalnej ustawie o ochronie przed emisjami (BImSchG). Zakłada się przy tym, że skrócenie okresu eksploatacji i dodatkowe zużycie turbiny wiatrowej są uzasadnione tak długo, jak długo zapewniona jest przydatność dla danej lokalizacji w odniesieniu do wartości projektowych w zakresie intensywności turbulencji lub w odniesieniu do obciążeń projektowych.

Niniejsza ekspertyza dotycząca przydatności dla lokalizacji jest więc jednocześnie prognozą emisji turbulencji w rozumieniu Federalnej ustawy o ochronie przed emisjami.





## 2 Podstawy

Turbiny wiatrowe są narażone na warunki środowiskowe i elektryczne, które mogą mieć wpływ na obciążenie, trwałość i działanie. Warunki środowiskowe są podzielone na wiatr i inne warunki środowiskowe. Ze względu na integralność konstrukcji, warunki wiatrowe są głównymi czynnikami, które należy wziąć pod uwagę.

Sprawdzenie stateczności wieży i fundamentu turbiny wiatrowej przeprowadza się w formie badania typu zgodnie z obowiązującymi wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa /2.6, 2.7, 2.8/. W tym celu wytyczne określają strefy wietrzności w zależności od prędkości wiatru i parametrów turbulencji, które mają obejmować większość przypadków zastosowania, ale nie reprezentują dokładnie żadnej konkretnej lokalizacji turbin wiatrowych. Obciążenia turbin wiatrowych są określane przez producenta na podstawie warunków wietrzności panujących w danej strefie wietrzności.

Model zastosowany przez producenta do obliczenia obciążeń oraz wyniki obliczeń są sprawdzane i potwierdzane przez niezależne obliczenia w ramach badań typu przez akredytowaną jednostkę.

W konkretnym, indywidualnym przypadku budowy elektrowni wiatrowej należy udowodnić możliwość zastosowania badania typu. Można to zrobić na dwa sposoby. Po pierwsze, poprzez porównanie warunków wiatrowych panujących w danym miejscu z warunkami wiatrowymi panującymi podczas badania typu lub, po drugie, poprzez porównanie obciążeń panujących w danym miejscu z obciążeniami panującymi podczas badania typu. W drugim przypadku warunki wiatrowe specyficzne dla danego miejsca służą jako wartości wejściowe do określenia obciążeń specyficznych dla danego miejsca. Oznacza to w szczególności, że nie przeprowadza się nowej weryfikacji stateczności wieży i fundamentu, ale w każdym przypadku sprawdzane są warunki brzegowe badania typu, tj. istniejącej weryfikacji stateczności.

Ilustracja 2.1.1 pokazuje postępowanie sprawdzające.

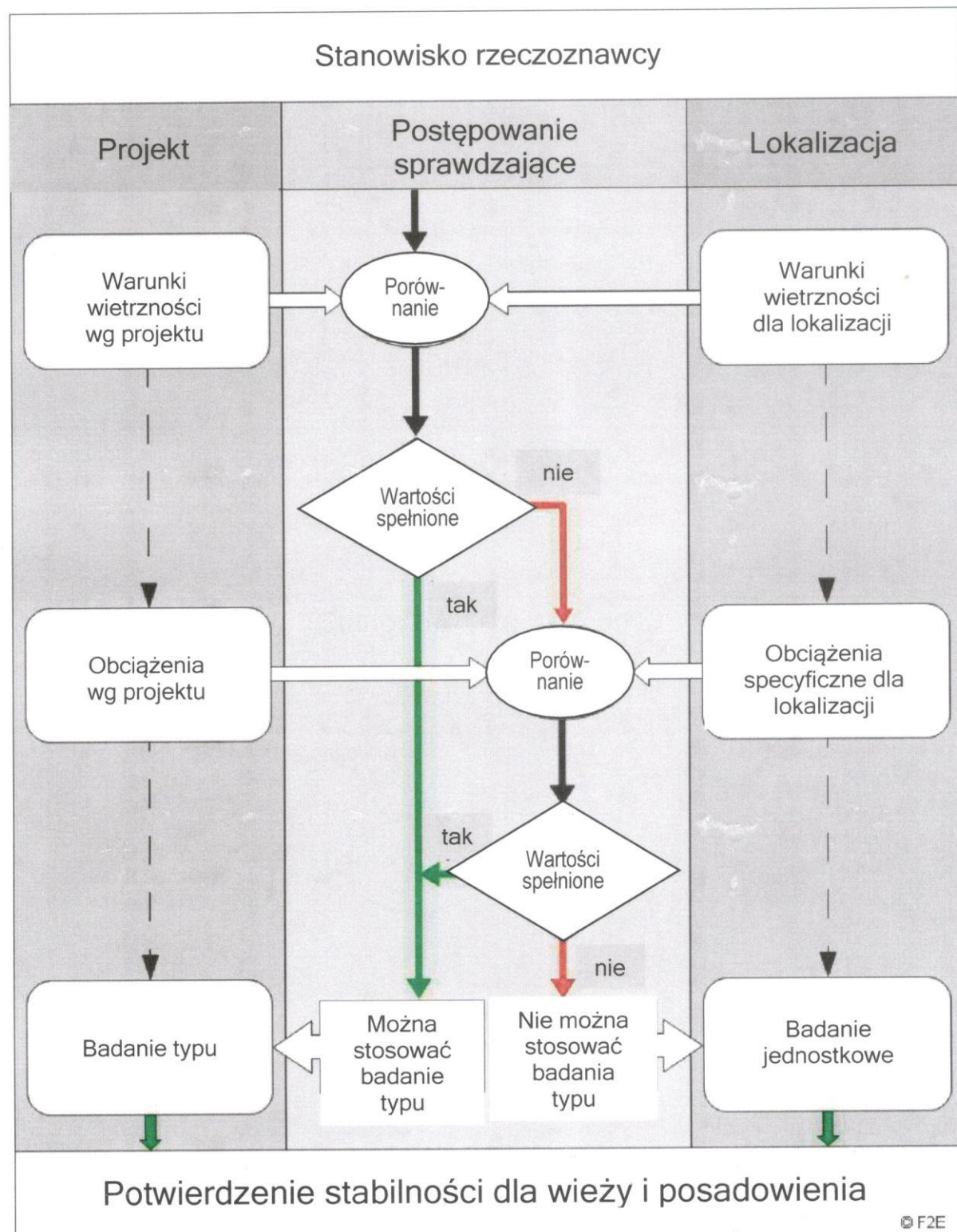
### 2.1 **Potwierdzenie poprzez porównanie warunków wietrzności.**

Zgodnie z punktem /2.2, 2.3/ dla nowo planowanych elektrowni wiatrowych należy wykazać następujące warunki wietrzności na wysokości piasty:

- 10-minutowa średnia prędkość wiatru na wysokości piasty w okresie nawrotu, wynoszącym 50 lat  $v_{50}$ ,
- Rozkład prędkości wiatru w zakresie  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ ,
- Intensywność turbulencji dla prędkości wiatru  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ ,







Ilustracja 2.1.1: Schemat postępowania sprawdzającego.







- Wartości ekstremalne intensywności turbulencji,
- Wykładnik wysokości  $\alpha$  pionowego profilu prędkości wiatru,
- średnie nachylenie padającego strumienia,
- średnia gęstość powietrza  $p$  dla prędkości wiatru  $> v_r$ .

Przekroczenia wartości ekstremalnych intensywności turbulencji zazwyczaj zawsze występują z przekroczeniami wartości projektowych intensywności turbulencji. W celu weryfikacji przez porównanie warunków wietrzności, skrajne wartości intensywności turbulencji nie są zatem wprost pokazane. W razie potrzeby muszą one zostać uwzględnione w ramach weryfikacji przez porównanie obciążeń (patrz rozdział 2.2) i dlatego zostały wymienione w wynikach w załączniku.

Ponadto w punkcie /2.3/ wymagana jest weryfikacja dla skrajnych wartości gradientu wiatru. Dowód dla ekstremalnych wartości gradientu wiatru został ponownie pominięty w /2.4/ i dlatego nie jest tutaj uwzględniony.

W punkcie /2.4/ zmieniono zakres prędkości wiatru, dla którego należy sprawdzić rozkład prędkości wiatru i intensywność turbulencji, z  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$  na  $v_{ave} - 2v_{ave}$ . Ten zakres prędkości wiatru może być zatem stosowany jako alternatywa w indywidualnych przypadkach. Jeżeli, w odstępstwie od kategorii turbulencji określonych w /2.2 - 2.4/, określone są indywidualne wartości projektowe natężenia turbulencji, może być konieczne rozszerzenie zakresu prędkości wiatru, który ma być poddany ocenie, na cały zakres eksploatacyjny turbiny wiatrowej.

Określenie warunków w danej lokalizacji zgodnie z /2.8/ powinno być dokonane na podstawie ogłędzin lokalizacji.

Alternatywnie do wyżej wymienionej weryfikacji wg punktów /2.2, 2.3/ można zastosować procedurę uproszczoną wg punktu /2.8/, jeżeli dana lokalizacja planowanej turbiny wiatrowej nie jest złożona pod względem orograficznym w rozumieniu punktów /2.2, 2.3/. Zgodnie z procedurą uproszczoną należy sprawdzić następujące warunki wietrzności na wysokości piasty:

- średnia roczna prędkość wiatru na wysokości piasty,
- intensywność turbulencji dla prędkości wiatru  $0.2 - 0.4v_{ref}$ ,
- 10-minutowa średnia prędkość wiatru na wysokości piasty w okresie nawrotu, wynoszącym 50 lat  $v_{50}$  (tylko jeżeli strefa wietrzności dla badania typu nie obejmuje strefy wietrzności danej lokalizacji turbiny wiatrowej).

Zgodnie z punktem /2.8/ średnia roczna prędkość wiatru  $v_{ave}$  na wysokości piasty jest o 5% mniejsza od wartości projektowej lub od średniej rocznej prędkości wiatru.

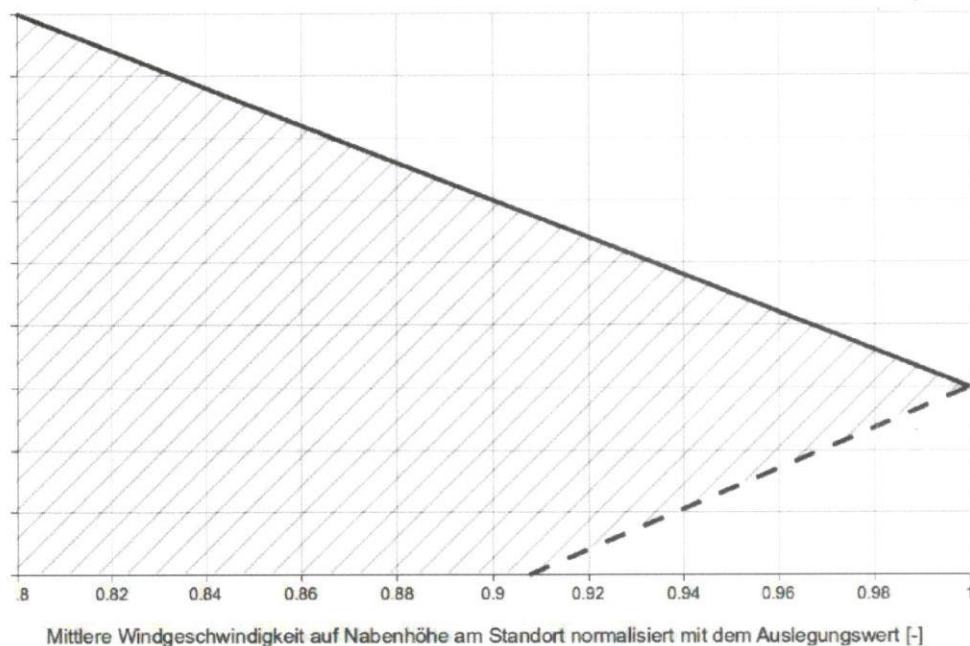




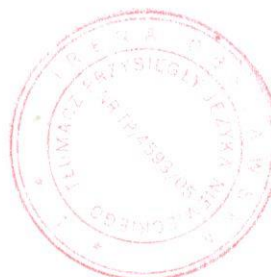
$v_{ave}$  na wysokości piasty musi być mniejsza lub równa wartości projektowej, a parametr kształtu  $k$  według rozkładu Weibulla musi być większy lub równy 2.

W procedurze uproszczonej przyjmuje się w tym miejscu, że wartość obliczeniowa parametru kształtu rozkładu Weibulla ma wartość 2,0. W przypadku odbiegających wartości projektowych, ocenę średniej rocznej prędkości wiatru oraz parametru kształtu  $k$  rozkładu Weibulla należy przeprowadzić poprzez porównanie rozkładu częstotliwości prędkości wiatru z rozkładem projektowym w zakresie od  $0.2v_{ref}$  do  $0.4v_{ref}$  zgodnie z unktami /2.2, 2.3/.

W ramach nowelizacji wytycznych międzynarodowych /2.2, 2.3/ opracowano procedurę, która pozwala na ocenę rozkładu częstotliwości prędkości wiatru na podstawie parametrów odpowiadającego mu rozkładu Weibulla /2.4/. Procedura ta może być stosowana, gdy krzywa rozkładu częstotliwości dla danego miejsca i krzywa projektu przecinają się. Zgodnie z punktem /2.4/ możliwe są różne kombinacje parametru kształtu  $k$  według rozkładu Weibulla i znormalizowanej średniej prędkości wiatru na wysokości wężła, które są reprezentowane przez zakreskowany obszar na Ilustracji 2.1.2.



*Ilustracja 2.1.2: Możliwe kombinacje znormalizowanej prędkości wiatru i parametru kształtu  $k$  według rozkładu Weibulla (obszar zakreskowany).*







W przypadku istniejących turbin wiatrowych, wzniesionych zgodnie z wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa z 1995 r. lub 2004 r. /2.6, 2.7/, dowód przydatności dla lokalizacji może być nadal dostarczany zgodnie z procedurą określoną w wytycznych DIBt z 2004 r. /2.7/.

Zgodnie z punktem /2.4/, w przypadku gęstości powietrza przekraczającej wartości projektowe, dowód może być alternatywnie dostarczony poprzez wykazanie, że spełniony jest następujący warunek:

$$\rho_{projekt} \cdot (V_{ave, projekt})^2 \geq \rho_{lokalizacja} \cdot (V_{ave, lokalizacja})^2$$

Warunek ten odpowiada porównaniu średniego ciśnienia prędkości w danym miejscu z wartością projektową.

Intensywność turbulencji, która ma zostać zweryfikowana, ma szczególne znaczenie, ponieważ intensywność turbulencji jest jedynym warunkiem wietrzności, który jest wykorzystywany do oceny wpływu turbin wiatrowych na siebie nawzajem.

Zgodnie z wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa dla turbin wiatrowych z 2012 roku /2.8/, wpływ ten musi być uwzględniony, jeśli odległość pomiędzy dwiema turbinami wiatrowymi jest mniejsza lub równa pięciu średnicom wirnika dla typowych lokalizacji nadmorskich oraz mniejsza lub równa ośmiu średnicom wirnika dla typowych lokalizacji śródlądowych /2.8/, w oparciu o średnicę wirnika D większej turbiny wiatrowej. Przy większych odległościach nie trzeba brać pod uwagę wpływu turbin wiatrowych na siebie nawzajem. Poniżej większy zakres oddziaływania 8D jest zawsze konserwatywnie przyjmowany jako podstawa.

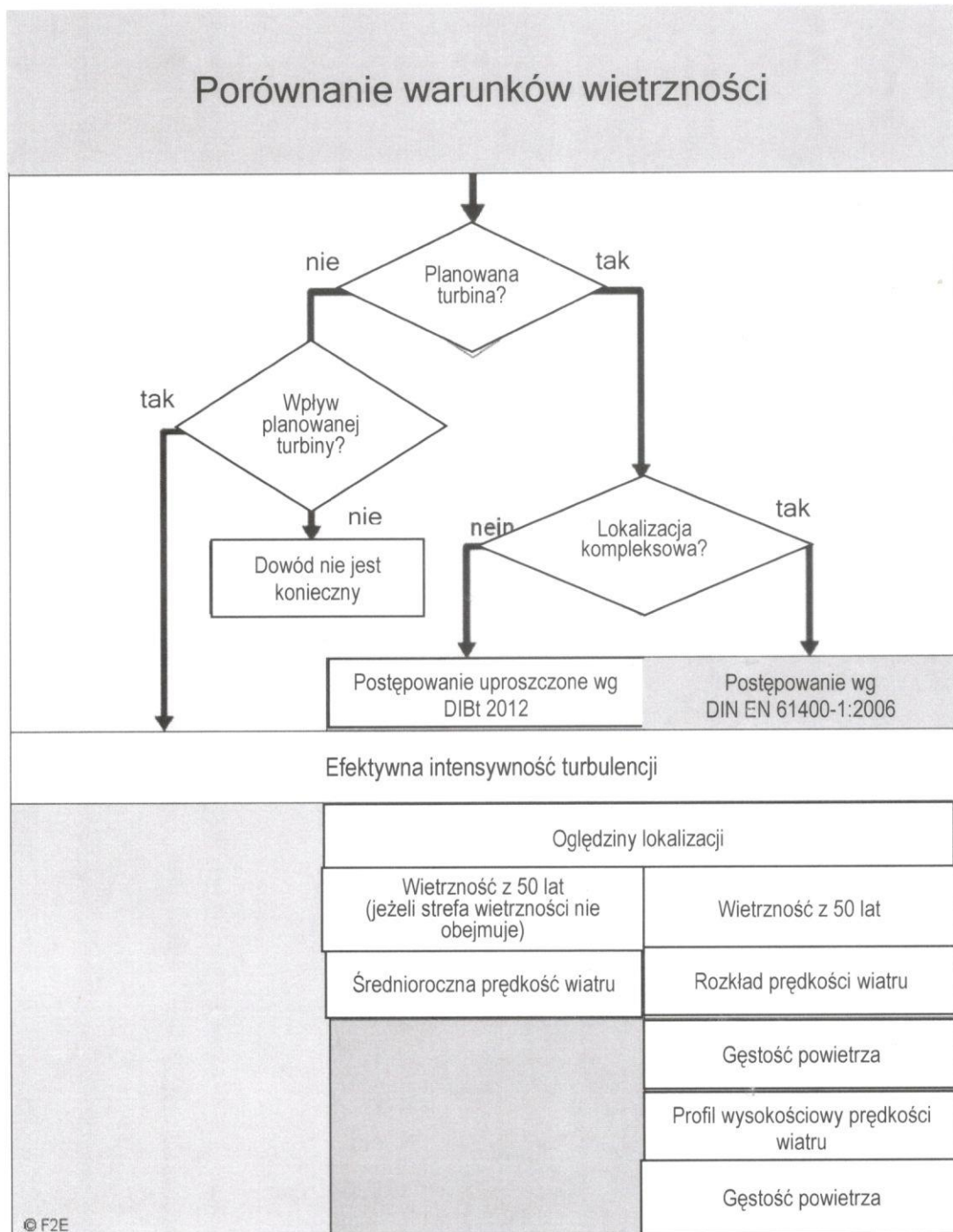
Stąd wynikają bezpośrednio sąsiednie turbiny wiatrowe, w przypadku których należy ponownie wykazać przydatność dla danej lokalizacji w ramach rozważanej budowy kolejnych planowanych turbin wiatrowych. Ponieważ planowane turbiny wywierają wpływ na sąsiednie turbiny wiatrowe tylko w postaci wzrostu intensywności turbulencji, należy ponownie sprawdzić tylko ten warunek wietrzności dla sąsiednich turbin, niezależnie od obowiązującej wytycznej Niemieckiego Instytutu Budownictwa.

Ilustracja 2.1.3 zawiera przegląd warunków wietrzności, które należy każdorazowo zweryfikować.

Jeżeli jeden z powyższych warunków wiatrowych wymaganych do weryfikacji przydatności dla lokalizacji jest wyższy od odpowiedniej wartości projektowej, na której oparto odpowiednie badanie typu turbiny wiatrowej, nie jest możliwe sprawdzenie przydatności turbiny wiatrowej dla lokalizacji poprzez porównanie warunków wietrzności.







*Ilustracja 2.1.3: Potwierdzenie poprzez porównanie warunków wietrzności wg pkt. 12.8/.*





## 2.2 Potwierdzenie poprzez porównanie obciążeń

Warunki wietrzności określone zgodnie z procedurą opisaną w punkcie 2.1 mogą być wykorzystane jako parametry wejściowe do weryfikacji dla konkretnego obiektu poprzez porównanie obciążeń.

W przypadku farmy wiatrowej z odpowiednim wpływem sąsiednich turbin wiatrowych, zarówno obciążenia eksploatacyjne, jak i ekstremalne należy zweryfikować zgodnie z punktem /2.2/. Zgodnie z punktami /2.2, 2.3/, przypadek obciążenia obliczeniowego DLC 1.2 należy obliczać dla obciążeń eksploatacyjnych, biorąc pod uwagę efektywną intensywność turbulencji, a przypadki obciążenia obliczeniowego DLC w wersji 1.1 lub 1.3 oraz DLC w wersji 1.5 należy obliczać dla obciążeń ekstremalnych.

Alternatywnie można zastosować procedurę uproszczoną zgodnie z punktem /2.8/, jeżeli dana lokalizacja planowanej turbiny wiatrowej nie jest złożona pod względem orograficznym według definicji zawartej w punktach /2.2, 2.3/. Zgodnie z procedurą uproszczoną należy określić następujące obciążenia:

- obciążenia eksploatacyjne, w przypadku przekroczenia średniej prędkości wiatru lub intensywności turbulencji.
- obciążenia ekstremalne, jeśli przekroczona zostanie średnia 10-minutowa prędkość wiatru na wysokości piasty z okresem nawrotu 50 lat  $v_{ref}$ .

Takie szczegółowe obliczenia obciążeń dla konkretnego obiektu są bardzo czasochłonne w porównaniu z weryfikacją poprzez porównanie warunków wietrzności przedstawionych w punkcie 2.1. Z reguły może to zrobić tylko dany producent.

Te obciążenia specyficzne dla danej lokalizacji mogą być porównane z odpowiednimi obciążeniami obliczeniowymi w badaniu typu. Jeśli obciążenia charakterystyczne dla danej lokalizacji są poniżej lub na poziomie obciążeń obliczeniowych, na których opierało się badanie danego typu turbiny wiatrowej, to przydatność turbiny wiatrowej dla danej lokalizacji jest zapewniona.

Jeżeli obciążenia specyficzne dla danego obiektu są wyższe od obciążeń obliczeniowych, na których opierało się badanie typu turbiny wiatrowej, nie można wykazać przydatności turbiny wiatrowej dla danej lokalizacji poprzez porównanie obciążeń.

W tym przypadku nie można zastosować badania typu turbiny wiatrowej i konieczna jest indywidualna weryfikacja przez producenta.

W przypadku odległości turbin poniżej 2,3 średnicy wirnika, wyznaczone efektywne wartości intensywności turbulencji nie powinny być stosowane na wprost jako parametry wejściowe do porównania obciążeń. W takim przypadku mogą być konieczne bardziej szczegółowe obliczenia modelowe.







W zakresie od 2,3 do 2,5 średnicy wirnika porównanie obciążeń na podstawie efektywnych wartości intensywności turbulencji jest w wielu przypadkach nadal możliwe. W konkretnym, indywidualnym przypadku zawsze konieczne jest sprawdzenie przed sporządzeniem odpowiedniej ekspertyzy.

Powyżej 2,5 średnicy wirnika porównanie obciążeń jest zawsze możliwe.

## **2.3 Wartości projektowe**

### **2.3.1 Intensywność turbulencji**

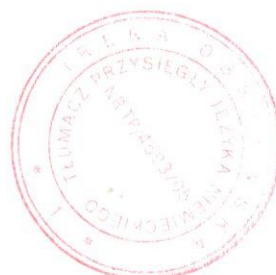
Wartości projektowe intensywności turbulencji są zdefiniowane w wytycznych Niemieckiego Instytutu Budownictwa z lat 1993/1995 /2.6/ i 2004 /2.7/ niezależnie od strefy wietrzności. Zgodnie z wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa z lat 1993/1995 wartość projektowa jest stała i wynosi 0,2 (20%). Wytyczne Niemieckiego Instytutu Budownictwa z 2004 r. /2.7/ zalecają kategorię turbulencji A zgodnie z punktem /2.1/.

W wytycznych Niemieckiego Instytutu Budownictwa dla elektrowni wiatrowych z 2012 r. /2.8/ kategoria turbulencji A wg DIN EN 61400-1:2006 /2.2/ jest już jedynie zalecana. W zasadzie jako podstawa mogą być również stosowane inne wartości projektowe intensywności turbulencji. W wielu przypadkach stosuje się tu kategorie turbulencji określone w wytycznych międzynarodowych /2.2, 2.3, 2.4/.

### **2.3.2 Prędkość wiatru**

Badanie typu zgodnie z wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa dla turbin wiatrowych z 2012 r. /2.8/ przeprowadzane jest dla określonej strefy wietrzności. W zależności od strefy wietrzności określa się zarówno wartość obliczeniową średniej 10-minutowej prędkości wiatru na wysokości piasty o okresie nawrotu 50 lat  $v_{ref}$  jak i średnią roczną prędkość wiatru na wysokości piasty  $v_{ave}$ . Wartości te zależą od wysokości piasty i różnią się w poszczególnych strefach wietrzności. Średnia 10-minutowa wartość prędkości wiatru na wysokości piasty przy okresie nawrotu 50 lat  $v_{ref}$  może być dalej określona zgodnie z /2.9/ lub według uproszczonego wzoru zgodnie z /2.8/. Wartości obliczeniowe należy zatem przyjmować na podstawie indywidualnego badania typu turbiny wiatrowej i nie można ich podać w sposób ogólnie obowiązujący. Rozkład prędkości wiatru wynika we wszystkich przypadkach ze średniej rocznej prędkości wiatru na wysokości piasty z wykorzystaniem rozkładu Rayleigha.

Zgodnie z wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa /2.6, 2.7, 2.8/ wartości projektowe prędkości wiatru podzielone są na strefy wietrzności od 1 do 4 względnie od I do IV, przy czym strefa wietrzności 4 lub IV ma najwyższe wartości projektowe. W cytowanej literaturze stosowane są tu zarówno cyfry arabskie, jak i zymskie.







### 2.3.3 Inne warunki wietrzności

Warunki wietrzności, które należy dodatkowo wykazać zgodnie z punktami /2.2, 2.3/ opierają się z reguły na następujących wartościach obliczeniowych zgodnie z wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa /2.7, 2.8/:

- Wykładnik wysokości pionowego profilu prędkości wiatru:  $a = 0,2$ ,
- średnie nachylenie padającego strumienia:  $8^\circ$ ,
- średnia gęstość powietrza:  $p = 1,225 \text{ kg/m}^3$

### 2.4 **Objaśnienia odnośnie zastosowanych metod**

Jeśli w poszczególnych przypadkach zastosowano inne metody obliczeniowe lub dane wejściowe niż wymienione tutaj, jest to odpowiednio zaznaczone w rozdziale 4.

#### 2.4.1 **Określenie złożoności**

Duże nachylenia terenu i różnice wysokości mogą prowadzić do zwiększenia intensywności turbulencji otoczenia i dlatego muszą być oceniane w terenie złożonym orograficznie. Wpływ orografii terenu może być uchwycony zgodnie z /2.2, 2.3/ przez parametr struktury turbulencji, który działa jako czynnik na intensywność turbulencji. Zgodnie z /2.2/ można określić parametr struktury turbulencji niezależny od kierunku, który wynosi od 1,0 do 1,15 w zależności od udziału wiatru z orograficznie złożonych sektorów kierunkowych. Ponieważ w dalszej części niniejszego opracowania intensywność turbulencji otoczenia jest określana kierunkowo, parametr struktury turbulencji jest również określany kierunkowo. Każdemu sektorowi kierunkowemu, który ma być zaklasyfikowany jako złożony orograficznie, przypisany jest maksymalny parametr struktury turbulencji wynoszący 1,15. Parametr struktury turbulencji określany jest w funkcji kierunku.

Ocena złożoności orograficznej współrzędnej opiera się na nachyleniu terenu i różnicach terenu w stosunku do płaszczyzny korekcyjnej, która jest umieszczona przez daną współrzędną, która ma być rozpatrywana. Płaszczyzny korekcyjnej są umieszczane na danych wysokościowych przy użyciu metody najmniejszych kwadratów. Ocenę przeprowadza się zgodnie z /2.2/ na wysokości piasty turbiny wiatrowej.

Zgodnie z /2.2/, dla każdej turbiny wiatrowej należy wyznaczyć 25 płaszczyzn korekcyjnych (patrz tabela 2.4.1.1). Jeżeli jedno z kryteriów określonych w tabeli 2.4.1.1 zostanie przekroczone, dany sektor należy uznać za złożony. Dana lokalizacja turbiny wiatrowej jest złożona, jeśli więcej niż 15% energii zawartej w wietrze pochodzi z sektorów złożonych.





**Tabela 2.4.1.1: Kryteria złożoności /2.3/.**

Płaszczyzny korekcyjne		Kryteria złożoności	
Promień	Kąt azymutu	Maksymalne nachylenie	Maksymalna różnica terenu
$5^{\wedge}z_{hub}$	Sektor á 360°	10°	$0*3^{\wedge}z_{hub}$
$10^{\wedge}z_{hub}$	Dwanaście sektorów á 30°		$0*6^{\wedge}z_{hub}$
$20^{\wedge}z_{hub}$	Dwanaście sektorów á 30°		1.2- $z_{hub}$

## 2.4.2 Określanie intensywności turbulencji otoczenia

Intensywność turbulencji jest definiowana jako stosunek odchylenia standardowego czasowego rozkładu prędkości wiatru do jego wartości średniej odniesionej do przedziału 600s. Intensywność turbulencji otoczenia opisuje wyłącznie turbulencję swobodnego przepływu bez wpływu turbin wiatrowych.

W celu późniejszego obliczenia efektywnej intensywności turbulencji, zamiast średniej intensywności turbulencji otoczenia należy użyć charakterystycznej intensywności turbulencji (DIBt 1993/95, DIBt 2004 i IEC 61400-1 wydanie 2) lub reprezentatywnej intensywności turbulencji (DIBt 2012, IEC 61400-1 wydanie 3), w zależności od projektu odpowiedniej turbiny wiatrowej. Charakterystyczna intensywność turbulencji wynika z dodania średniej intensywności turbulencji otoczenia i prostego odchylenia standardowego intensywności turbulencji otoczenia. Reprezentatywną intensywność turbulencji uzyskuje się przez dodanie średniej intensywności turbulencji otoczenia i 1,28-krotności odchylenia standardowego intensywności turbulencji otoczenia.

Jeżeli nie ma wystarczających danych pomiarowych dotyczących intensywności turbulencji w danym miejscu, średnia intensywność turbulencji otoczenia, której należy oczekiwać w długim okresie, jest określana w drodze obliczeń.

W obszarze atmosferycznej warstwy granicznej gleby, intensywność turbulencji otoczenia, którą należy wziąć pod uwagę, wynika głównie z wpływu elementów szorstkości terenu, takich jak drzewa, krzewy, budynki itp. W tym celu powierzchnie terenu są typizowane pod względem roślinności, zabudowy i użytkowania na podstawie szczegółowych danych satelitarnych o pokryciu terenu /1.8/, przy czym uwzględniane są fragmenty terenu w odległości do 25 km wokół danej współrzędnej. Poszczególnym fragmentom terenu przypisuje się następnie klastry szorstkości zgodnie z zaleceniami Europejskiego Atlasu Wiatrów /1.3/ opublikowanego na zlecenie Komisji Wspólnot Europejskich. Wpływ różnych części terenu jest oceniany w zależności od odległości do współrzędnych w dwunastu kierunkowych sektorach 30°, co daje średnie ważne







dla szorstkości w poszczególnych sektorach.

Na podstawie tej klasyfikacji szorstkości określone są przez nas niezbędne wartości na podstawie zaleceń wytycznych VDI 3783 część 12 /1.1/ oraz DIN EN 1991-1-4 /2.9/.

W przeciwieństwie do szorstkości, intensywności turbulencji otoczenia, które należy uwzględnić, zależą nie tylko od kierunku, ale także od prędkości wiatru i wysokości nad ziemią i są określane odpowiednio dla różnych kierunków i prędkości wiatru dla każdej pojedynczej turbiny wiatrowej na wysokości piasty i uwzględniane w dalszych obliczeniach. Krzywa prędkości wiatru oparta jest na Normalnym Modelu Turbulencji (NTM) normy IEC 61400-1 /2.3/.

Pojedyncze struktury i przeszkody orograficzne, które ze względu na swoją odległość i wysokość są tak duże, że nie można wykluczyć bezpośredniego wpływu cienia aerodynamicznego tych pojedynczych struktur i przeszkód orograficznych na wirnik turbiny wiatrowej, nie mogą być rozwiązywane jako elementy szorstkości. W razie potrzeby ich wpływ należy ocenić oddzielnie (patrz rozdział 4.1).

### 2.4.3 Określanie efektywnych intensywności turbulencji

W /1.5/ opisana jest procedura oceny wpływu kilku turbin wiatrowych w różnych odległościach, z uwzględnieniem częstości występowania sytuacji występowania cienia aerodynamicznego. Ocena dokonywana jest za pomocą efektywnej intensywności turbulencji. Efektywne natężenie turbulencji jest wartością zastępczą, która ma być stosowana przez cały okres eksploatacji turbiny wiatrowej. Waży on obciążenie spowodowane intensywnością turbulencji otoczenia oraz dodatkowe obciążenie wywołane sytuacją cienia aerodynamicznego. Procedura ta jest zalecana zarówno w przepisach międzynarodowych, jak i w wytycznych Niemieckiego Instytutu Budownictwa dla turbin wiatrowych z 2012 r. /2.8/. Zgodnie z tą metodą obliczeniową dodatkowe obciążenie nie występuje, jeśli odległość do sąsiedniej turbiny wiatrowej jest większa niż dziesięć średnic wirnika. Ponieważ ta metoda obliczeń jest stosowana w dalszej części, przy obliczaniu efektywnej intensywności turbulencji turbiny uwzględnia się wpływ wszystkich sąsiednich turbin wiatrowych znajdujących się w odległości do 10 średnic (w odniesieniu do danej średnicy wirnika).

W porównaniu do formy procedury obliczeniowej przedstawionej w /1.5/, stosujemy ją z dwiema modyfikacjami, które wyjaśniamy poniżej.

Model zastosowany w /1.5/ dla dodatkowej intensywności turbulencji wytwarzanej w cieniu aerodynamicznym zależy od współczynnika ciągu  $c_T$  turbiny wiatrowej. Do modelowania dodatkowej







intensywności turbulencji wytwarzanej w śladzie wykorzystujemy bardziej złożony model zgodny z /1.2/, w którym oprócz współczynnika ciągu  $c_T$  turbiny wiatrowej, jako parametry uwzględnione są współczynnik prędkości końcowej turbiny wiatrowej oraz intensywność turbulencji otoczenia. Jeżeli możliwa jest eksploatacja turbiny wiatrowej z obniżoną mocą lub w zmienionym trybie pracy, stosujemy parametry należące do lub obejmujące odpowiednią moc znamionową lub tryb pracy. W /1.5/, jak również w przepisach międzynarodowych /2.2, 2.3/ podano model do określania dodatkowej intensywności turbulencji wytwarzanej w cieniu aerodynamicznym, który nie zawiera żadnych parametrów specyficznych dla danej turbiny. Jako podstawę przyjęto tu uogólniony, konserwatywny przebieg współczynników oporu /1.5/. Model ten stosujemy w przypadku, gdy parametry specyficzne dla danej turbiny nie są dostępne dla danej turbiny wiatrowej lub gdy wykazują one przebieg znacznie odbiegający od parametrów turbin wiatrowych, na których oparta była pierwotna walidacja.

Druga modyfikacja dotyczy częstotliwości występowania danej sytuacji cienia aerodynamicznego, którą można przyjąć na poziomie 6% zgodnie z /2.8/. Ta stała częstotliwość opiera się na założeniu w pełni rozwiniętego zjawiska cienia aerodynamicznego (far wake), które zwykle występuje od trzech do pięciu średnic wirnika za turbiną wiatrową. W celu uzyskania bezpiecznych wartości nawet dla małych odległości turbin, częstotliwość występowania danej sytuacji cienia aerodynamicznego jest obliczana przez nas na podstawie rzeczywistych warunków geometrycznych na farmie wiatrowej oraz z uwzględnieniem rozkładu częstotliwości kierunków wiatru. Dodatkowym zabezpieczeniem dla bliskiego zasięgu jest założenie, że cień aerodynamiczny turbiny wiatrowej jest od początku znacznie bardziej rozległy niż wirnik

Rozległość cienia aerodynamicznego uwzględnia się również w kierunku pionowym, tak że jeśli różnica wysokości jest wystarczająca, nie ma już żadnego wpływu cienia aerodynamicznego na wyraźnie niższe lub wyższe elektrownie wiatrowe.

Dla współczynnika wykresu Wöhlera  $m$ , właściwego dla danego materiału, jako podstawę przyjmuje się najwyższy współczynnik dla najsłabszego elementu konstrukcyjnego turbiny wiatrowej. Wynika z tego wartość współczynnika  $m = 10$  /1,6/ dla tworzyw sztucznych wzmocnionych włóknem szklanym o zawartości włókien od 30 do 55 % objętości /2,5/. Dla tworzyw sztucznych wzmocnionych włóknem węglowym o zawartości włókien 50 do 60 % objętościowych przyjmuje się wartość  $m = 14$  jako podstawę zgodnie z /2,5/. W zależności od producenta dla najsłabszego elementu konstrukcyjnego turbiny wiatrowej można stosować różne współczynniki wykresu Wöhlera. O ile nie wskazano inaczej, przedstawione tu efektywne intensywności turbulencji odnoszą się do współczynnika wykresu Wöhlera o wartości  $m = 10$ .

Niemiecki Instytut Budownictwa w wytycznych z 2004 i 2012 roku /2.7, 2.8/ określa wartości projektowe intensywności turbulencji w zależności od prędkości wiatru. Natomiast w wytycznych Niemieckiego Instytutu Budownictwa z 1995 r. /2.6/ określa stałą średnią wartość projektową intensywności turbulencji na poziomie



20%, która jest przypisana do wszystkich prędkości wiatru.

Ponieważ w przypadku weryfikacji obciążeń eksploatacyjnych dla konkretnego obiektu, muszą one zostać obliczone na podstawie ustalonych efektywnych intensywności turbulencji zależnych od prędkości wiatru, wartości zależne od prędkości wiatru przedstawiono dla wszystkich rozpatrywanych turbin wiatrowych.

Dla turbin wiatrowych, dla których jako podstawę przyjęto wartości projektowe intensywności turbulencji w oparciu o wytyczne Niemieckiego Instytutu Budownictwa z 1995 r. (1993) /2.6/, przedstawiono odpowiednie stałe średnie efektywne intensywności turbulencji. Sąsiadujące turbiny wiatrowe o bardzo niskiej lub bardzo wysokiej mocy na metr kwadratowy powierzchni wirnika lub sąsiadujące turbiny wiatrowe o bardzo niskiej lub bardzo wysokiej nominalnej prędkości wiatru mogą dać jakościowo różne wyniki w porównaniu z oceną opartą na wartościach projektowych zależnych od prędkości wiatru. W takich przypadkach jako podstawę można wykorzystać porównanie z wartościami obliczeniowymi zależnymi od prędkości wiatru.

#### 2.4.4 Określanie ekstremalnych wartości intensywności turbulencji

Ekstremalne wartości intensywności turbulencji są określane zgodnie ze specyfikacjami podanymi w punkcie 2.3, z uwzględnieniem sytuacji cienia aerodynamicznego. Jako miara służy maksymalna wartość intensywności turbulencji powstała we wszystkich kierunkach w centrum cienia aerodynamicznego.

#### 2.4.5 Określanie gęstości powietrza

Gęstość powietrza obliczono na podstawie średniej temperatury na wysokości 2m w latach 1981-2010 z siatki 1km Niemieckiej Służby Meteorologicznej /1.10/. Gęstość powietrza na wysokości piasty turbiny wiatrowej jest następnie określana według zasady obliczania zgodnie z DIN ISO 2533 /2.12/ i korygowana zgodnie z punktem /2.4/ dla prędkości wiatru powyżej nominalnej prędkości wiatru.

#### 2.4.6 Określenie wykładników wysokościowych

Wykładnik wysokościowy podlega bardzo silnym wahaniom dobowym i sezonowym. Stabilność atmosfery ma znaczący wpływ na wykładnik wysokości. Wykładniki stateczności związane z dużą wysokością są jednak często skorelowane z niską turbulencją i są często kompensowane przez to w odniesieniu do obciążeń. Ponieważ zgodnie z przepisami wymagana jest jedna wartość uśredniona dla wszystkich czasów, kierunków i prędkości wiatru, obliczenie średniego wykładnika wysokości przeprowadza się wyłącznie na podstawie







ustalonych szorstkości. Wpływy stabilności atmosfery są średnio zaniedbywane.

Wpływ wykładnika wysokości na obciążenia poszczególnych elementów turbiny wiatrowej jest bardzo różny. Zarówno bardzo małe, jak i bardzo duże wartości wykładnika wysokości mogą prowadzić do wzrostu obciążeń. Z tego powodu nie jest możliwe proste porównanie z wartością obliczeniową wykładnika wysokości. Średnia wartość wykładnika wysokości powinna zawierać się w przedziale wartości od 0,05 do 0,25 dla wartości obliczeniowej 0,2 zgodnie z /2.4/ i tym samym może odchyłać się o 25% w górę i o 75% w dół. Dla innych wartości obliczeniowych wykładnika wysokości można określić analogiczne zakresy ważności.

Jeśli planowane turbiny wiatrowe są zlokalizowane w orograficznie eksponowanym miejscu na szczytach wzgórz lub w ich pobliżu, lub jeśli w bezpośrednim sąsiedztwie znajdują się nierówne krawędzie terenu lub strome zbocza, należy sprawdzić, czy w obszarze wirnika turbiny wiatrowej mogą wystąpić zwiększone gradienty prędkości wiatru w kierunku pionowym. W razie potrzeby jest to zaznaczone w rozdziale 4.

## 2.4.7 Określanie ukośnego przepływu powietrza

Zgodnie z /2.3/ można przyjąć, że strumień powietrza biegnie równolegle do płaszczyzny korekcyjnej, zdefiniowanej w rozdziale 2.4.1 dla promienia równego pięciokrotnej wysokości piasty. Nachylenie tej płaszczyzny korekcyjnej służy zatem jako miara ukośnego przepływu powietrza. W przypadku lokalizacji wśród wyraźnych pagórków i grzbietów gór może zaistnieć konieczność zastosowania dalszych płaszczyzn korekcyjnych zgodnie z rozdziałem 2.4.1, które są dodatkowo przedstawione w rozdziale 4.

## 2.4.8 Ekstrapolacja danych dotyczących wiatru

Podane dane dotyczące wiatru nie są konwertowane poziomo. Zamiast tego, lokalizacje turbin wiatrowych są przypisywane do punktów referencyjnych wiatru w porozumieniu ze zleceniodawcą. Przyporządkowanie to znajduje się w załączniku.

Jeśli istnieje znaczna różnica wysokości pomiędzy wysokością odniesienia danych wiatru a wysokością piasty turbiny wiatrowej, dane dotyczące wiatru są przekształcane w pionie. Ekstrapolacja ta jest przeprowadzana przy założeniu logarytmicznego profilu wysokościowego prędkości wiatru. Na podstawie klasyfikacji szorstkości dla turbiny wiatrowej określone są wymagane średnie długości szorstkości.







## 2.5 Prawdliwość wyników

Wszystkie wartości z odniesieniem do wysokości odnoszą się do wysokości piasty ( $Z_{hub}$ ) danej turbiny wiatrowej, chyba że podano inaczej.

Efektywna intensywność turbulencji wymagana do weryfikacji przydatności terenu zależy od kilku czynników. Są to: konfiguracja farmy wiatrowej w postaci danych turbin wiatrowych (współrzędne, typ turbin wiatrowych, wysokość piasty, moc znamionowa i wszelkie istniejące ograniczenia eksploatacyjne), warunki wietrzności (rozkład częstotliwości kierunku wiatru, sektorowe parametry Weibulla rozkładu prędkości wiatru, jak również natężenie turbulencji otoczenia) oraz badanie typu turbiny wiatrowej, które określa, która wartość statystyczna intensywności turbulencji otoczenia ma być użyta jako podstawa.

Każda zmiana tych warunków brzegowych wymaga zatem ponownej oceny przydatności terenu w odniesieniu do projektowanych wartości intensywności turbulencji.

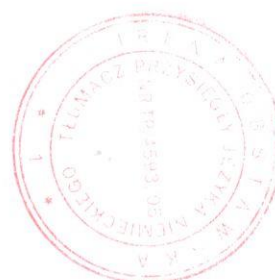
Ponieważ w przypadku rozpatrywanych turbin wiatrowych uwzględniono wartości specyficzne dla danej turbiny (zob. rozdział 2.1), nie można założyć, że stwierdzenie zawarte w opinii eksperckiej jest nadal aktualne, zwłaszcza w przypadku zmiany na inny typ turbin wiatrowych, np. o mniejszej średnicy wirnika.

Stosowane wartości specyficzne dla turbiny (patrz rozdział 2.1) mogą być wartościami obliczonymi lub zmierzonymi przez producenta. Mogą one odbiegać od siebie i prowadzić do różnych wyników.

Wyniki odnoszą się do istniejącego aktualnego badania typu dla rozpatrywanych turbin wiatrowych. Badanie typu musi być oparte co najmniej na wartościach projektowych wymienionych w każdym przypadku. Zakłada się, że wszystkie rozpatrywane turbiny wiatrowe nie przekroczyły jeszcze projektowanego okresu eksploatacji, na którym opiera się badanie typu.

W momencie opracowywania ekspertyzy nie jest pewne, jakie dokumenty zostaną później przedłożone urzędowi w ramach procedury zatwierdzania. Dokumenty źródłowe, na które powołano się w ekspertyzie w odniesieniu do zastosowanych wartości projektowych, nie muszą zatem koniecznie odpowiadać dokumentom, które zostaną przedłożone w ramach wniosku o budowę lub pozwolenia na budowę. Służą one tutaj jedynie jako źródło odniesienia dla zastosowanych wartości konstrukcyjnych.

Jeśli w dostępnych nam dokumentach dotyczących projektu turbiny wiatrowej nie można wyciągnąć jednoznacznych wniosków na temat wartości projektowych, stosujemy wartości bezpieczne. Nie przejmuje się odpowiedzialności za prawidłowość ustalonych wartości.





Na podstawie ekspertyzy należy sprawdzić, czy wartości obliczeniowe wymienione w ekspertyzie odpowiadają wartościom obliczeniowym w dokumentach złożonych do pozwolenia na budowę. Jeżeli wartości projektowe są zgodne, to niezależnie od cytowanych dokumentów źródłowych opinia eksperta jest uznawana za wiarygodną.

Nie uwzględniono możliwego wzajemnego wpływu sąsiadujących turbin wiatrowych, spowodowanego cieniem aerodynamicznym przez konstrukcje wieżowe w bardzo małych odległościach. Podobnie, nie zbadano możliwego wpływu bardzo bliskich dużych pojedynczych struktur, takich jak wysokie budynki, na rozważane turbiny wiatrowe.

### 2.5.1 Ograniczenia eksploatacji

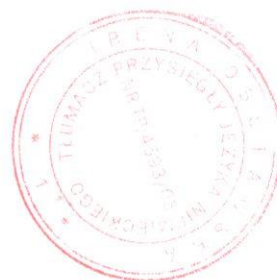
Jeżeli, przy niezmiennych warunkach brzegowych, pominięte zostaną turbiny wiatrowe lub określone zostaną dodatkowe ograniczenia eksploatacyjne, zawsze prowadzi to do niezmiennych lub niższych efektywnych intensywności turbulencji. W tych przypadkach nadal mają więc zastosowanie stwierdzenia dotyczące przydatności terenu.

Wpływ nowo planowanych turbin wiatrowych na istniejące turbiny wiatrowe być jednak bardziej znaczący. Stwierdzenia o nieistotnym wpływie nowo planowanych turbin wiatrowych na istniejące turbiny wiatrowe nie zawsze zachowują zatem w tych przypadkach swoją aktualność i muszą zostać ponownie ocenione.

Ponieważ obciążenia przy wyłączonej turbinie wiatrowej również w warunkach zwiększonej turbulencji w cieniu aerodynamicznym sąsiedniej turbiny wiatrowej są mniejsze niż podczas eksploatacji przy niezakłóconym przepływie, można wyłączyć chroniącą turbinę wiatrową zamiast turbiny wiatrowej powodującej zakłócenia. Wariant 1b w tabeli jest zatem równoważny z wariantem 1a i na odwrót. Zakres prędkości wiatru podany w tabeli 2.5.1.1 zawsze odnosi się do wysokości piasty ograniczonej turbiny wiatrowej. W przypadku różnych wysokości piasty należy zatem zapewnić, aby przy zmianie z wariantu 1a na 1b i odwrotnie zakres prędkości wiatru został przeliczony na inną wysokość piasty.

Ograniczenia eksploatacyjne, w których dla określonego zakresu prędkości i kierunku wiatru zdefiniowane są wyłączenia, obejmują ograniczenia eksploatacyjne, w których dla tych samych zakresów zdefiniowany jest inny tryb pracy lub regulacja kąta nachylenia łopat. Rozwiązania alternatywne 2 (regulacja kąta łopat) lub 3 (tryb pracy) w tabeli 2.5.1.1 są w obu przypadkach objęte rozwiązaniami alternatywnymi 1a i 1b.

W wynikach przedstawiany jest z reguły tylko jeden z wariantów wyłączenia. Oznacza to, że jeżeli przedstawiony jest wariant 1a z Tabeli 2.5.1.1, możliwy jest wariant 1b i odwrotnie. Jeżeli przedstawiony zostanie wariant 2 lub 3, możliwe są również warianty 1a i 1b.







**Tabela 2.5.1.1: Ogólny przykład alternatywnych ograniczeń eksploatacji (objaśnienia symboli patrz załącznik rozdział A.5).**

Alternatywa	Turbiny ograniczone	Turbiny oceniane	Wyłączenie	Tryb pracy	$\beta$ [°]	$\gamma_{\text{start}}$ [°]	$\gamma_{\text{stop}}$ [°]	$V_{\text{start}}$ [m/s]	$V_{\text{stop}}$ [m/s]
1a	Turbina wiatrowa n	Turbina wiatrowa m	X	-	-	10.2	44.7	5.5	9.5
1b	Turbina wiatrowa m	Turbina wiatrowa m	X	-	-	10.2	44.7	5.5	9.5
2	Turbina wiatrowa n	Turbina wiatrowa m	-	-	3	10.2	44.7	5.5	9.5
3	Turbina wiatrowa n	Turbina wiatrowa m	-	1.6MW	-	10.2	44.7	5.5	9.5

Wymienione ograniczenia eksploatacji stanowią wymagania minimalne. Nie przeprowadzono badania wykonalności technicznej.

### 3 Dane wejściowe

#### 3.1 Konfiguracja farmy wiatrowej i wartości projektowe

W lokalizacji Tantow I, II i III (Brandenburgia) zleceniodawca planuje postawienie 20 turbin wiatrowych (WT 1 - 20). W sąsiedztwie znajdują się trzy kolejne turbiny wiatrowe.

Dane dotyczące konfiguracji farmy wiatrowej dostarczone przez zleceniodawcę są przedstawione w tabeli A.2.2.1 załącznika i w rozdziale A.2.6 załącznika.

Przypisanie poszczególnych turbin wiatrowych do zbiorów danych dotyczących wiatru (rozdział A.2.4 załącznika) oraz ewentualnie do zbiorów danych dotyczących intensywności turbulencji otoczenia (rozdział A.2.1 załącznika) znajduje się w dwóch ostatnich kolumnach (nr zbioru danych) tabeli A.2.2.1 załącznika.

Wszystkie oznaczenia turbiny wiatrowe w tym dokumencie odnoszą się do nomenklatury z kolumny 2 (nr) w tabeli A.2.2.1 Załącznika.

W przypadku turbin 1 - 20 dodatkowo uwzględniono wysokość fundamentów wynoszącą 3 m (patrz rozdział 6).



Dla rozpatrywanych turbin wiatrowych jako podstawę przyjmuje się wartości projektowe przedstawione w tabeli 3.1.1. Przebieg zależny od prędkości wiatru, należący do kategorii turbulencji, jest przedstawiony w załączniku w tabeli A.2.3.1.







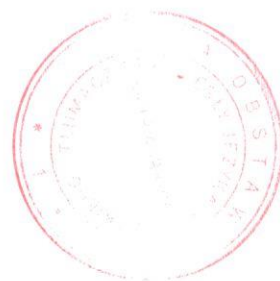
**Tabela 3.1.1: Wartości projektowe dla ocenianych turbin wiatrowych.**

Turbina wiatrowa		Wartości projektowe										
L.p.	Wytyczna	Strefa wietrzności	Kategoria turbulencji	$\tau_{\text{design}}$ [a]	$V_{\text{ave}}$ [m/s]	k	$V_{\text{ref}}$ [m/s]	$\alpha$ [-]	$\varphi$ [°]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	Źródło	
 1-20	Niemiecki Instytut Budownictwa 2012	Strefa S	---*	20	7.5	2.0	37.6	---**	---**	---**	/3.3, 3.4/	
 21-23	Niemiecki Instytut Budownictwa 2012	---***	A wg IEC Ed. 3 / 2.2/	---***	---***	---***	---***	---***	---***	---***	---	

---\*: Wartości projektowe są dostępne, ale obecnie nie mogą zostać przedstawione ze względu na obowiązującą umowę o zachowaniu poufności.

---\*\*: Ponieważ lokalizacja planowanych turbin wiatrowych nie jest złożona, porównywanie z tą wartością projektową nie jest konieczne.

---\*\*\*: Ponieważ weryfikacja przydatności turbin wiatrowych dla danej lokalizacji jest przeprowadzana wyłącznie w odniesieniu do wpływu sąsiednich turbin wiatrowych na siebie poprzez porównanie z projektowymi wartościami intensywności turbulencji, dalsze wartości projektowe nie są konieczne (patrz rozdział 2.1).





### 3.2 Rozkład prędkości wiatru w lokalizacji

Częstotliwości względne kierunku i prędkości wiatru w lokalizacji Tantow I, II i III zostały dostarczone przez zleceniodawcę /3.1/ i są przedstawione w rozdziale A.2.4 załącznika.

Współrzędne przedstawione w rozdziale A.2.4 załącznika nie mogą być przedstawione w oryginalnym układzie współrzędnych z punktu /3.1/, lecz przekonwertowane na układ współrzędnych stosowany tutaj (zob. rozdział A.1.1 załącznika). Nie ponosimy odpowiedzialności za przeliczenie współrzędnych.

Przyjmuje się, że wykorzystane dane są poprawne i reprezentatywne dla swobodnego strumienia na farmie wiatrowej w lokalizacji Tantow I, II i III.

### 3.3 Wiatr ekstremalny w lokalizacji

W punkcie /3.5/ firma anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH określiła 10-minutową średnią wartość prędkości wiatru na wysokości piasty z uwzględnieniem podwyższenia fundamentów przy okresie nawrotu 50 lat dla danej lokalizacji.

Wartość ustalona w punkcie /3.5/ podana została w Tabeli 3.3.1.

*Tabela 3.3.1: 10-minutowa średnia wartość prędkości wiatru na wysokości 169m przy okresie nawrotu 50 lat /3.5/.*

Turbina wiatrowa		V <sub>50</sub> [m/s]
	L. p.	
	1 - 20	29.38

### 3.4 Intensywność turbulencji otoczenia w lokalizacji

Intensywność turbulencji otoczenia określa się zgodnie z rozdziałem 2.4.2 i wymienionymi tam danymi wejściowymi.

W niniejszym przypadku wpływ orografii jest oceniany na podstawie danych dotyczących wysokości zgodnie z punktem /1.9/.

### 3.5 Sektorowe ograniczenia eksploatacji

Ograniczenia eksploatacyjne uwzględnione w każdym z wariantów obliczeniowych przedstawionych w załączniku są przedstawione w rozdziale A.2.5 załącznika.





## 4 Określanie warunków lokalizacji

### 4.1 Oględziny lokalizacji

Zgodnie z wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa dla turbin wiatrowych z 2012 r. /2.8/ należy przeprowadzić oględziny lokalizacji. W ramach dowodu przydatności lokalizacji oględziny lokalizacji służą udokumentowaniu aktualnej sytuacji na miejscu i określeniu kategorii terenu zgodnie z punktem /2.9/.

Ponadto należy zidentyfikować pojedyncze konstrukcje i przeszkody orograficzne, które ze względu na odległość i wysokość są tak duże, że nie można wykluczyć bezpośredniego wpływu cienia aerodynamicznego tych pojedynczych struktur i przeszkód orograficznych na wirnik turbiny wiatrowej. Te pojedyncze struktury nie mogą być wtedy traktowane jako elementy szorstkości i ich wpływ musi być oceniany oddzielnie. Sąsiadujących ze sobą turbin wiatrowych nie należy traktować jako pojedynczych struktur. Weryfikacja konfiguracji farmy wiatrowej (patrz Rozdział 3) nie wchodzi zatem w zakres oględzin lokalizacji.

Oględzin lokalizacji dokonał w dniach 12.09.2018 oraz 29.09.2018 pracownik firmy ENERTRAG Aktiengesellschaft. Wynikiem tych oględzin są następujące dokumenty:

- Zdjęcia i mapa ogólna lokalizacji Tantow I, II i III /3.2/,
- Opis lokalizacji Tantow I, II i III /3.2/.

W dalszej części zakłada się, że informacje podane w niniejszym raporcie /3.2/ są prawidłowe.

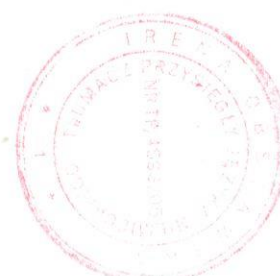
Lokalizacja została zakwalifikowana w niniejszej dokumentacji /3.2/ do II kategorii terenu wg /2.9/.

Istotne pojedyncze struktury, których cienie aerodynamiczne należałoby rozpatrywać oddzielnie, nie zostały zidentyfikowane w niniejszych dokumentach /3.2/.

### 4.2 Wyniki odnośnie warunków panujących w lokalizacji

Ustalone warunki dla lokalizacji przedstawiono w tabelach A.3.2.1 - A.3.2.3 załącznika. Przekroczenia wartości projektowych intensywności turbulencji zaznaczone są na czerwono w tabeli A.3.2.1 w załączniku.

Zgodnie z wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa /2.8/ wyniki przedstawiono dla wszystkich turbin wiatrowych, których odległość w stosunku do średnicy wirnika D planowanej turbiny wiatrowej jest mniejsza lub równa ośmiu średnicom wirnika. Podejście to jest ważne dla wszystkich prędkości referencyjnych wiatru  $v_{ref}$  (patrz Rozdział 2).







Turbiny wiatrowe, w których ponad 15% energii wiatru pochodzi z sektorów złożonych, są oznaczone jako złożone w tabeli A.3.2.3 załącznika. W przypadku tych turbin wiatrowych nie można zastosować uproszczonej procedury wykazywania przydatności lokalizacji zgodnie z wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa dla turbin wiatrowych z 2012 r. /2.8/.

Ponadto w tabeli A.3.1.1 załącznika przedstawiono sytuację przed budową dodatkowych turbin wiatrowych 1 - 20.

Dodatkowo w tabelach A.3.3.1 i A.3.4.1 w załączniku przedstawiono efektywne intensywności turbulencji dla współczynników wykresów Wöhlera  $m = 4$  i  $8$ .

#### **4.2.1 Średnia 10-minutowa prędkość wiatru na wysokości piasty przy okresie nawrotu 50 lat**

Strefę wiatrową w miejscach planowanych turbin wiatrowych i związaną z nią 10-minutową średnią wartość prędkości wiatru na wysokości piasty z okresem nawrotu 50 lat określono zgodnie z /2.10/ i /2.11/ i podano w tabeli A.3.2.3 załącznika.

Jeśli w rozdziale 3.3 nie określono wartości dla konkretnego miejsca, zastosowanie mają te wartości.

Jeśli teren jest położony w pobliżu wybrzeża w strefie największej wietrzności, średnia 10-minutowa prędkość wiatru na wysokości piasty z okresem nawrotu 50 lat jest podawana zarówno dla kategorii terenu I, jak i kategorii terenu II. Wartość dla kategorii terenu I stosuje się, jeżeli w wyniku badania terenu dokonano klasyfikacji do kategorii terenu I (zob. rozdział 4.1). We wszystkich innych przypadkach można stosować wartość dla kategorii terenu II.

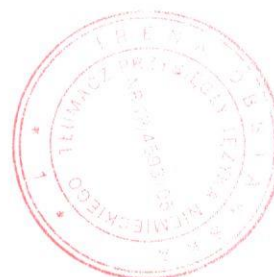
### **5 Potwierdzenie przydatności terenu**

#### **5.1 Informacje ogólne**

- W odniesieniu do ważności złożonych oświadczeń zastosowanie mają uwagi zawarte w rozdziale 2.5.
- Ze względu na obowiązującą umowę o zachowaniu poufności, wartości projektowe efektywnej intensywności turbulencji dla turbin wiatrowych 1 - 20 nie zostały przedstawione w ekspertyzie.

#### **5.2 Potwierdzenie przydatności lokalizacji poprzez porównanie warunków wietrzności**

W tabeli 5.2.1 przedstawiono wynik przeprowadzonego dowodu przydatności lokalizacji poprzez





porównanie warunków wietrzności oraz poszczególnych wyników dla poszczególnych parametrów wiatru. Ocena opiera się na porównaniu wartości przedstawionych w tabeli 3.3.1 oraz w tabelach A.3.2.1 i A.3.2.3 załącznika z wartościami projektowymi z tabeli 3.1.1. W przypadku oceny rozkładu prędkości wiatru parametry A i k rozkładu Weibulla nie są porównywane bezpośrednio, ale służą jako wartości wejściowe dla metod weryfikacji wymienionych w rozdziale 2.1.

Ogólny wynik jest pozytywny tylko wtedy, gdy wszystkie indywidualne wyniki są ocenione pozytywnie. W przypadku istniejących turbin wiatrowych rozważany jest jedynie wpływ planowanych turbin wiatrowych na wartości projektowe intensywności turbulencji (patrz rozdział 2.1).

Tabela 5.2.1: Przegląd wyniku dowodu na przydatność lokalizacji poprzez porównanie warunków wietrzności.

Turbina wiatrowa			Poszczególne wyniki						Wynik łączny	LR możliwy
	L.p.	Nazwa	I <sub>eff</sub>	$\alpha$	$\varphi$	$\rho$	v <sub>50</sub>	A, k		
	1	SD_F1	+	---			+	-	-	tak
	2	SD_K1	+	---			+	-	-	tak
	3	SD_K2	+	---			+	-	-	tak
	4	SD_K3	+	---			+	-	-	tak
	5	SD_K4	+	---			+	-	-	tak
	6	SD_K5	+	---			+	-	-	tak
	7	SD_K6	+	---			+	-	-	tak
	8	SD_K7	+	---			+	-	-	tak
	9	SD_K8	+	---			+	-	-	tak
	10	SD_K9	+	---			+	-	-	tak
	11	SD_O1	+	---			+	-	-	tak
	12	SD_O2	+	---			+	-	-	tak
	13	SD_O3	+	---			+	-	-	tak
	14	SD_O4	+	---			+	-	-	tak
	15	SD_O5	+	---			+	-	-	tak
	16	SD_O6	+	---			+	-	-	tak
	17	SD_O7	+	---			+	-	-	tak
	18	SD_O8	+	---			+	-	-	tak
	19	SD_P1	+	---			+	-	-	tak
	20	SD_P2	+	---			+	-	-	tak





Turbina wiatrowa			Poszczególne wyniki						Wynik łączny	LR możliwy
L.p.	Nazwa		$I_{eff}$	$\alpha$	$\varphi$	$\rho$	$v_{50}$	A, k		
21	SD_TS1		-				---		-	tak
22	SD_TS2		-				---		-	tak
23	SD_TS3		-				---		-	tak

### 5.2.1 Objaśnienia i wskazówki

- Według producenta charakterystyka turbin wiatrowych 1 - 20 odnosi się do wczesnego etapu rozwoju technicznego i dlatego może jeszcze ulec zmianie.
- W odniesieniu do stwierdzenia zawartego w /3.5/ dotyczącego średniej 10-minutowej wartości prędkości wiatru na wysokości piasty z okresem nawrotu 50 lat, nie można zgodnie z /3.5/ wykluczyć możliwości przekroczenia wartości ekstremalnej przedstawionej w /3.5/, ponieważ wiatry ekstremalne nie podlegają przewidywalnym wpływom klimatologicznym, a zatem wiatry ekstremalne o dłuższym okresie odniesienia mogą wystąpić również w okresie krótszym.

### 5.2.2 Ograniczenia eksploatacji

Wszystkie wymienione ograniczenia eksploatacyjne stanowią wymagania minimalne. Nie przeprowadzono badania wykonalności technicznej.

Wpływ planowanych turbin wiatrowych 9 - 18 na turbinę 22 jest tak duży, że znaczny wzrost efektywnych intensywności turbulencji w odniesieniu do turbiny wiatrowej 22 wynika z planowanych turbin wiatrowych 9 - 18 (patrz tabele A.3.1.1 i A.3.2.1 w Załączniku).

Znaczącego wpływu turbin wiatrowych 9 - 18 na turbinę wiatrową 22 można uniknąć w planowanej konfiguracji farmy wiatrowej poprzez wykluczenie pracy turbiny wiatrowej 22 w cieniu aerodynamicznym turbin wiatrowych 9 - 18. Można to osiągnąć poprzez wyłączenie turbin 9 - 18, gdy wystąpi określona sytuacja cienia aerodynamicznego.

Przydatność lokalizacji przedmiotowych turbin wiatrowych 21 i 23 można zapewnić w odniesieniu do wartości projektowych intensywności turbulencji w planowanej konfiguracji farmy wiatrowej poprzez ograniczenie eksploatacji sąsiednich turbin wiatrowych. Można to osiągnąć poprzez wyłączenie lub zmianę trybu pracy odpowiednich sąsiadujących turbin, gdy określona sytuacja cienia aerodynamicznego.

Konieczne ograniczenia eksploatacyjne dla turbin wiatrowych 21 - 23 przedstawiono w tabeli A.2.5.5.1.





Odnośnie informacje na temat uwzględnionych w sposób dorozumiany alternatywnych ograniczeń eksploatacyjnych patrz Rozdział 2.5.1.

Zgodnie z /2.2/, dla turbin wiatrowych 1 - 20 należy przeprowadzić porównanie rozkładu częstotliwości prędkości wiatru z rozkładem projektowanym w zakresie od  $0.2v_{ref}$  do  $0.4v_{ref}$ .

Ponieważ w przypadku turbiny wiatrowej 1 - 20 krzywa Projektowa nie pokrywa się w pełni z krzywą rozkładu częstotliwości właściwą dla danej lokalizacji, przydatność lokalizacji turbin wiatrowych 1 - 20 można zapewnić poprzez ograniczenie eksploatacji. Można tego dokonać poprzez wyłączenie dotkniętych problemem turbin wiatrowych przy prędkościach wiatru, które występują w danej lokalizacji częściej niż założono w projekcie.

Niezbędne ograniczenia eksploatacyjne dla turbin wiatrowych 1 - 20 przedstawiono w tabeli 5.2.2.1.

*Tabela 5.2.2.1: Wytyczne dotyczące sektorowego ograniczania eksploatacji w celu zapewnienia odpowiedniej lokalizacji turbin wiatrowych 1-20 w odniesieniu do rozkładu częstotliwości prędkości wiatru.*

Definicja sektorowego ograniczania eksploatacji		
Rodzaj ograniczenie	Sektor (0° = geograficzna północ)	Zakres prędkości wiatru [m/s]
Wyłączenie turbin wiatrowych 1 - 20	wszystkie	$V_{in} - 13.5$

### 5.2.3 Ograniczenia

Oświadczenia dotyczące wykazania przydatności lokalizacji poprzez porównanie warunków wiatrowych nie podlegają żadnym ograniczeniom.

### 5.3 Potwierdzenie przydatności lokalizacji poprzez porównanie obciążeń

Wartości przedstawione w tabelach A.3.2.1 - A.3.2.3, A.3.3.1 i A.3.4.1 załącznika lub wartości pokrywające się z nimi w odniesieniu do obciążeń mogą być stosowane jako parametry wejściowe do obliczeń obciążeń eksploatacyjnych i ekstremalnych wykonywanych przez producenta dla konkretnego obiektu w celu zweryfikowania przydatności lokalizacji dla danej turbiny wiatrowej poprzez porównanie z obciążeniami projektowymi.

Złożoność lokalizacji turbin wiatrowych może być albo uwzględniona w efektywnej intensywności turbulencji poprzez odpowiednie parametry struktury turbulencji, albo należy ją wziąć pod uwagę w obliczeniach obciążeń eksploatacyjnych dla konkretnej lokalizacji zgodnie z /2.2, 2.3/ poprzez zwiększenie składowej





bocznej i pionowej odchylenia standardowego prędkości wiatru odpowiednio do pojedynczej względnie 0,7-krotnej wartości składowej wzdłużnej.

Odpowiednie raporty obliczeniowe dla turbin 1 - 23 nie są dostępne.

## 6 Podsumowanie

W lokalizacji Tantow I, II i III (Brandenburgia) zleceniodawca planuje postawienie 20 turbin wiatrowych. W miejscu tym znajdują się trzy kolejne sąsiadujące turbiny wiatrowe.

Projekt został przez nas oceniony w celu ustalenia, czy zagwarantowana jest przydatność lokalizacji dla rozpatrywanych turbin wiatrowych zgodnie z wytycznymi Niemieckiego Instytutu Budownictwa dla turbin wiatrowych z 2012 r. /2.8/.

Wyniki odnoszą się do istniejącego ważnego badania typu dla rozpatrywanych turbin wiatrowych. Badanie typu musi być oparte co najmniej na wartościach konstrukcyjnych wymienionych w tabeli 3.1.1.

Jednocześnie wyniki te służą jako prognoza immisji turbulencji w rozumieniu Federalnej Ustawy o ochronie przed immisjami (BImSchG). Oznacza to, że immisje są uzasadnione tak długo, jak długo zapewniona jest przydatność lokalizacji w odniesieniu do wartości projektowych intensywności turbulencji lub w odniesieniu do obciążeń projektowych.

Ostateczne stwierdzenia dotyczące przydatności lokalizacji planowanych turbin wiatrowych oraz innych turbin wiatrowych, które będą brane pod uwagę, zostały przedstawione w Tabeli 6.1.

Alternatywne rozwiązania dla ograniczeń eksploatacji wymienionych w tabeli 6.1 wyjaśniono w rozdziale 2.5.1..



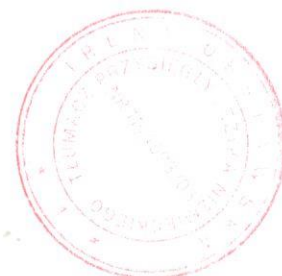


**Tabela 6.1: Przegląd wyników dla wszystkich rozpatrywanych turbin wiatrowych.**

Stwierdzenia dotyczące turbin wiatrowych*	Nr. turbiny	Ograniczenia	
		Ograniczenia eksploatacji	inne
Przydatność lokalizacyjna planowanych turbin wiatrowych:			
Przydatność lokalizacyjna poniższych turbin wiatrowych została wykazana poprzez porównanie z warunkami wietrznymi przewidzianymi w projekcie.	1 - 20	Tabela 5.2.2.1**	---
Przydatność lokalizacyjna innych uwzględnionych turbin wiatrowych			
Przydatność lokalizacyjna następujących turbin wiatrowych została sprawdzona w odniesieniu do wpływu sąsiednich turbin wiatrowych poprzez porównanie z warunkami wietrzności w projekcie	21	Nr 1 Tabela A.2.5.5.1**	---
	23	Nr 3 Tabela A.2.5.5.1**	---
Przydatności lokalizacyjnej poniższych turbin wiatrowych nie można wykazać przez porównanie z warunkami wietrzności przewidzianymi w projekcie. Kolejny znaczący wpływ jest uniemożliwiony przez zdefiniowane ograniczenia eksploatacji.	22	Nr 2 Tabela A.2.5.5.1**	---

\*: Stwierdzenia te obowiązują również przy uwzględnieniu podwyższenia o 3 m fundamentów turbin 1 - 20. Zostało to zweryfikowane przez ponowne obliczenia.

\*\* : Ograniczenie eksploatacji można uchylić, jeżeli na podstawie ustalonych tutaj warunków wiatrowych, poprzez porównanie obciążeń, udowodni się przydatność lokalizacyjną (patrz rozdział 5.3).







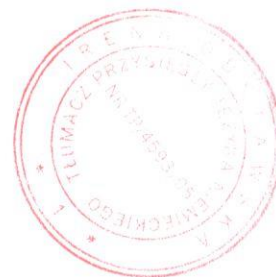
## 7 Bibliografia

### Literatura ogólna

- /1.1/ Verein Deutscher Ingenieure; VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Dezember 2000; Düsseldorf, Niemcy.
- /1.2/ ECN Solar & Wind Energy; Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II; 1998; Petten, Niderlandy.
- /1.3/ Riso National Laboratory; European Wind Atlas; 1989; Riso, Dania.
- /1.4/ ECN Solar & Wind Energy; Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II; 1998; Petten, Niderlandy.
- /1.5/ Riso National Laboratory; Frandsen, St. T.; Turbulence and turbulence-generated structural loading in windturbine clusters; Wind Energy Department; Januar 2007; Roskilde, Riso-R- 1188(EN), Dania.
- /1.6/ Kunte A.; Landesamt für Landwirtschaft; Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, Strona 28-30; Seevetal, Niemcy.
- /1.7/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /1.8/ European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2012, Wersja 18.5.1; September 2016; Copenhagen, Dania.
- /1.9/ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara; Hole-filled seamless SRTM data V3; International Centre for Tropical Agriculture (CIAT); 2006; Washington, USA.
- /1.10/ Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Niemcy 1981-2010, Wersja v1.0; Offenbach, Niemcy.

### Normy

- /2.1/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 2, 1999-02; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:1999); August 2004; Berlin, Niemcy).
- /2.2/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2005-08; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005); Juli 2006; Berlin, Niemcy).
- /2.3/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Amendment 1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2010-10; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2011-08; Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); August 2011; Berlin, Niemcy).
- /2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Ed. 4, Wind turbines - Part 1: Design requirements; 88/521/CD Committee Draft, 22. Oktober 2015.

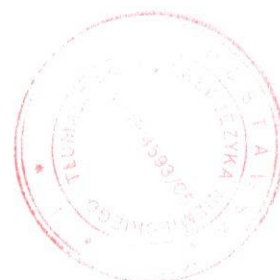




- /2.5/ Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Guidelines for the Certification of Wind Turbines; 2010; Hamburg, Niemcy.
- /2.6/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Wyd., 1995; Berlin, Niemcy.
- /2.7/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Berlin, Niemcy.
- /2.8/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 sowie korrigierte Fassung März 2015; Berlin, Niemcy.
- /2.9/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und DIN EN 1991-1-4/NA (Nationaler Anhang); Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten; Dezember 2010; Berlin, Niemcy.
- /2.10/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen, 'Windzonen\_Formular\_nach\_Verwaltungsgrenzen.xlsx'; Fassung September 2018.
- /2.11/ DIN Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN 4131; Antennentragwerke aus Stahl; November 1991; Berlin, Niemcy.
- /2.12/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979; Berlin, Niemcy.

### Literatura odnosząca się do projektu

- /3.1/ UL International GmbH, DEWI; Standortbezogene Windpotenzial-und Energieertragsermittlung am Standort Tantow (Brandenburg); Prüfbericht DEWI-GER-WP17-11967762-01.01; 19.10.2017; Oldenburg, Niemcy.
- /3.2/ ENERTRAG AG; Gutachtlicher Nachweis der WEA-Standorteignung WEA-Planung DESD Tantow I, II und III Dokumentation der Standortbesichtigung; 24.04.2019; Dauerthal, Niemcy.
- /3.3/ Vestas Wind Systems A/S; Performance Specification EnVentus 5 MW V150-5.6 MW 50/60 Hz; Document no.: 0081-5059 V02; 2019-01-24; Aarhus N, Dania.
- /3.4/ Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V150-5.6 MW 50/60 Hz 20 Jahre; Dokument nr: 0079-1164 V00; 24.10.2018; Aarhus N, Dania.
- /3.5/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Niemcy am Standort Tantow I, II & III; Standort: Tantow I, II & III, Brandenburg; Berichts-Nr.: 19-076-7019251-Rev.00-EX-AS; 10.05.2019; Reppenstedt, Niemcy.





## A.1 Dane ogólne

### A.1.1 Ustawienia

Nazwisko użytkownika

Klient

Nazwa projektu

Wariant

Numer referencyjny

Aktualizacja

Program

System współrzędnych

Odległość istotnej turbiny

Philipp Kluth, F2E

ENERTRAG Spółka Akcyjna

Tantom I, II i III

---

F2E-2019-TGR-038

1

Wake2e 3.9.9.6

WEA-Bibliothek Wersja 1.6.283

UTM WGS84/ETRS89, półkula północna

8.0D

### A.1.2 Ustawienia filtrów

Turbiny planowane

Turbiny istotne

Turbiny istniejące

Turbiny nieistotne

Turbiny nieaktywne

wyświetlone

wyświetlone

dane wejściowe wyświetlone, wyniki niewyświetlone

dane wejściowe wyświetlone, wyniki niewyświetlone

niewyświetlone

### A.1.3 Oględziny lokalizacji

Data oględzin

Wykonał

Ustalona kategoria terenu

Struktura orograficznie istotna

29.09.2018

Uwe Moldenhauer, ENERTRAG AG

II

nie







## A.2 Dane wejściowe

### A.2.1 Intensywności turbulencji otoczenia

#### Metoda

Dane dotyczące szorstkości terenu dla każdej lokalizacji turbiny wiatrowej z danych dotyczących użytkowania gruntów  
European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2012, Wersja 18.5.1; wrzesień 2016; Kopenhaga, Dania.

#### Zbiór danych

Dane o wysokościach  
Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara; Hole-filled seamless SRTM data V3;  
International Centre for Tropical Agriculture (CIAT); 2006; Washington, USA.

### A.2.2 Konfiguracja farmy wiatrowej

Tabela A.2.2.1: Konfiguracja farmy wiatrowej

Turbina wiatrowa					Współrzędne			Intensywność turbulencji		Nr zbioru danych	
Nr	Nazwa	Typ turbiny wiatrowej	PN [MW]	D [m]	Z <sub>hub</sub> [m]	Wschód	Północ	Otoczenie	Projekt	Wiatr	Turbulencja
1	SD_F1	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33459872	5905318	Reprezentatywne	29	2	---
2	SD_K1	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33460826	5905901	Reprezentatywne	29	2	---
3	SD_K2	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33460883	5905420	Reprezentatywne	29	2	---
4	SD_K3	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33460273	5905529	Reprezentatywne	29	2	---
5	SD_K4	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33460916	5904981	Reprezentatywne	29	2	---
6	SD_K5	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33460261	5904983	Reprezentatywne	29	2	---
7	SD_K6	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33459788	5904907	Reprezentatywne	29	2	---
8	SD_K7	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33459310	5904975	Reprezentatywne	29	2	---
9	SD_K8	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33459400	5904579	Reprezentatywne	29	2	---
10	SD_K9	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33458840	5905013	Reprezentatywne	29	2	---
11	SD_01	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33458311	5904716	Reprezentatywne	29	2	---
12	SD_02	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33458161	5904330	Reprezentatywne	29	2	---
13	SD_03	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33457841	5903960	Reprezentatywne	29	2	---
14	SD_04	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33458365	5903971	Reprezentatywne	29	2	---
15	SD_05	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33458864	5903832	Reprezentatywne	29	2	---

Kontynuacja tabeli na następnej stronie



Tabela A.2.2.1: Konfiguracja farmy wiatrowej

Turbina wiatrowa					Współrzędne			Intensywność turbulencji		Nr zbioru danych	
Nr	Nazwa	Typ turbiny wiatrowej	PN [MW]	D [m]	Z <sub>hub</sub> [m]	Wschód	Północ	Otoczenie	Projekt	Wiatr	Turbulencja
16	SD_O6	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33459872	5905318	Reprezentatywne	29	2	---
17	SD_O7	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33460826	5905901	Reprezentatywne	29	2	---
18	SD_O8	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33460883	5905420	Reprezentatywne	29	2	---
19	SD_P1	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33460273	5905529	Reprezentatywne	29	2	---
20	SD_P2	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	150	166	33460916	5904981	Reprezentatywne	29	2	---
21	SD_TS1	Vestas V136 3.45MW mode 0/0-0S (not for HH < 112m)	3.45	136	166	33458806	5904648	Reprezentatywne	5	2	---
22	SD_TS2	Vestas V136 3.45MW mode 0/0-0S (not for HH < 112m)	3.45	136	166	33458780	5904316	Reprezentatywne	5	2	---
23	SD_TS3	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	3.6	140	160	33459063	5904148	Reprezentatywne	5	1	---

## A.2.3 Wartości projektowe

Tabela A.2.3.1: Wartości projektowe intensywności turbulencji

Id	Kategoria turbulencji	Wszystkie	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
5	IEC Ed.3/4 A	---	41.9	34.4	29.9	26.9	24.8	23.2	22.0	21.0	20.1	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5	16.3	16.1	15.9	15.7	15.6	15.4	15.3	15.2	15.1

## A.2.4 Dane dotyczące wietrzności

Źródło  
Nazwa pliku  
Plik zewnętrzny  
tantow\_i\_ii\_rev1\_wind\_data.csv

Tabela A.2.4.1: Zbiór danych na temat wiatru "Wind 1"

A [m/s]	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Wartości średnie dla wszystkich kierunków			Współrzędne punktu referencyjnego		
													A [m/s]	k [-]	V <sub>ave</sub> [m/s]	Wysokość nad terenem [m]	Wschód	Północ
2	6.6	7.1	6.5	7.6	7.8	7.8	7.7	8.4	9.6	10.8	9.6	7.9	8.50	2.300	7.50	160	33459400	5904579
2	2.25	2.84	2.97	3.11	2.84	2.47	2.4	2.57	2.49	2.49	2.3	2.24						
2	0.042	0.048	0.054	0.073	0.09	0.074	0.081	0.128	0.144	0.123	0.085	0.058						





Tabela A.2.4.2: Zbiór danych na temat wiatru "Wind 2"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Wartości średnie dla wszystkich kierunków		Współrzędne punktu referencyjnego	
A [m/s]	6.7	7.2	6.6	7.7	7.9	7.9	8.5	9.7	10.9	9.7	8	A [m/s]	8.60	Wysokość nad terenem [m]	166
k [-]	2	2.24	2.83	2.96	3.1	2.83	2.39	2.56	2.49	2.29	2.23	k [-]	2.300	wschód	33459400

## A.2.5 Ograniczenia eksploatacji

### A.2.5.1 Sytuacja przez dobudowę

Dla tego wariantu obliczeń nie zdefiniowano żadnych ograniczeń.

### A.2.5.2 Sytuacja po dobudowie

Dla tego wariantu obliczeń nie zdefiniowano żadnych ograniczeń.

### A.2.5.3 Wariant obliczeniowy "Współczynnik wykresu Wöhlera 4"

Dla tego wariantu obliczeń nie zdefiniowano żadnych ograniczeń.

### A.2.5.4 Wariant obliczeniowy "Współczynnik wykresu Wöhlera 8"

Dla tego wariantu obliczeń nie zdefiniowano żadnych ograniczeń.

### A.2.5.5 Wariant obliczeniowy "Ograniczenie eksploatacji turbin wiatrowych 21 - 23"

Tabela A.2.5.5.1: Ograniczenia eksploatacji dla wariantu obliczeniowego "Ograniczenie eksploatacji dla turbin wiatrowych 21 - 23"

Nr	Turbiny ograniczone	Turbiny chronione	Wyłączenie	Tryb eksploatacji	$\beta$ [°]	$\gamma_{start}$ [°]	$\gamma_{stop}$ [°]	$V_{start}$ [m/s]	$V_{stop}$ [m/s]
1	WEA 10	WEA 21	X	-	-	336.6	33.0	5.5	8.5
	WEA 10		-	5.6MW Mode S02 restricted	-	336.6	33.0	8.5	9.5
2	WEA 9	WEA 22	X	-	-	51.6	81.4	v-in	5.5
	WEA 10		X	-	-	350.1	18.7	10.5	16.5
	WEA 11		X	-	-	293.7	326.3	v-in	v-out
	WEA 12		X	-	-	254.5	287.1	v-in	v-out
	WEA 13		X	-	-	238.8	258.6	8.5	v-out
	WEA 14		X	-	-	211.1	248.5	v-in	v-out
	WEA 15		X	-	-	149.1	190.3	v-in	v-out
	WEA 16		X	-	-	218.5	235.7	9.5	19.5
	WEA 17		X	-	-	184.0	208.4	9.5	18.5

Kontynuacja tabeli na następnej stronie





F2E

Tabela A.2.5.5.1: Betriebsbeschränkungen der Berechnungsvariante "Betriebsbeschränkung fuer WEA 21 - 23"

Nr	Turbiny ograniczone	Turbiny chronione	Wyłączenie	Tryb eksploatacji	$\beta$ [°]	$\gamma_{start}$ [°]	$\gamma_{stop}$ [°]	$V_{start}$ [m/s]	$V_{stop}$ [m/s]
3	WEA 15 WEA 15 WEA 15	WEA 23	X - -	- 5.6MW Mode S06 restricted 5.6MW Mode S04 restricted	- - -	183.6 183.6 183.6	239.8 239.8 239.8	5.5 8.5 9.5	8.5 9.5 10.5





# F2E

## A.2.6 Karte des Windparks

wake2e-Bericht, 15.05.2019  
 Nazwa projektu: Tantom I, II und III  
 für ENERTRAG Spółka Akcyjna  
 Nr ref: F2E-2019-TGR-038, Aktualizacja 1  
 Strona A.6



Leaflet | © OpenStreetMap und Mapbox, CC-BY-SA, Symbole © F2E und DordMads, Hügelschattierungen © OpenMap Tiles





F2E

## A.2.7 Odległości pomiędzy aktywnymi turbinami wiatrowymi

Tabela A.2.7.1: Odległości w stosunku do następujących pięciu turbin w średnicach wirników poszczególnych turbin sąsiadujących

Nr	Turbina wiatrowa nazwa	Sąsiad 1		Sąsiad 2		Sąsiad 3		Sąsiad 4		Sąsiad 5	
		Id	Odległość	Id	Odległość	Id	Odległość	Id	Odległość	Id	Odległość
1	SD_F1	7	2.8	4	3.02	6	3.42	8	4.39	9	5.85
2	SD_K1	3	3.23	4	4.44	5	6.16	6	7.19	1	7.45
3	SD_K2	5	2.93	2	3.23	4	4.13	6	5.07	1	6.77
4	SD_K3	1	3.02	6	3.64	3	4.13	2	4.44	7	5.26
5	SD_K4	3	2.93	6	4.37	4	5.63	2	6.16	1	7.31
6	SD_K5	7	3.19	1	3.42	4	3.64	5	4.37	3	5.07
7	SD_K6	1	2.8	6	3.19	8	3.22	9	3.39	4	5.26
8	SD_K7	9	2.71	10	3.14	7	3.22	1	4.39	21	4.42
9	SD_K8	8	2.71	7	3.39	23	3.91	21	4.4	10	4.72
10	SD_K9	21	2.7	8	3.14	20	3.18	11	4.04	9	4.72
11	SD_O1	12	2.76	20	2.82	21	3.67	10	4.04	22	4.53
12	SD_O2	14	2.75	11	2.76	13	3.26	22	4.55	21	5.29
13	SD_O3	16	2.9	12	3.26	14	3.49	17	5.5	11	5.93
14	SD_O4	12	2.75	17	3.19	15	3.45	13	3.49	22	3.97
15	SD_O5	23	2.67	17	2.95	18	2.99	14	3.45	22	3.61
16	SD_O6	13	2.9	17	4.14	14	4.15	12	5.55	15	6.58
17	SD_O7	15	2.95	14	3.19	16	4.14	18	4.22	13	5.5
18	SD_O8	15	2.99	17	4.22	23	4.62	14	6.22	22	6.6
19	SD_P1	20	2.88	11	5.01	10	5.89	12	7.32	21	7.92
20	SD_P2	11	2.82	19	2.88	10	3.18	21	4.76	12	5.55
21	SD_TS1	10	2.44	22	2.45	11	3.33	9	3.99	8	4.01
22	SD_TS2	23	2.35	21	2.45	15	3.27	14	3.6	11	4.11
23	SD_TS3	22	2.42	15	2.49	9	3.65	21	4.13	18	4.31








## A.3 Wyniki

### A.3.1 Sytuacja przed dobudową

Zdefiniowano ograniczenia eksploatacji  
Oceniono wpływ orografii  
Przypadek bez uwzględnienia planowanych turbin

nie  
tak  
tak

Tabela A3.1.1: Efektywne intensywności turbulencji na wysokości piasty danej turbiny wiatrowej [%]

Turbina wiatrowa			Wyniki																											
Nr	Nazwa	m	wszystkie	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	21	SD_TS1	10		31.3	30.5	28.9	26.3	24.2	22.6	20.2	17.5	15.1	13.7	12.6	11.9	11.3	10.9	10.6	10.3	10.1	9.9	9.9							
	22	SD_TS2	10		32.7	30.9	30.3	28.4	26.4	24.8	23.0	20.0	17.1	14.9	13.2	12.0	11.3	10.9	10.6	10.3	10.1	10.0	9.9	9.9						
	23	SD_TS3	10		30.2	29.2	27.7	25.3	23.4	22.1	20.0	17.5	15.4	14.1	13.2	12.6	12.1	11.6	11.3	11.0	10.7	10.5	10.4	10.3						

### A.3.2 Sytuacja po dobudowie

Zdefiniowano ograniczenia eksploatacji  
Oceniono wpływ orografii  
Przypadek bez uwzględnienia planowanych turbin

nie  
tak  
nie

Tabela A3.2.1: Efektywne intensywności turbulencji na wysokości piasty danej turbiny wiatrowej [%]

Turbina wiatrowa			Wyniki																											
Nr	Nazwa	m	wszystkie	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
1	SD_F1	10	---	32.6	29.2	26.3	24.3	22.9	21.8	21.1	19.3	16.9	14.8	13.4	12.5	11.8	11.3	11.0	10.6	10.4	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9	9.8	---	---	---	---
2	SD_K1	10	---	29.6	25.6	22.8	21.0	19.7	18.8	18.3	17.0	15.3	13.8	12.9	12.2	11.7	11.2	10.9	10.6	10.4	10.1	10.1	10.0	10.0	10.0	10.0	---	---	---	---
3	SD_K2	10	---	31.4	27.7	24.7	22.7	21.3	20.4	19.9	18.4	16.3	14.5	13.4	12.6	12.0	11.6	11.2	10.9	10.6	10.4	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	---	---	---	---
4	SD_K3	10	---	31.1	27.5	24.7	22.9	21.6	20.8	20.4	19.1	17.0	15.2	13.9	13.0	12.4	11.8	11.3	10.9	10.6	10.3	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9	---	---	---	---
5	SD_K4	10	---	30.5	26.4	23.3	21.3	19.9	18.8	18.3	16.9	15.1	13.7	12.8	12.2	11.7	11.4	11.1	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	---	---	---	---
6	SD_K5	10	---	30.5	26.6	23.7	21.9	20.6	19.8	19.4	18.2	16.4	14.8	13.8	13.0	12.5	12.0	11.7	11.4	11.1	10.8	10.7	10.6	10.6	10.5	10.5	---	---	---	---
7	SD_K6	10	---	32.5	28.9	25.9	24.0	22.6	21.7	21.2	19.6	17.4	15.5	14.3	13.5	12.9	12.4	12.0	11.6	11.3	11.0	10.9	10.8	10.7	10.7	10.6	---	---	---	---

Kontynuacja tabeli na następnej stronie



Tabela A3.2.1: Efektywne intensywności turbulencji na wysokości piasty danej turbiny wiatrowej [%]

Turbina wiatrowa			Wyniki																												
Nr	Nazwa	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
8	SD_K7	10	---	32.7	29.3	26.4	24.5	23.1	22.2	21.6	20.0	17.6	15.6	14.3	13.4	12.7	12.2	11.8	11.5	11.1	10.8	10.7	10.6	10.6	10.5	10.4	10.4	---	---	---	---
9	SD_K8	10	---	32.4	28.5	25.6	23.5	21.9	20.7	19.8	18.1	16.0	14.4	13.4	12.8	12.2	11.8	11.5	11.2	10.9	10.7	10.6	10.6	10.2	10.2	10.2	---	---	---	---	---
10	SD_K9	10	---	32.2	29.9	27.8	25.5	23.6	22.4	21.1	19.2	17.0	15.3	14.1	13.2	12.6	12.0	11.6	11.3	10.9	10.6	10.4	10.3	10.2	10.2	10.1	---	---	---	---	---
11	SD_01	10	---	33.9	30.4	27.4	25.3	23.8	22.8	22.3	20.6	18.2	16.0	14.5	13.5	12.6	11.9	11.4	10.9	10.5	10.2	10.1	10.0	9.9	9.9	9.9	---	---	---	---	---
12	SD_02	10	---	33.7	30.1	27.1	25.1	23.6	22.6	22.0	20.3	17.8	15.6	14.2	13.1	12.3	11.7	11.2	10.8	10.4	10.1	10.1	10.0	9.9	9.9	9.9	---	---	---	---	---
13	SD_03	10	---	32.2	28.5	25.5	23.6	22.2	21.2	20.6	19.0	16.7	14.7	13.3	12.4	11.7	11.2	10.8	10.5	10.2	10.0	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9	---	---	---	---	---
14	SD_04	10	---	32.5	28.9	26.1	24.1	22.7	21.7	21.2	19.6	17.3	15.3	14.0	13.1	12.4	11.9	11.4	11.1	10.7	10.4	10.3	10.2	10.1	10.1	10.0	---	---	---	---	---
15	SD_05	10	---	32.9	29.5	27.3	25.4	23.9	22.8	22.2	20.5	18.2	16.2	14.8	13.8	13.1	12.5	11.9	11.5	11.1	10.7	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1	---	---	---	---	---
16	SD_06	10	---	30.3	26.3	23.3	21.3	19.8	18.8	18.1	16.7	14.8	13.4	12.5	11.9	11.4	11.1	10.8	10.5	10.3	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9	9.8	---	---	---	---	---
17	SD_07	10	---	31.3	27.8	24.9	22.9	21.4	20.3	19.4	17.7	15.6	14.0	13.0	12.4	11.9	11.5	11.2	10.9	10.6	10.3	10.2	10.1	10.1	10.0	9.9	---	---	---	---	---
18	SD_08	10	---	29.5	25.5	22.8	20.9	19.6	18.8	18.3	17.0	15.3	13.9	13.0	12.4	12.0	11.6	11.3	11.0	10.8	10.5	10.5	10.4	10.4	10.4	10.3	---	---	---	---	---
19	SD_P1	10	---	30.0	26.8	24.4	22.8	21.6	20.8	20.2	18.4	16.0	13.8	12.5	11.6	11.1	10.7	10.5	10.2	10.1	9.9	9.9	9.9	9.8	9.8	9.8	---	---	---	---	---
20	SD_P2	10	---	32.4	29.0	26.1	24.3	22.9	22.0	21.5	19.9	17.5	15.4	14.0	13.0	12.3	11.7	11.3	10.9	10.6	10.3	10.2	10.1	10.1	10.0	10.0	---	---	---	---	---
21	SD_TS1	10	---	34.4	32.1	29.8	27.2	25.2	23.7	22.1	19.9	17.4	15.5	14.2	13.3	12.6	12.0	11.6	11.2	10.8	10.5	10.4	10.3	---	---	---	---	---	---	---	---
22	SD_TS2	10	---	34.0	31.6	28.6	26.6	25.1	23.4	20.7	18.0	15.9	14.3	13.3	12.6	12.0	11.6	11.2	10.9	10.5	10.5	10.4	10.3	---	---	---	---	---	---	---	---
23	SD_TS3	10	---	35.0	32.3	29.8	27.5	25.9	24.8	23.9	22.0	19.3	16.9	15.4	14.2	13.4	12.7	12.2	11.7	11.4	11.1	11.0	10.9	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabela A3.2.2: Ekstremalne wartości intensywności turbulencji na wysokości piasty danej turbiny wiatrowej [%]

Turbina wiatrowa			Wyniki																											
Nr.	Nazwa	m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
1	SD_F1	10	36.5	32.8	29.5	27.5	25.9	25.0	24.5	22.6	20.0	17.6	16.1	14.9	14.1	13.4	12.9	12.4	11.9	11.5	11.4	11.2	11.1	11.1	11.1	11.1				
2	SD_K1	10	33.9	30.3	27.3	25.3	23.9	23.0	22.5	20.8	18.5	16.3	14.9	13.9	13.1	12.5	12.1	11.9	11.8	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6				
3	SD_K2	10	35.4	32.0	28.8	26.8	25.4	24.4	23.9	22.2	19.5	17.1	15.6	14.6	13.8	13.2	12.7	12.2	11.8	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6				
4	SD_K3	10	34.5	31.0	28.0	26.0	24.6	23.6	23.2	21.4	18.9	16.6	15.2	14.4	13.7	13.2	12.8	12.4	12.1	11.8	11.7	11.6	11.5	11.5	11.4					

Kontynuacja tabeli na następnej stronie





Tabela A3.2.2: Extremwerte der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]











Turbina wiatrowa			Wyniki																										
Nr	Nazwa	m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
5	SD_K4	10	36.5	32.9	29.7	27.6	26.1	25.1	24.6	22.8	20.1	17.7	16.1	14.9	14.0	13.3	12.8	12.3	11.8	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
6	SD_K5	10	33.5	29.6	26.5	24.6	23.3	22.4	21.9	20.3	17.9	16.1	14.8	14.1	13.5	13.0	12.6	12.2	11.9	11.6	11.5	11.5	11.4	11.4	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
7	SD_K6	10	36.6	33.2	30.0	27.9	26.4	25.5	25.0	23.1	20.3	17.8	16.1	14.9	14.0	13.4	12.8	12.4	12.0	11.6	11.4	11.4	11.3	11.2	11.1	11.0	11.0	11.0	11.0
8	SD_K7	10	36.6	33.3	30.1	28.1	26.6	25.6	25.2	23.2	20.4	17.8	16.0	14.8	13.9	13.2	12.6	12.2	11.8	11.4	11.2	11.2	11.1	11.0	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
9	SD_K8	10	37.3	33.9	30.7	28.6	27.1	26.1	25.6	23.7	20.8	18.1	16.4	15.1	14.2	13.4	12.8	12.3	11.8	11.4	11.2	11.2	11.1	11.0	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
10	SD_K9	10	35.5	34.4	32.6	29.8	27.5	25.8	23.6	21.9	19.4	17.1	15.6	14.6	13.8	13.1	12.6	12.1	11.7	11.3	11.2	11.2	11.0	10.9	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
11	SD_01	10	37.9	34.3	31.0	28.9	27.3	26.3	25.9	23.9	21.0	18.4	16.6	15.4	14.5	13.7	13.1	12.6	12.1	11.7	11.5	11.5	11.3	11.1	11.0	10.9	10.9	10.9	10.9
12	SD_02	10	37.7	34.1	30.8	28.7	27.2	26.2	25.7	23.8	20.9	18.3	16.5	15.3	14.4	13.6	13.0	12.5	12.0	11.6	11.4	11.4	11.3	11.2	11.1	11.0	11.0	11.0	11.0
13	SD_03	10	36.7	33.1	29.9	27.8	26.3	25.3	24.8	23.0	20.2	17.8	16.1	15.0	14.1	13.4	12.8	12.3	11.8	11.4	11.3	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1
14	SD_04	10	35.8	32.5	29.4	27.4	26.0	25.0	24.6	22.7	19.9	17.4	15.7	14.5	13.6	12.9	12.4	12.0	11.6	11.3	11.2	11.1	11.1	11.1	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
15	SD_05	10	36.1	32.5	31.6	29.8	27.7	26.1	24.6	22.5	19.9	17.5	15.9	14.7	13.9	13.2	12.6	12.2	11.8	11.5	11.3	11.1	11.1	10.8	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7
16	SD_06	10	35.2	31.8	28.7	26.7	25.2	24.3	23.8	22.0	19.4	17.0	15.4	14.3	13.4	12.7	12.2	11.7	11.3	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1
17	SD_07	10	36.3	32.7	29.5	27.5	26.0	25.0	24.5	22.7	20.0	17.6	16.0	14.8	14.0	13.3	12.7	12.3	11.8	11.4	11.2	11.1	11.1	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
18	SD_08	10	34.4	31.0	27.9	26.0	24.6	23.6	23.2	21.4	18.9	16.6	15.1	14.0	13.1	12.5	12.0	11.5	11.1	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
19	SD_P1	10	35.8	32.4	29.2	27.2	25.7	24.8	24.3	22.5	19.8	17.3	15.7	14.6	13.7	13.0	12.5	12.0	11.5	11.1	10.9	10.9	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7
20	SD_P2	10	36.1	32.7	29.5	27.5	26.1	25.1	24.6	22.8	20.0	17.5	15.8	14.7	13.8	13.0	12.5	12.0	11.6	11.2	11.1	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
21	SD_TS1	10	39.1	36.6	34.9	31.9	29.4	27.8	27.4	25.2	22.0	19.0	17.1	15.7	14.6	13.8	13.1	12.5	12.0	11.5	11.2	11.2	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
22	SD_TS2	10	37.4	36.8	35.1	32.7	30.5	28.7	27.1	23.9	20.9	18.6	16.8	15.5	14.6	13.7	13.0	12.7	12.3	11.9	11.7	11.7	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
23	SD_TS3	10	39.4	36.1	34.4	31.4	29.0	28.0	27.5	25.4	22.2	19.2	17.3	15.9	14.8	14.0	13.3	12.8	12.2	11.7	11.5	11.5	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3







Tabela A3.2.3: Właściwości i warunki wewnętrzności danej turbiny wiatrowej

Właściwości turbiny wiatrowej										Następna TW		Wyniki										
	Nr	Typ turbiny wiatrowej	Z <sub>hub</sub> [m]	D [m]	Ogran. ekspl.	Odległ. w D	Nr	Ochr. przez ogr. exploat.	I <sub>eff</sub> [-]	m [-]	Kompleks	α <sub>n</sub> [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	V <sub>50</sub> GK2 [m/s]	V <sub>50</sub> GK1 [m/s]	A [m/s]	A pkorr. [m/s]	k	V <sub>ave</sub> [m/s]	V <sub>ave</sub> pkorr. [m/s]
	1	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.796	7	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.2	1.235	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	2	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	3.229	3	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.1	1.236	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	3	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.934	5	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.2	1.236	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	4	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	3.02	1	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.3	1.236	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	5	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.934	3	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.3	1.236	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	6	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	3.193	7	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.3	1.236	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	7	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.796	1	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.2	1.236	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	8	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.707	9	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.3	1.236	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	9	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.707	8	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.3	1.236	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	10	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.695	21	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.7	1.235	2/II	39.2		8.6	8.61	2.3	7.6	7.63
	11	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.76	12	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.6	1.235	2/II	39.2		8.6	8.61	2.3	7.6	7.63
	12	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.752	14	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.3	1.234	2/II	39.2		8.6	8.61	2.3	7.6	7.63
	13	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.898	16	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.2	1.234	2/II	39.2		8.6	8.61	2.3	7.6	7.63
	14	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.752	12	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.6	1.234	2/II	39.2		8.6	8.61	2.3	7.6	7.63
	15	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.667	23	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.7	1.235	2/II	39.2		8.6	8.61	2.3	7.6	7.63
	16	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.898	13	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.1	1.234	2/II	39.2		8.6	8.61	2.3	7.6	7.63
	17	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.947	15	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.6	1.234	2/II	39.2		8.6	8.61	2.3	7.6	7.63
	18	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.988	15	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.6	1.236	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	19	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.883	20	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.2	1.234	2/II	39.2		8.6	8.61	2.3	7.6	7.63
	20	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	166	150	Nie	2.815	11	Nie	✓	10	Nie	0.12	0.6	1.234	2/II	39.2		8.6	8.61	2.3	7.6	7.63
	21	Vestas V136 3.45MW mode 0/0-05	166	136	Nie	2.443	10	Nie	---	10	Nie	0.12	0.7	1.236	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63
	22	Vestas V136 3.45MW mode 0/0-05	166	136	Nie	2.35	23	Nie	---	10	Nie	0.12	0.6	1.235	2/II	39.2		8.6	8.62	2.3	7.6	7.63

Kontynuacja tabeli na następnej stronie

















Tabela A3.2.3: Właściwości i warunki wewnętrzności danej turbiny wiatrowej

Tabela A3.2.3: Właściwości i warunki (średniości i warunki (wiatrowe))																																							
Właściwości turbiny wiatrowej										Wyniki																													
Następna TW																																							
Nr		Typ turbiny wiatrowej		Z <sub>hub</sub> [m]		Ogran. ekspl.		Odległ. w D		Nr		Ochr. przez ogr. exploat.		m		Kompleks		α <sub>n</sub> [-]		φ [°]		ρ [kg/m <sup>3</sup> ]		WZ		V <sub>50</sub> GK2 [m/s]		V <sub>50</sub> GK1 [m/s]		A pkorr. [m/s]		A		k		V <sub>ave</sub> [m/s]		V <sub>ave</sub> pkorr. [m/s]	
23		Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW		160		140		Nie		2.419		Nie		10		Nie		0.12		0.5		1.236		2/II 39		8.5		8.5		2.3		7.5		7.53					

### A.3.3 Wariant obliczeniowy "Współczynnik wykresu Wöhlera 4"

Zdefiniowano ograniczenia eksploatacji nie  
Oceniono wpływ orografii tak  
Przypadek bez uwzględnienia planowanych turbin nie

Tabela A3.3.1: Efektywne intensywności turbulencji na wysokości piasty turbiny wiatrowej [%]










Turbina wiatrowa			Wyniki																												
Nr	Nazwa	m	wszystkie	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
	SD_F1	4	---	32.1	28.2	25.2	23.2	21.7	20.5	19.6	18.0	16.0	14.4	13.4	12.6	12.1	11.6	11.2	10.9	10.6	10.3	10.2	10.1	9.9	9.9	9.9					
	SD_K1	4	---	29.4	24.9	22.0	20.0	18.7	17.7	17.0	16.0	14.8	13.8	13.0	12.4	12.0	11.5	11.2	10.9	10.6	10.3	10.3	10.2	10.1	10.1	10.0					
	SD_K2	4	---	30.6	26.1	23.0	21.0	19.6	18.6	18.0	16.9	15.5	14.3	13.5	12.9	12.4	12.0	11.7	11.4	11.2	10.9	10.9	10.8	10.8	10.8	10.7					
	SD_K3	4	---	30.7	26.6	23.8	21.9	20.6	19.7	19.2	18.0	16.3	14.9	13.9	13.1	12.5	12.0	11.5	11.1	10.7	10.4	10.3	10.1	10.1	10.0	9.9					
	SD_K4	4	---	29.5	24.8	21.6	19.5	18.0	16.9	16.2	15.3	14.3	13.5	12.9	12.4	12.1	11.8	11.5	11.3	11.1	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9					
	SD_K5	4	---	29.9	25.7	22.7	20.9	19.6	18.7	18.3	17.3	16.0	14.8	14.0	13.5	13.0	12.7	12.4	12.2	11.9	11.7	11.7	11.6	11.6	11.6	11.6					
	SD_K6	4	---	32.5	28.2	25.1	23.1	21.7	20.8	20.3	19.1	17.4	16.0	15.1	14.4	13.9	13.5	13.2	12.9	12.5	12.3	12.2	12.1	12.0	11.9	11.9					
	SD_K7	4	---	33.3	29.1	26.1	24.1	22.6	21.5	20.8	19.3	17.5	16.0	15.0	14.2	13.7	13.2	12.8	12.4	12.0	11.7	11.6	11.5	11.3	11.2	11.2					
	SD_K8	4	---	32.5	28.0	25.0	22.8	21.0	19.8	18.8	17.3	15.9	14.9	14.1	13.6	13.1	12.7	12.4	12.1	11.9	11.6	11.6	11.6	10.8	10.8	10.8					
	SD_K9	4	---	32.9	29.4	26.7	24.5	22.8	21.7	20.6	19.0	17.1	15.5	14.4	13.6	12.9	12.4	11.9	11.5	11.1	10.8	10.7	10.6	10.5	10.4	10.3					
	SD_01	4	---	34.1	29.9	26.8	24.5	22.9	21.6	20.7	19.0	17.0	15.3	14.1	13.1	12.4	11.8	11.3	10.9	10.5	10.2	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9					
	SD_02	4	---	33.8	29.6	26.4	24.3	22.6	21.5	20.6	18.9	16.8	15.0	13.8	12.8	12.1	11.5	11.1	10.7	10.4	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9					
	SD_03	4	---	31.7	27.4	24.3	22.2	20.6	19.5	18.6	17.1	15.3	13.8	12.8	12.0	11.5	11.0	10.7	10.4	10.2	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9	9.9					
	SD_04	4	---	32.7	28.7	25.8	23.7	22.2	21.1	20.3	18.8	16.8	15.0	13.8	13.0	12.4	11.9	11.5	11.1	10.8	10.5	10.4	10.3	10.2	10.2	10.1					

Kontynuacja tabeli na następnej stronie





Tabela A.3.3.1: Efektywne intensywności turbulencji na wysokości piasty danej turbiny wiatrowej [%]

Turbina wiatrowa			Wyniki																											
Nr	Nazwa	m	wszystkie	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	15	SD_05	4		33.3	29.1	26.3	24.2	22.7	21.6	19.6	17.8	16.1	15.0	14.1	13.4	12.8	12.3	11.9	11.5	11.1	10.9	10.7	10.6	10.5	10.4				
	16	SD_06	4		30.1	25.4	22.2	20.1	18.5	17.2	16.3	15.1	13.9	12.9	11.8	11.3	11.0	10.7	10.4	10.2	10.0	10.0	9.9	9.9	9.8	9.8				
	17	SD_07	4		30.9	26.6	23.5	21.4	19.8	18.6	17.7	16.4	14.9	13.7	13.0	12.4	11.9	11.5	11.2	10.9	10.6	10.3	10.2	10.1	10.0	9.9				
	18	SD_08	4		29.7	25.0	21.9	19.9	18.5	17.5	16.8	15.9	14.9	14.0	13.4	12.9	12.5	12.2	11.9	11.6	11.4	11.2	11.1	11.1	11.0	11.0				
	19	SD_P1	4		29.4	25.4	22.8	21.0	19.7	18.7	17.9	16.4	14.6	13.2	12.3	11.6	11.1	10.7	10.5	10.2	10.0	9.9	9.9	9.8	9.8	9.8				
	20	SD_P2	4		32.3	28.2	25.2	23.2	21.8	20.7	20.0	18.5	16.5	14.8	13.6	12.8	12.1	11.6	11.2	10.9	10.6	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1			
	21	SD_TS1	4		34.7	31.0	28.1	25.6	23.7	22.3	21.0	19.1	17.1	15.5	14.4	13.5	12.9	12.3	11.9	11.5	11.1	10.7	10.6	10.5						
	22	SD_TS2	4		34.2	30.6	28.7	26.6	24.8	23.4	22.1	20.0	17.7	15.9	14.6	13.7	13.0	12.4	12.0	11.5	11.1	10.8	10.6	10.4						
	23	SD_TS3	4		34.8	31.0	28.0	25.7	24.1	23.1	22.2	20.6	18.5	16.8	15.6	14.8	14.1	13.5	13.1	12.7	12.4	12.1	12.1	12.0						

### A.3.4 Wariant obliczeniowy "Współczynnik wykresu Wöhlera 8"

Zdefiniowano ograniczenia eksploatacji  
Oceniono wpływ orografii  
Przypadek bez uwzględnienia planowanych turbin

nie  
tak  
nie

Tabela A.3.4.1: Efektywne intensywności turbulencji na wysokości piasty danej turbiny wiatrowej [%]

Turbina wiatrowa			Wyniki																											
Nr	Nazwa	m	wszystkie	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
1	SD_F1	8		32.3	28.8	25.9	23.9	22.4	21.4	20.6	18.9	16.5	14.6	13.3	12.5	11.8	11.4	11.0	10.7	10.4	10.1	10.1	10.0	9.9	9.9	9.8				
2	SD_K1	8		29.4	25.3	22.4	20.6	19.3	18.4	17.8	16.6	15.0	13.7	12.8	12.2	11.7	11.3	10.9	10.7	10.4	10.2	10.1	10.1	10.0	10.0	10.0				
3	SD_K2	8		31.1	27.1	24.1	22.2	20.8	19.8	19.3	17.9	15.9	14.3	13.3	12.6	12.0	11.6	11.3	11.0	10.7	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.3				
4	SD_K3	8		30.9	27.2	24.4	22.6	21.3	20.5	20.1	18.7	16.8	15.0	13.9	13.0	12.3	11.8	11.3	10.9	10.6	10.3	10.1	10.1	10.0	9.9	9.9				
5	SD_K4	8		30.0	25.8	22.6	20.6	19.1	18.1	17.5	16.2	14.7	13.5	12.7	12.2	11.8	11.4	11.1	10.9	10.7	10.5	10.4	10.4	10.4	10.4	10.3				
6	SD_K5	8		30.2	26.3	23.4	21.6	20.3	19.5	19.1	17.9	16.2	14.7	13.8	13.1	12.6	12.1	11.8	11.5	11.2	10.9	10.9	10.8	10.7	10.7	10.7				
7	SD_K6	8		32.3	28.5	25.5	23.6	22.2	21.3	20.8	19.4	17.3	15.5	14.4	13.6	13.0	12.5	12.1	11.8	11.5	11.2	11.1	11.0	10.9	10.9	10.8				

Kontynuacja tabeli na następnej stronie





Tabela A3 A.1: Efektywne intensywności turbulencji na wysokości piasty danej turbiny wiatrowej [%]

Turbina wiatrowa		Wyniki																			
Nr	Nazwa	m	wszystkie	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
8	SD_K7	8	---	32.6	29.0	26.1	24.2	22.8	21.8	21.2	19.6	17.4	15.5	14.3	13.5	12.9	12.4	12.0	11.6	11.3	11.0
9	SD_K8	8	---	32.1	28.1	25.2	23.1	21.4	20.2	19.3	17.6	15.8	14.4	13.5	12.9	12.4	12.0	11.6	11.3	11.1	10.8
10	SD_K9	8	---	32.2	29.5	27.3	25.0	23.3	22.0	20.8	19.0	17.0	15.2	14.1	13.3	12.6	12.1	11.7	11.3	10.9	10.6
11	SD_01	8	---	33.7	30.0	27.0	25.0	23.4	22.4	21.7	20.1	17.8	15.7	14.3	13.3	12.5	11.8	11.3	10.9	10.5	10.2
12	SD_02	8	---	33.5	29.8	26.7	24.7	23.2	22.2	21.6	19.9	17.5	15.4	14.0	13.0	12.2	11.6	11.1	10.7	10.4	10.1
13	SD_03	8	---	31.8	28.0	25.1	23.1	21.7	20.7	20.0	18.4	16.2	14.3	13.1	12.2	11.6	11.1	10.7	10.5	10.2	10.0
14	SD_04	8	---	32.3	28.7	25.9	23.9	22.5	21.5	20.9	19.3	17.1	15.2	13.9	13.0	12.4	11.8	11.4	11.1	10.7	10.4
15	SD_05	8	---	32.8	29.2	26.9	25.0	23.4	22.4	21.8	20.2	18.0	16.1	14.8	13.8	13.1	12.5	12.0	11.5	11.1	10.7
16	SD_06	8	---	30.1	25.9	22.8	20.8	19.3	18.2	17.5	16.1	14.4	13.2	12.4	11.8	11.4	11.0	10.7	10.5	10.2	10.0
17	SD_07	8	---	31.0	27.3	24.4	22.4	20.9	19.7	18.9	17.2	15.3	13.9	13.0	12.4	11.9	11.5	11.2	10.9	10.6	10.3
18	SD_08	8	---	29.3	25.2	22.3	20.5	19.1	18.2	17.7	16.6	15.1	13.8	13.0	12.5	12.1	11.7	11.4	11.1	10.9	10.6
19	SD_P1	8	---	29.6	26.2	23.7	22.1	21.0	20.1	19.5	17.8	15.5	13.5	12.3	11.6	11.1	10.7	10.5	10.2	10.1	9.9
20	SD_P2	8	---	32.2	28.6	25.7	23.9	22.5	21.6	21.0	19.4	17.2	15.1	13.8	12.9	12.2	11.6	11.2	10.9	10.6	10.3
21	SD_TS1	8	---	34.2	31.6	29.1	26.6	24.6	23.2	21.6	19.5	17.2	15.4	14.1	13.3	12.6	12.0	11.6	11.2	10.9	10.5
22	SD_TS2	8	---	33.8	31.1	29.9	28.0	26.0	24.5	23.0	20.4	17.8	15.7	14.3	13.3	12.6	12.1	11.7	11.3	10.9	10.6
23	SD_TS3	8	---	34.7	31.8	29.2	26.9	25.3	24.3	23.4	21.5	18.9	16.7	15.3	14.2	13.4	12.8	12.3	11.9	11.5	11.2
























### A.3.5 Wariant obliczeniowy "Ograniczenie eksploatacji turbin wiatrowych 21 - 23"

Zdefiniowano ograniczenia eksploatacji  
Oceniono wpływ orografii  
Przypadek bez uwzględnienia planowanych turbin

tak  
tak  
nie



Tabela A3.5.1: : Efektywne intensywności turbulencji na wysokości piasty danej turbiny wiatrowej [%]

Turbina wiatrowa			Wyniki																											
Nr	Nazwa	m	wszystkie	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	SD_F1	10	---	32.6	29.2	26.3	24.3	22.9	21.8	21.1	19.3	16.9	14.8	13.4	12.5	11.8	11.3	11.0	10.6	10.4	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9	9.8			
	2	SD_K1	10	---	29.6	25.6	22.8	21.0	19.7	18.8	18.3	17.0	15.3	13.8	12.9	12.2	11.7	11.2	10.9	10.6	10.4	10.1	10.1	10.0	10.0	10.0	10.0			
	3	SD_K2	10	---	31.4	27.7	24.7	22.7	21.3	20.4	19.9	18.4	16.3	14.5	13.4	12.6	12.0	11.6	11.2	10.9	10.6	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2				
	4	SD_K3	10	---	31.1	27.5	24.7	22.9	21.6	20.8	20.4	19.1	17.0	15.2	13.9	13.0	12.4	11.8	11.3	10.9	10.6	10.3	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9			
	5	SD_K4	10	---	30.5	26.4	23.3	21.3	19.9	18.8	18.3	16.9	15.1	13.7	12.8	12.2	11.7	11.4	11.1	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2			
	6	SD_K5	10	---	30.5	26.6	23.7	21.9	20.6	19.8	19.4	18.2	16.4	14.8	13.8	13.0	12.5	12.0	11.7	11.4	11.1	10.8	10.7	10.6	10.6	10.5	10.5			
	7	SD_K6	10	---	32.5	28.9	25.9	24.0	22.6	21.7	21.2	19.6	17.4	15.5	14.3	13.5	12.9	12.4	12.0	11.6	11.3	11.0	10.9	10.8	10.7	10.7	10.6			
	8	SD_K7	10	---	32.7	29.3	26.4	24.5	23.1	22.2	21.6	20.0	17.6	15.6	14.3	13.4	12.7	12.2	11.8	11.5	11.1	10.8	10.7	10.6	10.5	10.4	10.4			
	9	SD_K8	10	---	32.4	28.5	25.6	23.5	21.9	20.7	19.8	18.1	16.0	14.4	13.4	12.8	12.2	11.8	11.5	11.2	10.9	10.7	10.6	10.6	10.2	10.2	10.2			
	10	SD_K9	10	---	32.2	29.9	27.8	25.5	23.6	22.4	21.1	19.2	17.0	15.3	14.1	13.2	12.6	12.0	11.6	11.3	10.9	10.6	10.4	10.3	10.2	10.2	10.1			
	11	SD_01	10	---	33.9	30.4	27.4	25.3	23.8	22.8	22.3	20.6	18.2	16.0	14.5	13.5	12.6	11.9	11.4	10.9	10.5	10.2	10.1	10.0	9.9	9.9	9.9			
	12	SD_02	10	---	33.7	30.1	27.1	25.1	23.6	22.6	22.0	20.3	17.8	15.6	14.2	13.1	12.3	11.7	11.2	10.8	10.4	10.1	10.1	10.0	9.9	9.9	9.9			
	13	SD_03	10	---	32.2	28.5	25.5	23.6	22.2	21.2	20.6	19.0	16.7	14.7	13.3	12.4	11.7	11.2	10.8	10.5	10.2	10.0	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9			
	14	SD_04	10	---	32.5	28.9	26.1	24.1	22.7	21.7	21.2	19.6	17.3	15.3	14.0	13.1	12.4	11.9	11.4	11.1	10.7	10.4	10.3	10.2	10.1	10.1	10.0			
	15	SD_05	10	---	32.9	29.5	27.3	25.4	23.9	22.8	22.2	20.5	18.2	16.2	14.8	13.8	13.1	12.5	11.9	11.5	11.1	10.7	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1			
	16	SD_06	10	---	30.3	26.3	23.3	21.3	19.8	18.8	18.1	16.7	14.8	13.4	12.5	11.9	11.4	11.1	10.8	10.5	10.3	10.1	10.0	10.0	9.9	9.8	9.8			
	17	SD_07	10	---	31.3	27.8	24.9	22.9	21.4	20.3	19.4	17.7	15.6	14.0	13.0	12.4	11.9	11.5	11.2	10.9	10.6	10.3	10.2	10.1	10.1	10.0	9.9			
	18	SD_08	10	---	29.5	25.5	22.8	20.9	19.6	18.8	18.3	17.0	15.3	13.9	13.0	12.4	12.0	11.6	11.3	11.0	10.8	10.5	10.5	10.4	10.4	10.4	10.3			
	19	SD_P1	10	---	30.0	26.8	24.4	22.8	21.6	20.8	20.2	18.4	16.0	13.8	12.5	11.6	11.1	10.7	10.5	10.2	10.1	9.9	9.9	9.9	9.8	9.8	9.8			
	20	SD_P2	10	---	32.4	29.0	26.1	24.3	22.9	22.0	21.5	19.9	17.5	15.4	14.0	13.0	12.3	11.7	11.3	10.9	10.6	10.3	10.2	10.1	10.1	10.0	10.0			
	21	SD_TS1	10	---	34.4	32.1	29.8	26.6	24.6	23.0	21.8	19.9	17.4	15.5	14.2	13.3	12.6	12.0	11.6	11.2	10.8	10.5	10.4	10.3						
	22	SD_TS2	10	---	33.1	31.1	30.4	28.5	26.5	24.8	23.1	20.1	17.2	15.0	13.2	12.1	11.4	10.9	10.6	10.4	10.2	10.0	9.9	9.9						
	23	SD_TS3	10	---	35.0	32.3	29.8	25.5	23.6	22.3	22.0	20.7	19.3	16.9	15.4	14.2	13.4	12.7	12.2	11.7	11.4	11.1	11.0	10.9						





## A.4 Legenda

wake2e-Bericht, 15.05.2019  
Nazwa projektu: Tantow I, II und III  
für ENERTRAG Spółka Akcyjna  
Nr ref: F2E-2019-TGR-038, Aktualizacja 1  
Strona A.16

Objaśnienia pojęć		
	Turbiny planowane	Turbina wiatrowa, której przydatność lokalizacyjna ma być oceniona w ekspertyzie
	Turbiny sąsiadujące	Wszystkie pozostałe turbiny wiatrowe, podane przez zleceniodawcę. Jednocześnie nie ma znaczenia, czy poszczególne sąsiednie turbiny są również w fazie planowania lub budowy. Decydującym czynnikiem jest konfiguracja farmy wiatrowej, którą należy przyjąć jako obciążenie początkowe dla planowanych turbin wiatrowych. W obliczeniach uwzględnia się wszystkie sąsiednie turbiny wiatrowe.
	Turbiny nieaktywne	Turbiny wiatrowe, które nie są brane pod uwagę jako obciążenie wstępne i dlatego nie są uwzględniane w obliczeniach. Z reguły te turbiny wiatrowe nie są wymienione w ekspertyzie.
	Turbiny rozpatrywane	Dla wszystkich rozpatrywanych turbin wiatrowych przedstawiono wyniki i sformulowano wnioski końcowe.
	Farma wiatrowa	Termin ten jest stosowany w rozumieniu załącznika A do Wytocznej Niemieckiego Instytutu Budownictwa [DIBt] z 2004 r. i obejmuje "planowane" i "sąsiadujące" turbiny wiatrowe.
	Punkt referencyjny dla danych o wietrzności	Dana lokalizacja, do której współrzędnych odnoszą się wykorzystywane dane dotyczące wietrzności.

Przyporządkowanie kolorystyczne symboli	
	Planowane turbiny wiatrowe
	Sąsiednie turbiny wiatrowe, które należy uwzględnić ze względu na ich odległość od planowanych turbin wiatrowych.
	Sąsiednie turbiny wiatrowe, które nie są brane pod uwagę ze względu na odległość od planowanych turbin wiatrowych, ale które wywierają wpływ na rozpatrywane turbiny wiatrowe (A, RS). Te turbiny mogą być tylko w części uwidocznione na mapie.
	Sąsiadujące turbiny wiatrowe, których nie należy brać pod uwagę ze względu na ich odległość od planowanych turbin i które nie wywierają żadnego wpływu na rozpatrywane turbiny wiatrowe (A, K). Te turbiny mogą być tylko w części uwidocznione na mapie.
	Nieaktywne turbiny wiatrowe
	Punkty referencyjne dla danych o wietrzności.
	Punkt referencyjny dla danych o wietrzności na współrzędnych (w tym przypadku planowanej) turbiny wiatrowej.





# F2E

## A.5 Skróty i symbole wzorów

WEA	Turbina wiatrowa
DIBt	Niemiecki Instytut Budownictwa
IEC	Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna
BlmSchG	Federalna Ustawa o ochronie przed imisjami
NTM	Normalny Model Turbulencji
DLC	Obciążenie projektowe
PD	Punkt odniesienia Poczdam
ETRS89	Geodezyjny, europejski ziemski system odniesienia 1989
UTM	Układ UTM
WGS84	Światowy system geodezyjny 1984
WZ	Strefa wietrzności
BBS	Ograniczenie eksploatacji
LR	Wyliczenie obciążenia
GK	Kategoria terenu
üNN	n.p.m.

D	Średnica wirnika	[m]
<b>zhub</b>	Wysokość piasty turbiny	[m]
PN	Moc znamionowa turbiny	[MW]
CT	Współczynnik siły ciągu	[-]
Eff	Efektywna intensywność turbulencji	[-]
A	Parametry skalujące rozkładu Weibulla	[m/s]
k	Parametry kształtu rozkładu Weibulla	[-]
h	Wysokość powyżej terenu	[m]
m	Współczynnik wykreślu Wöhlera	[-]
V	Prędkość wiatru	[m/s]
Vave	Średnia roczna prędkość wiatru na wysokości piasty	[m/s]
Vref	Referencyjna prędkość wiatru (wartość projektowa dla V50)	[m/s]
V50	10-minutowa średnia prędkość wiatru na wysokości piasty w okresie nawrotu, wynoszącym 50 lat	[m/s]
Vt	Znamionowa prędkość wiatru dla turbiny wiatrowej	[m/s]
Vin	Prędkość załączania turbiny wiatrowej	[m/s]
Vout	Prędkość wyłączania turbiny wiatrowej	[m/s]
an	Wykładnik wysokości pionowego profilu prędkości wiatru dla stratyfikacji obojętnej	[-]
g	Nachylenie strumienia	[°]
β	Zmiana kąta nachylenia łopaty	[°]
γ start	Kąt początkowy ograniczenia eksploatacji	[°]
γ stop	Kąt końcowy ograniczenia eksploatacji	[°]
Vstart	Prędkość początkowa wiatru dla ograniczenia eksploatacji	[m/s]
vstop	Prędkość końcowa wiatru dla ograniczenia eksploatacji	[m/s]
ρ	Średnia gęstość powietrza	[kg/m³]
t <sub>design</sub>	Projektowany okres użytkowania w latach	[a]
	Stopień (kąt pełny = 360°)	[°]



**16.1.7 Turbiny wiatrowe: oznakowanie przeszkód lotniczych**

A: Wniosek o oznakowanie dzienne i nocne

B: Plan sytuacyjny dla redukcji natężenia światła w zależności od widzialności

C: Oznaczenia dzienne i nocne turbin wiatrowych Vestas (w tym wymiary gondoli V150)

D: Wniosek o zezwolenie na odstępstwo zgodnie z pkt 30 Ogólnego Rozporządzenia Administracyjnego o znakowaniu przeszkód lotniczych [AVV LFH]

E: Oświadczenie producenta systemów oznakowani świetlnych

F: Oświadczenie Niemieckich Służb Meteorologicznych DWD na temat czujnika widzialności

G: Dokumentacja techniczna świateł ostrzegawczych pro100

H: Dokumentacja techniczna proCoBox

I: Opis światła wieży jako przeszkody lotniczej ES ETL03

J: Plan sytuacyjny oznakowania nocnego sterowanego według potrzeb Dark Sky

K: Karta danych lotniczych

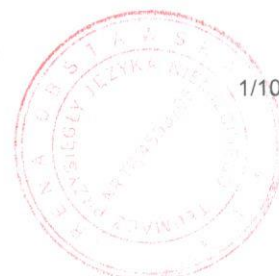
Załączniki:

- SD T3 09 16.1.7 A Kennzeichnung.pdf
- SD T3 09 LP SWM 09.10.2019.pdf
- SD T3 09 16.1.7 A Ausnahme.pdf
- SD T3 09 16.1.7 DA Luft S.1.pdf
- SD T3 09 16.1.7 DA Luft S.2.pdf

Wnioskodawca: ENERTRAG Spółka Akcyjna

Sygnatura sprawy:

Data sporządzenia: 16.10.2019 Wersja: 1



## Wykonanie oznakowania dziennego i nocnego Działka Tantow

### Budowa i eksploatacja trzech turbin wiatrowych typu V150

Wykonanie oznakowania dziennego i nocnego wynika z Ogólnego Rozporządzenia Administracyjnego o znakowaniu przeszkód lotniczych (AVV) z 2 września 2004 (BAnz. str. 19937) zmienionych ostatnio Rozporządzeniem administracyjnym z 26 sierpnia 2015 (BAnz AT 01.09.2015 B4).

#### 1. Oznakowanie dzienne

Oznakowanie dzienne powinno być wykonane za pomocą pomarańczowo-biało-pomarańczowych lub czerwono-szaro-czerwonych pól barwnych (por. rozdział 1.2 "Krótki opis" dokumentacji zgłoszeniowej, punkt 9 "Konstrukcja turbiny wiatrowej") na gondoli i na łopatach wirnika. Wieża oznaczona jest pomarańczowo-biało-pomarańczowym lub czerwono-szaro-czerwonym pierścieniem.

#### 2. Oznakowanie nocne

Oznakowanie nocne należy wykonać za pomocą prawnie dopuszczalnego oznakowania nocnego dla turbin wiatrowych w postaci światła "W, czerwone" oraz światła oznaczającego wieżę jako przeszkodę ETL 01.

##### 2.1 Światło „W, czerwone”

Światło "W, czerwone" (efektywne eksploatacyjne natężenie światła 100 cd) powinno być zawsze instalowane na turbinach wiatrowych na wysokości powyżej 100 m, jeżeli nie jest realizowane oświetlenie najwyższego punktu, a nieoświetlona część wystaje ponad światło ognia o więcej niż 15 m. Nieoświetlona część nie może mieć więcej niż 50 m wysokości. Światła na turbinie wiatrowej nie mogą być w żadnym kierunku całkowicie zasłonięte przez łopaty wirnika..

##### 2.2 Światło oznaczające wieżę jako przeszkodę

Od wysokości przekraczającej 150 m turbiny wiatrowe w Niemczech muszą być ogólnie wyposażone w oświetlenie na wieży. W tym miejscu należy zastosować światło oznaczające wieżę jako przeszkodę ETL01. Specjalna konstrukcja zapobiega odbijaniu się światła od powierzchni wieży.

#### 3. Redukcja natężenia światła w zależności od widzialności

Na działce Tantow mają być postawione trzy turbiny wiatrowe o wysokości piasty 166 m i wysokości całkowitej 229 m (+3 m optymalne podwyższenie fundamentu).

Blok turbin wiatrowych:	Tantow
Typ turbin wiatrowych:	3 x V150
Oznakowanie nocne:	światło „W, czerwone”
Oznakowanie dzienne:	Oznakowanie kolorystyczne łopat, gondoli i wieży
Miernik widzialności:	Vaisala PWD20

Dostawca oznakowania lotniczego i miernika widzialności: ENERTRAG Systemtechnik GmbH

Pomiar widzialności meteorologicznej jest wykonywany przez jedno lub więcej urządzeń pomiarowych w taki sposób, że wszystkie turbiny wiatrowe włączone do systemu znajdują się w promieniu 1500 m od jednego z zainstalowanych urządzeń do pomiaru widzialności. Pomiar widzialności meteorologicznej przeprowadza się zgodnie z Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym w sprawie oznakowania przeszkód lotniczych z dnia 2 września 2004 r. (BAnz. str. 19937) ostatnio zmienionym Rozporządzeniem Administracyjnym z dnia 26 sierpnia 2015 r. (BAnz AT 01.09.2015 B4), załącznik 4 jak również z normą DIN 5037 Sheet 2 za pomocą urządzenia certyfikowanego przez Niemiecką Służbę Meteorologiczną.





Urządzenie do pomiaru widoczności w celu redukcji natężenia światła w zależności od widoczności ma zostać zainstalowane na niniejszym wnioskowanej turbinie wiatrowej SD K4 (patrz załączniki "Plan sytuacyjny dla redukcji natężenia światła w zależności od widoczności"). Urządzenie pomiarowe umieszczone jest na gondoli na wysokości piasty.

Działanie i wyniki pomiarów urządzenia pomiarowego są rejestrowane wstecznie przez system przez okres 4 tygodni. Spośród wszystkich urządzeń do pomiaru widzialności w bloku turbin wiatrowych, wartość najniższej zmierzonej widzialności jest wykorzystywana dla wszystkich turbin w bloku. Wartość ta jest przekazywana do wszystkich systemów oświetlenia lotniczego w bloku, odbywa się to za pomocą istniejących sieci komunikacyjnych. W przypadku awarii łączności radiolatarnie lotnicze przyjmują wartość widzialności mniejszą niż 5 000 m.

Jeżeli najniższa wartość widzialności meteorologicznej zmierzonej w bloku wynosi powyżej 10 000 m, natężenie światła systemów oświetlenia lotniczego w bloku zostaje zmniejszone do 10% nominalnego natężenia światła. Dla światła "W, czerwone" odpowiada to światłości 10 cd (fotometrycznie 17cd).

Jeżeli najniższa wartość widzialności meteorologicznej mierzonej w bloku jest większa od 5000 m, ale mniejsza od 10000 m, natężenie światła systemów oświetlenia lotniczego w bloku zostaje zmniejszone do 30% nominalnego natężenia światła. Dla światła "W, czerwone" odpowiada to światłości 30 cd (fotometrycznie 51 cd).

Jeżeli najniższa wartość widzialności meteorologicznej mierzonej w bloku jest niższa niż 5 000 m, nominalne natężenie światła systemów oświetlenia lotniczego w bloku nie ulega redukcji.

#### **4. Urządzenie do włączania oznakowania nocnego sterowanego według potrzeb / oznakowanie nocne**

Spółka Dark sky unlimited GmbH z siedzibą w 17291 Dauerthal uzyskała pozwolenie na budowę wież kratownicowych, na których ma być zamontowany i eksploatowany system radarowy. Obszar objęty względnie monitorowany przez system radarowy, którego dotyczy wniosek, obejmuje południową część Pomorza Przedniego i północną część powiatu Uckermark.

System radarowy ma za zadanie monitorować kilkaset turbin wiatrowych, wykrywać obiekty latające i włączać sygnalizację nocną turbin wiatrowych w odpowiednim czasie - tzn. według potrzeb. System ostrzegania nocnego sterowany zapotrzebowaniem pozwala na wyłączenie świateł oznaczających przeszkody i awaryjnych na turbinach przez ponad 95% czasu pracy, co pozwala na uniknięcie w miarę możliwości ciągłego migania wszystkich świateł awaryjnych. Stanowi to znaczne zmniejszenie nocnego obciążenia immisjami dla okolicznych mieszkańców.



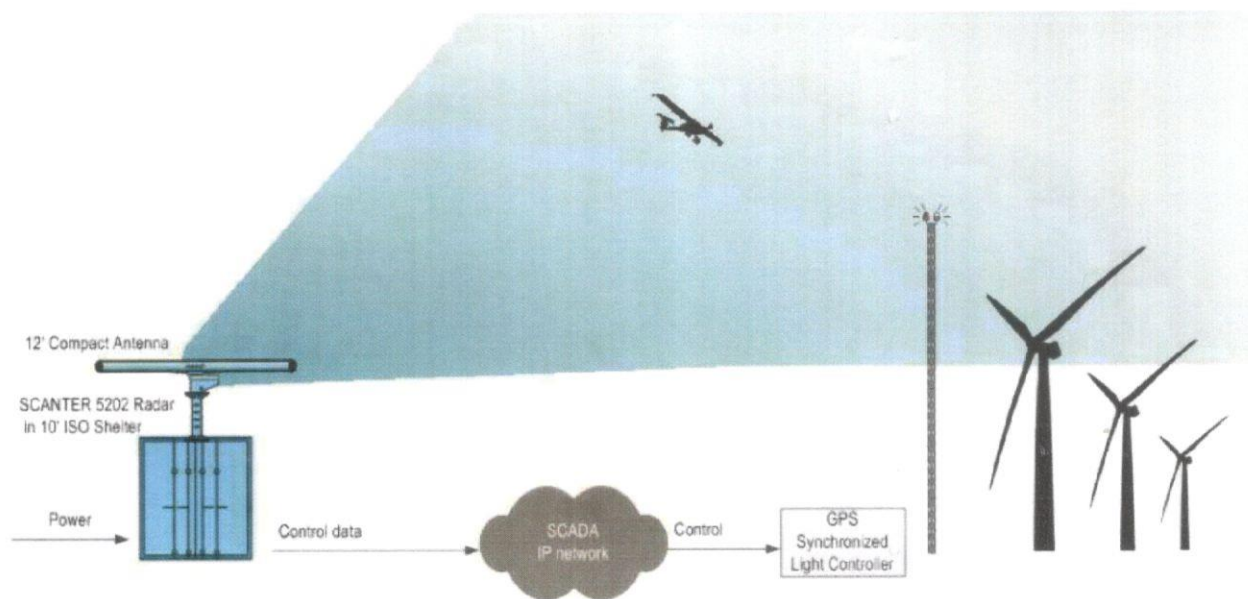


Figure 1, Illustrates the System concept

#### Ilustracja 1: Ilustracja koncepcji systemu

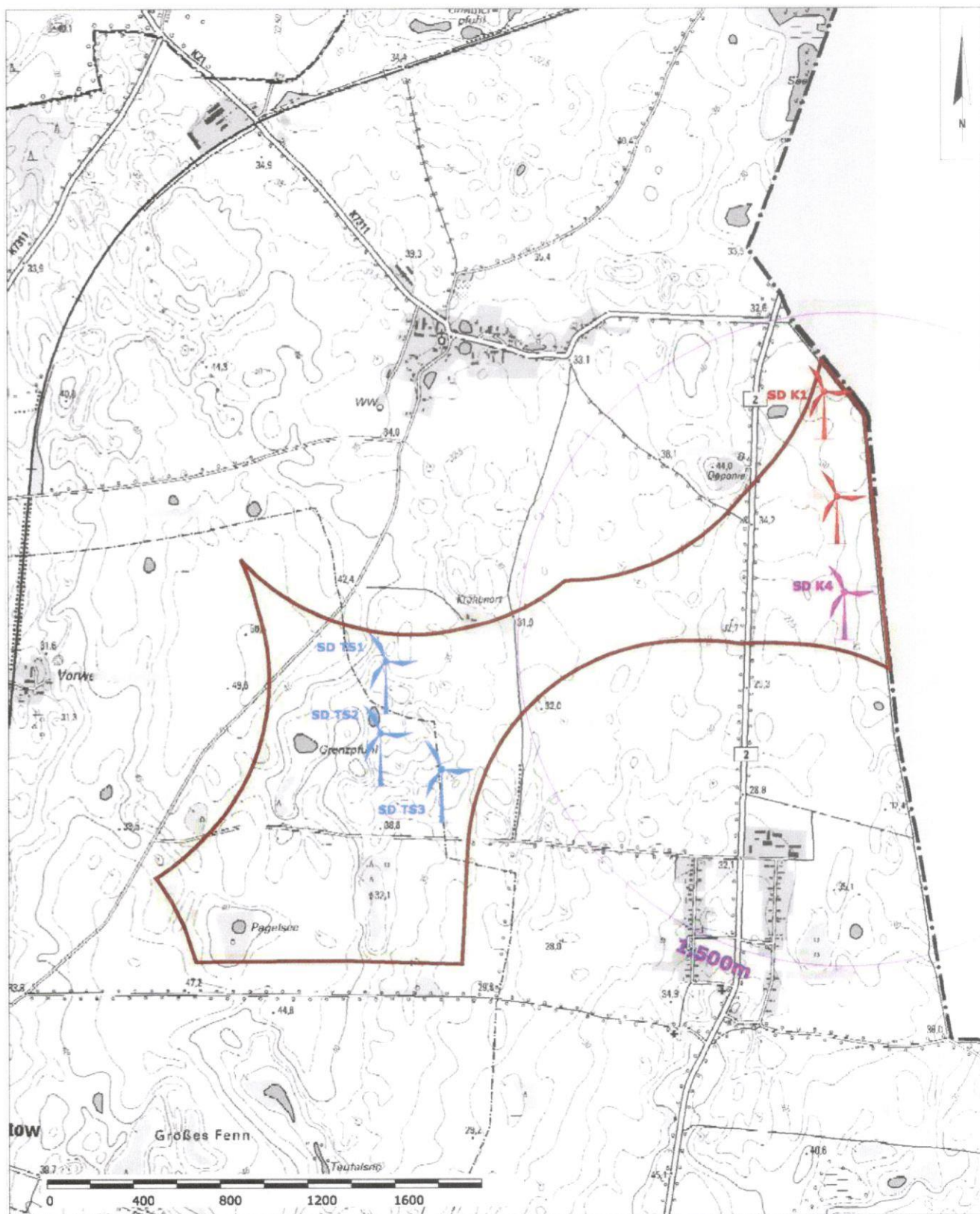
Stosowane tu turbiny wiatrowe są zintegrowane z aktywnym systemem radarowym i mogą być sterowane przez system radarowy. Nie jest już wtedy wymagane zależne od widoczności zmniejszenie natężenia światła zgodnie z rozdziałem 3.




#### Załączniki:

- Plan sytuacyjny dla „redukcji natężenia światła w zależności od widoczności”
- Oznakowanie dzienne i nocne turbin wiatrowych Vestas (wraz z wymiarami gondoli V150)
  - Wniosek o zezwolenie na odstępstwo zgodnie z pkt 30 Ogólnego Rozporządzenia Administracyjnego o znakowaniu przeszkód lotniczych [AVV LFH]
- Oświadczenie producenta systemów oznakowania świetlnych
- Oświadczenie Niemieckich Służb Meteorologicznych DWD na temat czujnika widzialności
- Dokumentacja techniczna świateł ostrzegawczych pro100
- Dokumentacja techniczna proCoBox
- Opis światła wieży jako przeszkody lotniczej ES ETL03
- Plan sytuacyjny „oznakowania nocnego sterowanego według potrzeb - Dark Sky”







		<b>Redukcja natężenia światła zależnie od widoczności</b>
	Turbina wnioskowana	<b>Wniosek zgodnie z § 4 Federalnej Ustawy o ochronie przed immisjami – działka Tantow</b>
	... z tego lokalizacja z miernikiem widoczności	<b>Budowa i eksploatacja trzech turbin wiatrowych</b>
		<b>Obręb Rosow, jednostka ewidencyjna 3 Obręb Neurochlit, obręb ewidencyjny 2</b>
	Turbina, na którą wydano pozwolenie	Skala: 1:25 000, data, 09.10.2019

Data sporządzenia: 16.10.2019, wersja 1

Plan sporządził:  
ENERTRAG Spółka Akcyjna, 17291 Dauerthal



CONFIDENTIAL

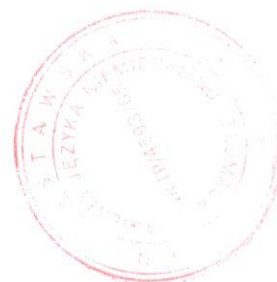
**Vestas®**

T05

DOKUMENT:  
**0080-1942.V00**OPIS:  
Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z Ogólnym  
Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)

# Oznakowanie dzienne i nocne turbin wiatrowych Vestas w Niemczech - V150-5.6 MW

Confidential Information - only for use of Enertrag AG



		CONFIDENTIAL
DOKUMENT: 0080-1942.V00	OPIS: Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)	Strona 2 z 11

**Historia wersji**

WERSJA	DATA:	ZMIANA:
00	07.11.2018	Pierwsza wersja PAPUP

Confidential Information - only for use of Enertrag AG



		CONFIDENTIAL
DOKUMENT: 0080- 1942.V00	OPIS: Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)	Strona 3 z 11

## Spis treści

### 1. PODSTAWA PRAWNA WYMOGÓW DOTYCZĄCYCH OZNAKOWANIA

- 1.1. ZAKRES OBOWIĄZYWANIA
- 1.2. WYMOGI ODNOŚNIE OZNAKOWANIA DZIENNEGO
- 1.3. ELEMENTY OZNAKOWANIA NOCNEGO
  - 1.3.1. ŚWIATŁA OZNAKOWANIA GONDOLI
  - 1.3.2. ŚWIATŁA OZNAKOWANIA WIEŻY
  - 1.3.3. URZĄDZENIA DODATKOWE
  - 1.3.4. OZNAKOWANIE NOCNE TURBIN WIATROWYCH VESTAS

### 2. OZNAKOWANIE TURBIN - STANDARD WYNIKAJĄCY Z OGÓLNEGO ROZPORZĄDZENIA ADMINISTRACYJNEGO AVV

- 1.4. V150-5.6 MW
  - 1.4.1. WYSOKOŚĆ PIASTY 125 M (WYSOKOŚĆ CAŁKOWITA 200 M)
  - 1.4.2. WYSOKOŚĆ PIASTY 148 M (WYSOKOŚĆ CAŁKOWITA 223M)
  - 1.4.3. WYSOKOŚĆ PIASTY 166 M (WYSOKOŚĆ CAŁKOWITA 241 M)

### 2. ODNOŚNIKI





DOKUMENT: 0080- 1942.V00	OPIS: Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)	Strona 4 z 11
--------------------------------	---	------------------

# 1. Podstawy prawne wymogów dotyczących oznakowania

Ogólne rozporządzenie administracyjne o oznakowaniu przeszkód lotniczych (zwane dalej "AVV") [1] reguluje wymogi dotyczące świateł awaryjnych na turbinach wiatrowych wzniesionych w Niemczech. Niniejszy dokument wyjaśnia standardową konfigurację turbin wiatrowych dostarczanych przez Vestas wymaganą do spełnienia wymagań AVV w aktualnej wersji opublikowanej w Dzienniku Urzędowym we wrześniu 2015 roku. W trakcie procedury ubiegania się o zezwolenie na kontrolę emisji lokalne władze lotnicze mogą według własnego uznania wyrazić życzenie wprowadzenia dodatkowych oznaczeń, aby w ten sposób odpowiedzialnie zapewnić bezpieczeństwo ruchu lotniczego w regionie. Może również wyrazić zgodę na ograniczone oznakowanie ze względów estetycznych (np. oświetlenie blokowe) w przypadku montażu w miejscach o niskim potencjale zagrożenia. W indywidualnych przypadkach Vestas może zażądać odstępstw od przedstawionych tu standardowych oznakowań.

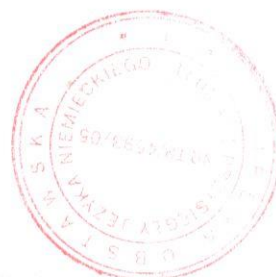
## 1.1. Zakres obowiązywania

W swojej aktualnej wersji AVV opisuje wymagane oznakowanie budowli na terenie lotnisk, budowli o wysokości ponad 150 m na gęsto zaludnionych obszarach poza terenami lotnisk oraz budowli o wysokości ponad 100 m na mniej gęsto zaludnionych obszarach poza terenami lotnisk. Z reguły turbiny wiatrowe należą tylko do tej drugiej kategorii. Dlatego też oznaczenia opisane w niniejszym dokumencie są skonfigurowane tak, aby spełniały wymagania dla tej kategorii. Jeżeli w indywidualnych przypadkach nie określono inaczej, wszystkie turbiny wiatrowe w ramach farmy wiatrowej muszą być zaopatrzone w takie oznakowanie. Niniejszy dokument odnosi się do lądowych turbin wiatrowych. W związku z tym w przypadku farm wiatrowych u nabrzeży morskich mogą obowiązywać dodatkowe regulacje.

## 1.2. Wymogi odnośnie oznakowania dziennego

Oznakowanieienne mające zastosowanie do turbin wiatrowych zostało omówione w rozdziałach 5 i 15 AVV. Głównym wymogiem jest widoczność turbiny wiatrowej z powietrza za pomocą czerwono-białej powłoki malarskiej lub białego migającego światła. W przypadku oznakowania za pomocą biało-czerwonych pasów dopuszczalne są następujące kombinacje: pomarańczowy drogowy (RAL 2009) z białym drogowym (RAL 9016) lub czerwonym drogowym (RAL 3020) w połączeniu z białym karpackim (RAL 9002), szarym agatowym (RAL 7038) lub szarym jasnym (RAL 7035). Podstawowe wymagania kolorystyczne dla AVV są następujące:

- W przypadku turbin wiatrowych o wysokości ponad 100 m łopaty wirnika powinny być oznaczone trzema zestawami czerwono-biało-czerwonych pasów poprzecznych, każdy o szerokości 6 m, zaczynając od czubka łopaty.
- W przypadku turbin wiatrowych o wysokości powyżej 150 m gondola powinna być oznaczona czerwonym pasem o szerokości 2 m.
- W przypadku turbin wiatrowych o wysokości większej niż 150 m, wieża powinna być oznakowana kolorystycznie pierścieniem o szerokości 3 m, zaczynającym się na wysokości  $40 \pm 5$  m nad ziemią. Jak wyjaśniono bardziej szczegółowo w rozdziale 15.2, w szczególnych przypadkach pierścień ten może być podniesiony do wysokości  $80 \pm 5$  m, jeżeli pierścień na wysokości 40 m mogłyby zasłaniać liście.



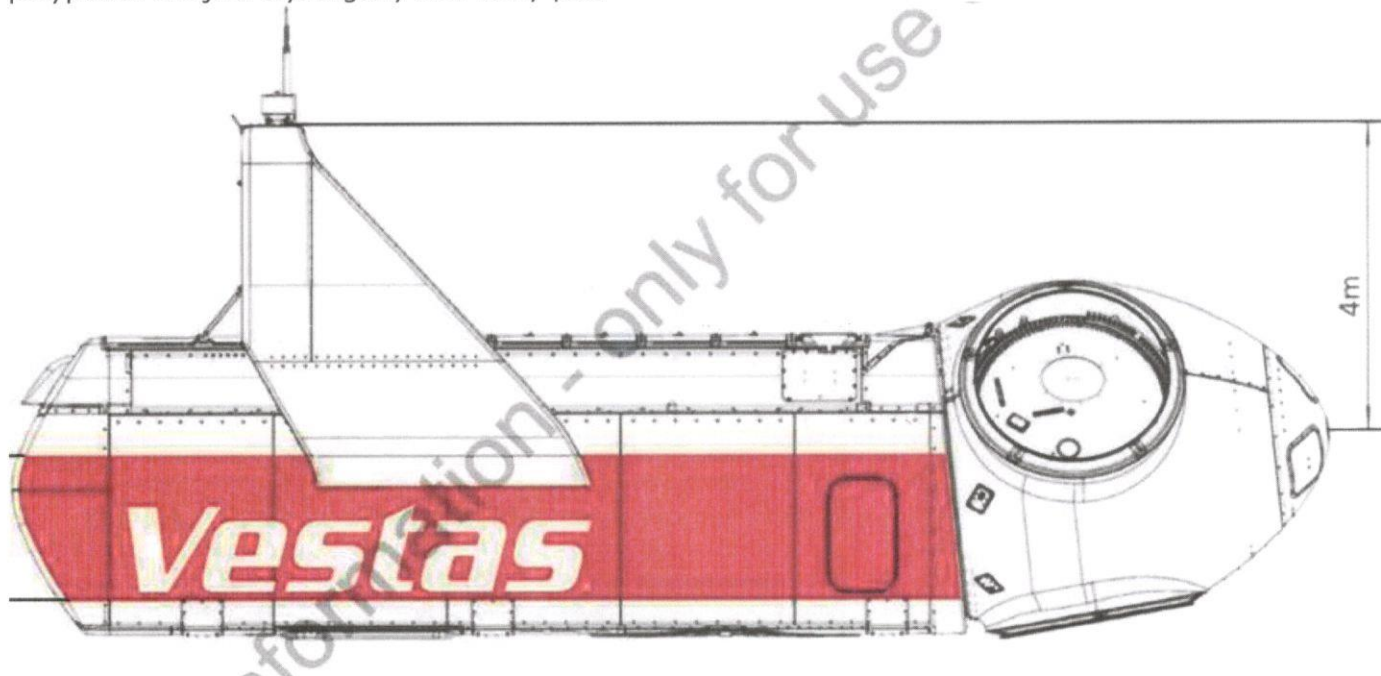
		CONFIDENTIAL
DOKUMENT:	OPIS:	Strona
0080-	Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z	5 z 11
1942.V00	Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)	

W przypadku zainstalowania na dachu gondoli, w odległości do 50 m od najwyższego punktu turbiny (czubka łopaty wirnika), określonych białych światel błyskowych o natężeniu światła 20 000 cd, dopuszcza się inną kolorystykę łopat i gondoli.

Zgodnie z rozdziałem 7 tymczasowe przeszkody (takie jak na placach budowy), które wymagają oznakowania jako przeszkody lotnicze, powinny być oznakowane w ciągu dnia zgodnie z załącznikiem 14 ICAO, tom I, rozdział 6, pkt 6.2.11-6.2.14.

Wieża, gondola i łopaty wirnika turbin wiatrowych Vestas są pomalowane na kolor RAL 7035, dlatego czerwone paski na wieży, gondoli i łopatach wirnika mają kolor RAL 3020. Są to konfiguracje przedstawione w niniejszym dokumencie. Poniższa ilustracja przedstawia oznakowanie gondoli. Zgodnie z wymaganiami AVV, czerwony pas biegnie wokół gondoli. Jeśli lokalne urzędy do spraw lotnictwa nie zezwalają na umieszczanie logo na czerwonym pasie, można zamówić wariant bez białego logo.

Alternatywnie, w indywidualnych przypadkach, można zażądać białego światła błyskowego. W tym przypadku nie jest wymagany czerwony pas.



Pas w kolorze RAL 3020 na gondoli MK2A

### 1.3 Elementy oznakowania nocnego

Zgodnie z rozdziałem 17.1 AVV, nocne oznakowanie turbin wiatrowych może być wykonane za pomocą:

- a) czerwonego światła awaryjnego o natężeniu światła 10 cd i określonym kącie wiązki,
- b) czerwonego migającego światła awaryjnego o natężeniu światła 2000 cd (zgodnie z międzynarodową normą ICAO),
- c) czerwonego światła przeszkodowego na czubku łopaty o natężeniu światła 10 cd i określonym kącie wiązki w stosunku do wąskiej lub szerokiej strony łopaty wirnika lub
- d) specjalnego niemieckiego "światła W, czerwone".

c) czerwone światło oznaczające przeszkodę, umieszczone na czubku łopaty, o natężeniu światła 10 cd i określonym kącie wiązki względem wąskiego lub szerokiego czoła łopaty wirnika lub

d) specjalne niemieckie "światło W, czerwone". Zgodnie z rozdziałem 28 dowód spełnienia wymogów tego oświetlenia lotniczego musi być dostarczony przez niezależny organ. Wybór i rozmieszczenie różnych światel zależy od maksymalnej wysokości wierzchołka wirnika, długości łopat oraz odległości mocowania światel od najwyższego punktu turbiny.





		CONFIDENTIAL
DOKUMENT:	OPIS:	Strona
0080-	Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z	6 z 11
1942.V00	Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)	

W przypadku tymczasowych przeszkód na placu budowy, które wymagają oznakowania jako przeszkoda lotnicza, obowiązują zasadniczo te same wymagania, co w przypadku przeszkód stałych. Jednakże jeżeli budowla tylko częściowo stanowi przeszkodę lotniczą, która ma być oznakowana, oznakowana powinna być tylko jej górna jedna trzecia.

### 1.3.1 Światła oznakowania gondoli

Reflektory montuje się parami na dachu gondoli, aby zapewnić stałą widoczność co najmniej jednego światła z każdego kierunku. Wierzchołek konstrukcji może wystawać ponad światło awaryjne na wysokość do 50 m. Ponad światło W, czerwone, budowla może wystawać do 65 m. Nieoświetlona część przeszkody może wystawać ponad światło oznakowania przeszkody nie więcej, niż 15 m. Sekwencja migania podana jest w AVV. Dodatkowo wymagana jest synchronizacja światel kilku turbin znajdujących się w jednym bloku.

### 1.3.2 Światła oznakowania wieży

Zgodnie z rozdziałem 17.2, turbiny wiatrowe o maksymalnej wysokości wierzchołka większej niż 150 m powinny być wyposażone na wieży w dodatkowe poziome światła oznaczających przeszkodę, z co najmniej dwoma światłami przeszkodowymi widocznymi z każdego kierunku. Ilustracja 4 w załączniku 5 pokazuje, że pojedynczy rząd światel na wieży powinien być zainstalowany 1-3 metry poniżej wierzchołka łopaty, ale nie więcej niż 65 metrów poniżej światła W, czerwonego (światła oznakowania gondoli). Jeżeli poziom ten znajduje się na wysokości większej niż 100 metrów nad gruntem, drugi rząd światel na wieży instaluje się 40-45 metrów poniżej górnego rzędu. Poniżej 40 m nie można instalować na wieży żadnych światel.

### 1.3.3 Urządzenia dodatkowe

Dopuszczalne jest pewne zmniejszenie natężenia światła światel dziennych (światła awaryjne i światło W, czerwone) w zależności od pomiarów dokonanych przez certyfikowany miernik widoczności.

Awarii światel przeszkodowych należy zapobiegać poprzez zainstalowanie awaryjnego źródła zasilania o wydajności wystarczającej do wypełnienia luki czasowej pomiędzy awarią a przywróceniem stałego źródła zasilania. Uruchomienie zasilania awaryjnego nie może nastąpić później niż 2 minuty po awarii zasilania. Usterki w tej sekwencji, które powodują awarię systemu oświetlenia, powodują wysłanie odpowiedniego komunikatu do operatora systemu, tak aby mógł on natychmiast powiadomić telefonicznie centrum sterowania NOTAM. Jeżeli w ciągu dwóch tygodni nie jest możliwe usunięcie usterki, należy po upływie dwóch tygodni ponownie poinformować o tym centrum NOTAM.

### 1.3.4 Oznakowanie nocne turbin wiatrowych Vestas

Turbiny wiatrowe Vestas w Niemczech są standardowo wyposażone w dwa migające światła nawigacyjne W, czerwone, na szczycie klimatyzatora CoolerTop (ok. 4 m powyżej wysokości piasty). Ogólną specyfikację dla tych elementów można znaleźć w punkcie [2]. Oznakowanie dzienne (białe) zwykle nie jest instalowane.

Dodatkowe oświetlenie wieży z rzędami po cztery światła przeszkodowe, rozmieszczone na obwodzie wieży pod kątem prostym względem siebie, jest zainstalowane jak pokazano na poniższych rysunkach. Pionowe umiejscowienie tych światel na wieży powinno znajdować się 1 m poniżej czubka łopaty, gdy przechodzi ona przez dolne położenie pionowe, pod warunkiem, że odległość do światła W, czerwonego, powyżej nie jest większa niż 65 m. Specyfikację tych elementów można znaleźć w punkcie [3].





		CONFIDENTIAL
DOKUMENT:	OPIS:	Strona
0080-	Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z	7 z 11
1942.V00	Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)	

Opcjonalnie w ofercie firmy Vestas dostępny jest dalmierz optyczny zgodny ze specyfikacją w punkcie [4] i/lub zasilacz bezprzerwowy (UPS) zgodny ze specyfikacją w punkcie [5] w celu zmniejszenia zakłócającego wpływu oświetlenia względnie spełnienia wymogu AVV dotyczącego awaryjnego zasilania oświetlenia podczas awarii zasilania.

## 2. Oznakowanie turbin - standard wynikający z ogólnego rozporządzenia administracyjnego AVV

Grafiki na kolejnych stronach przedstawiają standardowo skonfigurowane oznakowanie dzienne i nocne na produktach Vestas z aktualnego niemieckiego asortymentu.

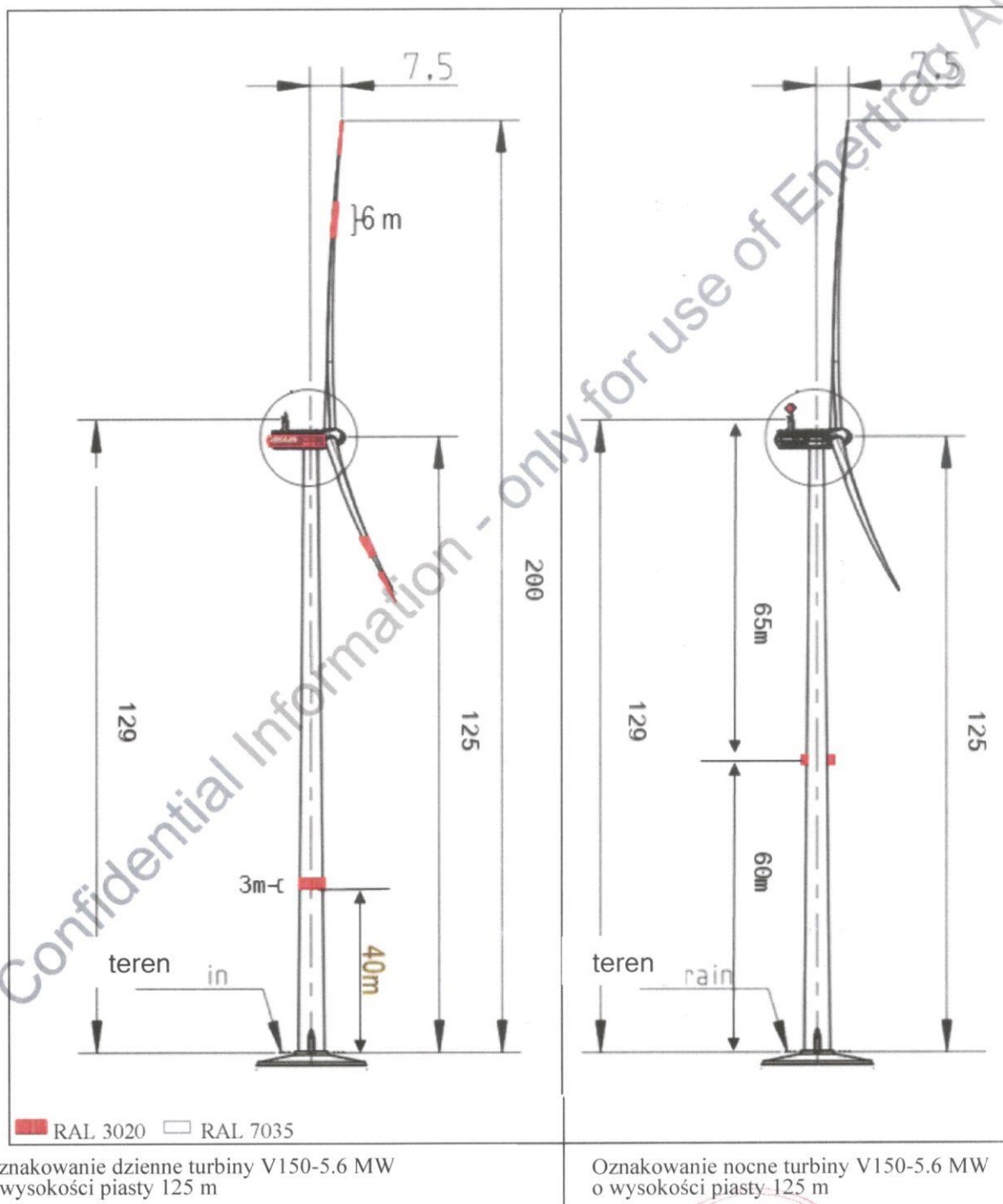


DOKUMENT:	OPIS:	Strona
0080-	Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z	8 z 11
1942.V00	Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)	

## 2.1.1 Wysokość piasty 125 m (wysokość całkowita 200 m)



Uwaga: AVV 2015 określa, że czubki łopat wirnika nie mogą wystawać więcej niż 65m powyżej światła W, czerwonych. Do czasu wejścia w życie nowelizacji AVV o pozwolenie na budowę należy ubiegać się wraz z wnioskiem o pozwolenie na odstępstwo.



DOKUMENT:  
0080-  
1942.V00

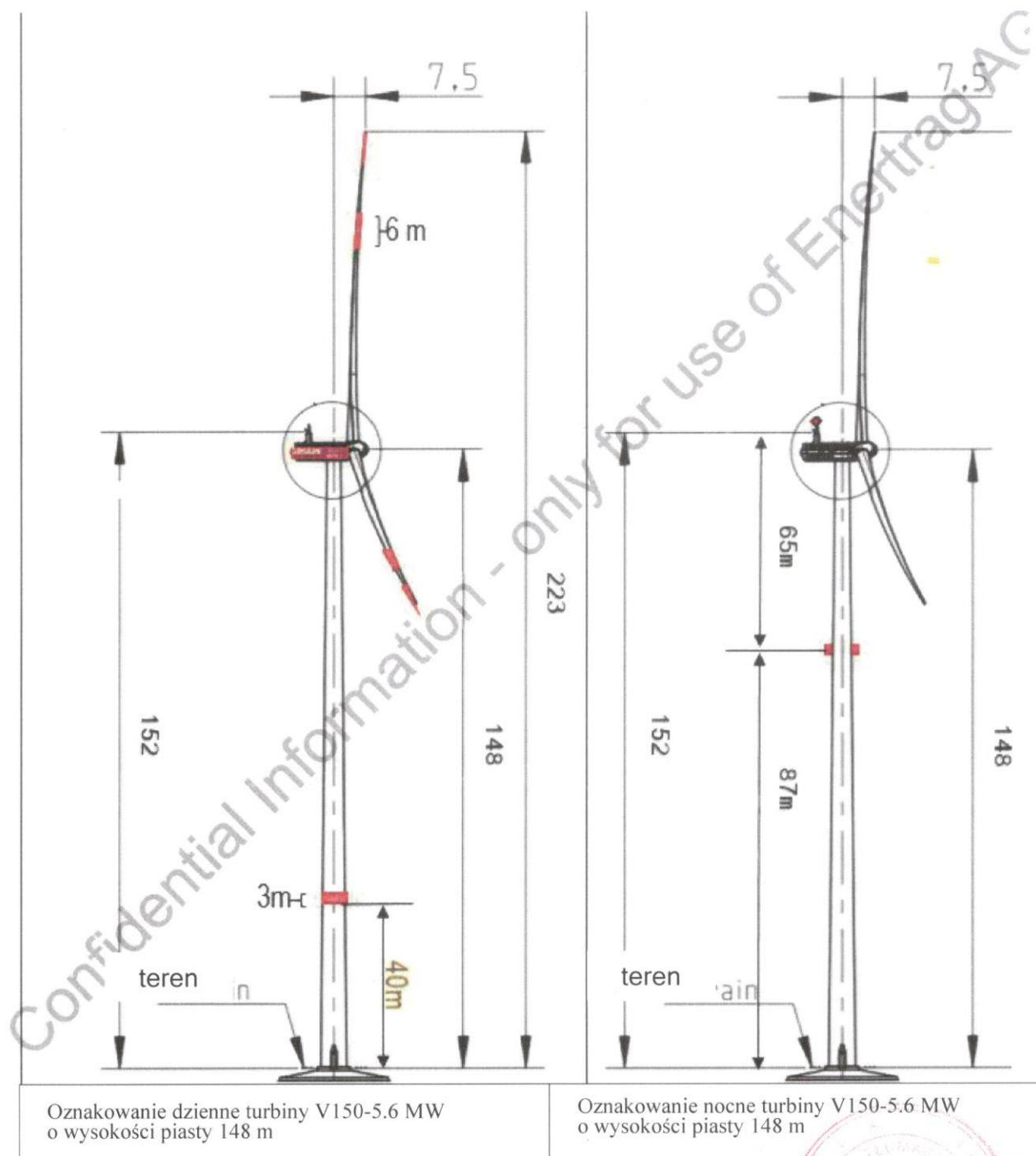
OPIS:  
Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z  
Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)

Strona  
9 z 11

## 2.1.2 Wysokość piasty 148 m (wysokość całkowita 223m)



Uwaga: AVV 2015 określa, że czubki łopat wirnika nie mogą wystawać więcej niż 65m powyżej światła W, czerwonych. Do czasu wejścia w życie nowelizacji AVV o pozwolenie na budowę należy ubiegać się wraz z wnioskiem o pozwolenie na odstępstwo.





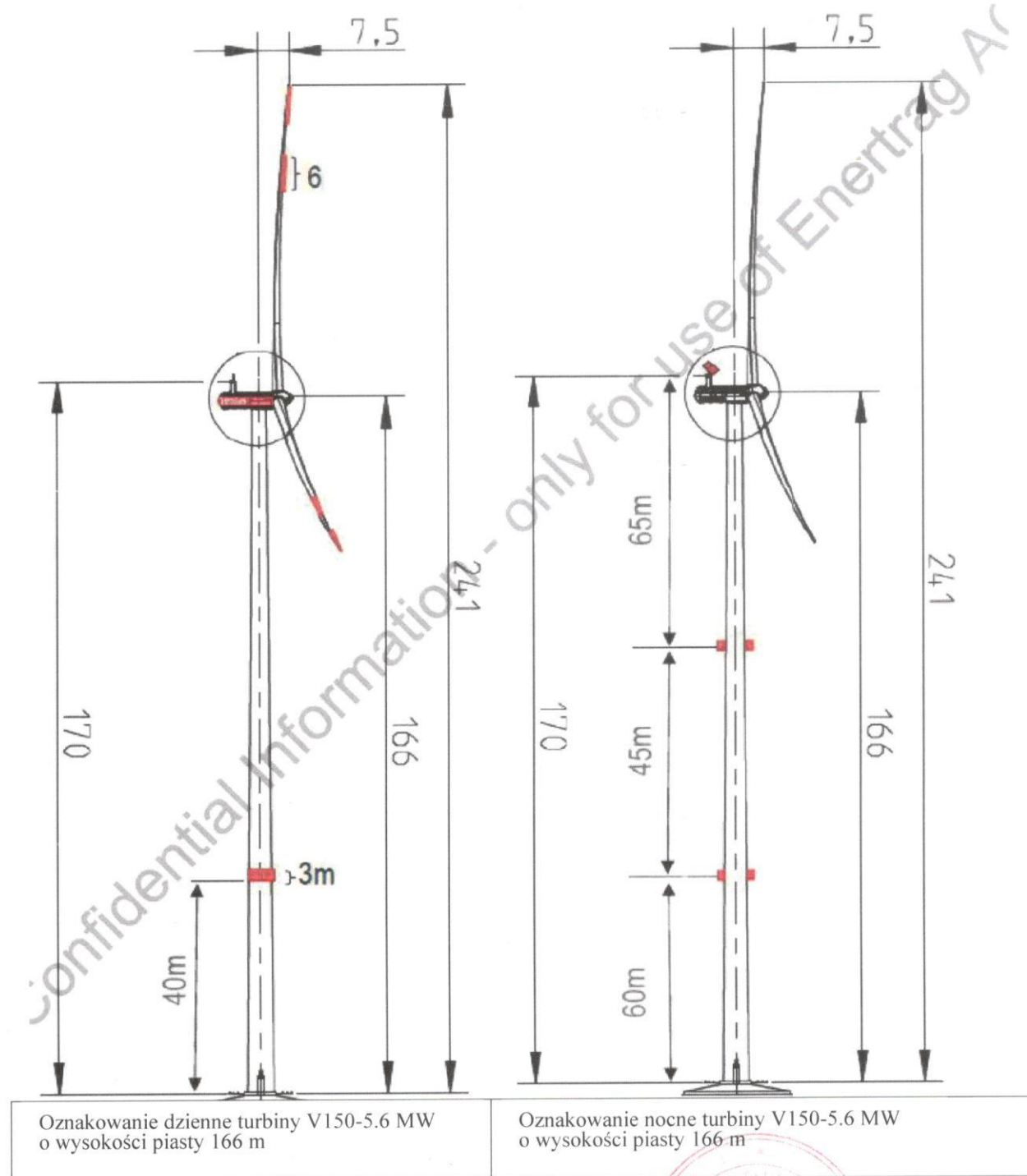
DOKUMENT:	OPIS:
0080-1942.V00	Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)

Strona  
10 z 11

## 2.1.2 Wysokość piasty 166 m (wysokość całkowita 241 m)



AVV 2015 określa, że czubki łopat wirnika nie mogą wystawać więcej niż 65m powyżej światła onych. Do czasu wejścia w życie nowelizacji AVV o pozwolenie na budowę należy ubiegać się wnioskiem o pozwolenie na odstępstwo.



		CONFIDENTIAL
DOKUMENT:	OPIS:	Strona
0080-1942.V00	Światło ostrzegawcze w Niemczech zgodnie z Ogólnym Rozporządzeniem Administracyjnym (AVV)	11 z 11

### 3. Odsyłacze

- [1] Ogólne rozporządzenie administracyjne o oznakowaniu przeszkód lotniczych  
[http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund\\_08052007\\_LF156116410.htm](http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_08052007_LF156116410.htm)  
wgląd: czerwiec 2017
- [2] 0056-6610 Specyfikacja firmy Vestas na temat światła W, czerwonego (światła oznaczenia gondoli)
- [3] 0048-3546 / 0060-8346 / 0060-8347 Specyfikacja firmy Vestas na temat oznaczenia wieży
- [4] 0037-1442 Specyfikacja firmy Vestas na temat odnośnie mierników widzialności
- [5] 0040-8699 Specyfikacja firmy Vestas na temat nieprzerwanego zasilania
- [6] 0059-9922 Stanowisko instytucji FDP w sprawie elementów napisów na czerwonym pasie





Krajowz Wzdyia Budownictwa i Komunikacji  
Wspólny Wyższy Urząd ds. Lotnictwa Berlin-Brandenburgia  
Wydział 41 – ds. Planowania, Środowiska i Spraw Publicznych  
Sekcja 412 – Przeszkody lotnicze, sprawy środowiska i sprawy publiczne  
Mittelstr. 5 / 5a 12529 Schönefeld

**Osoba kontaktowa**  
Franziska Timmler  
Tel.: 039854/6459-229  
[franziska.timmler@enertrag.com](mailto:franziska.timmler@enertrag.com)

Dotyczy

Numer sprawy

**Wniosek zgodnie z § 4 Federalnej Ustawy o ochronie przed immisjami [BlmSchG]  
Budowa i eksploatacja 3 turbin wiatrowych w obrębach Rosow i Neurochlitz  
tu: Wniosek o pozwolenie na odstępstwo zgodnie z pkt. 30 Ogólnego Rozporządzenia  
Administracyjnego o znakowaniu przeszkód lotniczych AVV LFH**

Dauerthal, 16.10.2019

Szanowni Państwo

ENERTRAG Spółka Akcyjna

ENERTRAG Spółka Akcyjna planuje postawić i eksploatować trzy turbiny wiatrowe na obszarze rozwoju energetyki wiatrowej nr 29 "Tantow", w obrębach Rosow i Neurochlitz. W miejscu budowy projektuje się elektrownie typu Vestas V150 - 5,6 MW o średnicy wirnika 150 m i wysokości piasty 166 m (+ 3 m podwyższenia fundamentów). W przypadku turbin przewiduje się redukcję natężenia światła w zależności od widzialności.

Zarząd  
mgr inż. Jörg Müller (prezes) mgr.  
Matthias König  
dr Gunar Hering

W drodze odstępstwa od rozdziału 3 pkt 20.1 Rozporządzenia administracyjnego w sprawie znakowania przeszkód lotniczych (AVV LFH), odległość między światłem oznaczenia gondoli (światło W, czerwone) a nieoświetloną końcówką łopaty ma wynosić więcej niż 65 m, ale mniej niż 80 m.

Rada Nadzorcza  
dr Burkhard Bastuck (przewodn.)  
dr Martin Altmann  
dr Heike Pfitzner  
dr Martin Handschuh  
dr Stephan Döhler  
Matthias Platzeck

W przypadku oznakowania nocnego zamiast wymaganych świateł przeszkodowych na końcówce łopat ma być zastosowane światło W, czerwone. Niniejszym wnioskujemy o zgodę na odstępstwo zgodnie z punktem 30 AVV LFH. W odniesieniu do tego konkretnego przypadku uzasadnienie jest następujące:

Siedziba  
Dauerthal  
Gmina Schenkenberg  
Gut Dauerthal  
17291 Dauerthal

Na działce Tantow zostało już wydane pozwolenie na turbiny inwestora. W ramach planowanego przedsięwzięcia powstaną kolejne trzy turbiny wiatrowe. W przyszłości powstaną kolejne elektrownie wiatrowe ze względu na przydatność terenu pod kątem wietrzności, wykazanej w dokumentach planistycznych regionu.

Rejestr Handlowy  
w Neuruppin HRB 5036

Ze względu na akceptację i zgodnie z życzeniem gminy, w przypadku oznakowania nocnego należy zastosować zależną od widoczności redukcję światła. Ta redukcja natężenia światła może być realizowana tylko za pomocą światła W, czerwonego - zamiast zgodnego z AVV oświetlenia przeszkodowego na końcówkach łopat.

NIP VAT DE 199992116  
NIP 062/121/01638

[www.enertrag.com](http://www.enertrag.com)

Commerzbank  
IBAN:  
DE16 1004 0000 0179 3017 00  
BIC: COBADEFFXXX

Data sporządzenia: 16.10.2019 Wersja 1





W razie pytań jesteśmy do Państwa dyspozycji

Z poważaniem

Jens Christen  
/-/ podpis

