

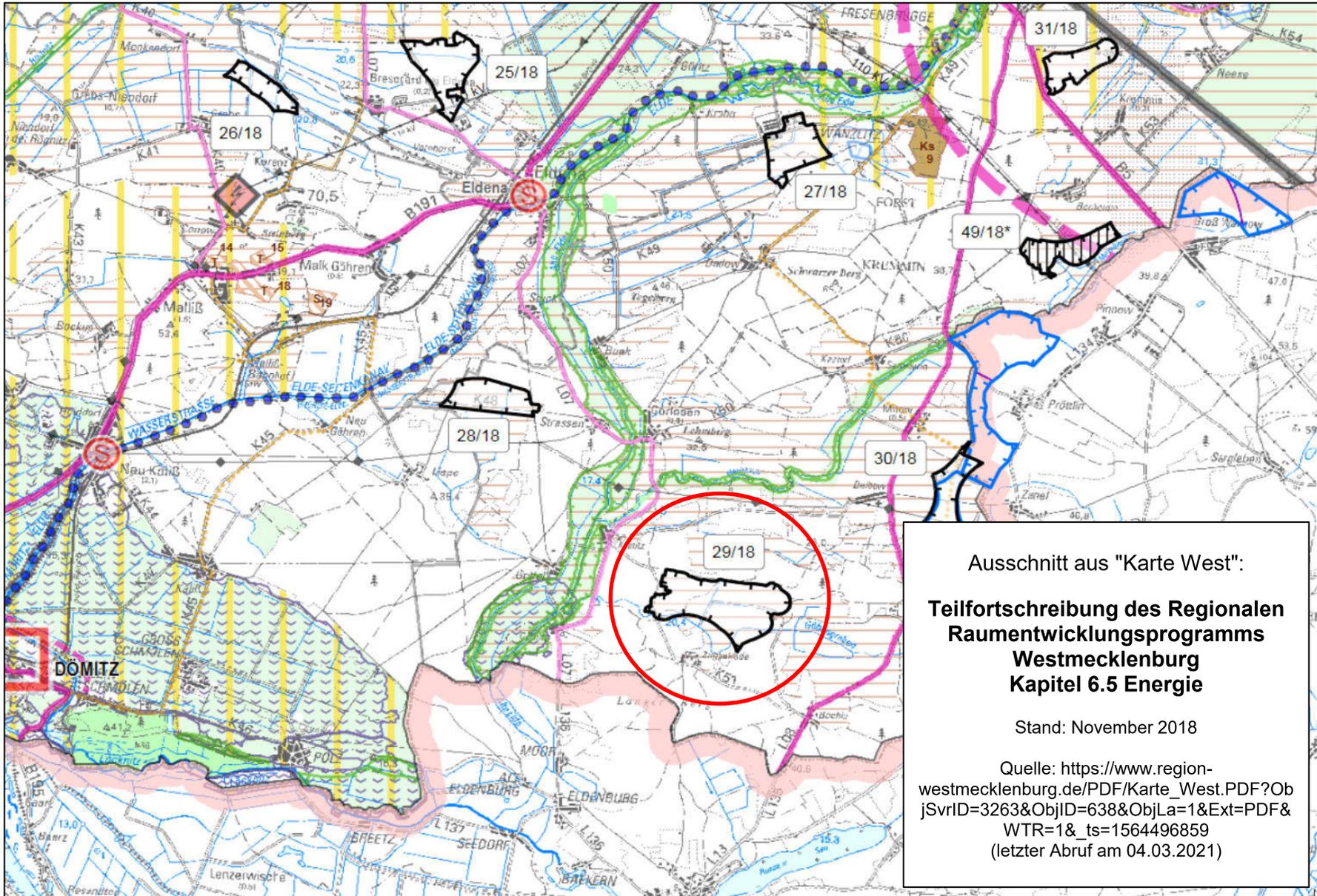
<b>16.1.1 Standorte der Anlagen</b>
-------------------------------------

Anlage Nr.	ETRS-89/UTM Koordinaten		Gauß-Krüger- Koordinaten		WGS-84-Koordinaten		Gemarkung	Flur	Flurstücke
	Ostwert	Nordwert	Rechtswert	Hochwert	Rechts- (Y-) wert	Hoch- (X-) wert			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9999	33263911	5895728							
A001	33263911	5895728	4464551	5891949	53.158495	11.468507	Krinitz	4	3/3
A002	33264314	5895683	4464955	5891921	53.158270	11.474556	Krinitz	4	4
A003	33264661	5895538	4465308	5891791	53.157122	11.479843	Krinitz	4	4
A004	33265199	5895571	4465847	5891846	53.157655	11.487849	Holdseelen	1	9
A005	33265488	5895308	4466144	5891596	53.155423	11.492356	Holdseelen	2	53/1
A007	33266093	5895497	4466740	5891810	53.157385	11.501248	Holdseelen	2	46
A008	33266269	5895120	4466932	5891441	53.154079	11.504151	Holdseelen	2	70
A009	33265987	5894850	4466661	5891159	53.151533	11.500139	Holdseelen	2	78
A010	33263749	5895104	4464415	5891319	53.152825	11.466550	Krinitz	4	12/1
A011	33264081	5895388	4464735	5891617	53.155520	11.471296	Krinitz	4	5/1

**16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung**

Anlagen:

- 16.1.2 # Raumordnung\_Zielabweichung\_Regionalplan.pdf



**16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen**

Anlagen:

- 16.1.3 # 0053-5014\_ Erdung.pdf
- 16.1.3 # 0044-7112.V01-Vestas-Erdungssystem.pdf
- 16.1.3.1 # 0068-3752.V00-Allgemeine-Spezifikation-Eissturz--und-Eisabwurfisiko--sowie-Risikominderung.pdf
- NF12 # 16.1.3.1 # Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennung (VID).pdf
- NF12 # 16.1.3.1 # DNVGL-SE-0439-04314-1-Weidmueller-BLADEcontrol-Ice-Detector-Certification.pdf
- NF12 # 16.1.3.1 # Eiserkennungssystem.pdf
- NF12 # 16.1.3.1 # Stellungnahme zur Option Eiserkennungssystem (0047-8035).pdf
- 16.1.3.2 # 0077-8468.V02-Blitzschutz-und-elektromagnetische-Vertraeglichkeit.pdf
- 16.1.3.3 # Spezifikation Notbeleuchtung.pdf
- NF20 # 16.1.3 # ggf. Nachlaufströmungsgutachten.pdf
- NF02.08 # 16.1.3 # Eiswurfgutachten.pdf

Dieses Dokument gilt ebenfalls für eine V162-5.6MW  
siehe Vorläufige Herstellererklärung 0079-1589 V03

Klasse 1  
Dok.-Nr.: 0053-5014 V00  
2011-06-30

# Vestas-Erdungssystem

Beschreibung eines Erdungssystems für Ankerkorbfundamente

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Vorwort</b> .....	<b>3</b>
1.1	Zugehörige Dokumente .....	4
1.2	Liste der IEC-Normen .....	4
1.3	Grundlegende Konstruktionskriterien und Voraussetzungen .....	4
1.3.1	Blitzschutz .....	4
1.3.2	Mittelspannungssystem .....	5
<b>2</b>	<b>Haupterdungsschiene</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Blitzschutzerdungsanlage</b> .....	<b>9</b>
3.1	Verweis auf IEC-Normen .....	9
3.2	Systembeschreibung .....	10
3.3	Aufbau und Konstruktion.....	11
<b>4</b>	<b>Erdungssystem für Niederspannung</b> .....	<b>12</b>
4.1	Verweis auf IEC-Normen .....	12
4.2	Systembeschreibung .....	12
4.3	Aufbau und Konstruktion.....	12
4.4	Verantwortungsbereich .....	13
<b>5</b>	<b>Erdungssystem für Mittelspannung</b> .....	<b>13</b>
5.1	Verweis auf IEC-Normen .....	13
5.2	Systembeschreibung .....	13
5.3	Aufbau und Konstruktion.....	15
<b>6</b>	<b>Erdung während der WEA-Montage</b> .....	<b>16</b>

## 1 Vorwort

Das Vestas-Erdungssystem besteht aus einzelnen Erdungselektroden, die zu einem gemeinsamen Erdungssystem verbunden sind.

Im vorliegenden Dokument werden das Erdungssystem und der Hintergrund für ein Ankerkorbfundament beschrieben.

Das Vestas-Erdungssystem ist als Sicherheitserdung und Funktionserdung konzipiert.

Das Vestas-Erdungssystem besteht aus den folgenden Teilsystemen:

- Mittelspannungssystem
- Niederspannungssystem
- Blitzschutzsystem
- Fundamenterdung
- Erdung zwischen Windenergieanlagen

Bezüglich des Blitzschutzes der Windenergieanlage fordert Vestas für dieses System keinen bestimmten Widerstand zur Bezugserde. Die Erdung des Blitzschutzsystems ist in der Konstruktion des Vestas-Erdungssystems enthalten.

Ein Teil des Vestas-Erdungssystems ist die Haupterdungsschiene, die sich am Kabeleintritt aller Zuleitungen zur Windenergieanlage befindet. Die Erdungselektroden werden mit der Haupterdungsschiene verbunden. Zusätzlich sind Potentialausgleichsverbindungen an allen Zu- oder Ableitungen der Windenergieanlage installiert.

Die Spezifikationen und die Arbeitsanweisung für das Vestas-Erdungssystem entsprechen den Mindestanforderungen von Vestas und den IEC-Normen. Regionale und nationale Anforderungen können zusätzliche Maßnahmen erforderlich machen.

Wenn aus irgendeinem Grund die Entfernung zwischen den Windenergieanlagen und dem Umspannwerk den Einsatz doppelter Verbindungen wie in Abschnitt 1.3.2 Mittelspannungssystem auf S. 5 dargestellt nicht erlaubt, sind die Anforderungen an das Vestas-Erdungssystem nicht erfüllt. Die Konstruktion und die Konstruktionsgrundsätze, die in diesem Dokument beschrieben werden, sind ungültig. Vestas übernimmt für die Erdungsfunktionalität keine Haftung.

Wenn das Vestas-Erdungssystem in irgendeiner Weise geändert wird, muss durch Fallstudien sichergestellt werden, dass die alternative Konstruktion ausreichend Schutz für die Windenergieanlagen durch Sicherheitserdung und Funktionserdung bietet. Die Konstruktion muss geltende örtliche, nationale und Projektanforderungen einhalten.

## 1.1 Zugehörige Dokumente

Dokumentennr.	Titel
0019-2575	Vestas-Erdungssystem – Fundamenterdung – Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung für Ankerkorbfundamente
0019-2576	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Ankerkorbfundament
961635	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung zur Herstellung der Erdung zwischen Windenergieanlagen
960451	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung zur Herstellung der Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen

Tabelle 1-1: Erforderliche Dokumentation

## 1.2 Liste der IEC-Normen

Die Bauweise des Vestas-Erdungssystems basiert auf und entspricht den Anforderungen der folgenden internationalen Normen und Richtlinien:

- IEC 61400-24. Windenergieanlagen – Teil 24: Blitzschutz.
- IEC 60364-5-54. Zweite Ausgabe 2002-06. Elektrische Anlagen in Gebäuden – Teil 5-54: Auswählen und Montieren von elektrischer Ausrüstung – Erdung, Schutzleiter und Potentialausgleichsleiter.
- IEC 61936-1. Erste Ausgabe 10/2002. Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV – Teil 1: Allgemeine Bestimmungen.

## 1.3 Grundlegende Konstruktionskriterien und Voraussetzungen

In den folgenden Unterkapiteln werden die grundlegenden Konstruktionskriterien und Voraussetzungen beschrieben, mit denen Vestas Wind Systems A/S die Anforderungen der spezifischen Normen erfüllt.

Die Normen erlauben verschiedene Möglichkeiten, die ausgewählt werden können, um festzulegen, wie die Norm erfüllt wird.

### 1.3.1 Blitzschutz

Der Erdungspunkt (das Erdungssystem) ist bezüglich der Blitzschutzanlage und die Windenergieanlagen auf einer „Typ B-Anordnung“ aufgebaut, gemäß IEC 61400-24 Wind turbine – Windenergieanlagen – Teil 24: Blitzschutzsystem, Ziffer 9.4.

Auf der Grundlage der Normen besteht das Vestas-Erdungssystem aus einer Einheit für die Fundamenterde und mindestens zwei horizontalen Erdungselektroden (Verbindungskabel).

Die Normen fordern bezüglich des Blitzschutzes in diesem Erdungssystem keinen Mindestwiderstand zur Bezugserde. Basierend auf der Erfüllung der oben genannten Anforderungen spielen die Bodenverhältnisse um die Windenergieanlage und dem Fundament zwar keine Rolle, entscheidend ist aber die Ausdehnung von Fundament und zusätzlichen horizontalen Erdungselektroden.

Maßnahmen zum Schutz von Personen vor Verletzungen durch Berührungs- oder Schrittspannungen gemäß IEC 61400-24 Ziffer B.3 werden durch die folgenden Maßnahmen abgedeckt:

- Die Ableitungen in der Windenergieanlage sind so ausgelegt, dass die Berührungsspannung auf einem vertretbaren Niveau gehalten wird, um Personen vor Verletzungen zu schützen. Die Ableitungen der Blitzschutzanlage bestehen aus dem gesamten Turmaufbau (natürliche Ableitung), der praktisch einen großen, umfassenden Metallrahmen darstellt.
- Durch Potentialausgleich der Konstruktionen und der umgebenden Erde mittels eines vermaschten Erdungssystems wird die Schrittspannung auf ein unbedenkliches Niveau reduziert, um Personen vor Verletzungen zu schützen. Bei dieser Konstruktion wird dies durch Anschluss des gemeinsamen Erdungssystems mit allen Stahlstäben im Fundament an die Erdverbindungskabel zwischen den Windenergieanlagen erreicht.

### 1.3.2 Mittelspannungssystem

Das Erdungssystem für Mittelspannung für Windenergieanlagen ist ein mehrfach geerdetes System (umfassendes Erdungssystem) gemäß IEC 61936-1. Erste Ausgabe 10/2002. Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV – Teil 1: Allgemeine Bestimmungen.

Das Erdungssystem für Mittelspannung wird als mehrfach geerdetes System bezeichnet, da alle Windenergieanlagen und Umspannwerke über Erdverbindungskabel und konzentrische Kabelschirme oder Erdungskabel miteinander verbunden sind. Dieses bildet einen Teil der Mittelspannungskabel, die ebenfalls mit den Windenergieanlagen dem Umspannwerk verbunden sind.

Durch diese doppelten Verbindungen aller Windenergieanlagen und des Umspannwerks im gleichen Netz ist das Erdungssystem als Rückleitung für Kurzschlussströme im Stromnetz nicht abhängig von der Erde bzw. dem Boden.

Aufgrund dieser Annahme sind die Bodenverhältnisse um die Windenergieanlage und der Widerstand zur Bezugserde des Erdungssystems nicht relevant, da alle Kurzschlussströme durch direkte Verbindungen bekannter Auslegung und Längen abgewickelt werden.

## 2 Haupterdungsschiene

Eine Haupterdungsschiene wird im Turmfuß installiert. Alle Erdungsverbindungen werden direkt mit dieser Schiene verbunden. Zusätzlich werden Potentialausgleichsverbindungen an allen Kabeln oder Kabelschirmen direkt nach Eintritt der Kabel in die Windenergieanlage installiert.

Die Potentialausgleichsverbindungen an allen Kabeln sichern die Einhaltung der strikten Vorgehensweise im Blitzschutzkonzept, das Grundlage der gesamten Blitzschutzanlage für Vestas-Windenergieanlagen gemäß IEC-Normen darstellt. Die Verbindungen werden darüber hinaus auch durchgeführt, um große Stromschleifen im Turm zu vermeiden, die zu gefährlichen Induktionsspannungen in der Steuerung der Windenergieanlage führen können.

Die Haupterdungsschiene wird direkt an den Grundrahmen auf der Rückseite der Schaltanlage, die direkt auf die Fundamentsektion des Turms montiert ist, geschraubt. Die Haupterdungsschiene ist direkt mit dem Turm und allen anderen Metallteilen der Windenergieanlage über zwei 50 mm<sup>2</sup> starke Kupfererdungskabel verbunden.

Die Anordnung der Haupterdungsschiene ist in Abbildung 2-1 auf S. 6 dargestellt. Die Abmessungen der Haupterdungsschiene sind in Abbildung 2-5 auf S. 8 dargestellt.

Die Schaltanlage ist in drei Ausführungen erhältlich: mit zwei, drei oder vier Konsolen. Die Montage der Haupterdungsschiene an die jeweilige Variante ist in Abbildung 2-2 auf S. 7, in Abbildung 2-3 auf S. 7 und in Abbildung 2-4 auf S. 7 dargestellt.

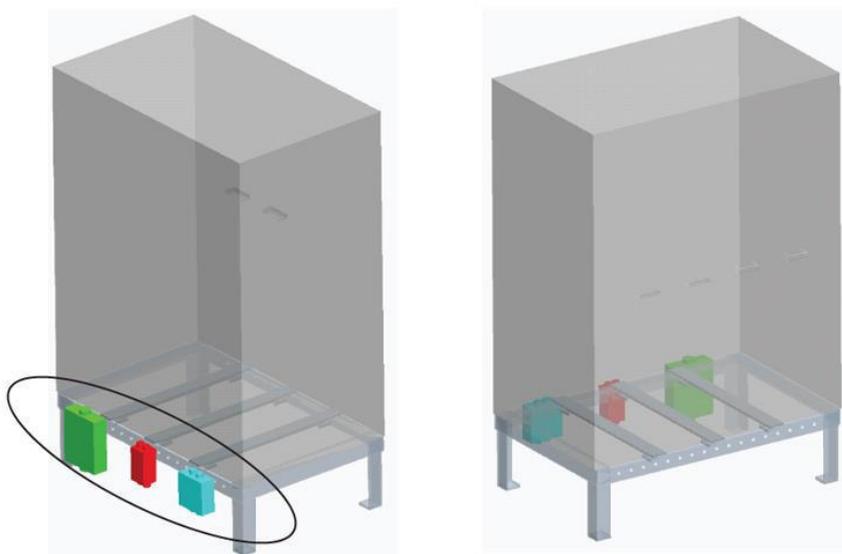


Abbildung 2-1: Positionierung der Haupterdungsschiene auf der Rückseite der Schaltanlage.



Abbildung 2-2: Auf der Rückseite eines Grundrahmens mit vier Konsolen montierte Haupterdungsschiene.



Abbildung 2-3: Auf der Rückseite eines Grundrahmens mit drei Konsolen montierte Haupterdungsschiene.



Abbildung 2-4: Auf der Rückseite eines Grundrahmens mit zwei Konsolen montierte Haupterdungsschiene.

Error! Use the Home tab to apply 标题 1 to the text that you want to appear here.

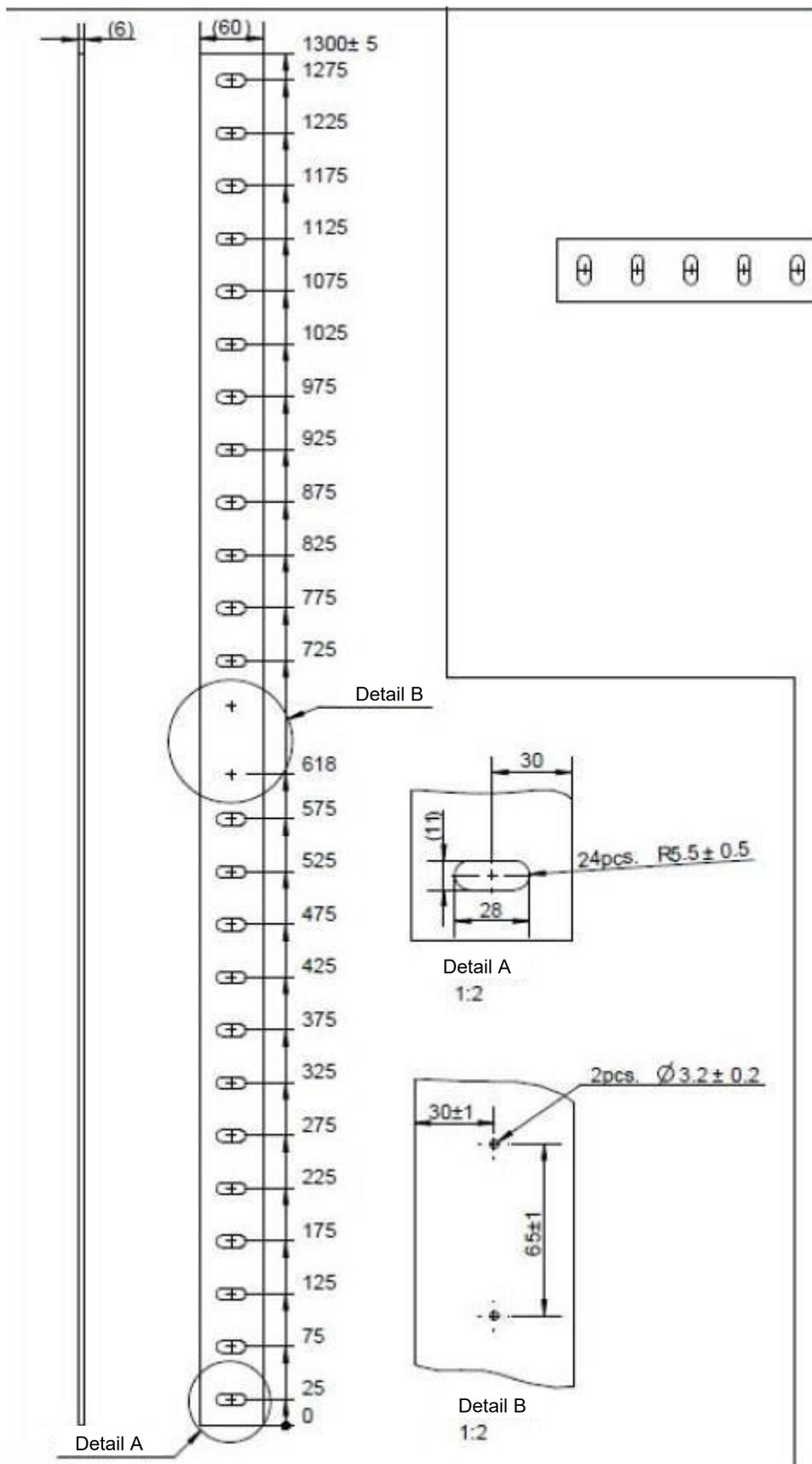


Abbildung 2-5: Abmessungen der Haupterdungsschiene.

Kabelschirme oder konzentrischer Erdungsdraht in allen Mittelspannungskabeln, die in den Turm führen, werden mit der Haupterdungsschiene verbunden. Sie werden direkt am Eintrittspunkt angeschlossen, es sei denn, die Schaltanlage befindet sich auf der unteren Bodenplatte am Eintrittsort der Mittelspannungskabel.

Lichtwellenleiterkabel mit Metallkabelschirmen und anderen metallischen Komponenten sind auch direkt mit der Haupterdungsschiene am Eintrittspunkt verbunden.

Alle konventionellen Kupfersignal-, Kupfersteuer- oder Kupferkommunikationskabel dürfen nur über Überspannungsableiter in die Windenergieanlage führen, die in einem Potentialausgleichskasten direkt an der Haupterdungsschiene verbunden werden.

Alle Niederspannungskabel, die in die Windenergieanlage führen (nicht das Hauptleistungskabel, aber die Versorgung für die Wetterstation, Außenbeleuchtung, Antennen etc.), müssen über Überspannungsableiter in einem Potentialausgleichskasten in die Windenergieanlage geführt werden. Dieser Kasten enthält Überspannungsableiter für die Stromversorgungskabel, die in die Windenergieanlage hinein- oder aus dieser herausführen. Die Anzahl der Potentialausgleichskästen ist abhängig von der Anzahl der Kabel, die in die Windenergieanlage führen.

Eine ausführliche Beschreibung, wie die Kabel und Kabelschirme mit der Haupterdungsschiene verbunden werden, enthält Dokument 961636 „Vestas-Erdungssystem – Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln“.

Lichtwellenleiterkabel ohne metallische Komponenten, die von Vestas freigegeben sind, können in die Windenergieanlage führen, ohne dass sie mit der Haupterdungsschiene verbunden werden müssen.

### 3 Blitzschutzerdungsanlage

#### 3.1 Verweis auf IEC-Normen

Die Konstruktion des Vestas-Erdungssystems basiert auf und entspricht den folgenden internationalen Normen und Richtlinien in Bezug auf Blitzschutzerdungsanlagen:

- IEC 61400-24. Windenergieanlagen - Teil 24: Blitzschutz.

Vestas stellt ein genehmigtes Erdungssystem für Ankerkorbfundamente mit Stahlrohtürmen zur Verfügung.

Die Konstruktionsdokumentation umfasst:

- ein Dokument, das die Fundamenterdung an jedem Windenergieanlagen-Standort beschreibt
- ein Dokument, das die Erdung zwischen den Windenergieanlagen und/oder einem Umspannwerk beschreibt
- ein Dokument, das die Potentialausgleichsverbindungen aller Kabel, die in eine Windenergieanlage führen, beschreibt und
- ein Dokument, das die Anforderungen an ein komplettes Vestas-Erdungssystem beschreibt.

### 3.2 Systembeschreibung

Das im Vestas-Erdungssystem enthaltene Blitzschutzsystem besteht aus den folgenden drei einzelnen Erdungseinheiten:

:

- der Fundamenterdung
- dem Erdverbindungskabel (horizontale Erdungselektrode) für eine einzelne Windenergieanlage
- den verbundenen Erdverbindungskabeln in einem Windpark oder in einem Versorgungsnetz

Die beiden horizontalen Erdungselektroden sollen in verschiedene Richtungen bei einem Winkel von mindestens 90 Grad laufen. Der Abstand zwischen den Windenergieanlagen muss mindestens 80 Meter betragen. Nur die ersten 80 Meter der zwischen den Windenergieanlagen verlaufenden Erdverbindungskabel tragen positiv zur Erdung von Hochfrequenzblitzströmen bei.

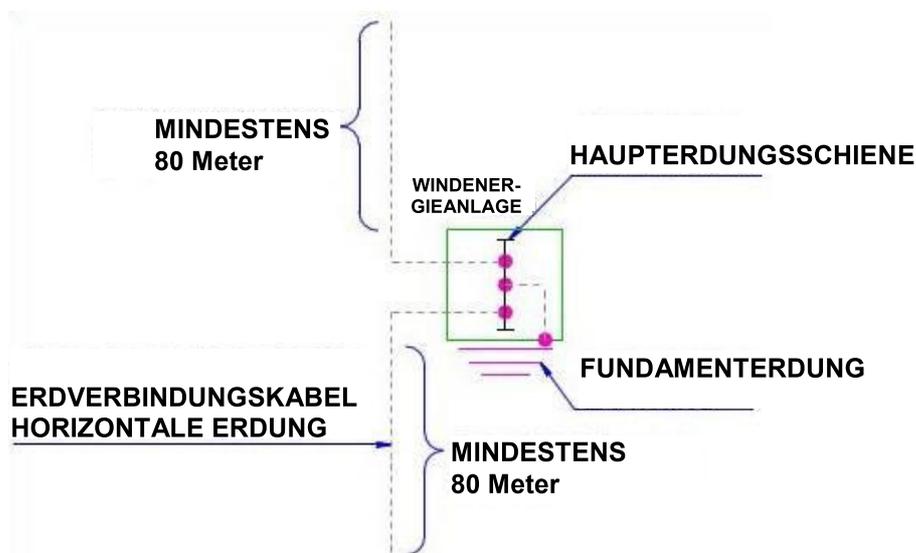


Abbildung 3-1: Schematische Darstellung des Vestas-Erdungssystems.  
 (ZEICHN.-NR. 934675).

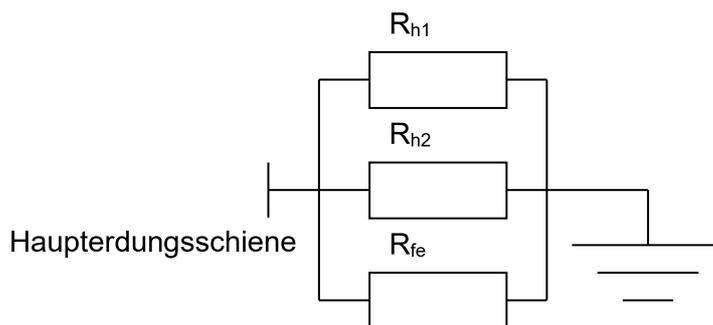


Abbildung 3-2: Ersatzschaltbild des Vestas-Erdungssystems.

- $R_{h1}$  Horizontale Erdung 1.  
 $R_{h2}$  Horizontale Erdung 2.  
 $R_{fe}$  Fundamenterdung

### 3.3 Aufbau und Konstruktion

Das Vestas-Erdungssystem ist als „Typ B-Anordnung“ ausgelegt und basiert auf einer Fundamenterdung und mindestens zwei ergänzenden horizontalen Erdungselektroden. Die Erdungselektroden haben eine Mindestlänge von 80 Metern. Daher bestehen bezüglich des Blitzschutzes in diesem System keine Anforderungen an einen bestimmten Mindestwiderstand zur Bezugserde. Zuweilen fordern lokale Anforderungen aus anderen Gründen einen bestimmten Mindestwiderstand zur Bezugserde. Dieser Punkt wird später beschrieben.

Die Leiter in diesem System bestehen aus unisolierten 50-mm<sup>2</sup>-Kupferkabeln (AWG 1/0) und Stahlbewehrungsstäben im Betonfundament. Alle Verbindungen in diesem System werden doppelt ausgeführt.

Alle Teile des Erdungssystems haben das gleiche galvanische Potential. Auf diese Weise tritt keine galvanische Korrosion im Erdungssystem auf, vorausgesetzt, dass ausschließlich in der Arbeitsanweisung von Vestas spezifizierte Teile in diesem System verwendet werden.

Zusätzliche Erdungselektroden können außerhalb des Fundaments der Windenergieanlage an das System angeschlossen werden. Diese zusätzlichen Erdungselektroden oder Leiter müssen jedoch zum Schutz vor Korrosion aus Kupfer und/oder Edelstahl bestehen.

Die 50-mm<sup>2</sup>-Kupferdrahtseil (AWG 1/0), das in das stahlarmierte Fundament eingebettet wird, wird alle 5 Meter entlang vom Erdungsseil mit Kabelklemmen verbunden, damit eine sichere Verbindung zwischen dem Kupfererdungsseil und den kreuzenden Stahlbewehrungsstäben gewährleistet ist. Das Kupfererdungskabel wird weiterhin an allen kreuzenden Stahlbewehrungsstäben mit Stahldrahtverbindern befestigt.

#### BEMERKUNG

In den folgenden Dokumenten wird die Fundamenterdung bei Windenergieanlagen beschrieben:

- 0019-2575 Fundament des Vestas-Erdungssystems – Arbeitsanweisung zur Fundamenterdung bei Ankerkorbfundamenten  
 0019-2576 Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Ankerkorbfundament.

**BEMERKUNG** In den folgenden Dokumenten wird die Erdung zwischen den Windenergieanlagen beschrieben:

961635	Vestas-Erdungssystem – Erdung zwischen Windenergieanlagen – Arbeitsanweisung zur Herstellung der Erdung zwischen Windenergieanlagen.
960451	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen.

**BEMERKUNG** Für eine ausführliche Beschreibung der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln zu einer Windenergieanlage siehe 961636 „Vestas-Erdungssystem - Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln“.

Diese Beschreibungen enthalten auch die Mindestanforderungen zur Prüfung während und nach den Montagearbeiten.

Alle Erdungsverbindungen und Ableitungen werden mit der Haupterdungsschiene im Turmfuß verbunden. Alle Zuleitungskabel (Kabelschirme) werden auch mit der Haupterdungsschiene verbunden.

Alle metallischen Teile in und in unmittelbarer Reichweite der Windenergieanlage sind sowohl untereinander als auch mit dem Fundamenterdungssystem verbunden. Dadurch werden, wenn im Erdungssystem Ströme auftreten, alle Teile und die umgebende Erde auf das gleiche Potential angehoben. Auf diese Weise kann keine Berührungs- oder Schrittspannung entstehen.

## 4 Erdungssystem für Niederspannung

### 4.1 Verweis auf IEC-Normen

Die Konstruktion des Vestas-Erdungssystems basiert auf und entspricht den folgenden internationalen Normen in Bezug auf Niederspannungssysteme:

- IEC 60364-5-54. Zweite Ausgabe 2002-06. Elektrische Anlagen in Gebäuden – Teil 5-54: Auswählen und Montieren von elektrischer Ausrüstung – Erdung, Schutzleiter und Potentialausgleichsleiter.

### 4.2 Systembeschreibung

Das Vestas-Erdungssystem für das Niederspannungssystem der Windenergieanlage entspricht der Beschreibung in Abschnitt 3.2 Systembeschreibung auf S. 10.

### 4.3 Aufbau und Konstruktion

Der Aufbau und die Konstruktion des Vestas-Erdungssystems für die Niederspannungsanlage an einem Windenergieanlagenstandort entspricht der Beschreibung in Abschnitt 3.3 Aufbau und Konstruktion, S. 11.

## 4.4 Verantwortungsbereich

Vestas ist nicht verpflichtet, Erdungssystemkonstruktionen zu überprüfen und zu genehmigen, die vom Vestas-Erdungssystem abweichen. Vestas lehnt hiermit jegliche Haftung für vom Vestas-Erdungssystem abweichende Konstruktionen ab.

## 5 Erdungssystem für Mittelspannung

### 5.1 Verweis auf IEC-Normen

Die Konstruktion des Vestas-Erdungssystems basiert auf und entspricht den folgenden internationalen Normen in Bezug auf Mittelspannungssysteme:

- IEC 61936-1. Erste Ausgabe 10/2002. Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV – Teil 1: Allgemeine Bestimmungen.

### 5.2 Systembeschreibung

Das Vestas-Erdungssystem für Mittelspannung entspricht bei allen Windenergieanlagen der Beschreibung in Abschnitt 3.2 Systembeschreibung auf S. 10. Jede Windenergieanlage und jedes Umspannwerk sind außerdem wie in Abbildung 5-1, S. 14 und Abbildung 5-2, S. 15 dargestellt über ein Erdverbindungskabel miteinander verbunden.

Dieses Erdverbindungskabel ist sowohl Teil des Erdungssystems als auch Teil des Blitzschutzes der Mittelspannungskabel. Die Kabel verlaufen zwischen den einzelnen Windenergieanlagen und zwischen Windenergieanlagen und Umspannwerken.

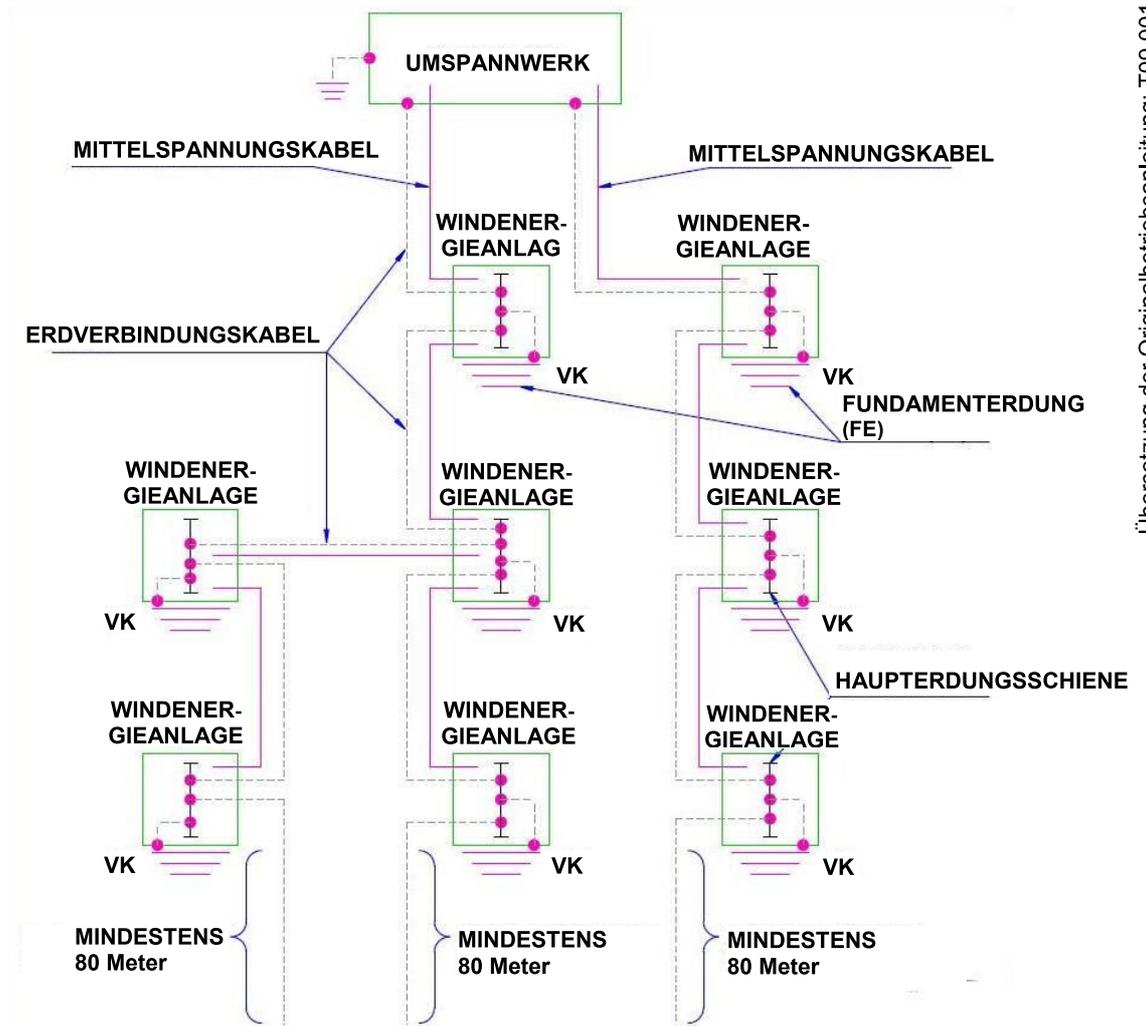


Abbildung 5-1: Schematische Darstellung eines Erdungssystems in einem Stromnetz (Transformator und Schaltanlage in der Windenergieanlage). (ZEICHN.-NR. 934668).

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T09 0014-6511 VER 01

T09 0053-5014 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-04-05 by JAKHR

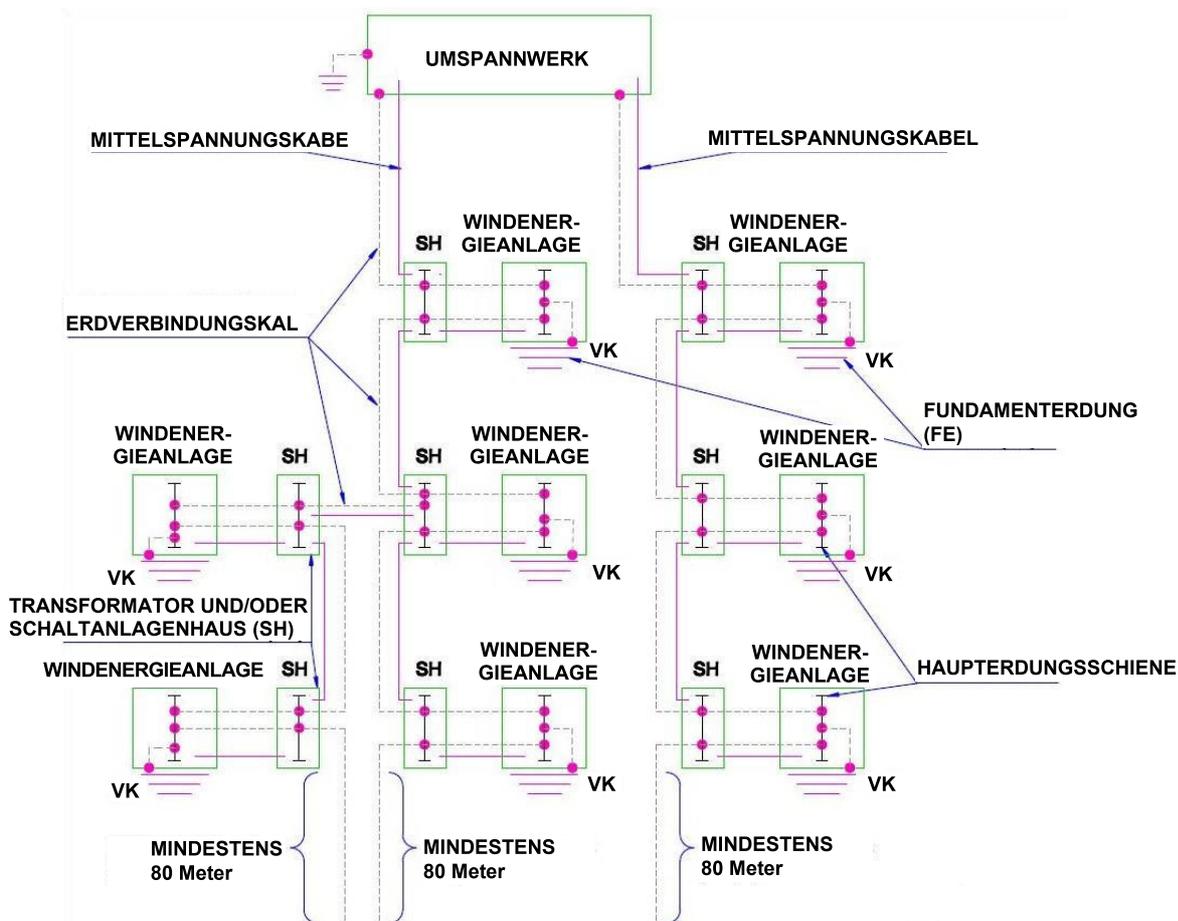


Abbildung 5-2: Schematische Darstellung eines Erdungssystems in einem Stromnetz (Transformator und/oder Schaltanlage außerhalb der Windenergieanlage). (ZEICHN.-NR. 934671).

### 5.3 Aufbau und Konstruktion

Der Aufbau und die Konstruktion des Vestas-Erdungssystems der Mittelspannungsanlage in einer Windenergieanlage entspricht der Beschreibung in Abschnitt 3.3 Aufbau und Konstruktion auf S. 11. Zusätzlich besteht das System aus unisolierten 50-mm<sup>2</sup>-Erdverbindungskabeln (AWG 1/0), die die Windenergieanlagen und wenn möglich das Umspannwerk miteinander verbinden.

Zusätzliche Maßnahmen zur Reduzierung der Schritt- und Berührungsspannung um den Turm und/oder das Schaltanlagen-/Transformatorhaus können auf der Basis von Berechnungen der Erdanschlussströme erforderlich sein. Zusätzliche Erdungselektroden zur Reduzierung der Schritt- und Berührungsspannung können an das Vestas-Erdungssystem außerhalb des Fundaments angeschlossen werden. Es dürfen nur Erdungselektroden aus Kupfer bzw. Edelstahl verwendet werden, um Korrosion zu vermeiden.

## 6 Erdung während der WEA-Montage

Sobald die Erdverbindungskabel mit der Haupterdungsschiene verbunden sind, kann die Fundamenterdung als vorläufige Erdung bei der Montage der Windenergieanlage eingesetzt werden. Die Erdung erfolgt durch Anschluss an die Haupterdungsschiene.

Diese Vorgehensweise gilt für jedes Teil der Windenergieanlage: Rotorblatt, Rotor, Maschinenhaus und Turmabschnitte etc., um auf diese Weise statische Entladungen bei der Montage der Teile an der Windenergieanlage zu vermeiden.

Die Fundamenterdung kann auch verwendet werden, wenn für einen tragbaren Generatorsatz eine Zwischenerdung erforderlich ist.

# Vestas-Erdungssystem

Windenergieanlagen typ	Mk-Version
Alle Vestas-CTR	Alle Mk-Versionen

## Dokumentenhistorie

Rev.-Nr.	Datum	Änderungsbeschreibung
12	08.04.2015	Vorlage und Dokumenttyp aktualisiert

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Abkürzungen und technische Begriffe</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Zweck</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>Einleitung</b>	<b>2</b>
<b>4</b>	<b>Systembeschreibung</b>	<b>3</b>
<b>5</b>	<b>Referenzdokumente</b>	<b>5</b>
5.1	Liste der IEC-Normen	5
5.2	Liste der zugehörigen Dokumente	5
5.3	Referenzdokumente	7
5.3.1	Dokumente für Standardfundamente Typ 1	7
5.3.2	Dokumente für Standardfundamente von Patrick & Henderson	8
5.3.3	Dokumente für in Nordamerika verbreitete Fundamente	9
5.3.4	Dokumente für Offshore-Einzelpfahlgründung	9
5.3.5	Dokumente für Pfahlgründungen von Patrick & Henderson	10
5.3.6	Dokumente für Felsgründungen	10
5.3.7	Dokumente für Ankerkorbfundamente	11

Dieses Dokument gilt ebenfalls für eine V162-5.6MW  
siehe Vorläufige Herstellererklärung 0079-1589 V03

## 1 Abkürzungen und technische Begriffe

Abkürzung	Erläuterung
Keine	

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Begriff	Erläuterung
Keine	

Tabelle 1-2: Erläuterung von Begriffen

## 2 Zweck

Dieses Dokument enthält die technische Beschreibung des Vestas-Erdungssystems

## 3 Einleitung

Das Vestas-Erdungssystem besteht aus einzelnen Erdungselektroden, die zu einem gemeinsamen Erdungssystem verbunden sind.

Das Vestas-Erdungssystem ist als Sicherheitserdung und Funktionserdung konzipiert.

Das Vestas-Erdungssystem besteht aus den folgenden Untersystemen:

- Mittelspannungssystem,
- Niederspannungssystem,
- Blitzschutzsystem,
- Fundamenterdung,
- Erdung zwischen Windenergieanlagen.

In jedem Erdungsdokument werden je nach verwendetem Fundamenttyp verschiedene Arbeitsanweisungen angegeben. Siehe Kapitel 5.2 Liste der zugehörigen Dokumente, S. 5.

Die Blitzschutzfunktion ist in das Vestas-Erdungssystem integriert.

Ein Teil des Vestas-Erdungssystems ist die Haupterdungsschiene, die sich am Kabeleintritt aller Zuleitungen zur Windenergieanlage befindet. Die Erdungselektroden werden mit der Haupterdungsschiene verbunden. Zusätzlich sind an allen ankommenden und abgehenden Kabeln der Windenergieanlage Potenzialausgleichsverbindungen installiert.

Die Spezifikationen und die Arbeitsanweisung für das Vestas-Erdungssystem entsprechen den Mindestanforderungen von Vestas und den IEC-Normen. Regionale und nationale Anforderungen können zusätzliche Maßnahmen erforderlich machen.

## 4 Systembeschreibung

Das Vestas-Erdungssystem für einzelne Windenergieanlagen besteht aus den folgenden beiden einzelnen Erdungsmethoden:

1. Fundamenterdung,
2. Erdverbindungskabel (horizontale Erdungselektrode).

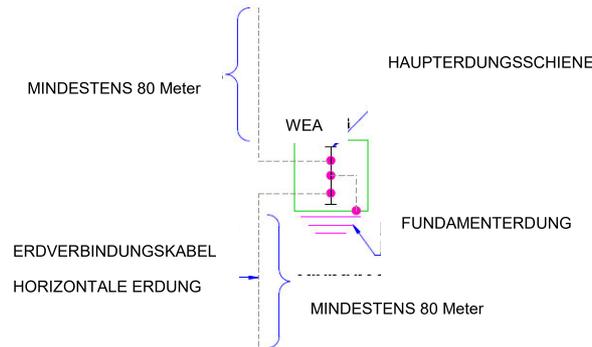


Abbildung 4-1: Vestas-Erdungssystem für eine einzelne Windenergieanlage  
 (Zeichnungsnr.: 934675)

Die Windenergieanlagen in einem Windpark oder Netz von Windenergieanlagen sind zusätzlich mit Erdverbindungskabeln verbunden.

Dieses Erdverbindungskabel ist sowohl Teil des Erdungssystems als auch Teil des Blitzschutzes. Zwischen den einzelnen Windenergieanlagen und dem Umspannwerk verlaufen Mittelspannungskabel.

Vestas-Erdungssystem

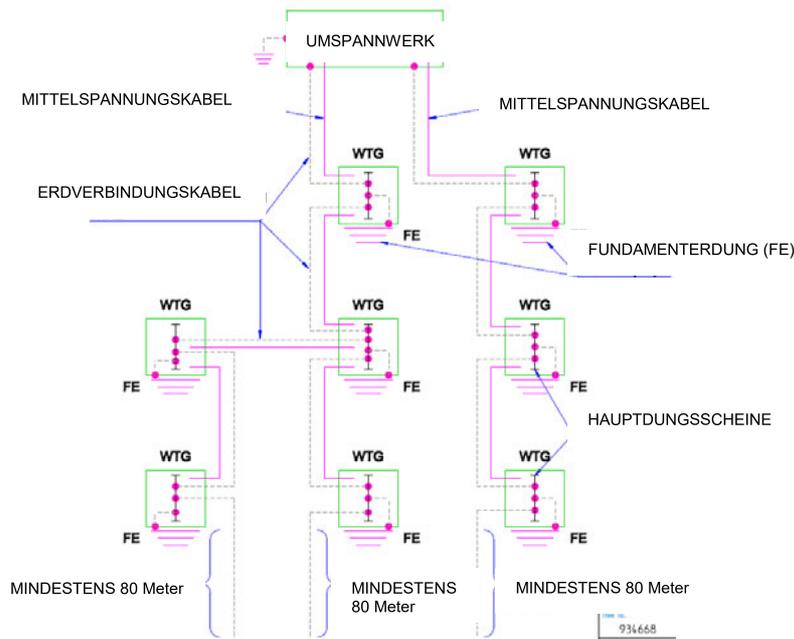


Abbildung 4-2: Erdungssystem in einem Netz (Transformator und Schaltanlage in der Windenergieanlage) (Zeichnungsnr.: 934668)

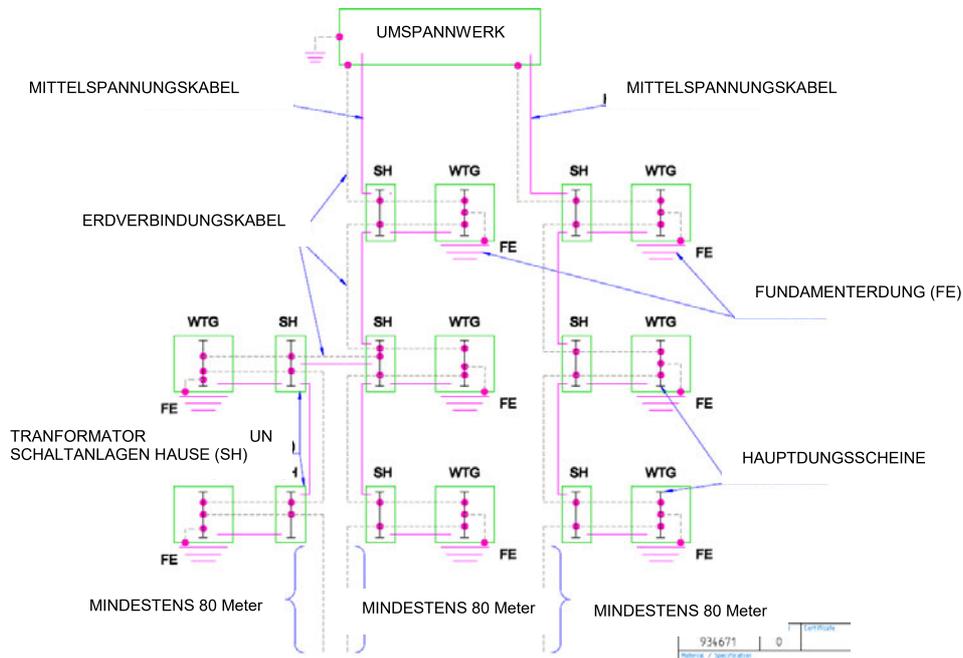


Abbildung 4-3: Erdungssystem in einem Netz (Transformator und/oder Schaltanlage außerhalb der Windenergieanlage) (Zeichnungsnr.: 934671)

## 5 Referenzdokumente

### 5.1 Liste der IEC-Normen

Die Bauweise des Vestas-Erdungssystems basiert auf und entspricht den Anforderungen der folgenden internationalen Normen und Richtlinien:

Dokumentennr.	Titel
IEC 61400-24	Windenergieanlagen - Teil 24: Blitzschutz
IEC 60364-5-54	Zweite Ausgabe 2002-06. Elektrische Anlagen in Gebäuden – Teil 5-54: Auswählen und Montieren von elektrischer Ausrüstung – Erdung, Schutzleiter und Potenzialausgleichsleiter
IEC 61936-1	Erste Ausgabe 2002-10. Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV - Teil 1: Allgemeine Bestimmungen

### 5.2 Liste der zugehörigen Dokumente

In den im nachfolgenden Diagramm aufgeführten Dokumenten wird eine ausführliche Beschreibung des Erdungssystems gegeben. Die Dokumente werden in Abhängigkeit vom Fundamenttyp in verschiedene Modelle eingeteilt.

Nach der Auswahl des zu verwendenden Fundamenttyps sind die zum jeweiligen Fundamenttyp gehörigen Dokumente mit der ausführlichen Beschreibung des Erdungssystems einzusehen. Diese Liste von Dokumenten enthält Arbeitsanweisungen und Spezifikationen zur Qualitätskontrolle.

Im Erdungsüberblickdiagramm sind die zum Vestas-Erdungssystem gehörigen Dokumente angegeben. Siehe Abbildung 5-1, S. 6.

Vestas-Erdungssystem

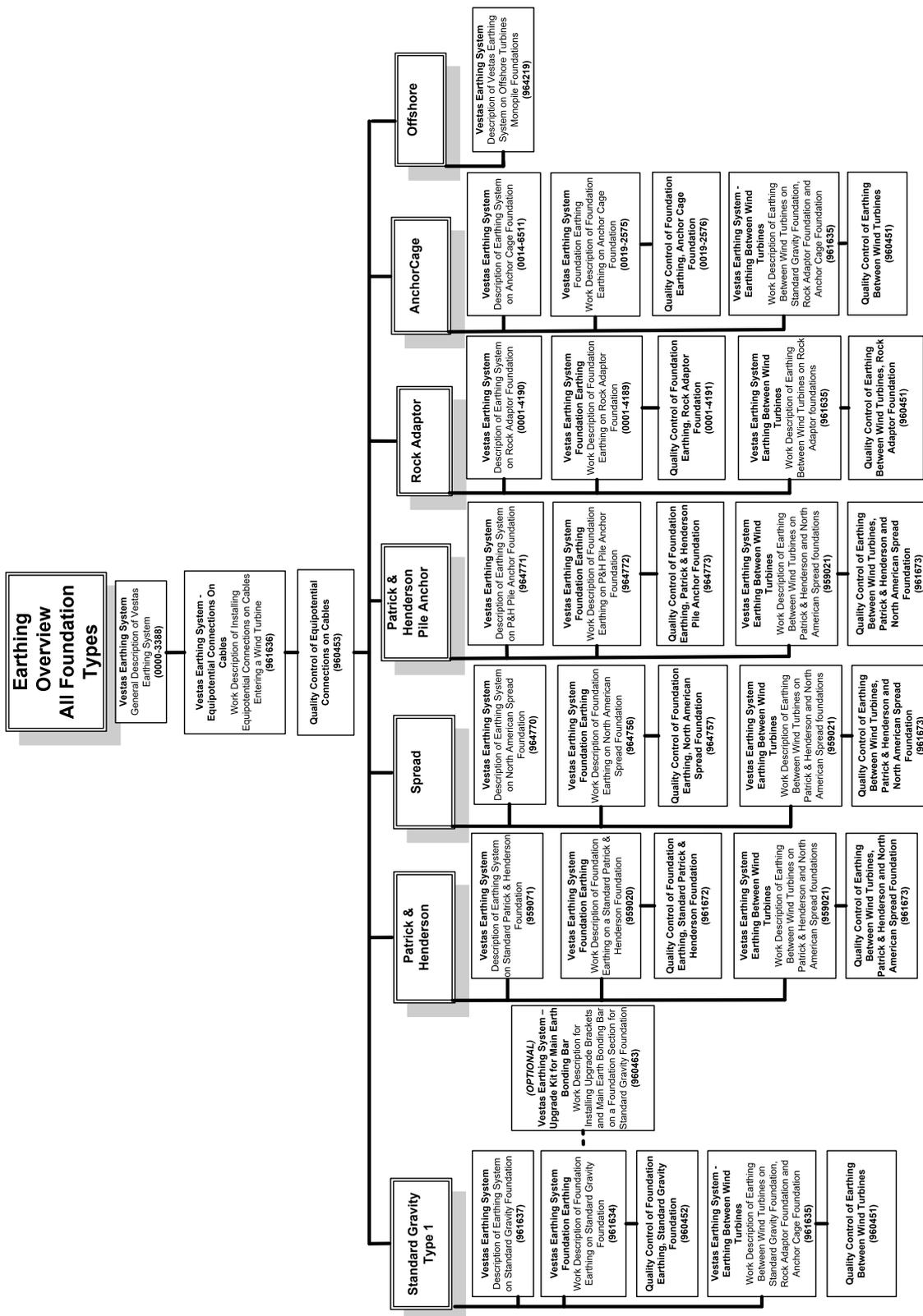


Abbildung 5-1: Erdungsüberblick

## 5.3 Referenzdokumente

### 5.3.1 Dokumente für Standardfundamente Typ 1

Dokumentennr.	Titel
961637	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems bei Standard-Schwerkraftfundamenten
961634	Fundamenterdung. Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung bei Standard-Schwerkraftfundamenten vom Typ 1
960452	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Standard-Schwerkraftfundament
961635	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen.
960451	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für die Installation von Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln, die in Windenergieanlagen eingeführt werden.
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln
961699	Vestas-Erdungssystem, Erdungswiderstandsberechnung

Tabelle 5-1: Referenzdokumente für Standardfundamente vom Typ 1

### 5.3.2 Dokumente für Standardfundamente von Patrick & Henderson

Dokumentennr.	Titel
959071	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems bei Standardfundamenten von Patrick & Henderson
959020	Fundamenterdung. Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung bei Standardfundamenten von Patrick & Henderson
961672	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Standardfundamente von Patrick & Henderson
959021	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen bei Fundamenten von Patrick & Henderson und in Nordamerika verbreiteten Fundamenten
961673	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln
961699	Vestas-Erdungssystem, Erdungswiderstandsberechnung

Tabelle 5-2: Referenzdokumente für Standardfundamente von Patrick & Henderson

**5.3.3 Dokumente für in Nordamerika verbreitete Fundamente**

Dokumentennr.	Titel
964770	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems von in Nordamerika verbreiteten Fundamenten
964756	Fundamenterdung. Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung von in Nordamerika verbreiteten Fundamenten.
964757	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, in Nordamerika verbreitete Fundamente
959021	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen bei Fundamenten von Patrick & Henderson und in Nordamerika verbreiteten Fundamenten
961673	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen.
961636	Potenzialausgleichsverbindungen bei Kabeln, Arbeitsanweisung für die Installation von Potenzialausgleichsverbindungen von Kabeln, die in Windenergieanlagen eingeführt werden
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln
961699	Vestas-Erdungssystem, Erdungswiderstandsberechnung

Tabelle 5-3: Referenzdokumente für in Nordamerika verbreitete Fundamente

**5.3.4 Dokumente für Offshore-Einzelpfahlgründung**

Dokumentennr.	Titel
964219	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Vestas-Erdungssystems für Offshore-Windenergieanlagen mit Einzelpfahlgründung.
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln

Tabelle 5-4: Referenzdokumente für Offshore-Einzelpfahlgründung

### 5.3.5 Dokumente für Pfahlgründungen von Patrick & Henderson

Dokumentennr.	Titel
964771	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems bei Pfahlgründung von Patrick & Henderson
964772	Fundamenterdung. Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung bei Pfahlgründung von Patrick & Henderson
964773	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Pfahlgründungen von Patrick & Henderson
959021	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen bei Fundamenten von Patrick & Henderson und in Nordamerika verbreiteten Fundamenten
961673	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln

Tabelle 5-5: Referenzdokumente für Pfahlgründungen von Patrick & Henderson

### 5.3.6 Dokumente für Felsgründungen

Dokumentennr.	Titel
0001-4190	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems für Felsgründung
0001-4189	Fundamenterdung. Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung einer Felsgründung
0001-4191	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Felsgründungen
961635	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen
960451	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln

Tabelle 5-6: Referenzdokumente für Felsgründungen

**5.3.7 Dokumente für Ankerkorbfundamente**

Dokumentennr.	Titel
0014-6511	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems bei Ankerkorbfundamenten
0019-2575	Vestas-Erdungssystem Fundamenterdung Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung für Ankerkorbfundamente
0019-2576	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Ankerkorbfundament
961635	Vestas-Erdungssystem – Erdung zwischen Windenergieanlagen, Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen
960451	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln

Tabelle 5-7: Referenzdokumente für Ankerkorbfundamente

Restricted  
Dokumentennr.: 0068-3752 V00  
21. Juni 2017

# Allgemeine Beschreibung Eissturz- und Eisabwurfisiko - sowie Risikominderung - V105/V112/V117/V126/V136/V150/V162\*)

\*) 0079-1589.V03-Vorläufige-Herstellererklärung-zur-Gültigkeit-von-bestehenden-Dokumenten-für-die-V162-5.6MW-(0079-1589)



## History of this document

Version no.	Date	Description of changes
0	21.06.2017	Initial version

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Referenzen .....</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Allgemeine Beschreibung .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Vereisungsrisiko .....</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>Minderung des Vereisungsrisikos .....</b>	<b>4</b>
4.1	Management der Windenergieanlagenstandorte.....	4
4.2	Anbringung von Schutzeinrichtungen und optischen Warnungen.....	5
4.3	Sicherheitskonzept für das Bedienpersonal .....	5
4.4	Vestas Ice Detection™ System (Vestas Eiserkennungssystem) .....	6
<b>5</b>	<b>Auswirkungen kalter klimatischer Bedingungen auf die Windenergieanlage .....</b>	<b>8</b>
<b>6</b>	<b>Vestas De-icing™ System (VDS – Vestas Enteisungssystem) .....</b>	<b>9</b>
<b>7</b>	<b>Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse .....</b>	<b>12</b>

Siehe allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse (einschl. Abschnitt 7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse) der vorliegenden allgemeinen Spezifikation.

## 1 Referenzen

Ref.-	Dokumententitel
[1]	<i>Vereisung von Windenergieanlagen und öffentliche Sicherheit – ein quantifizierbares Risiko?</i> Colin Morgan und Ervin Bossanyi, Garrad Hassan, 1996.
[2]	<i>Risikoanalyse für den Eiswurf von Windenergieanlagen.</i> Henry Seifert, Annette Westerhellweg und Jürgen Kröning, DEWI, 2003.
[3]	<i>Windenergieprojekte in kalten Klimagebieten.</i> IEA Wind – Studie der Expertengruppe zu empfohlenen Maßnahmen, 22. Mai 2012
[4]	<i>Windenergieprojekte in kalten Klimagebieten.</i> Tammelin, Cavaliere, Holttinen, Hannele, Morgan, Seifert und Sääntti, 1997.
[5]	<i>Allgemeine Spezifikation VID.</i> Vestas Wind Systems A/S, DMS 0049-7921.
[6]	<i>Allgemeine Spezifikation VDS.</i> Vestas Wind Systems A/S, DMS 0060-8398.

## 2 Allgemeine Beschreibung

Moderne Windenergieanlagen sind große Strukturen mit großen Oberflächenbereichen, an denen sich unter bestimmten atmosphärischen Bedingungen, wie bei Umgebungstemperaturen nahe 0 °C in Kombination mit einer hohen relativen Feuchte und Niederschlägen, Eis bilden und ansammeln kann. Dieser Vorgang unterscheidet sich nicht von dem bei anderen großen Strukturen, wie Übertragungsleitungen, Brücken, Gebäude usw. Die Adhäsion von Eis auf der Oberfläche der Windenergieanlage ändert sich je nach Bildungsbedingungen und Oberflächenzustand. Weil aber Turm, Maschinenhaus, Nabe und Blattoberflächen glatt sind, kann angesammeltes Eis von der Windenergieanlage abgeworfen werden und infolge der Gravitationskraft zu Boden fallen.

Zusätzlich dazu und insbesondere bei den Blättern der Windenergieanlage wird die Eisansammlung beschleunigt, wenn die erforderlichen atmosphärischen Bedingungen vorliegen und die Windenergieanlage sich in Betrieb befindet (z. B. wenn sich der Rotor dreht). Dies geschieht infolge der erhöhten Windkühlung der Blätter während der Drehung. Zusätzlich zur Eisablösung kann eine Eisansammlung an den Blättern auch zum Eiswurf führen, bei dem das Eis nicht nur, je nach Windgeschwindigkeit, näherungsweise vertikal von der Windenergieanlage herabfällt, sondern wegen der Rotationskräfte von den rotierenden Blättern rutscht und in einiger Entfernung von der Windenergieanlage abgeworfen wird. Diese Entfernung hängt von der Rotorgeschwindigkeit, der Windgeschwindigkeit und von der Konstitution der Eisansammlung ab.

Die entsprechenden Sicherheitsaspekte von Eisablösung und Eiswurf müssen während Projektentwicklung, Standortbetrieb und Service berücksichtigt werden.

Der Zweck dieser allgemeinen Beschreibung besteht darin, Informationen über die Risiken zu präsentieren, Empfehlungen dafür anzubieten, wie sich das Risiko mindern lässt, sowie unter anderem zu erklären, welche Optionen für die Windenergieanlagen zur Beeinflussung der Eisleistung und zur Minderung des Eisrisikos zur Verfügung stehen.

## 3 Vereisungsrisiko

Die Bildung und Ansammlung von Eis auf der Struktur der Windenergieanlage ist von den atmosphärischen Bedingungen am Installationsort der Windenergieanlage und vom Betriebsmodus der Windenergieanlage abhängig. Das Herabstürzen akkumulierten Eises von einer Windenergieanlage im Stillstand oder der Eiswurf von einer Windenergieanlage im Betrieb kann durch plötzliche Änderungen der atmosphärischen Bedingungen, beispielsweise von Umgebungstemperatur, Niederschlag, Wind oder Sonneneinstrahlung, verursacht werden.

Außerdem kann er durch eine mechanische Bewegung der Struktur der Windenergieanlage infolge von Vibrationen, Statusänderungen des Betriebsmodus, wie Beschleunigung/Verzögerung, Notstopps usw. hervorgerufen werden, und es ist unmöglich vorherzusagen, wann das diskrete Einzelereignis eines Eissturzes oder Eiswurfs auftritt. Eisstücke, -blöcke, -schichten oder -zapfen können sich lösen und von der Windenergieanlage stürzen oder

herabgleiten, wodurch sie den Bereich direkt unter dem Maschinenhaus und dem Rotor zur Zone des höchsten Risikos machen [1].

Die Zone mit dem zweithöchsten Risiko ist ein kreisförmiger Umgebungsbereich um die Windenergieanlage herum, in dem ein Eiswurf Eisstücke von der Windenergieanlage wegschleudern kann. Obwohl die Windenergieanlage 360 Grad rund um die Vertikalachse des Turms giert, gibt es normalerweise eine vorherrschende Windrichtung für eine gegebene Baustelle und Montagestellfläche, so dass sich das Eiswurfisiko nicht gleichmäßig über die 360 Grad rund um die Windenergieanlage verteilt, sondern in einigen Windsektoren höher als in anderen ist. Eine allgemeine Orientierungshilfe zur Risikoverteilung ist unmöglich, weil sie von den lokalen Bedingungen des jeweiligen Projekts abhängt.

Je nach Voraussetzungen kann die Entfernung, über die Eisstücke von der Windenergieanlage weggeschleudert werden können, bis zu mehreren hundert Metern betragen [1,2]. Alle Personen (die allgemeine Öffentlichkeit oder das Baustellenpersonal), Gebäude, Installationen, Infrastrukturen, Transportausrüstung usw., die von herabstürzenden Eisstücken getroffen werden, können Personen- beziehungsweise Sachschäden erleiden, wenn keine angemessene Schutzmaßnahmen gewährleistet werden.

## 4 Minderung des Vereisungsrisikos

Das Eissturz- und Eiswurfisiko muss während der Projektierung, Projektplanung und Projektgenehmigung sowie während des Windenergieanlagenbetriebs und beim Service berücksichtigt werden. Hierzu gehören insbesondere Windparks, die in dicht besiedelten Gebieten, Erholungsgebieten, in der Nähe von Straßen, Gewerbegebieten usw. errichtet werden.

Vestas hat in den letzten 30 Jahren (bis Juni 2017) mehr als 60.000 Windenergieanlagen in mehr als 40 Ländern errichtet, von denen viele für eine bedeutende Zeitspanne des Jahres Vereisungsbedingungen unterliegen. Aufgrund dieser Praxiserfahrung in Kombination mit den Leitlinien aus bewährten Verfahren der Industriepraxis [3] schlägt Vestas die folgenden Maßnahmen zur Minimierung des Risikos und der Auswirkungen von Eissturz und Eiswurf für frostgefährdete Windparks vor:

### 4.1 Management der Windenergieanlagenstandorte

In der Phase der Standortwahl und des Genehmigungsverfahrens für ein Projekt muss sichergestellt werden, dass sich die einzelnen Windenergieanlagen in einem sicherem Abstand von Bereichen der allgemeinen Öffentlichkeit, Erholungsgebieten bzw. gewerblich genutzten Bereichen, Straßen, Gebäuden, Installationen, Infrastrukturen usw. befinden. Vestas empfiehlt immer eine standortspezifische Risikobeurteilung zum Vereisungsrisiko; sollte dies jedoch nicht möglich sein, dann können allgemeine Richtlinien hierzu nützlich sein.

Die Zertifizierungsstellen DNVGL und DEWI empfehlen die Verwendung der Referenzquelle „Windenergieerzeugung unter kalten klimatischen Bedingungen“ [4], welche folgende Regeln zur Berechnung eines Sicherheitsabstands „d“ für Eissturz beziehungsweise für Eiswurf vorschlägt:

$$\text{Eissturz: } d = v \cdot (D/2 + H) / 15 \text{ und}$$

$$\text{Eiswurf: } d = (D + H) \cdot 1,5;$$

wobei  $d$  = radialer, horizontaler Sicherheitsabstand vom Turm der Windenergieanlage in m,  $D$  = Rotordurchmesser in m,  $v$  = Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe in m/s und  $H$  = Nabenhöhe in m entspricht.

Die standortspezifischen Sicherheitsabstände können von dieser allgemeinen Regel abweichen, je nach Bauweise der Windenergieanlage, Windgeschwindigkeit, Rotorgeschwindigkeit, Blattoberflächenzustand, atmosphärischen Bedingungen und vielen anderen Faktoren. Die Standortwahlbeschränkungen, die sich durch eine Gefährdungsbeurteilung zur Vereisung oder durch diese allgemeine Regel ableiten lassen, können durch den Einsatz eines Eiserkennungssystems an der Windenergieanlage reduziert werden, das ein Abschalten der Windenergieanlage ermöglicht, falls an bestimmten Stellen an der Struktur der Windenergieanlage eine Eisbildung erkannt wird. Der Umfang einer solchen Reduzierung hängt von den örtlichen Bedingungen am betreffenden Ort ab.

## 4.2 Anbringung von Schutzeinrichtungen und optischen Warnungen

Die Abschirmung einer Windenergieanlage oder eines Windparks mit Schutzgittern und Warnschildern kann ein Mittel zur Bereitstellung eines angemessenen Schutzes für das Baustellenpersonal und die allgemeine Öffentlichkeit darstellen [3]. Nur eine volle Zugangsbeschränkung mit einem umgebenden Schutzgitter bietet einen physikalischen Schutz, ist aber für bestimmte Baustellen möglicherweise nicht durchführbar bzw. praktikabel. Daher müssen stets standortspezifische Gefährdungsbeurteilungen mit angemessen skalierten Risikominderungsmaßnahmen durchgeführt werden.

## 4.3 Sicherheitskonzept für das Bedienpersonal

Zugang und Arbeiten in einer Windenergieanlage und ihrer Umgebung unter Vereisungsbedingungen müssen stets auf Basis einer Gefährdungsbeurteilung erfolgen und sollten in ihrem Umfang so weit wie möglich eingeschränkt werden, um das Risiko zu minimieren. Die Verwendung der persönlichen Schutzausrüstung (PSA) ist auch unter Vereisungsbedingungen Pflicht. Angemessene Sicherheitsvorkehrungen für den Zugang zu einer Windenergieanlage unter Vereisungsbedingungen umfassen unter anderem:

- Fernabschaltung der Windenergieanlage
- Windnachführung des Maschinenhauses zur Positionierung des Rotors auf der Seite des Turms, die der Seite mit der Turmtür gegenüber liegt
- Parken von Service-Fahrzeugen und Ablegen von Werkzeugen in einem Abstand von  $d = v \cdot (D/2 + H) / 15$  Metern Entfernung zum Turm
- Fernstarten der Windenergieanlage nach Abschluss der Arbeiten.

#### 4.4 Vestas Ice Detection™ System (Vestas Eiserkennungssystem)

Zur Reduzierung des Risikos von Eiswurf (jedoch nicht von Eissturz) kann die Windenergieanlage fernabgeschaltet werden, wenn das Baustellenpersonal Vereisungsbedingungen und Eisbildung an der Windenergieanlage beobachtet. In der Praxis unterliegen Windenergieanlagen keiner Vor-Ort-Überwachung, weshalb Vestas auch automatische Erkennungs- und Abschloptionen durch Montage eines der herkömmlichen Eisdetektoren auf Maschinenhausbasis, wie dem Goodrich- oder Labkotec-Eiserkennungssystem oder dem Vestas Ice Detection™ System (VID) für Windenergieanlagen, anbietet.

Das Vestas Ice Detection™ System (VID) setzt eine hochmoderne DNV-GL-zertifizierte Sensortechnologie ein, einschließlich einer Vollintegration mit VestasOnline® SCADA für den Betrieb und die Alarmierung. Eine Master-Slave-Funktion wird so angeboten, dass ein einziges Eiserkennungssystem das automatische Abschalten und Wiederanfahen aller Windenergieanlagen in einem Windpark steuern kann. Die Master-Slave-Funktion ist zur Verwendung in jenen Regionen erhältlich, in denen die Vorschriften sie zulassen.

Die Eiserkennung wird in folgenden zwei Varianten angeboten: Ein Maschinenhaus-basiertes System und ein Blatt-basiertes System: Vestas Ice Detection™ System (VID). Obwohl das Maschinenhaus-basierte System einfach ist, bietet es nicht dasselbe Erkennungsniveau wie ein Blatt-basiertes System, weil die Korrelation zwischen der Eisbildung am Maschinenhaus und der am Rotorblatt schwach ist. Aus diesem Grund wird die Maschinenhaus-basierte Eiserkennung nur in einigen Ländern anerkannt. Außerdem verfügt die Maschinenhaus-basierte Eiserkennung nicht über dieselbe DNVGL-Zertifizierung wie das Vestas Ice Detection™ System (VID).

Die Blatt-basierte Eiserkennung ist komplexer. Sie besteht aus einem Beschleunigungsmesser in jedem Rotorblatt, der mit einem in der Nabe angeordneten Steuerschrank (Schaltschrank der Eiserkennung) verbunden ist, welcher wiederum mit der Nabensteuerung der Windenergieanlage verbunden ist. Das System liefert Daten zum Eisansatz am gesamten Rotorblatt und unterbricht den Anlagenbetrieb (Stromerzeugung), sobald bestimmte Bedingungen erfüllt sind. In erster Linie muss ein einstellbarer Schwellenwert für den Eisansatz überschritten sein und die Temperatur weniger als 5 °C betragen.

Zur Eiserkennung am Rotorblatt wird eine Massezunahme des Blattes gemessen. Masseänderungen führen zu Abweichungen bei den Eigenfrequenzen der unteren Modi am Rotorblatt. Durch die Anbringung von Beschleunigungsmessern in allen Rotorblättern überwacht das System kontinuierlich und automatisch die spezifischen Eigenfrequenzen der Rotorblätter. Wenn die erkannten Frequenzabweichungen die vordefinierten Schwellenwerte überschreiten, werden Warn- und Alarmsignale an die Steuerung der Windenergieanlage gesendet.

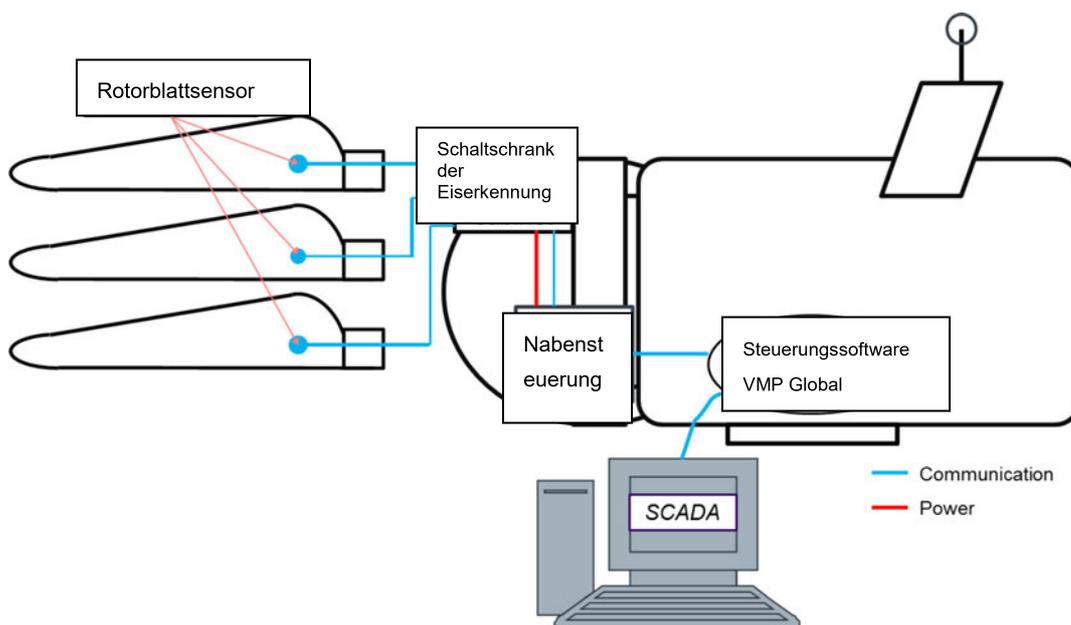
Die Eiserkennungsschwellenwerte auf Basis der erzielbaren Frequenzauflösung des Systems sind auf Standardwerte eingestellt, können jedoch an die örtlichen Klimateigenschaften und Vorschriften angepasst werden, um das Eiswurfisiko weiter zu reduzieren.

Die Eiserkennung wird bei in Betrieb/Stromerzeugung befindlicher Windenergieanlage und im Stillstand kontinuierlich durchgeführt, was zu einer Echtzeiterkennung der Eisbildung an den Rotorblättern führt.

Das Blatt-basierte Eiserkennungssystem sendet kontinuierlich Signale zum Vereisungszustand der Rotorblätter sowie seinen eigenen Systemstatus an die Steuerung der Windenergieanlage. Gemäß diesen Signalen kann die Steuerung die Windenergieanlage im Falle eines Eiswarnungssignals automatisch herunterfahren und auch automatisch wiederhochfahren, nachdem die Eiswarnung aufgehoben wurde. Über die bereitgestellten Signale kann die Steuerung außerdem die Gültigkeit des empfangenen Eisstatussignals überprüfen und entsprechend reagieren.

Nach der Abschaltung der Windenergieanlage wegen einer erkannten Eisbildung setzt das System seine Messungen im Stillstand fort. Daher kann die Abwesenheit von Eis (bzw. das Verbleiben eines unkritischen Eisrests) vor einem Wiederhochlauf der Windenergieanlage bestätigt werden und die Steuerung kann anschließend die Windenergieanlage hochfahren.

Das Layout des Rotorblatt-basierten Eiserkennungssystems wird in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.



Daneben gibt es andere Mittel zur Eiserkennung, beispielsweise die Überwachung des Leistungskurvenabfalls oder die Erkennung von durch die Eisbildung verursachten Rotorblatt-Unwuchten über einen Hauptwellen-Vibrationssensor; da sich ein Eisansatz auf symmetrische Weise bilden kann, löst der Sensor in einer solchen Situation aber keine Warnung aus. Da das Blatt-basierte Eiserkennungssystem von Vestas in jedem Rotorblatt über einen Einzelsensor verfügt, wird eine symmetrische Eisbildung dennoch erkannt.

**WICHTIG** Die Technologie zur Eiserkennung ist immer noch neu und relativ unausgereift, das heißt, dass Eiserkennungssysteme, die eine Abschaltung der Windenergieanlage verursachen, keinen Erkennungsgrad von 100 % gewährleisten können, auch wenn sie eine Zertifizierung haben. Daher darf die Ausrüstung einer Windenergieanlage mit einem Eiserkennungssystem nicht als Garantiemittel zur Verhinderung von Eiswurf betrachtet werden. Sie wird jedoch das Eiswurfisiko reduzieren, was auch von den Behörden in verschiedenen Ländern anerkannt wird.

Wenn eine Eisbildung erkannt und die Auslösungsniveaus überschritten werden, führt die Windenergieanlage folgende Aktionen durch:

1. Eiswarnung an die Steuerung der Windenergieanlage und an VestasOnline® SCADA, jedoch keine Änderung des Betriebsmodus der Windenergieanlage.
2. Eisalarm an die Steuerung der Windenergieanlage und an VestasOnline® SCADA, eine Abschaltung der Windenergieanlage auslösend.
3. Widerruf des Eisalarmstatus, wenn die Vereisungsbedingungen wegfallen und die Masse des Rotorblatts unter den Auslösungsschwellwert abfällt, sowie automatisches oder manuelles Wiederhochlaufen der Windenergieanlage je nach Steuerungseinstellungen.
4. Optional und sofern das Vestas De-Icing™ System (Vestas Enteisungssystem) angeschlossen ist, kann das Eiserkennungssystem die Aktivierung des Enteisungssystems auslösen.

Das Eiserkennungssystem signalisiert der Nabensteuerung, die Windenergieanlage abzuschalten. Wenn das Eiserkennungssystem nicht zur Messung des Eisansatzes in der Lage ist (zum Beispiel aufgrund eines Sensorausfalls), wird die Windenergieanlage automatisch abgeschaltet, sobald die Umgebungstemperatur unter 5 °C sinkt.

In der Steuerung im Turmfuß steht ein 24-V-DC-Ausgang für den Anschluss vom Kunden installierter, externer Einrichtungen (Warnton, Warnleuchte usw.) bereit, um bei Abschaltung der Windenergieanlage durch das Eiserkennungssystem einen entsprechenden Alarm auszugeben.

Zu weiteren Einzelheiten über das Vestas Ice Detection™ System (Vestas Eiserkennungssystem) konsultieren Sie bitte die Allgemeine Spezifikation [5] oder nehmen Sie Kontakt zu Vestas auf.

## **5 Auswirkungen kalter klimatischer Bedingungen auf die Windenergieanlage**

Die in dieser allgemeinen Beschreibung erörterten Windenergieanlagen sind alle so konzipiert, dass sie Überlebenstemperaturen von bis zu -40 °C Kälte und Betriebstemperaturen von bis zu -20 °C Kälte widerstehen können. Ein Niedrigtemperatur-Paket, das einen Betrieb der Windenergieanlage bei bis zu -30 °C Kälte erlaubt, ist als Option erhältlich. Diese Temperaturbereiche gelten unabhängig von Vereisungen.

Eislasten werden in der Bauweise der Windenergieanlage bei den Bemessungslasten gemäß DIBt 2012 berücksichtigt und sind im Lastengutachten widergespiegelt. Die Eislastfälle gemäß DIBt 2012 werden auch auf die IEC-Bemessungslasten angewendet.

Die Windenergieanlage ist standardmäßig mit einem Turmspitzen-Beschleunigungsmesser ausgerüstet, der die Struktur vor Überlasten schützt. Auf ähnliche Weise ist jedes Rotorblatt mit Lastsensoren ausgerüstet, welche die Windenergieanlage stoppen, wenn die Lastverteilung oder das Rotorgleichgewicht nicht innerhalb der Schwellwertgrenzen liegt. Obwohl diese Schutzfunktionen in Kraft sind und die Windenergieanlage vor allen Lastereignissen, einschließlich der Vereisung, schützen, ist nicht zu erwarten, dass diese von Vereisungsereignissen ausgelöst werden, weil es sehr unwahrscheinlich ist, dass der Eisansatz stark genug ist, um die Auslösungsniveaus der Turm- und Rotorblatt-Lastsensoren zu erreichen.

Eine Vereisung an den Windsensoren oder Rotorblättern beeinträchtigt die Energieerzeugung. Die Vereisung der Windsensoren führt zu einer falschen Messung und zu einer dementsprechend falschen Betriebsantwort von der Windenergieanlage, welche die Energieerzeugung negativ beeinflusst. Der Eisansatz an den Rotorblättern beeinträchtigt die Auftriebs- und Luftwiderstandskoeffizienten der Rotorblätter und reduziert die Energieerzeugung.

Um einer Verschlechterung der Energieerzeugung wegen einer Vereisung der Windsensoren entgegenzuwirken, setzt Vestas Heizelemente in den Ultraschall-Windsensoren ein.

Zur Minderung einer Verschlechterung der Energieerzeugung wegen einer Vereisung an den Rotorblättern bietet Vestas das Vestas De-icing™ System (VDS – Vestas Enteisungssystem) an, das im nächsten Abschnitt detaillierter erläutert wird.

## 6 Vestas De-icing™ System (VDS – Vestas Enteisungssystem)

Das Vestas De-icing™ system (VDS) maximiert die Energieproduktion unter eisigen Bedingungen, indem es Luftheizelemente dazu einsetzt, warme Luft durch das Innenvolumen der Rotorblätter zu drücken und so die Oberfläche der Rotorblätter zu erwärmen. Das System mit voller VestasOnline® Scada Integration überwacht fortlaufend die Leistung gemäß Leistungskurve der Windenergieanlage. Über die automatische Steuerung des Systems aktiviert die Windenergieanlage die Enteisung nur dann, wenn sich daraus ein Gewinn in der Netto-Energieerzeugung erzielen lässt.

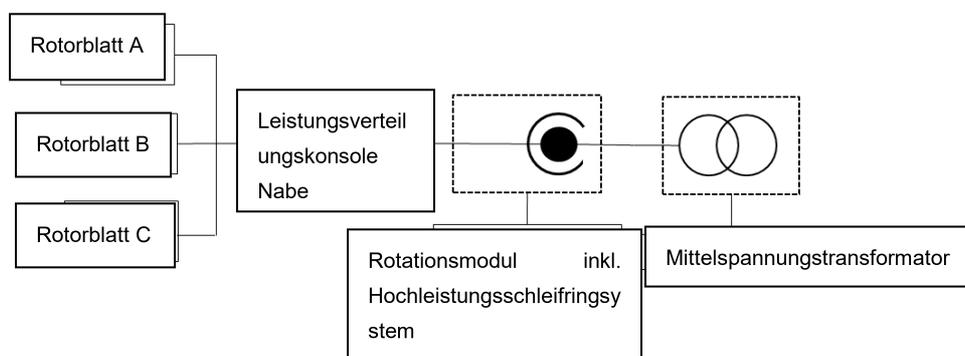
Grundlage für ein Enteisungsrotorblatt ist ein Standard-Rotorblatt, an dem Änderungen vorgenommen werden, die ein Zirkulieren der warmen Luft im Inneren der Rotorblatthohlräume ermöglichen. Darüber hinaus wird eine Heißluftsystem-Einheit (Hot Air Installation, HAI) in die Blattwurzel jedes Rotorblatts integriert. Die HAI-Einheit besteht aus Leitungen, einem Gebläseaggregat und Heizelementen. Luftein- und -auslass des HAI sind über eine flexible Leitung mit den Blatthohlräumen in den Enteisungsblättern verbunden. Um optimale Effizienz sicherzustellen, ist das Vestas De-Icing™ System zur Enteisung des äußeren Drittels der gesamten Profildicke des Windenergieanlagenblatts und der verbleibenden zwei Drittel der Vorderkante in Richtung Spitze konzipiert.

**WICHTIG**

Das Vestas De-icing™ System ist zur Verbesserung der Energieproduktion der Windenergieanlage unter kalten klimatischen Bedingungen konzipiert und stellt eine Maßnahme zur Leistungsverbesserung dar. Es ist nicht zur Beseitigung oder Reduzierung der Eissturz- und Eiswurfisiken vorgesehen.

Alle mechanischen und elektrischen Bauteile des Systems sind von der Nabe der Windenergieanlage und von den Blattwurzeln selbst zugänglich, was es aus der Serviceperspektive gesehen erleichtert, das System zu warten. Bei dem Gebläse und den Heizelementen handelt es sich um Teile, die gewartet werden müssen und die sich einzeln von dem HAI entfernen lassen. Der Service kann in den jährlichen Serviceplan für die Windenergieanlage gebündelt werden.

Das Enteisungssystem entnimmt seine Stromversorgung direkt aus dem Mittelspannungstransformator. Die Anordnung des VDS-Stromversorgungssystems ist in der Abbildung unten dargestellt:



Das VDS kann über VestasOnline® SCADA für eine automatische Aktivierung konfiguriert werden, wobei die zusätzliche Option einer manuellen Aktivierung durch einen VestasOnline®-SCADA-Benutzer besteht. Die automatische Aktivierung basiert auf einem Leistungskurvenabfall-Algorithmus, in dem die aktuelle Stromleistung der Windenergieanlage mit einer zuvor definierten WEA-spezifischen Referenzkurve verglichen wird, die von Vestas bereitgestellt wird. Wird ein Abfall der WEA-Leistung gegenüber der Referenzkurve festgestellt, wird ein Enteisungsbefehl an die Windenergieanlage gesendet, vorausgesetzt, dass sämtliche Sicherheitsprüfungen und Prüfungen des Betriebsbereichs der Windenergieanlage positiv ausgefallen sind.

Die Referenzkurve kann so konfiguriert werden, dass sie der individuellen Leistung der Windenergieanlage entspricht; sie beruht auf Daten aus eisfreien Perioden.

Das Niveau eines Leistungskurvenabfalls, bei dem im System ein Enteisungsbefehl ausgelöst wird, lässt sich einstellen. Das Gleiche gilt für die Windgeschwindigkeit und die maximale Umgebungstemperatur, bei der eine automatische Auslösung erfolgen kann. Das Niveau des Abfalls kann für individuelle Windgeschwindigkeitsintervalle konfiguriert werden, um niedrigere Auslösewerte bei geringen Windgeschwindigkeiten zuzulassen und auf diese Weise die erhöhte statistische Varianz in der Leistungskurve auszugleichen.

Zusätzlich zur Aktivierung über VestasOnline® SCADA kann das VDS auch lokal in der Windenergieanlage über das Bedienfeld der Windenergieanlage aktiviert werden.

Die Windenergieanlage wird während eines Enteisungszyklus angehalten, und der Rotor wird zum Stillstand gebracht. Alle drei Rotorblätter werden gleichzeitig beheizt.

Der Betriebsablauf des VDS gestaltet sich wie folgt:

1. Durch die auf der Leistungskurve basierende Eiserkennung (Power Curve based Ice Detection, PCID), die über das VestasOnline®-SCADA-System betrieben wird, wird ein Abfall der WEA-Leistung auf ein Niveau unterhalb einer festgelegten Grenze festgestellt.
2. Das VestasOnline®-SCADA-System auf Parkebene sendet einen Enteisungsbefehl an die Windenergieanlage.
3. Aufgrund des Enteisungsbefehls startet die Windenergieanlage ihren Enteisungszyklus.
4. Nach Abschluss des Enteisungszyklus kann die Windenergieanlage manuell oder automatisch wieder in Betrieb gesetzt werden (Kundeneinstellung).

Das Enteisungssystem kann nur aktiviert werden, wenn die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- Umgebungstemperatur zwischen -15 °C und +7 °C.
- Windgeschwindigkeit unter 13 m/s.

Eine automatische Aktivierung des Enteisungssystems lässt innerhalb von 24 Stunden nur drei Enteisungszyklen zu; eine manuelle Aktivierung kann jedoch öfter vorgenommen werden.

Zu weiteren Angaben über das Vestas De-icing™ System und den Betriebsbereich konsultieren Sie bitte die Allgemeine Spezifikation [6] oder nehmen Sie Kontakt zu Vestas auf.

## 7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse

- © 2017 Vestas Wind Systems A/S. Das vorliegende Dokument wurde von Vestas Wind Systems A/S und/oder einer seiner Tochtergesellschaften (Vestas) erstellt und enthält urheberrechtlich geschütztes Material, Markenzeichen und andere geschützte Informationen. Alle Rechte vorbehalten. Das Dokument darf ohne vorherige schriftliche Erlaubnis durch Vestas Wind Systems A/S weder als Ganzes noch in Teilen reproduziert oder in irgendeiner Weise oder Form – sei es grafisch, elektronisch oder mechanisch, einschließlich Fotokopien, Bandaufzeichnungen oder mittels Datenspeicherungs- und Datenzugriffssystemen – vervielfältigt werden. Die Nutzung dieses Dokuments über den ausdrücklich von Vestas Wind Systems A/S gestatteten Umfang hinaus ist untersagt. Marken-, Urheberrechts- oder sonstige Vermerke im Dokument dürfen nicht geändert oder entfernt werden.
- Das vorliegende Dokument – die allgemeine Beschreibung – stellt kein Verkaufsangebot dar und enthält keinerlei ausdrückliche oder stillschweigende Gewährleistungen, Garantien, Versprechen, Verpflichtungen und/oder Zusicherungen von Vestas in Bezug auf die Auswirkungen von Vereisungsereignissen auf die Leistung und strukturelle Integrität der Windenergieanlage. Solche werden hiermit ausdrücklich von Vestas abgelehnt.
- Bilder und Illustrationen im vorliegenden Dokument können vom tatsächlichen Design abweichen.
- Das VID-System trägt zur Minderung der Gefahr von Eiswurf bei, ist jedoch nicht für die Minderung der Gefahr von Eissturz oder Eisabfall und/oder Eissturz vorgesehen. Sollte der Empfänger das System für solche Zwecke benutzen oder sich diesbezüglich darauf verlassen, tut er dies auf eigene Gefahr. Der Kunde trägt die alleinige Verantwortung in Bezug auf durch den Betrieb der Windenergieanlage und den Betrieb des VDS verursachten Eiswurf, Eisabfall und/oder Eissturz.
- Das VDS dient nicht zur Minderung des Risikos von Eiswurf, Eisabfall und/oder Eissturz. Sollte der Empfänger das System für solche Zwecke benutzen oder sich diesbezüglich darauf verlassen, tut er dies auf eigene Gefahr. Der Kunde trägt die alleinige Verantwortung in Bezug auf das Risiko von durch den Betrieb der Windenergieanlage und den Betrieb des VDS verursachtem Eiswurf, Eisabfall und/oder Eissturz.
- Für das VID-System weisen die tatsächlichen Vereisungs- und Standortbedingungen viele Variablen auf (zum Beispiel Eisstürme oder Eis infolge von Reifablagerungen) und diese Unterschiede können beim Vergleich mit dem Schwellenniveau im VID-System eine Auswirkung auf die Leistung des VID-Systems haben.
- Für das VDS-System weisen die tatsächlichen Klima- und Standortbedingungen viele Variablen auf und müssen bei der Bewertung der VDS-Leistung berücksichtigt werden. Die Auslegungs- und Betriebsparameter sowie das geschätzte Leistungskurvenniveau stellen keine Garantien, Gewährleistungen und Zusicherungen bezüglich der VDS-Leistung an tatsächlichen Standorten dar.

Eingeschränkt  
Dokument-Nr.: 0051-2750 V10  
30. April 2020

# Allgemeine Spezifikation

## Vestas Eiserkennungssystem (VID)

V105/V112/V117/V126/V136-3.45/3.6 MW 50/60 Hz

V117/V136/V150 – 4.0/4.2MW 50/60Hz

V150/V162 – 5.6MW 50/60Hz



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Referenzen .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Allgemeine Beschreibung .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Mechanische Konstruktion .....</b>	<b>5</b>
3.1	Rotorblätter .....	5
3.2	NABE .....	5
<b>4</b>	<b>Elektrisches System .....</b>	<b>5</b>
4.1	Spannungsversorgung .....	5
4.2	Elektrische Daten des VID-Systems .....	6
4.3	Unterbrechung der Stromversorgung .....	6
<b>5</b>	<b>WEA-Schutzsysteme .....</b>	<b>6</b>
5.1	Blitzschutz von Rotorblättern, Maschinenhaus, Rotorblattnabe und Turm .....	6
5.2	EMV-System .....	6
5.3	Windenergieanlagen .....	6
<b>6</b>	<b>Betriebsstrategie, Betriebsbereich und Leistungsmerkmale .....</b>	<b>6</b>
6.1	Aktivierung des VID-Systems .....	6
6.2	Betriebsstrategie .....	7
6.3	Über VestasOnline® SCADA verfügbare Daten .....	8
<b>7</b>	<b>Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse .....</b>	<b>9</b>

**Siehe allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse (einschl. Abschnitt 7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse) der vorliegenden allgemeinen Spezifikation**

## 1 Referenzen

Ref.	Dokumententitel
[1]	13. Windenergieprojekte in kalten Klimagebieten. IEA Wind – Studie der Expertengruppe zu empfohlenen Maßnahmen, 22. Mai 2012
[2]	RISK ANALYSIS OF ICE THROW FROM WIND TURBINES (Risikoabschätzung des Eisabwurfs von Windenergieanlagen). Henry Seifert et al, DEWI, Deutsches Windenergie-Institut GmbH
[3]	0047-7240 „GL75172_BR_BLADEControl_Vestas_GA“ der Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH
[4]	„MERKBLATT für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen in Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG“ der Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord, Rheinland-Pfalz.
[5]	0050-7583 Beschreibung des Weidmüller-Eiserkennungssystems
[6]	TSS VID Weidmüller Anlagenüberwachung

## 2 Allgemeine Beschreibung

Bei dem optionalen Vestas Eiserkennungssystem (VID) handelt es sich um ein komplett in die Windenergieanlage integriertes System, das den Anlagenbetrieb (Stromerzeugung) unterbricht, wenn sich auf den Rotorblättern eine Eisschicht bildet (Eisansatz) und bestimmte weitere Bedingungen erfüllt sind. Dies dient zur Verringerung der Gefahr von Eisabwurf [4]. Erst wenn die Vereisung beseitigt ist, geht die Windenergieanlage wieder in Betrieb oder kann manuell wieder in Betrieb gesetzt werden.

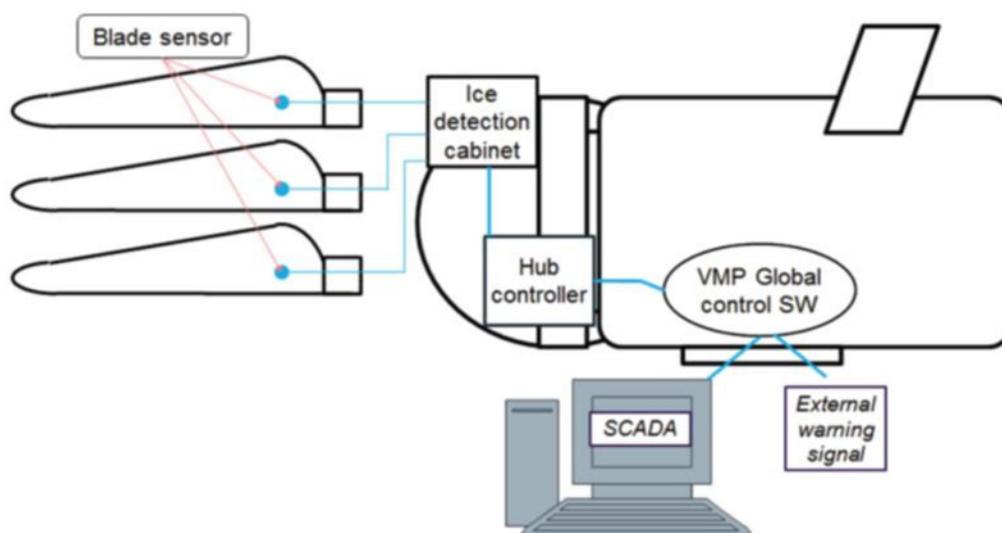


Abbildung 1: Systemübersicht

Sie besteht aus einem bzw. zwei Sensoren in jedem Rotorblatt, die mit einem in der NABE angeordneten Schaltschrank (Schaltschrank des Eiserkennungssystems) verbunden sind, welcher wiederum mit der NABENSTEUERUNG der Windenergieanlage verbunden ist.

Die Rotorblattsensoren messen die Schwingungsfrequenzen des Rotorblatts, diese werden vom System überwacht. Eisansatz verändert die Grundfrequenzen.

Das System liefert Daten zum Eisansatz und unterbricht den Anlagenbetrieb (Stromerzeugung), sobald bestimmte Bedingungen erfüllt sind. In erster Linie muss der in [5] festgelegte Schwellenwert für den Eisansatz überschritten sein und die Temperatur weniger als 5 °C betragen.

Eisabwurf findet statt, wenn durch die Fliehkraft Eis von den Rotorblättern geschleudert wird, Eissturz hingegen, wenn die WEA still steht. Als Drehung gilt > 2 U/min.

Die Daten des Schaltschranks des Eiserkennungssystems werden an die WEA-Steuerung übertragen.

Das Vestas Eiserkennungssystem (VID) leitet nach erfolgreicher Inbetriebnahme automatisch eine Kalibrierung ein, um das Vestas Eiserkennungssystem an die spezifische Windenergieanlage anzupassen. Die Kalibrierung läuft normalerweise zwei Tage lang im Hintergrund, bis sie vollständig durchgeführt wurde. Nach diesem Zeitraum ist das Vestas Eiserkennungssystem vollständig einsatzbereit. Die normale Kalibrierung kann nur bei einer Umgebungstemperatur von über +5 °C durchgeführt werden. Falls eine Kalibrierung erforderlich ist, die Temperaturen jedoch unter 5 °C liegen, muss gemeinsam mit dem Lieferanten des Vestas Eiserkennungssystems eine manuelle Kalibrierung durchgeführt werden.

Das VID-System ist derzeit für bestimmte Markversionen von Vestas-Windenergieanlagen erhältlich: für Windenergieanlagen der Typen V105/V112/V117/V126/V136 3.45/3.6MW, V117/V136/V150 4.0/4.2MW und V150/V162 5.6MW. Sollten Sie Fragen zur Verfügbarkeit des Systems für eine bestimmte Windenergieanlage haben, wenden Sie sich bitte an einen Repräsentanten von Vestas. Die entsprechenden allgemeinen Spezifikationen für die jeweilige 3.45/3.6-MW-Windenergieanlage sind in den Referenzen in Abschnitt 1 zu finden.

### 3 Mechanische Konstruktion

#### 3.1 Rotorblätter

Die Versionen der Standardrotorblätter für die VID sind V105/112/V117/V126/V136, V117/V136/V150 und V150/V162. In diesen Standardrotorblättern sind ein bzw. zwei Sensoren montiert.

#### 3.2 NABE

Der Schaltschrank der Eiserkennung ist innerhalb der NABE angeordnet und mit dem Steuerschrank der NABENSTEUERUNG sowie mit den Sensoren in den Rotorblättern verbunden.

### 4 Elektrisches System

Das VID-System ist optional und basiert auf der standardmäßigen Elektrik der Windenergieanlage.

#### 4.1 Spannungsversorgung

Das VID-System wird mit 24 V DC aus dem Steuerschrank der NABENSTEUERUNG versorgt. Siehe auch Abbildung 1.

## 4.2 Elektrische Daten des VID-Systems

Elektrische Daten des VID-Systems	
Versorgungsspannung	24 VDC
Nenn-Energieverbrauch des VID-Systems	<21 W

Tabelle 1: Elektrische Daten des VID-Systems

## 4.3 Unterbrechung der Stromversorgung

Die Stromversorgung kann durch Abziehen des Steckers in der Nabensteuerung unterbrochen werden.

## 5 WEA-Schutzsysteme

### 5.1 Blitzschutz von Rotorblättern, Maschinenhaus, Rotorblattnabe und Turm

Mit dem VID-System wird kein leitendes Material in die Blätter eingebaut, das Auswirkungen auf das Blitzschutzsystem hat oder ausübt. Die Sensoren befinden sich bei R3.

### 5.2 EMV-System

Das VID-System erfüllt die Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) genau wie die Windenergieanlage.

Die Integration des VID-Systems in die folgenden Windenergieanlagen entspricht den Anforderungen der DNV-GL-Richtlinie [3] und des Merkblatts [4].

### 5.3 Windenergieanlagen

Diese allgemeine Spezifikation für das VID-System gilt für bestimmte Markversionen für Windenergieanlagen der Typen V105/V112/V117/V126/V136 – 3.45/3.6MW, V117/V136/V150 – 4.0/4.2MW und V150/V162 – 5.6MW.

## 6 Betriebsstrategie, Betriebsbereich und Leistungsmerkmale

### 6.1 Aktivierung des VID-Systems

Während der Installation des Vestas Eiserkennungssystems verbindet der Monteur seinen PC mit dem Schaltschrank der Eiserkennung und konfiguriert das System. Bis zum Abschluss der Inbetriebnahme muss das Vestas Eiserkennungssystem für jede Windenergieanlage einzeln kalibriert werden, da jedes Rotorschwingungsmuster einzigartig ist. Die Kalibrierung läuft normalerweise einige Tage lang im Hintergrund, bis sie vollständig durchgeführt wurde. Nach Abschluss des Kalibrierungszeitraums kann die endgültige Inbetriebnahme des Vestas Eiserkennungssystems erfolgen.

Die automatische Kalibrierung kann nur bei einer Umgebungstemperatur von über +5 °C durchgeführt werden. Falls im Winter eine Kalibrierung bei Temperaturen von unter +5 °C erforderlich wird, muss mit Unterstützung von Weidmüller eine manuelle Kalibrierung durchgeführt werden. Hierfür fallen zusätzliche Kosten an. In diesem Fall muss der Rotor manuell auf Eisbildung überprüft werden. Nach Erfassung eines ausreichenden Datenbestands und der manuellen Prüfung ist der Kalibrierungszeitraum abgeschlossen und die endgültige Inbetriebnahme des Vestas Eiserkennungssystems kann erfolgen. Dabei wird die automatische Erkennung aktiviert.

## 6.2 Betriebsstrategie

Die Betriebsstrategie des VID-Systems beruht im Wesentlichen auf der kontinuierlichen Messung von Eis. Eisansatz an den Rotorblättern (jenseits des Schwellenwerts) und bestimmte weitere Parameter einschließlich Temperaturen unter 5 °C lösen eine Abschaltung der Windenergieanlage (Stromerzeugung) aus. Das Eiserkennungssystem setzt die Messungen an den Rotorblättern fort. Sobald kein Eis mehr erkannt wird (Unterschreitung des Schwellenwerts), nimmt die Windenergieanlage den Betrieb wieder auf. Der Schwellenwert ist einstellbar, alle Änderungen werden entsprechend protokolliert.

In der Steuerung im Turmfuß steht ein 24-V-DC-Ausgang für den Anschluss externer Signaleinrichtungen (Akustikalarm, Warnleuchten usw.) bereit, um bei Abschaltung der Windenergieanlage durch das VID-System einen entsprechenden Alarm auszugeben.

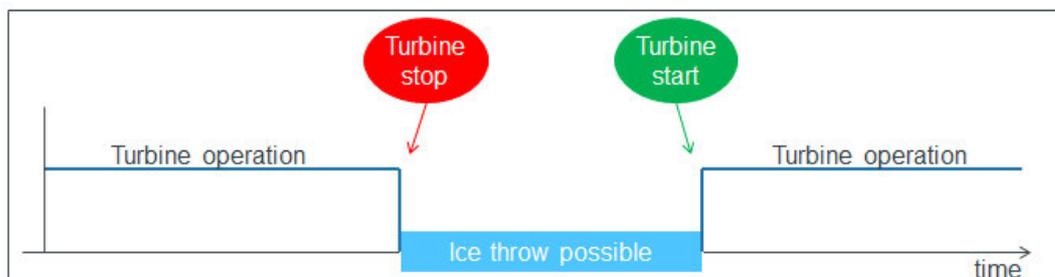


Abbildung 2

Es stehen zwei Konfigurationsvarianten für die Eiserkennung zur Verfügung:

1. Variante Eis-Alarm/Eis-Sicherheitsstopp  
Wenn das VID-System Eis erkennt oder nicht in der Lage ist, den Eisansatz zu messen (etwa aufgrund eines Systemausfalls), wird die Windenergieanlage abgeschaltet, sobald die Temperatur unter 5 °C sinkt.  
Diese Konfiguration bietet drei Modi, die definieren, wie die Turbine nach einem Alarm wieder anspricht, d. h. entweder „*automatisch*“, „*manuell von der Fernsteuerung*“ oder „*manuell lokal vor Ort*“.
2. Variante Eis-Warnung.

Wenn das VID-System Eis erkennt oder nicht in der Lage ist, den Eisansatz zu messen (etwa aufgrund eines Systemausfalls), sendet es eine Warnmeldung.  
Diese Variante ist nicht in der Lage, die WEA abzuschalten.

### 6.3 Über VestasOnline® SCADA verfügbare Daten

Die folgenden Daten sind über SCADA verfügbar:

- Ausfallzeit infolge von Eisansatz [hh:mm:ss]
- Produktionsausfall infolge von Eisansatz [kWh]
- Daten zum Eisansatz

## 7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse

- © 2015 Vestas Wind Systems A/S. Das vorliegende Dokument wurde von Vestas Wind Systems A/S und/oder einer seiner Tochtergesellschaften (Vestas) erstellt und enthält urheberrechtlich geschütztes Material, Markenzeichen und andere geschützte Informationen. Alle Rechte vorbehalten. Das Dokument darf ohne vorherige schriftliche Erlaubnis durch Vestas Wind Systems A/S weder als Ganzes noch in Teilen reproduziert oder in irgendeiner Weise oder Form – sei es grafisch, elektronisch oder mechanisch, einschließlich Fotokopien, Bandaufzeichnungen oder mittels Datenspeicherungs- und Datenzugriffssystemen – vervielfältigt werden. Die Nutzung dieses Dokuments über den ausdrücklich von Vestas Wind Systems A/S gestatteten Umfang hinaus ist untersagt. Marken-, Urheberrechts- oder sonstige Vermerke im Dokument dürfen nicht geändert oder entfernt werden.
- Die allgemeinen Spezifikationen, die in diesem Dokument beschrieben werden, gelten für die aktuelle Version des VID-Systems. Neuere Versionen des VID-Systems, die ggf. zukünftig hergestellt werden, haben unter Umständen hiervon abweichende allgemeine Spezifikationen. Falls Vestas dem Empfänger eine neuere Version des VID-Systems liefern sollte, wird das Unternehmen dem Empfänger hierzu eine aktualisierte allgemeine Spezifikation für das VID-System bereitstellen.
- Dieses Dokument, die allgemeine Spezifikation, stellt kein Verkaufsangebot dar und enthält keinerlei ausdrückliche oder stillschweigende Gewährleistungen, Garantien, Versprechen, Verpflichtungen und/oder Zusicherungen von Vestas. Diese werden hiermit ausdrücklich von Vestas ausgeschlossen, es sei denn, es liegt eine ausdrückliche schriftliche Zusicherung von Vestas gegenüber dem Empfänger vor.
- Bilder und Illustrationen im vorliegenden Dokument können von der tatsächlichen Ausführung/Bauweise abweichen.
- Die Windenergieanlage muss an das Stromnetz angeschlossen und eingeschaltet sein, damit das VID-System betrieben werden kann.
- Das VID-System trägt zur Minderung der Gefahr von Eiswurf bei, ist jedoch nicht für die Minderung der Gefahr von Eisabfall vorgesehen. Sollte der Empfänger das System für solche Zwecke benutzen oder sich diesbezüglich darauf verlassen, tut er dies auf eigene Gefahr. Die Gefahr von Eiswurf oder Eisabfall infolge des Betriebs der Windenergieanlage und des VID-Systems liegt in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Die tatsächlichen Standortbedingungen weisen viele Variablen auf, entsprechend kann die Vereisung in unterschiedlichen Formen auftreten (z. B. Eisstürme oder Vereisung durch Reifansatz). Diese Unterschiede können sich je nach eingestelltem Schwellenwert auf die Leistung des VID-Systems auswirken.
- Angaben zur Verfügbarkeit sind der Betriebs- und Wartungsvereinbarung zu entnehmen.

**Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil  
der Auslegung. Nur Deckblatt.**

**DNV·GL**

# TYPENZERTIFIKAT

Zulassungsnummer:

TC-DNVGL-SE-0439-04314-1

Ausgestellt am:

20.10.2020

Gültig bis:

19.10.2022

Gutachten

## Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID

Report Nr.: 75138, Rev. 7

Datum: 23.11.2020

### DNV GL - Energy Renewables Certification

<b>Hersteller</b>	Weidmüller Monitoring Systems GmbH Else-Sander-Str. 8 01099 Dresden Germany
<b>GL Renewables Auftragsnr.</b>	10123335
<b>Sachverständiger</b>	Dr. Karl Steingröver
<b>Revision 7</b>	Update Typenzertifikat
<b>Adresse</b>	DNV GL - Energy Renewables Certification Brooktorkai 18 20457 Hamburg Germany

## 1 MITGELTENDE DOKUMENTATION

- 1.1 Type Certificate "BLADEcontrol Ice Detector BID", TC-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020
- 1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020

## 2 PRÜFKRITERIUM / STAND DER TECHNIK

Im Bereich von Windenergieanlagen (WEA) existiert nur eine Richtlinie, in der der Stand der Technik zur Eiserkennung auf Rotorblättern dargestellt ist:

DNVGL-SE-0439:2016-06 Certification of condition monitoring <sup>1)</sup>.

Auf Basis dieser Richtlinie kann die Fähigkeit von Condition Monitoring Systemen hinsichtlich Detektierung von relevanten Zustandsänderungen, die Abweichungen vom normalen Betriebsverhalten darstellen, beurteilt werden. Das Eiserkennungssystem „BLADEcontrol Ice Detector BID“ gehört zur Kategorie der Condition Monitoring Systeme für Rotorblätter; Eisansatz stellt eine Abweichung vom normalen Betriebsverhalten dar. Der Personenschutz ist hierbei der Hauptaspekt zur Beurteilung. Diese Richtlinie ist somit das maßgebliche Prüfkriterium für dieses Gutachten. Sie enthält aktuell allerdings noch keine Grenzwerte für Eisdicken, die als unkritisch angesehen werden können.

Die Form im Betrieb abgeworfener Eisstücke sowie deren Abmessungen hängt von vielen Faktoren ab. Diese sind z.B. Abwurfgeschwindigkeit, Windwiderstand, mögliche Flugbahn und Windgeschwindigkeit. Der aktuelle Wissensstand ist, dass Eisstücke umso eher durch den Einfluss des Windes im Flug vor dem Auftreffen auf dem Boden aufgrund ihrer größeren relativen Oberfläche in unkritische kleinere Stücke und damit unkritische impulsgebende Massen zerbrechen, je dünner sie sind und je niedriger die Dichte der Eisanhftung ist. Als konservativer Wert wird hier eine Eisdicke von 1,5 cm bis max. 2 cm angesehen, unterhalb dessen keine Gefahr für die Umgebung angesehen wird.

## 3 SACHVERSTÄNDIGER

Dieses Gutachten wurde durch den Sachverständigen Dr. Karl Steingröver, Senior Principal Engineer bei DNV GL – Energy, Renewables Certification erstellt.

<sup>1)</sup> Diese Richtlinie ersetzt die in den vorherigen Revisionen zitierte Richtlinie Germanischer Lloyd: GL Rules and Guidelines – IV Industrial Services – Guideline for the Certification of Condition Monitoring Systems for Wind Turbines, Edition 2013 (GL-IV-4:2013).

DNVGL-SE-0439:2016-06 und GL-IV-4:2014 sind vom Inhalt her identisch.

## 4 SYSTEMBESCHREIBUNG

Bei dem Eiserkennungssystem (BID) handelt es sich um ein in sich geschlossenes System, welches sowohl beim WEA-Hersteller als auch nachträglich in einer WEA aufgebaut werden kann. Das Messverfahren ermittelt die aktuelle Vereisungssituation direkt an den Rotorblättern. Der BID besteht im Wesentlichen aus Sensoren, die in die Rotorblätter appliziert werden, sowie einer Auswerteeinheit, die in einem Gehäuse in der Gondel der WEA an geeigneter Stelle angebracht wird. Die in den Rotorblättern installierten Beschleunigungssensoren nehmen dabei die Eigenschwingungen des elastischen Rotorblattes auf. Von der Auswerteeinheit wird aus den Schwingungssignalen ein Frequenzspektrum gebildet, aus dem Rotorblatttyp-spezifische Schwingungsmodi gezielt analysiert werden. Bei Eisansatz auf dem Rotorblatt verlangsamt das Eis die Eigenschwingung des Rotorblattes, was sich in einen messbaren Frequenzabfall zeigt. Diese relative Frequenzänderung ist dabei umgekehrt proportional zur relativen Masseänderung. Nach erfolgreicher Installation und Inbetriebnahme liefert der BID elektrische Signale, welche den Zustand der Rotorblätter mit „Eisfrei“ oder „Eisansatz“ charakterisieren. Die Bestimmung der Empfindlichkeit des Systems ist in 5 beschrieben. Das Signal „Eisansatz“ wird gegeben, wenn die Frequenzabweichung ein eingestelltes Maß überschreitet. Dieses eingestellte Maß ist dabei so festgelegt, dass eine Gefährdung der Umgebung durch Eisabwurf im laufenden Betrieb sowie im Leerlauf nicht erfolgt. Eine Herleitung dieses Maßes ist in 6 dargestellt. Der BID gibt zudem ein Signal aus, dass seine Funktionsfähigkeit anzeigt („watch dog“) sowie ein Signal, ob eine Eisauswertung beim aktuellen Anlagenzustand ein verwertbares Ergebnis liefert. Diese Signale können vom WEA-Betriebssystem oder vom SCADA-System der WEA zum Ein- und Ausschalten der WEA verwendet werden. Da WEA-Betriebs- und SCADA-Systeme Hersteller-spezifisch sind, ist das Ein- und Ausschalten der WEA jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Dieses muss für jede Anlagensteuerung in einem separaten Gutachten beurteilt werden. In den separaten Gutachten wird dargelegt, wie die WEA auf die unterschiedlichen Signalkombinationen des BID reagiert, um eine Gefährdung für die Umgebung durch Eisabwurf auszuschließen.

## 5 PRÜFUNG

Der BID inklusive der Sensoren und Software sowie der Betriebsmethode wurden im Rahmen der in 1 angeführten Zertifizierung des Eiserkennungssystems im Hinblick auf zuverlässige Eiserkennung und sicheren Betrieb auf Basis der in 2 angegebenen Richtlinie geprüft. Dabei wurden die Anforderungen der DIN EN ISO 13849-1 erfüllt. Die Eiserkennung wurde erfolgreich in einem beim Hersteller in Dresden durchgeführten Systemtest am 18.03.2008 nachgewiesen. Hier wurde gezeigt, dass eine Zusatzmasse, welche 0,1 % der Rotorblattmasse entsprach, eine Frequenzabweichung in vierfacher Höhe der Messauflösung erzeugt. Für eine sichere Detektion ist eine Abweichung in Höhe der zweifachen Messauflösung ausreichend, der BID erreicht somit eine Empfindlichkeit von 0,5 ‰ der Rotorblattmasse. Bei Eisansatz vereist zumindest ein 10 cm breiter Bereich an der Vorderkante des Blattes welcher sich über mindestens der äußeren Hälfte der Blattlänge erstreckt. Für ein 55 Meter langes Rotorblatt ergibt

**Page 4 of 5**

sich somit ein vereister Bereich von 2,75 m<sup>2</sup>. Ein derartiges Rotorblatt hat eine Masse von 12 Tonnen. Die Empfindlichkeit des BID beträgt somit für dieses Rotorblatt 6 kg. Bei einer gegebenen Dichte für Eis von 910 kg/m<sup>3</sup> ergibt sich so für dieses Beispiel eine detektierbare Eisdicke von 2,4 Millimetern. Der BID ist somit zur Eiserkennung entsprechend dem Stand der Technik hinreichend sensibel.

Die Installation des BID auf einer WEA wurde in Bremerhaven am 14.11.2008 gemäß der in 2 angegebenen Richtlinie geprüft.

Ein weiterer Systemtest sowie eine weitere Überprüfung der Installation wurde am 02.10.2018 im Windpark Lieskau durchgeführt.

Der Einbau des BID in die WEA beeinflusst nicht das Systemverhalten der WEA. Die unabhängige Funktion des Betriebssystems der WEA sowie des BID wurde dabei durch einen Systemtest geprüft. Der BID entspricht somit den Anforderungen der in 2 angegebenen Richtlinie, was durch das in 1.1 angeführte Zertifikat bescheinigt wurde. Der Einbau des BID in eine WEA beeinflusst in keiner Weise das Typenzertifikat der jeweiligen WEA.

## 6 WEA-BEZOGENE EINSTELLUNGEN

Aufgrund unterschiedlicher Rotorblattmassen und Rotorblattabmessungen wird der BID bei Inbetriebnahme WEA-Typ spezifisch eingestellt. Dies betrifft einerseits die Festlegung der auszuwertenden Schwingungsmodi (Frequenzpeaks) und andererseits die Festlegung der zulässigen Frequenzabweichung, ab der ein Signal für Eisansatz ausgegeben wird. Diese Einstellungen und Justierungen werden in dem jeweiligen Installationsprotokoll vermerkt.

## 7 STANDORTBEZOGENE / ORTSSPEZIFISCHE EINSTELLUNGEN UND ABNAHMEN

WEA-Typ spezifische Einstellungen und Justierungen des BID (siehe 6) werden im Rahmen der Installation getätigt. Die in 1.2 sowie in 5 beschriebene Prüfung der Installation des BID auf einer WEA hat gezeigt, dass keine standortbezogenen Abnahmen notwendig und nach der Installation keine ortsspezifischen Einstellungen und Justierungen durchzuführen sind. Aufgrund der in 4 beschriebenen „watch dog“-Funktion (Funktionsanzeige) sind keinerlei wiederkehrende Prüfungen oder Nachjustierungen zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich.

Generell ist es möglich, die Abschaltgrenzen, die auf die in 2 erläuterten unkritischen Eisdicken abgestimmt sind, zu ändern. Diese Änderungen können aber weder vom WEA-Betreiber noch vom WEA-Hersteller vorgenommen werden, sondern aus Gründen der Betriebssicherheit ausschließlich vom Hersteller des BID. Dabei kann ein Wunsch nach Veränderung hin zu früheren Signalisierungen, d.h.

bereits bei geringerem Eisansatz, vom Betreiber formlos dem Hersteller des Eiserkennungssystems mitgeteilt werden, der dann entsprechende Anpassungen vornimmt. Eine Veränderung hin zu späteren Abschaltungen wird nur umgesetzt, wenn die Unbedenklichkeit der Maßnahme nachgewiesen und behördlicherseits akzeptiert ist. Dies ist dem Hersteller des BID entsprechend zu belegen.

## 8 ABSCHALTEN / ANFAHREN DER WEA BEI EISANSATZ

Bei Erkennen von Eisansatz bei laufender WEA stellt das BID elektrische Signale zur Verfügung, mit deren Hilfe die WEA vom Betriebssystem abgeschaltet werden kann. Nach Stillsetzung der Anlage ist das Eiserkennungssystem in der Lage, auch im Stillstand zu messen. Der aktuelle Eisstatus wird der Anlage somit auch vor einem beabsichtigten Wiederanlauf mitgeteilt. Die Ausführung der Abschaltung der WEA bei Eisansatz bzw. das Anfahren der WEA bei Eisfreiheit unter Berücksichtigung der Signalisierung des Eiserkennungssystems ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Dieses muss für jede Anlagensteuerung in einem separaten Gutachten beurteilt werden.

## 9 ZUSAMMENFASSUNG

Die Prüfung des BID hat ergeben, dass der BID die Gefahr von Eisabwurf im laufenden Betrieb als „sonstige Gefahr“ im Sinne des § 5 BImSchG durch Detektion der durch Eisansatz auf den Rotorblättern entstehenden Zusatzmasse aufgrund von Messungen der Blatt-Eigenfrequenzen mit einer Empfindlichkeit erkennt, die das mindestens notwendige Maß deutlich überschreitet. Das System entspricht damit dem Stand der Technik. Der BID ist auch unter konservativen Annahmen als zur Gefahrenabwehr geeignet einzustufen. Der Hersteller der WEA hat durch ein entsprechendes Gutachten die zweckmäßige und sicherheitstechnisch vollständige Einbindung der Signalisierung des BID in die Anlagensteuerung, entweder direkt oder über eine Einbindung in das SCADA, zu belegen, damit diese Aussage für den mit dem BID ausgestatteten WEA-Typ Gültigkeit hat. Dieses Gutachten behält seine Gültigkeit, so lange ein gültiges Typenzertifikat für den BID vorliegt.

Stgr

DNV GL - Energy  
Renewables Certification

Dr. Karl Steingröver  
Expert in Charge

**16.1.3.1 Nachforderung 12:**  
**Konkretisierung des Eiserkennungssystems**

Siehe dazu Kapitel 16.1.3.1 des vorliegenden Antrages.

Classification: **Restricted**

An den Planer/zukünftigen Betreiber  
der Vestas-Windenergieanlage

**Stellungnahme zu der Option „Eiserkennungssystem“ an Vestas WEA  
(gültig für Standorte innerhalb Deutschlands)**

An Standorten innerhalb Deutschlands, wo eine Ausrüstung mit einem Eiserkennungssystem erforderlich ist, bietet VESTAS standardmäßig dem Kunden die Installation und Integrierung des BLADEcontrol Ice Detector System (BID) der Firma Weidmüller.

Das Gesamtsystem, BLADEcontrol Ice Detector System (BID) in Vestas Windenergieanlagen gemäß [1] integriert, wird unter der Produktbezeichnung Vestas Ice Detection (VID) vertrieben, d.h. das Eiserkennungssystem Vestas Ice Detection (VID) ist identisch mit den BLADEcontrol Ice Detector System (BID).

Folgende Gutachten über das BID-System und über die Integrierung des Systems in Vestas Windenergieanlagen liegen vor und sind ggf. bei einem BImSchG-Antrag einzureichen:

Ref.	Vestas DMS-Nr.	Berichts-Nr. und Datum	Bezeichnung
[1]	0047-7240.V06	75172, Rev.5 erstellt am 07.01.2019	Gutachten Ice Detection System Integration des BLADEcontrol Ice Detector BID in die Steuerung von Vestas Windenergieanlagen Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification (Deutsch)
[2]	0080-9248.V05 (Seite 1-2)	TC-DNV GL-SE-0439- 04314-1 erstellt am 20.10.2020	Typenzertifikat Eiserkennungssystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification (Deutsch)
[3]	0080-9248.V05 (Seite 3-7)	75138, Rev.7 erstellt am 23.11.2020	Gutachten Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification (Deutsch)
[4]	0051-2750.V10	30.04.2020	Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennung (VID) (Deutsch)

Das Typenzertifikat [2] des VID Zertifikat TC-DNV GL-SE-0439-04314-1 vom 20.10.2020 ersetzt das abgelaufene Zertifikat TC-DNV GL-SE-0439-04314-0.

Die Zertifizierungsberichte können aus Gründen des Interlectual Property Rights nicht geteilt werden und wurden daher aus den Unterlagen entfernt.

Hamburg, 09.12.2020 / IRW

**Vestas Deutschland GmbH**

Kapstadtring 7, 22297 Hamburg, Deutschland  
Tel: +49 4841 971 0, Fax: +49 4841 971 360, vestas-centraleurope@vestas.com, www.vestas.com  
Bank: UniCredit Bank - HypoVereinsbank, München  
IBAN: DE45 7002 0270 0666 8897 54, BIC: HYVEDEMMXXX  
Handelsregister: Hamburg HRB 154968, Umsatzsteueridentifikationsnummer: DE 134 657 783  
Steueridentifikationsnummer: 27/197/00066 Firmenname: Vestas Deutschland GmbH  
Geschäftsführer: Cornelis de Baar, Hans Martin Smith, Guido Hinrichs

# Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit

Dokument-Nr.: 0077-8468 v02

Klassifizierung: EINGESCHRÄNKTE WEITERGABE

Typ: T09

Datum: 26.09.2019

<b>Windenergieanlagentyp</b>
EnVentus

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Abkürzungen und technische Begriffe</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>Blitzschutz</b>	<b>2</b>
3.1	Schutzklasse	3
3.2	Definition von Blitzschlagpunkten	3
3.3	Überblick über das Blitzschutzsystem	5
3.3.1	Blitzschlagpunkte	5
3.4	Rotorblattschutz	6
3.5	Schutz des CoolerTop®	7
3.6	Hauptlagerschutz	8
3.7	Ableitung vom Maschinenhaus zum Turm	9
3.8	Turmkonstruktion	10
3.9	Das Ableitungssystem vom Turmfuß zum Erdungssystem	10
3.10	Schutz der Elektrik und der Steuerungssysteme	10
3.11	Erdungssysteme	11
3.11.1	Onshore-Windenergieanlage	11
3.11.2	Offshore-Windenergieanlage	13
3.12	Überprüfung	15
<b>4</b>	<b>EMV</b>	<b>16</b>
4.1	Rechtsvorschriften	16
4.1.1	Grundlegende EMV-Anforderungen	17
4.2	Konformität der Windenergieanlagen	18
4.3	Anerkannte Regeln der Technik	18
4.4	Komponentenübergreifende Konformität	18

## 1 Abkürzungen und technische Begriffe

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Abkürzung	Erklärung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
IEC	International Electrotechnical Commission
LCTU	Lightning Current Transfer Units (Blitzstromableiter)

Tabelle 1-2 Erklärung von Fachbegriffen

Begriff	Erklärung
Mittelwert	Der arithmetische Durchschnitt einer Reihe von Werten oder Mengen, der durch Division der Summe aller Werte durch die Anzahl der Werte errechnet wird.

## 2 Einleitung

In diesem Dokument werden der Zweck der Bauweise des Blitzschutzsystems sowie der Schutz vor unerwünschten elektromagnetischen Umwelteinwirkungen beschrieben.

EMV und Blitze fallen in dieselbe Kategorie unerwünschter elektromagnetischer Einwirkungen. Die zur Beurteilung der Konformität herangezogenen Normen unterscheiden sich jedoch deutlich. Aus diesem Grund wurde die Themen Blitzschutz und EMV in zwei eigenständige Hauptkapitel aufgeteilt.

## 3 Blitzschutz

Alle Vestas-Windenergieanlagen sind mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, um Schäden an mechanischen Komponenten, Elektrik und Steuerungen möglichst gering zu halten.

Das Vestas-Blitzschutzsystem umfasst äußere und innere Blitzschutzsysteme.

Das äußere Schutzsystem nimmt einen direkten Blitzschlag auf und leitet den Blitzstrom in das Erdungssystem unterhalb des Turms. Beispielsweise zählen der Blitzkontakt an der Rückseite des Maschinenhauses und die Blitzrezeptoren der Blätter zu den äußeren Blitzschutzkomponenten.

Das innere Schutzsystem leitet den Blitzstrom sicher in das Erdungssystem. Außerdem beseitigt es die durch Blitzschlag verursachten magnetischen und elektrischen Induktionsfelder. Beispiele für innere Blitzschutzkomponenten sind EMV/Blitzschutzabdeckungen, abgeschirmte Kabel und Überspannungsschutzgeräte.

Potenzialausgleich und Überspannungsschutz sind die wichtigsten Maßnahmen, um den Schutz der Elektronik in der Windenergieanlage sicherzustellen.

Blitzeinschläge gelten als höhere Gewalt. Das bedeutet, dass Vestas nicht für Schäden durch Blitzeinschläge aufkommt.

### 3.1 Schutzklasse

Vestas-Windenergieanlagen werden weltweit in Küstenbereichen und Berggebieten installiert, in denen die Blitzhäufigkeit groß ist. Um lokale Gefährdungsbeurteilungen zu vermeiden und die unterschiedlichen Blitzschutzanforderungen verschiedener Standorte besser verwalten zu können, hat Vestas ein Standard-Blitzschutzsystem entwickelt, das der höchsten in der Norm IEC 61400-24 Ed. 2 angegebenen Schutzklasse entspricht, wie in [Tabelle Numerische Werte des Blitzstroms auf Seite 5](#) angegeben.

Die Schutzklasse 1 entspricht der Norm IEC 61400-24 Ed. 2, d. h. Vestas-Windenergieanlagen sind für Blitzschläge mit hoher Energie ausgelegt.

Tabelle 3-1: Numerische Werte des Blitzstroms

Blitzparameter			Schutzklasse 1
Scheitelwert des Blitzstroms	$I_{max}$	[kA]	200
Gesamtladung	$Q_{total}$	[C]	300
Spezifische Energie	W/R	[kJ/Ω]	10000
Durchschnittliche Steilheit	$di/dt_{30/90\%}$	[kA/μs]	200

### 3.2 Definition von Blitzschlagpunkten

Mit dem „Rollkugelverfahren“ werden gemäß IEC 61400-24 Ed. 2 Blitzschlagpunkte definiert. Studien haben gezeigt, dass die Blattspitzen und die Wetterstation (und, sofern vorhanden, die Gefahrenfeuer) am hinteren Ende des Maschinenhauses die Bereiche mit der höchsten Blitzschlaggefahr darstellen.

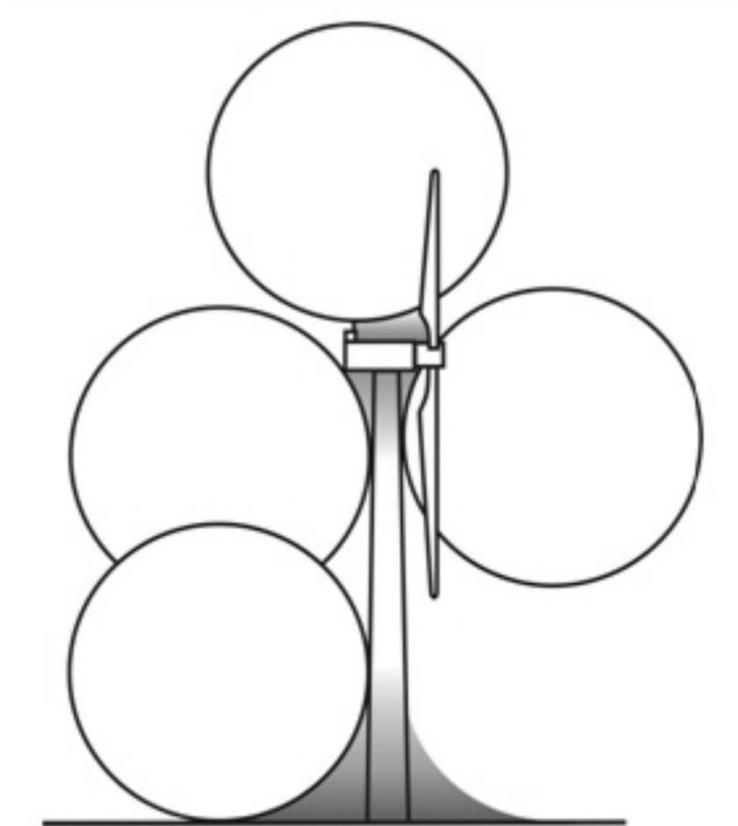


Tabelle 3-2 Das Rollkugelverfahren

### 3.3 Überblick über das Blitzschutzsystem

Die Windenergieanlage ist darauf ausgelegt, direkte Blitzeinschläge auszuhalten.

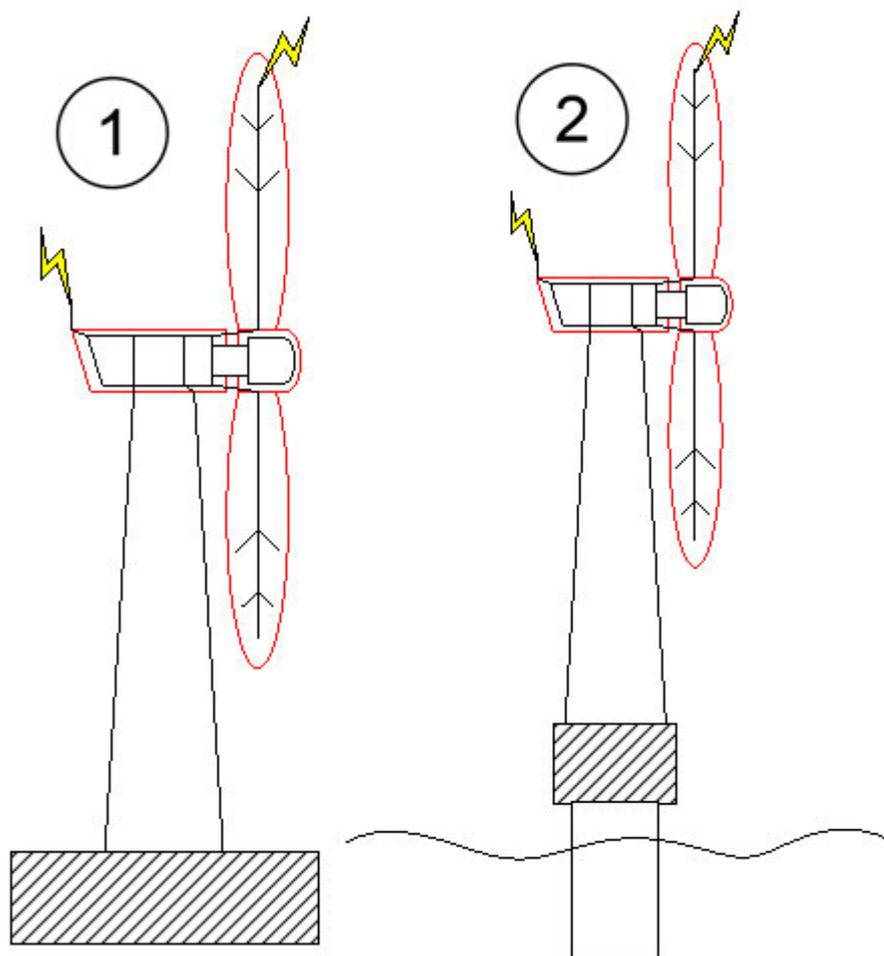


Abbildung 3-1 Blitzschlagpunkte und Blitzableitungssystem

1 Onshore-Windenergieanlage      2 Offshore-Windenergieanlage

#### 3.3.1 Blitzschlagpunkte

Bereiche auf der Windenergieanlage, in denen mit Blitzeinschlägen zu rechnen ist.

#### Maschinenhaus

Die Konstruktionsteile des Maschinenhauses sind so ausgelegt, dass sie Blitzströme sicher zum Turm ableiten. Die Komponenten im Maschinenhaus sind so ausgelegt, dass sie hohen magnetischen und elektrischen Feldern bei Blitzschlägen standhalten.

### Turm

Der Turm bildet den primären Weg für die Ableitung des Blitzstroms nach unten in das Erdungssystem.

### Rotorblätter

Die Rotorblätter sind die empfindlichsten Komponenten, die Blitzschlägen ausgesetzt sind. Die Rotorblätter sind standardmäßig so ausgelegt, dass sie diesen extremen Blitzschlagbedingungen standhalten.

### Blitzstromableiter (LCTU)

Das Blitzstromableiter (LCTU)-System schützt Blattlager, Hauptlager und Azimutlager vor hohen Blitzspannungen. Aufgabe des Blitzstromableitersystems ist es, die Blitzspannung sicher von den Blättern zum Maschinenhaus, vom Maschinenhaus zum Turm und dann in das Erdungssystem zu leiten.

### Erdungssystem

Aufgabe des Erdungssystems ist die sichere Entladung des Blitzstroms in den umgebenden Boden.

### Blitzableitungssystem

Der schwarze Teil der Windenergieanlage ist das Blitzableitungssystem. Die Rotorblätter der Windenergieanlage werden häufig von Blitzen getroffen. Wenn ein Blitz in ein Rotorblatt einschlägt, wird der Strom über den Blattableiter und über die Blitzstromableiter der Rotorblätter/des Maschinenhauses zu den Strukturteilen des Maschinenhauses geleitet. Von dort aus wird die elektrische Energie des Blitzes weiter zum Blitzstromableiter des Maschinenhauses/Turms geführt, wobei eine Ableitung am Turm herab erfolgt. Abschließend wird der Blitzstrom über das Erdungssystem entladen.

## 3.4 Rotorblattschutz

### EnVentus-Rotorblätter

Das Blitzschutzsystem des Blatts verfügt über vier Hauptelemente: Spitzenschutz-Rezeptoren, Oberflächenschutz, Ableitungssystem und Blitzableiterband.

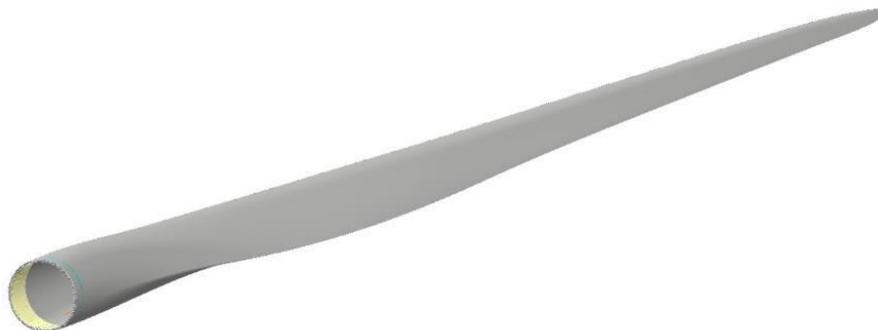


Abbildung 3-2 Rotorblatt mit Blitzableiterband

Die Spitzenschutz-Rezeptoren verfügen über eine massive Metallspitze und mehrere Blitzrezeptoren. Die massive Metallspitze und die Blitzrezeptoren ziehen Blitze an, sodass die Glasfaserschalen oder der Hauptteil des Rotorblatts seltener von Blitzen getroffen werden. Die massive Metallspitze und die Rezeptoren sind mit einem isolierten Mittelspannungskabel verbunden.

Ein Teil der druck- und saugseitigen Schalen zwischen Blitzrezeptorengruppe und Blattwurzel ist mit einer Streckmetallfolie bedeckt. Ebenso wie die massive Metallspitze und die Blitzrezeptorengruppe bietet die Streckmetallfolie einen bevorzugten Blitzschlagpunkt und schützt so den unbedeckten Teil des Blatts vor direkten Blitzschlägen. Die Streckmetallfolie ist mit der Blitzrezeptorengruppe und dem Ableitungssystem verbunden.

Das Ableitungssystem enthält ein isoliertes Mittelspannungskabel, das durch den Hinterkanten-Hohlraum des Blatts verläuft. Das Mittelspannungskabel wird gemäß IEC 61400-24 Ed. 2 ausgewählt.

Das Ableitungssystem endet am Rotorblattband an der Blattwurzel. Das Blattband dient als Schnittstelle zum Blitzstromableiter. Siehe [3.6](#) Hauptlagerschutz [Seite 8](#) für weitere Informationen zum Blitzstromableiter.

### 3.5 Schutz des CoolerTop®

Die Geräte auf dem Kühlsystem werden durch Blitzableiterstangen und Rezeptorringe geschützt. Alle Metallteile sind über einen Potenzialausgleich mit der internen Stahlkonstruktion des Maschinenhauses verbunden, wie in

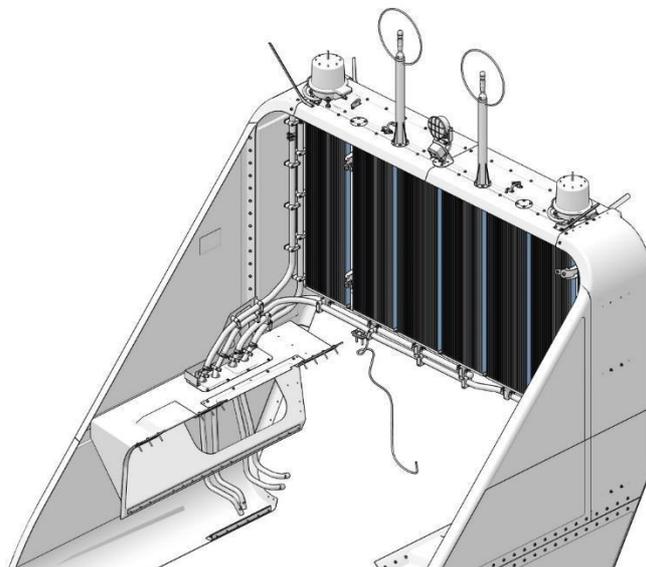


Abbildung 3-3 Darstellung von Ultraschall-Anemometer und Gefahrenfeuer am CoolerTop® an der Rückseite des Maschinenhausdaches beschrieben.

### 3.6 Hauptlagerschutz

Um den Blitzstrom von den einzelnen Rotorblättern zur Maschinenhausstruktur zu leiten, ohne dass dabei Strom durch die Rotorblattnabe und die Hauptlager fließt, ist ein drehbarer Blitzstromableiter zwischen den Rotorblättern und dem Maschinenhaus vorgesehen.

Die Ableitungssysteme der einzelnen Rotorblätter werden vom Nabengehäuse getrennt gehalten und sind über den Blitzstromableiter mit der Maschinenhausstruktur verbunden.

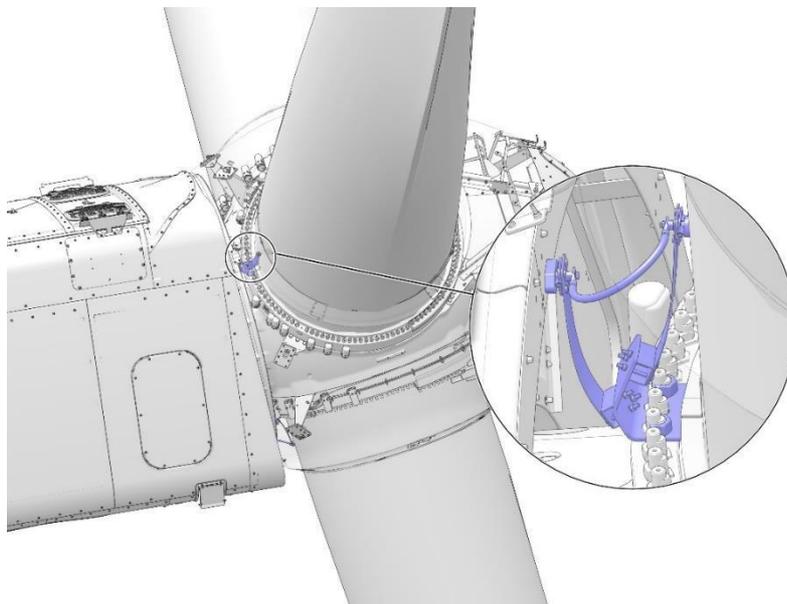


Abbildung 3-4 Darstellung eines Blitzstromableiters zwischen den Rotorblättern und der Maschinenhausstruktur

### 3.7 Ableitung vom Maschinenhaus zum Turm

Es gibt strukturelle Verbindungen vom Maschinenhaus zum oberen Azimutflansch. Um eine Stromführung durch die Azimutgetriebe und -lager zu vermeiden, sind Blitzstromübertragungskontakte aus Messing im Azimutlager installiert.

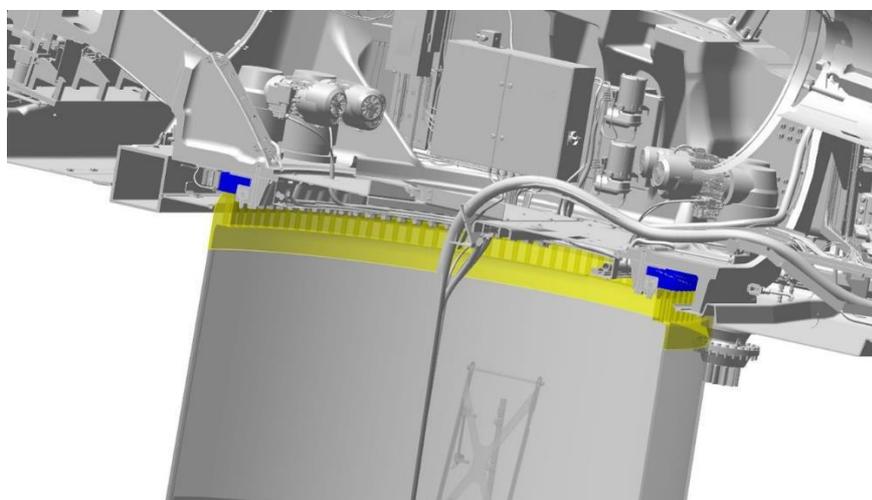
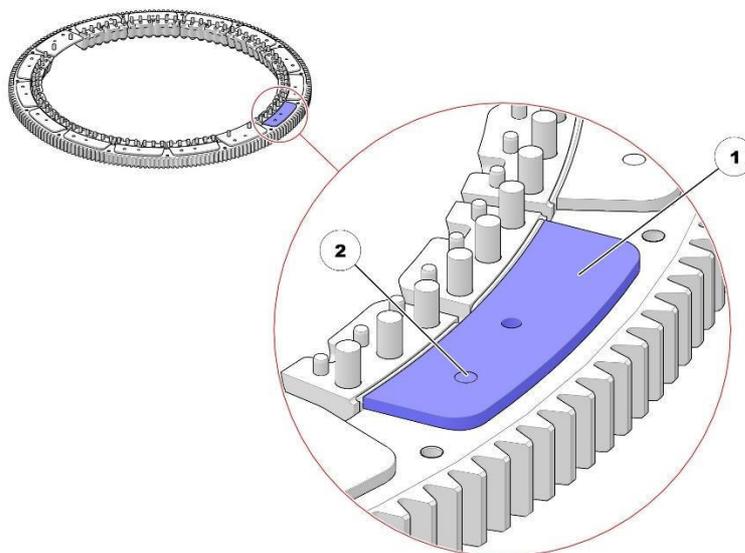


Abbildung 3-5 Darstellung eines Azimutlagerschutzes



1 Gleitplatte

2 Bronzeelement

*Abbildung 3-6 Darstellung eines Bronzeelements in einer Nylon-Gleitplatte, die das Maschinenhaus elektrisch mit dem Turm verbindet.*

### 3.8 Turmkonstruktion

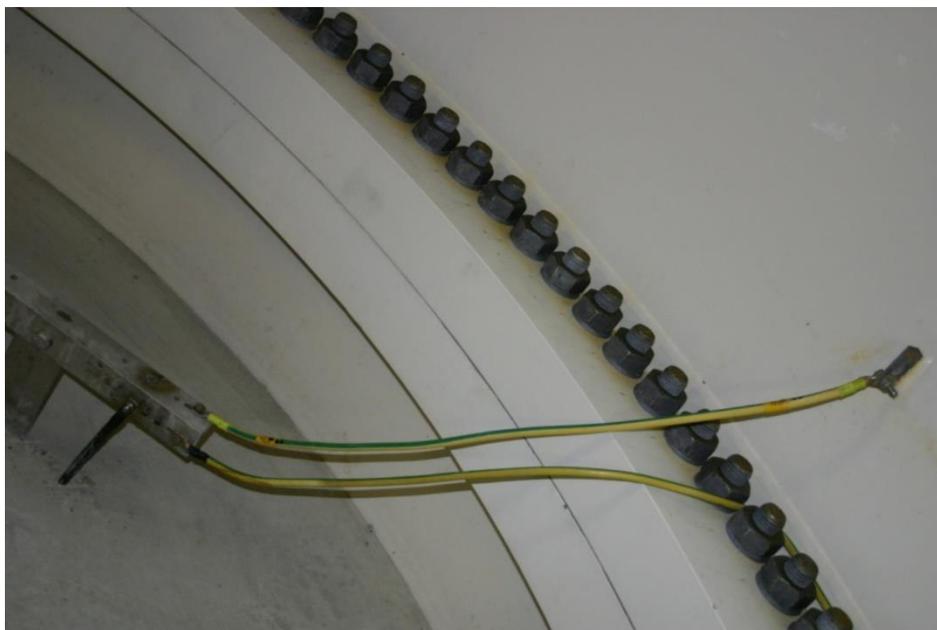
Es gibt zwei Arten von Türmen:

- Stahlrohrturm
- Hybridturm (Oberteil aus Stahl und Betonsockel)

Der Turm fungiert als Ableitungssystem mit sehr großem Querschnitt, wodurch der Spannungsabfall im Turm gering ist.

### 3.9 Das Ableitungssystem vom Turmfuß zum Erdungssystem

Im Turmsockel sind alle Erdungskabel und Erdungsverbindungen mit der Haupterdungsschiene verbunden.



*Abbildung 3-7 Verbindung zwischen dem Turm und der Haupterdungsschiene*

### 3.10 Schutz der Elektrik und der Steuerungssysteme

Der Mittelspannungstransformator muss unbedingt gegen Blitzschlag geschützt werden. Vestas gewährleistet dies durch den Einbau von Mittelspannungsableitern an den Mittelspannungsanschlüssen und am Überspannungsschutz auf der Niederspannungsseite.

## 3.11 Erdungssysteme

### 3.11.1 Onshore-Windenergieanlage

Es gibt 2 Arten von Erdungssystemen: Erstens das Erdungssystem von Vestas und zweitens das bei der Hybridturmlösung eingesetzte extern bereitgestellte Erdungssystem.

Das Hybridturm-Erdungssystem ist eine Kombination aus dem Erdungssystem von Vestas und dem

Erdungssystem des Lieferanten. Ein Hybridturm besteht aus einem Oberteil aus Stahl und einem Betonsockel. Für die Erdungssysteme von Hybridtürmen ist der Lieferant zuständig (nicht Vestas). Die erforderlichen Zertifikate für den Hybridturm und die zugehörigen Erdungssysteme werden vom Lieferanten erworben.

Die nachfolgende Beschreibung gilt sowohl für das Erdungssystem von Vestas als auch für das Hybridturm-Erdungssystem:

Das Erdungssystem ist als Sicherheitserdung und Funktionserdung in einer „Typ-B-Anordnung“ konzipiert.

Aus Sicht einer einzelnen Windenergieanlage besteht das Erdungssystem prinzipiell aus drei einzelnen Erdungssystemen. Die erste Einheit ist die Fundamenterdung. Die zweite und die dritte Einheit sind die Erdverbindungskabel zwischen den einzelnen Windenergieanlagen und der horizontalen Erdungselektrode.

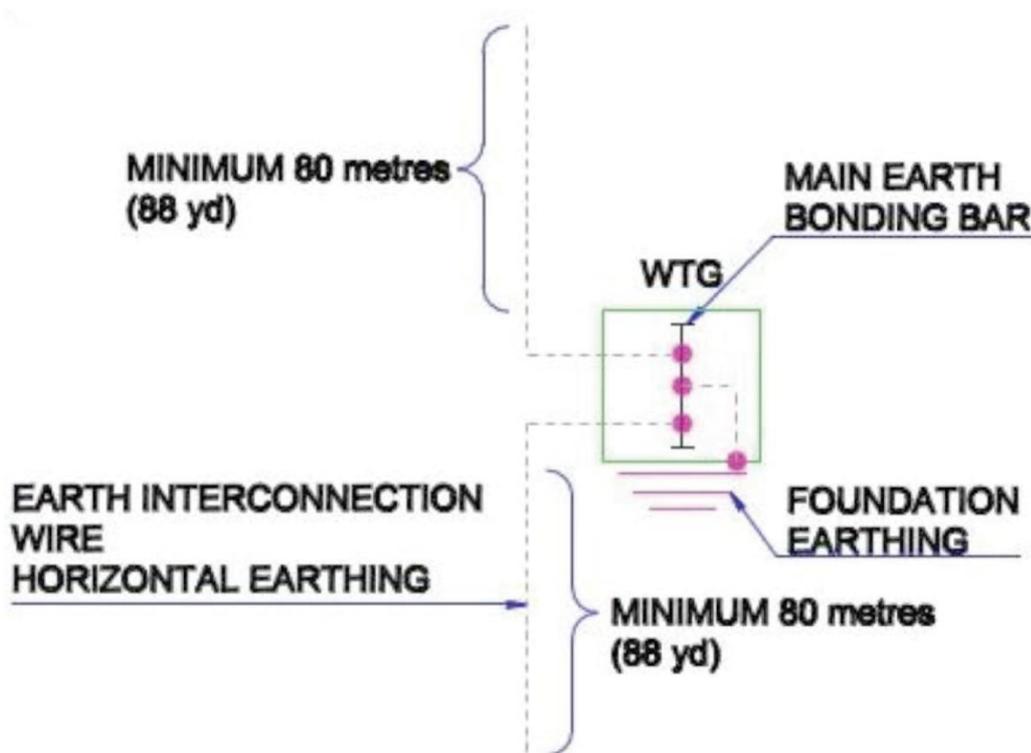


Abbildung 3-8 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems

Im Erdungssystem sind die Windenergieanlagen in einem Windpark oder einem Netz von Windenergieanlagen zusätzlich mit einem Erdverbindingskabel zu einem gemeinsamen Erdungssystem verbunden.

Das Erdungssystem ist das Erdungssystem für das Mittelspannungssystem, das Niederspannungssystem und das Blitzschutzsystem für jede Windenergieanlage. Es ist darüber hinaus das Erdungssystem für die Mittelspannungsverteilung innerhalb des Windparks.

Bezüglich des Blitzschutzes der Windenergieanlage fordert Vestas für dieses System keinen bestimmten, in Ohm gemessenen Widerstand zur Bezugserde. Die Erdung der Blitzschutzsysteme basiert auf dem Aufbau und der Konstruktion des Vestas-Erdungssystems und entspricht den IEC-Normen.

Ein Teil des Erdungssystems ist die Hauptpotenzialausgleichsschiene, die am Kabeleintritt aller Zuleitungen zur Windenergieanlage montiert ist. Alle Erdungselektroden sind mit dieser Hauptpotenzialausgleichsschiene verbunden. Zusätzlich sind Potenzialausgleichsverbindungen an allen Zu- oder Ableitungen der Windenergieanlage installiert.

Die Anforderungen der Spezifikation und der Arbeitsanweisung für das Vestas-Erdungssystem entsprechen den Mindestanforderungen von Vestas und der IEC.

Lokale und nationale sowie projektspezifische Anforderungen können gegebenenfalls zusätzliche Maßnahmen erforderlich machen.

### 3.11.2 Offshore-Windenergieanlage

Das Vestas-Erdungssystem ist als „Typ-B-Anordnung“ basierend auf Fundamenterdung (Monopile) konzipiert. Der Monopile fungiert als zusätzliche vertikale Erdungselektrode, damit das Erdungssystem die im Vergleich zum Blitzschutzsystem erforderliche Größe und Länge aufweist. Im Vestas-Erdungssystem sind die Windenergieanlagen in einem Windpark oder einem Netz von Windenergieanlagen zusätzlich mit einem Verbindungskabel zu einem gemeinsamen Erdungssystem verbunden.

Ein Teil des Vestas-Erdungssystems ist die Hauptpotenzialausgleichsschiene, die am Kabeleintritt aller Seekabel zum Turm der Windenergieanlage montiert ist. Die Erdungselektrode selbst ist mit der Hauptpotenzialausgleichsschiene verbunden. Potenzialausgleichsverbindungen an allen Zu- oder Ableitungen der Windenergieanlage am Kabeleintritt sind mit der Hauptpotenzialausgleichsschiene verbunden. Die Hauptpotenzialausgleichsschiene wird direkt an die Fundamentsektion des Turms geschweißt/geschraubt. Sie ist somit direkt mit dem Turm und allen anderen metallischen Teilen der Windenergieanlage verbunden.

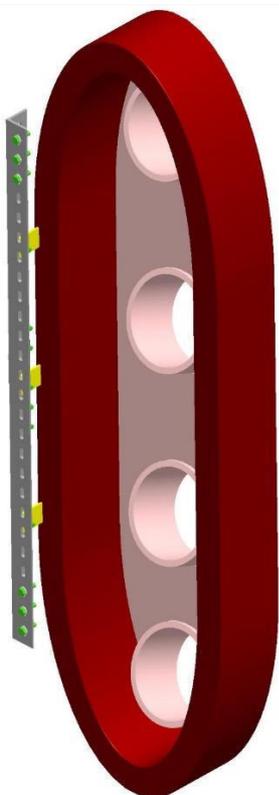


Abbildung 3-9 Mögliche Einbaulage der Hauptpotenzialausgleichsschiene

Lichtwellenleiter mit Metallkabelschirmen oder anderen metallischen Komponenten müssen ebenfalls direkt mit der Hauptpotenzialausgleichsschiene am Eintrittspunkt verbunden werden.

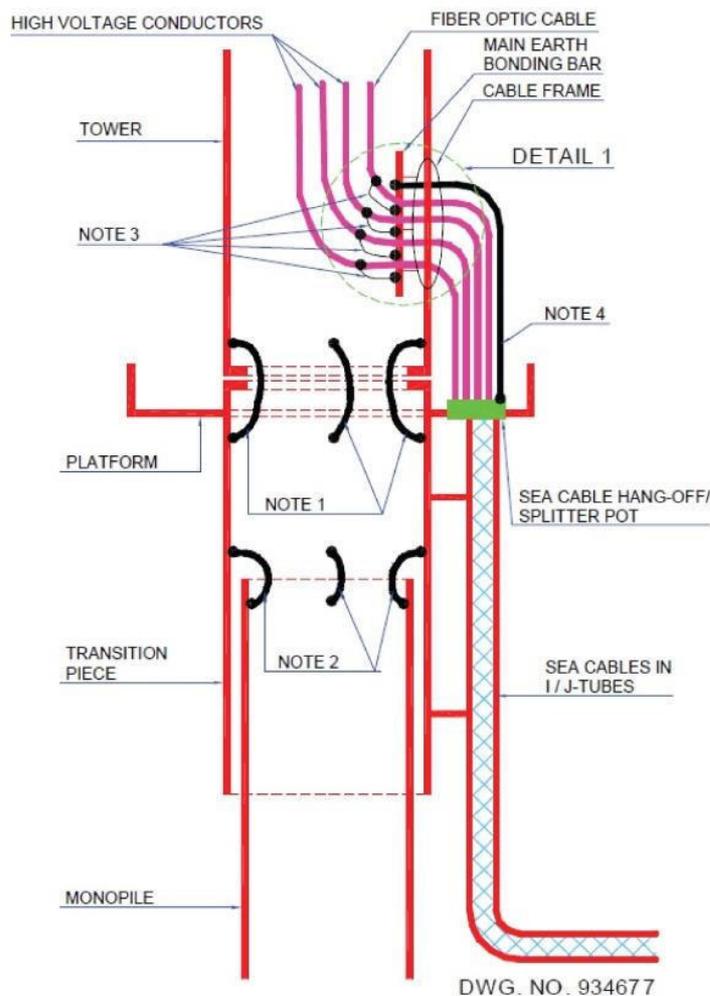


Abbildung 3-10 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei J-Rohr-Aufstellung

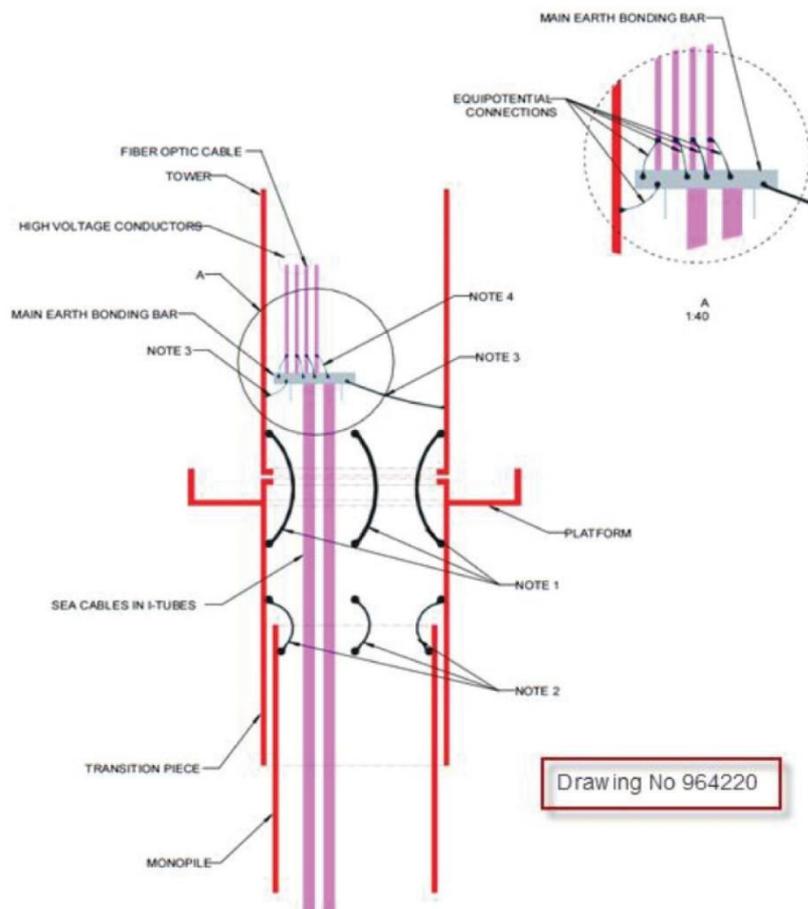


Abbildung 3-11 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei I-Rohr-Aufstellung

Generell sind alle metallischen Teile in und in unmittelbarer Reichweite der Windenergieanlage miteinander und mit dem Erdungssystem verbunden. All dies hat zur Folge, dass alle Teile sowie das umgebende Erdreich und Wasser beim Auftreten von Strömen im Erdungssystem auf dasselbe Potenzial gehoben werden. Wenn alle Metallteile und

das umgebende Erdreich auf dasselbe Potenzial (Spannung) gebracht werden, entsteht kein inakzeptables Berührungs- oder Schrittspannungspotenzial

(Spannung).

### 3.12 Überprüfung

Die Überprüfung des Blitzschutzsystems erfolgt gemäß IEC 61400-24 Ed. 2.

## 4 EMV

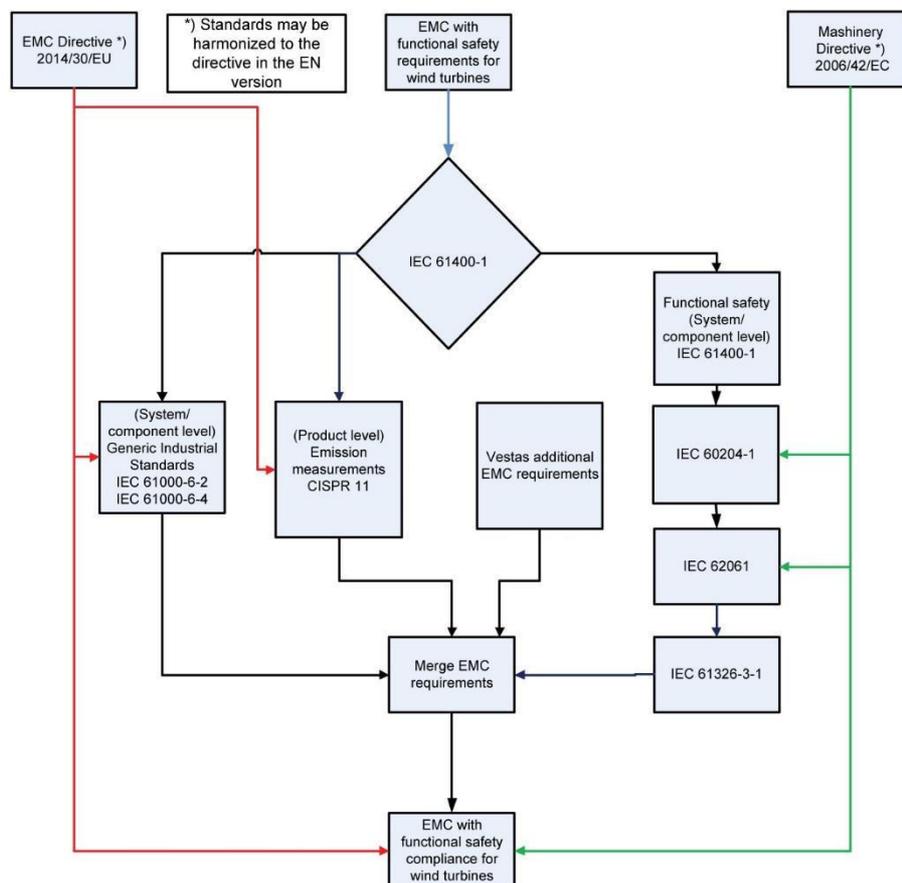
Vestas-Windenergieanlagen müssen die EMV-Richtlinie 2014/30/EU sowie alle EMV-bezogenen Aspekte der Maschinenrichtlinie 2006/42/EG zur funktionalen Sicherheit erfüllen.

Motivation für die EMV-Richtlinie ist die Gewährleistung der elektromagnetischen Verträglichkeit zwischen elektrischen Geräten. Eine detaillierte Beschreibung ist im Abschnitt „Grundlegende EMV-Anforderungen“ zu finden.

Vestas konzentriert sich auf drei Bereiche, um die Anforderungen der europäischen EMV-Richtlinie zu erfüllen:

- Konformität der Windenergieanlagen
- Anerkannte Regeln der Technik
- Komponentenübergreifende Konformität

### 4.1 Rechtsvorschriften



*Abbildung 4-1 Rechtsvorschriften*

Vestas entwickelt und produziert unter Einhaltung der EMV-Anforderungen gemäß den in der EMV-Richtlinie und in der Maschinenrichtlinie festgelegten Anforderungen des Europäischen Rates im Hinblick auf die funktionale Sicherheit.

RICHTLINIE 2014/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.

Februar 2014

zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit (Neufassung).

RICHTLINIE 2006/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Mai 2006

über Maschinen und zur Änderung der Richtlinie 95/16/EG (Neufassung)

Die Einhaltung der EMV-Richtlinie und der Maschinenrichtlinie wird durch die in der Norm für die Produktebene genannten Prüfungen belegt:

IEC 61400-1 Ed. 4 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen“ behandelt Sicherheitsaspekte, Integrität von Qualitätssicherung und Konstruktion und legt die Sicherheitsanforderungen bei Entwicklung, Aufstellung und Betrieb von Windenergieanlagen-Generatorsystemen fest.

IEC 61400–1 nennt die grundlegenden Auslegungsanforderungen zur Gewährleistung der Konstruktionsintegrität von Windenergieanlagen. Ziel ist der angemessene Schutz vor Schäden durch unterschiedlichste Gefahren während der gesamten geplanten Lebensdauer. Diese Norm gilt für alle Untersysteme von Windenergieanlagen,

darunter Steuer- und Schutzmechanismen, interne elektrische Systeme, mechanische Systeme und Trägerkonstruktionen. Diese Norm gilt für Windenergieanlagen jeder Größe.

CISPR 11 Ed. 6 „Industrielle, wissenschaftliche und medizinische Geräte – Funkstörungen – Grenzwerte und Messverfahren“.

CISPR 11 definiert den Messaufbau und die Messverfahren sowie die zulässigen Grenzwerte für Funkstörungen durch Industriegeräte.

#### 4.1.1 Grundlegende EMV-Anforderungen

Die grundlegenden EMV-Anforderungen sind in ANHANG I der EMV-Richtlinie 2014/30/EU unter „Schutzanforderungen“ und „Besondere Anforderungen an ortsfeste Anlagen“ aufgeführt.

Die Windenergieanlage muss nach dem Stand der Technik so konstruiert und gefertigt sein, dass

- die von ihr verursachten elektromagnetischen Störungen den Pegel nicht übersteigen, bei dem ein bestimmungsgemäßer Betrieb von Funk- und Telekommunikationsgeräten oder anderen Betriebsmitteln nicht mehr möglich ist;
- die Windenergieanlage gegen die bei bestimmungsgemäßem Betrieb zu erwartenden elektromagnetischen Störungen hinreichend unempfindlich sind, um ohne unzumutbare Beeinträchtigung bestimmungsgemäß arbeiten zu können.

## 4.2 Konformität der Windenergieanlagen

Der Nachweis über die Erfüllung der grundlegenden Anforderungen der EMV-Richtlinie wird durch Durchführung einer Messung der *endgültigen Emissionsmenge* erbracht.

Die Messungen der *endgültigen Emissionsmenge* sind verschiedene *in-situ*-Messungen, die an der repräsentativen Windenergieanlage der jeweiligen Mk-Version durchgeführt werden.

Die Zuverlässigkeitsanforderungen umfassen zusätzliche EMV-Testfälle, welche die in [Abschnitt 3 Blitzschutz auf Seite 4](#) beschriebenen Auswirkungen von Blitzschlägen behandeln.



In situ kommt aus dem Lateinischen und bedeutet wörtlich „vor Ort“.

## 4.3 Anerkannte Regeln der Technik

Zur Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik hat Vestas einige individuelle Richtlinien entwickelt, die sich besonders mit der Aufstellung spezieller Bauteile in einer Windenergieanlage befassen.

Die Beurteilung der EMV- und Blitzschutz-Installationsmethoden erfolgt auf Systemebene.

## 4.4 Komponentenübergreifende Konformität

Zur Gewährleistung komponentenübergreifender Konformität müssen alle elektronischen Bauteile aufgrund der anspruchsvollen Blitzumgebung die generischen EMV-Konformitätsanforderungen sowie die Zuverlässigkeitsanforderungen von Vestas erfüllen.

Hinsichtlich der Immunität gegenüber ausgestrahlten und leistungsgestrahlten Störungen erfüllen alle in der Windenergieanlage verbauten Komponenten die jeweiligen Produktstandards oder zumindest die Anforderungen

von IEC 61000-6-2 Ed. 3 und IEC 61400-24 Ed. 2. Für elektronische Komponenten gilt im Hinblick auf die Beurteilung der funktionalen Sicherheit die Norm IEC 61326-3-1 Ed. 2.

Für die interne Umgebung gelten die Emissionsanforderungen aus der Norm IEC 61000-6-4 Ed. 3 oder die entsprechenden Produktnormen für Komponenten.

Restricted  
Dokument Nr.: 0040-0154 V04  
2018-08-02

# Notbeleuchtung an Vestas Windenergieanlagen Allgemeine Spezifikation

**Inhalt**

1 **Allgemeines**..... 3  
2 **Technische Beschreibung** ..... 3

Dies Dokument ist gültig für den Vertriebsbereich von Vestas Central Europe.

## 1 Allgemeines

VESTAS-Windenergieanlagen werden mit einer Notbeleuchtung geliefert.

Dadurch wird sichergestellt, dass im Falle eines Stromausfalles (z.B. Netzfehler) die vorhandene Beleuchtung in Turm und Maschinenhaus weiterhin funktioniert.

Sollten sich in dieser Zeit z.B. Servicemonteure in der WEA aufhalten, wird dadurch auch bei Spannungslosigkeit ein gefahrloser Ab- oder Aufstieg im Turm gewährleistet.

## 2 Technische Beschreibung

Zur technischen Realisierung werden der Turm und das Maschinenhaus mit Feuchtraumwannenleuchten ausgestattet. Bei einem Ausfall der Versorgungsspannung wird **unverzüglich** auf die USV umgeschaltet, sodass das Leuchtmittel mit Spannung versorgt wird.

Die Beleuchtung liefert mindestens 10 Lux auf den Fluchtwegen im Turm und im Maschinenhaus. Die Notbeleuchtung erreicht gemäß EN 50172 innerhalb von 5 Sekunden 50% und innerhalb von 60 Sekunden 100% der erforderlichen Lichtintensität.

Die Überbrückungszeit beträgt mindestens 30 Minuten.

Die Wiederaufladezeit, bei konstantem Strom, beträgt maximal 24 Stunden.

**16.1.3 Nachforderung 20:**

**Ggf. Nachlaufströmungsgutachten bei Abständen zwischen WEA und Freileitung <3x Rotordurchmesser**

Ein entsprechendes Gutachten ist aus Sicht des Antragstellers entbehrlich.



## **Gutachten zu Risiken durch Eiswurf und Eisfall am Standort Krinitz Steesow**

**Referenz-Nummer:**

F2E-2022-TGB-037, Rev. 0 - ungekürzte Fassung

**Auftraggeber:**

SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG  
Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe

**Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:**

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

**Verfasser:**

Dipl.-Ing. Kai Deponte, Sachverständiger,

Hamburg, 22.02.2022

**Gepprüft:**

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 22.02.2022

**Für weitere Auskünfte:**

Tel.: 040 53303680-0

Fax: 040 53303680-79

Kai Deponte: [deponte@f2e.de](mailto:deponte@f2e.de) oder Dr. Thomas Hahm: [hahm@f2e.de](mailto:hahm@f2e.de)

**Urheber- und Nutzungsrecht:**

Urheber des Gutachtens ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden. Veröffentlichung und Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten. Eine Einsichtnahme der gekürzten Fassung des Gutachtens gemäß UVPG §23 (2) über die zentralen Internetportale von Bund und Ländern gemäß UVPG §20 Absatz (1) wird gestattet.



## Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung.....	3
2	Grundlagen.....	4
2.1	Vereisung.....	4
2.2	Regelungen in den Normen.....	5
2.3	Grenzwerte und Risikobewertung.....	7
2.3.1	Grenzwerte individuelles Risiko.....	7
2.3.2	Grenzwerte kollektives Risiko.....	9
2.3.3	Risikobewertung.....	10
2.3.4	Risikomindernde Maßnahmen.....	12
2.3.5	Addition von Risiken.....	14
2.4	Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken.....	15
2.5	Vereisungshäufigkeiten.....	16
2.6	Gültigkeit der Ergebnisse.....	18
2.7	Rotorblattheizung.....	19
3	Eingangsdaten.....	20
3.1	Ausgangssituation.....	20
3.2	Winddaten am Standort.....	20
3.3	Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	21
3.4	Aufenthaltshäufigkeiten.....	24
3.5	Vereisungsrelevante WEA-Systeme.....	24
3.5.1	WEA-interne Eiserkennungssysteme.....	24
3.5.2	Optionale Eiserkennungssysteme.....	24
3.5.3	Systeme zur Prävention und Enteisung.....	24
3.5.4	Betriebsführungssystem.....	24
3.6	Risikoreduzierende Maßnahmen.....	25
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	25
4.1	Standortbesichtigung.....	25
4.2	Vereisungsbedingungen am Standort.....	25
4.3	Ermittlung der potentiellen Gefährdungsbereiche.....	26
4.4	Eiswurf.....	27
5	Weitere Maßnahmen.....	29
6	Zusammenfassung.....	30
6.1	Potentielle Gefährdungsbereiche.....	30
6.2	Eiswurf.....	30
6.3	Eisfall.....	31
7	Formelzeichen und Abkürzungen.....	32
8	Literaturangaben.....	33



Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eiswurf.....	35
A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten.....	35
A.2 Schadenshäufigkeiten.....	36

## 1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall ausgehend von sich in Betrieb befindlichen bzw. stillstehenden (trudelnden) Windenergieanlagen (WEA) zu betrachten und zu bewerten.



## 2 Grundlagen

### 2.1 Vereisung

Abhängig von den Vereisungsbedingungen kann es auf dem Rotorblatt einer WEA zu starken Vereisungen kommen, in deren Folge eine Gefahr durch sich lösende bis zu mehreren Kilogramm schwere Eisstücke besteht.

Während des Betriebes der WEA erfahren diese Eisstücke einen deutlichen Anfangsimpuls durch das schnell rotierende Blatt. In diesem Fall wird daher von Eiswurf gesprochen. Während des Stillstandes der WEA trudelt diese mit deutlich niedrigeren Drehzahlen. In diesem Fall wird daher von Eisfall gesprochen. In beiden Fällen (Eiswurf und Eisfall) wirken auf die abgelösten Eisstücke durch den Wind weitere Kräfte. Bei Sturm und auch entlang eines abfallenden Geländes können so nennenswerte Flugweiten erreicht werden.

Vereisung tritt ein, wenn entweder unterkühlte Wassertropfen auf das Rotorblatt aufschlagen oder die Oberflächentemperatur des Rotorblattes unterhalb des Reifpunktes liegt und Wasserdampf auf der Oberfläche in Form von Reif resublimiert.

Im Temperaturbereich von ca. 0° bis -10°C bildet sich aus den Wassertropfen beim Auftreffen auf das Rotorblatt Eis. Bis etwa -4°C kommt es dabei aufgrund der verzögerten Eisbildung zu großflächiger Klareisbildung. Bei niedrigeren Temperaturen dominiert hingegen die Raueisbildung, mit geringer Haftoberfläche und einem milchigeren und rauherem Erscheinungsbild.

Unterhalb von -10°C können sich größere Ablagerungen von Raureif an den Profilkanten bilden. Der sich bei noch kälteren Temperaturen bildende Reif bildet typischerweise keine größeren Ablagerungen und spielt hinsichtlich einer Gefährdung durch Eisfall oder Eiswurf keine Rolle.

Grundsätzlich sollten bei der Gefährdung durch Eisfall bzw. Eiswurf daher zwischen großflächigen Eisplatten, die sich über einen großen Bereich der Profiltiefe ausbilden können, und schlankeren Eisstücken, die von der Profilkante abbrechen, unterschieden werden. Hinweise zu Form und Masse von Eisstücken finden sich z.B. in /1.1/.

Aufgrund der extrem hohen Variabilität der Vereisungstage von Jahr zu Jahr werden langjährige Messungen benötigt, die möglichst auf einen klimatologischen Zeitraum, also 30 Jahre, zu beziehen sind /2.1/. Derart langjährige Messungen oder Beobachtungen liegen in Deutschland z.B. in Bodennähe für die Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes DWD vor. Messungen in Bodennähe unterliegen jedoch starken mikroskaligen Einflüssen, so dass sie bezüglich einer Vereisung schon wenige hundert Meter entfernt nicht mehr aussagekräftig sein können, wenn sich dort z.B.



aufgrund einer lokalen Senke kalte Luft sammelt. Diese mikroskaligen Effekte, die auf Nabenhöhe der Windenergieanlagen typischerweise keine Rolle mehr spielen, zu identifizieren und entsprechend zu korrigieren ist so gut wie nicht möglich. Hinzu kommt, dass die Daten der Klimastationen oft über mehr als 10km und auf andere Höhen über Meeresniveau übertragen werden müssen, so dass die Unsicherheiten in der Vorhersage der Vereisungstage nach dieser Methode insgesamt sehr groß sind.

Eine weitere mögliche Quelle stellen großflächige Vereisungskarten dar, wie sie z.B. in /1.1/ und /1.2/ dargestellt sind. Diese Karten liefern jedoch nur Hinweise und Tendenzen. In /1.2/ wird darauf hingewiesen, dass im Gegensatz zu den in den großflächigen Karten dargestellten Werten, die tatsächlichen Werte schon auf kurzen Distanzen stark schwanken können und die lokale Geländetopografie berücksichtigt werden sollte. Die daraus entstehenden Unterschiede in der Einschätzung der Vereisungstage können extrem groß sein, so dass diese Karten selbst zur Plausibilisierung lokaler Vereisungsdaten nur sehr bedingt geeignet sind.

Für Deutschland liegt mittlerweile eine hochaufgelöste Vereisungskarte des DWD vor, die die lokale Topografie berücksichtigt /1.8/. Sie stellt vor dem Hintergrund der dargestellten Zusammenhänge die zurzeit beste Datengrundlage zur Ermittlung der Vereisungstage für Standorte in Deutschland dar.

## **2.2 Regelungen in den Normen**

In /1.1/ findet sich für Regionen mit einer hohen Vereisungshäufigkeit die Empfehlung, einen Mindestabstand von  $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$  zu gefährdeten Bereichen einzuhalten oder die Windenergieanlage bei Vereisungsbedingungen abzuschalten.

Der vorgeschlagene Mindestabstand von  $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$  fand in Deutschland Eingang in die Muster-Liste der technischen Baubestimmungen bzw. die Muster-Verwaltungsvorschrift Technischen Baubestimmungen /2.2/. Dort heißt es in der Anlage zur Richtlinie für Windenergieanlagen:

„Abstände zu Verkehrswegen und Gebäuden sind unbeschadet der Anforderungen aus anderen Rechtsbereichen wegen der Gefahr des Eisabwurfs einzuhalten, soweit eine Gefährdung der öffentlichen Sicherheit nicht auszuschließen ist. Abstände größer als  $1,5 \times (\text{Rotordurchmesser plus Nabenhöhe})$  gelten im Allgemeinen in nicht besonders eisgefährdeten Regionen als ausreichend. In anderen Fällen ist die Stellungnahme eines Sachverständigen erforderlich.“

Soweit dieser Mindestabstand nicht eingehalten wird bzw. der Standort der Windenergieanlage in einer besonders eisgefährdeten Region liegt und der Mindestab-



stand daher keine Anwendung finden kann, ist also das Risiko durch Eiswurf standortspezifisch zu bewerten.

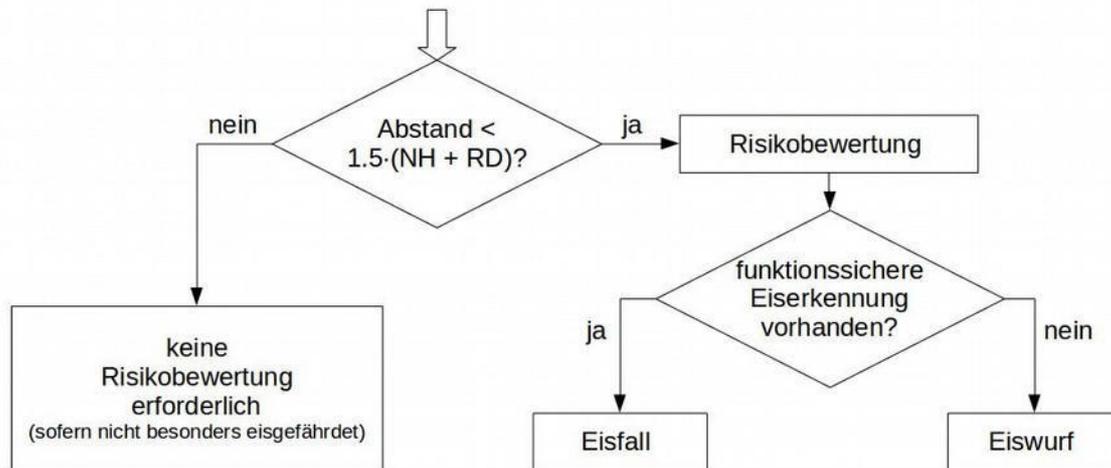
Weiterhin wird in /2.2/ ausgeführt, dass die gutachterliche Stellungnahme eines Sachverständigen zur Funktionssicherheit von Einrichtungen vorzulegen ist, durch die der Betrieb der Windenergieanlage bei Eisansatz sicher ausgeschlossen werden kann oder durch die ein Eisansatz verhindert werden kann. Dies hat immer dann zu erfolgen, wenn erforderliche Abstände wegen der Gefahr des Eisabwurfes nicht eingehalten werden.

Die gutachterliche Stellungnahme zur Funktionssicherheit von Einrichtungen zur Eiserkennung ist im Gegensatz zur gutachterlichen Stellungnahme bei Unterschreitung des in der Muster-Liste genannten Mindestabstandes von  $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$  kein standortspezifischer Nachweis, sondern ein entweder vom Hersteller des Eiserkennungssystems bzw. für die Implementierung in eine spezifische Windenergieanlage vom Hersteller der Windenergieanlage einmalig für den jeweiligen Typ in Auftrag gegebenes Gutachten. Diese Systeme schließen damit den Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz aus, können aber nicht grundsätzlich Eisansatz verhindern. Das für eine Verhinderung des Eisansatzes in /2.2/ genannte Beispiel einer Rotorblattheizung ist an dieser Stelle typischerweise nicht als Sicherheitssystem konzipiert. Der Betrieb einer Rotorblattheizung wird daher durch einzelne Hersteller für Standorte, in deren Umgebung eventuell durch Eiswurf eine erhebliche Gefährdung besteht, sogar ausgeschlossen.

Damit ergibt sich die Situation, dass auch bei einem vorhandenen System zur Eiserkennung mit Eisfall (Ablösen von Eisstücken von der stillstehenden bzw. trudelnden Windenergieanlage) zu rechnen ist und damit auch in diesen Fällen bei Unterschreitung des Mindestabstandes von  $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$  eine standortspezifische Bewertung des Risikos erfolgen sollte.

Der in der Abbildung 2.2.1 dargestellte Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall fasst dies noch einmal zusammen.

Auf internationaler Ebene wurden durch die International Energy Agency (IEA) Empfehlungen für die Risikobewertung von Eisfall und Eiswurf erarbeitet /2.1/. Neben der Risikobewertung beschäftigen sich die Empfehlungen der IEA auch mit der mathematischen Modellierung und den eingehenden Randbedingungen. Die Empfehlungen der IEA /2.1/ werden im Folgenden berücksichtigt.



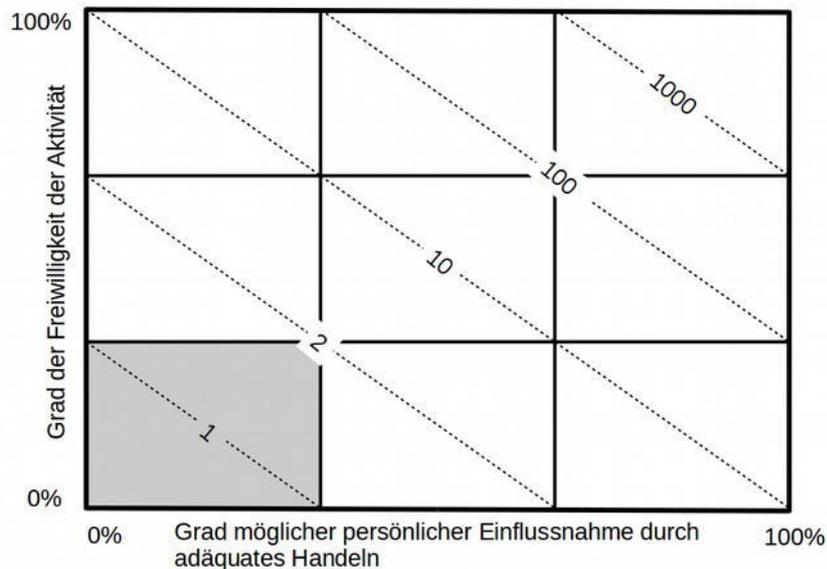
**Abbildung 2.2.1:** Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall.

## 2.3 Grenzwerte und Risikobewertung

### 2.3.1 Grenzwerte individuelles Risiko

Für Personenschäden findet sich in der Literatur das Konzept der minimalen endogenen Sterblichkeit (MEM) /2.3/. Die minimale endogene Sterblichkeit in entwickelten Ländern findet sich in der Gruppe der fünf bis 15jährigen. Sie liegt bei  $2 \cdot 10^{-4}$  Todesfällen pro Person und Jahr. Eine neue Technologie sollte diese endogene Sterblichkeit nicht nennenswert erhöhen. Es wird daher gefordert, dass die mit einer neuen Technologie verbundene Sterblichkeit nicht mehr als  $1 \cdot 10^{-5}$  Todesfälle pro Person und Jahr betragen darf.

An anderer Stelle wird das gesellschaftlich akzeptierte Todesfallrisiko abhängig vom Grad der Freiwilligkeit und möglichen Einflussnahme auf die Handlung dargestellt /1.7/. Die Akzeptanz sinkt, wenn zum einen die Möglichkeit sich durch adäquates Handeln zu schützen gegen Null geht und zum anderen sich die Person nicht freiwillig der Gefährdung aussetzt. Der unter diesen Randbedingungen definierte Grenzwert liegt bei  $1 \cdot 10^{-5}$  Todesfällen pro Person und Jahr und entspricht damit dem definierten MEM-Kriterium.



**Abbildung 2.3.1.1:** Akzeptiertes Todesfallrisiko pro 100 000 Personen /1.7/. Grau hinterlegter Bereich entspricht dem MEM-Kriterium /2.3/.

Betrachtet man das Risiko in der Nähe einer WEA durch Eisfall oder Eiswurf tödlich zu verunglücken, begibt man sich in der Regel weder freiwillig in diese Lage noch hat man durch persönliche Einflussnahme eine Möglichkeit das Risiko nennenswert zu minimieren. Der Ansatz des MEM-Kriteriums ist daher an dieser Stelle gerechtfertigt und sinnvoll.

Damit liegt eine inakzeptable Gefährdung durch Eiswurf oder Eisfall nur vor, wenn der so definierte Grenzwert überschritten wird.

Um hier eine konservative Vorgehensweise zu gewährleisten, werden folgende Annahmen getroffen:

- Ein Eisstück, das eine ungeschützte Person außerhalb eines Fahrzeuges oder Gebäudes im Bereich des Kopfes trifft, führt immer zu einer schweren Verletzung oder zum Tode.
- Ein Eisstück, das direkt auf ein Fahrzeug im Bereich der Frontscheibe auftrifft, führt stets zu einer schweren Verletzung oder zum Tode der Insassen. Die durchschnittliche Anzahl von Personen in einem Kraftfahrzeug ist statistisch erfasst /1.6/, so dass sich hieraus eine Anzahl betroffener Personen ableiten lässt.

Mit dem Ausschluss leichter Verletzungen sowie der fehlenden Unterscheidung zwischen schweren und tödlichen Verletzungen wird hier ein konservativer Ansatz gewählt. Eine weitere Differenzierung gestaltet sich an dieser Stelle sehr schwierig und lässt sich statistisch zurzeit nicht ausreichend absichern.



### 2.3.2 Grenzwerte kollektives Risiko

Bei der Bewertung von Schutzobjekten, bei denen sich eine größere Anzahl von Personen in der Nähe der WEA aufhält, wie es typischerweise bei Verkehrswegen der Fall ist, ist gemäß /2.1/ das daraus resultierende Kollektivrisiko zu bewerten. Entsprechende Grenzwerte für das Kollektivrisiko werden in /2.1/ definiert. Diese liegen für das Kollektivrisiko zwei Größenordnungen oberhalb des MEM-Kriteriums /2.1/ und somit bei  $1 \cdot 10^{-3}$  Todesfällen pro Jahr.

Gemäß /2.1/ kann für das Risiko im Straßenverkehr der Grenzwert für das kollektive Risiko basierend auf vorliegenden Unfallstatistiken ermittelt werden. Diese Vorgehensweise findet Anwendung für Straßen des Fernverkehrs und angeschlossene Straßen, die dem Durchgangsverkehr dienen. Dies sind in Deutschland die Bundesautobahnen, die Bundesstraßen und die Landesstraßen.

Das aktuelle Risiko ist dabei auf Basis der Todesfälle und der Schwerverletzten im Straßenverkehr zu ermitteln. Entsprechend der grundsätzlichen Idee des MEM-Kriteriums wird auch hier gefordert, dass ein bestehendes Risiko nicht nennenswert erhöht werden darf. Der anzusetzende Grenzwert für eine inakzeptable Gefährdung durch Eiswurf oder Eisfall wird daher eine Größenordnung niedriger gewählt als das bestehende Risiko /2.1/.

Mit /1.3/ liegen entsprechende Unfallzahlen für Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse, Ortslage und Unfallfolge vor. Tabelle 2.3.2.1 listet die entsprechenden absoluten Unfallzahlen pro Jahr für die betreffenden Straßengruppen.

**Tabelle 2.3.2.1:** Verunglückte Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse pro Jahr /1.3/.

Straßenklasse	Getötete	Schwerverletzte
Bundesautobahn	344	5673
Bundesstraße (außerorts)	640	7742
Landesstraße (außerorts)	646	9210

In Verbindung mit der Inlandsfahrleistung auf den verschiedenen Straßenklassen lassen sich daraus die bestehenden Risiken bezogen auf die gefahrene Strecke bestimmen. Damit ist es möglich abhängig von der Verkehrsdichte straßenspezifische Risikowerte festzulegen. Die Streckenlänge ist dabei so festzulegen, dass jeweils nur eine WEA zur Gefährdung beitragen kann, um auch hier zu gewährleisten, dass das von jeder WEA ausgehende Risiko unabhängig bewertet werden kann. Werden die Risikogrenzwerte standortspezifisch bestimmt, so sind sie in Kapitel 3 dargestellt. Für alle anderen Straßenklassen kann der oben definierte Grenzwert für das Kollektivrisiko von  $1 \cdot 10^{-3}$  zugrunde gelegt werden.



### 2.3.3 Risikobewertung

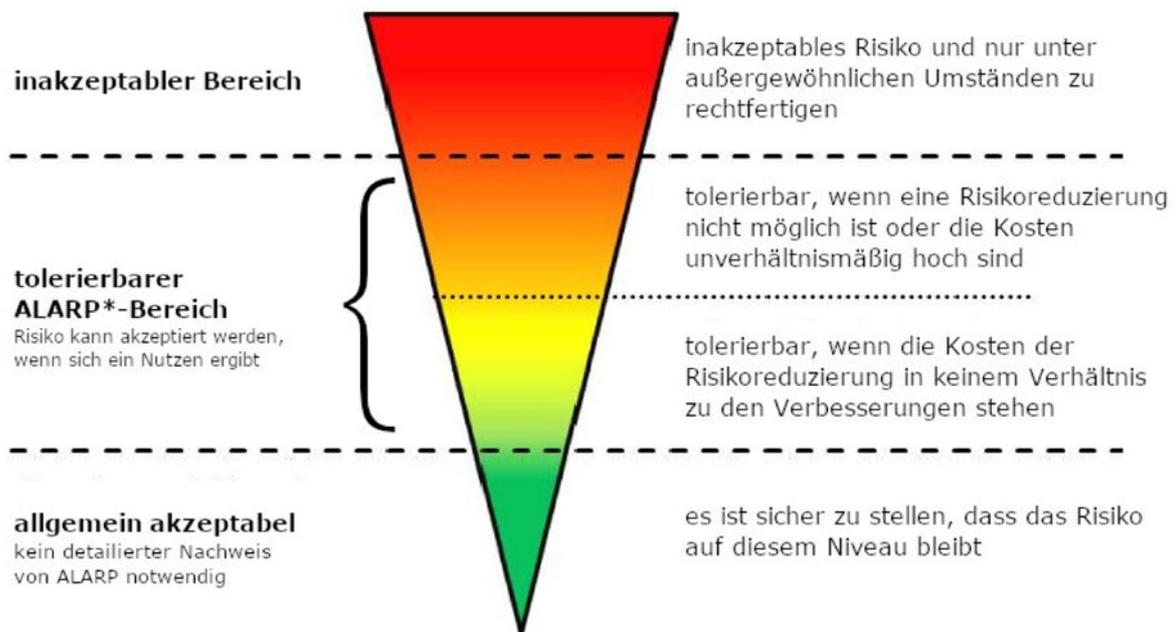
Im Folgenden wird in allen Fällen das individuelle Risiko und das kollektive Risiko ermittelt. Anschließend wird in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen das individuelle oder kollektive Risiko für eine Bewertung zugrunde gelegt. In Anlehnung an /2.1/ kann dabei folgende Aufteilung verwendet werden:

- Individuelles Risiko:
  - land- und forstwirtschaftlich genutzte Wege, Wanderwege, Fahrradwege und Straßen mit geringer Verkehrsdichte,
  - Objekte wie Scheunen, Hütten etc., die regelmäßig durch den Besitzer oder durch einen kleinen Personenkreis genutzt werden.
- Kollektives Risiko:
  - stark genutzte Gemeindestraßen, Kreisstraßen, Landesstraßen, Bundesstraßen und Autobahnen,
  - Objekte, die von generellem Interesse für die Öffentlichkeit sind und entsprechend durch eine größere Personengruppe genutzt werden (öffentliche Parkplätze, Industrieanlagen etc.).

Für die Bewertung des kollektiven Risikos sind dabei die Risiken aller zu betrachtenden Personengruppen zu addieren. Für die Bewertung des individuellen Risikos ist das sogenannte kritische Individuum maßgeblich, das aufgrund seiner Nutzung der Schutzobjekte dem höchsten Risiko ausgesetzt ist. Das individuelle Risiko ist im Gegensatz zum kollektiven Risiko daher nicht von der Gesamtanzahl der Personen abhängig, die die Schutzobjekte frequentieren. Auf kleineren Wegen, auf denen nur eine geringe Fahrgeschwindigkeit von Kfz zu unterstellen ist, ist das kritische Individuum z.B. in der Regel der Fußgänger.

Entsprechend dem Vorgehen der UK Health and Safety Executive (HSE) /1.9/ werden in /2.1/ unterhalb des inakzeptablen Bereiches weitere Risikobereiche definiert, die unterschiedliche Maßnahmen erfordern.

Das MEM-Kriterium definiert für das individuelle Risiko dabei die Obergrenze des sogenannten ALARP-Bereichs (As Low As Reasonably Practicable, s. Abbildung 2.3.3.1). Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht akzeptabel.



\*: ALARP: as low as reasonably practicable  
Risiko so niedrig, wie vernünftigerweise möglich

*Abbildung 2.3.3.1: ALARP-Prinzip nach /1.9/. Die Grenze zum roten inakzeptablen Bereich wird für das individuelle Risiko durch das MEM-Kriterium /2.3/ definiert.*

Darunter folgt der ALARP-Bereich, welcher sich über zwei Größenordnungen der Risikowerte erstreckt.

Liegt das Risiko im oberen ALARP-Bereich, sollen Maßnahmen in Betracht gezogen werden, um das Risiko weiter zu reduzieren. Die Maßnahmen sollten sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Liegt das Risiko im unteren ALARP-Bereich, sind Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos in der Regel nicht erforderlich. Im Rahmen des Gutachtens werden entsprechend nur im Einzelfall Maßnahmen vorgeschlagen.

Liegt das Risiko mehr als zwei Größenordnungen unterhalb des MEM-Kriteriums, ist es ohne weitere Maßnahmen allgemein akzeptabel.

Bei der Bewertung der individuellen und kollektiven Risiken wird entsprechend zwischen den vier in Tabelle 2.3.3.1 genannten Bereichen unterschieden.

Da Sachschäden hier in ihrer Schwere gegenüber Personenschäden vernachlässigbar sind, werden diese in der Regel nicht weiter bewertet und in den Detailergebnissen



im Anhang nicht dargestellt.

**Tabelle 2.3.3.1:** Risikobereiche für das individuelle und kollektive Risiko nach /2.1/.

Individuelles Risiko	Kollektives Risiko	Bewertung
$> 10^{-5}$	$> 10^{-3}$ oder standortspezifisch	Roter Bereich: Risiko inakzeptabel - Maßnahmen sind einzuleiten und deren Nutzen nachzuweisen
$10^{-6}$ bis $10^{-5}$	$10^{-4}$ bis $10^{-3}$ oder standortspezifisch	Oranger Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
$10^{-7}$ bis $10^{-6}$	$10^{-5}$ bis $10^{-4}$ oder standortspezifisch	Gelber Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
$< 10^{-7}$	$< 10^{-5}$ oder standortspezifisch	Grüner Bereich: Risiko allgemein akzeptabel

Das individuelle Risiko ist in der Regel für stark genutzte überregionale Verkehrswege nicht maßgeblich. Eine Ausnahme bilden hier die überregionalen Bahnstrecken, da hier nur wenige individuelle Personen, nämlich die Lokführer, gefährdet sind. Da es nicht praktikabel oder nicht möglich ist, das individuelle Risiko entlang einer gesamten Bahnstrecke zu bewerten, werden in diesem Fall die Grenzwerte für das individuelle Risiko um den Faktor zehn erniedrigt.

### 2.3.4 Risikomindernde Maßnahmen

Liegt das Risiko im inakzeptablen roten Bereich, ist ein Nachweis erforderlich, dass das Risiko durch geeignete Maßnahmen in den ALARP-Bereich verschoben werden kann. Gemäß /2.1/ kommen insbesondere folgende Maßnahmen in Frage, um das Risiko in den ALARP-Bereich zu verschieben:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung,
- Wahl eines kleineren WEA-Typs,
- Verschiebung der WEA,
- Verlegung des betroffenen Schutzobjektes.

In allen Fällen ist durch eine erneute Berechnung nachzuweisen, dass das Risiko anschließend nicht mehr im roten inakzeptablen Bereich liegt /2.1/.

Liegt das Risiko im oberen orangen ALARP-Bereich sind etablierte risikomindernde Maßnahmen umzusetzen. Zu den empfohlenen Maßnahmen zählen:

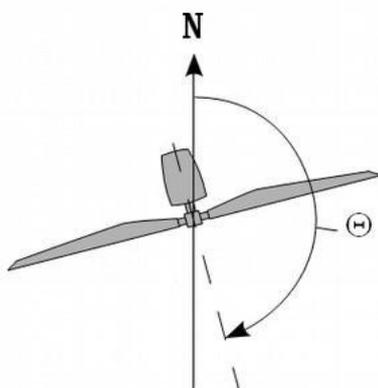


- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung, wenn dies aufgrund der Lage der Schutzobjekte möglich und sinnvoll ist,
- Einsatz einer funktionssicheren Eiserkennung,
- Warnschilder,
- Warnleuchten, die mit dem Eiserkennungssystem der WEA gekoppelt sind,
- Physische Barrieren wie Schranken sofern dies vor Ort umgesetzt werden kann.

Die Auswahl der Maßnahmen sollte sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Auf Freiflächen mit kontrolliertem und beschränktem Zutritt wie z.B. einem Betriebsgelände kann das Risiko auch durch Aufenthaltsbeschränkungen oder das Tragen eines Schutzhelmes reduziert werden. Bei der Quantifizierung dieser Maßnahmen kann gemäß /1.10/ davon ausgegangen werden, dass das Tragen eines Schutzhelmes mit einem Chancenverhältnis (odds ratio) für schwere und tödliche Kopfverletzungen von etwa  $\frac{1}{3}$  verbunden ist.

Bei einer Fixierung der Azimut-Position wird die WEA nach einer Abschaltung durch die Eiserkennung in eine fixe Azimut-Position gefahren. Damit kann die Trefferhäufigkeit von Eisstücken auf die Schutzobjekte verringert werden, indem im Falle eines Verkehrsweges z.B. der Rotor parallel zum Fahrbahnrand ausgerichtet wird. Die Azimut-Position wird dabei definiert über den Azimutwinkel zwischen geografisch Nord und der Achsenrichtung der WEA.



**Abbildung 2.3.4.1:** Definition des Azimutwinkels  $\Theta$ .



### 2.3.5 Addition von Risiken

Entlang von Verkehrswegen kann in der Regel nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne oder alle Personen mehrere WEA passieren und damit einer Summe von Risiken ausgesetzt sind.

Dies spielt für den überregionalen Verkehr keine Rolle, da hier mit Grenzwerten verglichen wird, die auf die gefahrene Strecke bezogen sind (siehe Kapitel 2.3.2).

WEA an Autobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen können daher stets einzeln betrachtet werden. Hier sind benachbarte WEA nur dann von Interesse, wenn sich die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA und einer benachbarten WEA überlappen.

Bei der Bewertung von Verkehrswegen des regionalen bzw. des Nahverkehrs werden die akzeptierten Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko herangezogen. Für Kreisstraßen, Gemeindestraßen und sonstige Verkehrswege ist daher zu prüfen, ob die übliche Nutzung dazu führt, dass die Gefährdungsbereiche mehrerer WEA passiert werden. Diese Betrachtung kann aufgrund des regionalen Charakters dieser Verkehrswege dabei auf den zu betrachtenden Windpark beschränkt werden.

In einem verzweigten Verkehrswegenetz innerhalb eines Windparks gibt es eine Vielzahl von Routen, die nicht alle betrachtet werden können. Es ist hier ausreichend eine repräsentative Route zu wählen, die eine konservative Bewertung gewährleistet.

In der Praxis kann für Verkehrswege des regionalen bzw. des Nahverkehrs folgendermaßen vorgegangen werden:

- Im ersten Schritt werden die Risiken ausgehend von jeder einzelnen WEA und bezogen auf die verschiedenen Schutzobjekte ermittelt. Wenn einzelne Risiken hier bereits im oberen ALARP-Bereich liegen, werden die entsprechenden Maßnahmen abgeleitet (siehe auch Kapitel 5).
- Im zweiten Schritt wird eine repräsentative Route festgelegt und hierfür das Risiko ermittelt und bewertet. Eventuell sind hieraus weitere risikomindernde Maßnahmen abzuleiten.
- Auf den zweiten Schritt kann verzichtet werden, wenn die Summe der Risiken über alle WEA die jeweils anzusetzenden Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko nicht übersteigen.
- Auf den zweiten Schritt kann ebenfalls verzichtet werden, wenn die Risiken der geplanten WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte jeweils im allgemein akzeptablen Bereich liegen, da der Beitrag zum Gesamtrisiko entlang eines repräsentativen Weges dann vernachlässigbar ist. Liegen die Risiken der



geplanten WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte im unteren ALARP-Bereich, ist im Einzelfall zu prüfen, ob der Beitrag zum Gesamtrisiko als nicht signifikant eingestuft werden kann.

Es ergeben sich folgende Begriffe und Symbole, die im Zusammenhang mit WEA im Gutachten verwendet werden:

**Tabelle 2.3.5.1: Erläuterung der verwendeten Begriffe und Symbole.**

Erläuterung der Begriffe		
	„geplante WEA“	WEA, deren Risiko im Rahmen des Gutachtens zu bewerten ist.
 	„benachbarte WEA“	Alle weiteren WEA, die vom Auftraggeber übermittelt wurden. Es ist dabei unerheblich, ob sich einzelne benachbarte WEA ebenfalls in Planung oder Bau befinden. Entscheidend ist die Windparkkonfiguration, die als Vorbelastung für die geplanten WEA zu unterstellen ist. Alle benachbarten WEA sind in Tabelle 3.3.1 aufgeführt.
	„Referenzpunkt der Winddaten“	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.
Farbliche Zuordnung der Symbole		
	Zu bewertende WEA: geplante WEA, deren Risiko bewertet wird.	
	Zu berücksichtigende WEA: Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA Einfluss auf das Risiko im Gefährdungsbereich der zu bewertenden WEA (  ) nehmen bzw. aufgrund der Nutzung der Schutzobjekte innerhalb des Windparks potentiell zu berücksichtigen sind.	
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA und ihrer Lage im Windpark nicht bei der Bewertung des Risikos der zu bewertenden WEA (  ) zu berücksichtigen sind. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in Abbildung 3.3.1 dargestellt.	
	Referenzpunkte der Winddaten.	
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.	

## 2.4 Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken

Für die Berechnung der Flugbahnen der Eisstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Eisstücke die Lage des Eisstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt.

Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation werden dabei folgende Größen zufällig im Rahmen der am Standort zu erwartenden Wahrscheinlichkeitsverteilung variiert:

- Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,



- Windrichtung,
- Position des Eisstückes auf dem Blatt,
- Geometrie und Dichte des Eisstückes,
- Drehzahl und Stellung des Rotors im Moment der Ablösung des Eisstückes.

Für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden Daten aus /1.5/ berücksichtigt. Eine eventuell vorhandene Schutzwirkung durch Bewuchs oder Gebäude wird dabei vernachlässigt.

Das Berechnungsmodell wurde im Rahmen der Entwicklung der IEA Recommendations /2.1/ anhand von Messkampagnen in realen Windparks validiert.

## **2.5 Vereisungshäufigkeiten**

Datengrundlage für die Bewertung der Vereisungshäufigkeit bildet die Vereisungskarte des Deutschen Wetterdienstes /1.8/. Für die Bestimmung der Häufigkeit atmosphärischer Vereisung wurden hierzu in /1.8/ verschiedene Wetter-Meldungen ausgewertet:

- Allgemeine Wetterereignisse:
  - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Regen,
  - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Sprühregen,
  - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen,
  - Eiskörner (gefrorene Regentropfen),
  - Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen  $\leq 0^\circ$  Celsius:
  - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Sprühregen,
  - leichter, mäßiger oder starker Sprühregen mit Regen,
  - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Regen,
  - Nebel oder Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen  $> 0^\circ$  Celsius:
  - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Schneefall,
  - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen- oder Schneeschauer,
- Wetterereignisse der letzten Stunde aber nicht zur Beobachtungszeit:
  - Schneefall,



- Schneeregen oder Eiskörner,
- gefrierender Regen,
- Schneeschauer bei Temperaturen  $> 0^{\circ}$  Celsius,
- Nebel bei Temperaturen  $\leq 0^{\circ}$  Celsius.

Damit werden eine Vielzahl von Ereignissen erfasst, die nicht in allen Fällen zu einer signifikanten Vereisung bzw. in einigen Fällen zu keiner Vereisung der WEA führen. Gleichzeitig beziehen sich die Meldungen auf Beobachterhöhe und nicht auf die Nabenhöhe der WEA. Es wurden daher Vergleiche mit verschiedenen Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes durchgeführt. Hierzu wurden langjährige (30 Jahre) Messreihen zum Tagesmittel der relativen Luftfeuchte und der Lufttemperatur ausgewertet, um die Vereisungshäufigkeit auf Nabenhöhe zu bestimmen. Der Vergleich zeigt, dass die in /1.8/ auf Beobachterhöhe ermittelten Vereisungshäufigkeiten konservativere Ergebnisse liefern. Eine Umrechnung auf Nabenhöhe der WEA ist daher unter Berücksichtigung der in /1.8/ betrachteten Ereignisse nicht erforderlich.

Gemäß /1.8/ sind für Standorte in großen Höhen besondere Betrachtungen erforderlich, wenn diese besonders exponiert oder besonders geschützt liegen. Entsprechende Orte wurden in /1.8/ daher gefiltert. Die niedrigste betroffene Höhe liegt bei ca. 700m üNN, so dass das hier verwendete Verfahren im Folgenden für Orte bis zu einer Höhe von 700m üNN ohne Korrekturen angewendet wird. In diesem Höhenbereich weist die in /1.8/ verwendete exponentielle Regression eine gute Annäherung an die Daten auf und wird daher hier verwendet. Abbildung 2.5.1 zeigt die hierauf beruhende Vereisungskarte für Deutschland.

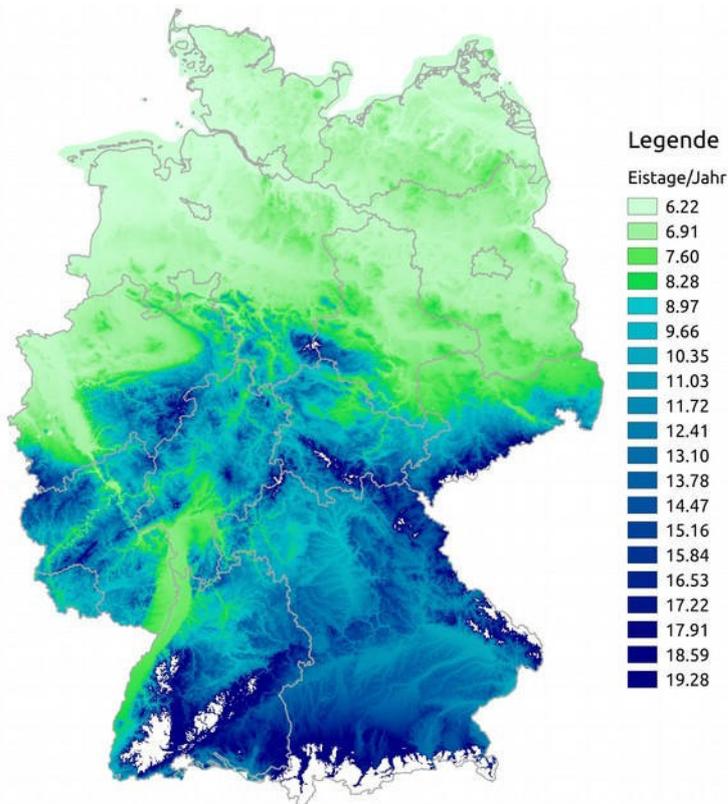


Abbildung 2.5.1: Eistage pro Jahr basierend auf /1.8/ für Höhen bis 700m üNN.

## 2.6 Gültigkeit der Ergebnisse

Die für die Risikobewertung erforderliche Häufigkeitsverteilung von Eisstücken in der Umgebung der WEA hängt von mehreren Faktoren ab. Dies sind neben den WEA-Daten (Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Nennleistung, Betriebsweise der WEA sowie Vorhandensein und Art des Eiserkennungssystems), die Windbedingungen (Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, sektorielle Weibull-Parameter der Windgeschwindigkeitsverteilung) und die Vereisungsbedingungen am Standort. Mit letzterem sind neben der Anzahl der Vereisungstage auch die zu erwartende Eismasse auf dem Rotorblatt sowie die Massen- und Formverteilung der sich lösenden Eisstücke gemeint. Weiterhin ist die Risikobewertung abhängig von der Aufenthaltshäufigkeit und dem Bewegungsmuster von Personen im Umfeld der WEA.

Jede Änderung dieser Randbedingungen erfordert daher eine Neubewertung des Risikos.

Für alle Parameter, die einen Einfluss auf die Auftreffpunkte der Eisstücke haben, lassen sich keine pauschalen konservativen Werte festlegen /2.1/. Dies bedeutet



insbesondere, dass eine Reduzierung der Nabenhöhe nicht automatisch zu einer Reduzierung des Risikos führt. Auch sind die Ergebnisse eines Risikos durch Eiswurf nicht unbedingt abdeckend für das Risiko durch Eisfall von derselben WEA am selben Standort.

In den Berechnungen zum Risiko durch Eisfall wird angenommen, dass die gesamte auf den Rotorblättern im Vereisungsfall unterstellte Eismasse in Form von Eisstücken abgeworfen wird.

## **2.7 Rotorblattheizung**

Zurzeit liegen keine Erkenntnisse vor, wie die Verteilung von Eisstückgrößen oder deren Dichte durch eine Rotorblattheizung beeinflusst wird. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass ein beheiztes Rotorblatt weniger stark vereist. Die Berechnungen decken daher den Einsatz einer Rotorblattheizung im Trudelbetrieb bzw. bei Stillstand der WEA und manuellem Wiederauffahren ab.



## **3 Eingangsdaten**

### **3.1 Ausgangssituation**

Am Standort Krinitz Steesow (Mecklenburg Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von sechzehn Windenergieanlagen (WEA 1 - 16).

Am Standort befinden sich zwei weitere benachbarte WEA (WEA17 und 18).

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration und die Schutzobjekte sind in Tabelle 3.3.1 bzw. Abbildung 3.3.1 dargestellt.

In der Umgebung befinden sich die Kreisstraße K51 sowie eine Gemeindeverbindungsstraße, welche im Rahmen dieser Untersuchung vom Auftraggeber als Schutzobjekte definiert wurden (siehe Abbildung 3.3.1).

Die WEA 1 - 16 liegen in unmittelbarer Nähe zu den Schutzobjekten und werden im Folgenden hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall betrachtet.

### **3.2 Winddaten am Standort**

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden /3.1/ entnommen. Datengrundlage zur Abschätzung des Windpotentials am Standort Krinitz Steesow bilden die Daten des anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 3km und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Der Referenzzeitraum deckt 20 Jahre von 2000 - 2020 ab / 3.1/.

Entsprechend den Empfehlungen aus /2.1/ wurden die Daten für Perioden gefiltert, bei denen Eiswurf oder Eisfall potentiell auftreten kann. Die gefilterten Daten sind in Tabelle 3.2.1 aufgetragen und werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung bei potentiellen Vereisungsbedingungen am Standort Krinitz Steesow vorausgesetzt.



**Tabelle 3.2.1:** Winddaten am Standort (*f*: Häufigkeit der Windrichtung; *A* und *k*: Skalen- und Formparameter der Weibull-Verteilung).

Wind-Datensatz Nr.	Parameter	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)	
														Höhe über Grund [m]	
1	A [m/s]	6.87	6.52	7.2	7.86	8.52	8.45	7.69	8.69	9.6	9.38	8.47	7.29	Höhe über Grund [m]	169
	k [-]	2.456	2.558	2.758	2.84	3.029	3.019	2.673	2.914	3.263	3.087	2.535	2.387	Ost	32665947
	f (100% = 1)	0.052	0.054	0.074	0.089	0.109	0.09	0.056	0.069	0.126	0.11	0.102	0.07	Nord	5892373

Die Parameter der Weibull-Verteilung werden genutzt, um die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen auf die jeweiligen Windgeschwindigkeiten umzurechnen.

### 3.3 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

**Tabelle 3.3.1:** Windparkkonfiguration.

	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 33)		Hersteller	WEA-Typ	P <sub>N</sub> [MW]	NH [m]	RD [m]	Wind-Datensatz Nr.
			East	North						
	1	WEA A01	33263911	5895728	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	2	WEA A02	33264314	5895683	Vestas	V150	5.6	169.0	150.0	1
	3	WEA A03	33264661	5895538	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	4	WEA A04	33265199	5895571	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	5	WEA A05	33265488	5895308	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	6	WEA A07	33266093	5895497	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1



	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 33)		Hersteller	WEA-Typ	P <sub>N</sub> [MW]	NH [m]	RD [m]	Wind- Datensatz Nr.
			East	North						
	7	WEA A08	33266269	5895120	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	8	WEA A09	33265987	5894850	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	9	WEA A10	33263749	5895104	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	10	WEA A11	33264081	5895388	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	11	WEA B01	33264269	5895018	Vestas	V162	6.0	169.0	162.0	1
	12	WEA B02	33264716	5894872	Vestas	V162	6.0	169.0	162.0	1
	13	WEA B03	33265036	5895090	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	14	WEA B04	33265064	5894705	Vestas	V162	6.0	169.0	162.0	1
	15	WEA B05	33265853	5895207	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	16	WEA B06	33264464	5895277	Vestas	V162	5.6	169.0	162.0	1
	17	WEA1 eno160	33265272	5894310	eno	Eno 160	6.0	165.0	160.0	---
	18	WEA2 eno160	33265660	5894597	eno	Eno 160	6.0	165.0	160.0	---

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.3.1.

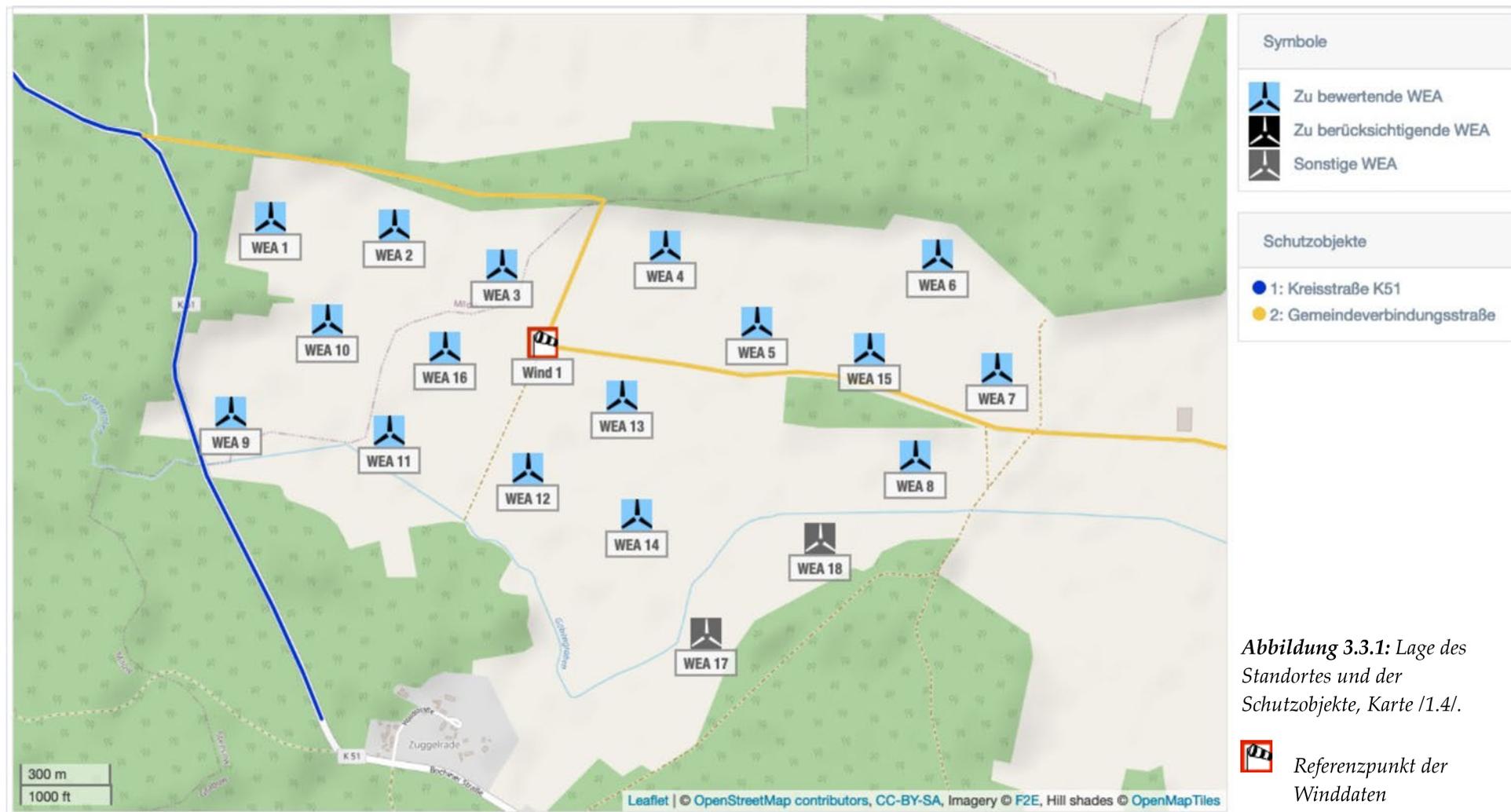


Abbildung 3.3.1: Lage des Standortes und der Schutzobjekte, Karte 1/4/.

 Referenzpunkt der Winddaten



### **3.4 Aufenthaltshäufigkeiten**

Vom Auftraggeber wurde für die Verkehrsbelastung auf der Kreisstraße K51 zwischen Krinitz und Zuggelrade ein Wert von 130 Kfz pro Tag und für die Gemeindeverbindungsstraße zwischen Krinitz und Steesow ein Wert von 70 Kfz pro Tag übermittelt /3.2/. Von Fahrradfahrern oder Spaziergängern ist dabei im Winter auf der Gemeindeverbindungsstraße gemäß /3.2/ nicht auszugehen.

### **3.5 Vereisungsrelevante WEA-Systeme**

#### **3.5.1 WEA-interne Eiserkennungssysteme**

Die WEA 1 - 16 besitzen kein internes Eiserkennungssystem, das für die Bewertung von Risikoszenarien relevant ist.

#### **3.5.2 Optionale Eiserkennungssysteme**

Die WEA 1 - 16 können mit dem Eiserkennungssystem Vestas Ice Detection™ System (VID) ausgestattet werden /3.3/. Dieses System ist baugleich mit dem Eiserkennungssystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) der Firma Weidmüller. Hierbei werden zwei bestimmte Eigenfrequenzen an den Blättern gemessen. Wird eine Änderung der Frequenzen festgestellt, lässt dies auf Eisansatz schließen und die Anlage schaltet ab. Dieses System erkennt Eis auch im Trudelnbetrieb, so dass die Anlage nach dem Abtauen selbstständig wieder in Betrieb genommen wird, soweit dies behördlich erlaubt ist.

Das verwendete System zur Eiserkennung ist entsprechend der Richtlinie des Germanischen Lloyd für die Zertifizierung von Systemen zur Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen /3.5/ typgeprüft /3.6/.

#### **3.5.3 Systeme zur Prävention und Enteisung**

Die betrachteten WEA sind nicht mit einem System zur Enteisung (de-icing) oder einem System zur Reduzierung von Vereisung (anti-icing) ausgestattet.

#### **3.5.4 Betriebsführungssystem**

Nach einer Abschaltung durch das Eiserkennungssystem geht die WEA in einen definierten Zustand. Angaben zu Trudeldrehzahlen, Blattstellung und Windnachführung der WEA wurden gemäß /3.4/ umgesetzt.



### **3.6 Risikoreduzierende Maßnahmen**

Die im Anhang A dargestellten Ergebnisse berücksichtigen keine risikoreduzierenden Maßnahmen.

## **4 Durchgeführte Untersuchungen**

### **4.1 Standortbesichtigung**

Eine Standortbesichtigung ist im Rahmen der Bewertung des Risikos durch Eiswurf oder Eisfall nicht durch ein Regelwerk vorgeschrieben oder geregelt. Eine Standortbesichtigung empfiehlt sich, wenn die Situation vor Ort nicht ausreichend bekannt ist.

Im Rahmen der Standortbesichtigung werden die potentiellen Schutzobjekte vor Ort dokumentiert und besichtigt. Es werden Informationen zur Beschaffenheit der Schutzobjekte, wie z.B. Straßenbelag, Geschwindigkeitsbeschränkungen und Fahrverboten bei Verkehrswegen aufgenommen.

Werden im Rahmen der Standortbesichtigung weitere potentielle Schutzobjekte identifiziert, findet eine Berücksichtigung stets in Absprache mit dem Auftraggeber statt. Maßgeblich sind daher stets die in Kapitel 3.1 aufgeführten Schutzobjekte.

Die Standortbesichtigung dient nicht zur Bestimmung der Aufenthaltshäufigkeit von Personen in oder auf Schutzobjekten, der Bestimmung der Frequentierung von Verkehrswegen, der Bestimmung der Klimatologie des Standortes oder der Verifizierung der Windparkkonfiguration.

Die Schutzobjekte vor Ort wurden vom Auftraggeber festgelegt (siehe Kapitel 3.1). Aufgrund der vorhandenen Datenlage zu den Schutzobjekten wurde auf eine Standortbesichtigung verzichtet.

### **4.2 Vereisungsbedingungen am Standort**

Die Vereisungshäufigkeit am Standort wurde entsprechend Kapitel 2.5 ermittelt.

Die Anzahl der insgesamt am Standort zu unterstellenden Eisstücke ergibt sich aus der Anzahl der Eisstücke pro Vereisungsereignis und der Anzahl der Vereisungstage.

Für die WEA ist konservativ davon auszugehen, dass es an allen Vereisungstagen zu einer vollständigen Vereisung der WEA kommt.

In Übereinstimmung mit /2.1/ kann die insgesamt zu berücksichtigende Eismasse abhängig von der Blattgeometrie anhand des Vereisungslastfalles der internationalen



Richtlinie für WEA /2.4/ definiert werden. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Masse der Eisstücke lässt sich daraus eine Anzahl Eisstücke pro Vereisung ableiten.

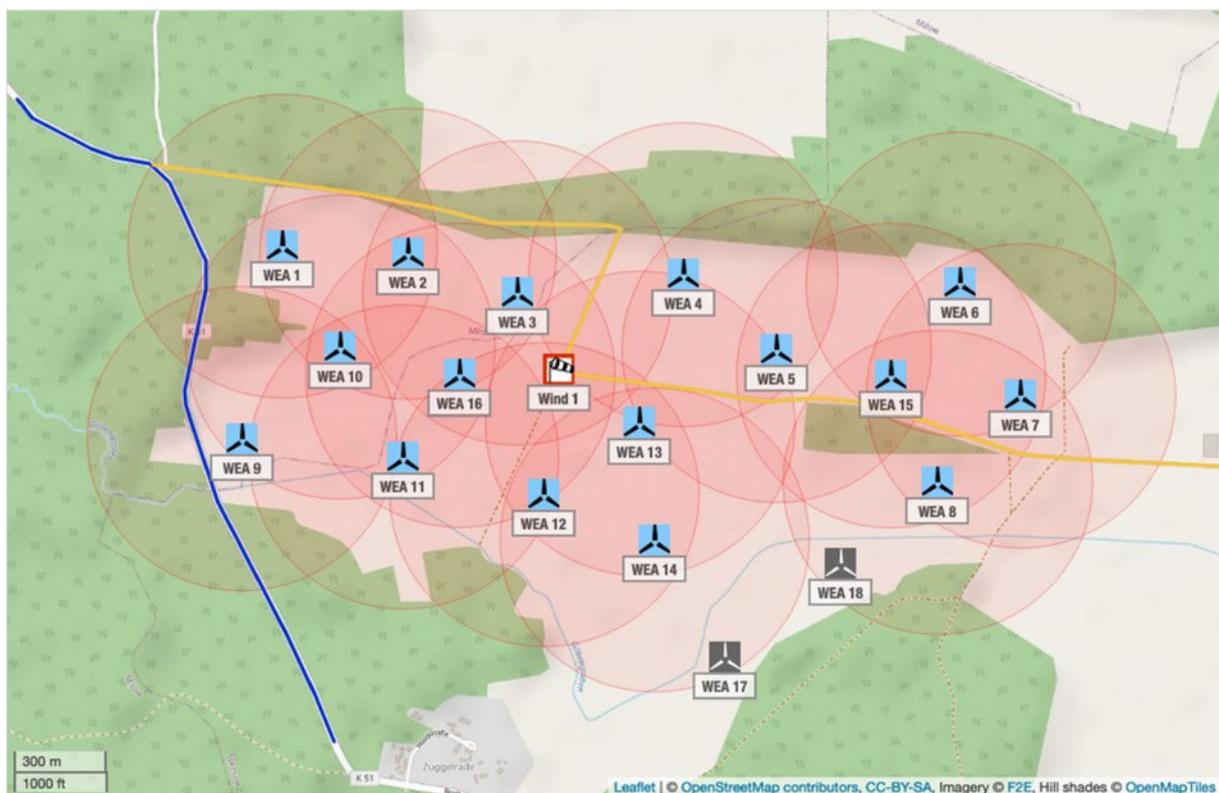
Damit ergeben sich am Standort Krinitz Steesow die in Tabelle 4.2.1 dargestellten Vereisungsbedingungen.

**Tabelle 4.2.1:** Vereisungsbedingungen am Standort Krinitz Steesow .

Lfd. Nr. WEA	Vereisungs- häufigkeit [%]	Vereisungstage pro Jahr	Eisstücke pro Jahr pro WEA	
			Eisfall	Eiswurf
1, 3-16	1.8	6.4	1251	3753
2	1.8	6.4	1072	3216

### 4.3 Ermittlung der potentiellen Gefährdungsbereiche

Die potentiellen Gefährdungsbereiche der WEA vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser (siehe Kapitel 2.2) sind in Abbildung 4.3.1 dargestellt.



**Abbildung 4.3.1:** Potentielle Gefährdungsbereiche der WEA 1 - 16 und Schutzobjekte am Standort Krinitz Steesow (Karte /1.4/).



Im potentiellen Gefährdungsbereich der WEA 11 und 14 befinden sich keine der definierten Schutzobjekte. Eine weitere Betrachtung dieser WEA ist im Rahmen der Risikobewertung daher nicht erforderlich.

Für die zu bewertenden WEA 1 – 10, 12, 13, 15 und 16 sind die zu betrachtenden Schutzobjekte, die im potentiellen Gefährdungsbereich der WEA liegen, in Tabelle 4.3.1 aufgeführt.

*Tabelle 4.3.1: Zu betrachtende Schutzobjekte.*

	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Potentieller Gefährdungsbereich	
			Radius [m]	Schutzobjekte im Bereich
	1	WEA A01	496.5	Kreisstraße K51 Gemeindeverbindungsstraße
	2	WEA A02	478.5	Gemeindeverbindungsstraße
	3	WEA A03	496.5	Gemeindeverbindungsstraße
	4	WEA A04	496.5	Gemeindeverbindungsstraße
	5	WEA A05	496.5	Gemeindeverbindungsstraße
	6	WEA A07	496.5	Gemeindeverbindungsstraße
	7	WEA A08	496.5	Gemeindeverbindungsstraße
	8	WEA A09	496.5	Gemeindeverbindungsstraße
	9	WEA A10	496.5	Kreisstraße K51
	10	WEA A11	496.5	Kreisstraße K51
	12	WEA B02	496.5	Gemeindeverbindungsstraße
	13	WEA B03	496.5	Gemeindeverbindungsstraße
	15	WEA B05	496.5	Gemeindeverbindungsstraße
	16	WEA B06	496.5	Gemeindeverbindungsstraße

Wenn entlang eines Weges die Gefährdungsbereiche der geplanten und der bestehenden WEA passiert werden (siehe Kapitel 2.3.5), wird das Risiko der betreffenden bestehenden WEA entsprechend berücksichtigt.

#### **4.4 Eiswurf**

Eine Gefährdung durch Eiswurf für Personen in der Umgebung der WEA 1 – 10, 12, 13, 15 und 16 ist standortspezifisch zu betrachten, wenn keines der in Kapitel 3.5 genannten Systeme zur Eiserkennung zu diesem Zweck genutzt wird.



Aus der in Kapitel 4.2 ermittelten Gesamtanzahl von Eisstücken, der Windgeschwindigkeitsverteilung gemäß Tabelle 3.2.1, der Geometrie und Betriebsweise der WEA sowie der Topografie am Standort, ergeben sich in der Umgebung einer WEA für jeden Punkt unterschiedliche Trefferhäufigkeiten von Eisstücken. Auf Basis dieser Trefferhäufigkeiten ist die spezifische Gefährdung von Personen abhängig von der Wegstrecke, die die Personen bzw. die mit Personen besetzten Fahrzeuge in der Umgebung der WEA nehmen, der Geschwindigkeit, mit der sie sich fortbewegen sowie der Häufigkeit, mit der ein bestimmter Weg genommen wird. Verkehrswege und andere Freiflächen bzw. Gebäude, die keinen Schutz gegen Eisstücke bieten, unterscheiden sich an dieser Stelle nur dahingehend, dass die Wegstrecke bei Verkehrswegen deutlich vorgegeben ist, während sie bei Freiflächen typischerweise durch eine allgemeine Aufenthaltshäufigkeit ersetzt wird.

Eine spezifische Gefährdung lässt sich daher nicht in Form einer Gefährdungskarte in der Umgebung einer WEA darstellen, da für jeden Punkt in der Umgebung einer WEA theoretisch unendlich viele Szenarien denkbar sind. Die Gefährdung ist daher stets in Bezug zu einem Schutzobjekt unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen zu ermitteln.

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, erfolgt die Bewertung des individuellen und kollektiven Risikos durch eine Einteilung in vier Bereiche von inakzeptabel bis allgemein akzeptabel. Damit ergeben sich bezogen auf die betrachteten WEA und Schutzobjekte folgende Ergebnisse für das Szenario Eiswurf.

Es ist in Tabelle 4.4.1 jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt (siehe Kapitel 2.3).

Sind gemäß Kapitel 2.3.5 Risiken verschiedener WEA zu addieren, wird die Bewertung der addierten Risiken in Tabelle 4.4.1 gesondert aufgeführt.

**Tabelle 4.4.1:** Gefährdung durch Eiswurf am Standort Krinitz Steesow.

Bewertung der Gefährdung durch Eiswurf aller Schutzobjekte im Bereich der WEA			
Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
<b>Bewertung der einzelnen WEA:</b>			
1	Kreisstraße K51	---	allgemein akzeptabel
	Gemeindeverbindungsstraße	---	allgemein akzeptabel
2	Gemeindeverbindungsstraße	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
3	Gemeindeverbindungsstraße	---	allgemein akzeptabel



Bewertung der Gefährdung durch Eiswurf aller Schutzobjekte im Bereich der WEA			
Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
4	Gemeindeverbindungsstraße	---	allgemein akzeptabel
5	Gemeindeverbindungsstraße	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
6	Gemeindeverbindungsstraße	---	---*
7	Gemeindeverbindungsstraße	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
8	Gemeindeverbindungsstraße	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
9	Kreisstraße K51	---	tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
10	Kreisstraße K51	---	---*
12	Gemeindeverbindungsstraße	---	---*
13	Gemeindeverbindungsstraße	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
15	Gemeindeverbindungsstraße	---	tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
16	Gemeindeverbindungsstraße	---	---*
<b>Bewertung addierter Risiken:</b>			
1, 9	Kreisstraße K51	---	tolerierbar
1 -5, 7, 8, 13, 15	Gemeindeverbindungsstraße	---	tolerierbar

\*: Die Ergebnisse zeigen, dass das Schutzobjekt nicht von Eisstücken der WEA getroffen wird.

Details der zugrunde liegenden Berechnungen sind im Anhang A dargestellt.

## 5 Weitere Maßnahmen

Da die Risiken der WEA 2, 5, 7 - 9, 13 und 15 bezüglich der Schutzobjekte im ALARP-Bereich liegen und deren Betrieb im Modus Eiswurf ein mit wenig Aufwand vermeidbares Risiko darstellt, ist für diese WEA ein Eiserkennungssystem gemäß Kapitel 3.5 vorzusehen.

Gemäß /3.3/ steht für die WEA das Eiserkennungssystem VID zur Verfügung.



## 6 Zusammenfassung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall ausgehend von den stillstehenden (trudelnden) bzw. in Betrieb befindlichen WEA zu betrachten und zu bewerten.

Als Schutzobjekte wurden die Kreisstraße K51 sowie eine Gemeindeverbindungsstraße in der Nachbarschaft der WEA definiert.

Die Bewertung der WEA 1 – 10, 12, 13, 15 und 16 erfolgt entsprechend Kundenwunsch für das Szenario Eiswurf. Die Bewertung der WEA 2, 5, 7 – 9, 13 und 15 erfolgt zusätzlich für das Szenario Eisfall.

### 6.1 Potentielle Gefährdungsbereiche

Die potentiellen Gefährdungsbereiche der WEA 11 und 14 haben keine Überschneidung mit den Schutzobjekten. Eine weitere Betrachtung ist im Rahmen der Risikobewertung daher nicht erforderlich.

Die potentiellen Gefährdungsbereiche der WEA 1 – 10, 12, 13, 15 und 16 überschneiden mindestens eines der Schutzobjekte. Die WEA 1 – 10, 12, 13, 15 und 16 sind daher in der weiteren Risikobewertung zu betrachten.

### 6.2 Eiswurf

Die Berechnungen zeigen, dass die Schutzobjekte nicht durch Eisstücke von den betrachteten WEA 6, 10, 12 und 16 getroffen werden. Eine weitere Betrachtung des Risikos ist daher nicht erforderlich.

Die abschließende Bewertung des Risikos durch Eiswurf ist in Tabelle 6.2.1 für alle WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt.

WEA, in deren potentiellen Gefährdungsbereichen (siehe Tabelle 4.3.1) keine Schutzobjekte liegen, sind in Tabelle 6.2.1 nicht mit aufgeführt. Dies betrifft im vorliegenden Fall die WEA 11 und 14.

WEA, in deren standortspezifisch ermittelten Gefährdungsbereichen (siehe Anhang A) keine Schutzobjekte liegen, sind in Tabelle 6.2.1 nicht mit aufgeführt. Dies betrifft im vorliegenden Fall die WEA 6, 10, 12 und 16 .

Maßnahmen, die in den Berechnungen berücksichtigt wurden und entsprechend für die getroffene Aussage unabdingbar sind, werden in der Tabelle 6.2.1 in der Spalte „Berücksichtigte Maßnahmen“ aufgeführt.

Maßnahmen, die umgesetzt werden sollten, weil das Risiko im ALARP-Bereich



(siehe Kapitel 2.3) liegt, werden in Tabelle 6.2.1 in der Spalte „Maßnahmen zur Risikoreduzierung“ aufgeführt. Eine genauere Erläuterung der Maßnahmen erfolgt in Kapitel 5.

**Tabelle 6.2.1:** Bewertung des Eiswurfrisikos.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Risiko-bewertung	Berücksichtigte Maßnahmen	Maßnahmen zur Risikoreduzierung
1	Kreisstraße K51	akzeptabel	---	---
	Gemeindeverbindungsstraße	akzeptabel	---	---
2	Gemeindeverbindungsstraße	tolerierbar	---	Kapitel 5
3	Gemeindeverbindungsstraße	akzeptabel	---	---
4	Gemeindeverbindungsstraße	akzeptabel	---	---
5	Gemeindeverbindungsstraße	tolerierbar	---	Kapitel 5
7	Gemeindeverbindungsstraße	tolerierbar	---	Kapitel 5
8	Gemeindeverbindungsstraße	tolerierbar	---	Kapitel 5
9	Kreisstraße K51	tolerierbar	---	Kapitel 5
13	Gemeindeverbindungsstraße	tolerierbar	---	Kapitel 5
15	Gemeindeverbindungsstraße	tolerierbar	---	Kapitel 5

### 6.3 Eisfall

Für die WEA 1 - 10, 12, 13, 15 und 16 kann abschließend festgestellt werden, dass im vorliegenden Fall das Risiko durch Eisfall bezüglich der Schutzobjekte durch die Bewertung des Risikos durch Eiswurf abgedeckt ist.



## 7 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
ü. NN	über Normalnull	
MEM	Minimale endogen Sterblichkeit	
Kfz	Kraftfahrzeug	
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
$\Theta$	Azimutwinkel	[°]



## 8 Literaturangaben

### Allgemein

- /1.1/ Bengt Tammelin et. al.; Wind Energy Production in Cold climates; Meteorological publications No.41, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000.
- /1.2/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind Task 19, State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates, Edition October 2012.
- /1.3/ Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen; Verkehrstechnik Heft V 291, Fahrleistungserhebung 2014 – Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko; Bergisch Gladbach, August 2017.
- /1.4/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /1.5/ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara, 2006, Hole-filled seamless SRTM data V3, International Centre for Tropical Agriculture (CIAT).
- /1.6/ Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Mobilität in Deutschland 2008; Ergebnisbericht, Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends; Bonn und Berlin, Februar 2010.
- /1.7/ Schneider J., Schlatter H. P.; Sicherheit und Zuverlässigkeit im Bauwesen - Grundwissen für Ingenieure; 1. Auflage, B. G. Teubner, Stuttgart, 1994.
- /1.8/ Wichura, B., 2013. The Spatial Distribution of Icing in Germany Estimated by the Analysis of Weather Station Data and of Direct Measurements of Icing, Proceedings of the 15th International Workshop On Atmospheric Icing Of Structures (IWAIS 2013). Compusult Ltd., St. John's, Newfoundland and Labrador, September 8-11, 2013, pp. 303-309.
- /1.9/ HSE, Health and safety Executive. (n.d.); Risk analyses or 'predictive' aspects of comah safety reports guidance for explosives sites - The COMAH Safety Report Process for Predictive Assessment of Explosives Sites, downloaded 2014-08-21; Retrieved from <http://www.hse.gov.uk/comah/>
- /1.10/ Oliver J., Creighton P.; Road Accidents, Bicycle injuries and helmet use: a systematic review and meta-analysis; International Journal of Epidemiology, 2017, 278-292.

### Normen

- /2.1/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind TCP Task 19; International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; October 2018.
- /2.2/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen - Fassung Juni 2015 bzw. Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVB TB) Ausgabe 2019/1 mit Druckfehlerberichtigung vom 7. August 2020.
- /2.3/ DIN EN 50126; Bahnanwendungen – Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit (RAMS); Deutsches Institut für Normung e.V., März 2000.
- /2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation



systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland).

## Projektspezifisch

- /3.1/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; anemos Windatlas für Deutschland, <https://awis.anemos.de/>, Winddaten zum Standort Krinitz Steesow heruntergeladen am 20.01.2022
- /3.2/ Email vom Auftraggeber vom 01.02.2022
- /3.3/ Vestas Wind Systems A/S; Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennungssystem (VID) - V105/V112/V117/V126/V136-3.45/3.6MW 50/60Hz V117/V136/V150 - 4.0/4.2MW 50/60Hz V150/V162 - 5.6MW 50/60Hz; Dokumentennr. : 0051-2750 V10; 30. April 2020.
- /3.4/ Vestas Central Europe; Angaben zum Trudelbetrieb nach Abschaltung wegen Eisansatz; per E-Mail am 13.12.2017, 15.10.2018, 19.11.2018 und 29.10.2020.
- /3.5/ DNV GL AS; Certification of condition monitoring, DNVGL-SE-0439:2016-06; June 2016
- /3.6/ DNV GL Renewables Certification; Type Certificate Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector (BID); Certificate No. TC-DNVGL-SE-0439-04314-1; Hamburg, 2020-10-20



## Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eiswurf

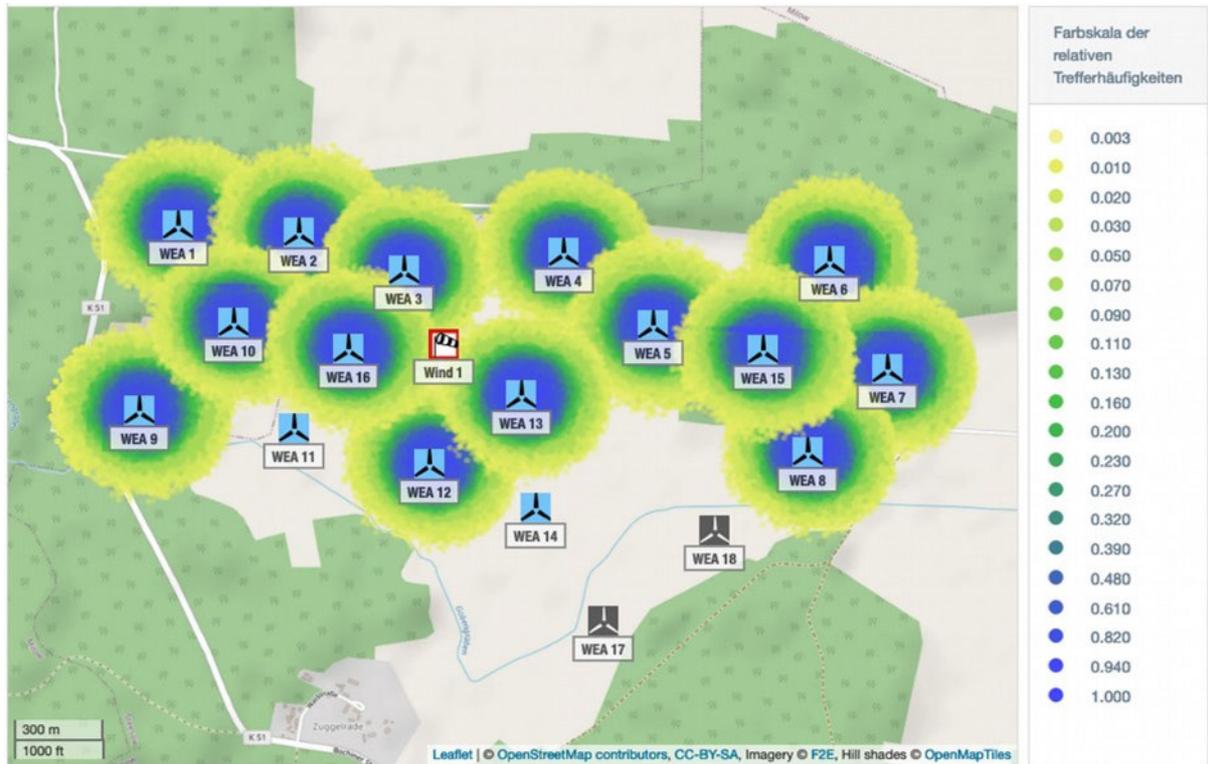
### A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten

Tabelle A.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Bruchstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf.

*Tabelle A.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke am Standort Krinitz Steesow.*

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
1	312.0
2	329.0
3	299.3
4	299.9
5	317.1
6	309.7
7	312.5
8	298.2
9	318.5
10	297.5
12	299.5
13	299.0
15	317.1
16	300.6

In der Abbildung A.1.1 sind die für die Umgebung der WEA resultierenden Treffer pro 16 Quadratmeter und Jahr dargestellt.



**Abbildung A.1.1:** Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m<sup>2</sup>) und Jahr in der Umgebung der WEA 1 - 10, 12, 13, 15 und 16 am Standort Krinitz Steesow (Karte /1.4/).

## A.2 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Schutzobjekte im Gefährdungsbereich der zu bewertenden WEA die in Tabelle A.2.1 aufgeführten Randbedingungen.

**Tabelle A.2.1:** Randbedingungen für die Bewertung von Sach- bzw. Personenschäden am Standort Krinitz Steesow.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr
1	Kreisstraße K51	0.3
	Gemeindeverbindungsstraße	2.7
2	Gemeindeverbindungsstraße	12.0
3	Gemeindeverbindungsstraße	2.9
4	Gemeindeverbindungsstraße	0.9
5	Gemeindeverbindungsstraße	10.8



Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr
6	Gemeindeverbindungsstraße	0.0
7	Gemeindeverbindungsstraße	4.7
8	Gemeindeverbindungsstraße	8.6
9	Kreisstraße K51	25.2
10	Kreisstraße K51	0.0
12	Gemeindeverbindungsstraße	0.0
13	Gemeindeverbindungsstraße	35.9
15	Gemeindeverbindungsstraße	40.4
16	Gemeindeverbindungsstraße	0.0

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/. Eine infolge eines Treffers durch Eis resultierende Verkettung von Unfällen wurde nicht betrachtet.

Mit den genannten Ausführungen ergeben sich die in Tabelle A.2.2 aufgelisteten Unfallhäufigkeiten bzw. Risiken.

Das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko ist in Tabelle A.2.2 jeweils fett gedruckt.

Relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.3.3.1 bzw. Werte im ALARP-Bereich, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, treten in Tabelle A.2.2 nicht auf.

**Tabelle A.2.2:** Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Krinitz Steesow.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
<b>Risiken pro WEA:</b>			
1	Kreisstraße K51	1.21*10 <sup>-6</sup> (einmal in 824 000 Jahren)	<b>1.24*10<sup>-8</sup></b> <b>(einmal in 80 Mio. Jahren)</b>
	Gemeindeverbindungsstraße	3.66*10 <sup>-6</sup> (einmal in 272 000 Jahren)	<b>6.98*10<sup>-8</sup></b> <b>(einmal in 14 Mio. Jahren)</b>



Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
2	Gemeindeverbindungsstraße	$1.61 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 61 000 Jahren)	$3.07 \cdot 10^{-7}$ <b>(einmal in 3.2 Mio. Jahren)</b>
3	Gemeindeverbindungsstraße	$2.57 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 388 000 Jahren)	$4.90 \cdot 10^{-8}$ <b>(einmal in 20 Mio. Jahren)</b>
4	Gemeindeverbindungsstraße	$8.04 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 1.2 Mio. Jahren)	$1.53 \cdot 10^{-8}$ <b>(einmal in 65 Mio. Jahren)</b>
5	Gemeindeverbindungsstraße	$1.45 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 68 000 Jahren)	$2.77 \cdot 10^{-7}$ <b>(einmal in 3.6 Mio. Jahren)</b>
7	Gemeindeverbindungsstraße	$6.38 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 156 000 Jahren)	$1.21 \cdot 10^{-7}$ <b>(einmal in 8.2 Mio. Jahren)</b>
8	Gemeindeverbindungsstraße	$7.70 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 86 000 Jahren)	$2.20 \cdot 10^{-7}$ <b>(einmal in 4.5 Mio. Jahren)</b>
9	Kreisstraße K51	$1.22 \cdot 10^{-4}$ (einmal in 8 000 Jahren)	$1.25 \cdot 10^{-6}$ <b>(einmal in 797 000 Jahren)</b>
13	Gemeindeverbindungsstraße	$4.83 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 20 000 Jahren)	$9.20 \cdot 10^{-7}$ <b>(einmal in 1.0 Mio. Jahren)</b>
15	Gemeindeverbindungsstraße	$5.44 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 18 000 Jahren)	$1.04 \cdot 10^{-6}$ <b>(einmal in 964 000 Jahren)</b>
<b>Addierte Risiken:</b>			
1, 9	Kreisstraße K51	$1.23 \cdot 10^{-4}$ (einmal in 8 000 Jahren)	$1.27 \cdot 10^{-6}$ <b>(einmal in 789 000 Jahren)</b>
1 - 5, 7, 8, 13, 15	Gemeindeverbindungsstraße	$1.58 \cdot 10^{-4}$ (einmal in 6 000 Jahren)	$3.02 \cdot 10^{-6}$ <b>(einmal in 331 000 Jahren)</b>

# SIF for yearly inspection

Wind turbine type	Mk version
EnVentus™	Mk 0

Version no.	Date	Description of changes
01	2021-01-19	Updated the wind turbine type table. Updated sections 2 Functional safety test, p. 2, 4 Hub and blades, p. 3, and 5 Hydraulic system, p. 5.

Wind turbine type / wind turbine no.	Service technician's initials	Date
Remarks on the service report:	Yes <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	

## Table of contents

1	Prepare for service .....	2
2	Functional safety test .....	2
3	Safety equipment .....	3
4	Hub and blades .....	3
5	Hydraulic system .....	5
6	Gearbox and gear oil system .....	6
7	Generator .....	7
8	Cooling and conditioning .....	7
9	Nacelle .....	7
10	Yaw system .....	7
11	Service crane .....	8
12	High voltage .....	8
13	Service lift and climb assistance .....	8
14	Tower .....	9
15	Finish work .....	10

**16.1.4 Standsicherheit**

Anlagen:

- NF24 # 16.1.4 # TP V150 Lastannahmen Turm.pdf
- NF24 # 16.1.4 # TP V150 Prüfbericht Typenprüfung Fundament WZ S.pdf
- NF24 # 16.1.4 # TP V150 Prüfbericht Typenprüfung Turm.pdf
- NF24 # 16.1.4 # TP V162 Lastannahmen Turm .pdf
- NF24 # 16.1.4 # TP V162 Prüfbericht Typenprüfung Fundament.pdf
- NF24 # 16.1.4 # TP V162 Prüfbericht Typenprüfung Turm.pdf
- 16.1.4.1 # 0019-5727.V04-Anforderungen-an-Baugrundgutachten-fuer-Gruendungen-von-Vestas-WEA.pdf
- 16.1.4.2 # Standsicherheitsga 210126\_I17-SE-2020-379 Rev.01.pdf



**Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil der Auslegung. Nur Deckblatt.**

## **Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der**

**Vestas**

**V150-5.6 MW mit 169 m Nabenhöhe  
(Hybrid-Turm, Entwurfslebensdauer 20 Jahre)**

**für**

**Windzone WZ2GK2 (S)**

**Projekt-Nr.** 10188842

**Berichts-Nr.** L-05696-A052-3 Rev.0

**Datum:** 2020-02-27

**Adresse:**

DNV GL Energy  
Renewables Certification  
Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH  
Brooktorkai 18  
20457 Hamburg  
Deutschland

**Auftraggeber:**

**Vestas Wind Systems A/S  
Hedeager 42  
DK - 8200 Aarhus N**

**Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil  
der Auslegung. Nur Deckblatt.**



Industrie Service

**Mehr Wert.  
Mehr Vertrauen.**

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE  
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

## Prüfbericht für eine Typenprüfung

Datum: 16.03.2020

**Prüfnummer:** 3170518-23-d Rev.1

**Objekt:** **Prüfung der Standsicherheit – Flachgründung**  
Windenergieanlage Vestas V150-5.6 MW  
Turm: Hybridturm T21  
Nabenhöhe: 169 m über GOK  
Windzone S, Erdbebenzone 3

Hier: Ø = 24,00 m (rund) mit Auftrieb

Entwurfslebensdauer: 20 Jahre

**Prüfgrundlage:** DIBt-Richtlinie 2012

**Hersteller und  
Konstruktion:** Vestas Wind Systems A/S  
Hedeager 42  
8200 Aarhus N  
Dänemark

**Statische  
Berechnung:** Max Bögl Wind AG  
Max-Bögl-Str. 1  
92369 Sengenthal

**Auftraggeber:** Max Bögl Wind AG  
Max-Bögl-Str. 1  
92369 Sengenthal

**Geltungsdauer:** bis 10.03.2025

Unsere Zeichen:  
IS-ESW-MUC/CST

Dokument:  
3170518-23-d  
Rev.1\_Bögl\_Vestas  
V150\_T21\_169m\_FGmA\_24,0\_2  
0a.docx

Das Dokument besteht aus  
7 Seiten.  
Seite 1 von 7

Die auszugsweise Wiedergabe des  
Dokumentes und die Verwendung  
zu Werbezwecken bedürfen der  
schriftlichen Genehmigung der  
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen  
sich ausschließlich auf die  
untersuchten Prüfgegenstände.



Sitz: München  
Amtsgericht München HRB 96 869  
UST-IdNr. DE129484218  
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV  
unter [www.tuev-sued.de/impressum](http://www.tuev-sued.de/impressum)

Aufsichtsrat:  
Reiner Block (Vorsitzender)  
Geschäftsführer:  
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),  
Christian Bauerschmidt, Thomas Kainz

Telefon: +49 89 5791-3146  
Telefax: +49 89 5791-2956  
[www.tuev-sued.de/is](http://www.tuev-sued.de/is)



TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Prüfamt für Standsicherheit für die  
Bautechnische Prüfung von  
Windenergieanlagen  
Westendstraße 199  
80686 München  
Deutschland

## Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil der Auslegung. Nur Deckblatt.

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE  
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN



Industrie Service

**Mehr Wert.  
Mehr Vertrauen.**

Original Instruction: T05 0092-6449 VER 00

### Prüfbericht für eine Typenprüfung

Datum: 09.03.2020

**Prüfnummer:** 3170518-13-d

**Objekt:** **Prüfung der Standsicherheit – Hybridturm T21**  
Windenergieanlagen Vestas V150-5.6 MW,  
169 m Nabenhöhe  
Windzone S, Erdbebenzone 3  
Entwurfslebensdauer: 20 Jahre

**Prüfgrundlage:** DIBt-Richtlinie 2012

**Hersteller und Konstruktion WEA:** Vestas Wind Systems A/S  
Hedeager 42  
8200 Aarhus N  
Dänemark

**Konstruktion und Berechnung Bementeil:** Max Bögl Wind AG  
Max-Bögl-Straße 1  
92369 Sengenthal

**Konstruktion und Berechnung Stahlteil:** Max Bögl Wind AG  
Max-Bögl-Straße 1  
92369 Sengenthal

**Auftraggeber:** Max Bögl Wind AG  
Max-Bögl-Straße 1  
92369 Sengenthal

**Gültig bis:** 08.03.2025

Unsere Zeichen:  
IS-ESW-MUC/BP

Dokument:  
3170518-13-  
d\_Vestas\_V150\_HH169m\_20Jah  
re\_Hybridturm T21.docx

Das Dokument besteht aus  
13 Seiten.  
Seite 1 von 13

Die auszugsweise Wiedergabe des  
Dokumentes und die Verwendung  
zu Werbezwecken bedürfen der  
schriftlichen Genehmigung der  
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen sich  
ausschließlich auf die  
untersuchten Prüfgegenstände.



Sitz: München  
Amtsgericht München HRB 96 869  
UST-IdNr. DE129484218  
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV  
unter [www.tuev-sued.de/impressum](http://www.tuev-sued.de/impressum)

Aufsichtsrat:  
Reiner Block (Vorsitzender)  
Geschäftsführer:  
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),  
Christian Bauerschmidt, Thomas Kainz

Telefon: +49 89 5791-3146  
Telefax: +49 89 5791-2956  
[www.tuev-sued.de/is](http://www.tuev-sued.de/is)



TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Prüfamt für Standsicherheit für die  
bautechnische Prüfung von  
Windenergieanlagen  
Westendstraße 199  
80686 München  
Deutschland

**Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil der Auslegung. Nur Deckblatt.**

## Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der

**Vestas**

**V162-5.6 MW mit 169 m Nabhöhe  
(Hybrid-Turm, Entwurfslebensdauer 20 Jahre)**

**für**

**Windzone WZ2GK2 (S)**

**Projekt-Nr.** 10179194

**Berichts-Nr.** L-05629-A052-3 Rev.1

**Datum:** 2020-02-05

**Adresse:**

DNV GL Energy  
Renewables Certification  
Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH  
Brooktorkai 18  
20457 Hamburg  
Deutschland

**Auftraggeber:**

**Vestas Wind Systems A/S  
Hedeager 42  
DK - 8200 Aarhus N**

## Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil der Auslegung. Nur Deckblatt.

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE  
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN



Industrie Service

Mehr Wert.  
Mehr Vertrauen.

Original Instruction: T05 0091-9173 VER 00

### Prüfbericht für eine Typenprüfung

Datum: 17.02.2020

**Prüfnummer:** 3108363-23-d

**Objekt:** **Prüfung der Standsicherheit - Flachgründung**  
Windenergieanlage Vestas V162-5.6 MW  
Turm: Hybridturm T20  
Nabenhöhe: 169 m über GOK  
Windzone S, Erdbebenzone 3

Hier: Ø = 24,50 m (rund) mit Auftrieb

Entwurfslebensdauer: 20 Jahre

**Prüfgrundlage:** DIBt-Richtlinie 2012

**Hersteller und Konstruktion:** Vestas Wind Systems A/S  
Hedeager 42  
8200 Aarhus N  
Dänemark

**Statische Berechnung:** Max Bögl Wind AG  
Max-Bögl-Str. 1  
92369 Sengenthal

**Auftraggeber:** Max Bögl Wind AG  
Max-Bögl-Str. 1  
92369 Sengenthal

**Geltungsdauer:** bis 16.02.2025

Unsere Zeichen:  
IS-ESW-MUC/CST

Dokument:  
3108363-23-d\_Bögl\_Vestas  
V162\_T20\_169m\_FGmA\_24,5\_2  
0a.docx

Das Dokument besteht aus  
7 Seiten.  
Seite 1 von 7

Die auszugsweise Wiedergabe des  
Dokumentes und die Verwendung  
zu Werbezwecken bedürfen der  
schriftlichen Genehmigung der  
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen  
sich ausschließlich auf die  
untersuchten Prüfgegenstände.



Sitz: München  
Amtsgericht München HRB 96 869  
UST-IdNr. DE129484218  
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV  
unter [www.tuev-sued.de/impressum](http://www.tuev-sued.de/impressum)

Aufsichtsrat:  
Reiner Block (Vorsitzender)  
Geschäftsführer:  
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),  
Christian Bauerschmidt, Thomas Kainz

Telefon: +49 89 5791-3146  
Telefax: +49 89 5791-2956  
[www.tuev-sued.de/is](http://www.tuev-sued.de/is)



TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Prüfamt für Standsicherheit für die  
Bautechnische Prüfung von  
Windenergieanlagen  
Westendstraße 199  
80686 München  
Deutschland

## Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil der Auslegung. Nur Deckblatt.



Industrie Service

Mehr Wert.  
Mehr Vertrauen.

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE  
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

### Prüfbericht für eine Typenprüfung

Datum: 17.02.2020

**Prüfnummer:** 3108363-13-d

**Objekt:** Prüfung der Standsicherheit – Hybridturm T20  
Windenergieanlagen Vestas V162-5.6 MW,  
169 m Nabenhöhe  
Windzone S, Erdbebenzone 3  
Entwurfslebensdauer: 20 Jahre

**Prüfgrundlage:** DIBt-Richtlinie 2012

**Hersteller und Konstruktion WEA:** Vestas Wind Systems A/S  
Hedeager 42  
8200 Aarhus N  
Dänemark

**Konstruktion und Berechnung Bementeil:** Max Bögl Wind AG  
Max-Bögl-Straße 1  
92369 Sengenthal

**Konstruktion und Berechnung Stahlteil:** Max Bögl Wind AG  
Max-Bögl-Straße 1  
92369 Sengenthal

**Auftraggeber:** Max Bögl Wind AG  
Max-Bögl-Straße 1  
92369 Sengenthal

**Gültig bis:** 16.02.2025

Unsere Zeichen:  
IS-ESW-MUC/BP

Dokument:  
3108363-13-  
d\_Vestas\_V162\_HH169m\_20Jah  
re\_Hybridturm T20.docx

Das Dokument besteht aus  
13 Seiten.  
Seite 1 von 13

Die auszugsweise Wiedergabe des  
Dokumentes und die Verwendung  
zu Werbezwecken bedürfen der  
schriftlichen Genehmigung der  
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen sich  
ausschließlich auf die  
untersuchten Prüfgegenstände.



Sitz: München  
Amtsgericht München HRB 96 869  
UST-IdNr. DE129484218  
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV  
unter [www.tuev-sued.de/impressum](http://www.tuev-sued.de/impressum)

Aufsichtsrat:  
Reiner Block (Vorsitzender)  
Geschäftsführer:  
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),  
Christian Bauerschmidt, Thomas Kainz

Telefon: +49 89 5791-3146  
Telefax: +49 89 5791-2956  
[www.tuev-sued.de/is](http://www.tuev-sued.de/is)



TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Prüfamt für Standsicherheit für die  
bautechnische Prüfung von  
Windenergieanlagen  
Westendstraße 199  
80686 München  
Deutschland

**Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil  
der Auslegung. Nur Deckblatt.**

NCE Dokument Nr.: 0019-5727.V04  
2020-07-08

# Anforderungen an Baugrundgutachten für Gründungen von Vestas-Windenergieanlagen und deren Kranstellflächen und Zuwegungen



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen  
nach DIBt 2012 für den Windpark Krinitz-Steeseow

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2020-379 Rev.01

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den  
Windpark Krinitz-Steosow

Bericht-Nr.: I17-SE-2020-379 Rev.01

Auftraggeber: SAB WindTeam GmbH  
Schauenburgerstr. 116  
D- 24118 Kiel

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG  
Am Westersielzug 11  
25840 Friedrichstadt  
Tel.: 04881 – 936 498 – 0  
Fax.: 04881 – 936 498 – 19  
E-Mail: mail@i17-wind.de  
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 23. Februar 2021

## Haftungsausschluss und Urheberrecht

Das vorliegende Gutachten wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik erstellt. Für vom Auftraggeber und vom Anlagenhersteller bereitgestellte Daten, die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG erhoben oder ermittelt wurden, kann keine Gewähr für deren Korrektheit übernommen werden. Diese werden als richtig vorausgesetzt.

Urheber des vorliegenden Gutachtens zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 ist die I17-Wind GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erhält nach § 31 Urheberrechtsgesetz das einfache Nutzungsrecht, welches nur durch Zustimmung des Urhebers übertragen werden kann. Eine Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien ist ohne gesonderte Zustimmung des Urhebers nicht gestattet.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V. und erfüllt damit die Voraussetzung zur Anerkennung der gutachterlichen Stellungnahme eines Sachverständigen gemäß Anlage 2.7/12 Fußnote 2 der Musterliste der Technischen Baubestimmungen über die örtlich auftretende Turbulenzbelastung und über die Zulässigkeit von vorgesehenen Abständen zu benachbarten Windenergieanlagen in Bezug auf die Standsicherheit der geplanten und bestehenden Anlagen.

## Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

Wenn zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung die Typenprüfung oder Einzelprüfung für die geplanten WEA noch nicht vorlag, wurde der Vergleich auf Basis vom Hersteller übermittelter Auslegungswerte der geplanten WEA durchgeführt. Es besteht die Möglichkeit, dass die im Genehmigungsverfahren eingereichten Dokumente bezüglich der Auslegungswerte der betrachteten WEA nicht mit den im vorliegenden Gutachten zitierten Dokumenten übereinstimmen. Die zitierten Dokumente entsprechen dem aktuellen Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Bei abweichenden Dokumenten behält das vorliegende Gutachten dennoch seine Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswerte durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswerte abgedeckt sind. Im Folgenden ist der Begriff Einzelprüfung stets durch den Begriff Typenprüfung mit abgedeckt, auch wenn dies nicht explizit erwähnt wird.

Änderungen der berücksichtigten Anlagenparameter wie  $c_t$ -Kurve und Schnelllaufzahl  $\lambda$  sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei einer Änderung der Anlagenparameter gegenüber dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung verliert das vorliegende Gutachten seine Gültigkeit.

---

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	16.09.2020	Erste Ausgabe - ENTWURF	Lenz
1	23.02.2021	Änderung der Koordinaten der neu geplanten WEA W8	Lenz

---

**Verfasser:**

M. Sc. Kristine Lenz, Sachverständige  
Friedrichstadt, 23.02.2021



**Geprüft:**

M. Sc. Guido Köhler, Sachverständiger  
Friedrichstadt, 24.02.2021



**Freigegeben:**

B. Eng. Heiko Pauls, Sachverständiger  
Friedrichstadt, 24.02.2021



---

Dieses Dokument wurde digital signiert und die Integrität des Dokuments wurde überprüft. Das zugehörige Zertifikat kann von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Anfrage gerne zur Verfügung gestellt werden.

## Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines .....	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.2	Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten .....	9
1.3	Abweichungen von den Richtlinien.....	10
1.4	Modellunsicherheiten .....	11
2	Aufgabenstellung und Standort .....	12
2.1	Umfang des Gutachtens .....	12
2.2	Standortbeschreibung.....	12
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA .....	12
3	Vergleich der Windbedingungen.....	15
3.1	Grundlagen .....	15
3.2	Vergleich $v_{ave}$ und $v_{m50}$ .....	16
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ .....	16
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$ .....	16
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$ .....	17
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität .....	17
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität .....	19
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$ .....	21
4	Zusammenfassung.....	25
4.1	Neu geplante WEA .....	25
4.2	Bestehende WEA.....	26
5	Standortbesichtigung .....	27
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	28
	Literaturverzeichnis.....	30

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]..... 14

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration .....	13
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA .....	13
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort [22.1].....	15
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	16
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA	17
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] .....	20
Tabelle 3.6: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter nach [7] .....	20
Tabelle 3.7: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	21
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten $I_{eff}$ .....	24
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	25
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	26

# 1 Vorbemerkung

## 1.1 Allgemeines

Das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt hat Anfang des Jahres 2013 die Fassung Oktober 2012 der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ veröffentlicht und im März 2015 eine korrigierte Fassung herausgegeben [1.1], auf deren Grundlage das vorliegende Gutachten erstellt wurde.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch benachbarte Windenergieanlagen verursachten erhöhten Turbulenzbelastungen an einer WEA, können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines Antrages nach dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) herangezogen werden. Eine Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA sind zumutbar, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt. Somit stellt das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA zusätzlich eine Turbulenzimmissionsprognose im Sinne des BImSchG dar und kann als Bestandteil der Antragsstellung nach dem BImSchG verwendet werden.

## 1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] fordert in Kapitel 16 ein alternatives, vereinfachtes Verfahren zum Nachweis der Standorteignung von WEA, das jedoch nur angewendet werden darf, wenn die Standorte der geplanten WEA nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] als nicht topografisch komplexe Standorte zu bezeichnen sind. Sind vereinzelte Standorte neu geplanter WEA als topografisch komplex zu bezeichnen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung um die Kriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] oder IEC 61400-1 ed.4 [6], jeweils Abschnitt 11.9, erweitert. Die folgenden Abschnitte stellen beide Verfahrensweisen dar. Die Vergleiche der Auslegungswerte für die zu untersuchenden Größen mit den im Rahmen dieses Gutachtens ermittelten Werten sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1.1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typengeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / -erweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 erbracht werden [1.1].

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] lässt folgende Möglichkeiten, bzw. mögliche auftretende Konfigurationen, in Bezug auf die Typenprüfung und die dieser zu Grunde gelegten Richtlinie, unberücksichtigt:

- i. Der geplanten Anlage liegt eine Typenprüfung nach der Richtlinie DIBt 2004 [2] zu Grunde.
- ii. Einer oder mehrerer zu berücksichtigender Bestandsanlagen liegt eine Typenprüfung nach der DIBt 2012 [1.1] Richtlinie zu Grunde.

Für diese zwei beschriebenen Fälle, die nicht durch die DIBt 2012 [1.1] abgedeckt sind, werden folgende Verfahrensweisen gemäß [1.2] als Quasistandard angewandt:

- i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1.1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [8], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [4].
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlage mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] die Standorteignung in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht lediglich der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$ , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

### 1.2.1 Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Der nach der DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] vereinfachte Nachweis zur Standorteignung verlangt folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA:

- i. Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit.
  - (1) Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5 % kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung, oder
  - (2) die mittlere Windgeschwindigkeit ist kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung und für den Formparameter  $k$  der Weibull-Funktion gilt:  $k \geq 2$ .
- ii. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] zwischen  $0.2 v_{m50}(h)$  und  $0.4 v_{m50}(h)$  mit der Auslegungsturbulenz nach NTM.
- iii. Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit.
  - (1) Die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes entsprechend der Windzonenkarte ab (die detaillierten Regelungen gemäß DIN EN 1991-1-4, Absatz 4.3.3 einschließlich NA [9] für nicht ebene Geländelagen sind ggf. zu beachten), oder
  - (2) die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50}(h)$  gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort ab (z.B. Nachweis durch eine Extremwindabschätzung).

### 1.2.2 Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN 61400-1:2011-08 [7] um einen als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort und liegt der zu untersuchenden WEA eine Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] zu Grunde, wird der vereinfachte Nachweis zur Standorteignung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA, basierend auf DIN EN 61400-1:2011-08 [7] oder IEC 61400-1 ed.4 [6] erweitert.

- i. Das Maximum bzw. Minimum der Schräganströmung  $\delta$  darf den vorgegebenen Wert von  $\pm 8^\circ$ , bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
  - (1) Die IEC 61400-1 ed.4 [6] sieht für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich der Schräganströmung den Vergleich des energiegewichteten Mittelwertes aller Richtungen mit dem vorgegebenen Wert von  $\pm 8^\circ$ , bzw. dem in der Typenprüfung angegebenen Wert vor. Der Vergleich erfolgt dann auf Basis der nach [6] ermittelten Ausgleichsebene mit Radius  $5z_{hub}$ , erweitert um  $2z_{hub}$  hinter der WEA.
  - (2) Die DIN EN 61400-1:2011-08 [7] sieht für den Nachweis der Standorteignung bezüglich der Schräganströmung den Vergleich des sektoriellen Maximal- bzw. Minimalwertes mit einem vorgegebenen Wert von  $\pm 8^\circ$ , bzw. dem in der Typenprüfung angegebenen Wert vor. Der Vergleich erfolgt dann auf Basis der nach [7] ermittelten Ausgleichsebene mit Radius  $5z_{hub}$ .
- ii. Der Standortmittelwert des Höhenexponenten  $\alpha$  darf den vorgegebenen Minimal- bzw. Maximalwert nicht unter- bzw. überschreiten:
  - (1) Die IEC 61400-1 ed.4 [6] fordert für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich des Höhenexponenten den Vergleich des energiegewichteten Mittelwertes über alle Richtungen mit dem vorgegebenen Wert von  $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$ , bzw. dem in der Typenprüfung angegebenen Wert.

- (2) Die DIN EN 61400-1:2011-08 [7] fordert für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich des Höhenexponenten den Vergleich des sektoriellen Maximal- bzw. Minimalwertes von  $0 \leq \alpha \leq 0.2$  oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert.
- iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte  $\rho$  darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit den Wert  $1.225 \text{ kg/m}^3$  oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten [7]. Die IEC 61400-1 ed.4 [6] fordert für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich der Luftdichte die Einhaltung folgender Ungleichung:
- $$\rho_{\text{Auslegung}} * v_{\text{ave,Auslegung}}^2 \geq \rho_{\text{Standort}} * v_{\text{ave,Standort}}^2$$
- iv. Die standortspezifische extreme Turbulenz muss nach [7] ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass die Auslegungswerte des ETM im Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit nicht überschritten werden. Nach [6] ist der Nachweis zu erbringen, dass die Auslegungswerte des ETM in der Nachlaufsituation mit der höchsten Nachlaufturbulenz, im Zentrum des Nachlaufs, nicht überschritten werden.
- v. Der standortspezifische Extremwert des horizontalen Windgradienten darf den Extremwert nach [7], Kapitel 6.3.2.6 nicht überschreiten. Die IEC 61400-1 ed.4 [6] sieht diesen Nachweis nicht mehr vor.

### 1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

Kann der vereinfachte Nachweis der Windbedingungen nach DIBt 2012 [1.1] aus Abschnitt 1.2.1 nicht geführt werden, da die zu prüfenden Parameter nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 durchgeführt werden. Demnach ist bei einer Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{\text{ave}}$ , oder bei Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$ , der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) zu führen. Bei einer Überschreitung der 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50}(h)$  ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) zu führen.

Kann der Nachweis der Windbedingungen an einem als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort nach Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 nicht geführt werden, da die zu prüfenden Werte nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung entsprechend DIN EN 61400-1:2011-08 [7] und IEC 61400-1 ed.4 [6] auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 durchgeführt werden. Demnach ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten und der Extremlasten zu führen.

In beiden Fällen werden die der Typenprüfung zu Grunde gelegten Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten, die auf Basis der standortspezifischen Windbedingungen aus dem vorliegenden Gutachten ermittelt werden, verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten oder diese einhalten, ist eine Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nachgewiesen. Werden die Auslegungslasten nicht eingehalten, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Betriebseinschränkung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie innerhalb der Auslegungslasten liegen, oder die Standorteignung kann nicht durch einen Vergleich der Lasten nachgewiesen werden.

Die Berechnung der standortspezifischen Lasten erfolgt in der Regel durch den/die Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, ob die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis der Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt.

### 1.3 Abweichungen von den Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] und der DIN EN 61400-1:2011-08 [7] abweichende, Verfahren wurden für das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA gewählt:

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_{ave}$  mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter  $k$  der Weibullverteilung von  $k = 2.0$  ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter  $k \neq 2.0$  ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [7] und [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion  $pdf_{NH}$  der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion  $pdf_{TP}$  der Typenprüfung in einem Bereich von  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$  nach [7], bzw. in einem Bereich von  $v_{ave} - 2v_{ave}$  nach [6] fordert. Die zu prüfenden Bereiche aus [7] und [6] sind in der Regel annähernd deckungsgleich, es wird jedoch immer der von beiden Normen abdeckende Bereich geprüft. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung  $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$  erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen  $pdf_{NH}$  und  $pdf_{TP}$  erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte  $A_{NH}$  und  $k_{NH}$  bzw. der Auslegungswerte  $A_{TP}$  und  $k_{TP}$  der zu untersuchenden WEA.
- III. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 und 1.2.2, hat der Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensität und der Auslegungsturbulenz nach NTM in dem Bereich zwischen  $0.2v_{m50}(h)$  und  $0.4v_{m50}(h)$  zu erfolgen [1.1]. Liegt einer zu betrachtenden WEA keine Auslegungsturbulenz nach NTM vor, erfolgt der Vergleich mit der in der Typenprüfung aufgeführten Auslegungsturbulenz. Ist die Leistungskurve der WEA bekannt, hat der Vergleich nach [7] in dem Bereich zwischen  $0.6v_r$  und  $v_{out}$  zu erfolgen. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nach Abschnitt 1.2.3, sind der Lastberechnung nach [1.1] mindestens die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten von  $v_{in}$  bis  $0.4v_{m50}(h)$  bzw. von  $v_{in}$  bis  $v_{out}$  nach [7] zu Grunde zu legen. Im vorliegenden Gutachten werden die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mindestens im Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw.  $v_{out}$  wenn  $v_{out} < 25$  m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von  $v_{in}$  bis  $v_{out}$  zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde, erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.
- IV. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers  $D$  der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- V. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte  $\rho$  wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben. Kann der Nachweis der Standorteignung in Bezug auf die Luftdichte nicht nach [7] geführt werden, erfolgt ggf. eine Überprüfung und eine Bewertung auf Basis der differenzierteren Betrachtung nach [6].

- VI. Der standortspezifische Extremwert des horizontalen Windgradienten wird entsprechend der IEC 61400-1 ed.4 [6] nicht berücksichtigt.
- VII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- VIII. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

## 1.4 Modellunsicherheiten

Alle im Rahmen des vorliegenden Gutachtens ermittelten Ergebnisse und Zwischenergebnisse basieren einerseits auf Angaben, die vom Auftraggeber übermittelt wurden und andererseits auf Berechnungsergebnissen, die durch die I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelt wurden. Zu den Unsicherheiten der den Eingangsdaten vom Auftraggeber zu Grunde gelegten Berechnungsmodellen kann seitens der I17-Wind GmbH & Co. KG keine Aussage getroffen werden. Diese Eingangsdaten werden im Weiteren als richtig und repräsentativ für den betrachteten Standort vorausgesetzt.

Die in den Berechnungen herangezogenen Anlagenparameter, Schubbeiwert  $c_t$  und Schnelllaufzahl  $\lambda$ , werden in der Regel vom Hersteller bereitgestellt. Diese Werte werden als richtig vorausgesetzt. Die berücksichtigten Werte entsprechen dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Änderungen sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung. Bei älteren Anlagen, für die keine Informationen vorliegen, werden konservativ abdeckende, generische Anlagenparameter angesetzt.

Den von der I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelten Ergebnissen liegen unterschiedliche, vereinfachte physikalische Modelle zu Grunde, die nur annähernd die Realität abbilden, jedoch als konservativ zu bewerten sind. Des Weiteren werden bei den Berechnungen teilweise vereinfachende Annahmen getroffen, die jedoch allesamt ebenfalls als konservativ zu bewerten sind.

## 2 Aufgabenstellung und Standort

### 2.1 Umfang des Gutachtens

Da im geplanten Windpark kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften Anlage nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7], bzw. IEC 61400-1 ed.4 [6] als topografisch komplexer Standort zu bezeichnen ist, findet das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 für alle Anlagen Anwendung.

### 2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von neun WEA des Typs Vestas V162-5.6 MW auf 169.0 m Nabenhöhe und einer WEA des Typs Vestas V150-5.6 MW auf 169.0 m Nabenhöhe. Das Standortzentrum liegt westlich des Ortsteils Steesow der Stadt Grabow im Landkreis Ludwigslust-Parchim in Mecklenburg-Vorpommern.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, ein Gutachten zur Standorteignung von WEA nach der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.1 aufgeführten [21] und in Abbildung 2.1 dargestellten WEA zu erstellen. Im vorliegenden Gutachten wurden nur Bestands-WEA in direkter Umgebung der neu geplanten WEA berücksichtigt. Auf Grund des Abstandes von mindestens 3.0 km zu weiteren Bestands-WEA, wurden diese im vorliegenden Gutachten nicht berücksichtigt. Tabelle 2.1 führt neben den Spezifikationen der WEA am Standort auch die der Typenprüfung zu Grunde gelegten, bzw. bei fehlender Information unterstellten, Richtlinien auf. Des Weiteren wird aufgeführt, welcher Wöhlerlinienkoeffizient  $m$  für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1.

Die Spalte „Innerhalb 10  $D$ “ weist aus, welche WEA sich innerhalb eines Umkreises von 10  $D$  um die geplanten WEA befinden. Für diese WEA hat nach [6] und [7] eine Bewertung der topografischen Komplexität und der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  zu erfolgen.

Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle Bezeichnungen auf die interne, laufende W-Nummer. Wird eine Größe mit dem Index  $_{TP}$  bezeichnet, handelt es sich um den Auslegungswert der zu betrachtenden WEA. Eine Bezeichnung mit dem Index  $_{NH}$  weist auf den standortspezifischen Wert der betrachteten Anlage hin.

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand  $s$  einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.32, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser  $D$ . Dies betrifft die WEA W2 und W10 & W3 und W2.

### 2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

Die Auslegungswindbedingungen werden entweder der Typenprüfung entnommen oder vom Hersteller übermittelt. Da der Vergleich der Auslegungswindbedingungen, abgesehen von  $I_{eff}$ , mit den standortspezifischen Bedingungen nur für neu geplante WEA zu führen ist, werden in Tabelle 2.2 nur die Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA aufgeführt.

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografisch komplex	UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH [m]	D [m]	FEH [m]	P <sub>N</sub> [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	m <sub>max, TP</sub> [-]
					X [m]	Y [m]									
W1	1	Neu	Ja	Nein	263911	5895728	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	162.0	0.0	5600	2012	S	10
W2	2	Neu	Ja	Nein	264314	5895683	Vestas	V150-5.6 MW	169.0	150.0	0.0	5600	2012	S	10
W3	3	Neu	Ja	Nein	264661	5895538	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	162.0	0.0	5600	2012	S	10
W4	4	Neu	Ja	Nein	265199	5895571	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	162.0	0.0	5600	2012	S	10
W5	5	Neu	Ja	Nein	265488	5895308	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	162.0	0.0	5600	2012	S	10
W6	7	Neu	Ja	Nein	266093	5895497	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	162.0	0.0	5600	2012	S	10
W7	8	Neu	Ja	Nein	266312	5895094	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	162.0	0.0	5600	2012	S	10
W8	9	Neu	Ja	Nein	265987	5894850	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	162.0	0.0	5600	2012	S	10
W9	10	Neu	Ja	Nein	263749	5895104	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	162.0	0.0	5600	2012	S	10
W10	11	Neu	Ja	Nein	264081	5895388	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	162.0	0.0	5600	2012	S	10
W11	-	Bestand	Ja	Nein	265272	5894310	GE	GE-5.5-158	161.0	158.0	0.0	5500	2012	S	14
W12	-	Bestand	Ja	Nein	265660	5894597	GE	GE-5.5-158	161.0	158.0	0.0	5500	2012	S	14

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	v <sub>ave,TP</sub> [m/s]	k <sub>TP</sub> [-]	v <sub>m50,TP</sub> [m/s]	TK	δ <sub>TP</sub> [°]	α <sub>TP</sub> [-]	ρ <sub>TP</sub> [kg/m <sup>3</sup> ]	ETM	Auslegungslebensdauer [a]	Quelle
W1 und W3 – W10	DIBt 2012	S	S	7.5	2.22	37.6	S	8.0	0.27	1.224	A	20	[24.1] [24.2]
W2	DIBt 2012	S	S	7.5	2.22	37.6	S	8.0	0.27	1.224	A	20	[24.3] [24.4]

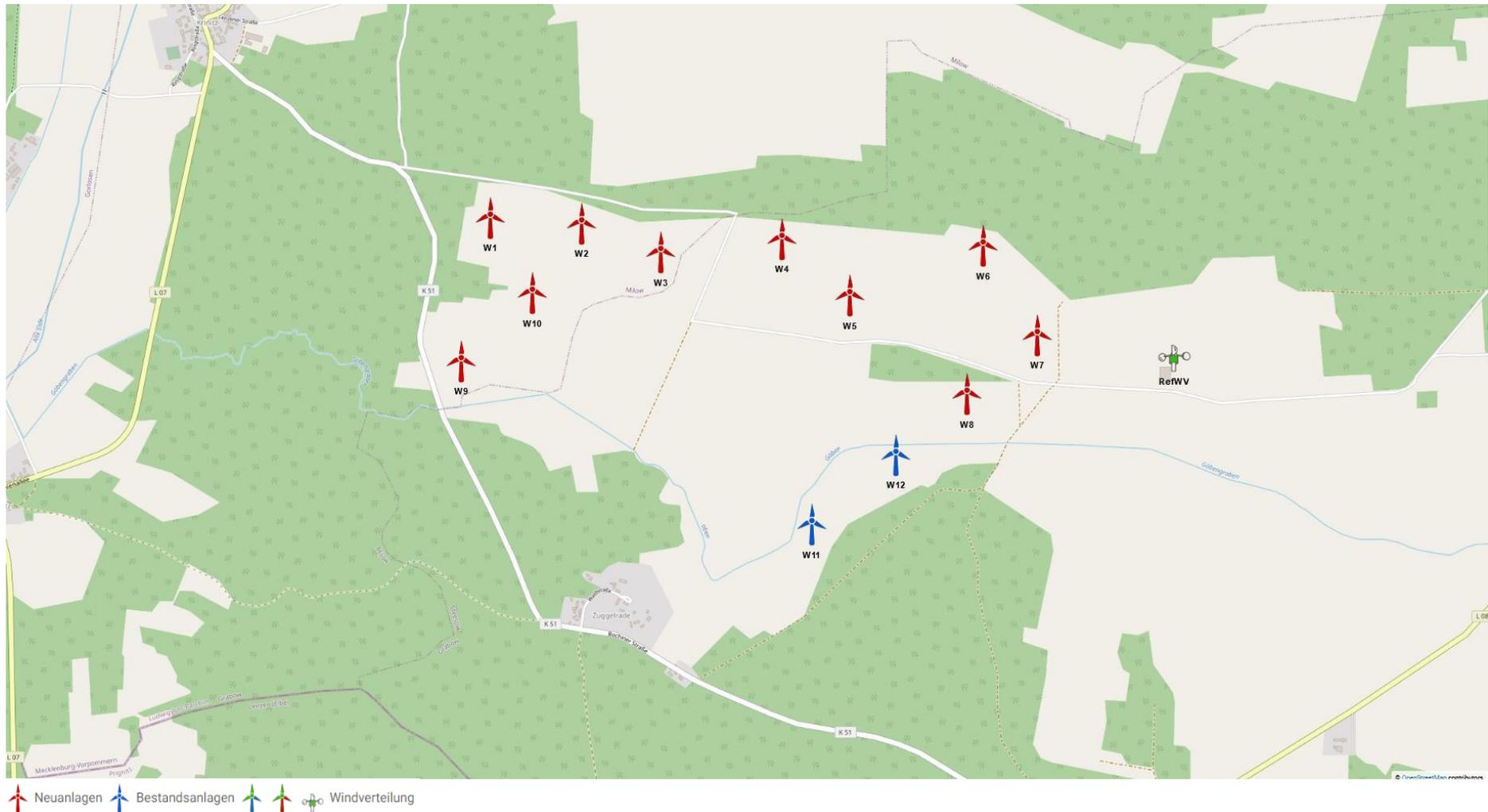


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

### 3 Vergleich der Windbedingungen

#### 3.1 Grundlagen

Vom Auftraggeber wurden standortbezogene Windverhältnisse, unterteilt in mindestens 12 Sektoren, übermittelt [22.1]. Diese werden als richtig und für den Standort repräsentativ vorausgesetzt.

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe an jedem Anlagenstandort zu ermitteln, werden die Daten der Windverhältnisse [22.1] auf alle notwendigen Höhen umgerechnet, sofern diese nicht vorliegen. Die Umrechnung erfolgt auf Basis eines logarithmischen Windprofils und des am Standort der Windverteilung ermittelten Höhenexponenten  $\alpha$ . Bei der vertikalen Umrechnung wird der Formparameter  $k$  als invariant mit der Höhe angenommen und lediglich der Skalenparameter  $A$  umgerechnet. Eine horizontale Umrechnung vom Standort der Winddaten zu den jeweiligen WEA Standorten erfolgt nicht. Liegen in [22.1] mehrere Windverteilungen vor, werden diese den jeweiligen WEA zugeordnet. Tabelle 3.1 führt eine der in [22.1] übermittelten Windbedingungen am Standort auf.

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort [22.1]

Höhe: 169 m ü. Grund				A [m/s]	k [-]	p [%]
UTM ETRS89 Zone 33						
X [m]	266916	Y [m]	5894991			
Sektor	Windrichtung [°]					
N	0			6.3	2.27	4.7
NNO	30			6.7	2.56	4.1
ONO	60			6.9	2.51	5.7
O	90			8.0	2.38	7.1
OSO	120			8.8	2.65	8.2
SSO	150			8.0	2.52	8.5
S	180			8.6	3.46	5.8
SSW	210			9.2	3.53	8.9
WSW	240			9.6	3.06	14.7
W	270			8.8	2.56	14.5
WNW	300			8.5	2.47	11.5
NNW	330			7.0	2.71	6.3
Gesamt				8.4	2.59	100.0
v <sub>ave</sub> [m/s]				7.50		

### 3.2 Vergleich $v_{ave}$ und $v_{m50}$

#### 3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter  $k$  mit  $k = 2.0$  zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  auf Nabenhöhe jeder geplanten WEA so zu führen, dass gilt:

- i.  $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 0.95$   
oder
- ii.  $0.95 < v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 1.00$  und  $k_{NH} \geq 2.00$

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter  $k$  mit  $k \neq 2.0$  zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  jeder geplanten WEA wie folgt zu führen:

- i. Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten  $pdf_{NH}$  mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung  $pdf_{TP}$  in einem Bereich von  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$  nach [7], bzw. in einem Bereich von  $v_{ave} - 2v_{ave}$  nach [6]. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung  $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$  erfüllt sein.

Das Ergebnis der Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  und der Formparameter  $k$  der Weibullverteilung auf Nabenhöhe jeder neu geplanten WEA sind in Tabelle 3.2 dargestellt und werden mit den Auslegungswindbedingungen der jeweiligen WEA verglichen.

Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	$k_{NH}$ [-]	$k_{TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} = 2$ : $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$ : $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 und W3 – W10	7.50	7.50	2.59	2.22	-	Nein	Nein	Ja
W2	7.50	7.50	2.59	2.22	-	Nein	Nein	Ja

#### 3.2.2 Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$

Der Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, NH}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA mit dem Auslegungswert kann auf zwei Wegen erfolgen. Wenn die WEA in einer Windzone errichtet werden soll, die niedriger oder gleich der Windzone ist, die der Typenprüfung zu Grunde liegt, reicht der Nachweis, dass die Windzone gemäß Typenprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdeckt [1.1]. Ist dies nicht der Fall, muss nachgewiesen werden, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, TP}$  gemäß Typenprüfung die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der geplanten WEA am Standort abdeckt [1.1, 4, 5]. Hierzu muss die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, NH}$  mittels einer geeigneten Methode (z.B. der Gumbel-Methode [10]) am Standort ermittelt werden.

Den nachzuweisenden Standorten wird nach DIBt 2012 [1.1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [9] die in Tabelle 3.3 aufgeführte Windzone entsprechend [11] und die Geländekategorie, basierend auf den durch den Standortbesuch gewonnenen Erkenntnissen und den verwendeten Satellitendaten [13], zu Grunde gelegt. Da, nach [1.1], in Übergangsbereichen der Geländekategorien stets die Gleichungen der niedrigeren Kategorie anzusetzen sind, wird der Vergleich in solchen Fällen auf Basis der Gleichungen für die niedrigere Geländekategorie durchgeführt.

In der folgenden Tabelle 3.3 werden die Auslegungswindbedingungen hinsichtlich  $v_{m50}$  mit den standortspezifischen Windbedingungen verglichen. Wenn die geplanten WEA in einer Windzone errichtet werden sollen, die durch die Auslegungswindbedingungen abgedeckt ist, ist die Standorteignung hinsichtlich  $v_{m50}$  nachgewiesen. Ist der Standort nicht durch die Auslegungswindbedingungen  $v_{m50, TP}$  der geplanten WEA abgedeckt, erfolgt der Nachweis über eine standortspezifische Extremwindabschätzung [22.2]. Die Ergebnisse der standortspezifischen

Extremwindabschätzung werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Kann der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit  $v_{m50}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	WZ <sub>TP</sub>	GK <sub>TP</sub>	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ <sub>NH</sub>	GK <sub>NH</sub>	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 und W3 – W10	S	S	37.60	2	II	39.30	25.59	Ja	Nein
W2	S	S	37.60	2	II	39.30	25.59	Ja	Nein

### 3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$

#### 3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe einer nach der DIBt 2012 [1.1] typengeprüften WEA gibt es windgeschwindigkeitsabhängige Auslegungswerte in vier Kategorien, welche in der DIN EN 61400-1:2011-8 [7] aufgeführt sind und der Typenprüfung zu Grunde gelegt werden müssen. Bei den Turbulenzkategorien wird zwischen den vorgegebenen Kategorien A, B, C und der durch den WEA-Hersteller definierbaren Kategorie S unterschieden. Mit der IEC 61400-1 ed.4 [6] wurde eine weitere Turbulenzkategorie A+ eingeführt.

Für WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, muss die windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, welche in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definiert ist, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt sein. Für WEA die nach der DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  von 0.20 als Auslegungswindbedingung anzusetzen.

In Tabelle 3.4 sind die unterschiedlichen Turbulenzkategorien und deren Verläufe dargestellt.

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

$v_{hub}$ [m/s]	DIBt 1993 [3]	DIBt 2004 [2]	IEC 61400-1 ed.4 [6]	DIBt 2012 [1.1]			
	Konstanter Mittelwert	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	S [-]
2	-	0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	-
3		0.420	0.471	0.419	0.366	0.314	-
4		0.345	0.387	0.344	0.301	0.258	-
5		0.300	0.337	0.299	0.262	0.224	-
6		0.270	0.303	0.269	0.236	0.202	-
7		0.249	0.279	0.248	0.217	0.186	-
8		0.233	0.261	0.232	0.203	0.174	-
9		0.220	0.247	0.220	0.192	0.165	-
10		0.210	0.236	0.210	0.183	0.157	-
11		0.202	0.227	0.201	0.176	0.151	-
12		0.195	0.219	0.195	0.170	0.146	-
13		0.189	0.213	0.189	0.165	0.142	-
14		0.184	0.207	0.184	0.161	0.138	-
15		0.180	0.202	0.180	0.157	0.135	-
16		0.176	0.198	0.176	0.154	0.132	-
17		0.173	0.194	0.173	0.151	0.130	-
18		0.170	0.191	0.170	0.149	0.127	-
19		0.167	0.188	0.167	0.146	0.125	-
20		0.165	0.185	0.165	0.144	0.124	-
21		0.163	0.183	0.163	0.142	0.122	-
22		0.161	0.181	0.161	0.141	0.121	-
23		0.159	0.179	0.159	0.139	0.119	-
24		0.158	0.177	0.157	0.138	0.118	-
25		0.156	0.175	0.156	0.136	0.117	-
26		0.155	0.174	0.154	0.135	0.116	-
27		0.153	0.172	0.153	0.134	0.115	-
28		0.152	0.171	0.152	0.133	0.114	-
29		0.151	0.170	0.151	0.132	0.113	-
30		0.150	0.169	0.150	0.131	0.112	-
Konstanter Mittelwert		0.200	-	-	-	-	-

Der Vergleich des standortspezifischen Turbulenzverlaufes mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten erfolgt bei WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, auf Basis der Werte für die Turbulenzkategorie A nach [1.1, 5, 6, 7], da diese die Werte nach [8] mit abdecken.

### 3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

#### 3.3.2.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz  $I_{amb}$  von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [22.1] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13] und der Topografie [14] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

#### 3.3.2.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität  $I_{amb}$  beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem Zeitintervall von 600 s um ihren Mittelwert. Sie ist als der Quotient aus der Standardabweichung  $\sigma$  der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  in einem 600 s Intervall zu bilden [6, 7, 8]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann  $I_{amb}$  direkt, bzw.  $I_{char}$  durch Addition der 1fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  [4, 8] und  $I_{rep}$  durch Addition der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  [6, 7] zu  $I_{amb}$  ermittelt werden. Durch Ermittlung der Windscherung, kann die auf Messhöhe ermittelte charakteristische, bzw. repräsentative Turbulenzintensität auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Liegt keine Messung vor, muss die Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch ermittelt werden.

Zur Berechnung von  $I_{amb}$  werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge  $z_0$  konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge  $z_0$  abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

Da in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [1.1] für die Ermittlung der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten Turbulenzwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten gefordert sind, wird den ermittelten Werten für die Umgebungsturbulenzintensität das NTM nach [6, 7] zu Grunde gelegt. Der ermittelten Turbulenzkurve wird in Anlehnung an das vom Risø DTU National Laboratory entwickelte Verfahren im Windfarm Assessment Tool eine windgeschwindigkeitsabhängige Standardabweichung  $\sigma_\sigma$  unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzsturbulenzintensität nach NTM und dem 1fachen  $\sigma_\sigma$  die Referenzkurve nach [6, 7] ergibt.

Die repräsentative Turbulenzintensität  $I_{rep}$  wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende, nach DIBt 2012 [1.1] typen-/einzelgeprüfte, WEA auf Nabenhöhe ermittelt und den weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt. Für Anlagen, deren Typen-/Einzelprüfung auf der Richtlinie DIBt 2004 [2] oder DIBt 1993 [3] basiert, findet die charakteristische Turbulenzintensität  $I_{char}$  Anwendung.

### 3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [14] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

Die Standorte aller zu betrachtenden Anlagen werden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [7] auf topografische Komplexität untersucht. Die topografische Komplexität des Standortes wird dargestellt durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer dem Gelände angenäherten Ebene. Die Beurteilungskriterien sind in Tabelle 3.5 dargestellt.

Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7]

Abstand von der betrachteten WEA [m]	Sektoramplitude [°]	Größte Neigung der angenäherten Ebene	Größte Geländeabweichung [m]
< 5NH	360	< 10	< 0.3NH
< 10NH	30		< 0.6NH
< 20NH	30		< 1.2NH

Ein Standort wird als topografisch komplex eingestuft, wenn 15 % der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 3.5 nicht erfüllen [7].

### 3.3.2.4 Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters

Um der Deformation der turbulenten Anströmung durch die Topografie Rechnung zu tragen, erfolgt die Einführung des von der Energieverteilung abhängigen Turbulenzstrukturparameters  $C_{CT}$ . Hierfür wird nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] der Komplexitätsindex  $i_c$  ermittelt und angesetzt, siehe Tabelle 3.6. Bei der Ermittlung von  $i_c$  werden alle Energieanteile aus den Sektoren aufsummiert, welche die Kriterien aus Tabelle 3.5 nicht erfüllen. Der errechnete Turbulenzstrukturparameter  $C_{CT}$  kommt dann in jedem dieser Sektoren zum Tragen. Dieser wird auf Basis des verwendeten Höhenmodells [14] und der übermittelten Windverhältnisse [22.1] berechnet.

Tabelle 3.6: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter nach [7]

Anteil an der Energieverteilung [%]	Komplexitätsindex $i_c$ [-]	Turbulenzstrukturparameter $C_{CT}$ [-]
0 - 5	0	1.000
6	0.1	1.015
7	0.2	1.030
8	0.3	1.045
9	0.4	1.060
10	0.5	1.075
11	0.6	1.090
12	0.7	1.105
13	0.8	1.120
14	0.9	1.135
15	1	1.150
16 - 100	1	1.150

### 3.3.2.5 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 3.7 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 3.3.2.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen, Turbulenzintensitäten, bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s, für eine Anlagenposition aufgeführt.

Tabelle 3.7: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W3	NH: 169 m	$I_{rep}$ [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.131
NNO	30	0.134
ONO	60	0.124
O	90	0.123
OSO	120	0.132
SSO	150	0.130
S	180	0.131
SSW	210	0.134
WSW	240	0.130
W	270	0.134
WNW	300	0.133
NNW	330	0.128

### 3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$

#### 3.3.3.1 Grundlagen

Die effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  ist definiert als die mittlere Turbulenzintensität, die über die Lebensdauer einer WEA dieselbe Materialermüdung verursacht, wie die am Standort herrschenden, verschiedenen Turbulenzen. Die Materialkennzahl, die maßgeblich in die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einfließt, ist der Wöhlerlinienkoeffizient  $m$ . Im vorliegenden Gutachten liegt jeder zu betrachtenden WEA der anlagenspezifische Wöhlerlinienkoeffizient zu Grunde, der die strukturschwächste Komponente repräsentiert. Hierbei handelt es sich im Regelfall um die Rotorblätter einer WEA, welche durch Wöhlerlinienkoeffizienten zwischen  $m = 10$  für glasfaserverstärkte Verbundwerkstoffe und  $m = 15$  für kohlefaserverstärkte Verbundwerkstoffe abgedeckt werden. Dadurch werden alle Komponenten einer WEA in die Betrachtung mit einbezogen.

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  zu berücksichtigen.

Die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität erfolgt nach den Ausarbeitungen in [10], Kapitel 2.4.4, wenn alle hierfür erforderlichen Anlagenparameter vorliegen oder konservativ abdeckend ermittelt werden konnten. Andernfalls erfolgt die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität nach den Ausarbeitungen in [16], sowie den informativen Anhängen in [6] und [7]. Die generelle Vorgehensweise zur Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  erfolgt in beiden Fällen entsprechend den Anforderungen aus [6] und [7].

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [10] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen der WEA untereinander, der Umgebungsturbulenzintensität und von anlagenspezifischen Kenngrößen abhängig ist. Diese Kenngrößen sind einerseits der windgeschwindigkeitsabhängige Schubbeiwert  $c_t$ , als auch die windgeschwindigkeitsabhängige Schnelllaufzahl  $\lambda$  der turbulenzinduzierenden WEA. Das Modell bildet sowohl den voll ausgebildeten Nachlauf als auch den nicht voll ausgebildeten Nachlauf

hinter einer WEA ab. Die anlagenspezifischen Werte  $c_t$  und  $\lambda$  sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie, wenn möglich, auf Basis der Anlagenparameter wie Drehzahl und Rotordurchmesser ermittelt, oder durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von  $I_{eff}$  werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [10] keine Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, werden sowohl die Bereiche im Volleinfluss (Rotor der WEA steht voll im Nachlauf einer anderen WEA), als auch die Bereiche im Teileinfluss (Rotor der WEA steht nur teilweise im Nachlauf einer anderen WEA) bei der Berechnung von  $I_{eff}$  berücksichtigt, was somit den konservativsten Ansatz darstellt.

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [16] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen  $s$  der WEA untereinander und vom windgeschwindigkeitsabhängigen Schubbeiwert  $c_t$  abhängig ist. Die anlagenspezifischen  $c_t$  Werte sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von  $I_{eff}$  werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [16] eine eindeutige Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, wird genau dieser Bereich bei der Berechnung von  $I_{eff}$  berücksichtigt.

Die Ermittlung der induzierten Turbulenzintensität muss durchgeführt werden, solange sich eine WEA in einem Abstand kleiner  $10 D$  von der zu betrachtenden Anlage befindet [6, 7, 8]. Ist der Abstand aller WEA im Umfeld grösser  $10 D$ , bezogen auf die jeweils turbulenzinduzierende WEA, muss deren Einfluss nicht mehr berücksichtigt werden.

Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen von unter  $2.0 D$  können nicht für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. In diesen Nachlaufsituationen ist in jedem Fall eine Abschaltung erforderlich. Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen von mindestens  $2.3 D$  können uneingeschränkt für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. Bei relativen Anlagenabständen zwischen  $2.0 D$  und  $2.3 D$  wird nach einschlägigen Kriterien im Einzelfall entschieden, ob die Ergebnisse für eine Lastrechnung verwendet werden können, oder nicht. In der Einzelfallprüfung werden folgende Größen im Bereich der zu untersuchenden Nachlaufsituation bewertet:

- Der Formparameter der Weibullverteilung  $k$
- Der Energieanteil
- Die Kriterien nach Tabelle 3.5

Ergibt die Einzelfallprüfung, dass die Ergebnisse nicht für eine Lastrechnung herangezogen werden können, werden sektorielle Abschaltungen oder Betriebsbeschränkungen gefordert, um die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nachzuweisen.

Die ermittelten Werte für  $I_{eff}$  werden den Auslegungswerten, die der Typen-/Einzelprüfung der betrachteten Anlage zu Grunde liegen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte nicht oberhalb der Auslegungswerte, gilt eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität als nachgewiesen. Liegen die Werte über den Auslegungswerten, kann eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nicht durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden. Der Nachweis der Standorteignung kann in diesem Fall jedoch durch eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers oder eines unabhängigen Dritten erfolgen.

### 3.3.3.2 Berücksichtigte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  können sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM) an WEA berücksichtigt werden. Die Betriebsbeschränkungen können sich aus zu geringen Abständen und einer negativen Einzelfallprüfung nach Abschnitt 3.3.3.1 ergeben, oder an bereits bestehenden WEA Bestandteil der Genehmigung sein. Des Weiteren kann ein WSM dafür genutzt werden, den Einfluss einer neu geplanten WEA auf den zu berücksichtigenden Bestand derart zu reduzieren, dass die geplante WEA keinen signifikanten Einfluss mehr auf die effektive Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  einer Bestandsanlage hat oder um Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  an dieser zu verhindern. Die im Folgenden aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen immer eine Mindestanforderung dar, deren technische Umsetzbarkeit nicht geprüft wurde. Wenn möglich, wird für jedes WSM an einer beeinflussenden WEA ein alternatives WSM an der beeinflussten WEA ausgewiesen. Hierbei handelt es sich in der Regel um eine Abschaltung an der beeinflussten WEA, da die Lasten an einer abgeschalteten WEA geringer sind, als die Lasten im frei angeströmten Betrieb. Die ausgewiesenen Alternativen stellen einen Vorschlag dar, werden aber nicht in der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$ .

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  wurden keine sektorischen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt.

### 3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.8 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt.

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$

$v_{hub}$	W1[S1]	W2[S1]	W3[S1]	W4[S1]	W5[S1]	W6[S1]	W7[S1]	W8[S1]	W9[S1]	W10[S1]	W11[S2]	W12[S2]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2
3	0.358	0.378	0.369	0.353	0.355	0.334	0.349	0.352	0.333	0.376	0.327	0.349	0.390	0.369
4	0.319	0.340	0.328	0.311	0.314	0.290	0.309	0.321	0.287	0.334	0.291	0.314	0.360	0.339
5	0.299	0.327	0.296	0.295	0.296	0.270	0.295	0.301	0.265	0.312	0.264	0.294	0.334	0.314
6	0.278	0.305	0.274	0.273	0.274	0.250	0.275	0.283	0.242	0.289	0.244	0.274	0.307	0.284
7	0.261	<b>0.288</b>	0.259	0.255	0.255	0.234	0.259	0.266	0.223	0.270	0.225	0.256	0.284	0.265
8	0.250	<b>0.276</b>	0.248	0.243	0.242	0.222	0.249	0.245	0.208	0.256	0.203	0.237	0.265	0.244
9	0.243	<b>0.270</b>	0.243	0.236	0.234	0.215	0.243	0.222	0.197	0.248	0.179	0.220	0.252	0.221
10	0.217	<b>0.240</b>	0.225	0.210	0.207	0.194	0.217	0.200	0.174	0.221	0.165	0.196	0.229	0.205
11	0.190	<b>0.208</b>	0.200	0.185	0.181	0.173	0.190	0.184	0.156	0.192	0.155	0.178	0.207	0.191
12	0.170	0.187	0.179	0.168	0.165	0.160	0.172	0.171	0.146	0.172	0.147	0.166	0.187	0.180
13	0.157	<b>0.172</b>	0.165	0.157	0.154	0.151	0.160	0.159	0.140	0.159	0.141	0.155	0.169	0.170
14	0.148	<b>0.162</b>	0.156	0.149	0.147	0.144	0.151	0.150	0.136	0.150	0.137	0.147	0.160	0.166
15	0.142	0.154	0.149	0.143	0.141	0.138	0.144	0.143	0.133	0.144	0.134	0.141	0.154	0.160
16	0.137	0.147	0.144	0.138	0.137	0.134	0.138	0.137	0.130	0.138	0.131	0.136	0.149	0.152
17	0.133	0.141	0.139	0.134	0.133	0.131	0.133	0.133	0.127	0.134	0.128	0.132	0.145	0.146
18	0.129	0.137	0.135	0.131	0.130	0.128	0.129	0.129	0.125	0.130	0.126	0.128	0.142	0.142
19	0.126	0.133	0.131	0.128	0.127	0.125	0.126	0.126	0.123	0.127	0.124	0.125	0.139	0.138
20	0.124	0.129	0.128	0.125	0.125	0.123	0.123	0.123	0.122	0.124	0.123	0.123	0.137	0.134
21	0.122	0.125	0.125	0.123	0.122	0.121	0.121	0.121	0.120	0.122	0.121	0.121	0.137	0.132
22	0.120	0.123	0.122	0.120	0.120	0.119	0.119	0.119	0.119	0.120	0.120	0.119	0.135	0.132
23	0.118	0.120	0.120	0.119	0.118	0.117	0.117	0.117	0.118	0.118	0.118	0.118	0.133	0.132
24	0.117	0.118	0.118	0.117	0.117	0.116	0.115	0.116	0.116	0.117	0.117	0.116	0.131	0.132
25	-	0.115	-	-	-	-	-	-	-	-	0.116	0.115	0.130	0.132

## 4 Zusammenfassung

### 4.1 Neu geplante WEA

Es wurden die Standortbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 für die neu geplanten WEA ermittelt und mit den Auslegungswerten verglichen. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

- i. W1 – W10 eine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten  $pdf_{NH}$  im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung  $pdf_{TP}$  aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 – W10 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, TP}$  nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2),
- iii. W2 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  gegenüber den Auslegungswerten aufweist (siehe Abschnitt 3.3.3.3) und
- iv. W1 und W3 – W10 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Für die WEA W1 – W10 hat eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden [25]. Die Ergebnisse in [25] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W10 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25] durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

**Anmerkung:** Es ist zu beachten, dass die Rotorblattlager an W2, W3, W7 und W10 gemäß [25] einem erhöhten Wartungsaufwand unterliegen. Hierzu wird seitens des Anlagenherstellers Vestas eine gesonderte Servicestrategie durchgeführt, um eine Lebensdauer von 20 Jahren aufrechtzuerhalten.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	0.0	Ja
W2	Vestas	V150-5.6 MW	169.0	0.0	Ja
W3	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	0.0	Ja
W4	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	0.0	Ja
W5	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	0.0	Ja
W6	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	0.0	Ja
W7	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	0.0	Ja
W8	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	0.0	Ja
W9	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	0.0	Ja
W10	Vestas	V162-5.6 MW	169.0	0.0	Ja

## 4.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W11 und W12 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

*Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA*

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W11	GE	GE-5.5-158	161.0	0.0	Ja
W12	GE	GE-5.5-158	161.0	0.0	Ja

## 5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 02.09.2020 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13] und ggf. zu den Höhenlinien [14]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ETM	Extremes Turbulenzmodell
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauß-Krüger, Geländekategorie
IEC	International Electrotechnical Commission
NA	Nationaler Anhang
NTM	Normales Turbulenzmodell
PEL	Pseudo-Äquivalente-Last
pdf	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
TK	Turbulenzkategorie, Auslegungsturbulenz
TP	Typenprüfung
UTM	Universal Transverse Mercator Projection
WEA	Windenergieanlage(n)
WGS84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WSM	Wind Sector Management, Sektorielle Betriebsbeschränkung
WZ	Windzone

Symbol	Bedeutung	Einheit
$A$	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
$C_{CT}$	Turbulenzstrukturparameter	[-]
$c_t$	Schubbeiwert	[-]
$D$	Rotordurchmesser	[m]
$FEH$	Fundamenterrhöhung	[m]
$I_{amb}$	Umgebungsturbulenzintensität	[-]
$i_c$	Komplexitätsindex	[-]
$I_{char}$	Charakteristische Turbulenzintensität	[-]
$I_{eff}$	Effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe	[-]
$I_{rep}$	Repräsentative Turbulenzintensität	[-]
$k$	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
$\lambda$	Schnelllaufzahl	[-]
$m$	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
$NH$	Nabenhöhe	[m]
$p$	Sektorielle Häufigkeit	[%]
$P_N$	Nennleistung	[kW]
$s$	Dimensionsloser Abstand zwischen WEA, bezogen auf den jeweils größeren Rotordurchmesser	[-]
$v_{ave}$	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{hub}$	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{in}$	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_{m50}$	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{out}$	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_r$	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]

Symbol	Bedeutung	Einheit
$v_{\text{ref}}$	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
$X$	Rechtswert	[m]
$Y$	Hochwert	[m]
$z_0$	Rauigkeitslänge	[m]
$z_{\text{hub}}$	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
$\alpha$	Höhenexponent	[-]
$\delta$	Schräganströmung	[°]
$\rho$	Luftdichte	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma$	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
$\sigma_\sigma$	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

## Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamts Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 4.0 International Standard Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements; Februar 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen\_Formular\_nach\_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 27.09.2018;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2012, Version 18.5.1; Veröffentlicht am 19.09.2016;*
- [14] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*

- [17] *EMD International A/S; WindPRO / ENERGY; Modelling of the variation of air density with altitude through pressure, humidity and temperature; 12.05.2014;*
- [18] *EMD online Katalog oder Anlagendokumentation der Hersteller;*
- [19.1] *OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;*
- [19.2] *Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;*
- [20] *Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;*
- [21] *SAB WindTeam GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "AW: S<sup>3</sup>-Gutachtenpaket | WP Krinitz-Steosow und WP Moraas | Infos zu Bestandsanlagen etc." vom 15.09.2020; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 1167736; E-Mail mit dem Betreff: "S<sup>3</sup>-Gutachtenpaket | WP Krinitz-Steosow und WP Moraas | Infos zu Bestandsanlagen etc." vom 06.08.2020; Datei: Vorbelastungsanfrage SAB.xlsx und E-Mail mit dem Betreff: „AW: Entwurfsbericht Projekt Krinitz-Steosow“ vom 06.01.2021;*
- [22.1] *anemos-jacob GmbH; Einschätzung der Windverhältnisse zur Bewertung der Standsicherheit von geplanten Windkraftanlagen an einem Standort bei Krinitz-Steosow Revision 0.1; 21.08.2020;*
- [22.2] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Krinitz-Steosow; Berichts-Nr.: 20-149-7020406-Rev.00-EX-MS; 03.08.2020;*
- [23] *I17-Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein S3-Gutachtenpaket oder ein Schall- bzw. Schattenwurfgutachten für den Windpark Krinitz-Steosow; Bericht Nr.: I17-SV-2020-213; 03.09.2020;*
- [24.1] *DNV GL Energy Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas V162-5.6 MW mit 169 m Nabenhöhe (Hybrid-Turm, Entwurfslebensdauer 20 Jahre) für Windzone WZ2GK2 (S); Berichts-Nr. L-05629-A052-3 Rev. 1; 05.02.2020;*
- [24.2] *Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V162-5.6 MW 50/60 Hz 20 Jahre; Documentnr.: 0076-1172 V00; 24.10.2018;*
- [24.3] *DNV GL Energy Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas V150-5.4/5.6 MW mit 169 m Nabenhöhe (Hybrid-Turm, Entwurfslebensdauer 20 Jahre) für Windzone S; Berichts-Nr. L-05696-A052-3 Rev.1; 28.08.2020;*
- [24.4] *Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V150-5.6 MW 50/60 Hz 20 Jahre; Dokumentennr.: 0079-1164 V00; 24.10.2018;*
- [25] *Vestas Wind Systems A/S; Vestas Site Specific Load Calculation Krinitz-Steosow – Germany; WS-Loads-C4C: 46010; T13 0103-5846 Ver 01; 22.02.2021;*

**16.1.5 Anlagenwartung**

Anlagen:

- 16.1.5 # 0062-8663\_V02\_MK3\_de\_Anlage 2\_SIF für Wartung nach den ersten 3 Monaten\_.pdf
- 16.1.5 # 0062-8667\_V01\_MK3\_de\_Anlage 2\_SIF für Jahreswartung\_.pdf
- 16.1.5 # 0093-1909\_V01 - SIF for yearly inspection\_EnVentus.pdf

# Prüfprotokoll für die Inspektion drei Monate nach Inbetriebnahme

Dokumentennr.: 0062-8663 V02

Klasse: RESTRICTED

Typ: T09

Prüfprotokoll für die Inspektion einer  
V162-5.6MW liegt uns derzeit nicht vor.  
Es können die Angaben einer V136 3.45/3.6 SIF genutzt werden  
(schematischer Aufbau bei allen Anlagen identisch)

***Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil  
der Auslegung. Nur Deckblatt.***

**Wind.** It means the world to us.™

# Prüfprotokoll (SIF) für die Wartung nach der ersten Jahreswartung

Dokumentennr.: 0062-8667 V01

Klasse: RESTRICTED

Typ: T09

Prüfprotokoll für die Wartung einer  
V162-5.6MW liegt uns derzeit nicht vor.  
Es können die Angaben einer V136 3.45/3.6 SIF genutzt werden  
(schematischer Aufbau bei allen Anlagen identisch)

***Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil  
der Auslegung. Nur Deckblatt.***

**16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche**

Anlagen:

- 16.1.6 # 0092-8388.V02-Anlage3-zu-0040-4327-Zeichnungen-Kranstellflaechen S.1, 50, 51, 56, 57.pdf
- NF08 # 16.1.6 # Darstellung der Zuwegungen zu den WEA.pdf
- NF09 # 16.1.6 # Darstellung überbauter offener oder verrohrter Gewässer.pdf

Dokument-Nr: 0092-8388 V02	<b>Anlage 3</b> Zeichnungen Kranstellflächen	Datum: 18.06.2020 <b>Seite 1</b>
-------------------------------	---	--

**Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse - nicht Teil  
der Auslegung. Nur Deckblatt.**

Anla

WEA-Typ	Zeichnungen	Sondertransporte (Komponentenanzahl)
V112 - 3.3MW - HH 94m (TST)	A1.1 bis A1.2	10
V112 - 3.3MW - HH 119m (TST)	A2.1 bis A2.2	11
V112 - 3.45MW - HH 140m (TST)	A3.1 bis A3.2	12
V117 - 3.45MW - HH 91.5m (TST)	A4.1 bis A4.2	10
V117 - 3.45MW - HH 116.5m (TST)	A5.1 bis A5.2	11
V117 - 3.45MW - HH 141.5m (LDST)	A6.1 bis A6.2	15
V126 - 3.45MW - HH 87m (TST)	A17.1 bis A17.2	10
V126 - 3.45MW - HH 117m (TST)	A7.1 bis A7.2	11
V126 - 3.45MW - HH 137m (LDST)	A8.1 bis A8.2	15
V126 - 3.45MW - HH 149m (LDST)	A9.1 bis A9.2	15
V126 - 3.45MW - HH 166m (LDST)	A10.1 bis A10.2	16
V136 - 4.2MW - HH 82m (TST)	A18.1 bis A18.2	9
V136 - 4.2MW - HH 112m (TST)	A16.1 bis A16.2	9
V136 - 3.45MW - HH 132m (LDST)	A11.1 bis A11.2	15
V136 - 4.2MW - HH 149m (LDST)	A12.1 bis A12.2	15
V136 - 4.2MW - HH 166m (LDST)	A13.1 bis A13.2	16
V150 - 4.2MW - HH 123m+ 2m (TST)	A15.1 bis A15.2	12
V150 - 4.2MW - HH 145m (LDST)	A20.1 bis A 20.2	15
V150 - 4.2MW - HH 166m+ 3m (LDST)	A14.1 bis A14.2	16
V150 - 5.6MW - HH 166m+ 3m (LDST)	A22.1 bis A22.2	21
V150 - 5.6MW - HH 148m (LDST)	A21.1 bis A21.2	15
V150 - 5.6MW - HH 125m (TST)	A19.1 bis A19.2	12
V162 - 5.6MW - HH 119m (TST)	A23.1 bis A23.2	12
V162 - 5.6MW - HH 148m (LDST)	A24.1 bis A24.2	18
V162 - 5.6MW - HH 166m+ 3m (LDST)	A25.1 bis A25.2	21
V150 - 5.6MW - HH 105 m (TST)	A26.1 bis A26.2	11
V150 - 5.6MW - HH 166m/ 169m (CHT)	A50.1 bis A50.2	10
V162 - 5.6MW - HH 166m/ 169m (CHT)	A51.1 bis A51.2	10

Hinweis: Planungshilfen als DWG-Dateien im Vestas-Download-Center verfügbar.

Verwendete Abkürzungen:

LDST	Large Diameter Steel Tower (Stahlurm mit großem Durchmesser)
CHT	Concrete Hybrid Tower (Beton-Hybridturm)
TST	Tubular Steel Tower (Stahlrohrturm)
HH	Hub Heigh (Nabenhöhe)

## 16.1.6 Nachforderung 08:

### Darstellung der Zuwegungen zu den WEA

Dem Antrag liegen diverse Lagepläne bei, welche die örtliche Lage der Zuwegungen zeigen.

Siehe dazu:

- Kap. 2.1 – Topographische Karte 1:10.000 Zuwegung
- Kap. 2.2 – Grundkarte 1:5.000
- Kap. 2.3 – WEA A01 b Liegenschaftskarte
- Kap. 2.3 – WEA A02 b Liegenschaftskarte
- Kap. 2.3 – WEA A03 b Liegenschaftskarte
- Kap. 2.3 – WEA A04 b Liegenschaftskarte
- Kap. 2.3 – WEA A05 b Liegenschaftskarte
- Kap. 2.3 – WEA A07 b Liegenschaftskarte
- Kap. 2.3 – WEA A08 b Liegenschaftskarte
- Kap. 2.3 – WEA A09 b Liegenschaftskarte
- Kap. 2.3 – WEA A10 b Liegenschaftskarte
- Kap. 2.3 – WEA A11 b Liegenschaftskarte

Die Spezifikation der Zuwegungen und Kranstellflächen befindet sich im Kap. 3.7 Maschinzeichnungen. Im Dokument „3.7 # c 0040-4327.V11-Mindestanforderung-an-Zuwegung-und-Kranstellflaechen-V150,-V162.pdf“ ist auch das Querschnittsprofil zu finden.

**16.1.6 Nachforderung 09:**

**Darstellung überbauter offener oder verrohrter Gewässer (sofern vorhanden)**

- entfällt -

## 16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- 16.1.7 # Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen Erklärung V150-5.6.pdf
- 16.1.7 # Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen Erklärung V162-5.6.pdf
- 16.1.7 # 0049-8134.V17-Tages-und-Nachtkennzeichnung.pdf
- 16.1.7.1 # Antrag Luftfahrt WEA 1-5+7-11.pdf
- 16.1.7.2 # Kurzbeschreibung Hinweis Nachreichung.pdf
- 16.1.7.3 # Darstellung der Versorgung in der Bauphase.pdf
- 16.1.7.4 # Topographische Karte 1\_25.000.pdf
- 16.1.7.5 # Typenblätter WEA 1 - 11.pdf
- 16.1.7.6 # 0097-6802.V01-Allgem-Spezifikation-Gefahrenfeuer-OeRGA-L550-GFW-ES-IRG-G-20M.pdf
- 16.1.7.6 # 0067-0753.V01-Allg.-Spezifikation-fuer-Gefahrenfeuer,-Sichtweitensensor,-OeRGA-(SWS-200--N-AC).pdf
- 16.1.7.6 # 0076-7078.V00-Allgem-Spezifikation-Gefahrenfeuer-Turm-MLC400-2x4x10cd-IR.pdf
- 16.1.7.6 # BNK Erklärung.pdf
- NF21 # 16.1.7.6 # a BNK.pdf
- NF21 # 16.1.7.6 # b Produktbeschreibung LSS Transponder BNK STHDS 4.0.pdf
- NF21 # 16.1.7.6 # c Überblick LSS.pdf
- 16.1.7.7 # 0040-8699.V06-Allgemeine-Spezifikation-UPS-fuer-Flugbefuerung.pdf
- NF19 # 16.1.7 # ggf. Signaturtechnisches Gutachten.pdf

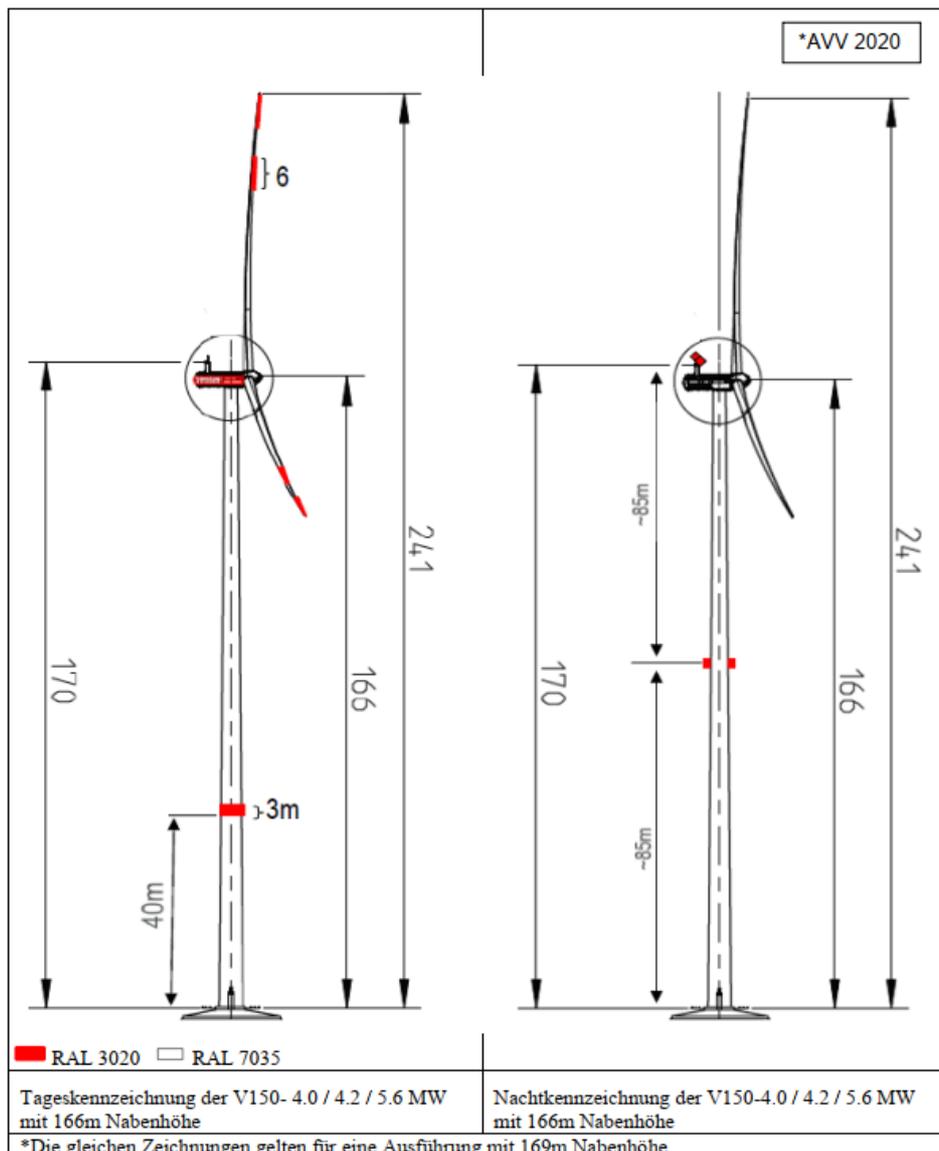
## 16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV)

### Windenergieanlage mit einem Abstand zwischen oberster Befeuerebene und Blattspitze von mehr als 65m

Mit der Neufassung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) wurde die Abschaffung der sogenannten 65-Meter-Begrenzung beschlossen. Zukünftig wird die Befeuern des Turmes und der Gondel, unabhängig von der Rotorblattlänge, auf eine Gesamthöhe von 315 Metern (entsprechend der Richtlinie der Internationalen Luftfahrtorganisation ICAO) festgelegt.

#### Vorgesehene Konfiguration der Hinderniskennzeichnung

Es ist geplant, die Windenergieanlagen mit 2 Feuer W rot Lampen auf dem CoolerTop des Maschinenhauses zu errichten. Die unbefeuerte Höhe oberhalb der Feuer W, rot Lampe bis zur Blattspitze beträgt bei allen Nabenhöhen der Vestas V150-5.6MW 85 Meter. Siehe hierzu Dokumente unter 16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen



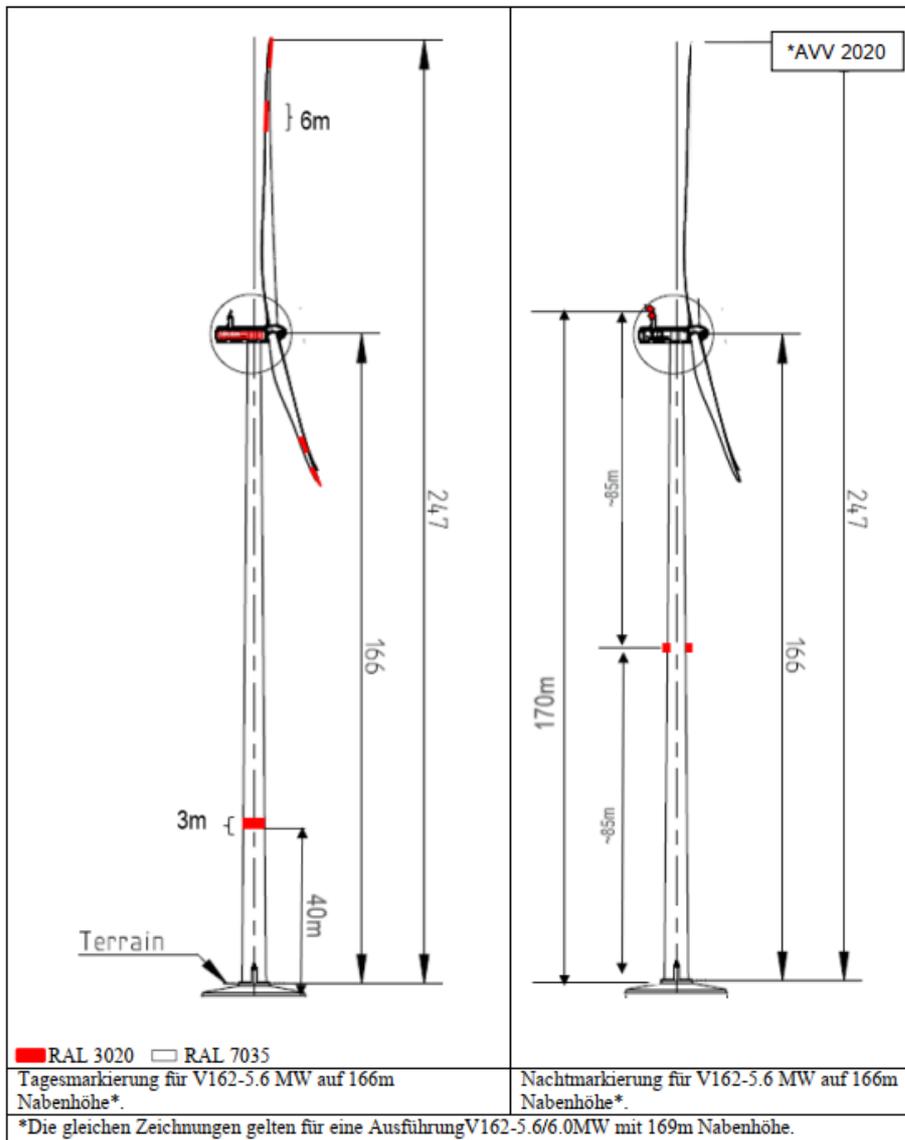
## 16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV)

### Windenergieanlage mit einem Abstand zwischen oberster Befeueringsebene und Blattspitze von mehr als 65m

Mit der Neufassung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) wurde die Abschaffung der sogenannten 65-Meter-Begrenzung beschlossen. Zukünftig wird die Befeuering des Turmes und der Gondel, unabhängig von der Rotorblattlänge, auf eine Gesamthöhe von 315 Metern (entsprechend der Richtlinie der Internationalen Luftfahrtorganisation ICAO) festgelegt.

#### Vorgesehene Konfiguration der Hinderniskennzeichnung

Es ist geplant, die Windenergieanlagen mit 2 Feuer W rot Lampen auf dem CoolerTop des Maschinenhauses zu errichten. Die unbefeuerte Höhe oberhalb der Feuer W, rot Lampe bis zur Blattspitze beträgt bei allen Nabenhöhen der Vestas V162-5.6MW 85 Meter. Siehe hierzu Dokumente unter 16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen



<p>PUBLIC</p>	
---------------	---

<p>T05</p>	
<p>DOKUMENT: 0049-8134.V17</p>	<p>BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)</p>

# Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

DOKUMENT:  
0049-8134.V17

BESCHREIBUNG:  
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)

SEITE  
2/31

## Versionshistorie

VERSION:	DATUM:	ÄNDERUNG: :
00	17/12/2014	Erstfassung MASEP
01	13/01/2015	Korrigierte Turmkennzeichnung
02	14/01/2015	Korrigierte CoolerTop-Kennzeichnung, Sichtweitenmessgerät und USV
03	03/08/2015	Neue Türme hinzugefügt und an neue AVV (vom 10.07.2015) angepasst
04	31/08/2015	V136 hinzugefügt, V126 Turmbefuerung korrigiert
05	18/12/2015	Tageskennzeichnung von Maschinenhäusern an Windenergieanlagen <150 m korrigiert, neue Maschinenhauskennzeichnung
06	01/02/2016	Redaktionelle Änderungen, aktualisierte Turmbefuerungen V126 & V136
07	10/11/2016	166m Turm zu der V126 und V136 zugefügt
08	23/06/2017	V126 MK3B HTq, V136 MK3E, und V150 zugefügt
09	23/02/2018	V150-4.2MW 145mNH zugefügt
10	15/01/2019	V150-5.6 und V162-5.6MW zugefügt
11	31.07.2019	V162-5.6 auf 166m – Turmbefuerung wegen Turmflansch verlegt
12	06.09.2019	Kap. 2.5: Dargestellter Wert Abstand Blattspitze zu Turmzentrum der V150 nicht korrekt – gilt nicht für beide V150 Varianten. Alle dargestellten Dimensionen zum Abstand Blattspitze zu Turmzentrum in Kapitel 5 entfernt. [4] in Kap. 2 ergänzt um 0067-0753
13	28.11.2019	CHT Betonfarbe und 169m NH Anpassungen gemacht
14	21.04.2020	V136-4.2MW auf 82m hinzugefügt, AVV 2020 Anpassungen
15	16.06.2020	V136-3.45/3.6/4.0/4.2MW auf 149m Nabenhöhe korrigiert, AVV Link korrigiert
16	06.10.2020	V162-5.6MW wurde für NH 119m und 169m auf 6.0MW erweitert
17	26.10.2020	Aufnahme V150-5.6MW 105 m Nabenhöhe

## Inhaltsverzeichnis

<b>1. GESETZLICHE GRUNDLAGE FÜR KENNZEICHNUNGSANFORDERUNGEN .....</b>	<b>4</b>
1.1. GELTUNGSBEREICH .....	4
1.2. ANFORDERUNGEN AN DIE TAGESKENNZEICHNUNG .....	4
1.3. BESTANDTEILE DER NACHTKENNZEICHNUNG.....	5
1.3.1. MASCHINENHAUSBEFEUERUNG .....	5
1.3.2. TURMBEFEUERUNG .....	5
1.3.3. ZUSATZEINRICHTUNGEN .....	5
1.3.4. NACHTKENNZEICHNUNG VON VESTAS WINDENERGIEANLAGEN .....	6
<b>2. ANLAGENKENNZEICHNUNGEN – STANDARD NACH AVV .....</b>	<b>7</b>
2.1. V112-3.3 MW UND 3.45 MW .....	7
2.1.1. 94M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE) .....	7
2.1.2. 119M NABENHÖHE (175M SPITZENHÖHE) .....	8
2.1.3. 140M NABENHÖHE (196M SPITZENHÖHE) .....	9
2.2. V117-3.3MW UND 3.45MW .....	10
2.2.1. 91,5M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE) .....	10
2.2.2. 116,5M NABENHÖHE (175M SPITZENHÖHE) .....	11
2.2.3. 141,5M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE) .....	12
2.3. V126-3.3MW, 3.45MW, UND 3.6MW.....	13
2.3.1. 87M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE) .....	13
2.3.2. 117M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE) .....	14
2.3.3. 137M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE) .....	15
2.3.4. 149 M NABENHÖHE (212 M SPITZENHÖHE) .....	16
2.3.5. 166 M NABENHÖHE (229 M SPITZENHÖHE) .....	17
2.4. V136-3.45/3.60/4.0/4.2 MW .....	18
2.4.1. 82 M NABENHÖHE (150 M SPITZENHÖHE) .....	18
2.4.2. 112 M NABENHÖHE (180 M SPITZENHÖHE) .....	19
2.4.3. 132 M NABENHÖHE (200 M SPITZENHÖHE) .....	20
2.4.4. 149 M NABENHÖHE (217 M SPITZENHÖHE) .....	21
2.4.5. 166 M NABENHÖHE (234 M SPITZENHÖHE) .....	22
2.5. V150-4.0 / 4.2 MW / 5.6MW.....	23
2.5.1. 125 M NABENHÖHE* (200 M SPITZENHÖHE).....	23
2.5.2. 145M NABENHÖHE (220M SPITZENHÖHE) .....	24
2.5.3. 148M NABENHÖHE (223M SPITZENHÖHE) .....	25
2.5.4. 166/169M NABENHÖHE (241/244M SPITZENHÖHE) .....	26
2.6. V162-5.6 / 6.0 MW .....	28
2.6.1. 119 M NABENHÖHE (200 M SPITZENHÖHE) .....	28
2.6.2. 148M NABENHÖHE (229M SPITZENHÖHE) .....	29
2.6.3. 166M/169M NABENHÖHE (247/250M SPITZENHÖHE) .....	30

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 4/31

### 3. VERWEISE ..... 31

## 1. Gesetzliche Grundlage für Kennzeichnungsanforderungen

Die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (im Folgenden „die AVV“) [1] regelt die Anforderungen der Hindernisskennzeichnung an in Deutschland errichteten Windenergieanlagen. Das vorliegende Dokument erläutert die zur Erfüllung der Anforderungen der AVV in der aktuellen, im Staatsanzeiger im April 2020 veröffentlichten Fassung erforderliche Standardkonfiguration der von Vestas gelieferten Windenergieanlagen. Im Zuge des Antragsverfahrens für eine immissionschutzrechtliche Genehmigung kann die örtliche Luftfahrtbehörde nach eigenem Ermessen den Wunsch nach zusätzlichen Kennzeichnungen äußern, um dadurch die Luftverkehrssicherheit in der Region verantwortlich zu gewährleisten. Sie kann bei Errichtung an Standorten mit geringem Gefährdungspotenzial auch einer eingeschränkten Kennzeichnung aus ästhetischen Gründen zustimmen (z.B. Blockbefeuerung). In Einzelfällen können also von Vestas Abweichungen von den hier gezeigten Standardkennzeichnungen gefordert werden.

### 1.1. Geltungsbereich

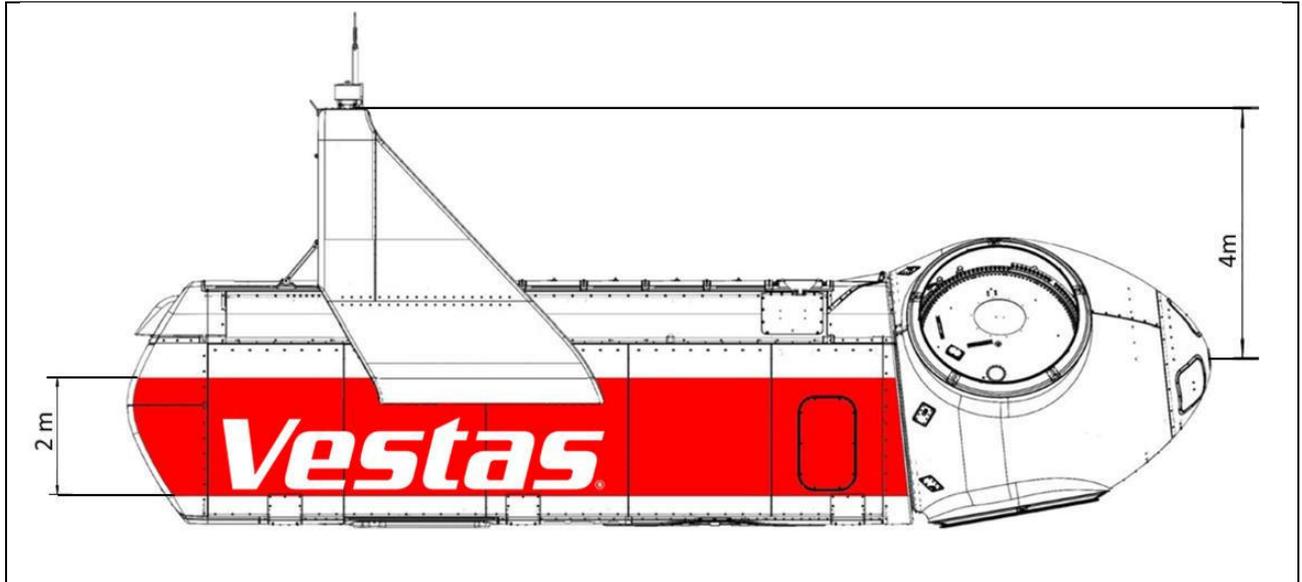
Die AVV beschreibt in ihrer aktuellen Fassung die erforderliche Kennzeichnung von Bauwerken innerhalb von Flugplatzbereichen, von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 150 m in dicht besiedelten Gebieten außerhalb von Flugplatzbereichen sowie von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 100 m in weniger dicht besiedelten Gebieten außerhalb von Flugplatzbereichen. In der Regel fallen Windenergieanlagen nur in die letzte Kategorie. Daher sind die in diesem Dokument beschriebenen Kennzeichnungen so konfiguriert, dass sie den Anforderungen an diese Kategorie entsprechen. Sofern keine abweichenden Einzelfallregelungen vorliegen, sind alle Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks mit diesen Kennzeichnungen zu liefern. Das vorliegende Dokument bezieht sich auf Onshore-Anlagen. Für Windparks im Küstenvorfeld können daher zusätzliche Vorschriften gelten.

### 1.2. Anforderungen an die Tageskennzeichnung

Die für Windenergieanlagen geltenden Tageskennzeichnungen werden in den Kapiteln 2 und 4 der AVV behandelt. Als Hauptanforderung gilt die Sichtbarkeit der Windenergieanlage aus der Luft durch einen rot/weißen Anstrich. Bei Kennzeichnung durch weiß-rote Streifen sind die folgenden Kombinationen zulässig: vgl. AVV Teil 2 – Technische Spezifikationen Punkt 4 sowie Teil 4 – Windenergieanlagen, Abschnitt 2 – Tageskennzeichnung Punkt 14.

Stahltürme, Maschinenhäuser und Rotorblätter von Vestas Windenergieanlagen sind mit RAL 7035 angestrichen. Betonsegmente bei Hybridtürmen werden in der Standardkonfiguration ohne Anstrich in Beton-Grau ausgeliefert, der Farbton von Beton ähnelt mit dem Farbton RAL 7035, weshalb ein zusätzlicher Anstrich nicht notwendig ist. Optional kann ein Anstrich in RAL 7035 angeboten werden. Daher werden die roten Streifen am Turm, am Maschinenhaus sowie auf den Rotorblättern in RAL 3020 ausgeführt. Dies sind die im vorliegenden Dokument dargestellten Konfigurationen. Die folgende Abbildung zeigt die Maschinenhaus-Kennzeichnung. Wie in der AVV angefordert, läuft der rote Streifen mit einer Höhe von mindestens 2m um das Maschinenhaus herum. Grafische Elemente beanspruchen maximal ein Drittel der Fläche der jeweiligen Maschinenhausseite.





Streifen in RAL 3020 auf einem Maschinenhaus. Die Maschinenhäuser sowie CoolerTop Einheiten von anderen MK-Versionen können im Form Abweichen, jedoch gilt das Konzept des kontinuierlichen, mindestens 2m hohen roten Streifens sowie des Vestas Logos für alle Varianten.

## 1.3. Bestandteile der Nachtkennzeichnung

Die Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen bis zu einer Gesamthöhe von 315m ist gemäß Teil 4 – Windenergieanlagen, Abschnitt 3 Nachtkennzeichnung der AVV auszuführen. Die Nachtkennzeichnung der Windenergieanlagen ist durch das spezielle deutsche „Feuer W, rot“ oder „Feuer W, rot ES“ zu erfolgen. Nach Ziffer 16.4 ist zusätzlich eine Infrarotkennzeichnung gemäß Anhang 3 der AVV auf dem Maschinenhausdach vorzusehen.

### 1.3.1. Maschinenhausbefuerung

Die Lampen müssen paarweise auf dem Dach des Maschinenhauses angebracht werden, um zu gewährleisten, dass jederzeit mindestens ein Feuer aus jeder Richtung sichtbar ist. Die Bauwerksspitze darf bis einschließlich 315m betragen. Die Blinkfolge wird in der AVV festgelegt..

### 1.3.2. Turmbefuerung

Gemäß AVV müssen Windenergieanlagen mit einer maximalen Spitzenhöhe von mehr als 150 m mit einer zusätzlichen Hindernisbefuerungsebenen am Turm ausgestattet werden, wobei aus jeder Richtung mindestens zwei Hindernisfeuer sichtbar sein müssen. Diese ist auf halber Höhe zwischen Gondelbefuerung und Geländeoberkante anzubringen und darf technisch bedingt davon abweichen.

### 1.3.3. Zusatzeinrichtungen

Eine bestimmte Reduzierung der Lichtstärken der Tagesbefuerung (Gefahrenfeuer und Feuer W, rot) abhängig von den Messungen eines zertifizierten Sichtweitenmessgerätes ist zulässig.

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 6/31

Einem Ausfall der Hindernisbefuerung ist durch Installation einer Notstromversorgung mit ausreichender Kapazität zur Überbrückung der Stromversorgung von mind. 16h vorzubeugen. Die Aktivierung der Notstromversorgung darf nicht später als 2 Minuten nach dem Stromausfall erfolgen. Fehler in diesem Ablauf, die einen Ausfall der Befuerung verursachen, müssen eine entsprechende Meldung an den Anlagenbetreiber auslösen, sodass dieser die NOTAM-Zentrale unverzüglich telefonisch benachrichtigen kann. Ist eine Behebung innerhalb von zwei Wochen nicht möglich, so ist die NOTAM-Zentrale nach zwei Wochen erneut zu informieren.

### 1.3.4. Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen

Vestas Windenergieanlagen werden in Deutschland standardmäßig mit zwei blinkenden Feuern W, rot, in Kombination mit einer Infrarotbefuerung auf dem CoolerTop (ca. 4 m über der Nabenhöhe) geliefert. Die allgemeine Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [2]. Eine Tageskennzeichnung mittels Weißblitz ist nicht vorgesehen.

Eine zusätzliche Befuerung des Turms mit einer Reihe von vier Hindernisfeuern, die um den Turmumfang in rechten Winkeln zueinander angeordnet sind, ist gemäß den folgenden Zeichnungen installiert. Technisch bedingt kann zu marginalen Abweichungen der Höhe der Turmbefuerungsebene kommen. Die Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [3].

Optional ist auf Wunsch ein Sichtweitenmessgerät gemäß Spezifikation in [4] und/oder eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) gemäß Spezifikation in [5] von Vestas erhältlich, um den Störeinfluss der Befuerung zu reduzieren bzw. um der Forderung der AVV nach einer Notversorgung der Befuerung während eines Netzausfalls nachzukommen.

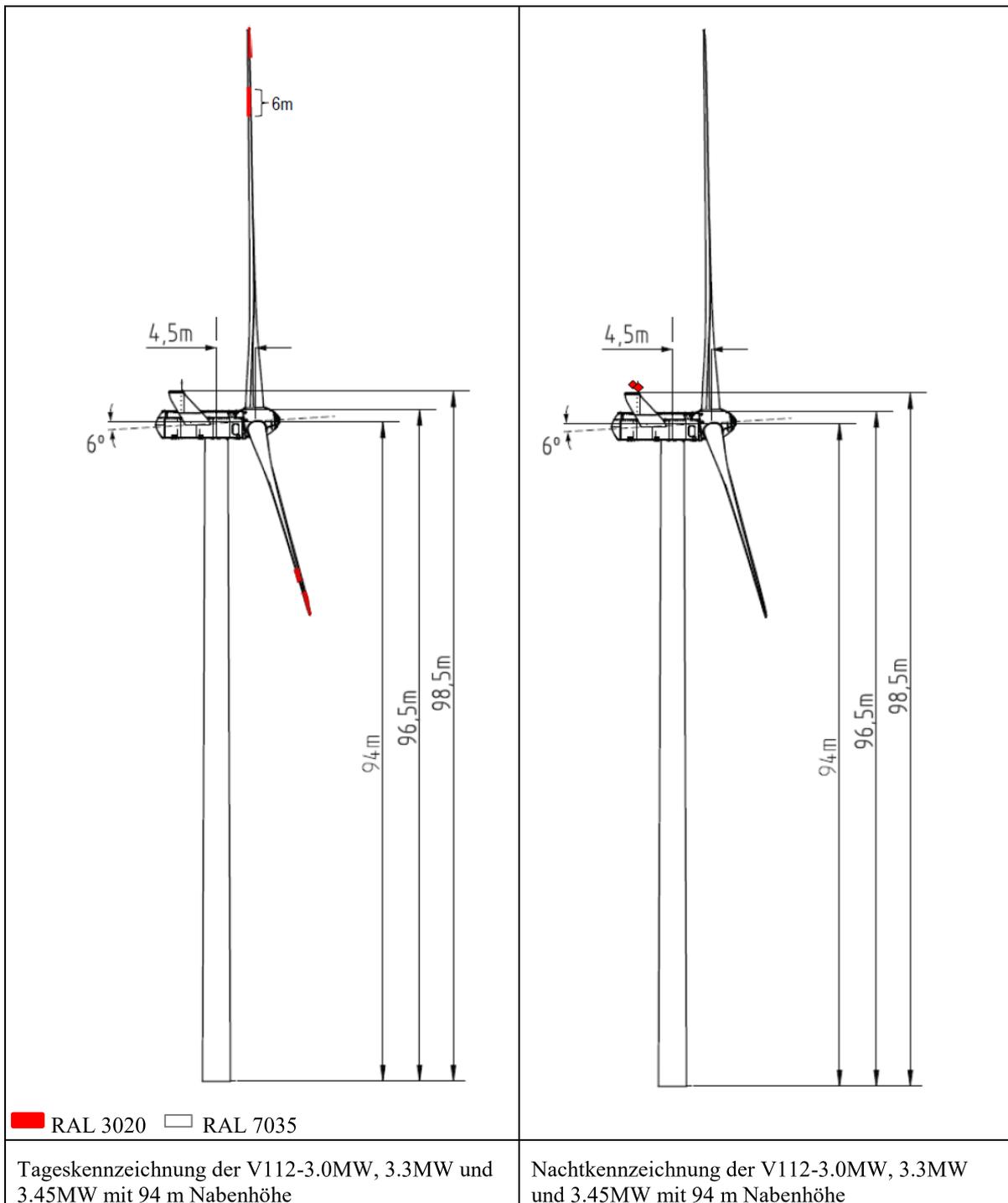
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 7/31

## 2. Anlagenkennzeichnungen – Standard nach AVV

Die Grafiken auf den folgenden Seiten zeigen die standardmäßig konfigurierten Tages- und Nachtkennzeichnungen an Vestas-Produkten aus dem aktuellen deutschen Lieferprogramm.

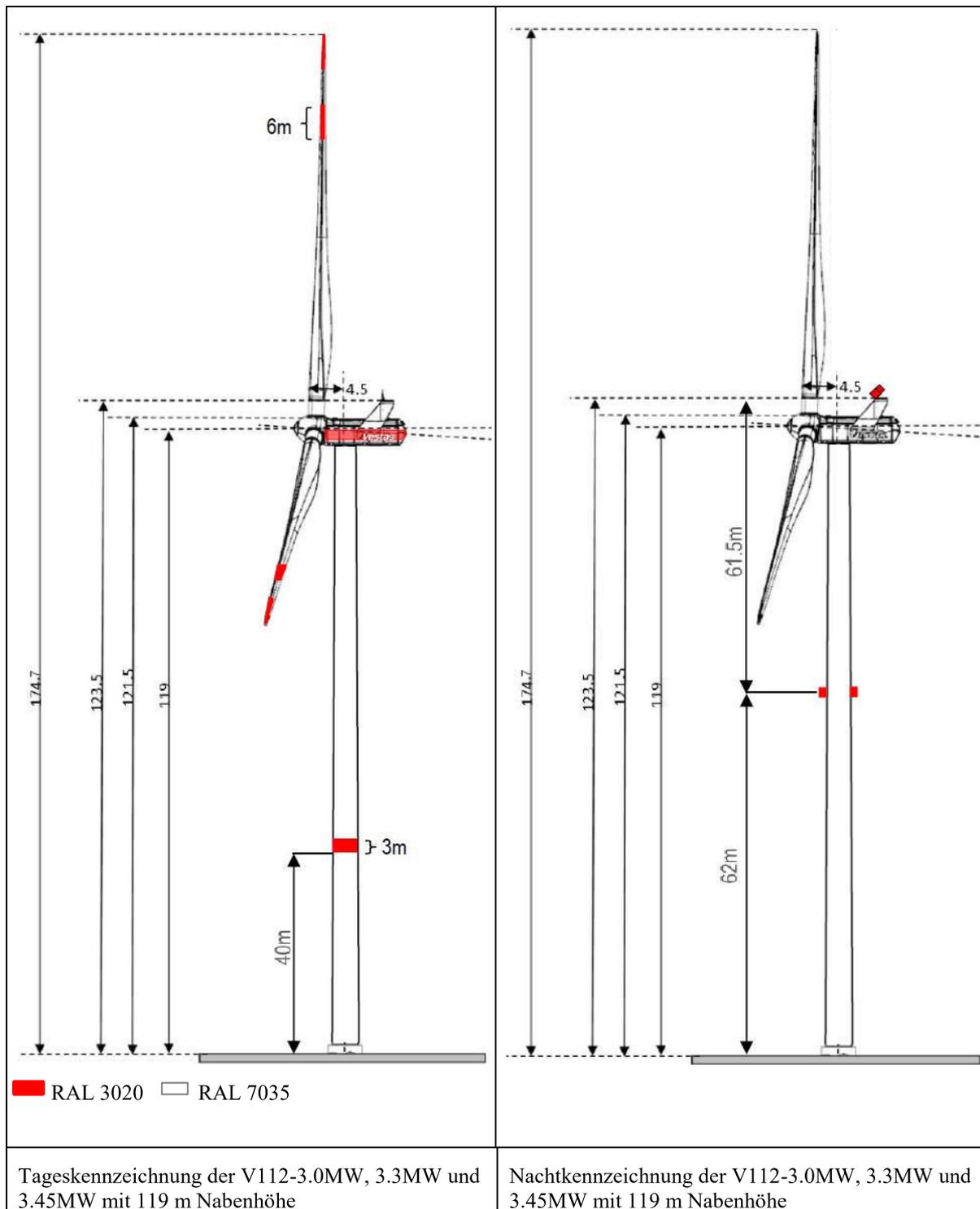
### 2.1. V112-3.3 MW und 3.45 MW

#### 2.1.1. 94m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)

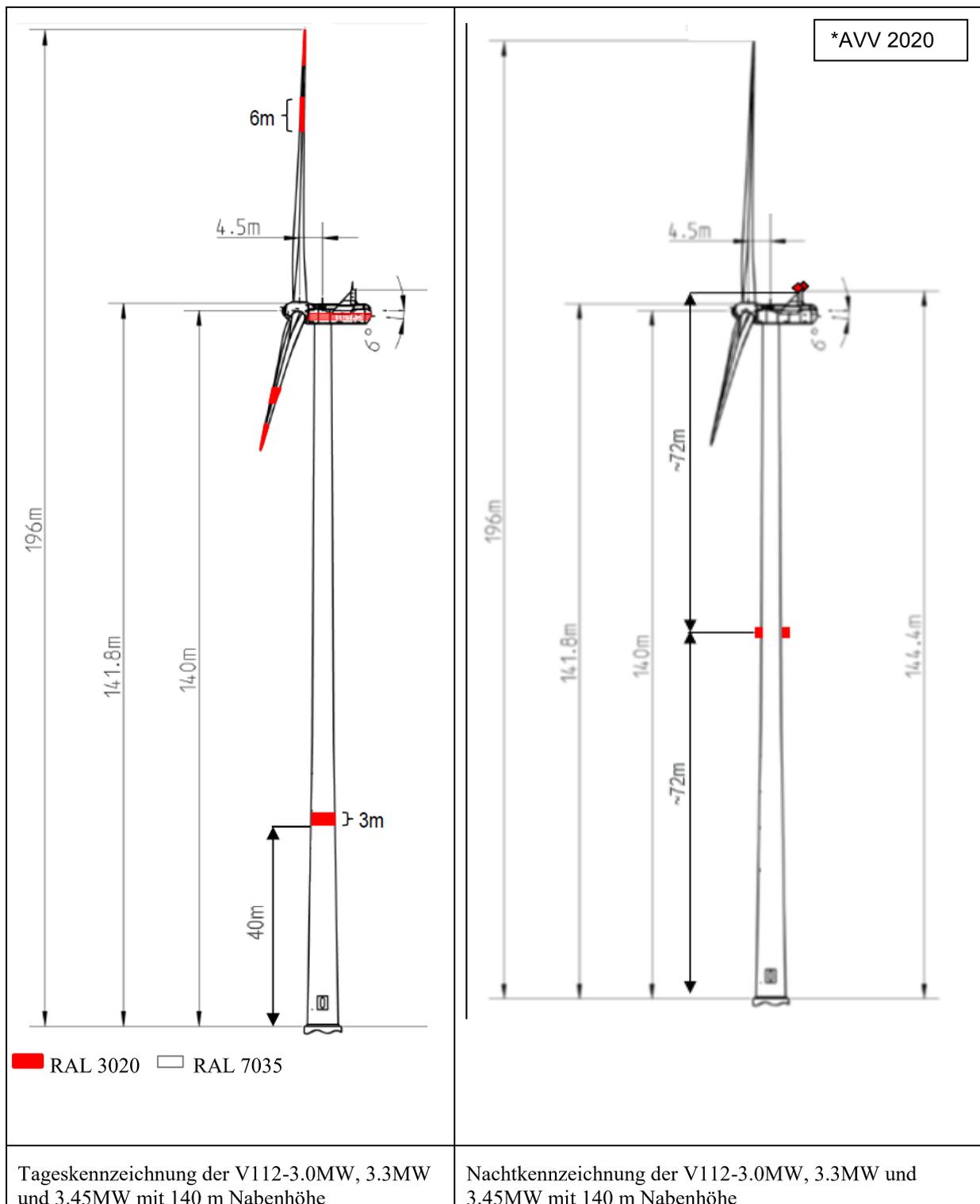


		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 8/31

## 2.1.2. 119m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



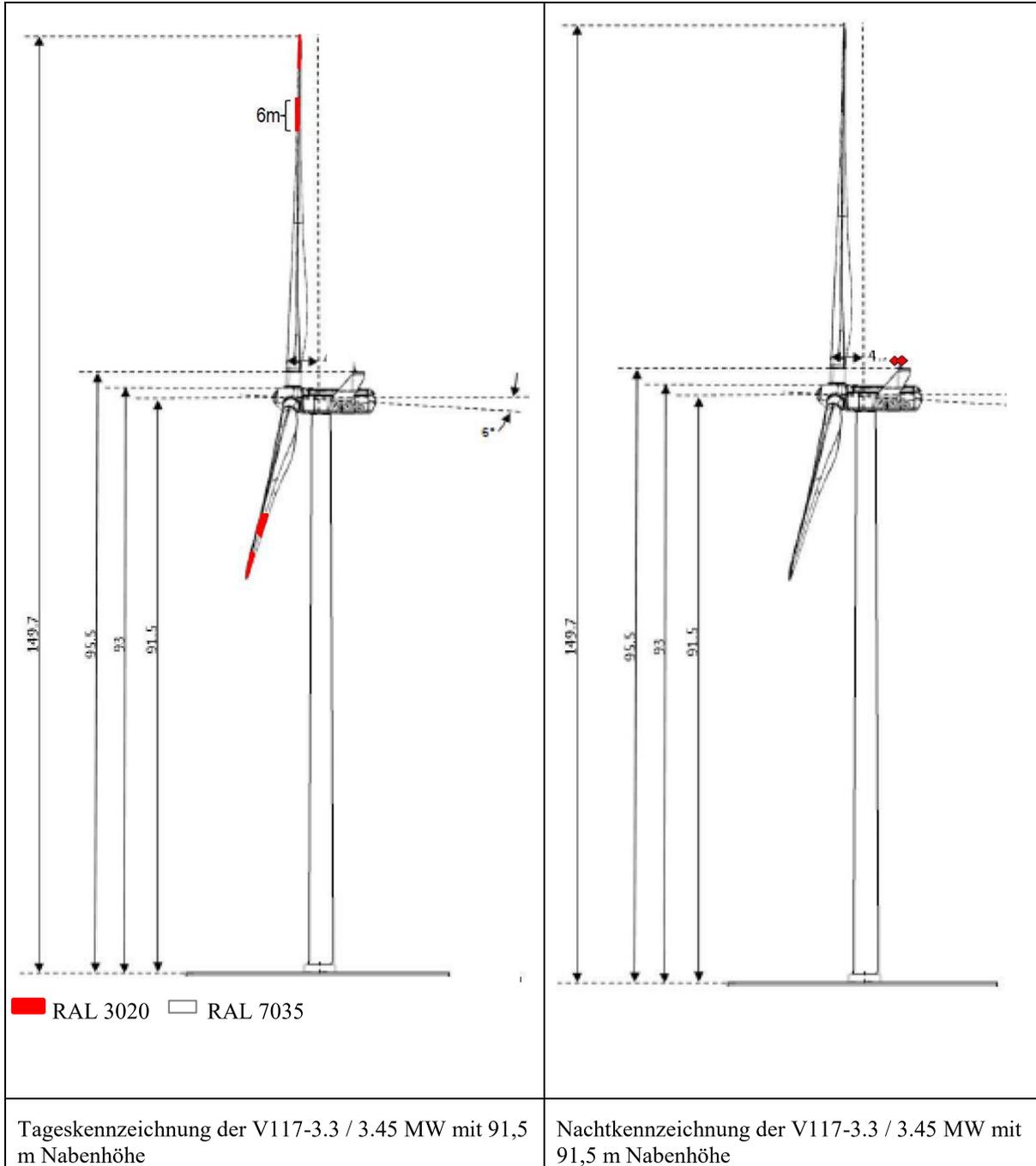
### 2.1.3. 140m Nabenhöhe (196m Spitzenhöhe)



		<b>PUBLIC</b>
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 10/31

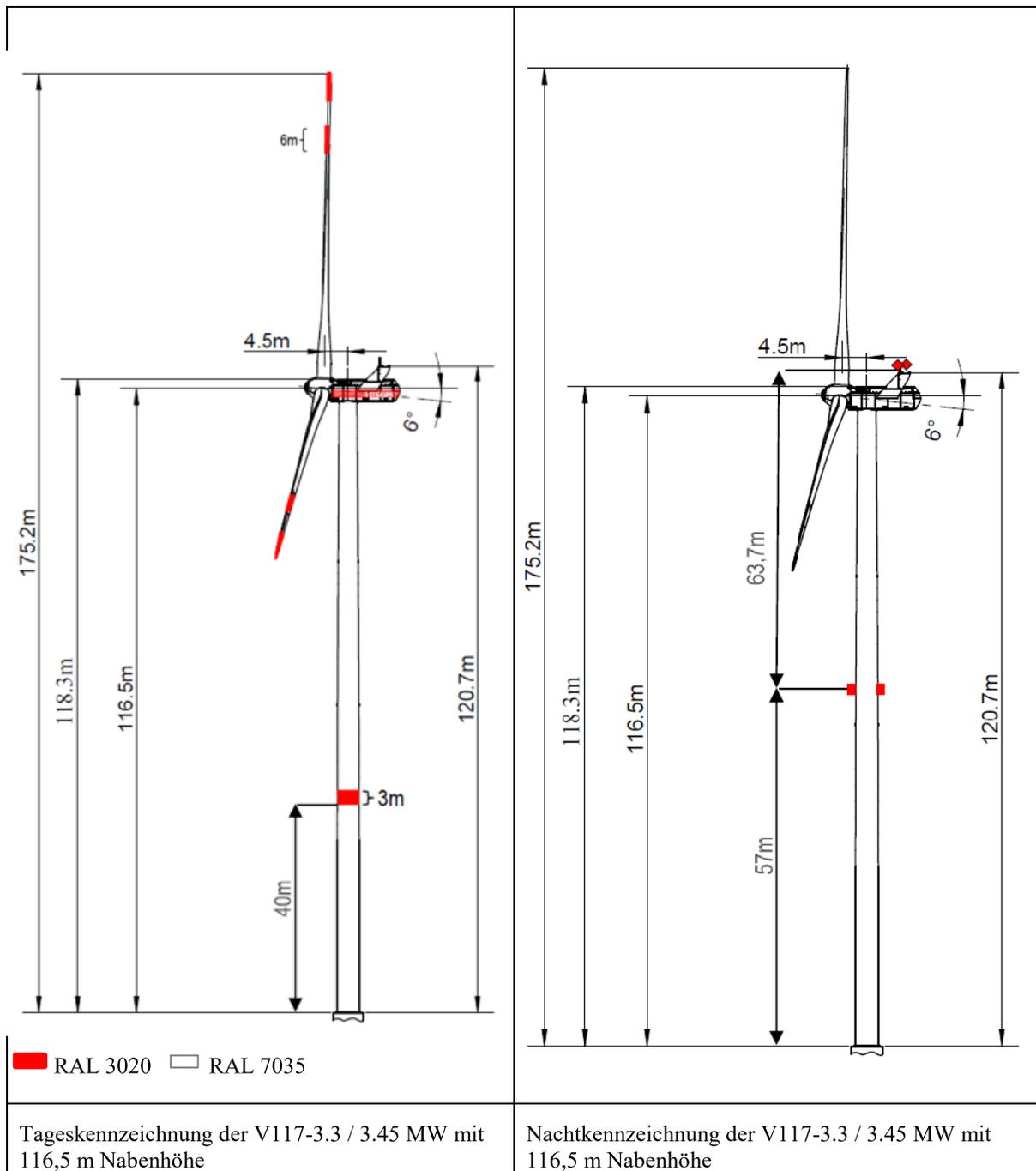
## 2.2. V117-3.3MW und 3.45MW

### 2.2.1. 91,5m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



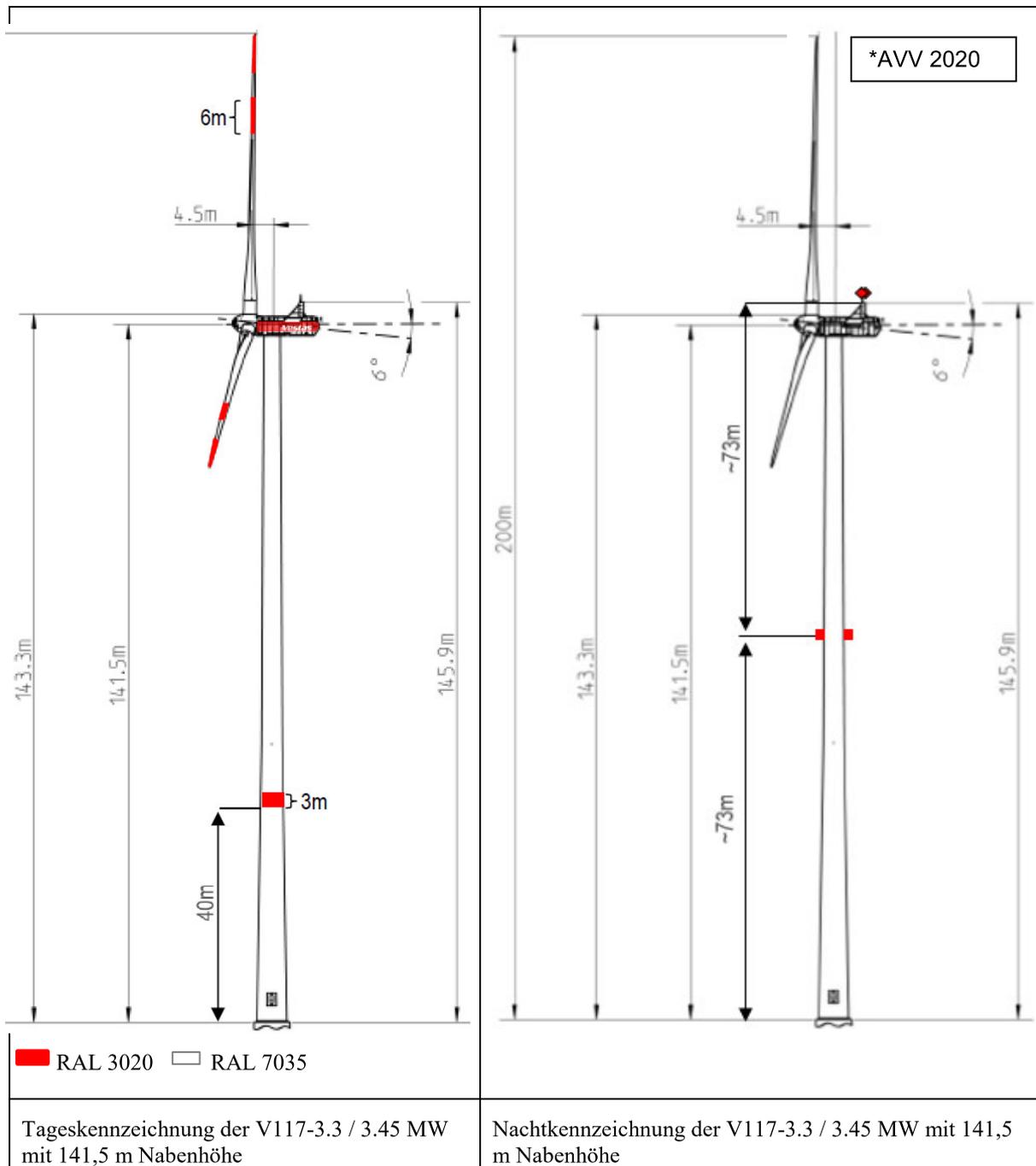
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 11/31

## 2.2.2. 116,5m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 12/31

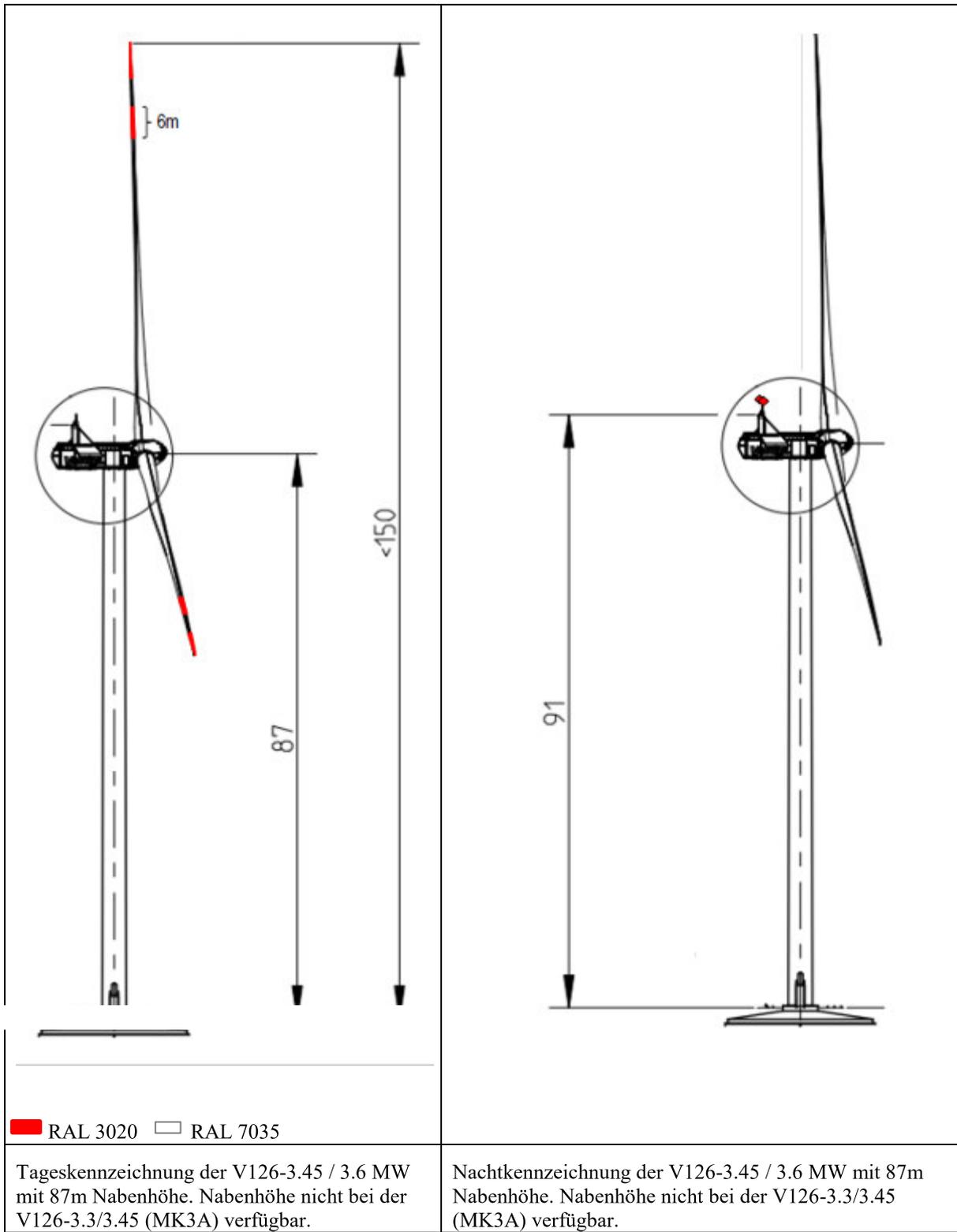
### 2.2.3. 141,5m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 13/31

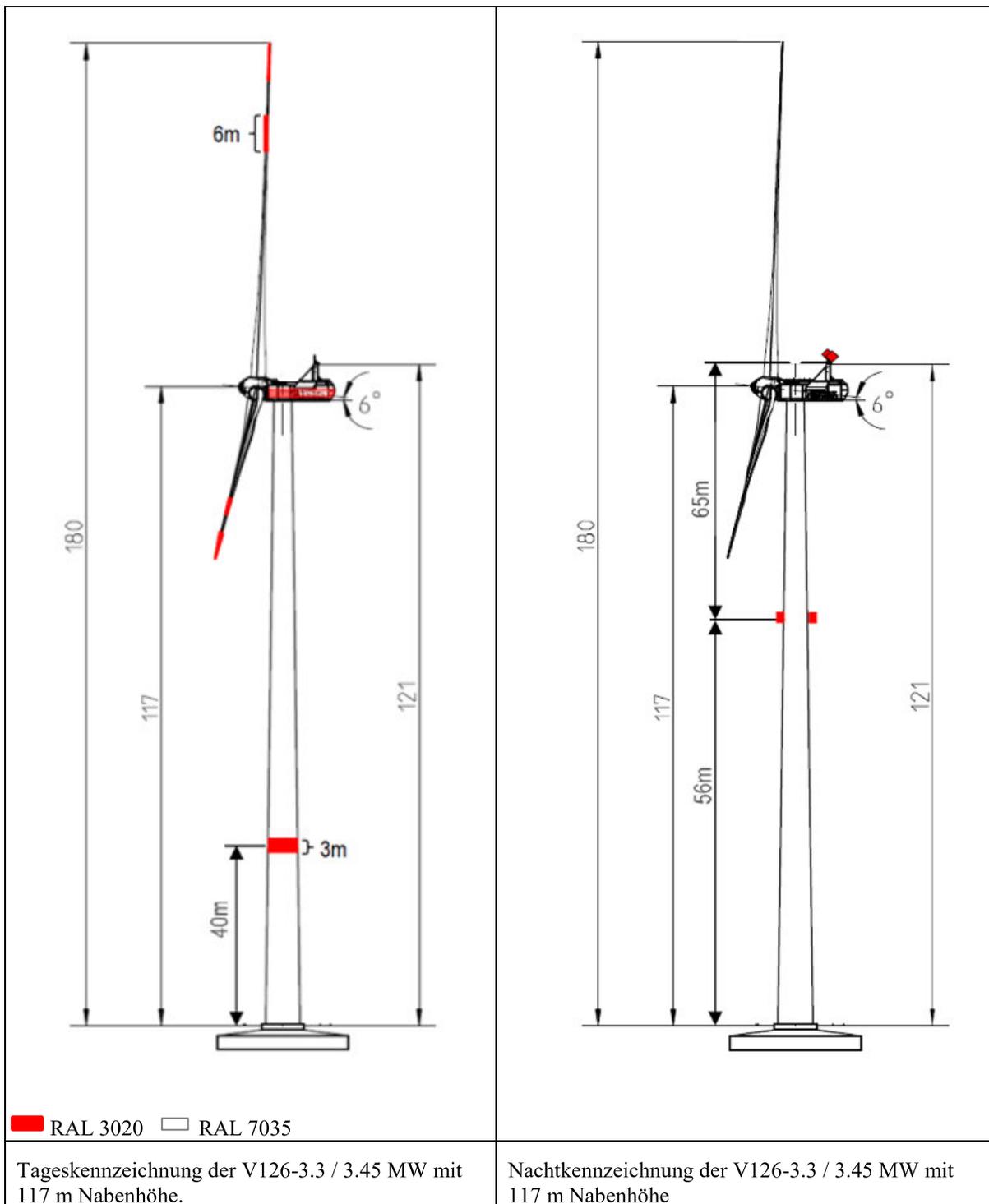
## 2.3. V126-3.3MW, 3.45MW, und 3.6MW

### 2.3.1. 87m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)

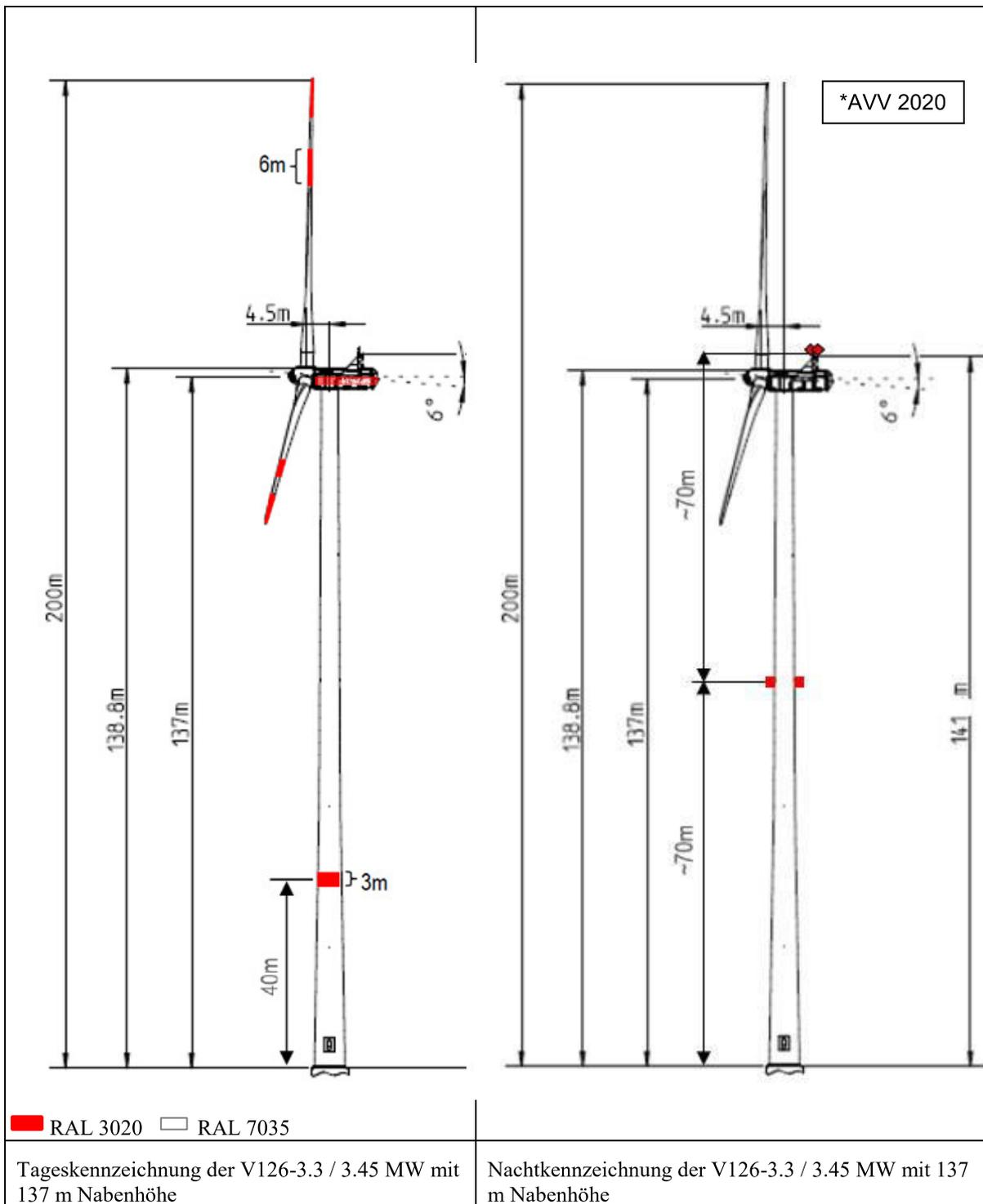


		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 14/31

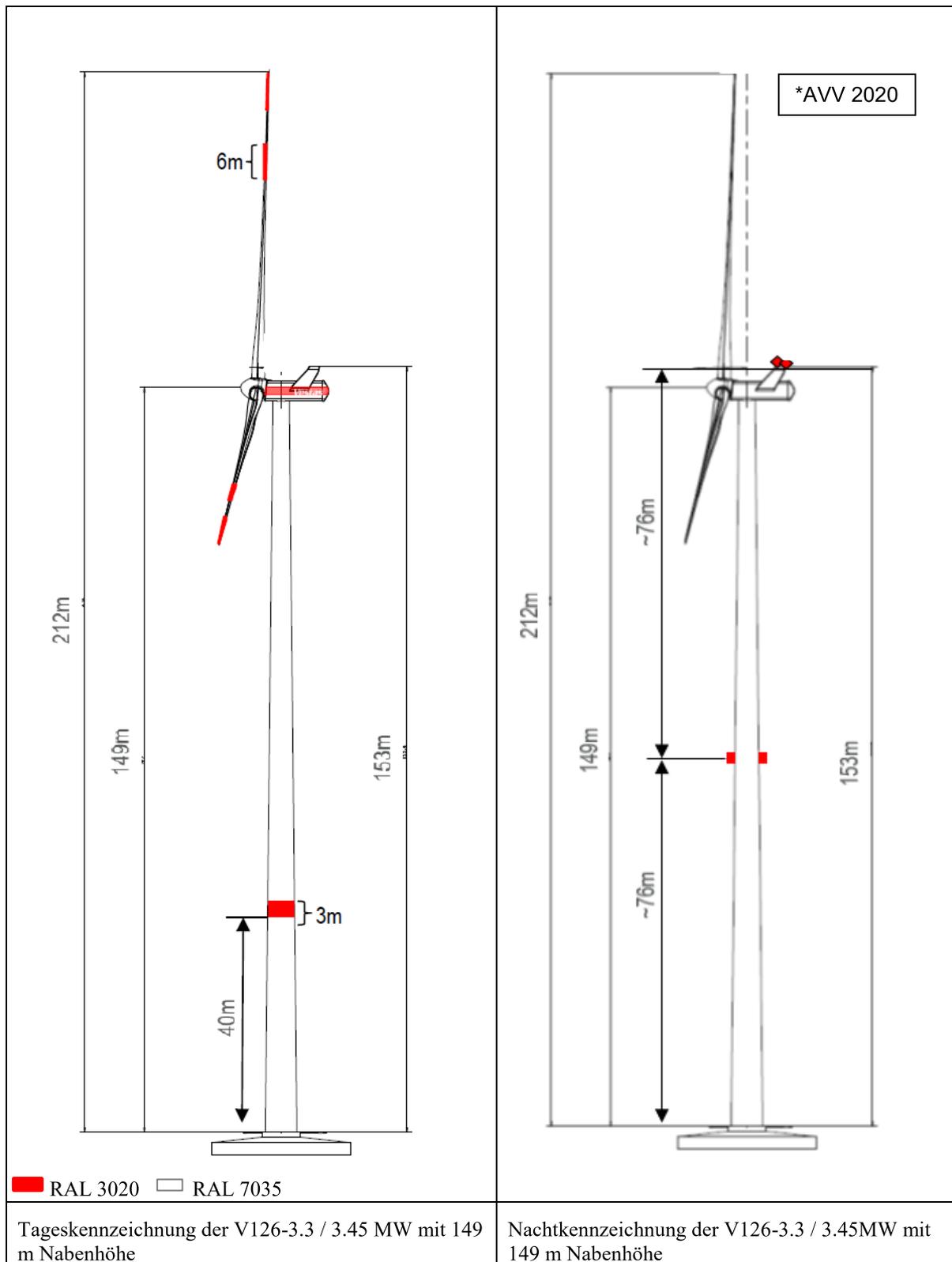
### 2.3.2. 117m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



### 2.3.3. 137m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)

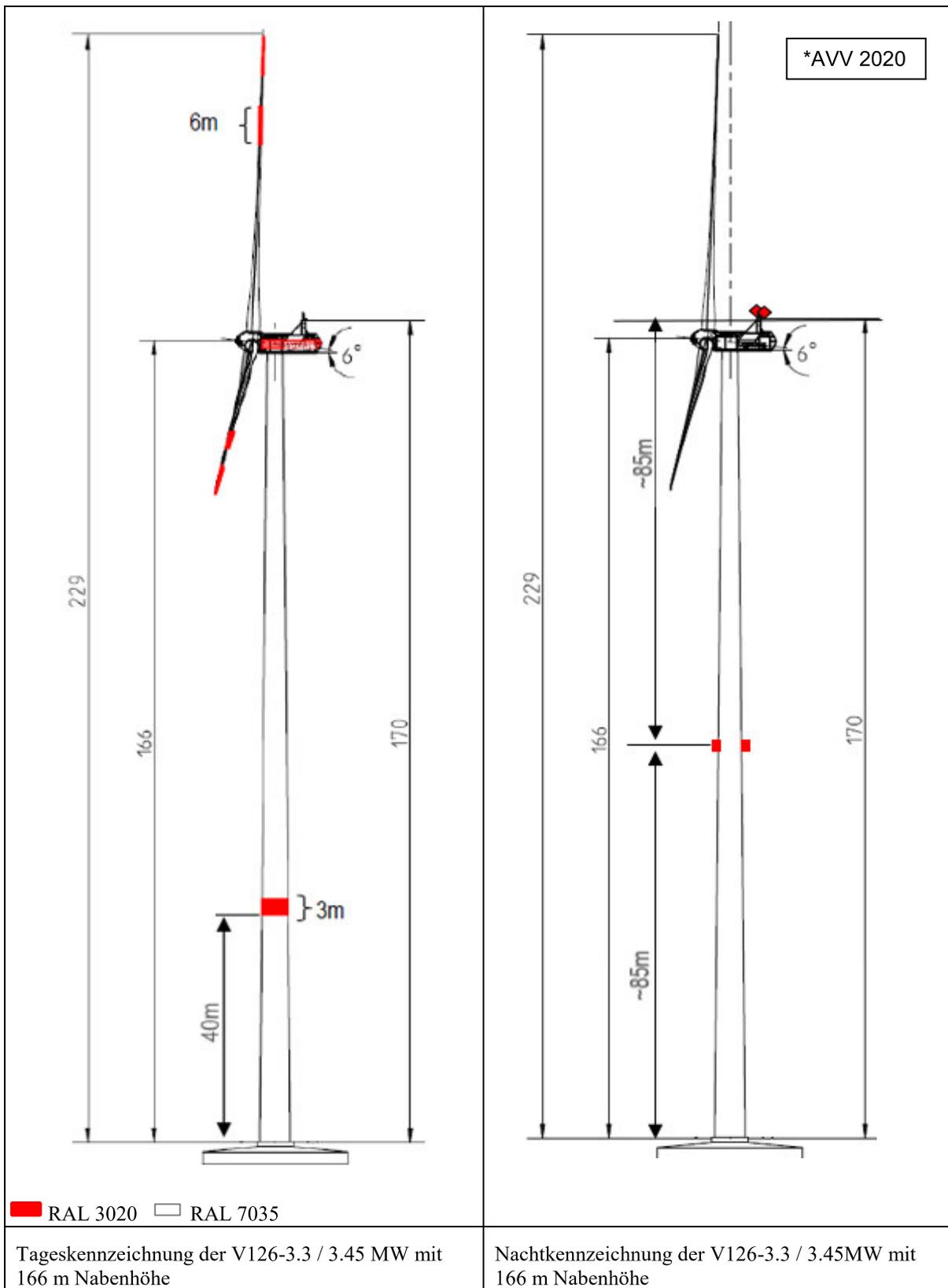


### 2.3.4. 149 m Nabenhöhe (212 m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 17/31

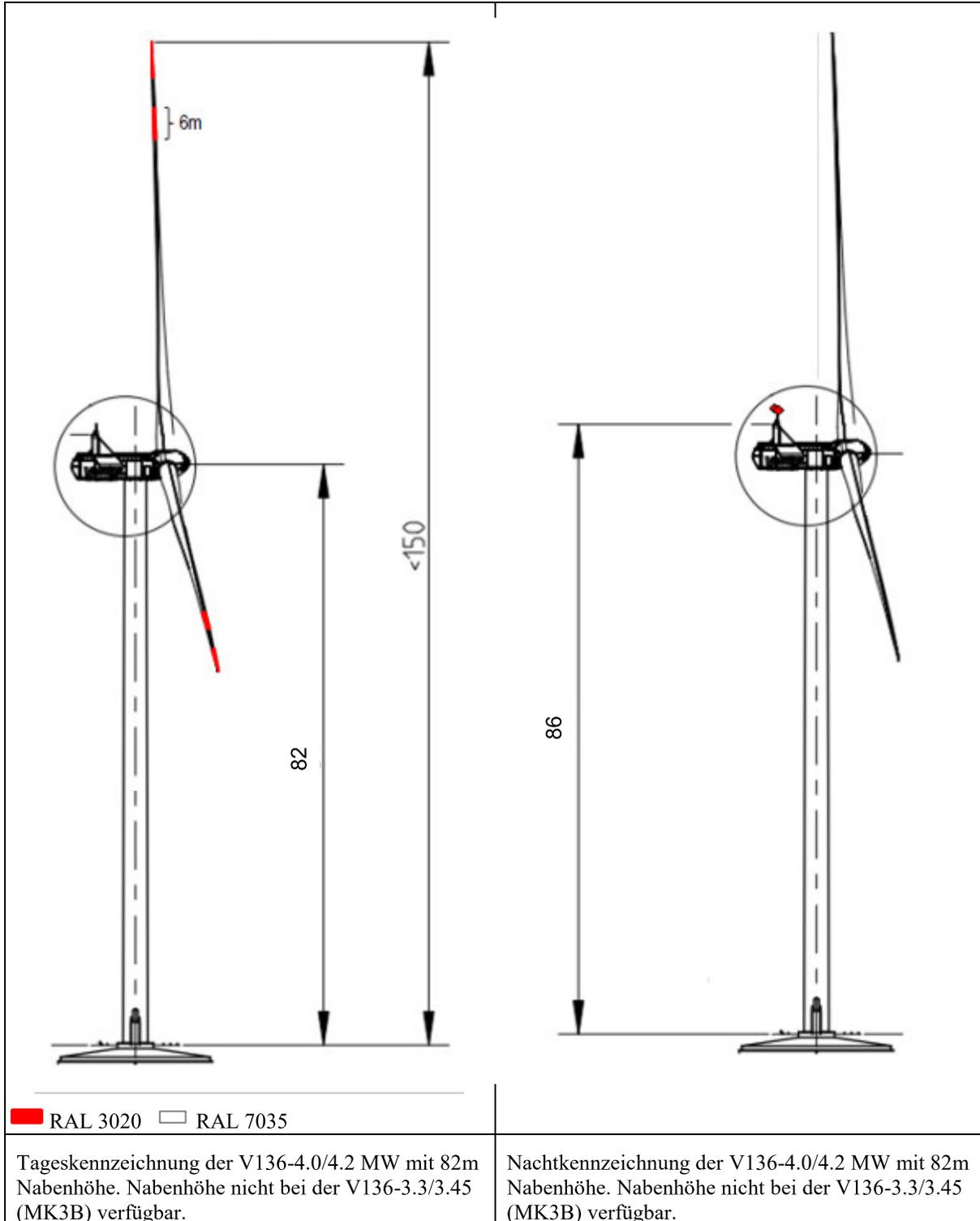
### 2.3.5. 166 m Nabenhöhe (229 m Spitzenhöhe)



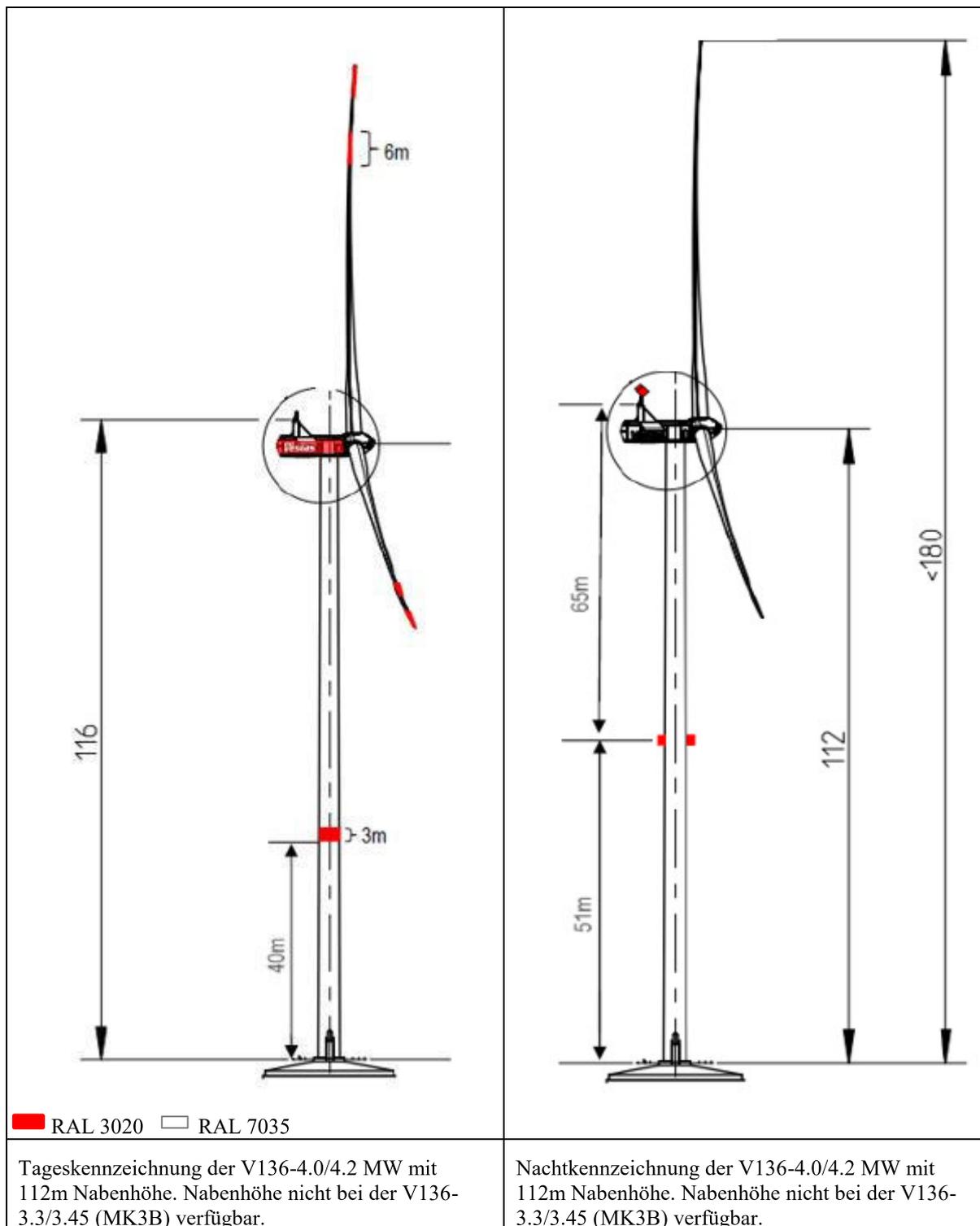
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 18/31

## 2.4. V136-3.45/3.60/4.0/4.2 MW

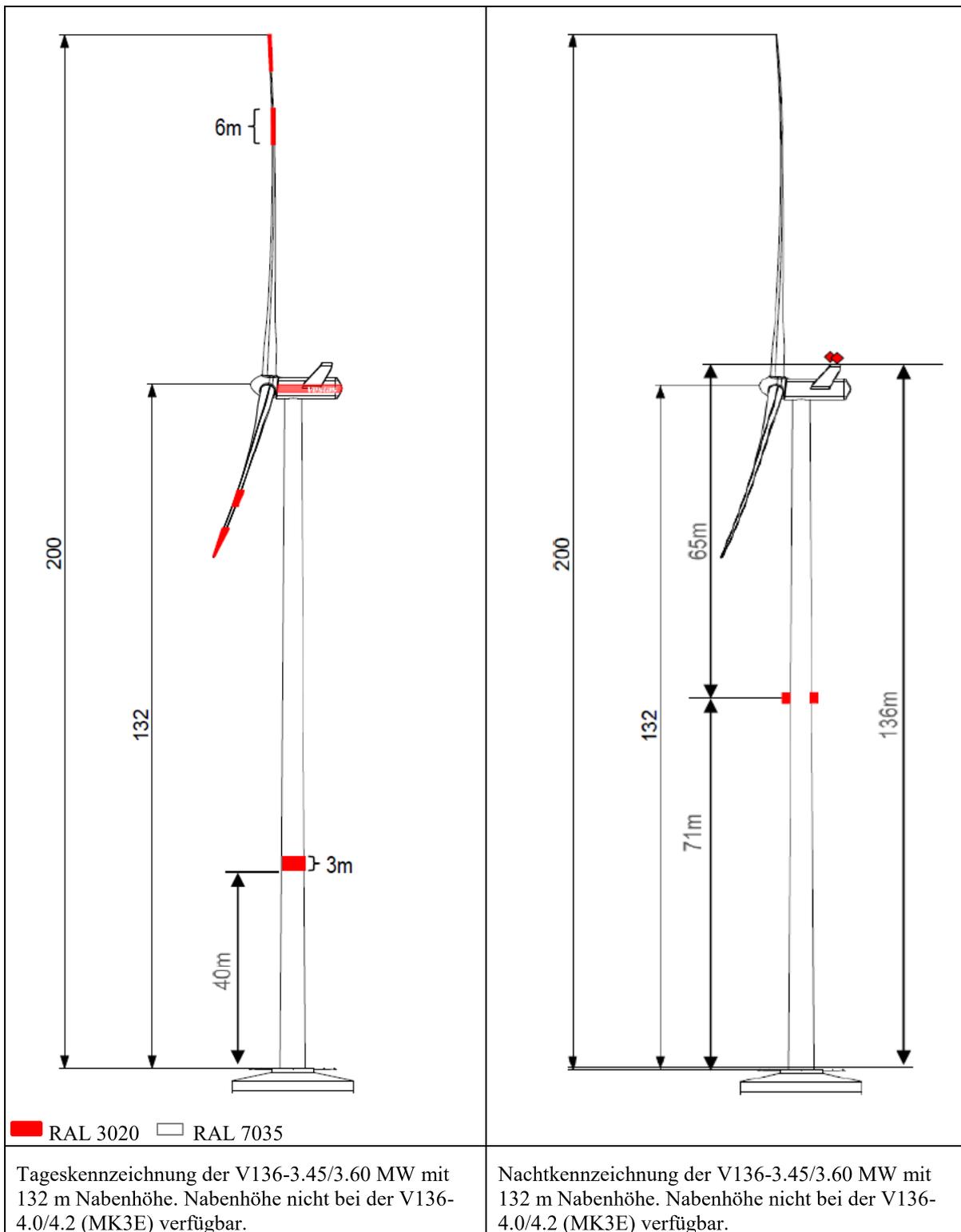
### 2.4.1. 82 m Nabenhöhe (150 m Spitzenhöhe)



## 2.4.2. 112 m Nabenhöhe (180 m Spitzenhöhe)

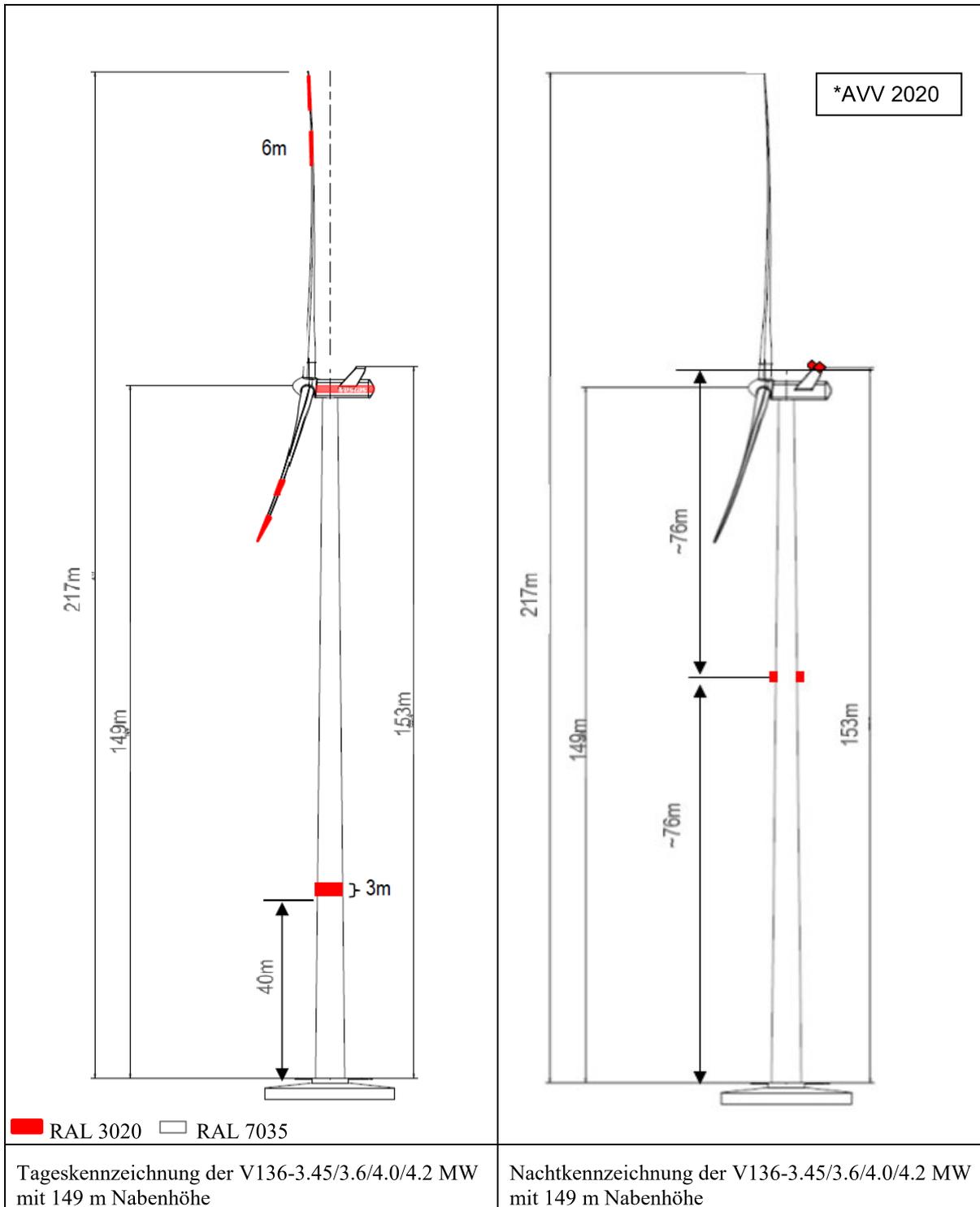


### 2.4.3. 132 m Nabenhöhe (200 m Spitzenhöhe)

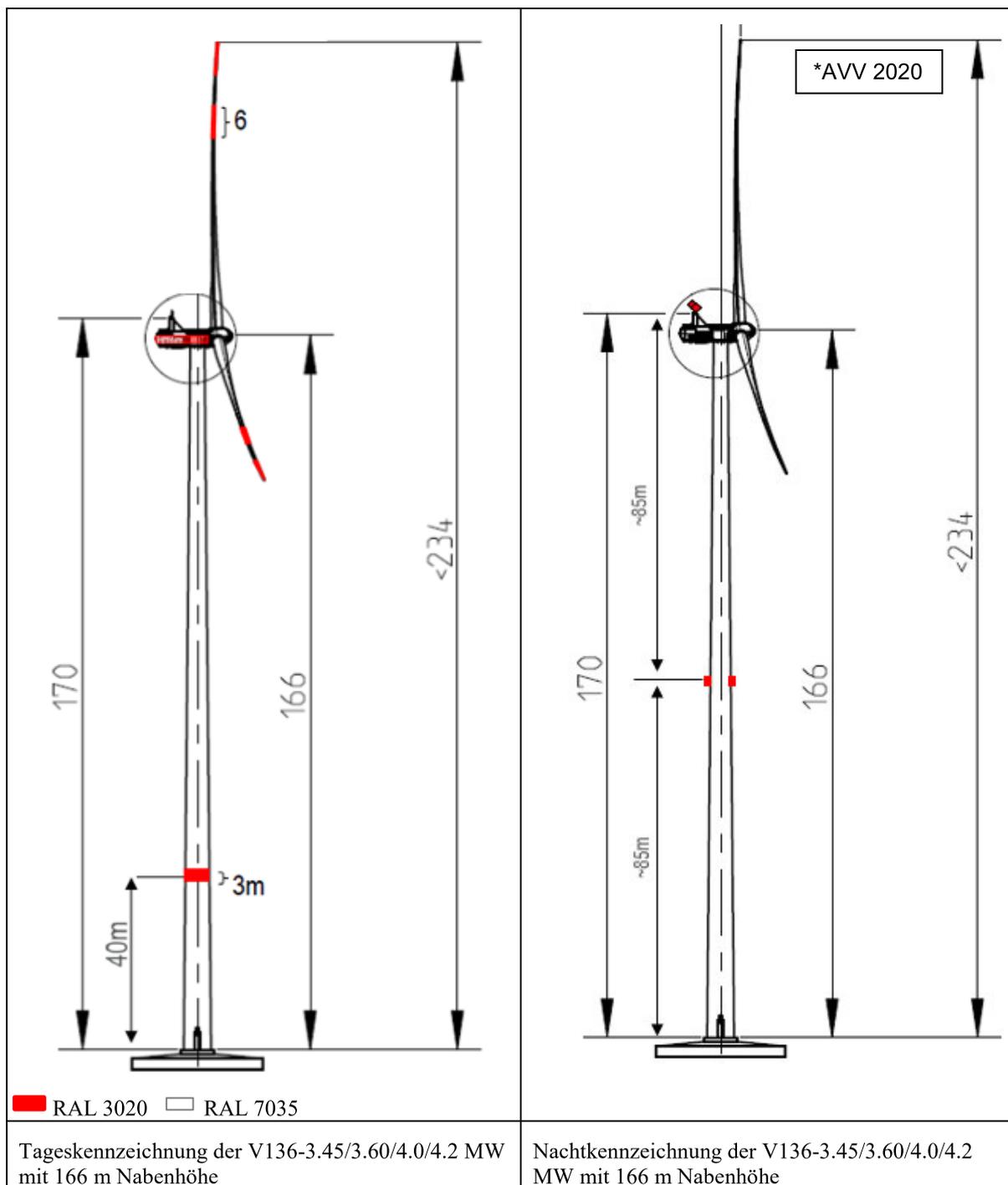


		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 21/31

### 2.4.4. 149 m Nabenhöhe (217 m Spitzenhöhe)



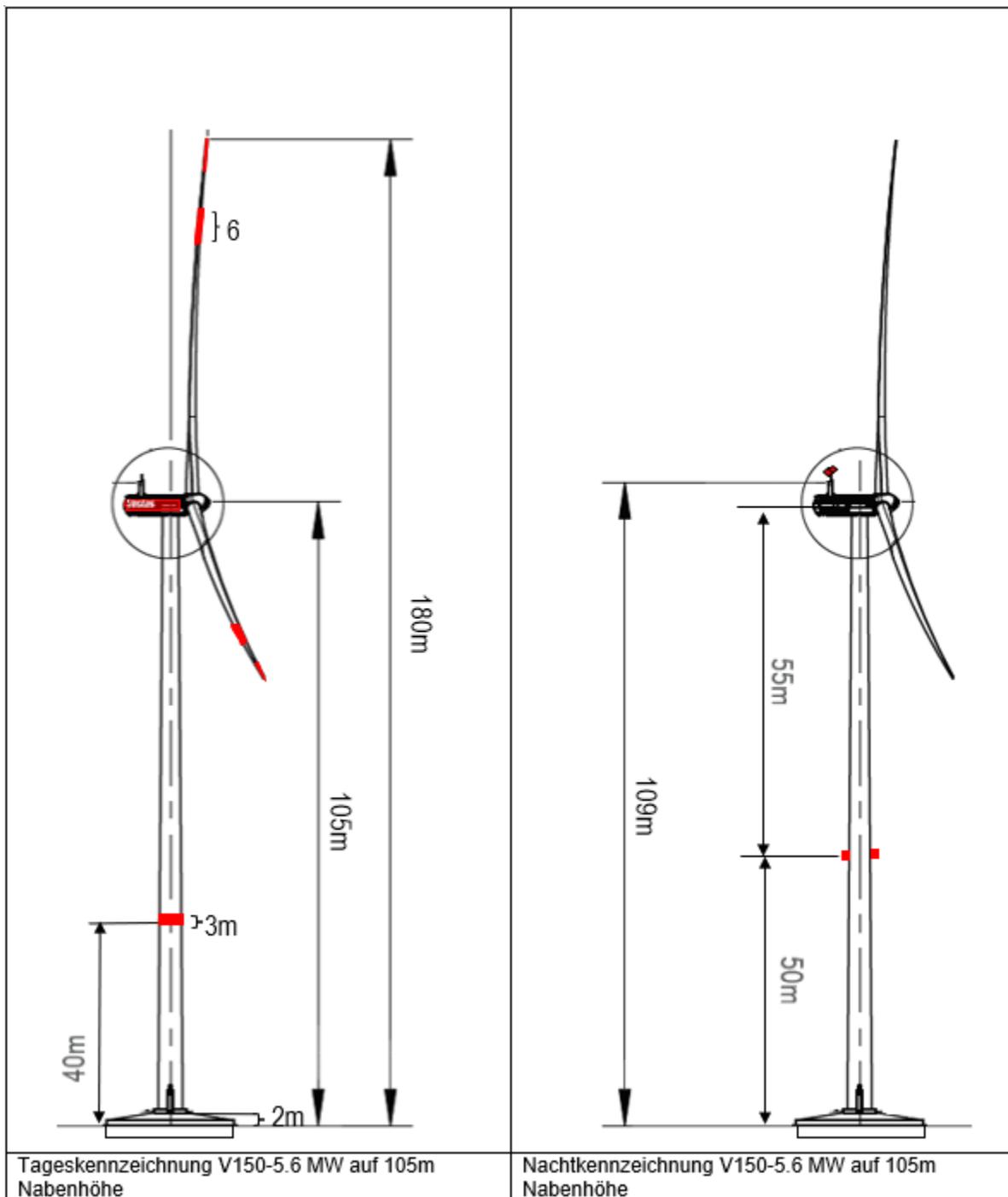
## 2.4.5. 166 m Nabenhöhe (234 m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 23/31

## 2.5. V150-4.0 / 4.2 MW / 5.6MW

### 2.5.1. 105 m Nabenhöhe (180 m Spitzenhöhe)



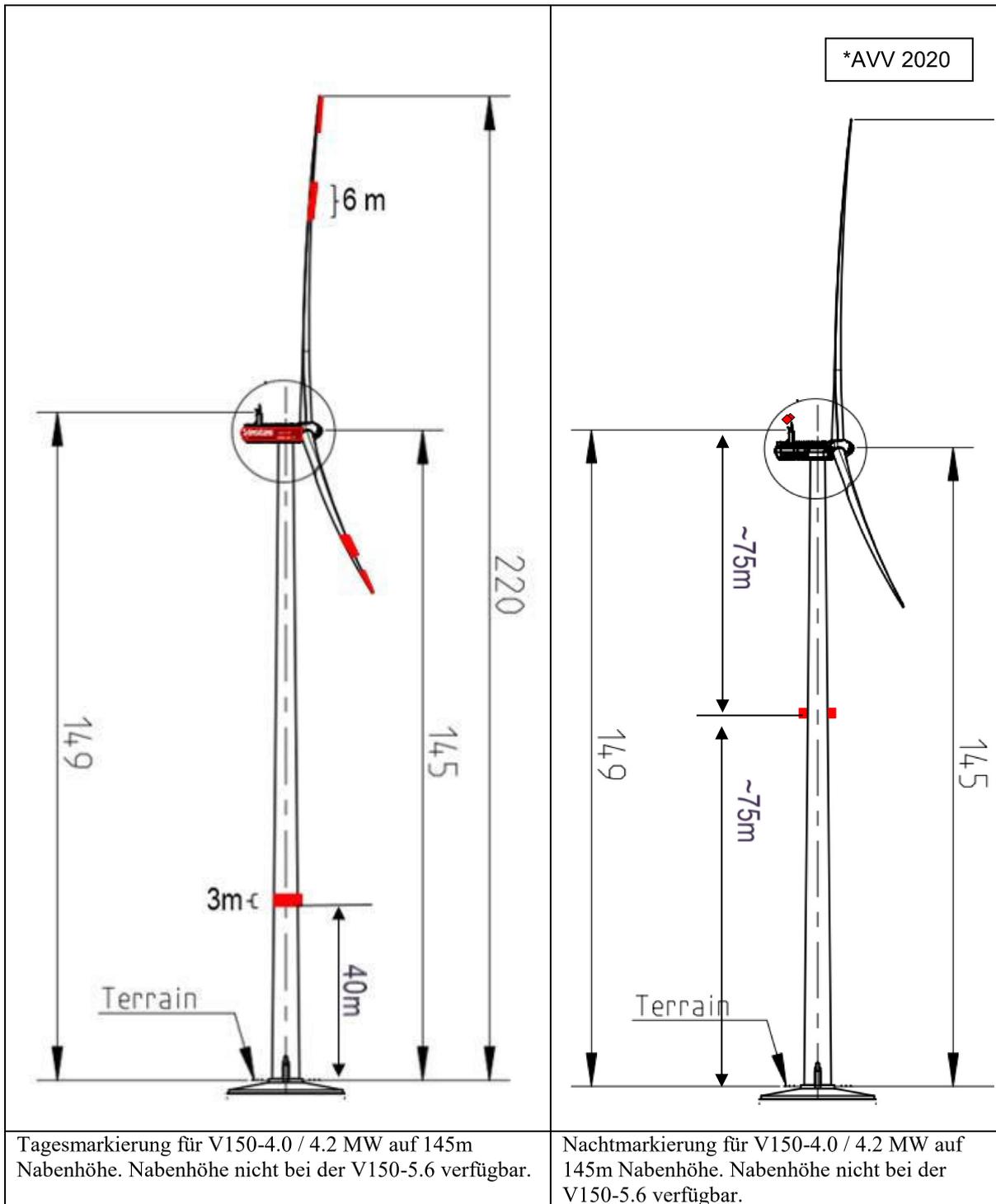
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 24/31

## 2.5.2. 125 m Nabenhöhe\* (200 m Spitzenhöhe)

<p> <span style="color: red;">■</span> RAL 3020    □ RAL 7035         </p>	
<p>Tageskennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 MW mit 125m Nabenhöhe</p> <p>*Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung</p>	<p>Nachtkennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 MW mit 125m Nabenhöhe</p> <p>*Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung</p>

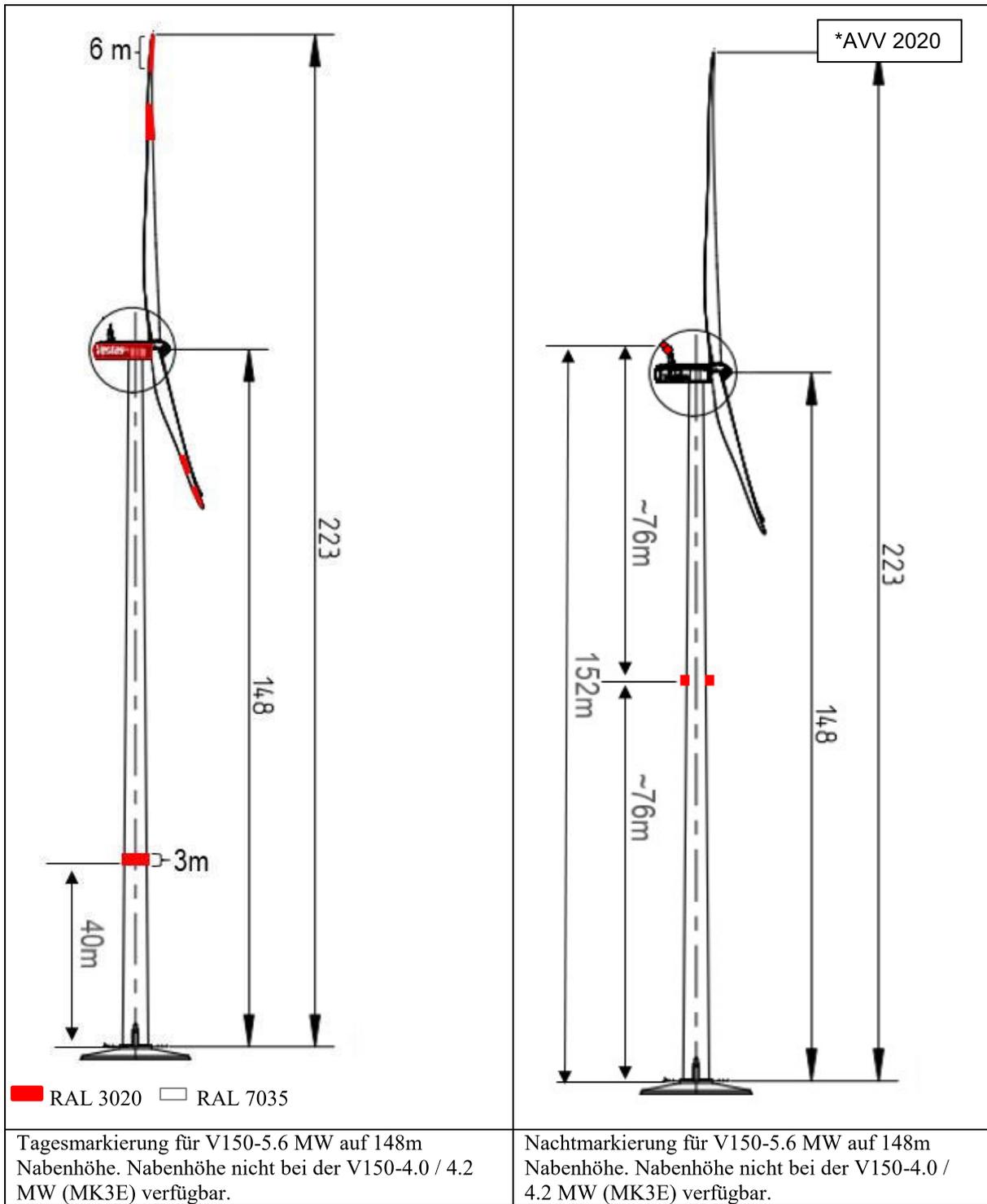
## 2.5.3. 145m Nabenhöhe (220m Spitzenhöhe)

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 25/31

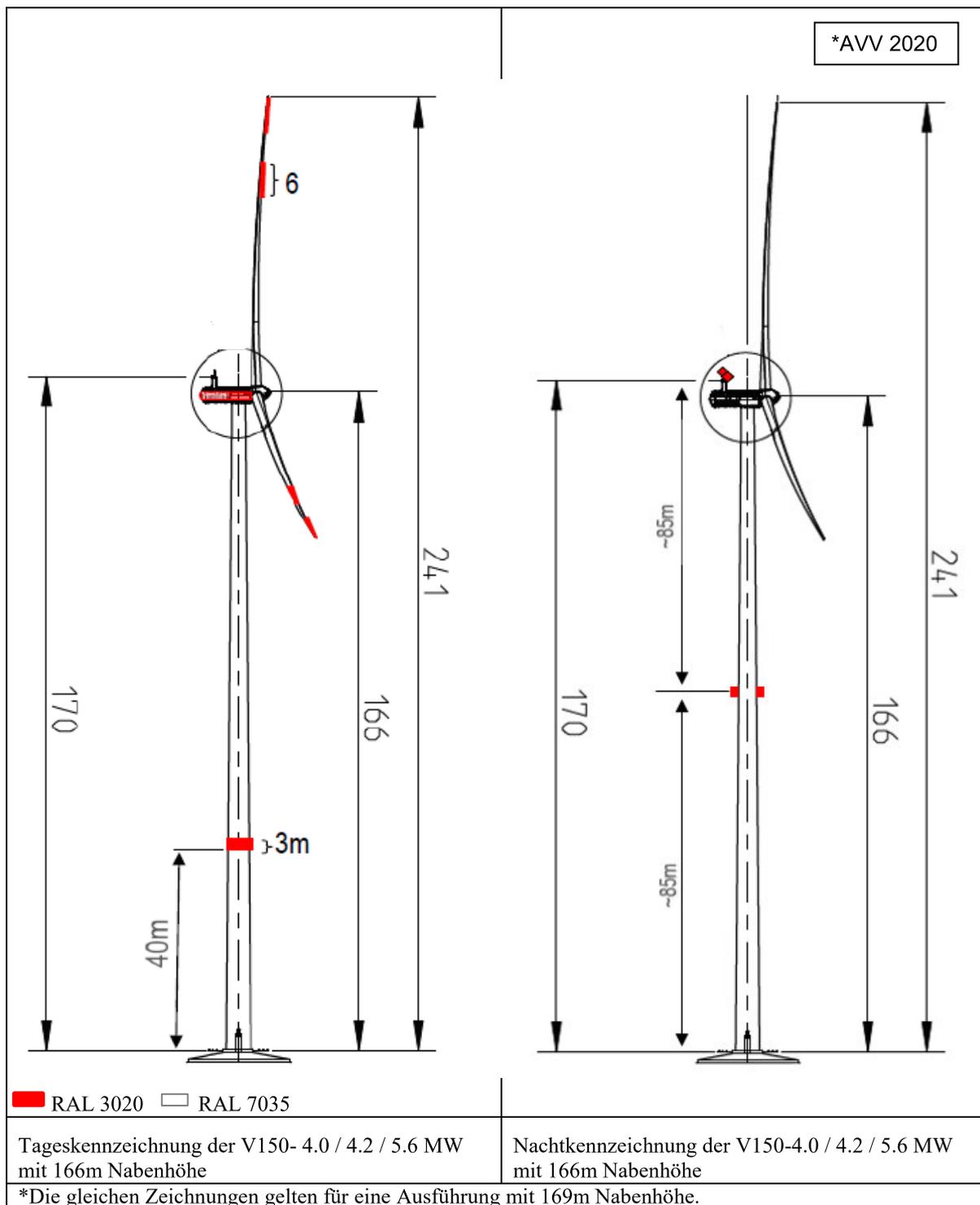


## 2.5.4. 148m Nabenhöhe (223m Spitzenhöhe)

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 26/31



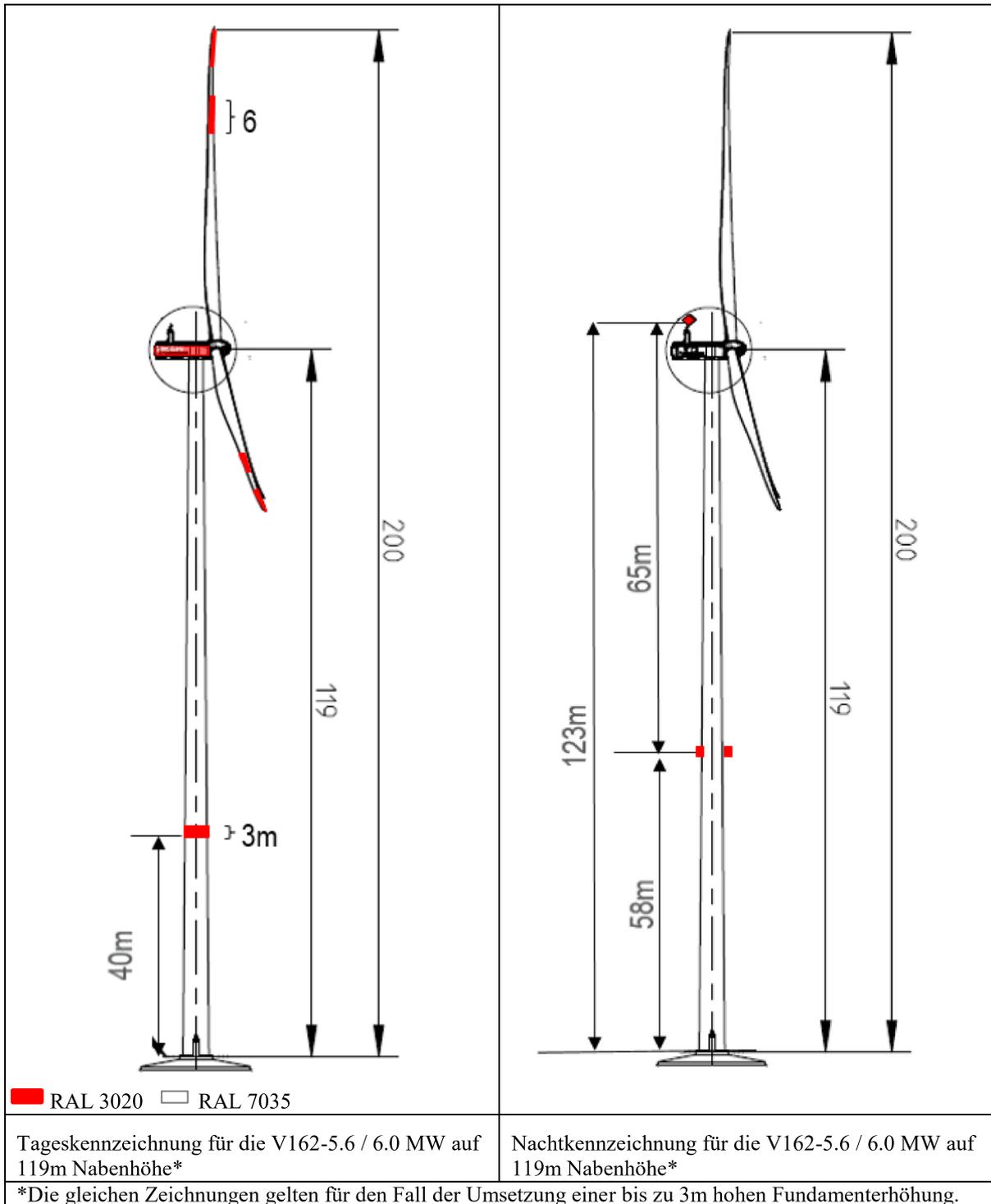
## 2.5.5. 166/169m Nabhöhe (241/244m Spitzenhöhe)



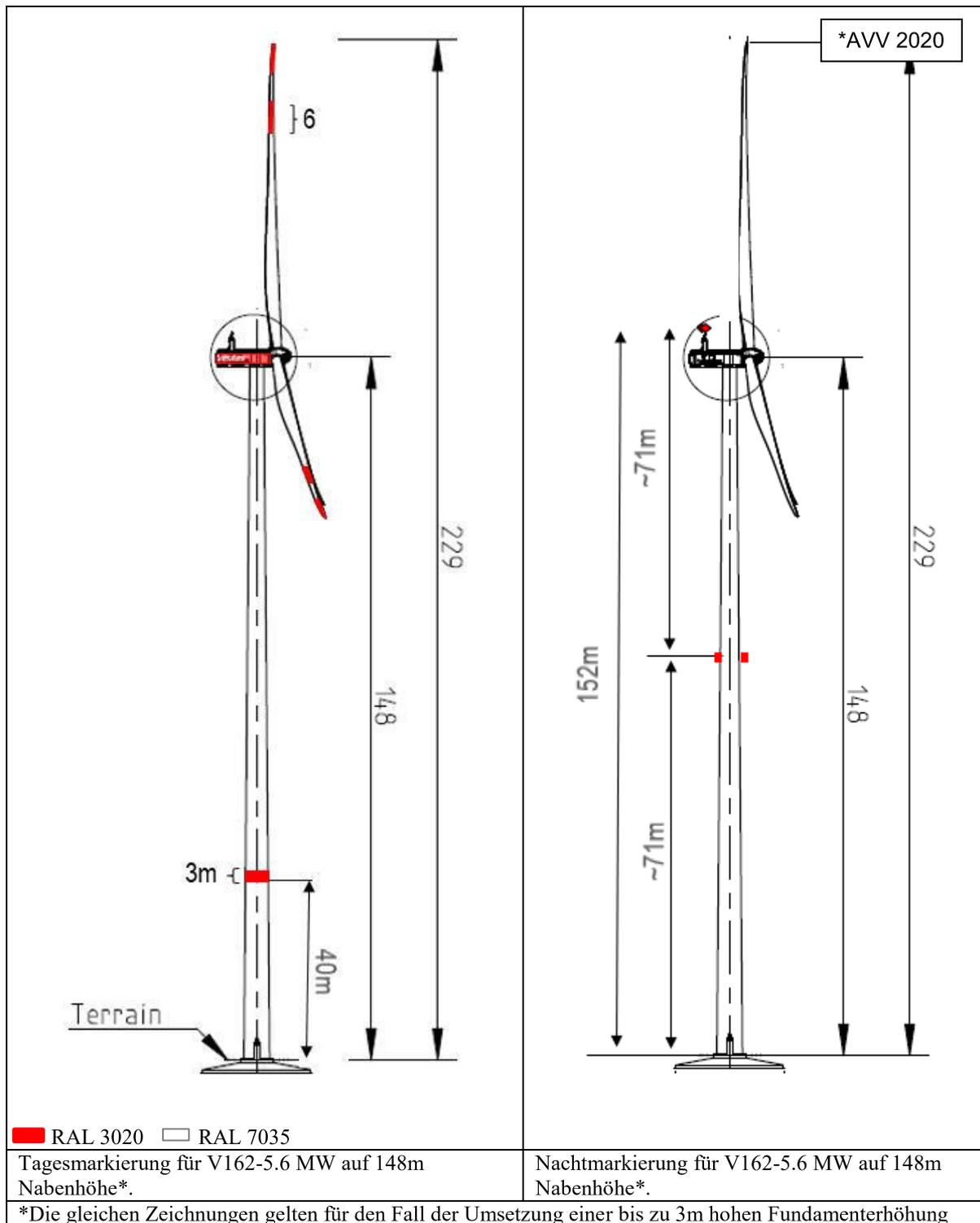
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 28/31

## 2.6. V162-5.6 / 6.0 MW

### 2.6.1. 119 m Nabenhöhe (200 m Spitzenhöhe)

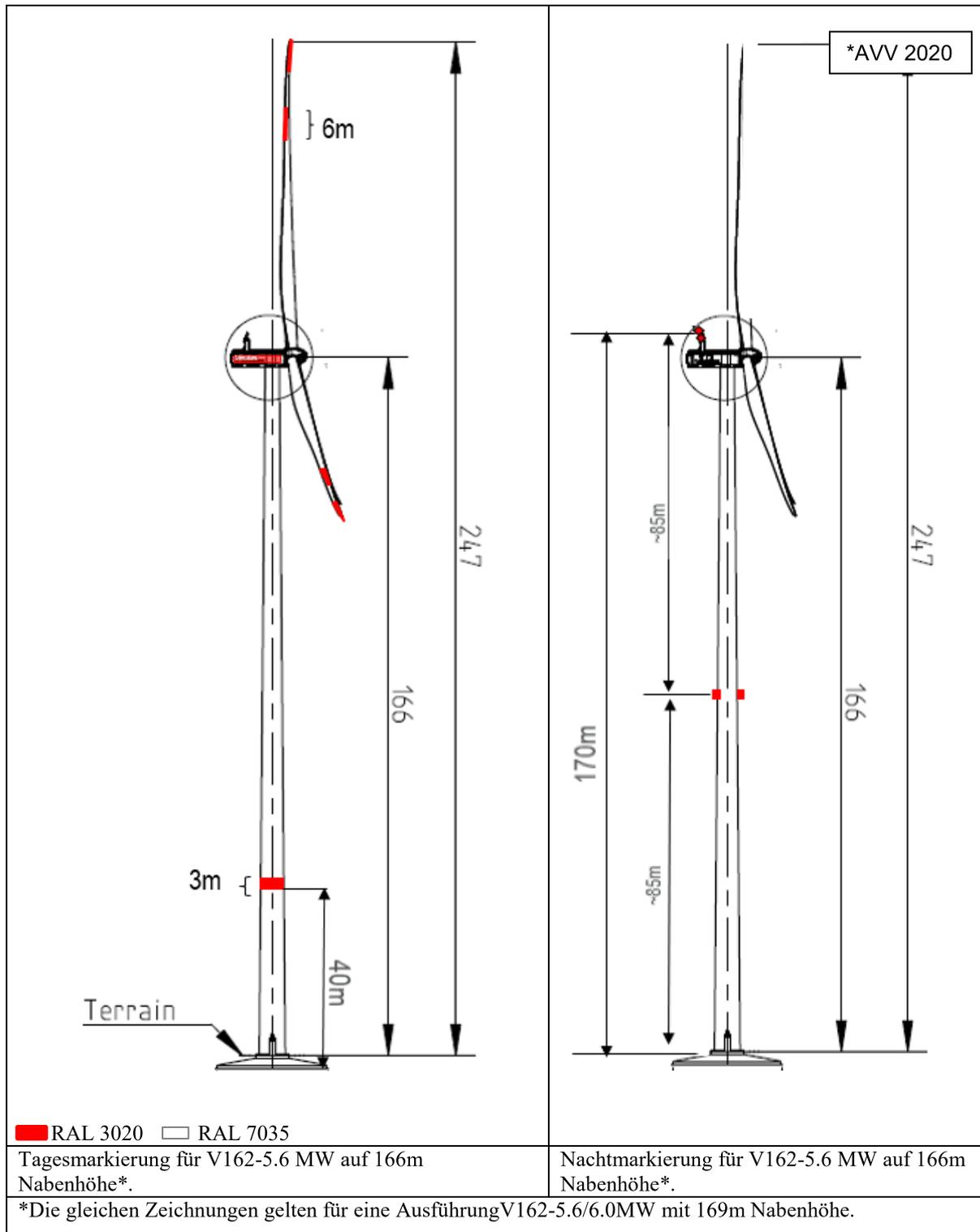


## 2.6.2. 148m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 30/31

### 2.6.3. 166m/169m Nabenhöhe (247/250m Spitzenhöhe)



DOKUMENT:  
0049-8134.V17

BESCHREIBUNG:  
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)

SEITE  
31/31

## 3. Verweise

### [1] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

[Link Banz AT 30.04.2020 B4](#)

Aufgerufen: Mai 2020

[2] **0083-8921 / 0056-6610 / 0093-2557** Vestas-Spezifikation für Feuer W, rot in Kombination mit einer Infrarotbefuerung (Maschinenhausbefuerung)

[3] **0060-8346 / 0082-3013** Vestas-Spezifikationen für Turmbefuerung

[4] **0067-0753** Vestas-Spezifikation für Sichtweitenmessgerät

[5] **0040-8699** Vestas-Spezifikation für USV

**Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG  
zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses**

Ministerium für Energie, Infrastruktur und  
Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern  
Schloßstraße 6-8

**19053 Schwerin**

**Bauvorhaben**

Genauere Bezeichnung des Vorhabens

**Windpark Krinitz-Steosow**

Neubau von 10 Windenergieanlagen (WEA) des  
Typs 1 x V150-5.6MW auf 169m NH und 9 x V162-  
5.6MW auf 169m NH

**Antragsteller(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Kostenschuldner(in)**

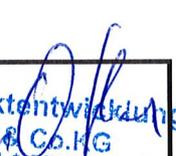
Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Hindernisdaten**

Hindernisart	Standort		
Windenergieanlage	WEA 1		
Zeitraum	von bis		
<input checked="" type="checkbox"/> permanet	<input type="checkbox"/> temporär	<input type="checkbox"/> unbekannt	(bitte Zutreffendes ankreuzen)

**Koordinaten (Messung mit WGS 84)**

Höhe über NN	Höhe über Grund	Bemerkungen		
271,43 m	250 m			
Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord	Ost
Krinitz	4	3/3	53°09'30,60"	11°28'06,65"

Ort, Datum, Unterschrift  
  
**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Berliner Platz 1 • 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 4821 40397-0 • Fax: -77

Anlagen

Übersichtsplan
Baubeschreibung
Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

**Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG  
zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses**

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung  
Mecklenburg-Vorpommern  
Schloßstraße 6-8

**19053 Schwerin**

**Bauvorhaben**

Genaue Bezeichnung des Vorhabens

**Windpark Krinitz-Steosow**

Neubau von 10 Windenergieanlagen (WEA) des Typs 1 x V150-5.6MW auf 169m NH und 9 x V162-5.6MW auf 169m NH

**Antragsteller(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Kostenschuldner(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Hindernisdaten**

Hindernisart	Standort
Windenergieanlage	WEA 2
Zeitraum	von bis

permanent       temporär       unbekannt      (bitte Zutreffendes ankreuzen)

**Koordinaten (Messung mit WGS 84)**

Höhe über NN	Höhe über Grund	Bemerkungen		
265,52	244 m			
Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord	Ost
Krinitz	4	4	53°09'29,79"	11°28'28,43"

Ort, Datum, Unterschrift **SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
Itzehoe, den 03. März 2017  
Tel.: +49 4821 40367-0 Fax: -77

Anlagen

Übersichtsplan
Baubeschreibung
Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

**Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG  
zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses**

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung  
Mecklenburg-Vorpommern  
Schloßstraße 6-8

**19053 Schwerin**

**Bauvorhaben**

Genauere Bezeichnung des Vorhabens

**Windpark Krinitz-Steosow**

Neubau von 10 Windenergieanlagen (WEA) des Typs 1 x V150-5.6MW auf 169m NH und 9 x V162-5.6MW auf 169m NH

**Antragsteller(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Kostenschuldner(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Hindernisdaten**

Hindernisart	Standort
Windenergieanlage	WEA 3
Zeitraum	von bis
<input checked="" type="checkbox"/> permanent <input type="checkbox"/> temporär <input type="checkbox"/> unbekannt              (bitte Zutreffendes ankreuzen)	

**Koordinaten (Messung mit WGS 84)**

Höhe über NN	Höhe über Grund	Bemerkungen		
271,97 m	250 m			
Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord	Ost
Krinitz	4	4	53°09'25,65"	11°28'47,46"

Ort, Datum, Unterschrift **SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Itzehoe, den 03.08.2017  
 Tel.: +49 4821 40387-0 \* Fax: -77

Anlagen

Übersichtsplan
Baubeschreibung
Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

**Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG  
zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses**

Ministerium für Energie, Infrastruktur und  
Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern  
Schloßstraße 6-8

**19053 Schwerin**

**Bauvorhaben**

Genaue Bezeichnung des Vorhabens

**Windpark Krinitz-Steosow**

Neubau von 10 Windenergieanlagen (WEA) des  
Typs 1 x V150-5.6MW auf 169m NH und 9 x V162-  
5.6MW auf 169m NH

**Antragsteller(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Kostenschuldner(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Hindernisdaten**

Hindernisart	Standort
Windenergieanlage	WEA 4
Zeitraum	von bis

permanent       temporär       unbekannt      (bitte Zutreffendes ankreuzen)

**Koordinaten (Messung mit WGS 84)**

Höhe über NN	Höhe über Grund	Bemerkungen		
272,16 m	250 m			
Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord	Ost
Holdseelen	1	9	53°09'27,58"	11°29'16,28"

Anlagen

Übersichtsplan
Baubeschreibung
Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

Ort, Datum, Unterschrift **SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Itzehoe, den 03.08.2017  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 4821 40387-0 \* Fax: -77

**Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG  
zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses**

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung  
Mecklenburg-Vorpommern  
Schloßstraße 6-8

**19053 Schwerin**

**Bauvorhaben**

Genauere Bezeichnung des Vorhabens

**Windpark Krinitz-Steosow**

Neubau von 10 Windenergieanlagen (WEA) des Typs 1 x V150-5.6MW auf 169m NH und 9 x V162-5.6MW auf 169m NH

**Antragsteller(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Kostenschuldner(in)**

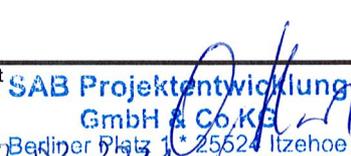
Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Hindernisdaten**

Hindernisart	Standort
Windenergieanlage	WEA 5
Zeitraum	von bis
<input checked="" type="checkbox"/> permanent	<input type="checkbox"/> temporär
<input type="checkbox"/> unbekannt	(bitte Zutreffendes ankreuzen)

**Koordinaten (Messung mit WGS 84)**

Höhe über NN	Höhe über Grund	Bemerkungen		
272,7 m	250 m			
Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord	Ost
Holdseelen	2	53/1	53°09'19,54"	11°29'32,51"

Ort, Datum, Unterschrift  
  
**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Itzehoe, den 05.02.2024  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49-4824 40387-0 \* Fax: -77

Anlagen

Übersichtsplan
Baubeschreibung
Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

**Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG  
zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses**

Ministerium für Energie, Infrastruktur und  
Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern  
Schloßstraße 6-8

**19053 Schwerin**

**Bauvorhaben**

Genauere Bezeichnung des Vorhabens

**Windpark Krinitz-Steosow**

Neubau von 10 Windenergieanlagen (WEA) des  
Typs 1 x V150-5.6MW auf 169m NH und 9 x V162-  
5.6MW auf 169m NH

**Antragsteller(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Kostenschuldner(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Hindernisdaten**

Hindernisart	Standort
Windenergieanlage	WEA 7
Zeitraum	von bis

permanent       temporär       unbekannt      (bitte Zutreffendes ankreuzen)

**Koordinaten (Messung mit WGS 84)**

Höhe über NN	Höhe über Grund	Bemerkungen		
273,25 m	250 m			
Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord	Ost
Holdseelen	2	46	53°09'26,60"	11°30'04,52"

Ort, Datum, Unterschrift  
  
**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Itzehoe, den 09.03.2023  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 4821 40397-0 \* Fax: -77

Anlagen

Übersichtsplan
Baubeschreibung
Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

**Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG  
zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses**

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung  
Mecklenburg-Vorpommern  
Schloßstraße 6-8

**19053 Schwerin**

**Bauvorhaben**

Genauere Bezeichnung des Vorhabens

**Windpark Krinitz-Steosow**

Neubau von 10 Windenergieanlagen (WEA) des Typs 1 x V150-5.6MW auf 169m NH und 9 x V162-5.6MW auf 169m NH

**Antragsteller(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Kostenschuldner(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Hindernisdaten**

Hindernisart	Standort
Windenergieanlage	WEA 8
Zeitraum	von bis

permanent       temporär       unbekannt      (bitte Zutreffendes ankreuzen)

**Koordinaten (Messung mit WGS 84)**

Höhe über NN	Höhe über Grund	Bemerkungen		
273,71 m	250 m			
Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord	Ost
Holdseelen	2	70	53°09'14,70"	11°30'14,97"

Ort, Datum, Unterschrift **SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
Itzehoe, den 03.03.2021  
Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
Tel: +49 4821 40397-0 \* Fax: -77

Anlagen

Übersichtsplan
Baubeschreibung
Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

**Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG  
zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses**

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung  
Mecklenburg-Vorpommern  
Schloßstraße 6-8

**19053 Schwerin**

**Bauvorhaben**

Genauere Bezeichnung des Vorhabens

**Windpark Krinitz-Steosow**

Neubau von 10 Windenergieanlagen (WEA) des Typs 1 x V150-5.6MW auf 169m NH und 9 x V162-5.6MW auf 169m NH

**Antragsteller(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Kostenschuldner(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Hindernisdaten**

Hindernisart	Standort
Windenergieanlage	WEA 9
Zeitraum	von bis
<input checked="" type="checkbox"/> permanent	<input type="checkbox"/> temporär
<input type="checkbox"/> unbekannt	(bitte Zutreffendes ankreuzen)

**Koordinaten (Messung mit WGS 84)**

Höhe über NN	Höhe über Grund	Bemerkungen		
273,35	250 m			
Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord	Ost
Holdseelen	2	78	53°09'05,52"	11°30'00,50"

Ort, Datum, Unterschrift **SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Itzehoe, den 03.03.2024  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Tel: +49 4821 40 397-0 \* Fax: -77

Anlagen

Übersichtsplan
Baubeschreibung
Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

**Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG  
zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses**

Ministerium für Energie, Infrastruktur und  
Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern  
Schloßstraße 6-8

**19053 Schwerin**

**Bauvorhaben**

Genaue Bezeichnung des Vorhabens

**Windpark Krinitz-Steosow**

Neubau von 10 Windenergieanlagen (WEA) des  
Typs 1 x V150-5.6MW auf 169m NH und 9 x V162-  
5.6MW auf 169m NH

**Antragsteller(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Kostenschuldner(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Hindernisdaten**

Hindernisart	Standort
Windenergieanlage	WEA 10
Zeitraum	von bis

permanet       temporär       unbekannt      (bitte Zutreffendes ankreuzen)

**Koordinaten (Messung mit WGS 84)**

Höhe über NN	Höhe über Grund	Bemerkungen		
270,3 m	250 m			
Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord	Ost
Krinitz	4	12/1	53°09'10,18"	11°27'59,60"

Anlagen

Übersichtsplan
Baubeschreibung
Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

Ort, Datum, Unterschrift	<b>SAB Projektentwicklung</b> GmbH & Co. KG Berliner Platz 1 * 25524 Itzehoe Tel: +49 0211 4038740 * Fax: -77
Itzehoe, den 03.04.2021	

**Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG  
zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses**

Ministerium für Energie, Infrastruktur und  
Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern  
Schloßstraße 6-8

**19053 Schwerin**

**Bauvorhaben**

Genauere Bezeichnung des Vorhabens

**Windpark Krinitz-Steosow**

Neubau von 10 Windenergieanlagen (WEA) des  
Typs 1 x V150-5.6MW auf 169m NH und 9 x V162-  
5.6MW auf 169m NH

**Antragsteller(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Kostenschuldner(in)**

Frau, Herr, Firma (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters)		Anschrift (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Herr Dirk Staats		Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe	
E-Mail	Telefon	Fax	
<a href="mailto:info@sab-windteam.de">info@sab-windteam.de</a>	(04821) 40 397-0	(04821) 40 397-77	

**Hindernisdaten**

Hindernisart	Standort
Windenergieanlage	WEA 11
Zeitraum	von bis

permanet       temporär       unbekannt      (bitte Zutreffendes ankreuzen)

**Koordinaten (Messung mit WGS 84)**

Höhe über NN	Höhe über Grund	Bemerkungen		
271,1 m	250 m			
Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord	Ost
Krinitz	4	5/1	53°09'19,89"	11°28'16,69"

Anlagen

Ort, Datum, Unterschrift  
  
 Itzehoe, den 03.03.2017  
 Berlin, D 10117 / 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 482 40387-0 \* Fax: -77

Übersichtsplan
Baubeschreibung
Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

### 16.1.7.2 Kurzbeschreibung

**Die Kurzbeschreibung wird durch den Antragsteller zeitnah und unaufgefordert nachgereicht.**

### **16.1.7.3 Darstellung der Befeuerung in der Bauphase**

Während der Errichtung der Windkraftanlage wird nach Erreichen einer bestimmten Bauhöhe, eine NOTAM Meldung an die DFS (deutsche Flugsicherung) abgegeben, solange bis die Betriebssicherheit der Flugbefeuerung sichergestellt ist.

Die Flughindernisbefeuerungen werden mit der Gondel und dem Turm ausgeliefert. Dies gewährleistet eine sofortige Zuschaltung nach der Errichtung der WEA.

Solange die Windkraftanlage nicht an das Stromnetz angeschlossen ist, wird über ein handelsübliches Notstromaggregat die Spannungsversorgung der Flughindernisbefeuerung sichergestellt. Zusätzlich sind die Flughindernisfeuer mit einer USV ausgerüstet.



# WP Krinitz-Steosow

16.1.7.4 Topographische Karte 1:25.000

Erstellt am 02.03.2021 | Bearbeiter: BF

## Legende

 29/18 Steosow  
Eignungsgebiet für Windenergieanlagen  
gem. Teilfortschreibung Kap. 6.5 RREP WM  
2. Entwurf (Stand November 2018)

### Windenergieanlagen (WEA)

-  beantragte WEA  
Vestas V162-5.6 und V150-5.6  
mit jeweils 169 m Nabenhöhe
-  bereits im Verfahren befindliche WEA  
Fremdvorhaben GE 5.5-158  
mit jeweils 161 m Nabenhöhe

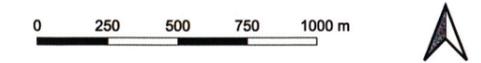
### Abstandsradien WEA

-  Abstandsradius 100m
-  Abstandsradius 250m
-  Abstandsradius 500m
-  Abstandsradius 1.000m

WEA-Nr.	Ost	Nord
WEAA01	11°28'06,65"	53°09'30,60"
WEAA02	11°28'28,43"	53°09'29,79"
WEAA03	11°28'47,46"	53°09'25,65"
WEAA04	11°29'16,28"	53°09'27,58"
WEAA05	11°29'32,51"	53°09'19,54"
WEAA07	11°30'04,52"	53°09'26,60"
WEAA08	11°30'14,97"	53°09'14,70"
WEAA09	11°30'00,50"	53°09'05,52"
WEAA10	11°27'59,60"	53°09'10,18"
WEAA11	11°28'16,69"	53°09'19,89"

**SAB Projektentwicklung GmbH & Co.KG**  
 Antragssteller: Dipl.-Phys. Dirk Starke  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Kiel / Itzehoe, den 02.03.2021  
 Tel.: +49 4821 40387-0 Fax: -77  
*[Signature]*

**SAB WindTeam GmbH**  
 Vorlageberechtigte: Dipl.-Ing. Inke Müller  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Kiel / Itzehoe, den 02.03.2021  
 Tel.: +49 4821 40397-0 Fax: -77  
*[Signature]*



Kartengrundlage: onmaps.de ©GeoBasis-DE/BKG/ZSHH<2021>

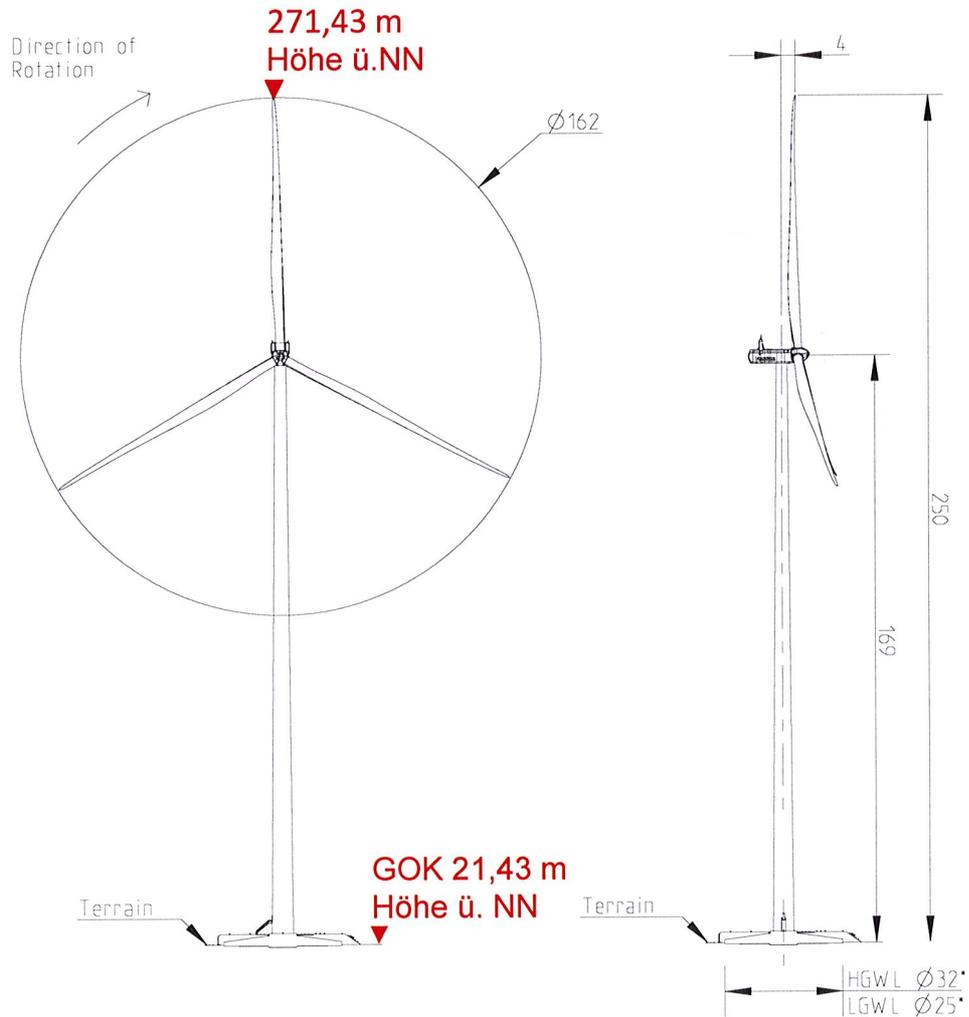
Koordinatenbezugssystem: ETRS89 / UTM Zone 33

Blattgröße: DIN A3 Maßstab: 1:25.000



Entwurfsverfasser:  
 SAB WindTeam GmbH  
 Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe  
 Telefon: +49 (4821) 40397-0  
 Mail: info@sab-windteam.de

**V162 - 5.6 MW**  
**162 m Rotordurchmesser**  
**169 m Nabenhöhe**



**Koordinaten**

WEA 1	UTM-Koordinaten (Lagebezug ETRS89 Zone 33)
	Rechtswert      Hochwert
	26 39 11      58 95 728
WEA 1	geographische Koordinaten (Lagebezug WGS 84)
	Ost-Längengrad    Nord-Breitengrad
	11°28'06,65"    53°09'30,60"

Unterschrift Entwurfsverfasser, E. Müller, SAB WindTeam GmbH:

**SAB WindTeam GmbH**  
**Ausbüro Kiel**  
 Schauenburger Straße 116 \* 24118 Kiel  
 Tel.: +49 431 5606-247 \* Fax: -246

Kiel, den 22.02.2021

Maßstab: ohne

**Windpark Krinitz-Steosow**

**Typenblatt**

WEA 1

**SAB WindTeam GmbH**  
 Berliner Platz , 25524 Itzehoe

Bearb.:	Datum:	Name:
Bearb.:	25.02.2021	MT
Bearb.:		

Plannummer:

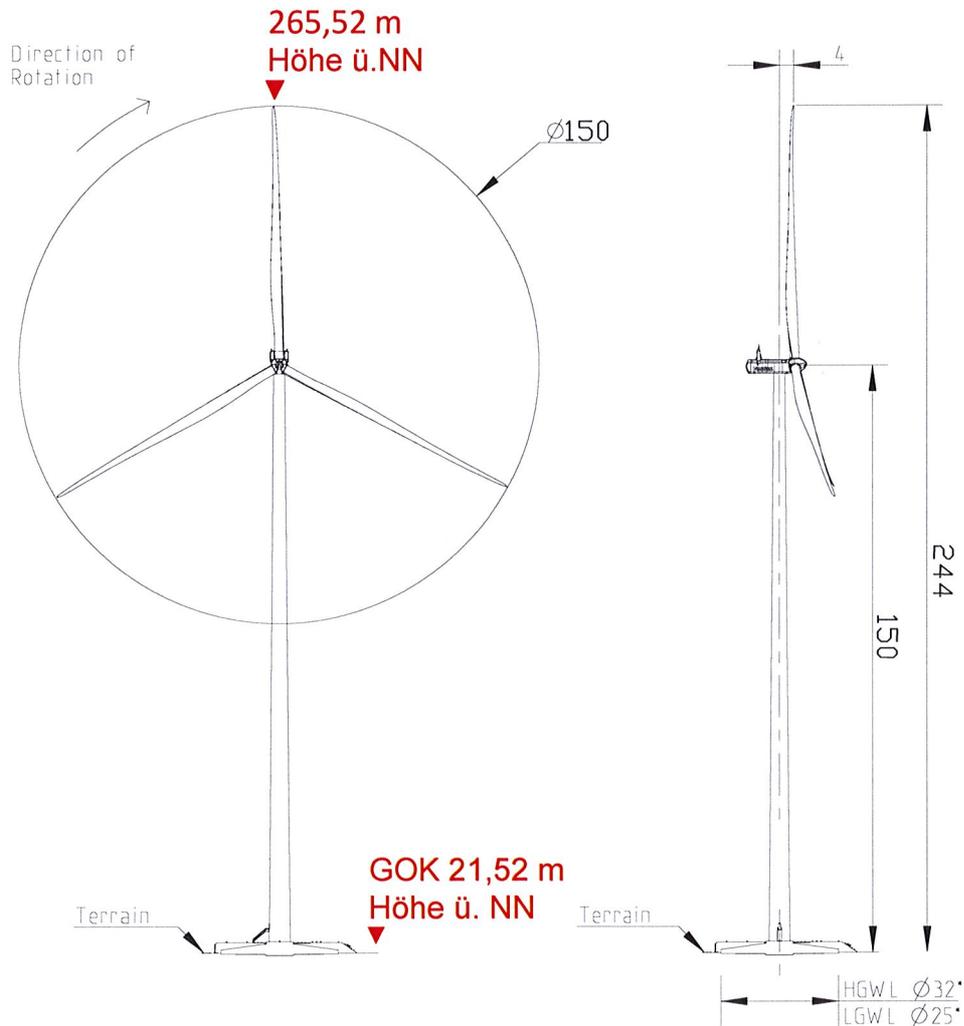
Geprüft.:

Unterschrift Bauherr, SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG:

**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Tel: +49 482 40387-0 \* Fax: -77

Itzehoe, den 22.02.2021

**V150 - 5.6 MW**  
**150 m Rotordurchmesser**  
**169 m Nabenhöhe**



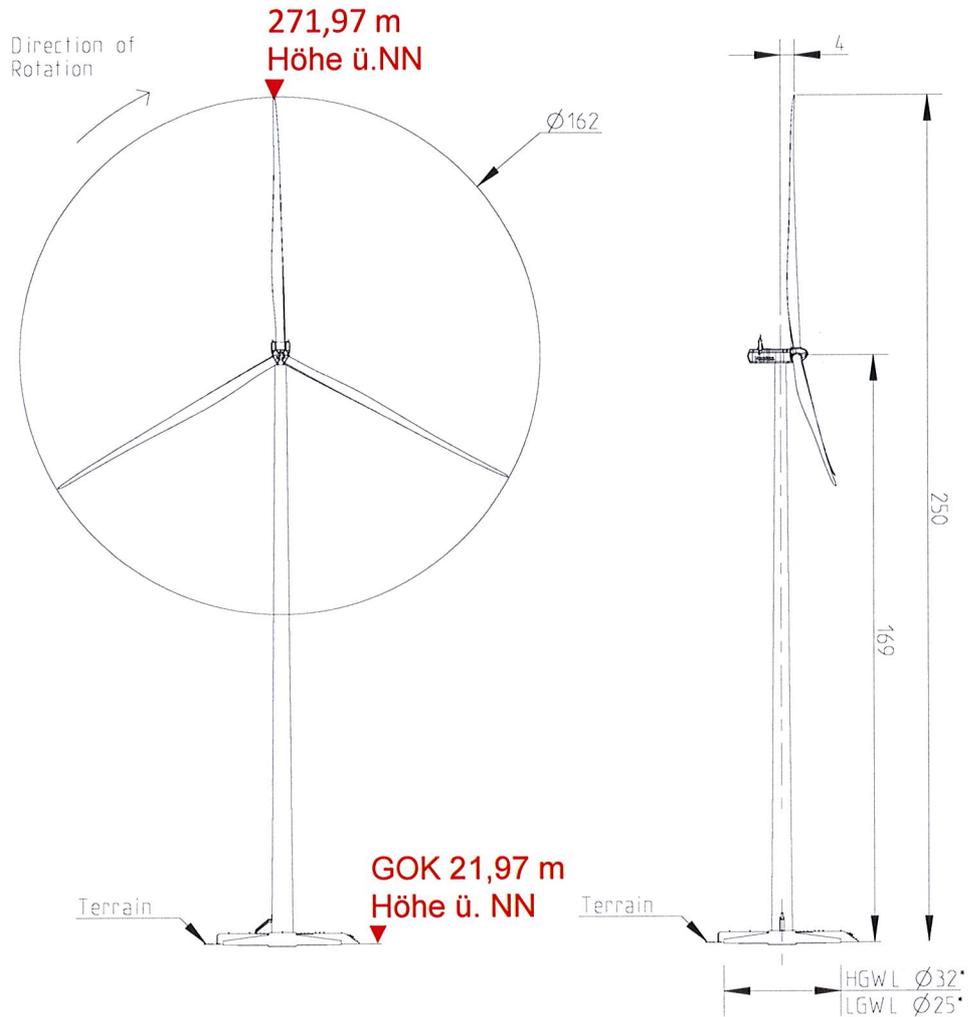
**Koordinaten**

WEA 2 UTM-Koordinaten  
 (Lagebezug ETRS89 Zone 33)  
 Rechtswert      Hochwert  
 26 43 14      58 95 683

WEA 2 geographische Koordinaten  
 (Lagebezug WGS 84)  
 Ost-Längengrad    Nord-Breitengrad  
 11°28'28,43"    53°09'29,79"

Maßstab: ohne		
Windpark Krinitz-Steeseow		
Typenblatt WEA 2	SAB WindTeam GmbH Berliner Platz , 25524 Itzehoe	
	Bearb.:	Datum:      Name:
	Bearb.:	25.02.2021    MT
	Bearb.:	
Plannummer:	Geprüft.:	
Unterschrift Entwurfsverfasser, E. Müller, SAB WindTeam GmbH:		
 <b>SAB WindTeam GmbH</b> <b>Aussenbüro Kiel</b> Schauenburger Straße 118 * 24118 Kiel Tel.: +49 431 5606-247 * Fax: -246		
Unterschrift Bauherr, SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG:		
 <b>SAB Projektentwicklung GmbH &amp; Co. KG</b> Berliner Platz 1 * 25524 Itzehoe Tel.: +49 4821 40387-0 * Fax: -77		
Kiel, den 22.02.2021	Itzehoe, den 22.02.2021	

**V162 - 5.6 MW**  
**162 m Rotordurchmesser**  
**169 m Nabenhöhe**



**Koordinaten**

WEA 3	UTM-Koordinaten (Lagebezug ETRS89 Zone 33)	
	Rechtswert 26 46 61	Hochwert 58 95 538
WEA 3	geographische Koordinaten (Lagebezug WGS 84)	
	Ost-Längengrad 11°28'47,46"	Nord-Breitengrad 53°09'25,65"

Maßstab: ohne

Windpark Krinitz-Steosow

Typenblatt

WEA 3

SAB WindTeam GmbH  
 Berliner Platz , 25524 Itzehoe

Bearb.: Datum: Name:

Bearb.: 25.02.2021 MT

Bearb.:

Plannummer:

Geprüft.:

Unterschrift Entwurfsverfasser, E. Müller, SAB WindTeam GmbH:

**SAB WindTeam GmbH**  
**Aussenbüro Kiel**

Kiel, den 22.02.2021

Schauenburger Straße 116 \* 25118 Kiel  
 Tel.: +49 431/5606-247 \* Fax: -246

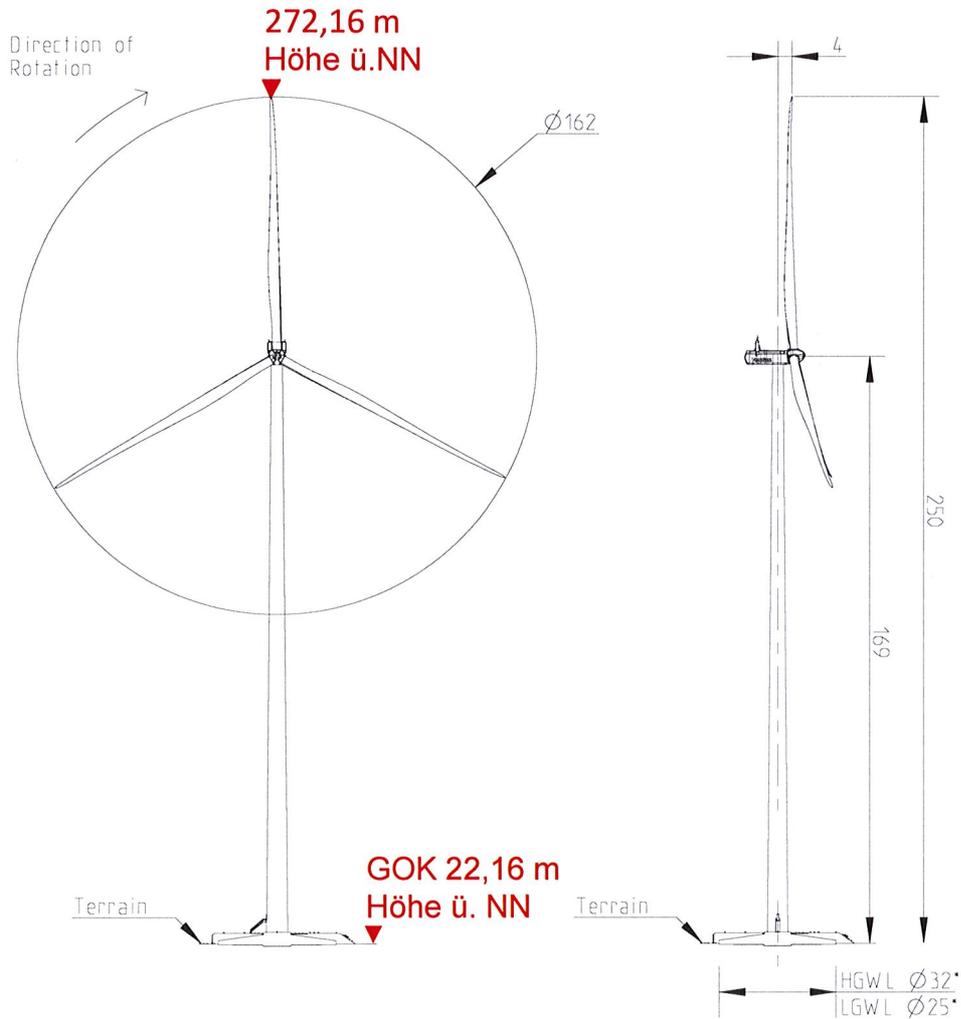
Unterschrift Bauherr, SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG:

**SAB Projektentwicklung**  
**GmbH & Co. KG**

Itzehoe, den 22.02.2021

Berliner Platz , 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 4821 40387-0 \* Fax: -77

**V162 - 5.6 MW**  
**162 m Rotordurchmesser**  
**169 m Nabenhöhe**



**Koordinaten**

WEA 4	UTM-Koordinaten (Lagebezug ETRS89 Zone 33)
	Rechtswert      Hochwert
	26 51 99          58 95 571
WEA 4	geographische Koordinaten (Lagebezug WGS 84)
	Ost-Längengrad    Nord-Breitengrad
	11°29'16,28"      53°09'27,58"

Maßstab: ohne

Windpark Krinitz-Steosow

Typenblatt  
WEA 4

SAB WindTeam GmbH  
Berliner Platz , 25524 Itzehoe

Bearb.:	Datum:	Name:
Bearb.:	25.02.2021	MT
Bearb.:		

Plannummer:

Geprüft.:

Unterschrift Entwurfsverfasser, E. Müller, SAB WindTeam GmbH:

**SAB WindTeam GmbH**  
**Ausserlohe Kiel**  
 Schauenburger Straße 116 • 24118 Kiel  
 Tel.: +49 431 5606-247 \* Fax: -246

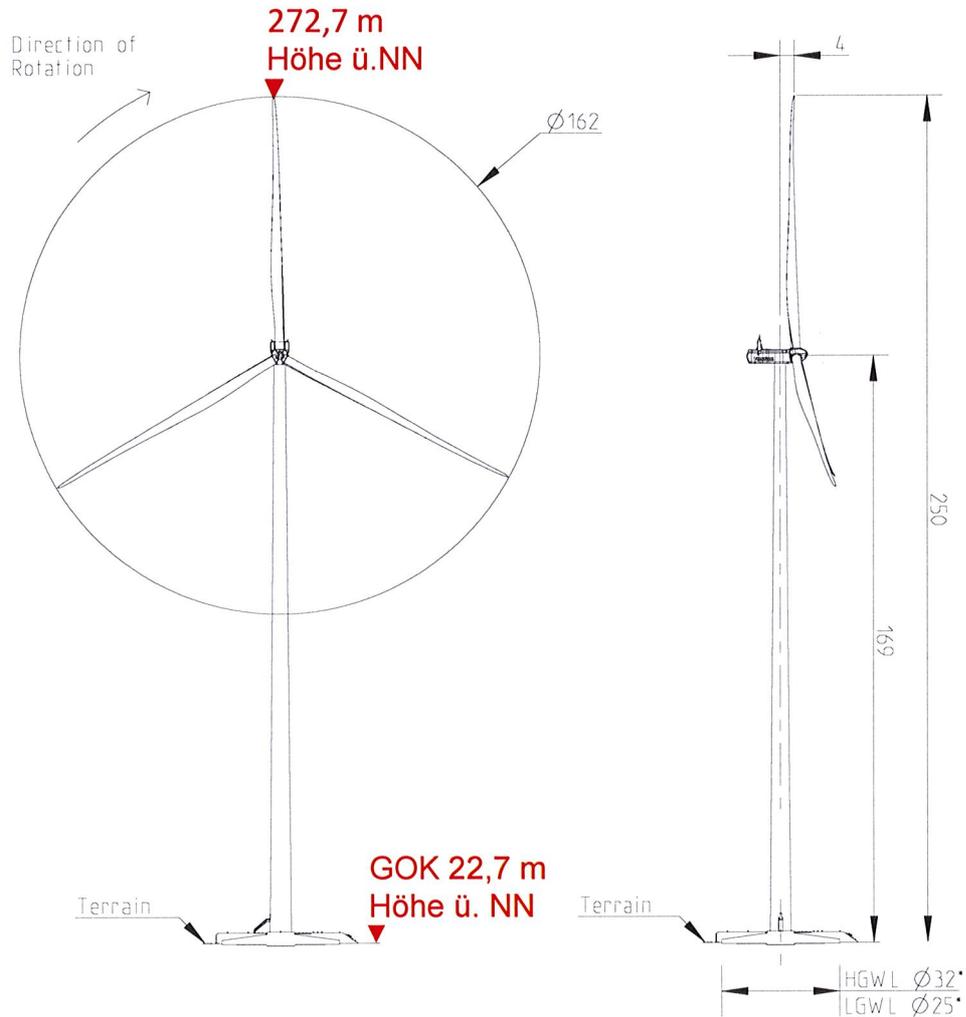
Kiel, den 22.02.2021

Unterschrift Bauherr, SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG:

**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Berliner Platz 1 • 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 4821 40387-0 \* Fax: -77

Itzehoe, den 22.02.2021

**V162 - 5.6 MW**  
**162 m Rotordurchmesser**  
**169 m Nabenhöhe**



**Koordinaten**

WEA 5	UTM-Koordinaten (Lagebezug ETRS89 Zone 33)	
	Rechtswert	Hochwert
	26 54 88	58 95 309
WEA 5	geographische Koordinaten (Lagebezug WGS 84)	
	Ost-Längengrad	Nord-Breitengrad
	11°29'32,51"	53°09'19,54"

Maßstab: ohne

**Windpark Krinitz-Steosow**

Typenblatt  
WEA 5

SAB WindTeam GmbH  
Berliner Platz , 25524 Itzehoe

Bearb.:	Datum:	Name:
Bearb.:	25.02.2021	MT
Bearb.:		

Plannummer:

Geprüft.:

Unterschrift Entwurfsverfasser, E. Müller, SAB WindTeam GmbH:

Unterschrift Bauherr, SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG:

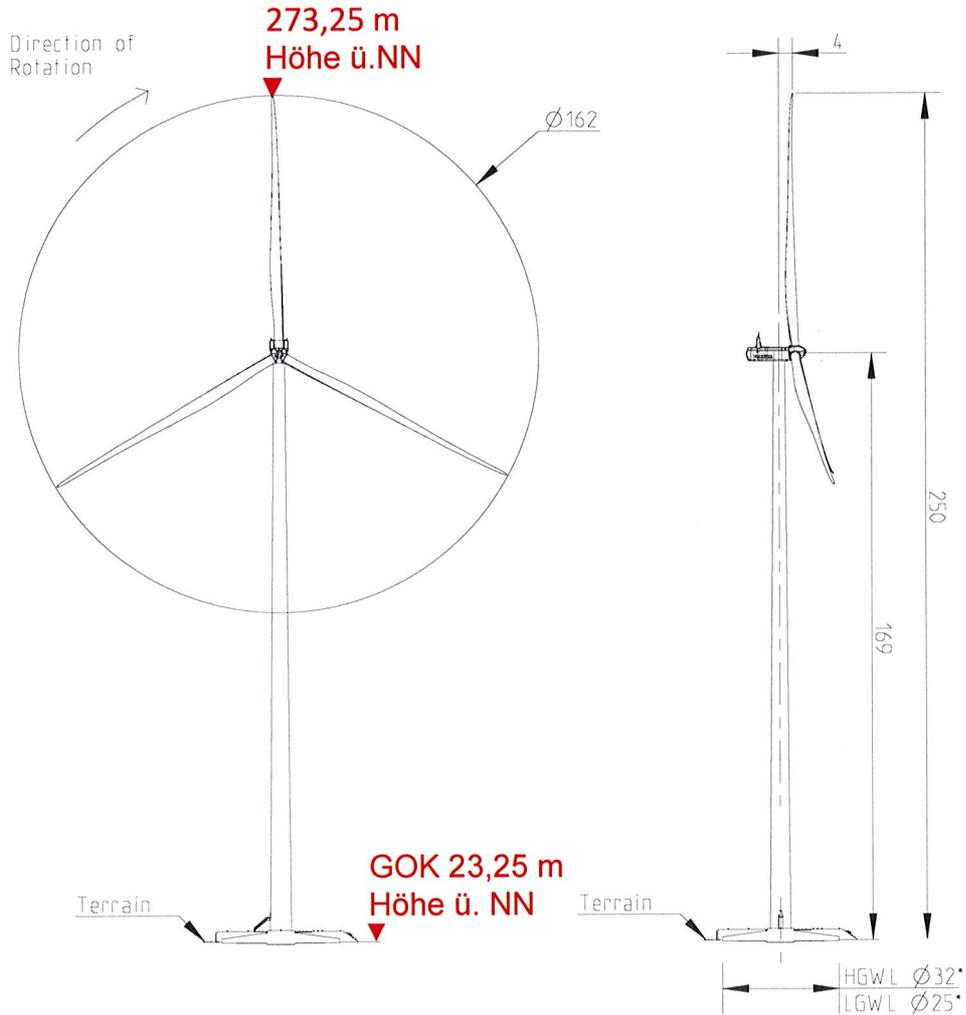
Kiel, den 22.02.2021

**SAB WindTeam GmbH**  
**Aussenbüro Kiel**  
 Schauenburger Straße 116 • 24118 Kiel  
 Tel.: +49 431 5606-247 \* Fax: -246

Itzehoe, den 22.02.2021

**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 4821 40387-0 \* Fax: -77

**V162 - 5.6 MW**  
**162 m Rotordurchmesser**  
**169 m Nabenhöhe**



**Koordinaten**

WEA 7	UTM-Koordinaten (Lagebezug ETRS89 Zone 33)
	Rechtswert      Hochwert
	26 60 93          58 54 97
WEA 7	geographische Koordinaten (Lagebezug WGS 84)
	Ost-Längengrad    Nord-Breitengrad
	11°30'04,52"      53°09'26,60"

Maßstab: ohne

**Windpark Krinitz-Steosow**

Typenblatt  
WEA 7

SAB WindTeam GmbH  
Berliner Platz , 25524 Itzehoe

Bearb.:	Datum:	Name:
Bearb.:	25.02.2021	MT
Bearb.:		

Plannummer:

Geprüft.:

Unterschrift Entwurfsverfasser, E. Müller, SAB WindTeam GmbH:

**SAB WindTeam GmbH**  
**Aussenbüro Kiel**  
 Schauenburger Straße 118 \* 24118 Kiel  
 Tel.: +49 431 5606-247 \* Fax: -246

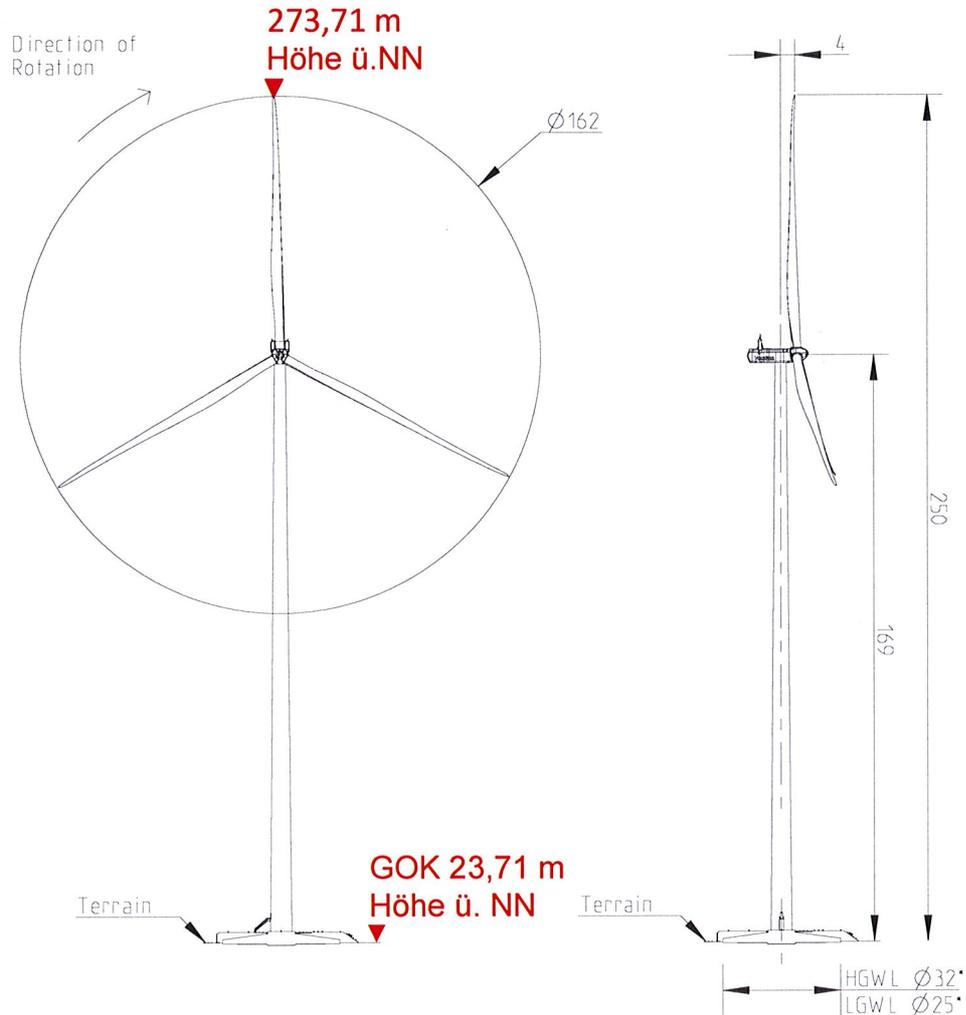
Kiel, den 22.02.2021

Unterschrift Bauherr, SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG:

**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 4821 40387-0 \* Fax: -77

Itzehoe, den 22.02.2021

**V162 - 5.6 MW**  
**162 m Rotordurchmesser**  
**169 m Nabenhöhe**



**Koordinaten**

WEA 8	UTM-Koordinaten (Lagebezug ETRS89 Zone 33)	Rechtswert 26 62 69	Hochwert 58 95 120
WEA 8	geographische Koordinaten (Lagebezug WGS 84)	Ost-Längengrad 11°30'14,97"	Nord-Breitengrad 53°09'14,70"

Maßstab: ohne

Windpark Krinitz-Steosow

Typenblatt  
WEA 8

SAB WindTeam GmbH  
Berliner Platz , 25524 Itzehoe

Bearb.:	Datum:	Name:
Bearb.:	25.02.2021	MT
Bearb.:		

Plannummer:

Geprüft.:

Unterschrift Entwurfsverfasser, E. Müller, SAB WindTeam GmbH:

Unterschrift Bauherr, SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG:

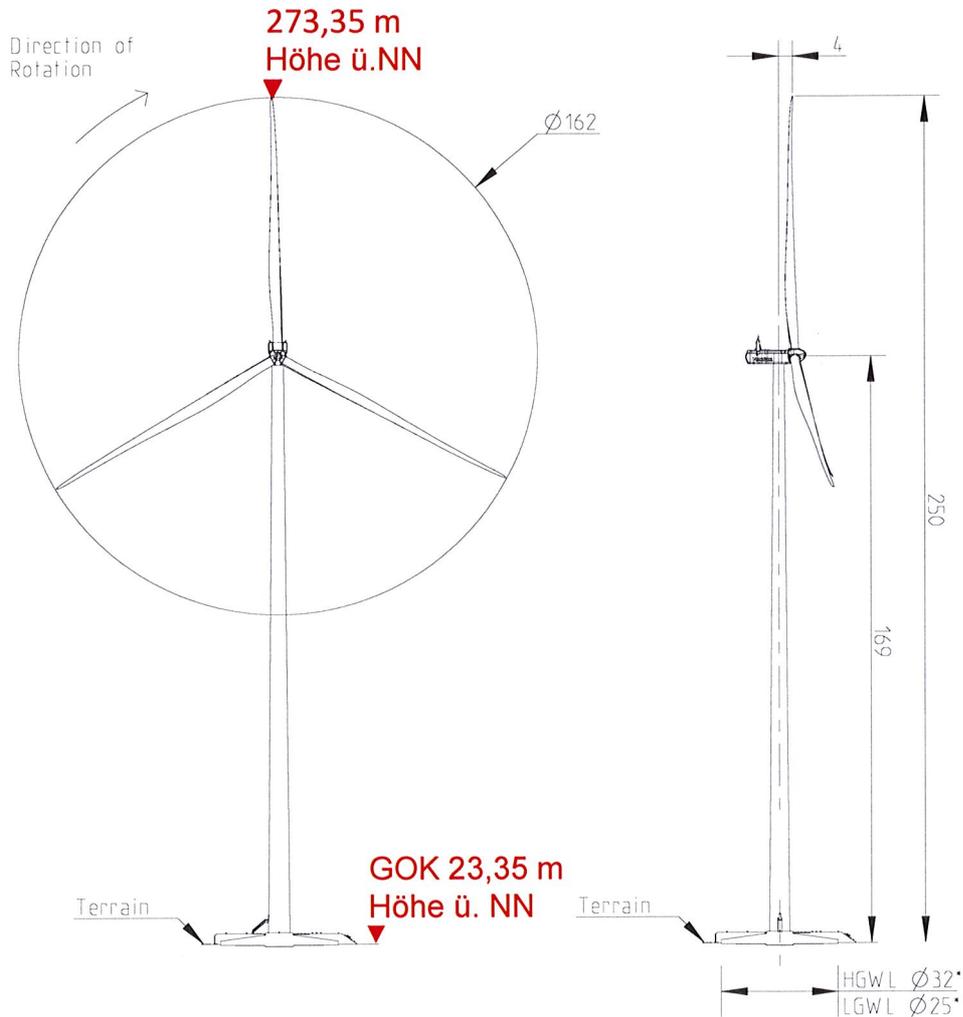
Kiel, den 22.02.2021

**SAB WindTeam GmbH**  
**Aussenbüro Kiel**  
 Schauenburger Straße 116 \* 24118 Kiel  
 Tel.: +49 431 5660-247 \* Fax: -248

Itzehoe, den 22.02.2021

**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 4821 40387-0 \* Fax: -77

**V162 - 5.6 MW**  
**162 m Rotordurchmesser**  
**169 m Nabhöhe**



**Koordinaten**

WEA 9 UTM-Koordinaten  
(Lagebezug ETRS89 Zone 33)  
Rechtswert Hochwert  
26 59 87 58 94 850

WEA 9 geographische Koordinaten  
(Lagebezug WGS 84)  
Ost-Längengrad Nord-Breitengrad  
11°30'00,50" 53°09'05,52"

Maßstab: ohne

Windpark Krinitz-Steosow

Typenblatt  
WEA 9

SAB WindTeam GmbH  
Berliner Platz , 25524 Itzehoe

Bearb.:	Datum:	Name:
Bearb.:	25.02.2021	MT
Bearb.:		

Plannummer:

Geprüft.:

Unterschrift Entwurfsverfasser, E. Müller, SAB WindTeam GmbH:

**SAB WindTeam GmbH**  
**Aussenbürg Kiel**  
Schauenburger Straße 116 24118 Kiel  
Tel.: +49 431 5606-247 \* Fax: -246

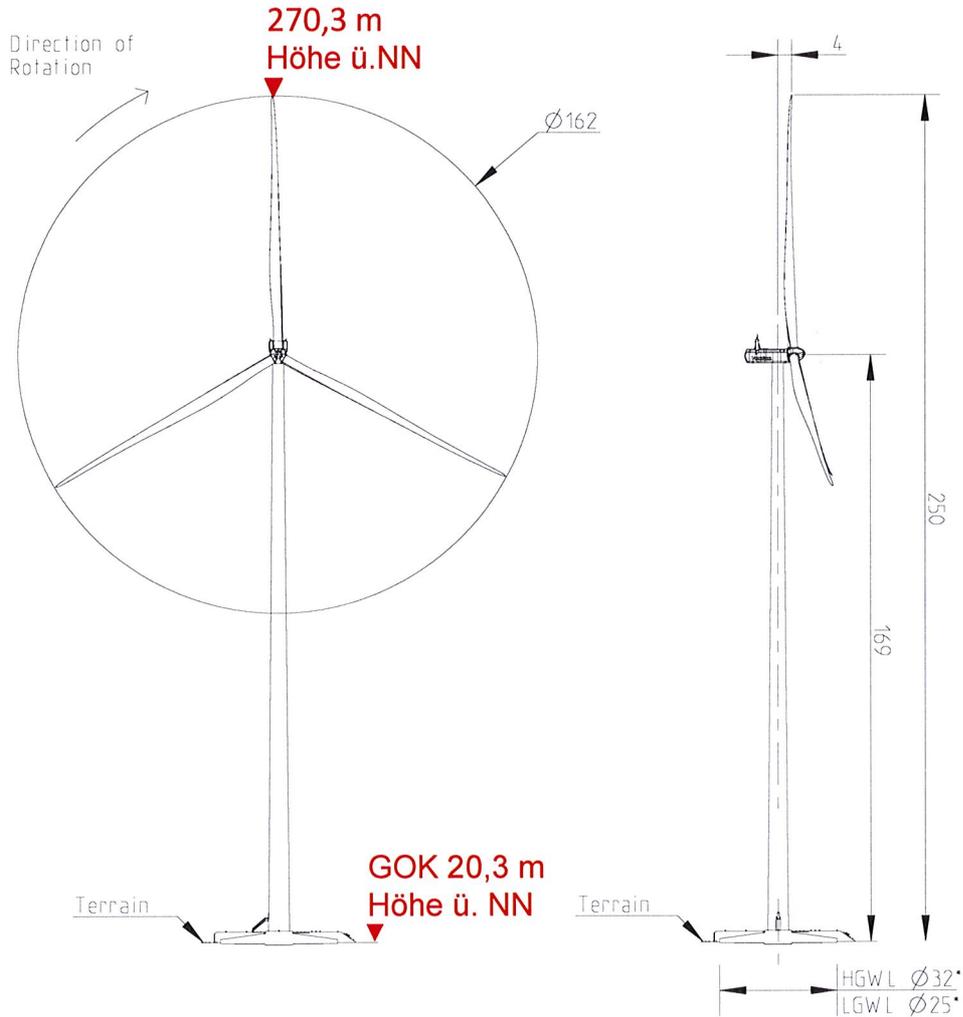
Kiel, den 22.02.2021

Unterschrift Bauherr, SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG:

**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
Tel.: +49 4821 40387-0 \* Fax: -77

Itzehoe, den 22.02.2021

**V162 - 5.6 MW**  
**162 m Rotordurchmesser**  
**169 m Nabenhöhe**



**Koordinaten**

WEA 10	UTM-Koordinaten (Lagebezug ETRS89 Zone 33)	Rechtswert 26 37 49	Hochwert 58 95 104
WEA 10	geographische Koordinaten (Lagebezug WGS 84)	Ost-Längengrad 11°27'59,60"	Nord-Breitengrad 53°09'10,18"

Maßstab: ohne

Windpark Krinitz-Steosow

Typenblatt  
WEA 10

SAB WindTeam GmbH  
Berliner Platz , 25524 Itzehoe

Bearb.:	Datum:	Name:
Bearb.:	25.02.2021	MT
Bearb.:		

Plannummer:

Geprüft.:

Unterschrift Entwurfsverfasser, E. Müller, SAB WindTeam GmbH:

Unterschrift Bauherr, SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG:

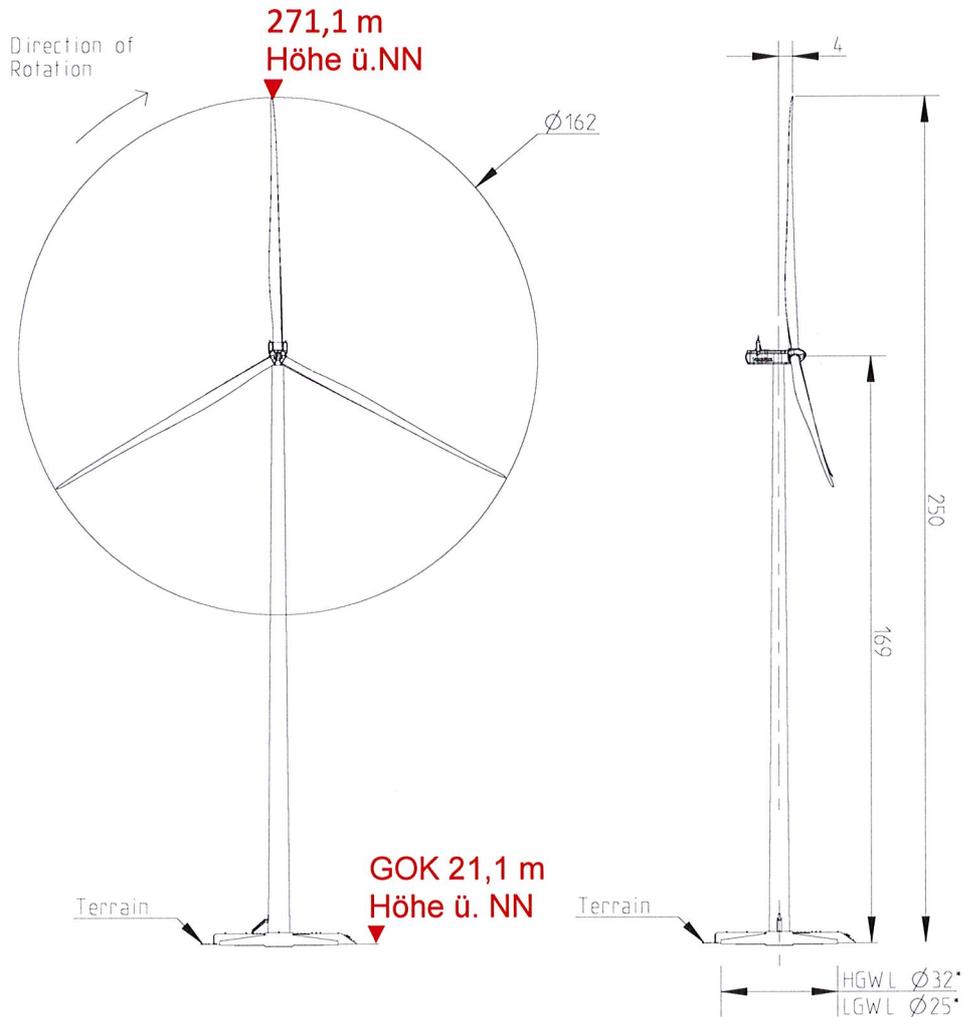
Kiel, den 22.02.2021

**SAB WindTeam GmbH**  
**Aussenbüro Kiel**  
 Schauenburger Straße 116 • 24113 Kiel  
 Tel.: +49 431 5606-247 \* Fax: -246

Itzehoe, den 22.02.2021

**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Berliner Platz 1 • 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 4821 40387-0 \* Fax: -77

**V162 - 5.6 MW**  
**162 m Rotordurchmesser**  
**169 m Nabenhöhe**



**Koordinaten**

WEA 11	UTM-Koordinaten (Lagebezug ETRS89 Zone 33)	Rechtswert 26 40 81	Hochwert 58 95 388
WEA 11	geographische Koordinaten (Lagebezug WGS 84)	Ost-Längengrad 11°28'16,69"	Nord-Breitengrad 53°09'19,89"

Maßstab: ohne

Windpark Krinitz-Steosow

Typenblatt  
WEA 11

SAB WindTeam GmbH  
Berliner Platz , 25524 Itzehoe

Bearb.:	Datum:	Name:
Bearb.:	25.02.2021	MT
Bearb.:		

Plannummer:

Geprüft.:

Unterschrift Entwurfsverfasser, E. Müller, SAB WindTeam GmbH:

**SAB WindTeam GmbH**  
**Aussenbüro Kiel**  
 Schauenburger Straße 116 \* 24118 Kiel  
 Tel.: +49 471 5606-247 \* Fax: -246

Kiel, den 22.02.2021

Unterschrift Bauherr, SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG:

**SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
 Berliner Platz 1 \* 25524 Itzehoe  
 Tel.: +49 4821 40387-0 \* Fax: -77

Itzehoe, den 22.02.2021

Eingeschränkte Weitergabe  
Dokument Nr.: 0097-6802 V01  
22.10.2020

# Allgemeine Spezifikation Gefahrenfeuer

## ORGA AL L550-GFW-ES-IRG-G 20M

### Feuer W, Rot ES Intensität, Rot blinkend/Infrarot blinkend



V150 5.6MW EnVentus  
V162 5.6MW EnVentus

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Abkürzungen und technische Begriffe</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Einführung</b> .....	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Allgemeine Beschreibung</b> .....	<b>4</b>
3.1	Daten des Gefahrenfeuers.....	4
3.2	Halterung .....	5
3.3	Steuerung .....	5
3.3.1	Überspannungsschutz(OVP)-Schaltschrank .....	5
3.3.2	Erweiterter Schaltschrank (Orga CIP400) .....	5
3.4	GPS und Fozelle.....	5
3.4.1	GPS .....	5
3.4.2	Fozelle .....	5
3.5	Notstromversorgung .....	6
<b>4</b>	<b>Blitzschutz</b> .....	<b>6</b>
<b>5</b>	<b>Maße</b> .....	<b>6</b>
<b>6</b>	<b>Erklärungen und Zertifikate</b> .....	<b>7</b>

## 1 Abkürzungen und technische Begriffe

Abkürzung	Erklärung
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
GPS	Global Positioning System (Globales Positionierungssystem)
OVP	Überspannungsschutz
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (System zur Prozesssteuerung und Datenerfassung)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Begriff	Erklärung
Keine	

Tabelle 1-2: Begriffserklärung

## 2 Einführung

Dieses Dokument beschreibt die Gefahrenfeueroption für Vestas-Windenergieanlagen. Die von Vestas gelieferten Gefahrenfeuer sind vollständig in die Elektrik und das SCADA-Überwachungssystem integrierte mechanische Montageoptionen.

Dieses Modell ist für den Einsatz in Deutschland ausgelegt und erfüllt die Anforderungen der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) vom 24.04.2020.



Abbildung 2-1: Gefahrenfeuer AL L550-GFW-ES-IRG-G 20M

### 3 Allgemeine Beschreibung

Das bzw. die Gefahrenfeuer sind oben auf dem Maschinenhaus an einer bzw. mehreren Halterung(en) montiert und werden durch die Steuerung der Hinderniskennzeichnung mit Strom versorgt und gesteuert.

#### 3.1 Daten des Gefahrenfeuers

Parameter	Wert
Artikelnummer von Vestas	29197893
Vestas-Typenbezeichnung	AL L550-GFW-ES-IRG-G 20M
Typenbezeichnung Lieferant	L550-GFW-ES-IRG-G
Norm	Deutsche AVV 2020
Leuchtkraft – Tag	Entf.
Leuchtkraft – Dämmerung	Entf.
Leuchtkraft – Nacht	„Feuer W ES“ + IR
Farbe – Tag	Entf.
Farbe – Dämmerung	Entf.
Farbe – Nacht	Rot und IR
Blinkverhalten – Tag	Entf.
Blinkverhalten – Dämmerung	Entf.
Blinkverhalten – Nacht	Rot – W-rot-Zyklus; IR – 60 B/min
Intensität IR-Licht	nach deutscher AVV 2020
IR-Wellenlänge	~850 nm
Vertikale Lichtverteilung (min)	nach deutscher AVV 2020
Horizontale Lichtverteilung	360°
Leuchtmitteltyp	LED
Eingangsspannung	120 - 240 VAC
Eingangsfrequenz	50–60 Hz
Energieverbrauch	5/5/13 W (Tag/Dämmerung/Nacht)
Überspannungsschutzklasse	Klasse III nach IEC 61643-1:
Betriebstemperaturbereich (°C)	-40 °C bis +55 °C
Umweltschutzklasse	IP65
Abmessungen in mm (L x B x H)	510 x 510 x 240
Gewicht (kg)	12 kg (17,2 kg mit Kabel)

Tabelle 3-1: Technische Daten

### 3.2 Halterung

Das Gefahrenfeuer wird mit einer oder mehreren Stützhalterungen oben auf dem Maschinenhaus montiert. Die Halterungen für Gefahrenfeuer wurden speziell für WEA geprüft und entwickelt. Korrekte Erdung/Masse im Hinblick auf EMV und Blitze sowie Windlasten und Gewicht wurden berücksichtigt. Die Halterungen sind im Lieferumfang enthalten.

### 3.3 Steuerung

#### 3.3.1 Überspannungsschutz(OVP)-Schaltschrank

Der OVP-Schaltschrank wird verwendet, wenn ein oder zwei Gefahrenfeuer an einer Windenergieanlage erforderlich sind und kein externes Eingangssteuerungssignal benötigt wird. Der OVP-Schaltschrank stellt den Überspannungsschutz für die Wechselstrom-Versorgungsspannung sowie Klemmen, die als Schnittstellen zwischen der WEA und dem Gefahrenfeuer für Leistungsstrom und Alarmsignale dienen, zur Verfügung. Die Betriebssteuerung des Gefahrenfeuers übernimmt die im Gehäuse des Gefahrenfeuers integrierte Steuerung.

#### 3.3.2 Erweiterter Schaltschrank (Orga CIP400)

Anstelle der in den Gefahrenfeuern eingebauten Steuerung kommt ein erweiterter Schaltschrank vom Typ ORGA CIP400 zum Einsatz, wenn ein oder mehrere externe Eingangssignale erforderlich sind. Ein erweiterter Schaltschrank vom Typ ORGA CIP400 ist mit denselben Klemmen und OVP-Einrichtungen ausgestattet, die auch im OVP-Schaltschrank vorhanden sind. Außerdem verfügt er über eine Zusatzsteuerung mit weiteren Funktionen. Die Funktionen der Zusatzsteuerung sind folgende:

- Implementiert den Sichtweitensensor
- Verarbeitet die externen Steuersignale vom SCADA-System über das Ethernet-Verbindungskabel zum Ethernet-Schalter der Windenergieanlage
- Fügt die Turmfeuer hinzu

Der erweiterte Schaltschrank übermittelt die Informationen über den Zustand mithilfe der internen Software der Windenergieanlage.

Das SCADA-System kann so konfiguriert werden, dass die Betriebsstatusmeldungen erfasst werden.

### 3.4 GPS und Fotozelle

#### 3.4.1 GPS

Das Gefahrenfeuer ist mit einem in das Produkt integrierten GPS-Blinkpositionsgeber ausgestattet (nur die Version -G). Der Blinkpositionsgeber verwendet die Daten des GPS-Satellitensystemsignals. Alle Gefahrenfeuer blinken, aufeinander abgestimmt, gleichzeitig.

#### 3.4.2 Fotozelle

Das AL L550-GFW-ES-IRG-G 20M verfügt über eine integrierte Fotozelle. Sie leitet einen Messwert der Umgebungslichtintensität an die Steuerung der

Hinderniskennzeichnung weiter, damit das Gefahrenfeuer zwischen Tag-, Dämmerungs- und Nachtmodus umgeschaltet werden kann.

### 3.5 Notstromversorgung

Die USV-Notstromversorgung für das Gefahrenfeuer ist eine Option, die vom Standort und von landesspezifischen Anforderungen abhängt. Die gewünschte Dauer USV-Notstromversorgung hängt von den landesspezifischen Anforderungen ab.

## 4 Blitzschutz

Das Gefahrenfeuersystem erfüllt mindestens die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz. Zusätzlich zur Einhaltung der strengen Prüfnormen verfügt die Einheit über einen eingebauten Überspannungsschutz.

## 5 Maße

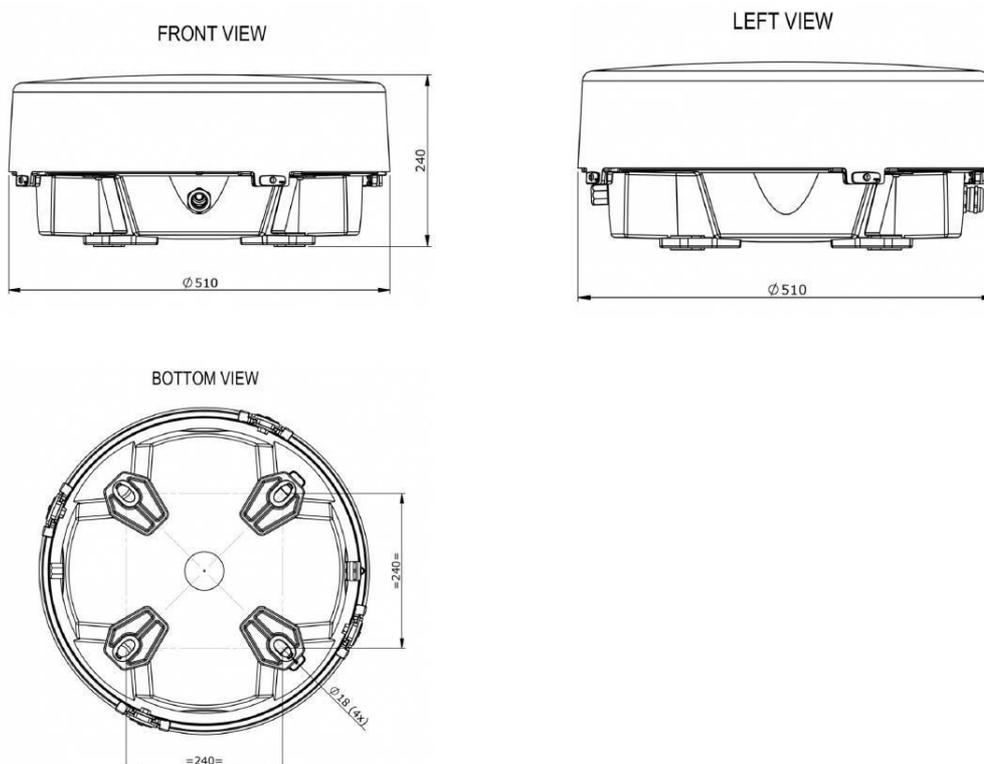


Abbildung 5-1: Gefahrenfeuer – Maße

## 6 Erklärungen und Zertifikate

WASSERSTRABEN- UND SCHIFFFAHRTSVERWALTUNG DES BUNDES  
**Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken**



### Zertifikat

nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift  
zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage  
bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz

Art des Feuers	IR-Feuer
Hersteller	Orga BV Strickledeweg 13 NL-3125 AT Schiedam
Typenbezeichnung	L550-GFW-ES-IRG-G

Aufgrund der technischen Überprüfung durch die Fachstelle der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung für Verkehrstechniken vom 17.08.2020 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen Anforderungen gemäß AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 24. April 2020 (BAnz AT 30.04.2020 B4 vom 30.04.2020) entspricht. Die Ergebnisse der lichttechnischen Prüfung sind im Prüfbericht LS230, vom 09.08.2020 dokumentiert.

Der Leuchtentyp darf, vorbehaltlich einer Änderung der genannten Anforderungen und unter Einhaltung eventueller Vorgaben auf Grund des Prüfprotokolls, zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen verwendet werden.

Koblenz, den 09.08.2020



*Polschinski*  
(Polschinski)



EU-Declaration of Conformity

Wij, Orga BV, verklaren geheel onder eigen verantwoordelijkheid dat het product  
We, Orga BV, declare under sole responsibility that the product

**AERONAUTICAL OBSTRUCTION LIGHT type L550**

waarop deze verklaring betrekking heeft, in overeenstemming is met de volgende  
norm(en) en andere normatie(f)(ve) document(en):  
to which this declaration relates is in conformity with the following standard(s) or other normative document(s) :

- NEN-EN-IEC 61000-6-2 : 2019
- NEN-EN-IEC 61000-6-4 : 2007
- IEC 61000-6-4 : 2018
- NEN-EN-IEC 60598-1 : 2015
- NEN-EN 50581 : 2012

In overeenstemming met de volgende (bepaling(en) (indien van toepassing):  
Following the provisions of directive(s) (if applicable):

**EMC-RICHTLIJN: 2014/30/EU**

EMC-DIRECTIVE: 2014/30/EU

**LAAGSPANNINGS-RICHTLIJN: 2014/35/EU**

LOW VOLTAGE DIRECTIVE: 2014/35/EU

**RoHS Richtlijn: 2011/65/EG**

ROHS DIRECTIVE: 2011/65/EC

  
P. Voorwald-Snijder  
Compliance Manager

Schiedam, 30/07/2019



EG045L450\_R06

**Orga BV**  
Strickledeweg 13  
3125 AT Schiedam  
The Netherlands  
  
**Postal address**  
P.O. Box 3046  
3101 EA Schiedam  
The Netherlands  
  
☎ +31 (0)10 208 5555  
☎ +31 (0)10 437 8445  
  
✉ info@orga.nl  
🌐 www.orga.nl

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0092-1255 VER 01

T05 0097-6802 Ver.01 - Approved- Exported from DMS: 2020-12-11 by INVOL

Restricted  
Document no.: 0067-0753 V01  
2018-07-26

# Allgemeine Spezifikation für Gefahrenfeuer, Sichtweitensensor, ORGA (SWS 200-N-AC)



V90-1.8/2.0 MW Mk 8–9  
V90-3.0 MW Mk 1–9  
V100-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10  
V105-3.3/3.45 MW Mk 2–3  
V110-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10  
V112-3.3/3.45 MW Mk 2–3  
V116-2.0 MW Mk 11B  
V116-2.1 MW Mk 11D  
V117-3.3/3.45 MW Mk 2–3  
V117-4.0/4.2 MW Mk 3E  
V120-2.0/2.2 MW Mk 11C  
V120-2.0/2.2 MW Mk 11D  
V126-3.3/3.45 MW Mk 2–3  
V136-3.45 MW Mk 3  
V136-4.0/4.2 MW Mk 3E  
V150-4.0/4.2 MW Mk 3E

Version Nr.	Datum	Änderungsbeschreibung
0055-7838.V02	13.10.2017	WEA Typ aktualisiert (Mk11B&C)
V03	2018-02-23	WEA Typ aktualisiert (Mk3E) changed CIP400 to CIP400-O-MV
V04	2018-07-26	WEA Typ aktualisiert (Mk11D)

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Abkürzungen und Fachbegriffe .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Allgemeine Beschreibung .....</b>	<b>3</b>
3.1	Daten des Gefahrenfeuers.....	3
3.2	Montage des Sichtweitensensors (SWS 200-N-AC).....	4
3.3	Betriebsstrategie.....	4
3.4	Hauptfunktionen.....	5
<b>4</b>	<b>Blitzschutz.....</b>	<b>5</b>
4.1	Kabel .....	5
<b>5</b>	<b>Abmessung .....</b>	<b>6</b>
5.1	Maßstabgetreue Zeichnung .....	6
5.2	Systemübersicht .....	8
<b>6</b>	<b>Zertifikate und Prüfberichte .....</b>	<b>10</b>

## 1 Abkürzungen und Fachbegriffe

Abkürzung	Erläuterung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
OVP	Überspannungsschutz

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Begriff	Erläuterung
Keine	

Tabelle 1-2: Erläuterung von Begriffen

## 2 Einleitung

In diesem Dokument wird der Wetter-Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC), der speziell für den Einsatz mit der Steuerung CIP400-O-MV / CIP400-O-F-MV / CIP400-OMV-P des Gefahrenfeuer systems (ORGA) entwickelt wurde, beschrieben.

## 3 Allgemeine Beschreibung

Der Sichtweitensensor (SWS200-N-AC) für das Gefahrenfeuer (ORGA) passt die Betriebshelligkeit des Gefahrenfeuers (ORGA) an die aktuell vorherrschenden Sichtbedingungen an.

### 3.1 Daten des Gefahrenfeuers

Parameter	Wert
Artikelnummer von Vestas	29058870
Typ	Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC)
Entspricht	RoHS und WEEE
Eingangsspannung	230 VAC
Eingangsfrequenz	50 Hz
Energieverbrauch	11 W (bei Enteisung +34 W)
Betriebstemperaturbereich (°C)	-40 bis +60 °C
Umweltschutzklasse	IP66
Betriebsfeuchte	0 – 100 % rF
EMV-Übereinstimmung	Mit EN 61326-1997, 1998, 2001
Messbereich (wählbar)	2-10-20-32-50 km
Messfehler	Weniger als 10 % bei 2 km
Misst die Sichtbarkeit	Meteorologischer Bereich: Nebel
Misst auch	Dunst, Rauch, Sand, Nieselregen, Regen,

Parameter	Wert
	Schnee
Niederschlagserkennungsauflösung	Regen: 0,015 mm/h Schnee: 0,0015 mm/h
Maximale Regenstärke	250 mm/h
Abmessungen in mm (L x B x H)	810 x 238 x 375
Gewicht (kg)	9 kg einschließlich Kabel (15 m)

*Tabelle 3-1: Technische Daten*

### 3.2 Montage des Sichtweitensensors (SWS 200-N-AC)

Der Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC) wird oben auf das Maschinenhaus montiert. Zu seiner Steuerung ist das erweiterte System CIP400 erforderlich. Siehe Abbildung 3-1 auf S. 4.



*Abbildung 3-1: Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC)*

### 3.3 Betriebsstrategie

Der Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC) misst die in der Luft enthaltenen Partikel. Es besteht eine positive Korrelation zwischen der Partikelanzahl und der Signalstärke des Empfängers. Die tatsächliche lokale Sichtweite wird an die Steuerung des Gefahrenfeuers (ORGA) übermittelt und die Lichtstärke wird dann entsprechend angepasst. Siehe Tabelle 3-2 auf S. 5.

Die Steuerung CIP400-O-MV / CIP400-O-F-MV / CIP400-OMV-P ist für den Sichtweitensensor (SWS200-N-AC) erforderlich, um die Betriebshelligkeit des Gefahrenfeuers an die gegenwärtig herrschenden Sichtbedingungen anzupassen.

Sichtweite [km]	Lichtstärke [%]
< 5	100
5 – 10	30
> 10	10

Tabelle 3-2: Lichtstärkenstufen

Der Sichtweitensensor (SWS200-N-AC) nutzt das Prinzip der Vorwärtsstreuung und misst die Sichtverhältnisse am Standort der Windenergieanlage. Siehe Abbildung 3-2 auf S. 5.

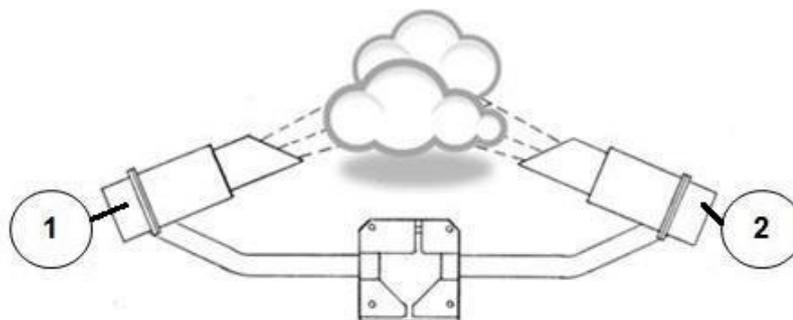


Abbildung 3-2: Sender und Empfänger

1 Sender

2 Empfänger

### 3.4 Hauptfunktionen

Die Hauptfunktionen des Sichtweitensensors (SWS 200-N-AC) sind:

- Kompakter Wetter-Sichtweitensensor (SWS200-N-AC), der speziell für den Einsatz mit der Steuerung CIP400-O-MV / CIP400-O-F-MV / CIP400-OMV-P des Gefahrenfeuersystems (ORGA) entwickelt wurde
- Einstellbare Betriebshelligkeit des Gefahrenfeuers
- Wählbarer Messbereich
- Erweiterte Selbsttest- und Wartungsinformationen

## 4 Blitzschutz

Zusätzlich zu den strengen Testnormen und dem eingebauten OVP erfüllt oder übertrifft das Gefahrenfeuer (ORGA) die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz.

### 4.1 Kabel

Der Sichtweitensensor (SWS200-N-AC) verfügt über ein (1) Kabel, das sowohl als Netz- als auch als Datenkabel dient.

- Standardlänge: 15 m
- Abmessungen: 14,5 mm
- Maximaler Biegeradius: 116 mm

## 5 Abmessung

### 5.1 Maßstabgetreue Zeichnung

Siehe Abbildung 5-1 auf Seite 6 und Abbildung 5-2 auf Seite 7 hinsichtlich der Abmessungen des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC).

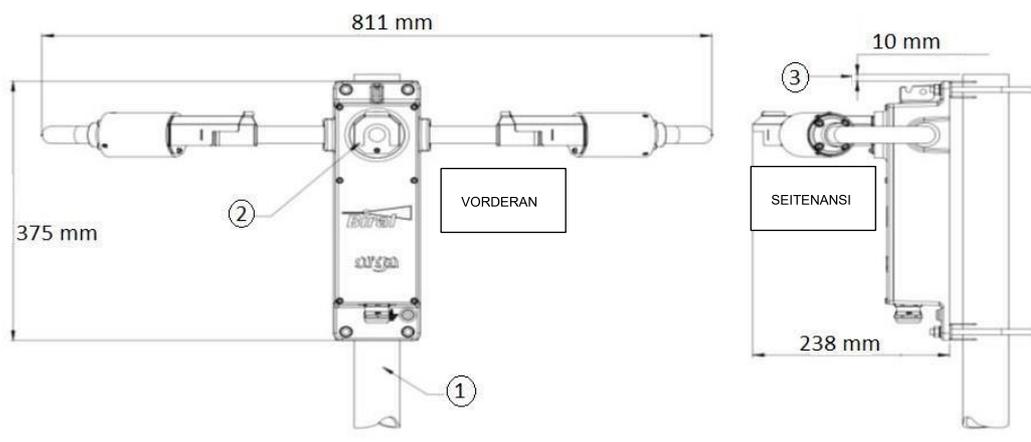


Abbildung 5-1: Abmessungen des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC)

- |  |                                      |
|--|--------------------------------------|
| <p><b>1</b> Im Lieferumfang enthalten: Montagemast,<br/>         Außendurchm.: min. 40 mm, max. 63,5 mm</p> <p><b>3</b> Max. Abstand zwischen Mastspitze und<br/>         Sensorkopf</p> | <p><b>2</b> Montierter Streukopf</p> |
|--|--------------------------------------|

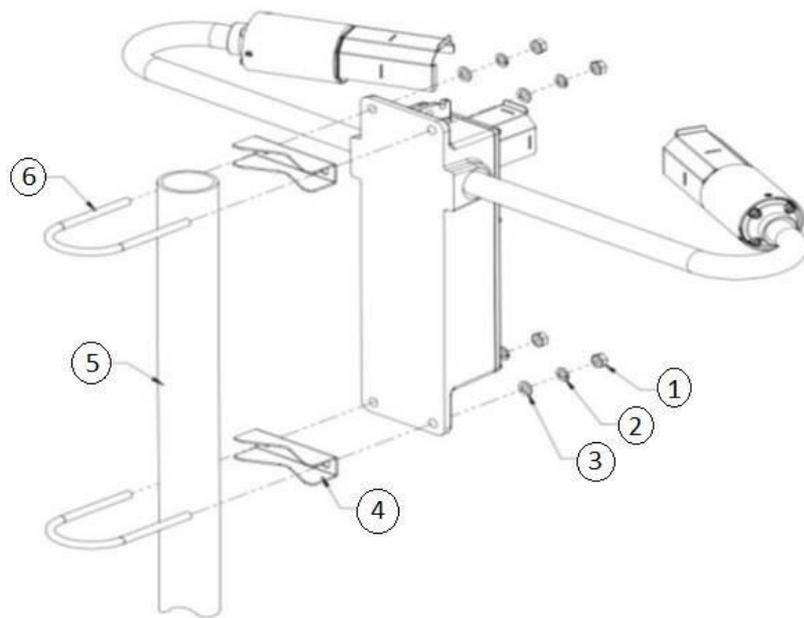


Abbildung 5-2: Komponenten des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC)

- |          |                        |          |   |
|----------|------------------------|----------|---|
| <b>1</b> | 4 x M8 Schraubenmutter | <b>2</b> | 4 x M8 Spannscheibe                         |
| <b>3</b> | 4 x M8 Unterlegscheibe | <b>4</b> | 2 x Sättel (Sättel müssen befestigt werden) |
| <b>5</b> | Montagemast            | <b>6</b> | 2 x U-Schrauben                             |



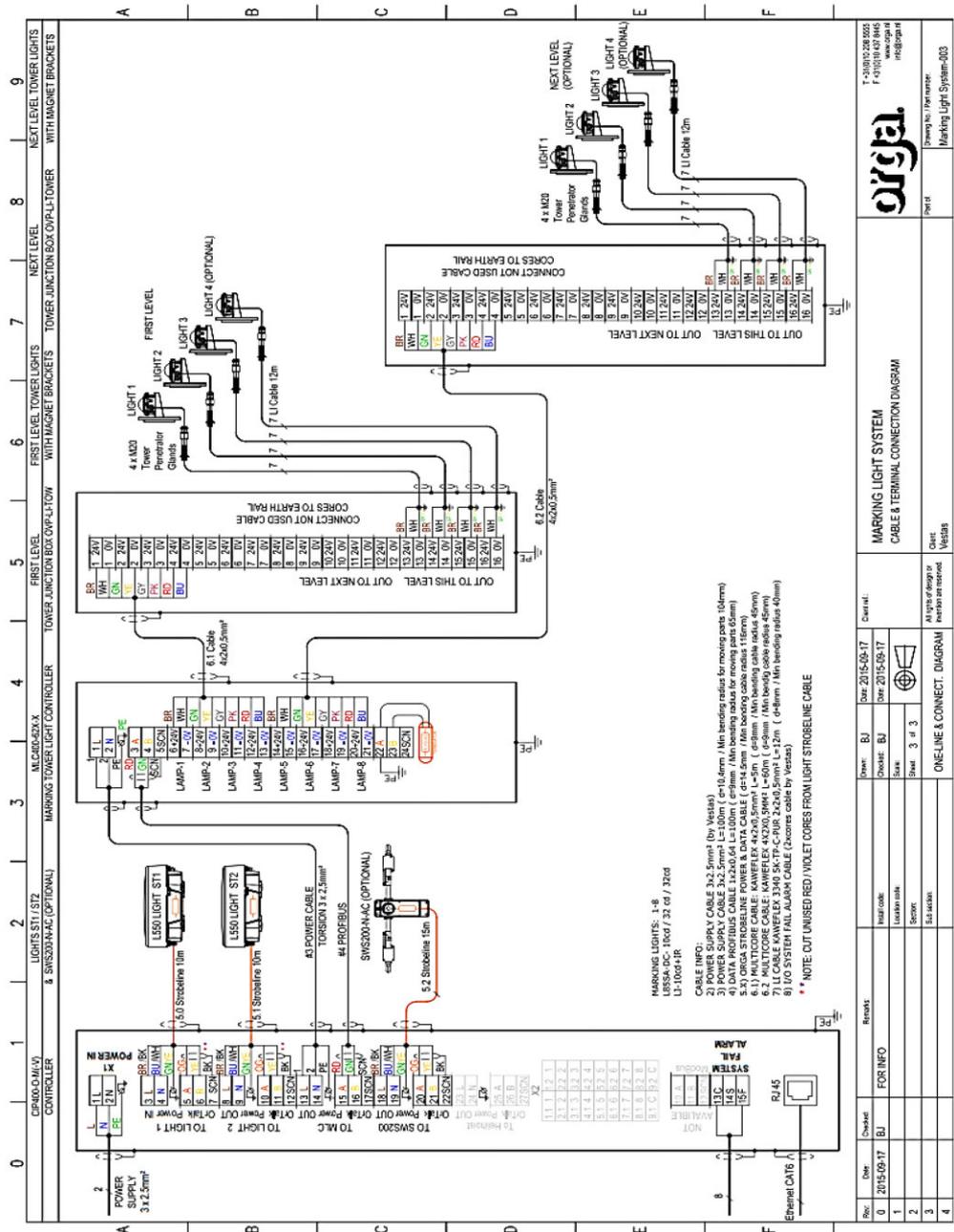


Abbildung 5-4: Markierungsleuchtersystem, Kabel- und Klemmen-Anschlussdiagramm

**6 Zertifikate und Prüfberichte**

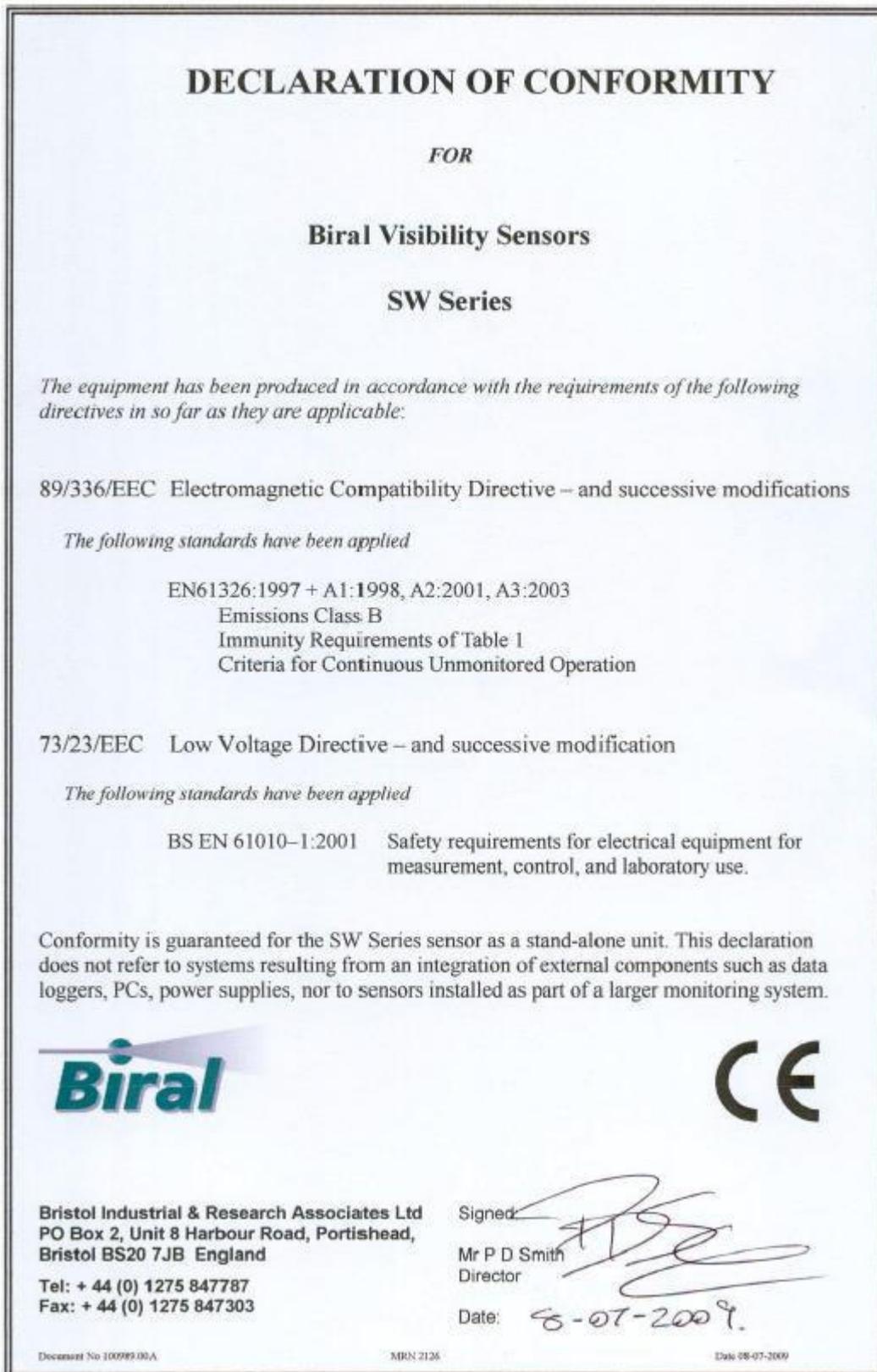


Abbildung 6-1: Biral SWS200-Konformitätserklärung

**Deutscher Wetterdienst**  
 Abteilung Messnetze und Daten  
 T123, Messsysteme  
 Frahmredder 95, D-22393 Hamburg



**Anerkennung von Sichtweitensensoren gemäß der Verwaltungsvorschrift der Bundesregierung, Drucksache 506/04 vom 16.6.2004, „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“**

## Sichtweitensensor Typ BIRAL SWS-200

Das Gerät des Typs **BIRAL SWS-200** entspricht auf Grund der am 06.04.09 durch die Firma GWU-Umwelttechnik GmbH eingereichten Gerätedokumentation den Anforderungen und ist damit zum Betrieb gemäß der o. a. Verwaltungsvorschrift anerkannt.

Die Anerkennung durch den DWD bezieht sich lediglich darauf, dass das Gerät mit den durch den Hersteller bezeichneten Eigenschaften geeignet für den genannten Einsatz ist. Der DWD macht keine Labor- oder Feldprüfung und keine regelmäßigen Inspektionen. Der Hersteller ist dafür verantwortlich, dass die Richtigkeit der bezeichneten Geräteeigenschaften gewährleistet ist und es obliegt dem Betreiber des Gerätes, die Betriebs- und Wartungsvorschriften gemäß den Herstellerangaben einzuhalten.

Der DWD haftet nicht für Schäden, die auf Grund der Benutzung des Gerätes entstehen können.

Hamburg, 20. November 2009

  
 (Dr. E. Lanzinger)

**Deutscher Wetterdienst**  
 Abteilung Messnetze und Daten  
 T123, Messsysteme  
 Frahmredder 95, D-22393 Hamburg



**Anhang: Anforderungen an den Sichtweitensensor**

**Hersteller:** Firma BIRAL  
**Gerätetyp:** SWS-200-Sensor  
**Versionsnr.:** Hardware 105200, Software SH100211, ab 23/3/2009  
 (Hardware, Software, Produktionsdatum)

	Mindestanforderung	Spezifiziert	Erfüllt (ja/nein)
<b>Messprinzip</b>	Vorwärtsstreuung	ja	Ja
<b>Messbereich</b>	50m - 20km	<10m - 20km	Ja
<b>Auflösung</b>	< Messunsicherheit	10 m	Ja
<b>Messunsicherheit</b>			
im Bereich < 500m	± 50m	± 50 m	Ja
im Bereich 500-5000m	± 10%	± 10 %	
im Bereich > 5000m:	± 20%	± 20 %	
<b>Außentemperaturbereich</b>	-30°C - +50°C	-30 bis +50°	Ja
<b>Außenfeuchtebereich</b>	0 - 100 % RH	0 - 100%	Ja
<b>IP-Schutzklasse</b>	min. IP54	IP-65	Ja
<b>Mittelungs- und Ausgabeintervall</b>	einstellbar	ja	Ja
<b>Schutz gegen Störung durch Fremdlicht (Sonnenlicht, künstliches Licht, Bodenalbedo)</b>	vorhanden	ja	Ja
<b>Maßnahmen gegen Schnee- und Eisansatz an der Optik</b>	vorhanden	Heizung an den Optiken und zzgl. Sensorkopfheizung	Ja
<b>Wartungsintervall</b>	≥ 6 Monate	≥ 6 Monate	Ja
<b>Selbsttesteinrichtung (Sender, Lichtquelle, Empfänger, Elektronik, Zustand Fenster)</b>	vorhanden	Ja	Ja
<b>Kompensation von Leistungsminderungen und Verschmutzungen</b>	vorhanden	Ja	Ja
<b>Ausgabe von Statusmeldungen</b>	vorhanden	Ja	Ja
<b>Zeitliche Mittelung</b>	einstellbar	Ja	Ja
<b>CE-Kennzeichnung</b>	vorhanden	Ja	Ja
<b>Einstellzeit</b>	<60sec bei 90% sprunghafter Änderung	30 Sekunden	Ja

Abbildung 6-3: DWD BIRAL SWS200-Zertifikat – Seite 2 von 2

Restricted  
Dokumentennr.: 0076-7078 V00  
23.02.2018

# Allgemeine Spezifikation

## Gefahrenfeuer

### Turm MLC400 2 x 4 x 10 cd + IR



Angaben Gefahrenfeuer Turm einer  
V162-5.6MW liegen uns derzeit nicht vor  
-Exemplarisch die Angaben einer V150-4.0/4.2MW-

V90-1.8/2.0 MW Mk 8-9  
V90-3.0 MW Mk 1-9  
V100-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10  
V105-3.3/3.45 MW Mk 2-3  
V110-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10  
V112-3.3/3.45 MW Mk 2-3  
V116-2.0 MW Mk 11B  
V117-3.3/3.45 MW Mk 2-3  
V117-4.0/4.2 Mk 3E  
V120-2.0/2.2 MW Mk 11C  
V126-3.3/3.45 MW Mk 2-3  
V136-3.45 MW Mk 3  
V136-4.0/4.2 MW Mk 3E  
V150-4.0/4.2 MW Mk 3E

Version Nr.	Datum	Änderungsbeschreibung
03	23.02.2018	Windenergieanlagentyp Mk 3E aktualisiert.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Abkürzungen und technische Begriffe</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Allgemeine Beschreibung</b> .....	<b>3</b>
3.1	Komponentenübersicht .....	4
3.2	Kabel .....	5
3.3	Daten des Gefahrenfeuers .....	5
3.4	Montagehalterungen .....	6
3.5	Alarm .....	6
3.6	Hauptfunktionen.....	6
<b>4</b>	<b>Blitzschutz</b> .....	<b>6</b>
<b>5</b>	<b>Abmessung</b> .....	<b>7</b>
5.1	Maßstabgetreue Zeichnung .....	7
5.2	Systemübersicht .....	8
<b>6</b>	<b>Zertifikate und Prüfberichte</b> .....	<b>9</b>

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 00566-0855 VER 03

T05 0076-7078 Ver.00 - Approved - Exported from DMS: 2018-07-05 by INVOL

## 1 Abkürzungen und technische Begriffe

Abkürzung	Erläuterung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
IR	Infrarot
OVP	Überspannungsschutz
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (System zur Prozesssteuerung und Datenerfassung)

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Begriffe	Erläuterung
Keine	

Tabelle 1-2: Begriffe

## 2 Einleitung

Dieses Dokument beschreibt die Optionen für Gefahrenfeuer am Turm für Vestas-Windenergieanlagen. Die von Vestas gelieferten Gefahrenfeuer sind vollständig in die Elektrik und das SCADA-Überwachungssystem integrierte mechanische Montageoptionen.

## 3 Allgemeine Beschreibung

Das Gefahrenfeuersystem des Turms besteht aus den folgenden Komponenten:

- Steuereinheit (MLC400-62B-8)
- 2 x Anschlusskasten mit OVP (OVP-LI-TOW)
- 8 x Turmfeuer (LI-10-IR-DC)
- Kabel für den Anschluss aller Elemente
- Mit Magneten befestigte Montagehalterungen

Das Turmfeuer (LI-10-IR-DC) ist ein konstant leuchtendes Gefahrenfeuer geringer Lichtstärke. Die Turmfeuer (LI-10-IR-DC) werden in magnetisch befestigten Halterungen um den Turm herum montiert.

Die Steuereinheit (MLC400-62B-8) wird mit einer 230-V-Wechselstromversorgung von der CIP400-Einheit betrieben. Die Steuereinheit (MLC400-62B-8) verfügt über einen integrierten Transformator. Der integrierte Transformator hat eine 230-V-Wechselstrom-Primärversorgung und eine 24-V-Gleichstrom-Sekundärversorgung. Das Turmfeuer (LI-10-IR-DC) wird mit 24 VDC versorgt.

### 3.1 Komponentenübersicht



Abbildung 3-1: Steuereinheit (MLC400-62B-8) für Begrenzungsfeuer, bis zu acht Elemente

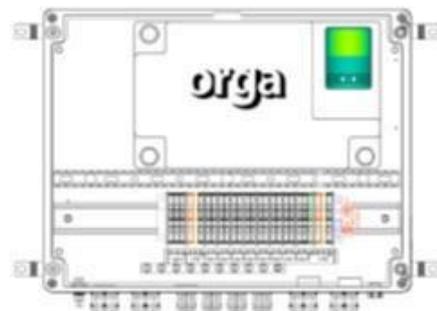


Abbildung 3-2: Interne Ansicht der Steuereinheit (MLC400-62B-X)



Abbildung 3-3: Anschlusskasten OVP-LI-TOW (mit Überspannungsschutz) für vier Turmfeuer (LI-10-IR-DC)

Für jede Ebene ist ein Anschlusskasten OVP-LI-TOW erforderlich.



Abbildung 3-4: Turmfeuer (LI-10-IR-DC)

### 3.2 Kabel

- Stromkabel von CIP zu MLC: 3 x 2,5 mm
- Der Querschnitt der Profibus-Datenkabel von CIP zu MLC beträgt 2 x 0,5 mm<sup>2</sup>.
- Der Querschnitt des Spannungsversorgungskabels von MLC zum Anschlusskasten OVP-LI-TOW beträgt 4 x 2 x 0,5 mm<sup>2</sup> (erste Ebene).
- Der Querschnitt des Spannungsversorgungskabels vom Anschlusskasten OVP-LI-TOW zum Turmfeuer (LI-10-IR-DC) beträgt 2 x 2 x 0,5 mm<sup>2</sup> (erste Ebene).
- Der Querschnitt des Spannungsversorgungskabels von MLC zum Anschlusskasten OVP-LI-TOW beträgt 4 x 2 x 0,5 mm<sup>2</sup> (zweite Ebene).
- Der Querschnitt des Spannungsversorgungskabels vom Anschlusskasten OVP-LI-TOW zum Turmfeuer (LI-10-IR-DC) beträgt 2 x 2 x 0,5 mm<sup>2</sup> (zweite Ebene).

### 3.3 Daten des Gefahrenfeuers

Parameter	Wert
Artikelnummer von Vestas	29061228
Typ	Gefahrenfeuer, Turmbeleuchtung (MLC400)
Norm	ICAO
Eingangsspannung	230 VAC
Energieverbrauch	32 W für acht Turmbeleuchtungen
Überspannungsschutzklasse	IEC 61643-1
Betriebstemperaturbereich (°C)	-40 bis +60 °C
Umweltschutzklasse	IP66
Blinkt ein Mal pro Minute	Leuchtet kontinuierlich

Parameter	Wert
Farbe	Rot + IR

Tabelle 3-1: Technische Daten

Artikelnummer	Leuchtstärke	Turmfeuer (LI-10-IR-DC) pro Reihe	Reihen	Land
29061228	10 cd + IR	4	2	-

Tabelle 3-2: Turmfeuer (LI-10-IR-DC)

### 3.4 Montagehalterungen

Die Gefahrenfeuer sind mit Magneten auf Halterungen befestigt und um den Turm herum angebracht.

### 3.5 Alarm

Das Gefahrenfeuer erhält über einen Profibus-Anschluss ein Alarmsignal, das in der CIP400-Einheit festgestellt und verwendet werden kann.

### 3.6 Hauptfunktionen

- Zwei Ebenen des Gefahrenfeuers am Turm umfassen 8 Turmfeuer (LI-10-IR-DC) (4 auf jeder Ebene) geringer Lichtstärke und Halterungen.
- Strom und alarmgeschirmte Kabel.
- Steuerung der Turmbeleuchtung zur Integration in die CIP400-Einheit.
- In das Bedienfeld integrierter Überspannungsschutz.

## 4 Blitzschutz

Das Gefahrenfeuersystem erfüllt mindestens die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz. Neben den hohen Prüfnormen verfügt die Einheit über einen eingebauten Überspannungsschutz.

## 5 Abmessung

### 5.1 Maßstabgetreue Zeichnung

Bezüglich der Abmessungen der Turmfeuer (LI-10-IR-DC) siehe Abbildung 5-1 auf S. 7.

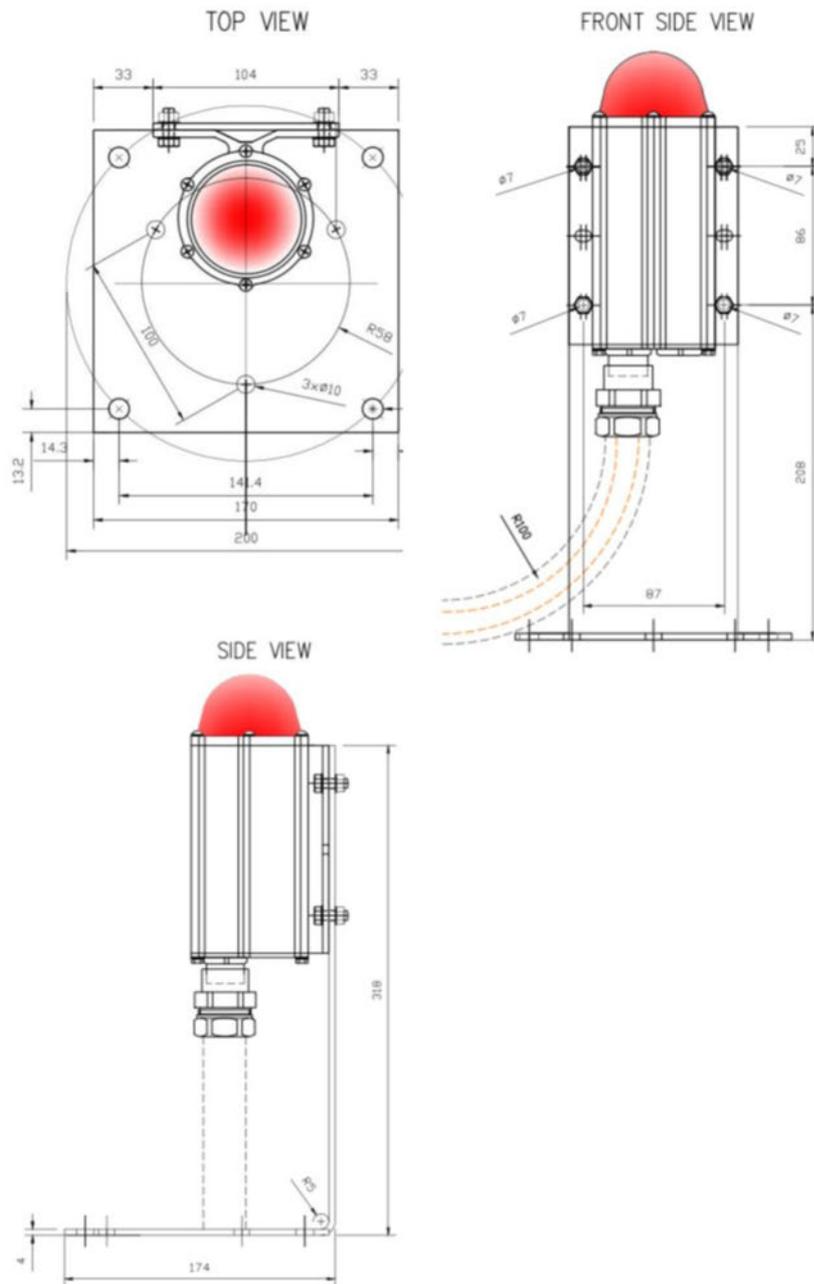


Abbildung 5-1 Abmessungen der Turmfeuer (LI-10-IR-DC)



Gefahrenfeuer

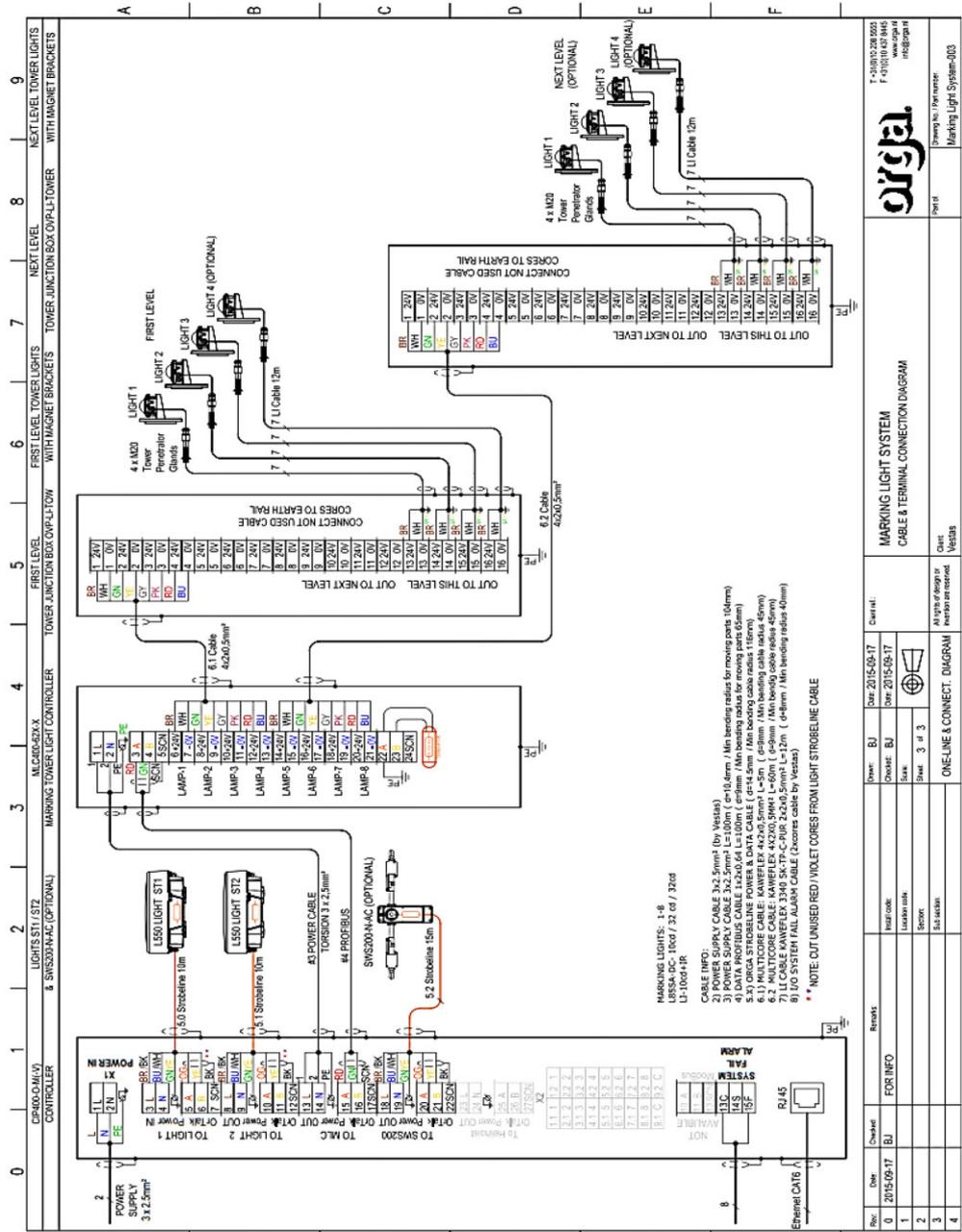


Abbildung 5-3 Markierungsleuchtensystem, Kabel- und Klemmen-Anschlussdiagramm

6 Zertifikate und Prüfberichte

Dieses Dokument wurde in Übereinstimmung mit den Anforderungen des ICAO-Standards erstellt.



## **Beschreibung**

### **bedarfsgerechte bzw. bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung – BNK**

#### Interne Einschätzung

Unser Unternehmen hat gemeinsam mit den verschiedenen System-Anbietern und den WEA-Herstellern die Möglichkeiten der bedarfsgerechte/bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen (BNK) geprüft.

Wir befinden uns derzeit in der Auswertung und arbeiten an einer fristgerechten Umsetzung.

Mit der Neufassung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) wurden die technischen Anforderungen an die gesetzlich vorgeschriebene Nachtkennzeichnung überarbeitet. Hierzu gehört auch, dass die Nachtkennzeichnung künftig durch Transpondersignale aktiviert werden darf, die von Luftfahrzeugen ausgesendet und den Windenergieanlagen empfangen werden.

Die SAB Projektentwicklung GmbH & Co KG. plant, zukünftig ihre Windparks mit diesem System auszustatten.

Das BNK-System wird entweder direkt an einer der Anlagen im Windpark verbaut (Masteranlage) oder mittig zwischen zwei oder mehreren Windparks platziert (z.B. auf einem hohen Gebäude) um möglichst viele WEAs einzubinden. Das System ist als Nebeneinrichtung der Anlage zu betrachten (Konzentrationswirkung).

#### 16.1.7.6 Nachforderung 21:

##### **Angaben zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung**

##### **Beschreibung bedarfsgerechte bzw. bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung - BNK**

Auf Basis des Energiesammelgesetzes (EnSaG) sowie der neu gefassten Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) hat die Antragstellerin die SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG eine Bewertung der technischen Lösungen für die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) vorgenommen.

Unter Berücksichtigung dieser Analyse beabsichtigt die SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG den neu geplanten Windpark Krinitz-Steese mit einem Transpondersystem auszustatten.

Hierfür werden entsprechende Liefer-/Betriebsverträge mit einem Technologieanbieter abgeschlossen, der bereits über ein zertifiziertes bzw. baumustergeprüftes System verfügt oder es wird ein BNK-System gewählt, welches direkt vom Anlagenhersteller als Option angeboten wird.

Zum jetzigen Zeitpunkt steht noch nicht fest, welches transponderbasierte System für die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung der Windenergieanlagen eingebaut wird. Beispielhaft werden Unterlagen des Systems der Firma Lanthan Safe Sky GmbH eingereicht, dieses oder ein vergleichbares System wird zum Einsatz kommen.

Das System besteht aus einer Detektionseinheit (Masteranlage) und einer Signalübergabe-Einheit und wird in enger Abstimmung mit dem Hersteller der Windenergieanlagen direkt im Windpark verbaut, so dass der technisch vorgegebene Wirkradius der beiden Einheiten bestmöglich ausgenutzt wird. Das BNK-System ist als Nebeneinrichtung der Anlage zu betrachten (Konzentrationswirkung).

Vor Inbetriebnahme der Windenergieanlagen legt die Antragstellerin SAB Projektentwicklung GmbH & Co der Genehmigungsbehörde die für das verwendete BNK-System notwendigen Unterlagen und Nachweise vor und beantragt dies als Genehmigungsvorbehalt / aufschiebende Bedingung in den Genehmigungsantrag mit aufzunehmen.

- allgemeine Anerkennung des BNK-Systems (sog. Baumusterprüfung)
- Konformitätserklärung der Deutschen Flugsicherung (DFS)
- standortspezifische Zustimmung der Landesluftfahrtbehörde auf der Grundlage eines Gutachtens der DFS oder eines akkreditierten Unternehmens (z.B. Airsight GmbH)

# Produktbeschreibung

Lanthan Safe Sky Transponder BNK STHDS 4.0

Datum: 29.10.2020  
Version: 09  
Classification: Confidential

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis.....	3
1 Index.....	4
2 Einleitung .....	5
3 Generelle Systembeschreibung .....	7
3.1 ATS-3.....	8
3.2 ATS-4.....	12
3.3 Blitzschutzkonzept.....	13
3.4 ATS-Server .....	15
4 Systemauslegung .....	15
4.1 Reichweiten .....	15
4.2 Systemintegration .....	15
4.3 Hardware .....	16
4.4 Web-Interface.....	16

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schema zur technischen Umsetzung der Transponder-BNK (mit redundanter LTE-Verbindung).....	7
Abbildung 2: Schema zur technischen Umsetzung der Transponder-BNK (ATS-4 an zentralem Signal-Einspeisepunkt) .....	8
Abbildung 3: ATS-Schaltschrank.....	9
Abbildung 4: LTE-Antenne mit Halterung .....	10
Abbildung 5: ATS-Antennen mit Montageoption an horizontaler Komponente.....	11
<b>Abbildung 6: ATS-Antennen mit Montageoption an vertikaler Komponente .....</b>	<b>12</b>
Abbildung 7: Gasentlader .....	14
Abbildung 8: Login Seite des Lanthan Safe Sky Webportals .....	16

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Eigenschaften des ATS-3.....	9
Tabelle 2: Technische Eigenschaften des ATS-4.....	13

## 1 Index

Revision	Änderungen	Autor	Datum	Geprüft	Datum
01	Erstellung	Marc Förderer Gerd Möller Steven Siemen	26.07.2019	Mitja Klatt	29.07.2019
02	Aktualisierung	Johannes Garrecht	24.09.2019	Gerd Möller	24.09.2019
03	Aktualisierung	Steven Siemen	20.01.2020	Mitja Klatt	22.01.2020
04	Aktualisierung, Ergänzung	Marten Seifert	20.05.2020	Lennard Klümper	22.05.2020
05	Anpassung an QM- Maske	Lennard Klümper	25.05.2020	Marten Seifert	25.05.2020
06	Änderungen an 4.1 und 4.5	Marten Seifert	23.06.2020	Lennard Klümper	25.06.2020
07	Diverse Fehler Classification	Olaf Schultz	02.07.2020	Lennard Klümper	02.07.2020
08	Erläuterung Lanthan Safe Sky GmbH	Lennard Klümper	15.10.2020	Andrea Rohde	15.10.2020
09	Änderungen	Marc Förderer	27.10.2020	Olaf Schultz	29.10.2020

## 2 Einleitung

Mit dem Beschluss des Energiesammelgesetz (EnSaG) Ende 2018 sowie der damit zusammenhängenden verpflichtenden Einführung der fristgerechten Einrüstung eines Systems zur Bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) kommen auf die Betreiber von Windenergieanlagen kurzfristig neue Anforderungen zu.

Unter anderem resultiert daraus die Umsetzungspflicht für die Ausstattung von Windenergieanlagen (WEA) an Land und auf See mit einer Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Luftfahrthindernissen gemäß § 9 Absatz 8 des EEG 2017 bis zum Ablauf des 30.06.2021, um den Anspruch auf die Marktprämie nach EEG aufrecht zu erhalten. Die Ausgestaltung der Anforderungen an die BNK erfolgt durch die Allgemeine Verwaltungsvorschrift für die Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (nachfolgend als AVV Kennzeichnung bezeichnet) und wird durch das, in dieser Produktbeschreibung vorgestellte, BNK-System vollumfänglich erfüllt.

Lanthan und AIR Avionics kooperieren bereits seit einigen Jahren in der transponderbasierten Erkennung von Luftfahrzeugen für die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung von Luftfahrthindernissen (hier kurz: BNK). Hierbei werden Signale, die Luftfahrzeuge aussenden, u.a. sog. Transpondersignale, genutzt, um die Distanz von Luftfahrzeugen zu Hindernissen und damit den Kennzeichnungsbedarf eines Luftfahrthindernisses zu bestimmen. In Deutschland wird seit 2008 die transponderbasierte BNK für einen Hubschrauberlandeplatz der Bundespolizei erfolgreich angewandt. Testinstallationen in Österreich für Windenergieanlagen und Seilbahnen sind ebenfalls erfolgreich umgesetzt worden. In den Jahren 2019 und 2020 wurden mehrere Transponder-BNK Systeme installiert. Die Anzahl an installierten Systemen nimmt seither rapide zu. Mit allen diesen Systemen werden dauerhaft Daten gewonnen und ausgewertet, sodass deren Leistungsfähigkeit durch regelmäßige Updates laufend erhöht werden kann.

Seit Beginn des Jahres 2019 wird das Team aus Lanthan und AIR Avionics durch das, in der On- und Offshore-Windenergie, erfahrene Ingenieurbüro RECASE Regenerative Energien GmbH ergänzt.

Im April 2020 konnte die BNK-Kompetenz der Firmen Lanthan, AIR Avionics und RECASE durch Gründung der Lanthan Safe Sky GmbH gebündelt werden.

Die Lanthan Safe Sky GmbH hat für ihr System am 18.08.2020 die Baumusterprüfung nach der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020 erhalten.

### 3 Generelle Systembeschreibung

Die technische Umsetzung der BNK mit Transponderempfängern erfolgt in zwei möglichen Systemanordnungen. In beiden Fällen kommunizieren anlagenseitig installierte Komponenten mit einer zentralen Serverinfrastruktur (siehe Abbildung 1 und Abbildung 2). Diese Serverinfrastruktur (Lanthan Safe Sky Server oder ATS-Server) gibt den Schaltbefehl, sobald ein Luftfahrzeug im relevanten Bereich erkannt wurde. Die Überwachung des Luftraums rund um den Windpark wird durch Verkehrsempfänger (ATS-3) realisiert. Befindet sich kein ATS-3 auf einer Anlage, so wird das Schalten der Befuerung durch Schnittstellenmodule (ATS-4) bewerkstelligt.

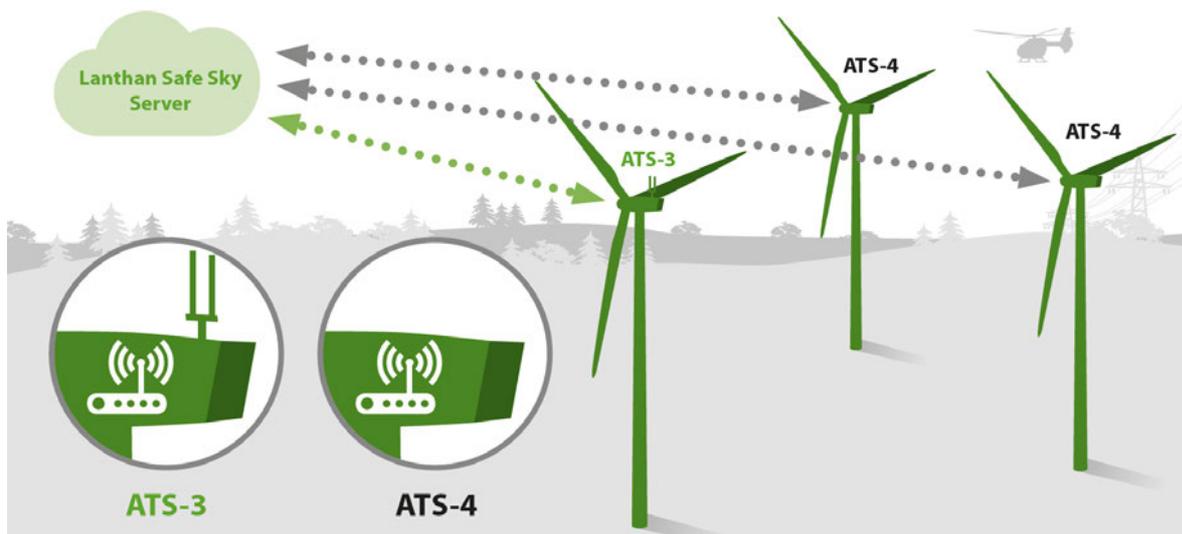


Abbildung 1: Schema zur technischen Umsetzung der Transponder-BNK (mit redundanter LTE-Verbindung)

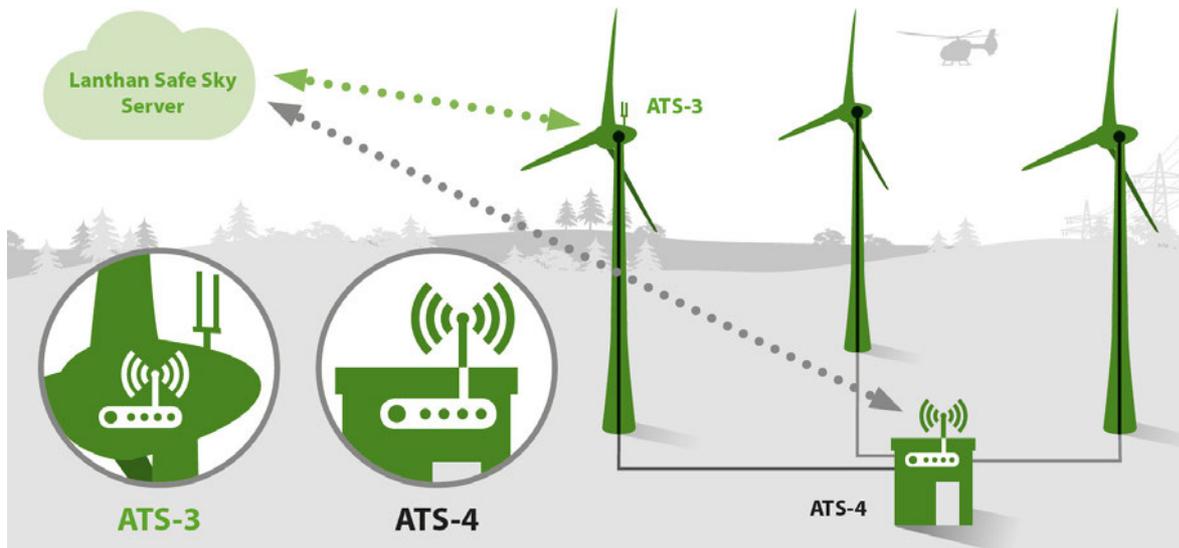


Abbildung 2: Schema zur technischen Umsetzung der Transponder-BNK (ATS-4 an zentralem Signal-Einspeisepunkt)

### 3.1 ATS-3

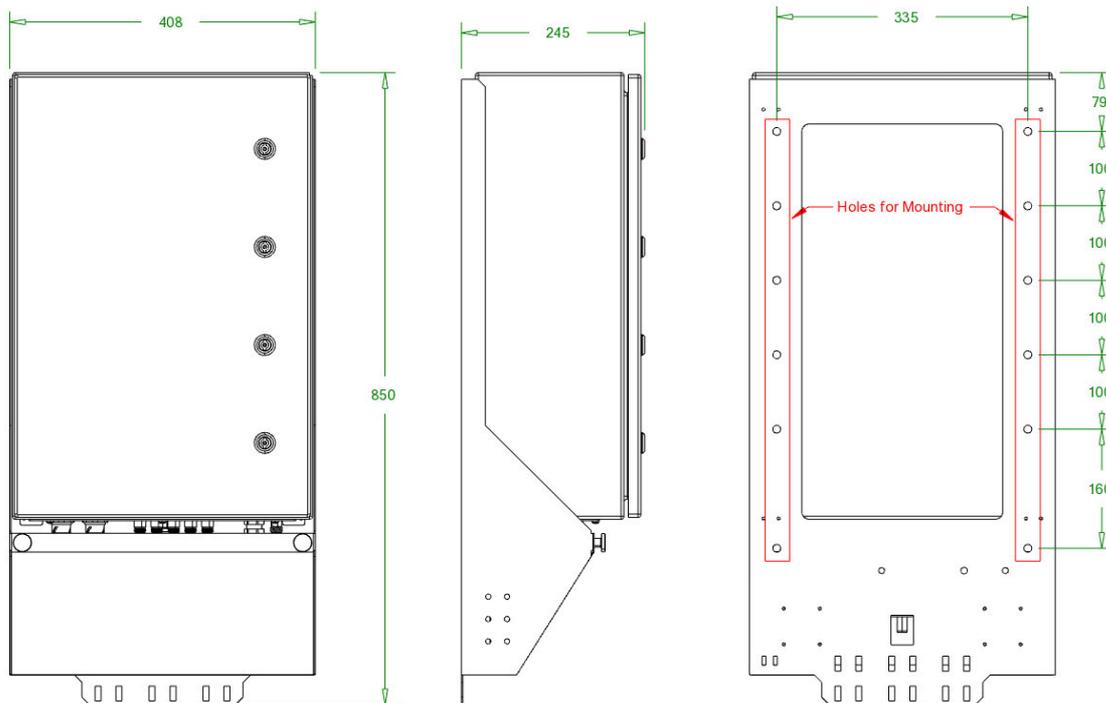
Der ATS-3 ist eine Detektionseinheit für den Flugverkehr. Der ATS-3 verfügt über Empfänger für Signale, die von Luftfahrzeugen ausgesendet werden. Neben Transpondersignalen werden zusätzlich weitere Signale zur Verbesserung der Detektion verwendet. Das System besteht aus einer Reihe an Empfangsantennen und einem Schaltschrank mit dazugehöriger Signalverarbeitungs- und Steuerungskomponente. Die Kommunikation der ATS-3 Empfangseinheit mit dem zentralen ATS-Server erfolgt über eine redundant ausgelegte LTE-Mobilfunkverbindung oder alternativ über eine bauseitig bereitgestellte Breitband-Internetverbindung im Windpark. Das BNK Steuersignal kann der Flugbefehrerung über potentialfreie Kontakte oder Kommunikationsprotokolle, wie z.B. Modbus/TCP, bereitgestellt werden.

Der ATS-3 verfügt über Sicherheitsfunktionen, z.B. die Prüfung des eigenen Systemzustands sowie redundant ausgelegte Kommunikationskanäle. Zusätzlich beinhaltet der ATS-3 umfangreiche Selbsttestfunktionen, die bei Ausfall die Unterdrückung der Kennzeichnung unterbinden.

Des Weiteren verfügt der ATS-3 über Schnittstellenfunktionen zur Ansteuerung der Befehrerung, sodass in einer WEA, in der ein ATS-3 installiert wurde, kein ATS-4 mehr erforderlich ist.

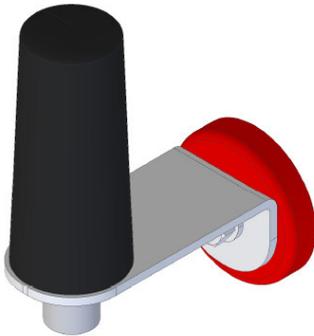
Eigenschaften	ATS-3
Gehäusemaße	408x850x245mm (BxHxT)
Gewicht	max. 20 kg
Versorgungsspannung	230 V AC (50 Hz)
Eingangssicherung	B 6 A
Verfügbare Schnittstellen	Ethernet/RJ45  LWL  24V-Signal/potentialfreie Kontakte

**Abbildung 1: Technische Eigenschaften des ATS-3**



**Abbildung 3: ATS-Schaltschrank**

Abbildung 4 stellt die LTE-Antenne dar, die in der Nähe des ATS-Schaltschranks im Maschinenhaus montiert wird. In Einzelfällen, wenn eine Signalabschwächung aufgrund des verwendeten Maschinenhaus-Materials (z.B. Stahl-Maschinenhaus) erwartet wird, erfolgt projektspezifisch eine Verlagerung der LTE-Antenne auf das Maschinenhausdach.

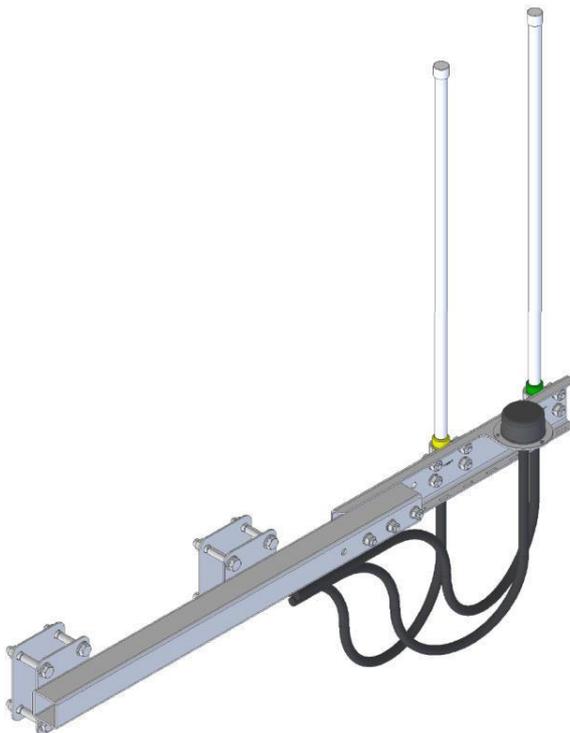


**Abbildung 4: LTE-Antenne mit Halterung**

Die Empfangsantennen werden auf dem Dach des Maschinenhauses der WEA montiert. Die Montage der Antennen kann projektspezifisch angepasst werden und an unterschiedlichen Komponenten (wie z.B. Wettermast) erfolgen. Zwei Beispiele sind [Abbildung 5](#) und

[Abbildung 6](#) zu entnehmen.

Durch bereits vorhandene oder neu zu herzustellende Kabeldurchführungen wird die Verbindung der Antennen zur Hardware der Empfängereinheit hergestellt. Die Empfängereinheit befindet sich im ATS-Schaltschrank, der mit unterschiedlichen Befestigungsmöglichkeiten im Maschinenhaus der WEA befestigt werden kann.



[Abbildung 5](#): ATS-Antennen mit Montageoption an horizontaler Komponente

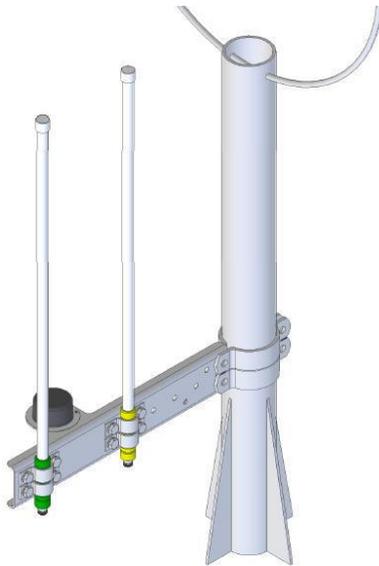


Abbildung 6: ATS-Antennen mit Montageoption an vertikaler Komponente

### 3.2 ATS-4

Der ATS-4 ist eine Schnittstelleneinheit, die Steuerungsbefehle (auch BNK Signale genannt) erhält und an die Befeuerung weitergibt. Der ATS-4 empfängt Steuerbefehle von der ATS-Server Infrastruktur und gibt diese an die Befeuerung der WEA weiter. Die Kommunikation der ATS-4 Schnittstelleneinheit mit dem zentralen ATS-Server erfolgt über eine redundant ausgelegte LTE-Mobilfunkverbindung oder alternativ über eine bauseitig bereitgestellte und verfügbare (physikalische Schnittstelle) Breitband-Internetverbindung im Windpark. Das BNK Steuersignal kann der Flugbefeuerung über potentialfreie Kontakte oder Kommunikationsprotokolle, wie z.B. Modbus/TCP, bereitgestellt werden.

Eigenschaften	ATS-4
Gehäusemaße	600x400x230mm (HxBxT)
Gewicht	Max. 20 kg
Versorgungsspannung	230 V AC (50 Hz)
Eingangssicherung	B 6 A
Verfügbare Schnittstellen	Ethernet/RJ45  LWL  24V-Signal/potentialfreie Kontakte

**Table 2: Technische Eigenschaften des ATS-4**

Der ATS-4 Schaltschrank entspricht von außen betrachtet dem ATS-3 in Abbildung 3. Die LTE-Antenne für den ATS-4 entspricht der in Abbildung 4 dargestellten Antenne.

Der ATS-4 wird auch für die Signalübertragung in Mischparks verwendet. Es wird dann entweder jeweils ein ATS-4 pro WEA Typ benötigt, unter der Voraussetzung, dass im entsprechenden WEA Typen eine Signalverteilung möglich ist. Der ATS-4 kann flexibel an die unterschiedlichen Schnittstellen vieler verschiedener WEA angepasst werden. Als Alternative ist es in manchen Fällen möglich, mehrere Schnittstellen in einer ATS-4 Hardware abzubilden. Zusätzlich verfügt der ATS-4 über weitere Steuer- und Rückmeldefunktionen, u.a. für Infrarotbefeuern.

Der ATS-4 verfügt über Sicherheitsfunktionen, z.B. die Prüfung des eigenen Systemzustands sowie redundant ausgelegte Kommunikationskanäle.

Der ATS-4 befindet sich in einem Schaltschrank, der mit unterschiedlichen Befestigungsmöglichkeiten im Maschinenhaus der WEA befestigt werden kann.

### 3.3 Blitzschutzkonzept

#### 3.3.1 Generell

Für alle Einbauten der ATS-3 und ATS-4 Hardware im WEA Maschinenhaus, Turmfuß oder der Übergabestation erfolgt ein Anschluss an die Potentialausgleichschiene. Des Weiteren ist die Spannungsversorgung gegen primärseitig auftretende Überspannungen durch einen integrierten Feinschutz geschützt. Alle nachfolgenden beschriebenen Elemente sind ebenfalls

mittels ausreichend dimensionierter Leitungen an den anlagenseitigen Potentialausgleich angeschlossen.

### 3.3.2 Externe Antennen

Die Antennen des ATS-3 Systems sind aufgrund ihrer exponierten Lage einer latenten Blitzschlaggefahr ausgesetzt, welche ohne Schutzmaßnahmen zu Schäden an Systemkomponenten führen kann.

Daher wird der Montageort für Antennen in Abstimmung mit dem WEA Hersteller unter Beachtung der entsprechenden Blitzschutz zonen im Rahmen der Projektierung sorgfältig ausgewählt.

Um Schäden an Systemkomponenten zu vermeiden, kommen verschiedene Schutzelemente mit aufeinander abgestimmter Selektivität zum Einsatz.

Generell sind alle HF-Eingänge der ATS-Systemkomponenten zusätzlich zu den nachfolgend beschriebenen Schutzelementen mit einer hochvoltfesten Schutzbeschaltung versehen.

#### 3.3.2.1 LTE- bzw. GPS-Antennen

Zwischen GPS-Antenne bzw. extern montierter LTE-Antenne und ATS-3 Schaltschrank kommen hierzu Überspannungsschutzelemente mit Gasentlader zum Einsatz.



Abbildung 7: Gasentlader

#### 3.3.2.2 Flarm- bzw. 1090 MHz-Antennen

Der Blitzschutz des Verkehrsempfängers erfolgt mittels geeigneter Bandpassfilter, die in die jeweilige Antennenleitung eingeschleift werden. Neben einer Reduzierung des Störpegels auf der Nutzfrequenz erfolgt durch den Einsatz dieser Komponenten eine galvanische Trennung zwischen Filterein- und ausgang. So wird ein wirksamer Blitzschutz erreicht.

### 3.4 ATS-Server

Für den Betrieb der BNK wird eine Serverinfrastruktur bereitgestellt. Diese übernimmt die Verarbeitung, Speicherung und Verwaltung von Daten (Verkehrsdaten der einzelnen Empfängerantennen und BNK-Schaltungen der Flugbefeuerungen).

Bei der Serverinfrastruktur handelt es sich um eine professionelle Lösung, die den Anforderungen an sichere Datenübermittlung und Speicherung, Systemintegrität und Ausfallsicherheit entspricht.

Auf dem Serversystem werden die einzelnen am BNK angeschlossenen ATS Komponenten und angeschlossene Windenergieanlagen konfiguriert und administriert.

Für User und Administratoren werden über einem Rechtekonzept gesicherte und entsprechend berechtigte Zugänge zu einem Webportal zur Verfügung gestellt.

## 4 Systemauslegung

### 4.1 Reichweiten

Eine ATS-3 Detektionseinheit kann bei günstigen topographischen Verhältnissen einen Bereich von 10km abdecken. Die Wirkungsräume aller in Abdeckung befindlicher WEA müssen in dieser Distanz ausgehen. Bei ungünstigen Topographischen Gegebenheiten, z.B. großen Hindernissen im Empfangsbereich des ATS-3, sind eventuell mehrere ATS-3 Detektionseinheiten erforderlich. Dies wird in der Detailplanung projektspezifisch festgelegt und im Rahmen der Standortgenehmigung behördlich geprüft.

### 4.2 Systemintegration

Die Systemintegration umfasst die Entwurfs-, Detail- und Ausführungsplanung (Montagemöglichkeit der Schaltschränke und Antenne, Vorgaben für Leitungsverlegung, benötigtes Material), den Remote-Support (telefonisch, per Mail) während der Installation und Inbetriebnahme sowie die Integration in die Server Infrastruktur für jede WEA des Projekts.

### 4.3 Hardware

Folgende Hardware wird nach erfolgter Ausführungsplanung je nach projektspezifischer Anordnung geliefert:

- ATS-3 inkl. Halterung
- ATS-4 inkl. Halterung
- Antennenträger mit einzelnen Antennen
- Antennenkabel
- Kabel zur Spannungsversorgung
- Kabel zur Signalübertragung an Schnittstelle der Flugbefehrerung
- Label-Material

### 4.4 Web-Interface

Ein Kunden-Web-Interface ermöglicht dem Betreiber mit entsprechenden Zugangsdaten (Login-Daten) den Zugriff auf relevante Systemdaten.

Auf dieser Oberfläche kann der Kunde die Systemkonfiguration der Transponder BNK (Zuordnung der Systemkomponenten je WEA des Projekts) sowie deren Status einsehen.

Gemäß Anforderungen der AVV Kennzeichnung werden Berichte (Betriebsprotokolle) über die Systemfunktion (BNK-Schalthandlungen) der letzten 30 Tage zum Download zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus bietet das Web-Interface die Möglichkeit, Berichte auf Wunsch zu konfigurieren (z.B. Anpassung des betrachteten Zeitraums).

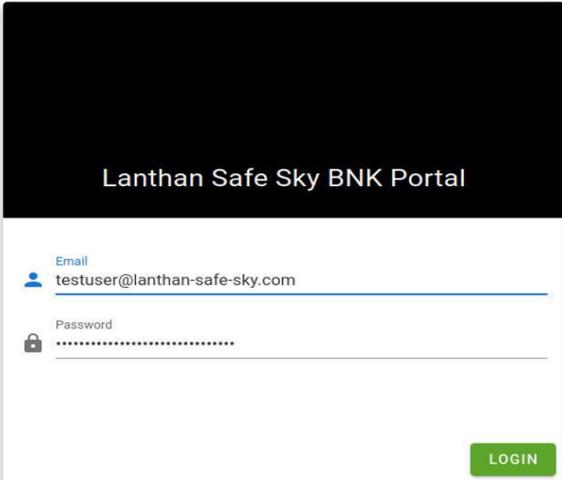
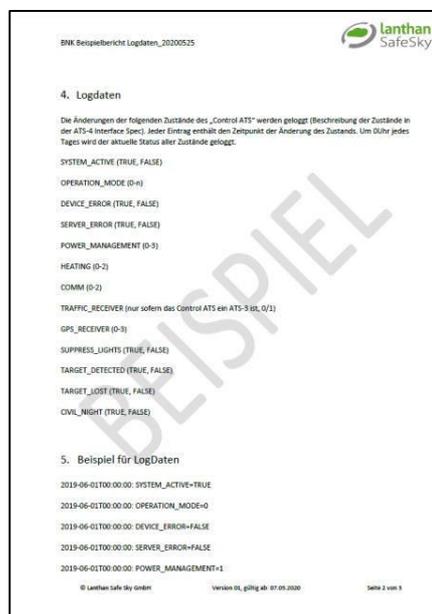


Abbildung 8: Login Seite des Lanthan Safe Sky Webportals





# Lanthan Safe Sky

Ihr Weg zu einem sicheren Himmel und dunklen Nächten



# Die Lanthan Safe Sky GmbH

## Rückblick und Referenzen

# Die Lanthan Safe Sky GmbH



Ein Joint Venture vereint alle Expertisen



- Hersteller und Lieferant für Hindernis- und Gefahrenfeuer
- Weltweit mehr als 75.000 Systeme installiert



- Hersteller für zertifizierte Luftfahrtsysteme
- Marktführer in Europa für Kollisionswarnsysteme



- Projektmanagement sowie Engineering Expertise in der Windindustrie
- Kompetenter Berater im Onshore- und Offshore Windenergiebereich

# Die Lanthan Safe Sky GmbH

## Historie - *in a nutshell*

Zwischen Januar 2019 und April 2020: Auftritt auf Messen und Kongressen, Business Development, Vertrieb und Umsetzung von Testprojekten durch die drei Konsortialpartner.



lanthan  
SafeSky



April 2020: Gründung der Lanthan Safe Sky GmbH

August 2020: Erfolgreiche Baumusterprüfung

# Die Lanthan Safe Sky GmbH



## Unser Versprechen

„Wir sorgen für einen sicheren Himmel und dunkle Nächte.“

## Unsere Werte

- Ehrlichkeit – wir handeln transparent.
- Zuverlässigkeit – wir bleiben verbindlich.
- Ganzheitlichkeit – wir setzen die Markt-Anforderungen lösungsorientiert um.
- Nachhaltigkeit – wir entwickeln die langfristig optimale Lösung für unsere Kunden.



# Rückblick und Referenzen

## Zahlen-Daten-Fakten

Weltweit erste Inbetriebnahme eines transponderbasierten BNK-Systems nach erfolgreich durchlaufenen Genehmigungsprozessen.

Mehr als 3.000 Angebote im Markt

Mehr als 170 Projekte mit über 3.500 WEA unter Vertrag

Mehr als 100 WEA mit unseren BNK Systemen ausgerüstet

## Rückblick und Referenzen



- Täglich anwachsender Projektbestand und wöchentliche Installationen
- Vorbereiten des Offshore BNK Rollouts
- Kommt neben Windenergieanlagen auch auf Seilbahnen zum Einsatz
- Ständige Weiterentwicklung, z.B. für Höhenwindkraftanlagen und Auslandsmärkte

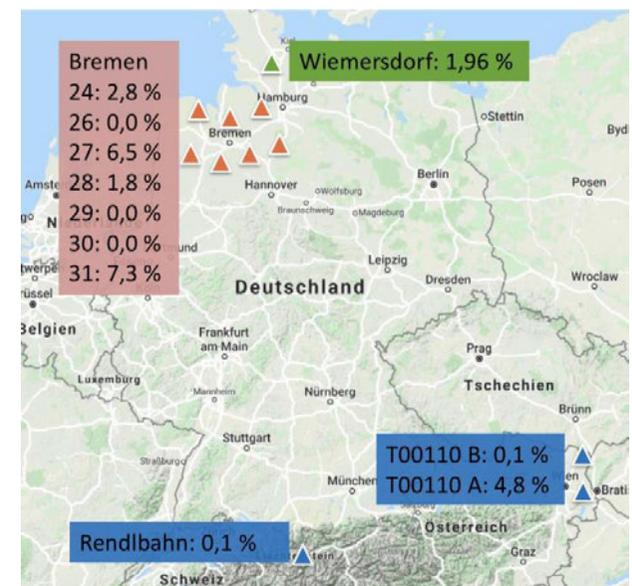
# Ergebnisse



Licht-Aus-Zeit: Prozentualer Anteil der Nacht, zu dem das Licht ausgeschaltet wird.

# 98%

Statistik aus über 20 Installationen zeigt: Über 98% der Nacht Licht-Aus-Zeit.



# Systemkomponenten

## ATS-3 (Master)

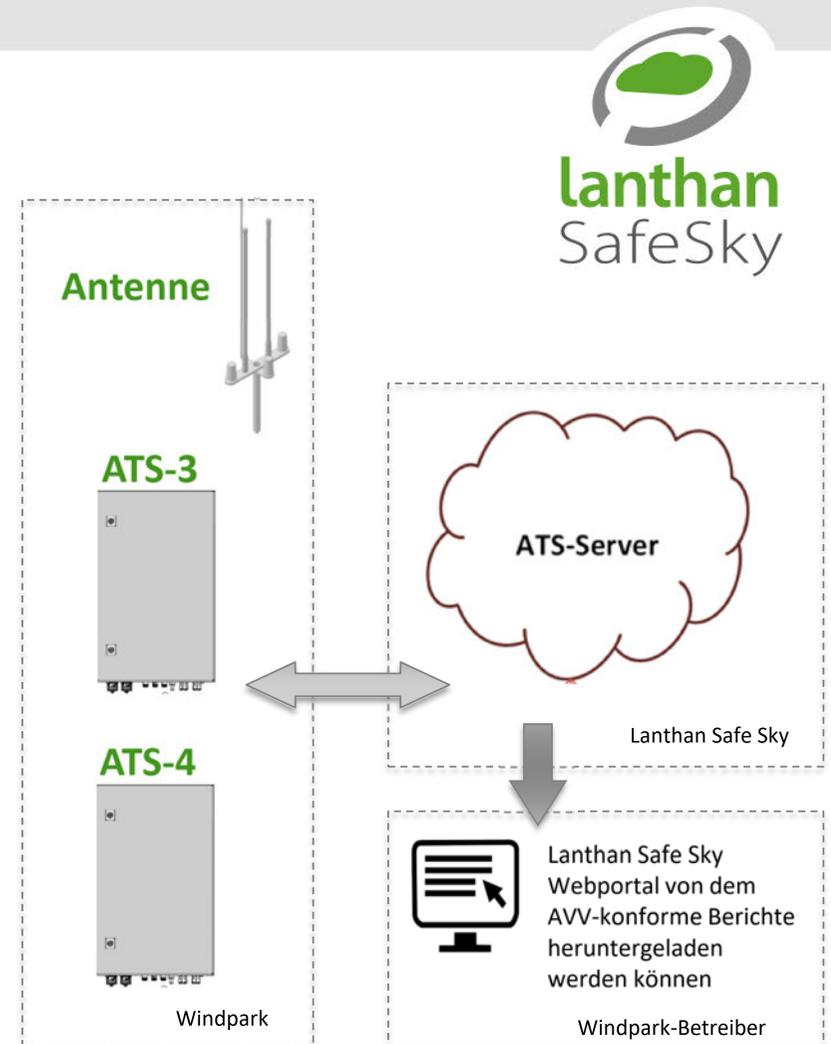
- Empfängt Signale der Transponder der LFZ und gibt diese an den Server weiter.
- Kann Schaltsignal vom Server empfangen und an Gefahrenfeuerschaltschrank weitergeben

## ATS-Server

- Empfängt Transpondersignale von ATS-3, wertet diese aus, erstellt Statusberichte, ermöglicht Multilateration & Fail-Safe-Schaltung
- Sendet Schaltsignale

## ATS-4 (Slave)

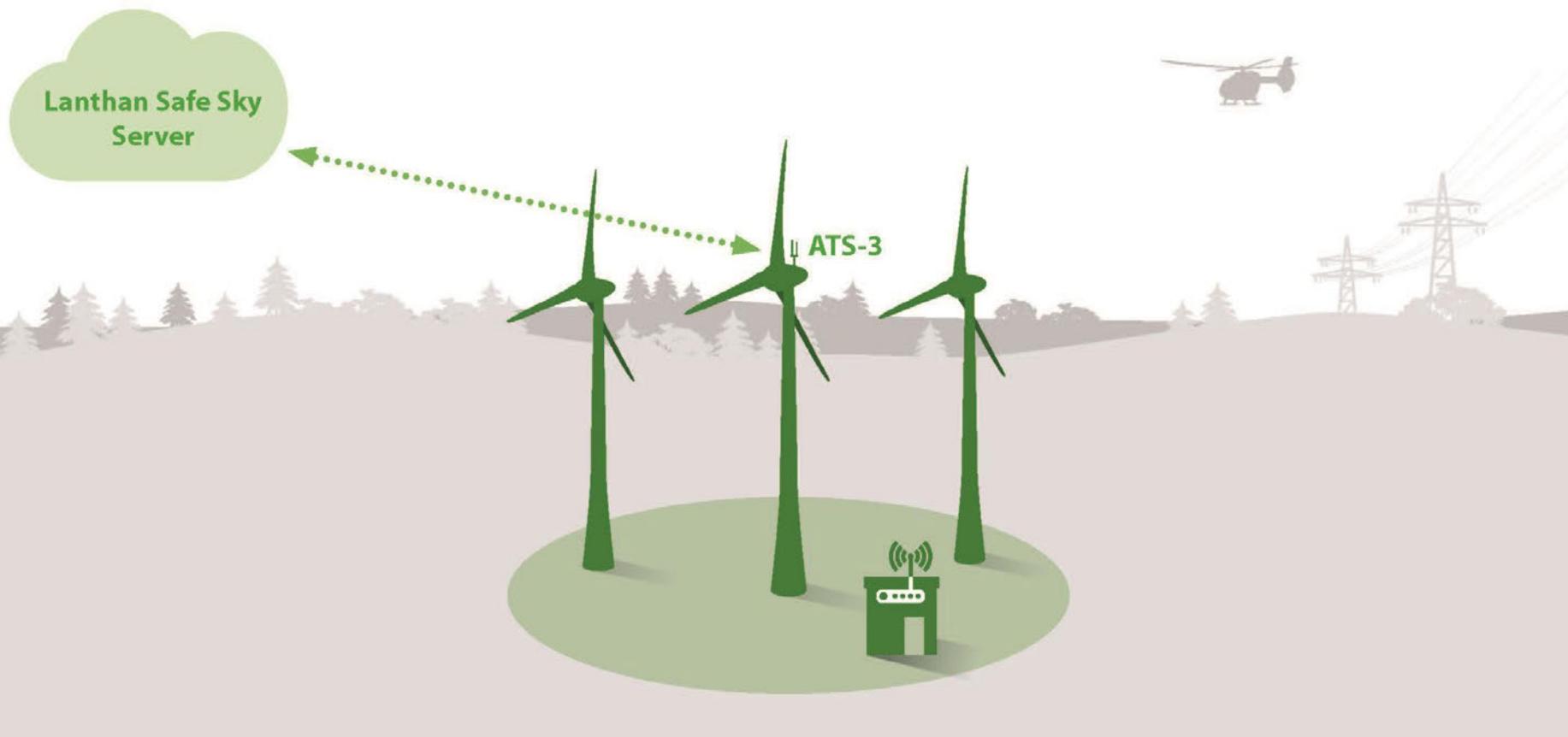
- Empfängt Schaltsignale vom Server und gibt diese beispielsweise an Gefahrenfeuerschaltschrank weiter



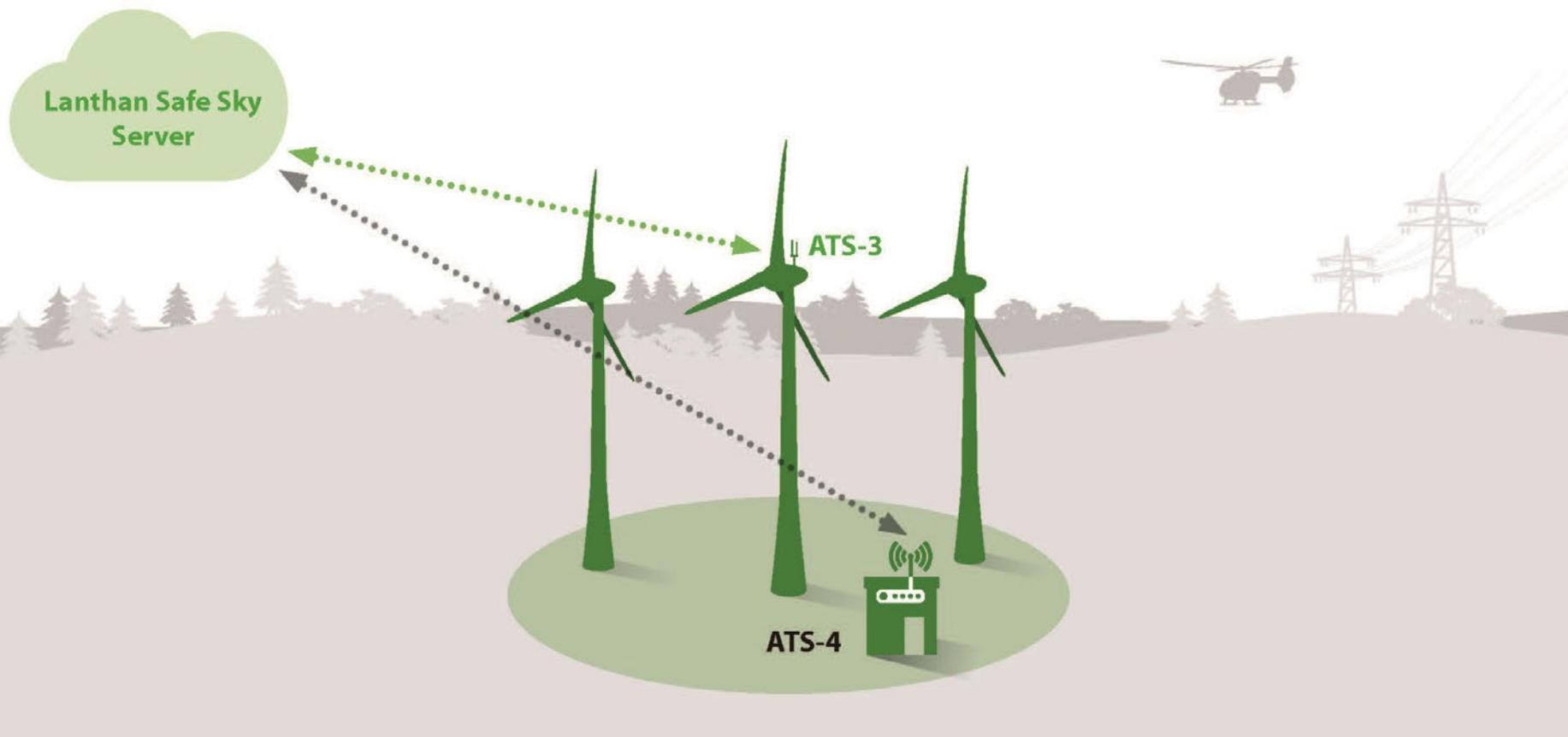
# Verkehrsempfänger in einem Windpark



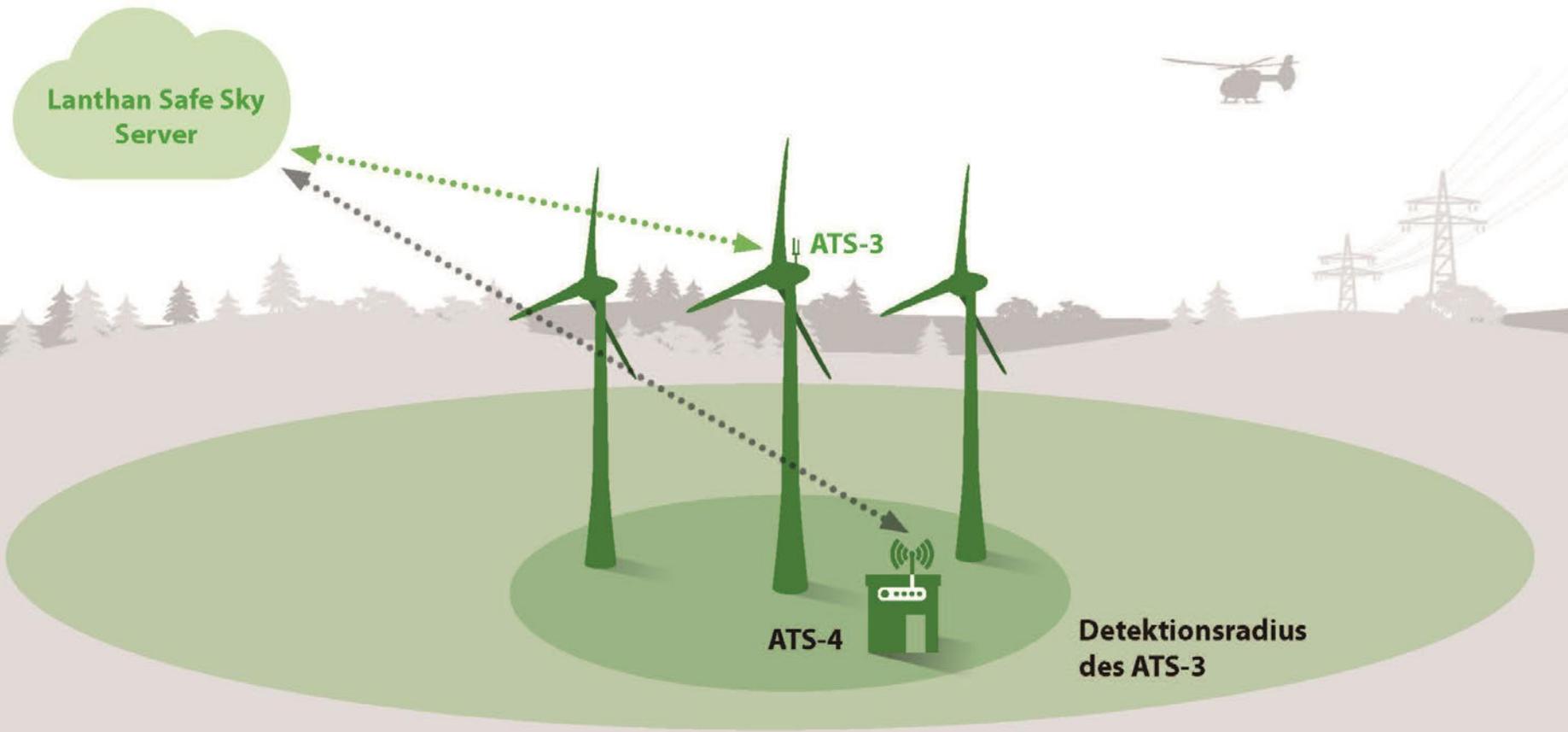
# Nutzung von Serverinfrastruktur



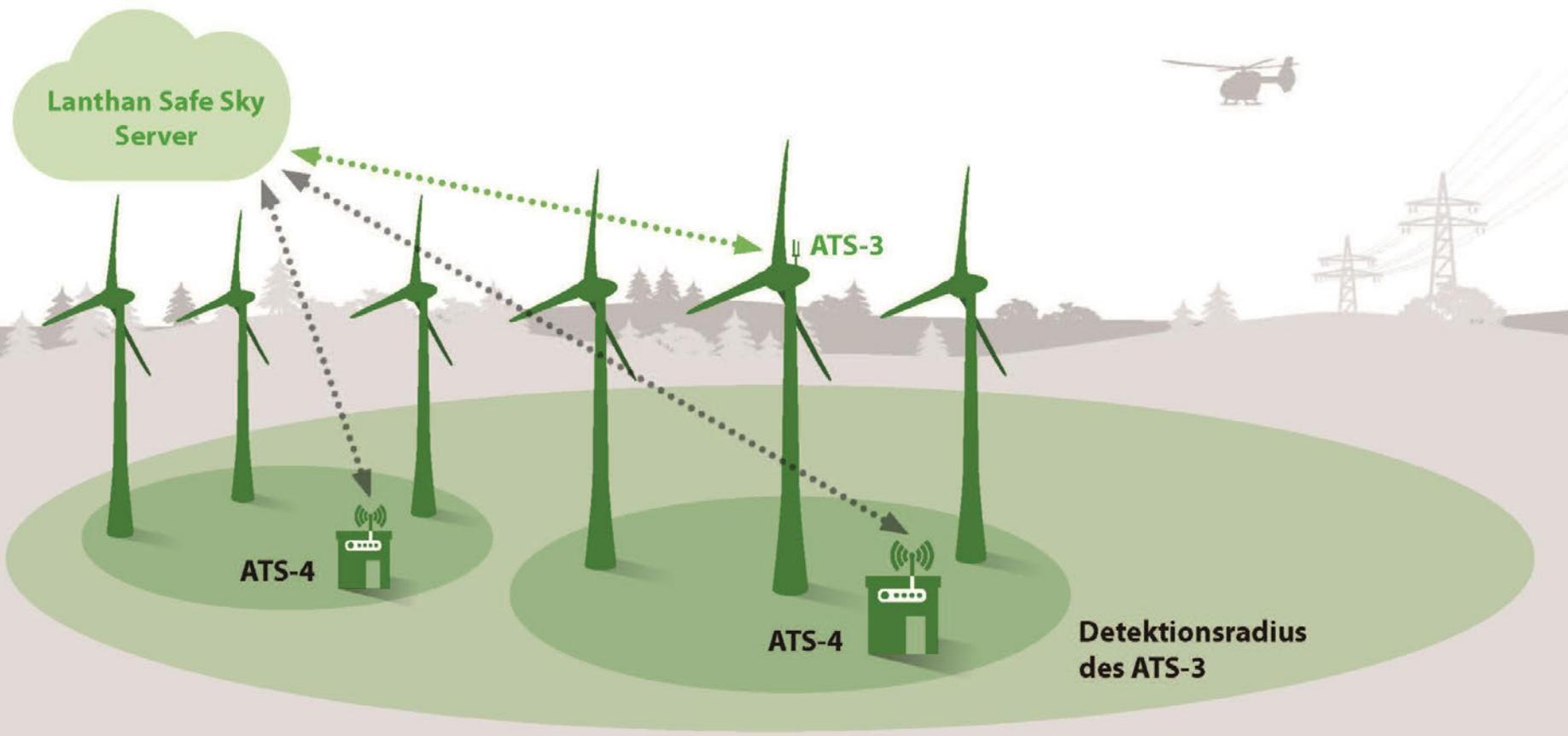
# Nutzung von Serverinfrastruktur



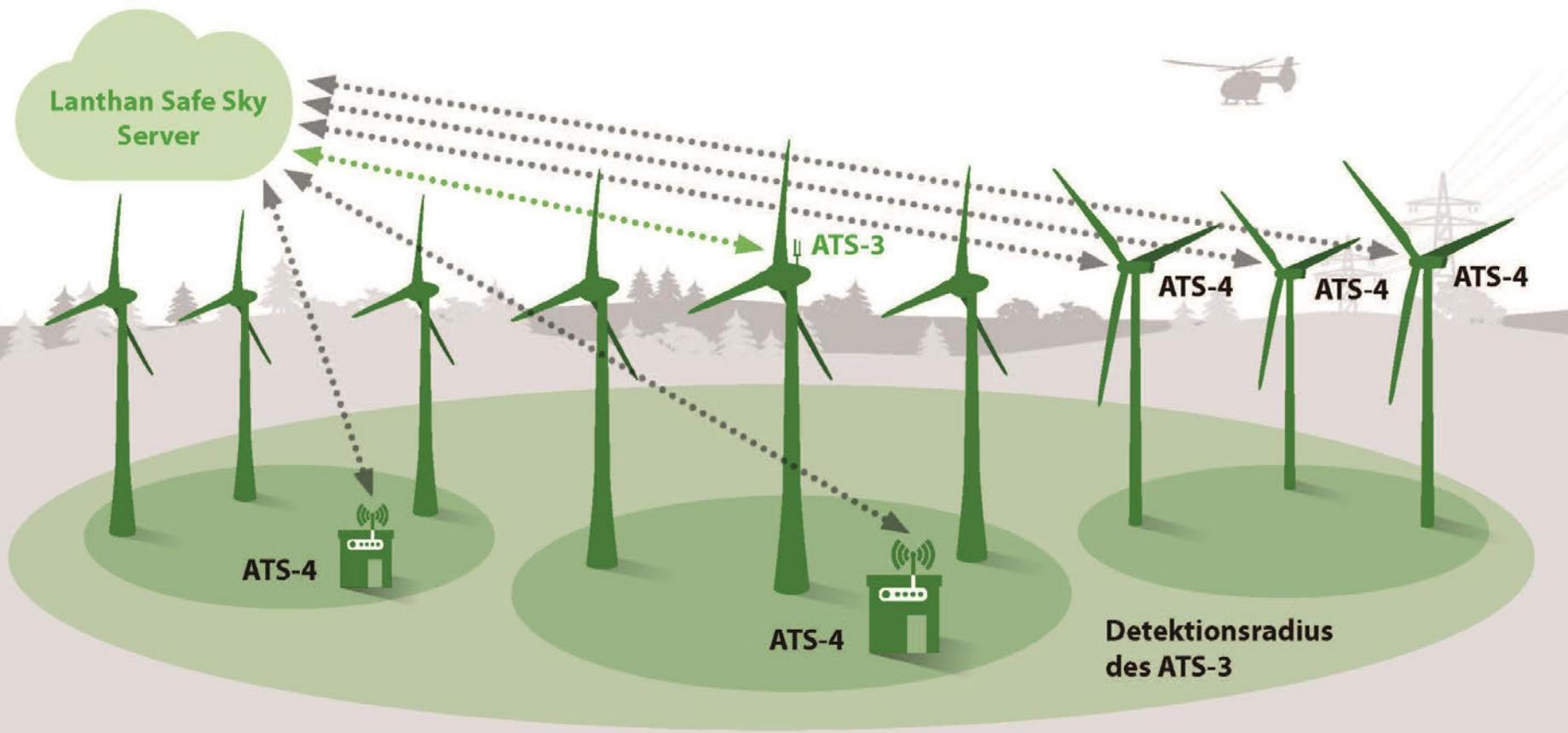
# Detektionsradius von 10km



# Detektionsradius von 10km



# Verschiedene Schnittstellen



# Wir sind für Sie im Einsatz!



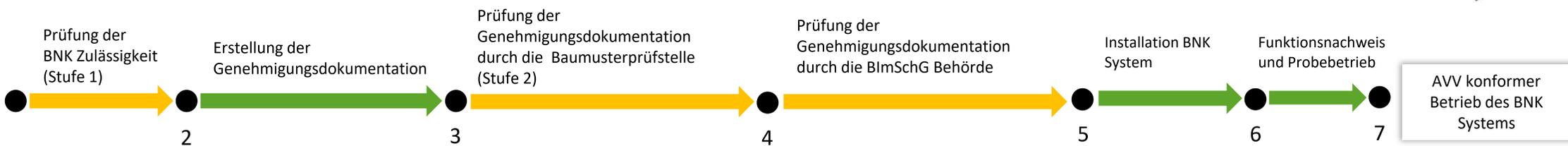
In Übergabestationen



Vor der WEA-IBN



# Projektlauf



Ca. 5 Monate



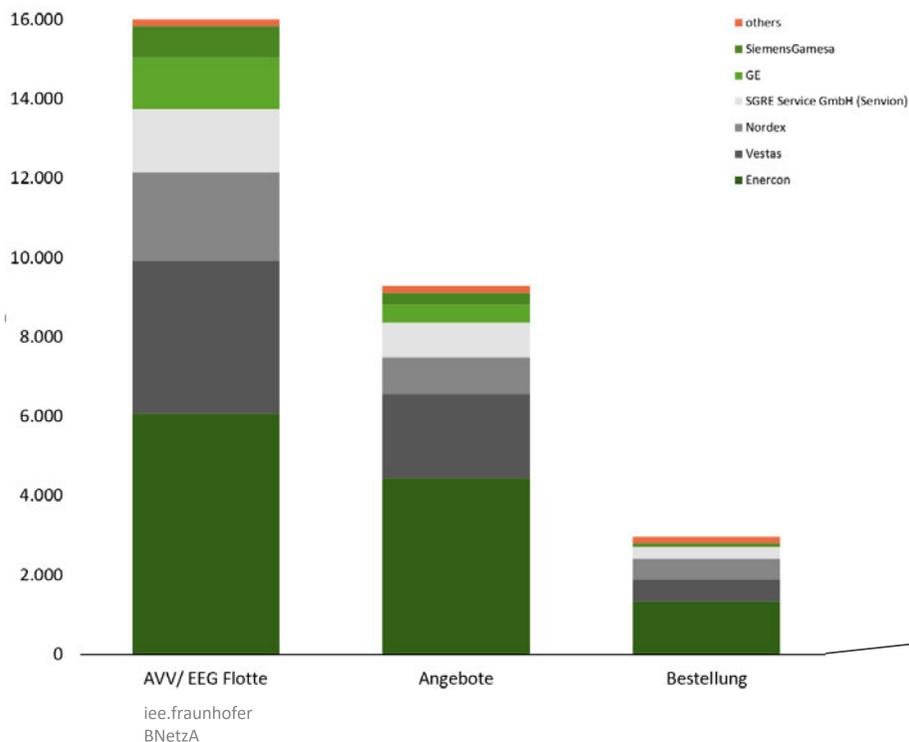
- Phase Baumusterprüfstelle/Behörde
- Phase BNK System Anbieter mit Unterstützung des Betreibers

## Meilenstein

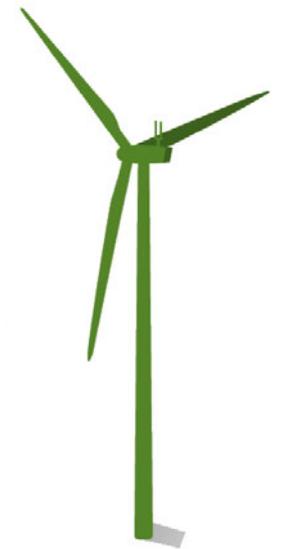
- 1 Beauftragung der Lanthan Safe Sky
- 2 Vorlage der Ergebnisse über die BNK Zulässigkeit
- 3 Übermittlung der Genehmigungsdokumentation an die Baumusterprüfstelle
- 4 Übermittlung der geprüften Genehmigungsdokumentation an den Betreiber
- 5 Übermittlung des Genehmigungsbescheids an die Lanthan Safe Sky
- 6 Übergang in den BNK Probebetrieb
- 7 Aktivierung des BNK Systems

# Schnittstelle zum Windenergieanlagenhersteller

Die Lanthan-Safe-Sky GmbH im nationalen Markt.

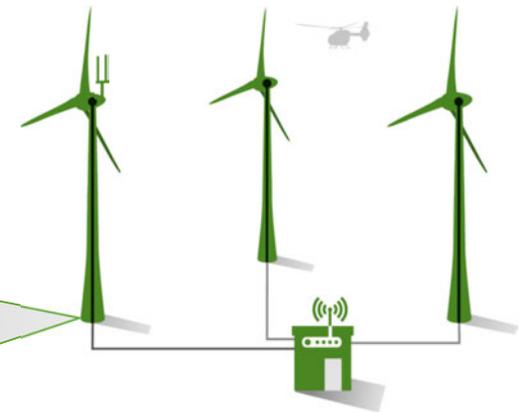
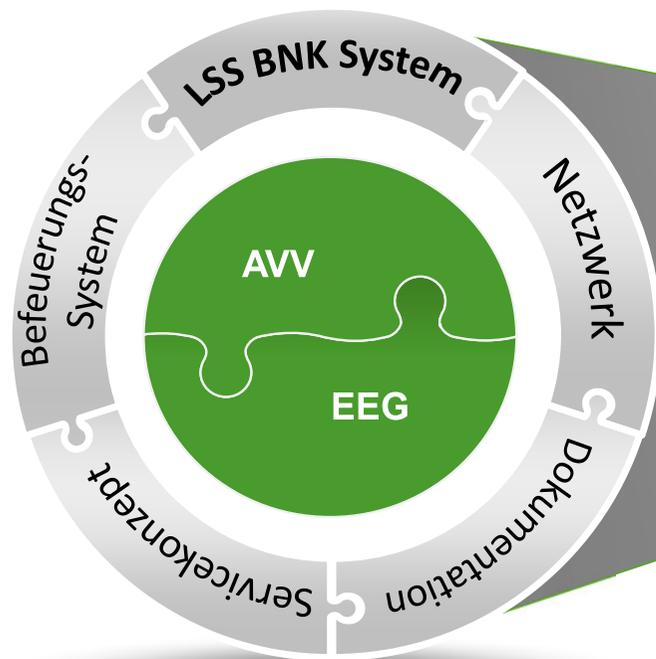


- Professionelle Organisation und Prozesse
- Standardisierte Lösungen
- tägliche Updates



# Schnittstelle zum Windenergieanlagenhersteller

Für Ihre Windparkertüchtigung ist der WEA-Hersteller ein wesentlicher Baustein zur erfolgreichen AVV/ EEG Konformität

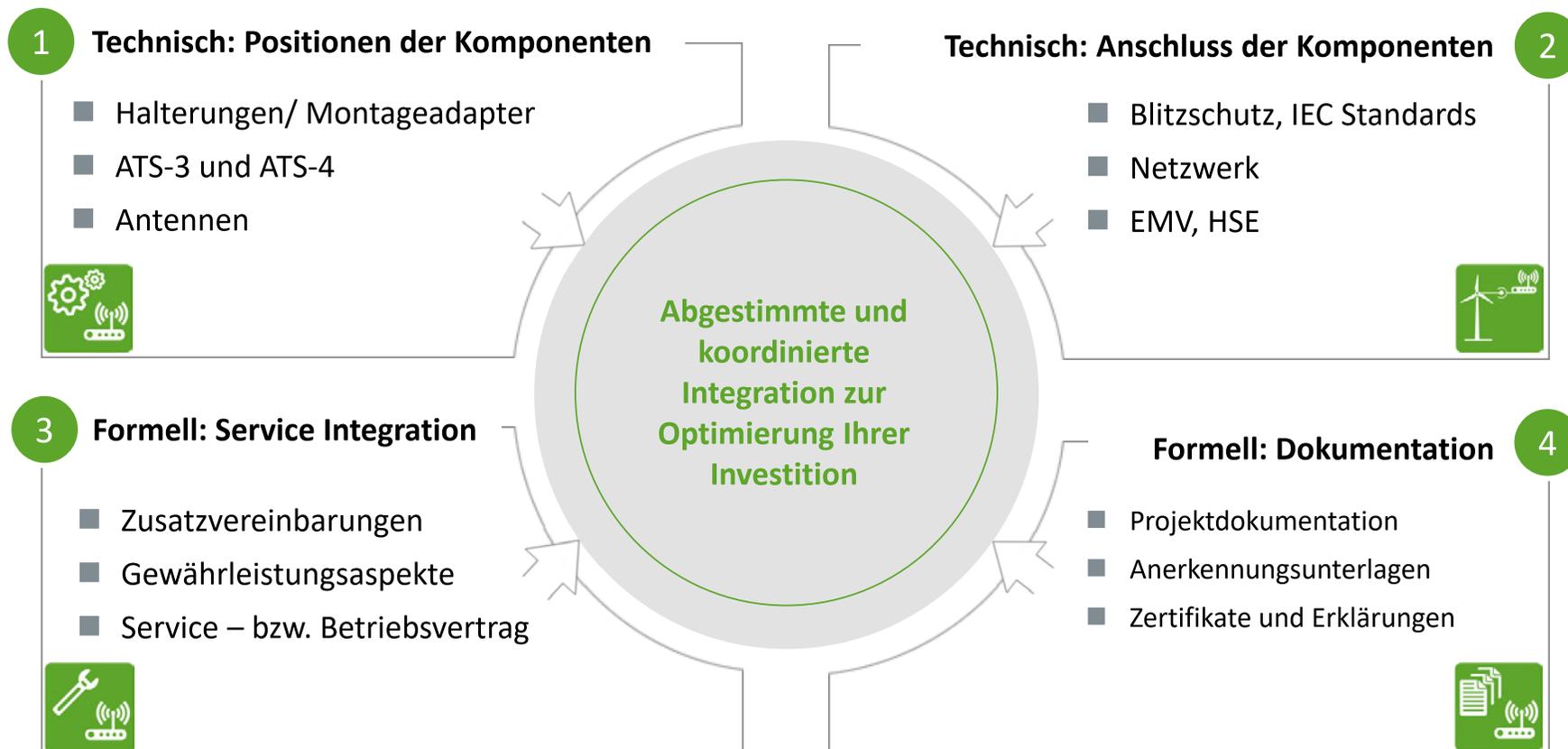


Lanthan Safe Sky bearbeitet die abgestimmte und freigegebene Integration der ATS Komponenten in die verschiedenen Plattformen und Generationen der WEA -Hersteller.



# Schnittstelle zum Windenergieanlagenhersteller

## Themenbereiche



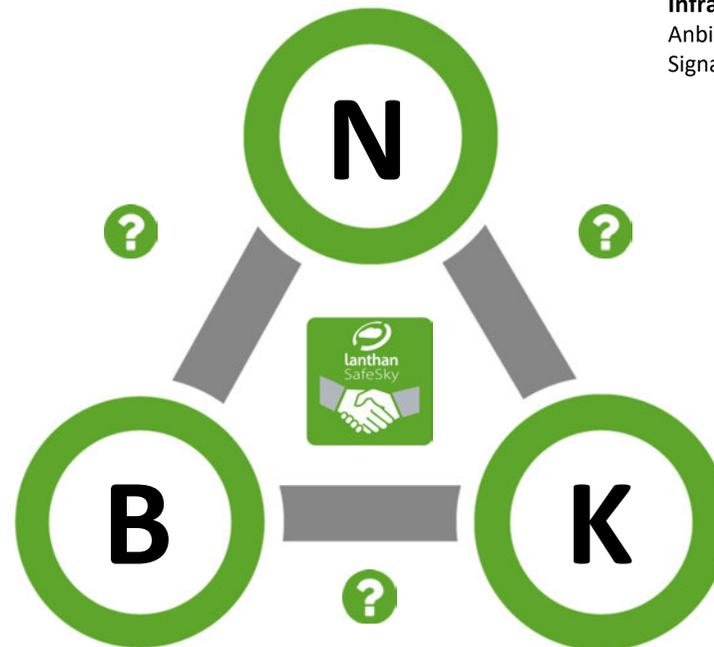
# Schnittstelle zum Windenergieanlagenhersteller

Drei wesentliche Bausteine



## Netzwerk

**Infrastruktur**  
Anbindung zur Signalaufnahme und  
Signalverteilung



## Befeuerungssystem

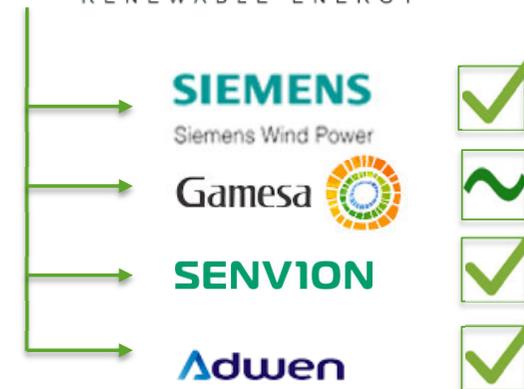
**Befeuerung**  
Signalaufnahme, Verarbeitung, Steuerung,  
Überwachung, Protokollierung

## Kontrolle Luftraum

**BNK Signalfertstellung**  
Transpondersignalerfassung,  
Signalfertstellung,  
Nachweisführung

# Schnittstelle zum Windenergieanlagenhersteller

Wir sind dazu in Kontakt mit:



 ...in lfd. Gesprächen

 ...derzeit ohne konkrete Gespräche



# Schnittstelle zum Windenergieanlagenhersteller

## Der allgemeine Flottenstatus

	Mechanisch	Elektrisch	Netzwerk Schnittstelle (zentral*)	Servicevertrags- regelung?	Kompatibilität
<b>Enercon</b>				(EPK)	Integrationsvorgabe
<b>Vestas</b>				(AOM)	Integrationsvorgabe
<b>Nordex</b>				(Premium)	Integrationsvorgabe
<b>Senvion</b>				(ISP)	Integrationsvorgabe
<b>Siemens</b>					Integrationsvorgabe
<b>GE</b>					Integrationsvorgabe
<b>Lagerwey</b>					beabsichtigt
<b>ENO</b>					Integrationsvorgabe
<b>Vensys</b>					beabsichtigt



- Keine Aussage
- final
- Status %

\* Abwärtskompatibilität ist entsprechend Netzwerktopologie im Projekt zu prüfen, differenzierte Betrachtung für Bestands- und Neuanlagenflotte

# Schnittstelle zum Windenergieanlagenhersteller

Die Schnittstelle zu den Windparknetzwerken.

	Art	Protokoll	Test Schnittstelle	Kommentar
<b>SGRE</b>	zentral, Parknetz, Funk	Modbus via TCP/IP Protokoll.	Ja, kompatibel	zentraler SALC + Funkmodul, zentral in WEA mgl.
<b>Senvion</b>	zentral, Parknetz	Modbus via TCP/IP Protokoll.	Ja, kompatibel	Test ab KW45
<b>Nordex</b>	zentral, Funk	Modbus via TCP/IP Protokoll.	Ja, kompatibel	LCU-T für Bestand, CWE für Neuanlagen in Klärung
<b>Vestas</b>	zentral, Parknetz + Funk	Modbus via TCP/IP Protokoll.	Bearbeitung	Vestas VOB/VOC Windparkrechner + Funklösung
<b>Enercon</b>	zentral, Parknetz	Proprietäres TCP/IP Protokoll.	Bearbeitung	TCP-Socket (TLS), 24V möglich
<b>GE</b>	zentral Parknetz + Funk	Modbus via TCP/IP Protokoll	Bearbeitung	zentral, Modbus via TCP IP vereinbart
<b>ENO</b>	zentral Parknetz	Modbus via TCP/IP Protokoll	Bearbeitung	Test ab KW46

- Integrationstiefe variiert zwischen den Herstellern stark
- Individuelles Netzwerkkonzept erfordert individuelle Lösungen, VLAN i.d.R. möglich, Kundeneigenes Netz bis zur Befehrerung im Windpark oft thematisiert

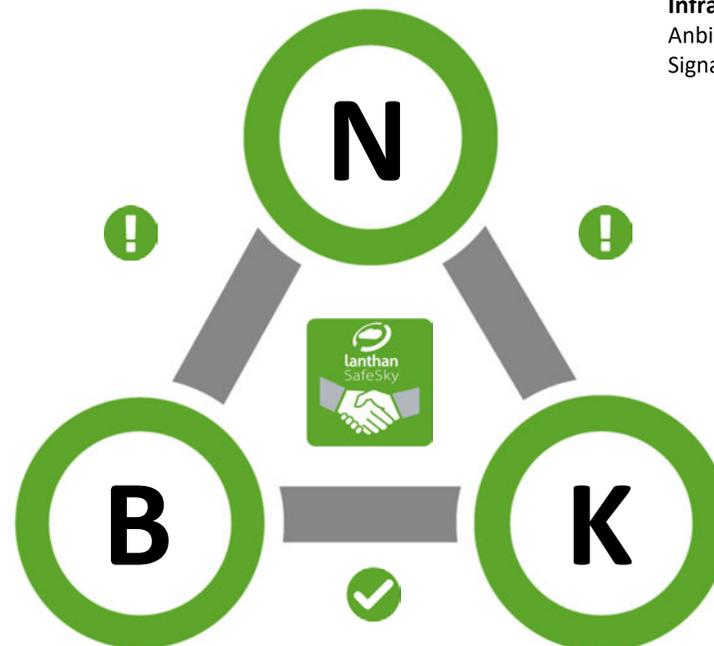
# Schnittstelle zum Windenergieanlagenhersteller

Drei wesentliche Bausteine

## Netzwerk

### Infrastruktur

Anbindung zur Signalaufnahme und  
Signalverteilung



In Abstimmung u.a. mit:



## Befeuerungssystem

### Befeuerung

Signalaufnahme, Verarbeitung, Steuerung,  
Überwachung, Protokollierung

## Kontrolle Luftraum

### BNK Signalfertstellung

Transpondersignalerfassung,  
Signalfertstellung,  
Nachweisführung

# Lanthan Safe Sky Transponder-BNK

Unsere Unterstützung auf Ihrem Weg zu sicheren und dunklen Nächten.



- 1 **Zulassung erteilt, in Serienproduktion und verfügbar.**
- 2 **Hohe Detektionsqualität, geringe Licht-An-Zeit.**
- 3 **Patentsituation für Kunden vollständig geklärt.**
- 4 **Klarer Weg zur Genehmigung, viele Systeme in Installation.**
- 5 **Intensive Kooperation mit Herstellern.**



*Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!*

Restricted

Dokument-Nr.: 0040-8699 V06  
2020-05-08

# Allgemeine Spezifikation

## Gefahrenfeuer

### ORGA USV SPS60



V90-1.8/2.0 MW Mk 8–9  
V90-3.0 MW Mk 1–9  
V100-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10  
V105-3.3/3.45 MW Mk 2–3  
V110-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10  
V112-3.3/3.45 MW Mk 2–3  
V116-2.0 MW Mk 11B  
V117-3.3/3.45 MW Mk 2–3  
V117-4.0/4.2 MW Mk 3E  
V120-2.0/2.2 MW Mk 11C  
V126-3.3/3.45 MW Mk 2–3  
V136-3.45/3.60 MW Mk 3  
V136-4.0/4.2 MW Mk 3E  
V150-4.0/4.2 MW Mk 3E  
V150 5.6MW EnVentus  
V162 5.6MW EnVentus

Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
06	2018-04-10	Tabelle der Windenergieanlagentypen aktualisiert
07	2020-02-22	Aktualisiert mit Datentabelle Aktualisiert mit neuen Beispielen für die theoretische Laufzeit-und Berechnungswerkzeug
08	2020-05-08	Aktualisierter Anhang A mit aktualisierten Lösungen für die deutsche AVV '2020-Regelung

**Inhaltsverzeichnis**

1 **Referenzen** ..... 3

2 **Abkürzungen und technische Begriffe**..... 3

3 **Einleitung** ..... 3

4 **Allgemeine Beschreibung** ..... 4

4.1 Daten zur Gefahrenfeuer-USV ..... 4

4.2 Funktion ..... 4

4.3 Montagevorschriften ..... 5

5 **Abmessung** ..... 5

6 **USV-Laufzeit**..... 6

7 **Hardware** ..... 6

8 **Prüfung und Bescheinigung** ..... 7

9 **Anhang A: Theoretische Laufzeit** ..... 8

## 1 Referenzen

Nummer	Dateiname
0073-1976	Zeitberechnungswerkzeug für die USV-Option des Luftfahrthilfesystems (AAS)

Tabelle 1-1: Referenzen

## 2 Abkürzungen und technische Begriffe

Abkürzung	Erklärung
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (System zur Prozesssteuerung und Datenerfassung)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Tabelle 2-1: Abkürzungen

## 3 Einleitung

Dieses Dokument beschreibt die USV-Option für Gefahrenfeuer (Aviation Light Optional UPS) für Vestas-Windenergieanlagen. Die durch Vestas gelieferte USV-Option für Gefahrenfeuer ist vollständig in das elektrische System der Windenergieanlage integriert.

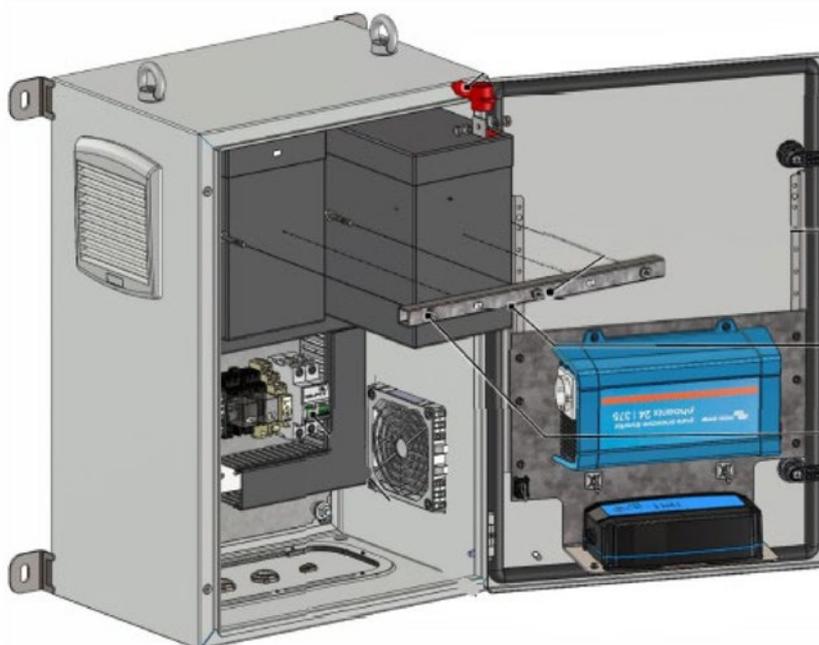


Abbildung 1 – USV-Option für Gefahrenfeuer

## 4 Allgemeine Beschreibung

Die USV-Option für Gefahrenfeuer versorgt das Luftfahrthilfesystem bei einem Stromausfall mit Strom.

Die USV-Option für Gefahrenfeuer wird durch ORGA bereitgestellt. Die USV ist eine unabhängige Einheit. Für sie bestehen keinerlei Anwendungseinschränkungen hinsichtlich der Hersteller. Die Einheit kann herstellerunabhängig mit den meisten Systemen zusammenarbeiten.

### 4.1 Daten zur Gefahrenfeuer-USV

Parameter	Wert
Artikelnummer von Vestas	29060846
Vestas Typenbezeichnung	Batterie-Hilfssystem
Typenbezeichnung Lieferant	Batterie-Hilfssystem SPS60
USV-Kapazität	60 Ah bei 20 °C
Batteriespannung	24 V <sub>DC</sub>
Eingangsspannung	180–256 V <sub>AC</sub>
Eingangsfrequenz	50–60 Hz
Ausgangsspannung	230 V <sub>AC</sub> +/- 3 %
Ausgangsfrequenz	50 Hz +/- 1 %
Ausgangsleistung	375 VA – 300 W/260 W
Betriebstemperaturbereich	-20 °C bis +40 °C
Umweltschutzklasse	IP54
Abmessungen in mm (L x B x H)	600 x 400 x 300
Gewicht	72 kg

Tabelle 4-1: Technische Daten

### 4.2 Funktion

Die USV-Option für Gefahrenfeuer versorgt das Luftfahrthilfesystem bei einem Stromausfall mit Strom. Bei installierter USV-Option für Gefahrenfeuer wird das Luftfahrthilfesystem kontinuierlich durch den USV-Schrank mit Strom versorgt. Ein Schaltgerät in der USV-Einheit schaltet bei einem Netzausfall von netzgestützter auf batteriegestützte Stromversorgung um. Die Schaltzeit von der Netzstromversorgung auf Batterieversorgung beträgt 1,5 s.

Die Laufzeit der Reservestromversorgung hängt von der Batteriekapazität und der Konfiguration des Luftfahrthilfesystems ab. Die USV-Option für Gefahrenfeuer ist eine Hilfeinheit, die integriert werden muss, wenn die erforderliche Reserveversorgungslaufzeit des Luftfahrthilfesystems 15 min. übersteigt.

### 4.3 Montagevorschriften

Die USV-Option für Gefahrenfeuer wird mit allen erforderlichen Montage- und Installationselementen ausgeliefert. Die USV-Option für Gefahrenfeuer wird mit Magneten am Turm befestigt.



Abbildung 1 – USV-Option für Gefahrenfeuer – Anbringung

### 5 Abmessung

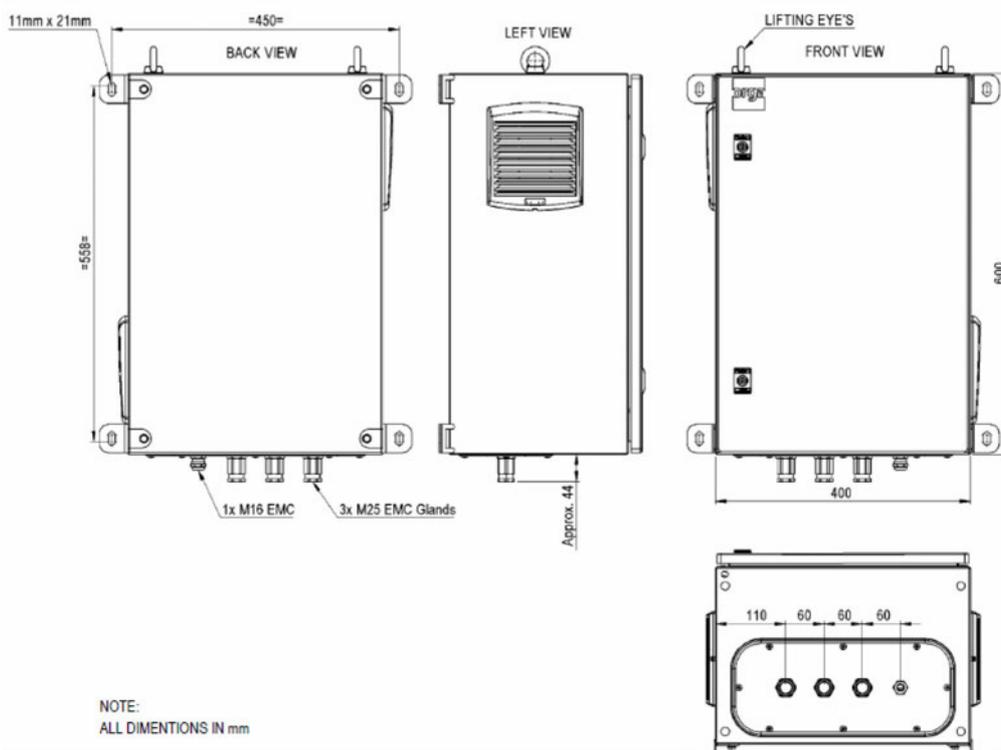


Abbildung 3 – USV-Option für Gefahrenfeuer – Abmessungen

## 6 USV-Laufzeit

Die Laufzeiten der USV werden als maximale theoretische Laufzeiten berechnet, ausgehend von vollständig geladenen Akkus in gutem Zustand bei einer optimalen Temperatur von 15–35 °C.

Laufzeiten für ausgewählte Konfigurationen sind in Appendix A: Theoretical runtime angegeben.

Die theoretische Laufzeit muss für jede Konfiguration berechnet werden, damit die Laufzeitwerte so genau wie möglich sind.

Vestas verfügt über ein Werkzeug zur Berechnung der theoretischen Laufzeit für verschiedene Lösungen mit der USV-Option für Gefahrenfeuer, die Bestandteil der Produktpalette sind. Hierbei handelt es sich um das Zeitberechnungswerkzeug für die USV-Option des Luftfahrthilfesystems (AAS) (Optional UPS Time Calculation Tool) mit der Dokumenten-Management-System-Nummer: 0073-1976 V01

Die berechnete Reservelaufzeit ist ein theoretischer Wert. Bei Unklarheiten oder Fragen hinsichtlich der berechneten theoretischen Laufzeit im Vergleich zur erforderlichen Reservelaufzeit wenden Sie sich bitte an Ihren Ansprechpartner bei Vestas.

## 7 Hardware

Die USV besteht aus mehreren Batterien, einem Ladegerät und einem Wechselrichter. Diese Komponenten sind im Schaltschrank der USV-Option für Gefahrenfeuer integriert.

8 Prüfung und Bescheinigung

**EU-Declaration of Conformity**



**Orga BV**  
Strickledweg 13  
3125 AT Schiedam  
The Netherlands

**Postal address:**  
P.O. Box 3046  
3101 EA Schiedam  
The Netherlands

☎ +31 (0)10 208 5555  
☎ +31 (0)10 437 8445

✉ info@orga.nl  
www.orga.nl

Wij, Orga BV, verklaren geheel onder eigen verantwoordelijkheid dat het product  
We, Orga BV, declare under sole responsibility that the product

**BATTERY BACKUP SYSTEM type SPS60**

waarop deze verklaring betrekking heeft, in overeenstemming is met de volgende norm(en) en andere normatie(f)(ve) document(en):  
to which this declaration relates is in conformity with the following standard(s) or other normative document(s):

**NEN-EN-IEC 61000-6-2 : 2005**  
**NEN-EN-IEC 61000-6-3 : 2007/ A1: 2011/ C11: 2012**  
**NEN-EN-IEC 61439-1 : 2011**

In overeenstemming met de volgende (bepaling(en) (indien van toepassing):  
Following the provisions of directive(s) (if applicable):

**EMC-RICHTLIJN: 2014/30/EU**  
EMC DIRECTIVE: 2014/30/EU

**LAAGSPANNINGS-RICHTLIJN: 2014/35/EU**  
LOW VOLTAGE DIRECTIVE: 2014/35/EU



**P. Voorwald-Snijder**  
Compliance Manager

Schiedam, 07/08/2019



E00103 019000\_002

## 9 Anhang A: Theoretische Laufzeit

Nachstehend einige Beispiele unterschiedlicher Gefahrenfeuerkonfigurationen, deren theoretische Laufzeit (Reservelaufzeit in Stunden) berechnet wurde.

Um zu gewährleisten, dass die Reservelaufzeit für die ausgewählte Gefahrenfeuerkonfiguration so zutreffend wie möglich ist, müssen bei jeder Berechnung das Werkzeug und die tatsächlichen Artikelnummern verwendet werden. Zeitberechnungswerkzeug für die USV-Option des Luftfahrthilfesystems (AAS) mit der Dokumenten-Management-System-Nummer: 0073-1976 V01

<b>KONFIGURATION mit Akku SPS60 (60 Ah) Artikel 29060846</b>				
<b>Menge</b>	<b>Artikelnummern * (unterschiedliche Nummern aufgrund abweichender Plattformen)</b>	<b>Artikelbezeichnung</b>	<b>Beschreibung</b>	<b>Backup- Zeit in Stunden</b>
1	29053375, 29152737,	L550-63B-G	<b>1 Maschinenhausbeleuchtung rot (2000 cd, „Blinkmodus“ Nacht)</b>  <b>Inklusive Steuerung</b>	50
1	106671	OVP-S30		
2	29053375, 29152737,	L550-63B-G	<b>2 Maschinenhausbeleuchtungen rot (2000 cd, „Blinkmodus“ Nacht)</b>  <b>Inklusive Steuerung</b>	31
1	29057115	CIP400		
1	29052778, 29152725,	L550-63A/63B-G	<b>1 Maschinenhausbeleuchtung rot/weiß (20.000 cd weiß Tag/2000 cd rot Nacht)</b>  <b>Inklusive Steuerung</b>	33
1	106671	OVP-S30		
2	29052778, 29152725,	L550-63A/63B-G	<b>2 Maschinenhausbeleuchtungen rot/weiß (20.000 cd weiß Tag/2000 cd rot Nacht)</b>  <b>Inklusive Steuerung</b>	18
1	29057115	CIP400		
2	29197892, 29197879,	L240-GFW-IRG-G-BR	<b>2 Maschinenhausbeleuchtungen mit geringer Intensität, rot (Feuer W. + IR Nacht)</b>  <b>einschl. Regler</b>  <b>1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung (10 cd Turmbeleuchtung)</b>	53
1	29057116	CIP400-O-MV		
1	29127389	Kit Set AL Tow 1-4-L92-AVV-ES		
2	29197893, 29197891,	L550-GFW-ES-IRG- G	<b>2 Maschinenhausbeleuchtungen rot (Feuer W. ES + IR Nacht)</b>  <b>einschl. Regler</b>  <b>1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung, (10 cd Turmbeleuchtung)</b>	40
1	29057116	CIP400-O-MV		
1	29127389	Kit Set AL Tow 1-4-L92-AVV-ES		

<b>KONFIGURATION mit Akku SPS60 (60 Ah) Artikel 29060846</b>				
<b>Menge</b>	<b>Artikelnummern *</b> (unterschiedliche Nummern aufgrund abweichender Plattformen)	<b>Artikelbezeichnung</b>	<b>Beschreibung</b>	<b>Backup- Zeit in Stunden</b>
2	29199127	L550-63Adt/ L240-GFW-IRG-G	<b>2 zweifarbige Lichtlösungen (20 000 cd weiß Tag/Feuer W Nacht)</b>  einschl. Regler  <b>1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung,</b>	18
1	29057116	CIP400-O-MV		
1	29127389	Kit Set AL TOW 1-4- L92-AVV-ES		
2	29199122	L550-63Ad/ L550-GFW-ES-IRG- G	<b>2 zweifarbige Lichtlösungen (20 000 cd weiß Tag/Feuer W ES Nacht)</b>  einschl. Regler  <b>1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung,</b>	16
1	29057116	CIP400-O-MV		
1	29127389	Kit Set AL TOW 1-4- L92-AVV-ES		
2	29016790, 29152745,	L500-63B2/63C2- IRF	<b>2 Maschinenhausbeleuchtungen weiß und zweifarbig weiß/rot (50.000 cd weiß Tag/10000 weiß/rot Dämmerung/Nacht)</b>  einschl. Regler  <b>2 Reihen, 4 Leuchten Turmbeleuchtung inkl. Infrarot (10 cd Turmbeleuchtung + IR)</b>	10
1	29057115	CIP400		
1	29127382	KIT SET AL TOW 2- 4-L92-62A-IRF		

*\*Artikelnummer: Aufgrund der unterschiedlichen Plattformen kann eine Beleuchtung unterschiedliche Artikelnummern haben, je nach Plattform, zu der die Leuchte passt. Abweichende Artikelnummern aufgrund dieser Unterschiedlichkeit deuten nicht die Anzahl der in der Berechnung verwendeten Leuchten hin. Die in der Berechnung verwendete Anzahl Leuchten steht in der Spalte „Menge“.*

**16.1.7 Nachforderung 19:**

**Ggf. Signaturtechnisches Gutachten bei luftfahrtrechtlichen Konflikten**

Ein Signaturtechnisches Gutachten ist aus Sicht des Antragstellers nicht erforderlich. Sollte sich im Rahmen der Beteiligung der zivilen oder militärischen Luftfahrt die Notwendigkeit ergeben, wird ein solches Gutachten beigebracht.

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A001			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-5.6 MW	SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG		33263911	5895728

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Milow	Krinitz	4	3/3		<input type="checkbox"/>

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

Milow	Krinitz	4	12/1	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	11	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	7	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	10/1	██████████	<input type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	5/1	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	4	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

Anlagen:

Antragsteller: SAB Projektentwicklung GmbH &amp; Co. KG

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 04.05.2022 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.7-b11

453/465

- 16.1.8 # Abstände Erschließung Verweis siehe 8.2.pdf

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A002			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V150-5.6 MW	SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG		33264314	5895683

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Milow	Krinitz	4	4		<input type="checkbox"/>

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

Milow	Krinitz	4	12/1	████████████████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	11	████████████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	7	██████████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	10/1	██████████████	<input type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	5/1	████████████████	<input checked="" type="checkbox"/>

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A003			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-5.6 MW	SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG		33264661	5895538

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Milow	Krinitz	4	4		

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

Milow	Krinitz	4	12/1	XXXXXXXXXX	<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	11	XXXXXXXXXX	<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	7	XXXXXXXXXX	<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	10/1	XXXXXXXXXX	<input type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	5/1	XXXXXXXXXX	<input checked="" type="checkbox"/>

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber	Ostwert	Nordwert	Datum	AZ.:				
Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstücke				<input type="checkbox"/>	

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A004			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-5.6 MW	SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG		33265199	5895571

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Grabow, Stadt	Holdseelen	1	9		

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

Grabow, Stadt	Holdseelen	2	10	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	47	██████████ ✓	<input type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	46	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	48	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	49	██████████	<input type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	50	██████████ i	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	51	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	1	3	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	1	6	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

Antragsteller: SAB Projektentwicklung GmbH &amp; Co. KG

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 04.05.2022 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.7-b11

457/465

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke			<input type="checkbox"/>

**16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)**

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A005			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-5.6 MW	SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG		33265488	5895308

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	53/1		

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

Grabow, Stadt	Holdseelen	2	70	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	47	██████████	<input type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	46	██████████ <sup>1</sup>	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	48	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	49	██████████	<input type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	50	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	51	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A007			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-5.6 MW	SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG		33266093	5895497

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	46		<input type="checkbox"/>

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

Grabow, Stadt	Holdseelen	2	70	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	47	██████████	<input type="checkbox"/>

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	<input type="checkbox"/>
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A008			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-5.6 MW	SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG		33266269	5895120

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	70		

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A009			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-5.6 MW	SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG		33265830	5894817

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	78		<input type="checkbox"/>

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

Grabow, Stadt	Holdseelen	2	71	██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Grabow, Stadt	Holdseelen	2	72	██████████	<input type="checkbox"/>

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	<input type="checkbox"/>
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A010			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-5.6 MW	SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG		33263749	5895104

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Milow	Krinitz	4	12/1		<input type="checkbox"/>

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A011			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-5.6 MW	SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG		33264081	5895388

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Milow	Krinitz	4	5/1		

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

Milow	Krinitz	4	12/1		<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	11		<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	7		<input checked="" type="checkbox"/>
Milow	Krinitz	4	10/1		<input type="checkbox"/>

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

### **16.1.8 Windenergieanlagen: Abstände / Erschließung**

Siehe unter: 8.2 Sonstiges - Rückbauverpflichtung pro WEA