
Inhaltsübersicht

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.1 Standorte der Anlagen

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

16.1.4 Standsicherheit

16.1.5 Anlagenwartung

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrhindernissen

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

16.1.9 Daten der beantragten Anlage / Daten der Anlagen im Windpark

16.1.10 Oktav-Schalleistungspegel (SLP) der beantragten Anlage / der Anlagen im Windpark

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"
	Ostwert	Nordwert	Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
			Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
WEA 1	32673406	5661434	51	4	41.44163	11	28	32.03396	Willerstedt	7	626	<input type="checkbox"/>	

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

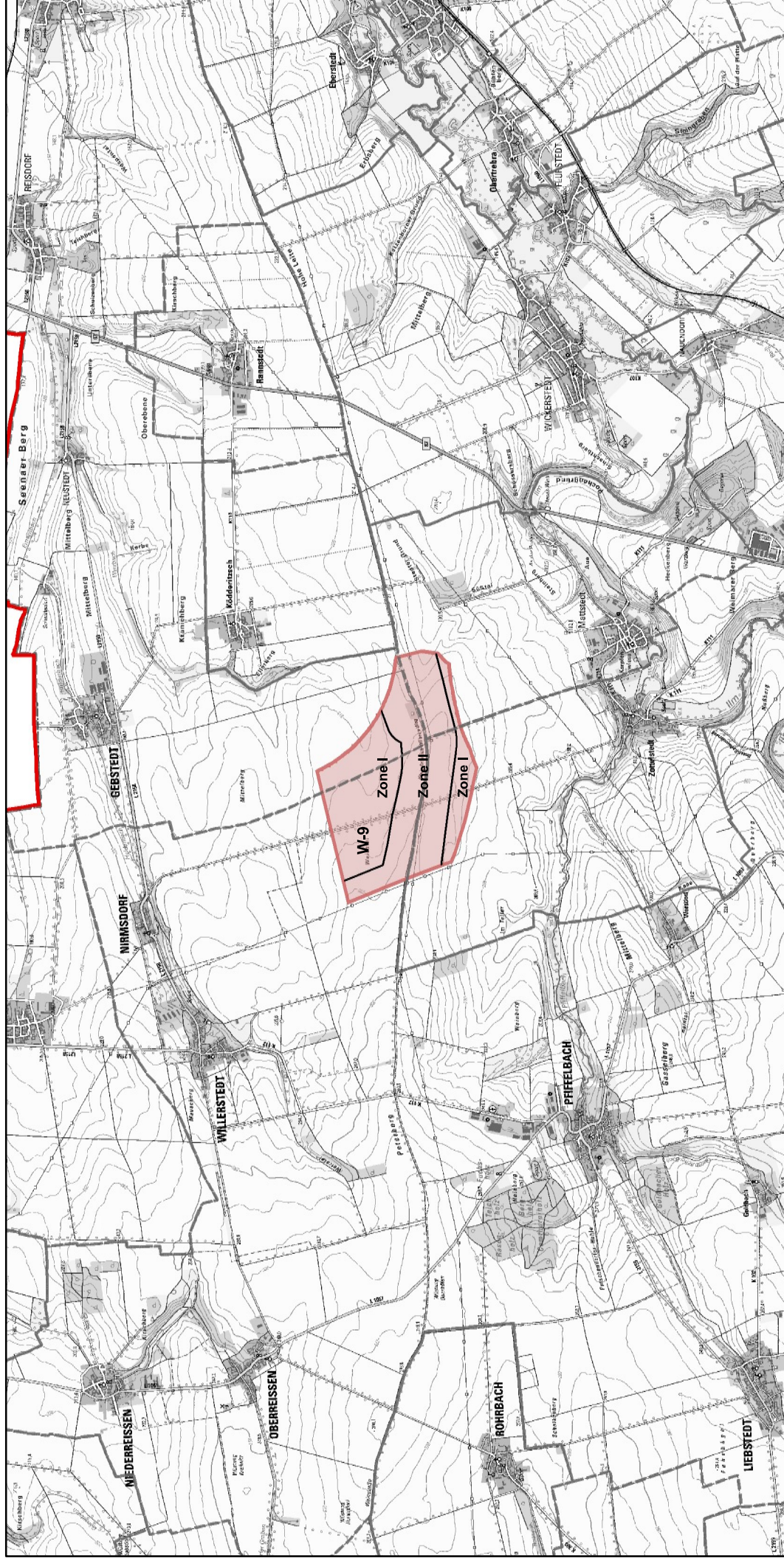
16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Die geplante Windenergieanlage wird auf dem Flurstück Nummer 626, Flur 7, der Gemarkung Willerstedt errichtet und betrieben werden. Der Standort der geplanten Windenergieanlage befindet sich im Vorranggebiet Windenergie mit der Wirkung von Eignungsgebieten „W-9 – Willerstedt / Zottelstedt“ des Sachlichen Teilplans „Windenergie“ Mittelthüringen. Mit der Bekanntmachung über die Genehmigung im Thüringer Staatsanzeiger Nr. 52/2018 ist der Sachliche Teilplan am 24.12.2018 in Kraft getreten.


Verweise:


- Grundkarten im Kapitel 2


Sachlicher Teilplan "Windenergie" Mittelthüringen - Karten der Vorranggebiete Windenergie





W-9 - Willerstedt / Zottelstedt

 Vorranggebiet (gem. Z 3-5, Festlegungen Zone I und Zone II gem. Z 3-7)

 Zone im Vorranggebiet mit einer Höhenbeschränkung von 200m (gem. Z 3-6)

 Windenergieanlage (Bestand, Genehmigung und erteilte Vorbescheide) (nachrichtlich)

 Grenze der Planungsregion Mittelthüringen

 Gemeindegrenzen



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

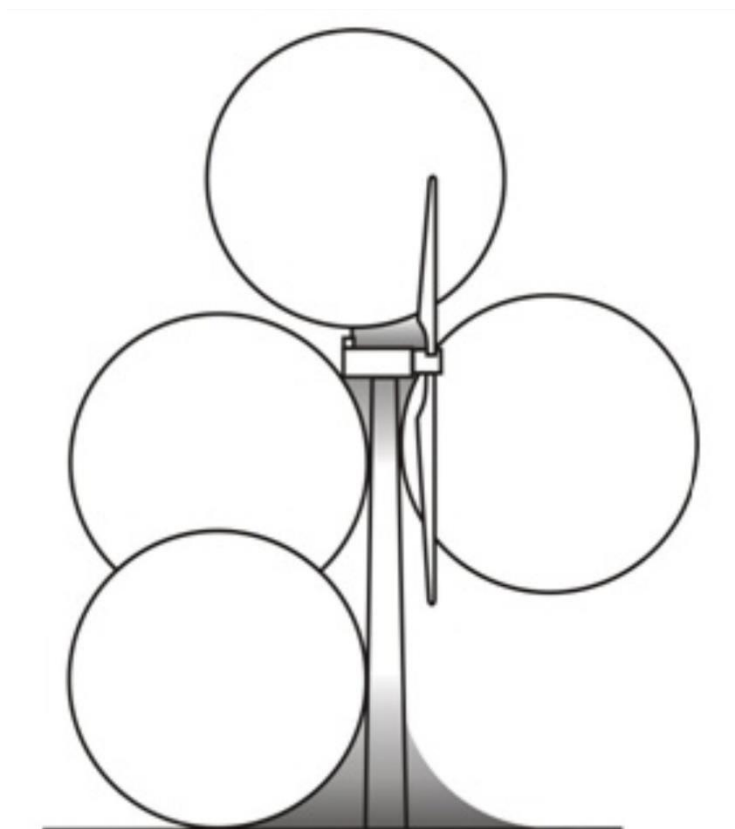


Tabelle 3-2 Das Rollkugelverfahren

3.3 Überblick über das Blitzschutzsystem

Die Windenergieanlage ist darauf ausgelegt, direkte Blitzeinschläge auszuhalten.

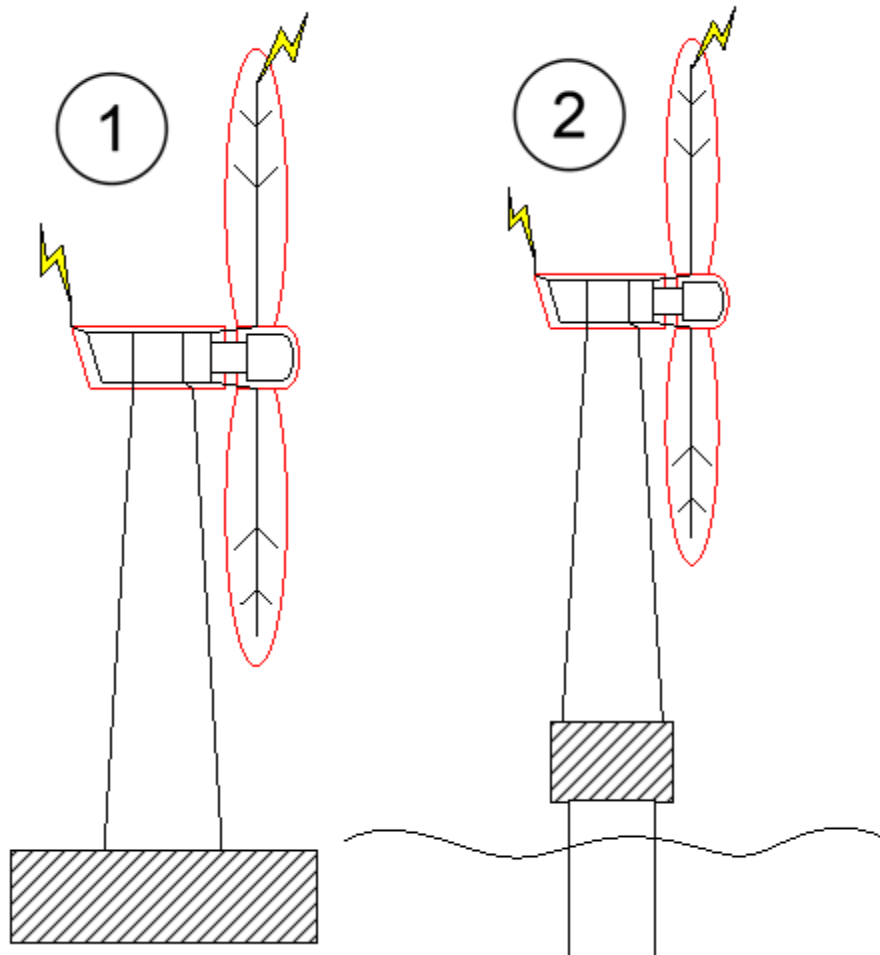


Abbildung 3-1 Blitzschlagpunkte und Blitzableitungssystem

- | | | | |
|---|---------------------------|---|----------------------------|
| 1 | Onshore-Windenergieanlage | 2 | Offshore-Windenergieanlage |
|---|---------------------------|---|----------------------------|

3.3.1 Blitzschlagpunkte

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

Maschinenhaus

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

Turm

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

Rotorblätter

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

Blitzstromableiter (LCTU)

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

Erdungssystem

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

Blitzableitungssystem

Der schwarze Teil der Windenergieanlage ist das Blitzableitungssystem. Die Rotorblätter der Windenergieanlage werden häufig von Blitzen getroffen. Wenn ein Blitz in ein Rotorblatt einschlägt, wird der Strom über den 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.

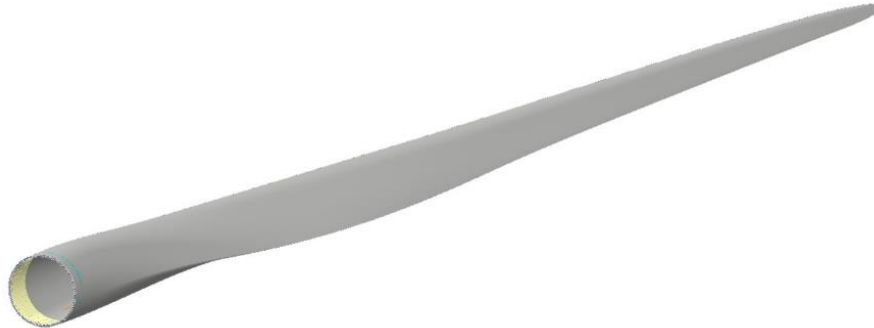


Abbildung 3-2 Rotorblatt mit Blitzableiterband

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

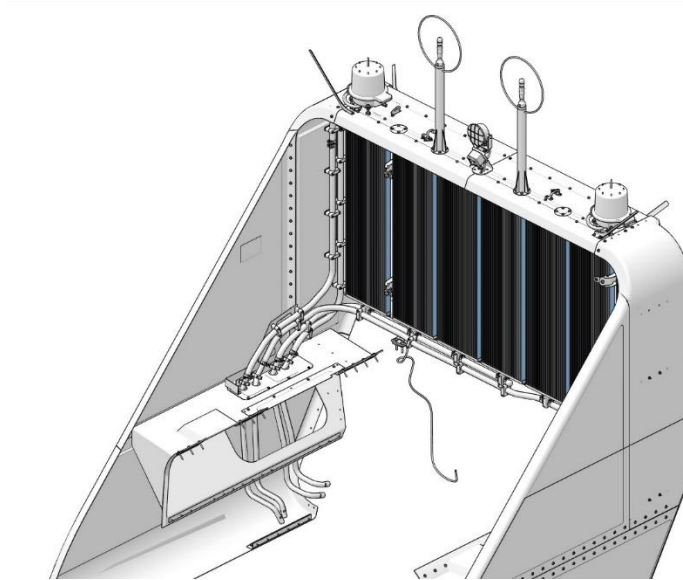


Abbildung 3-3 Darstellung von Ultraschall-Anemometer und Gefahrenfeuer am CoolerTop® an der Rückseite des Maschinenhausdaches beschrieben.

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.

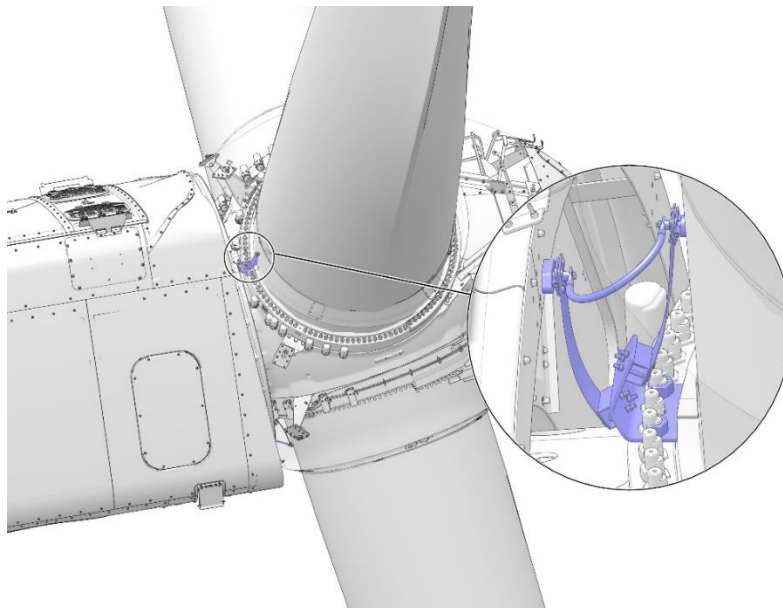


Abbildung 3-4 Darstellung eines Blitzstromableiters zwischen den Rotorblättern und der Maschinenhausstruktur

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.

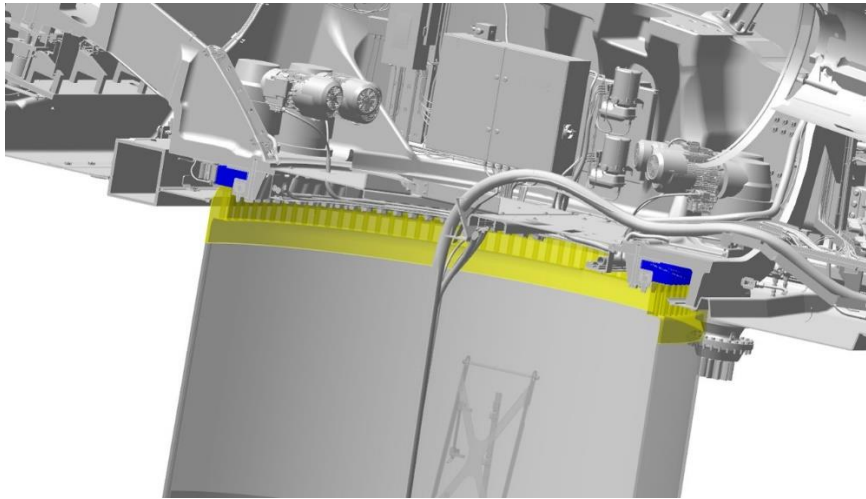
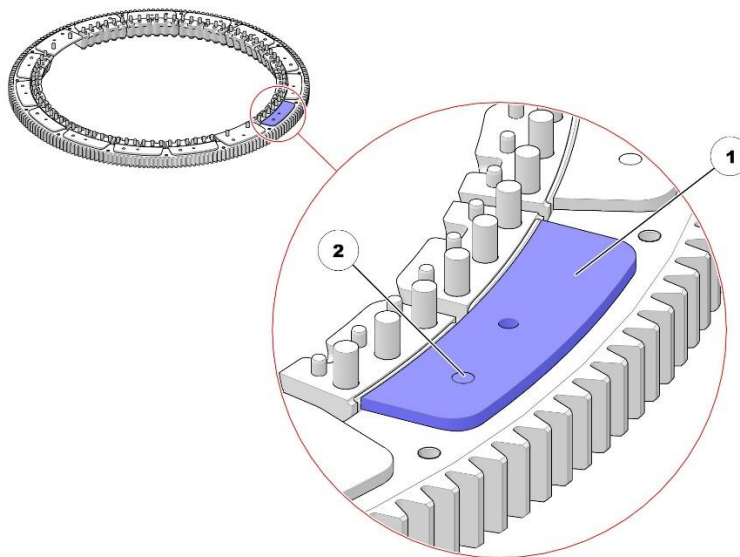


Abbildung 3-5 Darstellung eines Azimutlagerschutzes



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:

- Stahlrohrturm
- Hybridturm (Oberteil aus Stahl und Betonsockel)

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

3.9 Das Ableitungssystem vom Turmfuß zum Erdungssystem

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



Abbildung 3-7 Verbindung zwischen dem Turm und der Haupterdungsschiene

3.10 Schutz der Elektrik und der Steuerungssysteme

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

3.11 Erdungssysteme

3.11.1 Onshore-Windenergieanlage

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

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

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

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

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

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

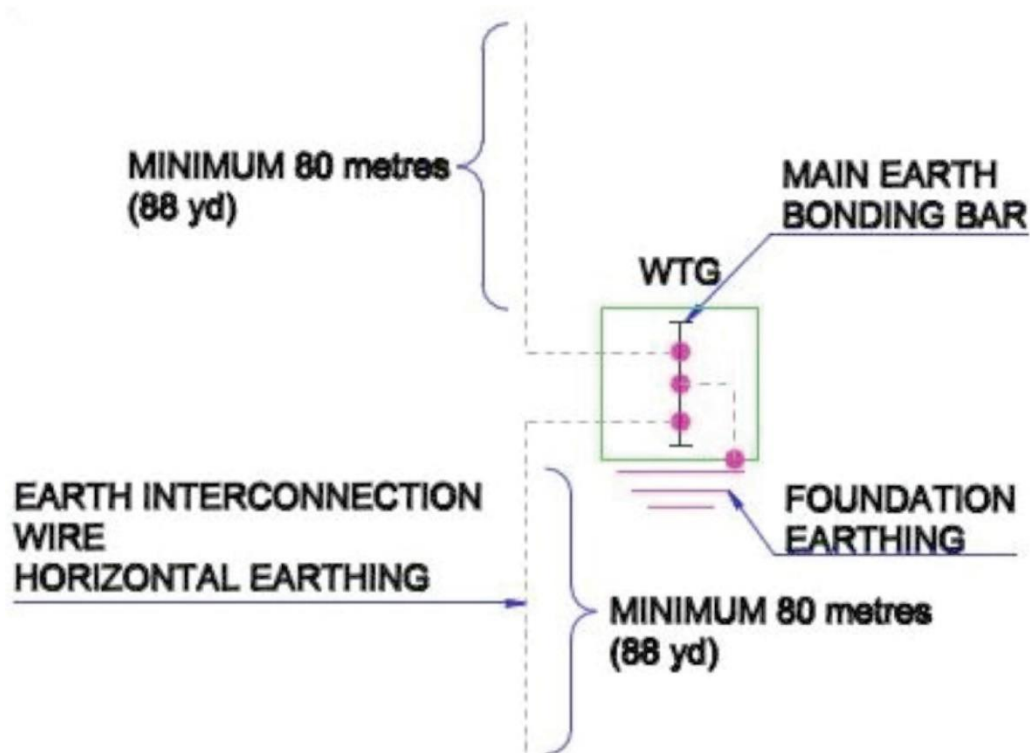


Abbildung 3-8 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems

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

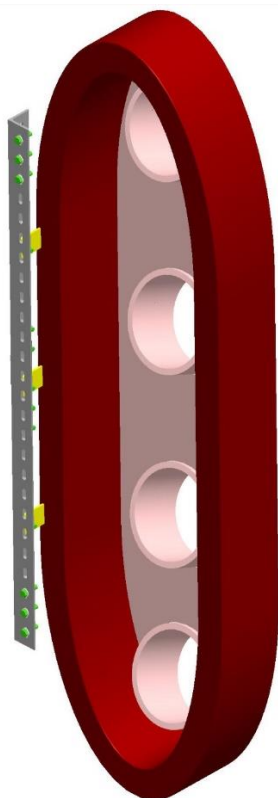


Abbildung 3-9 Mögliche Einbaulage der Hauptpotenzialausgleichsschiene

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

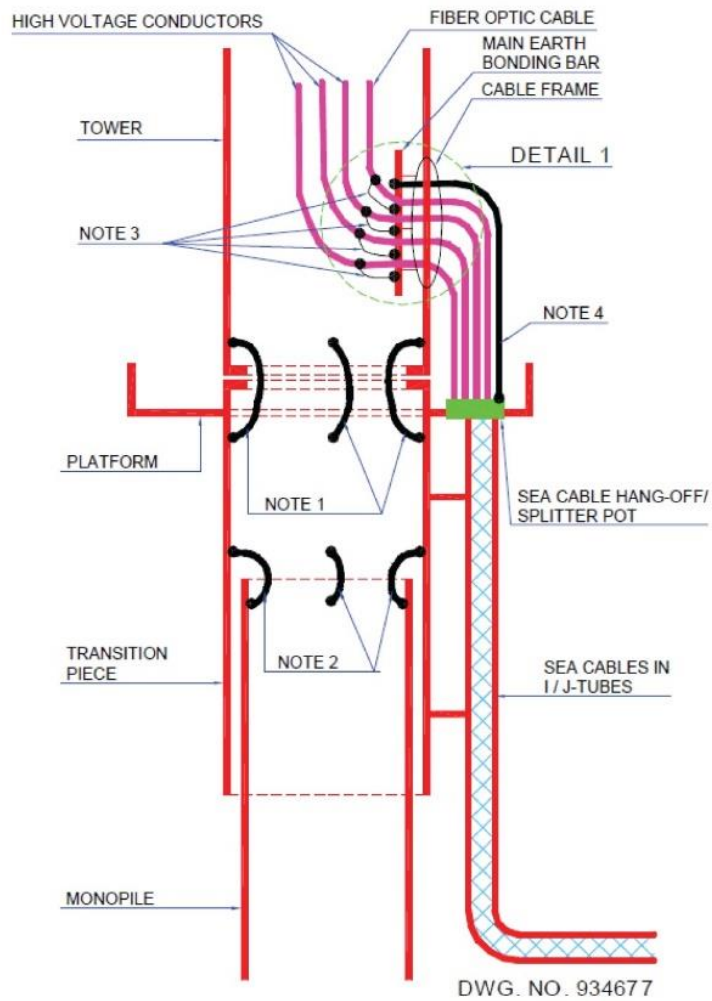


Abbildung 3-10 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei J-Rohr-Aufstellung

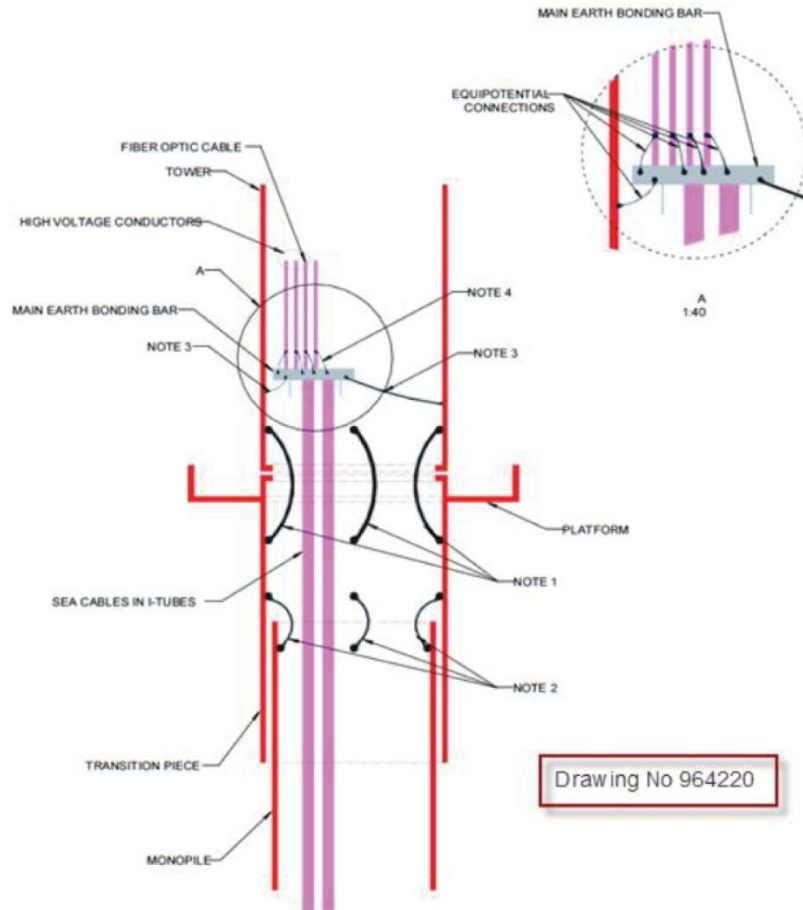


Abbildung 3-11 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei I-Rohr-Aufstellung

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 Berührung- oder Schrittspannungspotenzial

(Spannung).

3.12 Überprüfung

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

4 EMV

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

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

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

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

4.1 Rechtsvorschriften

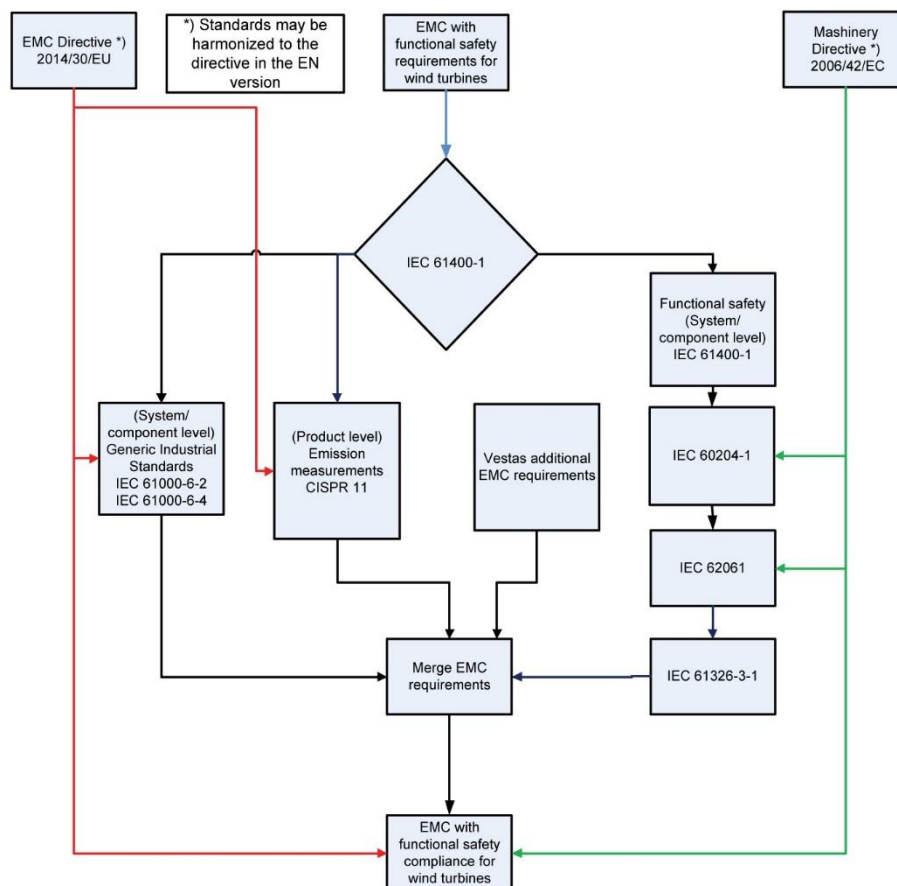


Abbildung 4-1 Rechtsvorschriften

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

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

Februar 2014

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.1.1 Grundlegende EMV-Anforderungen

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

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

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

4.2 Konformität der Windenergieanlagen

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

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

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



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

4.3 Anerkannte Regeln der Technik

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

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

4.4 Komponentenübergreifende Konformität

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

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

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

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

Vestas-Erdungssystem

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

Dokumentenhistorie

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

Inhaltsverzeichnis

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

1 Abkürzungen und technische Begriffe

Abkürzung	Erläuterung
Keine	

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Begriff	Erläuterung
Keine	

Tabelle 1-2: Erläuterung von Begriffen

2 Zweck

Dieses Dokument enthält die technische Beschreibung des Vestas-Erdungssystems

3 Einleitung

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

Das Vestas-Erdungssystem ist als Sicherheitserdung und Funktionserdung konzipiert.

Das Vestas-Erdungssystem besteht aus den folgenden Untersystemen:

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

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

Die Blitzschutzfunktion ist in das Vestas-Erdungssystem integriert.

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

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

4 Systembeschreibung

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

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

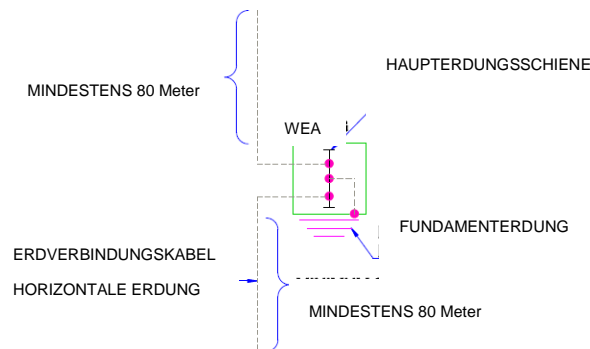


Abbildung 4-1: Vestas-Erdungssystem für eine einzelne Windenergieanlage
 (Zeichnungsnr.: 934675)

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

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

Vestas-Erdungssystem

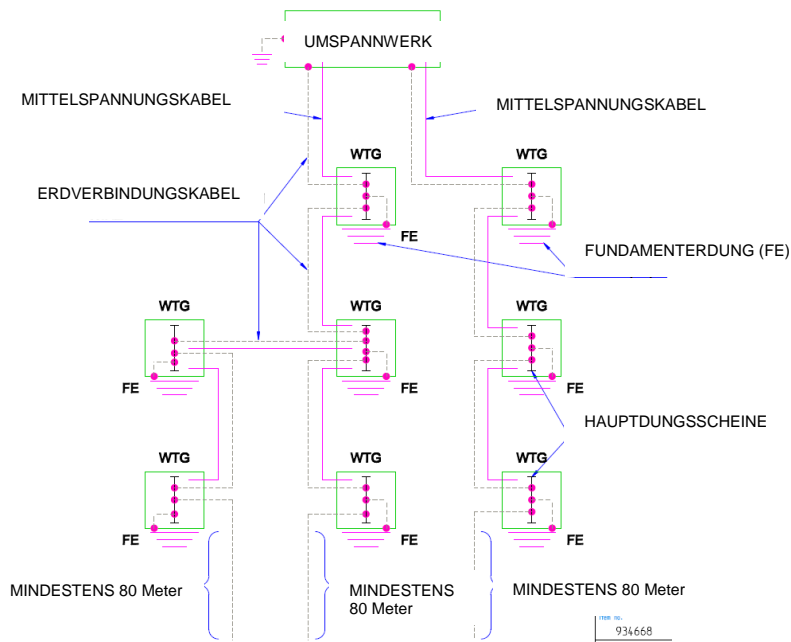


Abbildung 4-2: Erdungssystem in einem Netz (Transformator und Schaltanlage in der Windenergieanlage) (Zeichnungsnr.: 934668)

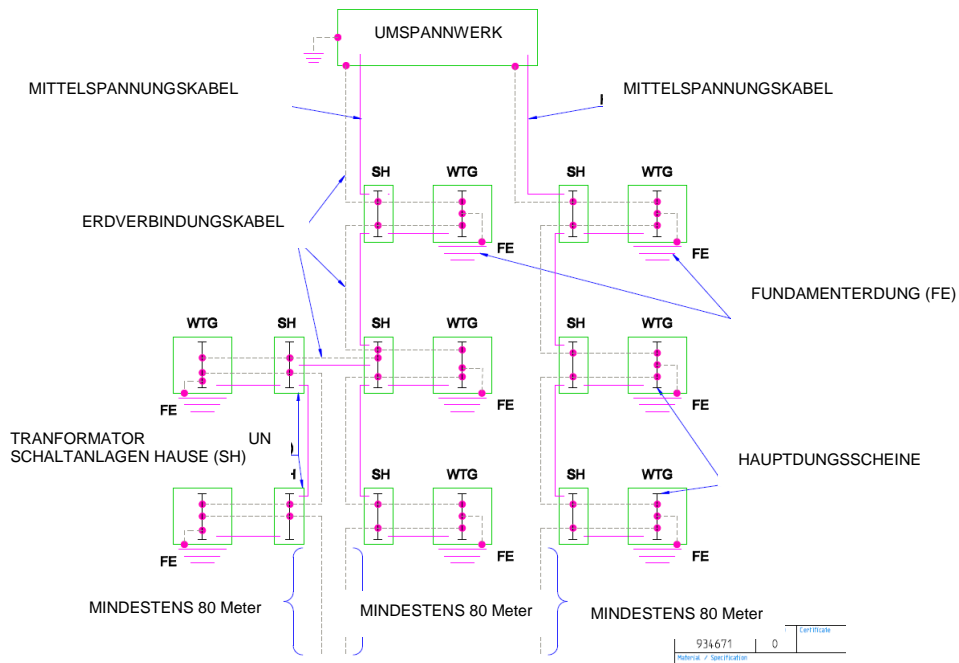


Abbildung 4-3: Erdungssystem in einem Netz (Transformator und/oder Schaltanlage außerhalb der Windenergieanlage) (Zeichnungsnr.: 934671)

5 Referenzdokumente

5.1 Liste der IEC-Normen

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

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

5.2 Liste der zugehörigen Dokumente

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

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

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

Vestas-Erdungssystem

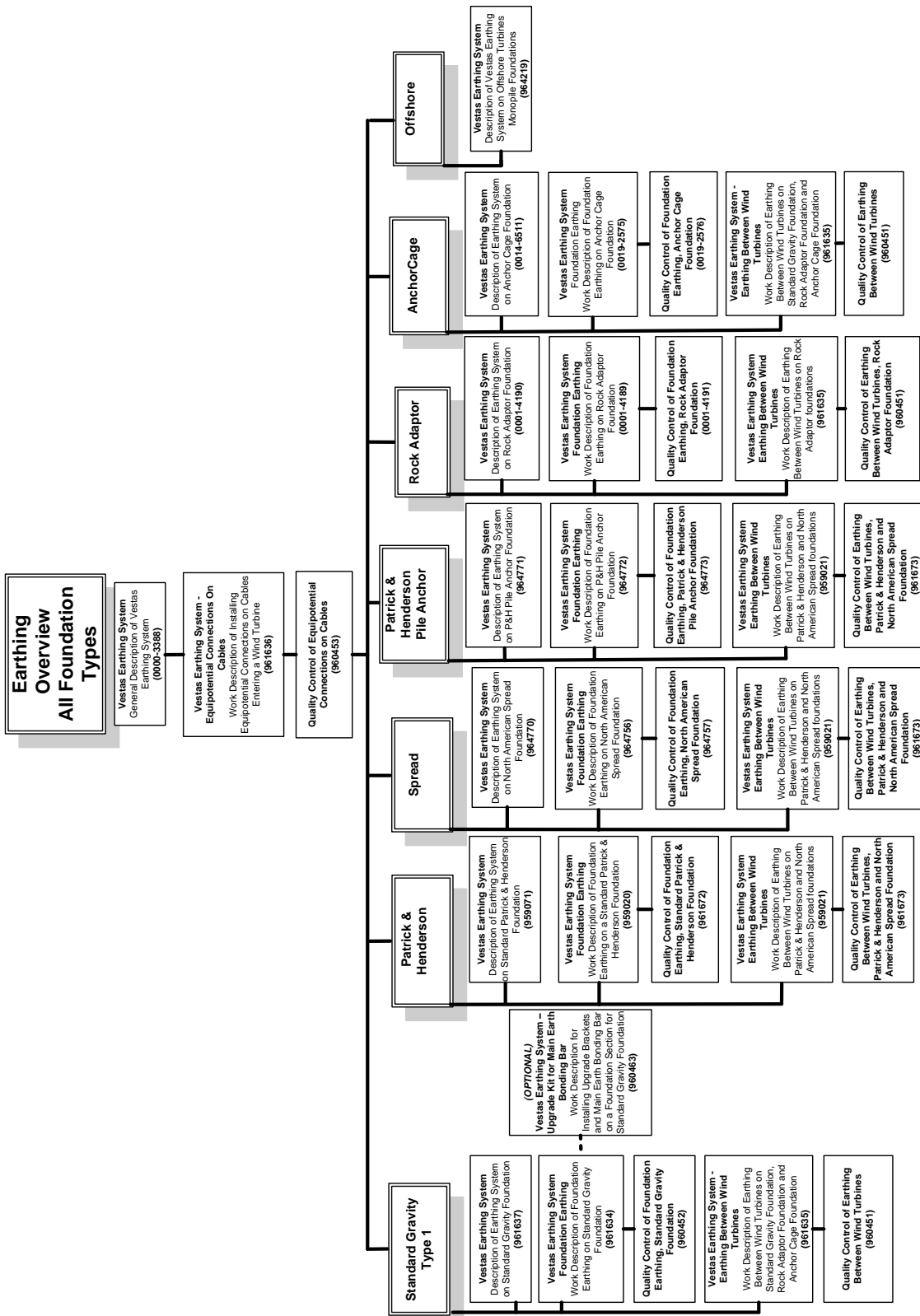


Abbildung 5-1: Erdungsüberblick

5.3 Referenzdokumente

5.3.1 Dokumente für Standardfundamente Typ 1

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

Tabelle 5-1: Referenzdokumente für Standardfundamente vom Typ 1

5.3.2 Dokumente für Standardfundamente von Patrick & Henderson

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

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

5.3.3 Dokumente für in Nordamerika verbreitete Fundamente

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

Tabelle 5-3: Referenzdokumente für in Nordamerika verbreitete Fundamente

5.3.4 Dokumente für Offshore-Einzelpfahlgründung

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

Tabelle 5-4: Referenzdokumente für Offshore-Einzelpfahlgründung

5.3.5 Dokumente für Pfahlgründungen von Patrick & Henderson

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

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

5.3.6 Dokumente für Felsgründungen

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

Tabelle 5-6: Referenzdokumente für Felsgründungen

5.3.7 Dokumente für Ankerkorbfundamente

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

Tabelle 5-7: Referenzdokumente für Ankerkorbfundamente

Eingeschränkte Weitergabe
Dokumentennr.: 0049-7921 V14
3. November 2021

Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennung (VID)

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

V117/V136/V150-4.0/4.2 MW 50/60 Hz

V150-5.6/6.0 MW 50/60 Hz

V162-5.6/6.0/6.2 MW 50/60 Hz



Vestas

Vestas Wind Systems A/S · Hedeager 42 · 8200 Århus N · Danmark · www.vestas.com

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 Stromversorgung 5

4.2 Elektrische Daten des VID-Systems 5

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 (einschließlich Abschnitt 7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse) der vorliegenden allgemeinen Spezifikation



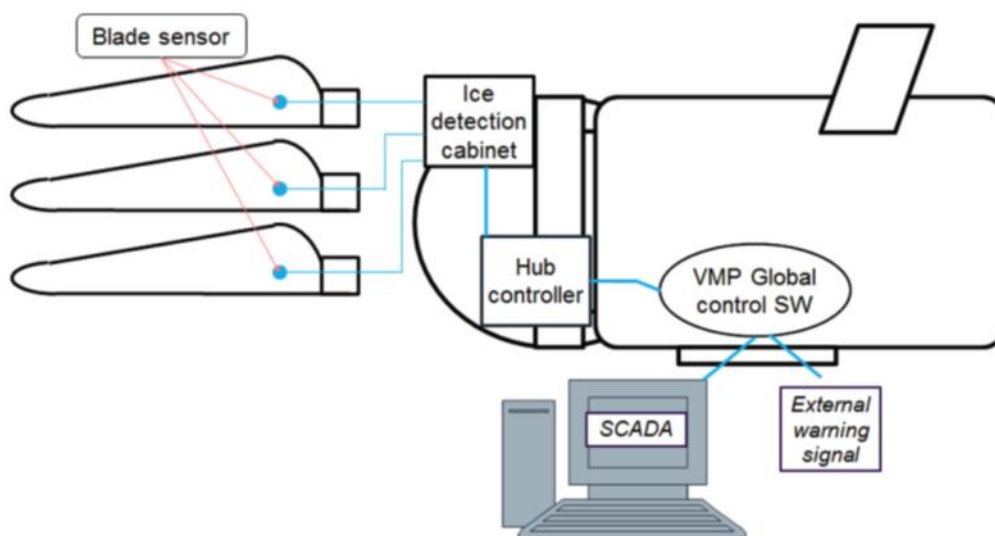
1 Referenzen

Ref.	Dokumenttitel
[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 u. a., DEWI, Deutsches Windenergie-Institut GmbH
[3]	0047-7240 „GL75172_BR_BLADEControl_Vestas_GA“ von 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“ von 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 vollständig 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.

Das VID-System besteht aus Beschleunigungsmessern in jedem Rotorblatt, die mit einem in der Nabe angeordneten Schaltschrank (Schaltschrank der Eiserkennung) verbunden sind, der seinerseits mit der Nabensteuerung der Windenergieanlage verbunden ist.

Der Rotorblattsensor misst 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 stillsteht. 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 Mark-Versionen von Vestas-Windenergieanlagen erhältlich: für Windenergieanlagen der Typen V105/V112/V117/V126/V136-3.45/3.6 MW, V117/V136/V150-4.0/4.2 MW und V150/V162-5.6 MW/6.0 MW. 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 Stromversorgung

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 V DC



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 Mark-Versionen für Windenergieanlagen der Typen V105/V112/V117/V126/V136-3.45/3.6 MW, V117/V136/V150-4.0/4.2 MW und V150/V162-5.6 MW.

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.

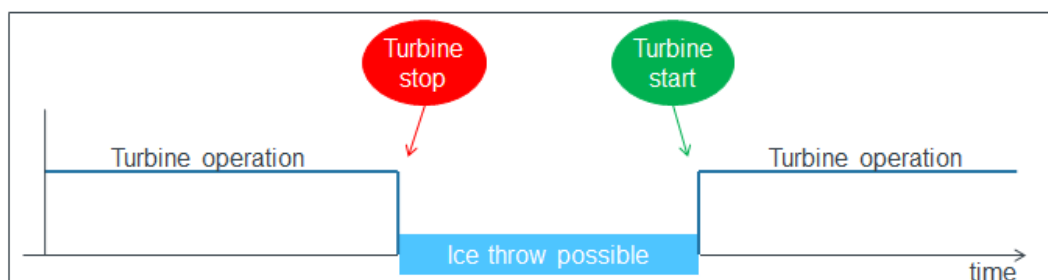


Abb. 2

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 Windenergieanlage nach einem Alarm neu gestartet wird, d. h. *automatisch*, *manuell aus der Ferne* oder *manuell 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. Dieses Dokument wurde von Vestas Wind Systems A/S und/oder einer der Tochtergesellschaften des Unternehmens (Vestas) erstellt und enthält urheberrechtlich geschütztes Material, Marken 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 und/oder Eissturz 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.

TYPENZERTIFIKAT

Zulassungsnummer:	Ausgestellt am:	Gültig bis:
TC-DNVGL-SE-0439-04314-1	20.10.2020	19.10.2022

Ausgestellt bezüglich:

Eis-Erkennungssystem BLADEcontrol Ice Detektor (BID)

Ausgestellt für:

Weidmüller Monitoring Systems GmbH

Else-Sander-Str. 8
01099 Dresden
Deutschland

Entsprechend:

DNVGL-SE-0439:2016-06 Zertifizierung der Zustandsüberwachung

Auf der Grundlage der Dokumente:
CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-1

Zertifizierungsbericht Eis-Erkennungssystem
BLADEcontrol, Eisdetektor (BID), 20.10.2020

Änderungen des Systemdesigns, der Produktion oder des Qualitätssicherungssystems des Herstellers sind vom DNV GL zu genehmigen.

Hellerup, 20.10.2020

Für DNV GL Renewables Certification



Bente Vestergaard
Service Line Leader Type and Component
Certification



Von DAKKS nach DIN EN IEC/ISO 17065
Akkreditierte Zertifizierungsstelle für Produkte.
Die Akkreditierung ist gültig für die
die in der Zulassung aufgeführt sind.

Hamburg, 20.10.2020

Für DNV GL Renewables Certification



Robert Kasch
Leitender Projektmanager

Die Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20457 Hamburg, ist die akkreditierte Zertifizierungsstelle. DNV GL Renewables Certification ist der Handelsname des DNV GL-Geschäftsbereichs Zertifizierungen in der Erneuerbare-Energien-Branche.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

TYPENZERTIFIKAT – ANHANG 1

Zulassungsnummer: TC-DNVGL-SE-0439-04314-1

Seite 2 von 2

Allgemein

Bezeichnung des Systems

BLADEcontrol Ice Dedector
(BID)
Vestas Ice Dedector (VID)
Retrofit Ice Dedector (RID)

Hardware

Messeinheit

HMU V3.0 / HMU V4.0 /
HMECU V3.0 / HMECU V4.0
2

Anzahl der Kanäle pro Blatt

Anzahl der digitalen Kanäle

-

Evaluierung Kommunikationseinheit

ECU_V6.3 / ECU_V6.4 /
ECU_V7.0

Schwingungssensor-Typ

BCA403b / BCA423 /
BCA503b / BCA523

ALTERNATIV

Schwingungssensor-Typ

BCE101 / BCE201

Software

Bezeichnung

cmrbl

Version

2.5sqlite / 2,6 / 4,0

Die Richtigkeit und Vollständigkeit vorstehender Übersetzung der mir per Email vorgelegten, in englischer Sprache abfassten deutschen Musterzulassung wird bescheinigt.

Overath, 30.10.2020

Claudia Ohlhoff-Axer, Diplom-Übersetzerin, Von-Nesselrode-Weg 19, 51491 Overath, Tel. 02206 9513140, Fax: 951 312 41, Mobil 0171 2656361, Email: claudia.aa@t-online.de

Die Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20457 Hamburg, ist die akkreditierte Zertifizierungsstelle für die russische und englische Sprache (162-2170(7) Branche.



Gutachten

Ice Detection System
BLADEcontrol Ice Detector BID

Report Nr.: 75138, Rev. 7

Datum: 23.11.2020

DNV GL - Energy
Renewables Certification

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

1 MITGELTENDE DOKUMENTATION

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

2 PRÜFKRITERIUM / STAND DER TECHNIK

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

DNVGL-SE-0439:2016-06 Certification of condition monitoring ¹⁾.

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

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

3 SACHVERSTÄNDIGER

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

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

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

4 SYSTEMBESCHREIBUNG

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

5 PRÜFUNG

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

Page 4 of 5

sich somit ein vereister Bereich von 2,75 m². Ein derartiges Rotorblatt hat eine Masse von 12 Tonnen. Die Empfindlichkeit des BID beträgt somit für dieses Rotorblatt 6 kg. Bei einer gegebenen Dichte für Eis von 910 kg/m³ ergibt sich so für dieses Beispiel eine detektierbare Eisdicke von 2,4 Millimetern. Der BID ist somit zur Eiserkennung entsprechend dem Stand der Technik hinreichend sensibel.

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

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

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

6 WEA-BEZOGENE EINSTELLUNGEN

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

7 STANDORTBEZOGENE / ORTSSPEZIFISCHE EINSTELLUNGEN UND ABNAHMEN

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

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

Page 5 of 5

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

8 ABSCHALTEN / ANFAHREN DER WEA BEI EISANSATZ

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

9 ZUSAMMENFASSUNG

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

Stgr

DNV GL - Energy
Renewables Certification

Dr. Karl Steingröver
Expert in Charge



Gutachten

Vestas Ice Detection System (VID)

Integration des BLADEcontrol Ice Detector BID in die Steuerung von Vestas Windenergieanlagen

Integration of the BLADEcontrol Ice Detector BID into the Controller of Vestas Wind Turbine Generators

Report Nr.: 75172, Rev.6

Datum: 18.10.2021

DNV – Energy Systems

Hersteller	Vestas Wind Systems A/S Hedeager 44 8200 Aarhus N Denmark
Auftragsnr.	4800/14/46271/256
Sachverständiger	Dr. Karl Steingröver
Adresse	DNV – Energy Systems Brooktorkai 18 20457 Hamburg Germany
Revision 6:	Documents 1.4 and 1.5 updated

Seite 2 von 7

1 MITGELTENDE DOKUMENTATION *APPLICABLE DOCUMENTS*

- 1.1 Type Certificate BLADEcontrol Ice Detector BID. DNV GL Renewables Certification; Certificate No. TC-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020
- 1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", DNV GL Renewables Certification Report No. CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020
- 1.3 Gutachten "Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID", GL Renewables Report No. 75138, Rev. 7 ausgestellt am 23.11.2020
- 1.4 Turbine Integration Description. Vestas doc. no. 0046-4946 VER04, ausgestellt im Okt. 2021
- 1.5 Merkblatt der Struktur- und Genehmigungsdirektionen Nord für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen im Genehmigungsverfahren nach dem Emmissionsschutzgesetz - BLmSchG. Rheinland-Pfalz, 2019

2 PRÜFKRITERIUM UND PRÜFUMFANG *ASSESSMENT CRITERIA AND SCOPE OF ASSESSMENT*

Die Prüfung der Integration des „BLADEcontrol Ice Detectors“ (BID) in die Steuerung der Vestas Windenergieanlagen (WEA) wird anhand der folgenden Richtlinien durchgeführt:

DNVGL-SE-0439:2016-06 Certification of condition monitoring ¹⁾

Germanischer Lloyd: GL Rules and Guidelines – IV Industrial Services – Guideline for the Certification of Wind Turbines, Edition 2010

Im Rahmen dieses Gutachtens wird die Integration der Ausgangssignale des BID in die Steuerung der Vestas WEA geprüft. Die integrierte Eiserkennungslösung wird als Vestas Ice Detection (VID) vermarktet. Die Steuerung sowie das Sicherheitssystem der Vestas WEA sind nicht Gegenstand dieses Gutachtens, da alle Vestas WEA ein gültiges Typenzertifikat aufweisen und im Rahmen der jeweiligen Typenprüfung die Funktionalität der Steuerung sowie des Sicherheitssystems geprüft wurde. Die jeweiligen Typenzertifikate sind auf den home pages von DNV bzw. GL angeführt. Zentrale Punkte dieses Gutachtens sind das sichere Abschalten der WEA bei Eisansatz sowie das Wiederanfahren der WEA im eisfreien Zustand.

Dieses Gutachten deckt somit den Punkt 8 von 1.5 ab. Die Punkte 1 bis 7 aus 1.5 sind bereits durch das in 1.3 angeführte Gutachten abgedeckt.

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

Seite 3 von 7

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

The assessment of the integration of the „BLADEcontrol Ice Detector“ (BID) into the controller of Vestas wind energy converters (WEC) was done according to the following guidelines:

DNVGL-SE-0439:2016-06 Certification of condition monitoring ¹⁾

Germanischer Lloyd: GL Rules and Guidelines – IV Industrial Services – Guideline for the Certification of Wind Turbines, Edition 2010

Within this expertise the integration of the output signals of the BID into the controller of Vestas WEC will be assessed. The integrated ice detection solution is marketed as Vestas Ice Detection (VID). The controller and also the safety system of the Vestas WEC are not part of this expertise, because all Vestas WEC hold a valid Type Certificate where within the type assessment the functionality of the controller and the safety system was assessed. The corresponding Type Certificates are listed on the home pages of DNV resp. GL. Key points of this expertise are the safe shut-down of the WEC when icing occurs and the start-up of the WEC if there is no icing.

Hence this expertise covers point 8 from 1.5. The points 1 to 7 from 1.5 are already covered by the expertise listed in 1.3.

¹⁾ This guideline replaces the guideline Germanischer Lloyd: GL Rules and Guidelines – IV Industrial Services – Guideline for the Certification of Condition Monitoring Systems for Wind Turbines, Edition 2013 (GL-IV-4:2013) listed in previous revisions.

The contents of DNVGL-SE-0439:2016-06 and GL-IV-4:2014 are identical.

3 SACHVERSTÄNDIGER EXPERT IN CHARGE

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

This expertise was generated by the expert in charge, Dr. Karl Steingröver, Senior Principal Engineer with DNV – Energy Systems.

4 SYSTEMBESCHREIBUNG DESCRIPTION OF THE SYSTEM

Der BID ist in 1.3 ausführlich beschrieben. In diesem Gutachten wird nur die Integration der Ausgangssignale des BID in die Steuerung von Vestas WEA sowie die Signalverarbeitung dargestellt und beurteilt. Das in die Steuerung der Vestas WEA integrierte (BID) stellt drei Ausgangssignale zur Verfügung.

- Alive: Signal, welches die Funktionsfähigkeit des BID anzeigt (watch dog).

Seite 4 von 7

- Icing Evaluation: Signal, ob eine Eisauswertung beim aktuellen Anlagenzustand ein verwertbares Ergebnis liefert.
- Icing Alarm: Signal, dass den Zustand der Rotorblätter mit „Eisfrei“ oder „Eisansatz“ charakterisiert.

The BID is described in detail in 1.3. Within this expertise only the integration of the output signals of the BID into the controller of Vestas WEC along with the signal processing are described and verified. The BID integrated into the controller of Vestas WEC provides three output signals:

- *Alive: Signal, which shows the operational capability of the BID (watch dog).*
- *Icing Evaluation: Signal, if an ice analysis within the actual status of the site allows an exploitable result.*
- *Icing Alarm: Signal, which characterizes the status of the rotor blades with „no ice“ or „ice“.*

4.1 Abschalten der WEA *Shut-down of the WEC*

Wenn die Rotordrehzahl kleiner als 2 min^{-1} ist, werden die BID Signale nicht ausgewertet und somit bleibt der Betriebszustand der WEA unbeeinflusst. Ist die Rotordrehzahl größer als 2 min^{-1} , erfolgt eine Temperaturmessung. Bei den Vestas WEA erfolgt eine Temperaturmessung in Nabenhöhe. Ist die Umgebungstemperatur in Nabenhöhe größer als 5 °C , werden die BID Signale nicht ausgewertet und somit bleibt der Betriebszustand der WEA unbeeinflusst. Ist die Umgebungstemperatur kleiner als 5 °C , so werden die Signale des BID ausgewertet. Das Signal „Alive“ wird dabei kontinuierlich ausgewertet. Ist die Funktionsfähigkeit des BID nicht gewährleistet, so wird die WEA automatisch abgeschaltet und in den Leerlaufmodus (Trudeln der Anlage) gesetzt. Beträgt die Rotordrehzahl mehr als 2 min^{-1} und ist die Umgebungstemperatur kleiner als 5 °C und ist die Funktionalität des BID gewährleistet und wenn der BID ein verwertbares Ergebnis liefert, wird das Signal „Icing Evaluation“ ausgewertet. Liefert dieses Signal kein verwertbares Ergebnis, so wird die WEA in den Leerlaufmodus gesetzt. Ist die Rotordrehzahl größer als 2 min^{-1} , die Umgebungstemperatur kleiner als 5 °C , die Funktionsfähigkeit des BID gewährleistet und liefert der BID ein verwertbares Ergebnis, wird das Signal „Icing Alarm“ ausgewertet. Wird Eis erkannt, wird die WEA automatisch abgeschaltet und in den Leerlaufmodus gesetzt.

If the rotor speed is below 2 rounds per minute, the signals from the BID are not interpreted and thereby the WEC operational mode is not affected. If the rotor speed is above 2 rounds per minute, then the temperature will be checked. At the Vestas WEC a temperature measurement is done in hub height. If the environmental temperature in hub height is higher than 5 °C , the signals from the BID are not interpreted and thereby the WEC operational mode is not affected. If the environmental temperature is below 5 °C , the signals from the BID are interpreted. The signal "Alive" will be interpreted continuously. If the function of the BID is not guaranteed, the WEC will be shutdown automatically and set into the idling mode (idling of the wind turbine). If the functionality of the BID is guaranteed, the signal "Icing Evaluation" will be interpreted. If this signal does not deliver an exploitable result, the WEC will be set into idling mode. If the rotor speed is higher than 2 rounds per minute and if the environmental

Seite 5 von 7

temperature is lower than 5 °C and if the functionality of the BID is guaranteed and if the BID delivers and exploitable result, the signal "Icing Alarm" will be interpreted. If ice is recognized the WEC will be shutdown automatically and set into idling mode.

4.2 Wiederanfahren der WEA *Start-up of the WEC*

Bevor die WEA wieder in den Produktionsmodus gefahren werden kann, überprüft die Steuerung, ob der aktuelle Leerlaufmodus durch den BID ausgelöst wurde. Solange dieses der Fall ist, verbleibt die WEA im Leerlaufmodus. Erst wenn die Umgebungstemperatur größer als 5 °C ist oder die Umgebungstemperatur kleiner als 5 °C sowie die Funktionsfähigkeit des BID gewährleistet ist, ein verwertbares Ergebnis des BID vorliegt sowie kein Eis erkannt wird, wird die WEA wieder in den Produktionsmodus gefahren.

Before the WEC can be set again into the production mode, the controller checks if the actual idling mode was caused by the BID. As long as this is the case, the WEC stays within the idling mode. Only if the environmental temperature is higher than 5 °C or if the environmental temperature is below 5 °C and if the functionality of the BID is guaranteed, an exploitable result is delivered from the BID and no ice is recognized, the WEC will be set into the production mode.

5 PRÜFUNG ASSESSMENT

Im Rahmen dieses Gutachtens wurde die Integration der Signale des BID in die Steuerung von Vestas WEA im Hinblick auf zuverlässige Eiserkennung und sicheren Betrieb auf Basis der in 2 angegebenen Richtlinien geprüft.

Within this expertise the integration of the signals of the BID into the controller of Vestas WEC in view of safe detection of icing and safe operation will be assessed on the basis of the guidelines listed in 2.

5.1 Abschalten bei Eisansatz und Wiederanfahren bei eisfreiem Zustand *Shut-down in case of icing and start-up in ice-free condition*

Das Abschalten bei Eisansatz sowie das Wiederanfahren bei eisfreiem Zustand wurden anhand der in 1.4 dargestellten Dokumentation überprüft. Die Prüfung ergab, dass die Signale des BID so in die Steuerung der Vestas WEA eingebunden sind, dass bei Eisansatz oder bei Nichtvorliegen von verwertbaren Messdaten oder bei Ausfall des BID die WEA automatisch in den Leerlaufmodus gefahren wird. Die Steuerung der Vestas WEA fährt diese erst wieder in den Produktionsmodus, wenn Eisfreiheit vorliegt und der BID verwertbare Messdaten liefert. Ist letzteres nicht der Fall oder liegt ein Ausfall des BID vor, kann die WEA nicht in den Produktionsmodus überführt werden, auch wenn ein eisfreier Zustand vorliegen sollte.

The shut-down in case of icing and the start-up in ice-free condition was assessed using the documentation listed in 1.4. The assessment showed, that the signals of the BID are integrated into the

Seite 6 von 7

controller of the Vestas WEC in that way, that if icing occurs or if exploitable measuring data is not available or if the BID is malfunctioning the WEC will be set automatically into the idling mode. The controller of the Vestas WEC sets the WEC back into the production mode only in that case if there is no ice and if the BID delivers exploitable results. If the latter is not the case or if the BID is malfunctioning, the WEC cannot be set into the production mode, even if the condition is ice-free.

5.2 Einfluss auf die Gültigkeit des Typenzertifikats einer Anlage *Influence on the validity of the Type Certificate of the wind turbine*

Der Einfluss der Integration der Signale des BID in die Steuerung von Vestas WEA auf das Sicherheitssystem der WEA wurde geprüft. Die Prüfung ergab, dass die Sicherheitsfunktionen der Vestas WEA hiervon nicht beeinflusst werden und umgekehrt. So kann z.B. bei gedrücktem „Not-Aus“-Schalter die Anlage bei Eisfreiheit und umgekehrt bei entriegeltem „Not-Aus“ Schalter und Vorliegen von Eis nicht wieder anfahren.

The influence of the integration of the signals of the BID into the controller of Vestas WEC on the safety system of the WEC was assessed. The assessment showed that the safety functions of the Vestas WEC are not influenced by this and vice versa. I.e., if the emergency button is locked and the condition is ice-free and vice versa if the emergency button is unlocked and icing occurs, the wind turbine cannot start-up.

5.3 Installation und Inbetriebnahme *Installation and commissioning*

Installation und Inbetriebnahme werden entsprechend den in 2 angegebenen Richtlinien sowie den Prozeduren für Installation und Inbetriebnahme des BID durchgeführt. Die Installation und die Inbetriebnahme werden mit einer Funktionsprüfung durch das Installationsteam abgeschlossen

Installation and commissioning is conducted according to the guidelines listed in 2 and the procedures for installation and commissioning of the BID. Installation and commissioning is concluded with a functionality check by the installation team.

6 ZUSAMMENFASSUNG SUMMARY

Die Prüfung der Integration der Signale des BID in die Steuerung von Vestas WEA in Zusammenhang mit der in 1.3 dargestellten Prüfung des BID hat ergeben, dass die behördlichen Anforderungen für eine sichere Abschaltung bei Gefahr von Eisabwurf im laufenden Betrieb als „sonstige Gefahr“ im Sinne des § 5 BImSchG erfüllt werden. Die Integration entspricht damit dem Stand der Technik. Der in Vestas WEA integrierte BID ist auch unter konservativen Annahmen als zur Gefahrenabwehr geeignet einzustufen. Dieses Gutachten behält seine Gültigkeit, so lange ein gültiges Typenzertifikat für den BID vorliegt.

Seite 7 von 7

The assessment of the integration of the signals of the BID into the controller of Vestas WEC in conjunction with the assessment of the BID listed in 1.3 showed, that the governmental requirements for a safe shut-down if danger by dropping ice during production mode are fulfilled according § 5BLmSchG. The integration confirms to the state of art. The BID integrated into Vestas WEC is classified for danger prevention even under conservative assumptions. This expertise is valid as long as a valid Type Certificate for the BID is available.

KarSte

DNV – Energy Systems

Dr. Karl Steingröver

Expert in Charge

Eingeschränkte Weitergabe
 Dokument-Nr.: 0039-9510 V02
 24.04.2019

Spezifizierung von „Yaw into Fixed Position due to Ice“ (Windnachführung in arretierte Position aufgrund von Eis)

V80-2.0 MW
 V90-2.0 MW
 V90-3.0 MW
 V100-2.0 MW/2.2 MW
 V110-2.0 MW/2.2 MW
 V116-2.0 MW/2.2 MW
 V120-2.0 MW/2.2 MW
 V105-3.3 MW/3.45 MW/3.6 MW
 V112-3.0 MW/3.3 MW/3.45 MW/3.6 MW
 V117-3.3 MW/3.45 MW/3.6 MW/4.0 MW/4.2 MW
 V126-3.3 MW/3.45 MW/3.6 MW
 V136-3.45 MW/3.6 MW/4.0 MW/4.2 MW
 V150-4.0 MW/4.2 MW/5.6 MW
 V162-5.6 MW

VESTAS EIGENTUMSHINWEISE: © 2019 Vestas Wind Systems A/S. Dieses Dokument wurde von Vestas Wind Systems A/S erstellt und enthält urheberrechtlich geschützte Materialien, Marken 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.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Allgemeine Beschreibung	3
2.1	Einstellwerte	3
2.2	Restrisiken	4
3	Haftungsausschluss	4

1 Einleitung

In dem vorliegenden Dokument wird die Funktionalität des folgenden Merkmals beschrieben. „Yaw into Fixed Position due to Ice“ (Windnachführung in arretierte Position aufgrund von Eis). Das Aktivieren dieser Funktion ermöglicht der Windenergieanlage, sich in die vordefinierte Position zu drehen, sobald ein Signal des Eisdetektorsystem empfangen wird.

2 Allgemeine Beschreibung

Wenn das Eisdetektorsystem das Signal für Vorhandensein von Eis sendet, wird die Windenergieanlage in Pause versetzt. Bei Windgeschwindigkeiten von unter 15 m/s wird die Windenergieanlage dabei in eine vordefinierte Position gedreht. Bei Windgeschwindigkeiten von über 15 m/s wird die Windenergieanlage weiter in Windrichtung gedreht, d. h. nicht notwendigerweise in die vordefinierte Position geführt.

Das System kann so konfiguriert werden, dass der Normalbetrieb auf eine der zwei Arten wieder aufgenommen werden kann:

1. Automatischer Neustart, wenn das Signal „Kein Eis“ vom Eisdetektorsystem empfangen wird.
2. Manueller Neustart nach dem Eingang eines Signals vom Windparkbetreiber.

Der Windparkbetreiber sollte eine Betriebsstrategie wählen, die das Risiko von Eisabwurf und die Leistung des Eisdetektorsystems berücksichtigt.

2.1 Einstellwerte

Die folgende Tabelle enthält Parameter, die an der Windenergieanlage eingestellt werden können:

Parameter	Standardwert	Verantwortlicher
Vordefinierte Nachführungsposition [°]	Von WEA zu WEA verschieden	Durch Bediener einzustellen
Automatische Wiederaufnahme des Betriebs	Manual	Durch Bediener einzustellen
Grenzwert für Windgeschwindigkeiten	15 m/s	Von Vestas einzustellen

2.2 Restrisiken

Die Funktionsweise des Systems, wie in dem Dokument beschrieben, kann das Risiko von Eisabwurf in bestimmten kritischen Bereichen um die Windenergieanlage herum minimieren. Es wurde auf Anfrage des Windparkbetreibers geliefert. Vestas hat keine Feldversuche durchgeführt, um festzustellen, ob das Einstellen in eine feste Position bei Eisauflaufen tatsächlich einen besseren Schutz vor Eisabwurf bieten.

Vestas empfiehlt, dass bei Verwendung des Systems zumindest die folgenden Risiken berücksichtigt werden:

- Risiko von Eisbildung auf den Rotorblättern ohne Erkennung durch den Eisdetektor. Dies würde kein Pausieren des Windenergieanlagenbetriebs oder Nachführen in eine vordefinierte Position nach sich ziehen.
- Wird Eis entdeckt, besteht das Risiko, dass das Anhalten und Nachführen der Windenergieanlage zum Herabfallen von Eis führt.
- Bedenkt man die Länge der Rotorblätter, kann Eis, das von der Windenergieanlage abfällt, vor dem Auftreffen auf dem Boden ziemlich lange bzw. auch weit fallen – auch in einer vordefinierten Position.
- Bei Windgeschwindigkeiten über 15 m/s dreht sich die Windenergieanlage unabhängig vom Signal des Eisdetektors in den Wind.
- Wird die Windenergieanlage vom Netz getrennt, ist eine Windnachführung in die feste Position nicht möglich.

3 Haftungsausschluss

Der Empfänger erkennt an, dass dieses Dokument ohne Vorankündigung geändert werden kann und dass es nur der Information des Empfängers dient und keinerlei ausdrückliche oder stillschweigende Gewährleistungen, Garantien, Versprechen, Verpflichtungen, Verkaufsangebote oder andere Erklärungen von Vestas Wind System A/S und/oder seiner Tochtergesellschaften (Vestas) nach sich zieht oder darstellt. Diese werden hiermit ausdrücklich von Vestas nicht anerkannt, es sei denn, es liegt eine ausdrückliche schriftliche Zusicherung von Vestas gegenüber dem Empfänger vor.

Das Eisdetektorsystem darf ausschließlich dazu ausgelegt werden, bestimmte Arten von Eis bzw. die Bedingungen zum Entstehen bestimmter Eisarten zu entdecken. Der Empfänger bestätigt, dass nicht alle Arten von Eis entdeckt werden können und dass die installierten Maschinenhaus-Sensoren nur die Witterungsbedingungen bzw. das Vorhandensein von Eis in dem Bereich entdecken, in dem die Sensoren angebracht sind.

Aufgrund hoher Restrisiken dieses Systems gibt Vestas keine Garantie auf dessen Leistung. Vestas hat auf Kundenwunsch hin und gemäß den Spezifikationen des Kunden die Windnachführungssteuerungsstrategie umgesetzt. Vestas erhebt keinen Anspruch darauf, dass diese Art der Windnachführung das Risiko von Eisabwurf effektiv minimiert.

Die Leistung des Systems ist durch die Leistung des Eisdetektorsystems beschränkt. Wenn kein Eis entdeckt wird, wird die Windenergieanlage nicht in die feste Position gestellt.

Classification: **Restricted**

An den Planer/zukünftigen Betreiber
der Vestas-Windenergieanlage

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

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

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

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

Ref.	Vestas DMS-Nr.	Berichts-Nr. und Datum	Bezeichnung
[1]	0047-7240.V07	75172, Rev.6 erstellt am 18.10.2021	Gutachten Vestas Ice Detection System (VID) Integration des BLADEcontrol Ice Detector BID in die Steuerung von Vestas Windenergieanlagen Ersteller: DNV – Energy Systems Certification (Deutsch)
[2]	0080-9248.V05 (Seite 1-2)	TC-DNV GL-SE-0439- 04314-1 erstellt am 20.10.2020	Typenzertifikat Eiserkennungssystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification (Deutsch)
[3]	0080-9248.V05 (Seite 3-7)	75138, Rev.7 erstellt am 23.11.2020	Gutachten Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification (Deutsch)
[4]	0049-7921.V14	03.11.2021	Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennung (VID) (Deutsch)

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

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

Husum, 25.04.2022 / IRW

Vestas Deutschland GmbH

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

Allgemeine Dokumentation

Erdungsanlage der Windenergieanlage

Rev. 08/06.07.2020

Dokumentennr.:	NALL01_008521
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -
Dokument wird elektronisch verteilt.
Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500, N100/2500, N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300, N117/3000, N117/3000 controlled, N117/3600, N131/3000, N131/3000 controlled, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

Inhalt

1.	Grundlagen	5
1.1	Verwendungszweck.....	5
1.2	Allgemeines	5
2.	Aufbau/Funktionalität	6
2.1	Stahlrohrtürme.....	7
2.2	Hybridtürme	8

1. Grundlagen

1.1 Verwendungszweck

Dieses Dokument beschreibt die Grundvoraussetzungen für die Auslegung der Erdungsanlage für die Fundamente von Nordex Windenergieanlagen (WEA) der Anlagengenerationen Gamma und Delta.

1.2 Allgemeines

Die Erdungsanlage einer Windenergieanlage (WEA) hat die Aufgabe, Schritt- und Berührungsspannungen im Fehlerfall auf zulässige Werte zu begrenzen. Nicht zum Betriebsstromkreis gehörende Anlagenteile werden im Rahmen des Schutzpotenzialausgleichs mit der Erdungsanlage verbunden, um den Schutz gegen elektrischen Schlag zu gewährleisten. Als wichtiger Bestandteil des Blitzschutzsystems begrenzt die Erdungsanlage Überspannungen durch Blitzeinschläge und ermöglicht eine niederimpedante Ableitung des Blitzstromes in das Erdreich. Ebenso leistet die Erdungsanlage einen wichtigen Beitrag zur Einhaltung der Elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV).

Die Ausführung der Erdungsanlage für Nordex-WEA entspricht folgenden Normen:

- EN 62561-1 - Blitzschutzsystembauteile Teil 1: Anforderungen an Verbindungsbauteile
- EN 62561-2 - Blitzschutzsystembauteile Teil 2: Anforderungen an Leiter und Erder
- EN 50522 - Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV
- EN 61400-24 - Windenergieanlagen Teil 24: Blitzschutz

In den oben genannten Normen ist eine Dokumentation gefordert, welche Messprotokolle, Lagepläne und Fotografien enthält. Die Dokumentation muss zur Errichtung jeder Anlage vorliegen.

Die Verantwortung für die Anpassung der Erdungsanlage an die lokalen Gegebenheiten liegt beim Fundament-Designer.

2. Aufbau/Funktionalität

Das Nordex-Erdungsdesign ist modular aufgebaut, um die Erdungsanlage optimal an den jeweiligen Standort anzupassen.

Die Standard-Ausführung besteht aus drei Fundamenterdern aus verzinktem Bandstahl oder Kupfer, die als Ringerder mit unterschiedlichen Radien im Fundament verlegt sind und mit der Bewehrung normgerecht verbunden sind.

Ist der spezifische Erdwiderstand am Standort besonders hoch, so kann die Erdungsanlage um zusätzliche Ring- und Tiefenerder außerhalb des Fundaments erweitert werden. Erfahrungsgemäß ist eine Zusatzerdung ab einem Spezifischen Erdwiderstand um 500 Ωm empfehlenswert.

Um die Erdungsimpedanz zu verringern, ist es ausreichend, die Schirmung der Mittelspannungskabel des Parknetzes auf beiden Seiten zu erden. Eine zusätzliche Erdungsverbindung zwischen Windenergieanlagen ist nicht notwendig.

2.1 Stahlrohrtürme

Über 4 Anschlussfahnen, die in das Turminnere geführt werden, wird die Erdungsanlage mit der Turmwand oder dem Turmflansch aus Stahl verbunden, um eine bestmögliche Ableitung des Blitzstromes zu ermöglichen, siehe Abb. 1.

Um eine mögliche Zusatzerdung mit der Erdungsanlage zu verbinden, werden an der Außenkante des Fundaments um jeweils 90° versetzt 4 Anschlussfahnen ins Erdreich ausgeführt.

Für die Anbindung der Erdungsanlage einer externen Transformatorstation werden ebenfalls die ins Erdreich ausgeführten Anschlussfahnen genutzt.

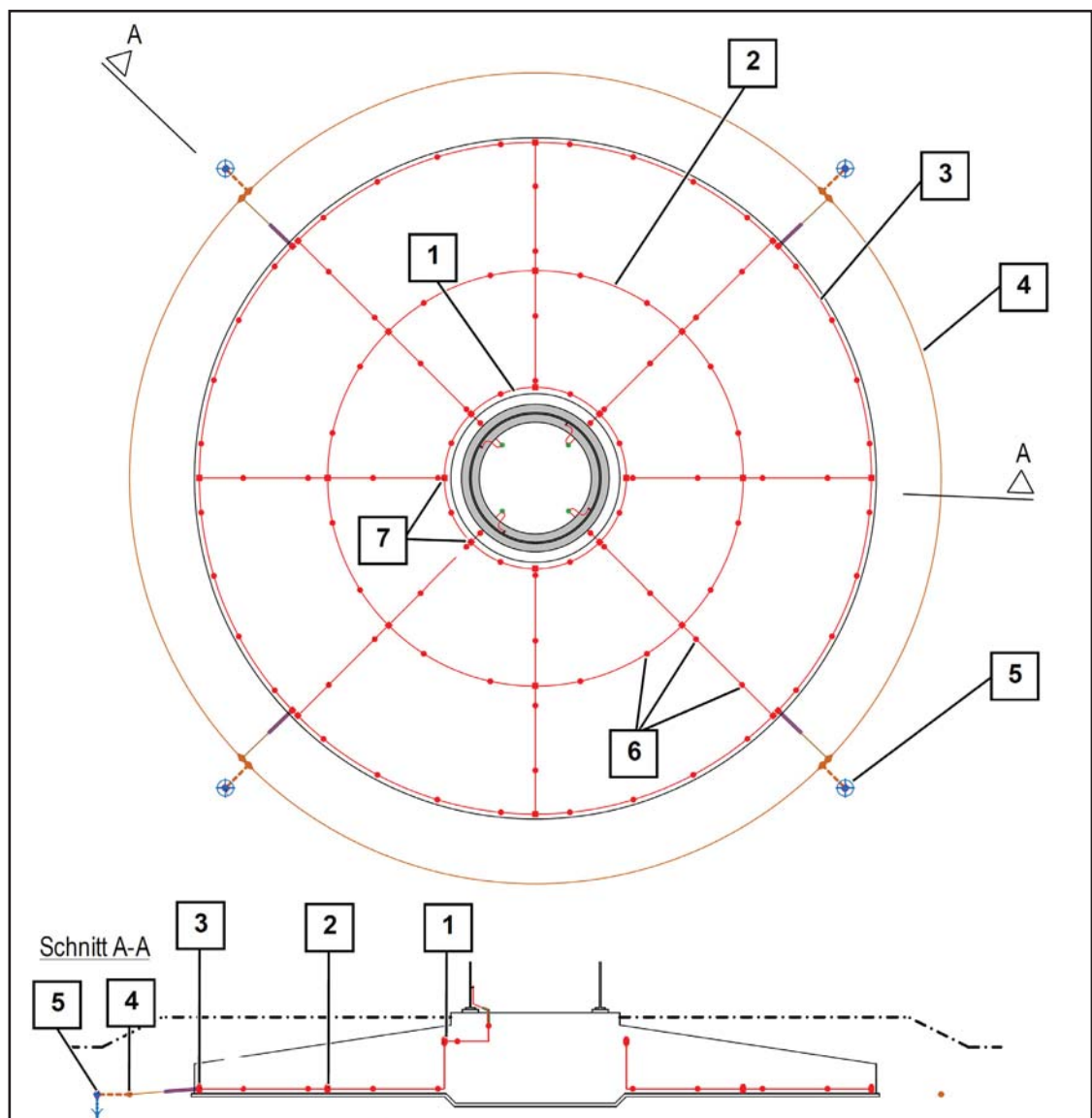


Abb. 1: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Stahlrohrturm)

- | | |
|----------------------------|--|
| 1 Innerer Fundamenterder | 5 Zusätzlicher Tiefenerder |
| 2 Mittlerer Fundamenterder | 6 Verbindung der Erdungsanlage mit der Bewehrung |
| 3 Äußerer Fundamenterder | 7 Verbindung der Fundamenterder untereinander |
| 4 Zusätzlicher Ringerder | |

2.2 Hybridtürme

Im Turmkeller der Fundamente für Hybridtürme wird die Erdungsanlage über vier Erdungsfestpunkte mit der Haupterdungsschiene verbunden, siehe Abb. 2.

Um eine mögliche Zusatzerdung mit der Erdungsanlage zu verbinden, werden an der Außenkante des Fundaments um jeweils 90° versetzt 4 Anschlussfahnen ins Erdreich ausgeführt.

Für die Anbindung der Erdungsanlage einer externen Transformatorstation werden ebenfalls die ins Erdreich ausgeführten Anschlussfahnen genutzt.

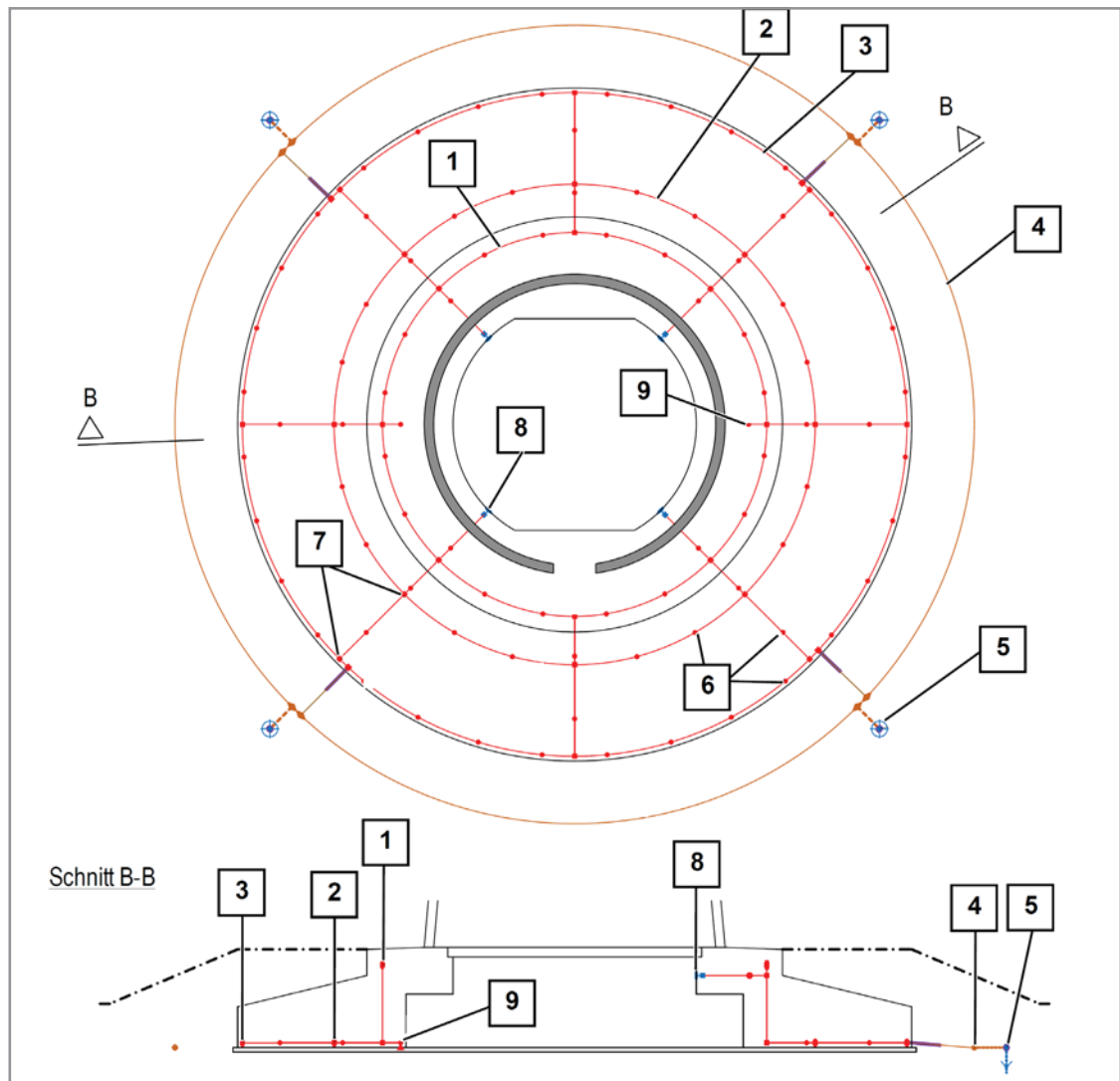


Abb. 2: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Hybridturm)

- | | |
|--|---|
| 1 Innerer Fundamenterder | 7 Verbindung der Fundamenterder untereinander |
| 2 Mittlerer Fundamenterder | 8 Erdungsfestpunkt zum Anschluss an die Haupterdungsschiene |
| 3 Äußerer Fundamenterder | 9 Verbindung mit der Bewehrung der Kellerbodenplatte |
| 4 Zusätzlicher Ringerder | |
| 5 Zusätzlicher Tiefenerder | |
| 6 Verbindung der Erdungsanlage mit der Bewehrung | |

Allgemeine Dokumentation

Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)

Rev. 06/01.07.2020

Dokumentennr.:	E0003950753
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -
Dokument wird elektronisch verteilt.
Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

Inhalt

1.	Gesamtüberblick	5
2.	Äußerer Blitzschutz	6
3.	Innerer Blitzschutz und EMV	9

1. Gesamtüberblick

Der Blitz- und Überspannungsschutz der Gesamtanlage entspricht dem EMV-orientierten Blitzschutzkonzept und richtet sich nach der Norm IEC 61400-24. Das Blitzschutzsystem erfüllt die Anforderungen der Blitzschutzklasse I.

Das interdisziplinäre EMV- und Blitzschutzkonzept der Anlage basiert grundlegend auf einem Basiskonzept der EMV- und Blitzschutzkonzepte und den daraus resultierenden 3 Teilkonzepten:

- Äußerer Blitzschutz
- Innerer Blitzschutz
- EMV

Dabei orientiert sich die Konzeptbildung zur EMV und zum Blitzschutz maßgeblich an existenten elektromagnetischen Feldern aus externen und internen Störquellen, normativen Vorgaben der EMV und des Blitzschutzes sowie anderen Teilkonzepten der Entwicklung einer Windenergieanlage (WEA). Die größte Abhängigkeit besteht zum Niederspannungskonzept und zum Sicherheitskonzept der WEA. Weiterhin sind die Konzepte zum Rotorblatt, zur Rotornabe, zum Maschinenhaus und zum Turm, zur Steuerung und zur Erdung ausschlaggebend für die Gestaltung der EMV und des Blitzschutzsystems. Zur Gliederung des EMV- und Blitzschutzkonzeptes sowie den Abhängigkeiten zu anderen Teilkonzepten siehe Abb. 1.

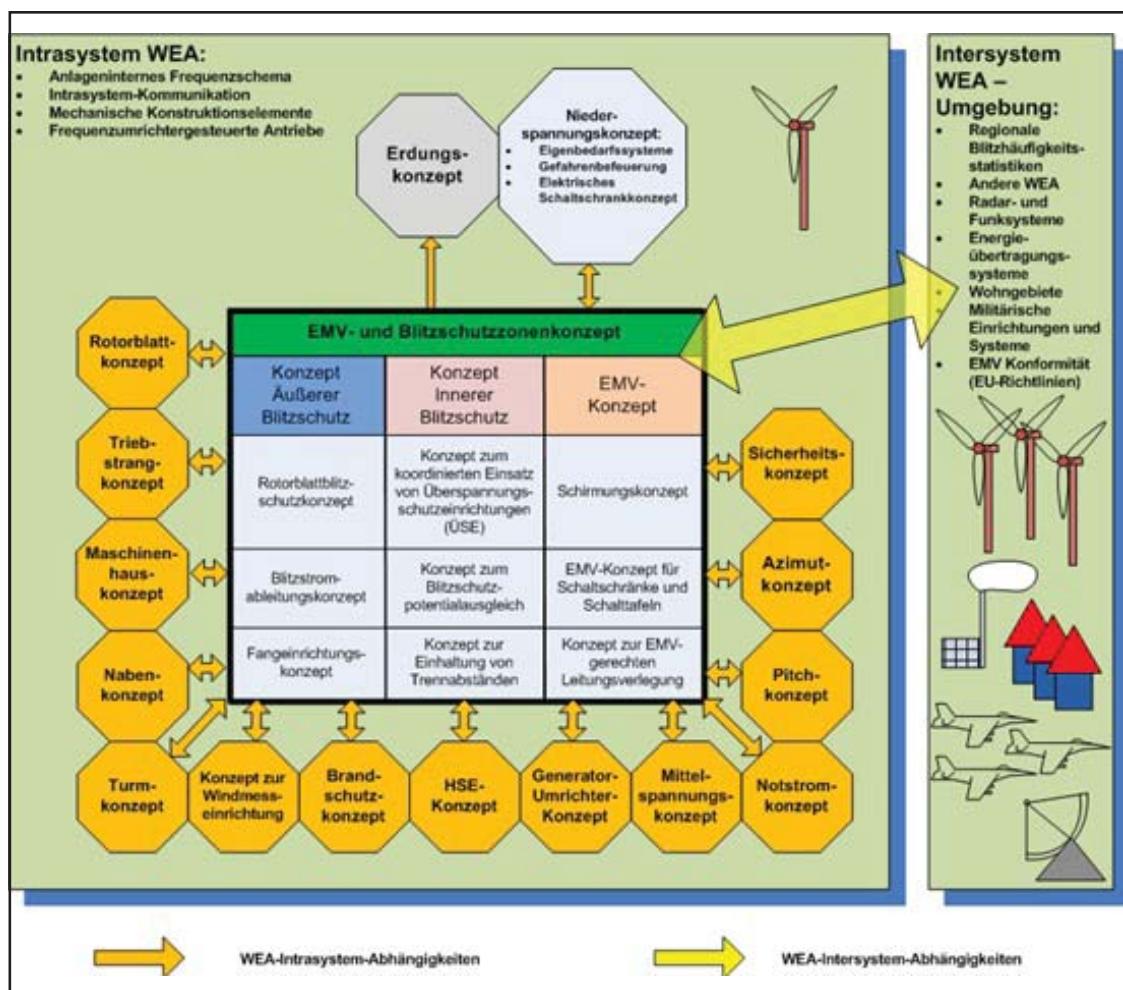


Abb. 1: Darstellung der Intra- und Intersystem-Abhängigkeiten

2. Äußerer Blitzschutz

Das Konzept des äußeren Blitzschutzsystems deckt die Aufgabe des Auffangens der Blitze sowie die sichere Ableitung des Blitzstroms gegen Erde ab (Ausführung unter Beachtung von IEC 62305-3).

Die Rotorblätter sind Luv- und Lee-seitig mit mehreren Blitzrezeptoren ausgestattet. Die Positionierung der Fangeinrichtungen am Rotorblatt orientiert sich an der Materialzusammensetzung des Rotorblattes und somit auch an den Positionen von zusätzlichen elektrischen Systemen und leitfähigen Bauteilen. Von den Blitzrezeptoren wird der Blitzstrom über Kupferleitungen zum Rotorblattlager und anschließend weiter zur Rotornabe geführt. Die Rotorblattlager wurden herstellerseitig erfolgreich gegen die Belastungen der Blitzschutzklasse I geprüft. Die Rotornabe besteht aus einem massiven Stahlkörper.

Die Positionen der Fangeinrichtungen im Außenbereich der Rotornabe und des Maschinenhauses werden mittels 3D-Blitzkugelverfahren bestimmt.

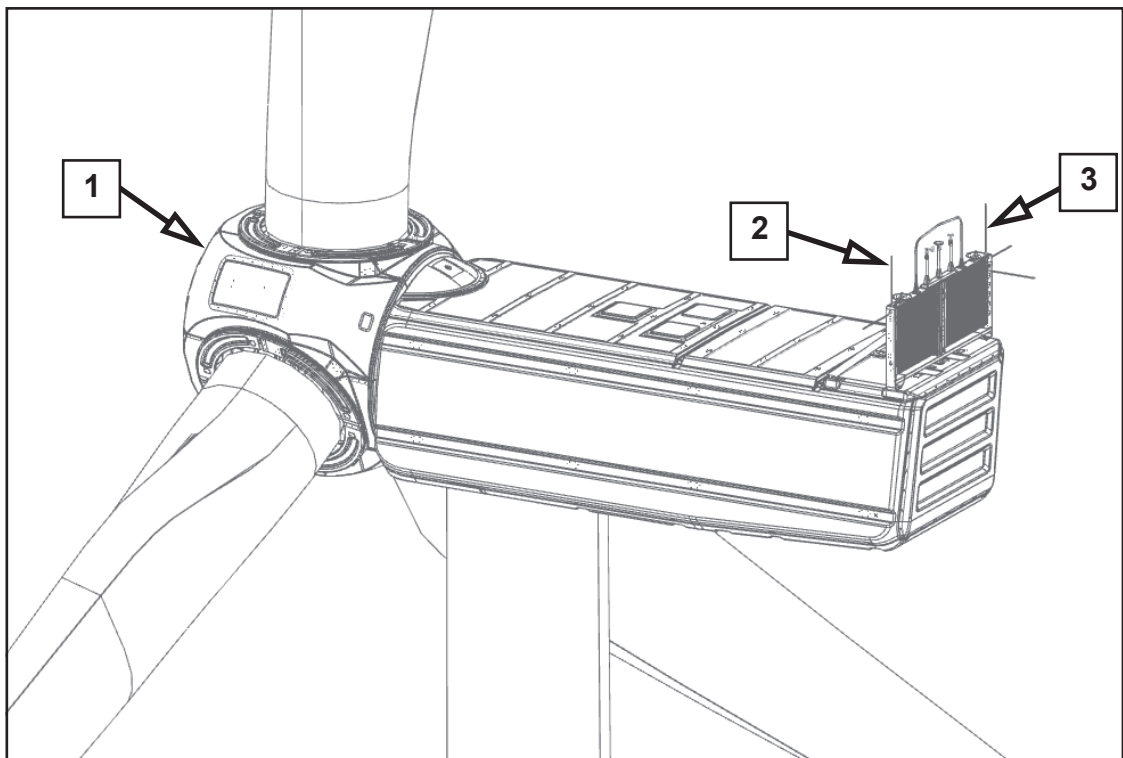


Abb. 2: Schematische Darstellung einer WEA mit Kennzeichnung der Fangeinrichtungen an Rotornabe und Maschinenhaus

- | | |
|--|---|
| 1 Fangeinrichtungen Rotornabe | 3 Fangstangen Maschinenhaus
Wärmeübertrager rechts |
| 2 Fangstangen Maschinenhaus
Wärmeübertrager links | |

Von der Rotornabe wird der Blitzstrom weiter zur Rotorwelle geführt und mit einem Kohlebürstenschleifkontakt direkt zum geerdeten Maschinenträger abgeleitet. Somit werden das Rotorlager, das Getriebe und der weitere Triebstrang vom Blitzstrom entlastet.

Das Tragwerk des Spinners mit seinen 6 um jeweils 60° versetzt umlaufend angeordneten Stahlträgern fungiert als Fangeinrichtung für die Rotornabe. Abb. 2 zeigt die Positionen der Fangeinrichtungen.

Auf dem Maschinenhaus werden die Fangeinrichtungen an der Rahmenkonstruktion des Wärmetauschers installiert und mit dem Stahltragwerk des Bordkranes verbunden. Das Stahltragwerk ist großflächig und niederimpedant über mehrere Flanschstellen mit dem Generatorträger verbunden. Der Generatorträger selbst ist ebenfalls über eine dauerhafte und korrosionsfreie Flanschverbindung mit dem Maschinenträger verbunden.

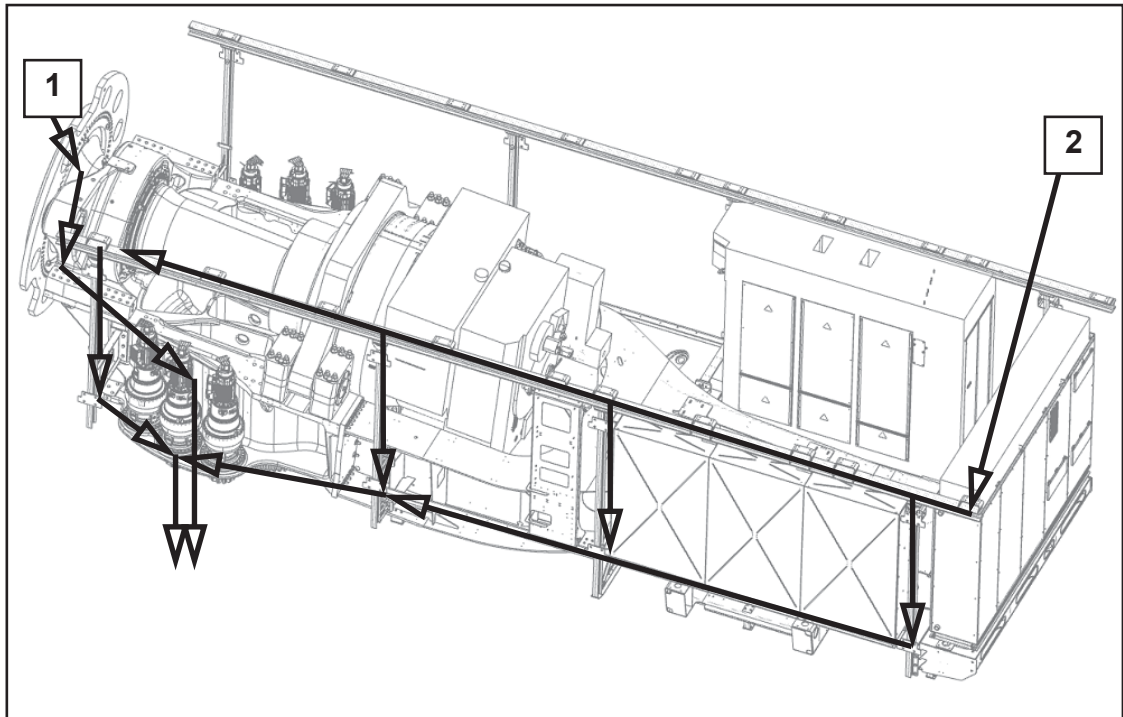


Abb. 3: Schematische Darstellung Blitzstrompfade (einseitig) im Maschinenhaus Delta 4000

- 1 Blitzstrompfad 1, Blitzfußpunkt im Bereich Rotorblatt oder Nabe
- 2 Blitzstrompfad 2, Blitzfußpunkt Maschinenhaus Dachaufbauten

Vom Maschinenträger aus wird die Blitzstromableitung im Azimutlagerbereich durch eine vorgespannte, zweireihige, vierpunktgelagerte Ableitung realisiert.

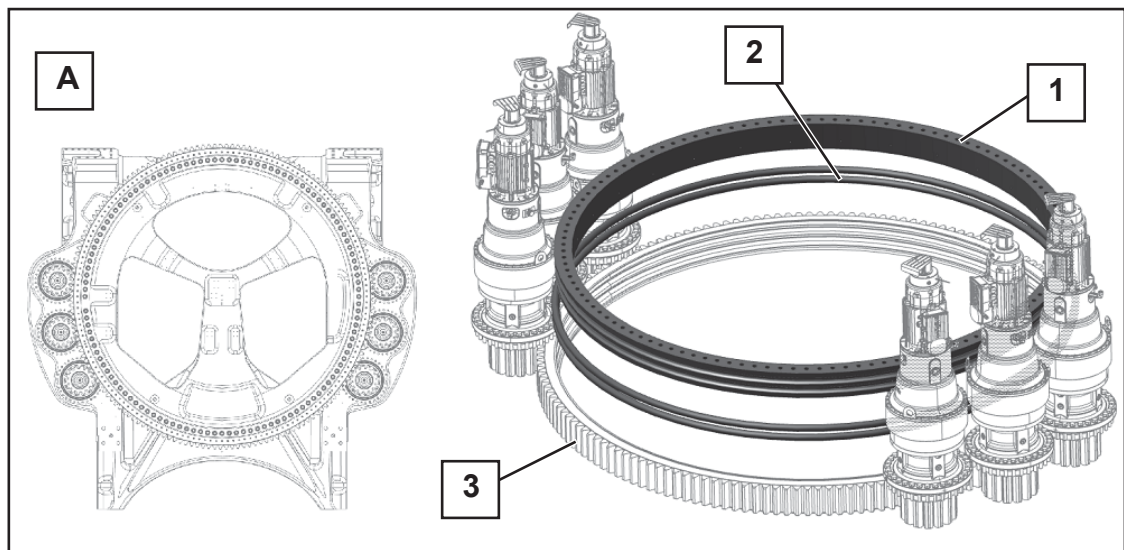


Abb. 4: Azimutlagerbereich mit Blitzstromableitung; Ansicht von unten (A)

- 1 Azimutdrehverbindung Innenring 3 Azimutdrehverbindung Außenring
2 Wälzlagerkugeln für
Azimutdrehverbindung

Der Stahlrohrturm kann aufgrund der Dicke der Turmwand als Blitzfangeinrichtung genutzt werden, darum sind keine gesonderten Fangeinrichtungen vorzusehen. Die Verbindungsstellen der Turmsektionen werden mit vier Erdungsverbindungen überbrückt, die als Leitungen für den Blitzschutzpotentialausgleich einen normgerechten Querschnitt besitzen. Der Turm wird über 4 Anschlussfahnen mit der Fundamenterdungsanlage verbunden.

Bei Hybrid- oder Betontürmen verfügt der aus Beton gefertigte Teil des Turmes über eine mit der Blitzableitung verbundene Bewehrung aus Stahl. Hierfür sind keine separaten Blitzfangstangen notwendig. Der Stahlteil des Turmes entspricht konzeptionell den reinen Stahlrohrtürmen.

Die Windenergieanlage ist mit einer Fundamenterdungsanlage ausgestattet. Diese bietet die Möglichkeit, eine Zusatzerdung anzuschließen, z. B. Ringerder/Tiefenerder nach IEC 61400-24.

3. Innerer Blitzschutz und EMV

Der innere Blitzschutz betrifft den Schutz der inneren elektrischen Systeme gegen induzierte Überspannungen (durch Blitzwirkungen oder Schaltvorgänge in der elektrischen Anlage). Die Auslegung der WEA findet in Anlehnung an die Normenreihe IEC 62305 des Gebäudeblitzschutzes und des Blitzschutzes von Niederspannungsanlagen statt.

Zonenkonzept

Die Einteilung der WEA in Blitzschutzzonen erfolgt nach IEC 61400-24. Die Schutzmaßnahmen werden nach den zugeordneten Bedrohungsgrößen der Blitzschutzklasse I ausgelegt, um die elektrischen Systeme entsprechend ihrer Überspannungskategorie zu schützen.

Blitzschutzpotentialausgleich

Sämtliche Komponenten im Maschinenhaus und der Rotornabe, wie Rotorlager, Generator, Getriebe und Hydraulikstation, werden über normgerecht dimensionierte Erdungsleitungen mit dem Maschinenträger bzw. Generatorträger verbunden.

Schirmung

Es wird flächendeckend eine Schirmung der elektrischen Leitungen zum Schutz vor feldgebundenen Störgrößen eingesetzt z. B. zwischen den Schaltschränken bzw. zwischen den Blitzschutzzonen. Je nach Anforderungen findet eine direkte Erdung, der Einsatz von Überspannungsschutzeinrichtungen oder eine Kombination dieser Maßnahmen an den Enden der Schirmungen statt.

Überspannungsschutzeinrichtungen (ÜSE)

Sämtliche Elektronikbaugruppen und alle anderen Endgeräte werden entsprechend ihrer Störfestigkeit mit zusätzlichen Überspannungsschutzeinrichtungen nach IEC 61643-11 beschaltet. Die Schutzwirkung wurde entsprechend der Blitzschutzzonen koordiniert. Elektrische Zusatzsysteme in den Rotorblättern werden aufgrund der konzentrierten Wirkung der Blitzströme mit ÜSE Typ I geschützt. Beispielsweise werden die Schaltschränke in Turmfuß, Maschinenhaus und Rotornabe durch ÜSE Typ II (bzw. auch I/II) gegen induzierte Stoßströme geschützt. Großteils sind die eingesetzten ÜSE mit einer Fernmeldfunktion ausgestattet.

Elektromagnetische Verträglichkeit

Die Betrachtung der elektromagnetischen Verträglichkeit und die Einteilung der EMV-Zonen zur Gefährdungsabschätzung stützt sich ebenfalls auf die Betrachtung der Blitzschutzzonen.

Zur systematischen Betrachtung der EMV wurde eine Beeinflussungsmatrix der elektrischen Systeme aufgestellt, sowie eine Leitungsklassifizierung vorgenommen. Dementsprechend erfolgen die Leitungsverlegung und das Schaltschranklayout. Störende und störanfällige Komponenten werden soweit wie möglich räumlich voneinander getrennt. Eine Schleifenbildung in den Leitungswegen wird vermieden. Durch Leitungsschirmungen, metallische Kabeltrassen und die Schaltschrankgehäuse selbst wird eine ausreichende Schirmwirkung erreicht. Zusätzlich kommen ÜSE Typ III für Datenleitungen, die durch EMV-Zonengrenzen verlaufen, zur Anwendung. An Geräten, die empfindlich hinsichtlich der Netzqualität sein können, kommen Netzfilter zum Einsatz.

Eine Vermeidung von Problemen hinsichtlich der EMV wird dadurch erreicht, dass z. B. die Datenübertragung zwischen dem Schaltschrank im Turmfuß und dem Maschinenhaus galvanisch getrennt über Lichtwellenleiter erfolgt.

Allgemeine Dokumentation

Eiserkennung an Nordex- Windenergieanlagen

Rev. 06/01.07.2020

Dokumentennr.:	NALL01_008528
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -
Dokument wird elektronisch verteilt.
Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500, N100/2500, N117/2400,
Delta	K08 Delta	N100/3300, N117/3000, N117/3000 controlled, N117/3600, N131/3000, N131/3000 controlled, N131/3300, N131/3600, N131/3900,
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

Inhalt

1.	Zweck dieses Dokumentes	5
2.	Stoppen der WEA bei Eisansatz – warum?.....	6
3.	Möglichkeiten der Eiserkennung in Betriebsführung und Sensorik	7
4.	Bei Eisansatz	8

1. Zweck dieses Dokumentes

Dieses Dokument beschreibt die Grundlagen und Möglichkeiten der Eiserkennung sowie die zu ergreifenden Maßnahmen und Verpflichtungen.

Zudem beschreibt es wie sich eine Nordex-Windenergieanlage verhält, wenn die Wetterbedingungen Eisansatz erwarten lassen, und welche Detektionsmöglichkeiten es gibt.

2. Stoppen der WEA bei Eisansatz – warum?

Objekte, deren Entfernung von der Windenergieanlage (WEA) geringer ist als 1,5 mal der Summe von Nabenhöhe und Rotordurchmesser, können durch von den Rotorblättern weggeschleudertes Eis, das sich durch Fliehkräfte gelöst hat, gefährdet werden. Dieses sich lösende Eis kann zudem entsprechend der Windrichtung und Windgeschwindigkeit abgetrieben werden.

Grundsätzlich hat der Betreiber bei entsprechenden Wetterlagen (insbesondere Glatteis, Nebel bei Frost) den Zustand der WEA zu überwachen. Sofern sich Objekte, z. B. Straßen, in einer geringeren Entfernung von der WEA befinden als vorstehend beschrieben, muss die WEA gestoppt werden bzw. ein Wiederanlauf ist zu verhindern (GL-Richtlinie). Ein entsprechender Hinweis ist in der Betriebsanleitung enthalten. Es sind durch den Betreiber der Anlage Hinweisschilder „Achtung Eisabwurf“ im Umkreis von 300 m um die Anlage aufzustellen.

3. **Möglichkeiten der Eiserkennung in Betriebsführung und Sensorik**

Jede WEA kann Eisansatz anhand der Standard-Sensorik indirekt erkennen. Dazu gibt es drei unterschiedliche und voneinander unabhängige Erkennungsmöglichkeiten:

- Erkennung von Unwuchten und Vibrationen

Eisansatz an den Rotorblättern findet in der Regel ungleichmäßig bzw. unsymmetrisch statt. Diese entstehenden Gewichtsunterschiede auf den Rotorblättern führen bei der Drehbewegung des Rotors zu einer Unwucht im Antriebsstrang. Diese Unwucht wirkt auch auf Maschinenhaus und Turm. Die daraus resultierenden Vibrationen werden über die standardmäßig installierten und dauerhaft arbeitenden Schwingungssensoren erkannt.

- Erkennung von nicht plausiblen Betriebsparametern

Im Betrieb der WEA werden kontinuierlich alle wichtigen Betriebsparameter aufgezeichnet. Die Werte für Windgeschwindigkeit und Leistung werden mit den Soll-Werten aus der Steuerung verglichen.

Bei Eisansatz verändert sich sehr schnell das aerodynamische Profil der Rotorblätter. Es kommt zu einer Abweichung zwischen Soll- und Ist-Leistung. Die Abweichung darf definierte Grenzen nicht überschreiten.

Diese Erkennungsmöglichkeit ist auch dann wirksam, wenn der Eisansatz gleichmäßig bzw. symmetrisch auftritt, wenn also keine Unwucht erkannt werden kann.

- Erkennung von unterschiedlichen Messwerten der Windsensoren

Auf Nordex-Windenergieanlagen werden Windgeschwindigkeit und Windrichtung in der Regel durch je ein Schalenstern-Anemometer und ein Ultraschall-Anemometer gemessen. Beim Schalenstern-Anemometer wird die Lagerung beheizt, an den Schalen selbst kann sich jedoch Eis ansetzen. Dies führt bei Eisansatz zu einer Verringerung der gemessenen Windgeschwindigkeit.

Auch das Ultraschall-Anemometer wird beheizt. Es misst jedoch weiterhin die richtige Windgeschwindigkeit, da es keine beweglichen oder unbeheizten Teile besitzt. Die Messwerte der beiden Anemometer werden ständig miteinander verglichen. Größere oder dauerhafte Abweichungen bei den Messwerten deuten auf Eisansatz hin.

Bei einem Auftreten der ersten beiden Zustände wird die WEA gestoppt. Bei dem dritten Zustand kann die WEA automatisch gestoppt werden. Der entsprechende Fehler wird immer an die Nordex-Fernüberwachung gemeldet.

4. Bei Eisansatz

Die WEA reagiert auf möglichen Eisansatz mit definierten Maßnahmen:

- Die WEA wird sofort sanft gestoppt.
- Jeder Stopp einer WEA wird automatisch an die Fernüberwachung gemeldet. Die Fehlermeldung beinhaltet u. a. den Grund des Fehlers.
- Bei allen Fehlerzuständen ist gesichert, dass die WEA nicht selbständig wieder anläuft. So ist ein Wegschleudern von Eis ausgeschlossen.
- Alle Ereignisse der WEA (z. B. Stopp und Wiederanlauf) werden im Logbuch in der Steuerung erfasst. Das Logbuch steht zu späterem Nachweis zur Verfügung.

Im Stillstand entsprechen die von der WEA ausgehenden Gefahren durch herabfallendes Eis denen, die von beliebigen anderen Bauwerken, Gebäuden oder Bäumen ebenfalls ausgehen. Ein Wegschleudern von Eisstücken ist durch die Stillsetzung der WEA ausgeschlossen. Zur Warnung vor eventuell herabfallenden Eisstücken sind Aufkleber oder Warnschilder geeignet, die an bzw. in der Nähe der WEA angebracht werden können.

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.4 Standsicherheit

 Baugrundgutachten

Das Baugrundgutachten wird nachgereicht.

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

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

Inhalt

1	Gründung: Fundament als Flachgründung.....	3
2	Gründung: Fundament als Pfahl-/Tiefgründung.....	3
3	Bemessung: Montage-Kranstellflächen und Zuwegung	5
4	Geotechnische Untersuchungen	6
5	Geotechnisches Gutachten.....	6
6	Weitere Hinweise	6
7	Grundlagen.....	7

Dies Dokument ist gültig für Errichtungen in Deutschland und Österreich.

1 Gründung: Fundament als Flachgründung

- Zulässige Bodenpressung als mittlere Bodenpressung.
- Angaben zur Lösbarkeit des anstehenden Bodens sowie ggf. des Festgesteins gem. ATV DIN 18300.
- Angaben der Steifemoduli „Es statisch“ und „Es dynamisch“ gemäß „Betonkalender 1978, Seite 848 ff.“ (Anlage 1). Mit diesen Werten und der Fundamentgrundfläche wird die Drehfedersteifigkeit ermittelt. Angabe des Reibungswinkels zwischen Stahlbetonfundament und Boden.
- Angabe des Bemessungswasserstandes, der am Standort zu erwarten ist. Angabe von zusätzlichen Wasserständen im Bauzustand falls erforderlich. Vorschlag von Baugrundverbesserungsmaßnahmen mit näherer Beschreibung (z.B. Bodenaustausch mit anschließendem Tragschichtpolstereinbau, Rüttelstopfverdichtung etc.), wenn abzusehen ist, dass diese erforderlich sind. Angaben über die Aggressivität des - Grundwassers und ggf. des Bodens.
- Zu erwartende Setzungen aus ständiger Belastung und aus den wechselnden Belastungen aus der Windenergieanlage und dem Fundamentkörper.
- Angaben über die maximal zulässige Neigung der Böschung der Baugrube für die relevanten Baugrundsichten.
- Angaben über die Trockenhaltung der Baugrube während der Bauzeit.
- Angaben zur Durchlässigkeit (k_f) der Homogenbereiche.
- Angaben zur Verwendung des Erdaushubs zur Wiederanfüllung, auch für die Schnittstelle zwischen Fundamentarbeitsraum und Kranstellfläche.
- Erschöpfende Erkundung des Baugrundes mittels Aufschlüssen, als Grundmenge:
 - 2 direkte Aufschlüsse im Bereich des Fundaments, 1x in Richtung Kranstellfläche, 1x in Gegenrichtung dazu.
 - 4 indirekte Aufschlüsse, 2x im Bereich des Fundaments (<2m Abstand zum direkten Aufschluss), 2x im Bereich der Kranstellfläche.
- Darstellung des Fundaments in Grundriss und Schnitten, Darstellung des Schnittes inkl. Höhendifferenz Fundamentkörper – Kranstellfläche

2 Gründung: Fundament als Pfahl-/Tiefgründung

- Angaben über die im Baugebiet üblichen Pfahlsysteme.

- Angaben zur Lösbarkeit des anstehenden Bodens gem. ATV DIN 18301.
- Angaben über die äußere Tragfähigkeit der Pfähle bei Druck- und Zugbelastungen für die Extremlastfälle und für zyklische und dynamische Einwirkungen sollten im Rahmen einer Vorbemessung enthalten sein
- Angaben über die dazugehörigen Pfahllängen, bezogen auf Oberkante Gelände in Fundamentmitte.
- Angaben über die Bodenschichtdicken sowie Abschätzung der dazugehörigen horizontalen Steifemoduli „Es statisch“ und „Es dynamisch“ zur Ermittlung der „Horizontalfedersteifigkeit“ und „Drehfedersteifigkeit“ des räumlichen Tragsystems „Fundament und Pfähle“.
- Angabe der Pfahlwiderstände (Spitze & Mantel) für die in Frage kommenden Homogenbereiche
- Angaben über die zulässigen minimalen Pfahlabstände am Pfahlkopf und am Pfahlfuß
- Angaben über möglichen Pfahlneigungen.
- Angaben über die zu erwartenden zugehörigen Pfahlkopfsetzungen bei den o.g. Pfahllasten.
- Angaben über den niedrigsten und höchsten Grundwasserstand, der am Standort zu erwarten ist. Angabe von zusätzlichen Wasserständen im Bauzustand falls erforderlich.
- Angaben über die Aggressivität des Grundwassers und ggf. des Bodens
- Angaben darüber, ob der Baugrund das Frischbetongewicht des Fundamentes aufnehmen kann, oder welche Betonierlast für den Boden unter dem Fundament aufnehmbar ist.
- Angaben über die maximal zulässige Neigung der Böschung der Baugrube für die relevanten Baugrundsichten
- Angaben über die Trockenhaltung der Baugrube während der Bauzeit.
- Angaben zur Durchlässigkeit (k_f) der Homogenbereiche
- Angaben zur Verwendung des Erdaushubs zur Wiederauffüllung, auch für die Schnittstelle zwischen Fundamentarbeitsraum und Kranstellfläche.
- Erschöpfende Erkundung des Baugrundes mittels Aufschlüssen, als Grundmenge:
 - 2 direkte Aufschlüsse im Bereich des Fundaments, 1x in Richtung Kranstellfläche, 1x in Gegenrichtung davon entfernt.

- 4 indirekte Aufschlüsse, 2x im Bereich des Fundaments (<2m Abstand zum direkten Aufschluss), 2x im Bereich der Kranstellfläche
-
- Darstellung des Fundaments in Grundriss und Schnitten, Darstellung des Schnittes inkl. Höhendifferenz Fundamentkörper – Kranstellfläche

3 Bemessung: Montage-Kranstellflächen und Zuwegung

- Allgemeine Angaben zum Standort und Bemessung
 - Lageplan, Geländemodell, Grabensysteme, Vornutzung
 - Grundwasseranalyse (pH-Wert)
 - Anforderungen an die Behandlung des Mutterbodens
- Angabe des verfügbaren Tragschichtmaterials (Kornverteilung, Kornfestigkeit, Kornform oder Eignungsprüfung nach z.B. TL SoB 04)
- Angaben zum Schichtenmodell und Beschreibung je Standort mit zugehörigen Aufschlüssen. Für die Planung der Kranstellflächen und Transportwege sind folgende Aufschlüsse durchzuführen:
 - Je Kranstellfläche ≥ 3 Aufschlüsse, zwei im Bereich der Kranaufstandsfläche, eine im Bereich der restlichen Fläche.
 - je Streckenstrang (≤ 650 m) eine indirekte Erkundung z. B. in Form einer Drucksondierung (CPT) bis auf die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen.
 - je Streckenstrang (≤ 650 m) eine direkte Erkundung z. B. in Form einer Kleinrammbohrung. bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen.
 - je Bodenschicht- und/ oder Bodeneigenschaftswechsel oder Tiefenmeter mindestens eine Bodenprobe zu entnehmen.
 - die Auswertung der gewonnenen Bodenproben im Baugrundlabor zur Ermittlung der Bodenparameter (Rechenwerte) bzw. zur Bestätigung der in den Normen genannten Rechenwerte vorzunehmen.
 - dynamische und statische Plattendruckversuche bei den Kranstellflächen und der Zuwegung zur Bemessung der erforderlichen Aufbaustärken der Tragschichten möglich ist,
- Zuordnung von charakteristischen Kennwerten je Standort in engen Grenzen, ggf. je Aufschluss falls mehrere Aufschlüsse an einem Standort, für das maßgebende Spannungsniveau (im Fall einer Kranaufstandsfläche ca. 260 kN/m²)
 - Undrainierte Scherfestigkeit φ_u [°], c_u [kN/m²]
 - drainierte Scherfestigkeit φ [°], c [kN/m²]

- Wichte bei normaler Bodenfeuchte γ [kN/m³], Wichte unter Auftrieb γ' [kN/m³]
- Durchlässigkeit k_f [m/s]
- Verformungsverhalten anstehender Bodenschichten (E-Modul E [MN/m²] oder Steifemodul E_s [MN/m²])
- Kennwerte zur Berücksichtigung des zeitabhängigen Verhaltens
- (Konsolidierungsbeiwert c_v , ersatzweise Durchlässigkeitskoeffizient k_f)
- ggf. Kohäsion infolge Bindemittelstabilisierung c [kN/m²])

4 Geotechnische Untersuchungen

Nach der „Richtlinie für Windkraftanlagen“, Fassung Oktober 2012, Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt – Berlin, Ziffer 11.2.1, 2. Absatz, und der „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen; Ausgabe 2003 mit Ergänzung 2004“ der Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Kapitel 6.7, Ziffer 6.7.2.3, sind die geotechnischen Untersuchungen für die Gründungen von Windenergieanlagen der Geotechnischen Kategorie 3 (GK 3) zuzuordnen. Die geotechnischen Untersuchungen des Baugrundes und Lieferung der geotechnischen Daten sind im „Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik – Teil 1: Allgemeine Regeln; Deutsche Fassung EN 1997-1: 2004 + AC: 2009“*, Ziffer 3, geregelt und genau beschrieben. -

5 Geotechnisches Gutachten

Die Einzelheiten der „Geotechnischen Untersuchungen“ sind gemäß „Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik – Teil 1: Allgemeine Regeln; Deutsche Fassung EN 1997-1:2004 + AC:2009“¹, Ziffer 2.8 in einem „Geotechnischen Gutachten“ darzustellen. In diesem Gutachten sollten alle unter Punkt 1, 2 und 3 geforderten Angaben zur Bemessung der Gründung, Montage-, Kranstellflächen und Zuwegung von Windenergieanlagen enthalten sein.

6 Weitere Hinweise

Baugrunderkundungen sind grundsätzlich nach nationalen Normen und Vorschriften durchzuführen. Die Anforderungen incl. der angegebenen Baugrundkennwerte in diesem Dokument ersetzen nicht bestehende Normen, Richtlinien und den Stand der Technik.

¹ Der Eurocode 7 kann beim Beuth-Verlag, Berlin bezogen werden. (www.beuth.de).

Grundlagen

Weiterhin ersetzen die Anforderungen aus diesem Dokument nicht die fachkundige Bewertung durch einen Baugrundgutachter / geotechnischen Sachverständigen, der idealerweise mit den geotechnischen Gegebenheiten am Standort vertraut ist.

Wird aufgrund örtlicher Gegebenheit nach fachkundlicher Abwägung von den Anforderungen in diesem Dokument abgewichen, so ist dies im Gutachten entsprechend kenntlich zu machen.

7 Grundlagen

Für die Erkundung anzuwendende Normen und Regelwerke

- DIN EN 1997-1: Eurocode 7, Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik – Teil 1: Allgemeine Regeln; Deutsche Fassung EN 1997-1:2004 + AC:2009 + A1:2013 (mit DIN EN 1997-1/NA)
- DIN EN 1997-2: Eurocode 7, Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik – Teil 2: Erkundung und Untersuchung des Baugrunds; Deutsche Fassung EN 1997-2:2007 + AC:2010 (mit DIN EN 1997-2/NA)
- DIN 4020: Geotechnische Untersuchungen für bautechnische Zwecke – Ergänzende Regelungen zu DIN EN 1997-2 (mit den dazu gehörigen Anwendungshilfen, Erläuterungen)
- DIN 1054: Baugrund – Sicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau – Ergänzende Regelungen zu DIN EN 1997-1 (sowie die Ergänzungen DIN 1054/A1 und DIN 1054/A2)
- DIN EN ISO 22475-1: Geotechnische Erkundung und Untersuchung - Probenentnahmeverfahren und Grundwassermessungen
- DIN EN ISO 22476 (Teil 1 - 15): Geotechnische Erkundung und Untersuchung – Felduntersuchungen
- DIN 4094-2, 4: Baugrund – Felduntersuchungen (für Bohrlochrammsondierung und Flügelscherversuche)
- DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen (Fassung 10/2012)

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.4 Standsicherheit

16.1.4.a Vestas - TP-Einbauten-CHT-3108363-3-d-T21-V150-166m-169m

Der Prüfbericht für eine Typenprüfung ist Geschäfts- und Betriebsgeheimnis und streng vertraulich. Das Dokument ist daher nicht Teil der ausgelegten Antragsunterlagen.

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.4 Standsicherheit

16.1.4.a Vestas - TP-Fundament-FGmA-3170518-22-d-Rev.3-V150--5.4--5.6--
6.0MW-166m-25a-(0092-6857)

Der Prüfbericht für eine Typenprüfung (Fundament) ist Geschäfts- und Betriebsgeheimnis und streng vertraulich. Das Dokument ist daher nicht Teil der ausgelegten Antragsunterlagen.

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.4 Standsicherheit

16.1.4.a Vestas - TP-Turm-CHT-3170518-12-d-Rev.2-V150--5.4--5.6--6.0MW-
166m-25a

Der Prüfbericht für eine Typenprüfung (Turm) ist Geschäfts- und Betriebsgeheimnis und streng vertraulich. Das Dokument ist daher nicht Teil der ausgelegten Antragsunterlagen.



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

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-106



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

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-106

Auftraggeber: OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH
Gesandtenstr. 3
D-93047 Regensburg

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

Datum: 15. August 2022

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	31.03.2022	Erste Ausgabe	Clausen
1	15.08.2022	Redaktionelle Änderung	Clausen

Verfasser:

M. Ed. Florian Clausen, Sachverständiger
Husum, 15.08.2022

**Geprüft:**

Dipl.-Ing. (FH) Christian Kebbel, Sachverständiger
Husum, 15.08.2022

**Freigegeben:**

M. Sc. Guido Köhler, Sachverständiger
Husum, 15.08.2022



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.....	11
2	Aufgabenstellung und Standort	12
2.1	Umfang des Gutachtens	12
2.2	Standortbeschreibung.....	12
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	12
3	Vergleich der Windbedingungen.....	15
3.1	Grundlagen.....	15
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	16
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	16
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	16
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	17
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	17
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	19
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	21
3.4	Schräganströmung δ	29
3.5	Höhenexponent α	29
3.6	Luftdichte ρ	30
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	31
4	Zusammenfassung (Variante 1).....	32
4.1	Neu geplante WEA	32
4.2	Bestehende WEA.....	33
5	Zusammenfassung (Variante 2).....	34
5.1	Neu geplante WEA	34
5.2	Bestehende WEA.....	35
6	Standortbesichtigung	36
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	37
	Literaturverzeichnis.....	39

Abbildungsverzeichnis

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

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	13
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	13
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	15
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	16
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	17
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	20
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	21
Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1 (Variante 1 und Variante 2)	23
Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9.1 bzw. 9.2	23
Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 1.....	24
Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 1	25
Tabelle 3.11: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 2.....	26
Tabelle 3.12: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 2	27
Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.1	28
Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.1	28
Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.2	28
Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	30
Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	31
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA – Variante 1	32
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	33
Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA – Variante 2	34
Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	35

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.
- 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 Hersteller 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 V150-5.6 MW auf 166.0 m Nabenhöhe am Standort Willerstedt in Thüringen. Hinsichtlich der Bestandssituation werden zwei Varianten betrachtet.

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 1.37, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W1 und W9 in beiden Varianten.

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	Betrachtet in Variante	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH ² [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]
					Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]											
W1	-	Neu	1 & 2	Ja	Nein	-	673406	5661434	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	25	10
W2.1	WTG 01	Bestand	1	Ja	Nein	-	673892	5661497	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W3.1	WTG 02	Bestand	1	Ja	Nein	-	674341	5661448	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W4.1	WTG 03	Bestand	1	Ja	Nein	-	673576	5661178	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W5.1	WTG 04	Bestand	1	Ja	Nein	-	674045	5661057	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W6.1	WTG 05	Bestand	1	Ja	Nein	-	674573	5661103	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W7.1	WTG 06	Bestand	1	Ja	Nein	-	673607	5660479	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W8.1	WTG 07	Bestand	1	Ja	Nein	-	674222	5660340	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W9.1	PF01.1	Bestand	1	Ja	Nein	-	673624	5661472	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	25	10
W10.1	PF02	Bestand	1	Ja	Nein	-	673972	5661171	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	25	10
W2.2	WTG 01	Bestand	2	Ja	Nein	-	673892	5661497	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W3.2	WTG 02	Bestand	2	Ja	Nein	-	674341	5661448	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W4.2	WTG 03	Bestand	2	Ja	Nein	-	673576	5661178	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W5.2	WTG 04	Bestand	2	Ja	Nein	-	674045	5661057	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W6.2	WTG 05	Bestand	2	Ja	Nein	-	674573	5661103	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W7.2	WTG 06	Bestand	2	Ja	Nein	-	673607	5660479	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W8.2	WTG 07	Bestand	2	Ja	Nein	-	674222	5660340	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W9.2	PF01.1	Bestand	2	Ja	Nein	-	673624	5661472	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	25	10
W10.2	PF02	Bestand	2	Ja	Nein	-	673972	5661171	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	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/m ³]	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1	DIBt 2012	S	S	7.5	2.22	37.6	S	8.0	0.27	1.224	25	[24.1] [24.2]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

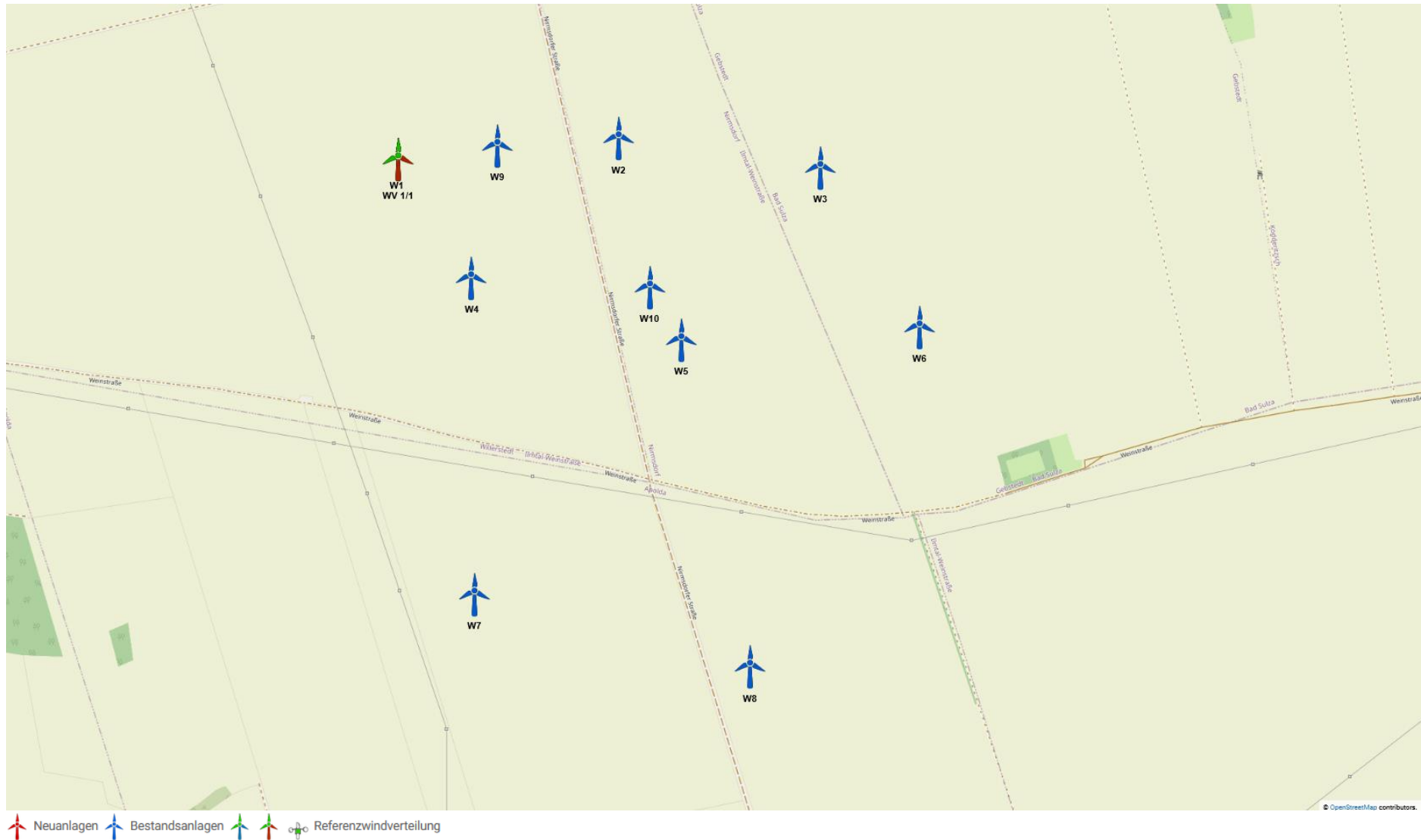


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

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 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
673406	5661434	166.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.7	2.05	4.3	-
NNO 30			4.8	1.97	7.6	-
ONO 60			5.5	2.35	8.1	-
O 90			5.2	2.27	4.5	-
OSO 120			4.7	2.13	2.2	-
SSO 150			5.7	2.19	3.4	-
S 180			7.5	2.49	10.5	-
SSW 210			8.5	2.04	15.3	-
WSW 240			9.8	2.20	17.5	-
W 270			9.4	2.22	15.1	-
WNW 300			8.9	2.34	7.2	-
NNW 330			6.9	2.23	4.3	-
Gesamt			7.7	1.88	100.0	6.8

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	6.80	7.50	1.88	2.22	-	Ja	Ja	Nein

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

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

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

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

der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

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

Interne W-Nr.	WZ _{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	39.19	32.69	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 $5 z_{hub}$ leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um $2 z_{hub}$ 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: 166.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.120
NNO	30	0.121
ONO	60	0.114
O	90	0.112
OSO	120	0.118
SSO	150	0.125
S	180	0.115
SSW	210	0.112
WSW	240	0.120
W	270	0.105
WNW	300	0.105
NNW	330	0.119

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

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

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität 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 Nabhöhenunterschied 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 sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorische 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 ist die folgende sektorische Abschaltung notwendig und werden bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt.

Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1 (Variante 1 und Variante 2)

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	41	119	v_{in}	v_{out}	Abschaltung

Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9.1 bzw. 9.2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	221	299	v_{in}	v_{out}	Abschaltung

3.3.3.3 Ergebnis (Variante 1)

Die folgende Tabelle 3.9 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit 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. Für WEA die nach der Richtlinie DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist nur die mittlere konstante effektive Turbulenzintensität am unteren Ende der Tabelle relevant.

Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 1

v_{hub}	W3.1[B]	W5.1[B]	W9.1[S]	W10.1[S]	Referenz Klasse B	Referenz Klasse S
3	0.321	0.629	0.395	0.647	0.366	0.370
4	0.288	0.599	0.375	0.647	0.301	0.340
5	0.266	0.601	0.342	0.599	0.262	0.306
6	0.246	0.562	0.313	0.554	0.236	0.281
7	0.231	0.527	0.290	0.519	0.217	0.260
8	0.219	0.504	0.268	0.482	0.203	0.243
9	0.210	0.491	0.236	0.419	0.192	0.230
10	0.189	0.416	0.202	0.347	0.183	0.216
11	0.167	0.335	0.173	0.283	0.176	0.192
12	0.152	0.279	0.153	0.237	0.170	0.168
13	0.142	0.240	0.140	0.204	0.165	0.158
14	0.135	0.213	0.131	0.179	0.161	0.147
15	0.129	0.190	0.124	0.158	0.157	0.142
16	0.124	0.172	0.119	0.143	0.154	0.136
17	0.120	0.158	0.115	0.132	0.151	0.133
18	0.117	0.146	0.112	0.123	0.149	0.129
19	0.114	0.135	0.110	0.117	0.146	0.127
20	0.111	0.124	0.108	0.113	0.144	0.124
21	0.109	0.115	0.106	0.109	0.142	0.123
22	0.107	0.110	0.104	0.107	0.141	0.122
23	0.105	0.106	0.103	0.105	0.139	0.120
24	0.103	0.104	0.102	0.103	0.138	0.118

Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 1

v_{hub}	W1[S]	W2.1[B]	W3.1[B]	W4.1[B]	W5.1[B]	W6.1[B]	W7.1[B]	W8.1[B]	W9.1[S]	W10.1[S]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse B
3	0.344	0.383	0.321	0.381	0.629	0.303	0.290	0.285	0.395	0.647	0.370	0.366
4	0.322	0.355	0.288	0.343	0.599	0.270	0.245	0.240	0.375	0.647	0.340	0.301
5	0.293	0.351	0.266	0.325	0.601	0.243	0.215	0.211	0.342	0.599	0.306	0.262
6	0.268	0.331	0.246	0.297	0.562	0.223	0.193	0.191	0.313	0.554	0.281	0.236
7	0.249	0.315	0.231	0.273	0.527	0.209	0.175	0.176	0.290	0.519	0.260	0.217
8	0.230	0.305	0.219	0.255	0.504	0.196	0.161	0.164	0.268	0.482	0.243	0.203
9	0.202	0.301	0.210	0.242	0.491	0.179	0.148	0.153	0.236	0.419	0.230	0.192
10	0.172	0.264	0.189	0.211	0.416	0.161	0.137	0.142	0.202	0.347	0.216	0.183
11	0.147	0.223	0.167	0.178	0.335	0.147	0.130	0.133	0.173	0.283	0.192	0.176
12	0.129	0.194	0.152	0.153	0.279	0.137	0.125	0.127	0.153	0.237	0.168	0.170
13	0.117	0.176	0.142	0.137	0.240	0.130	0.121	0.123	0.140	0.204	0.158	0.165
14	0.108	0.162	0.135	0.126	0.213	0.125	0.118	0.119	0.131	0.179	0.147	0.161
15	0.101	0.151	0.129	0.120	0.190	0.120	0.115	0.116	0.124	0.158	0.142	0.157
16	0.096	0.143	0.124	0.115	0.172	0.117	0.113	0.114	0.119	0.143	0.136	0.154
17	0.093	0.136	0.120	0.112	0.158	0.114	0.111	0.111	0.115	0.132	0.133	0.151
18	0.090	0.130	0.117	0.110	0.146	0.112	0.109	0.110	0.112	0.123	0.129	0.149
19	0.088	0.125	0.114	0.108	0.135	0.110	0.108	0.108	0.110	0.117	0.127	0.146
20	0.086	0.120	0.111	0.106	0.124	0.108	0.107	0.107	0.108	0.113	0.124	0.144
21	0.085	0.115	0.109	0.105	0.115	0.106	0.105	0.105	0.106	0.109	0.123	0.142
22	0.084	0.112	0.107	0.104	0.110	0.105	0.104	0.104	0.104	0.107	0.122	0.141
23	0.082	0.108	0.105	0.103	0.106	0.103	0.103	0.103	0.103	0.105	0.120	0.139
24	0.081	0.106	0.103	0.102	0.104	0.102	0.102	0.102	0.102	0.103	0.118	0.138
25	0.080	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.117	0.136

3.3.3.4 Ergebnis (Variante 2)

Die folgende Tabelle 3.11 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.12 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. Für WEA die nach der Richtlinie DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist nur die mittlere konstante effektive Turbulenzintensität am unteren Ende der Tabelle relevant.

Tabelle 3.11: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 2

v_{hub}	W2.2[S1]	W5.2[S1]	W9.2[S2]	W10.2[S2]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2
3	0.395	0.659	0.316	0.428	0.326	0.370
4	0.366	0.628	0.307	0.488	0.304	0.340
5	0.362	0.631	0.317	0.544	0.285	0.306
6	0.342	0.590	0.313	0.554	0.266	0.281
7	0.324	0.553	0.291	0.522	0.249	0.260
8	0.313	0.528	0.268	0.481	0.233	0.243
9	0.308	0.515	0.230	0.404	0.218	0.230
10	0.269	0.436	0.206	0.357	0.204	0.216
11	0.227	0.351	0.187	0.318	0.192	0.192
12	0.198	0.292	0.168	0.274	0.182	0.168
13	0.179	0.252	0.151	0.234	0.173	0.158
14	0.165	0.223	0.137	0.199	0.165	0.147
15	0.154	0.199	0.128	0.174	0.158	0.142
16	0.145	0.180	0.122	0.156	0.151	0.136
17	0.138	0.165	0.117	0.142	0.145	0.133
18	0.132	0.153	0.114	0.132	0.139	0.129
19	0.126	0.141	0.111	0.125	0.134	0.127
20	0.121	0.129	0.109	0.121	0.128	0.124
21	0.116	0.119	0.107	0.116	0.124	0.123
22	0.113	0.112	0.106	0.111	0.120	0.122
23	0.109	0.107	0.104	0.108	0.117	0.120
24	0.107	0.104	0.103	0.105	0.114	0.118
25	0.104	0.102	-	-	0.112	-

Tabelle 3.12: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 2

v_{hub}	W1[S2]	W2.2[S1]	W3.2[S1]	W4.2[S1]	W5.2[S1]	W6.2[S1]	W7.2[S1]	W8.2[S1]	W9.2[S2]	W10.2[S2]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2
3	0.282	0.395	0.310	0.391	0.659	0.282	0.285	0.277	0.316	0.428	0.326	0.370
4	0.268	0.366	0.277	0.354	0.628	0.249	0.240	0.233	0.307	0.488	0.304	0.340
5	0.273	0.362	0.266	0.339	0.631	0.241	0.216	0.209	0.317	0.544	0.285	0.306
6	0.268	0.342	0.252	0.311	0.590	0.232	0.197	0.194	0.313	0.554	0.266	0.281
7	0.249	0.324	0.236	0.288	0.553	0.217	0.180	0.179	0.291	0.522	0.249	0.260
8	0.229	0.313	0.224	0.270	0.528	0.203	0.165	0.167	0.268	0.481	0.233	0.243
9	0.196	0.308	0.214	0.258	0.515	0.181	0.152	0.153	0.230	0.404	0.218	0.230
10	0.176	0.269	0.193	0.225	0.436	0.167	0.140	0.144	0.206	0.357	0.204	0.216
11	0.158	0.227	0.171	0.190	0.351	0.156	0.132	0.136	0.187	0.318	0.192	0.192
12	0.140	0.198	0.156	0.162	0.292	0.145	0.126	0.130	0.168	0.274	0.182	0.168
13	0.124	0.179	0.145	0.144	0.252	0.136	0.122	0.125	0.151	0.234	0.173	0.158
14	0.112	0.165	0.137	0.131	0.223	0.129	0.119	0.120	0.137	0.199	0.165	0.147
15	0.103	0.154	0.131	0.123	0.199	0.123	0.116	0.117	0.128	0.174	0.158	0.142
16	0.097	0.145	0.126	0.117	0.180	0.119	0.114	0.114	0.122	0.156	0.151	0.136
17	0.093	0.138	0.122	0.113	0.165	0.116	0.112	0.112	0.117	0.142	0.145	0.133
18	0.091	0.132	0.118	0.111	0.153	0.114	0.110	0.110	0.114	0.132	0.139	0.129
19	0.088	0.126	0.115	0.109	0.141	0.112	0.108	0.109	0.111	0.125	0.134	0.127
20	0.087	0.121	0.112	0.107	0.129	0.110	0.107	0.107	0.109	0.121	0.128	0.124
21	0.085	0.116	0.110	0.106	0.119	0.108	0.106	0.106	0.107	0.116	0.124	0.123
22	0.084	0.113	0.108	0.105	0.112	0.106	0.105	0.105	0.106	0.111	0.120	0.122
23	0.082	0.109	0.106	0.104	0.107	0.105	0.104	0.104	0.104	0.108	0.117	0.120
24	0.081	0.107	0.104	0.103	0.104	0.104	0.103	0.103	0.103	0.105	0.114	0.118
25	0.080	0.104	0.103	0.102	0.102	0.102	0.102	0.102	-	-	0.117	0.112

3.3.3.5 Geforderte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Auf Grund der relativen Abstände von unter $2.0 D$ zwischen verschiedenen Bestandsanlagen 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 sind die folgenden sektoriellem Betriebsbeschränkungen notwendig, um den Einfluss der neu geplanten WEA zu verhindern.

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	240	286	9.5	15.5	Abschaltung
Alternativ: W2.1 (Variante 1)	240	286	9.5	15.5	Abschaltung

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	295	357	v_{in}	15.5	Abschaltung
Alternativ: W4.1 (Variante 1)	295	357	v_{in}	15.5	Abschaltung

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	295	357	v_{in}	16.5	Abschaltung
Alternativ: W4.2 (Variante 2)	295	357	v_{in}	16.5	Abschaltung

3.4 Schräganströmung 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 Schräganströmung 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 3.16 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	-0.5

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 3.17 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.17 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 3.18 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.198

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 3.19 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar.

Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1 (Variante 1)	W1 (Variante 2)
3	0.438	0.349
4	0.413	0.341
5	0.376	0.350
6	0.346	0.346
7	0.324	0.325
8	0.303	0.303
9	0.271	0.264
10	0.236	0.241
11	0.206	0.223
12	0.185	0.203
13	0.171	0.185
14	0.160	0.169
15	0.151	0.158
16	0.144	0.150
17	0.138	0.143
18	0.133	0.138
19	0.129	0.134
20	0.125	0.131
21	0.121	0.127
22	0.118	0.123
23	0.115	0.119
24	0.112	0.116
25	0.108	0.114

4 Zusammenfassung (Variante 1)

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 keine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{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).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 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 – Variante 1

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2

4.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W6.1 – W8.1 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W3.1 weist 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 unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W3.1 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 und unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W5.1, W9.1 und W10.1 weist 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 keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der W5.1, W9.1 und W10.1 hat. Aufgrund des Abstandes von unter 2.0 RD zwischen einzelnen Bestands-WEA wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] für diese WEA jeweils ohne Berücksichtigung der Bestands-WEA, welche sich näher als 2.0 D zu der zu betrachtenden Bestands-WEA befindet, untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W2.1 und W4.1 weist Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht bzw. erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W2.1 und W4.1 auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.5 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

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
W2.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W3.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W4.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W5.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W6.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W7.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W8.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W9.1	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W10.1	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja

5 Zusammenfassung (Variante 2)

5.1 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 keine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweist (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 an einem Standort errichtet werden soll, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und
- iii. W1 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweist (siehe Abschnitt 3.3.3.4).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 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 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA – Variante 2

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2

5.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W6.2 – W8.2 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W3.2 weist 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 unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W3.2 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 und unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W2.2, W5.2, W9.2 und W10.2 weist 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 keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der W2.2, W5.2, W9.2 und W10.2 hat. Aufgrund des Abstandes von unter 2.0 RD zwischen einzelnen Bestands-WEA wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] für diese WEA jeweils ohne Berücksichtigung der Bestands-WEA, welche sich näher als 2.0 D zu der zu betrachtenden Bestands-WEA befindet, untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W4.2 weist Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht bzw. erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W4.2 auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.5 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

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

Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W2.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W3.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W4.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W5.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W6.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W7.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W8.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W9.2	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W10.2	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja

6 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 29.03.2022 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

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

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ETM	Extremes Turbulenzmodell
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauß-Krüger, Geländekategorie
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/m ³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt 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 11.08.2020;*
- [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] *OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "WP Willerstedt (ehem. WP Ködderitzsch): Auftrag S3-Gutachtenpaket" vom 28.02.2022; E-Mail mit dem Betreff: "AW: WP Willerstedt (ehem. WP Ködderitzsch): Auftrag S3-Gutachtenpaket" vom 01.03.2022;*
- [22.1] *WIND-consult GmbH; Abschätzung der Windfeldverteilung und der Weibullparameter; WICO 185WGC19/01AE; 16.12.2019;*
- [22.2] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Willerstedt, 22-067- 7022173-Rev.00-EX-PP; 04.03.2022;*
- [23] *I17- Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Willerstedt; Bericht-Nr.: I17-SV-2021-040; 31.01.2022;*
- [24.1] *Vestas Wind Systems A/S; Leistungsspezifikationen EnVentus™ 5 MW V150-5.6 MW 50/60 Hz; Dokument-Nr.: 0081-6997 V03; 08.11.2019;*
- [24.2] *Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V150-5.6 MW 50/60 Hz 25 Jahre; Dokumentennr.: 0079-4772 V01; 31.03.2020;*



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

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-107



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

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-107

Auftraggeber: OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH
Gesandtenstr. 3
D-93047 Regensburg

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

Datum: 15. August 2022

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	31.03.2022	Erste Ausgabe	Clausen
1	15.08.2022	Redaktionelle Änderung	Clausen

Verfasser:

M. Ed. Florian Clausen, Sachverständiger
Husum, 15.08.2022

**Geprüft:**

Dipl.-Ing. (FH) Christian Kebbel, Sachverständiger
Husum, 15.08.2022

**Freigegeben:**

M. Sc. Guido Köhler, Sachverständiger
Husum, 15.08.2022



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.....	11
2	Aufgabenstellung und Standort	12
2.1	Umfang des Gutachtens	12
2.2	Standortbeschreibung.....	12
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	12
3	Vergleich der Windbedingungen.....	15
3.1	Grundlagen.....	15
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	16
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	16
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	16
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	17
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	17
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	19
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	21
3.4	Schräganströmung δ	29
3.5	Höhenexponent α	29
3.6	Luftdichte ρ	30
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	31
4	Zusammenfassung (Variante 1).....	32
4.1	Neu geplante WEA	32
4.2	Bestehende WEA.....	33
5	Zusammenfassung (Variante 2).....	34
5.1	Neu geplante WEA	34
5.2	Bestehende WEA.....	35
6	Standortbesichtigung	36
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	37
	Literaturverzeichnis.....	39

Abbildungsverzeichnis

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

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	13
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	13
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	15
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	16
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	17
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	20
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	21
Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1 (Variante 1 und Variante 2)	23
Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9.1 bzw. 9.2	23
Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 1.....	24
Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 1	25
Tabelle 3.11: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 2.....	26
Tabelle 3.12: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 2	27
Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.1	28
Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.2	28
Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.1	28
Tabelle 3.16: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.2	28
Tabelle 3.17 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.18 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.19: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	30
Tabelle 3.20: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	31
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA – Variante 1	32
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	33
Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA – Variante 2	34
Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	35

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.
- 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 Hersteller 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 V150-6.0 MW auf 166.0 m Nabenhöhe am Standort Willerstedt in Thüringen. Hinsichtlich der Bestandssituation werden zwei Varianten betrachtet.

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 1.37, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W1 und W9 in beiden Varianten.

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	Betrachtet in Variante	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH ² [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]
					Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]											
W1	-	Neu	1 & 2	Ja	Nein	-	673406	5661434	Vestas	V150-6.0 MW	166.0	150.0	PO6000	0.0	6000	2012	S	25	10
W2.1	WTG 01	Bestand	1	Ja	Nein	-	673892	5661497	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W3.1	WTG 02	Bestand	1	Ja	Nein	-	674341	5661448	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W4.1	WTG 03	Bestand	1	Ja	Nein	-	673576	5661178	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W5.1	WTG 04	Bestand	1	Ja	Nein	-	674045	5661057	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W6.1	WTG 05	Bestand	1	Ja	Nein	-	674573	5661103	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W7.1	WTG 06	Bestand	1	Ja	Nein	-	673607	5660479	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W8.1	WTG 07	Bestand	1	Ja	Nein	-	674222	5660340	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W9.1	PF01.1	Bestand	1	Ja	Nein	-	673624	5661472	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	25	10
W10.1	PF02	Bestand	1	Ja	Nein	-	673972	5661171	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	25	10
W2.2	WTG 01	Bestand	2	Ja	Nein	-	673892	5661497	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W3.2	WTG 02	Bestand	2	Ja	Nein	-	674341	5661448	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W4.2	WTG 03	Bestand	2	Ja	Nein	-	673576	5661178	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W5.2	WTG 04	Bestand	2	Ja	Nein	-	674045	5661057	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W6.2	WTG 05	Bestand	2	Ja	Nein	-	674573	5661103	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W7.2	WTG 06	Bestand	2	Ja	Nein	-	673607	5660479	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W8.2	WTG 07	Bestand	2	Ja	Nein	-	674222	5660340	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W9.2	PF01.1	Bestand	2	Ja	Nein	-	673624	5661472	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	25	10
W10.2	PF02	Bestand	2	Ja	Nein	-	673972	5661171	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	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/m ³]	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1	DIBt 2012	S	S	7.5	2.22	37.6	S	8.0	0.27	1.224	25	[24.1] [24.2]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

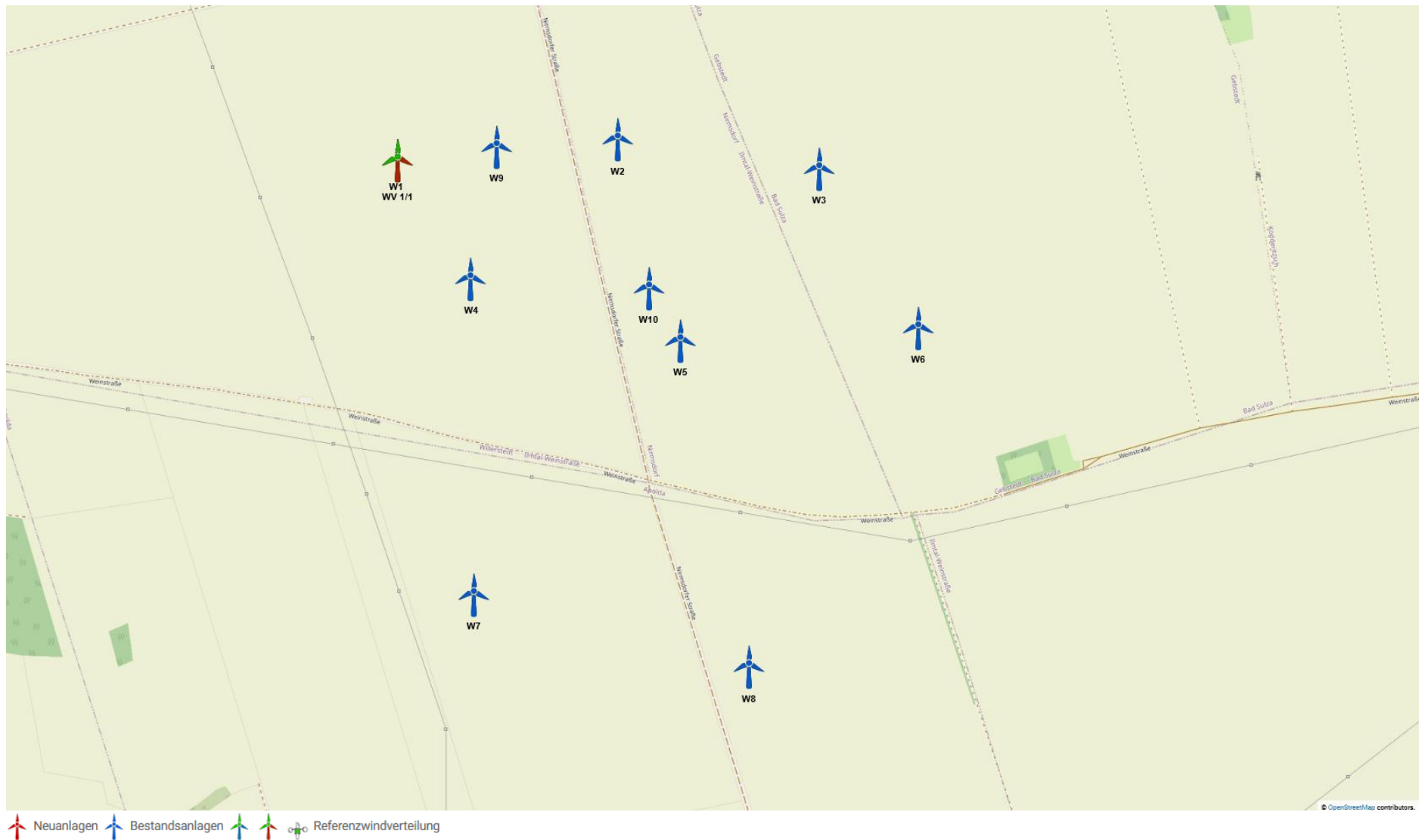


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

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 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
673406	5661434	166.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.7	2.05	4.3	-
NNO 30			4.8	1.97	7.6	-
ONO 60			5.5	2.35	8.1	-
O 90			5.2	2.27	4.5	-
OSO 120			4.7	2.13	2.2	-
SSO 150			5.7	2.19	3.4	-
S 180			7.5	2.49	10.5	-
SSW 210			8.5	2.04	15.3	-
WSW 240			9.8	2.20	17.5	-
W 270			9.4	2.22	15.1	-
WNW 300			8.9	2.34	7.2	-
NNW 330			6.9	2.23	4.3	-
Gesamt			7.7	1.88	100.0	6.8

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	6.80	7.50	1.88	2.22	-	Ja	Ja	Nein

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	39.19	32.69	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 $5 z_{hub}$ leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um $2 z_{hub}$ 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: 166.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.120
NNO	30	0.121
ONO	60	0.114
O	90	0.112
OSO	120	0.118
SSO	150	0.125
S	180	0.115
SSW	210	0.112
WSW	240	0.120
W	270	0.105
WNW	300	0.105
NNW	330	0.119

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

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

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität 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 Nabhöhenunterschied 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 sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorische 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 ist die folgende sektorische Abschaltung notwendig und werden bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt.

Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1 (Variante 1 und Variante 2)

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	41	119	v_{in}	v_{out}	Abschaltung

Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9.1 bzw. 9.2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	221	299	v_{in}	v_{out}	Abschaltung

3.3.3.3 Ergebnis (Variante 1)

Die folgende Tabelle 3.9 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit 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. Für WEA die nach der Richtlinie DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist nur die mittlere konstante effektive Turbulenzintensität am unteren Ende der Tabelle relevant.

Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 1

v_{hub}	W3.1[B]	W5.1[B]	W9.1[S]	W10.1[S]	Referenz Klasse B	Referenz Klasse S
3	0.321	0.629	0.395	0.647	0.366	0.370
4	0.288	0.599	0.375	0.647	0.301	0.340
5	0.266	0.601	0.342	0.599	0.262	0.306
6	0.246	0.562	0.313	0.554	0.236	0.281
7	0.231	0.527	0.290	0.519	0.217	0.260
8	0.219	0.504	0.268	0.482	0.203	0.243
9	0.210	0.491	0.236	0.419	0.192	0.230
10	0.189	0.416	0.202	0.347	0.183	0.216
11	0.167	0.335	0.173	0.283	0.176	0.192
12	0.152	0.279	0.153	0.237	0.170	0.168
13	0.142	0.240	0.140	0.204	0.165	0.158
14	0.135	0.213	0.131	0.179	0.161	0.147
15	0.129	0.190	0.124	0.158	0.157	0.142
16	0.124	0.172	0.119	0.143	0.154	0.136
17	0.120	0.158	0.115	0.132	0.151	0.133
18	0.117	0.146	0.112	0.123	0.149	0.129
19	0.114	0.135	0.110	0.117	0.146	0.127
20	0.111	0.124	0.108	0.113	0.144	0.124
21	0.109	0.115	0.106	0.109	0.142	0.123
22	0.107	0.110	0.104	0.107	0.141	0.122
23	0.105	0.106	0.103	0.105	0.139	0.120
24	0.103	0.104	0.102	0.103	0.138	0.118

Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 1

v_{hub}	W1[S]	W2.1[B]	W3.1[B]	W4.1[B]	W5.1[B]	W6.1[B]	W7.1[B]	W8.1[B]	W9.1[S]	W10.1[S]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse B
3	0.344	0.383	0.321	0.380	0.629	0.303	0.290	0.285	0.395	0.647	0.370	0.366
4	0.322	0.355	0.288	0.344	0.599	0.270	0.245	0.240	0.375	0.647	0.340	0.301
5	0.293	0.351	0.266	0.326	0.601	0.243	0.215	0.211	0.342	0.599	0.306	0.262
6	0.268	0.331	0.246	0.298	0.562	0.223	0.193	0.191	0.313	0.554	0.281	0.236
7	0.249	0.315	0.231	0.274	0.527	0.209	0.175	0.176	0.290	0.519	0.260	0.217
8	0.230	0.305	0.219	0.256	0.504	0.196	0.161	0.164	0.268	0.482	0.243	0.203
9	0.202	0.301	0.210	0.241	0.491	0.179	0.148	0.153	0.236	0.419	0.230	0.192
10	0.172	0.264	0.189	0.210	0.416	0.161	0.137	0.142	0.202	0.347	0.216	0.183
11	0.147	0.223	0.167	0.180	0.335	0.147	0.130	0.133	0.173	0.283	0.192	0.176
12	0.129	0.194	0.152	0.156	0.279	0.137	0.125	0.127	0.153	0.237	0.168	0.170
13	0.117	0.176	0.142	0.139	0.240	0.130	0.121	0.123	0.140	0.204	0.158	0.165
14	0.108	0.162	0.135	0.128	0.213	0.125	0.118	0.119	0.131	0.179	0.147	0.161
15	0.101	0.151	0.129	0.120	0.190	0.120	0.115	0.116	0.124	0.158	0.142	0.157
16	0.096	0.143	0.124	0.116	0.172	0.117	0.113	0.114	0.119	0.143	0.136	0.154
17	0.093	0.136	0.120	0.112	0.158	0.114	0.111	0.111	0.115	0.132	0.133	0.151
18	0.090	0.130	0.117	0.110	0.146	0.112	0.109	0.110	0.112	0.123	0.129	0.149
19	0.088	0.125	0.114	0.108	0.135	0.110	0.108	0.108	0.110	0.117	0.127	0.146
20	0.086	0.120	0.111	0.106	0.124	0.108	0.107	0.107	0.108	0.113	0.124	0.144
21	0.085	0.115	0.109	0.105	0.115	0.106	0.105	0.105	0.106	0.109	0.123	0.142
22	0.084	0.112	0.107	0.104	0.110	0.105	0.104	0.104	0.104	0.107	0.122	0.141
23	0.082	0.108	0.105	0.103	0.106	0.103	0.103	0.103	0.103	0.105	0.120	0.139
24	0.081	0.106	0.103	0.102	0.104	0.102	0.102	0.102	0.102	0.103	0.118	0.138
25	0.080	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.117	0.136

3.3.3.4 Ergebnis (Variante 2)

Die folgende Tabelle 3.11 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.12 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. Für WEA die nach der Richtlinie DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist nur die mittlere konstante effektive Turbulenzintensität am unteren Ende der Tabelle relevant.

Tabelle 3.11: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 2

v_{hub}	W2.2[S1]	W5.2[S1]	W9.2[S2]	W10.2[S2]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2
3	0.395	0.659	0.316	0.428	0.326	0.370
4	0.366	0.628	0.307	0.488	0.304	0.340
5	0.362	0.631	0.317	0.544	0.285	0.306
6	0.342	0.590	0.313	0.554	0.266	0.281
7	0.324	0.553	0.291	0.522	0.249	0.260
8	0.313	0.528	0.268	0.481	0.233	0.243
9	0.308	0.515	0.230	0.404	0.218	0.230
10	0.269	0.436	0.206	0.357	0.204	0.216
11	0.227	0.351	0.187	0.318	0.192	0.192
12	0.198	0.292	0.168	0.274	0.182	0.168
13	0.179	0.252	0.151	0.234	0.173	0.158
14	0.165	0.223	0.137	0.199	0.165	0.147
15	0.154	0.199	0.128	0.174	0.158	0.142
16	0.145	0.180	0.122	0.156	0.151	0.136
17	0.138	0.165	0.117	0.142	0.145	0.133
18	0.132	0.153	0.114	0.132	0.139	0.129
19	0.126	0.141	0.111	0.125	0.134	0.127
20	0.121	0.129	0.109	0.121	0.128	0.124
21	0.116	0.119	0.107	0.116	0.124	0.123
22	0.113	0.112	0.106	0.111	0.120	0.122
23	0.109	0.107	0.104	0.108	0.117	0.120
24	0.107	0.104	0.103	0.105	0.114	0.118
25	0.104	0.102	-	-	0.112	-

Tabelle 3.12: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 2

v_{hub}	W1[S2]	W2.2[S1]	W3.2[S1]	W4.2[S1]	W5.2[S1]	W6.2[S1]	W7.2[S1]	W8.2[S1]	W9.2[S2]	W10.2[S2]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2
3	0.282	0.395	0.310	0.390	0.659	0.282	0.285	0.277	0.316	0.428	0.326	0.370
4	0.268	0.366	0.277	0.355	0.628	0.249	0.240	0.233	0.307	0.488	0.304	0.340
5	0.273	0.362	0.266	0.340	0.631	0.241	0.216	0.209	0.317	0.544	0.285	0.306
6	0.268	0.342	0.252	0.312	0.590	0.232	0.197	0.194	0.313	0.554	0.266	0.281
7	0.249	0.324	0.236	0.289	0.553	0.217	0.180	0.179	0.291	0.522	0.249	0.260
8	0.229	0.313	0.224	0.271	0.528	0.203	0.165	0.167	0.268	0.481	0.233	0.243
9	0.196	0.308	0.214	0.257	0.515	0.181	0.152	0.153	0.230	0.404	0.218	0.230
10	0.176	0.269	0.193	0.223	0.436	0.167	0.140	0.144	0.206	0.357	0.204	0.216
11	0.158	0.227	0.171	0.192	0.351	0.156	0.132	0.136	0.187	0.318	0.192	0.192
12	0.140	0.198	0.156	0.166	0.292	0.145	0.126	0.130	0.168	0.274	0.182	0.168
13	0.124	0.179	0.145	0.147	0.252	0.136	0.122	0.125	0.151	0.234	0.173	0.158
14	0.112	0.165	0.137	0.133	0.223	0.129	0.119	0.120	0.137	0.199	0.165	0.147
15	0.103	0.154	0.131	0.124	0.199	0.123	0.116	0.117	0.128	0.174	0.158	0.142
16	0.097	0.145	0.126	0.118	0.180	0.119	0.114	0.114	0.122	0.156	0.151	0.136
17	0.093	0.138	0.122	0.113	0.165	0.116	0.112	0.112	0.117	0.142	0.145	0.133
18	0.091	0.132	0.118	0.111	0.153	0.114	0.110	0.110	0.114	0.132	0.139	0.129
19	0.088	0.126	0.115	0.109	0.141	0.112	0.108	0.109	0.111	0.125	0.134	0.127
20	0.087	0.121	0.112	0.107	0.129	0.110	0.107	0.107	0.109	0.121	0.128	0.124
21	0.085	0.116	0.110	0.106	0.119	0.108	0.106	0.106	0.107	0.116	0.124	0.123
22	0.084	0.113	0.108	0.105	0.112	0.106	0.105	0.105	0.106	0.111	0.120	0.122
23	0.082	0.109	0.106	0.104	0.107	0.105	0.104	0.104	0.104	0.108	0.117	0.120
24	0.081	0.107	0.104	0.103	0.104	0.104	0.103	0.103	0.103	0.105	0.114	0.118
25	0.080	0.104	0.103	0.102	0.102	0.102	0.102	0.102	-	-	0.117	0.112

3.3.3.5 Geforderte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Auf Grund der relativen Abstände von unter $2.0 D$ zwischen verschiedenen Bestandsanlagen 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 sind die folgenden sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig, um den Einfluss der neu geplanten WEA zu verhindern.

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	240	286	9.5	15.5	Abschaltung
Alternativ: W2.1 (Variante 1)	240	286	9.5	15.5	Abschaltung

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	240	286	12.5	19.5	Mode SO3
Alternativ: W2.2 (Variante 2)	240	286	12.5	19.5	Abschaltung

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	295	357	v_{in}	15.5	Abschaltung
Alternativ: W4.1 (Variante 1)	295	357	v_{in}	15.5	Abschaltung

Tabelle 3.16: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	295	357	v_{in}	16.5	Abschaltung
Alternativ: W4.2 (Variante 2)	295	357	v_{in}	16.5	Abschaltung

3.4 Schräganströmung 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 Schräganströmung 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 3.17 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.17 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	-0.5

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 3.18 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.18 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 3.19 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.19: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.198

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 3.20 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar.

Tabelle 3.20: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1 (Variante 1)	W1 (Variante 2)
3	0.438	0.349
4	0.413	0.341
5	0.376	0.350
6	0.346	0.346
7	0.324	0.325
8	0.303	0.303
9	0.271	0.264
10	0.236	0.241
11	0.206	0.223
12	0.185	0.203
13	0.171	0.185
14	0.160	0.169
15	0.151	0.158
16	0.144	0.150
17	0.138	0.143
18	0.133	0.138
19	0.129	0.134
20	0.125	0.131
21	0.121	0.127
22	0.118	0.123
23	0.115	0.119
24	0.112	0.116
25	0.108	0.114

4 Zusammenfassung (Variante 1)

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 keine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{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).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 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 – Variante 1

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Vestas	V150-6.0 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2

4.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W6.1 – W8.1 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W3.1 weist 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 unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W3.1 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 und unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W5.1, W9.1 und W10.1 weist 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 keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der W5.1, W9.1 und W10.1 hat. Aufgrund des Abstandes von unter 2.0 RD zwischen einzelnen Bestands-WEA wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] für diese WEA jeweils ohne Berücksichtigung der Bestands-WEA, welche sich näher als 2.0 D zu der zu betrachtenden Bestands-WEA befindet, untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W2.1 und W4.1 weist Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht bzw. erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W2.1 und W4.1 auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.5 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

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
W2.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W3.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W4.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W5.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W6.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W7.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W8.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W9.1	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W10.1	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja

5 Zusammenfassung (Variante 2)

5.1 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 keine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweist (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 an einem Standort errichtet werden soll, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und
- iii. W1 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweist (siehe Abschnitt 3.3.3.4).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 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 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA – Variante 2

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Vestas	V150-6.0 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2

5.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W6.2 – W8.2 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W3.2 weist 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 unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W3.2 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 und unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W5.2, W9.2 und W10.2 weist 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 keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der W5.2, W9.2 und W10.2 hat. Aufgrund des Abstandes von unter 2.0 RD zwischen einzelnen Bestands-WEA wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] für diese WEA jeweils ohne Berücksichtigung der Bestands-WEA, welche sich näher als 2.0 D zu der zu betrachtenden Bestands-WEA befindet, untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W2.2 und W4.2 weist Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht bzw. erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W2.2 und W4.2 auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.5 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

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

Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W2.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W3.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W4.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W5.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W6.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W7.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W8.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W9.2	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W10.2	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja

6 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 29.03.2022 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

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

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ETM	Extremes Turbulenzmodell
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauß-Krüger, Geländekategorie
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/m ³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt 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 11.08.2020;*
- [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] *OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "WP Willerstedt (ehem. WP Ködderitzsch): Auftrag S3-Gutachtenpaket" vom 28.02.2022; E-Mail mit dem Betreff: "AW: WP Willerstedt (ehem. WP Ködderitzsch): Auftrag S3-Gutachtenpaket" vom 01.03.2022;*
- [22.1] *WIND-consult GmbH; Abschätzung der Windfeldverteilung und der Weibullparameter; WICO 185WGC19/01AE; 16.12.2019;*
- [22.2] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Willerstedt, 22-067- 7022173-Rev.00-EX-PP; 04.03.2022;*
- [23] *I17- Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Willerstedt; Bericht-Nr.: I17-SV-2022-040; 31.03.2022;*
- [24.1] *Vestas Wind Systems A/S; Performance Specification EnVentus™ V150-6.0 MW 50/60 Hz; Document no.: 0098-0749 V02; 23.02.2021;*
- [24.2] *Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V150-5.6 MW 50/60 Hz 25 Jahre; Dokumentennr.: 0079-4772 V01; 31.03.2020;*



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

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-108



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

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-108

Auftraggeber: OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH
Gesandtenstr. 3
D-93047 Regensburg

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

Datum: 12. September 2022

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	31.03.2022	Erste Ausgabe – Entwurf zur Lastrechnung	Clausen
1	12.09.2022	Redaktionelle Änderung	Clausen

Verfasser:

M. Ed. Florian Clausen, Sachverständiger
Husum, 12.09.2022



Geprüft:

B. Eng. Heiko Pauls, Sachverständiger
Husum, 16.09.2022



Freigegeben:

M. Sc. Guido Köhler, Sachverständiger
Husum, 16.09.2022



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.....	11
2	Aufgabenstellung und Standort	12
2.1	Umfang des Gutachtens	12
2.2	Standortbeschreibung.....	12
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	12
3	Vergleich der Windbedingungen.....	15
3.1	Grundlagen.....	15
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	16
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	16
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	16
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	17
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	17
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	19
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	21
3.4	Schräganströmung δ	29
3.5	Höhenexponent α	29
3.6	Luftdichte ρ	30
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	31
4	Zusammenfassung (Variante 1).....	32
4.1	Neu geplante WEA	32
4.2	Bestehende WEA.....	33
5	Zusammenfassung (Variante 2).....	34
5.1	Neu geplante WEA	34
5.2	Bestehende WEA.....	35
6	Standortbesichtigung	36
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	37
	Literaturverzeichnis.....	39

Abbildungsverzeichnis

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

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	13
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	13
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	15
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	16
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	17
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	20
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	21
Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1 (Variante 1 und Variante 2)	23
Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9.1 bzw. 9.2	23
Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 1.....	24
Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 1	25
Tabelle 3.11: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 2.....	26
Tabelle 3.12: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 2	27
Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.1	28
Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.2	28
Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.1	28
Tabelle 3.16: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.2	28
Tabelle 3.17 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.18 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.19: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	30
Tabelle 3.20: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	31
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA – Variante 1	32
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	33
Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA – Variante 2	34
Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	35

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.
- 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 Hersteller 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 Nordex N149/5.X auf 164.0 m Nabenhöhe am Standort Willerstedt in Thüringen. Die WEA soll mit einer Nennleistung von 5700 kW betrieben werden. Hinsichtlich der Bestandssituation werden zwei Varianten betrachtet.

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 1.37, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W1 und W9 in beiden Varianten.

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	Betrachtet in Variante	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH ² [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]
					Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]											
W1	-	Neu	1 & 2	Ja	Nein	-	673406	5661434	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14
W2.1	WTG 01	Bestand	1	Ja	Nein	-	673892	5661497	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W3.1	WTG 02	Bestand	1	Ja	Nein	-	674341	5661448	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W4.1	WTG 03	Bestand	1	Ja	Nein	-	673576	5661178	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W5.1	WTG 04	Bestand	1	Ja	Nein	-	674045	5661057	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W6.1	WTG 05	Bestand	1	Ja	Nein	-	674573	5661103	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W7.1	WTG 06	Bestand	1	Ja	Nein	-	673607	5660479	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W8.1	WTG 07	Bestand	1	Ja	Nein	-	674222	5660340	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	150.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10
W9.1	PF01.1	Bestand	1	Ja	Nein	-	673624	5661472	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	25	10
W10.1	PF02	Bestand	1	Ja	Nein	-	673972	5661171	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	25	10
W2.2	WTG 01	Bestand	2	Ja	Nein	-	673892	5661497	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W3.2	WTG 02	Bestand	2	Ja	Nein	-	674341	5661448	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W4.2	WTG 03	Bestand	2	Ja	Nein	-	673576	5661178	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W5.2	WTG 04	Bestand	2	Ja	Nein	-	674045	5661057	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W6.2	WTG 05	Bestand	2	Ja	Nein	-	674573	5661103	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W7.2	WTG 06	Bestand	2	Ja	Nein	-	673607	5660479	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W8.2	WTG 07	Bestand	2	Ja	Nein	-	674222	5660340	Nordex	N149/4380	164.0	149.1	Mode 1	0.0	4380	2012	S	20	14
W9.2	PF01.1	Bestand	2	Ja	Nein	-	673624	5661472	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	25	10
W10.2	PF02	Bestand	2	Ja	Nein	-	673972	5661171	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	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/m ³]	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1	DIBt 2012	S	S	7.5	2.4	42.0	S	8.0	0.25	1.237	20	[24.1] [24.2]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

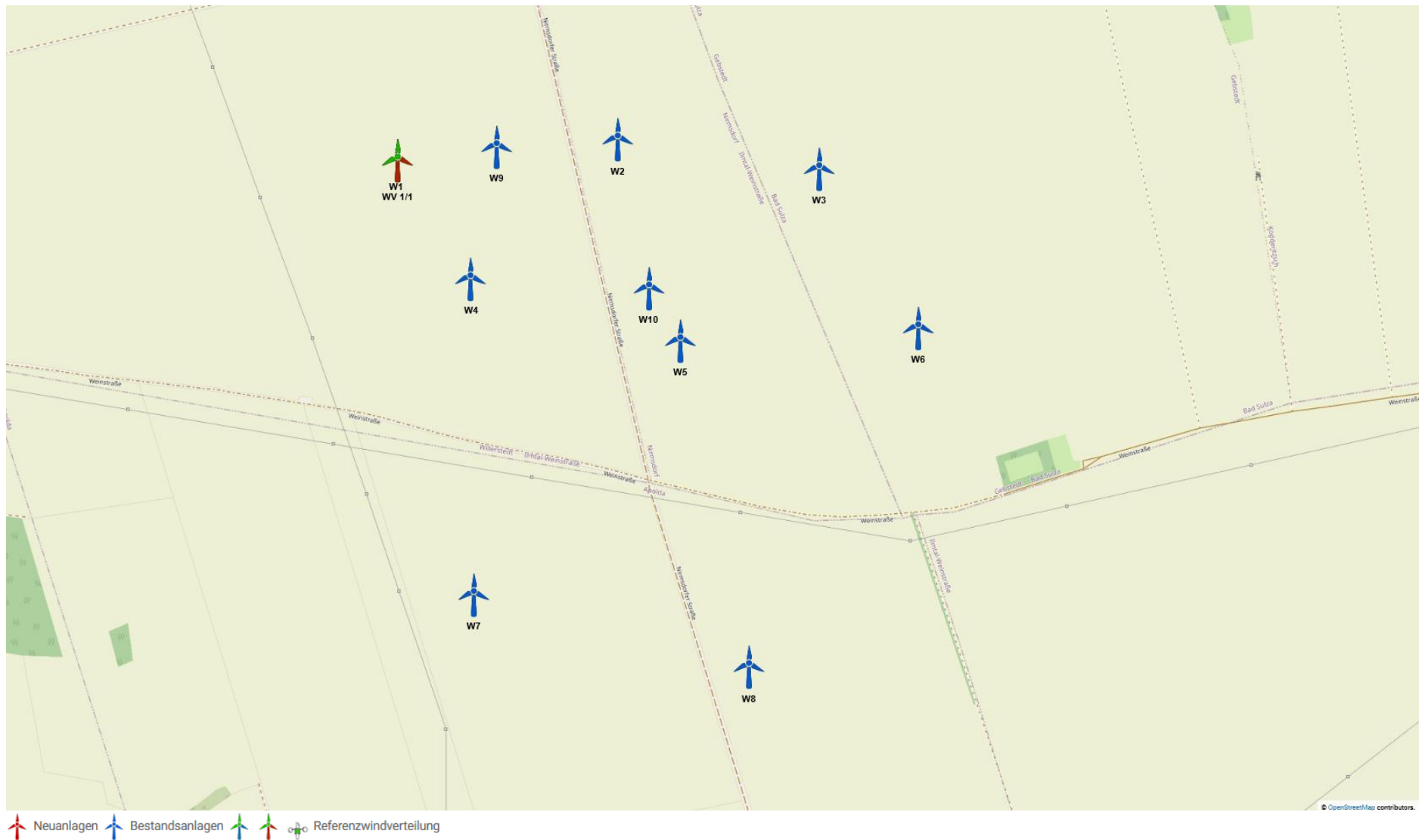


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

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 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
673406	5661434	166.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.7	2.05	4.3	-
NNO 30			4.8	1.97	7.6	-
ONO 60			5.5	2.35	8.1	-
O 90			5.2	2.27	4.5	-
OSO 120			4.7	2.13	2.2	-
SSO 150			5.7	2.19	3.4	-
S 180			7.5	2.49	10.5	-
SSW 210			8.5	2.04	15.3	-
WSW 240			9.8	2.20	17.5	-
W 270			9.4	2.22	15.1	-
WNW 300			8.9	2.34	7.2	-
NNW 330			6.9	2.23	4.3	-
Gesamt			7.7	1.88	100.0	6.8

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	6.8	7.5	1.88	2.40	-	Nein	Nein	Ja

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

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

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

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

der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

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

Interne W-Nr.	WZ _{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	42.00	2	II	39.11	-	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 $5 z_{hub}$ leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um $2 z_{hub}$ 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: 164.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.121
NNO	30	0.121
ONO	60	0.114
O	90	0.112
OSO	120	0.118
SSO	150	0.125
S	180	0.116
SSW	210	0.113
WSW	240	0.120
W	270	0.105
WNW	300	0.106
NNW	330	0.119

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

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

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität 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 Nabhöhenunterschied 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 sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorische 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 ist die folgende sektorische Abschaltung notwendig und werden bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt.

Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1 (Variante 1 und Variante 2)

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	41	119	v_{in}	v_{out}	Abschaltung

Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9.1 bzw. 9.2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	221	299	v_{in}	v_{out}	Abschaltung

3.3.3.3 Ergebnis (Variante 1)

Die folgende Tabelle 3.9 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit 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. Für WEA die nach der Richtlinie DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist nur die mittlere konstante effektive Turbulenzintensität am unteren Ende der Tabelle relevant.

Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 1

V_{hub}	W3.1[B]	W5.1[B]	W9.1[S2]	W10.1[S2]	Referenz Klasse B	Referenz Klasse S2
3	0.321	0.629	0.395	0.647	0.366	0.370
4	0.288	0.599	0.375	0.647	0.301	0.340
5	0.266	0.601	0.342	0.599	0.262	0.306
6	0.246	0.562	0.313	0.554	0.236	0.281
7	0.231	0.527	0.290	0.519	0.217	0.260
8	0.219	0.504	0.268	0.482	0.203	0.243
9	0.210	0.491	0.236	0.419	0.192	0.230
10	0.189	0.416	0.202	0.347	0.183	0.216
11	0.167	0.335	0.173	0.283	0.176	0.192
12	0.152	0.279	0.153	0.237	0.170	0.168
13	0.142	0.240	0.140	0.204	0.165	0.158
14	0.135	0.213	0.131	0.179	0.161	0.147
15	0.129	0.190	0.124	0.158	0.157	0.142
16	0.124	0.172	0.119	0.143	0.154	0.136
17	0.120	0.158	0.115	0.132	0.151	0.133
18	0.117	0.146	0.112	0.123	0.149	0.129
19	0.114	0.135	0.110	0.117	0.146	0.127
20	0.111	0.124	0.108	0.113	0.144	0.124
21	0.109	0.115	0.106	0.109	0.142	0.123
22	0.107	0.110	0.104	0.107	0.141	0.122
23	0.105	0.106	0.103	0.105	0.139	0.120
24	0.103	0.104	0.102	0.103	0.138	0.118

Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 1

v_{hub}	W1[S1]	W2.1[B]	W3.1[B]	W4.1[B]	W5.1[B]	W6.1[B]	W7.1[B]	W8.1[B]	W9.1[S2]	W10.1[S2]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2	Referenz Klasse B
3	0.366	0.383	0.321	0.377	0.629	0.303	0.290	0.285	0.395	0.647	0.332	0.370	0.366
4	0.344	0.355	0.288	0.339	0.599	0.270	0.245	0.240	0.375	0.647	0.282	0.340	0.301
5	0.313	0.351	0.266	0.325	0.601	0.243	0.215	0.211	0.342	0.599	0.253	0.306	0.262
6	0.286	0.331	0.246	0.298	0.562	0.223	0.193	0.191	0.313	0.554	0.233	0.281	0.236
7	0.266	0.315	0.231	0.274	0.527	0.209	0.175	0.176	0.290	0.519	0.219	0.260	0.217
8	0.247	0.305	0.219	0.254	0.504	0.196	0.161	0.164	0.268	0.482	0.208	0.243	0.203
9	0.218	0.301	0.210	0.237	0.491	0.179	0.148	0.153	0.236	0.419	0.200	0.230	0.192
10	0.186	0.264	0.189	0.204	0.416	0.161	0.137	0.142	0.202	0.347	0.193	0.216	0.183
11	0.159	0.223	0.167	0.177	0.335	0.147	0.130	0.133	0.173	0.283	0.188	0.192	0.176
12	0.140	0.194	0.152	0.158	0.279	0.137	0.125	0.127	0.153	0.237	0.183	0.168	0.170
13	0.126	0.176	0.142	0.143	0.240	0.130	0.121	0.123	0.140	0.204	0.179	0.158	0.165
14	0.115	0.162	0.135	0.131	0.213	0.125	0.118	0.119	0.131	0.179	0.176	0.147	0.161
15	0.107	0.151	0.129	0.123	0.190	0.120	0.115	0.116	0.124	0.158	0.173	0.142	0.157
16	0.102	0.143	0.124	0.117	0.172	0.117	0.113	0.114	0.119	0.143	0.171	0.136	0.154
17	0.098	0.136	0.120	0.113	0.158	0.114	0.111	0.111	0.115	0.132	0.169	0.133	0.151
18	0.095	0.130	0.117	0.110	0.146	0.112	0.109	0.110	0.112	0.123	0.167	0.129	0.149
19	0.093	0.125	0.114	0.108	0.135	0.110	0.108	0.108	0.110	0.117	0.165	0.127	0.146
20	0.091	0.120	0.111	0.107	0.124	0.108	0.107	0.107	0.108	0.113	0.163	0.124	0.144
21	0.089	0.115	0.109	0.105	0.115	0.106	0.105	0.105	0.106	0.109	0.162	0.123	0.142
22	0.088	0.112	0.107	0.104	0.110	0.105	0.104	0.104	0.104	0.107	0.161	0.122	0.141
23	0.087	0.108	0.105	0.103	0.106	0.103	0.103	0.103	0.103	0.105	0.159	0.120	0.139
24	0.086	0.106	0.103	0.102	0.104	0.102	0.102	0.102	0.102	0.103	0.158	0.118	0.138
25	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.157	0.117	0.136

3.3.3.4 Ergebnis (Variante 2)

Die folgende Tabelle 3.11 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.12 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. Für WEA die nach der Richtlinie DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist nur die mittlere konstante effektive Turbulenzintensität am unteren Ende der Tabelle relevant.

Tabelle 3.11: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) – Variante 2

v_{hub}	W2.2[S2]	W5.2[S2]	W9.2[S3]	W10.2[S3]	Referenz Klasse S2	Referenz Klasse S3
3	0.395	0.659	0.316	0.428	0.326	0.370
4	0.366	0.628	0.307	0.488	0.304	0.340
5	0.362	0.631	0.317	0.544	0.285	0.306
6	0.342	0.590	0.313	0.554	0.266	0.281
7	0.324	0.553	0.291	0.522	0.249	0.260
8	0.313	0.528	0.268	0.481	0.233	0.243
9	0.308	0.515	0.230	0.404	0.218	0.230
10	0.269	0.436	0.206	0.357	0.204	0.216
11	0.227	0.351	0.187	0.318	0.192	0.192
12	0.198	0.292	0.168	0.274	0.182	0.168
13	0.179	0.252	0.151	0.234	0.173	0.158
14	0.165	0.223	0.137	0.199	0.165	0.147
15	0.154	0.199	0.128	0.174	0.158	0.142
16	0.145	0.180	0.122	0.156	0.151	0.136
17	0.138	0.165	0.117	0.142	0.145	0.133
18	0.132	0.153	0.114	0.132	0.139	0.129
19	0.126	0.141	0.111	0.125	0.134	0.127
20	0.121	0.129	0.109	0.121	0.128	0.124
21	0.116	0.119	0.107	0.116	0.124	0.123
22	0.113	0.112	0.106	0.111	0.120	0.122
23	0.109	0.107	0.104	0.108	0.117	0.120
24	0.107	0.104	0.103	0.105	0.114	0.118
25	0.104	0.102	-	-	0.112	0.117

Tabelle 3.12: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) – Variante 2

v_{hub}	W1[S1]	W2.2[S2]	W3.2[S2]	W4.2[S2]	W5.2[S2]	W6.2[S2]	W7.2[S2]	W8.2[S2]	W9.2[S3]	W10.2[S3]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2	Referenz Klasse S3
3	0.294	0.395	0.310	0.388	0.659	0.282	0.285	0.277	0.316	0.428	0.332	0.326	0.370
4	0.284	0.366	0.277	0.351	0.628	0.249	0.240	0.233	0.307	0.488	0.282	0.304	0.340
5	0.291	0.362	0.266	0.339	0.631	0.241	0.216	0.209	0.317	0.544	0.253	0.285	0.306
6	0.286	0.342	0.252	0.312	0.590	0.232	0.197	0.194	0.313	0.554	0.233	0.266	0.281
7	0.267	0.324	0.236	0.288	0.553	0.217	0.180	0.179	0.291	0.522	0.219	0.249	0.260
8	0.246	0.313	0.224	0.270	0.528	0.203	0.165	0.167	0.268	0.481	0.208	0.233	0.243
9	0.212	0.308	0.214	0.254	0.515	0.181	0.152	0.153	0.230	0.404	0.200	0.218	0.230
10	0.190	0.269	0.193	0.218	0.436	0.167	0.140	0.144	0.206	0.357	0.193	0.204	0.216
11	0.172	0.227	0.171	0.189	0.351	0.156	0.132	0.136	0.187	0.318	0.188	0.192	0.192
12	0.153	0.198	0.156	0.169	0.292	0.145	0.126	0.130	0.168	0.274	0.183	0.182	0.168
13	0.136	0.179	0.145	0.152	0.252	0.136	0.122	0.125	0.151	0.234	0.179	0.173	0.158
14	0.121	0.165	0.137	0.138	0.223	0.129	0.119	0.120	0.137	0.199	0.176	0.165	0.147
15	0.111	0.154	0.131	0.127	0.199	0.123	0.116	0.117	0.128	0.174	0.173	0.158	0.142
16	0.104	0.145	0.126	0.120	0.180	0.119	0.114	0.114	0.122	0.156	0.171	0.151	0.136
17	0.099	0.138	0.122	0.115	0.165	0.116	0.112	0.112	0.117	0.142	0.169	0.145	0.133
18	0.095	0.132	0.118	0.111	0.153	0.114	0.110	0.110	0.114	0.132	0.167	0.139	0.129
19	0.093	0.126	0.115	0.109	0.141	0.112	0.108	0.109	0.111	0.125	0.165	0.134	0.127
20	0.091	0.121	0.112	0.107	0.129	0.110	0.107	0.107	0.109	0.121	0.163	0.128	0.124
21	0.089	0.116	0.110	0.106	0.119	0.108	0.106	0.106	0.107	0.116	0.162	0.124	0.123
22	0.088	0.113	0.108	0.105	0.112	0.106	0.105	0.105	0.106	0.111	0.161	0.120	0.122
23	0.087	0.109	0.106	0.104	0.107	0.105	0.104	0.104	0.104	0.108	0.159	0.117	0.120
24	0.086	0.107	0.104	0.103	0.104	0.104	0.103	0.103	0.103	0.105	0.158	0.114	0.118
25	0.085	0.104	0.103	0.102	0.102	0.102	0.102	0.102	-	-	0.157	0.112	0.117

3.3.3.5 Geforderte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Auf Grund der relativen Abstände von unter $2.0 D$ zwischen verschiedenen Bestandsanlagen 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 sind die folgenden sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig, um den Einfluss der neu geplanten WEA zu verhindern.

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	240	286	11.5	19.5	Mode 17
Alternativ: W2.1 (Variante 1)	240	286	11.5	19.5	Abschaltung

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	240	286	11.5	18.5	Mode 16
Alternativ: W2.2 (Variante 2)	240	286	11.5	18.5	Abschaltung

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	295	357	v_{in}	16.5	Abschaltung
Alternativ: W4.1 (Variante 1)	295	357	v_{in}	16.5	Abschaltung

Tabelle 3.16: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	295	357	v_{in}	17.5	Abschaltung
Alternativ: W4.2 (Variante 2)	295	357	v_{in}	17.5	Abschaltung

3.4 Schräganströmung 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 Schräganströmung 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 3.17 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.17 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	-0.5

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 3.18 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.18 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 3.19 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.19: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.198

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 3.20 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar.

Tabelle 3.20: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1 (Variante 1)	W1 (Variante 2)
3	0.439	0.349
4	0.413	0.341
5	0.377	0.351
6	0.347	0.346
7	0.325	0.326
8	0.304	0.303
9	0.272	0.264
10	0.236	0.241
11	0.206	0.223
12	0.186	0.203
13	0.171	0.185
14	0.160	0.170
15	0.151	0.159
16	0.144	0.150
17	0.138	0.144
18	0.133	0.139
19	0.129	0.134
20	0.125	0.131
21	0.121	0.127
22	0.118	0.123
23	0.115	0.120
24	0.112	0.116
25	0.108	0.114

4 Zusammenfassung (Variante 1)

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 Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweist (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 an einem Standort errichtet werden soll, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und
- iii. W1 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 Nordex 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 [25.1]. Die Ergebnisse in [25.1] 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 [25.1] und der in Abschnitt 3.3.3.2 aufgeführten 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 – Variante 1

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Nordex	N149/5700	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2

4.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W6.1 – W8.1 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W3.1 weist 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 unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W3.1 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 und unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W5.1, W9.1 und W10.1 weist 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 keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der W5.1, W9.1 und W10.1 hat. Aufgrund des Abstandes von unter 2.0 RD zwischen einzelnen Bestands-WEA wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] für diese WEA jeweils ohne Berücksichtigung der Bestands-WEA, welche sich näher als 2.0 D zu der zu betrachtenden Bestands-WEA befindet, untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W2.1 und W4.1 weist Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht bzw. erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W2.1 und W4.1 auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.5 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

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
W2.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W3.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W4.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W5.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W6.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W7.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W8.1	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	0.0	Ja
W9.1	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W10.1	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja

5 Zusammenfassung (Variante 2)

5.1 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 Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweist (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 an einem Standort errichtet werden soll, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und
- iii. W1 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweist (siehe Abschnitt 3.3.3.4).

Für die WEA W1 hat eine seitens des Herstellers Nordex 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 [25.2]. Die Ergebnisse in [25.2] 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 [25.2] und 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 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA – Variante 2

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Nordex	N149/5700	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2

5.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W6.2 – W8.2 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W3.2 weist 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 unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W3.2 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 und unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W5.2, W9.2 und W10.2 weist 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 keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der W5.2, W9.2 und W10.2 hat. Aufgrund des Abstandes von unter 2.0 RD zwischen einzelnen Bestands-WEA wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] für diese WEA jeweils ohne Berücksichtigung der Bestands-WEA, welche sich näher als 2.0 *D* zu der zu betrachtenden Bestands-WEA befindet, untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W2.2 und W4.2 weist Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht bzw. erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W4.2 auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.5 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

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

Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W2.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W3.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W4.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W5.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W6.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W7.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W8.2	Nordex	N149/4380	164.0	0.0	Ja
W9.2	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W10.2	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	0.0	Ja

6 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 29.03.2022 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

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

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ETM	Extremes Turbulenzmodell
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauß-Krüger, Geländekategorie
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/m ³]
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 11.08.2020;*
- [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] *OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "WP Willerstedt (ehem. WP Ködderitzsch): Auftrag S3-Gutachtenpaket" vom 28.02.2022; E-Mail mit dem Betreff: "AW: WP Willerstedt (ehem. WP Ködderitzsch): Auftrag S3-Gutachtenpaket" vom 01.03.2022;*
- [22.1] *WIND-consult GmbH; Abschätzung der Windfeldverteilung und der Weibullparameter; WICO 185WGC19/01AE; 16.12.2019;*
- [22.2] *entfällt;*
- [23] *I17- Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Willerstedt; Bericht-Nr.: I17-SV-2022-040; 31.03.2022;*
- [24.1] *Nordex Energy SE & Co. KG; Design Information for Wind & Site Assessment N149/5.7 Delta 50Hz NCV TCS164B-01 (N21) DIBt S; 13.08.2021;*
- [24.2] *Nordex Energy GmbH; Design Parameters (rotor diameter / hub height) Nordex WTG; Document no.: SEE_EUall_659 Revision 00; 18.05.2020;*
- [25.1] *Nordex Energy SE & Co. KG; Lastrechnung; DD03 – Load Assessment Report Turbine Loads - Koedderitzsch (DE) Var. 2 1 x Nordex N149/5.X (Mode 0) TCS164B-01 DIBt WZ S, GK S; Rev. 00 / 2022-08-30; 2029833EN; 30.08.2022;*
- [25.2] *Nordex Energy SE & Co. KG; DD03 – Load Assessment Report Turbine Loads - Koedderitzsch (DE) Var. 1 1 x Nordex N149/5.X (Mode 0) TCS164B-01 DIBt WZ S, GK S; Rev. 00 / 2022-07-19; 2028535EN; 19.08.2022;*

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.4 Standsicherheit

16.1.4.b Typenprüfung N149

Die Typenprüfung für die WEA des Typs N149 ist Geschäfts- und Betriebsgeheimnis und streng vertraulich. Das Dokument ist daher nicht Teil der ausgelegten Antragsunterlagen.

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.4 Standsicherheit

16.1.4.b Nordex – Schalplan Fundament d=24m

Der Schalplan für die WEA des Typs N149 ist Geschäfts- und Betriebsgeheimnis und streng vertraulich. Das Dokument ist daher nicht Teil der ausgelegten Antragsunterlagen.

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.4 Standsicherheit

16.1.4.b Nordex - TP-166-d_R03_N149_5.X_N163_5.X_TCS164B

Der Prüfbescheid für eine Typenprüfung für die WEA des Typs N149 ist Geschäfts- und Betriebsgeheimnis und streng vertraulich. Das Dokument ist daher nicht Teil der ausgelegten Antragsunterlagen.

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.5 Anlagenwartung

Der Wartungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Anlagenhersteller wird erst bei Bestellung der Windkraftanlagen geschlossen und kann daher hier noch nicht zur Verfügung gestellt werden. Bei Bestellung der Windkraftanlagen wird mit dem Anlagenhersteller ein Vollwartungsvertrag abgeschlossen.

Allgemeine Dokumentation

Getriebeölwechsel an Nordex- Windenergieanlagen

Rev. 05/07.07.2020

Dokumentennr.:	NALL01_008534
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -
Dokument wird elektronisch verteilt.
Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500, N100/2500, N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300, N117/3000, N117/3000 controlled, N117/3600, N131/3000, N131/3000 controlled, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

Inhalt

1.	Allgemeines	5
2.	Vorgehensweise	5
3.	Komponentenaufbau	5
4.	Besondere Leistungen und Vorteile	6

1. Allgemeines

Die Ölwechsel an allen Nordex-Windenergieanlagen (WEA) werden ausschließlich von hierfür zugelassenen, kompetenten Fachunternehmen durchgeführt. Diese Unternehmen werden in vorgeschriebenen Abständen zertifiziert.

2. Vorgehensweise

- Stoppen der WEA.
- Transport der benötigten Maschinen und Ausrüstungen ins Maschinenhaus in einer öldichten Tonne mit dem Bordkran.
- Anschließen des Saugschlauchs an das Ölablassventil.
- Die in der Tonne befindliche Ölpumpe drückt das Altöl über den Altölschlauch in den Altöltank, der sich auf einem für dieses Verfahren ausgerüsteten LKW befindet.
- Während des Herunterpumpens werden parallel die Filterelemente gewechselt.
- Nach dem Absaugen des Altöls wird das neue Öl über einen Frischölschlauch von unten nach oben gepumpt. Anschließend werden die Schläuche abgekuppelt, verschlossen, an der Tonne befestigt und zusammen mit dem Müll (Putzlappen, alte Ölfilter), der in Eimern gesammelt wird, zum LKW heruntergelassen.
- Bei einem unerwarteten Austreten von Öl am oberen Ende des Schlauches fungiert die Maschinenhausverkleidung als Auffangwanne.
- Im unwahrscheinlichen Fall des Ölaustretens wird umgehend Ölbindemittel eingesetzt.

Die Schläuche sind 4-fach überdruckfest, unterliegen einer gesetzlich vorgeschriebenen Kontrolle und werden maximal sechs Jahre verwendet.

Der Koffer des LKW ist als Wanne ausgeführt und kann somit eventuell austretendes Öl auffangen.

3. Komponentenaufbau

- Allrad-LKW mit isoliertem Kofferaufbau, Beheizung und Ladebordwand
Aufnahmekapazität von 6 × 1.000-l-Containern oder 16 Frischölfässern je 208 l oder einer Kombination aus beidem.
- Aufnahmetank für ca. 4500 l Altöl.
- Spezialschlauchtrommel für 5 Frischöle, 1 Altöl sowie ein 400-V-Kabel.
- Pumpe, Armaturen, Mengenmessung etc.
- Bordgenerator (400 V, 7,5 KW)
- Seilwinde (260 m Seil, 400 kg Hubkraft).
- Feinfiltration des Frischöls auf 10 µm.

4. **Besondere Leistungen und Vorteile**

- Eigenständiger Ölwechsel ohne unmittelbare Unterstützung.
- Bis zu 5 verschiedene Getriebeöle auf dem LKW verfügbar.
- Die Ölpumpe erlaubt komplettes Leersaugen von Getriebesumpf, Lager- und Zahnradtaschen.
- Bei Bedarf Hochdruckspülung von verschmutzten Getrieben.
- Feinfiltrierung des frischen Öls während der Neubefüllung.
- Sicherer Umgang mit Alt- und Frischöl durch große, abgedichtete Ölauffangwanne.
- Altölentsorgung mit Entsorgungsnachweis.
- Komplette Dokumentation der durchgeführten Arbeiten.

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Die Kabeltrasse ist nicht Teil des Antrags.

Verweise:

- Die Zuwegungsplanung für die Erschließung und die Kranstellflächen siehe Kapitel 2.3 und 2.4

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 1
--------------------------------	--	---------------------------------

Dokument Nr.: 0040-4327 V13
01.05.2022

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

V90, V100, V110, V112, V117, V120, V126, V136, V150, V162, V172

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 2
--------------------------------	--	--

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

V90, V100, V110, V112, V117, V120, V126, V136, V150, V162, V172

Änderungsprotokoll

Version Nr..	Datum	Beschreibung der Änderung
00	2013-10-17	Erstfassung
01	2014-04-09	Änderung der Kurvenradien V117 und V126, Anlage 3 hinzugefügt
02	2014-08-19	Vervollständigung der Angaben zu den Kranstellflächen A1.1 bis A5.4
03	2014-11-19	Überarbeitung des Kapitels 2.3.4, hier: Mindestanforderung an Kurven. Klarstellungen zu den Kranstellflächen.
04	2015-09-10	Aktualisierung der Anlagentypen, Überarbeitung des Kapitels 2.3, Überarbeitung A1.1 bis A5.4
05	2016-02-05	Aktualisierung der Kurvenradien Kap. 2.3.4
06	2016-09-23	Aktualisierung der Anlagentypen, Überarbeitung der Kurvenradien, Überarbeitung der Kranstellflächen
07	2017-06-17	Aktualisierung der Anlagentypen, Überarbeitung der Kurvenradien, Überarbeitung der Kranstellflächen
08	2018-07-30	Komplette Überarbeitung
09	2018-11-12	Komplette Überarbeitung
10	2019-04-01	Ergänzung V100 / V110 / V150 5.6 MW / V162
11	2020-04-01	Ergänzung Hybridbetonturm (CHT) Ergänzung und Auslagerung der Dokumente: - 0092-8386 Anlage 2 Zeichnungen Kurvenradien - 0092-8388 Anlage 3 Zeichnungen Kranstellflächen - 0092-8389 Anlage 4 Projektspezifische Beispiele
12	2021-04-01	Textliche Ergänzung Baustelleneinrichtungsfläche Anforderung Anlieferung CHT Allgemeine graphische und textliche Überarbeitung Bodenanforderungen angepasst
13	2022-05-01	Ergänzung V172 in allen Dokumenten Anforderung Anlieferung CHT aktualisiert: Kurvenradius 0092-8386 Anlage 2: V162 / V172 Kurvenradien aktualisiert 0092-8388 Anlage 3: V172 ergänzt 0092-8389 Anlage 4: Umladepplatz aktualisiert und ergänzt

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 3
--------------------------------	--	--

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	5
	1.1 Vorbemerkungen.....	5
	1.2 Verantwortliche Personen	5
	1.3 Abstimmung mit Vestas.....	5
	1.4 Weitere generelle Festlegungen	6
2	Anforderungen an Transportwege	7
	2.1 Achslasten und Optimierungsmöglichkeiten.....	7
	2.2 Definition von Kategorien	7
	2.3 Anforderungen an die Planung.....	8
	2.3.1 Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen	8
	2.3.2 Statische und konstruktive Planung	10
	2.3.3 Übersicht über die geometrischen Anforderungen.....	12
	2.3.4 Anforderungen an Kurven und Kreuzungen.....	15
	2.3.5 Anforderungen an Ausweichbuchten und Wendebereiche	15
3	Anforderungen an die Kranstellflächen	17
	3.1 Übersicht über die Fahrzeuge, Krane, Komponenten und Materialien	17
	3.2 Belastungen und Belastungsbereiche	18
	3.3 Anforderungen an die Planung (Länderspezifisch).....	20
	3.3.1 Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen	20
	3.3.2 Statische und konstruktive Planung	21
	3.3.3 Geometrische Anforderungen.....	21
4	Anforderungen an die Bauausführung	22
	4.1 Lieferung der Ankerkorbkonstruktion.....	23
	4.2 Prüfung der Tragfähigkeit.....	23
	4.3 Wartungs- und Kennzeichnungspflicht.....	25

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 4
--------------------------------	--	--

5	Anforderungen an die Baustelleneinrichtungsflächen.....	25
6	Sonstige Anforderungen und Hinweise	26

Anlagenverzeichnis

Anlage 1a:	Darstellung der Baustelleneinrichtungsfläche (BE-Fläche)	27
Anlage 1b:	Bestätigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht	28
Anlage 2:	Zeichnungen Kurvenradien (separates Dokument 0092-8386)	
Anlage 3:	Zeichnungen Kranstellflächen (separates Dokument 0092-8388)	
Anlage 4:	Projektspezifische Beispiele (separates Dokument 0092-8389)	

Verwendete Abkürzungen:

LDST	Large Diameter Steel Tower (Stahlurm mit großem Durchmesser, geteilt)
CHT	Concrete Hybrid Tower (Beton-Hybridurm)
TST	Tubular Steel Tower (Stahlrohrurm)
HTST	High Tubular Steel Tower (Stahlrohrurm mit >6m Turmdurchmesser)
HH	Hub Height (Nabenhöhe)
DIBt	German Institute for Structural Engineering (Deutsches Institut für Bautechnik)
IEC	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 5
--------------------------------	--	--

1 Allgemeines

1.1 Vorbemerkungen

Das vorliegende Dokument 0040-4327 V13 mit dem Titel Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen gibt Auskunft über die von Seiten der verantwortlichen Fachplanern und Bauausführenden einzuhaltenden Anforderungen, Voraussetzungen und Vor-Ort-Bedingungen für die zur Lieferung, Lagerung und Installation von Windenergieanlagen der Baureihe V90 bis V172, erforderlichen Transportwege und Kranstellflächen innerhalb des Windparks.

Ziel ist es, durch Einhaltung der Anforderungen einen reibungslosen Ablauf hinsichtlich Logistik und Technik sowie Arbeitssicherheit zu gewährleisten.

Eine frühzeitige Berücksichtigung der Anforderungen in der Projektierungs- und Planungsphase wird empfohlen.

1.2 Verantwortliche Personen

Verantwortliche Personen in Bezug auf die Berücksichtigung der Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen in der Planung und Ausführung sind

- der/ die Baugrundsachverständige,
- der/ die Fachplaner/in für die statische und konstruktive Auslegung der Transportwege und Kranstellflächen,
- der/ die Sicherheits- und Gesundheitsschutzkoordinator/in (SiGeKo)

Die hier genannten verantwortlichen Personen agieren als Erfüllungsgehilfen im Auftrag des Bauherrn.

1.3 Abstimmung mit Vestas

Es wird ein Vorort Kick-off-Meeting mit allen Beteiligten empfohlen. Erfolgt keine Abstimmung mit Vestas wird von der Einhaltung aller Anforderungen ausgegangen.

HINWEIS: Die Nichteinhaltung der Anforderungen kann zu Behinderungen im Arbeitsablauf und somit zu Zusatzkosten z. B. durch Stillstandzeiten oder zusätzlichen Personal- und Geräteeinsatz führen.

Eine rechtzeitige Abstimmung der Planung sowie der Arbeiten vor Ort mit Vestas wird in jedem Fall empfohlen.

Gemäß abgestimmten Projektablaufplan (i.d.R. 14 Tage vor Beginn der Lieferung und somit einhergehenden Nutzung der Transportwege und Kranstellflächen durch Vestas) ist die Bescheinigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 6
--------------------------------	--	--

statischer und konstruktiver Hinsicht gem. Anlage 1a als pdf-Dateien und 1-fach als Hardcopy zur Verfügung zu stellen.

Sollten projektbezogen begründete Abweichungen zu den Anforderungen erforderlich werden, ist in jedem Fall Vestas Projektmanager in die Planung miteinzubeziehen und eine schriftliche Zustimmung einzuholen.

Auf Anfrage sind dem Vestas-Projektmanagement folgende Dokumente als pdf-Dateien und 1-fach als Hardcopy zur Verfügung zu stellen:

- Baugrundgutachten gem. Kapitel 2.3.2 und 3.3.1
- Fachplanung in statischer und konstruktiver Hinsicht der Transportwege und Kranstellflächen gem. Kapitel 2.3, 3.3.2 und 3.3.3

1.4 Weitere generelle Festlegungen

Folgende generelle Festlegungen sollen gelten und sind bei der Planung und Ausführung zu berücksichtigen:

- Während der Lieferung, Lagerung und Installation der Windenergieanlagen sowie der Servicearbeiten vor Ort muss eine Zugänglichkeit für alle Gewerke zur gesamten Baustelle zu jeder Tages- und Nachtzeit gewährleistet sein, so dass die Arbeiten vollumfänglich ausgeführt werden können.
- Während der Lieferung, Lagerung und Installation der Windenergieanlagen vor Ort müssen die Sicherheits- und Gesundheitsschutzmaßnahmen zu jeder Tages- und Nachtzeit gewährleistet und eine bauherrenseitige Koordination und Überwachung der erforderlichen Maßnahmen gegeben sein.
- Baugruben und Böschungen in Arbeits- und Lagerbereichen sind bauseitig während des gesamten Anlieferungs-, Errichtungs- und Inbetriebnahmezeitraums gem. geltenden gesetzlichen Bestimmungen gegen Absturz zu sichern.
- Während der Planung und Ausführung der Transportwege- und Kranstellflächen sind neben dem hier vorliegenden Dokument die national geltenden technischen Vorschriften, Normen und gesetzlichen Vorgaben gem. dem aktuellen Stand der Technik zu berücksichtigen, diese sind über die hier aufgezeigten VESTAS-Anforderungen hinausgehen, einzuhalten.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 7
--------------------------------	--	--

2 Anforderungen an Transportwege

Im vorliegenden Kapitel werden die Anforderungen an die Transportwege definiert. Kranstellflächen dienen ebenfalls, zumindest temporär, als Transportweg und werden hier auch als diese verstanden. Die darüber hinausgehenden Anforderungen für Kranstellflächen werden in Kapitel 3 beschrieben.

2.1 Achslasten und Optimierungsmöglichkeiten

Die Anforderungen an die Transportwege und Kranstellflächen werden in statischer Hinsicht maßgebend beeinflusst durch die auftretenden Belastungen aus den Transport- und Hebefahrzeugen. Die Standard-Achslast der Fahrzeuge beträgt ≤ 12 t.

Die Beschränkung der Achslast auf ≤ 12 t bedeutet z. T. ein umfangreiches Auf- und Abrüsten der Schwerlastfahrzeuge und -kräne an den Windenergiestandorten.

Um den damit verbundenen Zeitaufwand optimierend zu beeinflussen, kann ein Manövrieren der Schwerlastkrane zwischen den Windenergieanlagenstandorten in einem auf ≤ 21 t teilabgerüsteten Zustand der Schwerlastkrane in Absprache mit Vestas in Erwägung gezogen werden.

2.2 Definition von Kategorien

In den nationalen und internationalen Normen existiert bereits eine Einstufung der Ingenieuraufgaben / der Projekte gem. den Baugrundverhältnissen im Verhältnis zur Bauwerksart in Geotechnische Kategorien.

Im vorliegenden Dokument werden in Tabelle 1 und Tabelle 2 weitere Einstufungen der zu lösenden geotechnischen Ingenieuraufgaben in Abhängigkeit der vorherrschenden Baugrundverhältnisse und der genutzten Achslasten definiert und der Mindestumfang der Baugrunderkundungen empfohlen bzw. vorgegeben.

Kategorie 1: Einfache Verhältnisse

Eine Achslast der Transport- und Hebefahrzeuge von ≤ 12 t und ≤ 160 t Fahrzeuggesamtgewicht ist Mindestvoraussetzung für die Einstufung in die Kategorie K1.

Darüber hinaus ist mit einfachen Verhältnissen das Vorliegen von einheitlichen Baugrundverhältnissen im Bereich des Baufeldes gemeint. Die anstehenden, schichtwechselarmen Böden sind bis zur Einflusstiefe gut bis sehr gut tragfähig und die Grundwasserverhältnisse unbedeutend.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 8
--------------------------------	--	--

Tabelle 1: Kategorien und Empfehlungen für einfache Verhältnisse

Einfache Verhältnisse	Kategorie 1.1	Kategorie 1.2	Kategorie 1.3
Achslast	≤ 12 t		
Baugrundeigenschaften	Mind. mitteldicht bis dicht gelagerte Sande	Annähernd halbfeste kohäsive Böden	Wechselagerungen der Kategorie 1.1 und Kategorie 1.2
Grundwasser	Batman purge	$\geq 2,5$ cm unter GOK	Gem. K 1.1 und K 1.2
Geotechnische Untersuchungen	EMPFEHLUNG Gem. Kapitel 2.3.1		

Kategorie 2: Schwierige Verhältnisse

Zu einer Einstufung in schwierige Verhältnisse kommt es bei Ansatz einer Achslast von ≤ 12 t, wenn uneinheitliche Baugrundverhältnisse im Bereich des Baufeldes vorliegen. Die in Wechselagerung anstehenden Böden sind bis zur Einflusstiefe nicht tragfähig bis nur bedingt tragfähig, so dass umfassende geotechnische Nachweise und Maßnahmen erforderlich werden. Die wechselnden Grundwasserverhältnisse nehmen z. B. Einfluss auf die Konsistenz und somit auf die Tragfähigkeit sowie auf das Setzungsverhalten.

Tabelle 2: Kategorien und Erfordernisse für schwierige Verhältnisse

Schwierige Verhältnisse	Kategorie 2.1
Achslast	≤ 12 t (Minimum Transport)
Baugrundeigenschaften	Locker gelagerte Sande, kohäsive Böden mit steifer oder geringer Konsistenz
Grundwasser	≥ 50 cm unter GOK
Geotechnische	ERFORDERNIS Gem. Kapitel 2.3.1

2.3 Anforderungen an die Planung

2.3.1 Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen

Eine grundsätzliche Definition der Anforderungen an das Baugrundgutachten und die dazu erforderlichen Baugrunderkundungen für die Gründung der Windenergieanlagen ist in dem Dokument 0019-5727 gegeben.

Für die Planung der Transportwege empfiehlt es sich darüber hinaus, in den einfachen Fällen (Kategorie 1)

- je Streckenstrang (≤ 650 m) eine indirekte Erkundung z. B. in Form einer Drucksondierung (CPT-E) oder glw. Bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen.
- je Streckenstrang (≤ 650 m) eine direkte Erkundung z. B. in Form einer Kleinrammbohrung oder glw. Bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen, sofern sich abweichende Ergebnisse in den

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 9
--------------------------------	--	--

durchgeführten Drucksondierungen gegenüber den Hauptuntersuchungen im Bereich der Windenergieanlagen aufzeigen.

- je Bodenschicht- und/ oder Bodeneigenschaftswechsel oder Tiefenmeter mindestens eine Bodenprobe zu entnehmen.
- die Auswertung der gewonnenen Bodenproben im Baugrundlabor zur Ermittlung der Bodenparameter (Rechenwerte) bzw. zur Bestätigung der in den Normen genannten Rechenwerte vorzunehmen.

Für die Planung der Transportwege wird gefordert, in den schwierigen Fällen (Kategorie 2)

- je Streckenstrang (≤ 650 m) eine indirekte Erkundung z. B. in Form einer Drucksondierung (CPT-E) oder glw. Bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen.
- je Streckenstrang (≤ 650 m) eine direkte Erkundung z. B. in Form einer Kleinrammbohrung oder glw. Bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen.
- je Bodenschicht- und/ oder Bodeneigenschaftswechsel oder Tiefenmeter mindestens eine Bodenprobe zu entnehmen.
- die Auswertung der gewonnenen Bodenproben im Baugrundlabor zur Ermittlung der Bodenparameter (Rechenwerte) bzw. zur Bestätigung der in den Normen genannten Rechenwerte vorzunehmen.

Der erforderliche Umfang der Baugrunderkundungen richtet sich nach den geologischen Gegebenheiten vor Ort und liegt im Verantwortungsbereich des Baugrundsachverständigen.

Dieser hat in beiden Fällen die Anforderung zu erfüllen und im Rahmen seines Hauptgutachtens in einem Extrakapitel oder, je nach Umfang, in einem separaten Gutachten fachlich begründete Vorgaben für die Planung der Transportwege zu tätigen.

Folgende Informationen sind in Bezug auf die Planung und Ausführung der Transportwege und Kranstellflächen in dem Baugrundgutachten mindestens zu tätigen:

- Nennung der Bodenarten, Bodenschichtungen und Homogenbereiche
- Nennung der Bodenkenngrößen (Korngröße und Korngrößenverteilung, Kornform, Korngefüge und Beimengungen, Wassergehalt und Wasseraufnahmevermögen, Durchlässigkeit, Bodendichte, Bodenwichte, Porenanteil, Lagerungsdichte, Verdichtungsfähigkeit, Zustandsformen etc.)
- Nennung der Festigkeits- und Formänderungseigenschaften (Scherfestigkeit, Zusammendrückbarkeit, Bodendynamische Kennwerte etc.)
- Nennung der Bodenkenngrößen für bindige und nichtbindige Böden (hier: Rechenparameter)

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 10
--------------------------------	--	----------------------------------

- Dimensionierung der Wege- und Kranstellflächenaufbaus (Querschnitte mit Materialangaben)
- Angabe zur Wiederverwendbarkeit des Bodenaushubs als Auffüllmaterial für Wege- und Kranstellflächenbau bzw. als Fundamentüberschüttung.

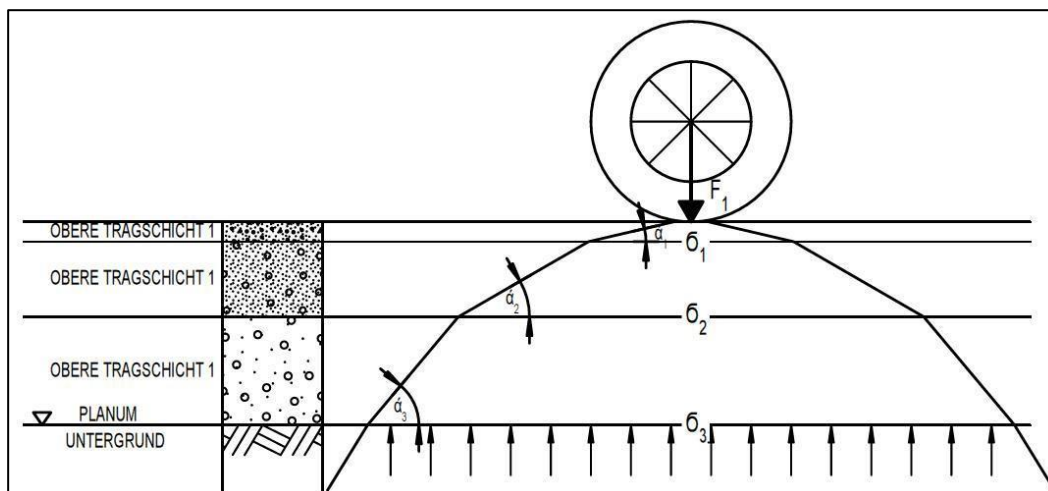
2.3.2 Statische und konstruktive Planung

Auf Basis des Baugrundgutachtens ist eine Planung der Transportwege in statischer und konstruktiver Hinsicht zu erarbeiten.

Folgende erdstatische Nachweise sind prüffähig zu führen:

- Nachweis der Grundbruchsicherheit und Einhaltung der zulässigen Schiefstellung (Setzungsberechnung)
- Nachweis der Spannungsverteilung unter Lasten (Sohlspannungsverteilung, Spannungsverteilung im Boden)
- Nachweis der Gleit- und Kippsicherheit
- Nachweis der Gelände- und Böschungsbruchsicherheit
- Nachweis des Wassereinflusses (Wasserdruck, hydraulischer Grundbruch, Veränderung der Bodenwichte, Frostempfindlichkeit)

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Lastverteilung auf künstlichem Aufbau sowie den natürlich anstehenden Böden (Untergrund)



Die zeichnerische Darlegung der Planung ist in folgender Form zu erbringen:

- Lagepläne im Maßstab 1:1000 / 1:2000 / 1:5000
- Querschnittsprofile mit Angabe der Quergefälle im Maßstab 1:50 / 1:100
- Höhenpläne als Schnittdarstellung im Maßstab 1: 200 / 1:500 / 1:1000
- Detailpläne im Maßstab 1:10, 1:50 je nach Erfordernis

In die statische und konstruktive Planung der Transportwege ist die Nachweisführung und zeichnerische Darlegung der Maßnahmen für zu überfahrende Bauteile, wie z. B.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 11
--------------------------------	--	---

Brücken und Durchlässe, Ver- und Entsorgungsleitungen, Schächten etc. zu integrieren.

Für das Überfahren von bestehenden Bauwerken sind im Allgemeinen Genehmigungen, denen u. a. eine statische Prüfung vorausgeht, erforderlich, die bauseits einzuholen sind.

Die Transportwege sind für den kompletten Zeitraum des Windparkprojektes (Aufbau-, Betriebs- und Rückbauphase) auszulegen.

Schwerlastfahrzeuge sind keine geländegängigen Fahrzeuge und für den Verkehr auf befestigten Straßen konstruiert und vorgesehen. Daher bestehen an die Transportwege besondere Anforderungen nicht nur in Bezug auf die Tragfähigkeit, sondern auch an die Gebrauchstauglichkeit.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 12
--------------------------------	--	----------------------------------

2.3.3 Übersicht über die geometrischen Anforderungen

Bei der Planung der Transportwege sind Mindestabmessungen einzuhalten, die in den folgenden Abschnitten dargelegt werden:

STANDARD-LICHTRAUMPROFIL		
	Durchfahrtsbreite (Kurven)	s. Kapitel 2.3.4.
A	Durchfahrtsbreite (Geraden)	6,00 m (TST) 6,00 m (CHT) 6,50 m (LDST ⁽¹⁾) 7,00 m (nur LDST V162 NH166) 7,50 m (HTST)
B	Durchfahrtshöhe	5,50 m 7,50 m (HTST)
C	Transportbreite	4,60 – 6,30 m
D	Transporthöhe	5,00-7,30 m
E	Spurbreite	3,00 m

Hybridturm: Abweichend zu den o.g. sind andere Werte während des *Bauabschnittes Fundament- und Betonturmbau* möglich.

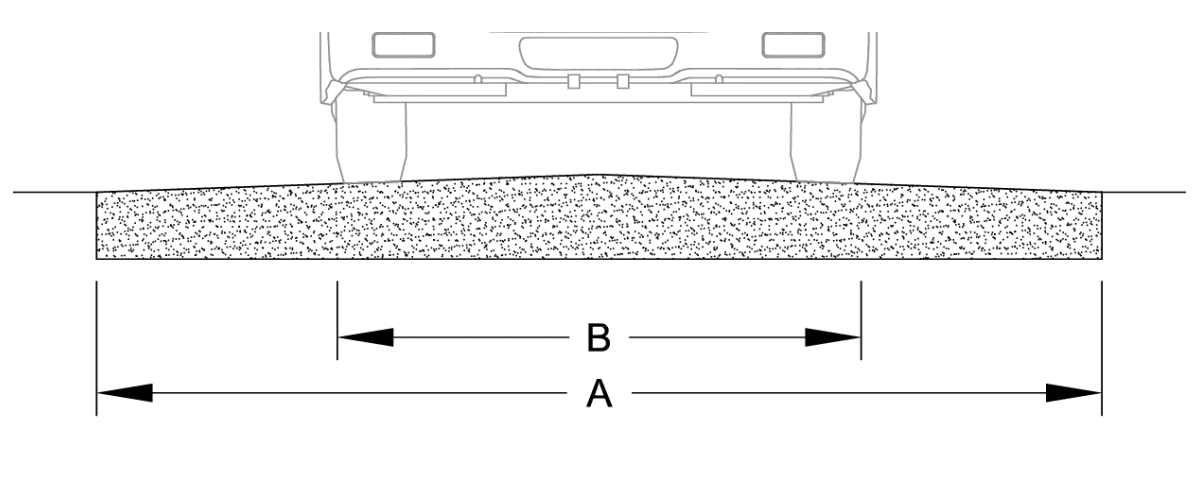
A	Durchfahrtsbreite	5,5m
B	Durchfahrtshöhe	5,0m

Für die Anlagenerrichtung sind die oben genannten Tabellenwerte (Standard-Lichtraumprofil) zu verwenden.

⁽¹⁾ Auswahl gemäß WEA-Typ Kapitel 7

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 13
--------------------------------	--	----------------------------------

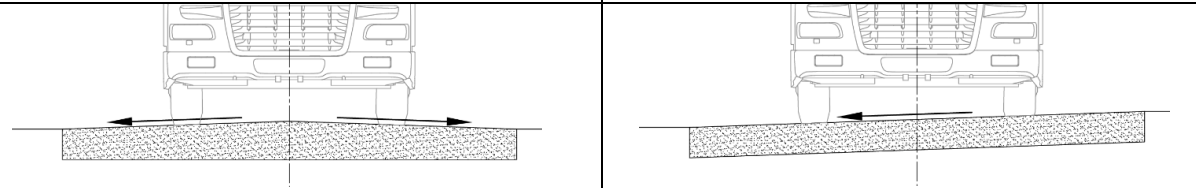
FAHRBAHN TRAGFÄHIGE OBERFLÄCHE		
A	Breite tragfähige Fahrbahn (Geraden)	4,50 m
B	Fahrzeug Spurbreite (Geraden)	2,50 m – 3,00 m
	Breite tragfähige Fahrbahn (Kurven/-radien)	s. Kapitel 2.3.4.



Hybridturm: Abweichend zu den o.g. sind andere Werte während des *Bauabschnittes Fundament- und Betonturmbau* möglich.

A Breite tragfähige Fahrbahn (Geraden) 4,0m

GRENZWERTE VON QUERGEFÄLLEN	
Kurven	$\leq 3\%$
Geraden	$\leq 3\%$



LÄNGSGEFÄLLE / MAXIMALWERTE BEI STEIGUNGEN / GEFÄLLE	
Fahrt vorwärts (Schichten ohne Bindemittel)	$< 7\%$
Fahrt vorwärts (mit gebundener Deckschicht)	$\geq 7\%$ (projektspezifische Bedingungen wie z.B. Zug- /Bremshilfe, Traktion, Kurvenradien und Straßenbreite u.a.)
Fahrt rückwärts	$\leq 3\%$

Hybridturm: Ab einer Steigung von 7% müssen ggfs. Zusatzmaßnahmen getroffen werden, wie z.B. das Umladen auf eine Transporttechnik, die zusätzlich schlepp- und bremsbar ist. Dies ist im Detail mit Vestas und Max Bögl abzustimmen bzw. Festzulegen. Hierfür wird ein entsprechender Umladeplatz notwendig. Ein notwendiges Rückwärtsfahren bei der Anlieferung der Betonturm-Komponenten ist zu vermeiden.

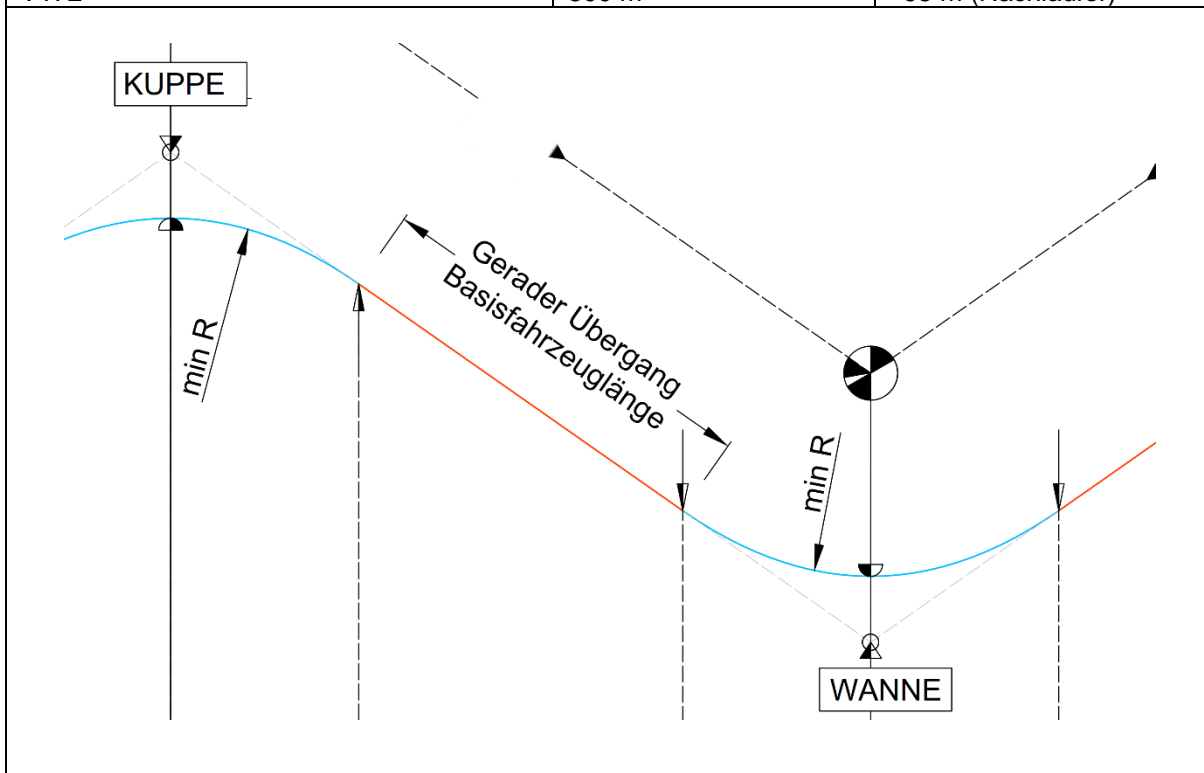
Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 14
--------------------------------	--	----------------------------------

BODENFREIHEIT

Komponente	Minimum	Maximum
Turm	≥ 15 cm	≤ 80 cm
Rotorblätter	≥ 40 cm	≤ 80 cm

KUPPEN & WANNEN

WEA-Typ	Minimumradius	Basisfahrzeuglänge
V90 / 100 / V110 / V112	400 m	60 m
V117 / V120	500 m	65 m
V126	500 m	70 m
V136	600 m	75 m
V150	600 m	80 m
V162	500 m	90 m (Nachläufer)
V172	500 m	95 m (Nachläufer)



Hybridturm: Abweichend zu den o.g. sind andere Werte während des Bauabschnittes Fundament- und Betonturmbau möglich. Minimumradius von 250 m und Basisfahrzeuglänge von 25m.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 15
--------------------------------	--	---

2.3.4 Anforderungen an Kurven und Kreuzungen

Die Planung von Kurven ist durch die Einhaltung von Mindestmaßen vorzunehmen. Diese sind gem. den in Anlage 2 (separates Dokument 0092-8386) stehenden Beispielen anzuwenden.

Anmerkungen:

- dargestellte Grafiken sind nicht maßstäblich
- Kurven sind für alle Komponenten gültig
- tragfähige Fahrbahnbreite vor Kurveneinfahrt: 4,50 m
- vor Einfahrt in eine Kurve und einem Übergang von Kuppe zu Wanne, muss mind. die entsprechende Basisfahrzeuglänge (s. Tabelle „Kuppen und Wannen“, Kap. 2.3.3 „Übersicht über die geometrischen Anforderungen“) zum gerade Positionieren des Transporterfahrzeuges vorhanden sein
- müssen Längen- und/ oder Kurvenausbauten auf Baustellen kleiner oder größer sein, sind diese projektspezifisch zu prüfen

Hybridturm: Abweichend zu den o.g. Werten sind andere Werte während des Bauabschnittes Fundament- und Betonturmbau möglich.

Innenradius der Fahrbahn	25,0 m
Breite der Fahrbahn	5,0 m
Überschwenkbereich innen	1,0 m
Steigungen in Kurven mit Seitenneigung sind zu vermeiden (projektspezifische Absprache)	(Richtwert $\leq 4\%$)

Besonderer Hinweis aus dem Kapitel 1.3:

Sollten projektbezogen begründete Abweichungen zu den Mindestanforderungen erforderlich werden, ist in jedem Fall Vestas in die Planung miteinzubeziehen und eine schriftliche Zustimmung einzuholen.

2.3.5 Anforderungen an Ausweichbuchten und Wendebereiche

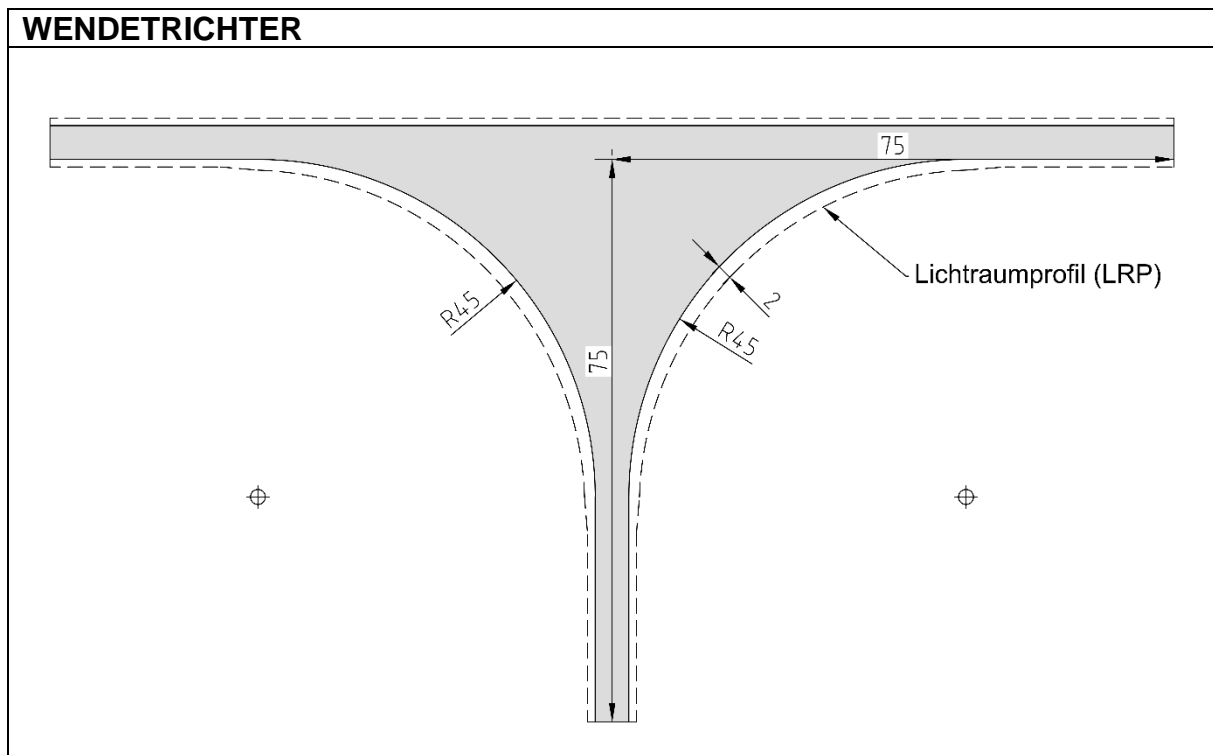
Bei nicht einsehbaren Streckenabschnitten und/oder Längen $\geq 0,5$ km und im Streckenabschnitt der Hauptzufahrt sind Ausweichbuchten für Massentransporte von 20 m (Länge) x 4,0 m (Zusatzfahrbahnbreite) anzulegen, um ein Vorbeifahren von entgegenkommendem Verkehr (ausgenommen sind Schwerlasttransporte), sowie insbesondere die freie Durchfahrt von Rettungsfahrzeugen zu gewährleisten.

Jeder Windpark muss über mindestens eine Wendemöglichkeit verfügen, die Lage wird projektspezifisch mit VESTAS abgestimmt. Die Radien des Wendebereiches betragen 2x R45 m zuzüglich 2 m Lichtraumprofil, dieser dient für alle Fahrzeuge inklusive der Rotorblätter.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 16
--------------------------------	--	----------------------------------

Sollte auf Grund der Anordnung der Kranstellfläche, oder der Anordnung der Blattlager an der Kranstellfläche ein Wenden der Fahrzeuge mit den Rotorblättern notwendig sein, sind die Radien der Kurvendarstellungen für den entsprechenden Anlagentyp zu wählen.

Beispieldarstellung eines Wendetrichters



Für Ausweichbuchten sowie alle Wendemöglichkeiten gelten die gleichen statischen und konstruktiven Anforderungen wie an die Transportwege.

Hybridturm: Abweichend zu den o.g. sind andere Werte während des Bauabschnittes Fundament- und Betonturmbau möglich.

In der Nähe der Kranstellfläche muss eine Ausweichbucht angelegt werden, damit es während der Montage nicht zu einer Behinderung zwischen zu- und abfahrenden Transportfahrzeugen kommt. An dieser Stelle muss die Straße auf einer Länge von 70 m eine Gesamtbreite von mindestens 8,0m haben.

Je nach Örtlichkeit können zusätzliche Wendemöglichkeiten von 2x R25m und Stichlänge 30m notwendig sein.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 17
--------------------------------	--	---

3 Anforderungen an die Kranstellflächen

Im vorliegenden Kapitel werden die weiterführenden Anforderungen an die Kranstellflächen definiert.

3.1 Übersicht über die Fahrzeuge, Krane, Komponenten und Materialien

Einen Überblick über die zum Einsatz kommenden Fahrzeuge, Krane, Komponenten und Materialien gibt die folgende Auflistung:

- Begleitfahrzeuge ca. 3,5 t Gesamtgewicht
- ca. 55-65 LKW und Schwerlasttransporte Achslast 12 t
- 2 Hilfskrane, 1 Vormontagekran, min. 1 Großkran Achslast 12 t
- ca. 66 Fahrzeuge für Betonfertigteile pro CHT
- Stahlturmteile 42 t bis 95 t
- Maschinenhaus, Nabe, Getriebe 35 t bis 105 t
- 3 Rotorblätter 12-27 t
- Werkzeugcontainer
- Baustelleneinrichtung

Hinweis: Anlagenspezifisch abweichend.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 18
--------------------------------	--	---

3.2 Belastungen und Belastungsbereiche

Für die Kranstellflächen gelten die in Kapitel 2.1 definierten Belastungen und Anforderungen gleichlautend. Jedoch gelten für die verschiedenen Teilflächen/ Teilbereiche der Kranstellflächen verschiedene Belastungsstufen und Anforderungsprofile.

Es wird von vollflächiger Nutzung der beschriebenen Teilflächen ausgegangen. Die gegebenenfalls notwendigen lastfreien Bereiche sind zu berechnen und zu ergänzen.

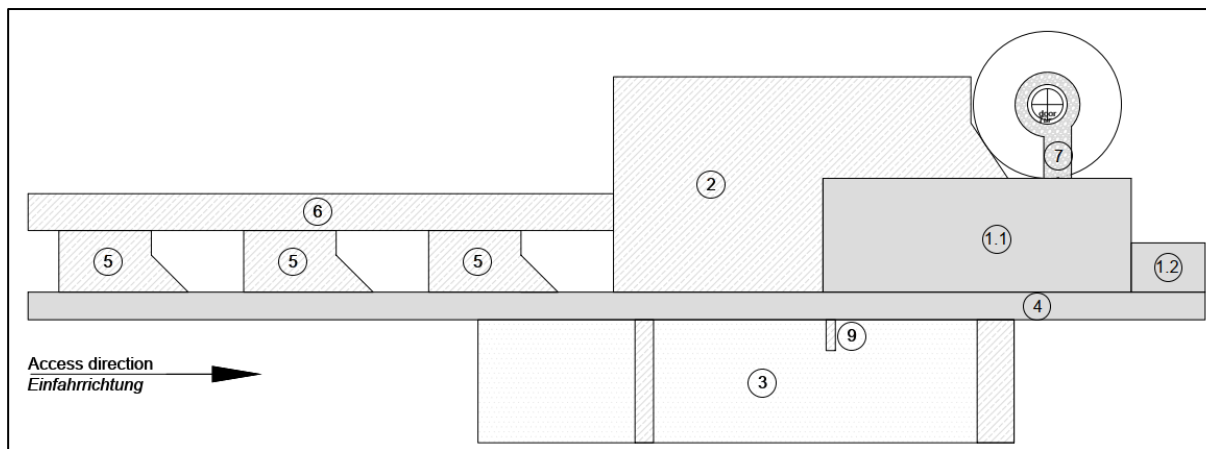
Tabelle 3: Bezeichnung, Belastung und Anforderungen an die Kranstell(teil)flächen

Nr.	Teilflächen-bezeichnung	Verwendung	Achslast (t) gebrauchstauglich	Anforderungen/ Beschaffenheit
1	Kranstellfläche	Montagekran		0% Gefälle, Flächenlast: 260 kN/m ² für NH ≤152m 350- 400 ⁽²⁾ kN/m ² für NH >152m, dauerhaft ausgebaut, Krantyp z.B. LG1750/ LR11000
2	Montagefläche	Montage	12	0 % Gefälle; temporär ausgebaut, zum Teil Wiederherstellung im Servicefall notwendig
3	Lagerfläche	Rotorblatt-lagerung	6 (nur Blatt-ablage-streifen)	eben und frei von Hindernissen, Ablagestreifen 30 cm angehoben, höhengleich zueinander, in alle Richtungen neigungsfrei, temporär ausgebaut
4	Transportweg	Transport	12	vgl. Kapitel 2, dauerhaft ausgebaut
5	Hilfskranfläche	Hilfskran	12	<2 % Gefälle, temporär ausgebaut, Wiederherstellung im Servicefall notwendig
6	Rüstfläche	Rüsten	12	<2 % Gefälle vom Kranmittelpunkt, temporär ausgebaut, Wiederherstellung im Servicefall notwendig
7	Turmsockelumfahrung und Zufahrt	Arbeitsbereich	6	dauerhaft ausgebaut
8	Ballast- und Hilfskranfläche	Ballastieren des Großkranes	12	eben und frei von Hindernissen, temporär ausgebaut, Wiederherstellung im Servicefall notwendig
9	Turmlager	Lagerfläche	12	temporär ausgebaut
10	Werkzeuginnenlager	Lagerfläche	12	<2 % Gefälle, temporär ausgebaut

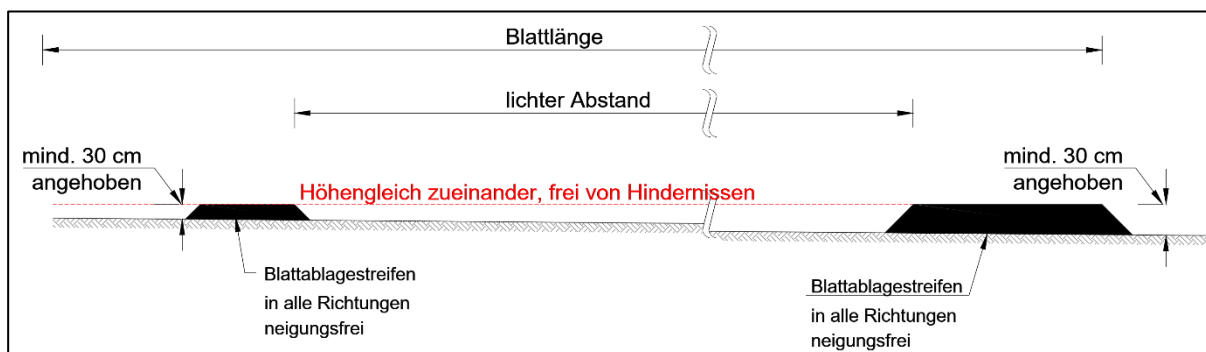
⁽²⁾ Standortspezifische Berechnung empfohlen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 19
--------------------------------	--	----------------------------------

Prinzipdarstellung einer Kranstellfläche



Prinzipdarstellung der Blattablagefläche



Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 20
--------------------------------	--	---

3.3 Anforderungen an die Planung (Länderspezifisch)

3.3.1 Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen

WEA-Kranstellflächen sind wie Gründungsflächen von Bauwerken der Geotechnischen Kategorie GK 3 zu erkunden und zu untersuchen.

Der geotechnische Sachverständige hat geeignete Erkundungsmaßnahmen zu planen, auszuführen und auszuwerten sowie Hinweise zum Wegeaufbau und zur Stabilisierung der Kranstellflächen (z.B. Mächtigkeit des Tragschichtaufbaus, ggf. Angaben zum Einsatz von Geokunststoffen oder hydraulischen Bindemitteln) in seinem geotechnischen Bericht zu geben.

Hierbei ist zu beachten, dass auf der gesamten Kranstellfläche, inklusive der an die Kranstellfläche angrenzenden Baugruben-Arbeitsraumverfüllung des WEA-Fundamentes, die von VESTAS angegebene Bodenpressung aufgenommen und schadlos abgetragen werden kann.

Neben den Angaben in Kapitel 2.3.1 wird für die Planung der Kranstellflächen im Bereich der Fläche 1 ergänzend gefordert sowie im Bereich der Flächen 2 bis 3, 5 und 8 ergänzend empfohlen:

- mindestens je zwei indirekte Erkundungen z.B. in Form von elektrischen Drucksondierungen (CPT) gemäß DIN EN ISO 22476-1 oder glw. bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen.
- je eine direkte Erkundung z. B. in Form einer Kleinrammbohrung oder glw. bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen, sofern sich abweichende Ergebnisse in den durchgeführten Drucksondierungen gegenüber den Hauptuntersuchungen im Bereich der Windenergieanlagen aufzeigen.
- je Bodenschicht- und/ oder Bodeneigenschaftswechsel oder Tiefenmeter mindestens eine Bodenprobe zu entnehmen.
- die Auswertung der gewonnenen Bodenproben im Baugrundlabor zur Ermittlung der Bodenparameter (Rechenwerte) bzw. zur Bestätigung der in den Normen genannten Rechenwerte vorzunehmen.
- ein rechnerischer Nachweis der Grundbruchsicherheit (gegen Durchstanzen der Kranpratzen) gemäß DIN 4017 ist vom geotechnischen Sachverständigen zu führen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 21
--------------------------------	--	---

3.3.2 Statische und konstruktive Planung

Neben den in Kapitel 2.3.2 definierten Anforderungen sind ergänzend die Nachweise für eine Flächenlast von 260 kN/m² bzw. 400 kN/m² zu führen.

Ergänzend gilt noch ein besonderer Hinweis auf die möglichen Überschneidungen der Lastauswirkungsbereiche der Kranstellflächen mit denen des Fundamentes. Die Überschneidungen der Lastauswirkungsbereiche sind in der Planung statisch sowie konstruktiv zu berücksichtigen.

3.3.3 Geometrische Anforderungen

Neben den in Kapitel 2.3.3 bis 2.3.5 definierten Anforderungen sind ergänzend die in den jeweiligen Zeichnungen vermerkten geometrischen Werte einzuhalten.

Die zeichnerischen Darstellungen in der aktuellen Anlage 3 stellen die jeweiligen Maße der zur Verfügung zu stellenden tragfähigen Nutzungsoberflächen ohne evtl. lastfreie Bereiche, Drainagegräben etc. dar.

Bei einer Planung von in den Typenprüfungen abweichenden Höhendifferenzen zwischen Fundamentoberkante und Geländeoberfläche ist eine gesonderte Absprache mit Vestas zu führen und schriftlich festzuhalten. Bei gegenüber der Typenprüfung erhöhten oder niedrigeren Fundamenten kann es durch ggf. notwendige abweichende Kranbauten und erweiterten Maschinen-/ Zeitaufwand zu Mehrkosten kommen. Ein höher, oder niedriger liegendes Fundament darf durch notwendige Böschungskanten nicht die Maße der tragfähigen Kranstellfläche verringern. Entsprechend notwendige Sicherheitsabstände zu belastbaren Kanten sind in der Planung zu berücksichtigen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 23
--------------------------------	--	---

4.1 Lieferung der Ankerkorbkonstruktion

Mit dem Beginn der Lieferleistung durch Vestas ist die Lieferung der Ankerkorbkonstruktion zwecks Einbaus in das Fundament zu verstehen. Es wird daher gem. Kapitel 1.3 von einer Fertigstellung der Transportwege und Kranstellflächen gemäß Projektablaufplan (i.d.R. mind. 14 Tage vor Beginn der Lieferleistung) ausgegangen.

Sollte eine vorzeitige Lieferung vor Fertigstellung der Transportwege und Kranstellflächen gewollt sein, sind Ersatzflächen zur Zwischenlagerung bereitzustellen. Für die Ersatzflächen ist eine Tragfähigkeit von 12t Achslast sicherzustellen und gelten somit die Vorgaben gem. Kapitel 2 und Kapitel 3 gleichlautend. Die benötigten Abmessungen richten sich nach dem Umfang der Lieferung, so dass in jedem Fall eine Absprache mit Vestas erfolgen muss.

4.2 Prüfung der Tragfähigkeit

Zur Prüfung der Tragfähigkeiten sind vor Ort baubegleitend Verdichtungsnachweise in Form von

- flächendeckenden, dynamischen Verdichtungskontrollen z.B. mit dem leichten Fallgewichtsgesetz gemäß der Technischen Prüfvorschrift für Boden und Fels im Straßenbau (TP BF-StB), Teil B 8.3 oder / und
- statischen Plattendruckversuchen durchzuführen, und zwar
 - 2 Stück auf der Kran(teil)fläche Nr. 1,
 - 1 Stück auf der Kran(teil)fläche Nr. 8,
 - je 2 Stück auf den Kran(teil)flächen Nr. 2 und 5,
 - 1 Stück je km-Transportweg mit 12 t Achslast

Der Verdichtungserfolg ist letztendlich durch den Nachweis eines Verdichtungsgrades von $D_{Pr} \geq 100\%$ zu bestätigen.

Anforderungen an	Verformungsmodul E_{v2}	Verhältnisswert E_{v2}/E_{v1}	D_{Pr}
Transportwege mit max. 12t-Achslast	$\geq 80 \text{ MN/m}^2$	$\leq 2,3$	$\geq 100 \%$
Kranstellflächen	$\geq 120 \text{ MN/m}^2$	$\leq 2,3$	$\geq 100 \%$

Die maximale zulässige Spurrinnentiefe der Transportwege soll auf unter 5 cm begrenzt werden. Dabei sind Bodenfreiheit, Kuppen und Wannen jederzeit zu gewährleisten.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 24
--------------------------------	--	---

Das Feinanteil von Baustoffgemischen für Schottertragschichten darf 5% nicht übersteigen.

Hinweise: Je größer das Verformungsmodul ist, desto steifer ist der Baugrund. Je kleiner der Verhältnswert ist, desto besser ist die Verdichtung des Baugrundes. Der bestmögliche Verhältnswert ist 1.

Erfahrungsgemäß müssen die natürlich anstehenden Böden bereits ein Verformungsmodul von $E_{v2} \geq 45 \text{ MN/m}^2$ erreichen, um die o. g. Werte letztendlich bei einem fachgerechten Aufbau von ca. 60 cm erreichen zu können. Kann dieser Wert auf dem natürlichen Baugrund nicht erreicht werden, ist dieser bis in größere Tiefen zu verbessern. Maßnahmen sind z. B. die Erhöhung der Tragschichtdicke, Stabilisierung mit hydraulischen Bindemitteln, Verlegen von Geokunststoffen und Geovlies etc.

Bei mächtigeren Aufbauten bzw. Bodenverbesserungsmaßnahmen als die Wirkungstiefe der Plattendruckversuche bzw. die Einflusstiefe der Belastungen, ist dementsprechend der Aufbau lagenweise zu prüfen, oder sind prüfende Baugrunderkundungen in Form von Drucksondierungen oder gleichwertig auszuführen.

Der letztendlich erforderliche Umfang der Prüfungen richtet sich nach den geologischen Gegebenheiten sowie den geplanten Maßnahmen vor Ort und liegt im Verantwortungsbereich des Baugrundsachverständigen.

Zur Bestätigung der Mindesttragfähigkeiten ist Vestas spätestens 14 Tage vor Beginn der Lieferung die Bescheinigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht gem. Anlage 1b zu übergeben (siehe hierzu auch Kapitel 1.3).

Auf Anfrage sind dem Vestas-Projektmanagement die entsprechenden Aufzeichnungen und Ergebnisse der Messungen vorzulegen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 25
--------------------------------	--	---

4.3 Wartungs- und Kennzeichnungspflicht

Die Wartung der Transportwege und Kranstellflächen muss während der Lieferung, Lagerung und Installation der Windenergieanlagen sowie allen Servicezeiten gewährleistet sein. Die Wartung umfasst

- Alle erforderlichen Maßnahmen zur Sicherung und ggf. Wiederherstellung der statischen und konstruktiven Anforderungen,
- insbesondere die Beseitigung von Schlaglöchern, Aufwölbungen, Spurrillen etc. vor Lieferung der Großkomponenten,
- die Vermeidung von Staub und Schmutz durch Beregnung der Flächen,
- die ordnungsgemäße Entwässerung der Flächen,
- den Winterdienst,
- die Kennzeichnung der schneebedeckten Flächen durch Signalpfosten.

5 Anforderungen an die Baustelleneinrichtungsflächen

Für die befestigte Baustelleneinrichtungsfläche 30m x 40m, <2%-Gefälle, gelten die in Kapitel 2.1 definierten Belastungen und Anforderungen gleichlautend. Ab 12 Windenergieanlagen wird eine vergrößerte Baustelleneinrichtungsfläche benötigt. Dies ist mit dem Vestas Projektteam abzustimmen. Die Park-, Rangier- und Ladeflächen sind für eine Achslast von 12t auszulegen. Die diesen Bereich umschließende sonstige Baustelleneinrichtungsfläche ist als Lager- und Abstellfläche (z. B. von Containereinrichtungen etc.) vorzusehen und muss eben sowie frei von Hindernissen sein.

Baustelleneinrichtungsflächen müssen außerhalb des Gefahrenbereiches mit einem Radius von min. 200 m um die jeweiligen Windenergieanlagen positioniert sein.

Die erforderlichen Abmessungen sind der Anlage 1a zu entnehmen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 26
--------------------------------	--	---

6 Sonstige Anforderungen und Hinweise

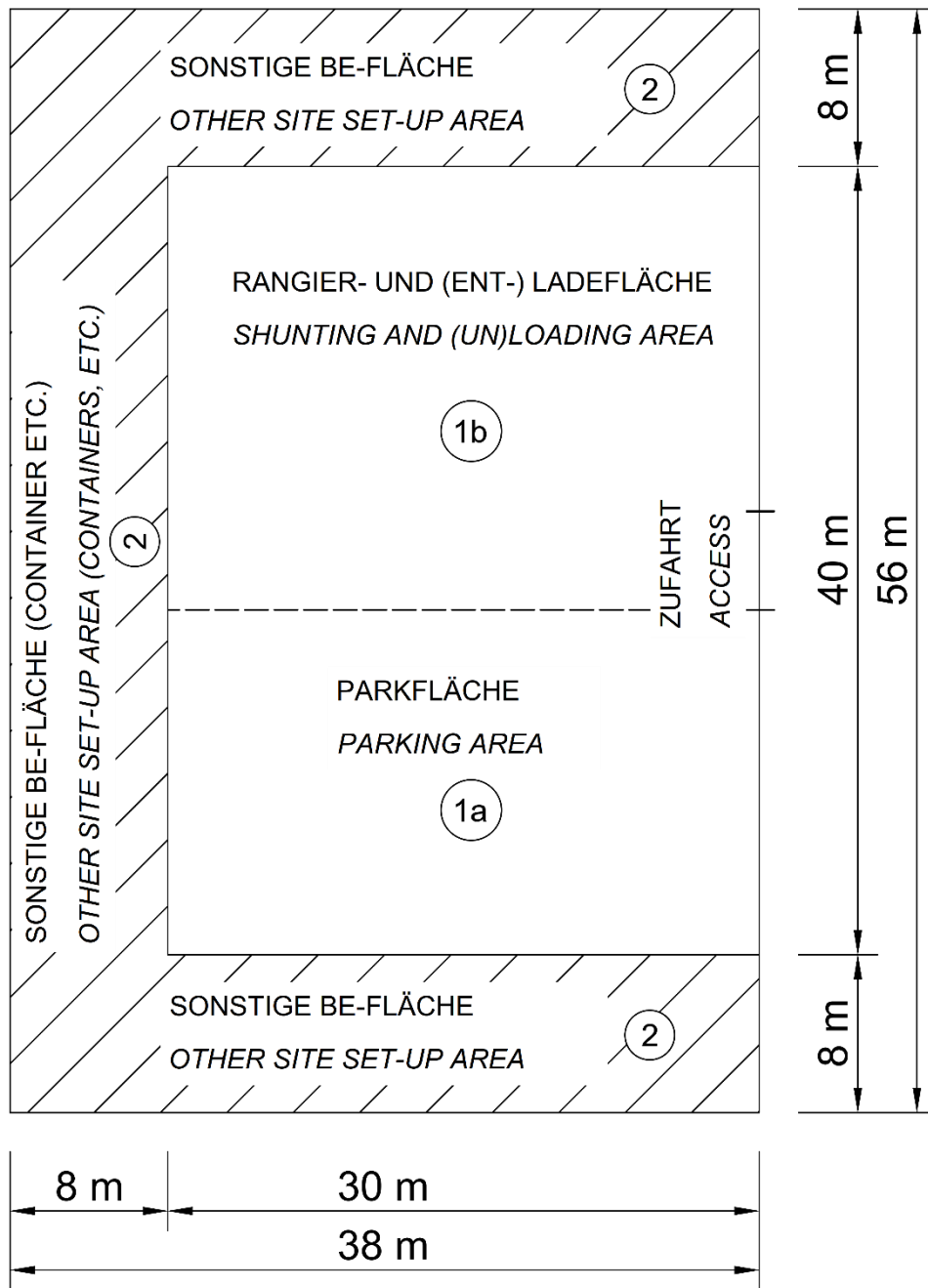
Folgende sonstige Anforderungen und Hinweise werden formuliert:

- Für das Personal sind ausreichend Parkflächen für das sichere Abstellen der Fahrzeuge vorzusehen.
- Das Tragen von Sicherheitskleidung ist Pflicht. Schutzhelm, Sicherheitsschuhe, Arbeitshandschuhe, Arbeitskleidung und Schutzbrille sind vor Arbeitsbeginn anzulegen. Die Anweisungen des Sicherheits- und Gesundheitsschutzkoordinators sowie des verantwortlichen Baustellenpersonals ist Folge zu leisten. Verstöße können zum Verweis von der Baustelle führen.
- Aufgrund des Arbeitens mit schweren Materialien und Gerätschaften besteht erhöhtes Unfallrisiko insbesondere durch deren mögliches Kippen und Niederfall.
- Das vorliegende Dokument wurde nach bestem Wissen und Gewissen ohne Anspruch auf Vollständigkeit durch die Vestas Deutschland GmbH, Kapstadtring 7, 22297 Hamburg verfasst.

Hinweise und Verbesserungsvorschläge sind erwünscht, um insbesondere die Arbeitssicherheit weiter zu erhöhen und den Ablauf der Projekte zu optimieren. Vorschläge und Anmerkungen richten Sie bitte an den zuständigen Projektleiter.

Dokument-Nr: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen Anlage 1a	Datum: 01.05.2022 Seite 27
-------------------------------	---	----------------------------------

Anlage 1a: Darstellung der Baustelleneinrichtungsfläche (BE-Fläche)



- ① PARK-, RANGIER- UND LAGERFLÄCHE
PARKING, SHUNTING AND (UN)LOADING AREA 1200 m²
- ② SONSTIGE BE-FLÄCHE
OTHER SITE SET-UP AREA 928 m²

Dokument-Nr: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen Anlage 1b	Datum: 01.05.2022 Seite 28
-------------------------------	---	---

Anlage 1b: Bestätigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht

Transportwege und Kranstell(teil)flächen

1. Bestätigung

Hiermit wird die ordnungsgemäße Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht sowie die Einhaltung der Anforderungen gem. Dokument 0040-4327 V13 – Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen für das Projekt bestätigt.

Auf Anfrage können dem Vestas-Projektmanagement die entsprechenden Aufzeichnungen und Ergebnisse der Messungen binnen 5 Tagen vorgelegt werden.

2. Transportwege

(...) alle

(....) Streckenabschnitte: 1.
2.
3.

3. Kranstell(teil)flächen

(...) alle

(...) Kranstellfläche
WEA: Teilfläche(n):.....
WEA: Teilfläche(n):.....
WEA: Teilfläche(n):.....

4. Verantwortliche Personen / Unterschriften

Für die Richtigkeit der Angaben Bauherr:

Allgemeine Dokumentation

Transport, Zuwegung und Krananforderungen

Rev. 03/15.06.2020

Dokumentennr.:	E0004928868
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N149/5.X, N163/5.X

Inhalt

1.	Grundlagen	5
2.	Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung	7
2.1	Maschinenhaus.....	7
2.2	Triebstrang	8
2.3	Rotornabe	8
2.4	Rotorblatt.....	9
2.5	Maße der Komponenten am Kranhaken.....	10
2.5.1	Maße beim Transport (mit Transportgestell).....	10
2.5.2	Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)	10
2.6	Transportvorrichtungen	11
2.7	Türme.....	13
2.8	Ankerkörbe.....	14
3.	Anforderungen an die Zugangswege	15
3.1	Generelle Anforderungen	15
3.2	Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen.....	16
4.	Belastungen	17
4.1	Steigungen, Gefälle und vertikale Radien	17
4.1.1	Steigungen und Gefälle	17
4.1.2	Vertikale Radien.....	18
4.1.3	Lichttraumprofil auf gerader Strecke	18
4.2	Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter	19
4.2.1	Kurven.....	19
4.2.2	Wendemöglichkeit und Trichter	23
4.2.3	Wegebau.....	24
4.2.4	Ausweichflächen.....	25
4.2.5	Lagerflächen und Baubüro	27
4.2.6	Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen	28
4.3	Reibseilabspannung	29
4.4	Öffentliche Straßen	29
5.	Krananforderungen	30
6.	Kranstellfläche	31

1. Grundlagen

Dieses Dokument fasst die Grundlagen zur Planung von Wegebau und Kranstellflächen, Lieferung, Lagerung und Installationen im Zuge der Herstellung der Infrastruktur von Windparks für die Anlagenklasse Delta4000 mit den jeweils angegebenen Nabenhöhen, sowie die Komponentenabmessungen zur Auslegung von Transportequipment und Kranen zusammen.

Grundsätzlich ist bei der Planung und Ausführung zu beachten, dass für die gesamte Projektphase, speziell während der Lieferung, Lagerung und der Installation sowie für die nachfolgenden Service- und Wartungsarbeiten, alle Gewerke im gesamten Baustellenbereich zu jeder Zeit zugänglich sind, sodass alle notwendigen Arbeiten vollumfänglich durchgeführt werden können. Ferner sind die Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutzmaßnahmen zu jeder Zeit einzuhalten und bauherrenseitig zu überwachen und zu koordinieren.

Bei den in diesem Dokument angegebenen Planungsparametern handelt es sich um Mindestanforderungen, durch deren Einhaltung ein reibungsloser Ablauf über die gesamte Projektphase sowie die permanente Einhaltung der Arbeitssicherheit gewährleistet werden soll.

Die Einzelheiten der jeweiligen Infrastrukturplanung sind ebenfalls projektspezifisch und müssen im Vorfeld der Projektausführung mit allen Beteiligten abgestimmt werden.

Jeder Projektstandort muss hinsichtlich der lokalen und allgemeinen Sicherheitsbestimmungen individuell beurteilt und entsprechend geplant werden. Projektspezifisch begründete und nachvollziehbare Änderungen/Abweichungen zu den nachfolgenden Spezifikationen können im Vorwege/in der frühen Planungsphase in Zusammenarbeit mit Nordex geprüft und nach schriftlicher Abstimmung eingebracht werden. Die Sicherheit von Personen und Material hat hierbei höchste Priorität. Erfolgt keine Abstimmung mit dem Nordex-Projektmanagement gelten die nachstehend aufgeführten Mindestanforderungen.

Alle in diesem Dokument angegebenen Werte beschreiben den aktuellen Entwicklungsstand der Windenergieanlage. Im Zuge der Weiterentwicklung können sich diese Werte verändern. In diesem Fall wird Nordex eine aktualisierte Version dieses Dokumentes zur Verfügung stellen.

Bei Überschreitung der Mindestanforderungen, können zusätzliche Sicherungsmaßnahmen notwendig sein, die im Vorfeld mit Nordex schriftlich abzustimmen sind (siehe Kapitel 4.1 "Steigungen, Gefälle und vertikale Radien").

HINWEIS

Wir machen ausdrücklich darauf aufmerksam, dass die hier angegebenen Werte lediglich als Richtwerte zu sehen sind.

Während der Planung und Ausführung der bauseitig zu erbringenden Leistungen sind die national geltenden technischen Vorschriften, gesetzlichen Vorgaben und Normen gemäß dem aktuellen Stand der zu verwendeten Technik zu berücksichtigen. Sofern die national geltenden Vorschriften, gesetzlichen Vorgaben und Normen über die nachstehenden Mindestanforderungen hinausgehen, sind diese entsprechend einzuhalten.

Für den Transport können weitere Anweisungen bei Nordex angefordert werden.

Die Auslegung der Zuwegung und der Kranstellfläche ist abhängig von der jeweiligen Transport- und Errichtungsstrategie.

- Die Auslegung muss für jeden einzelnen Standort angepasst werden.
- Je nach Standort bieten sich unterschiedliche Varianten an.
- Die Transportgewichte können standortspezifisch unterschiedlich sein.

Die genaue Ausführung von Zuwegung, Kranstellflächen und Montageflächen ist vor Baubeginn mit Nordex abzustimmen!

Ungenügende Auslegung oder Ausführung von Zuwegung und Kranstellfläche können die Logistik- und Errichtungskosten z. B. durch Stillstandszeiten oder den Einsatz von zusätzlichem Personal und/oder Equipment nachträglich erheblich erhöhen.

2. Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung

2.1 Maschinenhaus

Beim Transport des Maschinenhauses sind Triebstrang, Rotornabe und weitere Aufbauten (Haube, Gefahrenfeuer, Windmessgeräte, Blitzableiter etc.) noch nicht montiert. Das Transportgestell für das Maschinenhaus besteht aus zwei Füßen, auf denen der Transport erfolgen muss. Der Transport aller Komponenten muss immer auf Antirutschmatten erfolgen, außer beim Seetransport.

Alle Anlagenkomponenten dürfen nur auf befestigtem Untergrund oder auf Baggermatten abgestellt werden.

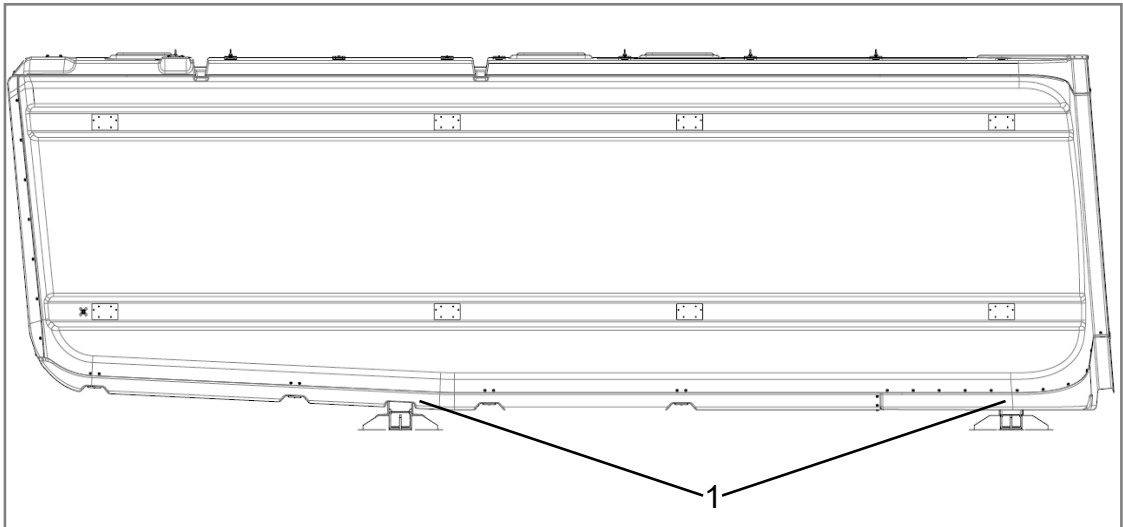


Abb. 1: Maschinenhaus, Ansicht von rechts mit Transportfüßen (1)

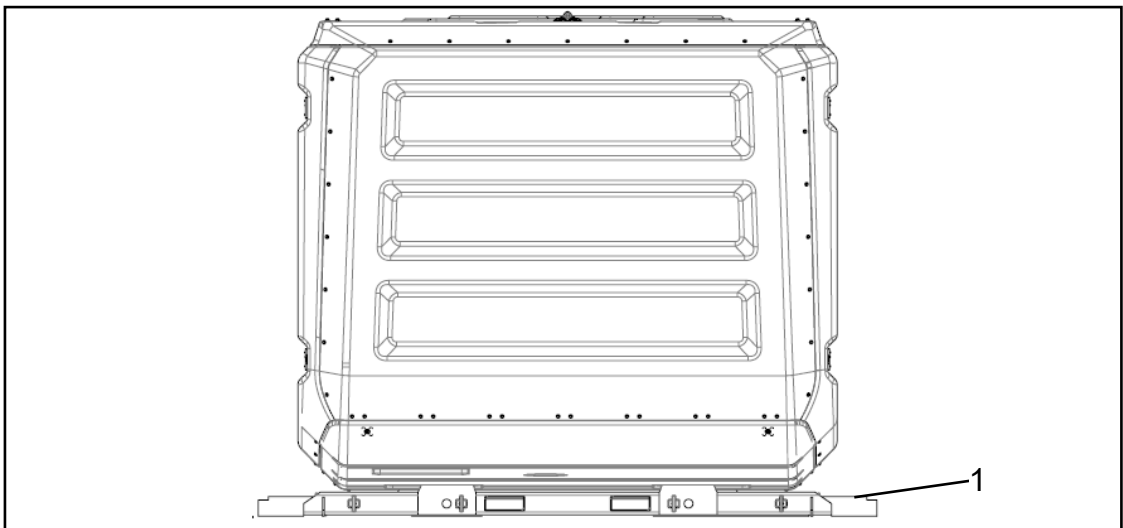


Abb. 2: Maschinenhaus, Ansicht von hinten mit Transportfüßen (1)

2.2 Triebstrang

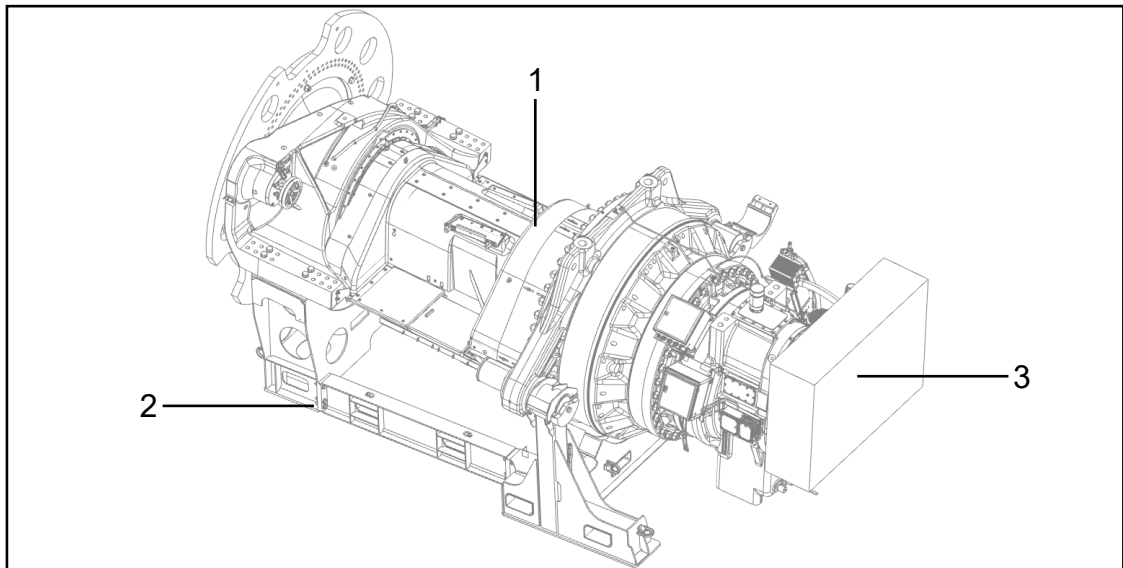


Abb. 3: Bsp. für Triebstrang (1) auf Transportgestell (2) mit Holzabdeckung (3)

2.3 Rotornabe

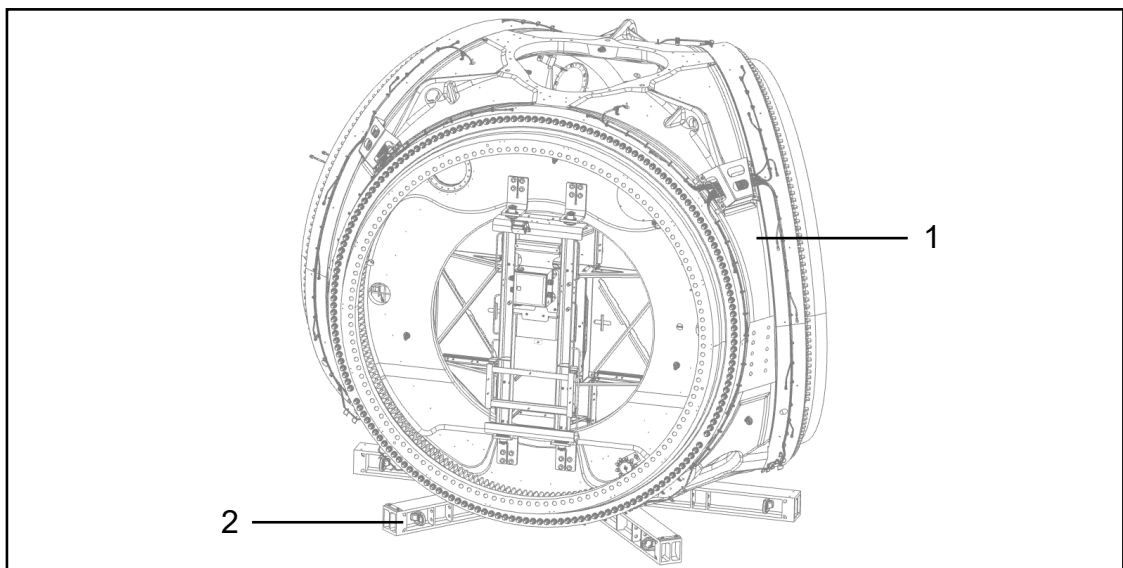


Abb. 4: Bsp. für Rotornabe (1) auf Transportgestell (2) im Transportzustand

Der Nabenkörper wird ohne montierten Spinner auf einem teilbaren Transportgestell geliefert. Der Transport muss auf Antirutschmatten erfolgen. Die Spinnerteile werden vor Ort neben der Kranstellfläche auf der eigens dafür vorgesehenen Nabenvormontagefläche (siehe Abb. 21 und Abb. 22) montiert.

2.4 Rotorblatt

Jedes Rotorblatt wird mit einem Trailer auf zwei Transportgestellen angeliefert. Ein Transportgestell ist an der Blattwurzel befestigt, das andere am Stützpunkt. Aufgrund der Blattlänge und Struktur wird das Blatt im flachen Zustand transportiert. Die Hinterkante zeigt in Fahrtrichtung nach links, siehe Abb. 6.

Die Zeichnung zeigt, neben dem Schwerpunkt auch Handlingbereiche, in denen die Hebebänder angesetzt werden können. Nur an diesen Stellen ist das Heben erlaubt, da die Wandstärke speziell hier verstärkt wurde.

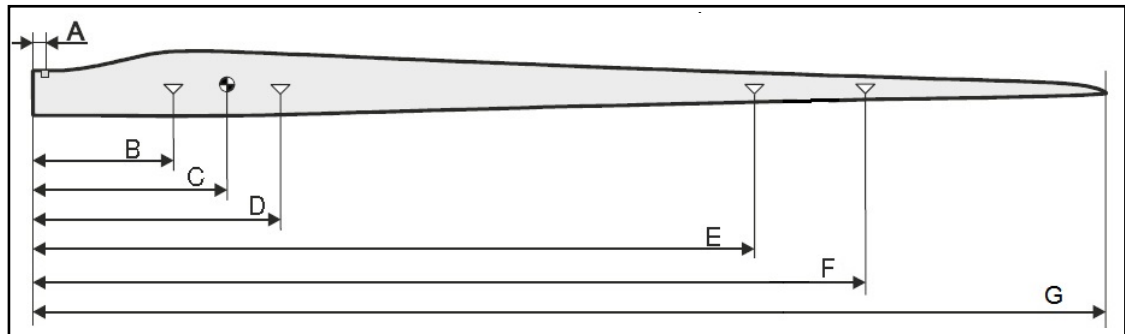


Abb. 5: Transportabmessungen Rotorblatt Seitenansicht

Die Errichtung der Blatttypen (siehe untenstehende Tabelle) kann nur mittels Einzelblattmontage erfolgen. Die hierfür verwendete Traverse greift das Blatt an der Unterseite/Führungskante und wird am Schwerpunkt "C" siehe Abb. 5, angesetzt.

		NR74.5 [m]	NR81.5 [m]
A	Hebepunkt Wurzel	0,40/1,00 ¹⁾	0,50/1,00 ¹⁾
B	Hebepunkt Einzelblattmontage	auf Anfrage	
C	Schwerpunkt	ca. 20,00	ca. 21,10
D	Hebepunkt EBK	auf Anfrage	
E	Beginn Hebebereich ³⁾	34,00	45,00
F	Ende Hebebereich ³⁾	50,00	53,50
G	Länge	72,40	79,70
J	Transportbreite	ca. 4,40	ca. 4,40
K	Transporthöhe	max. 4,00 ²⁾	max. 4,00 ²⁾
-	Auflagepunkt Transportgestell	47,00-62,5	47,00-69,5

¹⁾ Hebepunkt ohne/mit Regenabweiser

²⁾ Mit Tipuntergestell auf Boden.

³⁾ Unter Berücksichtigung der zulässigen Flächenpressung

- Details sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

- Einzelblattmontage mithilfe von Traversen am Schwerpunkt

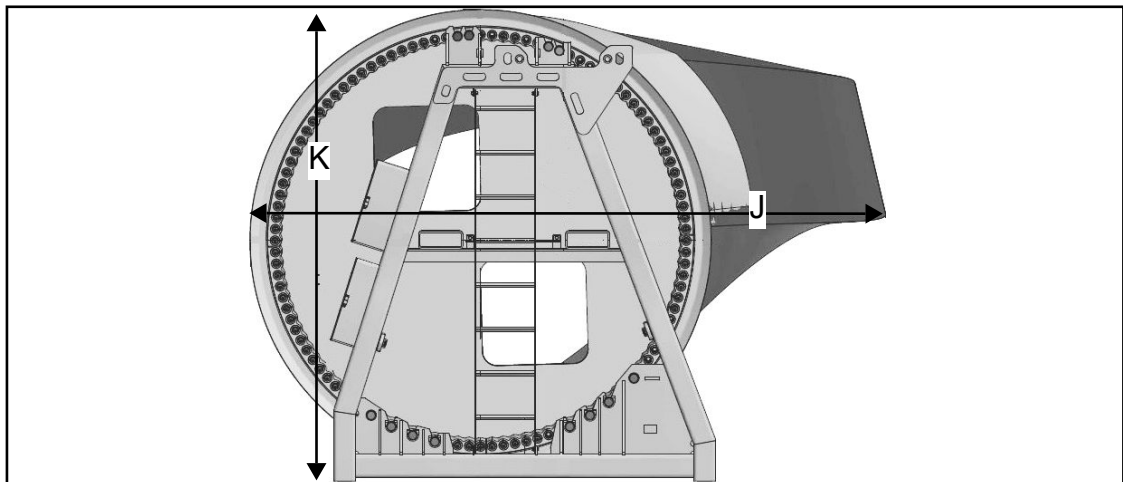


Abb. 6: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel

2.5 Maße der Komponenten am Kranhaken

2.5.1 Maße beim Transport (mit Transportgestell)

Maschinenhaus	
Höhe/Breite/Länge - ohne Aufbauten	4,03 m/4,33 m/12,77 m
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang*	max. 67,5 t

Triebstrang	
Höhe/Breite/Länge	3,25 m/3,40 m/6,73 m
Gewicht nur Triebstrang*	max. 73,2 t

Rotornabe	N149	N163
Höhe/Breite/Länge ohne Spinner	4,00 m/4,64 m/5,25 m	
Gewicht*	max. 63,3 t	max. 51,2 t

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.5.2 Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)

Maschinenhaus	
Höhe/Breite/Länge mit Dachaufbauten und Blitzrezeptoren	6,87 m/5,11 m/13,25 m
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang	max. 67,6 t
Gewicht nur Triebstrang	max. 70,8 t

Rotornabe	N149	N163
Höhe/Breite/Länge mit Spinner und Blitzrezeptoren	5,22 m/5,70 m/5,47 m	
Gewicht*	max. 62,9 t	max. 51,2 t

Rotorblatt	N149	N163
Gewicht je Blatt	max. 21,5 t	max. 26,9 t

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.6 Transportvorrichtungen

Für alle Module sind nur die dafür entwickelten Transportvorrichtungen zu verwenden. Diese Vorrichtungen inklusive aller Verbindungsmittel sind nach der Errichtung an Nordex zurückzuliefern.

Transportvorrichtungen alle Anlagen	
Maschinenhaus	1,3 t
Triebstrang	2,6 t
Rotornabe	1,7 t
Rotorblatt (Wurzel/Spitze) je nach Transporttechnik	Tip-Rahmen: 2,88 t (zweiteilig) Wurzel-Rahmen: Straßentransport: 1,13 t Seetransport: zusätzlich 2,93 t

Für alle Transportvorrichtungen gibt es Zeichnungen und Anleitungen, um für den Rücktransport einen möglichst platzsparenden Zusammenbau herzustellen. Diese Zeichnungen kann Nordex auf Anfrage zur Verfügung stellen.

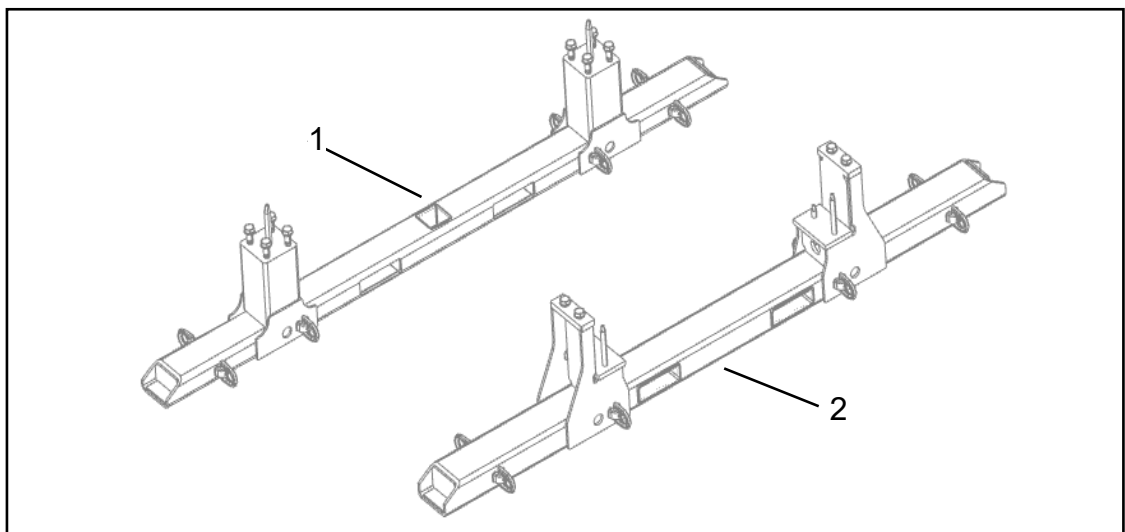


Abb. 7: Transportfüße Maschinenhaus vorn (1) und hinten (2), Abb. ähnlich

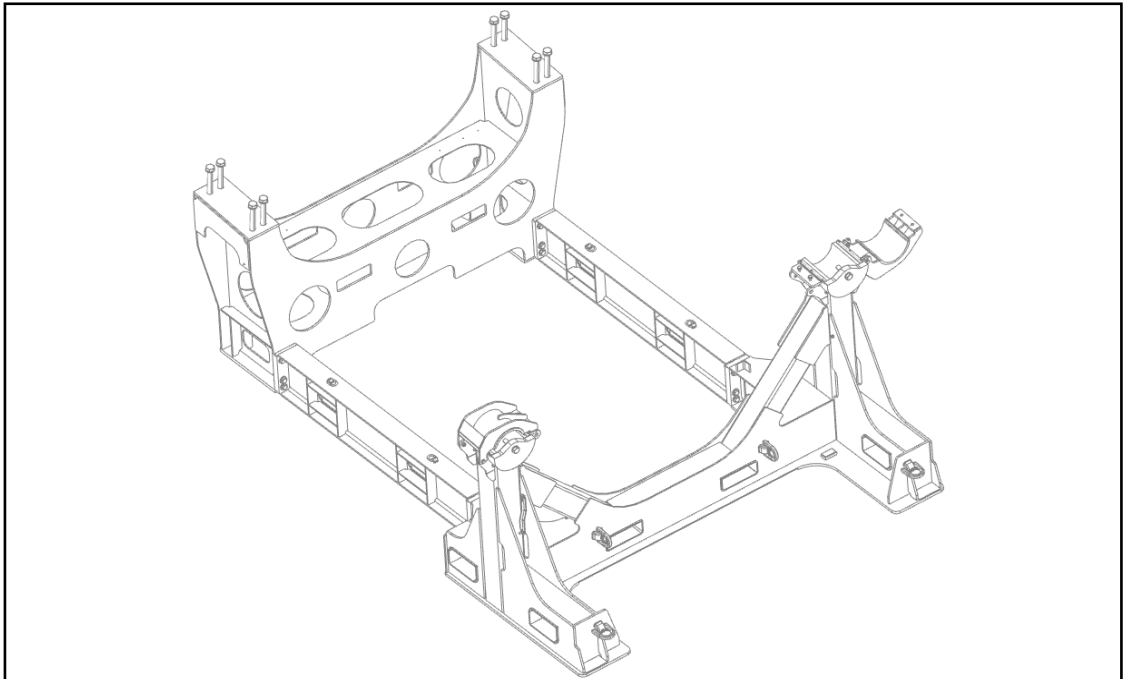


Abb. 8: Transportvorrichtung Triebstrang , Abb. ähnlich

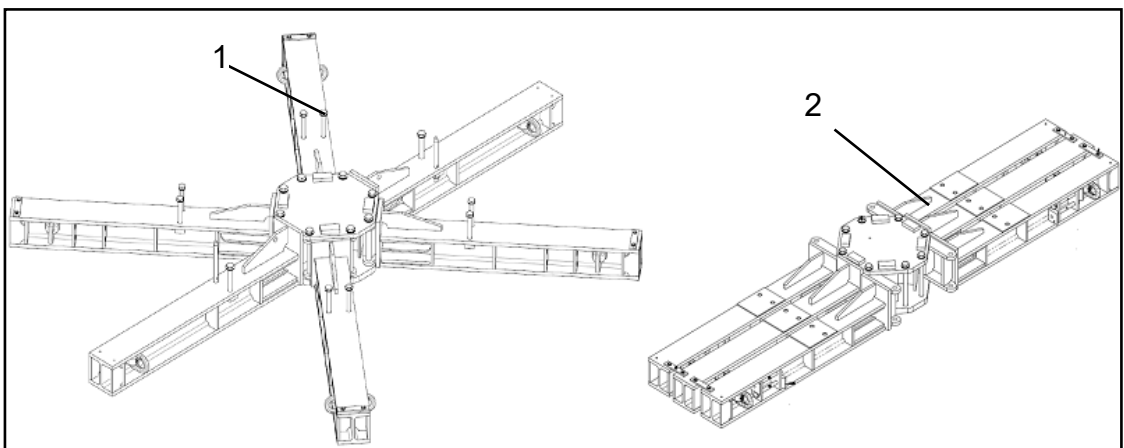


Abb. 9: Transportvorrichtung Nabe (1) und demontiert für Rücktransport (2),
Abb. ähnlich

2.7 Türme

Die Turmsektionen für die Stahltürme werden einzeln angeliefert und haben am oberen und unteren Flansch Transportvorrichtungen montiert.

Jede Sektion eines Betonturms ist in verschiedene Teile (Keystones) geteilt. Diese Keystones werden einzeln angeliefert und auf der Baustelle zu einer Sektion verbunden. Diese Sektionen werden dann zu einem Betonturm errichtet.

N149/5.X

Nabenhöhe	104,7 m	125,0 m	125,4 m	145,0 m	154,9 m
Turmtyp	Stahlrohrturm				
Turmbezeichnung	TS105-01	TS125-03	TS125-04	TS145-02	TS155-02
Anzahl Sektionen	4	5	6	6	7
Maximale Sektionslänge	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m
Max. Sektionsgewicht	80 t	98 t	80 t	98 t	98 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	5,00 m	4,31 m	5,00 m	5,30 m

N163/5.X

Nabenhöhe	107,5 m	118,0 m	118,0 m	148,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm			
Turmbezeichnung	TS108-01	TS118-00	TS118-01	TS148-00
Anzahl Sektionen	4	5	4	6
Maximale Sektionslänge	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m
Max. Sektionsgewicht	80 t	80 t	98 t	98 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	4,30 m	5,00 m	5,00 m

N149/5.X und N163/5.X

Nabenhöhe	120,0 m	164,0 m
Turmtyp	Betonturm	Hybridturm
Turmbezeichnung	TC120N	TCS164
Anzahl Sektionen	Betonturm	2 Stahlsektionen 1 Betonteil
Maximale Sektionslänge	20,00 m	35,00 m
Max. Sektionsgewicht	ca. 260 t	72 t
Max. Sektionsdurchmesser	9,00 m	4,30 m

Durch Transporthilfsmittel kann die Transporthöhe um 7 cm größer als der Turmdurchmesser sein. Die Anschlagmittel haben eine Bauhöhe von jeweils 15 cm, verlängern also die Turmsektionen. Gewichtsangaben berücksichtigen

Transportausrüstung. Die Gesamtgewichtstoleranz beträgt ± 2000 kg. Die längste angegebene Sektion muss nicht identisch mit der schwersten Sektion sein.

2.8 Ankerkörbe

Nordex liefert modulare Ankerkörbe, die abhängig vom Anlagentyp und den Projektanforderungen in den Abmessungen und Gewichten variieren. Die Ankerkörbe werden grundsätzlich als Bausatz geliefert und auf der Baustelle durch das ausführende Bauunternehmen gemäß Nordex-Spezifikation montiert.

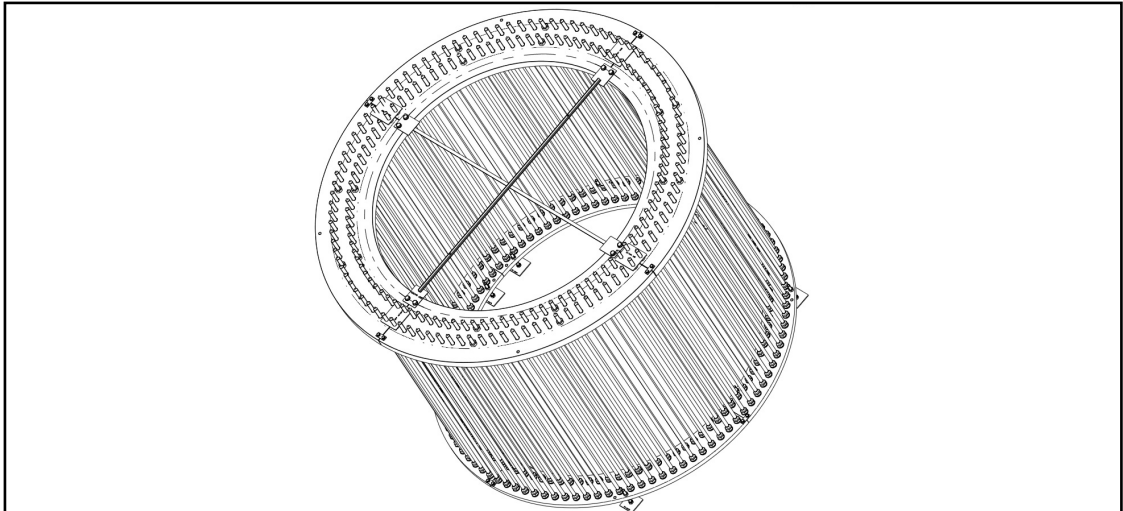


Abb. 10: Beispiel für einen Ankerkorb mit 4 x 50 Ankerbolzen

WEA	Bezeichnung	Teile	Dicke [mm]	Abmessungen maximal [mm]	Gewicht maximal [t]
bspw. N149/5.X TS105-01	Lastverteilblech	4	140	außen Ø 4700	ca. 8
	Ankerplatte	4	60	außen Ø 4480	ca. 3
	Ankerbolzen	200	M42	L=3800	ca. 8
	Scheiben, Muttern, Kleinteile				ca. 0,5

Dieser Ankerkorb hat mit Transporthilfsmitteln ein Gewicht von ca. 20,0 t.

3. Anforderungen an die Zugangswege

3.1 Generelle Anforderungen

Generell ist es die Verantwortung des Auftraggebers/Bauherrn, die Planung der Windparkinfrastruktur auf Basis der in diesem Dokument dargestellten Mindestanforderungen durchzuführen. Die Planung ist vor der Bauausführung mit Nordex abzustimmen, um spätere Probleme beim Transport und der Errichtung zu vermeiden. Die Infrastrukturplanung muss mindestens folgende Informationen beinhalten:

- Tragfähigkeits- und Grundbruchnachweise sind vor Baubeginn an Nordex zu übermitteln, Kapitel 4.2.6.
- WEA Standorte
- Wegeplanung inkl. Höhen- und Längsprofil mit Steigungen und vertikalen Radien, Querprofil, Kurvenradien und Hindernissen im Lichtraumbereich
- Wendetrichter, Park- und Ausweichflächen
- Kranstellflächen in Bezug auf Fundament und Anlagenstandort
- Lage des Baustellenbüros/Baustelleneinrichtung mit eventueller temporärer Lagerfläche für Hauptkomponenten.
- Rettungs- und Montagewege, die für PKW, Rettungswagen, Kleintransporter und Baustellenfahrzeuge befahrbar sein müssen.
- Bei eingeschränkter Sicht, Dunkelheit oder Nebel, sowie bei widrigen Witterungsverhältnissen dürfen keine Fahrvorgänge vorgenommen werden.
- Abhängig von der Jahreszeit / Witterung muss die Befahrbarkeit der Wege gewährleistet sein. Beispielsweise müssen die Wege im Winter während der gesamten Bauzeit von Schnee und Eis befreit sein, sowie im Sommer bewässert werden, um eine Staubentwicklung zu vermeiden. Diese Vorgänge sind ebenfalls bei einem Service- / Wartungseinsatz einzuhalten.

Damit ein problemloser Aufbau der Windenergieanlage gewährleistet werden kann, sind bei normalem Untergrund die folgenden Mindestanforderungen an die Zuwegung einzuhalten.



Die Transportwege sind für den gesamten Zeitraum des Projektes von der Aufbau- bis zur Rückbauphase auszulegen. Hierbei können die Wege in "dauerhaft ausgebaut" und "temporär ausgebaut" unterschieden werden, wobei der temporäre Ausbau auch mit verschraubbaren Fahrbahnplatten erfolgen kann.

Großflächig ausgebaute Kurvenbereiche für die Errichtung können beispielsweise für den Wartungsbetrieb auf einen Mindestradius von r15 m zurückgebaut werden, sodass zumindest die Erreichbarkeit/Zugänglichkeit für Rettungswagen/Feuerwehr gewährleistet ist. Speziell für den Wartungsbetrieb ist eine gleichbleibende Qualität (Tragfähigkeit & Oberflächenbeschaffenheit) zu gewährleisten. Im Falle eines Komponententauschs müssen evtl. zurückgebaute Kranstellflächenbereiche und Kurvenbereiche wieder hergestellt werden.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass die eingesetzten Schwerlastfahrzeuge nicht geländegängig und für den Verkehr auf befestigten Straßen konstruiert und vorgesehen sind. Im Hinblick darauf ist somit nicht nur die Tragfähigkeit der parkinternen Zuwegungen zu gewährleisten sondern auch die Gebrauchstauglichkeit unter allen Witterungsbedingungen.

3.2 Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen

Alternativ zur geschotterten Ausbauweise, kann der Ausbau temporärer Flächen für den Transport der Anlagenkomponenten während der Bauausführung sowie Montage und Errichtung mittels Auslegung mobiler Plattenstraßen erfolgen. Der Einsatz umfasst folgende Flächenbedarfe der Infrastruktur:

- Steigungen und Gefälle (siehe Kapitel 4.1.1)
- erweiterte Kurvenbereiche (exklusive der Mindestanforderung für den dauerhaften Ausbau von Kurvenbereichen zur Gewährleistung der Befahrbarkeit durch den Wartungsbetrieb sowie Rettungsfahrzeuge, siehe Kapitel 4.2.1)
- Wendemöglichkeiten und Trichter (siehe Kapitel 4.2.2)
- Ausweichflächen und Parkbuchten (siehe Kapitel 4.2.4)
- Auslegermontagefläche und Hilfskranstellflächen (siehe Kapitel 4.2.6 und siehe Kapitel 6)
- provisorische Bypässe (siehe Kapitel 4.2.3)

Der temporäre Ausbau erfolgt durch verschraubbare Aluminiumplatten mit Profilbeschaffenheit. Hierdurch wird eine Verschiebung der Platten aufgrund erhöhter Drucklast (z. B. durch Schwerlasttransporte) im Vergleich zu Stahlplatten vermieden. Die Aluplatten umfassen eine Fläche von je 7,26 m² in der Dimension 2,42 x 3,00 x 0,05 m (Breite x Länge x Höhe) und sind sowohl längsseitig als auch an der kurzen Seite miteinander verschraubbar. Die Auslegung der Plattenstraße erfolgt blockweise, so dass Kurvenbereiche eine Breite von minimal 9,00 m statt 7,5 m Mindestanforderung aufweisen.

Die Verwendung der mobilen Plattenstraße wird aufgrund der flexiblen Einsatzfähigkeit und kurzzeitigen Montage/Demontage empfohlen. Exemplarisch erfolgt die Planung für eine Krankette bzw. für den Einsatz eines Hauptkrans, mit der Verwendung von zwei Plattensätzen, so dass diese unabhängig von der geplanten Errichtungsreihenfolge der Anlagen von Standort zu Standort verlegt werden können.

Somit kann der Bauabschnitt der Anlagenerrichtung projektspezifisch und unter Berücksichtigung der örtlichen Begebenheiten flexibel angepasst werden.

Für die Auslegung von mobilen Plattenstraßen gilt es eine Steigung/Gefälle von 5% sowie eine maximale Querneigung von 2% grundsätzlich nicht zu überschreiten. Im Bereich der Auslegermontagefläche kann die Steigung bis 10% betragen, da hier keine Schwerlasttransporte rangieren. Die Einhaltung von maximal $\pm 5,0$ cm Höhenunterschied zum umliegenden Gelände sollte zudem berücksichtigt werden. Bei Überschreitungen der Maximalwerte bedarf es einer Rücksprache und projektspezifischen Prüfung durch Nordex.

4. Belastungen

Die Zuwegung muss an jeder WEA für folgende Belastungen ausgelegt sein:

Fahrzeugaufkommen je Windenergieanlage

- bis zu 200 Fahrzeuge bei Stahlrohtürmen (TS)
- bis zu 270 Fahrzeuge bei Hybridtürmen (TCS) und Betontürmen (TC)
- ca. 15 bis 55 Standard- und Schwertransporter für den Auf- und Abbau des Krans (je nach Nabenhöhe)
- ca. 8 bis 12 Schwertransporter mit den Anlagenkomponenten (2 bis 6 für Turmsektionen, 3 für Rotorblätter, 3 für Maschinenhaus, Rotornabe und Triebstrang, sowie mehrere Standardtransporte für z. B. Schaltschrank, Kleinteile und Errichtungscontainer)
- maximale Zuglänge ca. 83,5 m (N149) oder ca. 90,5 m (N163) für Rotorblatttransport und 49 m für Turmtransport
- erforderliche Lichtraumbreite auf öffentlichen Straßen, ab Baustelleneinfahrt: 6 m
- diverse Baufahrzeuge

Fahrzeuggewichte

- max. Achslasten ca. 12 t (für Wege auf denen ausschließlich Komponententransport erfolgt)
- max. Achslasten ca. 16 t (für Wege die für das Umsetzen von Kranen zwischen zwei WEA Standorten genutzt werden)
- max. Einzelgewicht ca. 180 t

4.1 Steigungen, Gefälle und vertikale Radien

4.1.1 Steigungen und Gefälle

Bei Einhaltung der in Kapitel 3.4 beschriebenen Oberfläche sollen Steigungen bei idealen Wege- und Wetterbedingungen von ca. 10 % (bei ungebundener Deckschicht) bzw. 12 % (gebundene Deckschicht/Asphalt) grundsätzlich nicht überschritten werden. Bei stärkeren Steigungen ist grundsätzlich mit Nordex Rücksprache zu halten.

Gegen entsprechende Mehrkosten müssen zusätzliche Zug- und Schubmaschinen sowie Zugfahrzeuge mit geeigneter Zugvorrichtung (Registerkupplung) eingesetzt werden, wodurch bei geeigneter Oberflächenbeschaffenheit/gebundener Ausbauweise auch größere Steigungen bewältigt werden können. Die größeren Längen des Gesamtzuges sind in der Planung des Wegebau insbesondere hinsichtlich Kurvenradien zu berücksichtigen. Weiterhin ist eine mögliche zusätzliche Ladungssicherung bei Steigungen über 10 % im Vorwege mit Nordex abzustimmen. Die seitliche Neigung darf maximal 2 % betragen.

Jahreszeiten- und witterungsbedingt können sich die Anforderungen an Steigungen und Gefälle ändern, so dass der Einsatz zusätzlicher Zugmaschinen oder Bremsfahrzeuge erforderlich werden kann.

4.1.2 Vertikale Radien

Die Radien (vertikal) für Kuppen und Senken dürfen $R_{\min}=400$ m nicht unterschreiten. Auf 30,0 m Länge (größter relevanter Achsabstand) darf der Höhenunterschied zwischen zwei Punkten 0,30 m nicht überschreiten.

Sollten die geforderten Minimalradien aufgrund der damit verbundenen Baumaßnahmen nicht, oder nur erschwert umsetzbar sein, ist eine Überprüfung vor Ort notwendig, um eventuelle Alternativen im Sinne von anderen Routen oder Einsatz anderer Transporttechnik zu erörtern.

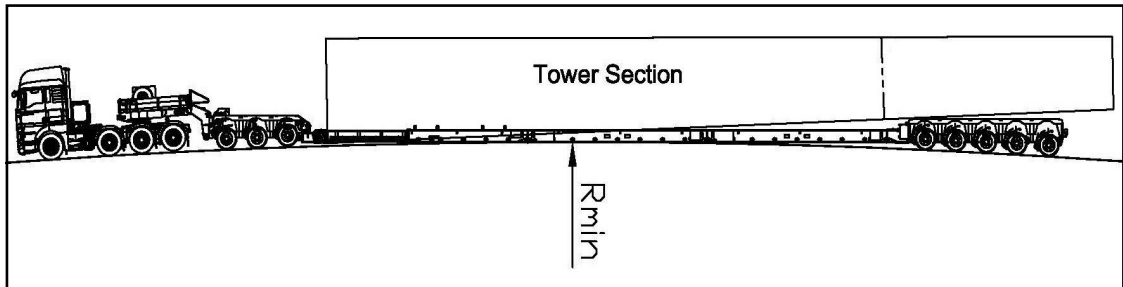


Abb. 11: Vertikaler Radius Kuppe

4.1.3 Lichtraumprofil auf gerader Strecke

Für alle Nabenhöhen		
H	Lichtraumhöhe	ca. 5,00 - 6,00 m (je nach Transporttechnik)
W	Lichtraumbreite	6,00 m

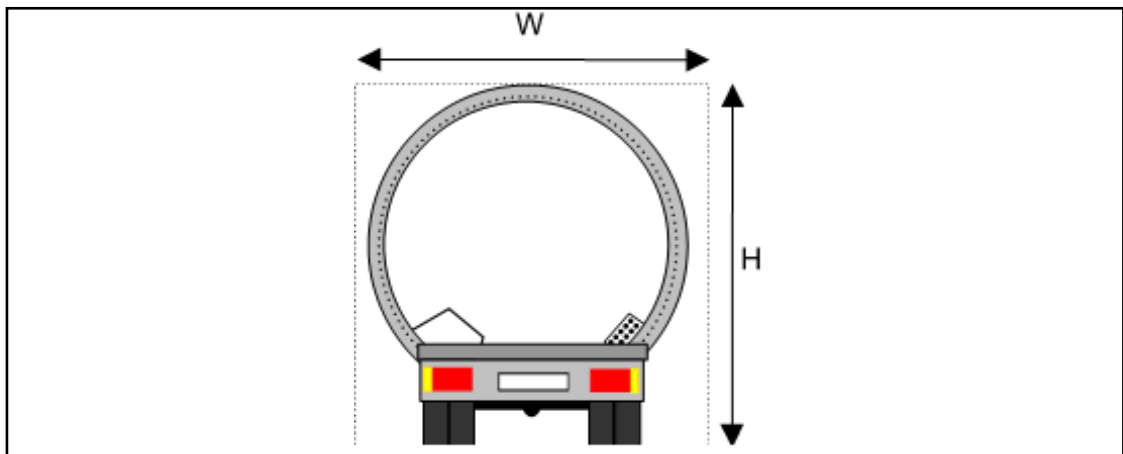


Abb. 12: Lichtraumprofil

Die Lichtraumhöhe auf öffentlichen Straßen beträgt in der Regel brückenbedingt ca. 4,5 m. Innerhalb der Baustellenzuwegung ist projekt- bzw. standortbedingt eine Lichtraumhöhe von 5 m bis 6 m und eine Lichtraumbreite von mindestens 6 m zu gewährleisten.

Sollte der Einsatz, der bis zur Baustelleneinfahrt verwendeten Transporttechnik aufgrund lokaler Gegebenheiten (Topographie, Streckenführung, Hindernisse) auf der internen Baustellenzuwegung nicht möglich sein, so können Komponenten bei Bedarf auf andere Transporttechnik umgeladen werden, die die Lieferung zur Kranstellfläche ermöglichen. Die für solche Zwecke notwendigen Krankapazitäten

und baustellennahen bzw. -internen Umladeflächen sind mit Nordex im Vorwege abzustimmen. Ein entsprechendes Liefer-, Umlade- und Lagerkonzept wird unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und möglicher umsetzbarer Maßnahmen ausgearbeitet. In diesem Fall sind 6 m Lichtraumprofil (Höhe) Mindestvoraussetzung.

Bei Hindernissen im parkinternen Streckenverlauf sind diese für den Verkehr deutlich kenntlich zu machen. Speziell bei Überqueren von Gas- und/oder Wasserleitungen müssen vor Transportbeginn entsprechende Untersuchungen durchgeführt und Nordex zur Einsicht vorgelegt werden. Für die Kennzeichnung ist der Bauherr uneingeschränkt verantwortlich.

Bei Hindernissen im Lichtraumbereich (bspw. beim Unterqueren von Stromleitungen) müssen diese deutlich durch Tore auf beiden Seiten der Stromleitung aus nicht leitfähigem Material mit ausreichendem Sicherheitsabstand gekennzeichnet werden, s. Tabelle oben. Pfosten und Querstreben müssen mit Signalfarben kenntlich gemacht werden, um eine Beschädigung durch Baustellenverkehr jeglicher Art zu vermeiden. Ferner müssen Warnhinweise an den Einfahrten angebracht werden, die auf die elektrische Gefahr sowie auf die Bodenfreiheit hinweisen. Bei Dunkelheit und eingeschränkter Sicht müssen die Hinweisschilder entsprechend beleuchtet werden.



Unabhängig von o. g. Sicherheitshinweisen sind mindestens die nationalen Sicherheitsrichtlinien des Netzbetreibers einzuhalten.

Spannung	Sicherheitsabstand (nach DIN VDE 0105 oder vergleichbarer landespezifischer Norm) zu Stromleitungen
bis 1 kV	1 m
bis 110 kV	3 m
bis 220 kV	4 m
bis 380 kV	5 m

4.2 Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter

4.2.1 Kurven

Im folgenden sind Beispiele für benötigten Platz für Anlagenkomponenten der Anlagen Nordex N149 und N163 in verschiedenen Kurven aufgeführt. Die gezeigten Beispiele gelten für Links- und Rechtskurven.

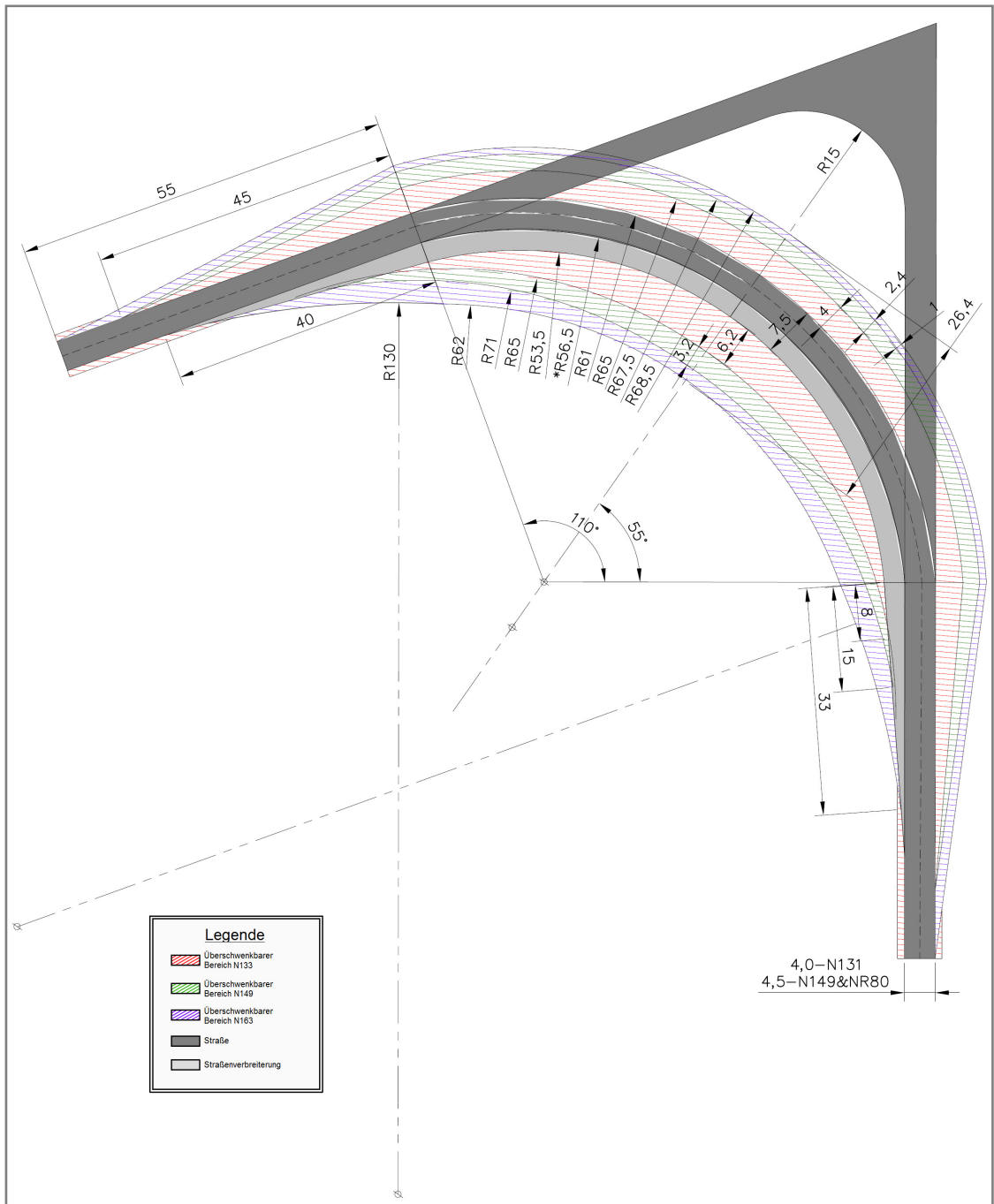


Abb. 13: Minimaler Ausbau 70°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

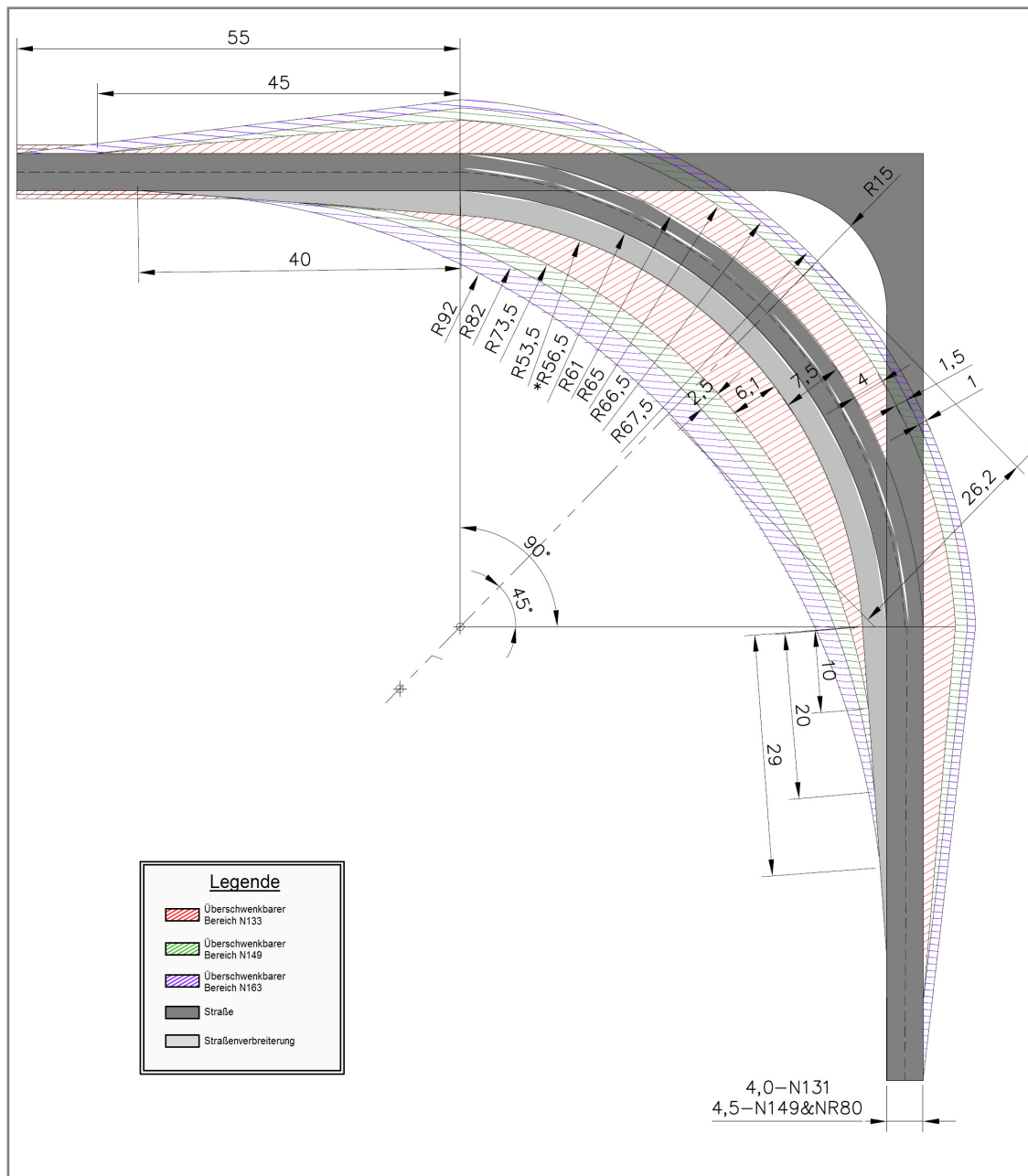


Abb. 14: Minimaler Ausbau 90°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

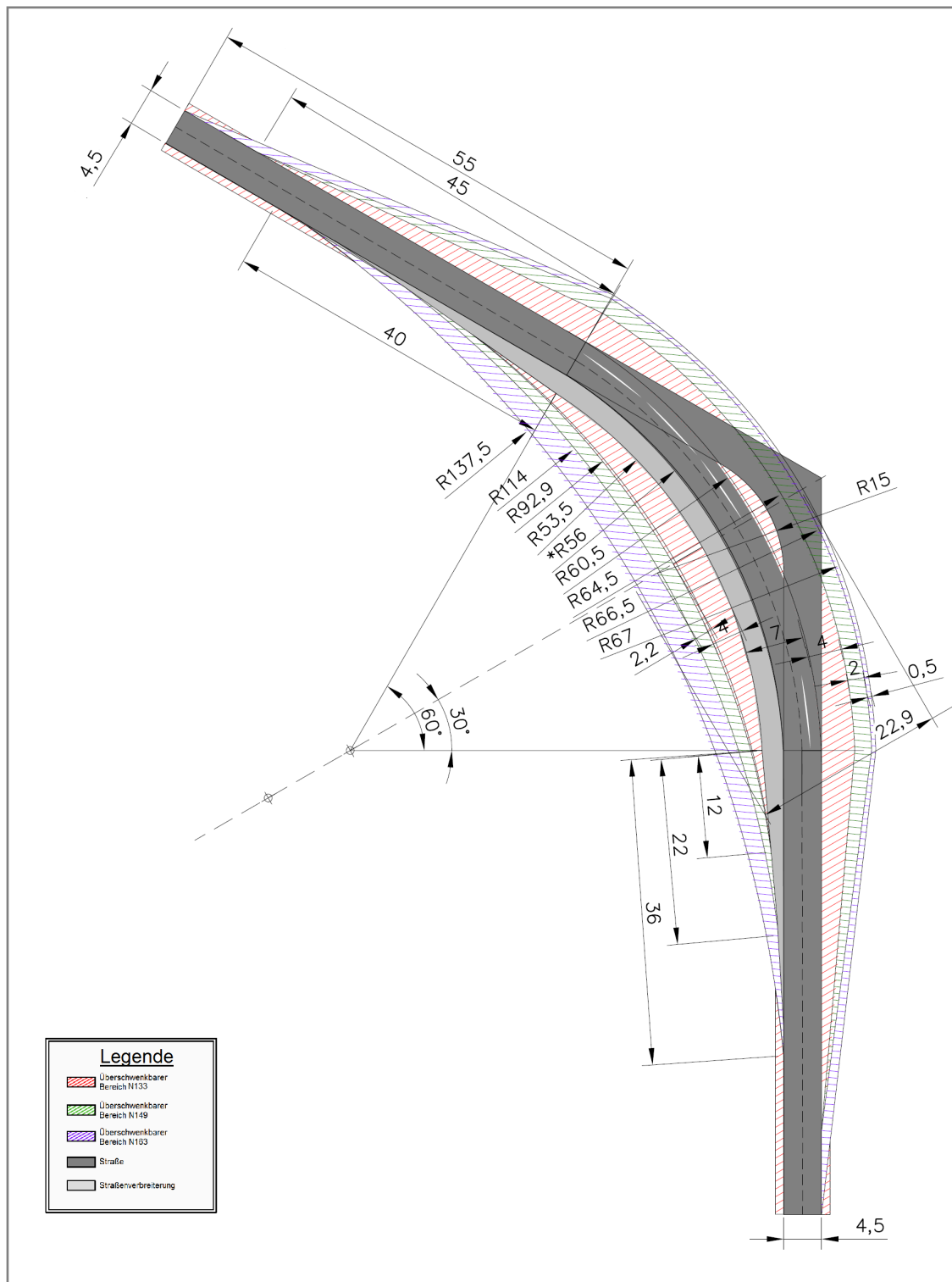


Abb. 15: Minimaler Ausbau 120°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe



Bei Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe vergrößert sich im Kurvenbereich die benötigte befahrbare Fahrbahnbreite. Der Umfang der Fahrbahnverbreiterung muss individuell ermittelt werden.

Die durchgezogenen Linien zeigen den Fahrweg des LKW. Die gestrichelten Linien zeigen die überschwenkten Bereiche von Fahrzeug und Rotorblatt. Der äußere überschwenkte Bereich wird von der hinten überstehenden Länge des Rotorblatts bestimmt.

Der überschwenkte Bereich im Kurveninnenradius (gestrichelt dargestellt) muss frei von Hindernissen sein und darf max. 20 cm über dem Fahrbahnniveau der befestigten befahrbaren Fläche liegen. Der äußere Überschwenkbereich (Überhang Rotorblattspitze) muss oberhalb von 2,0 m frei von Hindernissen sein.

Wendetrichter die rückwärts befahren werden, dürfen aufgrund der eingesetzten Fahrzeugtechnik lediglich eben ausgebaut werden. Ferner ist die allgemein eingesetzte Fahrzeugtechnik zum Ziehen der Lasten konstruiert. Sollten lokale Umstände dies nicht ermöglichen, so ist der Einsatz zusätzlicher Zug- und/oder Schubmaschinen sowie anderer Fahrzeugtechnik nicht auszuschließen. Da sich im Falle des Drückens andere Kräfte auf die Fahrzeugtechnik inkl. Ladung auswirken und das Spurverhalten nicht optimal beeinflusst werden kann, sind damit einhergehende Beschädigungen der baustelleninternen Fahrbahnoberfläche nicht auszuschließen und müssen umgehend bzw. vor Durchfahrt der nachfolgenden Schwertransporte ausgebessert werden. Die exakten Werte sind abhängig von den eingesetzten Fahrzeugen und den individuellen Gegebenheiten vor Ort.

Die maximale Neigung bzw. Gefälle in Kurvenradien/Kurvenbereich beträgt $< 2\%$. Der Ausbau einer Kurve mit Neigung/Gefälle hat so zu erfolgen, dass keine Fahrbahnabstufungen vorhanden sind, um ein Aufsetzen der Komponenten oder Bodenkontakt zu verhindern. Der Bereich von 80m vor bis 80 m nach (N149) bzw. 85m vor bis 85 m nach (N163) dem Scheitelpunkt wird in diesem Fall als Kurvenbereich bezeichnet und ist als in sich ebene Fläche auszubauen.



Sollten aufgrund örtlicher Gegebenheiten die Mindestanforderungen für den Kurvenausbau nicht eingehalten werden können, besteht die Möglichkeit durch den Einsatz anderer/spezieller Fahrzeugtechnik von den Mindestanforderungen abzuweichen. Diese Abweichungen können zu Mehrkosten führen und sind im Vorwege mit Nordex schriftlich abzustimmen.

4.2.2 Wendemöglichkeit und Trichter

Je nach Projektgröße und Zuwegungssituation sollten an strategischen und zentral gelegenen Knotenpunkten oder vorzugsweise auch an Zufahrten zu einzelnen Anlagen, Doppeltrichter zum Wenden oder Drehen der Fahrzeuge, ausgebaut werden, möglichst jedoch ein Wendetrichter. Die Dimensionen sind hierbei den Vorgaben für die 90°-Kurve zu entnehmen, siehe Abb. 14.

Der Ausbau eines Doppel- oder Wendetrichters ist notwendig, um ein Wenden der Fahrzeuge und das Verlassen der Baustelle vorwärts fahrend zu ermöglichen. Mit strategischen Knotenpunkten ist hierbei gemeint, dass die Trichter so zu platzieren sind, dass Rückwärtsfahrten über 500 m vermieden werden sollten, da sie zeitintensiv sind und sich negativ auf den internen Baustellenverkehr sowie auf den Errichtungsprozess auswirken. Ferner müssen bestimmte Komponenten, in Abhängigkeit von der eingesetzten Krantechnik oder der Montageweise, vorwärts und/oder rückwärts an den jeweiligen Standort transportiert werden. Das Transport- und Errichtungskonzept ist individuell vor Ort abzustimmen.

Die Dimensionen der Trichter ergeben sich aus der Länge der Komponenten (siehe Kapitel 2) +5 m = Tiefe des Trichters, die Kurvenradien sind wie oben aufgeführt umzusetzen. Die Breite an der schmalsten Stelle (Stirnseite) beträgt min. 4,5 m. Sollte ein Trichter unter anderem als Parkfläche für mehr als ein Fahrzeug dienen, so ist der Trichter um je 4,5 m je Fahrzeug zu verbreitern. Standortbedingt sollte

überprüft werden, ob der Ausbau aller vier Kurventrichter im Kreuzungsbereich notwendig und/oder sinnvoll ist.



Je nach Transport und Errichtungskonzept kann der Ausbau der Wendetrichter minimiert werden. Bspw. kann bei einer im Vorwege geplanten Einzelblattmontage der Einfahrtrichter gemäß o. g. Kurvenbeispiele ausgebaut und der Ausfahrtrichter für die Leerfahrzeuge mit einem Radius von R35 ausgebaut werden. Durch die abweichende Bauweise und das individuelle Transport- und Krankonzept können Mehrkosten entstehen, die im Vorwege mit Nordex schriftlich abzustimmen sind.

4.2.3 Wegebau

Grundsätzlich hat die Planung der Zuwegung hinsichtlich des Aufbaus so zu erfolgen, dass die für die jeweilige Anlagenklasse erforderlichen Transporte sicher durchgeführt werden können und die in Kapitel 3.1 beschriebenen Tragfähigkeiten erreicht werden. Hierbei sind insbesondere die standortspezifischen Bodenverhältnisse zu berücksichtigen und die Planung und Bauausführung entsprechend anzupassen. Unten dargestellter Aufbau hat nur beispielhaften Charakter und entbindet den Auftraggeber nicht von einer projektspezifischen Bemessung und Planung.

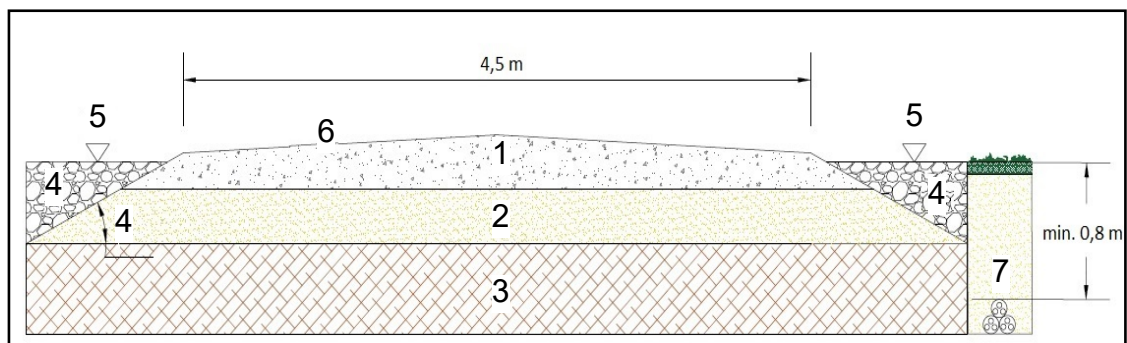


Abb. 16: Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

- | | | | |
|---|--|---|-------------------------------|
| 1 | 1 Tragschicht verdichtet, Schotter: 15-30 cm | 2 | Unterbau verdichtet 30-100 cm |
| 3 | Tragfähiger Boden | 4 | Böschung 1:2 |
| 5 | Geländeoberkante | 6 | Querneigung $\leq 2\%$ |
| 7 | Kabelgräben | 8 | |

- Nach erfolgter Herstellung der Wege müssen Qualitätsprüfungen entsprechend Kapitel 4.2.6 erfolgen.
- Kabelgräben sind lediglich seitlich entlang der Zuwegung in entsprechender Tiefe auszubauen. Sofern Kabel die Zuwegung queren müssen sind an den entsprechenden Stellen Leerrohre zu verlegen. Das Einbetten sowie das Verfüllen der Kabelgräben hat mit adäquatem Material in entsprechender Bauweise gemäß Nordex Anforderungen zu erfolgen.
- Auf geraden, ebenen Streckenabschnitten (projektspezifisch) ist eine befahrbare Breite von 4,5 m ausreichend. Diese darf nicht unterschritten werden. Ansonsten gelten die angegebenen Mindestanforderungen. Hierbei gilt, dass die Seitenbereiche der Fahrbahn tragfähig sind und mit einem minimalen Böschungswinkel von 1:2 konstruiert wurden. Der Lastabtragungswinkel ist unbedingt einzuhalten.

- Einsatz von Ziegel- oder Betonbruch (frei von sonstigem Bauschutt) als Alternative für Schotter für die Trag- und Deckschicht denkbar.
- Asphaltierte/betonierte Bestandswege mit einer geringeren befahrbaren Breite als oben genannt müssen einseitig auf die entsprechende Breite ausgebaut werden.
- Kies- und Schottertragschichten können aus Baustoffgemischen der Körnungen 32 mm, 45 mm oder max. 56 mm bestehen. Im Lieferzustand darf der Feinanteil ($< 0,063$ mm) max. 5 % betragen, im eingebauten Zustand 7 %.
- Maschinelle Verdichtung des anstehenden Untergrundes sowie aller Schichten für spätere Schwertransporte.
- Ebene Straßenoberflächen.
- Einwandfreie Entwässerung der Zuwegung muss an jeder Stelle gewährleistet sein (Quergefälle 1 bis 2 %).
- Einwandfreie Wasserführung, z. B. in seitlichen Gräben bzw. bei Kreuzung der Zuwegung in Rohren darunter, muss gewährleistet sein, um Unterspülungen, Auswaschungen, Hohlraumbildung sowie Geländerutsche dauerhaft zu verhindern.
- Sollten Streckenabschnitte der internen Baustellenzuwegung unter dem Höhenniveau der umliegenden Felder, Acker etc. liegen muss für entsprechende Drainage/Entwässerung der Wege gesorgt werden.
- Vor Baubeginn ist eine detaillierte, projekt- und standortspezifische Ausführungsplanung der Zuwegung notwendig. Dabei müssen die detaillierten Anforderungen seitens des Statikers, des Bodengutachters, des Fuhrunternehmers und von Nordex berücksichtigt werden. Bei Nichtumsetzung der erforderlichen Maßnahmen kann es zum zeitlichen Verzug und Mehrkosten für den Einsatz anderer, adäquater Transporttechnik kommen.
- Zuwegung und Kranstellfläche müssen bei allen zu erwartenden Wetterbedingungen und über die gesamte Bauzeit für Schwerlastfahrzeuge die notwendige Tragfähigkeit und Befahrbarkeit aufweisen. Mögliche Beschädigungen der Straßenoberflächen sind umgehend durch den Auftraggeber zu beseitigen.
- Raupenkrane erfordern ggf. eine besondere Auslegung von Transport- und Fahrwegen. Es können Spurbreiten bis zu 12 m erforderlich sein.

4.2.4 Ausweichflächen

Ausweichflächen dienen ankommenden und bereits entladenen Fahrzeugen als Parkfläche und als Ausweichfläche für entgegenkommende Fahrzeuge. Diese Ausweichflächen sollen eine permanente Erreichbarkeit der Montageflächen während der Liefer- und Errichtungsphase gewährleisten und während der gesamten Bauphase Verkehrsbeeinträchtigungen verringern. Die Positionierung dieser Flächen ist individuell für jedes Projekt mit Nordex abzustimmen.

Die nachfolgenden beiden Darstellungen zeigen einen beispielhaften Ausbau der Park- und Ausweichflächen. Diese Flächen können temporär mit Schotter ausgebaut oder mit befahrbaren / verschraubbaren Platten ausgelegt werden. Die Seitenneigung darf 2 % nicht überschreiten. Je nach Auslegung der parkinternen Infrastruktur können die Park- und Ausweichflächen in die Hilfskranflächen (Kranstellflächenbereich für die Montage des Kranauslegers) integriert werden, siehe Abb. 17 bis Abb.21. Ausweichflächen sollten so angeordnet werden, dass diese unter anderem für Leerfahrzeuge als Ruhezone zu verwenden sind.

Grundsätzlich ist mindestens eine Ausweichfläche/Parkfläche nahe der Windparkeinfahrt zu planen, so dass ankommende Schwertransporte die öffentliche Straße verlassen können und bei Tagesanbruch/Arbeitsbeginn einzeln zu dem jeweiligen WEA-Standort geleitet werden können.

Bei längeren einspurigen Hauptzufahrten (ab ca. 750 m) sollten alle 500 m Ausweichflächen (Parkbuchten) mit den Längen $L=90\text{ m}$ (N149) bzw. $L=100\text{ m}$ (N163) zusätzlich zu der bestehenden Hauptzufahrtsstraße geschaffen werden, sodass entgegengerichtete Fahrzeuge ausweichen können. Dies gilt für alle Fahrzeuge.

Standort- und zuwegungsbedingt müssen bei Zuwegungen zu den Montageflächen, bei denen die Zufahrt als An- und Abfahrt dient (Sackgasse), Ausweichflächen einseitig, längsseitig mit den Dimensionen $L=270\text{ m}$ (N149) bzw. $L=300\text{ m}$ (N163) zusätzlich zu den bestehenden Wegen geschaffen werden. Damit wird z. B. Rettungsfahrzeugen die hindernisfreie Zufahrt während der Errichtungs- und Anlieferungsphase ermöglicht.

Für den Fall, dass die Zufahrt zum WEA-Standort kürzer ist als die geforderte Länge der Ausweichfläche, kann die Länge in bis zu zwei Abschnitte geteilt werden und z. B. links und rechts von der Zufahrt verlaufen. Die Verlängerung einer Zufahrt hinter bzw. an der Montagefläche vorbei ist lediglich für eine Fahrzeuglänge (ca. 90 m) zu empfehlen.

Es muss sichergestellt werden, dass eine Parkmöglichkeit mit direkter Anbindung an den WEA-Standort für mindestens 3 Blattfahrzeuge gegeben ist.

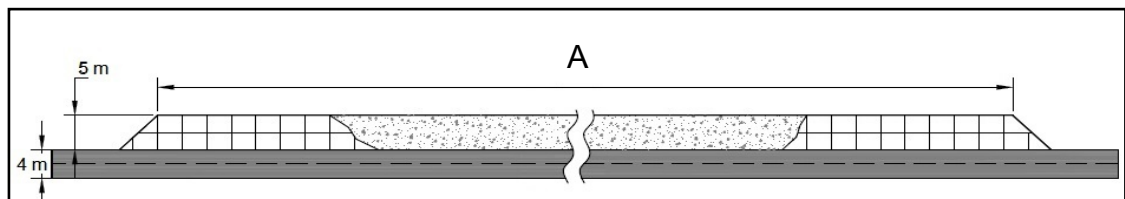


Abb. 17: Normale Ausweichflächen (ohne Integration in Hilfskranflächen)

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: $3 \times 90\text{ m}$ oder 270 m

N163: $3 \times 100\text{ m}$ oder 300 m

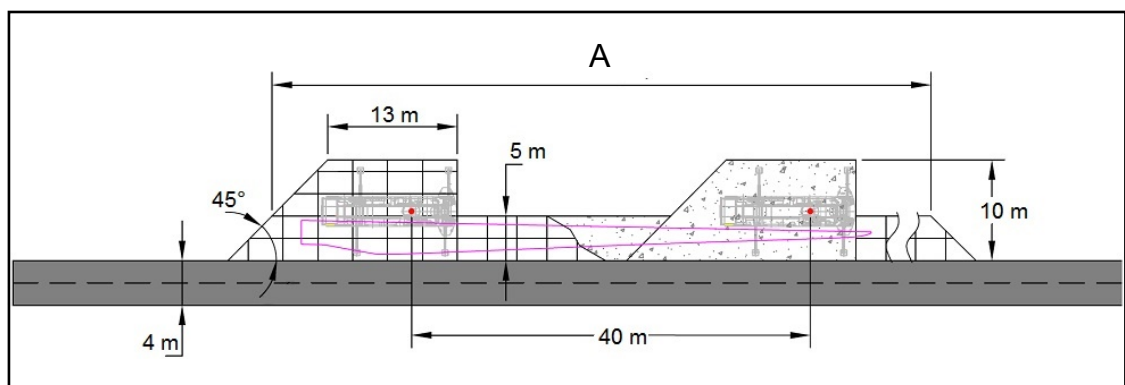


Abb. 18: Ausweichflächen mit Integration in Hilfskranflächen

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: $3 \times 90\text{ m}$ oder 270 m

N163: $3 \times 100\text{ m}$ oder 300 m

4.2.5 Lagerflächen und Baubüro

Folgende Skizze zeigt eine allgemeine Darstellung eines Nordex-Baustellenbüros, das projektspezifisch zu erstellen ist:

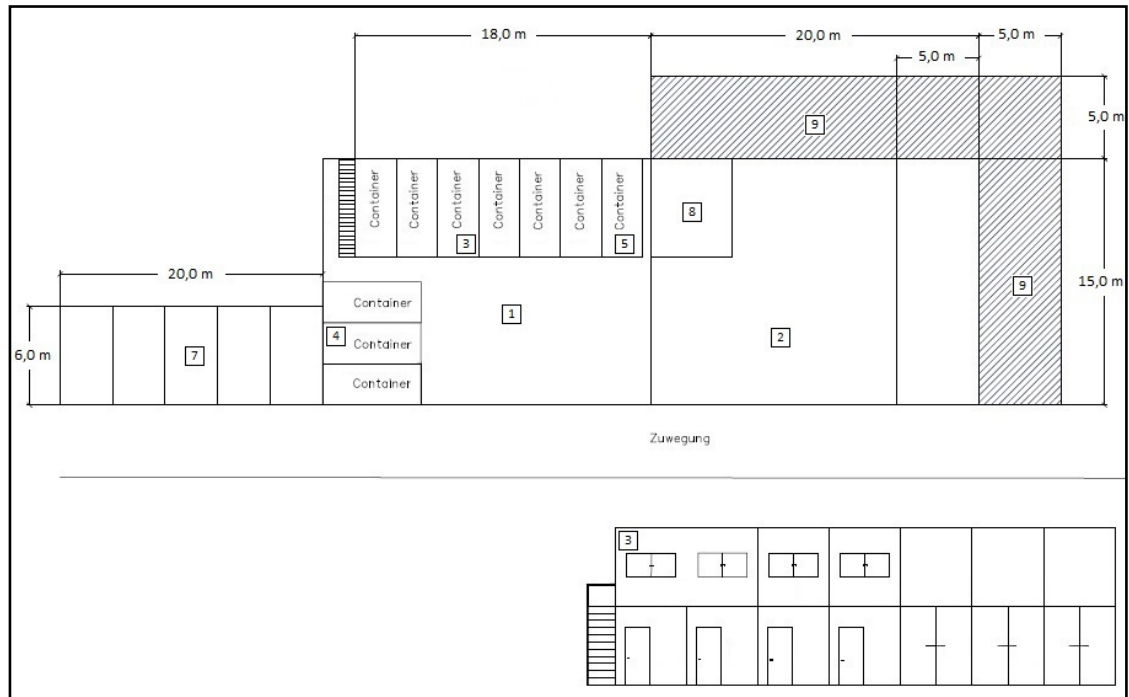


Abb. 19: Nordex Baustellenbüro (Beispiel)

- | | |
|------------------------------------|--|
| 1 Bürofläche & Sammelplatz | 2 Lager-/Umschlagsfläche für Kleinkomponenten & Material |
| 3 Containerdorf - zwei Etagen | 4 Container - Errichtungsteam/ Kranteam & Optional |
| 5 Lagercontainer Gefahrenstoffe | 6 Treppenaufgang Containerdorf |
| 7 Parkfläche PKW | 8 Lagerfläche für Tankanlage & Müllcontainer |
| 9 Erweiterungsfläche mehrs als WEA | 10 |

Anforderungen für die Bürofläche

- Fläche muss außerhalb des Gefahrenbereiches (Anlagenhöhe +30 m) liegen.
- Die Lage sollte im Bereich der Windparkeinfahrt (Hauptzufahrt) auf einem geraden Streckenabschnitt sein, an dem alle Transporte in den Windpark einfahren (Einfahrkontrolle, An-, Abmelde- und Lotsenpunkt).
- Der Ausbau erfolgt in gleicher Bauweise wie die Zuwegung (siehe Kapitel 3.1 "Belastungen").
- Bereich der Bürofläche kann mit einer Neigung von bis zu 2 % ausgebaut werden.
- Die gesamte Bürofläche ist für die gesamte Projektphase temporär auszubauen und kann nach erfolgter Inbetriebnahme des Windparks zurückgebaut werden.

Eine Fläche von mind. 720 m² ist durch den Auftraggeber zur Verfügung zu stellen um folgende Einrichtungen unterzubringen:

- Nordex Büro 20-ft-Container

- Büro-Ausführungsfirma 20-ft-Container
- Meeting-Büro 20-ft-Container
- Generator mit Auffangfläche
- Recycling
- Freie Fläche für Material auf EU Paletten (14 m x 2,5 m)
- Toilette
- Freie Fläche für Material (Bei Bedarf umzäunt (Empfehlung): 14 m x 2,5 m)
- 4 x 20-ft-Material-Container (2 x für Material/1 x für Kabel/1 x um Material trocken und beheizbar zu lagern)
- Mindestens acht Stellplätze für PKW

4.2.6 Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen

Folgende minimal erforderliche Qualitätsprüfungen von Zuwegungen und Kranstellflächen in Form eines Bodengutachtens inkl. Tragfähigkeits- und Grundbruchnachweis müssen vom Auftraggeber ausgeführt werden und Nordex spätestens vier Wochen vor Beginn der Anlieferung eingereicht werden:

Qualitätsprüfungen	Mindestanzahl / Bemerkungen
Verdichtungsgrad D_{pr} nach DIN 18127 (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Zuwegungen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	1 Test alle 500 m
Verdichtungsgrad D_{pr} nach DIN 18127 (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Kranstellflächen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	4 Tests pro Kranstellfläche
Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Zuwegungen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	3 Tests (alle 5000 m ²)
Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Kranstellflächen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	2 Tests pro Kranstellfläche

*Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

- $Ev2 \geq 100 \text{ MN/m}^2$ und $Ev2/Ev1 \leq 2,3$
- Wenn der $Ev1$ -Wert bereits 60 MN/m^2 erreicht, dann sind auch höhere Verhältniszwerte $Ev2/Ev1$ zulässig.

Die Ergebnisse aller Versuche sind umfassend zu dokumentieren und in tabellarisch und grafisch aufbereiteter und sauberer Form anzufertigen und zur Einsichtnahme für Nordex vorzuhalten Die Prüfpunkte sind lage- und höhenmäßig in Plänen darzustellen. Das Schichtenverzeichnis der Zuwegungen und Kranstellflächen ist ebenso sauber darzustellen.



Während des Wartungsbetriebes ist die Tragfähigkeit an der Zuwegung sowie der Kranstellflächen in regelmäßigen Abständen gemäß der o. g. Qualitätsprüfungen zu überprüfen und nachzuweisen. Bei einem erforderlichen Komponententausch sind die Qualitätsprüfungen inkl. der Nachweiserbringung vor Transportbeginn durchzuführen. Eventuelle Ausbesserungsmaßnahmen müssen vor Beginn der Kranmobilisierung durchgeführt sein.

4.3 Reibseilabspannung

Während der Montage bzw. Demontage von Stahlrohtürmen sind ausreichende Flächen für die Installation einer Reibseilabspannung vorzusehen und zur Verfügung zu stellen. Es sind zwei Abspannungen in einem Winkel von 90° zueinander je Turm erforderlich. Für die Gestelle, zur Führung der Seile, sind zwei ebene Flächen zuzüglich einer 4 m breiten wurzelstockfreien Zufahrt in definierten Bereichen notwendig. Diese müssen mindestens 3 x 3 m groß (Lichttraumprofil 10 x 10 m) sein.

Standortspezifisch wird ausgewählt welche dieser Positionen nicht mit den Hebeplänen kollidiert. Wird z. B. die Gondel um 180° gedreht, sodass die Nabe von der Kranstellfläche aus gesehen hinter dem Turm positioniert ist, muss das mit dem lokalen Kranunternehmen abgestimmt sein.

Nach Prüfung und Freigabe durch Nordex können projektspezifisch abweichende Vorgaben möglich sein.

Turm	Abspannradius [m]
N149/5.X TS105-01	65 m
N163/5.X TS118	65 m

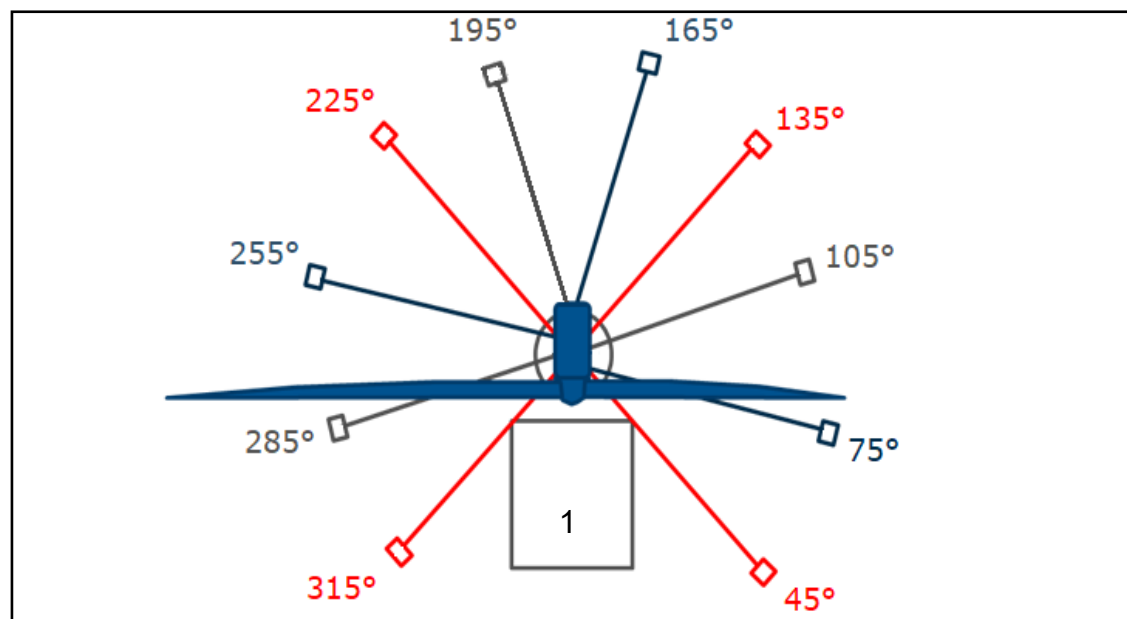


Abb. 20: Draufsicht, allgemeiner Fall, Aufstellvarianten für Gestelle, Kranstellfläche (1)

4.4 Öffentliche Straßen

Grundsätzlich ist der Auftraggeber verantwortlich für eine Zuwegung vom Zielhafen bzw. einer geeigneten Autobahnabfahrt bis zur Baustelle. Auch ggf. erforderliche bauliche Maßnahmen sind durch den Auftraggeber zu planen, genehmigen zu lassen und durchzuführen.

Nordex kann hierbei bei der Erstellung von Machbarkeitsstudien und der Benennung erforderlicher Baumaßnahmen behilflich sein. Hierzu kann es, je nach Komplexität der Zuwegung erforderlich sein, frühzeitig eine Probegenehmigung zu beantragen, eine Schleppkurvensimulation auf Basis einer 3D-Analyse oder einen „Dummy Run“ vor Beginn der Schwertransporte durchzuführen.

5. Krananforderungen

Zur Errichtung der Windenergieanlage werden ein Hauptkran und mindestens ein Hilfskran benötigt. Der Hilfskran muss vor, während und nach der Errichtung mehrfach die Position wechseln können. Die Mindesttragkraft (Hakenlast) für die Module auf den entsprechenden Höhen siehe Kapitel 2, Gewichte der Module.

Die erforderliche Hakenhöhe beträgt Nabenhöhe + 14 m.

Die Zwangsauslage des Hauptkrans beträgt 15-30 m (je nach Krantyp).

Die Zwangsauslage des Hilfskrans beträgt 6-12 m (je nach Krantyp).

6. Kranstellfläche

Die Kranstellfläche muss gemäß der lokalen Gegebenheiten und Krantechnik geplant und angepasst werden. Die Kranstellfläche muss der Flächenpressung der Kranstützen und der Kettenfahrzeuge standhalten. Die Größe der Flächenpressung richtet sich nach dem max. Gewicht der Komponenten und der Größe des verwendeten Krans (Mobilkran, Raupenkran) und muss mindestens 250 kN/m² betragen.

Die Kranstellfläche muss über die gesamte Fläche eben sein, darf kein Gefälle aufweisen und ist so zu planen, dass der Höhenunterschied zwischen Stellfläche und Fundamentoberkante gemäß dem jeweiligen anlagenspezifischen Schalplan ausgebaut wird. Sollte dieser Wert überschritten werden, kann der Einsatz größerer, kostenintensiverer Krantechnik erforderlich sein.

Bei Hybridtürmen ist der Übergang (Auffahrrampe, siehe Abb.23) zwischen Kranstellfläche und dem verfüllten Fundament mit einer Steigung von maximal 10° in geschotterter Bauweise mit einer Tragfähigkeit von 120 kN herzustellen, so dass Baustellenfahrzeuge den Fundamentbereich montagebedingt befahren können. Die Rampe ist so anzusetzen, dass der Hauptkran uneingeschränkt arbeiten kann und die Rettungswege ebenfalls uneingeschränkt erhalten bleiben. Bei Stahlrohrtürmen kann alternativ an Stelle der Rampe ein Aufgang, siehe Abb.23 bis siehe Abb.25, ausgebaut werden.

Im Kranstellflächen-, Aufbau- und Arbeitsbereich (u. a. Lichtraum) des Krans dürfen keine Hindernisse stehen, die den Aufbau und den Betrieb des Kranes stören (siehe folgende Zeichnungen). Für den Betrieb des Kranes müssen besonders die Länge der Rotorblätter sowie die Fläche zur Montage des Kranauslegers beachtet werden.

Aushub/Abraum ist lediglich hinter dem Fundament (siehe Abb.21) oder außerhalb der dargestellten Montage-, Lagerflächen und Kurvenbereiche samt Überschwenkbereiche (siehe Kapitel 3.3.1) zu lagern.

Um einen Schmutzeintrag in die Windenergieanlage zu vermeiden, müssen ein Zugang zum Fundament sowie der Boden verdichtet und mit einer Schotterung versehen sein, die eine trockene und saubere Fläche gewährleisten.

Direkt um das Fundament herum muss ein begehbare Arbeitsraum von ca. 2 m Breite vorhanden sein. Das Maschinenhaus darf nur auf der Kranstellfläche oder, unter Verwendung von Baggermatten/Holzunterlagen, auf geeignetem, tragfähigem Boden abgestellt werden.

Für die Montage des Kranauslegers bei Gittermastkranen ist eine lange, mit 8 t befahrbare, ebene Aufbaufläche mit einer Mindestbreite von 5 m notwendig. Diese muss geschottert oder mit verschraubbaren Platten ausgelegt sein und die Mindestlänge ist abhängig von der Turmhöhe in den folgenden Beispielen dargestellt. Parallel zu der gesamten Länge muss ein Hilfskran rangieren können.

Bedingt durch die Errichtung gehen die Montagebereiche über die befestigten Flächen der Zuwegung und der Kranstellflächen hinaus. Diese Flächen sind gestrichelt dargestellt und als Schneisen oder Lagerflächen gekennzeichnet.

Projektspezifisch besteht die Möglichkeit, dass die Kranstellflächen den individuellen Standortbedingungen angepasst werden. Unter Verwendung adäquater Kran-, Transport- und Montagetechnik können Flächenbedarfe optimiert werden. Jegliche Abweichungen zu den nachstehend aufgeführten Beispielen für Kranstellflächen können Mehrkosten verursachen. Individuelle Änderungen/Transport-, Montage- und Krankonzepte sind unbedingt schriftlich im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Um einen reibungslosen Montageablauf zu gewährleisten, müssen an allen Kranstellflächen Ablageflächen für alle Komponenten eingeplant/vorgehalten

werden. In den nachfolgenden Beispielen sind diese Bereiche beispielsweise als Lagerflächen für Rotorblätter dargestellt. Auch Turmsektionen können außerhalb der befestigten Kranstellfläche auf adäquaten Unterlagen abgelegt werden. Jede Abweichung hiervon führt zu höheren Logistikkosten durch zusätzlichen Aufwand. Ferner ist jede Abweichung hierzu im Vorwege individuell mit Nordex abzustimmen.

ACHTUNG: Im Bereich der Auslegermontagefläche dürfen keine Komponenten abgelegt werden, die ein abrupt erforderliches Ablegen des Kranauslegers beeinträchtigen.

An Waldstandorten oder topografisch anspruchsvollen Standorten an denen keine Lagerflächen ausgebaut werden können, muss mindestens eine zentrale Fläche vorgehalten werden, an der das Ablegen von Komponenten möglich ist. Die Befestigungsmaßnahmen für die Hilfskranflächen können in geschotterter Bauweise oder temporär mit verschraubbaren Platten erfolgen. Alternativ müssen zwei Kranstellflächen so ausgelegt sein, dass Turmsektionen sowie Rotorblätter auf der Kranstellfläche und/oder im Bereich der Auslegermontagefläche abgelegt werden können. In diesen Fällen ist durch den höheren logistischen Aufwand mit höheren Kosten zu rechnen.

Es ist Platz für mindestens zwei Nordex-Errichtungscontainer vorzuhalten (für Stromgenerator und Werkzeug) sowie weitere Stellflächen für einen Nordex-Materialcontainer, zum Zwischenlagern von Material, für Müllcontainer, Aufenthaltscontainer, Baufahrzeuge etc.

Die Zuwegung zur Windenergieanlage muss grundsätzlich für Rettungs-, Montage- und Baustellenfahrzeuge frei gehalten werden. Die Rettungsgassen müssen gemäß den nachfolgenden Beispielen für Kranstellflächen ausgebaut sein. Ein belastbares Rettungswegekonzept ist vor Baubeginn vorzulegen.

Folgende Beispiele zeigen eine beispielhafte Kranstellfläche für Wald bzw. offenes Gelände und Anlagen bis 170 m Turmhöhe. Die konkreten Anforderungen sind aufgrund der Ergebnisse einer Ortsbegehung festzulegen.

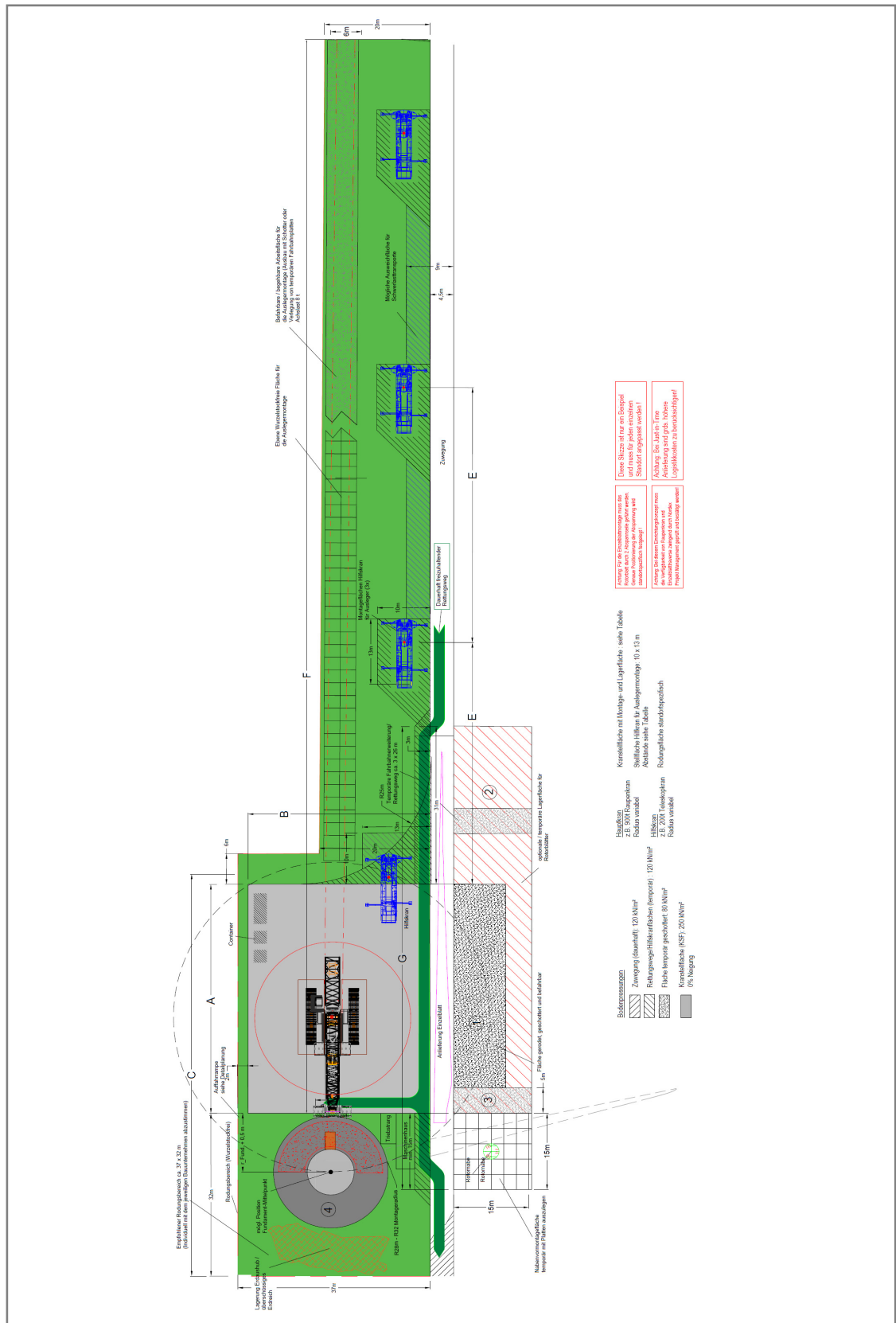


Abb. 21: Minimale Anforderungen an eine Kranstellfläche für Offenlandstandorte bis max. PH170 m

Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Stahlrohrturm

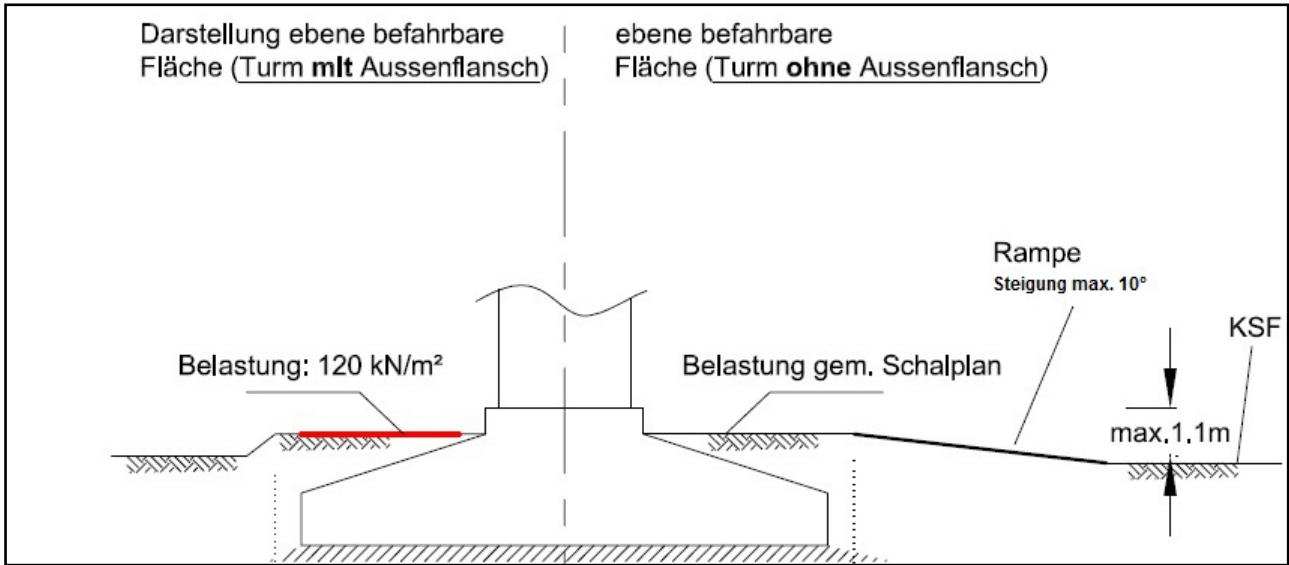


Abb. 23: Fläche um den Turm im Schnitt

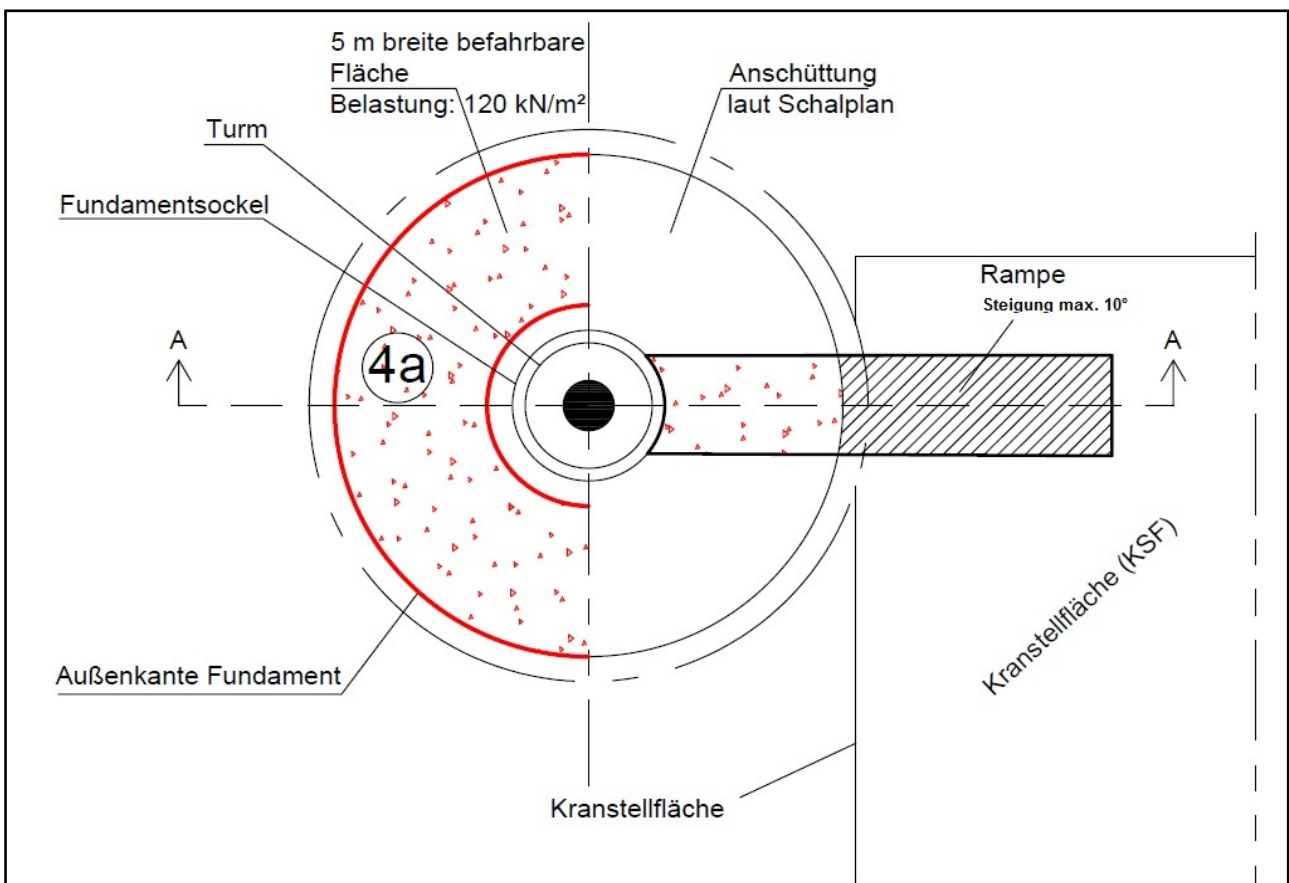


Abb. 24: Fläche um den Turm in Draufsicht (Stahlrohrturm)

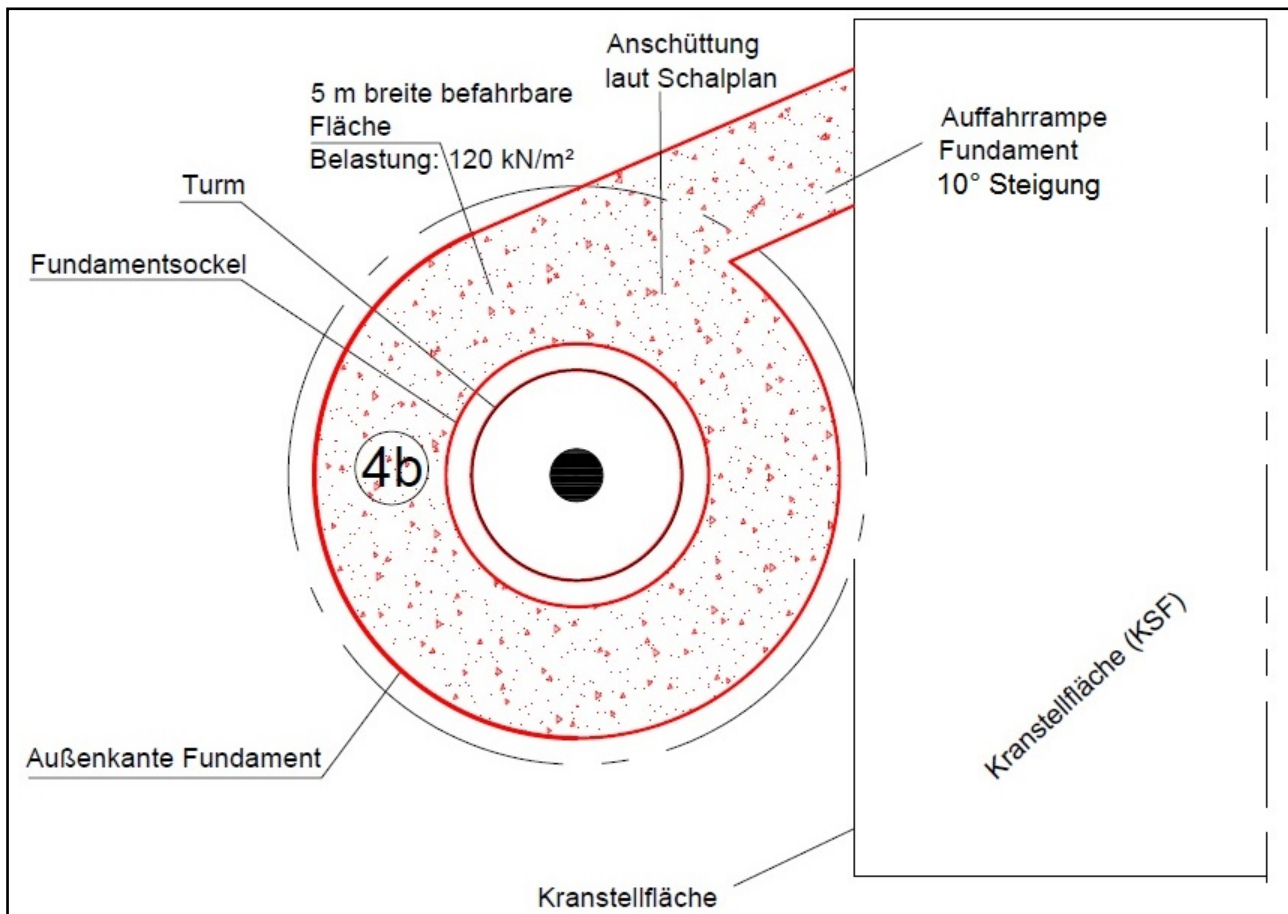


Abb. 25: Fläche um den Turm in Draufsicht (Hybridturm)

Kranstellfläche	Alle TS-Türme [m]	TCS164 [m]
A - Länge Kranstellfläche (KSF)	40	45
B - Breite KSF	35	35
C - Länge Rodungsbereich	74	83
E - Abstand Hilfskrantaschen, jeweils zum Mittelpunkt	40	50
F - Länge Auslegermontagefläche, gemessen ab Übergang Fundamentkante/Kranstellflächenkante	160	210
G - Länge Rettungsgasse/längstes Fahrzeug (Blatt 90 m/ aktuellste Worst Case Annahme) muss umfahren werden können	96	96
1 - Vormontagefläche/Handlingfläche	6 x 40	6 x 40
2 - Blattlagerfläche/optional)*	N149: 15 x 76 N163: 15 x 83	N149: 15 x 76 N163: 15 x 83
3 - Bladefingers/Auflagepunkte für die Rotorblatt-Transportgestelle (Abstand gemäß Tabelle Ziffer 2.4)	5 x 15	5 x 15

Kranstellfläche	Alle TS-Türme [m]	TCS164 [m]
4a - Aufgang auf das Fundament/Tabelle: Steigung bis 10 %: geschottert 11° - 30° Handlauf + geschotterte Absätze 31°-45° = Treppenstufen + Handlauf.	erforderlich	-
4b - Auffahrrampe seitlich von der KSF auf das Fundament/ geschottert auf den geschotterten/befahrbaren Fundamentbereich/Tragfähigkeit 120 kN	-	erforderlich

* Sofern vorhanden keine Zusatzkosten, sofern nicht direkt an der KSF vorhanden:
Zusätzliche Kosten für Logistik (Umfahren der Komponenten/ Parkintern) müssen einkalkuliert werden.

Alternative Auslegungsvarianten:

- Parkintern kann eine zentrale Fläche an der WP Einfahrt (Vorzugsweise Freifläche) ausgewählt werden. Bei Bedarf müssen Platten für die Hilfskrane ausgelegt werden, die Komponenten können auf Holzunterlagen abgelegt werden. Flurschäden werden in jedem Fall entstehen.
- Die Blattlagerflächen können in die Auslegermontageflächen integriert werden (Im Bereich der ersten beiden Hilfskrantaschen / die Tiefe entspricht hier in etwa der erforderlichen Tiefe und Länge "2"). In diesem Fall müssen mindestens zwei Kranstellflächen dafür vorgesehen werden. Die Komponenten können nur dort abgelegt werden, wo entweder noch keine WEA errichtet wurde oder wo bereits eine WEA errichtet wurde. Die abgelegten Komponenten dürfen die Auslegermontage/Demontage nicht beeinträchtigen.

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung – Antrag auf Regelung über
Nebenbestimmung

Die Frist zur Umsetzung der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) wurde durch die Bundesnetzagentur bis zum 31.12.2023 verlängert. Beide Anlagenhersteller, Vestas und Nordex, statten ihre Anlagen mit der erforderlichen Schnittstelle für eine BNK aus. Mit dieser Schnittstelle können verschiedene BNK-Systeme unterschiedlicher Hersteller eingebunden werden.

Hiermit wird eine Regelung zur Festlegung der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung über eine Nebenbestimmung zur Genehmigung nach BImSchG beantragt.

**FORMBLATT über Einzeldaten zwecks
luftverkehrsrechtlicher Zustimmung**
(bitte für jede Windkraftanlage ein separates Formblatt ausfüllen)

**Antragsteller/
Bauherr**

(genaue Anschrift)

OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH

Gesandtenstr. 3, 93047 Regensburg

**Art des
Hindernisses:**

Windkraftanlage (ggf. Nr. 01)

Standort/Bezeichnung: Willerstedt, 7, 626

(Gemarkung, Flur, Flurstück)

max. Geländehöhe am Standort der WKA (1): 228 m ü. NN

max. Höhe der Windkraftanlage (2): 241 m ü. Grund

Nabenhöhe: 166 m

Rotorradius: 75 m

max. Gesamthöhe (1 + 2): 469 m über NN

Geogr. Standortkoordinaten:
(Bezugssystem WGS 84)

..... 11 ° 28 ' 32,034 ''

E

..... 51 ° 4 ' 41,442 ''

N

Lageplan mit gekennzeichnetem Standort:

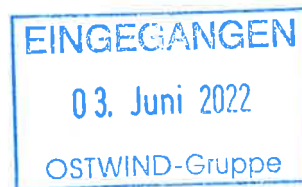
Topografische Karte im Maßstab 1:25 000 mit gekennzeichneten Standort als Anlage

.....
Potsdam, 02.05.2022

Datum



Stempel / Unterschrift



SR → Mkr

Thüringer Landesverwaltungsamt · Postfach 22 49 · 99403 Weimar

OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH
Gesandtenstraße 3
93047 Regensburg

Ihr/e Ansprechpartner/in:
Herr Münch

Durchwahl:
Telefon +49 361 573321-477
Telefax +49 361 573321-476

udo.muench@
tlvwa.thueringen.de

Ihr Zeichen:
Frau Thiel

Ihre Nachricht vom:
02. Mai 2022 (E-Mail)

Unser Zeichen:
(bitte bei Antwort angeben)
540.40-3751-04568/22
Th 10311

Weimar
02. Juni 2022

**Vollzug des Luftverkehrsgesetzes (LuftVG)
Luftfahrthindernisse in Thüringen außerhalb von Bauschutzbereichen
ziviler Landeplätze**

Voranfrage

Vorhaben: Errichtung und Betrieb einer Windenergieanlage
Am Standort: Willerstedt
Gemarkung Willerstedt, Flur 7, Flurstück 626

Angaben zur Windenergieanlage:

Nr.	Geografische Koordinaten (WGS 84)	Gel.h. a. Standort m ü. NN	Gesh. m	Ges.h. m ü NN
WEA 1	11° 28' 32,034" E 51° 4' 41,442" N	228,00	241,00	469,00

Nabenhöhe 166,00 m + RR 75,00 m

Thüringer
Landesverwaltungsamt
Jorge-Semprún-Platz 4
99423 Weimar

www.thueringen.de

Besuchszeiten:
Montag-Donnerstag: 08:30-12:00 Uhr
13:30-15:30 Uhr
Freitag: 08:00-12:00 Uhr

Bankverbindung:
Landesbank
Hessen-Thüringen (HELABA)
IBAN:
DE8082050000300444117
BIC:
HELADEFF820

Informationen zum Umgang mit Ihren
Daten im Thüringer Landesverwaltungs-
amt finden Sie im Internet unter:
www.thueringen.de/th3/tlvwa/datenschutz/
Auf Wunsch übersenden wir Ihnen eine
Papierfassung.

Sehr geehrte Damen und Herren,

Die geplanten Windkraftanlagen sind von § 14 Abs. 1 LuftVG betroffen, da sie eine Höhe von 100 m ü. Grund überschreiten.

Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb der Windkraftanlagen darf deshalb **nur mit luftverkehrsrechtlicher Zustimmung** erteilt werden.

Dazu sind wir (Thüringer Landesverwaltungsamt, Referat 540, PSF 2249, 99403 Weimar) im immissionsschutzrechtlichen **Genehmigungsverfahren** unter Angabe der **Luftfahrthindernisnummer Th 10311**, der geografischen Koordinaten in Grad, Minute, Sekunde im Koordinatensystem WGS 84, der Geländehöhe am Standort der Anlagen in m ü. NHN sowie der max. Anlagenhöhe in m ü. Grund zu beteiligen.

Die Prüfung der vorgelegten Unterlagen in Zusammenarbeit mit der Deutschen Flugsicherung GmbH ergab, dass weder aus zivilen noch aus militärischen Flugsicherungsgründen Einwände gegen das Errichten und Betreiben der o.g. Windkraftanlagen mit den angegebenen Höhen am genannten Standort bestehen.

Deshalb stellen wir unsere luftverkehrsrechtliche Zustimmung bei Beteiligung im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren unter den gegenwärtigen Bedingungen in Aussicht, vorausgesetzt, dass keine Veränderungen bezüglich der o.g. Standorte (Koordinaten) und der o.g. max. Höhen erfolgen.

Lage- und Höhenveränderungen erfordern eine erneute luftverkehrsrechtliche Prüfung.

Wir weisen bereits jetzt darauf hin, dass die luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. § 12 Abs. 4 LuftVG unter luftverkehrsrechtlichen Auflagen erteilt werden wird. Eine Auflage wird u.a. in der Forderung des Anbringens einer Tages- und Nachtkennzeichnung gem. der zum Zeitpunkt der Abgabe der luftverkehrsrechtlichen Zustimmung gültigen „Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ (AVV) bestehen.

Mit freundlichen Grüßen

Im Auftrag



Udo Münch
Referent

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.

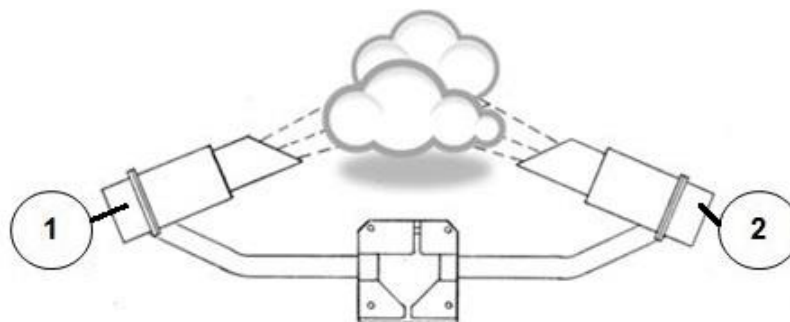


Abbildung 3-2: Sender und Empfänger

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).

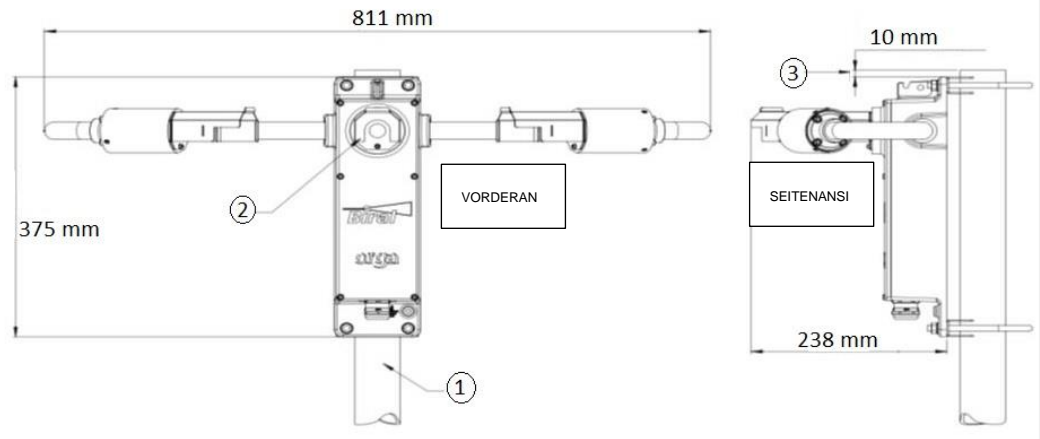


Abbildung 5-1: Abmessungen des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC)

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

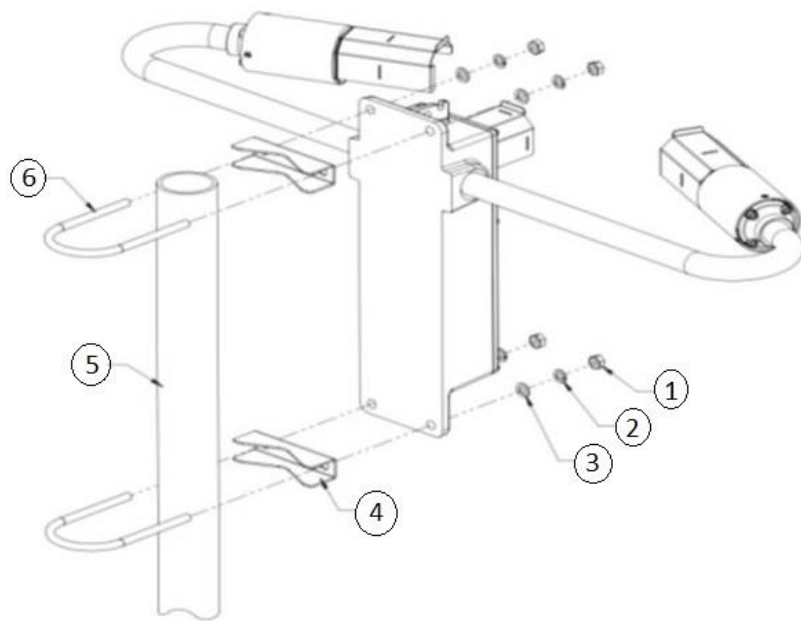


Abbildung 5-2: Komponenten des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC)

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

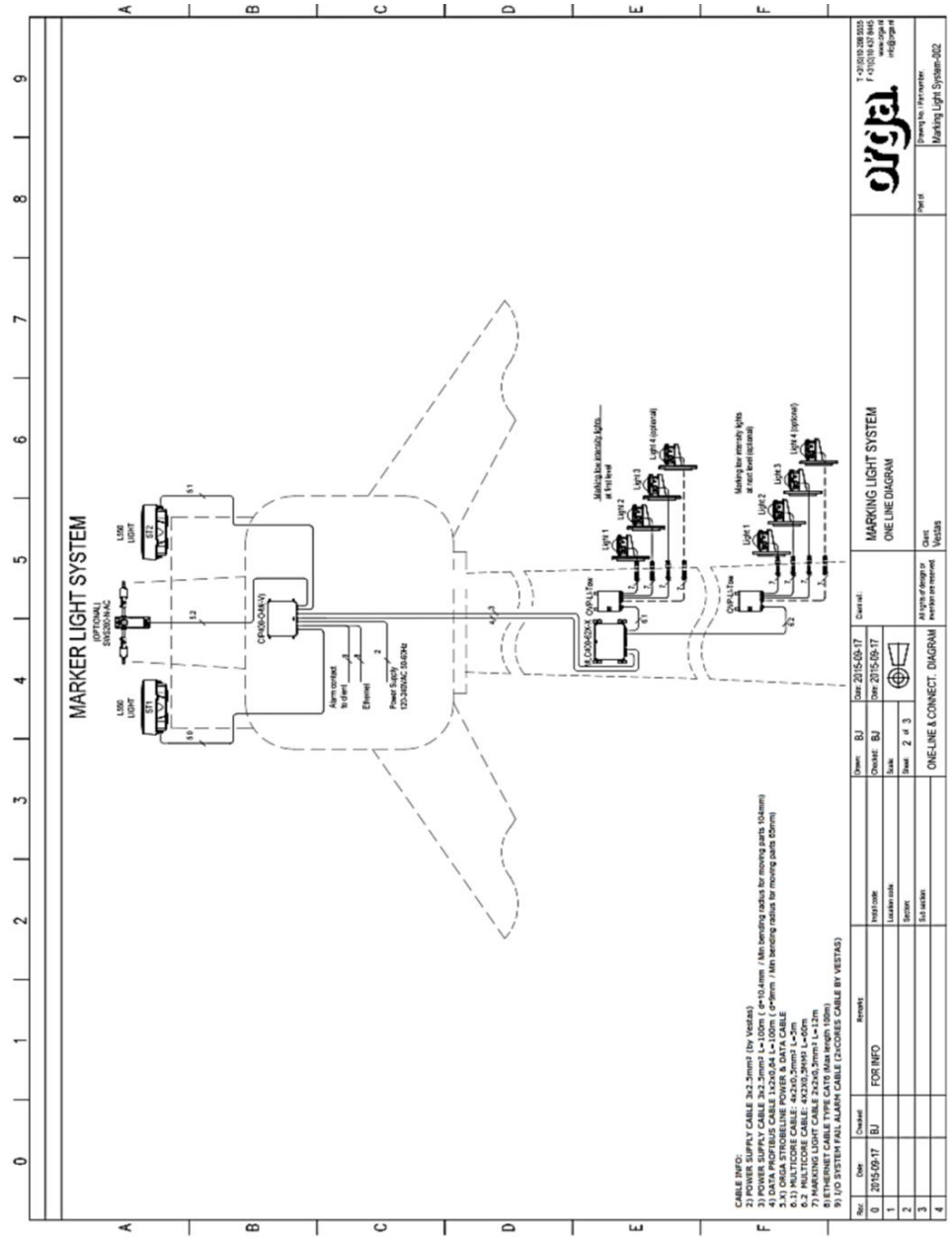


Abbildung 5-3: Markierungsleuchtensystem, Einzelleitungsdiagramm

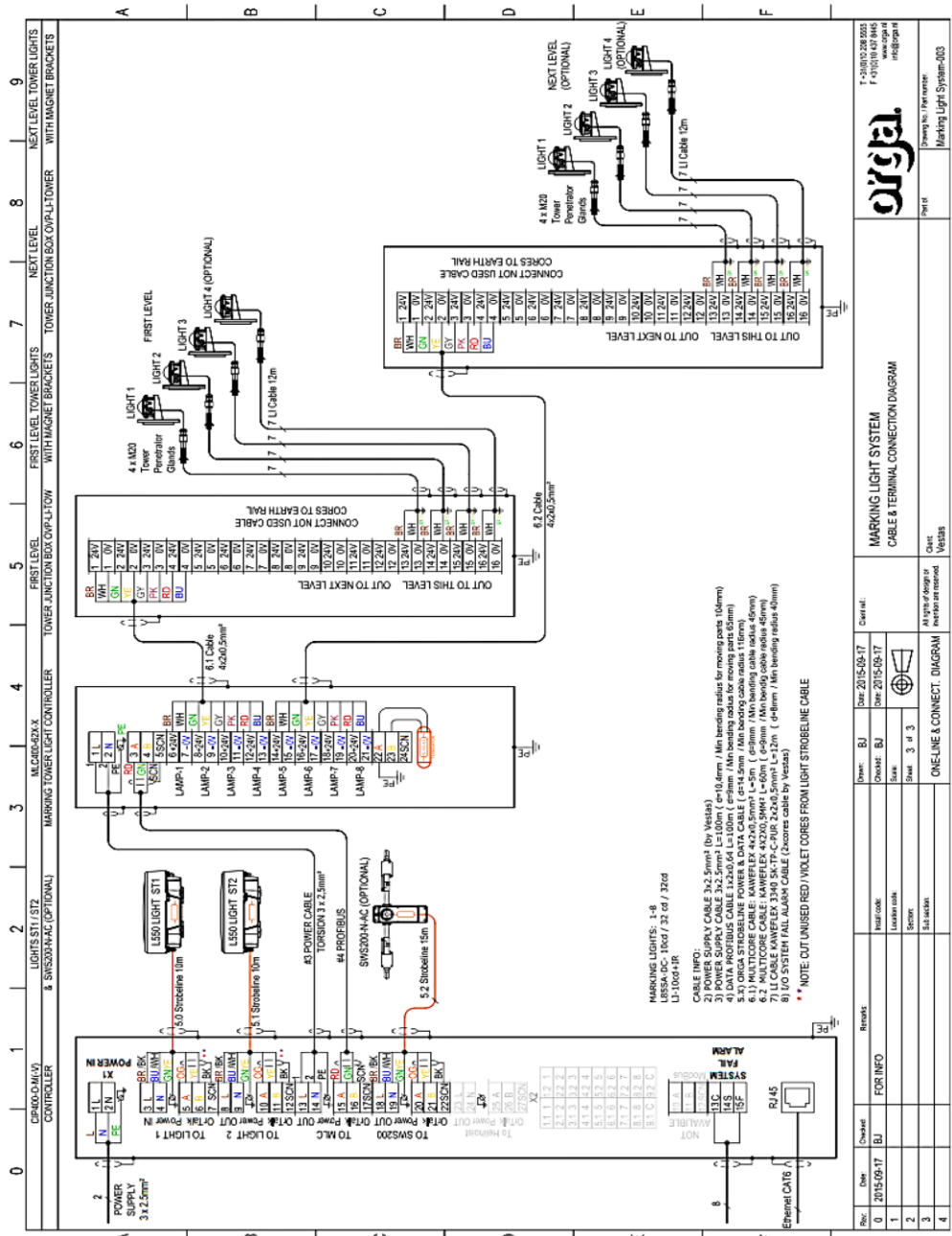


Abbildung 5-4: Markierungsleuchtsystem, Kabel- und Klemmen-Anschlussdiagramm

Rev:	0	Date:	2015-05-17	Drawn:	BU	Checked:	BU	For info:	FOR INFO
1									
2									
3									
4									

Date: 2015-05-17
 Drawn: BU
 Checked: BU
 For info: FOR INFO
 Scale: 3 or 3
 Sheet: 3 of 3
 One-line & connect: DIAGRAM
 Client: Vestas
 Marking Light System-003

6 Zertifikate und Prüfberichte

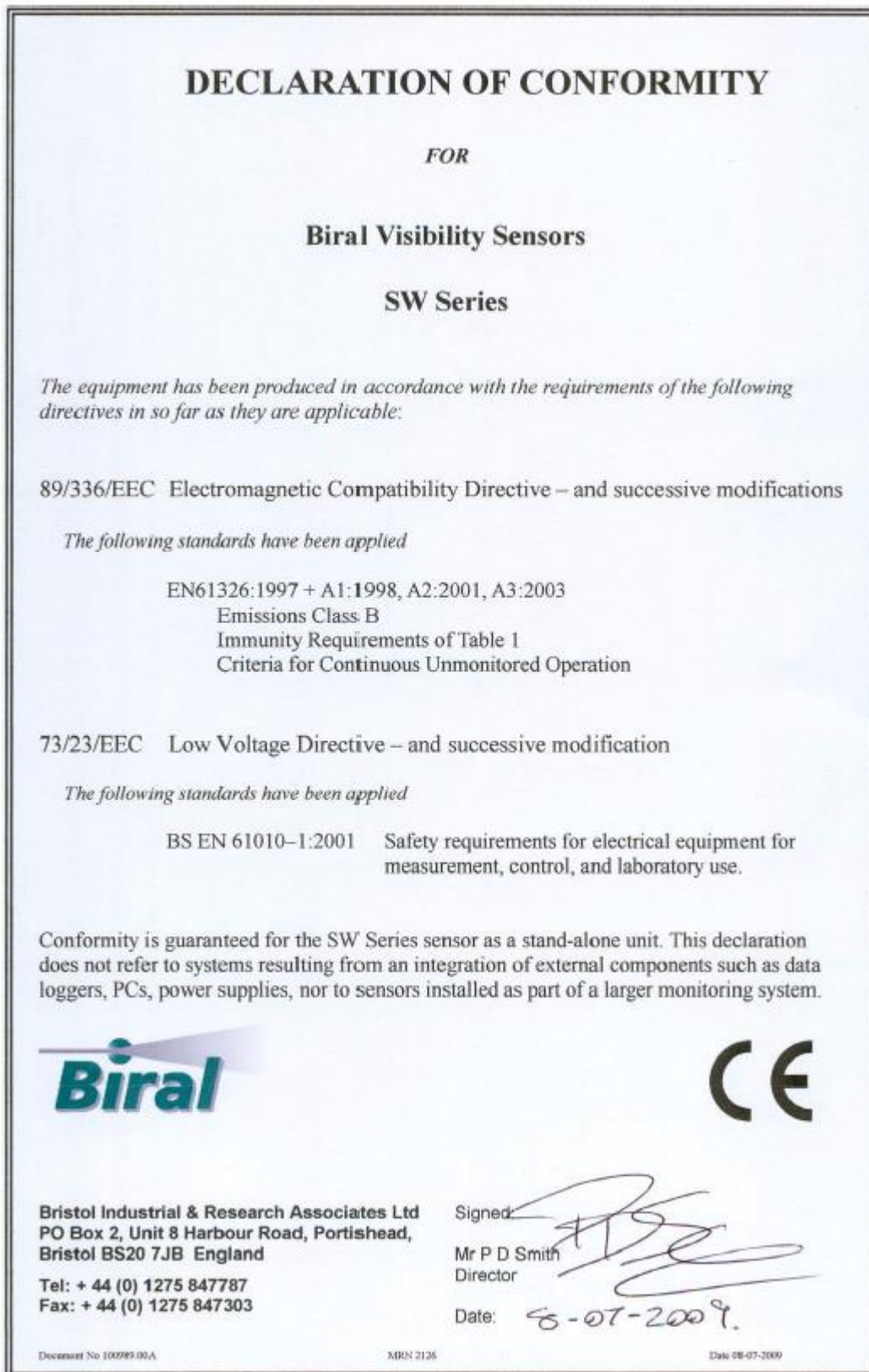


Abbildung 6-1: Biral SWS200-Konformitätserklärung

Deutscher Wetterdienst
Abteilung Messnetze und Daten
T123, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg



Anerkennung von Sichtweitensensoren gemäß der Verwaltungsvorschrift der Bundesregierung, Drucksache 506/04 vom 16.6.2004, „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“

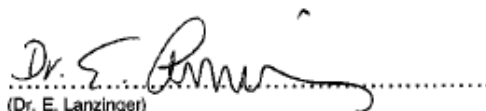
Sichtweitensensor Typ BIRAL SWS-200

Das Gerät des Typs **BIRAL SWS-200** entspricht auf Grund der am 06.04.09 durch die Firma GWU-Umwelttechnik GmbH eingereichten Gerätedokumentation den Anforderungen und ist damit zum Betrieb gemäß der o. a. Verwaltungsvorschrift anerkannt.

Die Anerkennung durch den DWD bezieht sich lediglich darauf, dass das Gerät mit den durch den Hersteller bezeichneten Eigenschaften geeignet für den genannten Einsatz ist. Der DWD macht keine Labor- oder Feldprüfung und keine regelmäßigen Inspektionen. Der Hersteller ist dafür verantwortlich, dass die Richtigkeit der bezeichneten Geräteeigenschaften gewährleistet ist und es obliegt dem Betreiber des Gerätes, die Betriebs- und Wartungsvorschriften gemäß den Herstellerangaben einzuhalten.

Der DWD haftet nicht für Schäden, die auf Grund der Benutzung des Gerätes entstehen können.

Hamburg, 20. November 2009


(Dr. E. Lanzinger)

Deutscher Wetterdienst
 Abteilung Messnetze und Daten
 T123, Messsysteme
 Frahmredder 95, D-22393 Hamburg



Anhang: Anforderungen an den Sichtweitensensor

Hersteller: Firma BIRAL
Gerätetyp: SWS-200-Sensor
Versionsnr.: Hardware 105200, Software SH100211, ab 23/3/2009
 (Hardware, Software, Produktionsdatum)

	Mindestanforderung	Spezifiziert	Erfüllt (ja/nein)
Messprinzip	Vorwärtsstreuung	ja	Ja
Messbereich	50m - 20km	<10m - 20km	Ja
Auflösung	< Messunsicherheit	10 m	Ja
Messunsicherheit			
im Bereich < 500m	± 50m	+ 50 m	Ja
im Bereich 500-5000m	± 10%	+ 10 %	
im Bereich > 5000m:	± 20%	+ 20 %	
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 Ausgabeintervall	einstellbar	ja	Ja
Schutz gegen Störung durch Fremdlicht (Sonnenlicht, künstliches Licht, Bodenalbedo)	vorhanden	ja	Ja
Maßnahmen gegen Schnee- und Eisansatz an der Optik	vorhanden	Heizung an den Optiken und zzgl. Sensorkopfheizung	Ja
Wartungsintervall	≥ 6 Monate	≥ 6 Monate	Ja
Selbsttesteinrichtung (Sender, Lichtquelle, Empfänger, Elektronik, Zustand Fenster)	vorhanden	Ja	Ja
Kompensation von Leistungsminderungen und Verschmutzungen	vorhanden	Ja	Ja
Ausgabe von Statusmeldungen	vorhanden	Ja	Ja
Zeitliche Mittelung	einstellbar	Ja	Ja
CE-Kennzeichnung	vorhanden	Ja	Ja
Einstellzeit	<60sec bei 90% sprunghafter Änderung	30 Sekunden	Ja

Abbildung 6-3: DWD BIRAL SWS200-Zertifikat – Seite 2 von 2

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

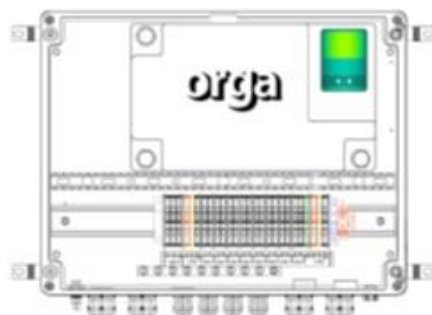


Abbildung 4-2
 Interne Ansicht der Steuereinheit
 (MLC400)



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

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

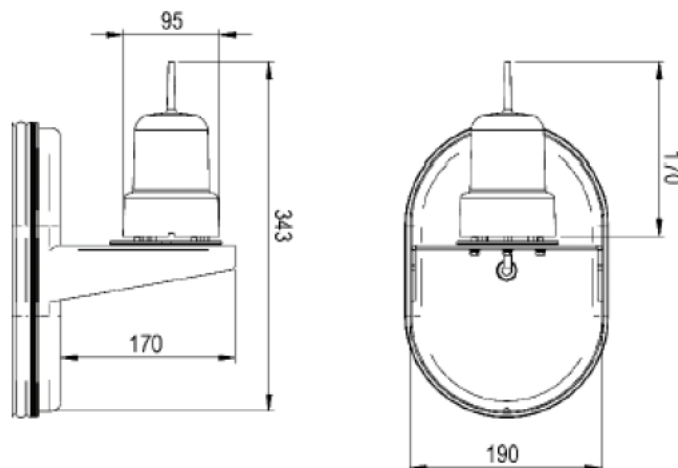


Abbildung 4-4: Turmbeleuchtung (L92)

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).

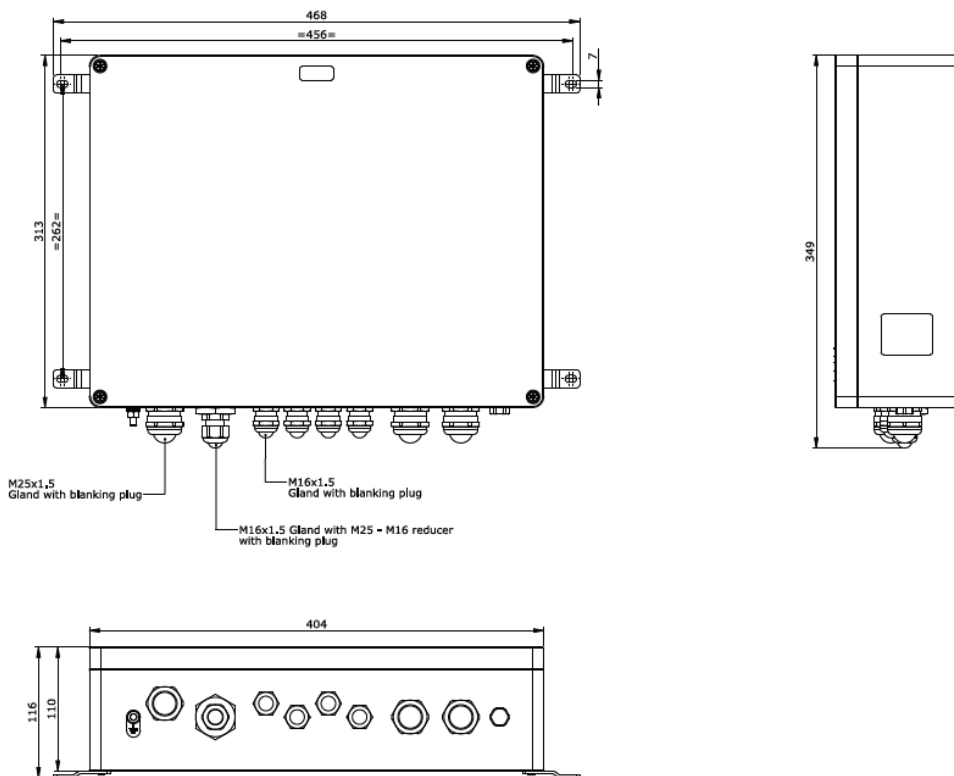


Abbildung 6-1:
 Steuerung MLC400
 für Markierungsleuchten, bis zu vier Stück

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


 P. Voorwald-Snijder
 Compliance Manager

Schiedam, 10/09/2019

Orga BV
 Strickledeweg 13
 3125 AT Schiedam
 The Netherlands

Postal address
 P.O. Box 3046
 3101 EA Schiedam
 The Netherlands

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

✉ info@orga.nl
 🌐 www.orga.nl

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


P. Voorwald-Snijder
 Compliance Manager

Schiedam, 28/07/2021



EGM45L92_R05

Orga BV
 Strickledeweg 13
 3125 AT Schiedam
 The Netherlands

Postal address
 P.O. Box 3046
 3101 EA Schiedam
 The Netherlands

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

✉ info@orga.nl
 🌐 www.orga.nl

WASSERSTRABEN- 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 <i>Low Intensity Type A</i>
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 (BAz 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



(Streng)

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	Zeitrechnungswerkzeug 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.

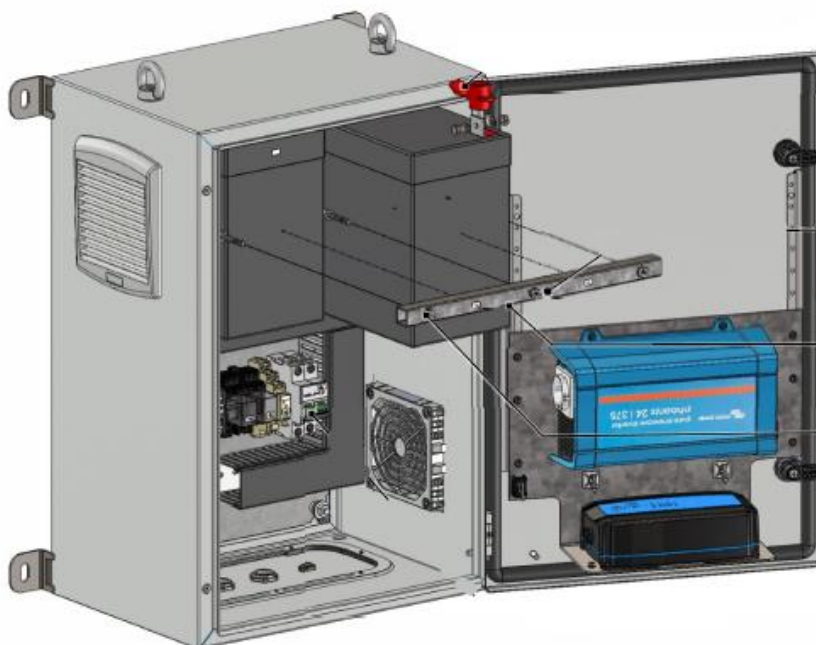


Abbildung 1 – USV-Option für Gefahrenfeuer

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 Hilfeinheit, die integriert werden muss, wenn die erforderliche Reserveversorgungslaufzeit des Luftfahrthilfesystems 15 min. übersteigt.

4.3 Montagevorschriften

Die USV-Option für Gefahrenfeuer wird mit allen erforderlichen Montage- und Installationselementen ausgeliefert. Die USV-Option für Gefahrenfeuer wird mit Magneten am Turm befestigt.

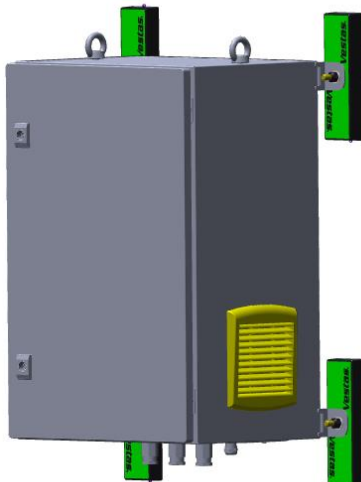


Abbildung 1 – USV-Option für Gefahrenfeuer – Anbringung

5 Abmessung

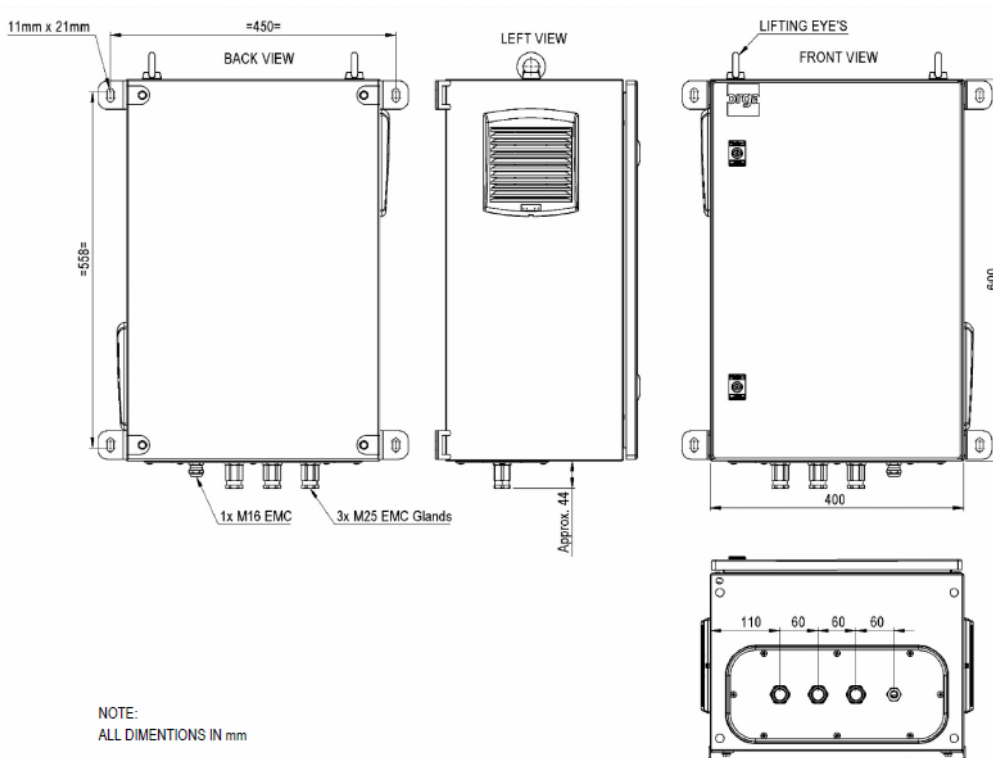


Abbildung 3 – USV-Option für Gefahrenfeuer – Abmessungen

6 USV-Laufzeit

Die Laufzeiten der USV werden als maximale theoretische Laufzeiten berechnet, ausgehend von vollständig geladenen Akkus in gutem Zustand bei einer optimalen Temperatur von 15–35 °C.

Laufzeiten für ausgewählte Konfigurationen sind in 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


 P. Vooftwald-Snijder
 Compliance Manager

Orga BV
 Strickledeweg 13
 3125 AT Schiedam
 The Netherlands

Postal address
 P.O. Box 3046
 3101 EA Schiedam
 The Netherlands

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

info@orga.nl
 www.orga.nl

IEC 61010-1 SPS60_102



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	L550-63Ad/ 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
Dokument Nr.: 0097-1017 V01
21.9.2020

Allgemeine Spezifikation

Gefahrenfeuer

ORGANAL L240-GFW-IRG-G-BR 20M

Feuer W, Rot Intensität, Rot blinkend/Infrarot blinkend



V150 5.6MW EnVentus
V162 5.6MW EnVentus

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungen und technische Begriffe.....	3
2	Einführung.....	3
3	Allgemeine Beschreibung	4
3.1	Daten des Gefahrenfeuers.....	4
3.2	Halterung	5
3.3	Steuerung	5
3.3.1	Überspannungsschutz(OVP)-Schaltschrank	5
3.3.2	Erweiterter Schaltschrank (Orga CIP400)	5
3.4	GPS und Fotozelle.....	6
3.4.1	GPS.....	6
3.4.2	Fotozelle	6
3.5	Notstromversorgung	7
4	Blitzschutz.....	7
5	Maße	7
6	Erklärungen und Zertifikate	8

1 Abkürzungen und technische Begriffe

Abkürzung	Erklärung
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
GPS	Global Positioning System (Globales Positionierungssystem)
OVP	Überspannungsschutz
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (System zur Prozesssteuerung und Datenerfassung)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Begriff	Erklärung
Keine	

Tabelle 1-2 : Begriffserklärung

2 Einführung

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



Abbildung 2-1: Gefahrenfeuer AL L240-GFW-IRG-G-BR 20M

3 Allgemeine Beschreibung

Das bzw. die Gefahrenfeuer sind oben auf dem Maschinenhaus an einer bzw. mehreren Halterung(en) montiert und werden durch die Steuerung der Hinderniskennzeichnung mit Strom versorgt und gesteuert.

3.1 Daten des Gefahrenfeuers

Parameter	Wert
Vestas-Artikelnummer	29197879
Vestas-Typenbezeichnung:	AL L240-GFW-IRG-G-BR 20M
Typenbezeichnung Lieferant	L240-GFW-IRG-G-BR
Norm	Deutsche AVV 2020
Leuchtkraft – Tag	Entf.
Leuchtkraft – Dämmerung	Entf.
Leuchtkraft – Nacht	„Feuer W“ + 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
Vertikale Lichtverteilung (min)	nach deutscher AVV 2020
Horizontale Lichtverteilung	360°
Intensität IR-Licht	nach deutscher AVV 2020
IR-Wellenlänge	~850 nm
Leuchtmitteltyp	LED
Eingangsspannung	120 – 240 VAC
Eingangsfrequenz	50 - 60 Hz
Energieverbrauch ohne Heizung	1/1/12 W (Tag/Dämmerung/Nacht)
Überspannungsschutz	Klasse III gemäß IEC 61643-1
Betriebstemperaturbereich (°C)	–40 °C bis +55 °C
Umweltschutzklasse	IP66
Abmessungen in mm (L x B x H)	309 x 309 x 127
Gewicht (kg)	3 kg (8,2 kg mit Kabel)

Tabelle 3-1: Technische Daten

3.2 Halterung

Das Gefahrenfeuer wird mit einer oder mehreren Halterungen oben auf dem Maschinenhaus montiert. Die Halterungen für Gefahrenfeuer wurden speziell für WEA geprüft und entwickelt. Korrekte Erdung/Masse im Hinblick auf EMV und Blitze sowie Windlasten und Gewicht wurden berücksichtigt. Die Halterungen sind im Lieferumfang enthalten.

3.3 Steuerung

3.3.1 Überspannungsschutz(OVP)-Schaltschrank

Der OVP-Schaltschrank wird verwendet, wenn ein oder zwei Gefahrenfeuer an einer Windenergieanlage erforderlich sind und kein externes Eingangssteuerungssignal benötigt wird. Der OVP-Schaltschrank stellt den Überspannungsschutz für die Wechselstrom-Versorgungsspannung sowie Klemmen, die als Schnittstellen zwischen der WEA und dem Gefahrenfeuer für Leistungsstrom und Alarmsignale dienen, zur Verfügung. Die Betriebssteuerung des Gefahrenfeuers übernimmt die im Gehäuse des Gefahrenfeuers integrierte Steuerung.

3.3.2 Erweiterter Schaltschrank (Orga CIP400)

Anstelle der in den Gefahrenfeuern eingebauten Steuerung kommt eine erweiterte Steuerung Hinderniskennzeichnung vom Typ ORGA CIP400 zum Einsatz, wenn ein oder mehrere externe Eingangssignale erforderlich sind. Ein erweiterter Schaltschrank vom Typ ORGA CIP400 ist mit denselben Klemmen und OVP-Einrichtungen ausgestattet, die auch im OVP-Schaltschrank vorhanden sind. Außerdem verfügt er über eine Zusatzsteuerung mit weiteren Funktionen. Die Funktionen der Zusatzsteuerung sind folgende:

- Implementiert den Sichtweitensensor
- Verarbeitet die externen Steuersignale vom SCADA-System über das Ethernet-Verbindungskabel zum Ethernet-Schalter der Windenergieanlage
- Fügt die Turmfeuer hinzu

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

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

3.4 GPS und Fotozelle

3.4.1 GPS

Das Gefahrenfeuer ist mit einem in das Produkt integrierten GPS-Blinkpositionsgeber ausgestattet (nur die Version -G). Der Blinkpositionsgeber verwendet die Daten des GPS-Satellitensystemsignals. Alle Gefahrenfeuer blinken, aufeinander abgestimmt, gleichzeitig.

3.4.2 Fotozelle

Das AL L240-GFW-IRG-G-BR 20M verfügt über eine integrierte Fotozelle. Sie leitet einen Messwert der Umgebungslichtintensität an die Steuerung der Hinderniskennzeichnung weiter, damit das Gefahrenfeuer zwischen Tag-, Dämmerungs- und Nachtmodus umgeschaltet werden kann.

3.5 Notstromversorgung

Die USV-Notstromversorgung für das Gefahrenfeuer ist eine Option, die vom Standort und von landesspezifischen Anforderungen abhängt. Die gewünschte Dauer USV-Notstromversorgung hängt von den landesspezifischen Anforderungen ab.

4 Blitzschutz

Das Gefahrenfeuersystem erfüllt mindestens die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz. Zusätzlich zur Einhaltung der strengen Prüfnormen verfügt die Einheit über einen eingebauten Überspannungsschutz.

5 Maße

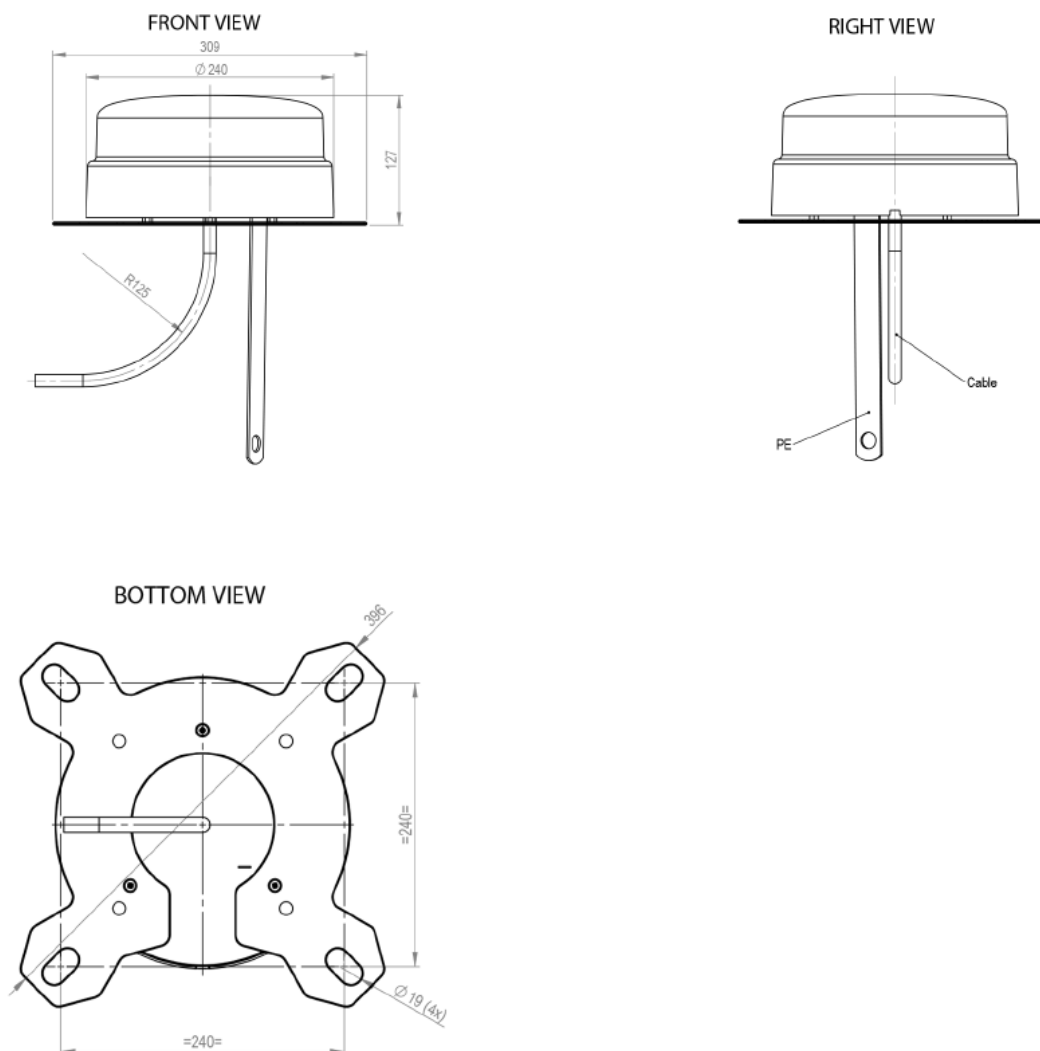


Abbildung 5: Gefahrenfeuer – Maße

6 Erklärungen und Zertifikate

WASSERSTRABEN- UND SCHIFFFAHRTSVERWALTUNG DES BUNDES
Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken



Zertifikat

nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift
 zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage
 bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz

Art des Feuers	Feuer W, rot IR-Feuer
Hersteller	ORGA BV Strickledeweg 13 3125 AT Schiedam (Niederlande)
Typenbezeichnung	L240-GFW-IRG-G

Aufgrund der technischen Überprüfung durch die Fachstelle der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung für Verkehrstechniken vom 30.07.2020 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen und/oder radiometrischen 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 Prüfung sind im Prüfbericht LS227, vom 27.08.2020 dokumentiert.

Der Leuchtentyp darf, vorbehaltlich einer Änderung der genannten Anforderungen und unter Einhaltung eventueller Vorgaben auf Grund des Prüfprotokolls, zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen verwendet werden.

Koblenz, den 27.08.2020



(Polschinski)



EU-Declaration of Conformity

Wij, Orga BV, verklaren geheel onder eigen verantwoordelijkheid dat het product
 We, Orga BV, declare under sole responsibility that the product

AERONAUTICAL OBSTRUCTION LIGHT type L240

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

Orga BV
 Strickledeweg 13
 3125 AT Schiedam
 The Netherlands

Postal address
 P.O. Box 3046
 3101 EA Schiedam
 The Netherlands

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


info@orga.nl
 www.orga.nl

P. Voorwald-Snijder
 Compliance Manager

Schiedam, 30/07/2019



EG04SL240_R02

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

<p>T05</p>	
<p>DOKUMENT: 0049-8134.V22</p>	<p>BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)</p>

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 Turmbefuerung korrigiert
05	18/12/2015	Tageskennzeichnung von Maschinenhäusern an Windenergieanlagen <150 m korrigiert, neue Maschinenhauskennzeichnung
06	01/02/2016	Redaktionelle Änderungen, aktualisierte Turmbefuerungen V126 & V136
07	10/11/2016	166m Turm zu der V126 und V136 zugefügt
08	23/06/2017	V126 MK3B HTq, V136 MK3E, und V150 zugefügt
09	23/02/2018	V150-4.2MW 145mNH zugefügt
10	15/01/2019	V150-5.6 und V162-5.6MW zugefügt
11	31.07.2019	V162-5.6 auf 166m – Turmbefuerung wegen Turmflansch verlegt
12	06.09.2019	Kap. 2.5: Dargestellter Wert Abstand Blattspitze zu Turmzentrum der V150 nicht korrekt – gilt nicht für beide V150 Varianten. Alle dargestellten Dimensionen zum Abstand Blattspitze zu Turmzentrum in Kapitel 5 entfernt. [4] in Kap. 2 ergänzt um 0067-0753
13	28.11.2019	CHT Betonfarbe und 169m NH Anpassungen gemacht
14	21.04.2020	V136-4.2MW auf 82m hinzugefügt, AVV 2020 Anpassungen
15	16.06.2020	V136-3.45/3.6/4.0/4.2MW auf 149m Nabenhöhe korrigiert, AVV Link korrigiert
16	06.10.2020	V162-5.6MW wurde für NH 119m und 169m auf 6.0MW erweitert
17	26.10.2020	Aufnahme V150-5.6MW 105 m Nabenhöhe
18	26.02.2021	Aufnahme V150-6.0MW für 105m, 125m, 148m und 166m; Referenzdokumente zur Befuerung 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 Befuerung 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

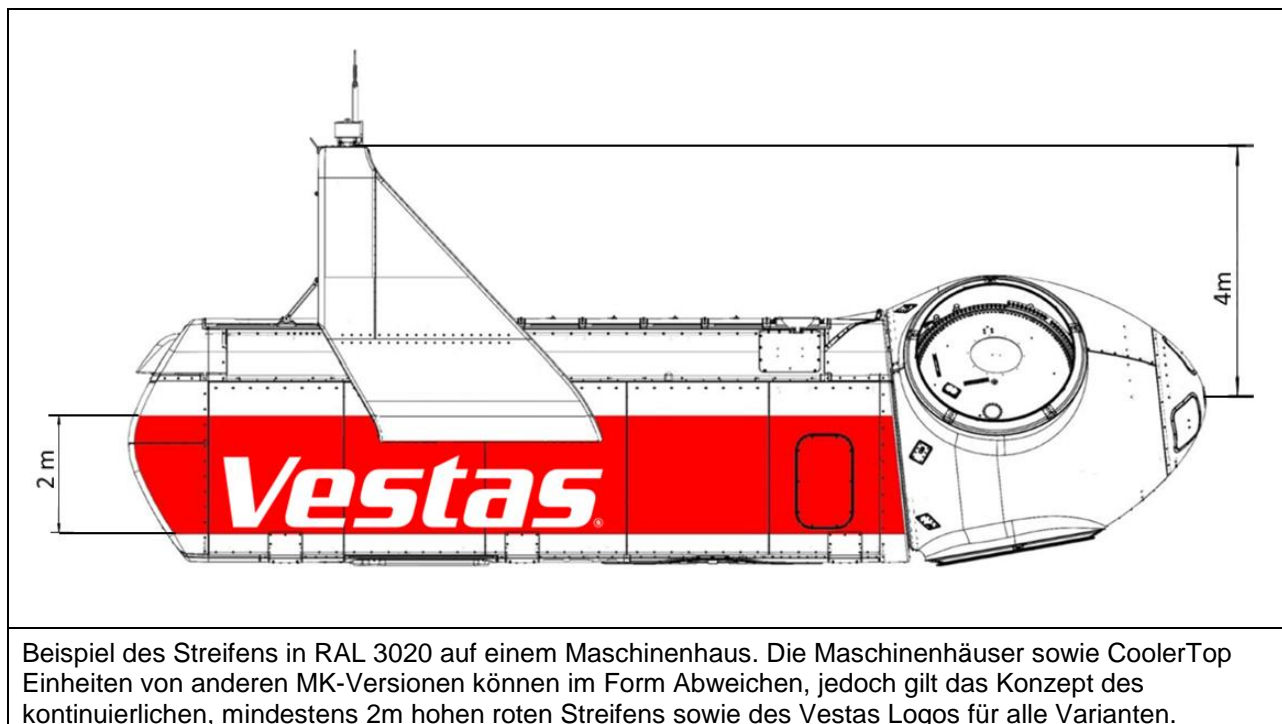
Die AVV beschreibt in ihrer aktuellen Fassung die erforderliche Kennzeichnung von Bauwerken innerhalb von Flugplatzbereichen, von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 150 m in dicht besiedelten Gebieten außerhalb von Flugplatzbereichen sowie von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 100 m in weniger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

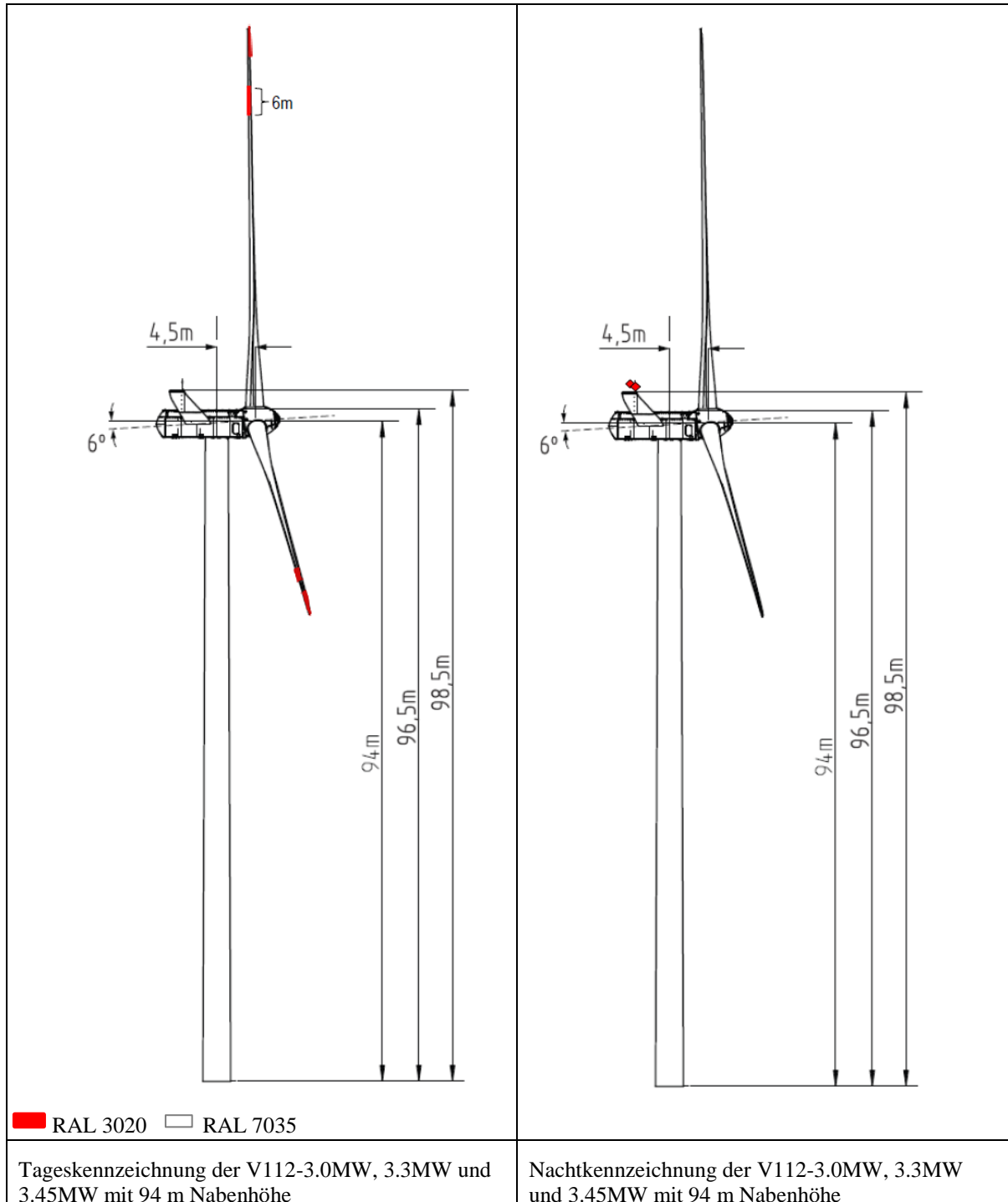
Optional ist auf Wunsch ein Sichtweitenmessgerät gemäß Spezifikation in [4] und/oder eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) gemäß Spezifikation in [5] von Vestas erhältlich, um den Störeinfluss der Befeuerung zu reduzieren bzw. um der Forderung der AVV nach einer Notversorgung der Befeuerung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

2. Anlagenkennzeichnungen – Standard nach AVV

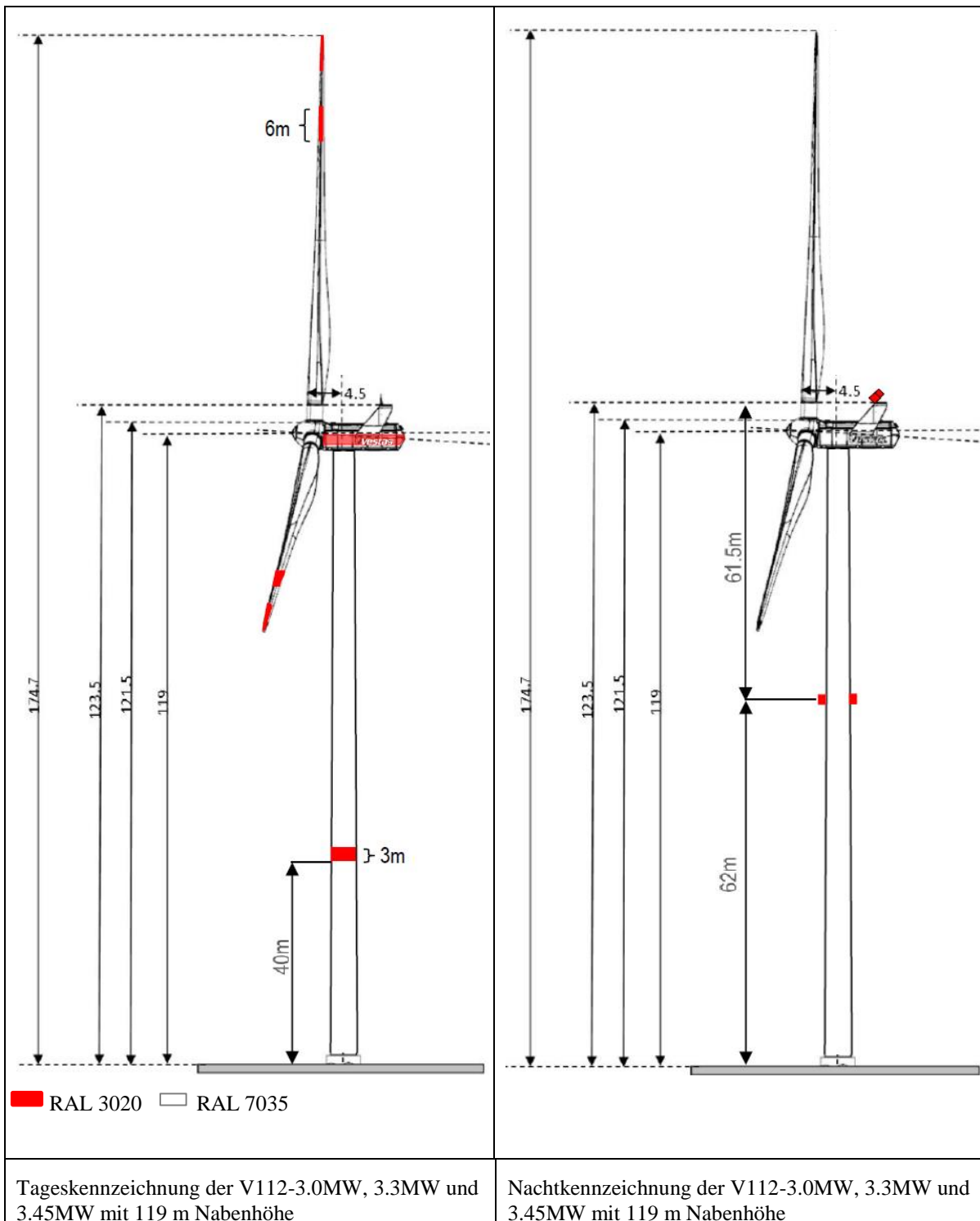
Die Grafiken auf den folgenden Seiten zeigen die standardmäßig konfigurierten Tages- und Nachtkennzeichnungen an Vestas-Produkten aus dem aktuellen deutschen Lieferprogramm.

2.1. V112-3.3MW und 3.45MW

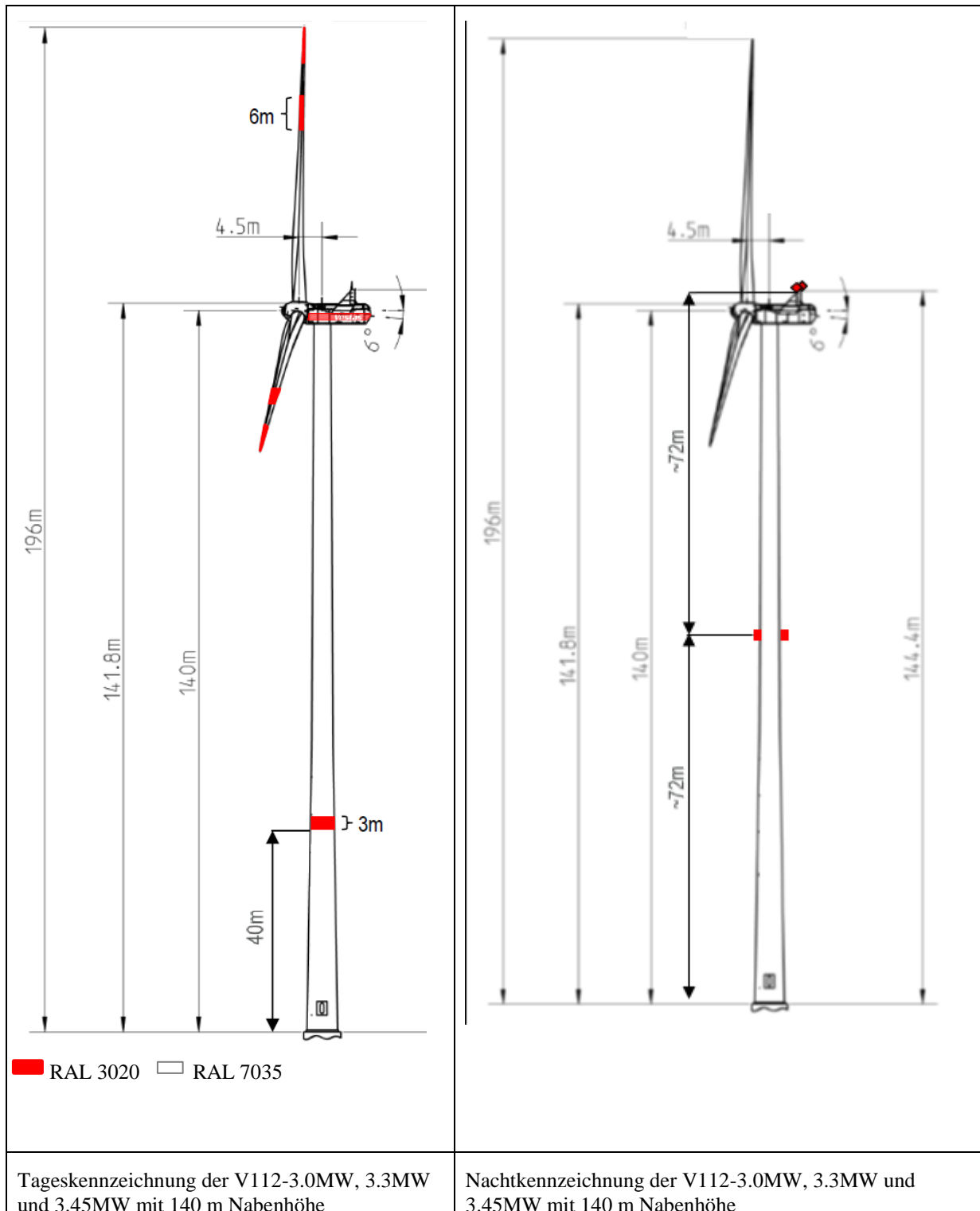
2.1.1. 94m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



2.1.2. 119m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)

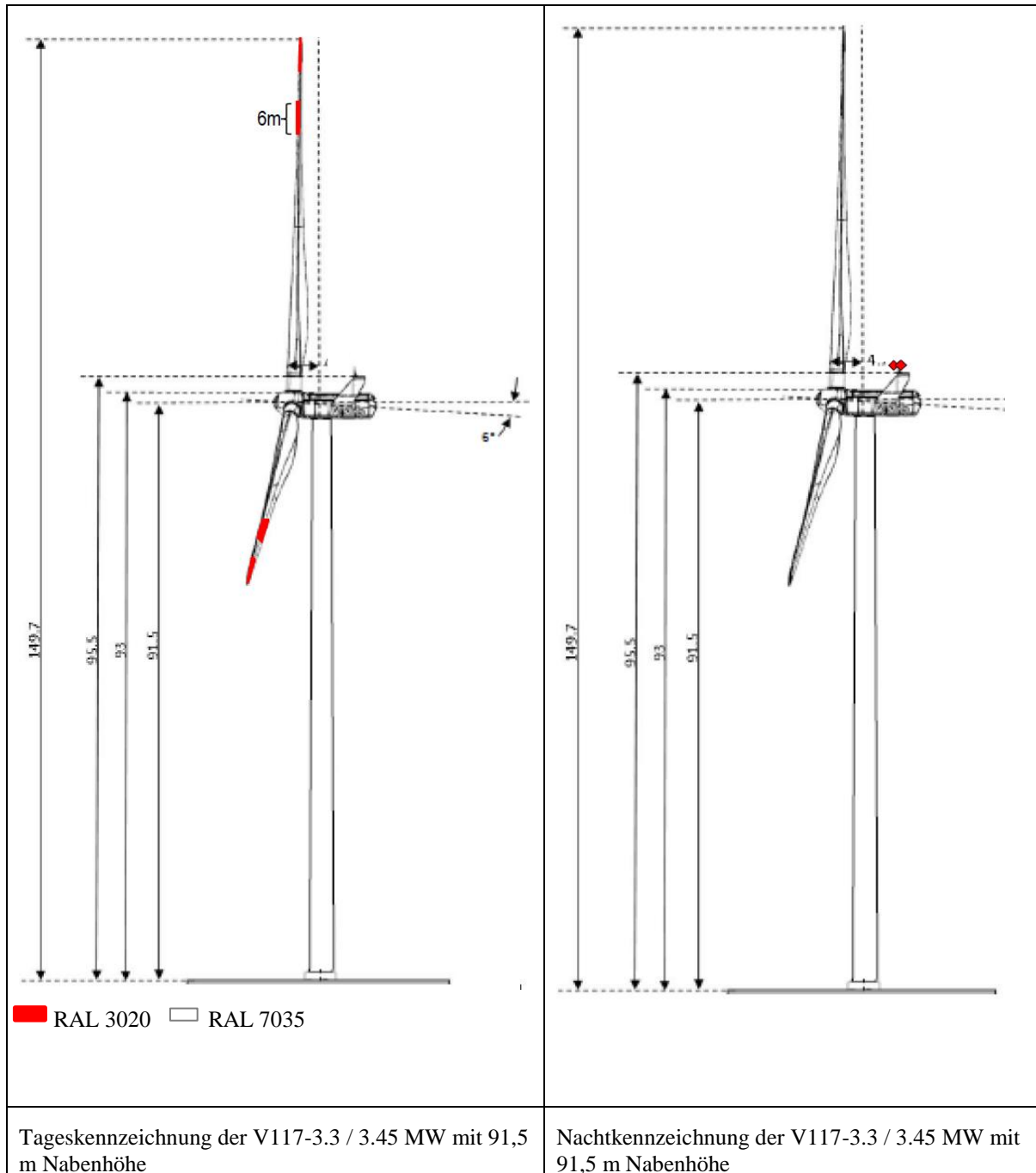


2.1.3. 140m Nabenhöhe (196m Spitzenhöhe)



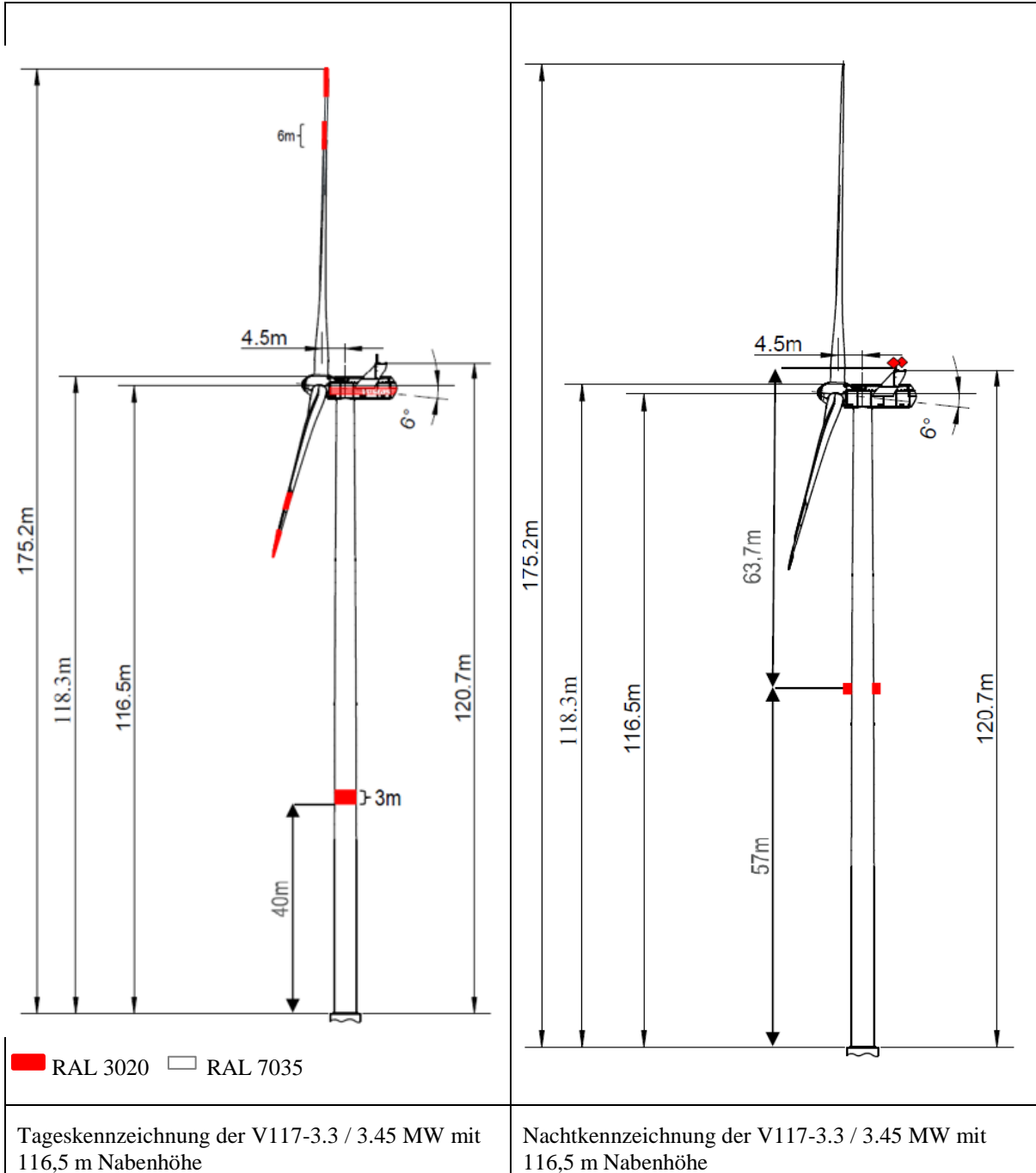
2.2. V117-3.3MW und 3.45MW

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



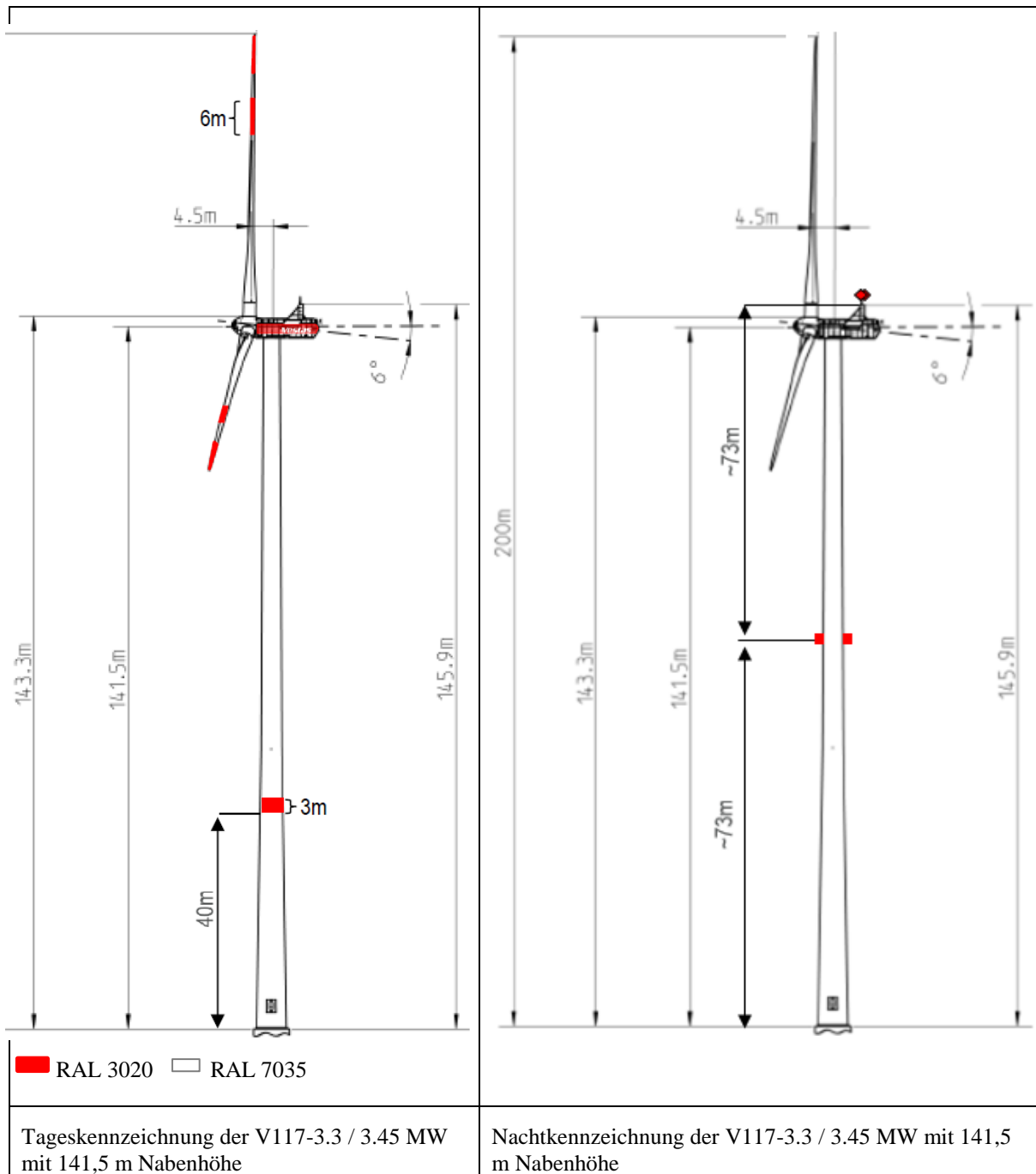
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 11/35

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



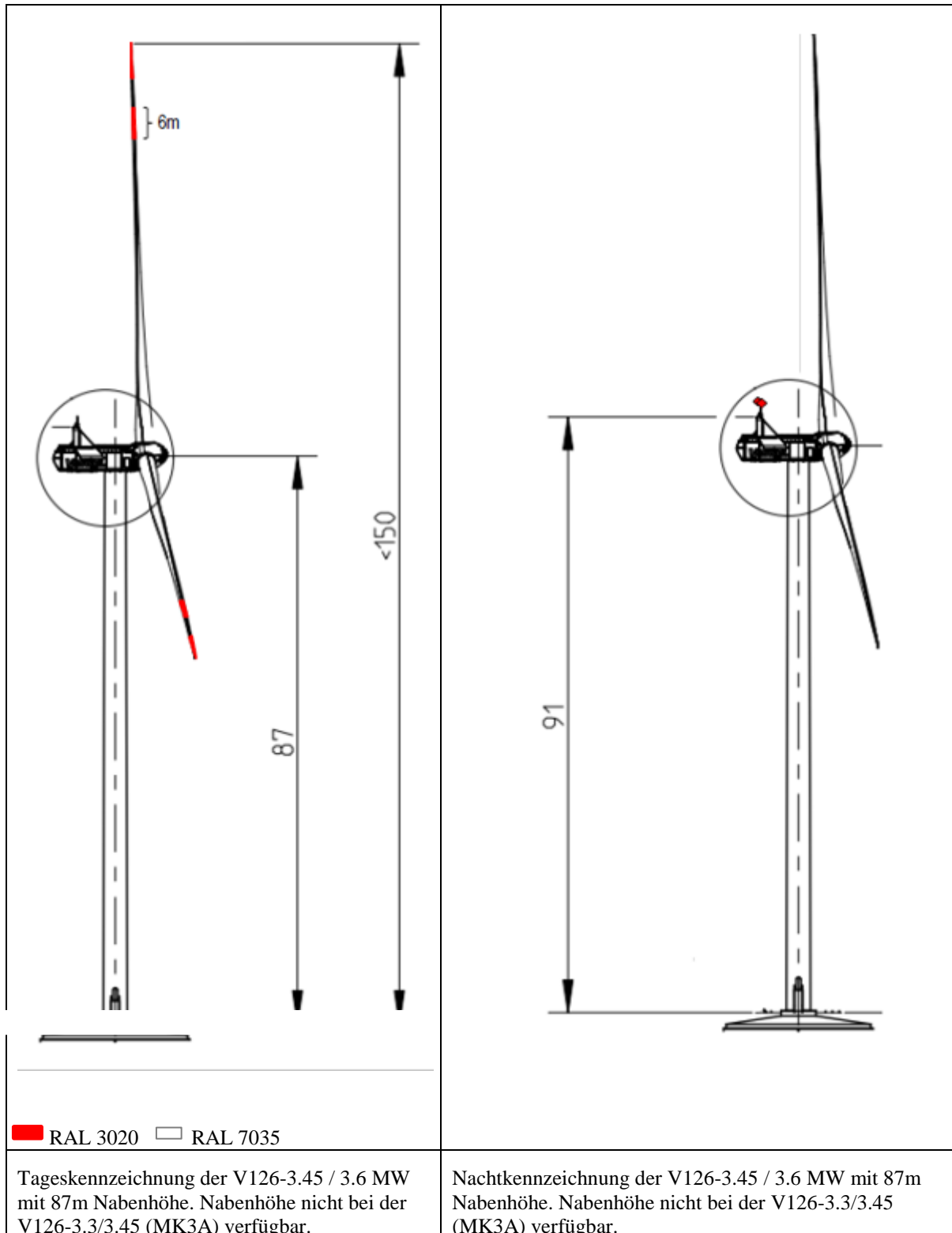
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 12/35

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

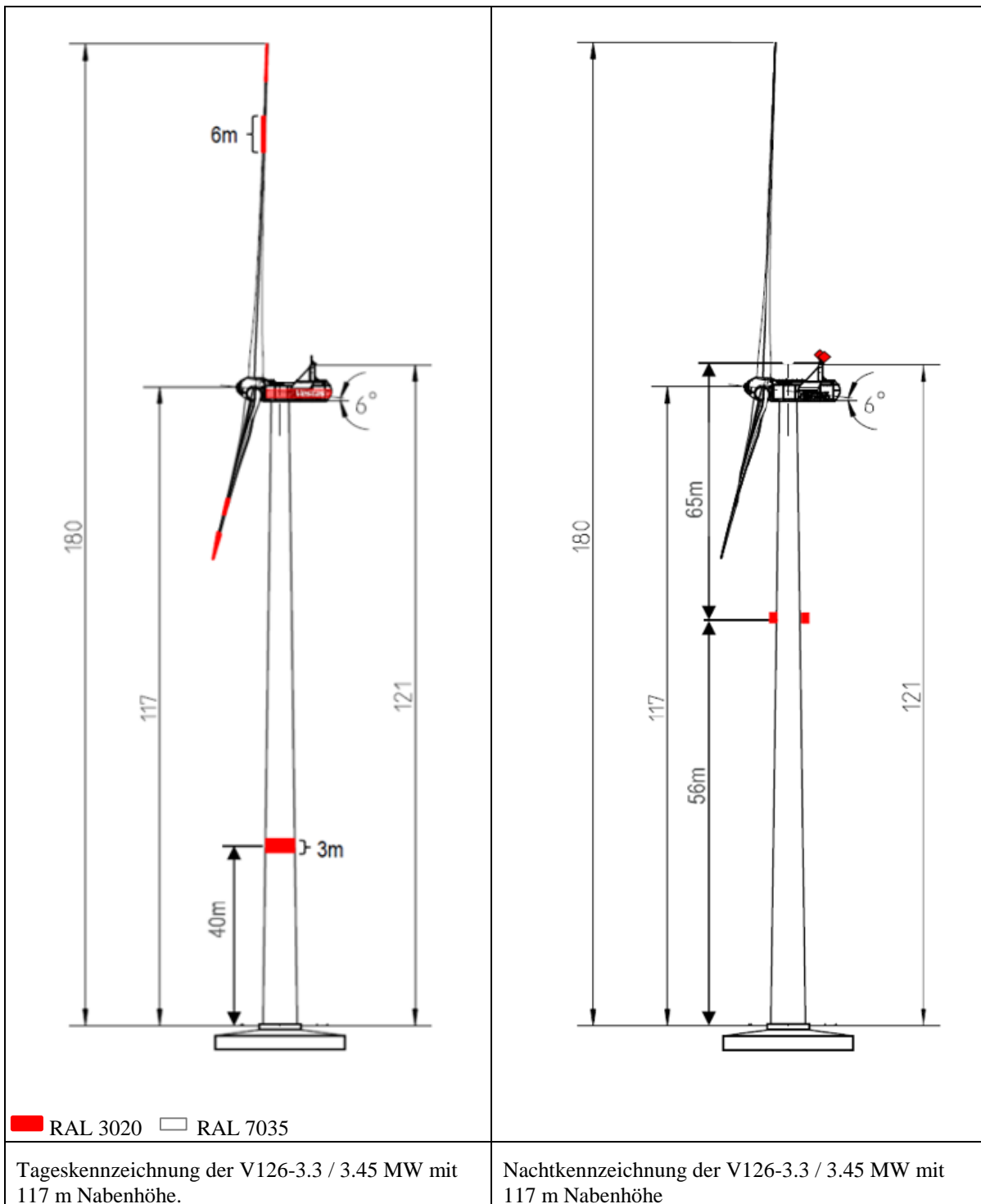


2.3. V126-3.3MW, 3.45MW und 3.6MW

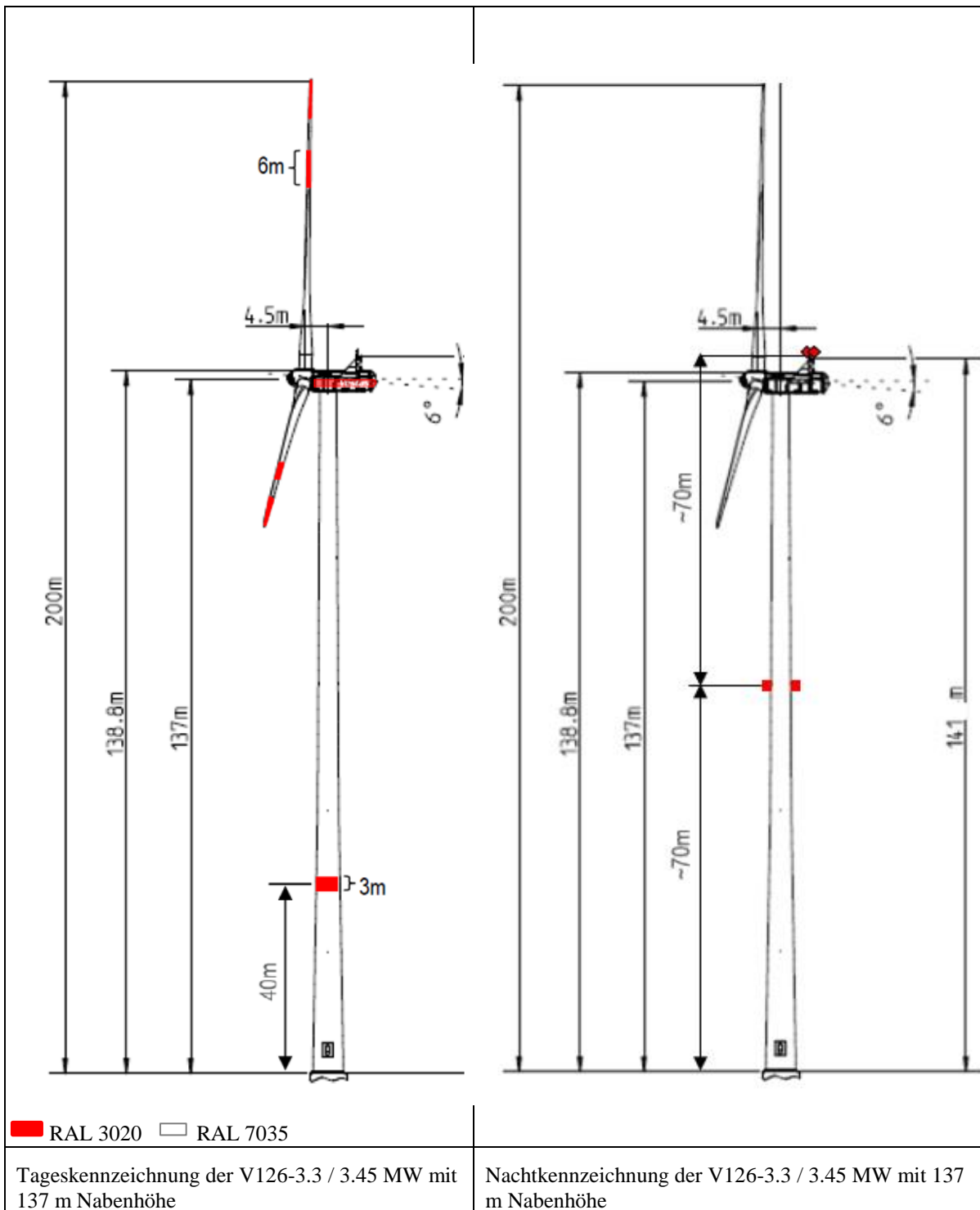
2.3.1. 87m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



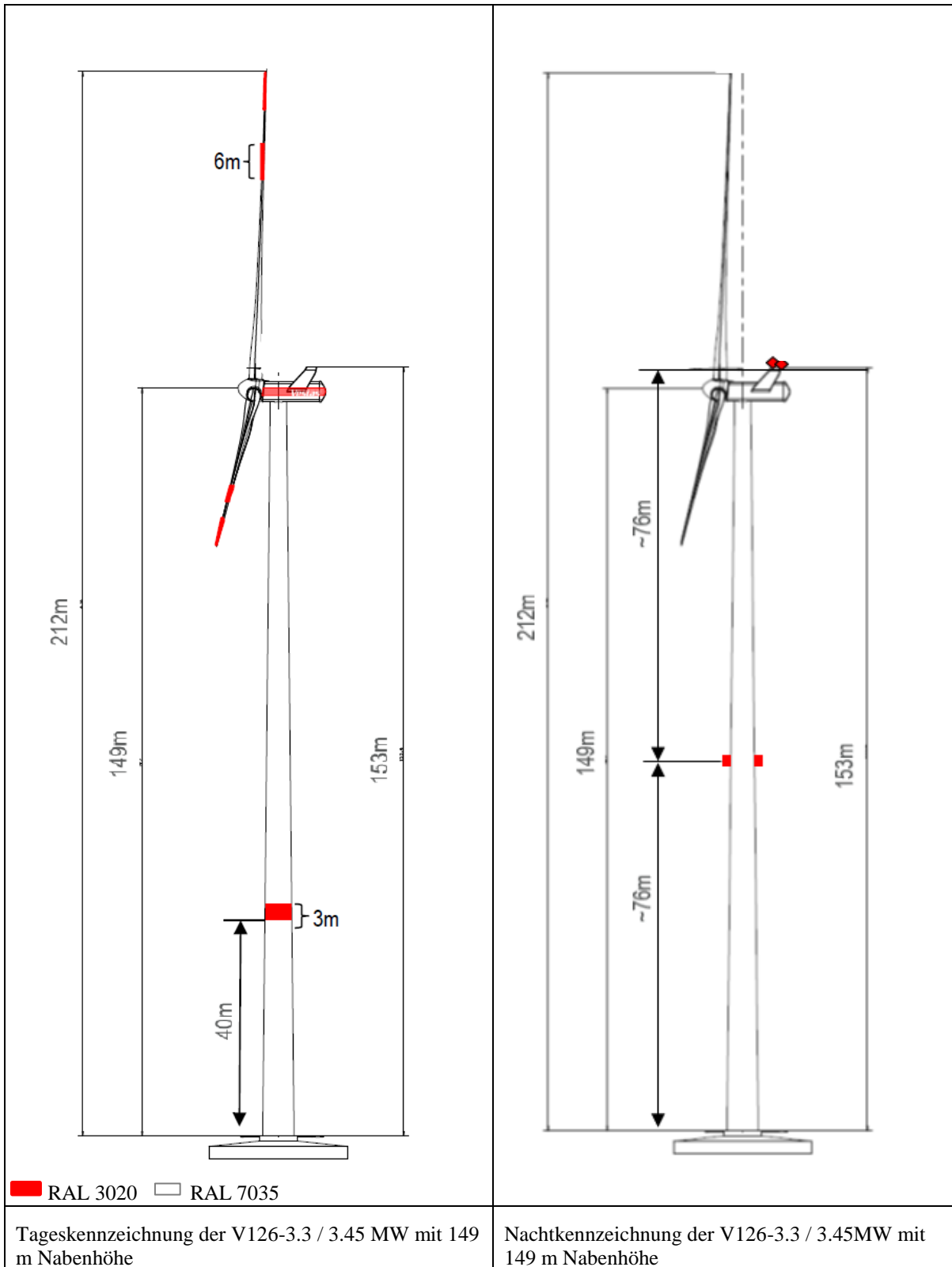
2.3.2. 117m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



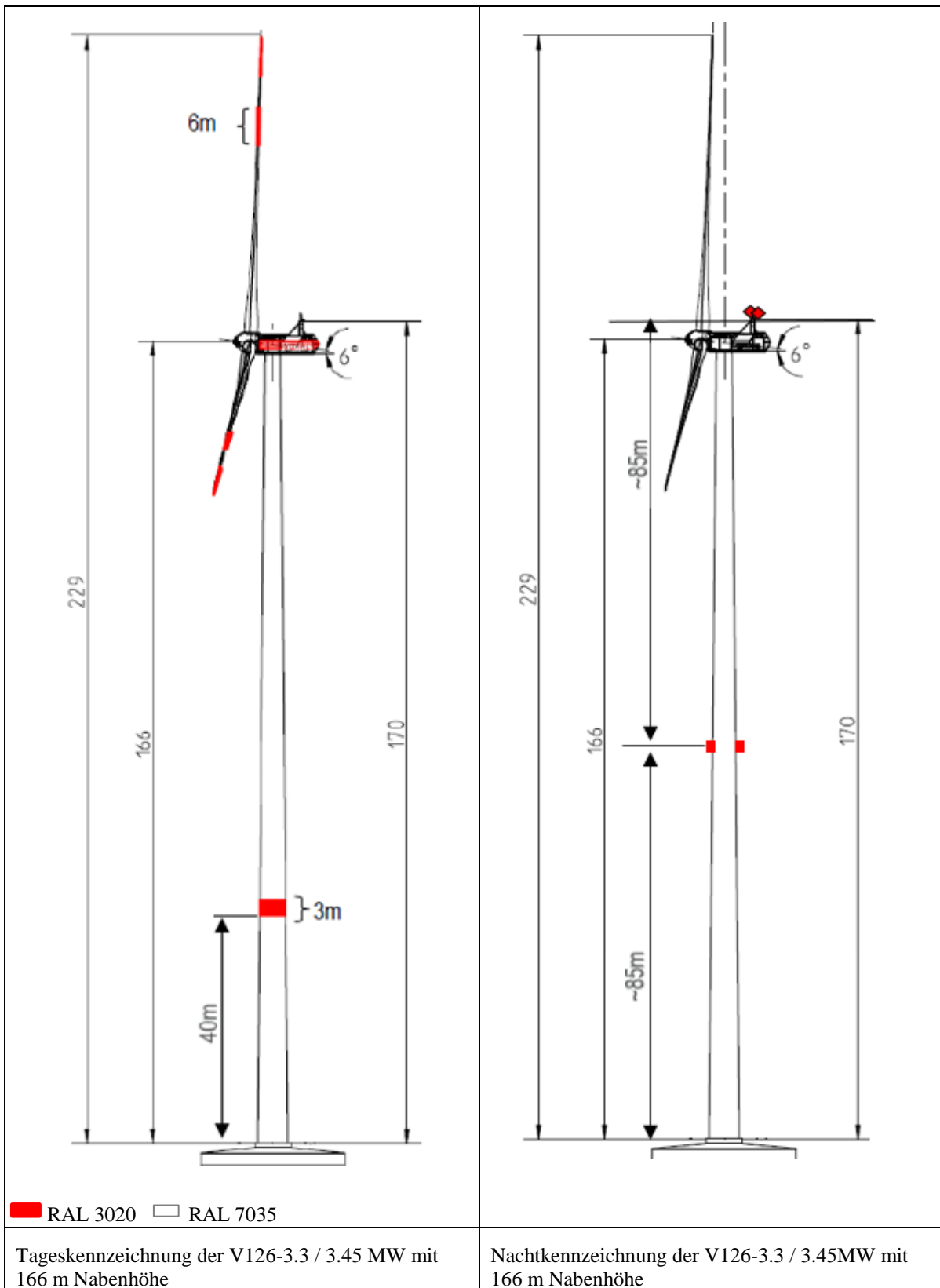
2.3.3. 137m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



2.3.4. 149m Nabenhöhe (212m Spitzenhöhe)

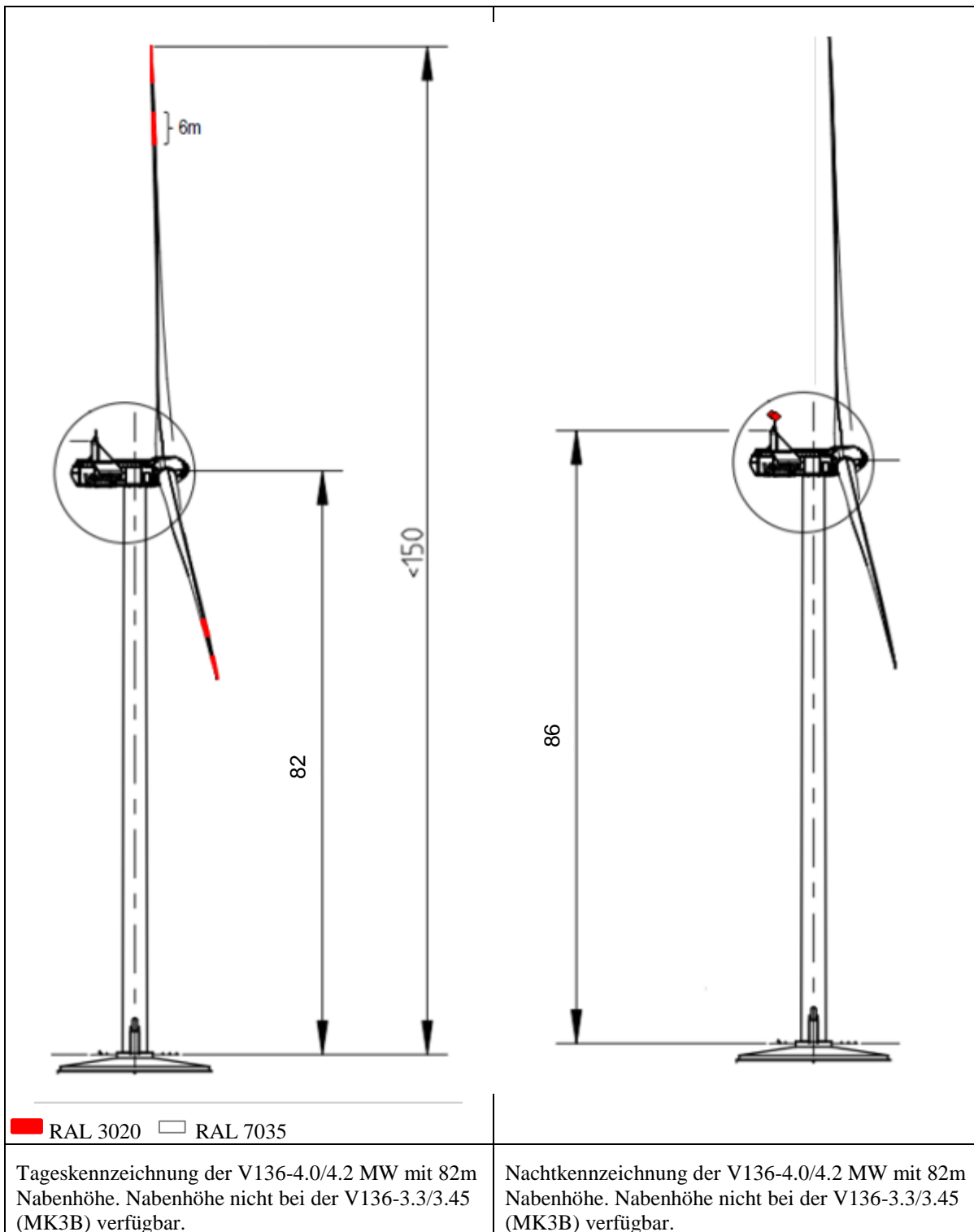


2.3.5. 166m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)

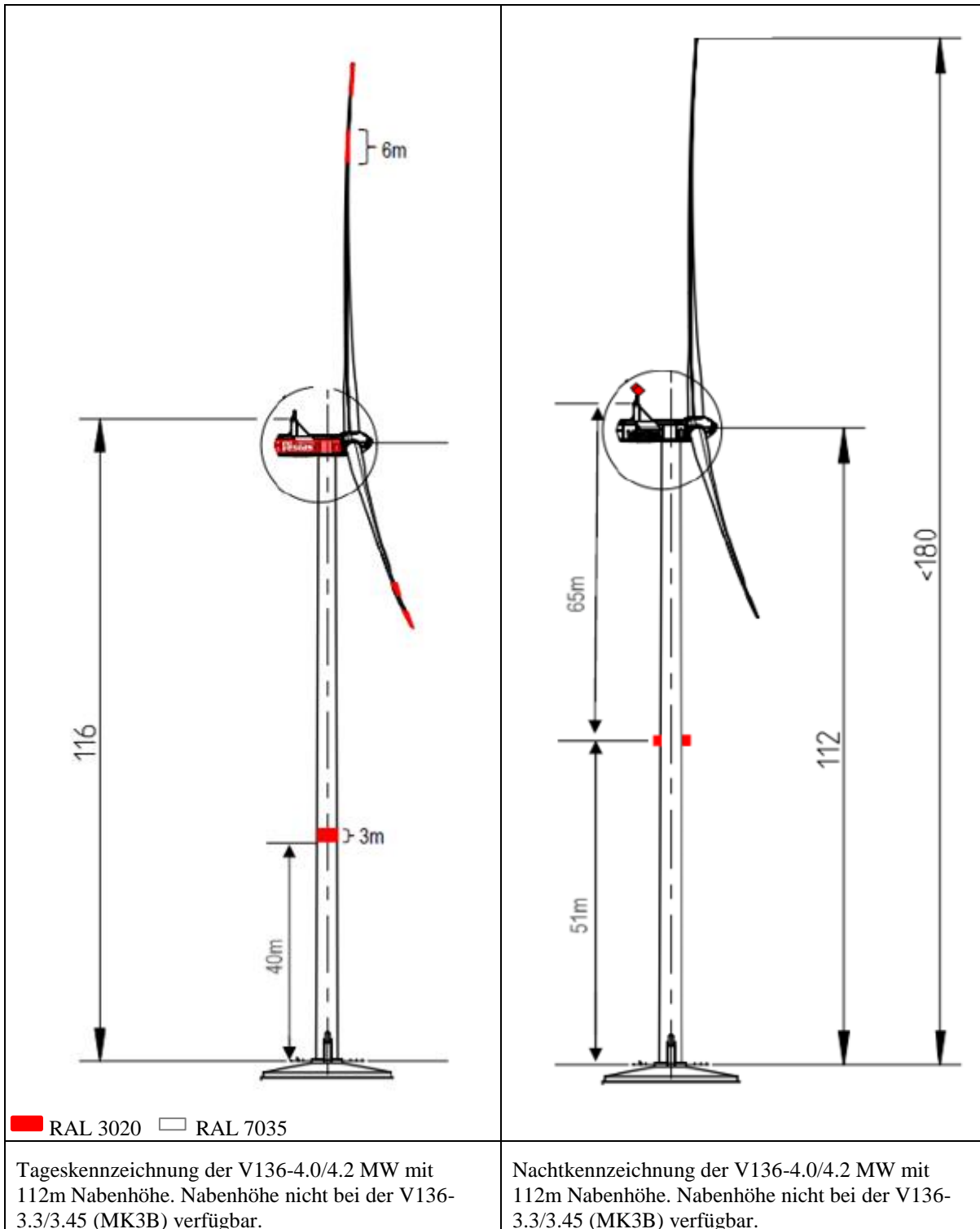


2.4. V136-3.45 / 3.6 / 4.0 / 4.2MW

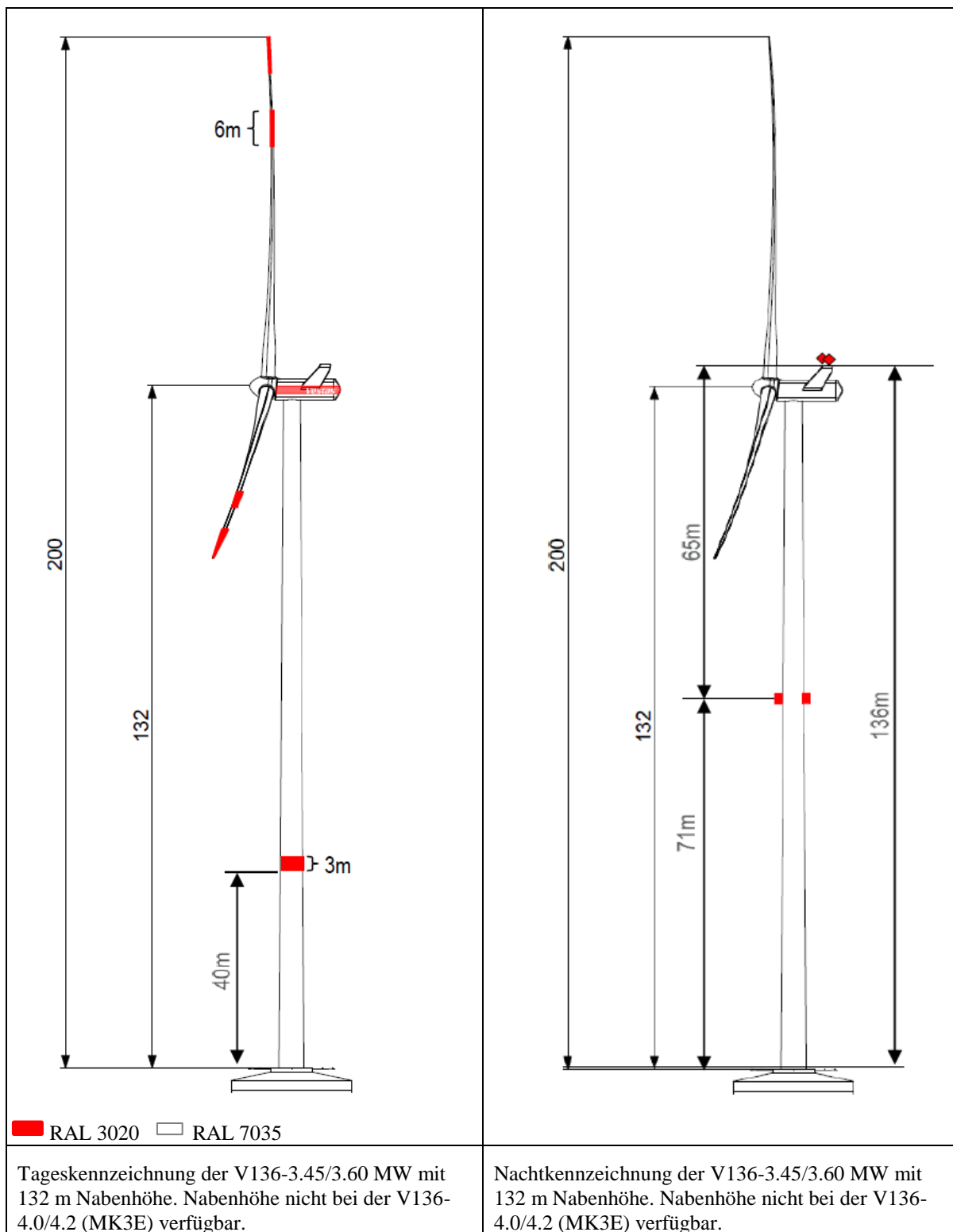
2.4.1. 82m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



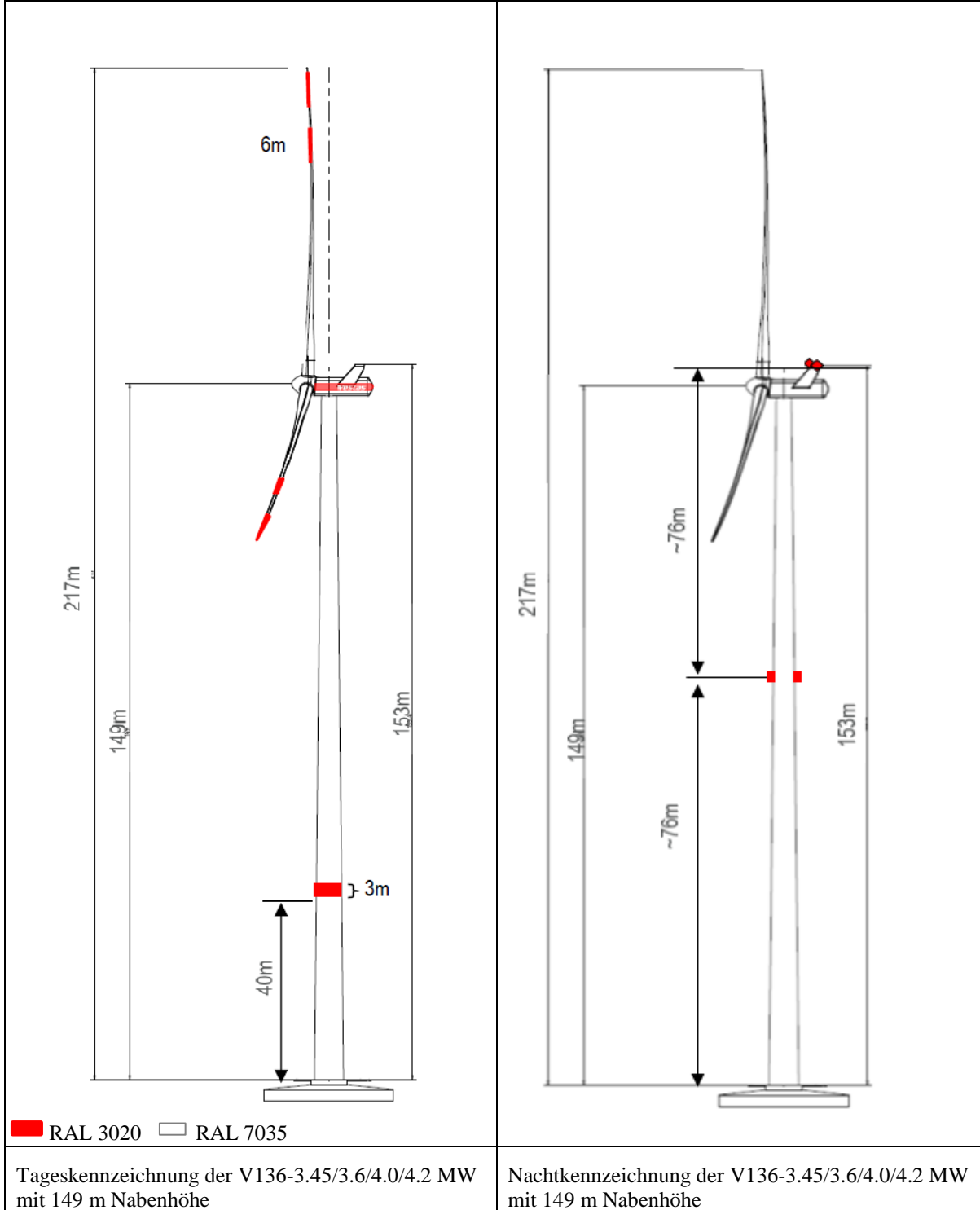
2.4.2. 112m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



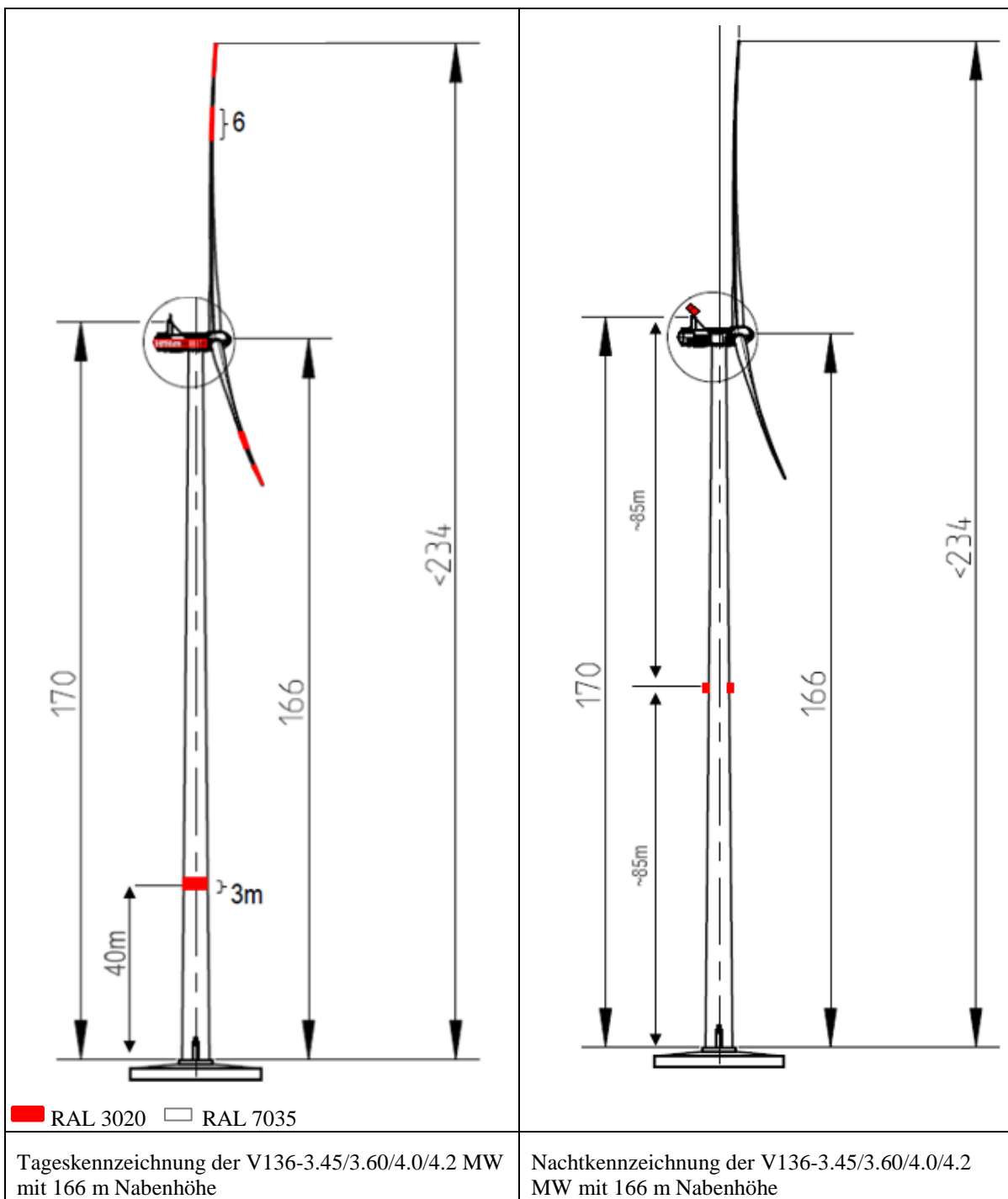
2.4.3. 132m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



2.4.4. 149m Nabenhöhe (217m Spitzenhöhe)



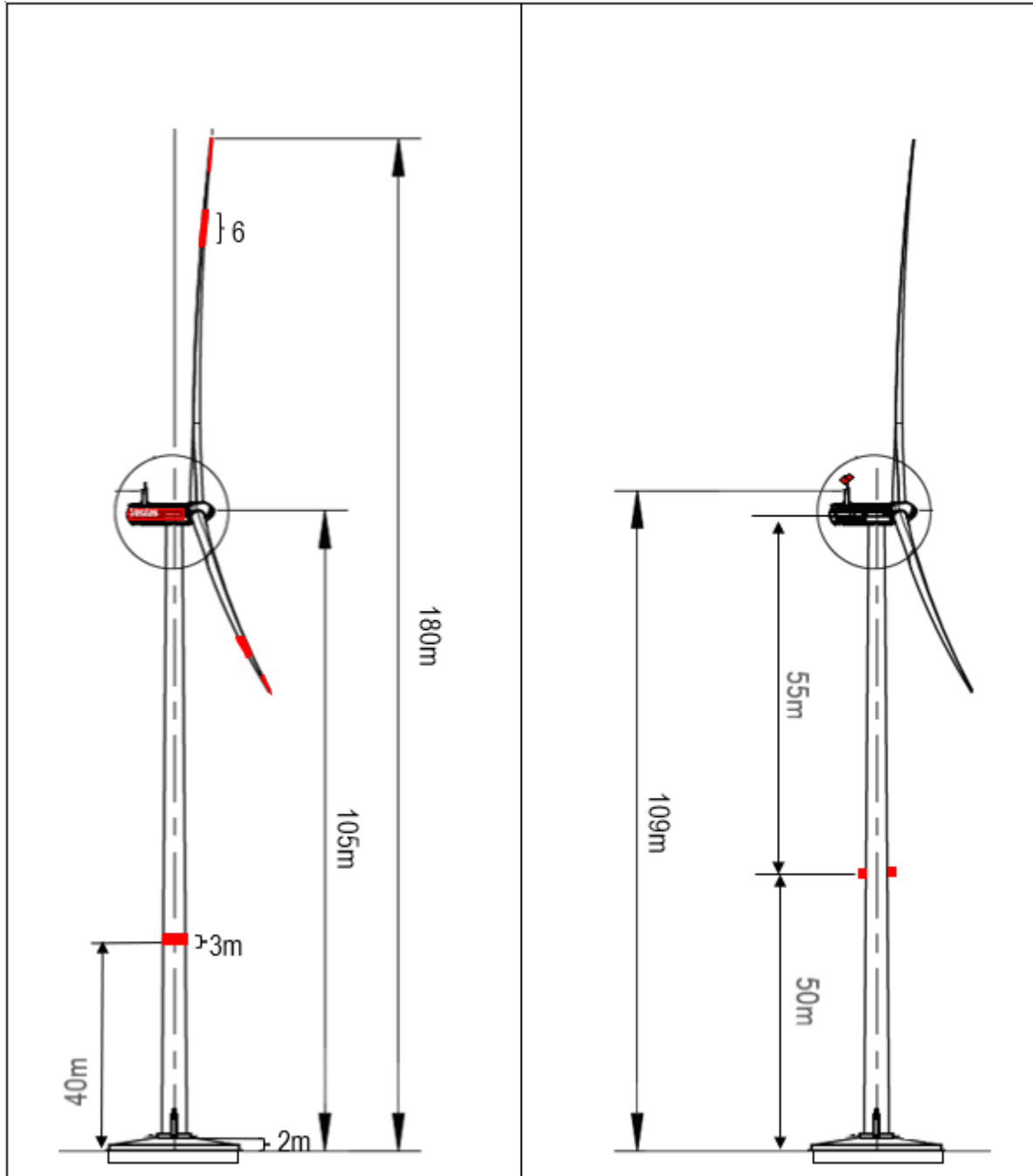
2.4.5. 166m Nabenhöhe (234m Spitzenhöhe)



		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

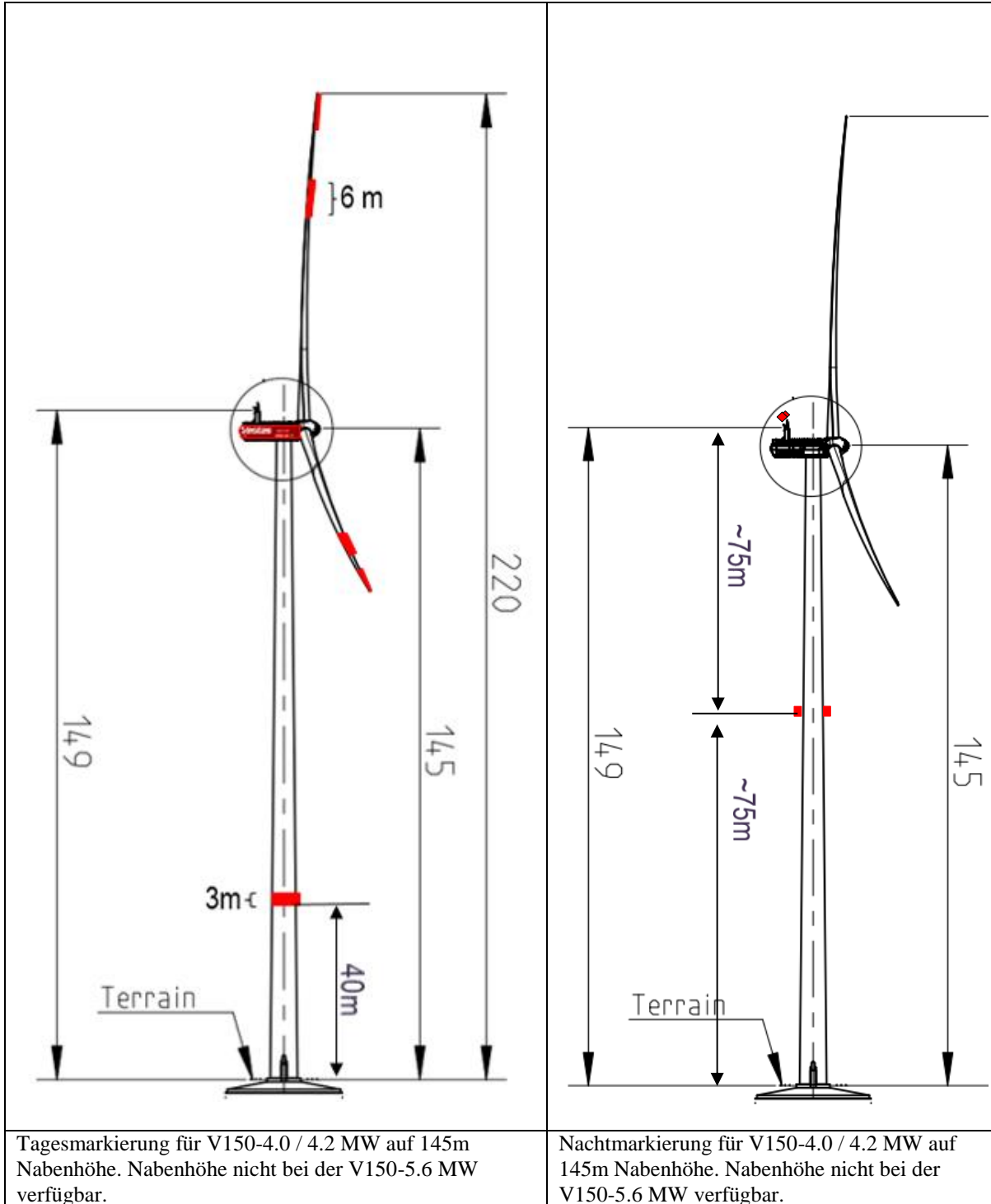
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 24/35

2.5.2. 125m Nabenhöhe* (200m Spitzenhöhe)

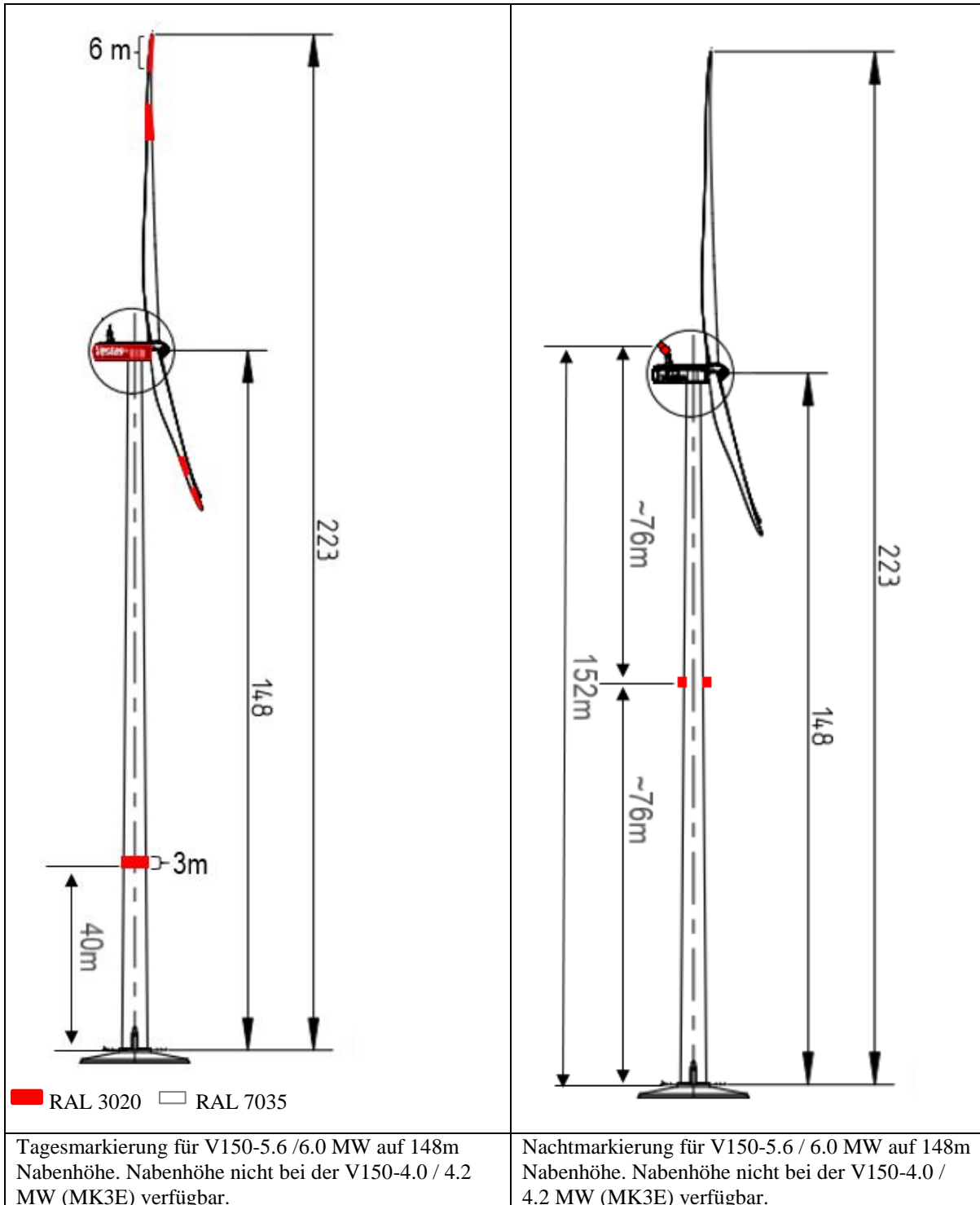
<p>■ RAL 3020 □ RAL 7035</p>	
<p>Tageskennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 / 6.0 MW mit 125m Nabenhöhe</p> <p>*Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung</p>	<p>Nachtkenzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 / 6.0 MW mit 125m Nabenhöhe</p> <p>*Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung</p>

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 25/35

2.5.3. 145m Nabenhöhe (220m Spitzenhöhe)

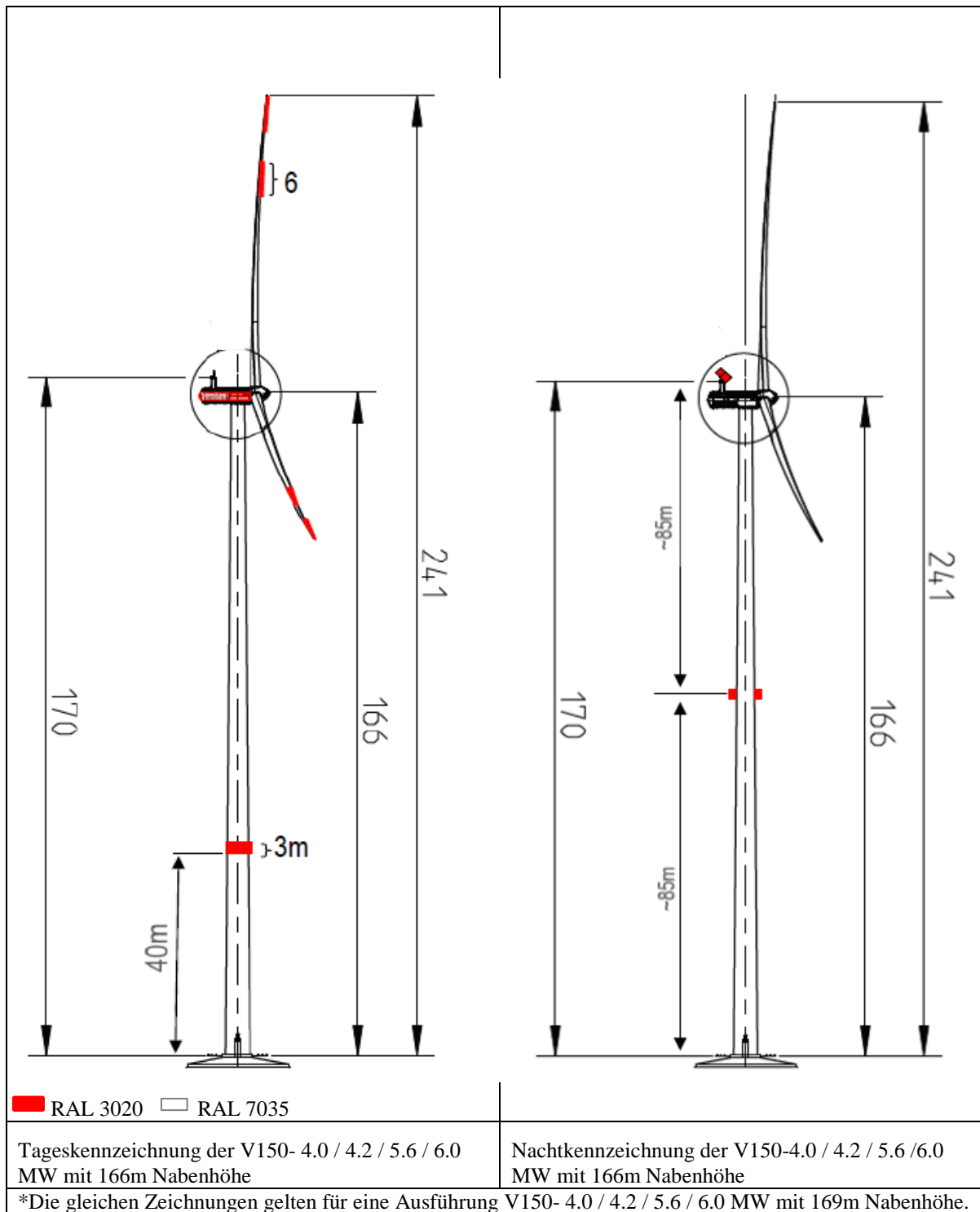


2.5.4. 148m Nabenhöhe (223m Spitzenhöhe)



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

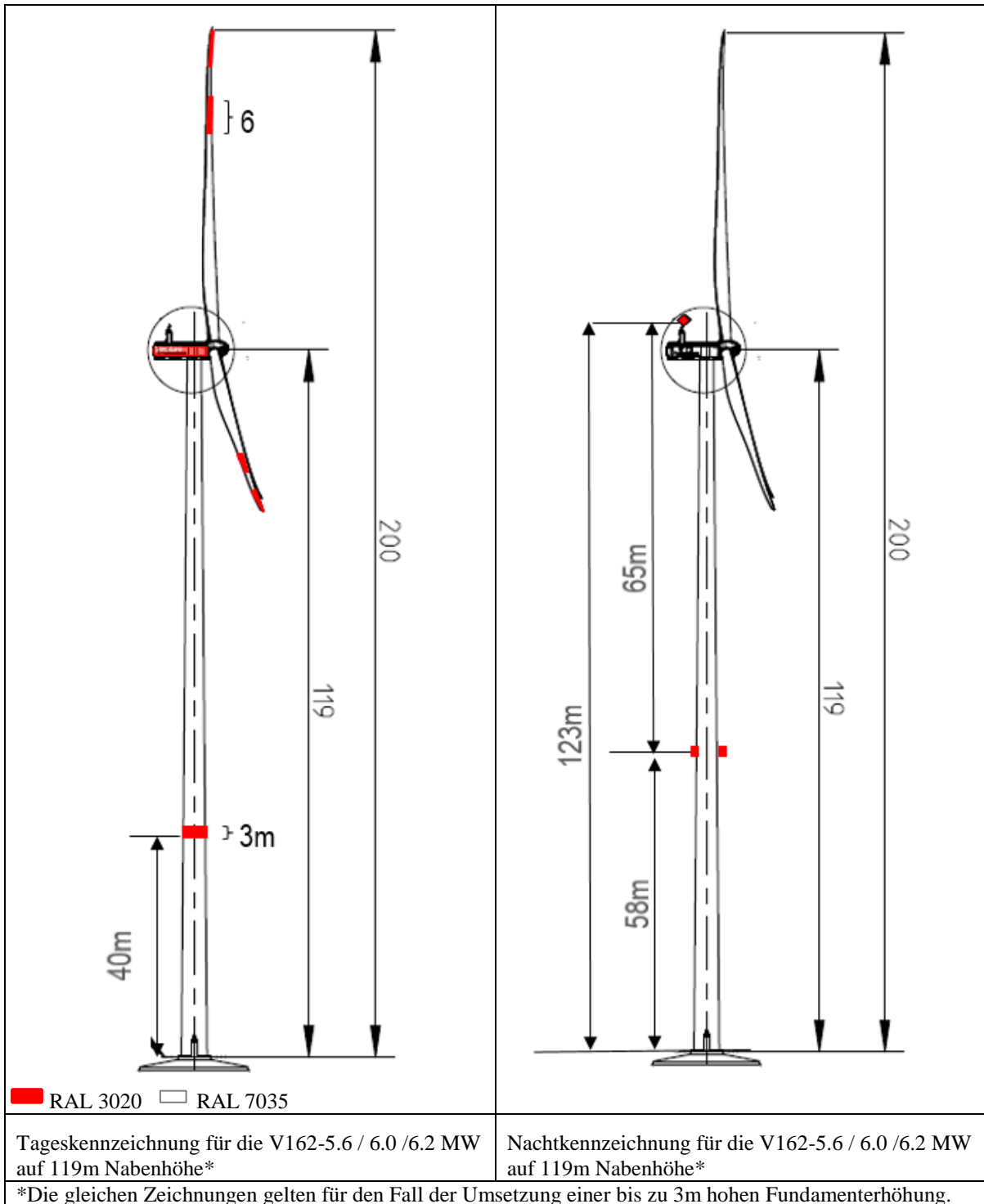
2.5.5. 166/169m Nabenhöhe (241/244m Spitzenhöhe)



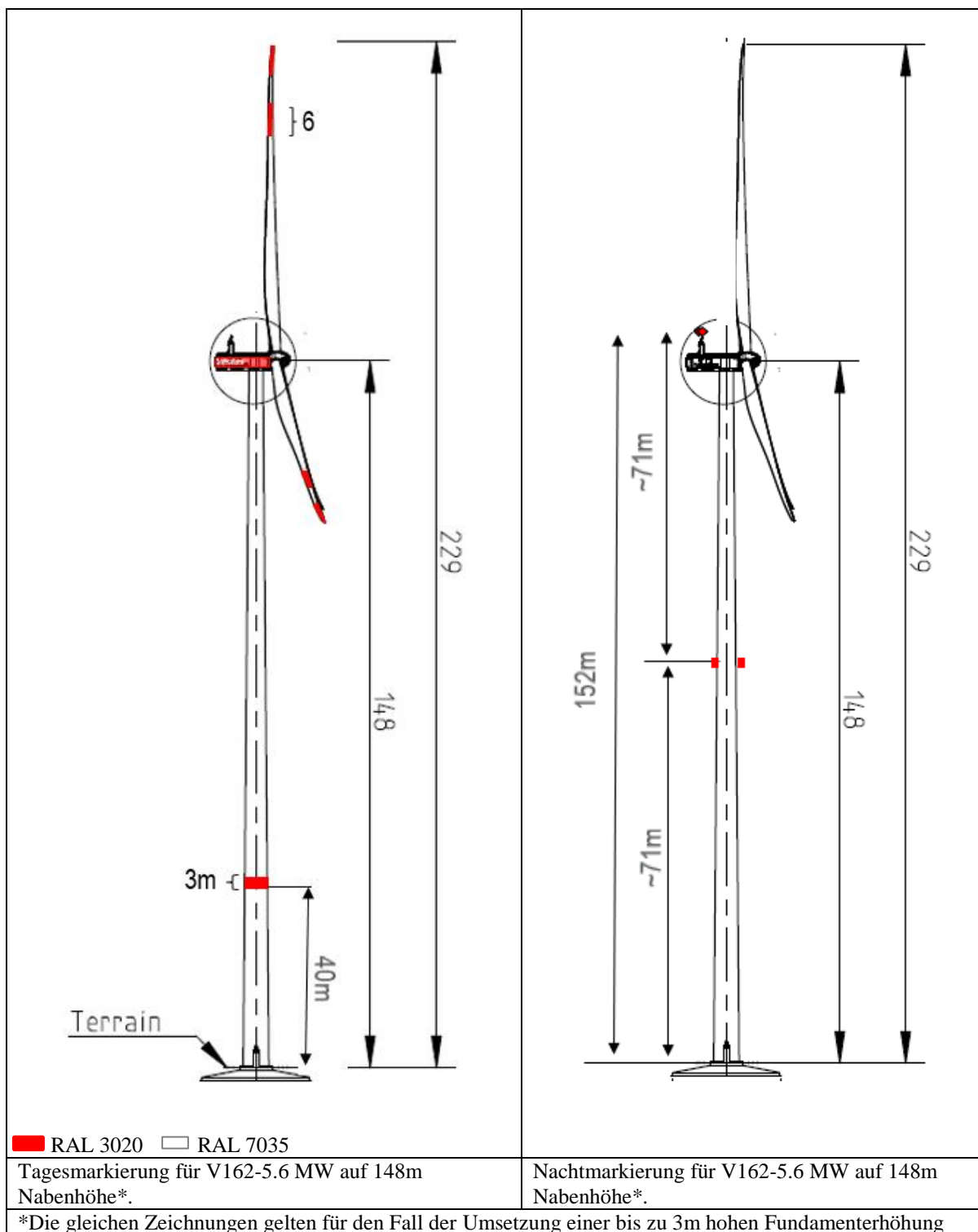
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 28/35

2.6. V162-5.6 / 6.0 / 6.2MW

2.6.1. 119m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)

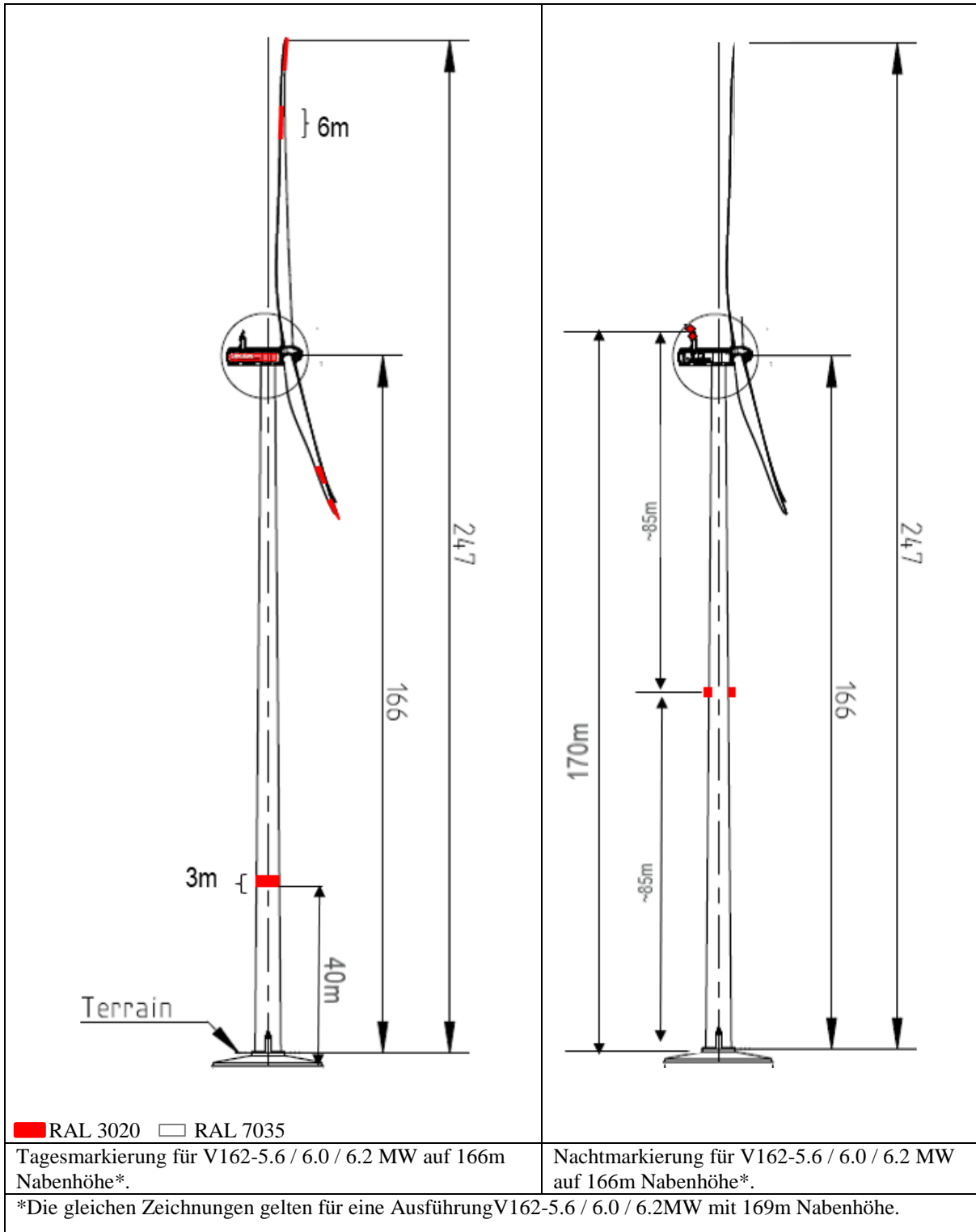


2.6.2. 148m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



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

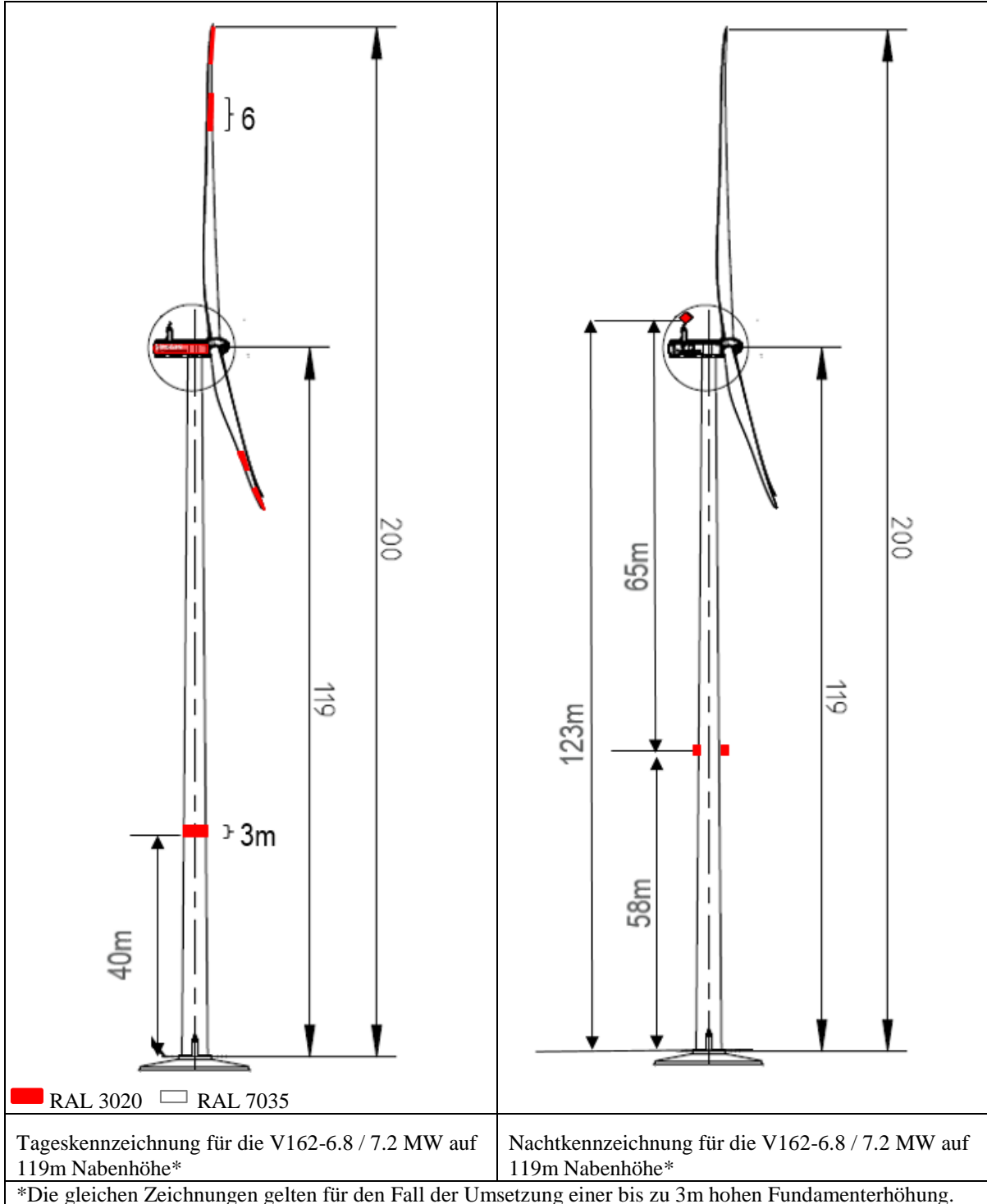
2.6.3. 166m/169m Nabenhöhe (247/250m Spitzenhöhe)



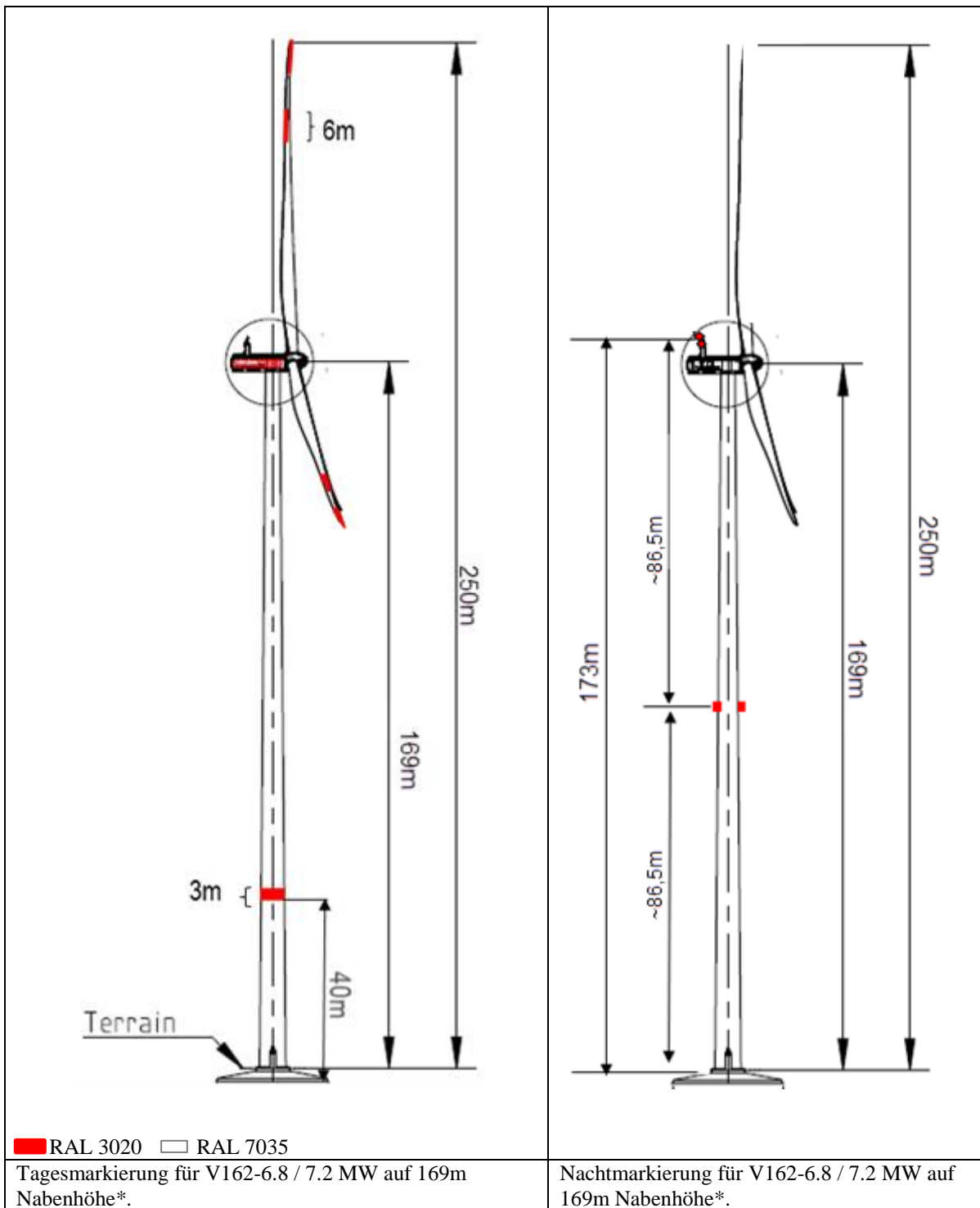
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 31/35

2.7. V162-7.2MW

2.7.1. 119m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



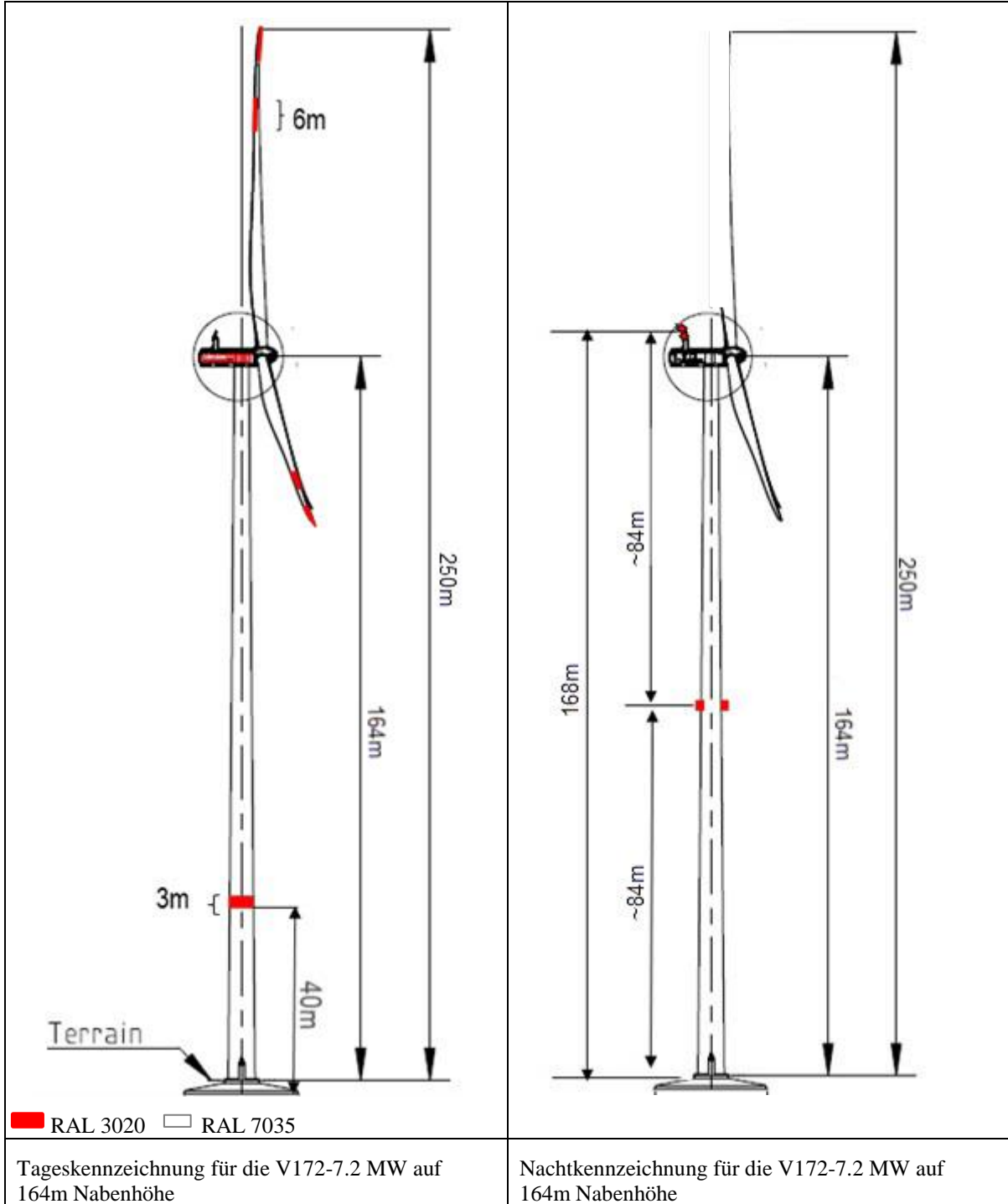
2.7.2. 169m Nabenhöhe (250m Spitzenhöhe)



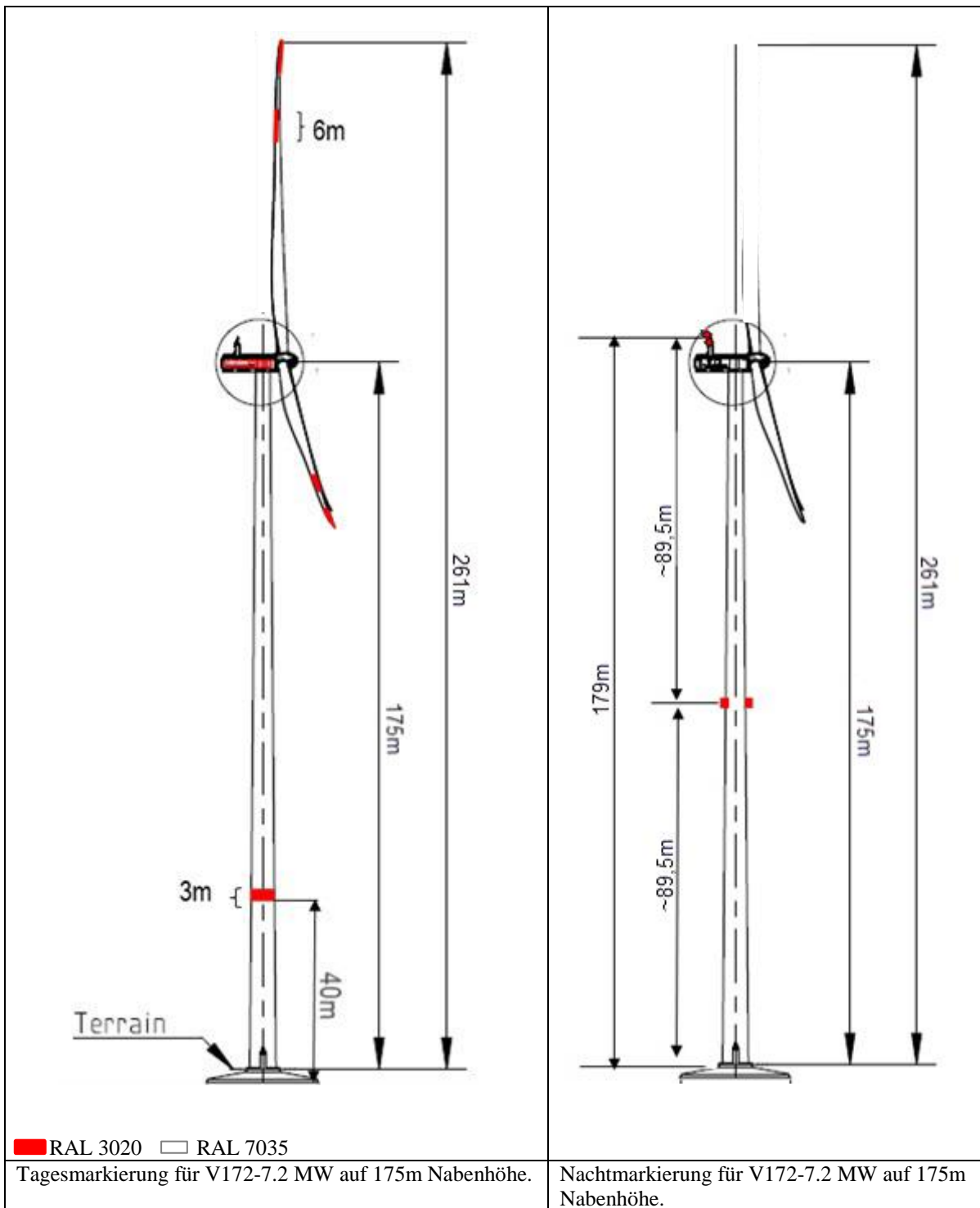
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V22	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 33/35

2.8. V172-7.2MW

2.8.1. 164m Nabenhöhe (250m Spitzenhöhe)



2.8.2. 175m Nabenhöhe (261m Spitzenhöhe)



DOKUMENT:
0049-8134.V22

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

SEITE
35/35

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

Allgemeine Dokumentation

Kennzeichnung von Nordex- Windenergieanlagen

Rev. 03/11.09.2020

Dokumentennr.:	E0004000420
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

1.	Zweck dieses Dokuments	5
2.	Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer	6
3.	Kennzeichnungen Maschinenhaus	7
3.1	Tageskennzeichnungen für das Maschinenhaus	7
3.2	Kundenspezifische Gestaltung	7
3.3	Gefahrenfeuer für das Maschinenhaus	8
4.	Kennzeichnungen Turm.....	10
4.1	Tageskennzeichnungen für den Turm	10
4.2	Turmbefeuern zur Nachtkennzeichnung	10
5.	Blattkennzeichnungsvarianten	12
6.	Farbgebung der Außenkomponenten.....	13

1. Zweck dieses Dokuments

Zum Schutz tief fliegender Luftfahrzeuge besteht in bestimmten Fällen die Pflicht zur Kennzeichnung und Befeuerung von Windenergieanlagen. Dieses Dokument gibt Hinweise zu den Richtlinien und zeigt die von Nordex verwendeten Markierungen und Gefahrenfeuer zur Kennzeichnung von Windenergieanlagen. Es werden nicht die Richtlinien für Offshore-Windenergieanlagen betrachtet. Weiterhin wird dargestellt, welche Möglichkeiten der Gestaltung sich für den Kunden ergeben.

Richtlinien

Die International Civil Aviation Organisation (ICAO) hat für die Befeuerung und farbliche Gestaltung von hohen Bauwerken in Anhang 14 zur *"Convention on International Civil Aviation"* Empfehlungen ausgesprochen. Die Umsetzung geschieht in jedem Land auf unterschiedliche Weise. Dadurch sind die rechtlichen Anforderungen an Befeuerung und Markierung von Windenergieanlagen vor jedem Projekt detailliert zu planen.

Auch regional oder sogar lokal kann es unterschiedliche Regelungen geben, beispielsweise durch geographische Besonderheiten, Flugplätze, militärische Auflagen, etc. Für jedes Windpark-Projekt müssen deshalb die lokalen Richtlinien im Stadium der frühen Projektplanung bekannt sein.

2. Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer

Nordex bietet Gefahrenfeuer von verschiedenen Herstellern an. Der Verbauort ist auf dem hinteren Maschinenhausdach, bei Blickrichtung vom Rotor, siehe Abb. 1.

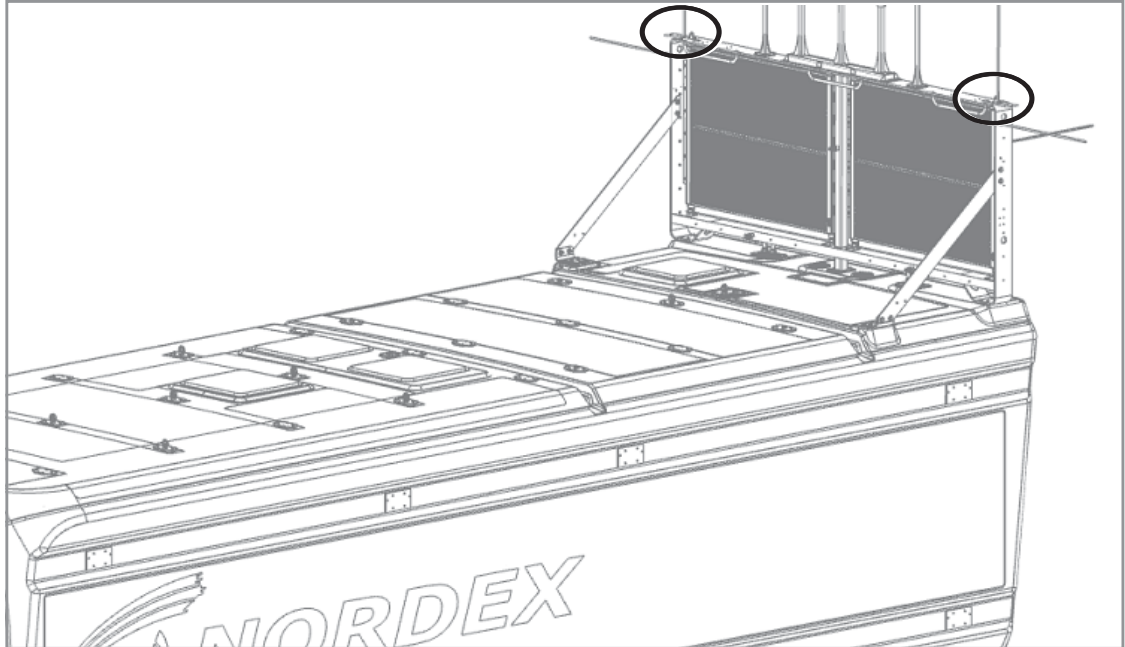


Abb. 1: Beispielhafte Verbauposition Gefahrenfeuer bei Delta4000

Nordex empfiehlt die Verwendung von zwei Feuern, da bei Windstille durch den stehenden Rotor aus bestimmten Blickrichtungen ein Feuer dauerhaft abgedeckt werden könnte.

Gemeinsame Merkmale der Gefahrenfeuer sind:

- nur LED-Leuchten
- blinkende Leuchten
- Dämmerungssensor bei Leuchten mit unterschiedlicher Tag- und Nachtkennzeichnung
- rote bzw. weiße Leuchten
- Synchronisation der Blinkfrequenz aller Feuer eines Parks durch GPS (Global Positioning System)

Folgende zusätzliche oder abweichende Eigenschaften sind als Option möglich:

- Einzel- oder Doppelfeuer
- Dauerlicht
- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für unterschiedliche Zeiträume
- Nachtkennzeichnung mit weißem Licht
- Astronomische Uhr als Steuerung, die den Sonnenstand in Abhängigkeit von Datum und geographischer Position ermittelt, für die Umschaltung zwischen Tag und Nachtbefeuern
- Sichtweitenmessgerät zur Helligkeitsreduzierung, da bei klarem Wetter eine geringere Leuchstärke ausreichend ist

3. Kennzeichnungen Maschinenhaus

3.1 Tageskennzeichnungen für das Maschinenhaus

Farbliche Gestaltung des Maschinenhauses

Für Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe über 150 m, gemessen mit einer Blattspitze oben, wird in vielen Ländern eine Tageskennzeichnung vorgeschrieben. Diese kann durch eine rote Fläche definierter Größe auf der linken und rechten Maschinenhausseite realisiert werden. Das Rot im Farbton RAL 3020 hat, genau wie die graue Standardfarbe RAL 7035, einen Glanzgrad von 30 ± 10 Glanzeinheiten nach DIN 67530.

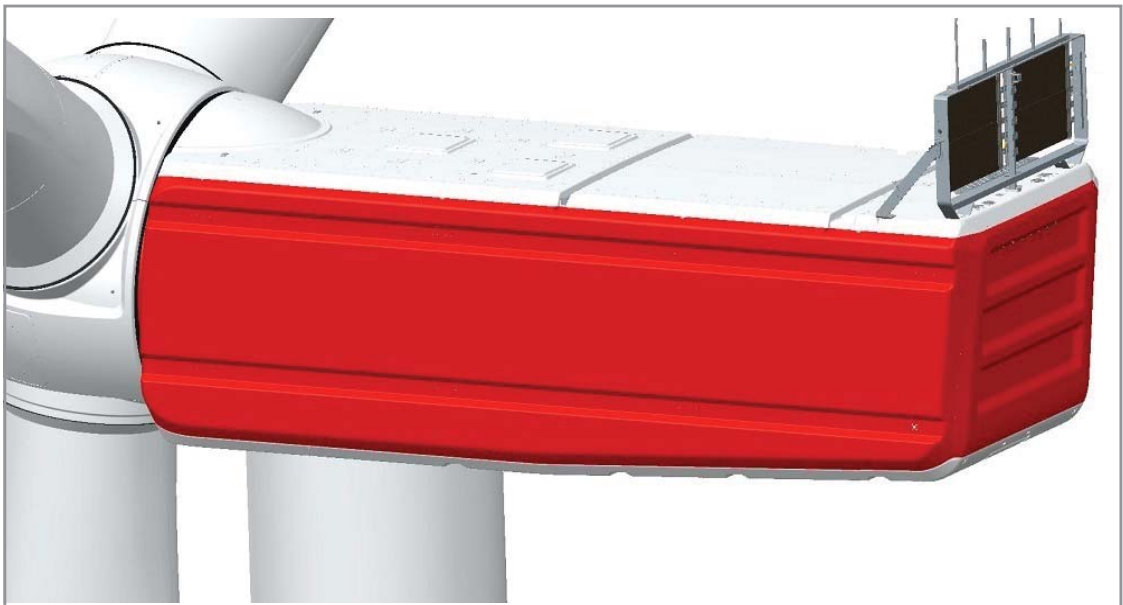


Abb. 2: *Beispielhafte Kennzeichnung Maschinenhaus Delta4000 mit roter Tageskennzeichnung*

Tagesbefeuerung

Alternativ kann auch ein weißes Tagesfeuer mit den Lichtstärken 20.000, 50.000 oder 100.000 cd, abhängig von den lokalen Vorgaben, auf der Anlage montiert werden. Die Auswahl dieser Befeuerung kann auch einen Einfluss auf die farbliche Gestaltung der Blätter haben und muss im Vorfeld des Projekts immer mit Nordex abgestimmt werden. Weitere Infos hierzu und landesspezifische Angaben sind in dem Dokument für das jeweilige Land dargestellt.

3.2 Kundenspezifische Gestaltung

Bei der Gestaltung des Maschinenhauses können Kundenlogos angebracht werden, hierfür sind folgende Punkte zu beachten:

- Bei Gesamtbauwerkshöhe > 150 m, Gestaltungsfläche von 1500 x 4000 mm pro Maschinenhausseite, siehe Abb. 3.
- bei Gesamtbauwerkshöhe unter 150 m, Gestaltungsfläche von 1500 x 11500 mm pro Maschinenhausseite, siehe Abb. 3, mit Ausnahme für N149/5.X und N163/5.X auf rechter Seite, siehe Abb. 4.
- Die Logos müssen als Vektorgrafik vorliegen, Dateiformat .eps oder .ai.

- Farbangaben für das Logo sind am besten im RAL-Ton anzugeben, alternativ ist Verwendung von Pantone, HKS oder CMYK-System möglich.

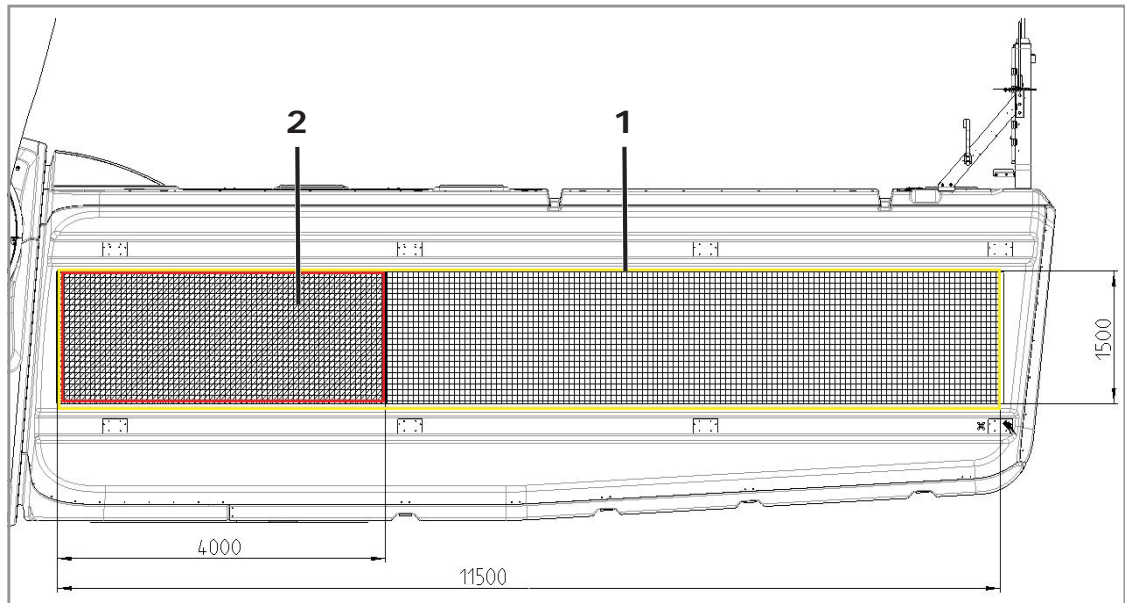


Abb. 3: Position und Größe für Kundenlogos an Delta4000-Anlagen (beidseitig)

1 Bauwerkshöhe unter 150 m (gelb) 2 Bauwerkshöhe über 150 m (rot)

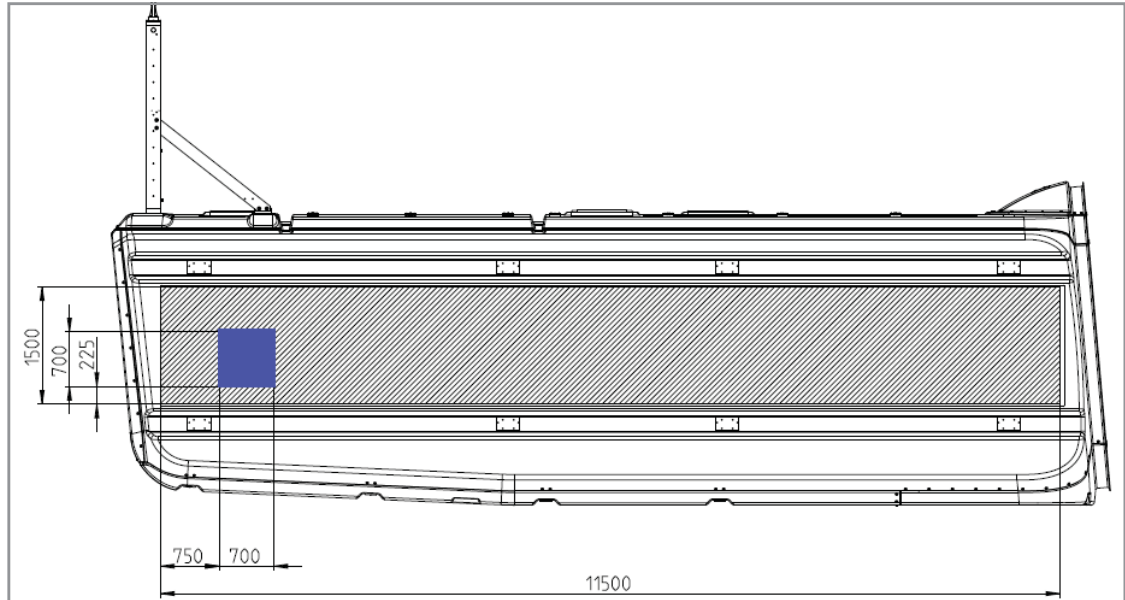


Abb. 4: Ausgenommener Bereich für Kundenlogos bei Delta4000-Anlagen auf rechter Seite bei Bauwerkshöhe unter 150 m

3.3 Gefahrenfeuer für das Maschinenhaus

Für die Befuerung des Maschinenhauses in der Nacht bietet Nordex Feuer mit einer Stärke von 10, 32, 170, 200, 1.000, oder 2.000 cd an, die rot mit verschiedenen Frequenzen oder konstant leuchten. Da sich die Auswahl der Befuerung nach den

Ländervorgaben und projektspezifischen Anforderungen richtet, sind mögliche Kombinationen im Vorfeld immer mit Nordex abzustimmen.

Die angebotenen Leuchten decken national und international gängige Blinkfrequenzen ab. Hierbei insbesondere die ICAO-Richtlinien Kapitel 6 von ICAO Annex 14 Vol. I vom 10.11.2016 beachten.

Die Umschaltung bei unterschiedlicher Tag-/Nachtbefeuern, bzw. Einschaltung bei nur Nachtbefeuern erfolgt durch einen Dämmerungssensor bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Bei Einsatz eines Master-Slave-Systems zur Umschaltung ist mindestens ein Master-System pro Windpark einzusetzen, da diese die Sichtweiteninformationen an die Slave-Systeme per Funk oder über das existente kabelgebundene Windparknetzwerk kommunizieren.

Infrarot-Gefahrenfeuer

LEDs der konventionellen Gefahrenfeuer strahlen im sichtbaren Lichtspektrum nur in einer sehr geringen Bandbreite und sind daher bei Nachtflügen mit Nachtsichtgerät nicht wahrnehmbar. Aus diesem Grund schreiben die nationalen Bestimmungen einiger Länder alternativ oder ergänzend zum konventionellen Gefahrenfeuer eine Gefahrenkennzeichnung mit IR-Feuern vor. Diese emittieren eine Wellenlänge im Empfindlichkeitsbereich von Nachtsichtgeräten.

Hierfür bietet Nordex verschiedene Ausstattungen an, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen. Der Einsatz von IR-Feuern kann je nach Landesforderungen auch am Turm erfolgen.

4. Kennzeichnungen Turm

4.1 Tageskennzeichnungen für den Turm

Abhängig von Landesvorgaben und Bauwerkshöhe können die Türme bei Bedarf mit einem Farbring markiert werden.



Abb. 5: Roter Farbring an Anlage mit Gesamthöhe > 150 m

4.2 Turmbefeuerung zur Nachtkennzeichnung

Um den international unterschiedlichen Anforderungen hinsichtlich der Befeuerung der Türme gerecht zu werden, hat Nordex verschiedene Turmfeuervarianten zur Auswahl. Es ist der Einsatz von Leuchten mit einer Stärke von 10, 32 oder 50 cd möglich. Pro Turmfeuerebene werden hierzu 4 bis 6 Leuchten (ICAO LIOL Typ A) gleichmäßig um den Turm verteilt. Die Höhe der Ebenen richten sich nach den regionalen oder nationalen Vorschriften. Das Ein-/Ausschalten erfolgt bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Die genauen Einsatzmöglichkeiten sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen, da die Anforderungen sehr unterschiedlich sind.

Tab. 1: Mögliche Gefahrenfeuer Turm

Anzahl Leuchten	Nachtleuchtstärke [cd]	Nachtfarbe	Blickfrequenz [fpm]
4/6	10	rot/rot+IR	konstant
4	32	rot	konstant
4	50	rot	konstant



Abb. 6: *Beispiel für eine Turmbefeuerungsleuchte*

Infrarot-Gefahrenfeuer

Der Einsatz von IR-Feuern kann je nach Landesanforderungen auch am Turm erfolgen und wird dann gemeinsam mit den Leuchten realisiert.

5. Blattkennzeichnungsvarianten

Die nationalen Gesetze schreiben für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von lokalen Anforderungen oder der Gesamtbauwerkshöhe eine farbliche Kennzeichnung der Rotorblätter vor. Diese kann abhängig von alternativ zu verwendenden Tagesfeuern auch innerhalb eines Landes unterschiedlich sein. Standardmäßig bietet Nordex die folgende farbliche Variante an, die komplett im RAL-Farbton 7035 und mit einem Glanzgrad von 30 lackiert ist.

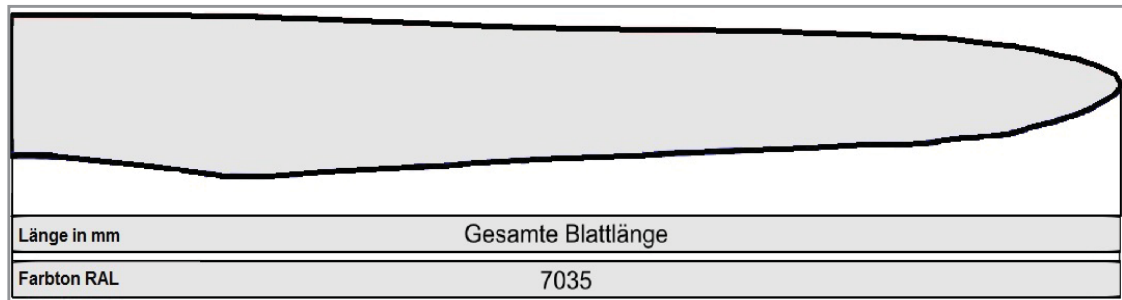


Abb. 7: Standardvariante für Farbgebung Blatt

Eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung des Blatts siehe Abb. 7. Die Verwendung richtet sich nach der Gesamtbauwerkshöhe, Projektanforderungen oder den rechtlichen Landesvorgaben. Das Blatt kann an der Spitze eine graue Farbgebung (RAL 7035) von ca. 200 mm Länge haben.

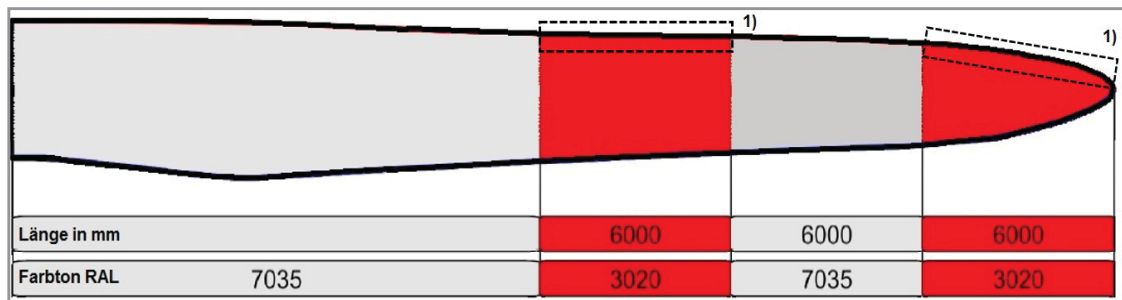


Abb. 8: Mögliche Farbvariante für Blattfarbgebung

1 möglicher grauer Streifen Erosionsschutzlack von 200 mm Breite (RAL 7035)

Weiterhin bietet Nordex Blätter mit einem roten Streifen von 6 m Breite, mit Streifen im Orange-Farbton RAL 2009 oder schwarz-gelben Streifen an. Aufgrund verschiedener Landesvorgaben ist die genaue Blattfarbgebung im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

6. Farbgebung der Außenkomponenten

Tab. 2: Farbgebung der Komponenten

Komponente	Farbgebung/Glanzgrad
Stahlrohrturm	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Betonteil des Turms	Sichtbeton mit Glanzgrad von ca. 10 Einheiten (matt) Optional RAL 7035 (lichtgrau) und Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Maschinenhaus	RAL 7035 (lichtgrau)
Rotornabe (Spinner)	Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Rotorblätter	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt) oder projektspezifische Farbgebungen
Gesamtbauwerkshöhe > 150 m	
Turm	optionaler Farbring: RAL 3020 (verkehrsrot) und Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Maschinenhaus	optionale rote Kennzeichnung: RAL 3020 (verkehrsrot) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Rotornabe (Spinner)	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Rotorblätter	3 Streifen rot-lichtgrau-rot von Spitze mit je 6 m Breite oder projektspezifische Farbgebungen

Tab. 3: Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
GPS	Global Positioning System
ICAO	International Civil Aviation Organization
LIOL	Low Intensity Obstruction Light
RAL	normierte Farbtenskala
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung

Allgemeine Dokumentation

Kennzeichnung von Nordex- Windenergieanlagen in Deutschland

Rev.10/14.10.2020

Dokumentennr.:	NALL01_064691
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	K08 Delta	N117/3600, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

Inhalt

1.	Rechtliche Vorgaben für Deutschland.....	5
2.	Tageskennzeichnungen.....	6
3.	Nachtkennzeichnungen.....	7
3.1	Nachtkennzeichnung bei Bauwerkshöhe von 100 m - 150 m.....	7
3.2	Nachtkennzeichnung bei Bauwerkshöhe > 150 m.....	8

1. **Rechtliche Vorgaben für Deutschland**

In Deutschland müssen Windenergieanlagen mindestens nach folgender rechtlicher Vorgabe mit Gefahrenfeuern ausgestattet sein:

"Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom: 24.04.2020.

Die Entwicklung der Anlagen und Türme orientiert sich an der AVV 2020.

Alle Höhenangaben verstehen sich in Abhängigkeit von den Designbedingungen.

2. Tageskennzeichnungen



- Vertriebsdokument E0004000420 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse Delta4000*
- Vertriebsdokument NALL01_008531 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse K08 gamma und delta*

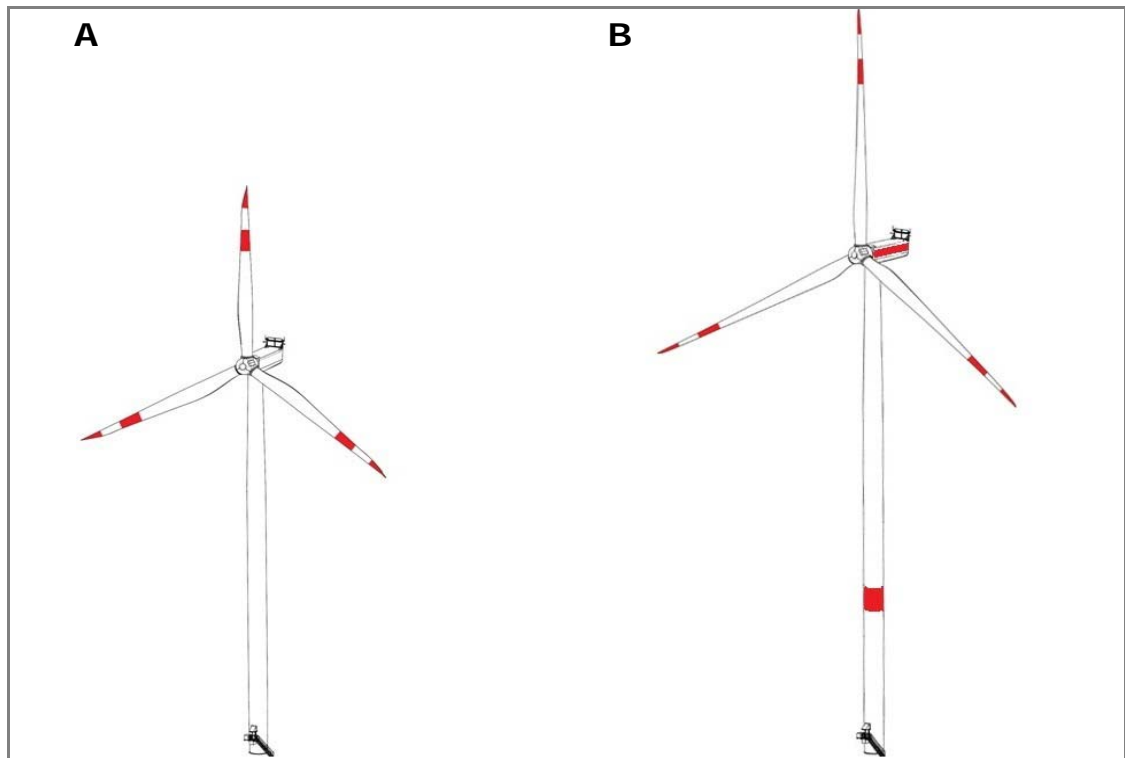


Abb. 1: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Tag

Gesamtbauwerkshöhe 100 - 150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkenzeichnung	Gondelkennzeichnung
3 Streifen mit je 6 m Breite von Blattspitze beginnend rot - grau - rot	–	–

Gesamtbauwerkshöhe > 150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkenzeichnung	Gondelkennzeichnung
3 Streifen mit je 6 m Breite von Blattspitze beginnend rot - grau - rot	3 m breiter roter Ring in 40 m beginnend	min. 2 m hoher, roter, umlaufender Streifen Mitte Maschinenhaus

3. Nachtkennzeichnungen

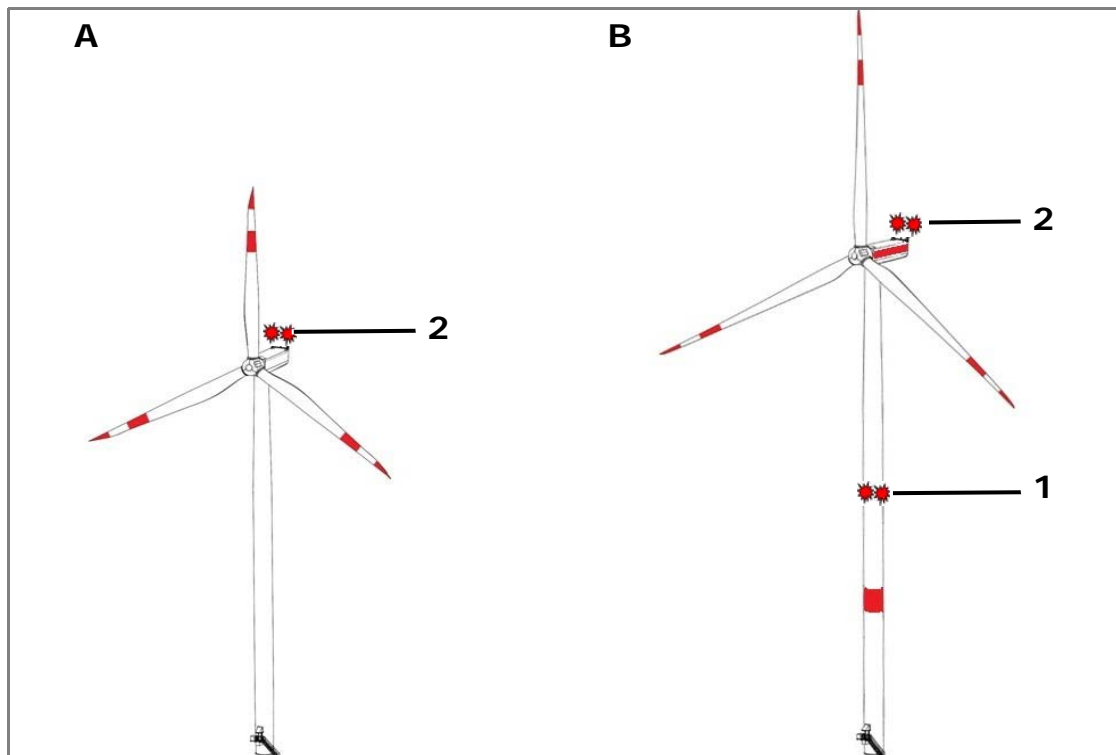


Abb. 2: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Nacht

1 Turmfeuer

2 Gondelbefeuerung

3.1 Nachtkennzeichnung bei Bauwerkshöhe von 100 m - 150 m

Gesamtbauwerkshöhe 100 m- 150 m		
Blattbefeuerung	Turmbefeuerung	Gondelbefeuerung
-	-	2 x 170 cd W-rot mit IR-Anteil und mindestens 16 h USV

3.2 Nachtkennzeichnung bei Bauwerkshöhe > 150 m

Gesamtbauwerkshöhe > 150 m			
Blattbefeuerung	Turmbefeuerung		Gondelbefeuerung
-	Anlage/Turm	Höhe [m]	2 x 170 cd W-rot mit IR-Anteil und min. 16 h USV
	N117: 4 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV)		
	N117/3600		
	N117/TS91	-	
	N117/TS106	54,5 m	
	N117/TS120	58,0 m	
	N117/TCS141D	72,0 m	
	N131, N133, N149, N163: 6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV) pro Turmfeuerebene		
	N131/3300		
	N131/PH134B N07 ¹⁾	68,5 m	
	N131/PH164B N09 ¹⁾	83,5 m	
	N131/3600		
	N131/TS84	-	
	N131/TS99	51,2 m	
	N131/TS106	54,5 m	
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TCS134 ¹⁾	68,5 m	
	N131/TS134	69,1 m	
	N131/3900		
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TCS134 ¹⁾	68,5 m	
	N131/TS134	69,1 m	
	N149/4.0-4.5		
	N149/TS105	52,0 m	
	N149/TS125-01	67,0 m	
	N149/TCS164 NV06 ¹⁾	80,5 m	
	N133/4800		
	N133/TS83	-	
	N133/TS110	58,5 m	
	N133/TS125-02	67,0 m	

Gesamtbauwerkshöhe > 150 m			
Blatt- befeuerung	Turmbefeuerung		Gondel- befeuerung
	N149/5.X		
	N149/TS105-01	52,5 m	
	N149/TS125-04	66,5 m	
	N149/TCS164 NV07 ¹⁾	80,5 m	
	N163/5.X		
	N163/TS118-00	59,0 m	
	N163/TCS164 NV07 ¹⁾	80,5 m	

1) Zwischen Errichtung Beton- und Stahlteil des Turmes erfolgt keine Befeuerung, ab der Errichtung des Stahlteils und Gondel wird die Befeuerung über einen Generator gewährleistet.

Allgemeine Dokumentation

Sichtweitenmessung

Rev. 05/12.06.2020

Dokumentennr.:	NALL01_020142
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500 N100/2500 N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300 N117/3000 N117/3000 controlled N117/3600 N131/3000 N131/3000 controlled N131/3300 N131/3600 N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

Warum ein Sichtweitenmessgerät?

Windparks werden in der Regel durch Lichtzeichen (Gefahrenfeuer) gekennzeichnet, um dem Flugverkehr dieses potenzielle „Hindernis“ anzuzeigen. Dies kann tagsüber durch weiße Leuchten oder durch Streifen in auf den Rotorblättern geschehen. Nachts werden dazu rote Leuchten eingesetzt.

Die genauen gesetzlichen Vorgaben unterscheiden sich von Land zu Land. Sie müssen während der Planung des Windparks genau geplant und beachtet werden.

Der Deutsche Gesetzgeber hat die „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ erlassen. Sie eröffnet die Möglichkeit, die Intensität von Mittelleistungsgefahrfeuern auf Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der Umgebungssichtweite zu regulieren.

Umsetzung der Lichtstärkereduzierung

Um den optischen Einfluss der Gefahrenfeuer auf die Umgebung eines Windparks – insbesondere in der Nacht – zu minimieren, kann ein Gerät zur Messung der meteorologischen Sichtweite (Meteorological Optical Range, MOR) genutzt werden. Dieses Gerät gibt seine Signale an eine Steuerungseinheit zur Lichtstärkereduzierung der Gefahrenfeuer weiter. Damit wird die Lichtstärke der Gefahrenfeuer in Abhängigkeit von der realen Sichtweite vor Ort automatisch geregelt. Umliegende Wohngebiete aber auch Verkehrsstraßen werden so von übermäßigen Lichtsignalen entlastet.

- Die Lichtstärke der Gefahrenfeuer kann bei Sichtweiten über 5.000 m auf 30 % der Nennlichtstärke reduziert werden.
- Die Lichtstärke der Gefahrenfeuer kann bei Sichtweiten über 10.000 m auf 10 % der Nennlichtstärke reduziert werden.

Technische Realisierung der Sichtweitenmessung

Die Sensoren werden auf dem Maschinenhaus der Windenergieanlage installiert.

Der Abstand von einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät zu einer Windenergieanlage ohne Sichtweitenmessgerät darf nicht mehr als 1.500 m betragen. Je nach Ausdehnung des Windparks können also mehrere Sichtweitenmessgeräte zum Einsatz kommen. Die Signale werden in einer zentralen Steuerungseinheit verarbeitet, die alle Gefahrenfeuer des Windparks ansteuert. Es wird der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte für die Steuerung des gesamten Windparks verwendet. Die Weitergabe der Signale kann über einen Netzwerkanschluss zur Einbindung in ein vorhandenes Ethernet erfolgen. Sind keine Signale eines Messgerätes verfügbar, wird die Lichtstärke aller Gefahrenfeuer auf 100 % gesetzt.

Die Geräte sind gegen Verschmutzung der optischen Außenflächen geschützt. Beide Optiken sind abwärts gerichtet und mit Schutzhauben für die Linsen versehen. Verunreinigungen durch Niederschlag, Spritzwasser und Staub werden so wirkungsvoll verhindert. Die optionalen Gehäuseheizungen verhindern im Winterbetrieb Eis- und Schneeablagerungen. So reduziert sich die Wartung auf ein Minimum.

Die Sensoren arbeiten nach dem Prinzip der optischen Vorwärtsstreuung. Hierbei wird Licht durch Partikel gestreut, deren Durchmesser in der Größenordnung der Wellenlänge von Licht liegen. Die Streuung ist zur Dämpfung des Lichtstrahls proportional. Größere Partikel verhalten sich wie Reflektoren und Refraktoren, so dass ihr Einfluss auf die meteorologische Sichtweite separat zu behandeln ist. Bei diesen Partikeln handelt es sich meist um Niederschlagstropfen. Dank der optischen Anordnung des Sensors lassen sich einzelne Tropfen von schnellen Signaländerungen unterscheiden.

Dieses Verfahren ermöglicht wirtschaftliche und zuverlässige Sichtweitemessungen nach dem Stand der Technik. Die Sensoren besitzen einen Messbereich von 10 bis 20.000 m.

Die Datenausgabeformate richten sich nach internationalen anerkannten Kodiertabellen der Weltorganisation für Meteorologie (WMO) und des Amerikanischen Wetterdienstes (NWS).

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.8 Abstände / Erschließung

Die Eigentümer*innen des Standortflurstücks Nummer 626, Flur 7, Gemarkung Willerstedt können den Einträgen zu demselben Flurstück unten den Punkten *Abstand nach LBauO* oder *Erschließung* im gleichen Formular entnommen werden. Die Zustimmung wurde erteilt. Ein Auszug des Vertrages kann im Kapitel 2.3 eingesehen werden.

Da das ELiA-System im Formular 16.1.8 keine Eintragungen der Grundstückseigentümer*innen und deren Zustimmung zulässt, an dieser Stelle der Hinweis.

Verweise:

- Kap. 2.1 – 2.3

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 1			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
V150-5.6 MW, NH 166 m	OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH		32673406	5661434

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	626		<input type="checkbox"/>

Abstand nach LBauO

Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	626	<div style="background-color: black; width: 100px; height: 15px;"></div> <div style="background-color: black; width: 150px; height: 15px;"></div>	<input checked="" type="checkbox"/>
Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	625/3	<div style="background-color: black; width: 100px; height: 15px;"></div> <div style="background-color: black; width: 150px; height: 15px;"></div> se	<input checked="" type="checkbox"/>

Erschließung

Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	626	<div style="background-color: black; width: 100px; height: 15px;"></div> <div style="background-color: black; width: 150px; height: 15px;"></div>	<input checked="" type="checkbox"/>
Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	619	<div style="background-color: black; width: 100px; height: 15px;"></div>	<input type="checkbox"/>

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 1			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
V150-6.0 MW, NH 166 m	OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH		32673406	5661434

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	626		

Abstand nach LBauO

Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	626	██████████ ██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	625/3	██████████ ██████████	<input checked="" type="checkbox"/>

Erschließung

Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	626	██████████ ██████████	<input checked="" type="checkbox"/>
Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	619	██████████	<input type="checkbox"/>

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber	Ostwert	Nordwert	Datum	AZ.:				
Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstücke				<input type="checkbox"/>	

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 1			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
N149/5.X mit 5,7 MW, NH 164 m	OSTWIND Erneuerbare Energien GmbH		32673406	5661434

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	626		<input type="checkbox"/>

Abstand nach LBauO

Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	626	<div style="background-color: black; width: 100px; height: 15px;"></div> <div style="background-color: black; width: 150px; height: 15px;"></div>	<input checked="" type="checkbox"/>
Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	625/3	<div style="background-color: black; width: 100px; height: 15px;"></div> <div style="background-color: black; width: 150px; height: 15px;"></div>	<input checked="" type="checkbox"/>

Erschließung

Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	626	<div style="background-color: black; width: 100px; height: 15px;"></div> <div style="background-color: black; width: 150px; height: 15px;"></div>	<input checked="" type="checkbox"/>
Ilmtal-Weinstraße	Willerstedt	7	619	<div style="background-color: black; width: 100px; height: 15px;"></div>	<input type="checkbox"/>

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

16.1.9 Daten der beantragten Anlage / Daten der Anlagen im Windpark
--

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrations- zone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurch- messer (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WEA 1	Willerstedt	Vestas	V150-5.6 MW, NH 166 m		166	150	241	5,6	ohne BNK

16.1.9 Daten der beantragten Anlage / Daten der Anlagen im Windpark
--

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrations- zone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurch- messer (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WEA 1	Willerstedt	Vestas	V150-6.0 MW, NH 166 m		166	150	241	6,0	ohne BNK

16.1.9 Daten der beantragten Anlage / Daten der Anlagen im Windpark
--

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrations- zone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurch- messer (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WEA 1	Willerstedt	Nordex	N149/5.X mit 5,7 MW, NH 164 m		164	149,1	238,6	5,7	ohne BNK

Kapitel 16 Anlagenspezifische Antragsunterlagen

16.1 Windenergieanlagen

16.1.10 Oktav-Schalleistungspegel (SLP) der beantragten Anlage

Für ergänzende Informationen siehe Kap. 4

Verweise:

- Kap. 4

16.1.10 Oktav-Schalleistungspegel (SLP) der beantragten Anlage / der Anlagen im Windpark

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs- modus	Rotor- umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall- leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WEA 1	tags	4,9-12,6	85,6	93,4	98,2	100,1	98,9	94,8	87,7	77,6	104,9
WEA 1	nachts	4,9-12,6	85,6	93,4	98,2	100,1	98,9	94,8	87,7	77,6	104,9

16.1.10 Oktav-Schalleistungspegel (SLP) der beantragten Anlage / der Anlagen im Windpark

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs- modus	Rotor- umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall- leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WEA 1	tags	4,9-12,6	85,6	93,4	98,2	100,1	98,9	94,8	87,7	77,6	104,9
WEA 1	nachts	4,9-12,6	85,6	93,4	98,2	100,1	98,9	94,8	87,7	77,6	104,9

16.1.10 Oktav-Schalleistungspegel (SLP) der beantragten Anlage / der Anlagen im Windpark

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs- modus	Rotor- umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall- leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WEA 1	tags	6,2-12,2	87,3	93,5	97,2	99,8	100,5	98	90,4	82,4	105,6
WEA 1	nachts	6,2-12,2	87,3	93,5	97,2	99,8	100,5	98	90,4	82,4	105,6