

16.1.1 Standorte der Anlagen

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk- strecke verläuft durch den Einflussbe- reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes- netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe- einträchtigung"
			Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
	Ostwert	Nordwert	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Windpark Blesewitz III	33407691	5966259	53	50	11.9112	13	35	49.9596	Blesewitz	2	3	☐	

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

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

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.

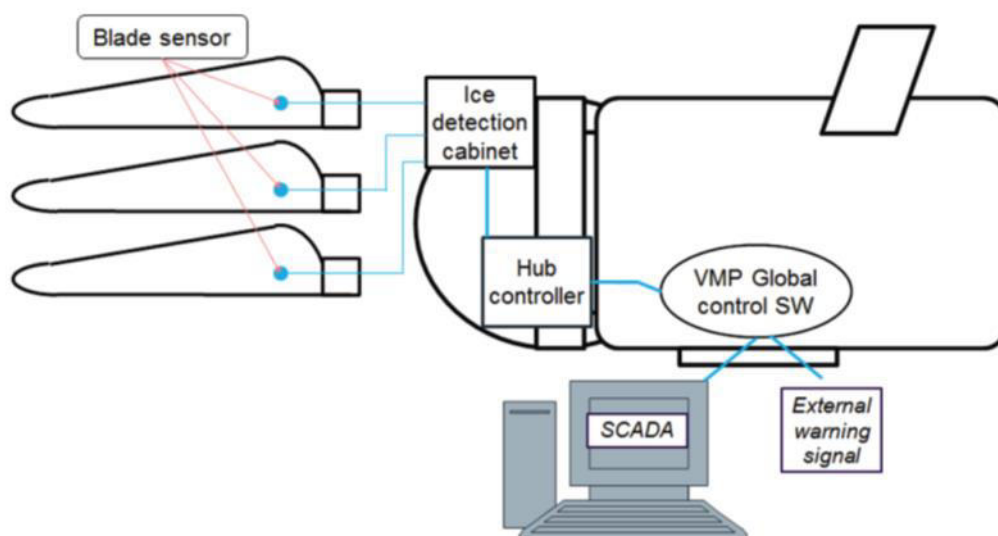


Abbildung 1: Systemübersicht

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.

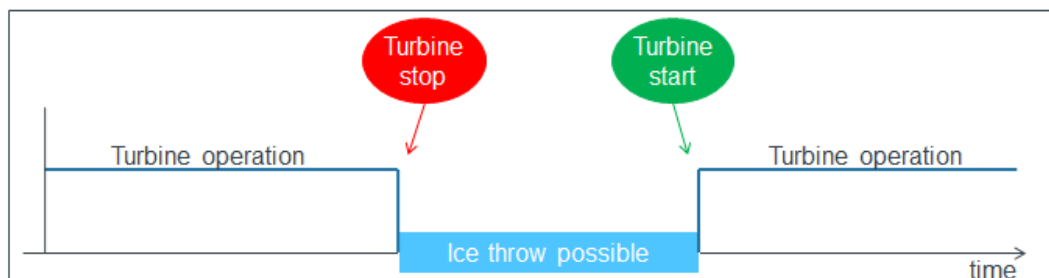


Abbildung 2

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 anspringt, 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.

Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit

Dokument-Nr.: 0077-8468 v02

Klassifizierung: EINGESCHRÄNKTE WEITERGABE

Typ: T09

Datum: 26.09.2019

Windenergieanlagentyp
EnVentus

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungen und technische Begriffe.....	2
2	Einleitung	2
3	Blitzschutz.....	2
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
4	EMV	16
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 Berggegenden 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 „Rollokugelfverfahren“ 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.

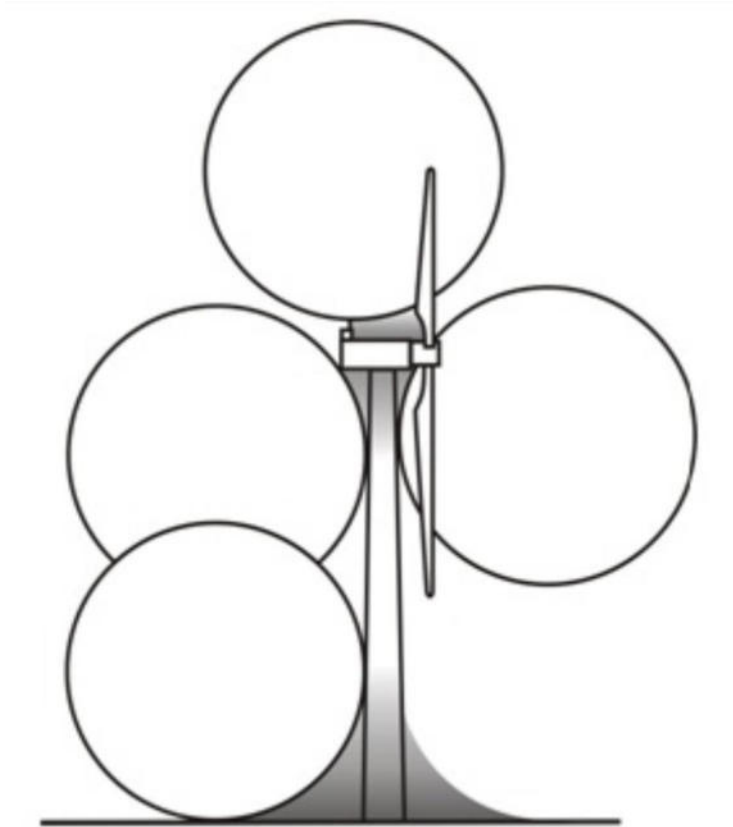


Tabelle 3-2 Das Rollkugelverfahren

3.3 Überblick über das Blitzschutzsystem

Die Windenergieanlage ist darauf ausgelegt, direkte Blitzeinschläge auszuhalten.

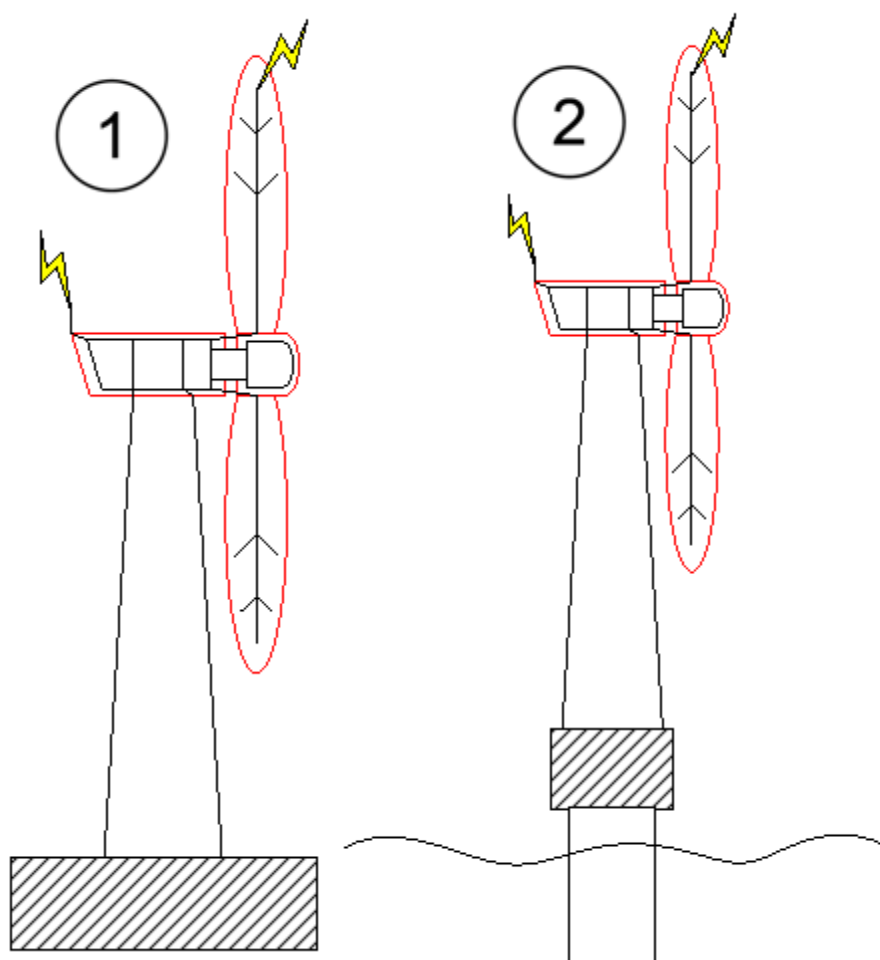


Abbildung 3-1 Blitzschlagpunkte und Blitzableitungssystem

1 Onshore-Windenergieanlage

2 Offshore-Windenergieanlage

3.3.1 Blitzschlagpunkte

Bereiche auf der Windenergieanlage, in denen mit Blitzschlägen 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 Blattleiter 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.

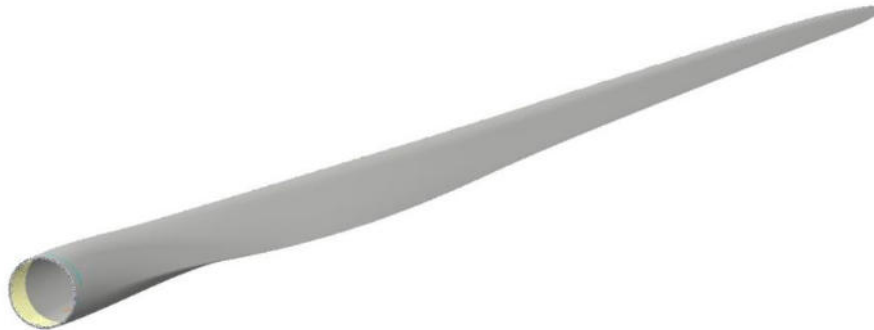


Abbildung 3-2 Rotorblatt mit Blitzableiterband

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

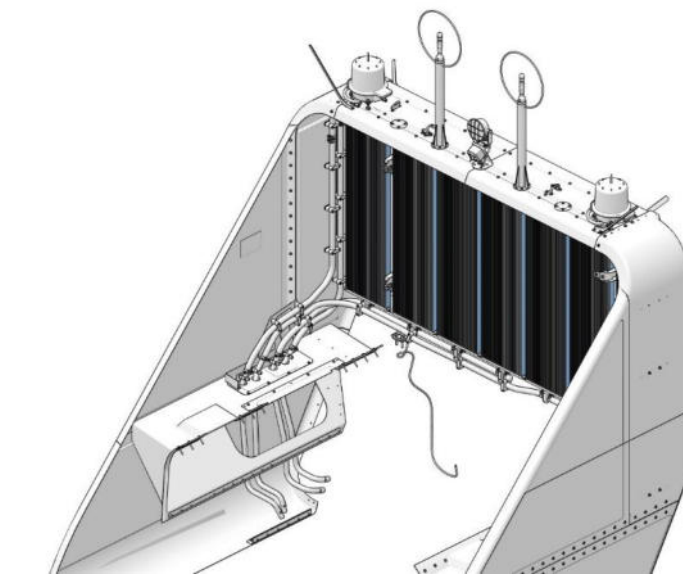


Abbildung 3-3 Darstellung von Ultraschall-Anemometer und Gefahrenfeuer am CoolerTop® an der Rückseite des Maschinenhausdaches beschrieben.

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.

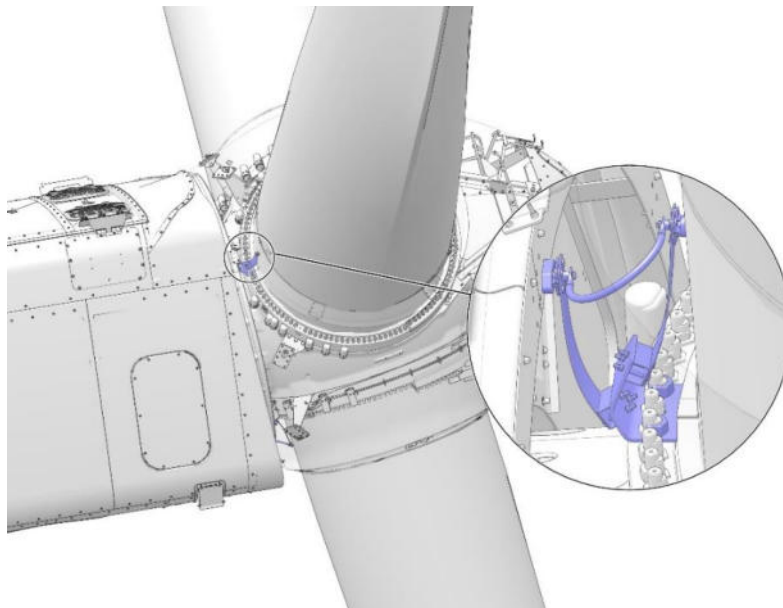


Abbildung 3-4 Darstellung eines Blitzstromableiters zwischen den Rotorblättern und der Maschinenhausstruktur

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.

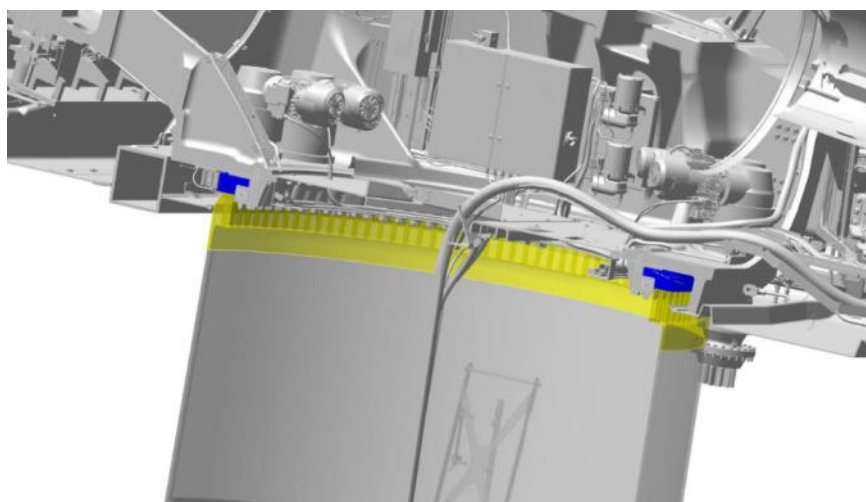
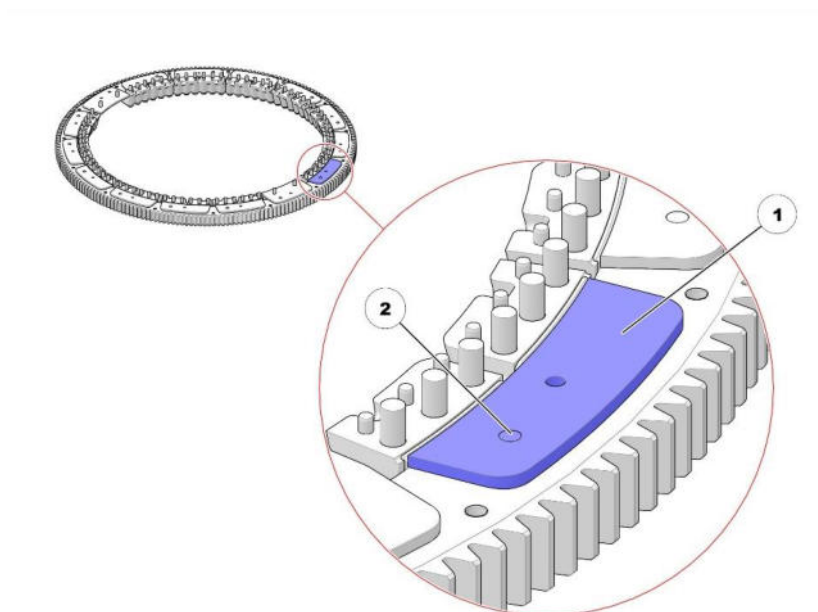


Abbildung 3-5 Darstellung eines Azimutlagerschutzes



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:

- Stahlrohturm
- 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.

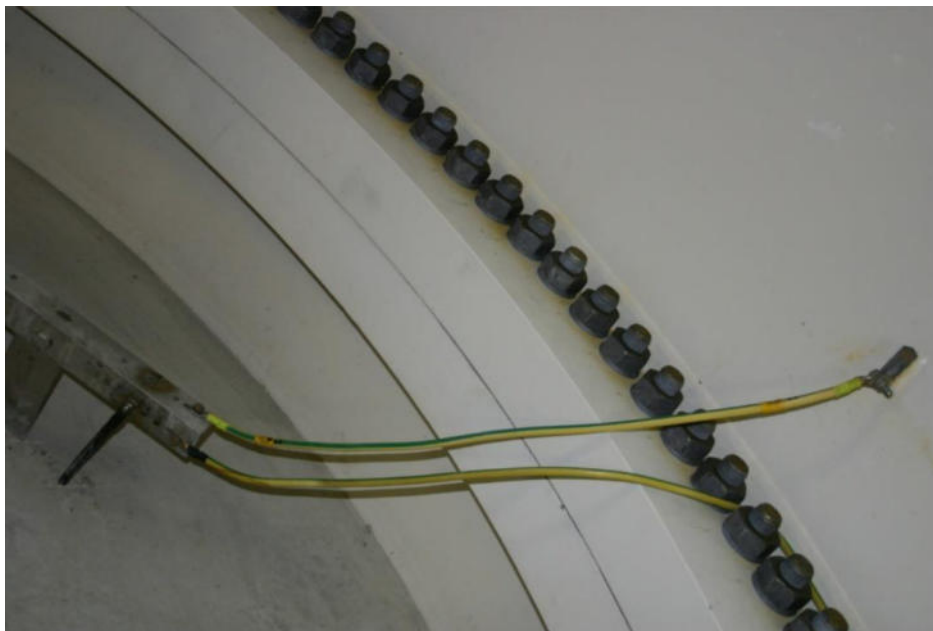


Abbildung 3-7 Verbindung zwischen dem Turm und der Haupterdungsschiene

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.

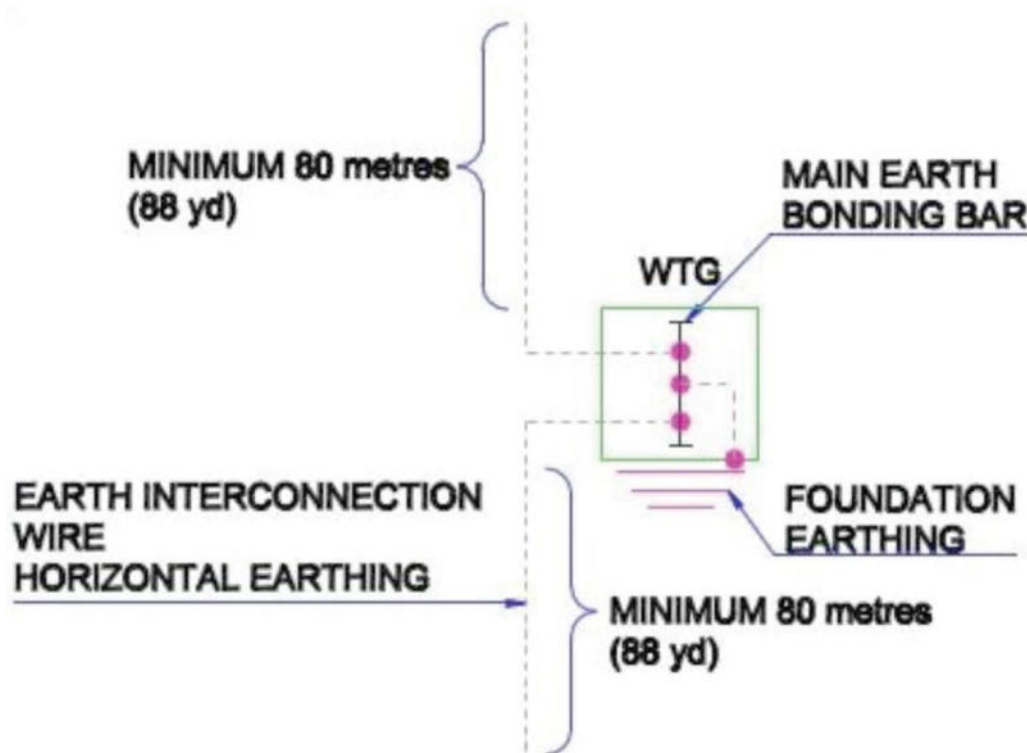


Abbildung 3-8 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems

Im Erdungssystem sind die Windenergieanlagen in einem Windpark oder einem Netz von Windenergieanlagen zusätzlich mit einem Erdverbindungskabel 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.

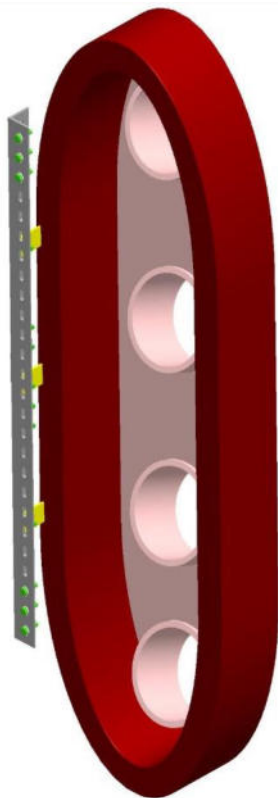


Abbildung 3-9 Mögliche Einbaulage der Hauptpotenzialausgleichsschiene

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

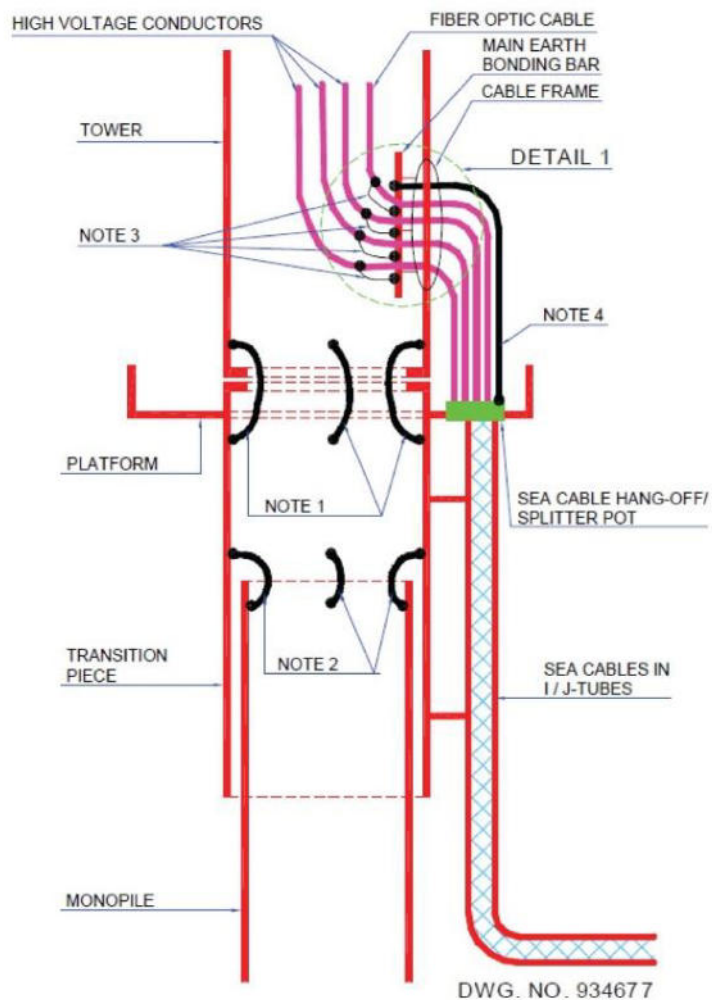


Abbildung 3-10 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei J-Rohr-Aufstellung

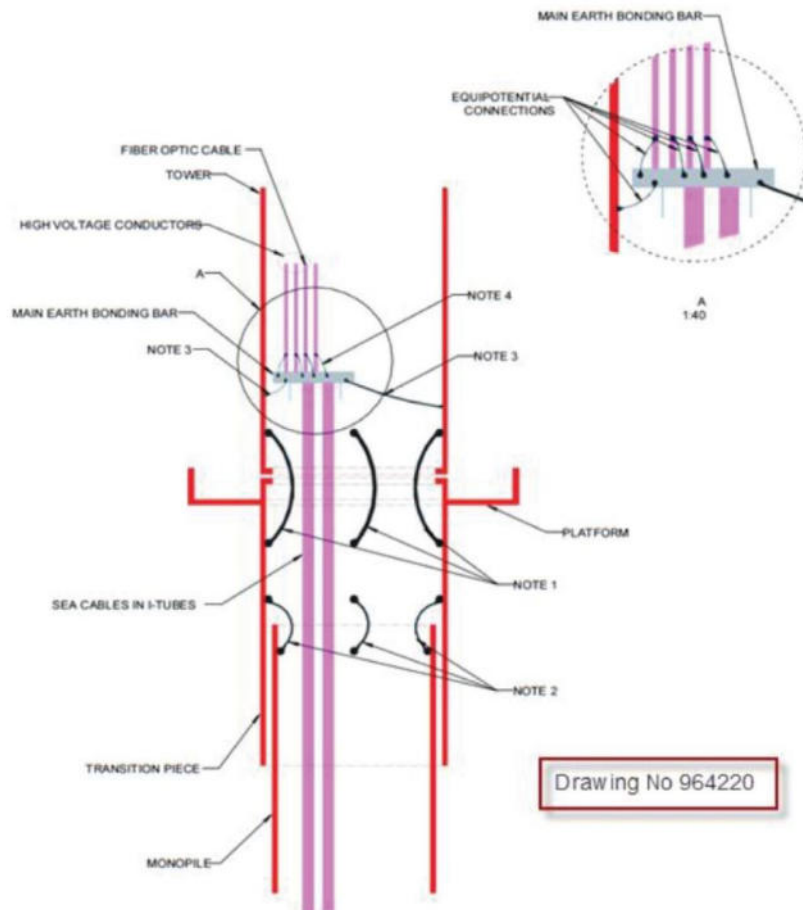


Abbildung 3-11 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei I-Rohr-Aufstellung

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

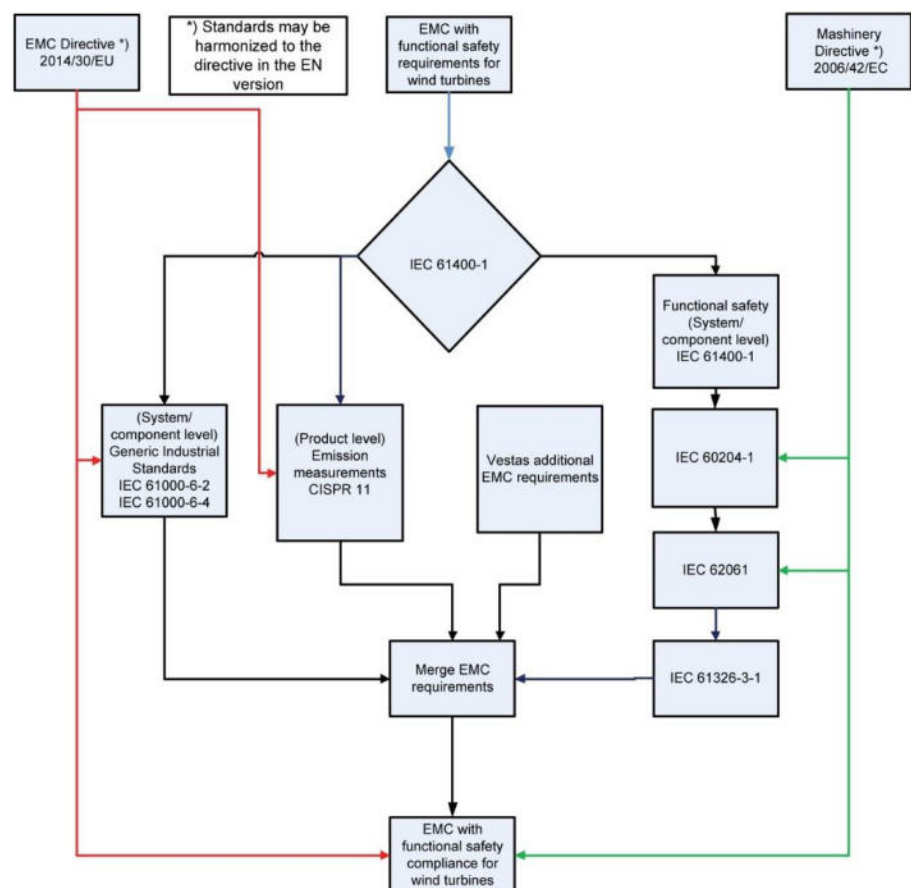


Abbildung 4-1 Rechtsvorschriften

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 bestimmungsgemäßigem 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

Dokumentennr.: 0083-6732.V00 (0080-8993.V01)

2019-02-07

VestasOnline® Business

Vestas Schattenwurf-Abschaltsystem

Allgemeine Beschreibung

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
1.1	Abkürzungsliste	3
2	Vestas Schattenwurf-Abschaltsystem in der Übersicht.....	3
3	Systemarchitektur.....	4
3.1	Umwelttechnische Steuerlogik	4
3.2	Sensoren	5
4	Kompatible Systeme.....	6
5	Dokumentation.....	6

Einleitung**1 Einleitung**

Environmental Controls (Umwelttechnische Systeme) sind optionale Module für die SCADA-Systeme VestasOnline® Business (VOB) und VestasOnline® Compact (VOC).

Die Environmental Control-Funktionen unterstützen den Windpark und seine Eigentümer beim Schutz der Umwelt vor unerwünschten Nebenwirkungen der Drehung der Rotorblätter der Windenergieanlage.

Dieses Dokument beschreibt ausführlich das VestasOnline® Environmental Control-Option: Vestas Schattenwurf-Abschaltsystem.

1.1 Abkürzungsliste

Abkürzung	Erläuterung
PPC	Power Plant Controller
VOB	VestasOnline® Business
VOC	VestasOnline® Compact
VSFC	Vestas Schattenwurf-Abschaltsystem
WEA	Windenergieanlage

2 Vestas Schattenwurf-Abschaltsystem in der Übersicht

Das Vestas Schattenwurf-Abschaltsystem (VSFC) ist ein optionales Modul, das durch WEA an in der Nähe des Windparks befindlichen Rezeptoren verursachte periodischer Schattenwurf verhindern soll. Solche Rezeptoren sind in der Regel Anwohner, Büros, Krankenhäuser und ähnliche bauliche Strukturen.

Schattenwurf treten auf, wenn die Sonnenstrahlen aufgrund des Sonnenstandes zwischen den Blättern der WEA hindurch verlaufen, bevor sie auf den Rezeptor treffen. Dadurch entsteht ein Schattenwurf, der störend sein und im schlimmsten Fall bei lichtempfindlichen Personen epileptische Anfälle auslösen kann.

Der Schutz vor Schattenwurf, VSFC, wird über mehrere Zeitpläne und Regelsätze realisiert, welche dazu führen, dass die WEA automatisch pausiert, wenn bestimmte einstellbare Umgebungsbedingungen vorliegen. Diese Bedingungen ändern sich im Jahresverlauf in Abhängigkeit mit dem Sonnenstand.

Das VSFC berücksichtigt folgende Umweltbedingungen:

- Sonnenstand relativ zu den WEA und den Rezeptoren.
- Abstand zwischen WEA und Rezeptoren
- Lichtstärke, an bewölkten Tagen fällt z.B. kein Schatten.

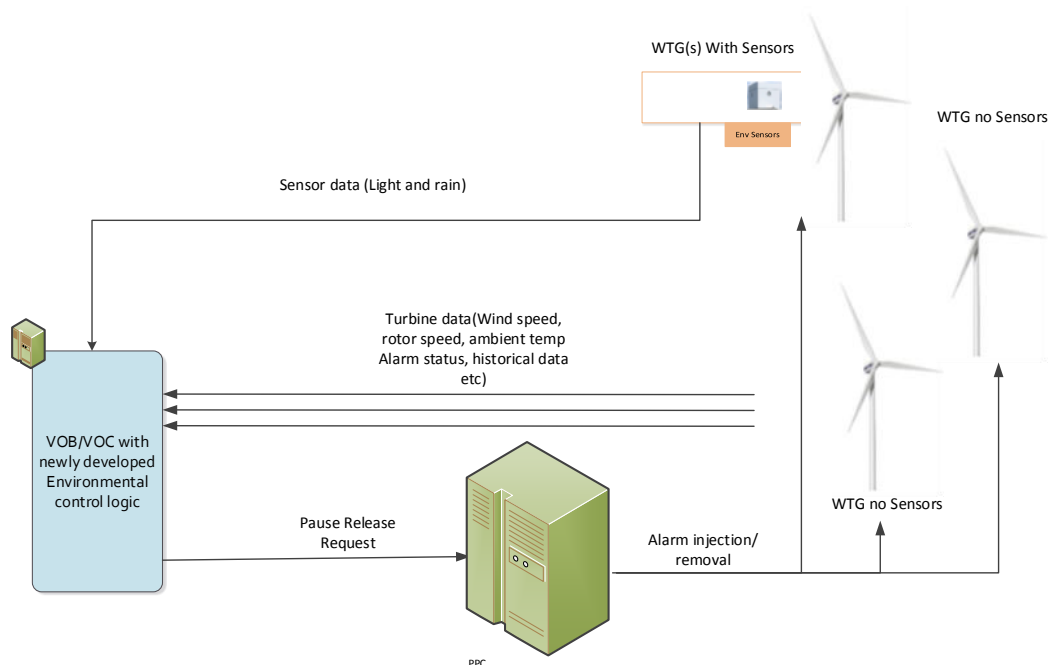
Möglicherweise sind mehrere Lichtstärkesensoren erforderlich, je nach Windparklayout und Anzahl der betroffenen Rezeptoren. Dies erfolgt während Standortauslegung.

Die VSFC-Funktion ermöglicht es Benutzern, einzelnen WEA Zeitpläne und Regeln zuzuweisen. Beispiele für Regeln sind zulässige tägliche oder jährliche kumulierte max. zulässige Beschattungsdauer an spezifischen Immissionspunkte, wie z.B. in Genehmigungen festgelegt.

Der Kunde verantwortlich die genauen GPS-Koordinaten für eine korrekte Konfiguration des Systems bereitzustellen. Eine Überprüfung der Genauigkeit der GPS-Koordinaten vor Ort durch Vestas gehört nicht zum Standard-Lieferumfang. Die VSFC-Funktion beruht auf der Analyselogik im VOB oder VOC. Die Analyselogik berechnet die Möglichkeit für das Entstehen von Schattenwurf an dem vordefinierten Rezeptor. Wird ein positives Ergebnis errechnet, wird die WEA aufgefordert, die Blätter außer Betrieb zu pitchen und die WEA in PAUSE gesetzt.

Darüber hinaus ist die VFSC mit einer Benutzeroberfläche zur Überwachung sowie einer Funktion zur Berichterstellung über VestasOnline® Nachweise und für Produktionsausfallberechnungen ausgestattet.

3 Systemarchitektur



3.1 Umwelttechnische Steuerlogik

Die umwelttechnische Steuerlogik wird auf den Systemen VOB oder VOC in Form eines Softwaremoduls ausgeführt. Das Modul nutzt die OPC-Anbindung zur Datenerfassung und als Befehlsschnittstelle zum PPC. Daten werden in der vorhandenen VOB-Datenbank gespeichert.

Das Modul stellt folgende Hauptfunktionen bereit.

Datenerfassung: Die Datenerfassung erfolgt über die WEA-Steuerungen und über an den WEA angebrachte Sensoren. Die Sensorwerte und der Zustandsstatus der Sensoren werden mit Zeitstempel protokolliert.

Umwelttechnische Steuerlogik: Die umwelttechnische Steuerlogik vergleicht die Konfigurationsdaten mit den von den Sensoren eingehenden Messdaten und den Daten der Windenergieanlage. Beruhend auf den konfigurierten Regeln beurteilt

die Logik erforderliche Maßnahmen, welche durch die WEA ergriffen werden müssen.

Datenausgabe der umwelttechnischen Logik: Die durch die WEA zu ergreifenden Maßnahmen werden an den Power Plant Controller (PPC) geschickt, der sie ihrer Wichtigkeit nach ordnet und die WEA-Steuerbefehle ausführt. Dadurch ist sichergestellt, dass die WEA nicht mehrere eventuell widersprüchliche Befehle erhalten. Der PPC koordiniert den Dateneingang von verschiedenen Systemen. Eines davon ist das Schattenwurf-Abschaltsystem. Er sorgt dafür, dass der Windpark so gesteuert wird, dass Schattenwurf an Rezeptoren in der Nähe des Windparks reduziert wird. Dabei werden andere Prioritäten wie Netzanschlussbedingungen berücksichtigt.

Alle Maßnahmen werden protokolliert und können in Berichten dargestellt werden.

Alle Maßnahmen und die Sensordaten, auf denen die Maßnahmen beruhen, sowie der Sensorzustandsstatus werden mit Zeitstempel protokolliert und können in Berichten dargestellt werden. Meldet ein Sensor Schäden oder Funktionsausfall, verwendet das System einen Standardwert, damit sichergestellt ist, dass die Drosselung stattfindet, wenn die anderen Kriterien erfüllt sind.

Benutzeroberfläche:

Die Benutzeroberfläche für die umwelttechnischen Steuerfunktionen beinhaltet folgende Hauptfunktionen:

Überwachung	Liefert dem Benutzer mit Informationen und meldet den Status der aktuellen Systemwerte.
Berichterstattung	Bietet dem Benutzer eine Bedienoberfläche zur Berichterstellung. Nachweis- und Produktionsausfallberichte.
Berichtstypen (Reports)	Nachweis-Berichte mit Informationen zu getroffenen Entscheidungen, Sensordaten, Sensorstatus, Konfigurationsänderungen usw.
Berichtstypen (Reports)	Produktionsausfallberichte

3.2 Sensoren

Alle Sensoren befinden sich an der WEA. Folgende Sensortypen kommen zum Einsatz:

Sensortyp	Benötigte Anzahl
Lichtstärke	Abhängig von dem Windparkauslegung des Standorts

Sensordaten beruhen auf den aktuellen Sensorwerten. Es handelt sich also um Echtzeitdaten, nicht um Verlaufsdaten aus den vergangenen zehn Minuten.

Durchschnittsbildung, Hysterese und Schwellenwerte dienen dazu, extreme Spitzenwerte in den Messdaten zu verhindern, damit die WEA nicht in permanenter Folge pausieren und wieder anlaufen. Diese Einstellung lässt sich in der Konfiguration ändern.

4 Kompatible Systeme

Das Schattenwurf-Abschaltssystem lässt sich in Vestas Windparks einsetzen, die folgende Systemvoraussetzungen erfüllen:

- VMPGlobal – WEA mit Sensoren und WEA mit Alarm-Meldung
- VestasOnline® Business Mk5/VestasOnline® Compact Mk4.2 mit Softwareversion 3.24 und höher
- VestasOnline® Power Plant Controller Mk5 mit Softwareversion 5.1.0 und höher
- VestasOnline® Power Plant Controller Mk4 mit Softwareversion 3.3.0 und höher

5 Dokumentation

Ein Konfigurationshandbuch und ein Handbuch zur Benutzeroberfläche gehören zum Lieferumfang der Option Schattenwurf-Abschaltssystem.

**Extremwindabschätzung
auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland
am Standort Blesewitz III**

Auftraggeber: NOTUS energy Wind GmbH & Co. KG
Alt Kosenow 7
17398 Neu Kosenow
Deutschland

Standort: Blesewitz III, Mecklenburg-Vorpommer

Berichts-Nr.: 23-268-7230621-Rev.00-EX-MK

Art des Berichtes: Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas

Datum: 30. Mai 2023

**Extremwindabschätzung
auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland
am Standort Blesewitz III**

-Prüfbericht-

Für dieses Projekt ausgestellte Dokumente:

Berichtsnummer	Datum	Titel	Inhaltliche Änderungen
23-268-7230621-Rev.00-EX-MK	30. Mai 2023	Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Blesewitz III	Erstbericht

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 für die Bereiche "Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen; Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen mittels Anemometern, SoDAR und LiDAR; Bestimmung der Standortgüte zur Inbetriebnahme; Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme; Berechnung der Turbulenzintensität; Schattenwurfberechnung von Windenergieanlagen; Schallimmissions-prognosen von Windenergieanlagen; Erstellung von Windatlanten sowie Bestimmung der Wind- und Ertragsindizes; Erstellung von Erlösgutachten; Berechnung von Marktwertatlanten" akkreditiert..

Reppenstedt, den 30. Mai 2023

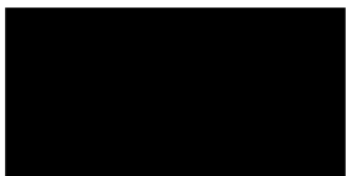
verantwortlicher Bearbeiter



geprüft



freigegeben



Rechtliche Hinweise

Dieser Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen sowie unter Berücksichtigung der Normen DIN EN ISO/IEC 17025:2018, DIN EN 1991-1-4/NA sowie der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen erstellt. Das Ergebnis dieses Berichtes ist die 50-Jahreswindgeschwindigkeit (50-Jahrextremwert), die gemäß DIBt §16.2a (Punkt vi) über eine Gumbel-Verteilung berechnet wird. Die Datengrundlage ist in Kap. 3 beschrieben.

Die Möglichkeit eines Überschreitens des hier ausgewiesenen Extremwertes ist nicht auszuschließen, da Extremwinde nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind und somit Extremwinde eines längeren Bezugszeitraumes auch in einem kürzeren Zeitraum auftreten können.

Diese Stellungnahme bleibt bis zur Abnahme und Bezahlung unter Ausschluss jeglicher Nutzung alleiniges Eigentum der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH verfügt über eine Berufshaftpflichtversicherung, die auf Verlangen nachgewiesen werden kann. Eine Haftung wird nur im Rahmen des Deckungsschutzes dieser Versicherung übernommen. Eine weitergehende Haftung wird ausdrücklich ausgeschlossen. Ein Gewährleistungsanspruch von Seiten Dritter entfällt. Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist neutral und unabhängig. Verflechtungen geschäftlicher oder privater Art mit dem Auftraggeber oder anderen Firmen bestehen nicht.

Eine auszugsweise Veröffentlichung ist nicht erlaubt.

Das vorliegende Dokument darf zum Einholen von erforderlichen Genehmigungen, für die Prospektierung, für die Projektfinanzierung sowie im Rahmen einer Due Diligence an Dritte weitergegeben werden. Die Veröffentlichung und Vervielfältigung des Berichtes ist nur mit schriftlicher Erlaubnis der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH gestattet.

Dieser Bericht umfasst 16 Seiten.

Inhaltsverzeichnis.....	Seite
1 Vorbemerkungen	5
2 Standort	6
3 Berechnungsmethode der 50-jährigen Extremwerte	7
4 Ergebnisse.....	8
5 Quellenverzeichnis	10
Anhang A Deutschland 3 km Windatlas	11
Anhang B Abkürzungsverzeichnis.....	16

1 Vorbemerkungen

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde am 25. Mai 2023 von der Firma NOTUS energy Wind GmbH & Co. KG beauftragt, eine Abschätzung der Extremwindverhältnisse am Standort Blesewitz III durchzuführen. Angaben über die geplanten WEA (siehe Tab. 1) wurden vom Kunden zur Verfügung gestellt.

Das Ergebnis dieses Berichtes ist die 50-Jahreswindgeschwindigkeit (50-Jahresextremwert), die gemäß DIBt §16.2a (Punkt vi) über eine Gumbel-Verteilung mittels Bootstrap-Verfahren berechnet wird. Sie gilt als belastbare Bemessungsgrundlage zur Berechnung der Standsicherheit.

Die Datengrundlage zur Abschätzung der zu erwartenden Extremwindereignisse am betreffenden Standort bilden hier die Daten des anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 3 km und einer zeitlichen Auflösung (Instantan-Werte) von 10 Minuten (D-3km.M2). Der Referenzzeitraum deckt 26 Jahre von 1997 – 2022 ab.

Beim Windatlas für Deutschland 3 km wurde ein hausintern entwickeltes „Remodelling“-Verfahren angewandt. Hierbei erfolgt eine komplexe Korrektur des Windatlas anhand von qualitativ hochwertigen Windmessungen. Das „Remodelling“-Verfahren wurde anschließend anhand weiterer unabhängiger Winddaten überprüft. Die Windgeschwindigkeitszeitreihe wird mittels Remodelling und Höhenkorrektur standortspezifisch für die geplante WEA am Standort Blesewitz III berechnet.

Die hier angewandte Vorgehensweise beinhaltet die Analyse der Extremwertereignisse am Standort Blesewitz III, berechnet mit Hilfe des anemos Windatlas für Deutschland. Sie ist als Abschätzung der Extremwindverhältnisse zu verstehen, die auf Modellsimulationen basiert. Der Windatlas wurde allerdings anhand einer Vielzahl von Windmessungen verifiziert. Diese Vorgehensweise unterliegt, nicht zuletzt durch die Methodik der Extremwertbestimmung, einer Unsicherheit. Die Gültigkeit der Ergebnisse bezieht sich auf die zeitliche Auflösung der 10 Minuten Instantan-Werte. Extreimböen (Gust) im Sekundenbereich sind nicht vollständig durch das Modell abgedeckt. Dies sollte bei der Interpretation der hier aufgezeigten Ergebnisse unbedingt berücksichtigt werden.

2 Standort

Das zu beurteilende Windparkareal am Standort Blesewitz III besteht aus einer geplanten WEA, welche sich in der Zelle 198x249 des anemos Windatlas für Deutschland befindet. Aufgrund der Nähe der WEA 14 zur westlich gelegenen Nachbarzelle, werden die Windverhältnisse dieser Zelle mit den Standortbedingungen von WEA 14 untersucht, wobei sich eine niedrigere Windgeschwindigkeit ergibt. Für die Extremwertberechnung wird daher die konservativste Gitterzelle (198x249, siehe Abb. 1) ausgewählt. Die Extremwertberechnung wird mit den Koordinaten von WEA 14 durchgeführt. Informationen über die Konfiguration sind der Tab. 1 zu entnehmen.

Tab. 1: Koordinaten der geplanten Anlage

WEA	UTM, ETRS 89, Zone 33		Nabenhöhe	Bestand / geplant
	Rechtswert	Hochwert		
WEA 14	407691	5966259	169 m	geplant

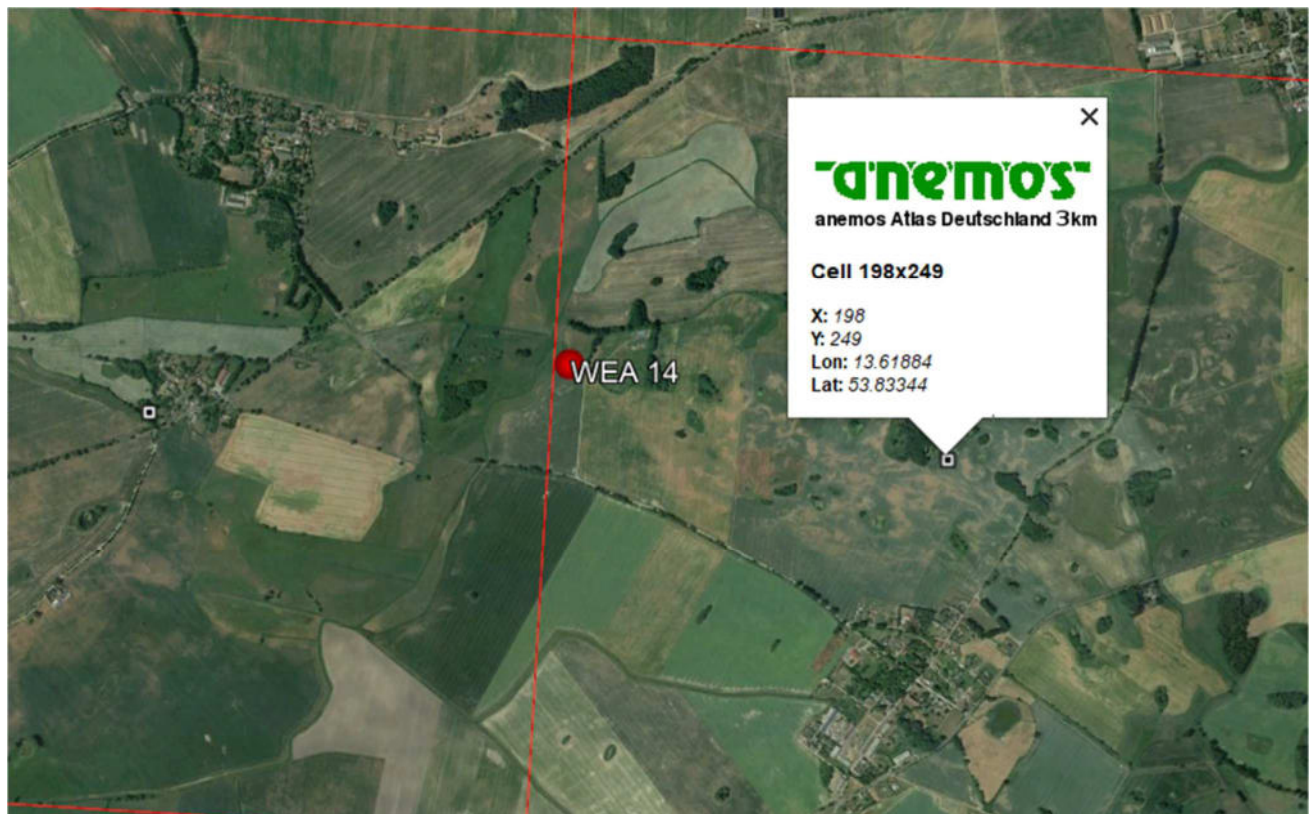


Abb. 1: Lageplan des Standortes und des entsprechenden D-3 km.M2 - Atlas-Knotenpunktes (Google-Earth Pro)

3 Berechnungsmethode der 50-jährigen Extremwerte

Das Berechnungsverfahren beinhaltet folgende Schritte:

- Mit 40 Onshore Messungen wurde ein Skalierungsfaktor für extreme Windgeschwindigkeiten berechnet und auf die Windgeschwindigkeitszeitreihen angewendet. Der Skalierungsfaktor wurde durch eine mittlere QQ-Verteilung entwickelt.
- Bei der Extremwertberechnung für die konservativste WEA werden alle geplanten WEA aus Tab. 1 berücksichtigt. Bei der Extremwertberechnung wird um jede geplante WEA in einem Radius von 10 m eine mögliche Koordinatenverschiebung mit berücksichtigt. Für die konservativste WEA, d. h. die WEA die den höchsten Extremwert aufweist, wird der Extremwert ausgewiesen.
- Die Berechnung der standortspezifischen Windgeschwindigkeitszeitreihe auf der gewünschten Nabenhöhe wird für die WEA 14 (169 m) durchgeführt.
- Es werden insgesamt 40 Extremereignisse der Windgeschwindigkeit gespeichert. Die Auswahl der Extremereignisse ist in Kap. 4 dargestellt.
- Mit einer Gumbel-Verteilung werden der Extremwert und die Standardabweichung für 50 Jahre mithilfe eines Bootstrap-Verfahrens berechnet. Die dabei verwendete Gumbel-Anpassung basiert auf der Methode der kleinsten Quadrate (Regressionsverfahren). Die Ergebnisse haben dabei eine Gültigkeit für die gleiche zeitliche Auflösung wie die Eingangsdaten (10 min. Instantan-Werte).

4 Ergebnisse

Die folgenden Ergebnisse sind ausschließlich für die in diesem Bericht ausgewiesene Windparkkonfiguration des Standortes Blesewitz III gültig. Der 50-Jahresextremwert der Windgeschwindigkeit ist zu verstehen als wahrscheinliches einmaliges Ereignis innerhalb einer Zeitspanne von 50 Jahren. Die Überschreitungswahrscheinlichkeit beträgt folglich 2 % (2 Ereignisse innerhalb 100 Jahren), wie es die Norm vorgibt (DIBt §2, 2.1: Wert, der statistisch einmal in 50 Jahren erreicht oder überschritten wird. Jährliche Überschreitungswahrscheinlichkeit von 0.02).

Tab. 2: Extremwerte (169 m Höhe) – D-3km.M2-Atlas

Windatlas: D-3km.M2	V _{ref} (50 Jahre)	V _{ref} (50 Jahre) + 1x StdAbw	V _{ref} (50 Jahre) + 2x StdAbw
Blesewitz III (standortspezifisch für WEA 14)	30.46 m/s	31.57 m/s	32.68 m/s

Der erwartete 50-Jahres Extremwind auf Basis des Windatlas D-3km.M2 am Standort Blesewitz III beträgt **31.57 m/s** in 169 m Höhe über Grund, unter Berücksichtigung der einfachen Standardabweichung. Dieser Wert gilt als Bemessungsgrundlage zur Berechnung der Standsicherheit. Eine mögliche Koordinatenverschiebung jeder in Tab. 1 gelisteten WEA im Radius von 10 m ist durch den ausgewiesenen Extremwert mit abgedeckt.

Tab. 3: Auswahl der Extremereignisse und angepasste Gumbel-Verteilungsparameter

Auswahl der Extremereignisse		Angepasste Gumbel-Verteilungsparameter	
Unabhängigkeits-Kriterium	4 Tage	Alpha	0.6633
Werte Extremereignisse	40	Beta	23.9075 m/s
Mittlere Windgeschwindigkeit der Extremereignisse	24.73 m/s	Mittel	24.7778 m/s
Standardabweichung der Extremereignisse	1.71 m/s	Standardabweichung	1.9337 m/s
		Lambda [Ereignisse pro Jahr]	1.5385

Tab. 4: Extremwindgeschwindigkeit in unterschiedlichen Bezugszeiträumen

EWS-Schätzung	Statistische Unsicherheitsabschätzung			
Bezugszeitraum Jahre	Wind [m/s]	VarK [%]	EWS+1xStdAbw [m/s]	EWS+2xStdAbw [m/s]
1	24.56	1.02	24.81	25.06
5	26.98	2.10	27.55	28.12
25	29.41	3.21	30.35	31.30
50	30.46	3.65	31.57	32.68

Tab. 5: Stichprobe mit 40 Werten aus dem Deutschland 3 km Windatlas

Datum [UTC]	Extremwert [m/s]	Datum [UTC]	Extremwert [m/s]
03.12.1999 22:20	30.87	07.03.2002 05:40	24.44
30.01.2022 03:20	27.35	01.03.2008 16:20	24.40
29.01.2002 01:00	27.14	21.03.2004 01:00	24.35
19.02.2022 04:00	26.78	02.12.2021 02:20	24.11
05.12.2013 21:20	26.70	18.06.2012 15:00	23.87
28.10.2002 01:00	26.67	26.02.2002 19:20	23.81
12.01.2007 04:10	26.38	22.02.2008 20:20	23.63
18.01.2007 21:10	26.34	28.10.1998 11:40	23.61
10.01.2015 16:20	26.10	28.10.2013 16:30	23.42
31.12.2006 07:40	25.90	18.11.2004 03:10	23.38
12.03.2020 13:10	25.54	15.03.2014 04:30	23.36
13.02.2005 01:40	25.52	08.01.2005 20:10	23.30
27.12.2016 00:20	25.23	11.10.1997 02:20	23.19
31.01.2007 18:00	25.07	01.01.2011 05:50	23.13
05.02.1999 03:00	25.05	12.01.2012 15:10	23.03
31.01.2000 08:40	24.90	29.11.2015 23:50	22.80
29.10.2017 03:30	24.88	12.02.2002 14:10	22.69
11.04.1997 08:00	24.83	08.02.2000 22:00	22.68
26.01.2008 15:20	24.78	27.11.2011 20:20	22.64
01.01.2002 20:30	24.59	18.11.2015 09:10	22.63

5 Quellenverzeichnis

- Christoffer, J. und M. Ulbricht-Eissing, 1989: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, Bericht des DWD, Nr. 147
- DIBt, 2015: Richtlinie für Windenergieanlagen, Mitteilungen des DIBt – Deutsches Institut für Bautechnik
- DIN EN 1991-1-4/NA, 2010: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten
- Farr, T. G., et al., 2007: The Shuttle Radar Topography Mission, Rev. Geophys., 45, RG2004, doi:10.1029/2005RG000183; <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/srtmBibliography.html>
- Kalnay E, Kanamitsu M, Kistler R, Collins W, Deaven D, Gandin L, Iredell M, Saha S, White G, Woollen J, Zhu Y, Chelliah MW, Ebisuzaki W, Higgins J, Janowiak KC, Mo C, Ropelewski A, Leetmaa R, Reynolds, Jenne R (1996) The NCEP/NCAR reanalysis project. Bull. Am. Meteorol. Soc., 77:437–471
- Keil, M., M. Bock, T. Esch, A. Metz, S. Nieland, A. Pfitzner, 2010: CORINE Land Cover Aktualisierung 2006 für Deutschland. Abschlussbericht zu den F+E Vorhaben UBA FKZ 3707 12 200 und FKZ 3708 12 200, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum Oberpfaffenhofen, Januar 2010
- Mengelkamp, H.-T., 2015: Wind-, Ertrags- und Erlösgutachten für Windenergieanlagen, promet – meteorologische Fortbildung, Hrsg. Deutscher Wetterdienst, Jahrg. 39, Nr. 3/4, 193-202
- Mengelkamp, H.-T., 1988: On the energy output estimation of wind turbines, Int. Journal of Energy Research, 12, 113-123
- Mengelkamp, H.-T., 1999: Wind Climate Simulation over Complex Terrain and Wind Turbine Energy Output Estimation, Theor. Appl. Climatol, 63, 129-139
- Mengelkamp, H.-T., H. Kapitza und U. Pflüger, 1997: Statistical-dynamical downscaling of wind climatologies, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 67&68, 449-457
- Mengelkamp, H.-T., T. Sperling, 2005: Windindizes werden von Produktionsdaten unabhängig, Erneuerbare Energien, 2, 25-27
- Rienecker, M.M., M.J. Suarez, R. Gelaro, R. Todling, J. Bacmeister, E. Liu, M.G. Bosilovich, S.D. Schubert, L. Takacs, G.-K. Kim, S. Bloom, J. Chen, D. Collins, A. Conaty, A. da Silva, et al., 2011: MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. J. Climate, 24, 3624-3648, doi:10.1175/JCLI-D-11-00015.1
- Traup, S. und B. Kruse, 1996: Winddaten für Windenergienutzer, Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes
- Troen, I. und E.L. Petersen, 1989: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde. 656 pp. ISBN 87-550-1482-8
- Weiter, A., M. Schneider, D. Peltret und H.-T. Mengelkamp (2019): Electricity production by wind turbines as a means for the verification of wind simulations. Meteorol. Z. doi: 10.1127/metz/2019/0924

Anhang A Deutschland 3 km Windatlas

Eingangsdaten

Der anemos Windatlas für Deutschland 3 km wird mithilfe des meteorologischen Mesoskalen-Modells WRF-ARW¹ erstellt. Er nutzt dabei die weltweit verbreiteten MERRA-2-Reanalysedaten² als Eingangs- bzw. Antriebsdaten. Somit können die Vorteile des MERRA-2-Reanalysedatensatzes – Konsistenz, Homogenität, Länge der Zeitreihe, ständige Aktualisierung, Verfügbarkeit über Land und Meer – erhalten bzw. verstärkt werden. Auf der anderen Seite werden mit dem anemos Windatlas für Deutschland 3 km die Nachteile der MERRA-2-Reanalysedaten – relativ geringe räumliche (0.5° Breite, 0.625° Länge) und zeitliche Auflösung (3 h) – überwunden.

Das WRF-Modell erlaubt durch seine sogenannte Multi-Nesting-Fähigkeit (Abb. 2) hochaufgelöste Simulationen und Prognosen der atmosphärischen Zirkulation. Dadurch können detaillierte Bodeninformationen verwendet werden, welche den Einfluss von Vegetation, Rauigkeit und Topographie berücksichtigen. Die atmosphärischen Zustandsvariablen werden alle 10 min auf einem Gitter von 3 x 3 km² ausgegeben. Die Simulation umfasst den Zeitraum von 1997 bis heute und wird kontinuierlich erweitert. Die vertikale Struktur der Atmosphäre wird in 25 Höhen-Schichten sehr hoch aufgelöst. Dazwischenliegende Höhen werden durch Interpolation berechnet.



Abb. 2: Verschachtelte Domains der WRF Simulationen

¹ <http://www.wrf-model.org>

² Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Application, Version 2 (MERRA-2) Reanalysis data zur Verfügung gestellt durch die US National Aeronautics and Space Administration (NASA) Webseite auf <http://www.nasa.gov/>

Die Geländehöhen sind dem SRTM Datensatz (*Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center*) entnommen und dem Modellgitter entsprechend interpoliert. Die Daten wurden im Jahre 2000 erhoben und stehen in einer räumlichen Auflösung von ca. 90 m zur Verfügung. Die vertikale Auflösung beträgt hier 1 m.

Alle Informationen über die Vegetation und Rauigkeiten innerhalb des Simulationsgebietes liefert der CORINE Datensatz der Europäischen Umweltagentur (European Environment Agency, EEA). Diese Informationen basieren auf den Daten des Landsat-7-Satelliten im Maßstab 1:100.000. Die Daten stehen auf einem Modellgitter in räumlicher Auflösung von 100 m zur Verfügung. Deren letzte Überarbeitung fand im Jahre 2018 statt. Aufgrund der Repräsentativität über die letzten 25 Jahre, sowie aus Konsistenzgründen, wird für die Modellsimulation der CORINE Datensatz von 2006 verwendet.

Die Daten des anemos Windatlas für Deutschland 3 km dürfen nicht als absolute Wahrheit des vorherrschenden Atmosphärenzustands an einem Standort oder als Ersatz für eine langzeitliche Messreihe angesehen werden. Durch Modellsimulationen wird versucht die natürlichen Vorgänge innerhalb der Atmosphäre möglichst repräsentativ nachzubilden. Die simulierten Größen sind daher als erste Schätzung der Windverhältnisse auf dem vorhandenen Modellgitter mit der räumlichen Auflösung von 3 x 3 km² zu bewerten und sollten ohne ein entsprechendes „Remodelling“ nicht als Absolutwerte verstanden werden. Die Anwendung der Windatlas-Daten beruht in erster Linie auf der Langzeiteinordnung erhobener Kurzzeit-Windmessungen durch Korrelationsanalysen in einen klimatologisch repräsentativ anzusehenden Zeitraum. Durch das folgende beschriebene „Remodelling“ wird der Einsatzbereich des Windatlas erweitert, da eine Annäherung an die Absolutwerte erfolgt.

Für die folgenden Anwendungsbereiche ist der Windatlas inkl. Remodelling geeignet:

- ✓ **Windpotential (Windgeschwindigkeit, Weibull A & k, Leistungsdichte)**
- ✓ **Langzeitbezug mit Windmessungen bzw. Ertragsdaten)**
- ✓ **Ertragsberechnungen ohne / mit Verlusten auf 10-min. Basis**
- ✓ **Ertragsindex**
- ✓ **Extremwindberechnungen**
- ✓ **Marktwertanalysen**
- ✓ **Erlösprognosen**
- ✓ **Risiko- / Portfolioanalysen**
- ✓ **SCADA-Daten Analysen**
- ✓ **Rückrechnung nach TR10 (10-min. Reanalysedaten)**

Optimierung der Modelleinstellungen

Vor der eigentlichen Hauptsimulation wurden die Modelleinstellungen und Parametrisierungen (wie zum Beispiel Grenzschichtschema, Bodenschema, Strahlungsschema, etc.) getestet und für die relevanten atmosphärischen Parameter (Windgeschwindigkeit und Windrichtung) optimiert. Hierfür wurden mehr als 30 verschiedene Modelleinstellungen für ausgesuchte Monate aus Frühling, Sommer, Herbst und Winter über das Jahr verteilt getestet und mit Windmessungen (Messmasten und LiDAR) verifiziert. Durch diese Testphase zeigt sich, wie das bodennahe Windfeld auf unterschiedliche Parametrisierungen und Schemata reagiert (Sensitivitätstests). Die den Beobachtungen am nächsten kommende Einstellung wird im letzten Test über ein Jahr simuliert und anschließend ebenfalls verifiziert. Bei guter Prognosegüte wird anschließend die Hauptsimulation kontinuierlich fortlaufend (> 20 Jahre) gestartet.

Statistische Verifikation mit Windmessungen als Vorbereitung für das Remodelling

Die wichtigste Aufgabe nach der Durchführung der Hauptsimulation ist die intensive Verifikation anhand zahlreicher Windmessungen. Für die Verifikation des Deutschland 3km Atlas wurden 45 Messungen verwendet. Zum einen erhält man aus der Verifikation die Prognosegüte und Qualität der Hauptsimulation und zum anderen werden systematische Fehler im letzten Schritt, dem *Remodelling*, behoben und die Qualität des Atlas wird verbessert. Verifiziert werden statistische Kenngrößen wie Mittelwert, Bestimmtheitsmaß (R^2) bzw. Korrelation (R), Bias, RMSE und Extremwerte (QQ-Verteilung). Außerdem werden Vertikalprofile, Tagesgänge, Windrosen, Häufigkeitsverteilungen mit Weibull-Parametern überprüft.

Remodelling Verfahren

Nach der vollständigen Verifikation der Hauptsimulation mit allen verfügbaren Windmessungen wird der Windatlas im vorletzten Schritt der Prozesskette durch das Remodelling optimiert. Es wird anhand der Abweichungen und deren Abhängigkeiten bei der Verifikation mit 28 Windmessungen ein sektorielles Training durchgeführt. Die verbleibenden Windmessungen werden für die anschließende unabhängige Verifikation des Remodelling Verfahrens benötigt. Durch das Training werden Skalierungsparameter mithilfe einer multiplen linearen Regressionsanalyse entwickelt, welche anschließend auf die Windatlas-Zeitreihen angewendet werden. Es wird nach Abhängigkeiten der Skalierungsparameter von der Subgrid-Topographie gesucht und bei ausreichender Signifikanz verwendet. Infolgedessen können durch die im Training entwickelten Skalierungsparameter alle Gitterzellen mithilfe der Subgrid-Informationen (Orographie, Rauigkeit, etc.) korrigiert werden. Letztendlich verbessert das Remodelling die statistischen Kenngrößen sowie auch die Häufigkeitsverteilung mit Weibull-Parametern und das Vertikalprofil.

Verifikation nach dem Remodelling

Im Anschluss an das Remodelling werden die Windatlas-Zeitreihen mit 45 internen und zusätzlich 56 externen Windmessungen verifiziert. Die Ergebnisse der internen Verifikation werden in Abb. 3 exemplarisch für die Messhöhe 100 Meter gezeigt. Hierfür wird der Bias der Windgeschwindigkeit an den vier Offshore und 41 Onshore Stationen gebildet und graphisch dargestellt.

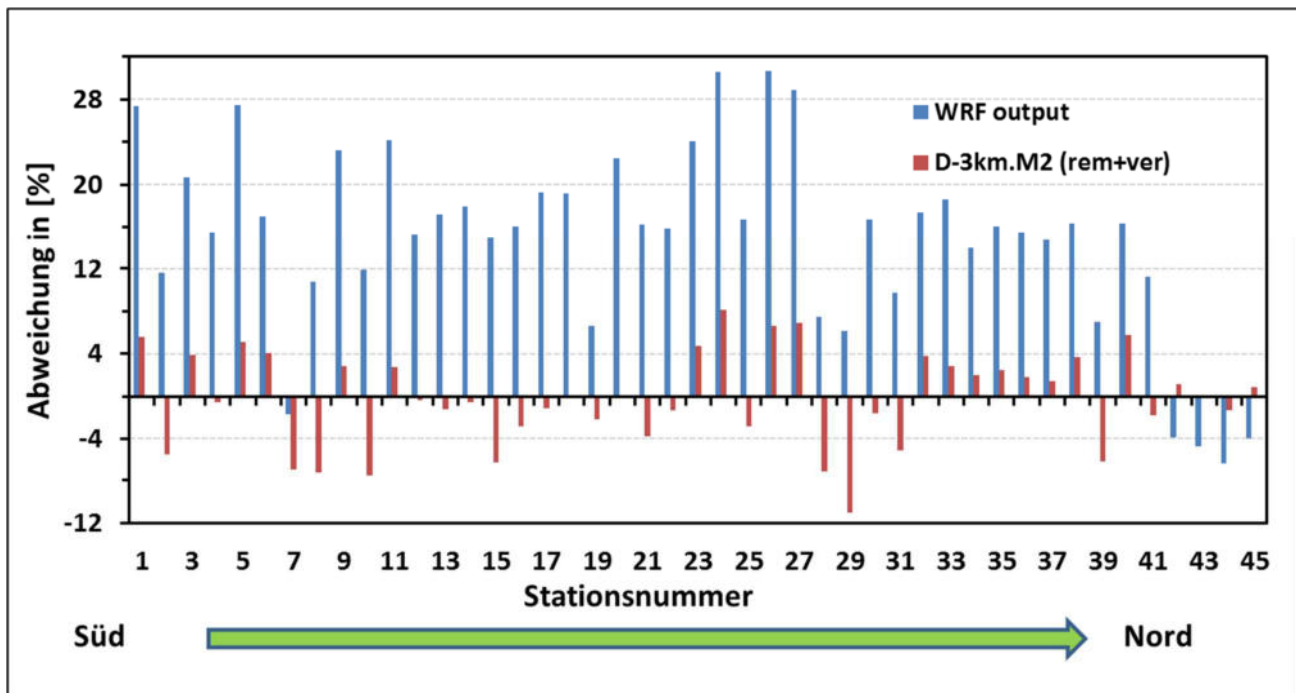


Abb. 3: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen den 45 internen Messungen und WRF Output (blau) bzw. D-3km.M2 (rot). Die Messungen sind von Süd (links) nach Nord (rechts) sortiert. Die Messhöhe beträgt 100 Meter ü. G. und das Messintervall 1 Jahr.

Abb. 3 zeigt die Abweichung in Prozent der Windgeschwindigkeit jeder Messung, einmal für den Windatlas vor dem Remodelling (WRF Output, blau) und für das Endprodukt mit Remodelling (D-3km.M2, rot). Zum einen können der deutliche positive Bias der Onshore Messungen und die leicht negativen Abweichungen der Offshore Stationen durch das Remodelling behoben werden. Zum anderen liegen die meisten Stationen nach dem Remodelling im Bereich von $\pm 5\%$ (71% der Messungen), was eine signifikante Verbesserung darstellt. Auf Stundenbasis ergibt sich für die mittlere Korrelation (R) ein Wert von 84.2% und der mittlere Bias liegt bei -0.2%. Der RMSE der Abweichung liegt mit 4.4% unter der 5%-Marke.

Außerdem wurde eine externe Verifikation von Dr. Anselm Grötzner von CUBE Engineering GmbH – Part of Ramboll durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Verifikation werden in Abb. 4 dargestellt. Bei dieser Verifikation wurden vor allem die für die Windkraftanlagen relevanten Höhen zwischen 80 m und 140 m ü. G. untersucht.

In Abb. 4 wird der Bias der Windgeschwindigkeit und zusätzlich der Bias der Energiedichte für 56 externe Windmessungen dargestellt. Die Abweichungen der Windgeschwindigkeit zwischen Messung und dem D-3km.M2 liegen bei den meisten Stationen (88% der Messungen) im Bereich von $\pm 7\%$. Auf Stundenbasis ergibt sich für die mittlere Korrelation (R) ein Wert von 84.8% und der mittlere Bias liegt bei 0.9%. Der RMSE der Abweichung liegt mit 5.3% nur knapp oberhalb der 5%-Marke. Die Abweichungen der Energiedichte sind ebenfalls sehr gering (Bias 0.7% und RMSE 6.8%). Dies ist vor allem für die Berechnung von Erträgen und Marktwerten relevant. Im Zuge des „Remodelling“-Verfahrens werden insbesondere die Weibull-Verteilung und das Vertikalprofil der Windgeschwindigkeit deutlich besser getroffen, sodass der Bias der Energiedichte bei 93% der Messungen im Bereich von $\pm 10\%$ liegt.

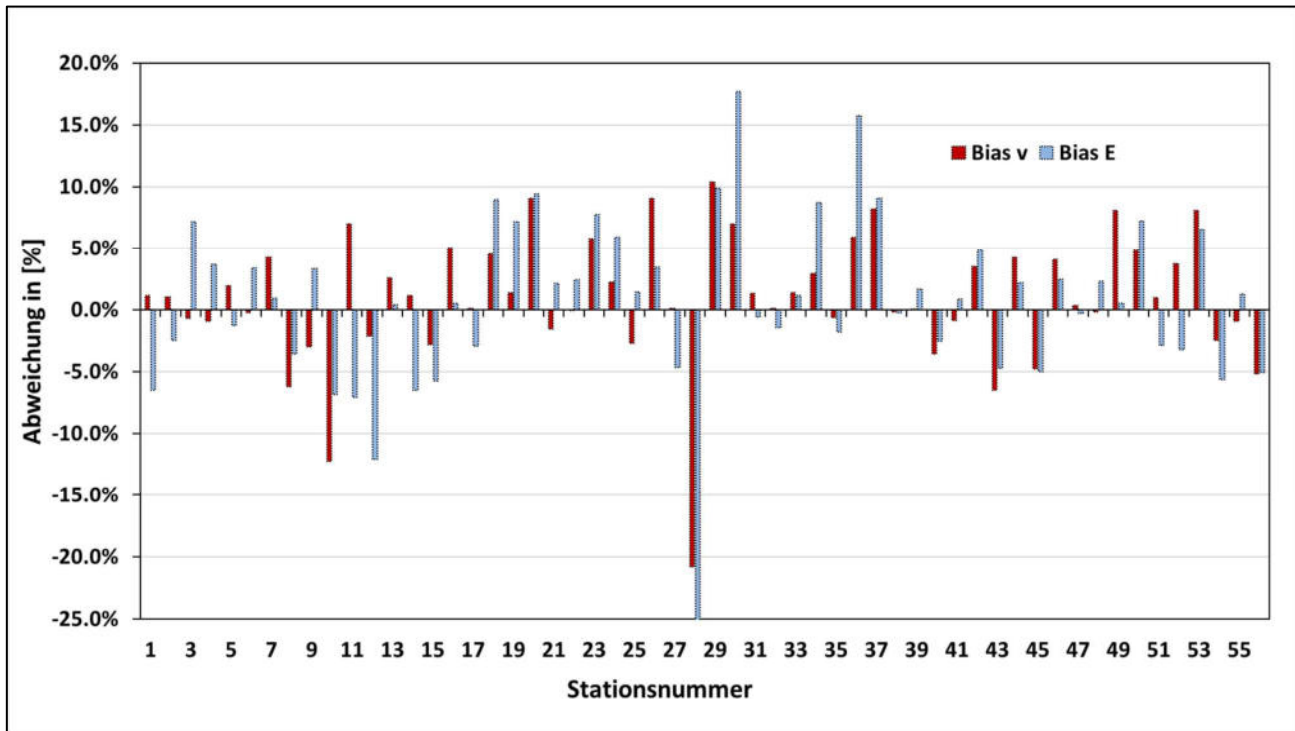


Abb. 4: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit (rot) und der mittleren Energiedichte (blau) zwischen den 56 externen Messungen und dem D-3km.M2. Die Messhöhen liegen zwischen 80 m und 140 m ü. G. und das Messintervall beträgt 1 Jahr. Die Verifikation wurde durchgeführt von Dr. Anselm Grötzner von CUBE Engineering GmbH – Part of Ramboll

Standortspezifische Zeitreihen der Windgeschwindigkeit

Im Rahmen des Remodelling-Verfahrens wurde eine standortspezifische Höhenkorrektur mithilfe von CFD Simulationen an verschiedenen, komplexen Messstandorten entwickelt. Mit dem CFD Modell Meteodyn werden die 3 x 3 km² Atlaszeitreihen der Teststandorte hochaufgelöst modelliert. Die orographischen Informationen sind dem SRTM-Datensatz (3 arcsec ~ 90 m) entnommen.

Da die Höhenkorrektur ein Teil des Remodelling Prozesses ist, um den Höhenunterschied zwischen Atlaszelle und Messung zu berücksichtigen, stellt die standortspezifische Höhenkorrektur vor allem in komplexen Regionen eine deutliche Verbesserung der mittleren Windgeschwindigkeit dar. Im flachen Gelände hat die Höhenkorrektur keinen signifikanten Einfluss aufgrund der geringen Höhenunterschiede. Die Höhenkorrekturfunktion wird beim Auslesen von Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auf jeden Zeitschritt angewendet.

Anhang B Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Referenz
CFD	Computational Fluid Dynamics
D-3km.M2	anemos Windatlas für Deutschland 3km, Basis: MERRA-2 Daten
DIN	Deutsches Institut für Normung
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EWS	Extreme Wind Speed
ISO	Internationale Organisation für Normung
MERRA-2	Reanalysedatensatz, "The Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications 2 "
QQ-Verteilung	Quantile-Quantile-Verteilung
R / R ²	Korrelationskoeffizient / Bestimmtheitsmaß
RMSE	Root mean squared error
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
StdAbw	Standardabweichung
UTM	Universale Transversale Mercatorprojektion
VarK	Variationskoeffizient
Vref	Extremwindgeschwindigkeit für den Bezugszeitraum
WEA	Windenergieanlage
WRF	The Weather Research and Forecasting Model



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Blesewitz

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-262



Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den
Windpark Blesewitz

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-262

Auftraggeber: NOTUS energy Wind GmbH & Co. KG
Alt Kosenow 7
D-17398 Neu Kosenow

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG
Robert-Koch-Straße 29
D-25813 Husum
Tel.: 04841 – 87596 – 0
E-Mail: mail@i17-wind.de
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 26. Juni 2023

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.

Akkreditierung

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 durch die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH (DAKKS) für die Bereiche „Erstellen von Schallimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Erstellen von Schattenwurfimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Prüfung der Standorteignung von Windenergieanlagen mittels Berechnung (Turbulenzgutachten)“ akkreditiert. Die Registriernummer der Urkunde lautet D-PL-21268-01-00. Diese kann angefragt, oder in der Datenbank der akkreditierten Stellen der DAKKS eingesehen werden.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V.

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 λ 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	26.06.2023	Erste Ausgabe	Ibrahim

Verfasser:



Geprüft:



Freigegeben:



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	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien.....	10
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	12
2	Aufgabenstellung und Standort	13
2.1	Umfang des Gutachtens	13
2.2	Standortbeschreibung	13
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	13
3	Vergleich der Windbedingungen.....	16
3.1	Grundlagen	16
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	17
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	17
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	17
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	18
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	20
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	22
3.4	Schräganströmung δ	28
3.5	Höhenexponent α	28
3.6	Luftdichte ρ	29
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	30
4	Zusammenfassung.....	31
4.1	Neu geplante WEA	31
4.2	Bestehende WEA.....	32
5	Standortbesichtigung	33
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	34
	Literaturverzeichnis.....	36

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]	15
---	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	14
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	14
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	16
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	17
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	18
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	19
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]	21
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	22
Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2	24
Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1	24
Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)	25
Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau).....	26
Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W13	27
Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W16	27
Tabelle 3.13 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	28
Tabelle 3.14 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	28
Tabelle 3.15: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.16: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	30
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	31
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	32

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. Im Dezember 2019 wurde die Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] veröffentlicht, welche die Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [7] ersetzt. Entsprechend der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] ist die jeweils angewendete Ausgabe der Norm DIN EN (IEC) 61400-1, entsprechend [6] oder [7], in Ihrer Gesamtheit anzuwenden, weshalb auch die Ermittlung der topografischen Komplexität im vorliegenden Gutachten nach [6] erfolgt. Sind vereinzelte Standorte neu geplanter WEA als topografisch komplex zu bezeichnen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung nach [1.1] um die Kriterien nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6], Abschnitt 11.9, erweitert. 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 Anlagen 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.

Nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [9] ist bei zylindrischen Bauwerken die Untersuchung von Interferenzeffekten oder wirbelerregten Schwingungen zu führen, wenn deren Abstand untereinander den in [9] definierten Mindestabstand unterschreitet. Diese Untersuchung ist nicht Bestandteil der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] und wird daher im vorliegenden Gutachten nicht durchgeführt, sondern hat durch einen dritten unabhängigen Gutachter oder Prüfstatiker zu erfolgen.

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 IEC 61400-1:2019 [6] um einen als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort der Kategorie L, M oder H 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 IEC 61400-1:2019 [6] erweitert.

- i. Der windenergiegewichtete Mittelwert aller Richtungen der Schräganströmung δ darf den vorgegebenen Wert von $\pm 8^\circ$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- ii. Der über alle Richtungen und Windgeschwindigkeiten energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α darf den Wert von $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte ρ darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit v_r den Wert 1.225 kg/m^3 oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von 1.225 kg/m^3 oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

$$\rho_{\text{Auslegung}} * v_{\text{ave,Auslegung}}^2 \geq \rho_{\text{Standort}} * v_{\text{ave,Standort}}^2$$

- iv. Es ist der Nachweis zu erbringen, dass die Auslegungswerte des ETM auch unter Berücksichtigung der Nachlaufsituation mit der höchsten Nachlaufturbulenz im Zentrum des Nachlaufs, nicht überschritten werden.

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 mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} oder effektive Turbulenzintensität I_{eff} nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung durch einen Lastvergleich (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) der Betriebsfestigkeitslasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) zu führen. Wird der Auslegungswert v_{m50} nicht eingehalten, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) 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 einer oder mehrere der zu prüfenden Werte nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung entsprechend DIN EN IEC 61400-1:2019 [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 (DLC 1.2) und/oder der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) 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 Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Zudem ist es möglich die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten einer WEA basierend auf einem generischen Anlagenmodell zu ermitteln und mit den Auslegungslasten, welche mittels des identischen generischen Anlagenmodells ermittelt werden, zu vergleichen. Diese Berechnungen erfolgen in der Regel nicht durch den Anlagenhersteller, sondern durch einen dritten unabhängigen Gutachter. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, dass die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis einer Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt. Eine Haftung für die Richtigkeit einer Lastrechnung, sowohl eines Anlagenherstellers als auch eines dritten, unabhängigen Gutachters, wird nicht übernommen.

1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] und der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] abweichende, jedoch konservativ abdeckende, 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. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer τ_{TP} noch nicht überschritten hat.
- III. 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 [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{NH} der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ fordert. Zusätzlich wird der Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. 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.

Kann der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert nach DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] nicht erbracht werden, wird sich zur Definition von sektoriellen Betriebsbeschränkungen vorbehalten den Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} nach [6] durchzuführen, da dieses Verfahren das in [1.1] geforderte Verfahren konservativ mit abdeckt.

- IV. 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. Entsprechend [6] hat der Vergleich in dem Bereich zwischen v_{ave} und $2v_{ave}$ 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} entsprechend DLC 1.2 nach [6] 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 auch [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.

- V. 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.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte ρ wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.
- VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Herstellers nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. 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 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

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 λ , werden in der Regel vom Anlagenhersteller 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 und Bewertung. Bei Anlagen, für die keine Informationen vorliegen, werden konservativ abdeckende, generische Anlagenparameter angesetzt, wobei keine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte übernommen wird.

Die im vorliegenden Gutachten angegebenen Nabenhöhen der geplanten WEA entsprechen stets der aktuell vorliegenden Dokumentation. In der Entwicklungsphase einer WEA sind geringfügige Änderungen der Nabenhöhe ohne eine Änderung der zu Grunde gelegten Auslegungswindbedingungen möglich, sodass die im vorliegenden Gutachten betrachtete Nabenhöhe von der in den Antragsunterlagen ausgewiesenen Nabenhöhe geringfügig abweichen kann. Das Gleiche gilt für die in den Genehmigungen dokumentierten Nabenhöhen bestehender WEA, die ebenfalls geringfügig von aktuellen Werten abweichen können. Bei einer Abweichung der Nabenhöhe von maximal ± 1 m behält das vorliegende Gutachten seine vollumfängliche Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswindbedingungen, durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswindbedingungen, abgedeckt sind.

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 neu geplanten Anlage nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] als topografisch komplexer Standort zu bezeichnen ist, findet für alle WEA das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 Anwendung.

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von einer WEA des Typs Vestas V162-7.2 MW auf 169.0 m Nabenhöhe am Standort Blesewitz 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. 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 und welcher Betriebsmodus für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1. Wenn über den Betriebsmodus keine Informationen in den Eingangsdaten vorliegen, wird stets mit dem Betriebsmodus gerechnet, der die konservativsten Ergebnisse liefert, was dem offenen, nicht leistungsreduzierten Betriebsmodus entspricht.

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 $_{\text{TP}}$ bezeichnet, handelt es sich um den Auslegungswert der zu betrachtenden WEA. Eine Bezeichnung mit dem Index $_{\text{NH}}$ 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 1.93, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W1 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.

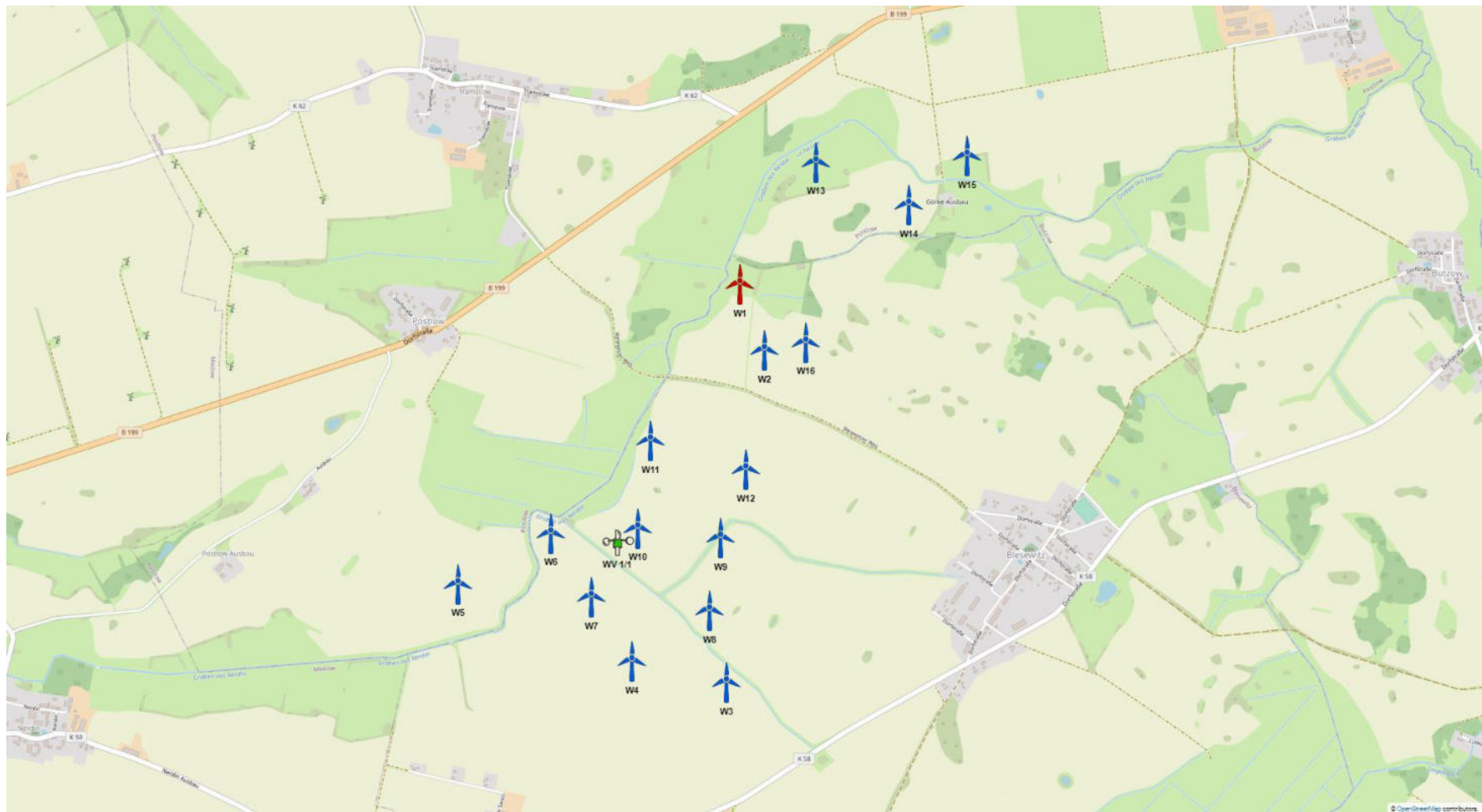
Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH ¹ [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungs-lebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]											
W1	WEA 14	Neu	Ja	Nein	-	407691	5966259	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W2	WEA 13	Bestand	Ja	Nein	-	407794	5965963	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W3	WEA 01	Bestand	Nein	-	-	407594	5964490	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W4	WEA 02	Bestand	Nein	-	-	407174	5964593	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W5	WEA 03	Bestand	Nein	-	-	406404	5964951	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W6	WEA 04	Bestand	Ja	Nein	-	406824	5965169	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W7	WEA 05	Bestand	Ja	Nein	-	406997	5964881	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W8	WEA 06	Bestand	Ja	Nein	-	407525	5964811	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W9	WEA 07	Bestand	Ja	Nein	-	407580	5965132	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W10	WEA 08	Bestand	Ja	Nein	-	407211	5965183	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W11	WEA 09	Bestand	Ja	Nein	-	407275	5965571	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W12	WEA 10	Bestand	Ja	Nein	-	407699	5965435	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W13	PO_01	Bestand	Ja	Nein	-	408038	5966794	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14
W14	PO_02	Bestand	Ja	Nein	-	408449	5966597	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14
W15	PO_03	Bestand	Ja	Nein	-	408713	5966808	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14
W16	BL_01	Bestand	Ja	Nein	-	407978	5965996	Vestas	V162-6.0 MW	169.0	162.0	PO6000	0.0	6000	2012	S	25	10

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	V _{ave,TP} [m/s]	k _{TP} [-]	V _{m50,TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m³]	Auslegungs-lebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1	DIBt 2012	S	S	7.00	2.00	37.60	S	8.00	0.27	1.225	25	[24.1] [24.2]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3



 Neuanlagen
  Bestandsanlagen
 


 Referenzwindverteilung

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 α . 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 WV 1/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
407119	5965150	169.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.68	2.361	3.3	-
NNO 30			6.78	2.717	4.5	-
ONO 60			7.85	2.971	7.1	-
O 90			7.56	2.732	6.7	-
OSO 120			7.84	3.053	8.3	-
SSO 150			7.95	2.939	6.8	-
S 180			8.76	2.830	7.4	-
SSW 210			9.43	2.646	12.0	-
WSW 240			9.98	2.869	15.2	-
W 270			9.55	2.330	13.7	-
WNW 300			8.55	2.076	10.4	-
NNW 330			6.60	2.158	4.6	-
Gesamt			8.57	2.416	100.0	7.6

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. $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 1.00$ 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 $v_{ave} - 2v_{ave}$ nach [6] bzw. $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7]. 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	7.60	7.00	2.42	2.00	1.09	-	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 Übergangsgebieten 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 _{TP}	GK _{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ _{NH}	GK _{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1	S	S	37.60	2	II	39.30	31.57	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 fünf Kategorien, welche in der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] aufgeführt sind und der Typenprüfung zu Grunde gelegt werden müssen. Bei den Turbulenzkategorien wird zwischen den vorgegebenen Kategorien A+, A, B, C und der durch den WEA-Hersteller definierbaren Kategorie S unterschieden.

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]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				
	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 σ 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 σ_σ [4, 8] und I_{rep} durch Addition der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ [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 σ_σ unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzsturbulenzintensität nach NTM und dem 1fachen σ_σ 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 IEC 61400-1:2019 [6] auf topografische Komplexität untersucht und bewertet, da die topografische Komplexität eine Verzerrung und damit eine Abweichung der Turbulenzstruktur von den Auslegungswindbedingungen verursachen kann.

Die Komplexität eines Standortes wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer angenäherten Ebene dargestellt. Dazu werden mindestens 37 Ausgleichsebenen entsprechend der Kriterien aus [6] mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] lässt die Möglichkeit offen, die angenäherte Ebene für die Kreissektoren mit dem Radius $5 z_{\text{hub}}$ leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um $2 z_{\text{hub}}$ zu erweitern. Diese Erweiterung wird bei der Komplexitätsbewertung im vorliegenden Gutachten angewendet. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen, der Abweichung des digitalen Geländemodells [14] von dieser und des Anteils der Windenergie aus dem betrachteten Sektor, lassen sich die Indizes TSI für die Geländeneigung und TVI für die Geländeabweichung berechnen. Überschreitet einer der berechneten Indizes die in Tabelle 3.5 aufgeführten Schwellenwerte, ist der untersuchte Standort als topografisch komplex zu bewerten, wobei der jeweils überschrittene Schwellenwert die Geländekomplexitätskategorie L, M oder H bestimmt.

Nach [6] hat an topografisch komplexen Standorten eine Erhöhung der longitudinalen Komponente der Umgebungsturbulenzintensität durch Multiplikation mit einem Turbulenzstrukturparameter C_{CT} gemäß Tabelle 3.5 zu erfolgen.

Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]

Radius der Kreisfläche um die WEA [m]	Sektoramplitude der angenäherten Ausgleichsebene [°]	Schwellenwerte (untere Grenze)					
		Index der Geländeneigung TSI [°]			Index der Geländeabweichung TVI [%]		
		L	M	H	L	M	H
5 z _{hub}	360	10	15	20	2	4	6
5 z _{hub}	30						
10 z _{hub}							
20 z _{hub}							
		Kategorie					
	L	M			H		
C _{CT}	1.05	1.10			1.15		

Die Ergebnisse der Bewertung der topografischen Komplexität der zu untersuchenden WEA können Tabelle 2.1 entnommen werden.

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 3.6 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 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W1	NH: 169.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.117
NNO	30	0.117
ONO	60	0.120
O	90	0.109
OSO	120	0.115
SSO	150	0.115
S	180	0.118
SSW	210	0.116
WSW	240	0.112
W	270	0.107
WNW	300	0.111
NNW	330	0.111

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 glasfaser-verstärkte 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 σ_σ 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 λ 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 λ 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 s kleiner $10 D$ von der zu betrachtenden Anlage befindet [6, 7, 8]. Ist der Abstand s aller WEA im Umfeld grösser $10 D$, bezogen auf die jeweils turbulenzinduzierende WEA, muss deren Einfluss nicht mehr berücksichtigt werden.

In keiner der zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen [1.1 - 8] werden hinsichtlich des Abstandes s von WEA Grenzen definiert, bis zu welchen die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} anwendbar oder belastbar sind. Dasselbe gilt für die in [10] und [16] beschriebenen Turbulenzmodelle. Verschiedene Untersuchungen und Ausarbeitungen haben gezeigt, dass die Turbulenzmodelle auch bei geringen relativen Abständen s im Bereich $3 D \geq s \geq 2 D$ konservative Ergebnisse liefern und belastbar sind. Diese Ergebnisse können sowohl für einen Vergleich der Windbedingungen entsprechend Abschnitt 1.2.1 als auch für einen Nachweis gemäß 1.2.3 herangezogen werden. Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen s von unter $2.0 D$ sollten nicht mehr für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. In diesen Nachlaufsituationen ist eine Abschaltung erforderlich. Eine Ausnahme bilden Abstände s von unter $2.0 D$ in Verbindung mit einem großen Nabenhöhenunterschied der betrachteten WEA. In solch einer Situation kann es durch die geometrischen Verhältnisse dazu kommen, dass der Nachlauf der turbulenzinduzierenden WEA über bzw. unter der Rotorkreisfläche der beeinflussten WEA strömt. In diesem Fall sind keine Betriebsbeschränkungen bzw. Abschaltungen erforderlich.

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 sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM) an WEA berücksichtigt werden. Die Betriebsbeschränkungen können sich aus beispielsweise zu geringen Abständen s ergeben, oder Bestandteil der Genehmigung bereits bestehender WEA 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_{eff} einer Bestandsanlage hat oder um Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{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_{eff} berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} .

Aufgrund des geringen Abstands zwischen einzelner Neuanlagen und Bestandsanlagen von unter 2.0 D sind die folgenden sektoriellen Abschaltungen notwendig und werden bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt.

Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	309	13	V_{in}	V_{out}	Abschaltung
Alternativ: W2	309	13	V_{in}	V_{out}	Abschaltung

Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	129	193	V_{in}	V_{out}	Abschaltung
Alternativ: W2	129	193	V_{in}	V_{out}	Abschaltung

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.9 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.10 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen 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 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)

v_{hub}	W2[S1]	W6[S1]	W7[S2]	W8[S2]	W9[S2]	W10[S2]	W11[S1]	W12[S2]	W13[S3]	W14[S3]	W15[S3]	W16[S4]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2	Referenz Klasse S3	Referenz Klasse S4
3	0.490	0.352	0.371	0.373	0.378	0.363	0.330	0.355	0.283	0.309	0.301	0.514	0.370	0.390	0.332	0.370
4	0.465	0.310	0.324	0.327	0.332	0.317	0.288	0.312	0.252	0.298	0.290	0.463	0.340	0.360	0.282	0.340
5	0.491	0.309	0.321	0.324	0.330	0.312	0.281	0.311	0.245	0.303	0.297	0.480	0.306	0.334	0.253	0.306
6	0.479	0.298	0.307	0.311	0.317	0.299	0.269	0.301	0.234	0.293	0.289	0.470	0.281	0.307	0.233	0.281
7	0.449	0.281	0.288	0.291	0.298	0.282	0.254	0.285	0.218	0.273	0.272	0.447	0.260	0.284	0.219	0.260
8	0.422	0.266	0.271	0.275	0.282	0.267	0.241	0.272	0.203	0.253	0.255	0.427	0.243	0.265	0.208	0.243
9	0.385	0.251	0.255	0.260	0.267	0.254	0.229	0.260	0.183	0.224	0.230	0.410	0.230	0.252	0.200	0.230
10	0.330	0.221	0.224	0.229	0.237	0.226	0.205	0.232	0.171	0.210	0.219	0.361	0.216	0.229	0.193	0.216
11	0.273	0.201	0.203	0.210	0.217	0.208	0.189	0.214	0.158	0.191	0.204	0.331	0.192	0.207	0.188	0.192
12	0.224	0.177	0.178	0.187	0.194	0.187	0.170	0.192	0.145	0.174	0.191	0.291	0.168	0.187	0.183	0.168
13	0.189	0.156	0.156	0.166	0.172	0.168	0.153	0.171	0.133	0.155	0.175	0.252	0.158	0.169	0.179	0.158
14	0.161	0.142	0.141	0.151	0.157	0.154	0.140	0.156	0.123	0.141	0.162	0.224	0.147	0.160	0.176	0.147
15	0.140	0.131	0.130	0.140	0.146	0.143	0.131	0.145	0.117	0.130	0.151	0.203	0.142	0.154	0.173	0.142
16	0.125	0.123	0.123	0.132	0.137	0.135	0.124	0.136	0.112	0.123	0.141	0.186	0.136	0.149	0.171	0.136
17	0.116	0.117	0.117	0.124	0.129	0.128	0.117	0.128	0.109	0.118	0.133	0.171	0.133	0.145	0.169	0.133
18	0.110	0.112	0.113	0.119	0.123	0.122	0.113	0.122	0.106	0.114	0.126	0.160	0.129	0.142	0.167	0.129
19	0.106	0.108	0.110	0.114	0.118	0.117	0.108	0.117	0.104	0.112	0.121	0.150	0.127	0.139	0.165	0.127
20	0.103	0.105	0.107	0.110	0.113	0.112	0.104	0.112	0.102	0.109	0.116	0.140	0.124	0.137	0.163	0.124
21	0.101	0.102	0.104	0.106	0.108	0.107	0.101	0.107	0.100	0.106	0.111	0.129	0.123	0.137	0.162	0.123
22	0.098	0.099	0.101	0.102	0.104	0.103	0.099	0.103	0.099	0.104	0.106	0.119	0.122	0.135	0.161	0.122
23	0.097	0.097	0.099	0.099	0.100	0.100	0.097	0.100	0.097	0.102	0.102	0.111	0.120	0.133	0.159	0.120
24	0.096	0.095	0.097	0.097	0.098	0.097	0.095	0.097	0.096	0.100	0.099	0.105	0.118	0.131	0.158	0.118
25	0.094	0.094	0.095	0.095	0.096	0.095	0.094	0.095	0.095	0.098	0.097	-	0.118	0.130	0.157	-

Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau)

v_{hub}	W1[S1]	W2[S1]	W6[S1]	W7[S2]	W8[S2]	W9[S2]	W10[S2]	W11[S1]	W12[S2]	W13[S3]	W14[S3]	W15[S3]	W16[S4]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2	Referenz Klasse S3	Referenz Klasse S4
3	0.290	0.490	0.352	0.371	0.373	0.378	0.363	0.330	0.355	0.289	0.310	0.301	0.514	0.370	0.390	0.332	0.370
4	0.258	0.465	0.310	0.324	0.327	0.332	0.317	0.288	0.312	0.255	0.298	0.290	0.463	0.340	0.360	0.282	0.340
5	0.254	0.491	0.309	0.321	0.324	0.330	0.312	0.281	0.311	0.247	0.303	0.297	0.480	0.306	0.334	0.253	0.306
6	0.243	0.479	0.298	0.307	0.311	0.317	0.299	0.269	0.301	0.236	0.293	0.289	0.470	0.281	0.307	0.233	0.281
7	0.227	0.449	0.281	0.288	0.291	0.298	0.282	0.254	0.285	0.220	0.273	0.272	0.447	0.260	0.284	0.219	0.260
8	0.213	0.422	0.266	0.271	0.275	0.282	0.267	0.241	0.272	0.205	0.253	0.255	0.427	0.243	0.265	0.208	0.243
9	0.196	0.385	0.251	0.255	0.260	0.267	0.254	0.229	0.260	0.188	0.225	0.230	0.410	0.230	0.252	0.200	0.230
10	0.174	0.330	0.221	0.224	0.229	0.237	0.226	0.205	0.232	0.175	0.210	0.219	0.361	0.216	0.229	0.193	0.216
11	0.153	0.273	0.201	0.203	0.210	0.217	0.208	0.189	0.214	0.162	0.191	0.204	0.331	0.192	0.207	0.188	0.192
12	0.137	0.224	0.177	0.178	0.187	0.194	0.187	0.170	0.192	0.149	0.174	0.191	0.291	0.168	0.187	0.183	0.168
13	0.127	0.189	0.156	0.156	0.166	0.172	0.168	0.153	0.171	0.137	0.156	0.175	0.252	0.158	0.169	0.179	0.158
14	0.120	0.161	0.142	0.141	0.151	0.157	0.154	0.140	0.156	0.128	0.141	0.162	0.224	0.147	0.160	0.176	0.147
15	0.115	0.140	0.131	0.130	0.140	0.146	0.143	0.131	0.145	0.121	0.131	0.151	0.203	0.142	0.154	0.173	0.142
16	0.111	0.125	0.123	0.123	0.132	0.137	0.135	0.124	0.136	0.116	0.123	0.141	0.186	0.136	0.149	0.171	0.136
17	0.108	0.116	0.117	0.117	0.124	0.129	0.128	0.117	0.128	0.112	0.118	0.133	0.171	0.133	0.145	0.169	0.133
18	0.106	0.110	0.112	0.113	0.119	0.123	0.122	0.113	0.122	0.109	0.115	0.126	0.160	0.129	0.142	0.167	0.129
19	0.103	0.106	0.108	0.110	0.114	0.118	0.117	0.108	0.117	0.106	0.112	0.121	0.150	0.127	0.139	0.165	0.127
20	0.101	0.103	0.105	0.107	0.110	0.113	0.112	0.104	0.112	0.103	0.110	0.116	0.140	0.124	0.137	0.163	0.124
21	0.099	0.101	0.102	0.104	0.106	0.108	0.107	0.101	0.107	0.101	0.107	0.111	0.129	0.123	0.137	0.162	0.123
22	0.097	0.098	0.099	0.101	0.102	0.104	0.103	0.099	0.103	0.099	0.104	0.106	0.119	0.122	0.135	0.161	0.122
23	0.096	0.097	0.097	0.099	0.099	0.100	0.100	0.097	0.100	0.097	0.102	0.102	0.111	0.120	0.133	0.159	0.120
24	0.095	0.096	0.095	0.097	0.097	0.098	0.097	0.095	0.097	0.096	0.100	0.099	0.105	0.118	0.131	0.158	0.118
25	0.094	0.094	0.094	0.095	0.095	0.096	0.095	0.094	0.095	0.095	0.098	0.097	-	0.118	0.130	0.157	-

3.3.3.4 Geforderte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Um die Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität an betroffenen Bestands-WEA zu verhindern bzw. nicht weiter zu erhöhen, sind die folgenden sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W13

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	193	233	v_{in}	19.5	Abschaltung
Alternativ: W13	193	233	v_{in}	19.5	Abschaltung

Auf Grund der relativen Abstände von unter $2.0 D$ zwischen den Bestandsanlagen W2 und W16 müssen für die betroffenen Bestands-WEA die effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} vor und nach dem geplanten Zubau jeweils ohne die Bestands-WEA, welche sich näher als $2.0 D$ zu der zu betrachtenden Bestands-WEA befindet, bewertet werden. Nach dieser Bewertung ist die folgende sektorielle Betriebsbeschränkung notwendig, um den Einfluss der neu geplanten WEA zu verhindern. Für den Fall, dass die Bestandsanlage W16 nicht errichtet wird, kann die nachfolgende sektorielle Betriebsbeschränkung entfallen.

Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W16

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	285	341	v_{in}	23.5	Abschaltung
Alternativ: W16	285	341	v_{in}	23.5	Abschaltung

3.4 Schrāganströmung δ

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Schrāganströmung δ_{NH} erfolgt gemäß [6] und entspricht der Neigung der angenäherten Ebene mit einem Radius $5 z_{hub}$ vor der WEA und $2 z_{hub}$ hinter der WEA gegenüber der horizontalen Mittelgeraden des betrachteten Sektors.

Die folgende Tabelle 3.13 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schrāganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.13 Standortmittelwert der Schrāganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	-0.1

3.5 Höhenexponent α

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung des Höhenexponenten erfolgt entsprechend der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis der ermittelten Rauigkeiten am Standort. Einflüsse der Stabilität der Atmosphäre werden dabei nicht berücksichtigt. Die Ermittlung berücksichtigt keinen Einfluss der Topografie, der bei den hier untersuchten Nabenhöhen vernachlässigt werden kann, solange sich keine schroffen Geländekanten oder Steilhänge in unmittelbarer Umgebung der betrachteten WEA befinden. Der über alle Windrichtungen energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} ist für alle zu betrachtenden Anlagen in einem Bereich von der unteren Blattspitze bis zur oberen Blattspitze zu ermitteln.

Die folgende Tabelle 3.14 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.14 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.14

3.6 Luftdichte ρ

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Berechnung der mittleren Luftdichte ρ_{NH} auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA erfolgt entsprechend der Norm DIN ISO 2553 [17]. Als Datengrundlage dient die mittlere Temperatur in 2 m über Grund, die in einem 1 km Raster über den Zeitraum von 1981 – 2010 vorliegt [18] und entsprechend [17] auf die zu untersuchende Nabenhöhe umgerechnet wird.

Die folgende Tabelle 3.15 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.15: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.231

3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext}

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Extremturbulenzintensität erfolgt durch die Betrachtung aller auftretenden Nachlaufsituationen und stellt das Ergebnis mit dem höchsten Wert, im Zentrum aller betrachteten Nachlaufsituationen dar. Wenn keine Nachlaufsituationen zu berücksichtigen sind, wird der Wert der höchsten repräsentativen Turbulenzintensität ausgewiesen. Entsprechend [6] berücksichtigen alle ausgewiesenen Werte den jeweiligen anzusetzenden Turbulenzstrukturparameter C_{CT} .

Die folgende Tabelle 3.16 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{\text{ext, NH}}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar.

Tabelle 3.16: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{\text{ext, NH}}$

V_{hub}	W1
3	0.364
4	0.326
5	0.323
6	0.308
7	0.288
8	0.271
9	0.252
10	0.224
11	0.197
12	0.174
13	0.159
14	0.148
15	0.140
16	0.133
17	0.127
18	0.122
19	0.118
20	0.114
21	0.110
22	0.107
23	0.105
24	0.103
25	0.100

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

Es wurden die Standortbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 für die neu geplante WEA ermittelt und mit den Auslegungswerten verglichen. Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} wurden die in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

- i. W1 eine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{\text{hub, NH}}$ im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit $v_{\text{hub, TP}}$ aufweist (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 an einem Standort errichtet werden soll, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{\text{m50, TP}}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und
- iii. W1 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweist (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Für die WEA W1 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 unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen 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 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25] und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der geplanten WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2

4.2 Bestehende WEA

Die Bestands-WEA W2, W6 – W12, W14 und W15 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der W2, W6 – W12, W14 und W15 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W13 und W16 weisen sowohl vor Zubau als auch nach Zubau Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W13 und W16 auch nach Zubau nachweisen zu können bzw. die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nicht signifikant zu erhöhen, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig. Bei der Festlegung der Betriebseinschränkungen wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der Bestands-WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W2	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W6	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W7	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W8	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W9	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W10	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W11	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W12	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W13	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W14	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W15	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W16	Vestas	V162-6.0 MW	169.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4

5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 10.03.2022 durch den Auftraggeber 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
H	Komplexitätskategorie Stark
IEC	International Electrotechnical Commission
L	Komplexitätskategorie Gering
M	Komplexitätskategorie Mittel
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
WV	Windverteilung
WZ	Windzone

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
c_t	Schubbeiwert	[-]
D	Rotordurchmesser	[m]
FEH	Fundamenterhöhung	[m]
h_{WV}	Höhe der Windbedingungen / Windverteilung über Grund	[m]
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität	[-]
i_c	Komplexitätsindex	[-]
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität	[-]
I_{ext}	Extreme Turbulenzintensität	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe	[-]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität	[-]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
λ	Schnelllaufzahl	[-]
m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
NH	Nabenhöhe	[m]
p	Sektorielle Häufigkeit	[%]
P_N	Nennleistung	[kW]
s	Dimensionsloser Abstand zwischen WEA, bezogen auf den jeweils größeren Rotordurchmesser	[-]

Symbol	Bedeutung	Einheit
τ	Lebensdauer	[a]
TSI	Index der Geländeneigung	[°]
TVI	Index der Geländeabweichung	[%]
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]
v_{ref}	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
X	Rechtswert	[m]
Y	Hochwert	[m]
z_0	Rauigkeitslänge	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/m³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	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] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; 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 e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; 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_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 02.06.2022;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [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] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979;*
- [18] *Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.;*
- [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] *NOTUS energy Wind GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: "Notus | Änderung der Bearbeitungsreihenfolge" vom 25.05.2023; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 2362953;*
- [22.1] *NOTUS energy Wind GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: "Notus | Änderung der Bearbeitungsreihenfolge" vom 25.05.2023; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 2362953; Bezeichnung: „A_aj (Vossberg)Blesewitz169m“;*
- [22.2] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Blesewitz; Berichts-Nr.: 23-268-7230621-Rev.00-EX-MK; 30.05.2023;*
- [23] *NOTUS energy Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Blesewitz Deutschland; Bericht-Nr.: I17-SV-2022-029; 15.03.2022;*
- [24.1] *DNV Energy Systems Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial; Gutachtliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas Turbinen; Vestas EnVentus V162-6.8 / 7.2 MW mit 169 m Nabenhöhe, Windzone S, 25 Jahre Entwurfslebensdauer; Bericht - Nr.: L-08867-A052-0B; 24.06.2022;*
- [24.2] *Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz EnVentus™ V162-7.2 MW 50/60 Hz 25 Jahre; Documentnr.: 0114-3579 V02; 19.05.2022;*
- [25] *Vestas Wind Systems A/S; Vestas Site Specific Load Calculation Blesewitz III – Germany; WS-Loads-C4C: 256943; Revision: 0; T13 0146-2679 Ver 00; 16.06.2023;*

16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	Windpark Blesewitz III			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162 7,2 MW 169 m NH, 162 m RD	NOTUS energy Wind GmbH & Co. KG		33407691	5966259

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Blesewitz	Blesewitz	2	3		

Abstand nach LBauO

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Erschließung

Blesewitz	Blesewitz	2	40	Gemeinde Blesewitz	☒
Blesewitz	Blesewitz	2	41	Gemeinde Blesewitz	☒
Blesewitz	Blesewitz	2	3	notus Grund	☒

Gewässerquerung

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:		
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke				☐

Antragsteller: NOTUS energy Wind GmbH & Co. KG

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 13.07.2023 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b3

- Antrag auf Stellungnahme/Zustimmung -

Hindernis: 1 Windenergieanlage im Windpark Blesewitz III

Standort	PLZ, Ort	<u>17392 Blesewitz</u>		
	Landkreis	<u>Vorpommern-Greifswald</u>	Gemarkung	<u>Blesewitz</u>
	Straße	<u>Außenbereich</u>		
	zuständige Behörde	<u>StALU Vorpommern</u>	Reg.-Nr. / Az.	
	Karten-Nr.		Bezugssystem	<u>WGS 84</u>

Adresse des NOTUS energy Wind GmbH & Co. KG
Betreibers Alt Kosenow 7, 17398 Neu Kosenow

Tel. / FAX Tel.: +49 331 62043-40 Fax: +49 331 62043-44

Adresse des siehe oben
Kostenschuldners

Tel:

geplanter Windkraft- Vestas V162; 7.2 MW; 169 m NH; 162 m RD
anlagentyp

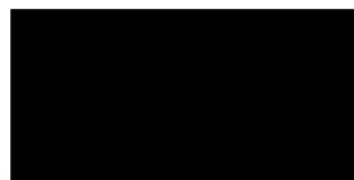
geplante Kennzeichnung:

Tageskennzeichnung	☒	Farbanstrich der Rotorblätter	☐	weißblitzende Feuer i. V.m. Farbring am Mast
WKA>150mGND	☒	+ Maschinenhaus + Mastring	☐	+ Farbanstrich Rotorblätter (1Feld)
Nachtkennzeichnung		Blattspitzenhindernisfeuer i. V.m. Hindernisfeuer auf Maschinenhausdach		
	☒	Feuer "W-rot"	☐	Gefahrenfeuer
	<u>2</u>	zusätzliche Kennzeichnungsebene(n) bei Anlagen > 150 m über Grund (Anzahl)		
Sichtweitenmessung	☒			
Dämmerungsschalter	☒			

Wir bestätigen die Kenntnisnahme der Hinweise über die Gebührenpflichtigkeit.

Ort, Datum: Potsdam, 17.07.2023

Unterschrift:



Datenblatt zum Luftfahrthindernis¹⁾
¹⁾ ggf. in entsprechender Anzahl kopieren
- Antrag auf Stellungnahme/Zustimmung -

Seite 2

Hindernis: 1 Windenergieanlage im Windpark Blesewitz III

Standort PLZ, Ort 17392, Blesewitz zuständige Behörde StALU Vorpommern Reg-Nr. / Az. _____

Achtung! Bitte topographische Karte - Maßstab 1 : 25.000 - mit eingezeichnetem Standort - bitte farblich kennzeichnen - beifügen

Nr.	Geografische Koordinaten in WGS84 i.V.m. Einmessprotokoll eines OBVI: KEINE Rechts- und Hochwerte												Höhe üGND	zu- satzl	WKA mGND	Anlagentyp			Gelän- dehöhe mNN	Ge- samt mNN			Gem.	Flur	Flur- stück
	N					E										NH	RD	RB							
1	53	°	50	'	11.91	"	13	°	35	'	49.96	"	250		250	169	162	79,35	8	258			Blesewitz	2	3
2		°		'		"		°		'		"													
3		°		'		"		°		'		"													
4		°		'		"		°		'		"													
5		°		'		"		°		'		"													
6		°		'		"		°		'		"													
7		°		'		"		°		'		"													
8		°		'		"		°		'		"													
9		°		'		"		°		'		"													
10		°		'		"		°		'		"													
11		°		'		"		°		'		"													
12		°		'		"		°		'		"													
13		°		'		"		°		'		"													
14		°		'		"		°		'		"													
15		°		'		"		°		'		"													
16		°		'		"		°		'		"													
17		°		'		"		°		'		"													
18		°		'		"		°		'		"													
19		°		'		"		°		'		"													
20		°		'		"		°		'		"													

Erläuterungen:

Höhe üGND - Gesamthöhe der WKA + Zusätzliche Baumaßnahme in m über Gelände in m

zusätzl - zusätzlich notwendige Baumaßnahmen, wie Fundamente oder ähnliche Bauwerke oberhalb der natürlichen Geländeoberkante, die nicht zur Anlagentyp /-höhe gerechnet wird

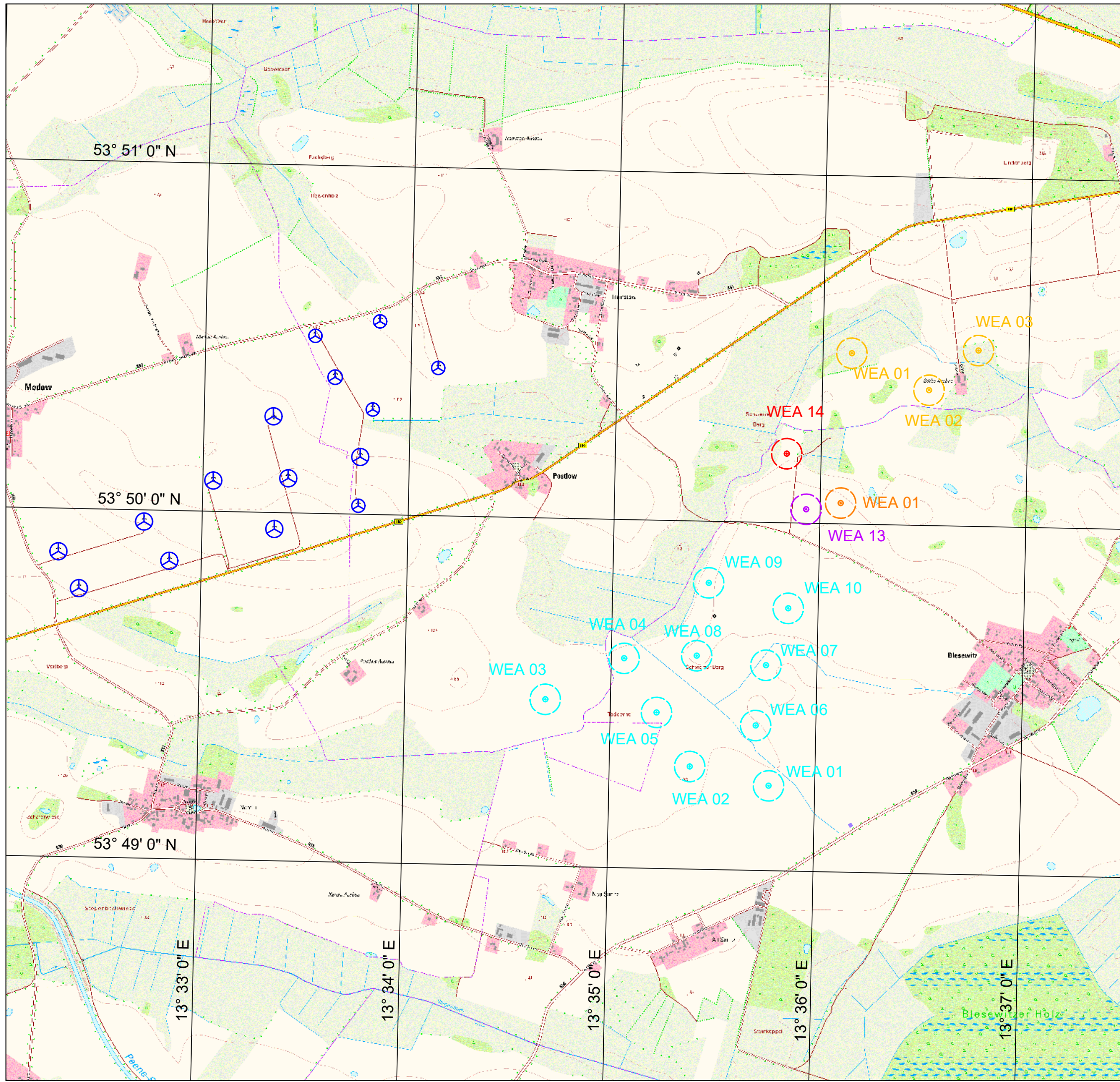
WKA - Höhe der Windkraftanlage (Nabenhöhe + Rotorradius) in m

NH - Nabenhöhe des Anlagentyps

RD - Rotordurchmesser des Anlagentyps

RB - Rotorblattlänge

Gesamt - max. Höhe aus Höhe üGND + Geländehöhe in m



Legende

Planung NOTUS (WP Blesewitz III)

WEA V162; 7,2 MW; 169 m NH; 162 m RD

im Genehmigungsverfahren NOTUS (WP Blesewitz I)

WEA V162; 7,2 MW; 169 m NH; 162 m RD

im Genehmigungsverfahren NOTUS (WP Blesewitz II)

WEA V162; 7,2 MW; 169 m NH; 162 m RD

im Genehmigungsverfahren UKA

WEA N163; 6,8 MW; 164 m NH; 163 m RD

im Genehmigungsverfahren WINDERTRAG

WEA V162; 6,0 MW; 169 m NH; 162 m RD

Bestand

bestehende WEA - verschiedene Typen

Quelle Vorbelastung:
LUNG MV Stand 02/2023 / STALU Vorpommern 12/2022

Kartengrundlage:
© GeoBasis-DE/MV

WP Blesewitz III

Lageplan Luftfahrt

Mecklenburg-Vorpommern, Landkreis Vorpommern-Greifswald

Maßstab: 1 : 20.000	
Blattgröße: DIN A3	Planungsstand: 29.06.2023

Bearbeitung:

Vorhabenträger: NOTUS energy Wind GmbH & Co. KG
Alt Kosenow 7
17398 Neu Kosenow

CS

PUBLIC



T05

DOKUMENT:
0049-8134.V22BESCHREIBUNG:
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)

Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

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 Turmbefeuern korrigiert
05	18/12/2015	Tageskennzeichnung von Maschinenhäusern an Windenergieanlagen <150 m korrigiert, neue Maschinenhauskennzeichnung
06	01/02/2016	Redaktionelle Änderungen, aktualisierte Turmbefeuern 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 – Turmbefeuern 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
18	26.02.2021	Aufnahme V150-6.0MW für 105m, 125m, 148m und 166m; Referenzdokumente zur Befeuern angepasst
19	10.08.2021	V162-5.6/6.0MW wurde für NH 119m und 169m auf 6.2MW erweitert
20	20.01.2022	V150-5.6/6.0MW für 169m wurde 6.0MW zugefügt
21	25.02.2022	V162-7.2MW hinzugefügt, Referenzdokumente zur Befeuern angepasst
22	28.04.2022	V172-7.2MW hinzugefügt

Inhaltsverzeichnis

1. GESETZLICHE GRUNDLAGE FÜR KENNZEICHNUNGSANFORDERUNGEN	4
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	6
1.3.3. ZUSATZEINRICHTUNGEN	6
1.3.4. NACHTKENNZEICHNUNG VON VESTAS WINDENERGIEANLAGEN	6
2. ANLAGENKENNZEICHNUNGEN – STANDARD NACH AVV	7
2.1. V112-3.3MW UND 3.45MW	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. 149M NABENHÖHE (212M SPITZENHÖHE)	16
2.3.5. 166M NABENHÖHE (229M SPITZENHÖHE)	17
2.4. V136-3.45 / 3.6 / 4.0 / 4.2MW	18
2.4.1. 82M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	18
2.4.2. 112M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE)	19
2.4.3. 132M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	20
2.4.4. 149M NABENHÖHE (217M SPITZENHÖHE)	21
2.4.5. 166M NABENHÖHE (234M SPITZENHÖHE)	22
2.5. V150-4.0 / 4.2MW -5.6 / 6.0MW.....	23
2.5.1. 105M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE)	23
2.5.2. 125M NABENHÖHE* (200M SPITZENHÖHE)	24
2.5.3. 145M NABENHÖHE (220M SPITZENHÖHE)	25
2.5.4. 148M NABENHÖHE (223M SPITZENHÖHE)	26
2.5.5. 166/169M NABENHÖHE (241/244M SPITZENHÖHE)	27
2.6. V162-5.6 / 6.0 / 6.2MW	28
2.6.1. 119M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	28
2.6.2. 148M NABENHÖHE (229M SPITZENHÖHE)	29

PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 4/35

2.6.3.	166M/169M NABENHÖHE (247/250M SPITZENHÖHE)	30
2.7.	V162-7.2MW	31
2.7.1.	119M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	31
2.7.2.	169M NABENHÖHE (250M SPITZENHÖHE)	32
2.8.	V172-7.2MW	33
2.8.1.	164M NABENHÖHE (250M SPITZENHÖHE)	33
2.8.2.	175M NABENHÖHE (261M SPITZENHÖHE)	34
3.	VERWEISE	35

1. Gesetzliche Grundlage für Kennzeichnungsanforderungen

Die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (im Folgenden „die AVV“) [1] regelt die Anforderungen der Hinderniskennzeichnung 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 immissionsschutzrechtliche 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

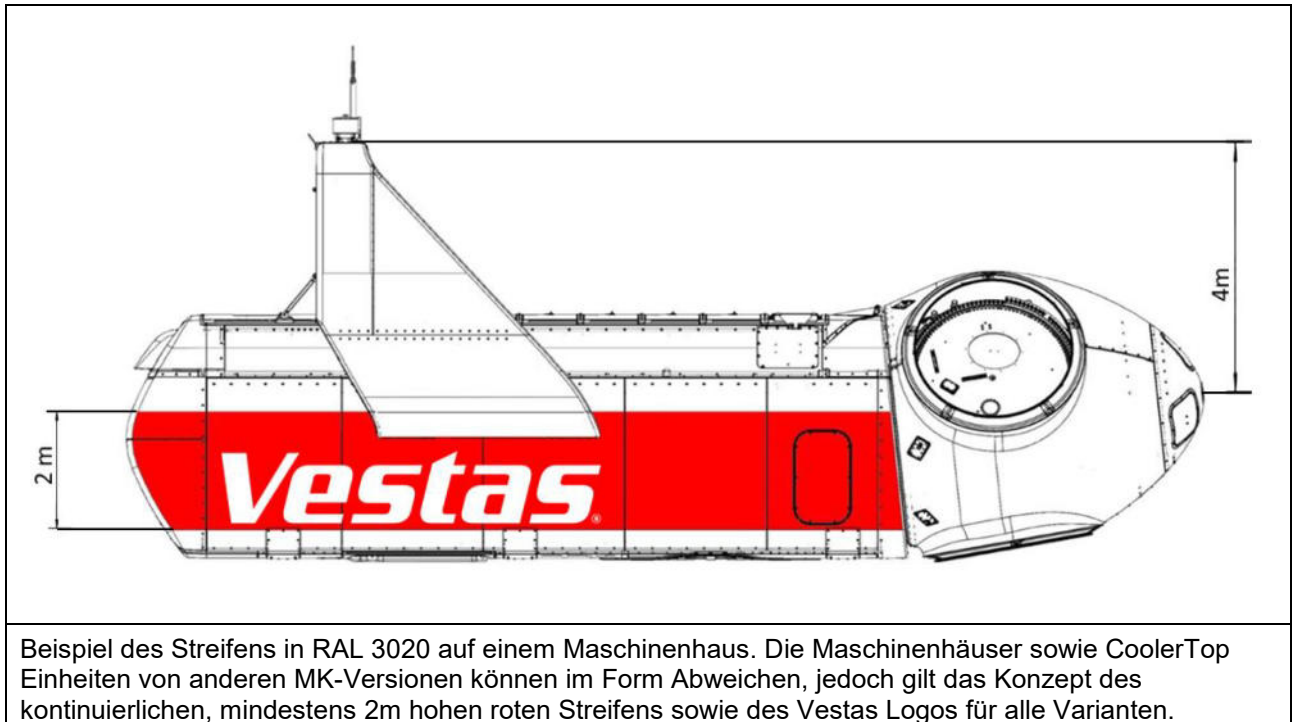
Die AVV beschreibt in ihrer aktuellen Fassung die erforderliche Kennzeichnung von Bauwerken innerhalb von Flugplatzbereichen, von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 150 m in dicht besiedelten Gebieten außerhalb von Flugplatzbereichen sowie von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 100 m in weniger 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.



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. Maschinenhausbefeuerung

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.

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 6/35

1.3.2. Turmbefeuerung

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

1.3.3. Zusatzeinrichtungen

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

Einem Ausfall der Hindernisbefeuerung 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 Befeuerung 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 Infrarotbefeuerung 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 Befeuerung 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 Turmbefeuerungsebene kommen. Die Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [3].

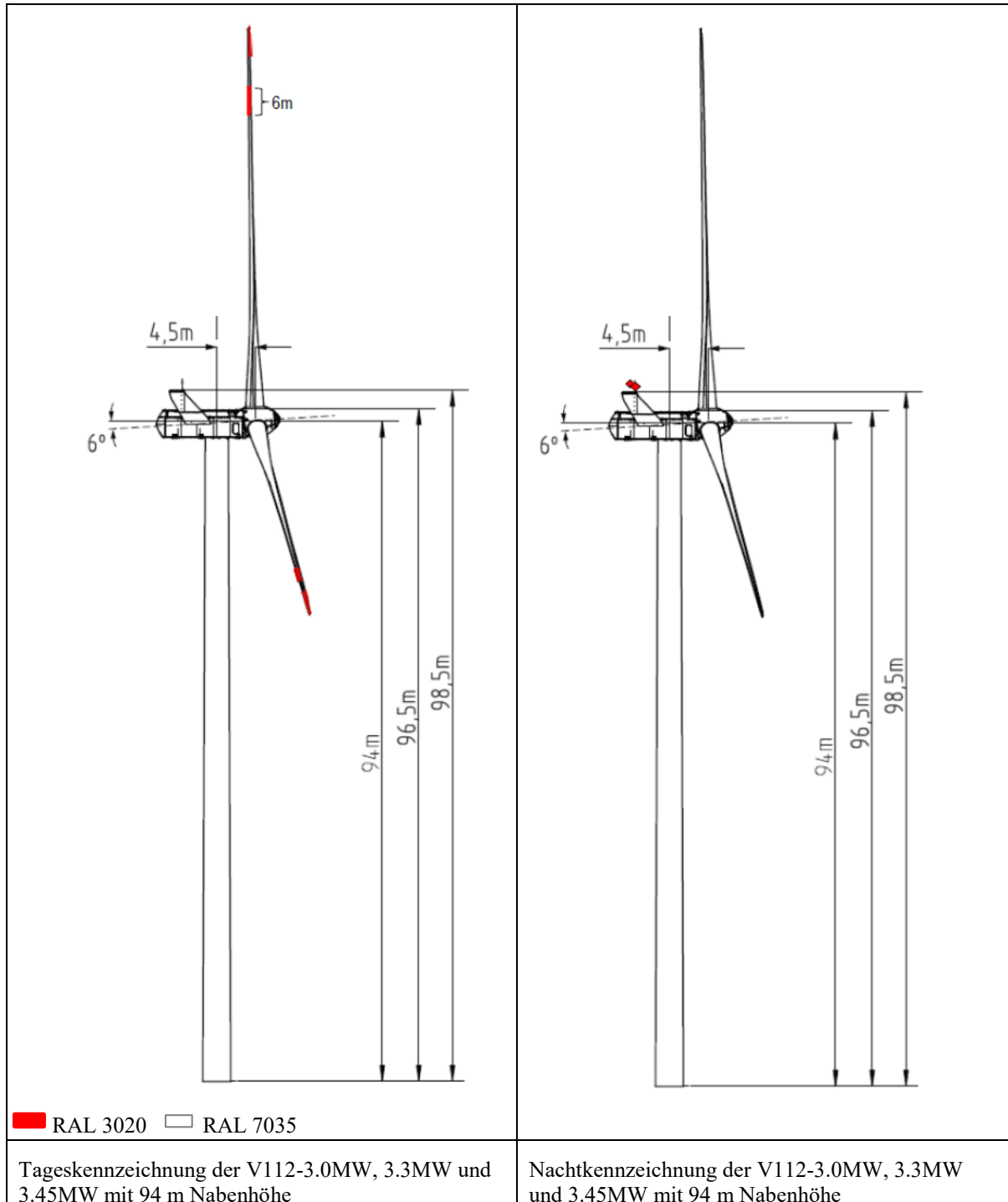
Optional ist auf Wunsch ein Sichtweitenmessgerät gemäß Spezifikation in [4] und/oder eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) gemäß Spezifikation in [5] von Vestas erhältlich, um den Störeinfluss der Befeuerung zu reduzieren bzw. um der Forderung der AVV nach einer Notversorgung der Befeuerung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

2. Anlagenkennzeichnungen – Standard nach AVV

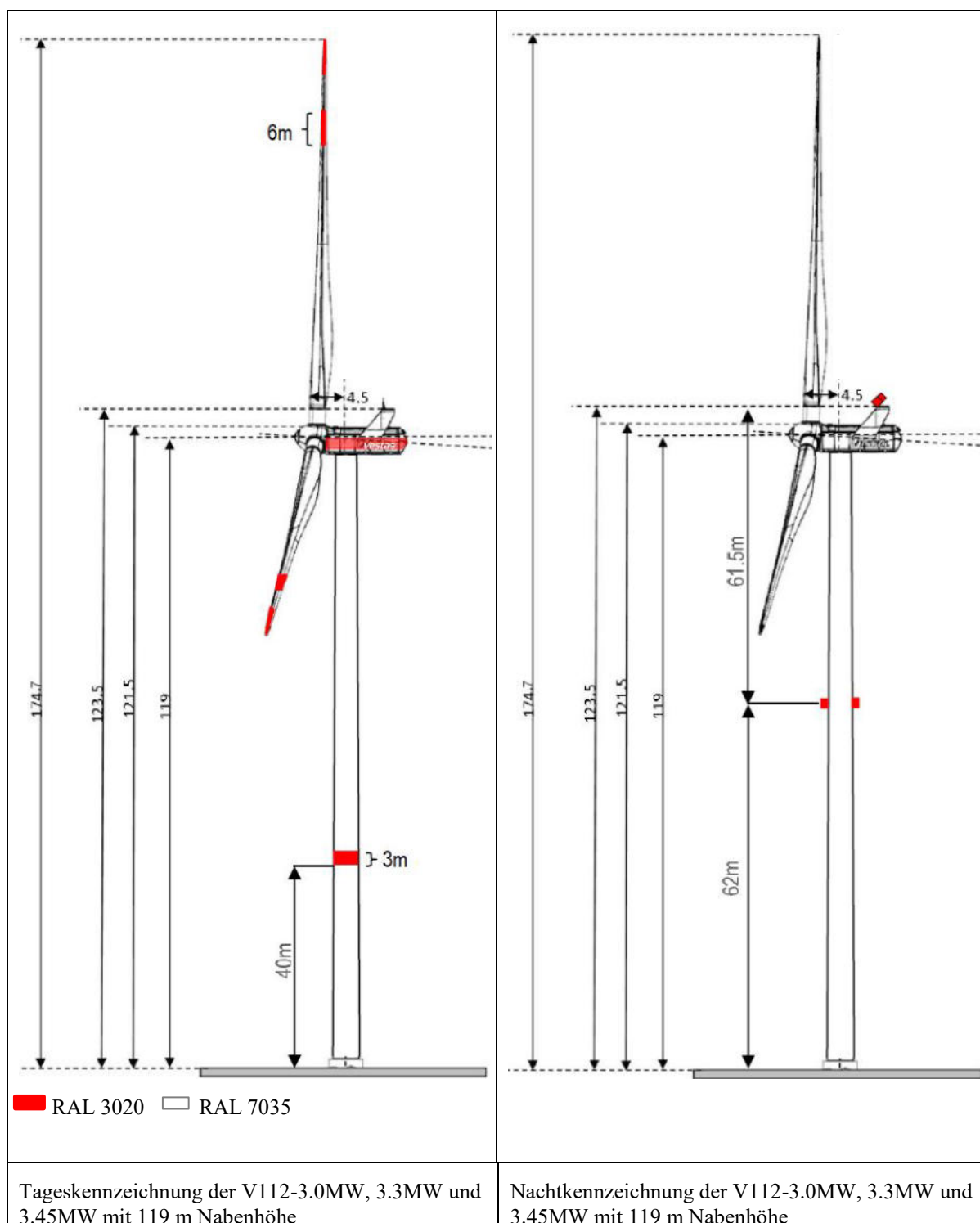
Die Grafiken auf den folgenden Seiten zeigen die standardmäßig konfigurierten Tages- und Nachtkennzeichnungen an Vestas-Produkten aus dem aktuellen deutschen Lieferprogramm.

2.1. V112-3.3MW und 3.45MW

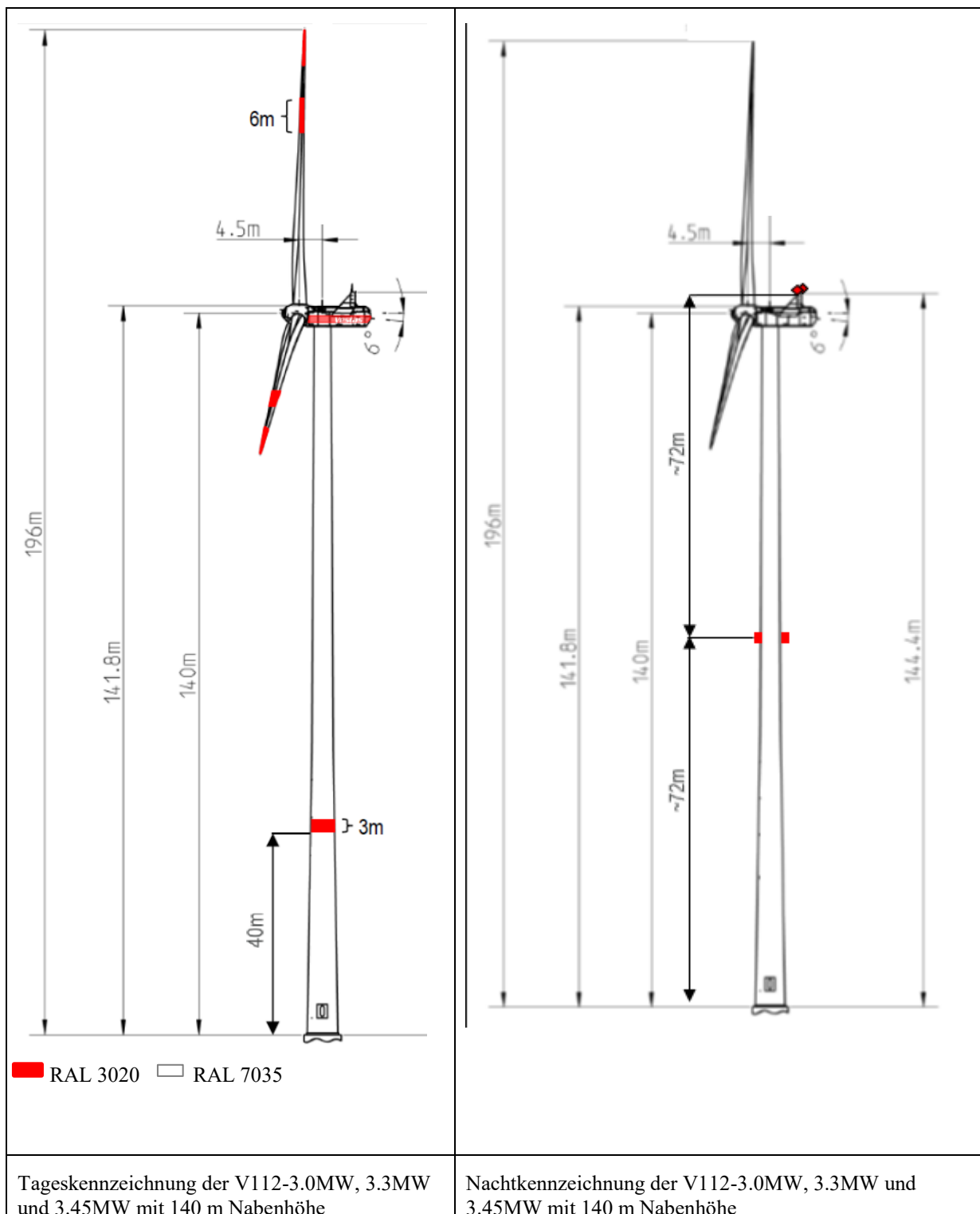
2.1.1. 94m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



2.1.2. 119m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)

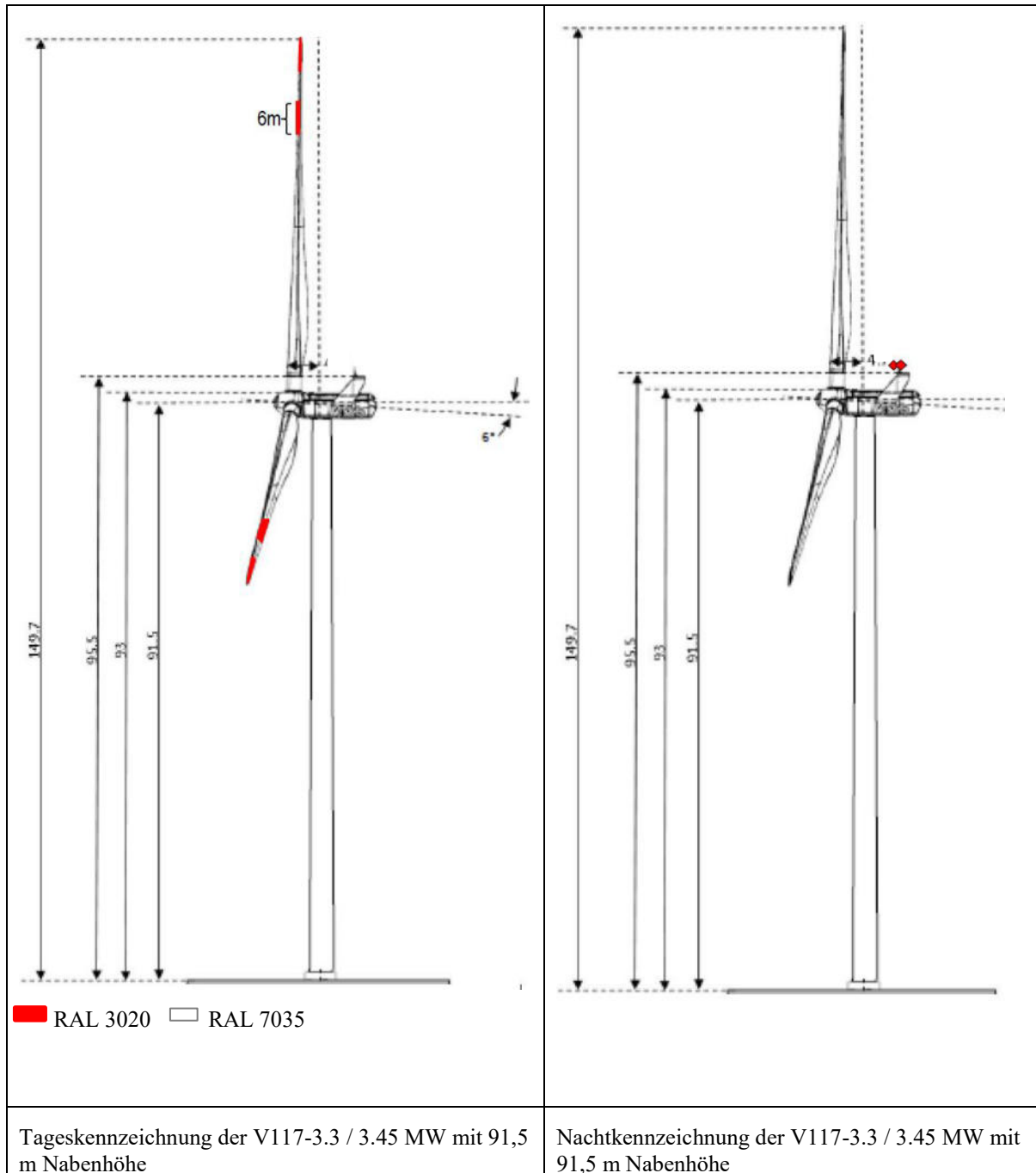


2.1.3. 140m Nabenhöhe (196m Spitzenhöhe)



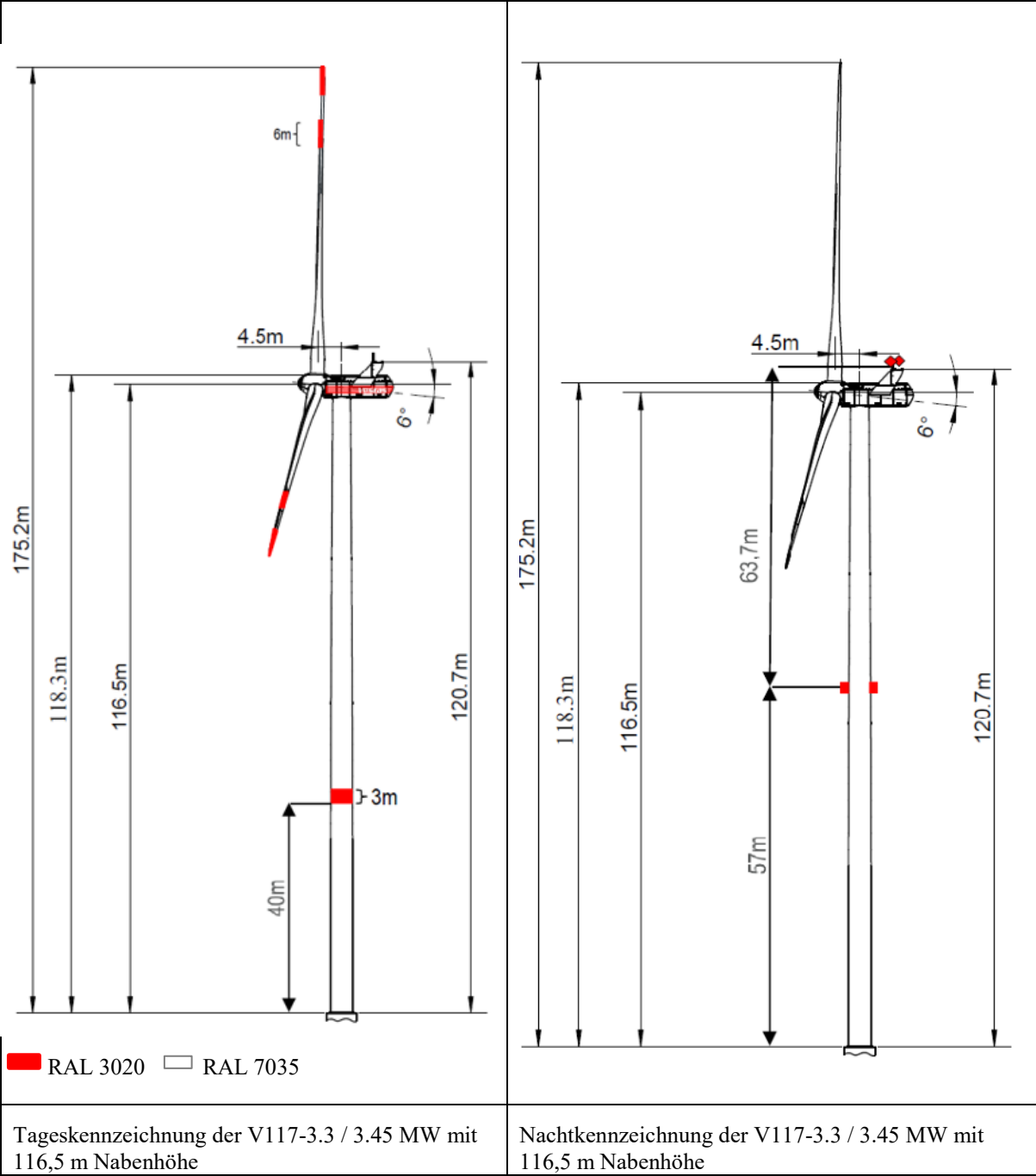
2.2. V117-3.3MW und 3.45MW

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



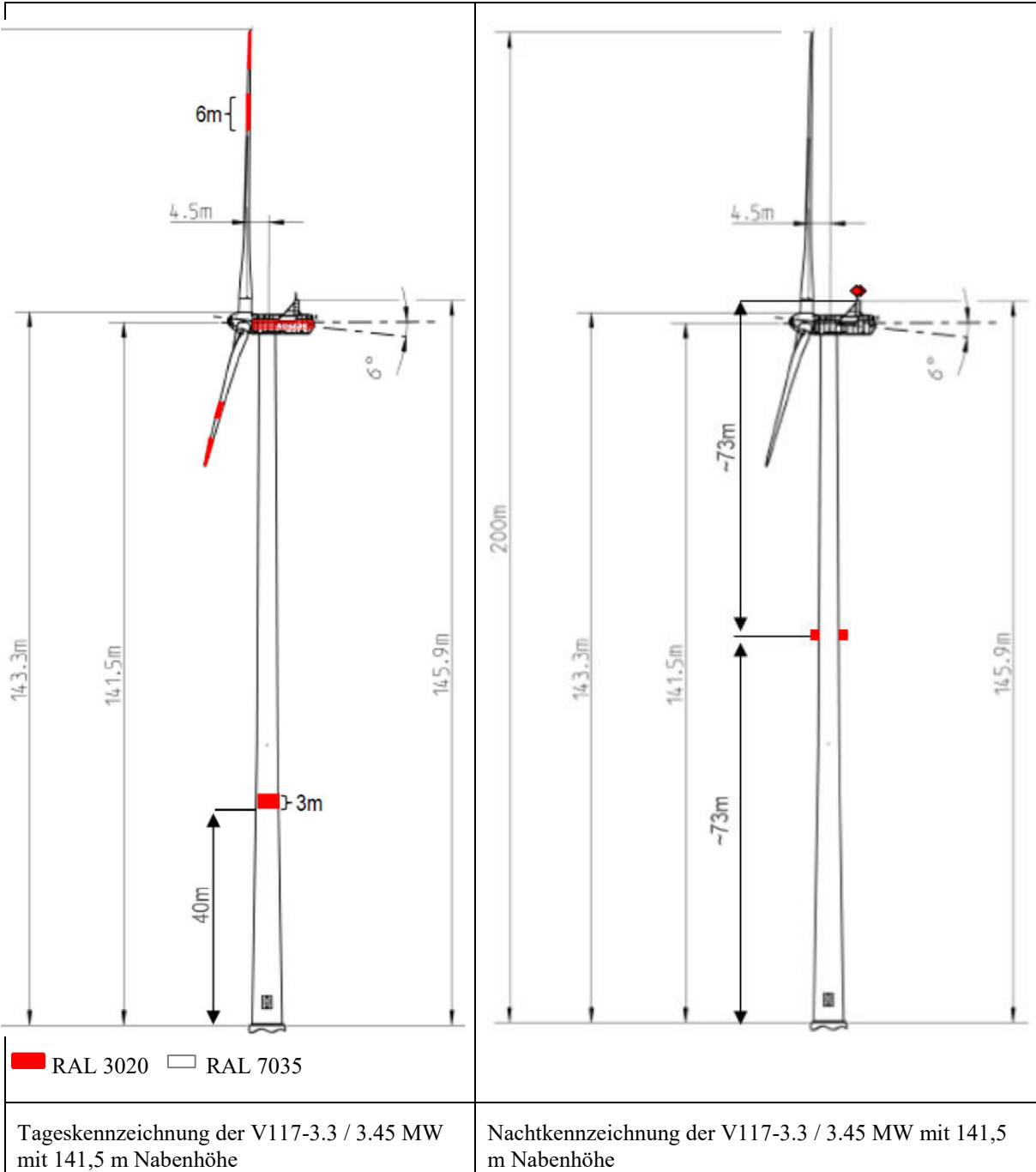
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 11/35

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



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 12/35

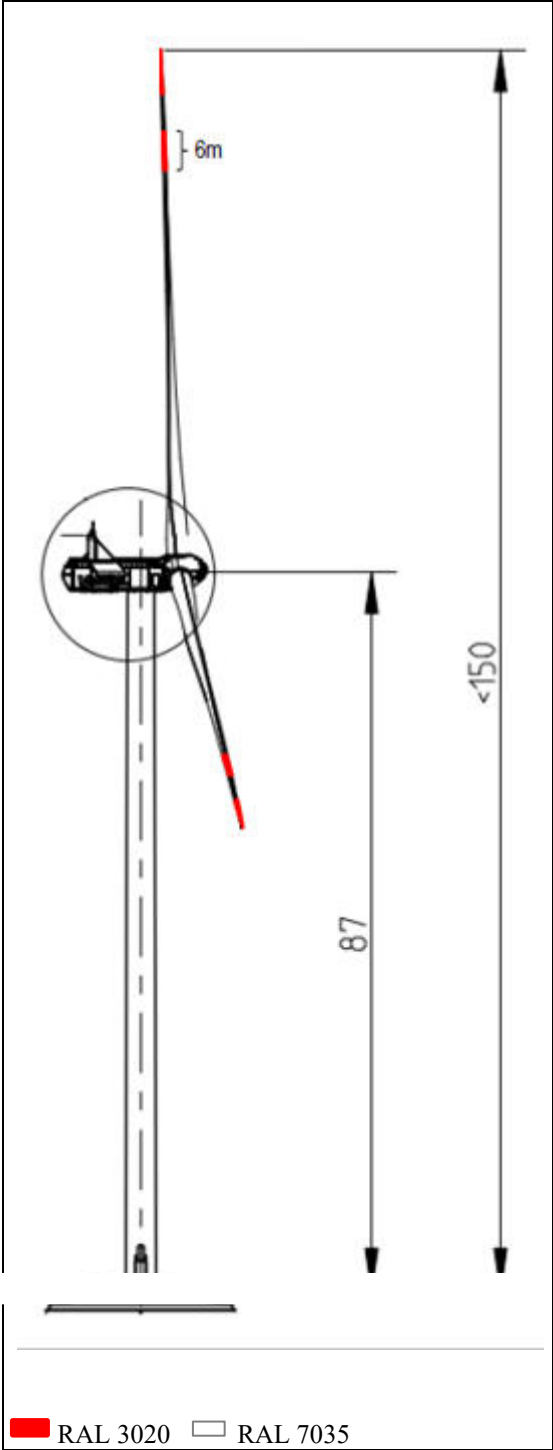
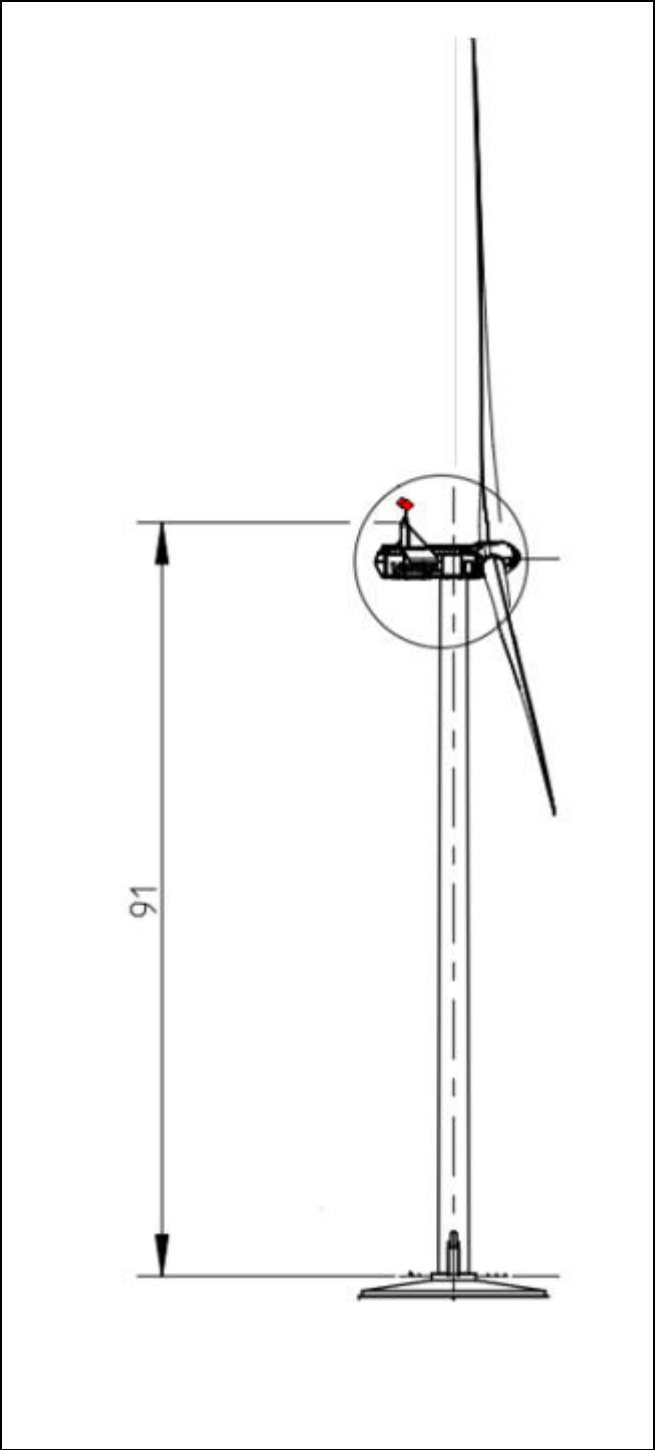
2.2.3. 141,5m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



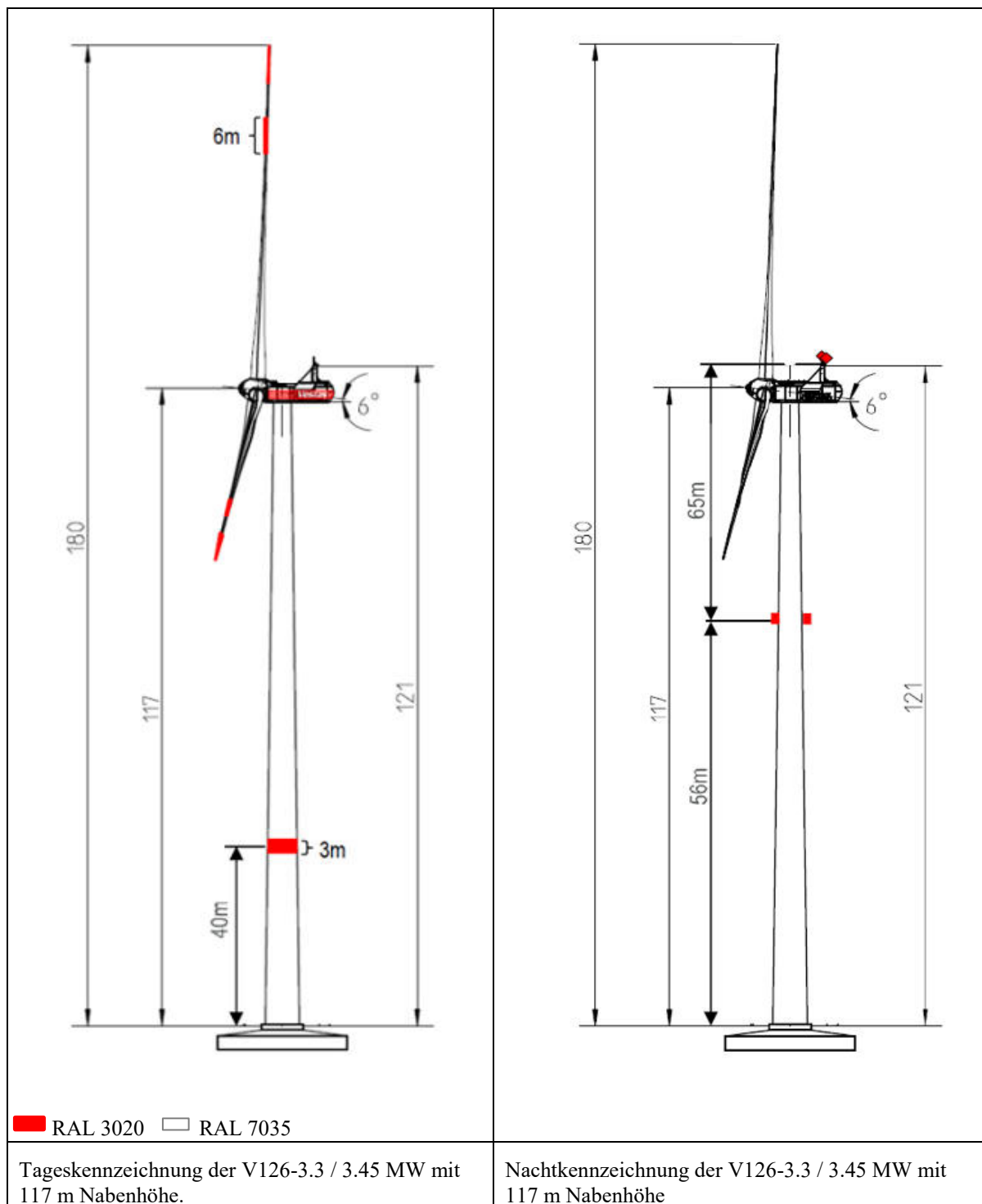
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 13/35

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

2.3.1. 87m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)

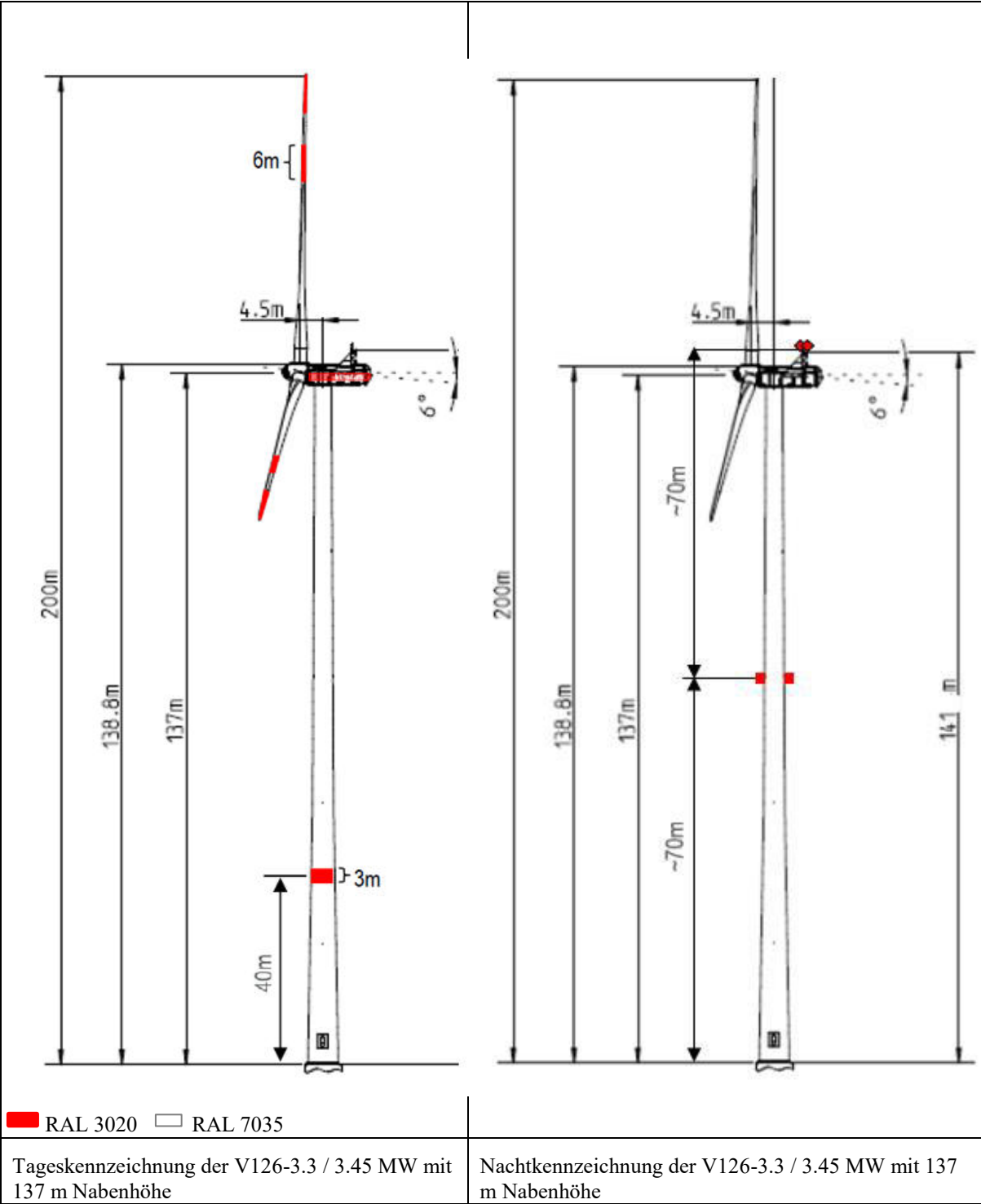
 6m 87 <150 ■ RAL 3020 □ RAL 7035	 91
Tageskennzeichnung der V126-3.45 / 3.6 MW mit 87m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V126-3.3/3.45 (MK3A) verfügbar.	Nachtkennzeichnung der V126-3.45 / 3.6 MW mit 87m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V126-3.3/3.45 (MK3A) verfügbar.

2.3.2. 117m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



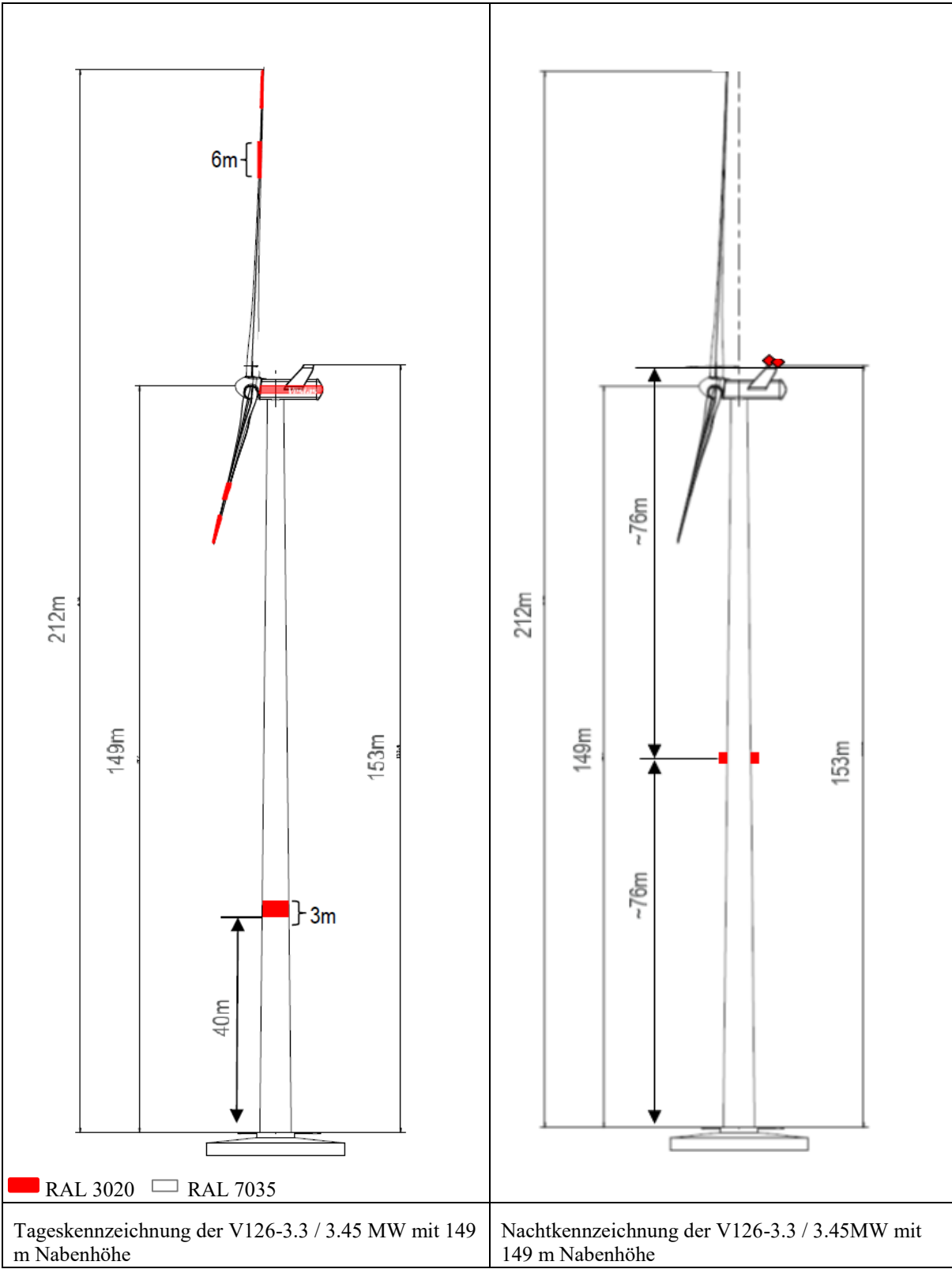
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 15/35

2.3.3. 137m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



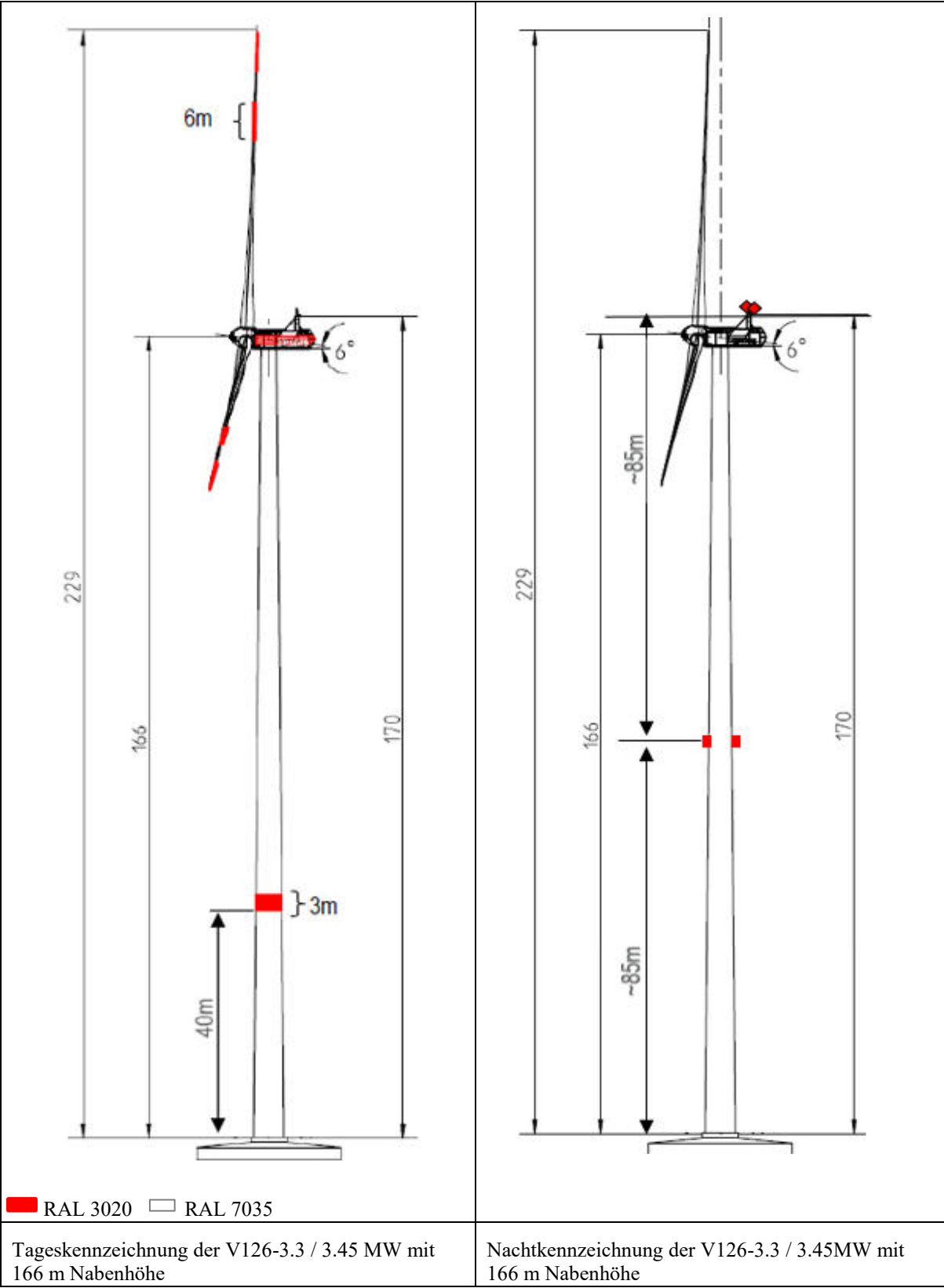
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 16/35

2.3.4. 149m Nabenhöhe (212m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 17/35

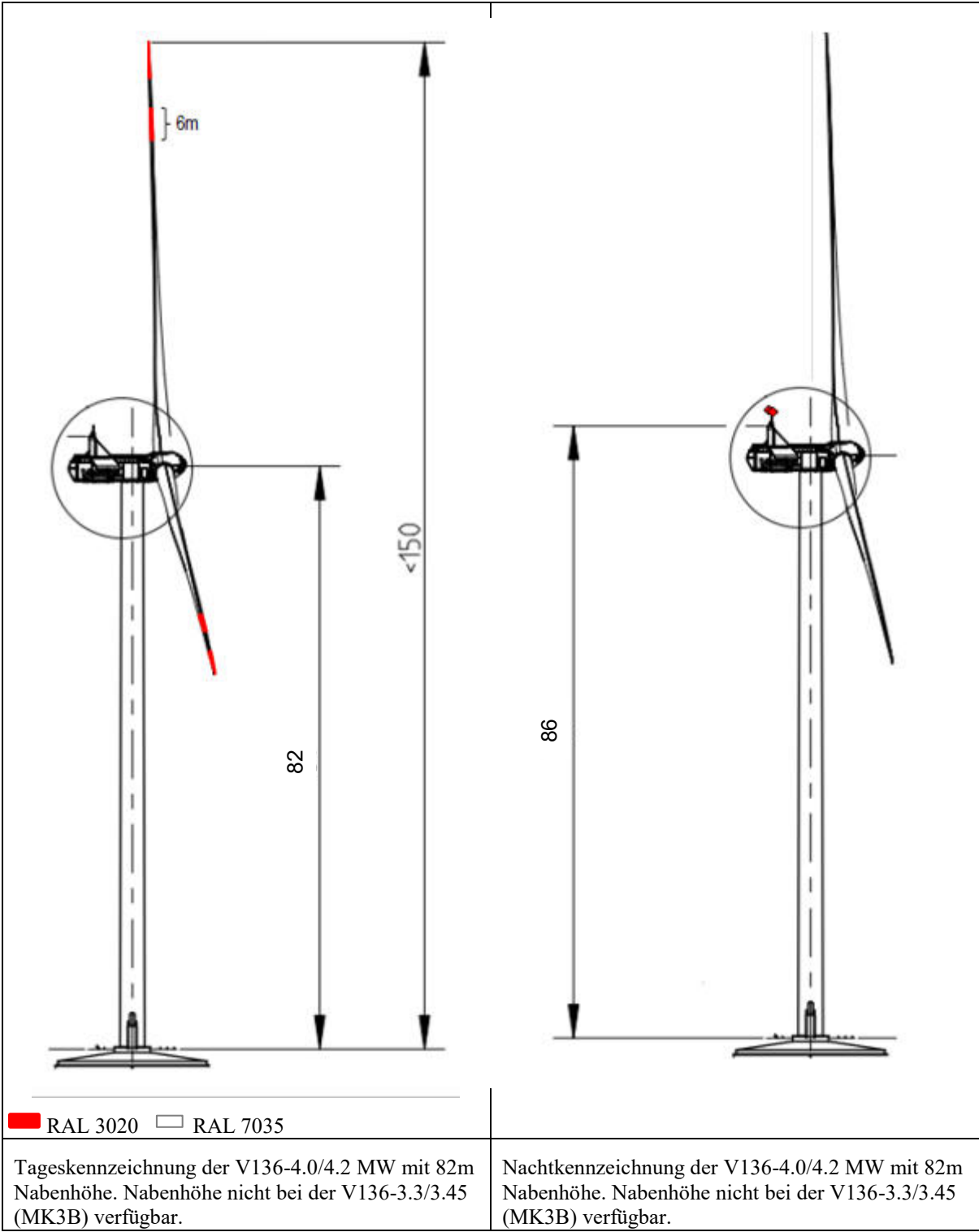
2.3.5. 166m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 18/35

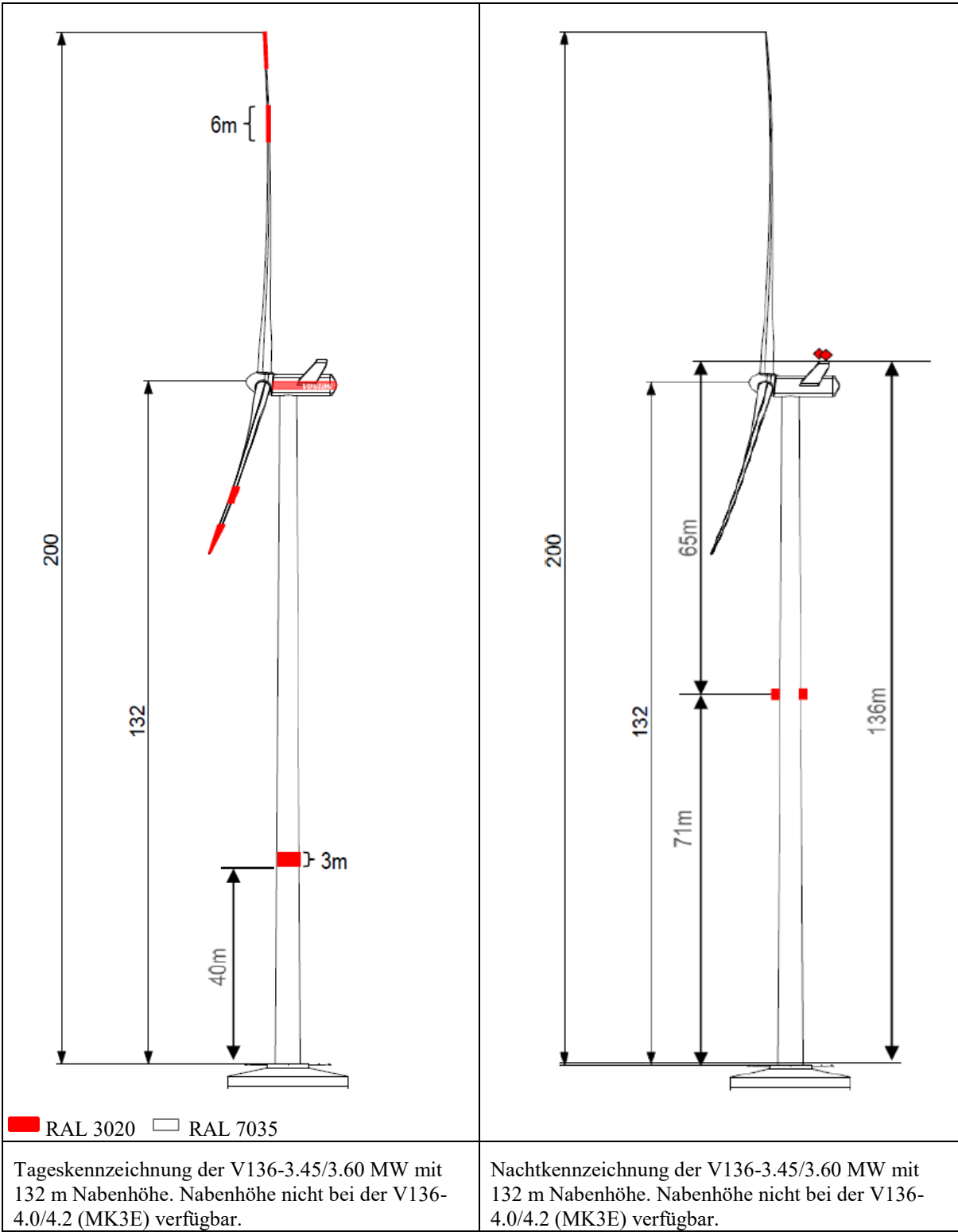
2.4. V136-3.45 / 3.6 / 4.0 / 4.2MW

2.4.1. 82m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)

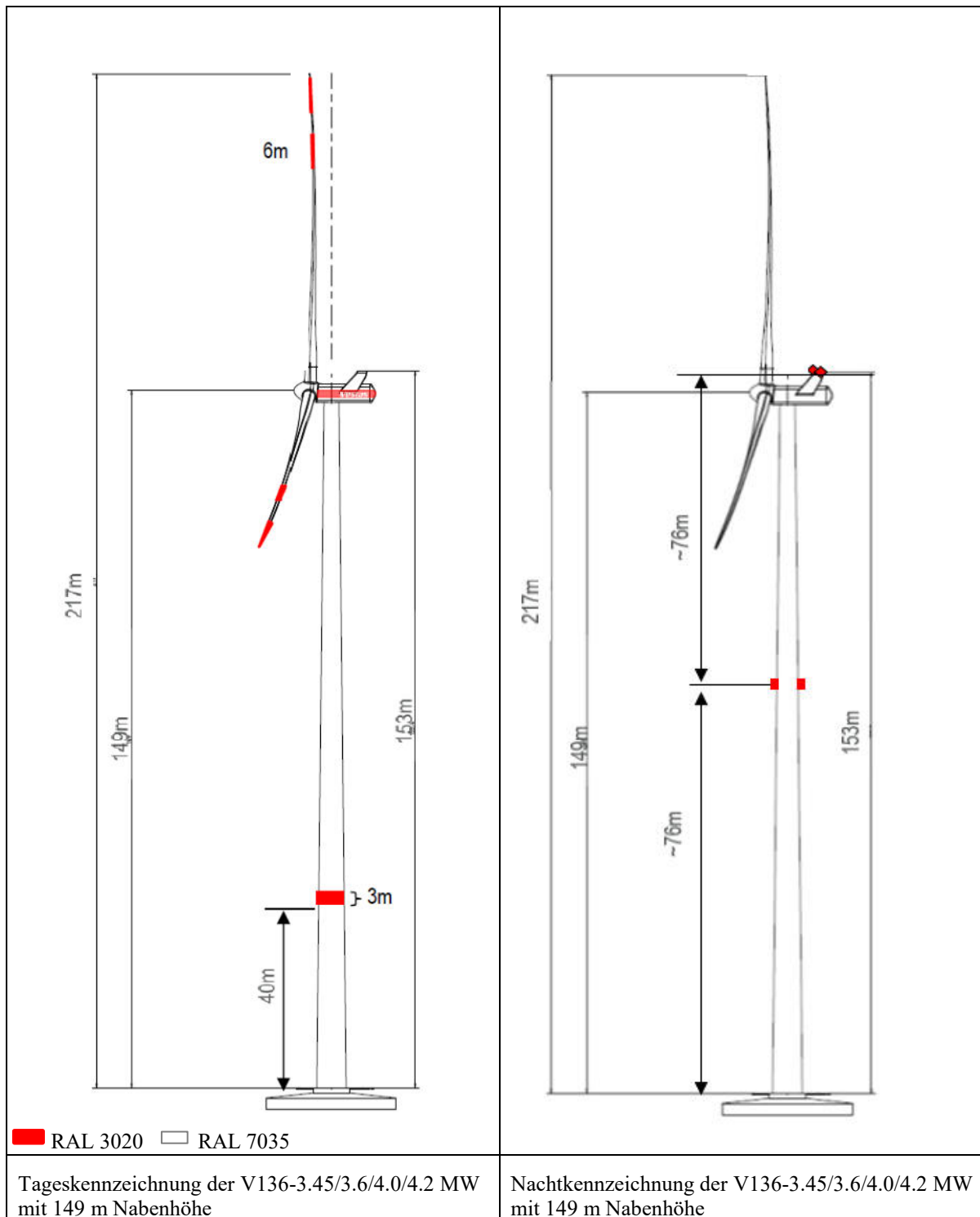


PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 20/35

2.4.3. 132m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)

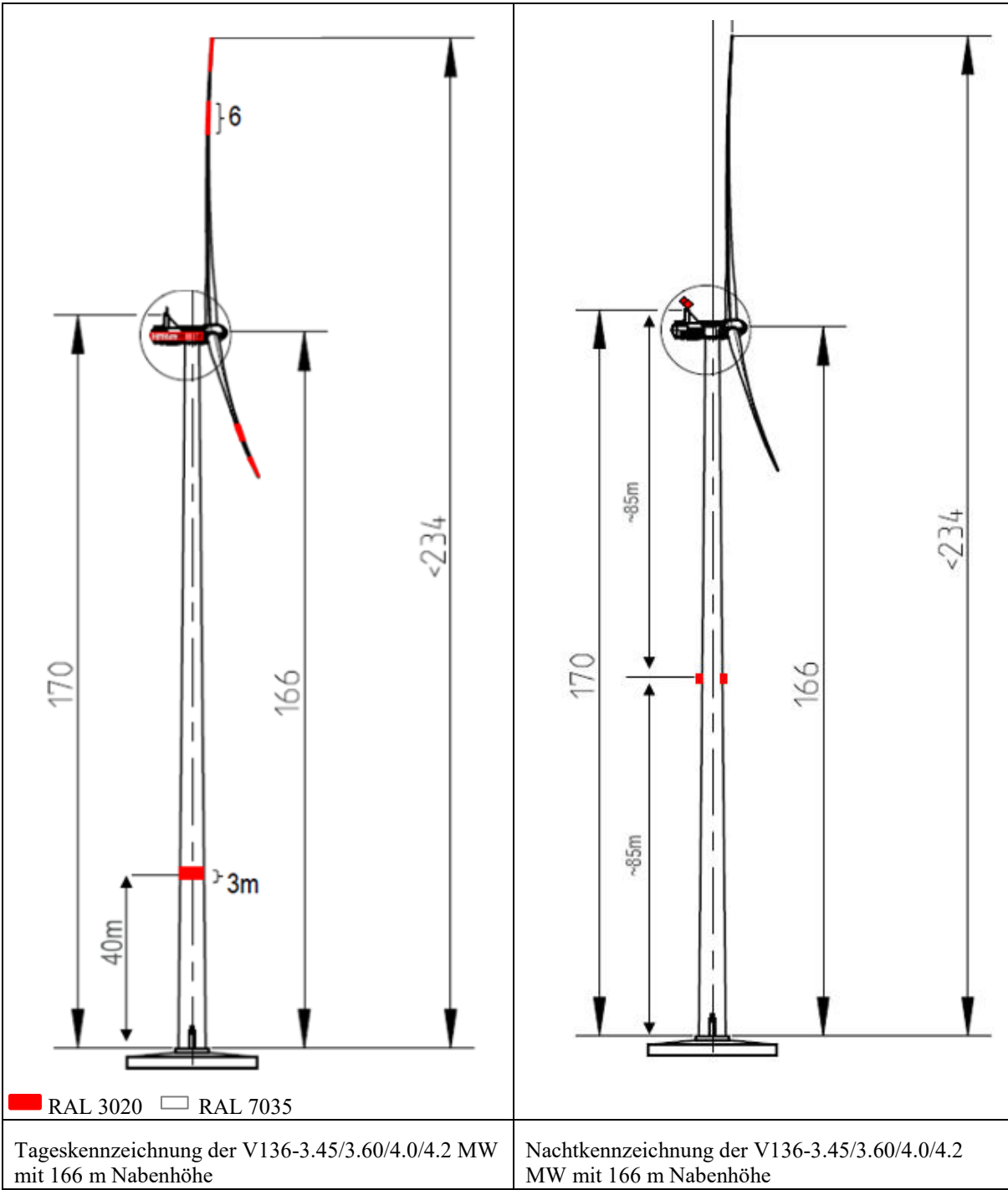


2.4.4. 149m Nabenhöhe (217m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 22/35

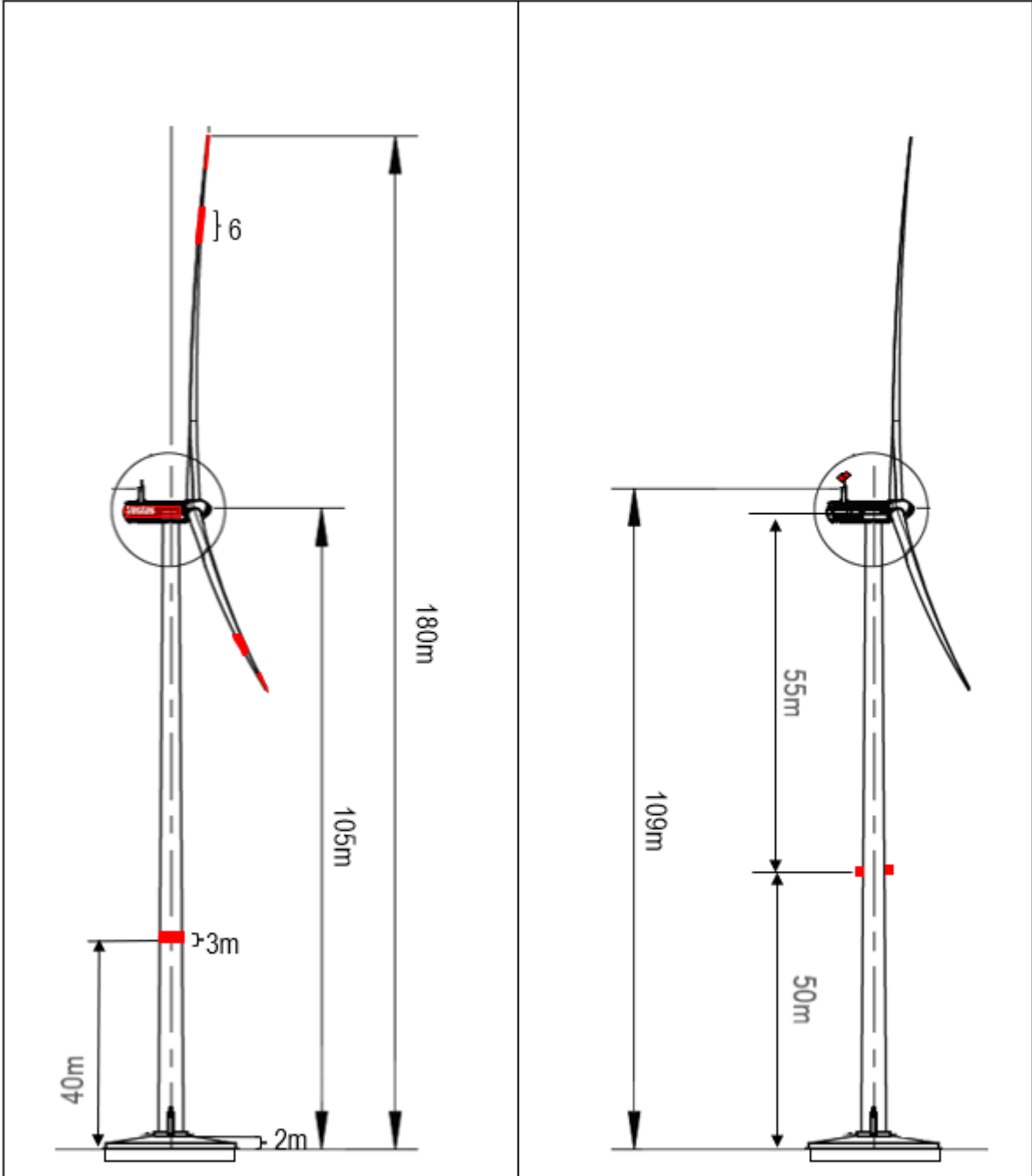
2.4.5. 166m Nabenhöhe (234m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 23/35

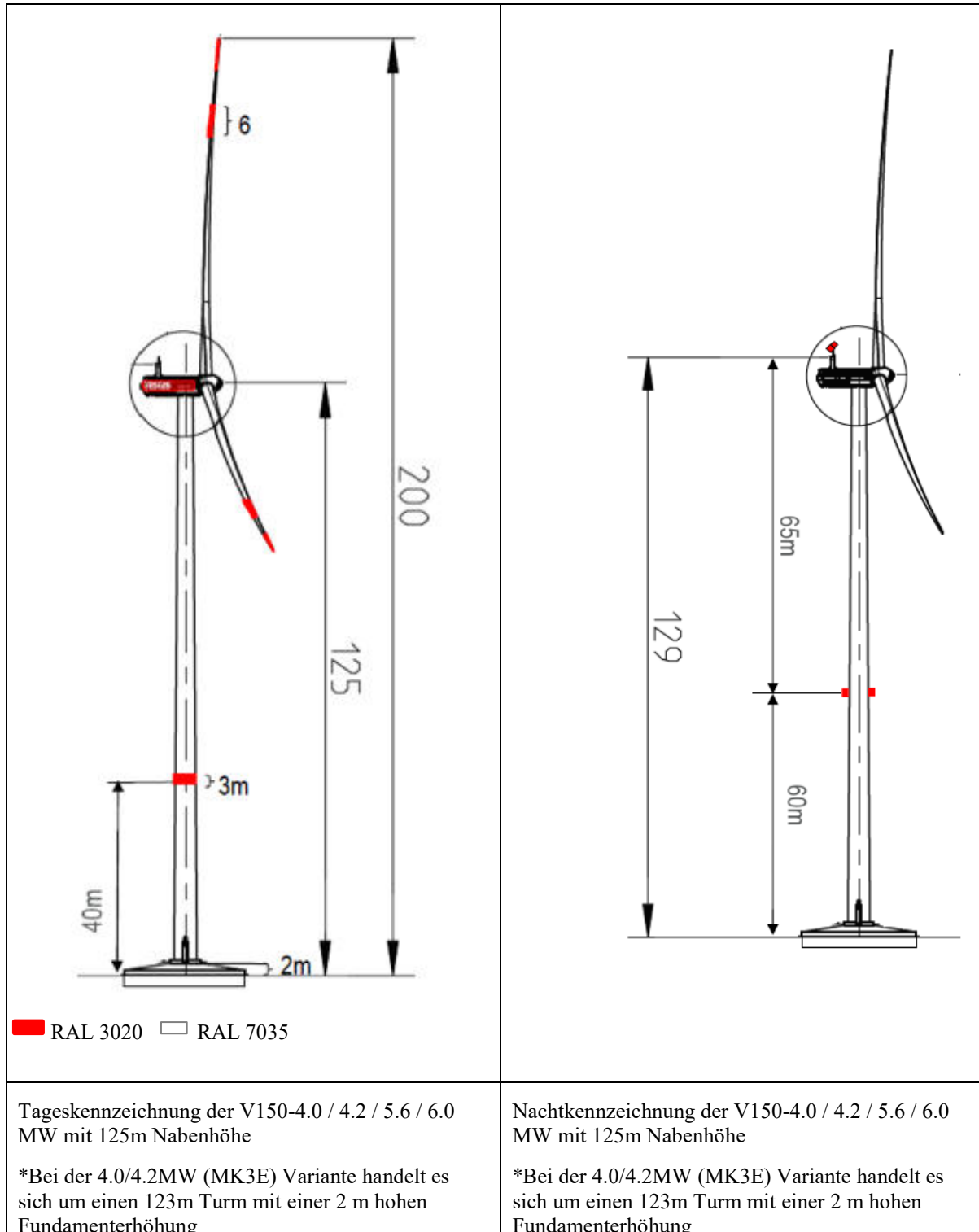
2.5. V150-4.0 / 4.2MW -5.6 / 6.0MW

2.5.1. 105m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)

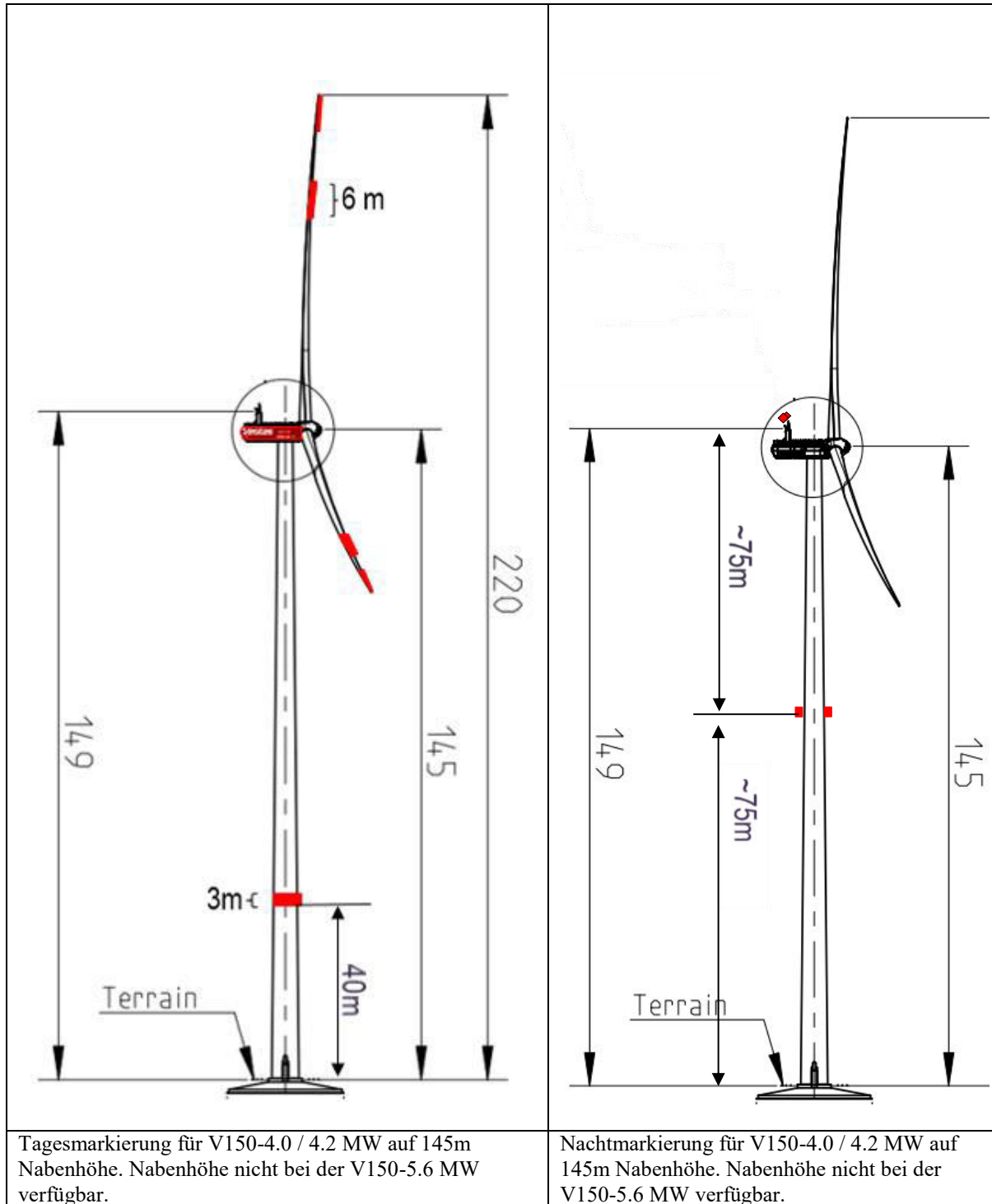


Tageskennzeichnung der V150-5.6 / 6.0 MW mit 105m Nabenhöhe	Nachtkennzeichnung der V150-5.6 / 6.0 MW mit 105m Nabenhöhe
---	---

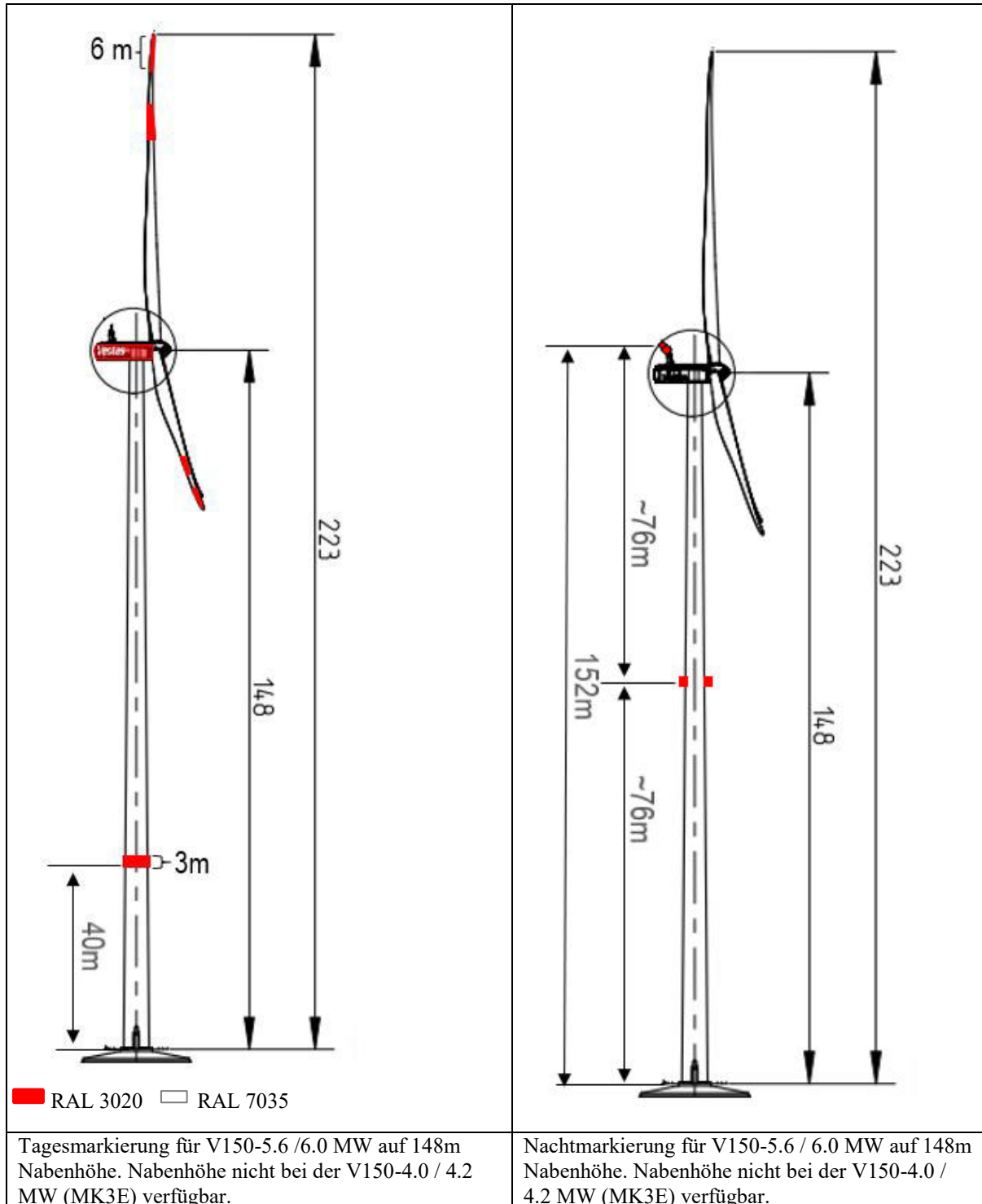
2.5.2. 125m Nabenhöhe* (200m Spitzenhöhe)



2.5.3. 145m Nabenhöhe (220m Spitzenhöhe)

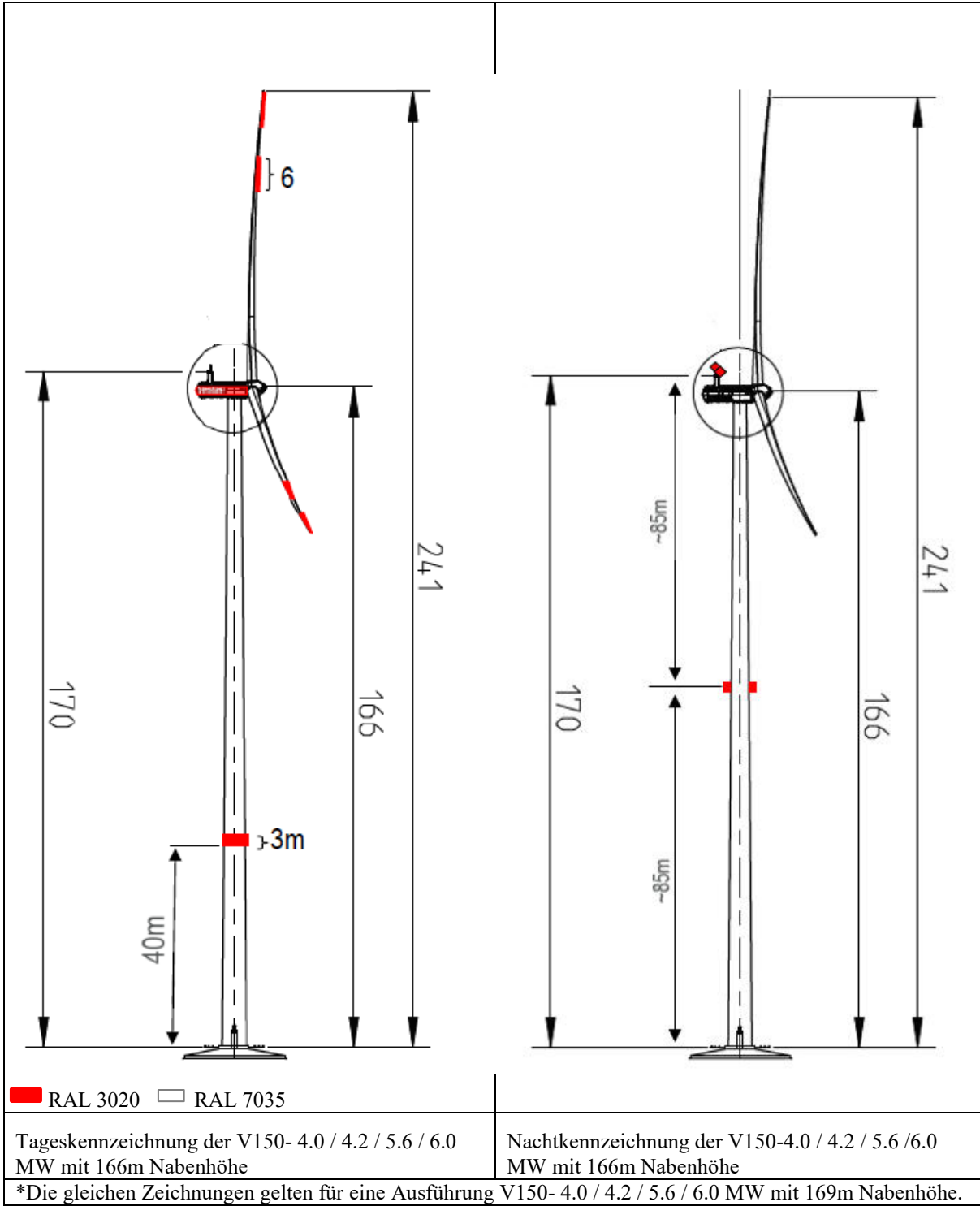


2.5.4. 148m Nabenhöhe (223m Spitzenhöhe)



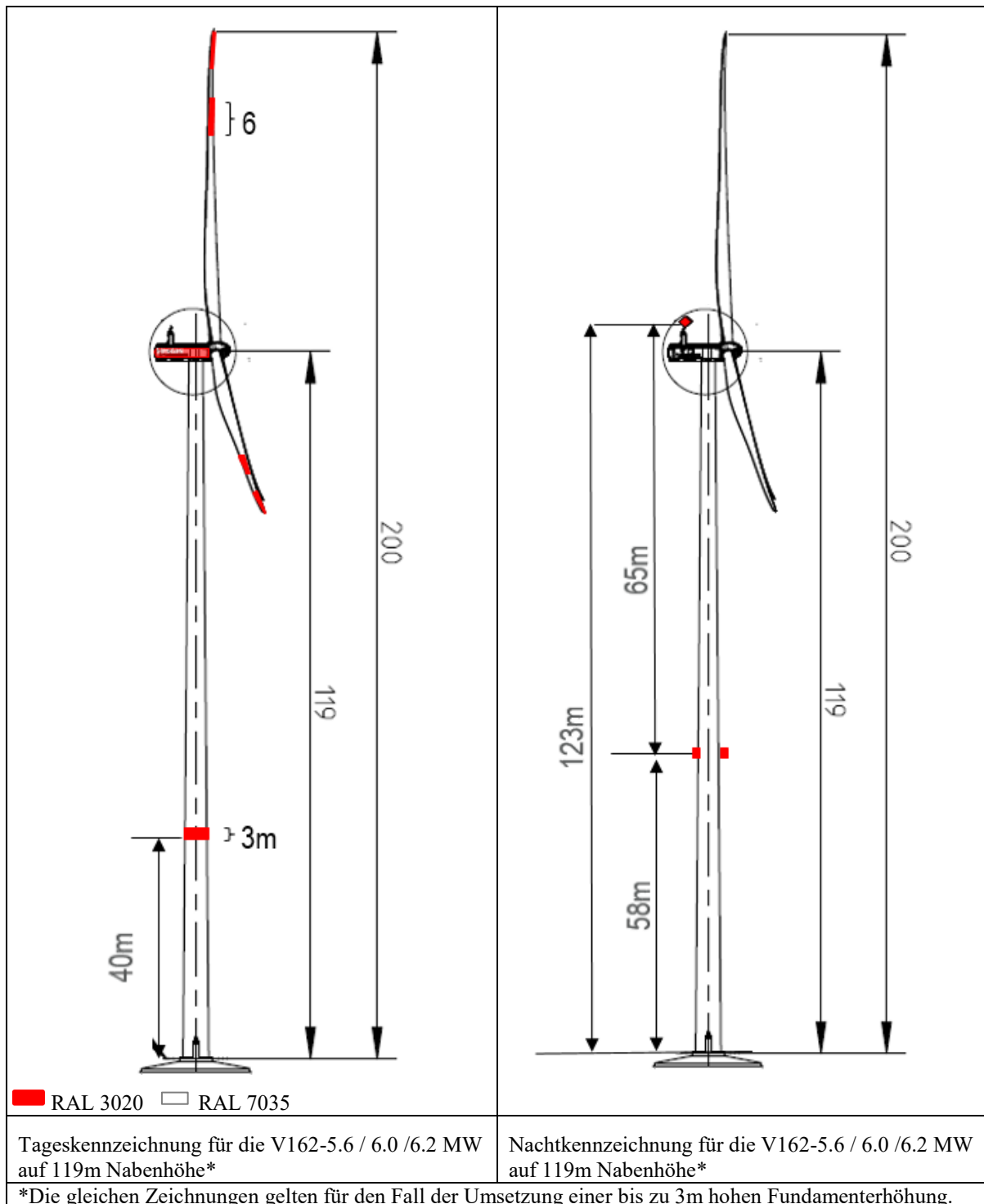
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 27/35

2.5.5. 166/169m Nabenhöhe (241/244m Spitzenhöhe)



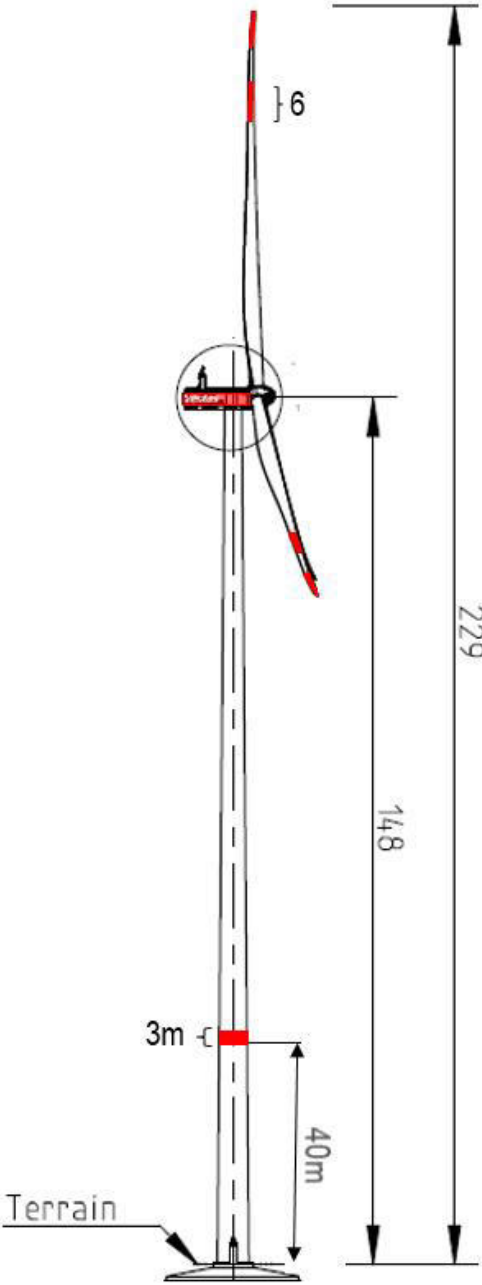
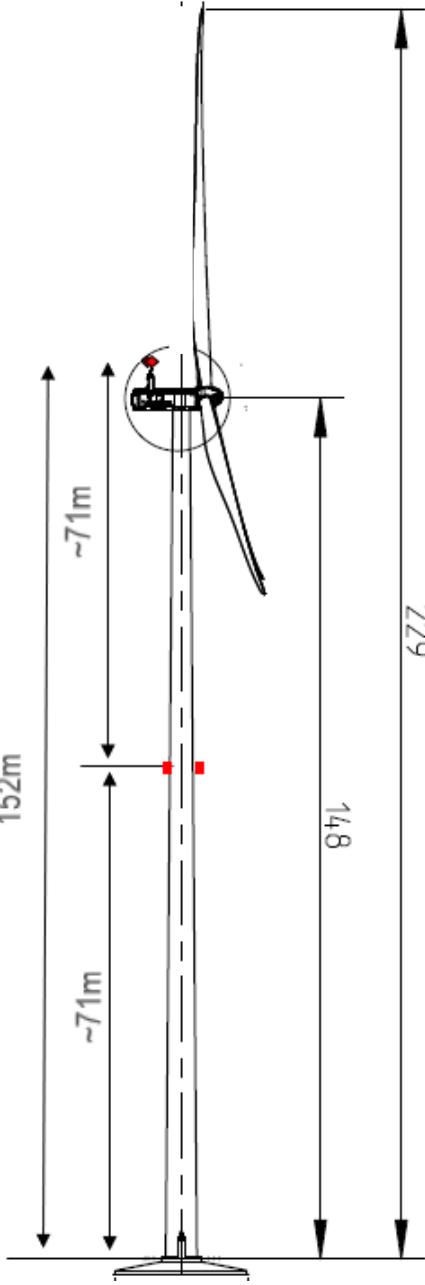
2.6. V162-5.6 / 6.0 / 6.2MW

2.6.1. 119m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



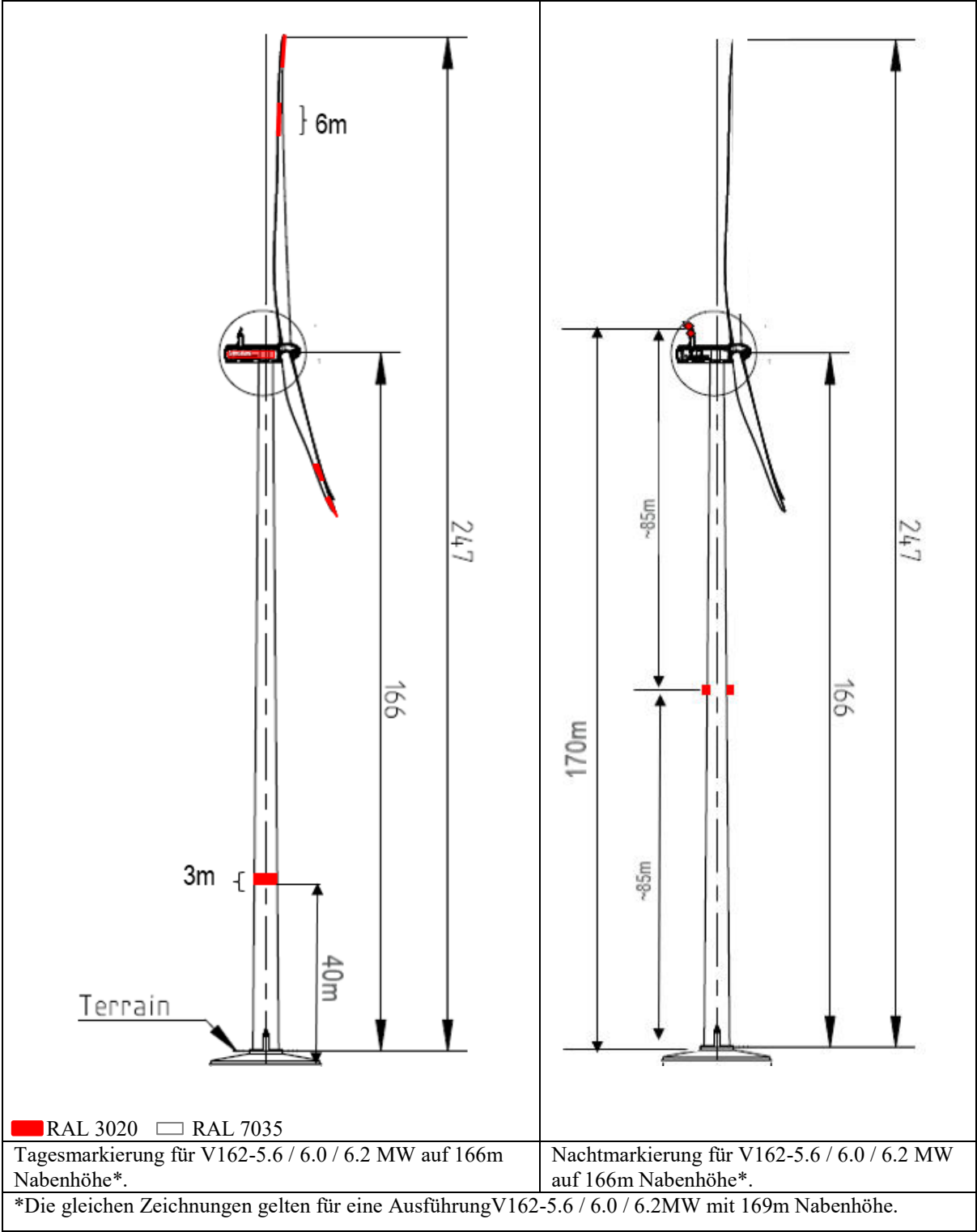
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 29/35

2.6.2. 148m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)

	
■ RAL 3020 □ RAL 7035	
Tagesmarkierung für V162-5.6 MW auf 148m Nabenhöhe*.	
*Die gleichen Zeichnungen gelten für den Fall der Umsetzung einer bis zu 3m hohen Fundamenterhöhung	
	
Nachtmarkierung für V162-5.6 MW auf 148m Nabenhöhe*.	

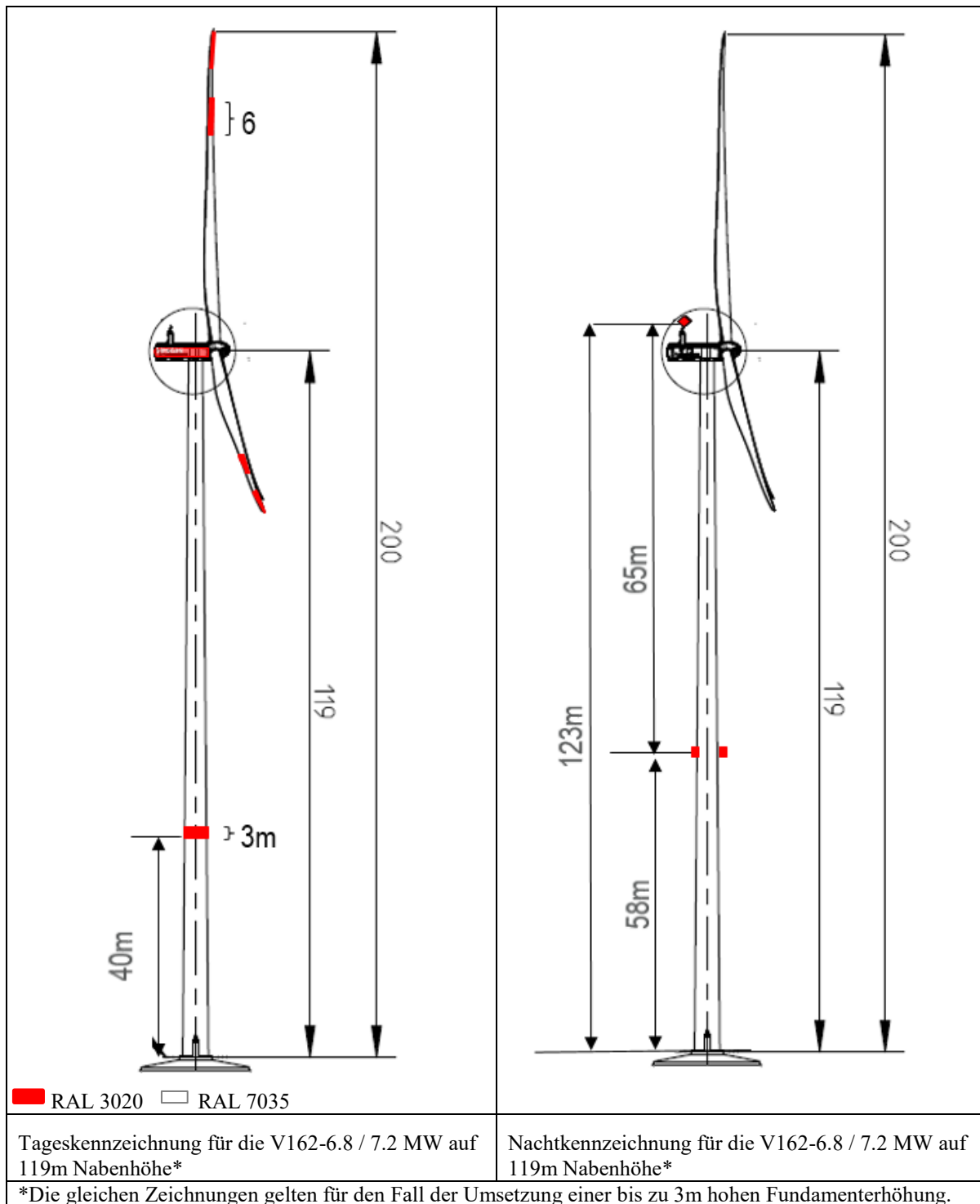
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 30/35

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



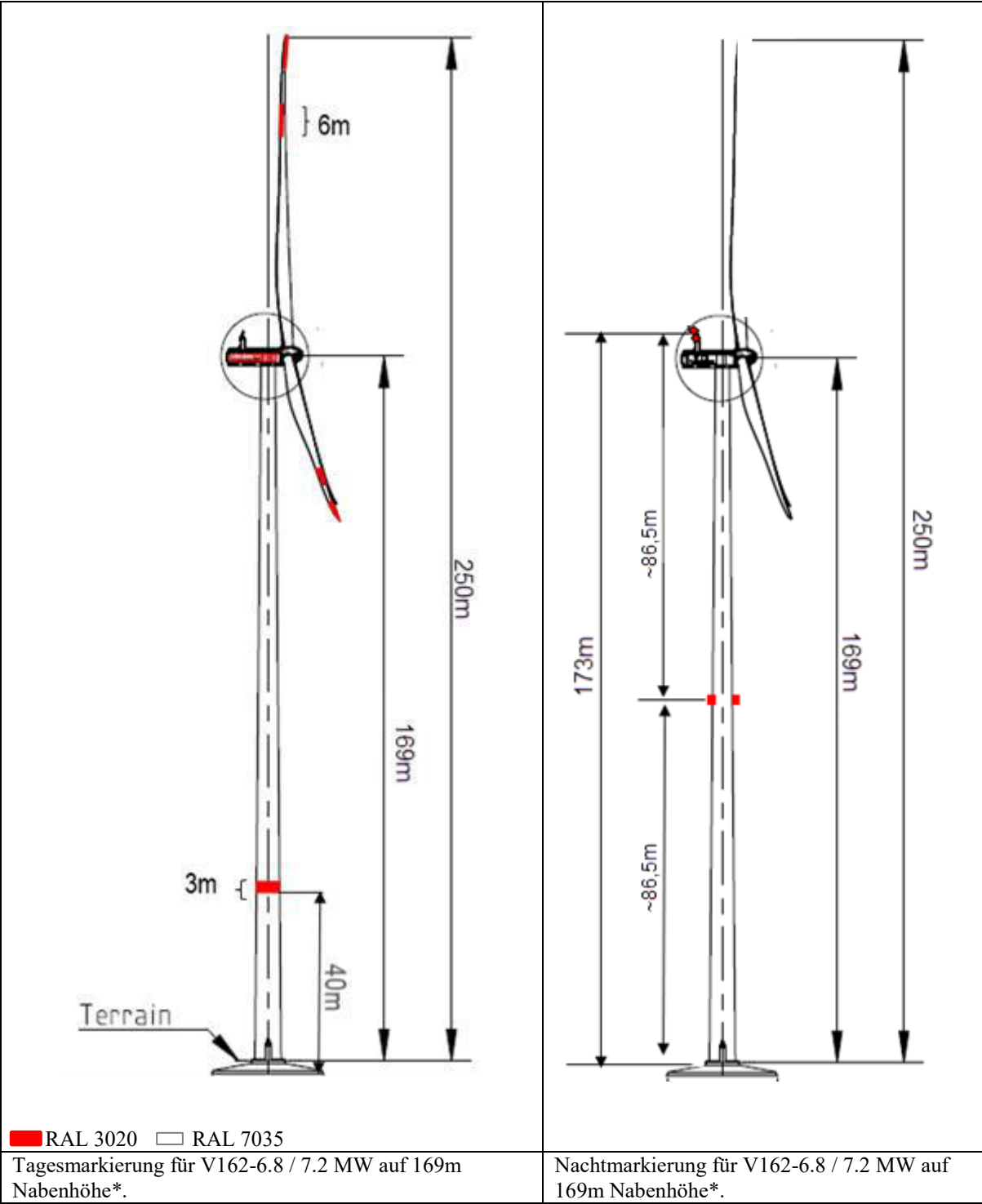
2.7. V162-7.2MW

2.7.1. 119m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



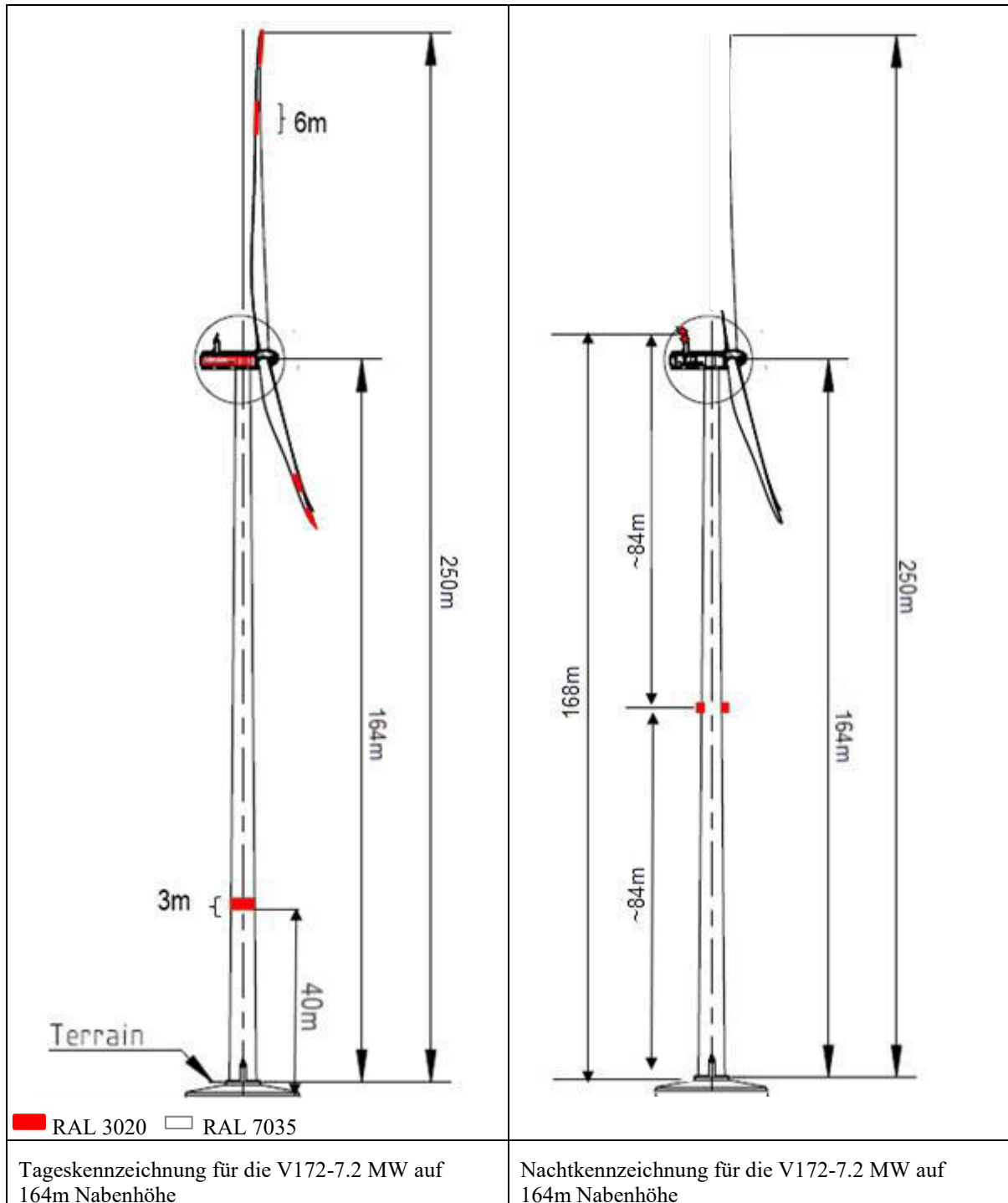
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 32/35

2.7.2. 169m Nabenhöhe (250m Spitzenhöhe)



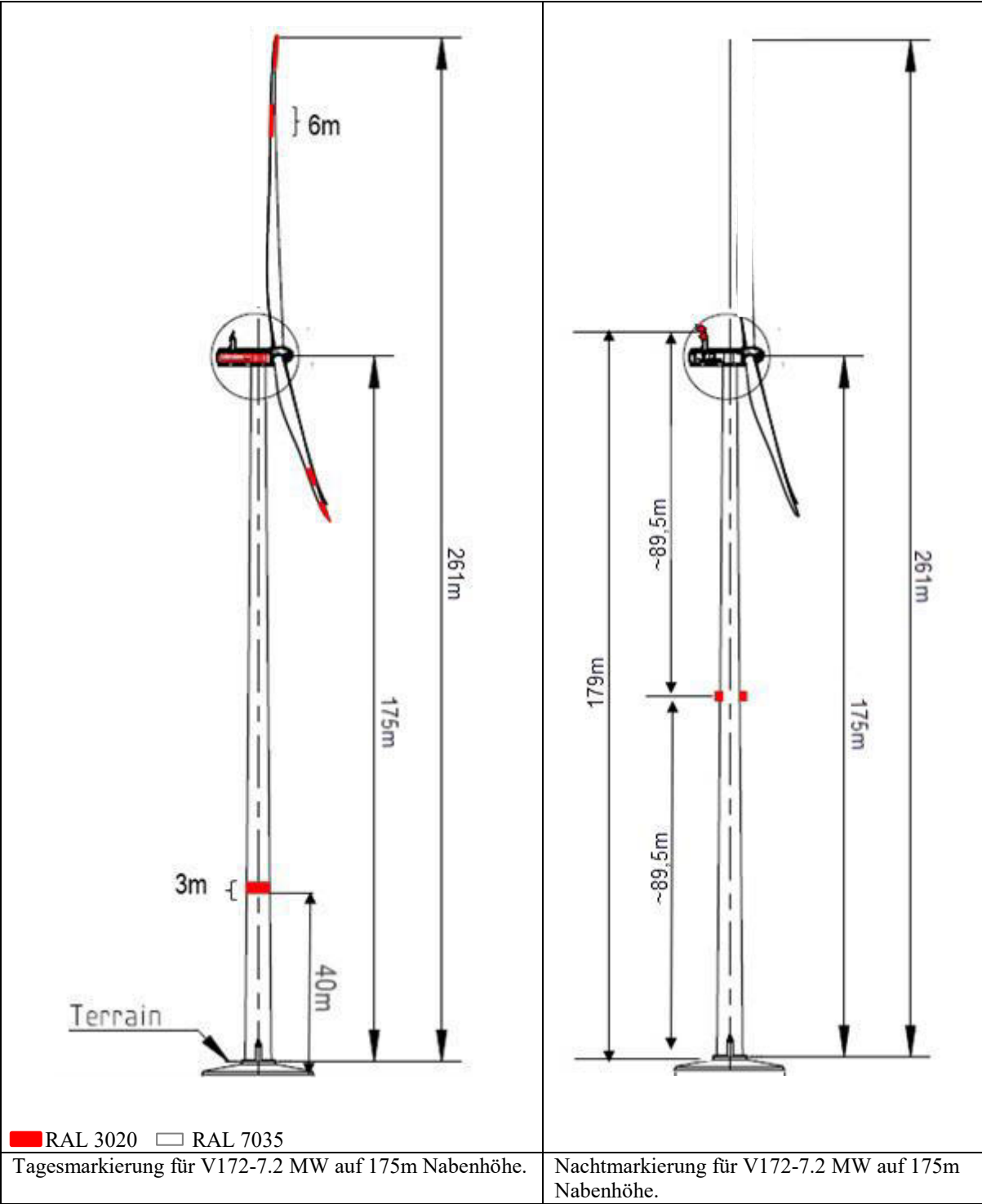
2.8. V172-7.2MW

2.8.1. 164m Nabenhöhe (250m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 34/35

2.8.2. 175m Nabenhöhe (261m Spitzenhöhe)



3. Verweise

[1] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

[Link Banz AT 30.04.2020 B4](#)

Aufgerufen: Mai 2020

[2] 0097-1016 / 0092-1230 / 0097-6803 / 0097-6802 Vestas-Spezifikation für Feuer W, rot und Feuer W, rot ES in Kombination mit einer Infrarotbefeuerung (Maschinenhausbefeuerung)

[3] 0082-3013 Vestas-Spezifikationen für Turmbefeuerung

[4] 0067-0753 Vestas-Spezifikation für Sichtweitenmessgerät

[5] 0040-8699 Vestas-Spezifikation für USV

Eingeschränkte Weitergabe
Dokument Nr.: 0097-6802.V03
2021-03-08

Allgemeine Spezifikation Gefahrenfeuer

ORGA AL L550-GFW-ES-IRG-G 20M

Feuer W, Rot ES Intensität, Rot blinkend/Infrarot blinkend



V150-5.6MW EnVentus
V150-6.0MW EnVentus
V162-5.6MW EnVentus
V162-6.0MW EnVentus

Inhaltsverzeichnis

1	Revisionsliste.....	3
2	Abkürzungen und technische Begriffe.....	3
3	Einführung.....	4
4	Allgemeine Beschreibung	4
4.1	Daten des Gefahrenfeuers.....	4
4.2	Halterung	5
4.3	Steuerung	5
4.3.1	Überspannungsschutz(OVP)-Schaltschrank	5
4.3.2	Erweiterter Schaltschrank (Orga CIP400)	5
4.4	GPS und Fotozelle.....	6
4.4.1	GPS	6
4.4.2	Fotozelle	6
4.5	Notstromversorgung	6
5	Blitzschutz.....	6
6	Maße	7
7	Erklärungen und Zertifikate	8

1 Revisionsliste

Revision	Datum	Änderungen
01	2020-12-11	Redaktionelle Korrekturen
02	2020-12-11	Implementierung des WSV-Zertifikates (Zulassung nach Nr. 22 der AVV2020)
03	2021-03-08	WEA Typen V150-6.0MW und V162-6.0MW eingefügt

Tabelle 1-1: Revisionsübersicht

2 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
AVV2020	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen, 2020-04-24
WEA	Windenergieanlagen

Tabelle 2-1: Abkürzungen

Begriff	Erklärung
Keine	

Tabelle 2-2: Begriffserklärung

3 Einführung

Dieses Dokument beschreibt die Gefahrenfeueroption für Vestas-WEA. 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 AVV2020.



Abbildung 3-1: Gefahrenfeuer AL L550-GFW-ES-IRG-G 20M

4 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.

4.1 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

Parameter	Wert
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 4-1: Technische Daten

4.2 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.

4.3 Steuerung

4.3.1 Überspannungsschutz(OVP)-Schaltschrank

Der OVP-Schaltschrank wird verwendet, wenn ein oder zwei Gefahrenfeuer an einer WEA 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.

4.3.2 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 WEA
- Fügt die Turmfeuer hinzu

Der erweiterte Schaltschrank übermittelt die Informationen über den Zustand mithilfe der internen Software der WEA.

Das SCADA-System kann so konfiguriert werden, dass die Betriebsstatusmeldungen erfasst werden.

4.4 GPS und Fotozelle

4.4.1 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.

4.4.2 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.

4.5 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.

5 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.

6 Maße

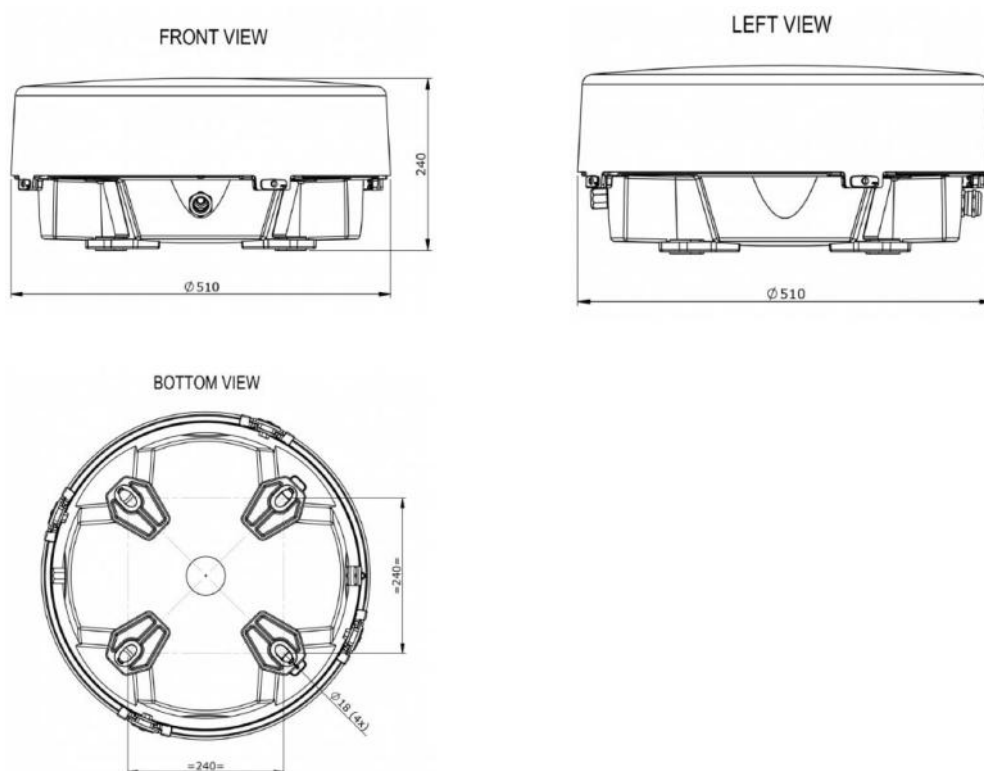


Abbildung 6-1: Gefahrenfeuer – Maße

7 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	Feuer W, rot ES 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 Prüfungen sind in den Prüfberichten LS230, vom 09.08.2020 und LS176, vom 23.02.2016 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 21.01.2021





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

Schiedam, 30/07/2019



CE

EG005450_R06

Orga BV
Strickledeweg 13
3125 AT Schiedam
The Netherlands

Postal address
P.O. Box 3046
3103 EA Schiedam
The Netherlands

☎ +31 (0)10 208 5555
☎ +31 (0)10 437 8445

✉ info@orga.nl
🌐 www.orga.nl

Restricted
Dokument-Nr.: 0040-8699.V07
2021-03-08

Allgemeine Spezifikation

Gefahrenfeuer

ORGA USV SPS60



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	V110-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10
	V116-2.0 MW Mk 11B	V120-2.0/2.2 MW Mk 11C
3MW	V105-3.3/3.45 MW Mk 2–3	V112-3.3/3.45 MW Mk 2–3*
	V117-3.3/3.45 MW Mk 2–3*	V126-3.3/3.45 MW Mk 2–3*
	V126-3.45/3.6 MW Mk 3**	V136-3.45/3.60 MW Mk 3
4MW	V117-4.0/4.2 MW Mk 3E	V136-4.0/4.2 MW Mk 3E
	V150-4.0/4.2 MW Mk 3E	
EnVentus	V150-5.6MW	V150-6.0MW
	V162-5.6MW	V162-6.0MW

* für Deutschland ist hier die 3MW Anlagenplattform in der Ausführung Backwards-Compatible (BWC) eingeschlossen

** beschreibt die Version HTq in der Plattform

Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
04	2018-04-10	Tabelle der Windenergieanlagentypen aktualisiert
05	2020-02-22	Aktualisiert mit Datentabelle Aktualisiert mit neuen Beispielen für die theoretische Laufzeit-und Berechnungswerkzeug
06	2020-05-08	Aktualisierter Anhang A mit aktualisierten Lösungen für die deutsche AVV '2020-Regelung
07	2021-03-08	Ergänzung und Anpassung der tabellarischen Auflistung der Windenergieanlagentypen

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
WEA	Windenergieanlagen

Tabelle 2-1: Abkürzungen und technische Begriffe

3 Einleitung

Dieses Dokument beschreibt die USV-Option für Gefahrenfeuer (Aviation Light Optional UPS) für Vestas-WEA. Die durch Vestas gelieferte USV-Option für Gefahrenfeuer ist vollständig in das elektrische System der WEA integriert.

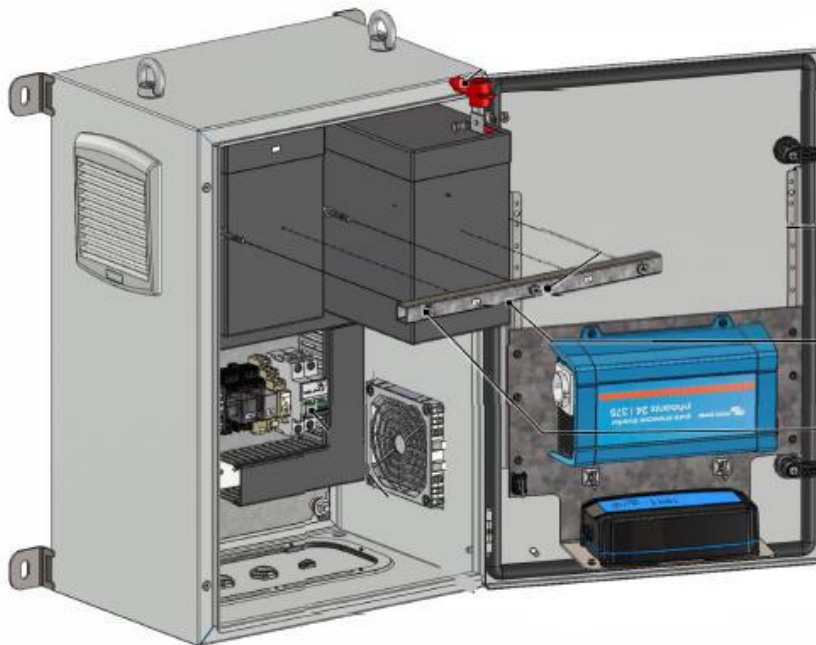


Abbildung 1 – USV-Option für Gefahrenfeuer

4 Allgemeine Beschreibung

Die USV-Option für Gefahrenfeuer versorgt das Luftfahrthilfesystem bei einem Stromausfall mit Strom.

Die USV-Option für Gefahrenfeuer wird durch den Hersteller von Flugbefeuerungssystemen 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 _{DC}
Eingangsspannung	180–256 V _{AC}
Eingangsfrequenz	50–60 Hz
Ausgangsspannung	230 VAC +/- 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 Hilfseinheit, 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

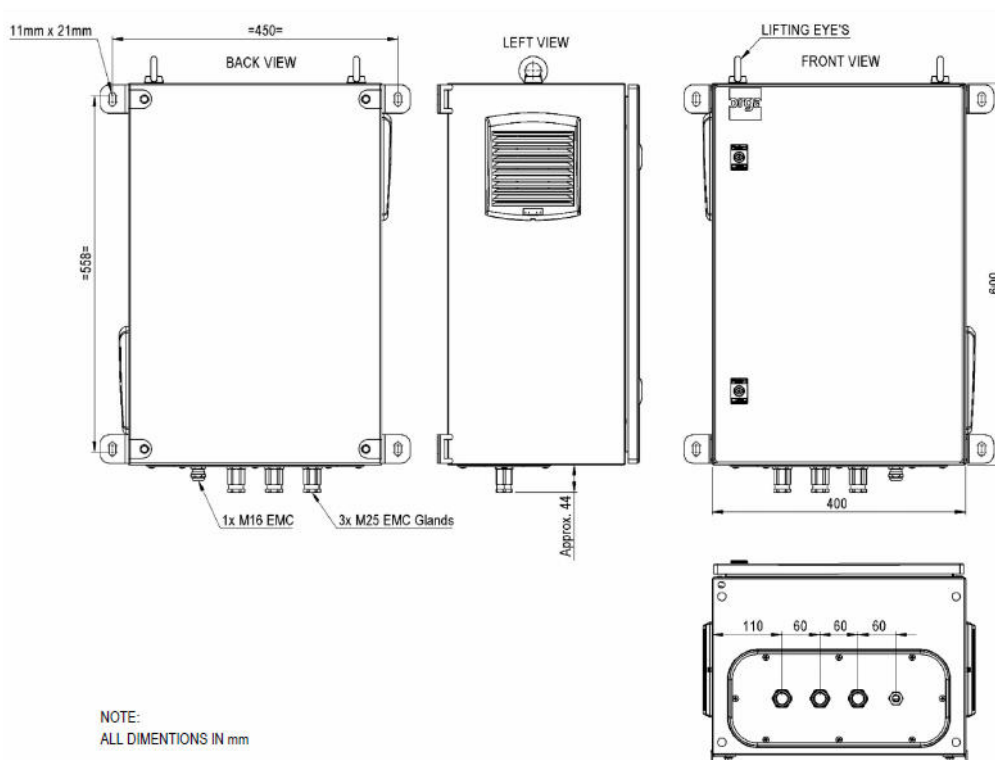


Abbildung 3 – USV-Option für Gefahrenfeuer – Abmessungen

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 Kapitel 9 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.

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

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

Schiedam, 07/08/2019



Orga BV
Strickledierweg 13
3125 AT Schiedam
The Netherlands

Postal address:
P.O. Box 9046
3101 EA Schiedam
The Netherlands

+31 (0)10 208 5555
+31 (0)10 437 8445

info@orga.nl
www.orga.nl

IEC 61010-1:2011



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.

KONFIGURATION mit Akku SPS60 (60 Ah) Artikel 29060846				
Menge	Artikelnummern * (unterschiedliche Nummern aufgrund abweichender Plattformen)	Artikelbezeichnung	Beschreibung	Backup- Zeit in Stunden
1	29053375, 29152737,	L550-63B-G	1 Maschinenhausbeleuchtung rot (2000 cd, „Blinkmodus“ Nacht) Inklusive Steuerung	50
1	106671	OVP-S30		
2	29053375, 29152737,	L550-63B-G	2 Maschinenhausbeleuchtungen rot (2000 cd, „Blinkmodus“ Nacht) Inklusive Steuerung	31
1	29057115	CIP400		
1	29052778, 29152725,	L550-63A/63B-G	1 Maschinenhausbeleuchtung rot/weiß (20.000 cd weiß Tag/2000 cd rot Nacht) Inklusive Steuerung	33
1	106671	OVP-S30		
2	29052778, 29152725,	L550-63A/63B-G	2 Maschinenhausbeleuchtungen rot/weiß (20.000 cd weiß Tag/2000 cd rot Nacht) Inklusive Steuerung	18
1	29057115	CIP400		
2	29197892, 29197879,	L240-GFW-IRG-G-BR	2 Maschinenhausbeleuchtungen mit geringer Intensität, rot (Feuer W. + IR Nacht) einschl. Regler 1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung (10 cd Turmbeleuchtung)	53
1	29057116	CIP400-O-MV		
1	29127389	Kit Set AL Tow 1-4-L92-AVV-ES		

KONFIGURATION mit Akku SPS60 (60 Ah) Artikel 29060846				
Menge	Artikelnummern * (unterschiedliche Nummern aufgrund abweichender Plattformen)	Artikelbezeichnung		
2	29197893, 29197891,	L550-GFW-ES-IRG-G	2 Maschinenhausbeleuchtungen rot (Feuer W. ES + IR Nacht) einschl. Regler 1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung, (10 cd Turmbeleuchtung)	40
1	29057116	CIP400-O-MV		
1	29127389	Kit Set AL Tow 1-4-L92-AVV-ES		
2	29199127	L550-63Adt/ L240-GFW-IRG-G	2 zweifarbige Lichtlösungen (20 000 cd weiß Tag/Feuer W Nacht) einschl. Regler 1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung,	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	2 zweifarbige Lichtlösungen (20 000 cd weiß Tag/Feuer W ES Nacht) einschl. Regler 1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung,	16
1	29057116	CIP400-O-MV		
1	29127389	Kit Set AL TOW 1-4-L92-AVV-ES		
2	29016790, 29152745,	L500-63B2/63C2-IRF	2 Maschinenhausbeleuchtungen weiß und zweifarbig weiß/rot (50.000 cd weiß Tag/10000 weiß/rot Dämmerung/Nacht) einschl. Regler 2 Reihen, 4 Leuchten Turmbeleuchtung inkl. Infrarot (10 cd Turmbeleuchtung + IR)	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“.*

Eingeschränkte Weitergabe
Dokumentennr.: 0082-3013 V03
13.10.2021

Allgemeine Spezifikation

Gefahrenfeuer – Turm

KIT SET AL TOW 1-4-L92-AVV-ES



Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
03	13.10.2021	EU-Konformitätserklärung für L92 hinzugefügt

Inhaltsverzeichnis

1	Haftungsausschluss	3
2	Abkürzungen und Fachbegriffe	3
3	Abkürzungen und Fachbegriffe	3
4	Allgemeine Beschreibung	4
4.1	Komponentenübersicht	4
4.2	Kabel	5
4.3	Daten des Turm-Gefahrenfeuers	6
4.4	Alarm	6
4.5	Hauptfunktionen	6
5	Blitzschutz.....	6
6	Abmessung	7
6.1	Maßstabsgetreue Zeichnung	8
7	Zertifikate und Prüfberichte	9

1 Haftungsausschluss

- © 2017 Vestas Wind Systems A/S. Dieses Dokument wurde von Vestas Wind Systems A/S und/oder einer der Tochtergesellschaften des Unternehmens 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 (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 Beschreibungen in diesem Dokument gelten für die aktuelle Version der Windenergieanlagen der 2- und 3/4-MW-Plattform. Bei neueren Versionen der Windenergieanlagen der 2- und 3/4-MW-Plattform, die ggf. zukünftig hergestellt werden, gilt u. U. eine andere allgemeine Beschreibung. Falls Vestas eine neuere Version der 2- und 3/4-MW-Plattform-Windenergieanlagen liefern sollte, wird das Unternehmen hierzu eine aktualisierte allgemeine Beschreibung vorlegen.
- Die vorliegende „Allgemeine Spezifikation“ stellt kein Verkaufsangebot dar. Sie beinhaltet keine Garantie oder Zusage und auch keine Prüfung der Leistungskurve bestimmter Optionen.

2 Abkürzungen und Fachbegriffe

Abkürzung	Erklärung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
GPS	Global Positioning System (Globales Positionierungssystem)
OVP	Überspannungsschutz
SCADA	System zur Prozesssteuerung und Datenerfassung
IR	Infrarot

Tabelle 2 1: Abkürzungen

3 Abkürzungen und Fachbegriffe

Dieses Dokument beschreibt die Optionen für Turm-Gefahrenfeuer bei Vestas-Windenergieanlagen. Die von Vestas gelieferten Turm-Gefahrenfeuer sind vollständig in die Elektrik und das SCADA-Überwachungssystem integrierte mechanische Montageoptionen.

4 Allgemeine Beschreibung

Das Turm-Gefahrenfeuersystem verfügt über folgende Komponenten:

- Steuereinheit (MLC400)
- Anschlusskasten OVP-LI-TOW (Überspannungsschutzeinheit)
- Turmbeleuchtung (L92-xxx)
- Kabel für den Anschluss aller Elemente
- Mit Magneten befestigte Montagehalterungen

Die Turmbeleuchtung (L92) ist ein konstant leuchtendes Gefahrenfeuer mit geringer Lichtstärke. Die Turmbeleuchtungen (L92) sind rund um den Turm auf Halterungen montiert, welche mittels Magneten befestigt sind.

Die Steuereinheit (MLC400) wird mit einer 230-V-Wechselstromversorgung von der CIP400-Einheit betrieben. Die Steuereinheit (MLC400) besitzt einen integrierten Transformator. Der integrierte Transformator hat eine 230-V-Wechselstrom-Primärversorgung und eine 24-V-Gleichstrom-Sekundärversorgung. Die Turmbeleuchtung (L92) wird mit 24 V Gleichspannung versorgt.

4.1 Komponentenübersicht



Abbildung 4-1
 Steuerung MLC400
 für Markierungsleuchten, bis zu vier
 Stück

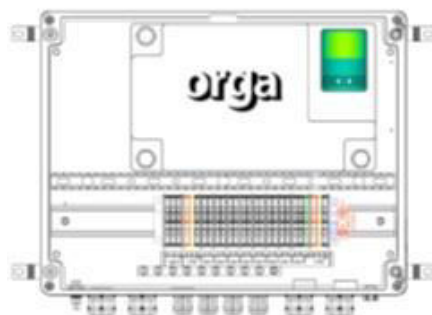


Abbildung 4-2
 Interne Ansicht der Steuereinheit
 (MLC400)



Abbildung 4-3:
 Anschlusskasten OVP-LI-TOW (mit Überspannungsschutz)
 für Turmbeleuchtungen (L92)

Für jede Ebene ist ein Anschlusskasten OVP-LI-TOW erforderlich.

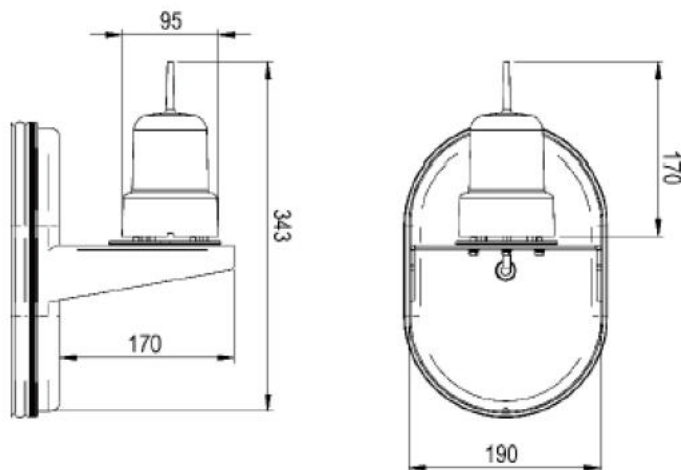


Abbildung 4-4: Turmbeleuchtung (L92)

4.2 Kabel

- Stromkabel von CIP zu MLC: 3 x 2,5 mm².
- Der Querschnitt der Profibus-Datenkabel von CIP zu MLC beträgt 2 x 0,25 mm².

- Stromkabel von MLC zu einer Turmbeleuchtung (L92): 2 x 2 x 0,5 mm².
- Stromkabel vom Anschlusskasten OVP-LI-TOW zur Turmbeleuchtung (L92) 2 x 2 x 0,5 mm.

4.3 Daten des Turm-Gefahrenfeuers

Parameter	Wert für Einzelleuchte
Artikelnummer von Vestas	29127389
Typ	KIT SET AL TOW 1-4-L92-AVV-ES
Standard	ICAO, AVV
Betriebsspannung	24 VDC
Energieverbrauch sichtbares Licht	3 W pro Leuchte
Energieverbrauch MLC400	3 W
Intensität Rotes Licht	10 cd
Horizontale Lichtverteilung	>180°
Überspannungsschutzklasse	IEC 61643-1
Betriebstemperaturbereich	-40 °C bis +55 °C
Umweltschutzklasse	IP66
Blinkt ein Mal pro Minute	Leuchtet kontinuierlich
Farbe	Rot

Tabelle 4 1: Technische Daten

4.4 Alarm

Das Turm-Gefahrenfeuer erhält über einen Profibus-Anschluss ein Alarmsignal, das in der CIP400-Einheit erkannt und verwendet werden kann.

4.5 Hauptfunktionen

- Eine Turm-Gefahrenfeuer-Ebene besteht aus vier Turmbeleuchtungen (L92) von geringer Intensität und mit Halterungen auf jeder Ebene.
- Strom und alarmgeschirmte Kabel.
- Über die Turmbeleuchtung gesteuerte Integration mit der CIP400-Einheit.
- In das Bedienfeld integrierter Überspannungsschutz.

5 Blitzschutz

Das Gefahrenfeuersystem erfüllt mindestens die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz. Neben den hohen Prüfnormen verfügt die Einheit über einen eingebauten Überspannungsschutz.

6 Abmessung

Abmessungen L92:

- Die Länge (L) des Gefahrenfeuers beträgt 92 mm.
- Die Breite (B) des Gefahrenfeuers beträgt 95 mm.
- Die Höhe (H) des Gefahrenfeuers beträgt 170 mm.

Abmessungen des MLC400: Siehe Abbildung 6-1, S. 7.

6.1 Maßstabsgetreue Zeichnung

Abbildung 4-4 auf S. 5 zeigt das maßstabsgetreue Bild der Turmbeleuchtung (L92).

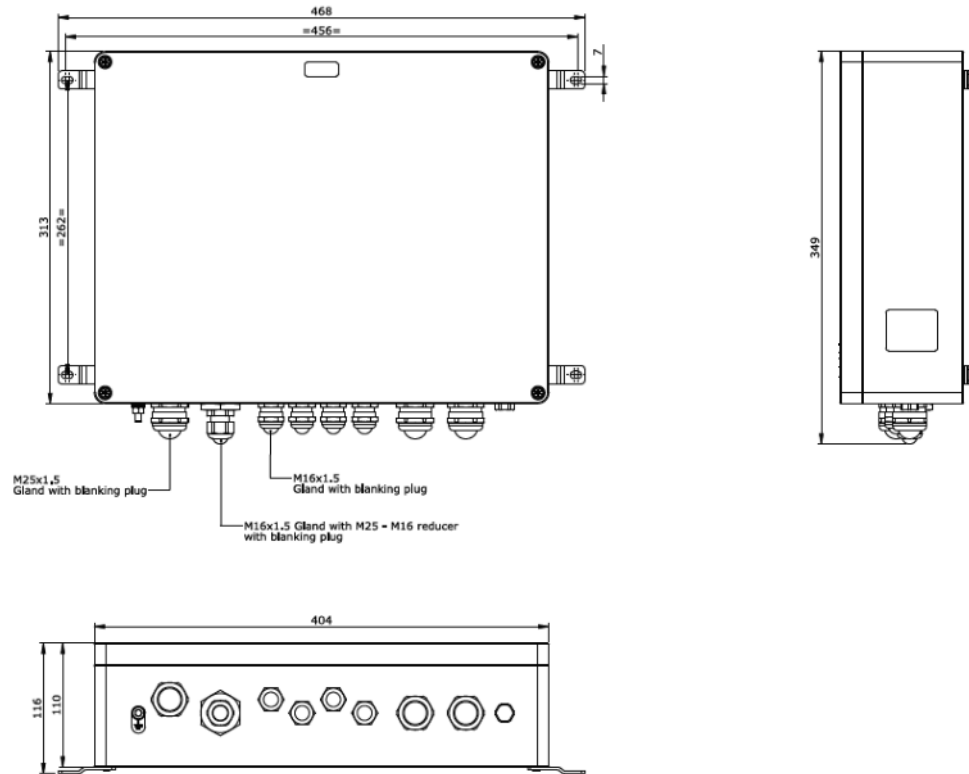


Abbildung 6-1:

*Steuerung MLC400
 für Markierungsleuchten, bis zu vier Stück*

7 Zertifikate und Prüfberichte

Dieses Dokument wurde in Übereinstimmung mit den Anforderungen des ICAO-



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

MARKER LIGHT CONTROLLER type MLC400

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 : 2019
 NEN-EN-IEC 61439-1 : 2011
 NEN-EN-IEC 61439-2 : 2011
 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/EU
 RoHS-DIRECTIVE: 2011/65/EU

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

Schiedam, 10/09/2019





EG047 MLC400_R05

Standards erstellt.



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 L92-XXX-E

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 : 2019
 NEN-EN-IEC 60598-1 : 2021
 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

.

Schiedam, 28/07/2021



ESG45L92_R05



WASSERSTRÄßEN- UND SCHIFFFAHRTSVERWALTUNG DES BUNDES

Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken



Zertifikat

**nach Nr. 28 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift
 zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage
 bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz**

Art des Feuers Hindernisfeuer / Hindernisfeuer ES

Low Intensity Type A

Hersteller

**Orga BV
 Strickledeweg 13
 NL-3125 AT Schiedam**

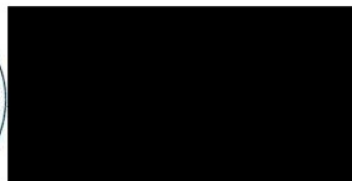
Typenbezeichnung

**L92-AVV-ES-E
 L92-AVV-ES**

Aufgrund der technischen Überprüfung durch die Fachstelle der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung für Verkehrstechniken vom 03.05.2017 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen Anforderungen gemäß AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 26. August 2015 (BAnz AT 01.09.2015 B4, vom 01.09.2015) und den Standards und Empfehlungen des Anhangs 14 Band I Tabelle 6.1 und 6.3, Ausgabe 6, vom Juli 2013, des Chicagoer Abkommens entspricht. Die Ergebnisse der lichttechnischen Prüfung sind im Prüfbericht LS198, vom 09.05.2017 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 26.06.2017



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

1	Abkürzungen und Fachbegriffe	3
2	Einleitung	3
3	Allgemeine Beschreibung	3
3.1	Daten des Gefahrenfeuers.....	3
3.2	Montage des Sichtweitensensors (SWS 200-N-AC).....	4
3.3	Betriebsstrategie	4
3.4	Hauptfunktionen.....	5
4	Blitzschutz.....	5
4.1	Kabel	5
5	Abmessung	6
5.1	Maßstabgetreue Zeichnung	6
5.2	Systemübersicht	8
6	Zertifikate und Prüfberichte	10

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 Gefahrenfeuersystems (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.

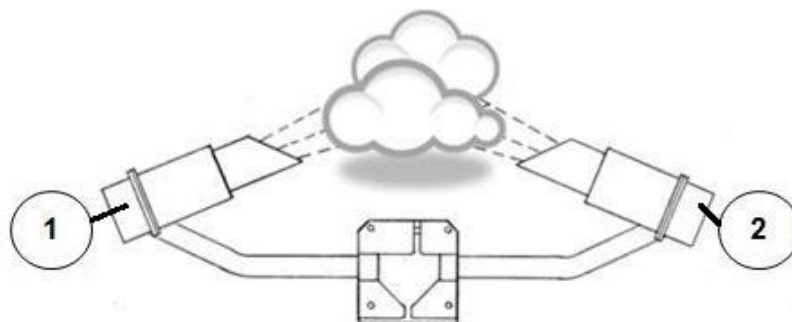


Abbildung 3-2: Sender und Empfänger

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).

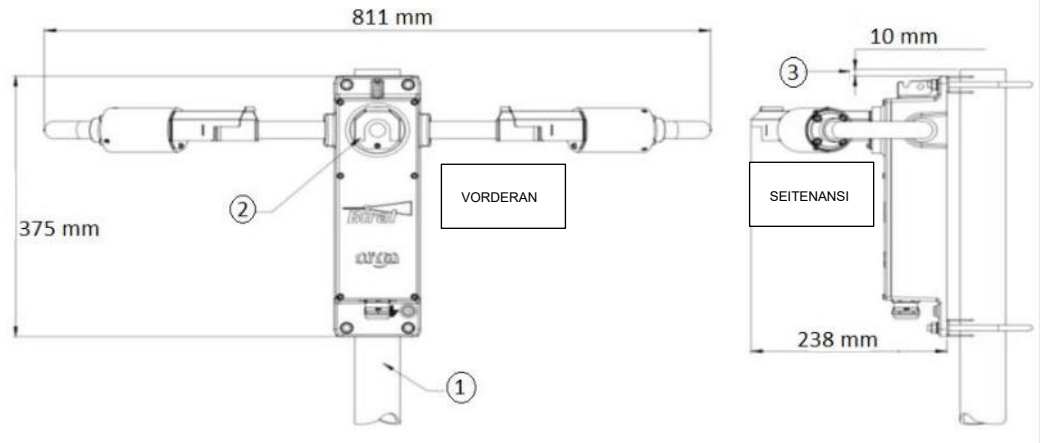


Abbildung 5-1: Abmessungen des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC)

- | | |
|--|--------------------------------------|
| <p>1 Im Lieferumfang enthalten: Montagemast, Außendurchm.: min. 40 mm, max. 63,5 mm</p> <p>3 Max. Abstand zwischen Mastspitze und Sensorkopf</p> | <p>2 Montierter Streukopf</p> |
|--|--------------------------------------|

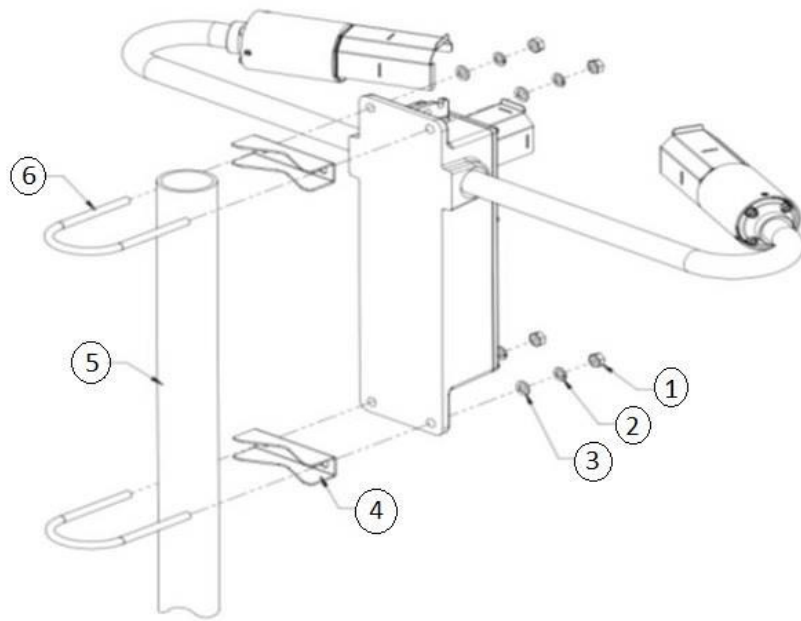


Abbildung 5-2: Komponenten des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC)

- | | | | |
|----------|------------------------|----------|---|
| 1 | 4 x M8 Schraubenmutter | 2 | 4 x M8 Spannscheibe |
| 3 | 4 x M8 Unterlegscheibe | 4 | 2 x Sättel (Sättel müssen befestigt werden) |
| 5 | Montagemast | 6 | 2 x U-Schrauben |

5.2 Systemübersicht

Siehe Abbildung 5-3auf Seite 8und Abbildung 5-4auf Seite 9hinsichtlich der Systemübersicht.

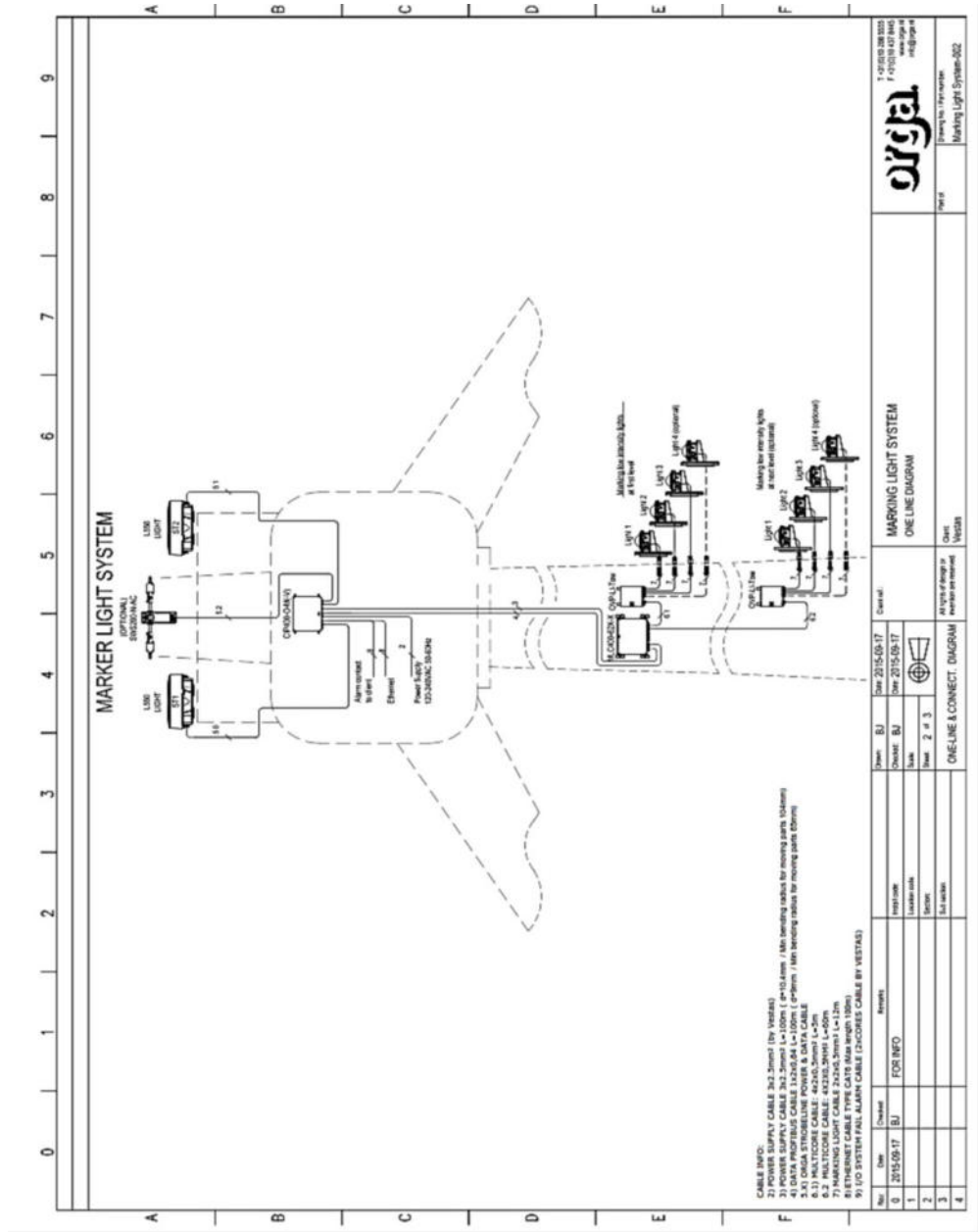


Abbildung 5-3: Markierungsleuchtensystem, Einzelleitungsdiagramm

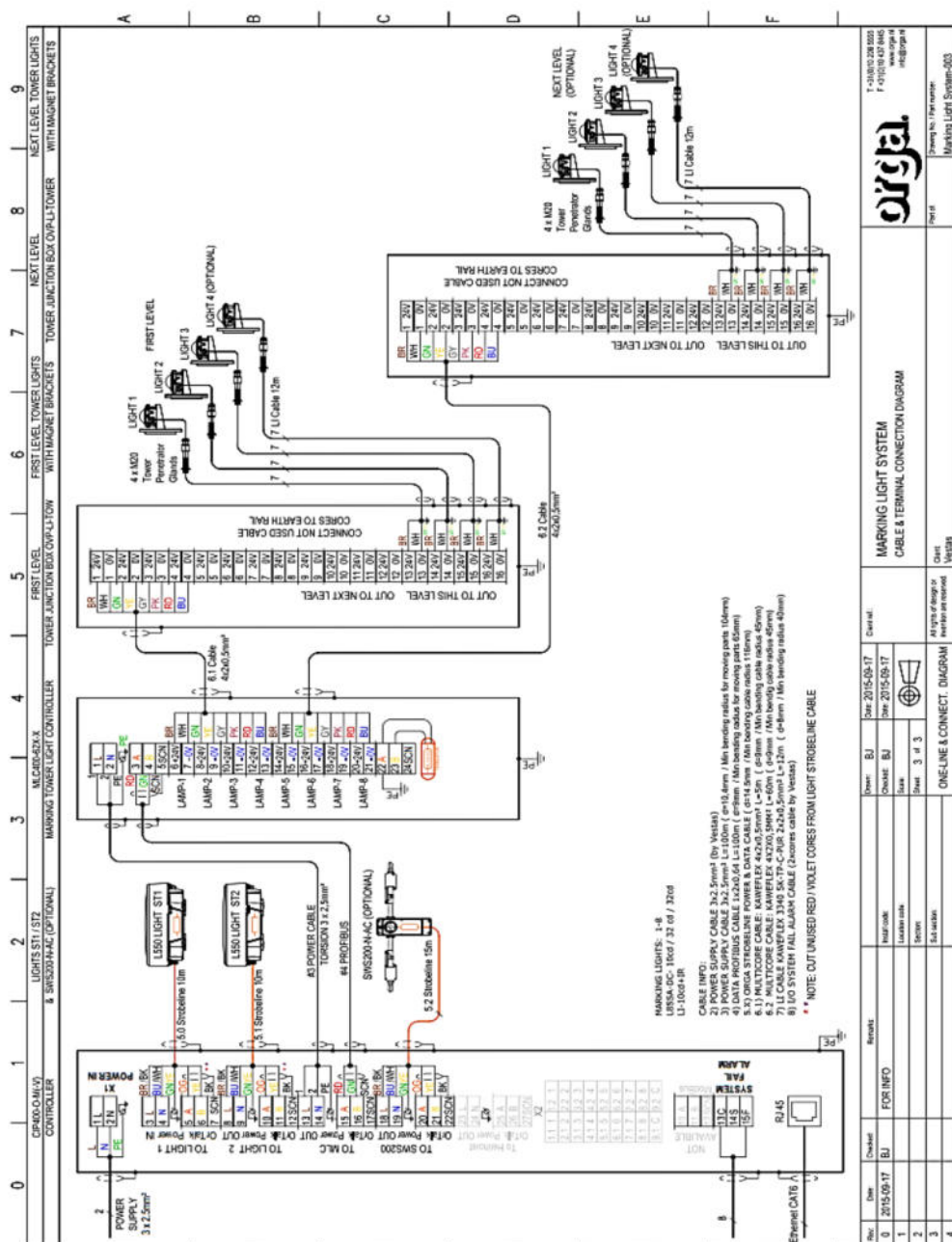


Abbildung 5-4: Markierungsleuchtensystem, Kabel- und Klemmen-Anschlussdiagramm

6 Zertifikate und Prüfberichte

DECLARATION OF CONFORMITY

FOR

Biral Visibility Sensors

SW Series

The equipment has been produced in accordance with the requirements of the following directives in so far as they are applicable:

89/336/EEC Electromagnetic Compatibility Directive – and successive modifications

The following standards have been applied

EN61326:1997 + A1:1998, A2:2001, A3:2003
Emissions Class B
Immunity Requirements of Table 1
Criteria for Continuous Unmonitored Operation

73/23/EEC Low Voltage Directive – and successive modification

The following standards have been applied

BS EN 61010-1:2001 Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use.

Conformity is guaranteed for the SW Series sensor as a stand-alone unit. This declaration does not refer to systems resulting from an integration of external components such as data loggers, PCs, power supplies, nor to sensors installed as part of a larger monitoring system.




Bristol Industrial & Research Associates Ltd
PO Box 2, Unit 8 Harbour Road, Portishead,
Bristol BS20 7JB England

Tel: + 44 (0) 1275 847787
Fax: + 44 (0) 1275 847303

Document No 100989-00A
MRN 2126
Date 06-07-2009

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



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)
Messprinzip	Vorwärtsstreuung	ja	Ja
Messbereich	50m - 20km	<10m - 20km	Ja
Auflösung	< Messunsicherheit	10 m	Ja
Messunsicherheit im Bereich < 500m im Bereich 500-5000m im Bereich > 5000m:	± 50m ± 10% ± 20%	+ 50 m + 10 % + 20 %	Ja
Außentemperaturbereich	-30°C - +50°C	-30 bis +50°	Ja
Außenfeuchtebereich	0 - 100 % RH	0 - 100%	Ja
IP-Schutzklasse	min. IP54	IP-65	Ja
Mittelungs- und Ausgabe- intervall	einstellbar	ja	Ja
Schutz gegen Störung durch Fremdlicht (Sonnen- licht, künstliches Licht, Bodenalbedo)	vorhanden	ja	Ja
Maßnahmen gegen Schnee- und Eisansatz an der Op- tik	vorhanden	Heizung an den Optiken und zzgl. Sensorkopfheizung	Ja
Wartungsintervall	≥ 6 Monate	≥ 6 Monate	Ja
Selbsttesteinrichtung (Sender, Lichtquelle, Emp- fänger, Elektronik, Zustand Fenster)	vorhanden	Ja	Ja
Kompensation von Leis- tungsminderungen und Ver- schmutzungen	vorhanden	Ja	Ja
Ausgabe von Statusmeldun- gen	vorhanden	Ja	Ja
Zeitliche Mittelung	einstellbar	Ja	Ja
CE-Kennzeichnung	vorhanden	Ja	Ja
Einstellzeit	<60sec bei 90% sprunghafter Ände- rung	30 Sekunden	Ja

Vestas Deutschland GmbH, Kapstadtring 7, 22297 Hamburg

Notus energy GmbH
Parkstraße 1
14469 Potsdam

Berlin, den 31. Mai 2022

Stellungnahme: Gültigkeit der EnVentus Mk.0 Prüfprotokolle für die V162-7.2MW

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit diesem Schreiben bestätigt die Vestas Deutschland GmbH die uneingeschränkte Gültigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgend aufgeführten EnVentus Mk.0 Prüfprotokolle für die V162-7.2MW:

- 0093-1908 V01: Prüfprotokoll für Wartung nach drei Monaten (vom 10.12.2020)
- 0093-1909 V02: Prüfprotokoll zur Jahreswartung (vom 27.04.2021)

Die Gültigkeit dieses Dokuments besteht so lange, bis eine neue Version der hier aufgeführten Prüfprotokolle veröffentlicht wird, welche die V162-7.2MW inkludiert.

Mit freundlichen Grüßen,



Commercial Engineer
Vestas North & Central Europe

Vestas Deutschland GmbH, Berliner Straße 40/41, D – 10715 Berlin
Mob.: +49 173 727 5494, matgf@vestas.com

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: COMMERZBANK FRANKFURT (vormals DRESDNER BANK), BLZ: 500 800 00, SWIFT: DRESDEFF, Konto Nr. (EUR): 980 814 000, IBAN (EUR): DE96 5008 0000 0980 8140 00 • Bank: NORDEA, FRANKFURT AM MAIN, BLZ: 514 303 00, SWIFT: NDEADEF, Konto Nr. (EUR): 212 571 0001, IBAN (EUR): DE59 5143 0300 2125 7100 01
Handelsregister: Hamburg HRB 154968, Umsatzsteueridentifikationsnummer: DE 134 657 783, Steueridentifikationsnummer: 1 529 211 237 Geschäftsführer: Cornelis de Baar, Emma Bergman, Daniel Fröhling
Eingetr. Firmenname: Vestas Deutschland GmbH

Prüfprotokoll für Wartung nach drei Monaten

Windenergieanlagentyp		Mk-Version
EnVentus™		Mk 0
Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
01	10.12.2020	Tabelle der Windenergieanlagentypen aktualisiert.

Windenergieanlagentyp/ Windenergieanlagenr.	Kürzel des Monteurs		Datum
Anmerkungen im Servicebericht:	Ja ☐	Nein ☐	

Inhaltsverzeichnis

1	Service-Vorbereitung.....	2
2	Nabe und Rotorblätter	2
3	Hydrauliksysteme	2
4	Getriebe und Getriebeölsystem	3
5	Generator	3
6	Azimuthsystem	3
7	Turm.....	4
8	Abschließende Arbeiten	4

1 Service-Vorbereitung	3 Monate
14.4 Vorbereitung der Windenergieanlage	☐
14.5 Das Warnmeldungsprotokoll überprüfen.	☐

2 Nabe und Rotorblätter	3 Monate
5.1 Nabe	
5.1.1 Nabenabdeckung	
5.1.1.1 Die Glasfaserverbindungen auf lose Schrauben sichtprüfen.	☐
5.1.1.2 An jeder Blattposition eine Schraube für jede Größe der Schraubenverbindungen für die Stützen und Halterungen der Nabenabdeckung überprüfen.	☐
5.1.2 Konstruktion der Nabe	
5.1.2.1 Die Nabe auf Lackschäden, Korrosion und strukturelle Schäden sichtprüfen.	☐
5.1.3 Blattlager	
5.1.3.1 Jede zehnte Schraube zwischen Blattlager und Rotorblatt überprüfen.	☐
5.1.3.2 Jede zehnte Schraube zwischen Blattlager und Nabe überprüfen.	☐
5.2 Rotorblätter	
5.2.1 Die Rotorblätter von innen überprüfen.	☐
5.2.2 Die Rotorblätter von außen überprüfen.	☐
5.2.3 Die Hochleistungswurzelverbindung (HCRC) sichtprüfen.	☐
5.2.4 Die Blattmanschetten überprüfen.	☐
5.2.5 Pitchsystem	
5.2.5.1 Alle Schrauben an der Verbindung zwischen Hydraulik-Verteilerblock und Zylinder überprüfen.	☐
5.2.5.2 Drehmoment an allen Schrauben für Hydraulikspeicher-Stützbalken überprüfen.	☐
5.2.5.3 Drehmoment an allen Schrauben an jeder Pitchaufhängungshalterung überprüfen.	☐
5.2.5.4 Jede dritte Schraube der Drehmomentstütze überprüfen.	☐
5.2.5.5 Die Zylinderkopfschrauben überprüfen.	☐

3 Hydrauliksysteme	3 Monate
5.1 Hydraulik im Maschinenhaus	
5.1.1 Schläuche, Dichtungen und Anschlüsse im Maschinenhaus auf austretendes Hydrauliköl sichtprüfen.	☐

4 Getriebe und Getriebeölsystem		3 Monate
5.1	Hauptwellenanordnung	
5.1.1	Die Vorspannung der Schrauben am Hauptlagergehäuse und Grundrahmen überprüfen.	☐
5.1.2	Die Vorspannung der Schrauben an den Superschraubenverbindungen von Hauptlagergehäuse und Grundrahmen überprüfen.	☐
5.1.3	Die Vorspannung der Schrauben am Hauptlagergehäuse und Getriebe überprüfen.	☐
5.1.4	Die Vorspannung der Schrauben an Hauptwelle und Planetenträger überprüfen.	☐
5.1.5	Jede dritte Schraube der Verbindung von Hauptwelle und Nabe überprüfen und nachziehen.	☐
5.2	Rotorarretiersystem	
	Rotorstift schmieren.	☐

5 Generator		3 Monate
5.1	Bremssystem	
5.1.1	Sichtprüfung der Bremssättel durchführen.	☐
5.1.2	Sichtprüfung der Bremsscheibe durchführen.	☐
5.1.3	Rohre und Fittings auf Undichtigkeiten sichtprüfen.	☐

6 Azimutsystem		3 Monate
5.1	Allgemeine Prüfung des Azimutsystems	
	Azimutsystem auf ungewöhnliche Geräusche prüfen.	☐
	Auf Ablagerungen in der Nähe der Antriebe und des Lagers untersuchen.	☐
	Auf ausgelaufenes Öl auf der Plattform prüfen und den Schmierfüllstand in der Fettpresse überprüfen.	☐
5.2	Jede dritte der Schrauben, die den Azimutkranz mit dem Turm verbinden, überprüfen.	☐
5.3	Alle Schrauben in den Azimutklauen überprüfen.	☐
5.4	Die Vorspannung des Federpakets an den Federpaketen 1, 3 und 5 an jedem Azimutträger überprüfen.	☐
5.5	Funktionsprüfung der Pumpen durchführen.	☐
5.6	Jede dritte Schraube zur Befestigung des Azimutgetriebes am Maschinenhausgrundrahmen prüfen.	☐
5.7	Alle Azimutmotorbremsen überprüfen, um das Bremsmoment und den Luftspalt zu überprüfen.	☐

7 Turm		3 Monate
5.1	Inspektion des Turmfundaments	
5.1.1	Sichtprüfung von Beton und Mörtel auf Risse, Abblätterungen usw. an der Außenseite und im Turminneren durchführen.	☐
5.1.2	Überprüfung der Ankerschrauben im Ankerkorb	
	Sichtprüfung der Schraubenschutzkappen.	☐
	Sichtprüfung auf fehlende, beschädigte oder lockere Fundamentankerschrauben sowie des Korrosionsschutzes der Fundamentankerschrauben durchführen.	☐
	Die Nachspannung der Fundamentankerschrauben überprüfen.	☐
5.2	Inspektion der Turmflanschschrauben	
	Sichtprüfen auf fehlende, defekte oder lose Turmflanschschrauben, Korrosionsschutz an den Turmflanschschrauben und im Turmflanschbereich und Wasseraustritt in den Turmflanschen.	☐
	Die Turmflanschbolzen überprüfen.	☐
5.3	Stahlrohrturm mit großem Durchmesser (LDST) (optional)	
	Vertikalflansch und vertikale Flanschschrauben überprüfen.	☐
5.4	Sichtprüfung der Leitern und Plattformen	
	Die Schrauben, mit denen die Leitern an den Plattformen befestigt sind, sichtprüfen.	☐
	Leitern und Plattformen auf lose Schraubenmuttern oder beschädigte Schrauben sichtprüfen.	☐
	Die Plattformträger auf Risse, lose Schrauben und dergleichen sichtprüfen.	☐

8 Abschließende Arbeiten		3 Monate
5.1	Die Windenergieanlage für den Aufstart vorbereiten.	☐
5.2	Produktion aufstarten	☐

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

Windenergieanlagentyp	Mk-Version
EnVentus™	Mk 0

Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
02	27.4.2021	2 Funktionssicherheitsprüfung, Seite 2, 3 Sicherheitsausrüstung, Seite 3, 4 Nabe und Rotorblätter, Seite 3, 5 Hydrauliksystem, Seite 5, 6 Getriebe und Getriebeölsystem, Seite 7, 7 Generator, Seite 9, 9 Maschinenhaus, Seite 9, 10 Azimutsystem, Seite 7 9 14 TurmSeite 911

Windenergieanlagentyp/ Windenergieanlagenr.	Kürzel des Monteurs	Datum
Anmerkungen im Servicebericht: Ja Nein		
	☐	☐

Inhaltsverzeichnis

1	Service-Vorbereitung.....	2
2	Funktionssicherheitsprüfung.....	2
3	Sicherheitsausrüstung	3
4	Nabe und Rotorblätter	3
5	Hydrauliksystem	5
6	Getriebe und Getriebeölsystem	7
7	Generator	9
8	Kälte- und Klimasystem	9
9	Maschinenhaus	9
10	Azimutsystem	9
11	Servicekran	10
12	Mittelspannung	10
13	Transportaufzug und Aufstiegshilfe.....	10
14	Turm.....	11
15	Abschließende Arbeiten	12

1	Service-Vorbereitung	Jährlich	Alle vier Jahre
13.4	Vorbereitung der Windenergieanlage	☐	
13.5	Das Warnmeldungsprotokoll überprüfen.	☐	

2	Funktionssicherheitsprüfung	Jährlich	Alle vier Jahre
7.1	Turm		
7.1.1	Funktionsprüfung der Not-Stopp-Taster am Bedienfeld der Steuerung im Turmfuß ++01		
	Den Not-Stopp-Taster -610-02-S1 am Bedienfeld der Steuerung im Turmfuß überprüfen.	☐	
	Die blaue LED ++01 -615-08-P1 überprüfen.	☐	
7.1.2	Funktionsprüfung des akustischen Warnsignalgebers und der optischen Warnanzeige im Turm		
	Den akustischen Warnsignalgeber für den Turm 615-02-P1 überprüfen.	☐	
	Die optische Warnanzeige 615-02-P1 überprüfen.	☐	
7.2	Maschinenhaus		
7.2.2	Funktionsprüfung der Not-Stopp-Taster und der blauen LED in Maschinenhaus und Turmkopf		
	Den Not-Stopp-Taster ++03 -610-02-S2 am Bedienfeld des Maschinenhauses überprüfen.	☐	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S3 in der Nähe des Azimutsensorbereichs überprüfen.	☐	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S4 am manuellen Bremsschalter überprüfen.	☐	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S5 an der Maschinenhausleiter A – links überprüfen.	☐	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S6 an der Maschinenhausleiter A – rechts überprüfen.	☐	
	Den Not-Stopp-Taster ++73.F1-610-02-S7 am Bedienfeld des Umrichters überprüfen.	☐	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S8 an der Maschinenhausleiter B – links überprüfen.	☐	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S9 an der Maschinenhausleiter B – rechts überprüfen.	☐	
	Die blaue LED ++01 -615-08-P2 überprüfen.	☐	
7.2.3	Funktionsprüfung des akustischen Warnsignalgebers und der optischen Warnanzeige im Maschinenhaus		
	Den akustischen Warnsignalgeber für das Maschinenhaus 610-PJ2 überprüfen.	☐	
	Die optische Warnanzeige -735-04-PF1 überprüfen.	☐	

2	Funktionssicherheitsprüfung	Jährlich	Alle vier Jahre
7.3	Nabe		
7.3.2	Funktionsprüfung der Naben-Service-LED in der Nabe		
	Die Naben-Service-LED -135-P1 überprüfen.	☐	
7.3.3	Funktionsprüfung der Not-Stopp-Taster in der Nabe		
	Den Not-Stopp-Taster ++05 -135-S1 am Bedienfeld der Nabensteuerung überprüfen.	☐	
	Den Not-Stopp-Taster ++70 -135-S2 am Nabeneingang überprüfen.	☐	
7.3.4	Funktionsprüfung des akustischen Warnsignalgebers und der optischen Warnanzeige in der Nabe		
	Den akustischen Warnsignalgeber für die Nabe -735-PJ1 überprüfen.	☐	
	Die optische Warnanzeige -735-PF1 überprüfen.	☐	

3	Sicherheitsausrüstung	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1	Die Notfallrettungsausrüstung überprüfen.	☐	
5.2	Die Feuerlöscher überprüfen.	☐	
5.3	Die Erste-Hilfe-Kästen überprüfen.	☐	
5.4	Sicherheitsgeschirr		
5.4.1	Das Fallschutzgeländer sichtprüfen.	☐	
5.4.2	Alle Schrauben am Fallschutzgeländer sichtprüfen.	☐	
5.4.3	Das Sicherungsseil sichtprüfen.	☐	
5.5	Die Anschlagpunkte (ohne Schilder) überprüfen.	☐	

4	Nabe und Rotorblätter	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1	Nabe		
5.1.1	Bedienfeld der Nabensteuerung ++05		
5.1.1.1	Die Reservebatterien austauschen.	Alle drei Jahre ☐	
5.1.1.2	Die Heizung überprüfen.	☐	
5.1.2	Nabenabdeckung		

4 Nabe und Rotorblätter	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1.2.1 Die Spinnerluken und -dichtungen auf Dichtigkeit sichtprüfen.	☐	
5.1.2.2 Die Glasfaserverbindungen auf lose Schrauben untersuchen.	☐	
5.1.2.3 Die Glasfaser auf Risse im Bereich der Schraubverbindungen sichtprüfen.	☐	
5.1.2.4 Jede zehnte Schraube für die Stützen und Halterungen der Nabenabdeckung in jeder Blattposition überprüfen.		☐
5.1.3 Konstruktion der Nabe		
5.1.3.1 Sichtprüfung der Nabe		
Die Nabe auf Lackschäden, Korrosion und Strukturschäden sichtprüfen.		☐
5.1.3.2 Die Plattformhalterungen der Nasenkonusstruktur am Ende der Nabenverkleidung auf Risse sichtprüfen.	☐	
5.1.4 Blattlager		
5.1.4.1 Jede zehnte Schraube zwischen Blattlager und Rotorblatt überprüfen.		☐
5.1.4.2 Jede zehnte Schraube zwischen Blattlager und Nabe überprüfen.		☐
5.1.5 Die Fettschläuche und Verbindungsteile überprüfen.	☐	
5.1.6 Den Fettsammelbehälter sichtprüfen/austauschen und auf Dichtigkeit prüfen.	☐	
5.1.7 Die Blattlager schmieren.	☐	
5.1.8 Die Blattarretierung nachziehen.	☐	
5.2 Rotorblätter		
5.2.1 Die Rotorblätter von innen überprüfen.	☐	
5.2.2 Die Rotorblätter von außen überprüfen.	☐	
5.2.3 Die Hochleistungswurzelverbindung (HCRC) sichtprüfen.	☐	
5.2.4 Die Blattmanschette sichtprüfen.	☐	
5.2.5 LCTU		
5.2.5.2 Den Blitzstromableiter (LCTU) überprüfen.	☐	
5.2.6 Pitchsystem		
5.2.6.1 Die Nabe auf Undichtigkeiten und Kollisionen sichtprüfen.	☐	
5.2.6.2 Überprüfen des Drucks im Druckspeicher		
Den Druck in den Pitchakkumulatoren überprüfen. A (-120-08-17-C1) 1 ____ 2 ____ 3 ____ bar B (-120-08-17-C2) 1 ____ 2 ____ 3 ____ bar C (-120-08-17-C3) 1 ____ 2 ____ 3 ____ bar Bis zu drei Akkumulatoren je Pitchachse.	Alle zwei Jahre ☐	
Alle Druckspeicher auf 110 bar +/- 3 bar nachfüllen.	Alle zwei Jahre ☐	

4 Nabe und Rotorblätter	Jährlich	Alle vier Jahre
5.2.6.3 Alle Schrauben an der Verbindung zwischen Hydraulik-Verteilerblock und Zylinder überprüfen.		☐
5.2.6.4 Alle Schraubenmutter des Hydraulikspeicher-Stützbalkens überprüfen.		☐
5.2.6.5 Die Vorspannung jeder zweiten Schraube an jedem Pitchaufhängungsarm und jeder Stütze überprüfen.	☐	
5.2.6.6 Die Vorspannung jeder dritten Schraube der Drehmomentstütze überprüfen.		☐
5.2.6.7 Die Zylinderkopfschrauben überprüfen.		☐
5.2.6.8 Aufhängungsspiel		
Sicht- und Hörprüfung des Axialspiels vornehmen	☐	
Messen und gemessenes Spiel zwischen Verteiler und Zylinderaufhängung notieren.		☐
5.2.6.9 Lagerblockspiel		
Sicht- und Hörprüfung des Radialspiels vornehmen.	☐	
Messen und gemessenes Gesamtspiel zwischen Nabe/Zylinderhalterung und Zylinder/Verteiler notieren.		☐
5.2.6.10 Die Pitchencoder-Baugruppe schmieren.		☐

5 Hydrauliksystem	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Hydraulik im Maschinenhaus		
5.1.1 Die Schläuche, Dichtungen und Anschlüsse im Maschinenhaus auf austretendes Hydrauliköl sichtbar prüfen.	☐	
5.1.2 Hydraulikölprobe entnehmen.	☐	
5.1.3 Das Filterelement des Rücklaufilters -695-HQ2 austauschen.	Alle zwei Jahre ☐	
5.1.4 Den Hochdruckfilter -695-HQ3 austauschen.		☐
5.1.5 Das Luftfilterelement -695-HQ1 austauschen.	☐	
5.1.6 Überprüfung des Drucks in den Systemdruckspeichern im Maschinenhaus		
Den Druck im Maschinenhaus-Druckspeicher überprüfen. A (-695-CM4) 1____ 2____ 3____ 4____ bar	Alle zwei Jahre ☐	
Alle Druckspeicher auf 110 ± 3 bar nachfüllen.	Alle zwei Jahre ☐	
5.2 Bremssystem		
5.2.1 Bremsentest durchführen.	☐	
5.2.2 Überprüfung des Vorfülldrucks in den Bremsdruckspeichern mit 3,5 l und 0,32 l		
Den Vorfülldruck im Bremsdruckspeicher mit 3,5 l überprüfen. Messwert: _____	☐	

5	Hydrauliksystem	Jährlich	Alle vier Jahre
	Neuer Wert nach dem Einstellen: _____		
	Den Vorfülldruck im Bremsdruckspeicher mit 0,32 l überprüfen. Messwert: _____ Neuer Wert nach dem Einstellen: _____	☐	
5.3	Hydraulik-Bedienfeld ++102		
5.3.1	Die Heizung überprüfen.	☐	
5.3.2	Die Luftfilter sichtprüfen.	☐	

6	Getriebe und Getriebeölsystem	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1	Bedienfeld für die Schmierung ++08		
5.1.1	Die Batterie sichtprüfen.	☐	
5.1.2	Die Notstrombatterien erneuern.	Alle drei Jahre ☐	
5.1.3	Die Heizung überprüfen.	☐	
5.2	Getriebeölsystem		
5.2.1	Die Getriebeölprobe entnehmen.	☐	
5.2.2	Den 50-µm-Filter austauschen.		☐
5.2.3	Den 10-µm-Hauptstromfilter austauschen.	Alle zwei Jahre ☐	
5.2.4	Den 3-µm-Nebenstromfilter austauschen.	Alle zwei Jahre ☐	
5.2.5	Die Entlüfterfilter austauschen.	☐	
5.2.6	Die Ventilaktuatoren (Temperatursteuerung, Getriebe und Hauptlager) austauschen.	Alle sechs Jahre ☐	
5.2.7	Den Ölpumpenmotor und die Kupplung austauschen.	Alle sechs Jahre ☐	
5.2.8	Den drehzahlvariablen Umrichter (VFD) austauschen.	Alle zehn Jahre ☐	
5.2.9	Die Druckgeber validieren. Druckwert: _____	Alle fünf Jahre ☐	
5.2.10	Den Ölstand kalibrieren.	Alle zwei Jahre ☐	
5.2.11	Die Schmierschläuche des Getriebes auf Undichtigkeiten sichtprüfen.	Alle sieben Jahre ☐	
5.3	Hauptwellenanordnung		
5.3.1	Die Schmierschläuche für die Hauptlager-Baugruppe sichtprüfen.	Alle sieben Jahre ☐	
5.3.2	Die Vorspannung der Schrauben am Hauptlagergehäuse und Grundrahmen überprüfen.		☐
5.3.3	Die Vorspannung der Schrauben an den Supermutterverbindungen von Hauptlagergehäuse und Grundrahmen überprüfen.		☐
5.3.4	Die Vorspannung der Schrauben am Hauptlagergehäuse und Getriebe überprüfen.	Alle zehn Jahre ☐	
5.3.5	Die Vorspannung der Schrauben an Hauptwelle und Planetenträger überprüfen.	Alle zehn Jahre ☐	
5.3.6	Die Schrauben zwischen Hauptwelle und Nabe überprüfen.		☐
5.3.7	Die vordere Dichtung austauschen.	Alle zehn Jahre ☐	
5.4	Rotorarretiersystem		
	Den Verteiler der Rotorarretierung sichtprüfen.	☐	
	Den Rotorarretierzylinder sichtprüfen.	☐	
	Den Rotorarretierdorn schmieren.	☐	

7 Generator	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Generator		
5.1.1 Die Zuganker überprüfen.	☐	
5.1.2 Das Getriebelager und die Pitchrohrdichtung auf Ölleckagen sichtprüfen.	☐	
5.1.3 Das Lager am Pitchrohr sichtprüfen.	☐	
5.2 Bremssystem		
5.2.1 Sichtprüfung der Bremssättel durchführen.	☐	
5.2.2 Sichtprüfung der Bremsscheibe durchführen. Dickenwert der Bremsscheibe: _____	☐	
5.2.3 Die Dicke der Bremsscheibe messen.	☐	
5.2.4 Rohre und Fittings auf Undichtigkeiten sichtprüfen.	☐	

8 Kälte- und Klimasystem	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Kälte- und Klimasystem		
5.1.1 Kühlmittel austauschen.	Alle sieben Jahre ☐	

9 Maschinenhaus	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Maschinenhaus-Bedienfeld ++03		
5.1.1 Den Fehlerstromleistungsschalter (RCCB) überprüfen.	☐	
5.1.2 Die Heizung überprüfen.	☐	
5.1.3 Die Luftfilter sichtprüfen.	☐	
5.1.4 Die USV-Batterien (24 VDC) auswechseln.	☐	
5.2 Drehdurchführung		
5.2.1 Die Bürsten auf Verschleiß überprüfen.	Alle zwei Jahre ☐	
5.3 Maschinenhausdach		
5.3.1 Die Stangen und Dämpfer sichtprüfen.	☐	
5.4 Umrichtersystem		
5.4.1 Den steuerungsseitigen Lüfter austauschen.	Alle fünf Jahre ☐	
5.4.2 Die MSC-Leistungsschalter sichtprüfen und schmieren.	Alle zwei Jahre ☐	

10 Azimutsystem	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Azimut-Bedienfeld ++68		
5.1.1 Die Heizung überprüfen.	☐	

10 Azimutsystem	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1.2 Die Luftfilter sichtprüfen.	☐	
5.2 Azimutsystem		
5.2.1 Allgemeine Prüfung des Azimutsystems		
Azimutsystem auf ungewöhnliche Geräusche prüfen.	☐	
Die Plattform auf ausgelaufenes Öl und Fett überprüfen.	☐	
Die Zähne des Azimutritzels auf äußere Schäden sichtprüfen.	☐	
Die Drehkrantzähne auf äußere Schäden sichtprüfen.	☐	
5.2.1.1 Die Azimutfett-Auffangwannen reinigen.		☐
5.2.1 Den Ölstand in den Azimutgetrieben überprüfen.	☐	
5.2.2 Jede dritte der Schrauben, die den Azimutkranz mit dem Turm verbinden, überprüfen.		☐
5.2.3 Zwei Azimutmotorbremsen überprüfen, um das Bremsmoment und den Luftspalt zu überprüfen.	☐	
5.2.4 Die Vorspannung des Federpakets an den Federpaketen 1, 3 und 5 an jedem Azimuträger überprüfen.	☐	
5.2.5 Den Fettstand in den Behältern der Fettpresse überprüfen und diese nachfüllen.	☐	
5.2.6 Funktionsprüfung der Pumpen durchführen.	☐	
5.2.7 Jede dritte M20-Schraube zur Befestigung des Azimutgetriebes am Maschinenhausgrundrahmen überprüfen.		☐
5.2.8 Das Drehmoment der Schrauben Nr. 1, 3 und 5 an jeder Azimutklaue überprüfen.		☐
5.2.9 Das Öl im Azimutgetriebe wechseln.	Alle zehn Jahre ☐	

11 Servicekran	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Den Servicekran überprüfen.	☐	

12 Mittelspannung	Jährlich	Alle vier Jahre
5. Inspektion des Mittelspannungstransformators, des Transformatorraums und der Mittelspannungsschaltanlage durchführen.	☐	

13 Transportaufzug und Aufstiegshilfe	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Wartung des Transportaufzugs und der Aufstiegshilfeausrüstung		

13 Transportaufzug und Aufstiegshilfe	Jährlich	Alle vier Jahre
Den Serviceaufzug überprüfen.	☐	
Die Aufstiegshilfe überprüfen.	☐	

14 Turm	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Inspektion des Turmfundaments		
5.1.1 Sichtprüfung von Beton und Mörtel auf Risse, Abblätterungen usw. auf der Außenseite und im Inneren des Turms durchführen.	☐	
5.1.2 Überprüfung der Ankerschrauben im Ankerkorb		
Sichtprüfung der Schraubenschutzhappen.	Zunächst jährlich ☐	☐
Sichtprüfung auf fehlende, beschädigte oder lockere Fundamentankerschrauben sowie des Korrosionsschutzes der Fundamentankerschrauben durchführen.	Zunächst jährlich ☐	☐
5.2 Inspektion der Turmflanschschrauben		
Sichtprüfen auf fehlende, defekte oder lose Turmflanschschrauben, Korrosionsschutz an den Turmflanschschrauben und im Turmflanschbereich und Wasseraustritt in den Turmflanschen.	☐	
Die Turmflanschbolzen überprüfen.	Zunächst jährlich ☐	☐
5.3 Die Turmflanschschrauben austauschen (gilt nur für Turm TA2A600 V162 6.0MW HH166 MSI 29205910).	Alle zwölf Jahre ☐	
5.4 Stahlrohrturm mit großem Durchmesser (LDST) (optional)		
5.3.1 Die Schutzverkleidungsteile an allen Sicherheitsgeländern am Aufzugschacht überprüfen.	☐	
5.3.2 Die Verkleidung auf den Flanschfugen überprüfen.	☐	
5.3.3 Die Halterungen und Seilbefestigungen überprüfen.	☐	
5.3.4 Vertikalflansch und vertikale Flanschschrauben überprüfen.	Zunächst jährlich ☐	☐
5.5 Überprüfung von Leitern und Plattformen		
Schrauben überprüfen, mit denen die Leitern an den Plattformen befestigt sind.	☐	
Leitern und Plattformen auf lose Schraubenmutter und beschädigte Schrauben sichtprüfen.	☐	
Die Plattformträger auf Risse, lose Schrauben und dergleichen sichtprüfen.	☐	
5.6 Überprüfung der Plattformaufhängung an der unteren und mittleren Turmsektion		

14 Turm	Jährlich	Alle vier Jahre
Die Plattform-Aufhängung in der unteren und mittleren Turmsektion auf Beschädigungen der Plattform und ihrer Aufhängungen sichtprüfen.		☐
5.7 Überprüfung der oberen Turmsektion		
Die Unterseite der Hebebühne für die obere Turmsektion auf Beschädigungen der Plattform und der Plattformhalterungen sowie auf Anzeichen für Verschleiß im Bereich der geschweißten Halterungen überprüfen.	☐	
Die Unterseite der Azimut-Plattform und die geschweißten Halterungen auf Schäden (Verschleißspuren um die geschweißten Halterungen, Risse u. ä.) sichtprüfen.	☐	
5.8 Den BelüftungsfILTER in der Turmtür sichtprüfen.	☐	
5.9 Entfeuchter (optional)		
Die Funktionalität des Entfeuchters (optional) überprüfen.	☐	
5.10 Turmoberflächenbehandlung		
5.9.1 Die Oberflächenbehandlung sichtprüfen.	☐	
5.11 Kabel und Erdungssystem		
5.10.1 Das Vestas-Erdungssystem überprüfen.	☐	
5.12 Bedienfeld der Steuerung im Turmfuß ++01		
5.11.1 Die Fehlerstromleistungsschalter (RCCB) überprüfen.	☐	
5.11.2 Die Heizung überprüfen.	☐	
5.13 LB- und USV-Bedienfeld ++112		
5.12.1 Die Heizung überprüfen.	☐	
5.12.2 Die Luftfilter im Bedienfeld überprüfen.	☐	
5.12.3 Die USV-Batterien (230 V) überprüfen.	☐	
5.12.4 Die USV-Batterien (24 V) überprüfen.	☐	
5.12.5 Das Genehmigungsdokument an der LB- und USV-Bedienfeldtür ausfüllen.	☐	
5.12.6 Den Fehlerstromleistungsschalter (RCCB) überprüfen.	☐	
5.12.7 Das Arbeitslichtsystem überprüfen.	☐	

15 Abschließende Arbeiten	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Die Windenergieanlage für den Aufstart vorbereiten.	☐	
5.2 Produktion aufstarten	☐	