

16. Anlagenspezifische Antragsunterlagen

Punkt 16.1.4.6 Lastengutachten

Punkt 1.1.4.7 Maschinengutachten V162- 5.6 MW

Diese vertraulichen Dokumente sind nicht für die Öffentlichkeit bestimmt und nicht im Auslegungsordner enthalten.

16.1.7.7 Antrag auf Ausnahmegenehmigung AVV

**Dieses Dokument entfällt gemäß der neuen
Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur
Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen**

16.1.1 Windenergieanlagen: Standorte der Anlagen

Anlage Nr.	ETRS-89/UTM Koordinaten		Gauß-Krüger- Koordinaten		WGS-84-Koordinaten		Gemarkung	Flur	Flurstücke
	Ostwert	Nordwert	Rechtswert	Hochwert	Rechts- (Y-) wert	Hoch- (X-) wert			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9999									
A001	33313735	5910421					Meyenburg	110	4
A002	33313394	5910302					Meyenburg	110	14
A003	33313429	5909958					Meyenburg	110	14
A004	33313563	5909330					Meyenburg	110	24

16.1.2 Windenergieanlagen: Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

siehe 2.5 Übersichtskarte WEG-Grenzen

16.1.3 Windenergieanlagen: Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

16.1.3.1 Blitzschutz und EMV

16.1.3.2 Allgemeine Beschreibung Eissturz- und Eiabwurfisiko - sowie Risikominderung

16.1.3.3 Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennung (VID)

16.1.3.4 BLADEcontrol Gutachten ICE Detection System

16.1.3.5 Typenzertifikat BladeControl VID

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.

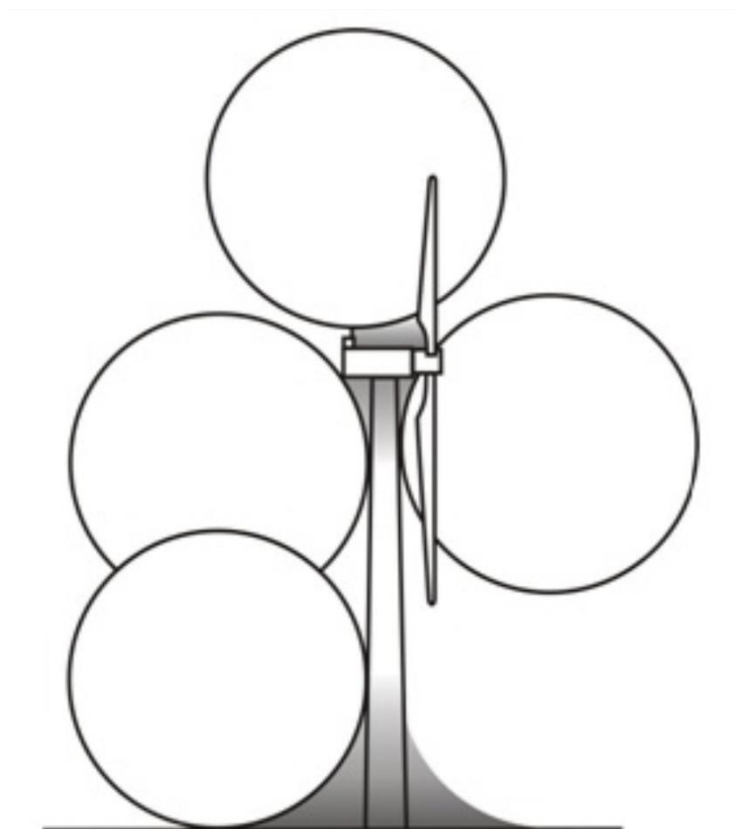


Tabelle 3-2 Das Rollkugelverfahren

3.3 Überblick über das Blitzschutzsystem

Die Windenergieanlage ist darauf ausgelegt, direkte Blitzeinschläge auszuhalten.

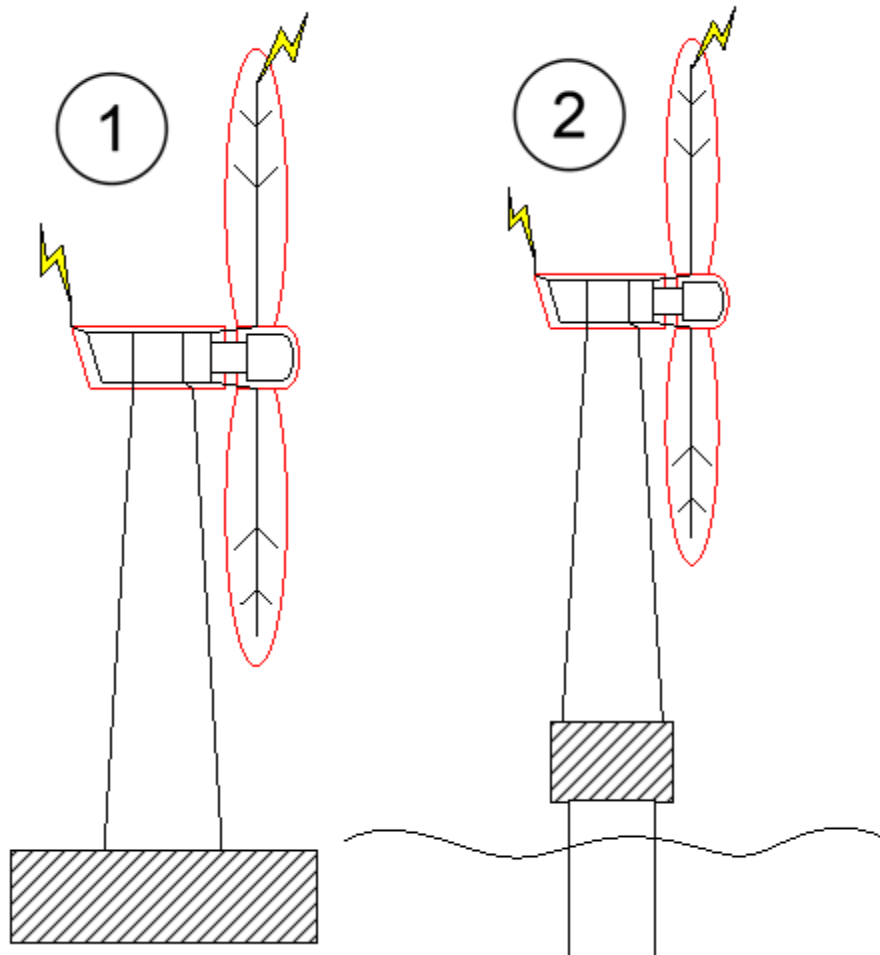


Abbildung 3-1 Blitzschlagpunkte und Blitzableitungssystem

- | | | | |
|---|---------------------------|---|----------------------------|
| 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 Blatableiter 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.

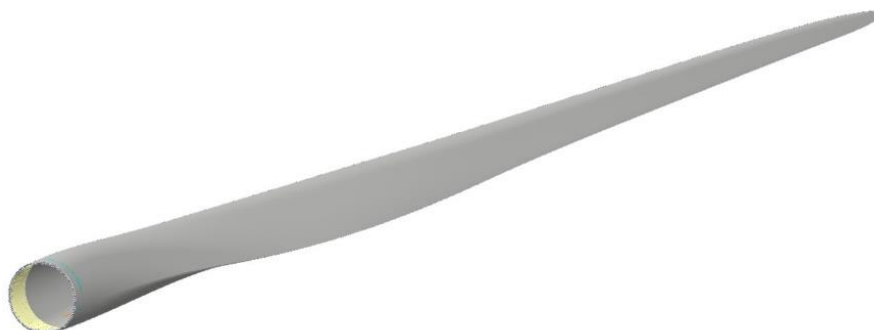


Abbildung 3-2 Rotorblatt mit Blitzableiterband

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

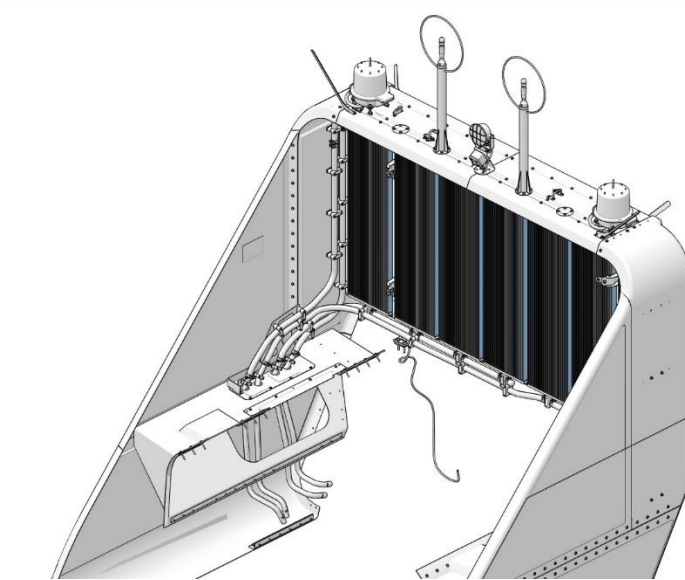


Abbildung 3-3 Darstellung von Ultraschall-Anemometer und Gefahrenfeuer am CoolerTop® an der Rückseite des Maschinenhausdaches beschrieben.

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.

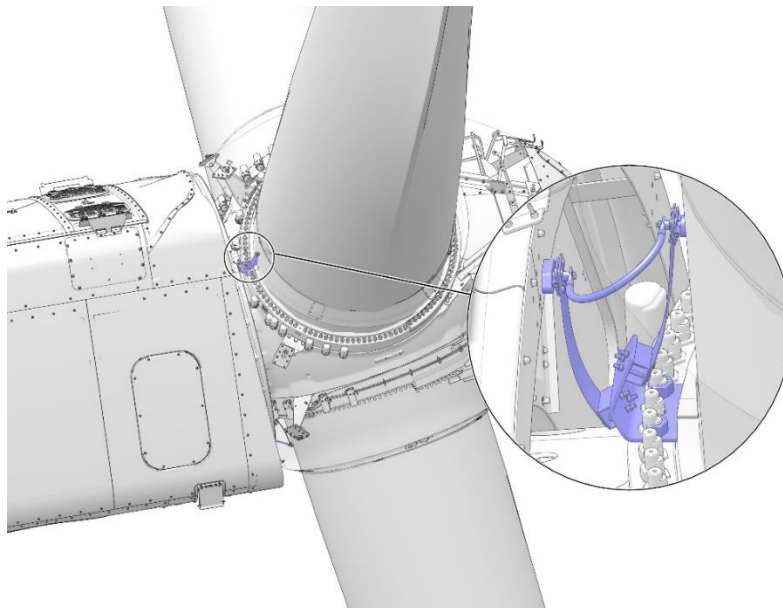


Abbildung 3-4 Darstellung eines Blitzstromableiters zwischen den Rotorblättern und der Maschinenhausstruktur

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.

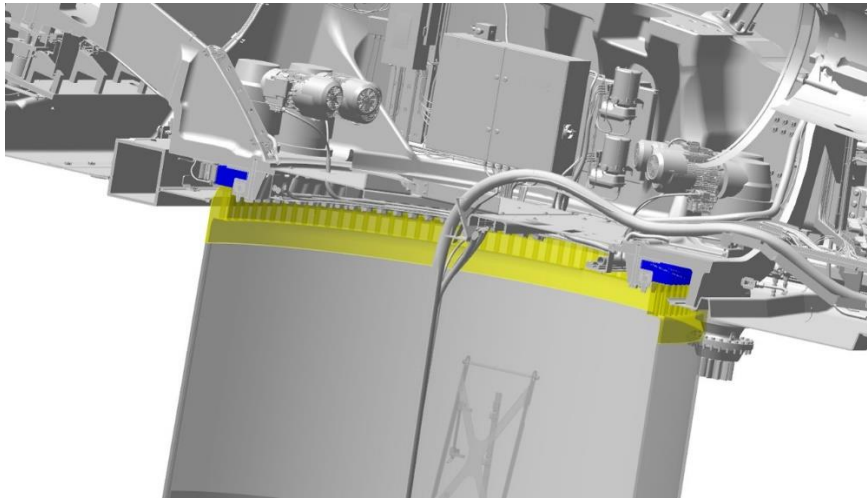
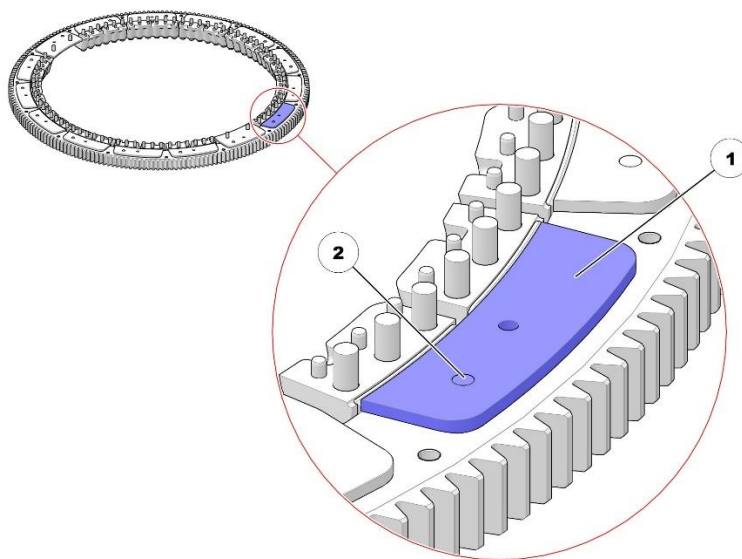


Abbildung 3-5 Darstellung eines Azimutlagerschutzes



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.

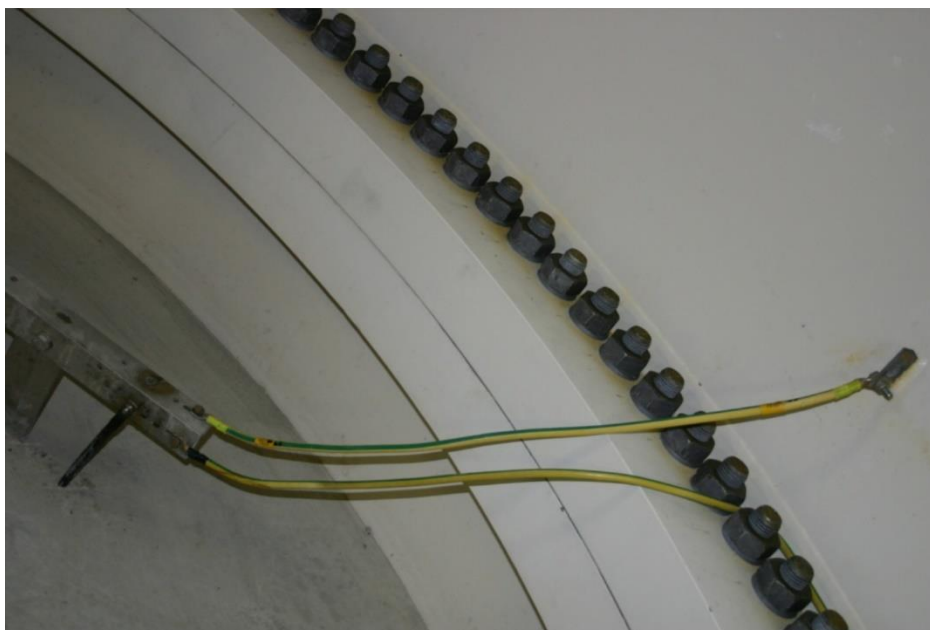


Abbildung 3-7 Verbindung zwischen dem Turm und der Haupterdungsschiene

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.

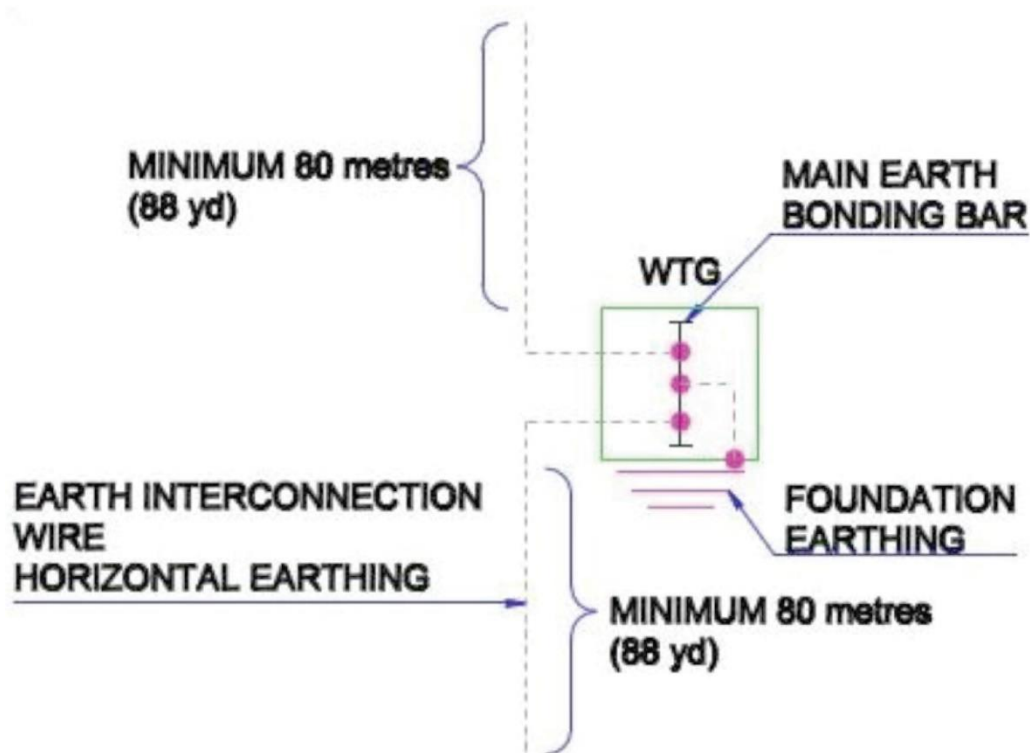


Abbildung 3-8 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems

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.

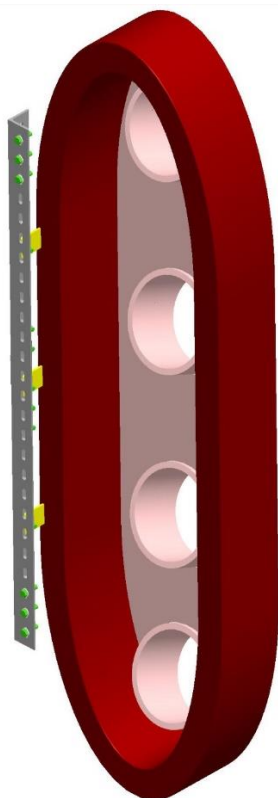


Abbildung 3-9 Mögliche Einbaulage der Hauptpotenzialausgleichsschiene

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

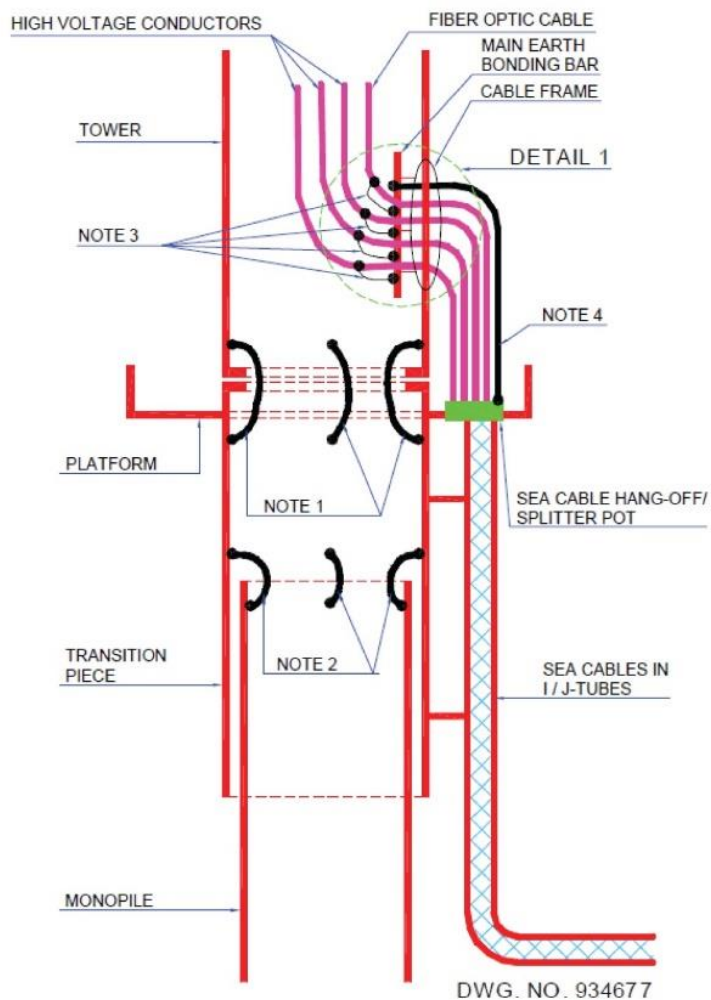


Abbildung 3-10 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei J-Rohr-Aufstellung

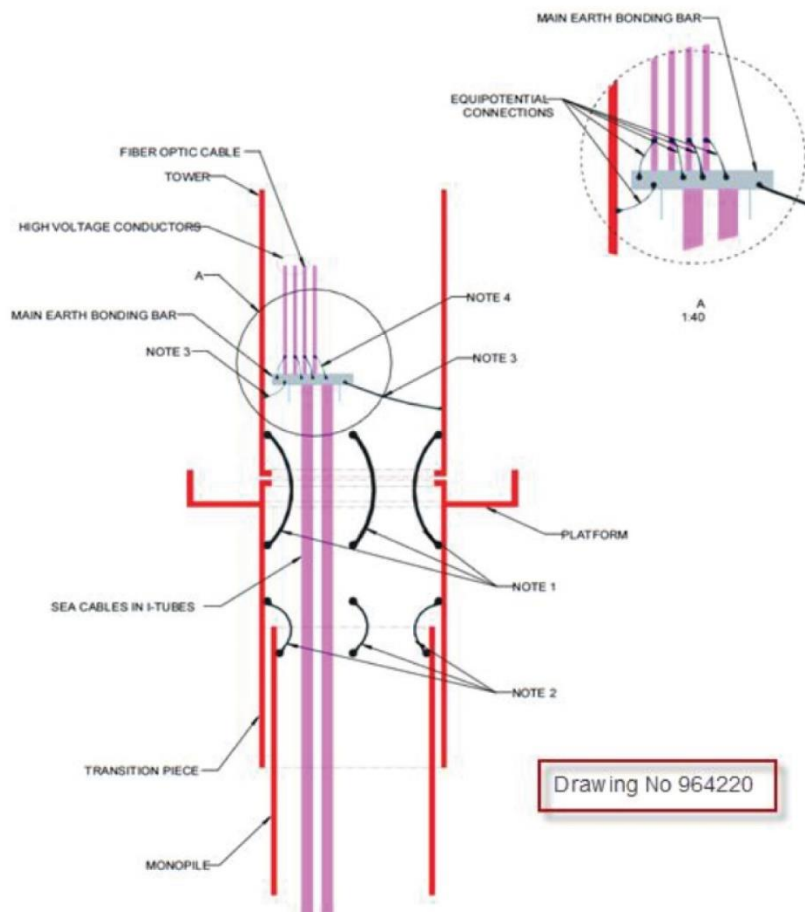


Abbildung 3-11 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei I-Rohr-Aufstellung

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

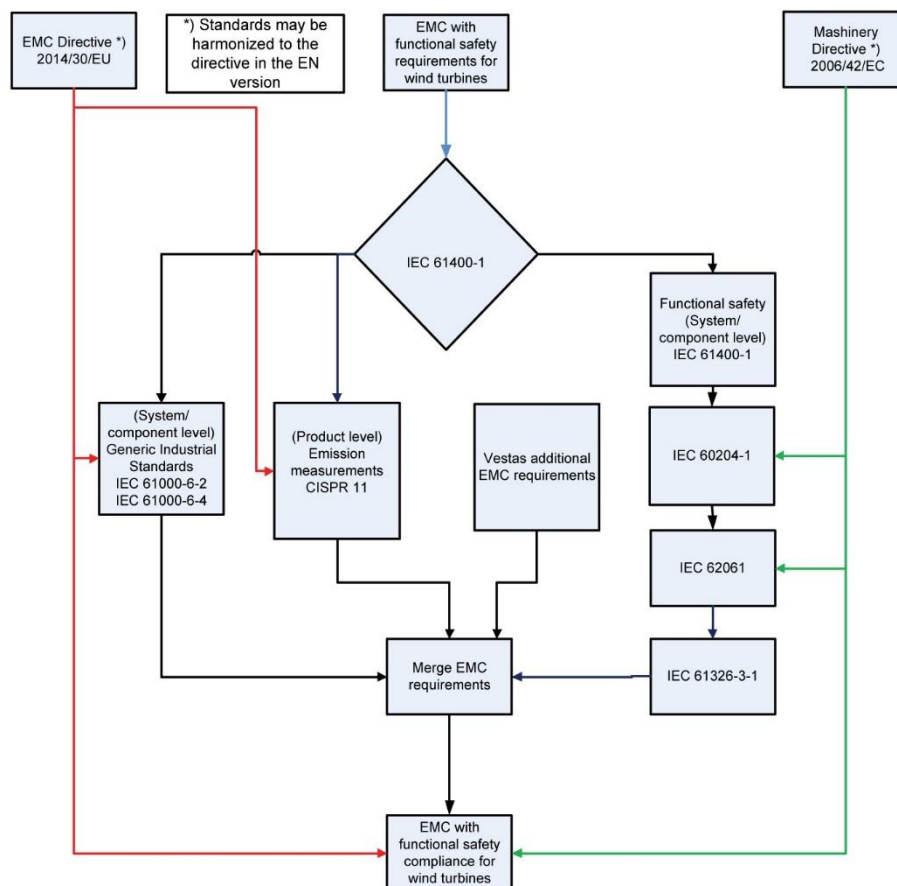


Abbildung 4-1 Rechtsvorschriften

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.

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

Allgemeine Beschreibung Eissturz- und Eisabwurfisiko - sowie Risikominderung - V105/V112/V117/V126/V136/V150



History of this document

Version no.	Date	Description of changes
0	21.06.2017	Initial version

Inhaltsverzeichnis

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

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

1 Referenzen

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

2 Allgemeine Beschreibung

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

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

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

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

3 Vereisungsrisiko

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

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

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

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

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

4 Minderung des Vereisungsrisikos

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

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

4.1 Management der Windenergieanlagenstandorte

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

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

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

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

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

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

4.2 Anbringung von Schutzeinrichtungen und optischen Warnungen

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

4.3 Sicherheitskonzept für das Bedienpersonal

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

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

4.4 Vestas Ice Detection™ System (Vestas Eiserkennungssystem)

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

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

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

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

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

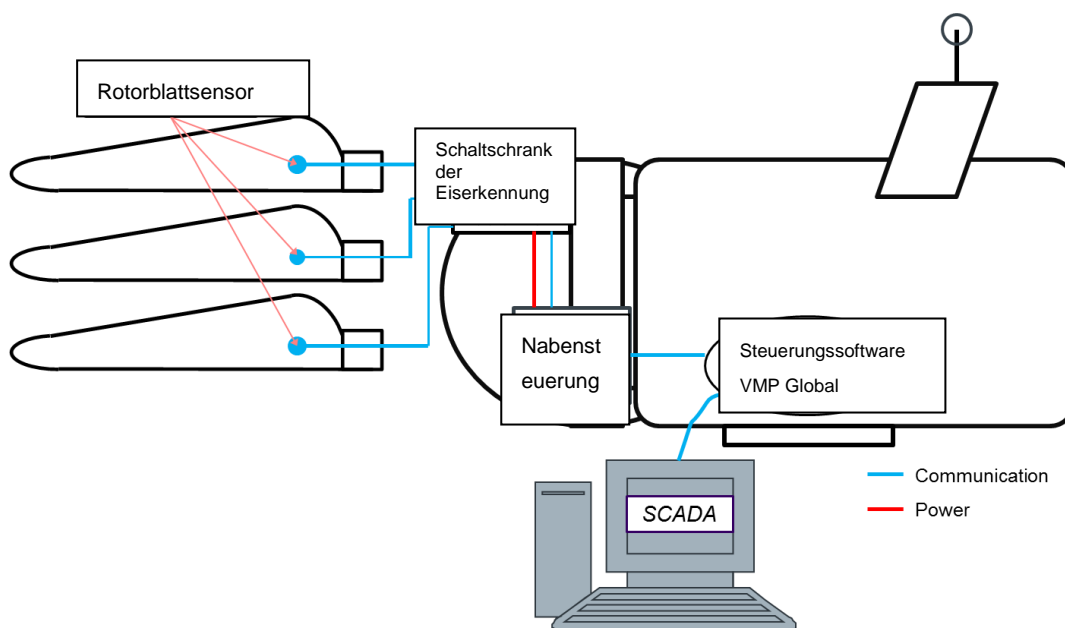
Die Eiserkennungsschwellenwerte auf Basis der erzielbaren Frequenzauflösung des Systems sind auf Standardwerte eingestellt, können jedoch an die örtlichen Klimateigenschaften und Vorschriften angepasst werden, um das Eiswurfisiko weiter zu reduzieren.

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

5 Auswirkungen kalter klimatischer Bedingungen auf die Windenergieanlage

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

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

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

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

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

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

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

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

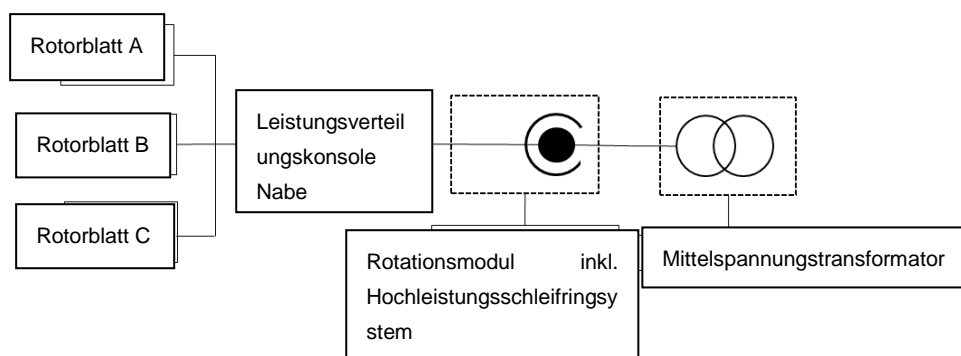
Grundlage für ein Enteisungsrotorblatt ist ein Standard-Rotorblatt, an dem Änderungen vorgenommen werden, die ein Zirkulieren der warmen Luft im Inneren der Rotorblatthohlräume ermöglichen. Darüber hinaus wird eine Heißluftsystem-Einheit (Hot Air Installation, HAI) in die Blattwurzel jedes Rotorblatts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

WICHTIG

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

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

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



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

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

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

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

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

Der Betriebsablauf des VDS gestaltet sich wie folgt:

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

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

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

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

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

7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse

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

Restricted
Dokumentennr.: 0051-2750 V07
17. Januar 2019

Allgemeine Spezifikation

Vestas Eiserkennung (VID)

V105/V112/V117/V126/V136-3.45/3.6 MW 50/60 Hz
V117/V136/V150 – 4.0/4.2MW 50/60Hz
V150/V162 – 5.6MW 50/60Hz



Inhaltsverzeichnis

1 Referenzen 3

2 Allgemeine Beschreibung 4

3 Mechanische Konstruktion 5

3.1 Blätter 5

3.2 NABE 5

4 Elektrisches System 5

4.1 Spannungsversorgung 5

4.2 Elektrische Daten des VID-Systems 5

4.3 Unterbrechung der Stromversorgung 5

5 WEA-Schutzsysteme 6

5.1 Blitzschutz von Rotorblättern, Maschinenhaus, Rotorblattnabe und Turm 6

5.2 EMV-System 6

5.3 Windenergieanlagen 6

6 Betriebsstrategie, Betriebsbereich und Leistungsmerkmale 6

6.1 Aktivierung des VID-Systems 6

6.2 Betriebsstrategie 7

6.3 Über VestasOnline® SCADA verfügbare Daten 8

7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse 9

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

1 Referenzen

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

2 Allgemeine Beschreibung

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

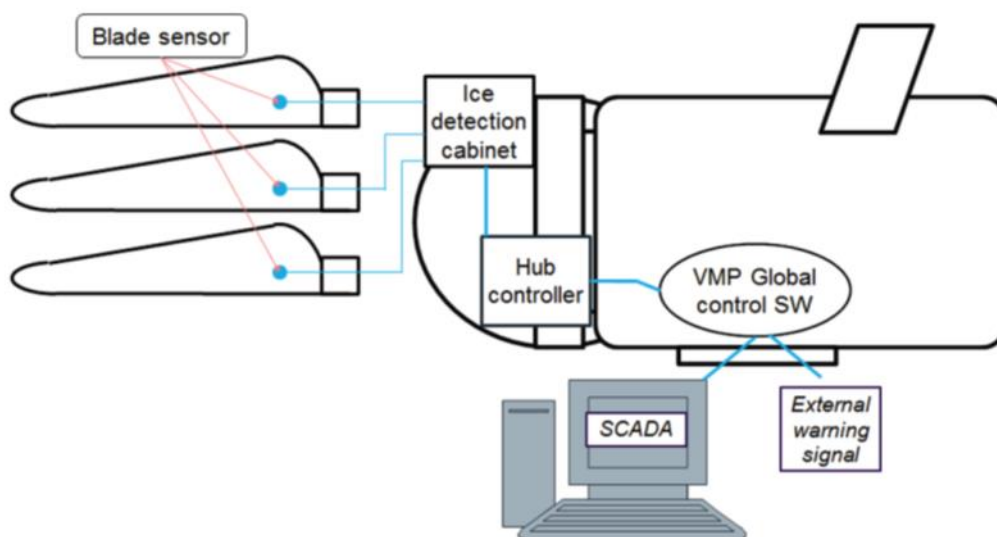


Abbildung 1: Systemübersicht Vestas Ice Detection

Das Eiserkennungssystem enthält einen Sensor in jedem Rotorblatt (Beispiel: der Rotorblattsensor bei RXX in einem V112-Rotorblatt), der mit einem in der Nabe angebrachten Schaltschrank (Schaltschrank der Eiserkennung) verbunden ist, welcher wiederum 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 der Eiserkennung werden an die WEA-Steuerung übertragen.

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

3 Mechanische Konstruktion

3.1 Blätter

Die Grundlage für die Rotorblattinstallation sind standardmäßige Rotorblätter V105/112/V117/ V126/V136, V117/V136/V150 und V150/V162. In diesen Standardrotorblättern sind ein Sensor und ein Sensorkabel montiert.

3.2 NABE

In der Nabe wird der Schaltschrank der Eiserkennung angeordnet und mit dem Steuerschrank der Nabensteuerung sowie mit den Rotorblattsensoren verdrahtet.

4 Elektrisches System

Das optionale VID-System basiert auf der standardmäßigen Elektrik der Windenergieanlage, es werden nur wenige Komponenten zur Nabensteuerung hinzugefügt (beispielsweise ein Ethernet-Switch).

4.1 Spannungsversorgung

Das VID-System wird über den Steuerschrank der Nabensteuerung von der standardmäßigen 24-V-Gleichstromversorgung gespeist. 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

Der Schaltschrank des Eiserkennungssystems lässt sich zu Inspektions- und Wartungszwecken mittels eines eigenen Schalters von der Stromversorgung trennen.

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 dieselben Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) wie die Windenergieanlage.

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

5.3 Windenergieanlagen

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

6 Betriebsstrategie, Betriebsbereich und Leistungsmerkmale

6.1 Aktivierung des VID-Systems

Während der Installation des VID-System verbindet der Monteur seinen PC mit dem Schaltschrank der Eiserkennung und konfiguriert das System. Nach der ersten Konfiguration ist das System in der Lage, Vereisungen zu erkennen.

6.2 Betriebsstrategie

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

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

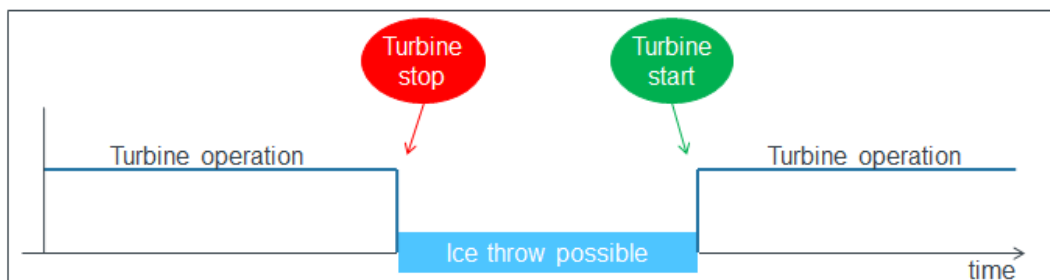


Abbildung 2: Zeitsequenz einer Anlagenabschaltung in Folge Eisansatz

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.
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

Einige SCADA-Systeme lassen sich in einer Master-Slave-Konfiguration einrichten, sodass eine Windenergieanlage als Slave mit dem VID-System einer anderen Anlage verbunden werden kann. Die Ausfallzeiten der ersten Windenergieanlage werden dann als vereisungsbedingte Ausfallzeiten protokolliert. Diese Master-Slave-Konfiguration ist nicht Teil der DNV-GL-Zertifizierung.

Daten über die Vereisung der Masteranlage werden von SCADA überwacht. Ist der Schwellenwert erreicht, werden alle Slave-Anlagen abgeschaltet.

Überwachungsstrategie:

- Master-Anlagen werden von SCADA überwacht, um festzustellen, ob sich Eis angelagert hat (über Ap Signal GetIceDetected).
- Wird Eis an der/den Master-Anlage/n erkannt, werden die zugehörigen Slave-Anlagen über ein AP-Befehlssignal SetIceDetected abgeschaltet; wenn kein Eis mehr vorhanden ist, wird wieder in den automatischen Betriebsmodus geschaltet.
- Auswahl von manuellem oder automatischem Betriebsmodus. Im manuellen Betriebsmodus wird die Anlage durch das AP-Befehlssignal abgestellt, sie muss aber manuell wieder gestartet werden.

7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse

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

Gutachten

Ice Detection System

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. 5

Datum: 07.01.2019

DNV GL - Energy Renewables Certification

Hersteller	Vestas Wind Systems A/S Hedeager 44 8200 Aarhus N Denmark
GL Renewables Auftragsnr.	4800/14/46271/256
Sachverständiger	Dr. Karl Steingröver
Adresse	DNV GL Energy Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH Brooktorkai 18 20457 Hamburg Germany
Revision 5:	Documents 1.1 and 1.2 corrected

1 MITGELTENDE DOKUMENTATION *APPLICABLE DOCUMENTS*

- 1.1 Type Certificate BLADEcontrol Ice Detector BID. DNV GL Renewables Certification; Certificate No. TC-DNVGL-SE-0439-04314-0, ausgestellt am 18.10.2018
- 1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", DNV GL Renewables Certification Report No. CR-CMS- DNVGL-SE-0439-04314-0, ausgestellt am 18.10.2018
- 1.3 Gutachten "Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID", GL Renewables Report No. 75138, Rev. 6, ausgestellt am 15.11.2018
- 1.4 Turbine Integration Description. Vestas doc. no. 0046-4946 VER03, ausgestellt im April 2016
- 1.5 Merkblatt der Struktur- und Genehmigungsdirektionen Nord und Süd für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen im Genehmigungsverfahren. Rheinland-Pfalz, 2014

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 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).

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

Seite 3 von 7

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 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 DNVGL Energy, Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH erstellt.

This expertise was generated by the expert in charge, Dr. Karl Steingröver, Senior Principal Engineer with DNVGL Energy, Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH.

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).
- 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.

Seite 4 von 7

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 $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, werden die BID Signale nicht ausgewertet und somit bleibt der Betriebszustand der WEA unbeeinflusst. Ist die Umgebungstemperatur kleiner als $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, 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 $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, 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 $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, the signals from the BID are not interpreted and thereby the WEC operational mode is not affected. If the environmental temperature is below $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, 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 temperature is lower than $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 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.

Seite 5 von 7**4.2 Wiederaufstart 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 Wiederaufstart bei eisfreiem Zustand *Shut-down in case of icing and start-up in ice-free condition*

Das Abschalten bei Eisansatz sowie das Wiederaufstart 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 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

Seite 6 von 7

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.

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 § 5BImSchG. The integration confirms to the state of art. The BID integrated into Vestas WEC is classified for danger

Seite 7 von 7

prevention even under conservative assumptions. This expertise is valid as long as a valid Type Certificate for the BID is available.

Stgr

DNV GL - Energy
Renewables Certification

Dr. Karl Steingröver
Expert in Charge



Typenzertifikat BID	(DE)	18.10.2018	2
Zertifizierungsbericht BID	(DE)	18.10.2018	4
DNV-GL-Gutachten BID	(DE)	15.11.2018	15
Type Certificate BID	(EN)	2018-10-18	20
Certification Report BID	(EN)	2018-10-18	22

TYPENZERTIFIKAT

Zertifikat Nr.:
TC-DNVGL-SE-0439-04314-0

Ausgestellt:
18.10.2018

Gültig bis:
19.10.2020

Ausgestellt über:

Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID)

Ausgestellt für:

Weidmüller Monitoring Systems GmbH

Else-Sander-Str. 8
01099 Dresden
Deutschland

Gemäß:

DNVGL-SE-0439:2016-06 Zertifizierung Zustandsüberwachung

Auf der Basis der Unterlagen:
CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-0

Zertifizierungsbericht Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice
Detector vom 18.10.2018

Änderungen an der Systemauslegung, der Produktion oder dem Qualitätssystem des Herstellers unterliegen der Genehmigung von DNV GL.

Hamburg, 18.10.2018

Für DNV 6L Renewables Certification

Christer Eriksson
Serviceline Leader Typenzertifizierung

DAkkS
Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-ZE-11053-01-00
Von DAkkS gemäß DIN EN IEC/ISO 17065
Akkreditierte Zertifizierungsstelle für Produkte. Die
Akkreditierung gilt für die im Zertifikat
angegebenen Zertifizierungsbereiche.

Hamburg, 18.10.2018

Für DNV GL Renewables Certification

Robert Kasch
Leitender Projektmanager

TYPGENEHMIGUNG - ANHANG 1

Zertifikat Nr.: TC-DNVGL-SE-0439-04314-0

Seite 2 von 2

Allgemein

Systemname BLADEcontrol Ice Detector (BID)

Hardware

Messeinheit HMU V2.7 / HMU V3.0
 Anzahl der Kanäle pro Blatt 2
 Anzahl der Kanäle -
 Auswertungs-Kommunikationseinheit ECU V5.1 / ECU_V6.2
 Schwingungssensortype BCA403b / BCA423
alternativ
 Dehnungssensortyp BCE101

Software

Name Cmrbl
 Version 2.4 sqlit / 2.5 sqlit

Beglaubigung

Als beim Landgericht Regensburg öffentlich bestellte und beeidigte Übersetzerin für die englische Sprache bestätige ich, dass vorstehende Übersetzung des in englischer Sprache abgefassten Dokuments richtig und vollständig ist.

Kelheim, 26.11.2018



ZERTIFIZIERUNG DES EISDETEKTORSYSTEMS BID
Zertifizierungsbericht
Eisdetektorsystem
BLADEcontrol Ice Detector
(BID)
Weidmüller Monitoring Systems GmbH

Bericht Nr.: CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-0

Datum: 18.10.2018



Name des Projekts: Zertifizierung des Eisdetektorsystems BID DNV GL Energy
 Berichtstitel: Zertifizierungsbericht Renewables Certification
 Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector Germanischer Lloyd Industrial
 (BID) Services GmbH
 Kunde: Weidmüller Monitoring Systems GmbH Brooktorkai 18
 20457 Hamburg
 Else-Sander-Str. 8 Deutschland
 01099 Dresden Tel: +49 40 36149-0
 Deutschland DE 228282604

Kontaktperson: Dr. Daniel Brenner
 Ausstellungsdatum: 18.10.2018

Projekt Nr.: 10123335
 Bericht Nr.: CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-0
 Geltende(r) Auftrag/Aufträge für die Bereitstellung dieses Berichts:
 169862

Ziel: Zertifizierung des Eisdetektorsystems BLADEcontrol Ice Detector

Ausgestellt von: Geprüft von: Genehmigt von:

Robert Kasch
 Leitender Projektmanager

Dr. Karl Steingröver
 Leitender Chefingenieur

Peter Schmidt
 Bereichsleiter

Copyright © DNV GL 2014. Alle Rechte vorbehalten. Dieses Druckwerk oder Teile davon dürfen ohne das vorherige schriftliche Einverständnis von DNV GL in keiner Form oder auf irgendeine Weise kopiert, reproduziert oder übermittelt werden, ob digital oder auf anderem Weg. DNV GL und die Horizontgrafik sind Marken von DNV GL AS. Der Inhalt dieses Druckwerks ist vom Kunden vertraulich zu behandeln, außer wenn schriftlich etwas anderes vereinbart wurde. Eine Bezugnahme auf Teile dieses Druckwerks, die zu einer Fehlinterpretation führen kann, ist verboten.

DNV GL Verteilung: Schlüsselwörter:
 Uneingeschränkte Verteilung (internal und extern) Zustandsüberwachungssystem
 Uneingeschränkte Verteilung innerhalb von DNV GL Eisfeststellung
 Eingeschränkte Verteilung innerhalb von DNV GL nach 3 Jahren
 X Keine Verteilung (vertraulich)
 Geheim

Änd. Nr.	Datum	Grund für Ausgabe	Verfasst von	Geprüft von	Genehmigt von
0	18.10.2018	Erste Ausgabe	ROBKAS	KARSTE	PESC

Inhalt

1	KURZFASSUNG	1
2	ZERTIFIZIERUNGSPLAN	1
3	BERICHTSLISTE.....	1
4	BEDINGUNGEN	1
5	OFFENE PUNKTE	1
6	ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN	1

Anhang A Zertifizierung des Eisdetektorsystems

Anhang B Kurze Beschreibung des Eisdetektorsystems BLADEcontrol Ice Detector (BID)

1 KURZFASSUNG

Das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) wurde am 09.12.2016 nach der GL-IV-4:2013 „Richtlinie für die Zertifizierung von Zustandsüberwachungssystemen für Windturbinen“ zertifiziert. Für die aktuelle Rezertifizierung wurde das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) auf der Grundlage von DNVGL-SE-0439:2016-06 „Zertifizierung Zustandsüberwachung“ beurteilt.

Das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) entspricht den in DNVGL-SE-0439:2016-06 „Zertifizierung Zustandsüberwachung“ angegebenen Anforderungen.

2 ZERTIFIZIERUNGSPLAN

Dokument Nr.	Titel
DNVGL-SE-0439:2016-06	Zertifizierung Zustandsüberwachung

3 BERICHTSLISTE

Anhang A zu diesem Bericht enthält den ausführlichen DNV GL Zertifizierungsbericht mit Referenzstandards/-dokumenten, Dokumentationsliste sowie eine Zusammenfassung und Schlussfolgerung von der DNV GL Beurteilung.

Anhang B zu diesem Bericht enthält eine kurze Beschreibung des Eisdetektorsystems.

4 BEDINGUNGEN

Wenn das Eisdetektorsystem zur Überwachung eines Windparks eingesetzt werden soll, muss es an jeder Windturbine im Windpark installiert werden.

5 OFFENE PUNKTE

Keine offenen Punkte.

6 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) wurde auf der Grundlage von DNVGL-SE-0439:2016-06 „Zertifizierung Zustandsüberwachung“ beurteilt.

Das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) kann für Windenergieanlagen mit variabler und konstanter Drehzahl verwendet werden.

Jegliche Änderungen am Funktionsmodus führen dazu, dass der vorliegende Bericht nicht mehr gültig ist, wenn sie nicht von DNVGL genehmigt werden.

ANHANG A

BLADEcontrol Ice Detector (BID)

Zertifizierung des Eisdetektorsystems BLADEcontrol Ice Detector

Beschreibung des geprüften Bauteils, Systems oder Elements

Das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) wurde am 09.12.2016 nach GL-IV-4:2013 „Richtlinie für die Zertifizierung von Zustandsüberwachungssystemen für Windturbinen“ zertifiziert. Für die aktuelle Rezertifizierung wurde das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) auf der Grundlage von DNVGL-SE-0439:2016-06 „Zertifizierung Zustandsüberwachung“ beurteilt.

Das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) dient zur Feststellung von Eis auf den Rotorblättern von Windturbinen bei Bedingungen, unter denen eine Eisbildung möglich ist. Das Arbeitsprinzip beruht auf der Analyse der Blattschwingungseigenschaften in Hinblick auf Veränderungen bei der Biegesteifigkeit bei einer Vereisung der Rotorblätter. Die Hauptbauteile des Systems sind die Schwingungssensoren bzw. die Dehnungssensoren, die sich in den Rotorblättern befinden, eine Messeinheit und eine Datenverarbeitungseinheit.

Schnittstelle zu anderen Systemen/Bauteilen

- Sensoranschluss an das Rotorblatt
- Anschluss der Messeinheit und der Datenverarbeitungseinheit an den Schaltschrank

Grundlage für die Beurteilung

Geltende Verordnungen und Standards

Dokument Nr.	Änderung	Titel
DNVGL-SE-0439	2016-06	Zertifizierung Zustandsüberwachung

Dokumentation vom Kunden

Berichtliste:

Dokument Nr.	Revision	Title
WT 6555/08	vom 2008-06-10	Protokoll über die Begleitung einer Eigenfrequenzmessung an einem Rotorblatt (Untersuchungsbericht über die Messung der Eigenfrequenz an einem Rotorblatt).
WTD-21690-019	vom 2016-11-16	BLADEcontrol Rotorblattüberwachungssystem; Systembeschreibung, Grundlagen und Eigenschaften (Kurzform).
WTD-21690-021	7/ 2018-10-05	Dokumentation zur Zertifizierung des Systems BLADEcontrol, Teil 1
WTD-21690-023	2/ 2016-11-25	Systembeschreibung. Dokumentation zur Zertifizierung des Systems BLADEcontrol, Teil 3
WTD-21690-038	vom 2016-11-23	Funktionsbeschreibung Eiserkennung, BLADEcontrol Ice Detection .
WTD-21760-002	vom 2016-11-25	Inbetriebnahmezertifikat BLADEcontrol.
WTD 21690-040	vom 2016-11-08	BLADEcontrol Systemstückliste.
WAA-21656-001	vom 2016-11-09	BLADEcontrol Inbetriebnahmezertifikat FET-Sensoren
WAA-21750-003	vom 2016-11-25	Arbeitsanweisung Rufbereitschaft Inbetriebnahme BLADEcontrol – Inbetriebnahme der ECU

Zeichnungsliste:

Dokument Nr.	Änderung	Titel
-/-		

Liste der Spezifikationen/Handbücher/Anleitungen:

Dokument Nr.	Änderung	Titel
WTD-21750-008	vom 2016-11-25	BLADEcontrol Montageanleitung
WTD-21751-001	vom 2016-11-11	BLADEcontrol Betriebsanleitung

Liste der Dokumente, die nur der Information halber verwendet wurden:

Dokument Nr.	Änderung	Titel
WTC 21609-003	vom 08.11.2016	Grundsatzklärung zur betrieblichen Gesundheit und Sicherheit
WTD 21690-037	vom 25.11.2019	Stellenbeschreibungen Mitarbeiter Monitoring
01 100 187122	gültig bis 26.03.2021	Zertifikat (Qualitätsmanagementsystemzertifikat gemäß ISO 9001:2008, von TÜV Rheinland)

Beschreibung der Beurteilung des Eisdetektorsystems

Das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) incl. Software und Sensoren sowie Arbeitsweise wurde beurteilt, um einen Betrieb gemäß der Definitionen der CMS Guideline (siehe Absatz 2) sicherzustellen.

Die Dokumente wurden auf Übereinstimmung mit den Vorschriften von Absatz 2 hin überprüft.

Der Systemtest wurde im Betrieb des Herstellers in Dresden in Deutschland an einem Rotorblatt NOI 34.0 (Seriennummer 02116) am 18.03.2008 durchgeführt (siehe WT 6555/08). Die Installation an einer Windturbine wurde an einer Multibrid 5000 (Seriennummer 001) in Bremerhaven, Deutschland, am 14.11.2008 gemäß der CMS Richtlinie beurteilt. Die Installation und ein weiterer Systemtest wurden an einem Vestas V126-3.3 MW MK 2C in Lieskau, Deutschland, am 02.10.2018 durchgeführt.

Die unabhängige Funktionsweise der Sicherheitsvorrichtungen wurde anhand der Verbindungsübersicht und des Systemtests untersucht.

Dieser Bericht deckt die Funktion „Eisfeststellung“ des Rotorblattüberwachungssystems BLADEcontrol ab. Er deckt die Eisfeststellung nur bis zu dem Punkt ab, an dem der Status an den Bediener weitergeleitet wird. Eine mögliche Verbindung zwischen dem Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) und dem Betriebssystem der Windturbine geht über den Umfang dieses Berichts hinaus und jede folgende Maßnahme liegt in der Verantwortung des Betreibers.

Das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) ersetzt kein Zustandsüberwachungssystem, ist aber eine sinnvolle Ergänzung zu einem bereits DNV GL-zertifizierten Zustandsüberwachungssystem für Windturbinen.

Betrieb

Jedes Eisdetektorsystem ist gemäß den Unterlagen für die Inbetriebnahme in Betrieb zu nehmen. Die Unterlagen für die Inbetriebnahme sind dem Betreiber / der Überwachungsstelle zusammen mit der Bedienungsanleitung zu übergeben.

Die in den Wartungsanweisungen angegebenen Wartungsarbeiten sind ordnungsgemäß durchzuführen und es sind Aufzeichnungen zu machen und dem Betreiber / der Überwachungsstelle zu übergeben.

Vor der Verwendung des Eisdetektorsystems an Rotorblättern aus anderen Materialien als FRP sind weitere Tests für die Sensoranwendung erforderlich.

Wenn Reparaturen an einem Rotorblatt durchgeführt wurden, ist eine erneute Kalibrierung des Rotorblattüberwachungssystems erforderlich.

In anderen Zertifizierungsphasen / -modulen zu berücksichtigende Bedingungen.

Wird das System zur Überwachung eines Windparks genutzt, ist es in jeder Windenergieanlage des Parks zu installieren.

Offene Punkte

Keine offenen Punkte.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) entspricht den in DNVGL-SE-0439:2016-06 „Zertifizierung Zustandsüberwachung“ angegebenen Anforderungen.

Das Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) kann für Windenergieanlagen mit variabler und konstanter Drehzahl verwendet werden.

Jegliche Änderungen am Funktionsmodus führen dazu, dass der vorliegende Bericht nicht mehr gültig ist, wenn sie nicht von DNV GL genehmigt werden.

ANHANG B

Kurze Beschreibung des Eisdetektorsystems BLADEcontrol Ice Detector (BID)



BLADEcontrol® Ice Detector

Systembeschreibung, Grundlagen und Merkmale (Kurzfassung)

Weidmüller Monitoring
Systems GmbH
Eise-Sander-Straße 8
01099 Dresden
Tel. +49 351 213916-50
Fax +49 351 213916-55

Inhalt

1 Eisfeststellung mit dem BLADEcontrol® Ice Detector 2

 1.1 Grundlegendes Prinzip der Eisfeststellung 2

 1.2 Merkmale 2

 1.3 Messbedingungen 2

 1.4 Implementierung der BID-Signale 2

 1.5 Visualisierung der Eisbildungsbedingungen 2

2 Eisszenarien: Spektralansichten 3

 2.1 Eisbildung 3

3 Hinweise zu mitgeltenden Unterlagen 3

4 Systeminformationen 3

Revision Index

Änd.	Datum	Änderung	Seiten	Verfasser
1	01. Dezember 2008	Erste Fassung, angewendet für GL-Zertifizierung und erneute Zertifizierung	1-5	Dr. P. Volkmer Frank Müller,
2	16. März 2012	Anwendung Rexroth Dokumentationsformat	all	Dr. D. Tilch
3	11. Oktober 2013	Verbesserte Übersetzung und technische Formulierung	all	Dr. D. Tilch
4	28. November 2014	Redaktionelle Änderung	2	Dr. D. Tilch
5	29. November 2016	Anpassung an neuen Firmennamen Technische Prüfung und Aktualisierung	alle	D. Volkmer Dr. D. Brenner

Vorige Dokumentbezeichnung: TD-21690-019_BED-Funktionsbeschr-short N EN 131011

1 Eisfeststellung mit dem BLADEcontrol® Ice Detector

1.1 Grundlegendes Prinzip der Eisfeststellung

Der BLADEcontrol® Ice Detector (BID) stellt eine Eisbildung direkt auf den Rotorblättern als Gewichtszunahme des Blatts fest. Gewichtsveränderungen führen z.B. zu Abweichungen bei den Eigenfrequenzen des Rotorblatts gemäß grundlegender physikalischer Prinzipien. Ein zusätzliches Gewicht aufgrund einer Bildung von Eis führt zu einer Abweichung bei den unteren Frequenzmoden.

Unter Verwendung eines Vibrationssensors in jedem Rotorblatt überwacht der BID kontinuierlich und automatisch spezifische Eigenfrequenzen des Blatts. Wenn die festgestellten Frequenzabweichungen vorgegebene Schwellenwerte überschreiten, werden Warn- bzw. Alarmsignale an die Turbinensteuerung ausgegeben.

1.2 Merkmale

Der BID erzielt eine Frequenzauflösung, die groß genug ist, um eine Gewichtszunahme von 0,025% des Gewichts des Blatts festzustellen¹, bezugnehmend auf das DEW I^{1,2} Eisbildungsmodell.

Der Schwellenwert für die Eiswarnung ist standardmäßig auf 0,1 % eingestellt und der Schwellenwert für den Eisalarm ist auf 0,2 % des Blattgewichts eingestellt. Die Schwellenwerte können an lokale Klimateigenschaften und Vorschriften angepasst werden, um Gefahren für die Umwelt aufgrund eines Eisabwurfs zu minimieren und auch den Wirkungsgrad des Turbinenbetriebs zu optimieren.

Die Eisfeststellung wird kontinuierlich ausgeführt, mit der Turbine in Betrieb / Produktion und im Stillstand, was eine Echtzeitfeststellung der Eisbildung auf den Blättern ermöglicht.

Der BID signalisiert die Eisbildungszustände der Blätter sowie seinen eigenen Systemstatus kontinuierlich an die Turbinensteuerung. Gemäß diesen Signalen kann die Steuerung die Turbine bei einem Eisalarmsignal automatisch abschalten und auch die Turbine automatisch wieder anschalten, nachdem der Eisalarm zurückgenommen wurde. Anhand den bereitgestellten BID-Signalen kann die Steuerung auch die Gültigkeit der erhaltenen Eisstatussignale überprüfen und entsprechend reagieren.

Nach einem Abschalten der Turbine aufgrund einer festgestellten Eisbildung setzt der BID seine Messungen im Stillstand fort. Daher kann vor einem Neustart der Turbine die Abwesenheit (oder das Vorhandensein eines unkritischen Rests) von Eis zuverlässig bestätigt werden und die Steuerung kann die Turbine dann automatisch wieder in Gang setzen.

Das gilt auch für Situationen, in denen es während des Stillstands einer Turbine zu einer Bildung von Eis kam. Eine Inspektion vor Ort auf eine mögliche Eisbildung hin mit einer manuellen Beurteilung, ob die Bedingungen für eine Abschaltung oder Start und Neustart vorliegen, ist mit dem BID nicht erforderlich.

1.3 Messbedingungen

Die allgemeine Anforderung für die Funktion des BID ist eine ausreichende Stimulation der Blattschwingungen. Beim normalen Betrieb der Turbine ist das immer gegeben.

Bei einem Stillstand (mit den Blättern in der Fahnenposition) reicht die Turbinen Cut-in-Windgeschwindigkeit im Allgemeinen für eine entsprechende Stimulation für die Beurteilung des Eisstatus.

1.4 Implementierung der BID-Signale

Die korrekte Implementierung der BID-Signale in die Betriebssteuerung der Turbine fällt in den Zuständigkeitsbereich des Turbinenherstellers oder Betreibers.

1.5 Visualisierung der Eisbildungsbedingungen

Die Eisbildungsbedingungen und ihre Entwicklung im Lauf der Zeit (Historie) kann man sich über den Webdienst WebIceVIS ansehen. So kann man in Betrieb die Eisbildungsbedingungen seiner Turbinen über einen regulären Webbrowser und ein persönliches System-Login ansehen.

¹ Siehe Bericht Nr. 72696, Rev. 1, der „Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH“ vom 17. Juli 2008

² Siehe Seifert, Henry: Eiszeit für Rotorblätter, DEWI Magazin Nr. 8, Februar 1996

2 Eisszenarien: Spektralansichten

2.1 Eisbildung

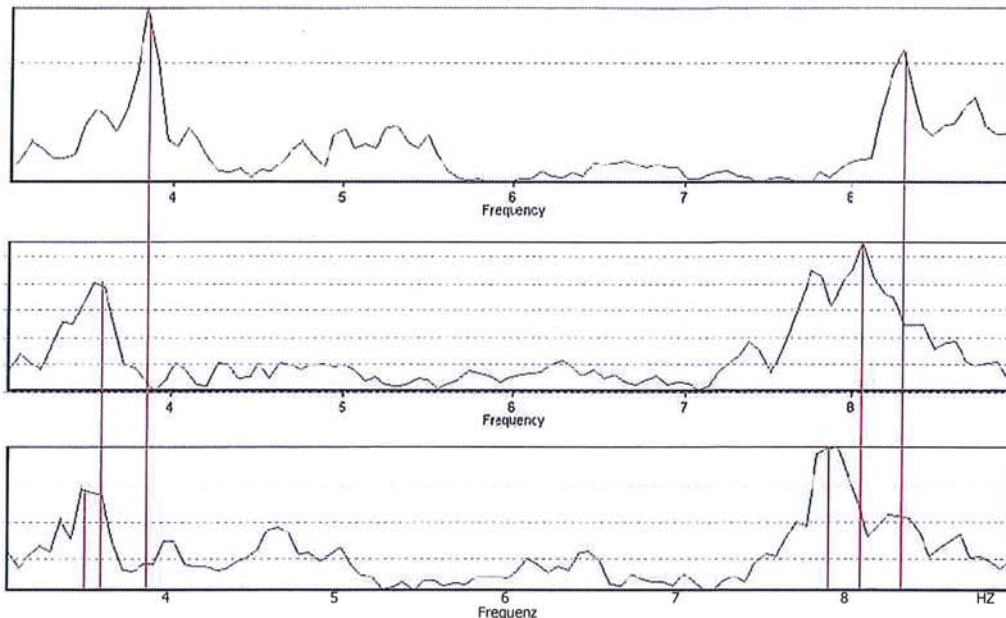


Abb. 1: Frequenzabweichungen aufgrund einer verstärkten Eisbildung

Abb. 1 zeigt Frequenzabweichungen im Vergleich mit den entsprechenden Referenzspitzen bei circa 4 Hz und 8 Hz.

- **Oben:** Keine Eisbildung (normaler Zustand)
- **Mitte:** Beginnende Eisbildung (Warnsignal, vor Alarm). Die gemessenen Spitzen haben sich auf niedrigere Frequenzen verlagert, die den Schwellenwert „leichte Eisbildung“ (Warnung) überschreiten.
- **Unten:** Kritische Eisbildung (Alarmsignal, Abschaltung wird empfohlen). Die gemessenen Spitzen haben sich auf Frequenzen verlagert, die den Schwellenwert „kritische Eisbildung“ (Alarm) überschreiten.

3 Hinweis zu mitgeltenden Unterlagen

Diese Beschreibung ist eine Kurzfassung einer ausführlichen Funktionsbeschreibung.

Die folgenden Unterlagen stehen für die weitere Veranschaulichung und ausführliche technische Beschreibung des BLADEcontrol Systems zur Verfügung.

- Betriebshandbuch
- Technisches Datenblatt und Beschreibung der Bauteile (System, Sensoren, HMU, ECU)
- Installations- und Inbetriebnahmeanweisungen für geschultes Personal; auch turbinentypspezifisch

4 Systeminformationen

BLADEcontrol ist ein komplexes Messsystem, das mit umfassender Mess-, Analyse- und Kommunikationstechnologie arbeitet.

Die Feststellung von Eis ist eine Unterfunktion des BLADEcontrol Rotorblattzustandsüberwachungssystems. Es wurde in erster Linie für eine kontinuierliche Zustandsüberwachung von Rotorblättern an Windenergieanlagen zum frühzeitigen Feststellen von Schäden sowie zum sofortigen Feststellen von schwerwiegenden Schäden an den Blättern, z.B. nach einem Blitzschlag, entwickelt.

BLADEcontrol kann auch zum Feststellen von dynamischen Überbelastungen an Rotorblättern verwendet werden.

Ende der Dokumentation



Über DNV GL

Inspiziert durch unseren Auftrag, Leben, Eigentum und Umwelt zu schützen, unterstützen wir Unternehmen in ihrem Bestreben, die Sicherheit und Nachhaltigkeit ihrer Aktivitäten zu steigern. Wir stellen Klassifizierungen und Dienstleistungen für technische Sicherheit sowie Software und unabhängige Beratung durch Experten für die Schifffahrt, die Öl und Gas- und Energiebranche bereit. Außerdem erbringen wir Zertifizierungsleistungen für unsere Kunden aus einer Vielzahl von Branchen. Wir sind in über 100 Ländern vertreten und unsere engagierten Mitarbeiter helfen unseren Kunden dabei, die Welt sicherer, schlauer und ökologischer zu machen.

Beglaubigung

Als beim Landgericht Regensburg öffentlich bestellte und beeidigte Übersetzerin für die englische Sprache bestätige ich, dass vorstehende Übersetzung des in englischer Sprache abgefassten Dokuments richtig und vollständig ist.

Kelheim, 26.11.2018

Sabine Roggenhofer

Sabine Roggenhofer
 Salvatorstr. 5
 93309 Kelheim
 Tel. 09441 / 177 31 50

Gutachten

Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID

Report Nr.: 75138, Rev. 6

Datum: 15.11.2018

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 6	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, ausgestellt am 18.10.2018
- 1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-0, ausgestellt am 18.10.2018

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

6 WEA-BEZOGENE EINSTELLUNGEN

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

7 STANDORTBEZOGENE / ORTSSPEZIFISCHE EINSTELLUNGEN UND ABNAHMEN

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

Generell ist es möglich, die Abschaltgrenzen, die auf die in 2 erläuterten unkritischen Eisdicken abgestimmt sind, zu ändern. Diese Änderungen können aber weder vom WEA-Betreiber noch vom WEA-Hersteller vorgenommen werden, sondern aus Gründen der Betriebssicherheit ausschließlich vom Hersteller des BID. Dabei kann ein Wunsch nach Veränderung hin zu früheren Signalisierungen, d.h. bereits bei geringerem Eisansatz, vom Betreiber formlos dem Hersteller des Eiserkennungssystems mitgeteilt werden, der dann entsprechende Anpassungen vornimmt. Eine Veränderung hin zu späteren Abschaltungen wird nur umgesetzt, wenn die Unbedenklichkeit der Maßnahme nachgewiesen und behördlicherseits akzeptiert ist. Dies ist dem Hersteller des BID entsprechend zu belegen.

8 ABSCHALTEN / ANFAHREN DER WEA BEI EISANSATZ

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

9 ZUSAMMENFASSUNG

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

Stgr

DNV GL - Energy
Renewables Certification



Dr. Karl Steingröver
Expert in Charge

TYPE CERTIFICATE

Certificate No.:
TC-DNVGL-SE-0439-04314-0

Issued:
2018-10-18

Valid until:
2020-10-19

Issued for:

Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector (BID)

Specified in Annex 1

Issued to:

Weidmüller Monitoring Systems GmbH

Else-Sander-Str. 8
01099 Dresden
Germany

According to:

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

Based on the documents:

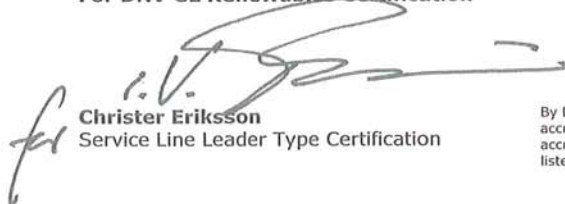
CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-0

Certification Report Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector (BID), dated 2018-10-18

Changes of the system design, the production and erection or the manufacturer's quality system are to be approved by DNV GL.

Hamburg, 2018-10-18

For DNV GL Renewables Certification


Christer Eriksson
Service Line Leader Type Certification



By DAkkS according DIN EN IEC/ISO 17065 accredited Certification Body for products. The accreditation is valid for the fields of certification listed in the certificate.

Hamburg, 2018-10-18

For DNV GL Renewables Certification


Robert Kasch
Senior Project Manager

TYPE CERTIFICATE - ANNEX 1

Certificate No.: TC-DNVGL-SE-0439-04314-0

Page 2 of 2

General

System name

BLADEcontrol Ice Detector
(BID)

Hardware

Measuring unit

HMU V2.7 / HMU V3.0

Number of channels per blade

2

Number of digital channels

-

Evaluation communication unit

ECU V5.1 / ECU_V6.2

Vibration sensor type

BCA403b / BCA423

alternative

Strain sensor type

BCE101

Software

Name

cmrbl

Version

2.4.sqlite / 2.5.sqlite

CERTIFICATION OF THE ICE DETECTION SYSTEM BID

Certification Report

Ice Detection System

BLADEcontrol Ice Detector (BID)

Weidmüller Monitoring Systems GmbH

Report No.: CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-0

Date: 2018-10-18



Project name:	Certification of the Ice Detection System BID	DNV GL Energy
Report title:	Certification Report	Renewables Certification
	Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector (BID)	Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH
Customer:	Weidmüller Monitoring Systems GmbH	Brooktorkai 18
	Else-Sander-Str. 8	20457 Hamburg
	01099 Dresden	Germany
	Germany	Tel: +49 40 36149-0
		DE 228282604
Contact person:	Dr. Daniel Brenner	
Date of issue:	2018-10-18	
Project No.:	10123335	
Report No.:	CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-0	

Applicable contract(s) governing the provision of this Report:
169862

Objective: Certification of the Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector (BID)

Prepared by:	Verified by:	Approved by:
		
Digitally signed by Kasch, Robert Date: 2018.11.02 12:45:21 +01'00'	Digitally signed by martin.dyzmann@dnvgl.com Date: 2018.11.02 12:48:27 +01'00'	Digitally signed by Schmidt, Peter Date: 2018.11.02 12:52:57 +01'00'
Robert Kasch Senior Project Manager	For Dr. Karl Steingröver Senior Principal Engineer	Peter Schmidt Head of Section

Copyright © DNV GL 2014. All rights reserved. This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise without the prior written consent of DNV GL. DNV GL and the Horizon Graphic are trademarks of DNV GL AS. The content of this publication shall be kept confidential by the customer, unless otherwise agreed in writing. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited.

DNV GL Distribution:	Keywords:
<input type="checkbox"/> Unrestricted distribution (internal and external)	Condition Monitoring System
<input type="checkbox"/> Unrestricted distribution within DNV GL	Ice Detection
<input type="checkbox"/> Limited distribution within DNV GL after 3 years	
<input checked="" type="checkbox"/> No distribution (confidential)	
<input type="checkbox"/> Secret	

Rev. No.	Date	Reason for Issue	Prepared by	Verified by	Approved by
0	2018-10-18	First issue	ROBKAS	KARSTE	PESC



Table of contents

1	EXECUTIVE SUMMARY	1
2	CERTIFICATION SCHEME	1
3	LIST OF REPORTS	1
4	CONDITIONS	1
5	OUTSTANDING ISSUES	1
6	SUMMARY AND CONCLUSIONS	1

Appendix A BLADEcontrol Ice Detector (BID)

Appendix B Short description of the ice detection System BLADEcontrol Ice Detector (BID)

1 EXECUTIVE SUMMARY

The ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) was certified in 2016-12-09 according to GL-IV-4:2013 "Guideline for the Certification of Condition Monitoring Systems for Wind Turbines". For the current recertification, the ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) was assessed on the basis of DNVGL-SE-0439:2016-06 "Certification of condition monitoring".

The ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) complies with the requirements listed in DNVGL-SE-0439:2016-06 "Certification of condition monitoring".

2 CERTIFICATION SCHEME

Document No.	Title
DNVGL-SE-0439:2016-06	Certification of condition monitoring

3 LIST OF REPORTS

Appendix A to this report comprises the detailed DNV GL certification report which includes reference standards/documents, list of documentation as well as summary and conclusion of the DNV GL assessment.

Appendix B to this report contains a short description of the ice detection system.

4 CONDITIONS

If the ice detection system shall be used for monitoring a wind park, it has to be installed on each wind turbine within the wind park.

5 OUTSTANDING ISSUES

No outstanding issues.

6 SUMMARY AND CONCLUSIONS

The ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) complies with the requirements listed in DNVGL-SE-0439:2016-06 "Certification of condition monitoring".

The ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) can be used for variable and constant speed wind turbines.

Any modifications to the function mode will render the present report invalid, if they are not approved by DNV GL.

APPENDIX A

BLADEcontrol Ice Detector (BID)

Assessment of the BLADEcontrol Ice Detector (BID)

Description of verified component, system or item

The ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) was certified in 2016-12-09 according to GL-IV-4:2013 "Guideline for the Certification of Condition Monitoring Systems for Wind Turbines". For the current recertification, the ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) was assessed on the basis of DNVGL-SE-0439:2016-06 "Certification of condition monitoring".

The ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) has been designed to detect ice on the rotor blades of wind turbines under icing conditions. The working principle is to analyse the blade vibration characteristics in view of changes in the bending stiffness in case of icing on the rotor blades. The main components of the system are the vibration sensors resp. the strain sensors, which are located in the rotor blades, a measurement unit and a data processing unit.

Interface to other systems/components

- Sensor connection to rotor blade
- Connection of measurement unit and data processing unit to electrical cabinet

Basis for the evaluation

Applied codes and standards:

Document No.	Revision	Title
DNVGL-SE-0439	2016-06	Certification of condition monitoring

Documentation from customer

List of reports:

Document No.	Revision	Title
WT 6555/08	2008-06-10	Protokoll über die Begleitung einer Eigenfrequenzmessung an einem Rotorblatt (inspection report on measuring the eigenfrequency at a rotor blade).
WTD-21690-019	2016-11-16	BLADEcontrol Eisdetektor – Systembeschreibung, Grundlagen und Eigenschaften (Kurzform)
WTD-21690-021	7 / 2018-10-05	Dokumentation zur Zertifizierung des Systems BLADEcontrol, Teil 1 Systembeschreibung.
WTD-21690-023	2 / 2016-11-25	Dokumentation zur Zertifizierung des Systems BLADEcontrol, Teil 3 Funktionsbeschreibung Eiserkennung, BLADEcontrol Ice Detection
WTD-21690-038	2016-11-23	Commissioning Certificate BLADEcontrol.
WTD-21760-002	2016-11-25	BLADEcontrol Systemstückliste.
WTD 21690-040	2016-11-08	BLADEcontrol Commissioning Certificate FET-Sensors
WAA-21656-001	2016-11-09	Arbeitsanweisung Rufbereitschaft
WAA-21750-003	2016-11-25	Inbetriebnahme BLADEcontrol – Inbetriebnahme der ECU

List of drawings:

Document No.	Revision	Title
-	-	-

List of specifications/manuals/instructions:

Document No.	Revision	Title
WTD-21750-008	2016-11-25	BLADEcontrol Montageanleitung
WTD-21751-001	2016-11-11	BLADEcontrol Betriebsanleitung

List of documents taken for information only:

Document No.	Revision	Title
WTC-21609-003	2016-11-08	Health and Safety Policy Statement
WTD-21690-037	2016-11-25	Stellenbeschreibung Mitarbeiter Monitoring
-	2018-09-25	Vergleich der Eiserkennung auf Basis von Dehnungssensoren gegenüber Beschleunigungssensoren
01 100 187122	valid until 2021-03-26	Zertifikat (Quality Management System Certificate according to ISO 9001:2015, by TÜV Rheinland)

Evaluation work

The ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) incl. software and sensors and as well the operating method was assessed to ensure operation as defined in the CMS Guideline (see Section 2).

The documents were assessed for compliance with the regulations in Section 2.

The system test was performed at the manufacturer's plant in Dresden, Germany on a rotor blade NOI 34.0 (serial no. 02116) on 18.03.2008 (see WT 6555/08). The installation on a wind turbine was assessed on a Multibrid 5000 (serial no. 001) in Bremerhaven, Germany on 14.11.2008 according to the CMS Guideline. The installation and another system test was assessed on a Vestas V126-3.3 MW MK 2C in Lieskau, Germany on 2018-10-02.

The independent functioning of the safety equipment was examined by the interconnection diagram and the system test.

This report covers the function "Ice Detection" of the rotor blade monitoring system BLADEcontrol. It covers the ice detection only up to that point, that the status is submitted to the operator. A possible interconnection between the ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) and the operating system of the wind turbine is beyond the scope of this report and every following action is within the responsibility of the operator.

The ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) is not a substitute for a condition monitoring system but it is a reasonable add-on to an already DNV GL-certified condition monitoring system for wind turbines.

Operation

Each ice detection system shall be set to work in accordance with the document for commissioning. The document for commissioning shall be handed over to the operator / monitoring body, together with the operating instructions.

The maintenance work listed in the maintenance instructions shall be properly carried out and the record shall be prepared and handed over to the operator / monitoring body.

Before using the ice detection system on rotor blades made of other materials than FRP, further tests for the sensor application are necessary.

If repairs on a rotor blade have been carried out, a new calibration of the rotor blade monitoring system is necessary.

Conditions to be considered in other certification phases/ modules

If the ice detection system shall be used for monitoring a wind park, it has to be installed on each wind turbine within the wind park.

Outstanding issues

No outstanding issues.

Conclusion

The ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) complies with the requirements listed in DNVGL-SE-0439:2016-06 "Certification of condition monitoring".

The ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID) can be used for variable and constant speed wind turbines.

Any modifications to the function mode will render the present report invalid, if they are not approved by DNV GL.

APPENDIX B

Short description of the ice detection system BLADEcontrol Ice Detector (BID)



BLADEcontrol® Ice Detector

System Description, Basics and Features (short version)

Weidmüller Monitoring Systems GmbH
 Elise-Sander-Straße 8
 01099 Dresden
 Tel. +49 351 213916-50
 Fax +49 351 213916-55

Contents

1	Ice Detection with BLADEcontrol® Ice Detector.....	2
1.1	Basic Principle of Ice Detection.....	2
1.2	Features	2
1.3	Measurement Conditions	2
1.4	Implementation of the BID Signals	2
1.5	Visualization of the Icing Conditions.....	2
2	Ice Scenarios: Spectral Views.....	3
2.1	Ice Foundation	3
3	Notice on further applicable Documents.....	3
4	System Information	3

Revision Index

Rev	Date	Modification	Pages	Author
1	01 December 2008	First Version, applied for GL certification and re-certification process	1-5	Dr. P. Volkmer Frank Müller,
2	16 March 2012	Application of Rexroth documentation format	all	Dr. D. Tilch
3	11 October 2013	Improved translation and technical wording	all	Dr. D. Tilch
4	28 November 2014	Editorial update	2	Dr. D. Tilch
5	29 November 2016	Adaptation to new company name Technical review and update	all	D. Volkmer Dr. D. Brenner

Previous document identifier: TD-21690-019_BED-Funktionsbeschr-short_N_EN_131011

© Weidmüller 2016

1 Ice Detection with BLADEcontrol® Ice Detector

1.1 Basic Principle of Ice Detection

The BLADEcontrol® Ice Detector (BID) detects ice formation directly on the rotor blades as a mass increase of the blade. Mass changes lead to e.g. deviations of natural frequencies of the rotor blade according to fundamental physical principles. Additional mass due to ice formation leads to a deviation in the lower frequency modes.

Using vibration sensor in each rotor blade, the BID continuously and automatically monitors specific natural blade frequencies. When the detected frequency deviations exceed predefined thresholds, warning and alert signals are issued to the turbine controller, respectively.

1.2 Features

The BID achieves a frequency resolution high enough to detect a mass increase of 0.025 % of the blade's mass¹, referring to the DEWI² ice formation model.

As a standard, the threshold for the ice warning is set to 0.1 % and threshold for the ice alert is set to 0.2 % of the blade mass. The thresholds may be adjusted to local climatic characteristics and regulations to minimize environmental hazards due to ice throw and also optimize turbine operation efficiency.

Ice detection is executed continuously with the turbine in operation / production and at standstill, leading to a real-time detection of ice formation on the blades.

The BID continuously signals the icing condition of the blades as well as its own system status to the turbine controller. According to these signals the controller can automatically shut-down the turbine in the case of an ice alert signal and also automatically restart the turbine after the ice-alert has been revoked. Via the provided BID signals the controller can also check the validity of the received ice status signals and react accordingly.

After turbine shutdown due to detected ice formation, the BID continues its measurements at standstill. Thus, prior to a restart of the turbine the absence (or just a noncritical remainder) of ice can be reliably confirmed and the controller can then automatically start-up the turbine.

This also applies for situations where the ice formation occurred during a standstill of a turbine.

An on-site inspection for potential ice formations with a manual assessment of either shut-down or start and restart conditions is not necessary with the BID.

1.3 Measurement Conditions

The general requirement for the BID to function is a sufficient stimulation of the blade oscillations. In normal operation of the turbine this is always given.

At standstill (with the blades in vane position) the turbine cut-in wind speed is generally sufficient to provide an adequate stimulation for ice status evaluation.

1.4 Implementation of the BID Signals

The correct implementation of the BID signals into the turbine's operation controller lies in the responsibility of the turbine manufacturer or operator.

1.5 Visualization of the Icing Conditions

Icing conditions and their timely development (history) can be viewed via the web service WeblceVIS. Thus the operations can regard the icing conditions of their turbines via a regular web browser and a personal system login.

¹ Refer to: Report No. 72696, Rev. 1, of the „Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH“, dated July 17, 2008

² Refer to: Seifert, Henry: Glacial Period for Rotor Blades, DEWI Magazin Nr. 8, Februar 1996

2 Ice Scenarios: Spectral Views

2.1 Ice Foundation

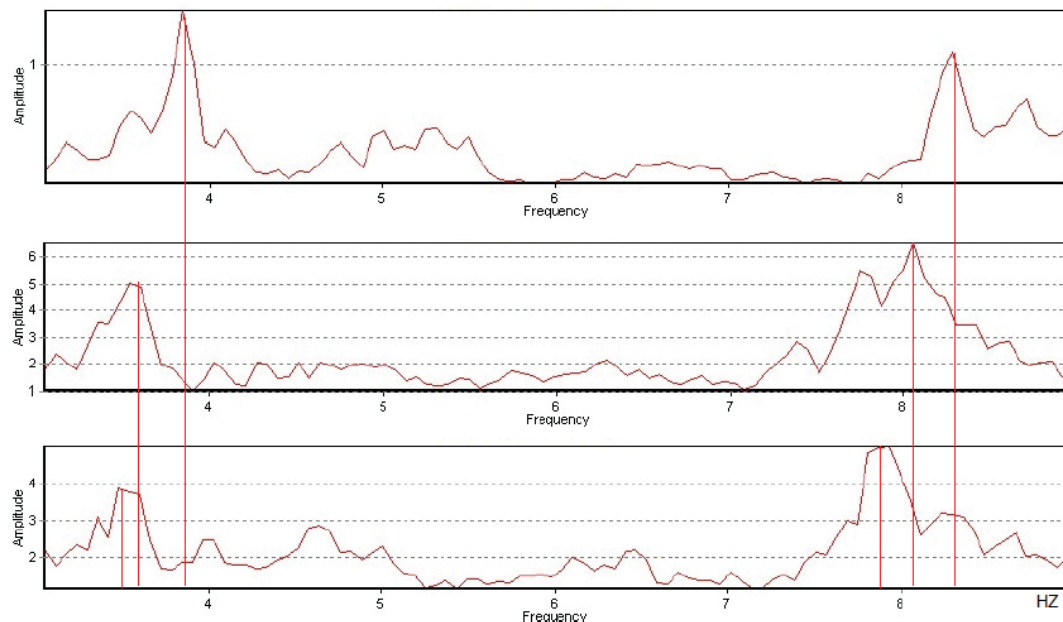


Fig. 1: Frequency deviations due to increasing ice formation

In fig. 1 frequency deviations are shown in comparison to the corresponding reference peaks at approx. 4 Hz and 8 Hz.

- **Top:** No ice formation (normal condition)
- **Center:** Beginning ice formation (warning signal, pre-alert). The measured peaks have shifted to lower frequencies exceeding the threshold “slight ice formation” (warning).
- **Bottom:** Critical ice formation (alert signal, shut-down recommendation). The measured peaks have shifted to frequencies exceeding the threshold “critical ice foundation” (alert).

3 Notice on further applicable Documents

This description is a short form version of an extensive functional description.

The following documents are available for further illustration and detailed technical description of the BLADEcontrol system.

- Operation Manual
- Technical data sheet and component description (system, sensors, HMU, ECU)
- Installation and commissioning instructions for trained staff; also turbine type specific

4 System Information

BLADEcontrol is a complex measurement system utilizing comprehensive measurement, analysis and communication technology.

Ice detection is a sub-feature of the BLADEcontrol rotor blade condition monitoring system. It is primarily designed for continuous condition monitoring of rotor blades on wind turbines to detect damages in an early state as well as to detect severe blade damages e.g. after lightning strikes instantaneously.

BLADEcontrol can also be used to detect dynamic overloads on rotor blades.

End of documentation



About DNV GL

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil & gas, and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.

16.1.4 Windenergieanlagen: Standsicherheit

16.1.4.1 Baugrundgutachten

16.1.4.2 Statische Unterlagen zur Windenergieanlage bzw. Typenprüfung

16.1.4.3 Hydrologische Einschätzung des Baugrundgutachters

16.1.4.4 Gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012

16.1.4.5 Prüfbericht zur Gutachterlichen Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012

16.1.4.6 Prüfungsunterlagen Vestas

16.1.4.7 Maschinengutachten V162-5.6 MW / Stellungnahme zum Maschinengutachten

Baugrundgutachten

**wird vor Erteilung der Baufreigabe an
die untere Bauaussichtsbehörde
nachgereicht.**

Statische Unterlagen zur
Windenergieanlage bzw. Typenprüfung

**werden vor Erteilung der Baufreigabe
an die untere Bauaussichtsbehörde
nachgereicht.**

BAUGRUND LINKE GMBH

Beratende Ingenieure



Baugrundgutachten
Altlastenbewertungen
Laboruntersuchungen

BAUGRUND LINKE GMBH · Größnitz 20 · 06632 Balgstädt

KWE New Energy GmbH
Seebadstraße 44
17207 Röbel/ Müritz

Geschäftsführer: Olaf Linke Dipl.-Ing. (FH)

Sitz der Gesellschaft: Größnitz 20, 06632 Balgstädt

Telefon: 034464 26469

Fax: 034464 28138

Internet: www.olaflinke.de
e-mail: inglinke@t-online.de

Zeichen
lik
19/017

Datum
11.04.2019

K4064000 – Windenergieprojekt Meyenburg-Frehne, 4 Windkraftanlagen (WEA 4 bis WEA 7) Hydrologische Einschätzung für Antrag 2

Sehr geehrte Damen und Herren,

nachfolgend sende ich Ihnen unsere hydrologische Einschätzung zur o. g. Baumaßnahme.

1 Veranlassung

Die Baugrund Linke GmbH wurde am 25.03.2019 durch die KWE New Energy GmbH beauftragt eine hydrologische Einschätzung vorzunehmen.

2 Feststellungen

Die geplanten Baustandorte werden großräumig begrenzt:

Norden: Vorfluter Stepenitz

Westen: bestehender Windpark

Süden: Putlitzer Straße

Die Baustandorte WEA 6 und WEA 7 befinden sich am Nord- bzw. Südrand des Schmiedeberges.

Die geplanten Windkraftanlagen befinden sich in einem Bereich mit jährlichen durchschnittlichen Niederschlagsmengen von 537 mm. Die Jahresdurchschnittstemperatur

beträgt 8,8 ° C. Mit 29 mm ist der Februar der Monat mit dem geringsten Niederschlag im Jahr. Der meiste Niederschlag fällt im Monat Juli mit durchschnittlich 64 mm.

Großflächig gesehen steigt das Gelände in südöstliche Richtung an. Die Geländehöhen betragen zwischen ca. 74,5 m NHN (WEA 4 und 5) und ca. 84 m NHN (WEA 7). An den Standorten wird der Windkraftanlagentyp Vestas V162, 5,6 MW mit einer Nabenhöhe von 166 m geplant.

Gemäß den Fundamentschulplänen beträgt die Gründungstiefe 3,64 m + 0,10 m unter GOK. Es ist eine Fundamentanhebung um + 3 m geplant. Somit beträgt die Gründungstiefe 0,74 m unter OKG.

Temporäre Schichtenwässer können örtlich dort anstehen, wo pleistozäne bindige Baugrundsichten (Geschiebelehm/ Geschiebemergel und quartärer Schluff) vorhanden sind.

Der mittlere Grundwasserspiegel liegt bei ca. **74 m NHN** (WEA 4 und WEA 5) bis **77 m NN** (WEA 7) entsprechend der Grundwasserkarte von Brandenburg. Die Gründungstiefen der Fundamente betragen ca. **73,5 m NHN** bis **83 m NHN**.

Der eigentliche Grundwasserspiegel und auch der Grundwasserfluss werden durch die geplanten Windkraftanlagen WEA 4 und WEA 5 gering beeinflusst. An den Standorten WEA 6 und WEA 7 wird durch die geplante Baumaßnahme der Grundwasserspiegel und auch der Grundwasserfluss **nicht** beeinflusst.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Dipl.-Ing. (FH) Linke





Gutachterliche Stellungnahme zur
Standorteignung nach DIBt 2012 für den
Windpark Meyenburg-Frehne
Deutschland

Bericht Nr.: I17-SE-2019-077

Gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den
Windpark Meyenburg-Frehne

Bericht-Nr. I17-SE-2019-077

Auftraggeber: KWE New Energy Windpark Nr. 8
GmbH & Co.KG
Seebadstraße 44
D-17207 Röbel / Müritz

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

Bearbeitet: Guido Köhler (M. Sc.)

Geprüft: Heiko Pauls (B. Eng.)

Datum: 04. April 2019

Haftungsausschluss und Urheberrecht

Die vorliegende Gutachterliche Stellungnahme wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik ausgeführt. Für die Daten, die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG gemessen, erhoben und verarbeitet wurden, kann keine Garantie übernommen werden.

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

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

Zusatz bezüglich der Anlagenzertifizierung

Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung lag die Typenprüfung für die geplante Anlage vom Typ Vestas V162-5.6 MW mit einer Nabenhöhe von 166 m noch nicht vor. Bis zur Fertigstellung der Typenprüfung gilt die vorliegende Stellungnahme zur Standorteignung der Windenergieanlage Vestas V162-5.6 MW mit einer Nabenhöhe von 166 m als vorläufig und behält ihre Gültigkeit nur im Falle einer Typenprüfung, welche die der vorliegenden Stellungnahme zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt.

Revisionsnummer	Revisionsdatum	Änderung	Bearbeitet
0	04.04.2019	Erstellung Bericht I17-SE-2019-077	Köhler

Bearbeitet

M. Sc. Guido Köhler,
Sachverständiger
Friedrichstadt, 04.04.2019



Gepüft

B. Eng Heiko Pauls,
Sachverständiger
Friedrichstadt, 05.04.2019



Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung	7
1.1	Allgemeines.....	7
1.2	Geführte Nachweise	7
1.2.1	Prüfung der Standorteignung an nicht topografisch komplexen Standorten	8
1.2.2	Prüfung der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen.....	9
1.3	Abweichungen von den Richtlinien	9
2	Aufgabenstellung	10
2.1	Umfang der Stellungnahme	10
2.2	Standortbeschreibung	10
3	Vergleich der Windverhältnisse.....	13
3.1	Grundlagen.....	13
3.2	Auslegungswerte der geplanten WEA	13
3.2.1	Auslegungswerte der Vestas V162-5.6 MW auf 166 m Nabenhöhe	13
3.3	Vorherrschende Windverhältnisse am Standort.....	14
3.3.1	Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	14
3.3.2	50-Jahres-Windgeschwindigkeit.....	15
4	Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff}	16
4.1	Grundlagen.....	16
4.2	Bedingungen am Standort	17
4.2.1	Windparkkonfiguration	17
4.3	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	18
4.3.1	Datengrundlage	18
4.3.2	Vorgehensweise.....	18
4.3.3	Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte.....	19
4.3.4	Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters.....	19
4.3.5	Repräsentative Turbulenzintensität	20
4.3.6	Modellunsicherheiten.....	20
4.4	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	21
4.4.1	Grundlagen.....	21
4.4.2	Ergebnis.....	23
5	Zusammenfassung	26
5.1	Neu geplante Anlagen	26
5.2	Bestandsanlagen	27
6	Standortbesuch.....	29
6.1	Durchführung und Ergebnis	29
6.2	Auszug aus der Fotodokumentation	29

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	33
Literaturverzeichnis	35
Anhang: Eingangsdaten zur Lastenrechnung	37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration am Standort	12
Abbildung 6.1: Übersicht der Fotopunkte (FP)	29
Abbildung 6.2: FP 1, Blick in Richtung Nord	30
Abbildung 6.3: FP 1, Blick in Richtung Ost	30
Abbildung 6.4: FP 1, Blick in Richtung Süd	30
Abbildung 6.5: FP 1, Blick in Richtung West	30
Abbildung 6.6: FP 2, Blick in Richtung Nord	30
Abbildung 6.7: FP 2, Blick in Richtung Ost	30
Abbildung 6.8: FP 2, Blick in Richtung Süd	31
Abbildung 6.9: FP 2, Blick in Richtung West	31
Abbildung 6.10: FP 3, Blick in Richtung Nord	31
Abbildung 6.11: FP 3, Blick in Richtung Ost	31
Abbildung 6.12: FP 3, Blick in Richtung Süd	31
Abbildung 6.13: FP 3, Blick in Richtung West	31
Abbildung 6.14: FP 4, Blick in Richtung Nord	32
Abbildung 6.15: FP 4, Blick in Richtung Ost	32
Abbildung 6.16: FP 4, Blick in Richtung Süd	32
Abbildung 6.17: FP 4, Blick in Richtung West	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	11
Tabelle 3.1: Auslegungswindbedingungen V162-5.6 MW auf 166 m Nabenhöhe [21]	13
Tabelle 3.2: Windverhältnisse am Standort auf einer Höhe 169 m ü. Grund [20]	14
Tabelle 3.3: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten Anlagen.....	14
Tabelle 3.4: Windzonenvergleich zwischen Standort und Typenprüfung bezogen auf DIBt 2012	15
Tabelle 3.5: Ergebnis des Extremwindgutachtens [20.1]	15
Tabelle 4.1: Beschreibung der hinsichtlich I_{eff} auszuweisenden Anlagen	17
Tabelle 4.2: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5]	19
Tabelle 4.3: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter nach [5].....	19
Tabelle 4.4: Ermittelte Turbulenzstrukturparameter für alle in Betracht zu ziehenden Anlagen	20
Tabelle 4.5: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort	20
Tabelle 4.6: Der Turbulenzermittlung zu Grunde gelegte Richtlinien	23
Tabelle 4.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau).....	23
Tabelle 4.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} , (nach Zubau, Teil 1)	24
Tabelle 4.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau, Teil 2)	25
Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse Neuanlagen	26
Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestandsanlagen	28

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“ [1.1] veröffentlicht und im März 2015 eine korrigierte Fassung herausgegeben [1], auf deren Grundlage die vorliegende Gutachterliche Stellungnahme erarbeitet wurde.

1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 [1] schreibt ein alternatives, vereinfachtes Verfahren zur Prüfung der Standorteignung vor, das jedoch nur angewendet werden darf, wenn der Standort nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] als nicht topografisch komplex eingestuft wird. Ist dieser als topografisch komplex einzustufen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung um die Kriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] Abschnitt 11.9 erweitert. Die folgenden Abschnitte stellen beide Verfahrensweisen dar. Die Vergleiche der Auslegungswerte nach Typen- bzw. Einzelprüfung 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]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typen-/ bzw. einzelgeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / -erweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 erbracht werden [1].

Die Richtlinie DIBt 2012 [1] lässt folgende Möglichkeiten, bzw. mögliche auftretende Konfigurationen, in Bezug auf die Typenprüfung und die darin zu Grunde gelegte 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] Richtlinie zu Grunde.

Im Januar 2015 wurde seitens des DKE ein Vorschlag erarbeitet, der dem DIBt übersandt wurde [1.2]. Eine Einarbeitung bzw. Kommentierung in die Richtlinie DIBt 2012 [1] dieses Vorschlages steht noch aus. Bis zur Kommentierung bzw. Einarbeitung des erarbeiteten Vorschlags in die Richtlinie werden für die zwei beschriebenen Fälle, die nicht durch die DIBt 2012 [1] abgedeckt 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], 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 [6], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [8].
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1] die Standorteignung bezüglich der Windbedingungen 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.

Die dargestellte Verfahrensweise wurde in Abstimmung mit den Anlagenherstellern erarbeitet und findet solange Anwendung bis eine eindeutige Regelung durch das DIBt erfolgt ist [1].

1.2.1 Prüfung der Standorteignung an nicht topografisch komplexen Standorten

Die nach der DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1] vereinfachte Prüfung zur Standorteignung verlangt folgende, zu erbringende Nachweise:

- 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 [5] zwischen $0.2 v_{50}(h)$ und $0.4 v_{50}(h)$ 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 [7] für nicht ebene Geländelagen sind ggf. zu beachten) oder
 - 2) die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{50}(h)$ gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort ab (z.B. Nachweis durch ein Extremwindgutachten).

1.2.2 Prüfung der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN 61400-1:2011-08 [5] um einen topografisch komplexen Standort und liegt der zu untersuchenden WEA eine Typen-/Einzelprüfung nach DIBt 2012 [1] zu Grunde, wird die vereinfachte Standorteignungsprüfung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Berechnungen, bzw. Nachweise, basierend auf DIN EN 61400-1:2011-08 [5], erweitert:

- iv. Die sektorielle Schräganströmung auf Nabenhöhe muss ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass die Schräganströmung auf Nabenhöhe den vorgegebenen Wert von $\pm 8^\circ$, bzw. den in der Typen-/Einzelprüfung angegebenen Wert, nicht überschreitet.
- v. Der Standortmittelwert des Höhenexponenten α muss ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass dieser für jeden Sektor unter dem Maximal-, bzw. über dem Minimalwert liegt, der in der Norm [5] ($0 \leq \alpha \leq 0.2$) oder der Typen-/Einzelprüfung angegeben ist.
- vi. Der Standortmittelwert der Luftdichte darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit den in der Norm [5] ($\rho \leq 1.225 \text{ kg/m}^3$) oder der Typen-/Einzelprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten.
- vii. Die standortspezifische extreme Turbulenz muss ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass die Auslegungswerte des ETM im Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit nicht überschritten werden.

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen

Wenn eine der Bedingungen aus Abschnitt 1.2 nicht eingehalten wird, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der standortspezifischen Betriebsfestigkeits- und/oder Extremlasten mit den Lastannahmen der Typen-/Einzelprüfung, entsprechend den Lastfällen im Produktionsbetrieb DLC 1.1 – 1.5, nachgewiesen werden [5]. Hierzu werden die der Typen-/Einzelprüfung zu Grunde gelegten Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten, die auf Basis der Ergebnisse aus der vorliegenden Gutachterlichen Stellungnahme ermittelt werden, verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten, ist eine Standorteignung gegeben. Lässt sich nicht nachweisen, dass die standortspezifischen Lasten eingehalten werden, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Betriebseinschränkung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie unterhalb der Auslegungslasten liegen oder die Standorteignung kann nicht nachgewiesen werden. Der Nachweis wird durch den/die Hersteller der betroffenen Anlagen geführt und der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt.

1.3 Abweichungen von den Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1] abweichende, Verfahren wurden für die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung gewählt:

- I. Generell ist die Umgebungsturbulenzintensität nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [7] zu ermitteln, wobei jedoch lokale Rauigkeiten nicht direkt berücksichtigt werden, sondern nur als Geländekategorie Eingang in die Berechnung finden. Die Richtlinie des Deutschen Institutes für Bautechnik DIBt sieht die Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität für die Geländekategorie I und II nach einer vereinfachten Formel vor [1]. Um den tatsächlichen Rauigkeiten am Standort Rechnung zu tragen, wird die Umgebungsturbulenzintensität auf Basis eines invers logarithmischen Profils berechnet, das die Anordnung und den Abstand der Rauigkeitselemente berücksichtigt und die Werte nach [7] mit abdeckt.
- II. Die effektiven Turbulenzintensitäten werden bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit der zu betrachtenden Anlage ermittelt und nachgewiesen.
- III. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10-fachen Rotordurchmessers RD der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen.
- IV. Der Standortmittelwert der Luftdichte wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.
- V. Die standortspezifische extreme Turbulenz wird nicht nur für den Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit, sondern für alle Sektoren ermittelt. Der höchste ermittelte Wert wird ausgewiesen und mit der Referenzkurve des ETM verglichen.

Im vorliegenden Nachweis ist mit der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} immer das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe gemeint.

2 Aufgabenstellung

2.1 Umfang der Stellungnahme

Da im Windpark Meyenburg-Frehne kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typen-/einzelgeprüften Anlage nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] als topografisch komplexer Standort zu bewerten ist und, bzw. oder, einer zu prüfenden Anlage eine Typen-/Einzelprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde liegt, findet das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 für alle Anlagen Anwendung.

2.2 Standortbeschreibung

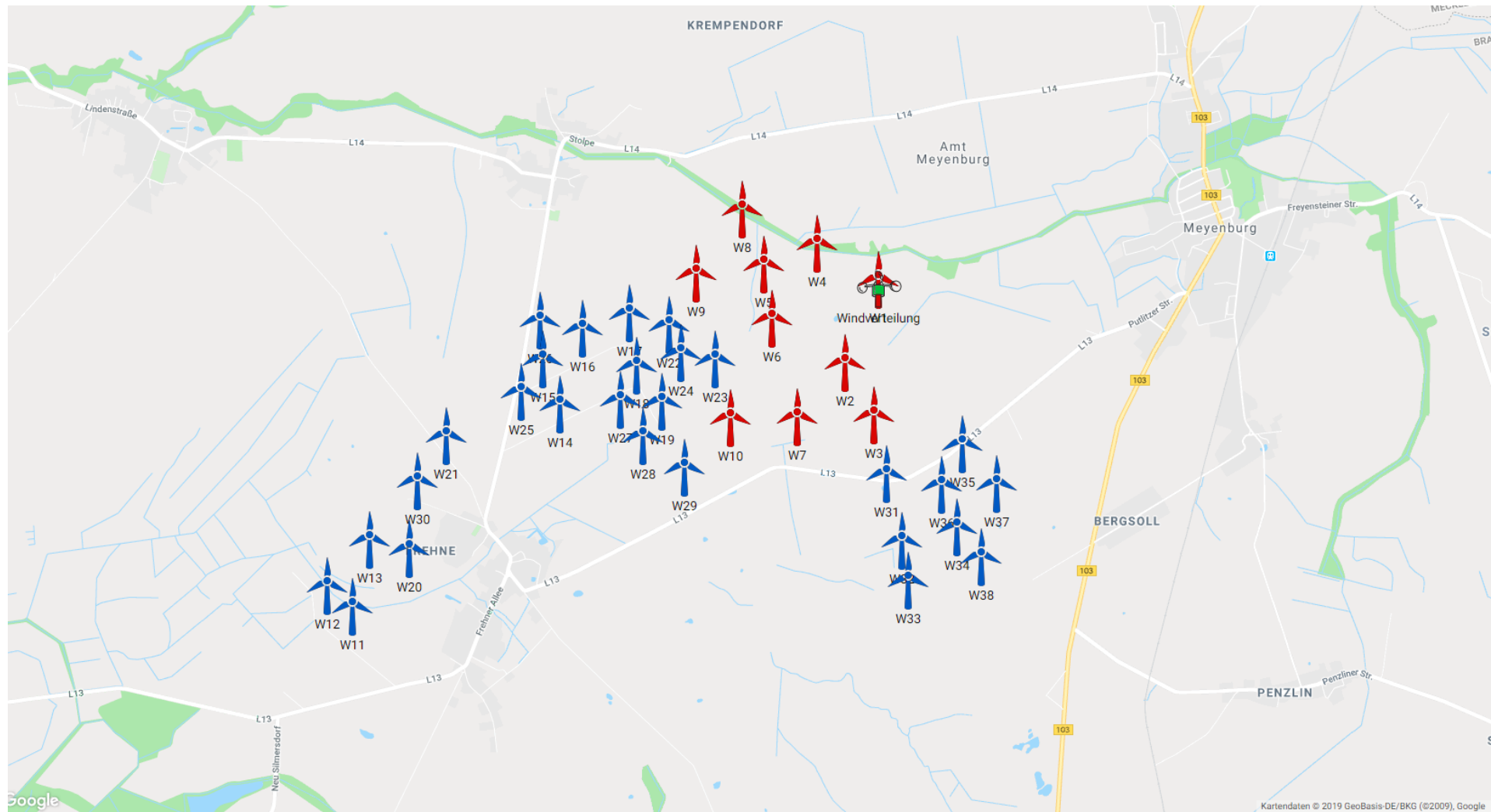
Der Auftraggeber plant die Errichtung von zehn Windenergieanlagen (WEA) des Typs Vestas V162-5.6 MW auf 166 m Nabenhöhe zzgl. 3 m Fundamenterhöhung. In der näheren Umgebung des Standortes sind bereits weitere Anlagen errichtet. Der Standort liegt südwestlich der Stadt Meyenburg im Landkreis Prignitz in Brandenburg. Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, eine gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach der „Richtlinie für Windenergieanlagen...“ DIBt 2012 [1] für alle zu betrachtenden WEA abzugeben, welche an den in Tabelle 2.1 aufgeführten und in Abbildung 2.1 dargestellten Koordinaten errichtet werden sollen, bzw. errichtet sind. Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle Bezeichnungen auf die interne, laufende W-Nummer.

Interne lfd. Nr.	Neu / Bestand	Bezeichnung Kunde	Hersteller	WEA	P _{Nenn} [kW]	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 33	
							X [m]	Y [m]
W1	Neu	WEA 1	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	314115	5910178
W2	Neu	WEA 2	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313883	5909659
W3	Neu	WEA 3	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	314050	5909320
W4	Neu	WEA 4	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313735	5910421
W5	Neu	WEA 5	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313394	5910302
W6	Neu	WEA 6	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313429	5909958
W7	Neu	WEA 7	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313563	5909330
W8	Neu	WEA 8	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313271	5910654
W9	Neu	WEA 9	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	312962	5910260
W10	Neu	WEA 10	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313141	5909339
W11	Bestand	6001	Senvion	48/600	600	75.0	310697	5908244
W12	Bestand	6002	Senvion	48/600	600	75.0	310543	5908380
W13	Bestand	6003	Senvion	48/600	600	75.0	310824	5908659
W14	Bestand	1	Jacobs	48/600	600	75.0	312065	5909469
W15	Bestand	2	Jacobs	48/600	600	75.0	311969	5909756
W16	Bestand	3	Jacobs	48/600	600	75.0	312224	5909944
W17	Bestand	4	Jacobs	48/600	600	75.0	312528	5910026
W18	Bestand	5	Jacobs	48/600	600	75.0	312560	5909696
W19	Bestand	6	Jacobs	48/600	600	75.0	312714	5909461
W20	Bestand	4001	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	108.3	311071	5908595
W21	Bestand	4002	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	108.3	311338	5909294
W22	Bestand	4003	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	113.5	312774	5909942
W23	Bestand	4001	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	108.4	313060	5909714
W24	Bestand	4002	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	113.5	312846	5909763
W25	Bestand	4001	Senvion	MM92	2050	100.0	311822	5909558
W26	Bestand	4002	Senvion	MM92	2050	100.0	311960	5910005
W27	Bestand	4003	Senvion	MM92	2050	100.0	312448	5909484
W28	Bestand	4004	Senvion	MM92	2050	100.0	312580	5909245

W29	Bestand	4005	Senvion	MM92	2050	100.0	312839	5909038
W30	Bestand	4001	Senvion	MM100	2000	100.0	311145	5909020
W31	Bestand	6001	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314115	5908949
W32	Bestand	6002	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314197	5908525
W33	Bestand	6003	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314226	5908268
W34	Bestand	6004	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314550	5908593
W35	Bestand	6001	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314603	5909115
W36	Bestand	6002	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314461	5908868
W37	Bestand	6003	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314814	5908858
W38	Bestand	6004	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314699	5908401

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand einer neu geplanten Anlage zu einer anderen Anlage von 2.13 Rotordurchmessern (RD). Dies betrifft die Anlagen W5 und W6.



Neuanlagen
 Bestandsanlagen
 Windverteilung

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration am Standort

3 Vergleich der Windverhältnisse

3.1 Grundlagen

Vom Auftraggeber wurden standortbezogene Windverhältnisse übermittelt [20] und von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Plausibilität geprüft. Der Vergleich der Windverhältnisse am Standort mit den Auslegungsbedingungen ist nach DIBt 2012 [1] nur für Neuanlagen zu führen, siehe Tabelle 2.1.

3.2 Auslegungswerte der geplanten WEA

Es muss der Nachweis erbracht werden, dass die Windbedingungen auf Nabenhöhe die der Typen-/Einzelprüfung zu Grunde gelegten Werte nicht überschreiten. Dieser Nachweis bezieht sich auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} und die 50-Jahreswindgeschwindigkeit v_{50} . Die Auslegungswindbedingungen werden entweder der Typen-/Einzelprüfung entnommen, oder nach den resultierenden Gleichungen bezüglich der Windzone und der Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [7] ermittelt, wenn die zu betrachtende Anlage nach der DIBt Fassung 2012 [1] typen-/einzelgeprüft ist, bzw. eine solche Typen-/Einzelprüfung angestrebt wird. Handelt es sich um eine zu betrachtende Anlage, deren Typen-/Einzelprüfung auf Auslegungswerten nach der DIBt Richtlinie Fassung 2004 [2] basiert und der Typen-/Einzelprüfung keine Auslegungswerte entnommen werden können, werden die Auslegungswindbedingungen entweder nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [7] oder entsprechend der Staudruckzonen (Windzonen) und Gleichungen aus Anhang B der DIBt Fassung 2004 [2] berechnet. Entscheidend ist, welche Richtlinie der Typen-/Einzelprüfung zu Grunde liegt.

3.2.1 Auslegungswerte der Vestas V162-5.6 MW auf 166 m Nabenhöhe

Die geplante Anlage des Typs Vestas V162-5.6 MW auf 166 m wird basierend auf der DIBt Richtlinie von 2012 [1] typengeprüft [21]. Die Anlage wird für die **Klasse S** ausgelegt. Die vorläufigen Auslegungsbedingungen werden in Tabelle 3.1 dargestellt.

DIBt 2012	
Referenzgröße auf Nabenhöhe	Auslegungswerte
v_{ave} [m/s]:	7.50
v_{50} [m/s]:	37.60
Turbulenzkategorie:	S

Tabelle 3.1: Auslegungswindbedingungen V162-5.6 MW auf 166 m Nabenhöhe [21]

3.3 Vorherrschende Windverhältnisse am Standort

3.3.1 Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe an jedem Anlagenstandort zu ermitteln, werden die Daten der Windverhältnisse [20] auf alle notwendigen Höhen umgerechnet, sofern sie nicht vorliegen. Die Umrechnung erfolgt auf Basis des am jeweiligen Standort ermittelten Höhenexponenten α . Bei der vertikalen Umrechnung wird der Formparameter k als invariant mit der Höhe angenommen und lediglich der Skalenparameter A umgerechnet. Tabelle 3.2 führt die Windbedingungen am Standort auf.

Höhe: 169 m		A Parameter [m/s]	k Parameter [-]	Häufigkeit [%]	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]
UTM ETRS89 Zone 33					
314115	5910176				
Sektor					
N		5.0	1.98	4.3	4.43
NNO		5.8	2.04	3.9	5.14
ONO		6.7	2.04	5.3	5.94
O		7.5	2.10	7.8	6.64
OSO		7.9	2.26	7.4	7.00
SSO		7.1	2.26	7.0	6.29
S		7.2	2.40	8.7	6.38
SSW		9.6	2.81	13.2	8.55
WSW		10.3	2.76	17.2	9.17
W		9.8	2.23	14.1	8.68
WNW		8.2	1.87	6.3	7.28
NNW		5.7	1.77	4.8	5.07
Gesamt (alle Sektoren)		8.3	2.10	100.0	7.40

Tabelle 3.2: Windverhältnisse am Standort auf einer Höhe 169 m ü. Grund [20]

Das Ergebnis der Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe jeder zu betrachtenden Anlage ist in Tabelle 3.3 dargestellt. Des Weiteren werden dort die Ergebnisse mit den Auslegungswerten der Anlagen verglichen. Überschreitungen des Auslegungswertes werden **fett kursiv** dargestellt und in der relativen Betrachtung mit einem positiven Vorzeichen versehen. Unterschreitungen werden normal dargestellt und in der relativen Betrachtung mit einem negativen Vorzeichen versehen.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	WEA	NH [m]	v_{ave} (Standort) [m/s]	v_{ave} (Auslegung) [m/s]	$v_{ave}(\text{Standort})$ / $v_{ave}(\text{TP})$ [%]	Einhaltung des Auslegungs- wertes
W1	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.4	7.5	-1.3	Ja
W2	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.4	7.5	-1.3	Ja
W3	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.4	7.5	-1.3	Ja
W4	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.4	7.5	-1.3	Ja
W5	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.4	7.5	-1.3	Ja
W6	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.4	7.5	-1.3	Ja
W7	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.4	7.5	-1.3	Ja
W8	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.4	7.5	-1.3	Ja
W9	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.4	7.5	-1.3	Ja
W10	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.4	7.5	-1.3	Ja

Tabelle 3.3: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten Anlagen

Die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} am Standort unterschreitet den Auslegungswert für die geplanten WEA W1 – W10. Die alleinige Forderung gemäß Abschnitt 1.2.1 nach Unterschreitung des Auslegungswertes um mindestens 5% ist jedoch nicht erfüllt. Daher muss nachgewiesen werden, dass der Formparameter k der Weibullverteilung am Standort die Bedingung – $k \geq 2$ – erfüllt.

Gemäß der Windverteilung in Tabelle 3.2 [20] beträgt der Formparameter k der Weibullverteilung $k=2.10$ und liegt somit über dem geforderten Mindestwert von $k=2.00$. Die Standorteignung in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} am Standort ist somit für die geplanten WEA W1 – W10 nachgewiesen.

3.3.2 50-Jahres-Windgeschwindigkeit

Der Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit v_{50} am Standort mit dem Auslegungswert kann auf zwei Wegen erfolgen. Wenn die Anlage in einer Windzone errichtet wird, die niedriger oder gleich der Windzone liegt, die der Typen-/Einzelprüfung zu Grunde gelegt wurde, reicht der Nachweis, dass die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdeckt [1]. Ist dies nicht der Fall, muss nachgewiesen werden, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit v_{50} gemäß Typen-/Einzelprüfung die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort abdeckt [1]. Hierzu muss die 50-Jahreswindgeschwindigkeit mittels einer geeigneten Methode (z.B. der *Gumbel*-Methode [10]) am Standort ermittelt werden.

Im Abschnitt 3.2 werden die Auslegungsbedingungen bezüglich v_{50} der zu betrachtenden Anlagen dargestellt und in der folgenden Tabelle 3.4 mit den Bedingungen am Standort verglichen.

Alle zu betrachtenden Standorte liegen in Windzone 2 [11] und Geländekategorie II nach DIBt 2012 [1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [7]. Die folgende Tabelle 3.4 stellt den Vergleich zwischen der Auslegungswindbedingung und der dem Standort zugeordneten Windzone dar.

WEA-Typ	NH [m]	Typenprüfung	v_{50} Auslegung	v_{50} Standort	Standortklasse	Einhaltung des Auslegungswertes
V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	Klasse S nach DIBt 2012	37.6	39.3	WZ 2 GK II	Nein

Tabelle 3.4: Windzonenvergleich zwischen Standort und Typenprüfung bezogen auf DIBt 2012

Der Vergleich hat gezeigt, dass die geplanten WEA des Typs Vestas V162-5.6 MW auf 166 m Nabenhöhe mit einer Fundamenterhöhung von 3 m in einer höheren Windzone errichtet werden sollen, als die Auslegungsbedingungen abdecken. Entsprechend der Forderung der DIBt-Richtlinie Fassung 2012 [1] nach einem Extremwindgutachten wurde dieses erstellt [20.1].

Die folgende Tabelle 3.5 stellt die Ergebnisse dar.

Standort	NH [m]	v_{50} Extremwindgutachten [m/s]	v_{50} Auslegung WEA [m/s]	Einhaltung der Auslegungswerte
Meyenburg-Frehne	169.0	29.03	37.60	Ja

Tabelle 3.5: Ergebnis des Extremwindgutachtens [20.1]

Die geplanten WEA sollen in einer Windzone errichtet werden, die durch die Auslegungswerte hinsichtlich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe nach Tabelle 3.1 nicht abgedeckt ist. Durch ein Extremwindgutachten für den geplanten Standort konnte nachgewiesen werden, dass der zu erwartende 10 Minuten Mittelwert v_{50} mit einer Wiederkehrperiode von 50 Jahren die Auslegebedingungen der geplanten Anlagen nicht überschreitet [20.1].

4 Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff}

4.1 Grundlagen

WEA sind für eine bestimmte mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ausgelegt, welche sich durch die der Typen-/Einzelprüfung zu Grunde gelegten Windzone ergibt. Wird durch eine Messung oder ein Gutachten gezeigt, dass die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe innerhalb der Auslegungswerte der Typenprüfung liegen, kann eine Anlage des betrachteten Typs in Erwägung gezogen werden, siehe hierzu Abschnitt 3. Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe existieren ebenfalls Auslegungswerte, welche in der aktuellen Norm DIN EN 61400-1:2011-8 [5] unter anderem in die drei Klassen A, B und C unterteilt sind. Im Gegensatz zur Windgeschwindigkeit, einer atmosphärisch auferlegten Größe, kann sich die Turbulenzintensität in Windfarmen derart erhöhen, dass die Auslegungswerte bezüglich dieser Größe überschritten werden. Ist dies der Fall, arbeitet eine WEA außerhalb der definierten Grenzwerte, was eine Verkürzung der in der Typen-/Einzelprüfung festgelegten Betriebsdauer zur Folge haben kann.

Wenn nachgewiesen werden kann, dass die an den zu betrachtenden Anlagen ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten unterhalb der Auslegungswerte der Typen-/Einzelprüfung der Anlage liegen, bzw. diese nicht überschreiten, kann die betrachtete Windenergieanlage am Standort betrieben werden und die Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität ist nachgewiesen. Die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} erfolgt hierbei nach dem in Abschnitt 4.4 beschriebenen Verfahren. Wenn effektive Turbulenzintensitäten ermittelt werden, die oberhalb der Auslegungswerte der betrachteten Turbulenzklasse liegen, kann die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität über einen Vergleich mit den Auslegungswerten nicht nachgewiesen werden.

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 die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung zusätzlich eine Turbulenzimmissionsprognose im Sinne des BImSchG dar, und kann als Bestandteil der Antragsstellung nach dem BImSchG verwendet werden.

4.2 Bedingungen am Standort

4.2.1 Windparkkonfiguration

Der Auftraggeber hat die in Tabelle 2.1 und Abbildung 2.1 dargestellte Windparkkonfiguration übermittelt [19][19.1]. Aufgeführt sind alle übermittelten Anlagen, siehe hierzu auch Abschnitt 2.2. Die effektive Turbulenzintensität I_{eff} ist nur für Anlagen innerhalb eines Radius von 10 RD [5] um die geplanten Anlagen auszuweisen, bei der Ermittlung von I_{eff} wird aber das gesamte Windparklayout aus Tabelle 2.1 berücksichtigt. Tabelle 4.1 führt die für die Betrachtung der effektiven Turbulenzintensität relevanten Anlagen auf.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	WEA	P _{Nenn} [kW]	RD [m]	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 33	
						X [m]	Y [m]
W1	Vestas	V162-5.6 MW	5600	162.0	166.0 + 3.0	314115	5910178
W2	Vestas	V162-5.6 MW	5600	162.0	166.0 + 3.0	313883	5909659
W3	Vestas	V162-5.6 MW	5600	162.0	166.0 + 3.0	314050	5909320
W4	Vestas	V162-5.6 MW	5600	162.0	166.0 + 3.0	313735	5910421
W5	Vestas	V162-5.6 MW	5600	162.0	166.0 + 3.0	313394	5910302
W6	Vestas	V162-5.6 MW	5600	162.0	166.0 + 3.0	313429	5909958
W7	Vestas	V162-5.6 MW	5600	162.0	166.0 + 3.0	313563	5909330
W8	Vestas	V162-5.6 MW	5600	162.0	166.0 + 3.0	313271	5910654
W9	Vestas	V162-5.6 MW	5600	162.0	166.0 + 3.0	312962	5910260
W10	Vestas	V162-5.6 MW	5600	162.0	166.0 + 3.0	313141	5909339
W14	Jacobs	48/600	600	48.0	75.0	312065	5909469
W15	Jacobs	48/600	600	48.0	75.0	311969	5909756
W16	Jacobs	48/600	600	48.0	75.0	312224	5909944
W17	Jacobs	48/600	600	48.0	75.0	312528	5910026
W18	Jacobs	48/600	600	48.0	75.0	312560	5909696
W19	Jacobs	48/600	600	48.0	75.0	312714	5909461
W22	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	71.0	113.5	312774	5909942
W23	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	82.0	108.4	313060	5909714
W24	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	71.0	113.5	312846	5909763
W25	Senvion	MM92	2050	92.0	100.0	311822	5909558
W26	Senvion	MM92	2050	92.0	100.0	311960	5910005
W27	Senvion	MM92	2050	92.0	100.0	312448	5909484
W28	Senvion	MM92	2050	92.0	100.0	312580	5909245
W29	Senvion	MM92	2050	92.0	100.0	312839	5909038
W31	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	70.0	98.0	314115	5908949
W32	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	70.0	98.0	314197	5908525
W33	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	70.0	98.0	314226	5908268
W34	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	70.0	98.0	314550	5908593
W35	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	70.0	98.0	314603	5909115
W36	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	70.0	98.0	314461	5908868
W37	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	70.0	98.0	314814	5908858
W38	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	70.0	98.0	314699	5908401

Tabelle 4.1: Beschreibung der hinsichtlich I_{eff} auszuweisenden Anlagen

4.3 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

4.3.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [20] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

4.3.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität I_{amb} beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem definierten Zeitintervall um ihren Mittelwert. Sie ist nach den geltenden Richtlinien als der Quotient aus der Standardabweichung σ der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} in einem 10 Minuten Intervall zu bilden [5]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann I_{amb} direkt, bzw. I_{char} durch Addition der 1-fachen Standardabweichung σ und I_{rep} durch Addition der 1.28-fachen Standardabweichung σ der Umgebungsturbulenzintensität zu I_{amb} , ermittelt werden [5]. 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, bzw. numerisch 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 Vorgaben 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 invers logarithmischen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

Da in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [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 der geltenden Richtlinie [5] 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 unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzsturbulenzintensität nach NTM und dem 1-fachen σ die Referenzkurve nach der geltenden Richtlinie [5] ergibt.

Die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende, nach DIBt 2012 [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.

4.3.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

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

Die Standorte aller zu betrachtenden Anlagen werden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [5] auf topografische Komplexität untersucht. Die topografische Komplexität des Standortes wird dargestellt durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer dem Gelände angenäherten Ebene. Die Beurteilungskriterien sind in Tabelle 4.2 dargestellt.

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

Tabelle 4.2: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5]

Ein Standort wird als topografisch komplex eingestuft, wenn 15% der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 4.2 nicht erfüllen [5]. Demnach ist im Windpark Meyenburg-Frehne kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 [1] typen-/einzelgeprüften Anlage als topografisch komplex einzustufen und es ist das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 anzuwenden.

4.3.4 Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters

Um der Deformation der turbulenten Anströmung durch die Topografie Rechnung zu tragen, erfolgt die Einführung des von der Energieverteilung abhängigen Turbulenzstrukturparameters C_{CT} . Hierfür wird nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] der Komplexitätsindex i_c ermittelt und angesetzt, siehe Tabelle 4.3. Bei der Ermittlung von i_c werden alle Energieanteile aus den Sektoren aufsummiert, welche die Kriterien aus Tabelle 4.2 nicht erfüllen. Der errechnete Turbulenzstrukturparameter C_{CT} kommt dann in jedem dieser Sektoren zum Tragen. Dieser wird auf Basis des verwendeten Höhenmodells [14] und der übermittelten Windverhältnisse [20] berechnet.

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

Tabelle 4.3: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter nach [5]

Die folgende Tabelle 4.4 führt auf, in welchen Sektoren der für den Standort ermittelte Turbulenzstrukturparameter C_{CT} zum Tragen kommt und welcher Wert errechnet wurde.

Interne lfd. Nr.	C _{CT} (0)	C _{CT} (30)	C _{CT} (60)	C _{CT} (90)	C _{CT} (120)	C _{CT} (150)	C _{CT} (180)	C _{CT} (210)	C _{CT} (240)	C _{CT} (270)	C _{CT} (300)	C _{CT} (330)
Alle WEA	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabelle 4.4: Ermittelte Turbulenzstrukturparameter für alle in Betracht zu ziehenden Anlagen

4.3.5 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 4.5 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen Turbulenzintensitäten, bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s, für eine Anlagenposition aufgeführt.

W1	NH: 169 m	I _{rep} [%]
UTM ETRS89 Zone 33		
314115	5910178	
Sektor		
N		12.47
NN0		12.83
ONO		11.76
O		11.60
OSO		11.75
SSO		11.38
S		12.17
SSW		11.51
WSW		11.48
W		12.18
WNW		12.45
NNW		12.31

Tabelle 4.5: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

4.3.6 Modellunsicherheiten

Berechnungsmodelle bilden nur annähernd die Realität ab und bei den Berechnungen werden teilweise vereinfachte Annahmen getroffen, die jedoch allesamt als konservativ zu bewerten sind.

4.4 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

4.4.1 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 Wöhlerkoeffizient m . In der vorliegenden Gutachterlichen Stellungnahme liegt jeder zu betrachtenden WEA der anlagenspezifische Wöhlerkoeffizient zu Grunde, der die strukturschwächste Komponente repräsentiert. Hierbei handelt es sich im Regelfall um die Rotorblätter einer WEA, welche durch Wöhlerkoeffizienten 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 wird die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der quadratischen Addition der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf einer anderen WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, ermittelt. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ zu beachten. Die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität erfolgte für die vorliegende Gutachterliche Stellungnahme nach den Ausarbeitungen in [10], Kapitel 2.4.4. Die induzierte Turbulenzintensität wird in diesem Turbulenzmodell 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 c_t -Wert (Schubbeiwert), 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 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 um den worst-case abzubilden.

Die Ermittlung der induzierten Turbulenzintensität muss durchgeführt werden, solange sich eine WEA in einem Abstand kleiner 10 RD von der zu betrachtenden Anlage befindet [5]. Ist der Abstand aller WEA im Umfeld grösser 10 RD gilt $I_{\text{eff}} = I_{\text{rep}}$, bzw. $I_{\text{eff}} = I_{\text{char}}$.

Die effektive Turbulenzintensität wird auf Nabenhöhe jeder zu betrachtenden Anlage ausgewiesen. In [10] wird kein relativer Mindestabstand zwischen WEA ausgewiesen, bis zu welchem das Turbulenzmodell seine Gültigkeit behält. In der Zusammenfassung des Vergleichs des Modells mit realen Messungen an Anlagen wird gezeigt, dass mit dem angewandten Modell zwar Abweichungen zu den Messungen festgestellt wurden, diese jedoch nicht systematischer Natur sind. Diesen Abweichungen wird durch den konservativen Ansatz bei der Ermittlung des Einflussbereiches der WEA untereinander Rechnung getragen. Zudem liefert das Turbulenzmodell konservative Ergebnisse, wenn am Standort niedrige Umgebungsturbulenzen herrschen. Diese Vergleiche des Modells mit realen Messungen wurden bis zu relativen Anlagenabständen von 2.0 RD durchgeführt. Die Versuche fanden im Vergleich zu heutigen Anlagengrößen an sehr kleinen Anlagen statt, sodass eine Übertragbarkeit auf heutige Anlagengrößen nicht uneingeschränkt gegeben ist. Aus diesem Grund wird von einer pauschalen Anwendbarkeit bis 2.0 RD abgesehen und eine Einzelfallprüfung durchgeführt.

Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen von mindestens 2.5 RD können uneingeschränkt für eine standortspezifische Lastenrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. Bei relativen Anlagenabständen zwischen 2.0 RD und 2.5 RD wird nach einschlägigen Kriterien im Einzelfall entschieden, ob die Ergebnisse für eine Lastenrechnung verwendet werden können, oder nicht. In der Einzelfallprüfung werden folgende Größen im Bereich der zu untersuchenden Nachlaufsituation bewertet:

- Der Formfaktor der Weibullverteilung k
- Der Energieanteil
- Die Kriterien nach Tabelle 4.2

Ergibt die Einzelfallprüfung, dass die Ergebnisse nicht für eine Lastenrechnung herangezogen werden können, werden sektorische Abschaltungen oder Betriebsweisen eingearbeitet, um die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nachzuweisen.

In den zu Grunde gelegten Richtlinien DIBt 2012 [1] und DIBt 2004 [2] dient eine windgeschwindigkeitsabhängige effektive Turbulenzintensität I_{eff} als Grundlage zur Bewertung der Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität, in der DIBt 1993 Richtlinie [3] eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität $I_{\text{eff}} = 20 \%$.

Die ermittelten Werte für I_{eff} werden den Auslegungswerten, die der Typen-/Einzelprüfung der betrachteten Anlage zu Grunde liegen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte unterhalb der Auslegungswerte gilt eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach der jeweiligen Richtlinie als nachgewiesen. Liegen die Werte über den Auslegungswerten, kann eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach der zu Grunde gelegten Richtlinie nicht nachgewiesen werden, was jedoch durch eine standortspezifische Lastenberechnung seitens des Anlagenherstellers oder eines Zertifizierers ermöglicht werden kann.

Die vorliegenden Ergebnisse für die effektive Turbulenzintensität werden nach den Vorgaben der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung 2012 des Deutschen Institutes für Bautechnik [1] ermittelt. Alle Forderungen und Vorgaben decken ebenfalls die Forderungen der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung 2004 [2], sowie die der Fassung von 1993, 2. Überarbeitete Auflage 1995 des Deutschen Institutes für Bautechnik [3], ab.

4.4.2 Ergebnis

Die folgende Tabelle 4.6 führt die den zu betrachtenden Anlagen zu Grunde gelegten, bzw. unterstellten Richtlinien in Bezug auf deren Typenprüfung auf.

Anlage	Nabenhöhe [m]	Zu Grunde gelegte Richtlinie	Turbulenzkategorie
V162-5.6 MW	166.0	DIBt 2012	S
48/600	75.0	DIBt 1993	A
E-82 / 2.000 kW	108.4	DIBt 2004	A
E-70 E4 / 2.300 kW	113.5	DIBt 2004	A
MM92	100.0	DIBt 2004	A
E-66 / 18.70	98.0	DIBt 1993	A

Tabelle 4.6: Der Turbulenzermittlung zu Grunde gelegte Richtlinien

Die folgende Tabelle 4.7 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten Anlagen in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestandsanlagen für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 4.8 und Tabelle 4.9 stellen die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten Anlagen in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1] bzw. der anlagenspezifischen Referenzkurve nach [21] 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.

v_{hub}	W24	Referenz Klasse A
4	0.352	0.344
5	0.317	0.299
6	0.291	0.269
7	0.272	0.248
8	0.254	0.232
9	0.242	0.220
10	0.232	0.210
11	0.223	0.201
12	0.197	0.195
13	0.173	0.189
14	0.141	0.184
15	0.127	0.180
16	0.119	0.176
17	0.112	0.173
18	0.108	0.170
19	0.105	0.167
20	0.103	0.165
21	0.097	0.163
22	0.096	0.161
23	0.095	0.159
24	0.094	0.157
25	0.093	0.156

Tabelle 4.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)

v_{hub}	W1[S]	W2[S]	W3[S]	W4[S]	W5[S]	W6[S]	W7[S]	W8[S]	W9[S]	W10[S]	W14[A]	W15[A]	W16[A]	W17[A]	W18[A]	W19[A]	Referenz Klasse A	Referenz Klasse S
4	0.275	0.301	0.301	0.305	0.334	0.315	0.293	0.296	0.283	0.283	0.302	0.318	0.296	0.280	0.304	0.316	0.344	0.360
5	0.256	0.286	0.281	0.294	0.320	0.296	0.276	0.283	0.263	0.260	0.259	0.271	0.255	0.252	0.266	0.277	0.299	0.334
6	0.236	0.265	0.257	0.275	0.295	0.269	0.255	0.263	0.241	0.238	0.240	0.251	0.237	0.233	0.249	0.258	0.269	0.307
7	0.221	0.248	0.237	0.260	0.275	0.247	0.238	0.245	0.224	0.221	0.227	0.237	0.224	0.218	0.237	0.245	0.248	0.284
8	0.210	0.235	0.224	0.250	0.261	0.230	0.227	0.232	0.211	0.209	0.217	0.226	0.214	0.206	0.227	0.234	0.232	0.265
9	0.203	0.227	0.215	0.245	0.251	0.219	0.220	0.223	0.202	0.200	0.207	0.216	0.205	0.197	0.217	0.225	0.220	0.252
10	0.182	0.200	0.190	0.218	0.219	0.192	0.196	0.196	0.183	0.181	0.203	0.211	0.201	0.187	0.211	0.218	0.210	0.229
11	0.162	0.174	0.168	0.189	0.187	0.170	0.172	0.168	0.168	0.161	0.180	0.184	0.178	0.179	0.186	0.192	0.201	0.207
12	0.149	0.156	0.154	0.169	0.166	0.151	0.155	0.151	0.160	0.146	0.157	0.159	0.157	0.172	0.165	0.166	0.195	0.187
13	0.140	0.145	0.142	0.156	0.152	0.141	0.145	0.139	0.148	0.137	0.143	0.144	0.144	0.153	0.147	0.150	0.189	0.169
14	0.133	0.137	0.134	0.147	0.142	0.133	0.137	0.131	0.133	0.130	0.135	0.135	0.136	0.132	0.133	0.140	0.184	0.160
15	0.128	0.130	0.129	0.140	0.135	0.127	0.131	0.126	0.126	0.125	0.129	0.129	0.130	0.124	0.125	0.132	0.180	0.154
16	0.124	0.125	0.125	0.134	0.129	0.123	0.127	0.121	0.121	0.121	0.124	0.125	0.125	0.119	0.120	0.126	0.176	0.149
17	0.121	0.121	0.121	0.129	0.125	0.120	0.123	0.118	0.117	0.118	0.121	0.123	0.122	0.117	0.117	0.122	0.173	0.145
18	0.119	0.118	0.119	0.126	0.122	0.117	0.120	0.116	0.115	0.115	0.118	0.122	0.120	0.115	0.114	0.119	0.170	0.142
19	0.116	0.116	0.116	0.122	0.119	0.115	0.118	0.114	0.113	0.113	0.115	0.120	0.117	0.113	0.113	0.116	0.167	0.139
20	0.114	0.113	0.114	0.119	0.116	0.113	0.115	0.112	0.111	0.112	0.113	0.120	0.115	0.113	0.111	0.114	0.165	0.137
21	0.112	0.111	0.112	0.116	0.114	0.112	0.113	0.111	0.110	0.110	0.111	0.119	0.114	0.112	0.110	0.111	0.163	0.137
22	0.111	0.110	0.111	0.114	0.112	0.110	0.111	0.110	0.109	0.109	0.109	0.118	0.112	0.111	0.109	0.109	0.161	0.135
23	0.109	0.109	0.109	0.111	0.110	0.109	0.109	0.109	0.108	0.108	0.108	0.117	0.112	0.111	0.107	0.109	0.159	0.133
24	0.108	0.107	0.108	0.110	0.109	0.108	0.108	0.108	0.108	0.107	0.106	0.116	0.110	0.110	0.106	0.107	0.157	0.131
25	0.106	0.106	0.105	0.107	0.107	0.107	0.105	0.108	0.107	0.105	0.102	0.115	0.107	0.109	0.105	0.104	0.156	0.130
DIBt 1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.185	0.193	0.183	0.178	0.191	0.198	0.200	-

Tabelle 4.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} , (nach Zubau, Teil 1)

v_{hub}	W22[A]	W23[A]	W24[A]	W25[A]	W26[A]	W27[A]	W28[A]	W29[A]	W31[A]	W32[A]	W33[A]	W34[A]	W35[A]	W36[A]	W37[A]	W38[A]	Referenz Klasse A
4	0.344	0.324	0.353	0.238	0.235	0.279	0.286	0.270	0.283	0.286	0.282	0.294	0.270	0.283	0.261	0.289	0.344
5	0.316	0.300	0.318	0.208	0.205	0.241	0.244	0.247	0.264	0.239	0.232	0.244	0.233	0.238	0.221	0.238	0.299
6	0.292	0.279	0.292	0.193	0.190	0.223	0.223	0.225	0.239	0.218	0.207	0.222	0.215	0.216	0.202	0.216	0.269
7	0.274	0.263	0.272	0.181	0.178	0.209	0.208	0.207	0.218	0.203	0.189	0.207	0.202	0.200	0.188	0.200	0.248
8	0.258	0.251	0.255	0.171	0.169	0.197	0.195	0.194	0.202	0.191	0.175	0.196	0.194	0.189	0.179	0.189	0.232
9	0.245	0.243	0.243	0.162	0.160	0.185	0.184	0.184	0.190	0.182	0.164	0.187	0.188	0.180	0.173	0.181	0.220
10	0.232	0.233	0.232	0.154	0.152	0.176	0.175	0.166	0.165	0.171	0.154	0.178	0.179	0.170	0.166	0.173	0.210
11	0.220	0.227	0.223	0.146	0.143	0.155	0.154	0.148	0.148	0.162	0.146	0.171	0.173	0.163	0.162	0.167	0.201
12	0.210	0.223	0.197	0.135	0.135	0.137	0.138	0.135	0.139	0.155	0.140	0.166	0.168	0.157	0.159	0.163	0.195
13	0.181	0.200	0.173	0.129	0.129	0.127	0.128	0.128	0.128	0.133	0.130	0.138	0.139	0.134	0.136	0.137	0.189
14	0.143	0.164	0.141	0.124	0.125	0.121	0.123	0.123	0.123	0.126	0.126	0.127	0.128	0.126	0.127	0.127	0.184
15	0.128	0.147	0.127	0.120	0.122	0.117	0.119	0.120	0.120	0.122	0.123	0.120	0.120	0.120	0.120	0.121	0.180
16	0.119	0.136	0.118	0.118	0.119	0.113	0.116	0.117	0.117	0.119	0.120	0.116	0.114	0.116	0.116	0.117	0.176
17	0.114	0.127	0.112	0.116	0.118	0.110	0.114	0.115	0.115	0.117	0.118	0.112	0.110	0.113	0.112	0.113	0.173
18	0.111	0.121	0.108	0.115	0.117	0.108	0.112	0.113	0.113	0.115	0.116	0.109	0.107	0.111	0.109	0.110	0.170
19	0.109	0.117	0.105	0.114	0.116	0.106	0.110	0.112	0.111	0.114	0.114	0.107	0.105	0.109	0.106	0.107	0.167
20	0.107	0.114	0.103	0.114	0.115	0.104	0.109	0.111	0.109	0.112	0.113	0.106	0.102	0.107	0.104	0.105	0.165
21	0.101	0.111	0.097	0.113	0.114	0.102	0.108	0.109	0.108	0.111	0.112	0.104	0.100	0.105	0.101	0.102	0.163
22	0.100	0.107	0.095	0.112	0.113	0.101	0.107	0.108	0.106	0.110	0.111	0.103	0.099	0.103	0.099	0.100	0.161
23	0.100	0.105	0.095	0.112	0.113	0.100	0.105	0.107	0.105	0.109	0.110	0.101	0.097	0.102	0.098	0.099	0.159
24	0.099	0.103	0.094	0.111	0.112	0.099	0.104	0.106	0.104	0.108	0.109	0.100	0.096	0.100	0.096	0.097	0.157
25	0.098	0.101	0.093	0.110	0.111	0.098	0.103	0.104	0.102	0.107	0.108	0.099	0.094	0.099	0.095	0.096	0.156
DIBt 1993	-	-	-	-	-	-	-	-	0.175	0.169	0.159	0.173	0.168	0.168	0.159	0.169	0.200

Tabelle 4.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau, Teil 2)

5 Zusammenfassung

5.1 Neu geplante Anlagen

Am Standort Meyenburg-Frehne wurden die Standortbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 für die neu geplanten WEA ermittelt und mit den Auslegungswerten verglichen. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

- i. W1 – W10 keine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.1),
- ii. W1 – W10 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.3.2) und
- iii. W1 – W10 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 4.4.2).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1] ist für die geplanten Anlagen W1 – W10 durch die vorliegende gutachterliche Stellungnahme nachgewiesen.

Die folgende Tabelle 5.1 stellt die Ergebnisse zusammenfassend dar.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	P _{Nenn} [kW]	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 33		Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
					X [m]	Y [m]	
W1	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	314115	5910178	Ja
W2	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313883	5909659	Ja
W3	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	314050	5909320	Ja
W4	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313735	5910421	Ja
W5	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313394	5910302	Ja
W6	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313429	5909958	Ja
W7	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313563	5909330	Ja
W8	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313271	5910654	Ja
W9	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	312962	5910260	Ja
W10	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	313141	5909339	Ja

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse Neuanlagen

5.2 Bestandsanlagen

Für die als Bestand zu betrachtenden Anlagen W14 – W19, W25 – W29 und W31 – W38 konnte die nach DIBt 2012 [1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die als Bestand zu betrachtende Anlage W24 weist Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der DIBt-Richtlinie 2012 [1] auf. Ein Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau hat gezeigt, dass der Zubau keinen Einfluss auf die effektiven Turbulenzintensitäten der Anlage hat. Die Standorteignung ist unter der Maßgabe einer im Genehmigungsverfahren der Anlage W24 nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Für die als Bestand zu betrachtenden Anlagen W22 und W23 konnte die nach DIBt 2012 [1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nicht durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden. Eine seitens der TÜV SÜD Industrie Service GmbH durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der betroffenen Anlagen W22 und W23 nach Tabelle 2.1, anhand der der TÜV SÜD Industrie Service GmbH zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus den Abschnitten 3.3.1 und 4 und dem Anhang hat ergeben, dass die Auslegungslasten der betroffenen Anlagen W22 und W23 nach Tabelle 4.1 nicht überschritten werden, sofern die folgenden Auflagen erfüllt sind.

- Der Genehmigung der WEA W22 des Typs ENERCON E-70 E4 / 2.300 kW auf 113.5 m Nabenhöhe lag eine Auslegung mit einer jährlichen mittleren Windgeschwindigkeit gemäß DIBt 2004 Windzone IV (8.5 m/s) zugrunde und die Inbetriebnahme erfolgte nicht nach dem Jahr 2012 [23],
- Der Genehmigung der WEA W23 des Typs ENERCON E-82 E4 / 2.000 kW auf 108.4 m Nabenhöhe lag eine Auslegung mit einer jährlichen mittleren Windgeschwindigkeit gemäß DIBt 2004 Windzone IV (8.5 m/s) zugrunde und die Inbetriebnahme erfolgte nicht nach dem Jahr 2011 [23],
- Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der neu geplanten WEA W1 – W10 erfolgt im Jahr 2020 oder später.

Abschließend kann die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach DIBt 2012 [1] für die als Bestand zu betrachtenden Anlagen am Standort Meyenburg-Frehne auch nach Zubau nachgewiesen werden.

Die Ergebnisse werden in der folgenden Tabelle 5.2 zusammenfassend dargestellt.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	P _{Nenn} [kW]	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 33		Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
					X [m]	Y [m]	
W14	Jacobs	48/600	600	75.0	312065	5909469	Ja
W15	Jacobs	48/600	600	75.0	311969	5909756	Ja
W16	Jacobs	48/600	600	75.0	312224	5909944	Ja
W17	Jacobs	48/600	600	75.0	312528	5910026	Ja
W18	Jacobs	48/600	600	75.0	312560	5909696	Ja
W19	Jacobs	48/600	600	75.0	312714	5909461	Ja
W22	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	113.5	312774	5909942	Ja
W23	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	108.4	313060	5909714	Ja
W24	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	113.5	312846	5909763	Ja
W25	Senvion	MM92	2050	100.0	311822	5909558	Ja
W26	Senvion	MM92	2050	100.0	311960	5910005	Ja
W27	Senvion	MM92	2050	100.0	312448	5909484	Ja
W28	Senvion	MM92	2050	100.0	312580	5909245	Ja

W29	Senvion	MM92	2050	100.0	312839	5909038	Ja
W31	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314115	5908949	Ja
W32	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314197	5908525	Ja
W33	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314226	5908268	Ja
W34	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314550	5908593	Ja
W35	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314603	5909115	Ja
W36	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314461	5908868	Ja
W37	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314814	5908858	Ja
W38	ENERCON	E-66 / 18.70	1800	98.0	314699	5908401	Ja

Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestandsanlagen

6 Standortbesuch

6.1 Durchführung und Ergebnis

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese im November 2018 durch die I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt.

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

6.2 Auszug aus der Fotodokumentation

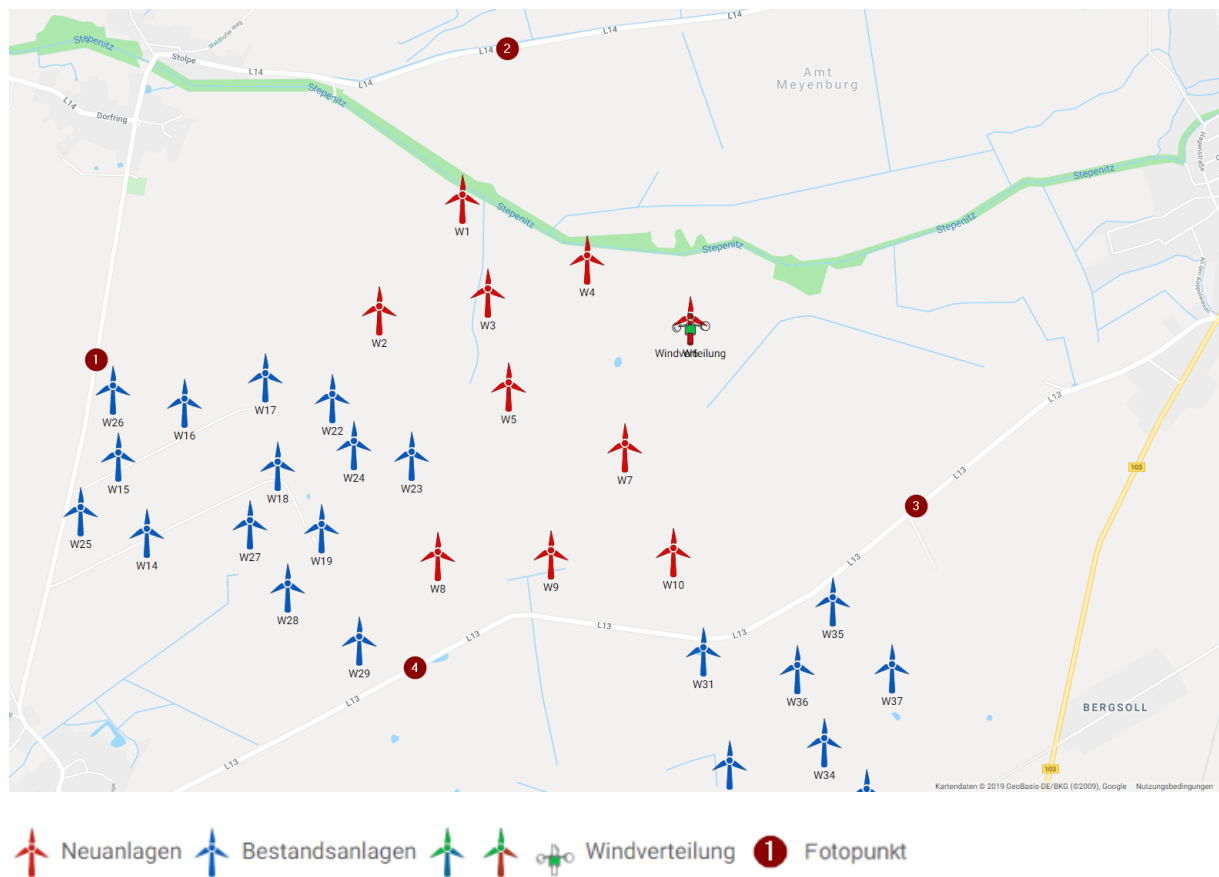


Abbildung 6.1: Übersicht der Fotopunkte (FP)



Abbildung 6.2: FP 1, Blick in Richtung Nord



Abbildung 6.3: FP 1, Blick in Richtung Ost



Abbildung 6.4: FP 1, Blick in Richtung Süd



Abbildung 6.5: FP 1, Blick in Richtung West



Abbildung 6.6: FP 2, Blick in Richtung Nord



Abbildung 6.7: FP 2, Blick in Richtung Ost



Abbildung 6.8: FP 2, Blick in Richtung Süd



Abbildung 6.9: FP 2, Blick in Richtung West



Abbildung 6.10: FP 3, Blick in Richtung Nord



Abbildung 6.11: FP 3, Blick in Richtung Ost



Abbildung 6.12: FP 3, Blick in Richtung Süd



Abbildung 6.13: FP 3, Blick in Richtung West



Abbildung 6.14: FP 4, Blick in Richtung Nord



Abbildung 6.15: FP 4, Blick in Richtung Ost



Abbildung 6.16: FP 4, Blick in Richtung Süd



Abbildung 6.17: FP 4, Blick in Richtung West

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

A	Skalen-Parameter der Weibullverteilung
α	Höhenexponent / Windscherung
β	Schräganströmung bezogen auf die horizontale Ebene auf Nabenhöhe
BImSchG	Bundes Immissions-Schutz Gesetz
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter
C_t	Schubbeiwert
D	Dimensionsloser Abstand bezogen auf den größeren Rotordurchmesser
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
ETM	Extremturbulenzmodell
ETRS 89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauss-Krüger oder Geländekategorie
h_{bot}	Höhe der Blattspitze über Grund, wenn Blatt in tiefster Stellung
H_{min}	Geringste Höhe, bei der die zu Grunde gelegten Gleichungen gültig sind.
H_{top}	Höhe der Blattspitze über Grund, wenn Blatt in höchster Stellung
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität nach [2]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität nach [3]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität
I_{ext}	Extreme Turbulenzintensität
k	Formfaktor der Weibullverteilung
NA	Nationaler Anhang
NH	Nabenhöhe
NTM	Normalturbulenzmodell
RD	Rotordurchmesser
ρ	Luftdichte
TP	Typenprüfung
UTM	Universal Transverse Mercator coordinate system
V_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe
$V_{horizontal}$	Horizontale Komponente der Windgeschwindigkeit
V_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit
V_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit
V_r	Nennwindgeschwindigkeit
V_{ref}	Referenzwindgeschwindigkeit
V_{en}	n-Jahres-Bö
$V_{vertikal}$	Vertikale Komponente der Windgeschwindigkeit
V_{50}	50-Jahreswindgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert)

v_{50} (h)	50-Jahreswindgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert) auf Nabenhöhe der WEA
WEA	Windenergieanlage
WGS 84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WP	Windpark
WSM	Windsektormanagement (sektorielle Abschaltung)
WZ	Windzone / Staudruckzone
ρ	Luftdichte
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität
z_0	Rauigkeitslänge

Literaturverzeichnis

- [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; Stand: Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [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] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Musterliste für Baubestimmungen; Fassung September 2012; http://www.dibt.de/de/Geschaeftsfelder/data/Muster-LTB_09_2012.pdf;*
- [5] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [8] *International Electrotechnical Commission; IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [9] *International Electrotechnical Commission; IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [10] *ENC Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_Formular_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 27.09.2018;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2012, Version 18.5.1; Veröffentlicht am 19.09.2016;*
- [14] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*

-
- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*
- [17] *EMD International A/S; WindPRO / ENERGY; Modelling of the variation of air density with altitude through pressure, humidity and temperature; 12.05.2014;*
- [18] *EMD online Katalog oder Anlagendokumentation der Hersteller;*
- [19] *UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG; E-Mail inkl. Anhänge mit dem Betreff „K4064000 Meyenburg-Frehne - Koordinatenliste Bestands-WEA“; 10.01.2019;*
- [19.1] *UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG; E-Mail inkl. Anhänge mit dem Betreff „K4064000 Meyenburg-Frehne: Standortkoordinaten 10 x V162“; 13.03.2019;*
- [20] *UL International GmbH; STANDORTBEZOGENE WINDPOTENZIAL- UND ENERGIEERTRAGSABSCHÄTZUNG AM STANDORT MEYENBURG-FREHNE; UL-GER-WP18-12609039-00.00; 07.12.2018;*
- [20.1] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Meyenburg-Frehnes; Berichts-Nr.: 18-168-7018466-Rev.00-EX-AW; Reppenstedt, 20.11.2018;*
- [21] *Vestas Wind Systems A/S; Performance Specification EnVentus™ 5 MW V162-5.6 MW 50/60 Hz; Document no.: 0081-5098 V01; 24.01.2019; Gutacherinformation Auslegungswerte Turbulenz V162-5.6 MW 50/60 Hz 20 Jahre; Documentnr.: 0076-1172 V00; 24.10.2018;*
- [22] *TÜV Süd Industrie Service GmbH; Gutachtliche Stellungnahme; Bewertung der Standsicherheit Windenergieanlage Enercon E-82, 2000 kW 108 m Nabenhöhe über Geländeoberkante Windenergieanlage Enercon E-70 E4, 2300 kW 114 m Nabenhöhe über Geländeoberkante; Prüfnummer: 3016195-1-d Rev.1; 01.04.2019;*

Anhang: Eingangsdaten zur Lastenrechnung

v_{hub}	W22_m=10	W23_m=10	W22_m=8	W23_m=8	W22_m=4	W23_m=4
4	0.340	0.317	0.327	0.305	0.289	0.274
5	0.309	0.288	0.297	0.276	0.260	0.244
6	0.287	0.268	0.276	0.258	0.240	0.226
7	0.270	0.255	0.259	0.245	0.224	0.213
8	0.255	0.244	0.244	0.235	0.209	0.204
9	0.242	0.237	0.231	0.228	0.197	0.197
10	0.231	0.231	0.219	0.222	0.185	0.193
11	0.220	0.226	0.208	0.218	0.173	0.189
12	0.210	0.223	0.196	0.215	0.159	0.187
13	0.181	0.200	0.169	0.194	0.142	0.171
14	0.143	0.163	0.137	0.159	0.127	0.145
15	0.128	0.147	0.125	0.143	0.120	0.134
16	0.120	0.136	0.118	0.134	0.115	0.127
17	0.115	0.127	0.114	0.126	0.112	0.121
18	0.112	0.122	0.111	0.120	0.110	0.117
19	0.109	0.117	0.108	0.116	0.107	0.114
20	0.108	0.114	0.107	0.114	0.106	0.112
21	0.102	0.111	0.101	0.110	0.100	0.109
22	0.101	0.107	0.100	0.107	0.099	0.106
23	0.100	0.105	0.099	0.105	0.098	0.105
24	0.099	0.103	0.098	0.103	0.097	0.103
25	0.098	0.101	0.097	0.101	0.096	0.101

Tabelle A1: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} , (vor Zubau)

v_{hub}	W22_m=10	W23_m=10	W22_m=8	W23_m=8	W22_m=4	W23_m=4
4	0.344	0.324	0.333	0.316	0.301	0.297
5	0.316	0.300	0.306	0.293	0.274	0.275
6	0.292	0.279	0.282	0.273	0.252	0.253
7	0.274	0.263	0.264	0.257	0.233	0.237
8	0.258	0.251	0.248	0.245	0.217	0.224
9	0.245	0.243	0.235	0.236	0.203	0.215
10	0.232	0.233	0.220	0.225	0.188	0.202
11	0.220	0.227	0.208	0.219	0.174	0.193
12	0.210	0.223	0.197	0.216	0.160	0.188
13	0.181	0.200	0.169	0.194	0.142	0.172
14	0.143	0.164	0.137	0.159	0.127	0.145
15	0.128	0.147	0.125	0.143	0.120	0.134
16	0.119	0.136	0.118	0.134	0.115	0.126
17	0.114	0.127	0.113	0.126	0.112	0.120
18	0.111	0.121	0.111	0.120	0.109	0.116
19	0.109	0.117	0.108	0.116	0.107	0.113
20	0.107	0.114	0.107	0.113	0.106	0.111
21	0.101	0.111	0.101	0.110	0.099	0.109
22	0.100	0.107	0.100	0.107	0.098	0.106
23	0.100	0.105	0.099	0.105	0.098	0.105
24	0.099	0.103	0.098	0.103	0.097	0.103
25	0.098	0.101	0.097	0.101	0.096	0.101

Tabelle A2: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} , (nach Zubau)

Höhe: 108.4 m		A Parameter [m/s]	k Parameter [-]	Häufigkeit [%]
UTM ETRS89 Zone 33				
314115	5910176			
Sektor				
N		4.36	2.05	4.3
NN0		5.07	2.11	3.9
ONO		5.77	2.12	5.3
O		6.48	2.18	7.8
OSO		6.78	2.35	7.4
SSO		6.07	2.35	7.0
S		6.08	2.49	8.7
SSW		8.30	2.90	13.2
WSW		8.90	2.87	17.3
W		8.51	2.31	14.1
WNW		7.09	1.93	6.3
NNW		4.96	1.83	4.8
Gesamt (alle Sektoren)		7.17	2.15	100.0

Tabelle A3: Windverhältnisse am Standort auf 108.4 m Höhe

Höhe: 113.5 m		A Parameter [m/s]	k Parameter [-]	Häufigkeit [%]
UTM ETRS89 Zone 33				
314115	5910176			
Sektor				
N		4.39	2.05	4.3
NN0		5.11	2.11	3.9
ONO		5.81	2.12	5.3
O		6.52	2.18	7.8
OSO		6.83	2.35	7.4
SSO		6.11	2.35	7.0
S		6.12	2.49	8.7
SSW		8.35	2.90	13.2
WSW		8.96	2.87	17.3
W		8.57	2.31	14.1
WNW		7.15	1.93	6.3
NNW		5.00	1.83	4.8
Gesamt (alle Sektoren)		7.22	2.15	100

Tabelle A3: Windverhältnisse am Standort auf 108.4 m Höhe

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG • Postfach 54 02 20 • 22502 Hamburg

KWE New Energy Windpark Nr. 8 GmbH & Co. KG
Seebadstraße 44
17207 Röbel / Müritz

Standort Hamburg
Große Bahnstraße 31
22525 Hamburg
Telefon +49 40 8557-0
Telefax +49 40 8557-2552
windenergie@tuev-nord.de
www.tuev-nord.de

TÜV®

Verteiler (ext.):

Verteiler (int.):

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Unser Zeichen

Telefon, Name

Datum

2019-WND-027-CLXXV-R0

+49 40 8557-2091
Frau Dr. M. Polster

18.04.2019

Plausibilitätsprüfung der gutachterlichen Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Meyenburg-Frehne der I17-Wind GmbH & Co. KG vom 04.04.2019 (Bericht Nr.: I17-SE-2019-077, Rev. 0)

Sehr geehrte Damen und Herren,

die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG wurde am 10.04.2019 durch die KWE New Energy Windpark Nr. 8 GmbH & Co. KG beauftragt, die gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Meyenburg-Frehne der I17-Wind GmbH & Co. KG (im Folgenden I17 genannt) vom 04.04.2019 (Bericht Nr.: I17-SE-2019-077, Rev. 0) /1/ auf Plausibilität zu prüfen.

Eingereichte Unterlagen:

Neben /1/ wurden Auszüge zur Windrichtungs- sowie Windhäufigkeitsverteilung (A- und k-Parameter der Weibullverteilung) der UL International GmbH /2/ sowie die Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Meyenburg-Frehne der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH /3/ eingereicht. Des Weiteren liegt die Dokumentation zu den durch die TÜV SÜD Industrie Service GmbH durchgeführten standortspezifischen Lastvergleichen /9/ vor.

Sitz der Gesellschaft
TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Große Bahnstr. 31
22525 Hamburg
Telefon: +49 40 8557-0
Telefax: +49 40 8557-2429
TNEntSys@tuev-nord.de
www.tuev-nord.de

Amtsgericht: Hamburg, HRA 100227
USt.-IdNr.: DE813992777, Steuer-Nr.: 27/628/00023
Commerzbank AG, Hamburg
BIC Swift-Code: COBADEFF
IBAN-Code: DE03 2004 0000 0409 2920 00
Deutsche Bank AG, Hannover
BIC Swift-Code: DEUTDE2H
IBAN-Code: DE95 2507 0070 0068 0710 00

Komplementär
TÜV NORD SysTec
Verwaltungsgesellschaft mbH, Hamburg
Amtsgericht Hamburg, HRB 90231

Geschäftsführer
Dr. Jörg Aign
Dr. Astrid Petersen
Mike Wöbbecking



Betrachtung der Randbedingungen:

Die Windparkkonfiguration am Standort Meyenburg-Frehne in /1/ (Tabelle 2.1) mit Angabe der Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Nennleistung der zu berücksichtigenden WEA wurde von uns nicht geprüft und wird als richtig vorausgesetzt.

Im Kapitel 3.2.1 /1/ werden für die geplanten WEA W1 bis W10 vom Typ Vestas V162, 5,60MW mit 166,0m NH die Auslegungswerte für die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, die 50-Jahreswindgeschwindigkeit sowie die Turbulenzkategorie dargestellt. Die Auslegungswerte stimmen mit den uns vorliegenden Informationen zu den Auslegungswerten des WEA-Typs /7/ überein. Für die WEA W1 bis W10 vom Typ Vestas V162, 5,60MW mit 166,0m NH liegt zum aktuellen Zeitpunkt noch keine gültige Typenprüfung vor.

Als weitere Randbedingung gehen die Winddaten in die Berechnung der Turbulenzbelastung ein. Ein Vergleich der Winddaten aus /2/ mit den Daten aus /1/ (Tabelle 3.2) zeigt, dass die Winddaten für eine Höhe von 169,0m richtig übernommen wurden. Der in /1/ angegebene Referenzpunkt der Winddaten liegt in unmittelbarer Nähe zum Standort der WEA W1. Die Winddaten am Referenzpunkt werden von I17 auf die jeweiligen Anlagenstandorte auf entsprechende Nabenhöhe umgerechnet. Die Winddaten /2/ sowie die von I17 durchgeführten Umrechnungen wurden von uns nicht geprüft. Die verwendeten Winddaten werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt.

Betrachtung der durchgeführten Untersuchungen:

In /1/ wird der Standort auf Basis der im November 2018 von I17 durchgeführten Standortbesichtigung auf turbulenzrelevante Hindernisse untersucht, die Geländebeschaffenheit mit der Rauigkeitskarte abgeglichen, sowie die Geländekategorie bestimmt. Die Geländekategorie am Standort wird in /1/ in Kategorie II eingestuft. Auf Basis von vorliegenden Luftaufnahmen sowie der Fotodokumentation in /1/ halten wir eine Einordnung in Geländekategorie II für nachvollziehbar.

In /1/ (Tabelle 3.3) wird die jeweilige mittlere Jahreswindgeschwindigkeit für die geplanten WEA W1 bis W10 auf Nabenhöhe (zzgl. der Fundamenterhöhung von 3,0m) angegeben. Diese Werte sind anhand der Winddaten aus /2/ plausibel.

Des Weiteren wird in Kapitel 3.3.2 /1/ die Windzone des Standortes Meyenburg-Frehne mit Windzone 2 bestimmt und die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Basis der DIN EN 1991-1-4 NA /6/ ermittelt. Außerdem wird in /1/ die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Grundlage der Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Meyenburg-Frehne der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH /3/ angeführt.

In /1/ wird das Gelände hinsichtlich der orografischen Komplexität untersucht und es wird festgestellt, dass die Komplexitätskriterien nicht erfüllt werden, d.h. die Standorte der WEA nicht orografisch komplex sind. Diese Aussage ist in dem weitgehend ebenen Gelände des Windparks nachvollziehbar.

Des Weiteren wird in /1/ die Umgebungsturbulenzintensität bzw. die repräsentative Turbulenzintensität für die einzelnen WEA im Windpark auf Nabenhöhe bestimmt. In /1/ (Tabelle 4.5) ist beispielhaft die repräsentative Turbulenzintensität am Standort der WEA W1 auf einer Höhe von 169,0m für eine Windgeschwindigkeit von 15m/s ausgewiesen. Es wurden keine eigenen Nachberechnungen durchgeführt. Die Zahlenwerte der repräsentativen Turbulenzintensität liegen in einem für den vorliegenden Standort typischen Bereich und werden als abdeckend für den Standort vorausgesetzt.

Die effektiven Turbulenzintensitäten für die zu betrachtenden WEA W1 bis W10, W14 bis W19, W22 bis W29 und W31 bis W38 sind in /1/ (Tabellen 4.8 und 4.9) nach Zubau der WEA W1 bis W10 für den Windgeschwindigkeitsbereich von 4 bis 25m/s ausgewiesen. Für die WEA W24 sind in /1/ (Tabelle 4.7) auch die effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der WEA W1 bis W10 dargestellt. Für die WEA W14 bis W19 und W31 bis W38 sind in den Tabellen 4.8 und 4.9 gemäß der DIBt-Richtlinie 1995 /10/ entsprechend konstante mittlere effektive Turbulenzintensitäten ausgewiesen und für den Vergleich mit dem Auslegungswert herangezogen worden. Die WEA W11 bis W13, W20, W21 und W30 werden nicht betrachtet, da ihr Abstand größer als 10D zu den geplanten WEA W1 bis W10 ist. Gemäß /1/ sind die effektiven Turbulenzintensitäten der zu betrachtenden WEA gemäß der jeweiligen Typenprüfung bestimmt worden und es erfolgt ein Vergleich mit den der Typenprüfung entsprechenden Auslegungswerten der entsprechenden Turbulenzkategorie. Die in Tabelle 4.6 dargestellte Zuordnung der zu betrachtenden WEA-Typen und den zugrunde zulegenden Richtlinien sowie den entsprechenden Turbulenzkategorien können wir bestätigen. Die in /1/ verwendeten Auslegungswerte der Turbulenzintensität gemäß der Referenzklasse S für die WEA W1 bis W10 stimmen mit den uns vorliegenden Angaben zu den Auslegungswerten für diesen WEA-Typ /8/ überein. Für die WEA W22 bis W29 erfolgt der Vergleich konservativ mit den Auslegungswerten nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/.

Das in /1/ beschriebene Berechnungsmodell zur Bestimmung der effektiven Turbulenzintensität wurde im Rahmen der vorliegenden Plausibilitätsprüfung nicht validiert oder verifiziert. Ebenso fand keine Validierung bzw. Verifizierung der verwendeten anlagenspezifischen Kennlinien (Schubbeiwerte und Schnelllaufzahlen) statt. Es erfolgte keine eigene Nachberechnung der effektiven Turbulenzintensitäten. Die in /1/ ermittelten Werte der effektiven Turbulenzintensitäten werden als richtig vorausgesetzt.

Betrachtung der Ergebnisse

In /1/ wird festgestellt, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe am Standort Meyenburg-Frehne durch den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit der zu Grunde zu legenden Typenprüfung der geplanten WEA W1 bis W10 abgedeckt wird. Unser Vergleich der Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen /4/ bestätigt die Aussage, dass sich der Standort in Windzone 2 befindet. Außerdem können wir den in /1/ bestimmten Wert für die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe (zzgl. der Fundamentenerhöhung) mit Hilfe von /6/ unter der Annahme der Geländekategorie II bestätigen. In /1/ wird außerdem der Wert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Grundlage der Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Meyenburg-Frehne der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH angegeben. Den in /1/ angegebenen Wert können wir mit /3/ nachvollziehen. Wir weisen darauf hin, dass die Extremwindabschätzung /3/ von uns nicht geprüft wurde und als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt wird. Gemäß /3/ ist die dort angewendete Methode mit gewissen Unsicherheiten behaftet und die Ermittlung des Extremwindes als grobe Abschätzung zu erachten. Die Unsicherheiten für die ermittelte Extremwindgeschwindigkeit sind in /3/ nicht angegeben. Unter Voraussetzung der Richtigkeit der in /3/ angegebenen Extremwindgeschwindigkeit können wir die Aussage, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe am Standort Meyenburg-Frehne durch den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit der zu Grunde zu legenden Typenprüfung der geplanten WEA W1 bis W10 abgedeckt wird, nachvollziehen.

Außerdem wird in /1/ festgestellt, dass die jeweilige mittlere Jahreswindgeschwindigkeit am Standort auf Nabenhöhe (zzgl. Fundamentenerhöhung) der geplanten WEA W1 bis W10 den Auslegungswert der zu Grunde zu legenden Typenprüfung nicht überschreitet. Dies können wir durch einen Vergleich der in /2/ angegebenen mittleren Jahreswindgeschwindigkeit mit dem entsprechenden Auslegungswert bestätigen.

In /1/ wird festgestellt, dass an den WEA W1 bis W10, W14 bis W19, W25 bis W29 und W31 bis W38 die jeweiligen Auslegungswerte der Turbulenzintensität eingehalten werden. An den WEA W22 bis W24 kommt es zu Überschreitungen der jeweiligen Auslegungswerte der Turbulenzintensität. An der WEA W24 bestehen Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität bereits vor Zubau der geplanten WEA W1 bis W10. An der WEA W24 wird der Einfluss des Zubaus der WEA W1 bis W10 auf die Werte der effektiven Turbulenzintensität in /1/ als nicht signifikant dargestellt. Diese Aussagen können anhand der Ergebnisse in den Tabellen 4.7 bis 4.9 und den Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten vor und nach Zubau der WEA W1 bis W10 nachvollzogen werden.

In /1/ wird ausgeführt, dass mit den effektiven Turbulenzintensitäten und den standortspezifischen Windparametern an den WEA W22 und W23 durch die TÜV SÜD Industrie Service GmbH standortspezifische Lastvergleiche der Betriebsfestigkeitslasten /9/ durchgeführt wurden. Hierbei erfolgt ein Vergleich der standortspezifischen Betriebsfestigkeitslasten mit den entsprechenden Auslegungslasten der zu Grunde liegenden Typenprüfung. Die Lastvergleiche der Betriebsfestigkeitslasten der TÜV SÜD Industrie Service GmbH ergaben gemäß /1/ für die WEA W22 und W23 keine relevanten Überschreitungen, so dass deren Standorteignung für eine Lebensdauer von 20 Jahren lastseitig nachgewiesen ist. Dabei wurden gemäß /1/ für die WEA W22 und W23 jeweils Annahmen zur Auslegung hinsichtlich der jährlichen mittleren Windgeschwindigkeit sowie zum Zeitraum der Inbetriebnahme getroffen. Außerdem wurden Annahmen für die Inbetriebnahme der WEA W1 bis W10 gemacht.

Die Dokumentation zu den standortspezifischen Lastvergleichen /9/ liegt uns ebenfalls vor. Es wurden von uns keine eigenen Nachrechnungen der standortspezifischen Betriebslasten durchgeführt. Wir können bestätigen, dass die in /9/ angenommenen Eingangsparameter mit den entsprechenden Daten aus /1/, soweit dort angegeben, übereinstimmen. Außerdem können wir die Aussage in /1/ nachvollziehen, dass die Standorteignung der WEA W22 und W23 gemäß /9/ mit den in /1/ bzw. /9/ getroffenen Annahmen zur Auslegung hinsichtlich der jährlichen mittleren Windgeschwindigkeit sowie zum Zeitraum der jeweiligen Inbetriebnahme nachgewiesen ist.

Zusammenfassung:

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG wurde am 10.04.2019 durch die KWE New Energy Windpark Nr. 8 GmbH & Co. KG beauftragt, die gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Meyenburg-Frehne der I17 vom 04.04.2019 (Bericht Nr.: I17-SE-2019-077, Rev. 0) /1/ auf Plausibilität zu prüfen.

Es kann abschließend festgestellt werden, dass die Untersuchung zur Standorteignung von WEA gemäß den Anforderungen der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ vollständig und umfassend durchgeführt wurde. Die Randbedingungen für die in /1/ durchgeführten Berechnungen hinsichtlich der Windparkkonfiguration und der verwendeten Winddaten /2/, /3/ werden als richtig bzw. als repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Die durchgeführten Untersuchungen sind vollständig und nachvollziehbar.

Unter der Voraussetzung der Richtigkeit der Berechnungsergebnisse, der verwendeten Winddaten /2/, der Berechnungen zum Extremwind /3/ und der standortspezifischen Lastvergleiche /9/ sind die in /1/ getroffenen Aussagen zur Standorteignung der WEA W1 bis W10, W14 bis W19, W22 bis W29 und W31 bis W38 unter Berücksichtigung der in /9/ getroffenen Annahmen zur Auslegung hinsichtlich der jährlichen mittleren Windgeschwin-

digkeit der WEA W22 und W23 sowie zum Zeitraum der jeweiligen Inbetriebnahme der WEA W1 bis W10, W22 und W23 richtig.

Für die WEA W1 bis W10 ist zu beachten, dass zum Zeitpunkt der Erstellung von /1/ keine gültige Typenprüfung bzw. Einzelprüfung für die WEA vom Typ Vestas V162, 5,60MW mit 166,0m NH vorliegt. Die Gültigkeit der Aussagen zur Standorteignung der WEA W1 bis W10 setzt eine Typenprüfung bzw. Einzelprüfung für den jeweiligen WEA-Typ voraus, die die in /1/ unterstellten Auslegungswerte bestätigt.

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit der vom Auftraggeber bzw. Dritter übermittelten Informationen und Angaben und für durch unrichtige Angaben bedingte falsche Aussagen.

Die von TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG erbrachten Leistungen (z.B. Gutachten-, Prüf- und Beratungsleistungen) dürfen nur im Rahmen des vertraglich vereinbarten Zwecks verwendet werden. Vorbehaltlich abweichender Vereinbarungen im Einzelfall, räumt TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG dem Auftraggeber an seinen urheberrechtsfähigen Leistungen jeweils ein einfaches, nicht übertragbares sowie zeitlich und räumlich auf den Vertragszweck beschränktes Nutzungsrecht ein. Weitere Rechte werden ausdrücklich nicht eingeräumt, insbesondere ist der Auftraggeber nicht berechtigt, die Leistungen des Auftragnehmers zu bearbeiten, zu verändern oder nur auszugsweise zu nutzen.

Eine Veröffentlichung der Leistungen über den Rahmen des vertraglich vereinbarten Zwecks hinaus, auch auszugsweise, bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung von TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG. Eine Bezugnahme auf TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG ist nur bei Verwendung der Leistung in Gänze und unverändert zulässig.

Bei einem Verstoß gegen die vorstehenden Bedingungen ist TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG jederzeit berechtigt, dem Auftraggeber die weitere Nutzung der Leistungen zu untersagen.

Mit freundlichen Grüßen

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Site Assessment & Inspection Renewables

Sachverständige Wind Site Assessment

Sachverständiger Wind Site Assessment



Dr. rer. nat. M. Polster



Dipl.-Ing. (FH) O. Röglin

Literatur- und Quellenangaben

- /1/ I17-Wind GmbH & Co. KG; Gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Meyenburg-Frehne; Bericht Nr.: I17-SE-2019-077, Rev. 0; Friedrichstadt; 04.04.2019
- /2/ UL International GmbH; Standortbezogene Windpotenzial- und Energieertragsabschätzung am Standort Meyenburg-Frehne, Windstatistiken; Dokument-Nr: UL-GER-WP18-12609039-00.00; Oldenburg; 07.12.2018
- /3/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Meyenburg-Frehne; Berichts-Nr.: 18-168-7018466-Rev.00-EX-AW; Reppenstedt; 20.11.2018
- /4/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xls in der Fassung vom 20.04.2015
- /5/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012; DIBt; Berlin; 2012
- /6/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und nationaler Anhang DIN EN 1991-1-4/NA; Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010; Berlin; Dezember 2010
- /7/ Vestas Wind Systems A/S; Leistungsspezifikationen EnVentus™ 5 MW, V162-5.6 MW 50/60 Hz; Dokumentenr.: 0082-2597 V01; Aarhus N; 24.01.2019
- /8/ Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V162-5.6 MW 50/60 Hz 20 Jahre; Documentnr.: 0076-1172 V00; Aarhus N; 24.10.2018
- /9/ TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Gutachtliche Stellungnahme, Bewertung der Standsicherheit, Windenergieanlage Enercon E-82, 2000 kW 108 m Nabenhöhe über Geländeoberkante, Windenergieanlage Enercon E-70 E4, 2300 kW 114 m Nabenhöhe über Geländeoberkante, Standort: Meyenburg-Frehne (BB); Prüfnummer: 3016195-1-d Rev. 1; München; 01.04.2019
- /10/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; DIBt, Berlin; 2. Aufl. 1995



Industrie Service

**Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.**

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

Prüfbericht für eine Typenprüfung

Datum: 30.09.2019

Prüfnummer: 3015984-3-d

Objekt: **Prüfung der Standsicherheit - Flachgründung**
Windenergieanlage Vestas V162-5.4/5.6 MW
Turm: Stahlrohrturm
Nabenhöhe: 166 m über GOK
Windzone S, Erdbebenzone 3

Hier: Ø = 27,00 m (rund) ohne Auftrieb

Prüfgrundlage: DIBt-Richtlinie 2012

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

**Statische
Berechnung:** HCE Ingenieurgesellschaft mbH
Bleicherweg 6
21073 Hamburg

Auftraggeber: HCE Ingenieurgesellschaft mbH
Bleicherweg 6
21073 Hamburg

Geltungsdauer: bis 29.09.2024

Unsere Zeichen:
IS-ESW-MUC/CST

Dokument:
3015984-3-d_Vestas_V162_5.4-
5.6MW
HH166_FGoA_27.0m.docx

Das Dokument besteht aus
7 Seiten.
Seite 1 von 7

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

Die Prüfergebnisse beziehen
sich ausschließlich auf die
untersuchten Prüfgegenstände.



Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV
unter www.tuev-sued.de/impressum

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

Telefon: +49 89 5791-3146
Telefax: +49 89 5791-2956
www.tuev-sued.de/is

TUV[®]

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



Industrie Service

Revision	Datum	Änderungen
0	30.09.2019	Erstfassung

Inhaltsverzeichnis

1. Unterlagen3
 1.1. Geprüfte Unterlagen.....3
 1.2. Eingesehene Unterlagen.....3
 2. Prüfgrundlage4
 3. Beschreibung4
 3.1. Baustoffe.....5
 3.2. Lastannahmen5
 3.3. Baugrund5
 4. Prüfumfang5
 5. Prüfbemerkungen.....6
 6. Prüfergebnis.....6
 6.1. Auflagen.....6



Industrie Service

1. Unterlagen

1.1. Geprüfte Unterlagen

Folgende Dokumente, sofern nicht anders angegeben von HCE Ingenieurgesellschaft mbH erstellt, wurden zur Prüfung vorgelegt:

- [1] Statische Berechnung „Flachgründung mit niedrigem Wasserstand (LGWL) Winnergieanlage vom Typ Vestas V162-5.4/5.6 MW, EnVentus™, DIBt(S), HH 166m“, 317 Seiten inklusive Anlage 2 Schädigungsberechnung, Dokument Nr. 19085St1, Rev. 0, Datum 2019-08-05
- [2] Schalplan „Windenergieanlage Vestas V162-5.4/5.6 MW, 166m, Nabenhöhe 166 m Flachgründung mit niedrigem Wasserstand“, Dokument Nr. 085-19 V162 1 SP 001, Rev. 0, Datum 2019-08-09
- [3] Bewehrungsplan „Windenergieanlage Vestas V162-5.4/5.6 MW, 166m, Nabenhöhe 166 m Flachgründung mit niedrigem Wasserstand“, Dokument Nr. 085-19 V162 1 BP 002, Rev. 0, Datum 2019-08-09
- [4] Bewehrungsplan „Windenergieanlage Vestas V162-5.4/5.6 MW, 166m, Nabenhöhe 166 m Flachgründung mit niedrigem Wasserstand“, Dokument Nr. 085-19 V162 1 BP 003, Rev. 0, Datum 2019-08-09

1.2. Eingesehene Unterlagen

Folgende Dokumente wurden im Rahmen der Prüfung zusätzlich herangezogen:

- [5] „Foundation loads V162-5.6/5.4 MW, EnVentus, WZ2GK2(S), 166m, 50/60 Hz, GS“, erstellt von Vestas Wind Systems A/S, 37 Seiten, Dokument Nr. 0086-6686, Rev. 01, Datum 2019-07-10
- [6] „Anlage 1 Ermüdungslasten („LS2“), Verkämmte Markov Matrizen gemäß [A.1]“, erstellt von HCE Ingenieurgesellschaft mbH, 30 Seiten, Dokument Nr. 19085St1, Rev. 0, Datum 2019-08-05
- [7] „Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas V162-5.6 MW mit 166 m Nabenhöhe für Windzone WZ2GK2 (S)“, erstellt von DNV GL Energy Renewables Certification, 6 Seiten, Dokument Nr. L-05099-A052-0, Revision 1, Datum 2019-09-30
- [8] „AC 1.5 V162 5.4/5.6MW HH166 DIBT LDST“, erstellt von Vestas Wind Systems A/S, Dokument Nr. A005-8820, Rev. 1, Datum 2019-08-13
- [9] „Prüfbericht für eine Typenprüfung – Prüfung der Standsicherheit - Ankerkorb Windenergieanlage vom Typ Vestas V162-5.4/5.6 MW EnVentus, Turm: Stahlrohrturm, Nabenhöhe: 166 m über GOK, Windzone S, Erdbebenzone 3, Entwurfslebensdauer: 20 Jahre“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 6 Seiten, Dokument Nr. 3045136-21-d, Rev. 0, Datum 2019-09-30
- [10] „Prüfbericht für eine Typenprüfung – Prüfung der Standsicherheit – Stahlrohrturm LDST, Windenergieanlage Vestas V162-5.6/5.4 MW, EnVentus, 166 m Nabenhöhe, Windzone S, Erdbebenzone 3, Entwurfslebensdauer: 20 Jahre“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 9 Seiten, Dokument Nr. 3045136-11-d, Rev. 0, vom 2019-09-30
- [11] Leerrohrplan „Windenergieanlage Vestas V162-5.4/5.6 MW, 166m, Nabenhöhe 166 m Flachgründung mit niedrigem Wasserstand“, Dokument Nr. 085-19 V162 1 LE 005, Rev. 0, Datum 2019-08-09



Industrie Service

2. Prüfgrundlage

Die Prüfung der Unterlagen erfolgte gemäß folgender Richtlinie:

- /1/ „Richtlinie für Windenergieanlagen“, herausgegeben vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt), Ausgabe Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015

Zur Prüfung wurden zusätzlich folgende Normen und Richtlinien herangezogen:

- /2/ DIN EN 1991-1-1:2010 „Eurocode 1: Einwirkung auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke - Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau; Deutsche Fassung EN 1991-1-1:2002 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1991-1-1/NA:2010 + DIN EN 1991-1-1/NA/A1:2015
- /3/ DIN EN 1992-1-1:2011 „Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetonbauwerken –Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau; Deutsche Fassung EN 1992-1-1:2004 + AC:2010“ + DIN EN 1992-1-1/A1:2015, mit nationalem Anhang DIN EN 1992-1-1/NA:2013 + DIN EN 1992-1-1/NA/A1:2015
- /4/ DIN EN 1993-1-1:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau; Deutsche Fassung EN 1993-1-1:2005 + AC:2009“ + DIN EN 1993-1-1/A1:2014, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-1/NA:2015
- /5/ DIN EN 1993-1-9:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-9: Ermüdung; Deutsche Fassung EN 1993-1-9:2005 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-9/NA:2010
- /6/ DIN EN 1997-1:2009 „Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik - Teil 1: Allgemeine Regeln; Deutsche Fassung EN 1997-1:2004 + AC: 2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1997-1/NA:2010
- /7/ DIN 1054:2010 „Baugrund – Sicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau – Ergänzende Regelungen zu DIN EN 1997-1“ + DIN 1054/A1:2012 und DIN 1054/A2:2015
- /8/ DIN EN 1998-1:2010 „Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben – Teil 1: Grundlagen, Erdbebeneinwirkungen und Regeln für Hochbauten; Deutsche Fassung EN 1998-1:2004 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1998-1/NA:2011
- /9/ DIN 4149:2005 „Bauten in deutschen Erdbebengebieten – Lastannahmen, Bemessung und Ausführung üblicher Hochbauten“
- /10/ Deutscher Ausschuss für Stahlbeton Heft 439 „Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen mit Erläuterungen zu den Nachweisen gemäß CEB-FIP Model Code 1990“, Ausgabe 1994
- /11/ Deutscher Ausschuss für Stahlbeton Heft 600 „Erläuterungen zu DIN EN 1992-1-1 und DIN EN 1992-1-1/NA (Eurocode 2)“, Ausgabe 2012

3. Beschreibung

Der Stahlrohrturm für die Windenergieanlage vom Typ Vestas V162-5.4/5.6 MW mit 166 m Nabenhöhe wird auf einem kreisrunden Stahlbetonfundament verankert. Die unterste Stahlsektion wird mit vorgespannten Ankerbolzen und einem einbetonierten Ankerring auf dem Fundament verankert.

Die Flachgründung besteht aus einer kreisförmigen Fundamentplatte mit 27,00 m Außendurchmesser, mit veränderlicher Höhe sowie einem darauf aufgesetzten Sockel. Unter dem Fußflansch wird eine Lastverteiplate angeordnet. Zwischen Lastverteiplate und Sockel ist eine Mörtelausgleichsschicht angeordnet.



Industrie Service

Die Fundamentplatte wird mit Erdreich überschüttet, um die statisch erforderliche Auflast zu erreichen.

Die genauen Abmessungen des Fundaments können dem Schalplan [2] entnommen werden.

3.1. Baustoffe

Beton für Fundament	C45/55 mit Expositionsclassen XC4, XS1, XF3 gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/
Beton für Sockel	C50/60 mit Expositionsclassen XC4, XS1, XF3 gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/
Vergussmörtel	C80/95 gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/
Betonstahl	B500B gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/

3.2. Lastannahmen

Die dimensionierenden Lasten für die Fundamentauslegung sind im Fundamentlastdokument [5] für die Grenzzustände der Tragfähigkeit und der Gebrauchstauglichkeit angegeben. Diese Lasten wurden mit der gutachtlichen Stellungnahme [7] bestätigt und werden als richtig vorausgesetzt. Die angesetzte Entwurfslebensdauer der Windenergieanlage beträgt 20 Jahre.

Einwirkungen aus Erdbeben sind gemäß Dokument [7] auf Basis der DIN EN 1998-1 /8/ für alle Erdbebenzonen sowie Baugrund- und Untergrundklassen in Deutschland abgedeckt. Hiermit sind auch alle Erdbebenzonen sowie Baugrund- und Untergrundklassen nach DIN 4149 /8/ in Deutschland abgedeckt.

Eigengewichte wurden gemäß DIN EN 1991-1-1 /2/ und nach Herstellerangaben berücksichtigt.

3.3. Baugrund

Bei Flachgründung:

Die Mindestwerte der dynamischen und statischen Drehfedersteifigkeit des Gesamtsystems aus Boden und Fundament betragen gemäß Zeichnung [2] $k_{\varphi, \text{dyn}} \geq 99 \text{ GNm/rad}$ und $k_{\varphi, \text{stat}} \geq 49,5 \text{ GNm/rad}$.

Der höchste für den Auftrieb maßgebende Wasserstand liegt bei Fundamentunterkante, Höhenkote s. [2].

4. Prüfumfang

Dieser Prüfbericht für eine Typenprüfung umfasst die Prüfung hinsichtlich der Standsicherheit der in Abschnitt 3 beschriebenen Flachgründung ohne Auftrieb auf Basis der in Abschnitt 2 genannten Prüfgrundlagen.

Für eine vollständige Typenprüfung sind alle in Dokument /1/, Kapitel 3 im Abschnitt I gelisteten Unterlagen, der Prüfbericht zum Turm sowie ein zusammenfassender Prüfbescheid zur Typenprüfung erforderlich.

Die Überprüfung der Standorteignung sowie des Blitzschutz- und Erdungskonzepts sind nicht Gegenstand dieses Berichts.

Abweichungen von den geprüften Unterlagen und Prüfgrundlagen bezüglich Konstruktion, Lastannahmen, Randbedingungen und Ausführung, die Einfluss auf die Standsicherheit haben, sind durch diesen Bericht nicht abgedeckt und erfordern eine Überarbeitung der Berechnung und deren Prüfung.



Industrie Service

5. Prüfbemerkungen

Die vorgelegten Nachweise wurden durch eigene Vergleichsrechnungen überprüft. Auf Basis der eingereichten Unterlagen und unserer Vergleichsrechnungen können ausreichende Sicherheiten bestätigt werden. Die Zeichnungen wurden auf Übereinstimmung mit den Annahmen der Berechnungen sowie den Vorgaben der in Abschnitt 2 genannten Prüfgrundlagen geprüft.

Schnittstellen:

Die Nachweise des Ankerkorbs (bestehend aus Lastverteilplatte, Ankerbolzen und Ankerring) wurden mit Prüfbericht [9] bestätigt. Die Nachweise der Lasteinleitung in den Vergussmörtel und Beton des Fundaments inklusive der gewählten Spaltzugbewehrung werden mit dem vorliegenden Prüfbericht bestätigt.

Imperfektionen:

Die Lasten aus [5] enthalten bereits Effekte aus einer Turmschiefstellung von 5 mm/m, von Differenzsetzungen des Fundaments von 3 mm/m sowie aus einer zusätzlichen Schiefstellung infolge der Berücksichtigung statischer Bodenkennwerte in Höhe von 6 mm/m.

6. Prüfergebnis

Die Berechnungen und die zugehörigen Konstruktions- und Bewehrungszeichnungen für das Fundament entsprechen den in Abschnitt 2 genannten Normen und Richtlinien und sind im Wesentlichen vollständig und richtig.

Die Anforderungen an die Standsicherheit der Gründung sind erfüllt, vorausgesetzt, die nachstehenden Auflagen sowie alle Auflagen und Bemerkungen der zugehörigen Prüfberichte und Gutachten werden beachtet bzw. vollzogen.

Die Prüfung der technischen Unterlagen für das Fundament ist hiermit abgeschlossen.

6.1. Auflagen

Baugrund

1. Die vorhandenen Bodenkennwerte, die Zuordnung des Bodens zu Expositionsklassen nach DIN EN 1992-1-1 /3/ und der höchste für den Auftrieb maßgebende Wasserstand sind für den jeweiligen Standort zu ermitteln und im geotechnischen Untersuchungsbericht zu beschreiben.
2. Grundbautechnische Berechnungen sind im Rahmen des geotechnischen Entwurfsberichts durchzuführen. Die Schnittgrößen an Fundamentunterkante sind in [2] angegeben.
3. Die Mindestwerte der dynamischen und statischen Drehfedersteifigkeit des Gesamtsystems aus Boden und Fundament gemäß Abschnitt 3.3. müssen für den jeweiligen Standort nachgewiesen werden. Dabei kann das Fundament in guter Näherung als Starrkörper angenommen werden.
4. Die im geotechnischen Entwurfsbericht angenommenen Baugrundverhältnisse sind beim Baugrubenaushub vom Bodengutachter zu überprüfen und zu bestätigen. Vor Aufbringen der Sauberkeitsschicht ist die Tragfähigkeit der Baugrubensohle durch den Bodengutachter zu bestätigen.



Industrie Service

Ausführung Fundament

5. Auf einen ausreichenden Korrosionsschutz für den Ankerkorb ist zu achten. Sollte Expositionsklasse XA gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/ abweichend von den gewählten Expositionsklassen gemäß Abschnitt 3.1. am Standort zu berücksichtigen sein, so sind gegebenenfalls zusätzliche Maßnahmen zum Schutz des Betons und der Bewehrung zu ergreifen.
6. Zur Begrenzung der Rissbildung infolge Hydratationswärmeentwicklung sind geeignete betontechnologische Maßnahmen zu ergreifen.
7. Der Zeitpunkt des Erreichens der erforderlichen Festigkeit des Vergussmörtels und Betons für das Vorspannen der Ankerbolzen ist zu bestimmen und durch fachgerecht, unter Berücksichtigung der standortspezifischen Umgebungsbedingungen gelagerte Proben zu überprüfen und zu dokumentieren. Die Druckfestigkeit des Vergussmörtels muss zum Zeitpunkt des Vorspannes $\geq 53 \text{ N/mm}^2$ betragen
8. Das Fundament ist mit einer Bodenaufschüttung gemäß [2] dauerhaft zu überschütten. Das Material der Überschüttung muss die in [2] spezifizierte Mindestwichte im Trockenzustand aufweisen und muss maschinell verdichtet werden.

Prüfintervalle

9. Die Anforderungen an die wiederkehrenden Prüfungen gemäß DIBt-Richtlinie /1/ sind zu beachten.

Für die Verlängerung der Typenprüfung sind die Zeichnungen und die Berechnungen zu einer erneuten Überprüfung hinsichtlich geänderter Vorschriften oder Richtlinien vorzulegen.

**TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Prüfamtsicherheitsamt für die
 bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen**

Der Bearbeiter

Der Leiter

C. Stiglmeier

i.V. S. Mayer



Industrie Service

**Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.**

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

Prüfbericht für eine Typenprüfung

Datum: 30.09.2019

Prüfnummer: 3045136-11-d

Objekt: **Prüfung der Standsicherheit – Stahlrohrturm LDST**
Windenergieanlage Vestas V162-5.6/5.4 MW, EnVentus
166 m Nabenhöhe
Windzone S, Erdbebenzone 3
Entwurfslebensdauer: 20 Jahre

Prüfgrundlage: DIBt-Richtlinie 2012

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

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

Auftraggeber: Vestas Wind Systems A/S
Hedeager 42
8200 Aarhus N
Dänemark

Gültig bis: 29.09.2024

Unsere Zeichen:
IS-ESW-MUC/CST

Dokument:
3045136-11-
d_Vestas_V162_Stahlurm_HH1
66m.docx

Das Dokument besteht aus
9 Seiten.
Seite 1 von 9

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

Die Prüfergebnisse beziehen
sich ausschließlich auf die
untersuchten Prüfgegenstände.



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

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

Telefon: +49 89 5791-3146
Telefax: +49 89 5791-2956
www.tuev-sued.de/is

TUV[®]

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



Industrie Service

Revision	Datum	Änderungen
0	30.09.2019	Erstfassung

Inhaltsverzeichnis

1. Unterlagen 3

1.1. Geprüfte Unterlagen..... 3

1.2. Eingesehene Unterlagen..... 3

2. Bewertungsgrundlage 4

3. Beschreibung 5

3.1. Maße..... 5

3.2. Baustoffe..... 5

3.3. Lastannahmen 6

4. Prüfumfang 6

5. Prüfbemerkungen..... 7

6. Prüfergebnis..... 8

6.1. Auflagen..... 8



Industrie Service

1. Unterlagen

1.1. Geprüfte Unterlagen

Folgende Dokumente, sofern nicht anders angegeben erstellt von Vestas Wind System A/S, wurden zur Prüfung vorgelegt:

- [1] „Tower Strength Calculation, Hub Height 166 m, For Vestas Wind Turbine V162-5.6 MW, DIBt S (WZ2GK2), LDST“, 59 Seiten inklusive 2 Anhängen, Dokument Nr. 0086-7008, Revision 1, Datum 2019-08-16
- [2] Zeichnung „SA2A600 – V162-5.6/5.4 MW -NH166, EnVentus™ DIBt S LDST“, Dokument Nr. A005-8817, Version 1, Datum 2019-08-20
- [3] „LDST – FE Analysis on the Vertical Joints of the V162 – 5.6 MW EnVentus HH166 DiBt S Tower“, 125 Seiten inclusive 9 Anhängen, Dokument Nr. 0086-5145, Revision 1, Datum 2019-08-15
- [4] „Extreme and fatigue assessment of fillet welds along vertical flanges for tower V162-5.6 MW HH166 - DiBt S - LDST“, 20 Seiten, Dokument Nr. 0086-7533, Revision 1, Datum 2019-08-15

1.2. Eingesehene Unterlagen

Folgende Dokumente, sofern nicht anders angegeben erstellt von Vestas Wind System A/S, wurden im Rahmen der Prüfung zusätzlich zur Information herangezogen:

- [5] “Tower loads, V162-5.6/5.4 MW, EnVentus, WZ2GK2 (S), 166 m, 50/60 Hz, GS“, 15 Seiten, Dokument Nr. 0086-6188, Revision 0, Datum 2019-06-24
- [6] „Foundation loads – V162-5.6/5.4 MW, EnVentus, WZ2GK2 (S), HH 166 m, 50/60 Hz, GS“, 37 Seiten, Dokument Nr. 0086-6686, Revision 1, Datum 2019-07-10
- [7] „Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas V162-5.6 MW mit 166 m Nabenhöhe für Windzone WZ2GK2 (S)“, erstellt von DNV GL Energy Renewables Certification, 6 Seiten, Dokument Nr. L-05099-A052-0, Revision 1, Datum 2019-09-30
- [8] Zeichnung “FL Ø4008/Ø3730X430(Ø3820) FORGED S355NL“, Zeichnung Nr. 75958886, Revision 0, Datum 2019-09-10
- [9] “Tower Top Flange, FE analysis, TFV20/TVF21/TVF22/TFV23“, 40 Seiten, Dokument Nr. 0087-3549, Version 0, Datum 2019-08-06
- [10] “Nachweis Turmkopfflansch für VIDAR-Plattform“, erstellt von DNV GL Energy Renewables Certification, 3 Seiten, Dokument Nr. LTR-05017-209190919, Revision 0, Datum 2019-09-19
- [11] „Buckling Strength of Door Region – V136-3.45 MW-Mk3A HH149-DIBtS, LDST Tower“, 17 Seiten, Dokument Nr. 0056-5796, Revision 0, Datum 2016-01-21
- [12] “Large Diameter Steel Tower – FE Analysis on the Buckling Strength of the V136-3.45MW HH149 DIBtS LDST Tower“, 21 Seiten, Dokument Nr. 0057-0443, Revision 0, Datum 2016-01-22



Industrie Service

- [13] "Prüfbericht für eine Typenprüfung Stahlrohrturm mit 149 m Nabenhöhe, für Windenergieanlagen vom Typ Vestas V136-3.45/3.60 MW LDST für Windzone S, Erdbebezone 3", erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 9 Seiten, Dokument Nr. 2494662-1-d, Revision 2, Datum 2017-11-13
- [14] "Design Guidelines for Calculation of Tubular Towers DIBt version", 42 Seiten, Dokument Nr. 0014-2731, Revision 4, Datum 2019-06-20

2. Bewertungsgrundlage

Die Prüfung der Unterlagen erfolgte gemäß folgender Richtlinie:

- /1/ „Richtlinie für Windenergieanlagen“, herausgegeben vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt), Ausgabe Oktober 2012, korrigierte Fassung 2015

Zur Prüfung wurden zusätzlich folgende Normen und Richtlinien herangezogen:

- /2/ DIN EN 1991-1-1:2010 „Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke – Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau; Deutsche Fassung EN 1991-1-1:2002 + AC:2009“ mit nationalem Anhang DIN EN 1991-1-1/NA:2010 + DIN EN 1991-1-1/NA/A1:2015
- /3/ DIN EN 1991-1-4:2010 „Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010“, mit nationalem Anhang DIN EN 1991-1-4/NA:2010
- /4/ DIN EN 1993-1-1:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau; Deutsche Fassung EN 1993-1-1:2005 + AC:2009“, + DIN EN 1993-1-1/A1:2014, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-1/NA:2015
- /5/ DIN EN 1993-1-6:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-6: Festigkeit und Stabilität von Schalen; Deutsche Fassung EN 1993-1-6:2007 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-6/NA:2010
- /6/ DIN EN 1993-1-8:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-8: Bemessung von Anschlüssen; Deutsche Fassung EN 1993-1-8:2005 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-8/NA:2010
- /7/ DIN EN 1993-1-9:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-9: Ermüdung; Deutsche Fassung EN 1993-1-9:2005 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-9/NA:2010
- /8/ DIN EN 1993-1-10:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-10: Stahlsortenauswahl im Hinblick auf Bruchzähigkeit und Eigenschaften in Dickenrichtung; Deutsche Fassung EN 1993-1-10:2005 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-10/NA:2010
- /9/ DIN EN 1998-1:2010 „Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben – Teil 1: Grundlagen, Erdbebeneinwirkungen und Regeln für Hochbauten; Deutsche Fassung EN 1998-1:2004 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1998-1/NA:2011
- /10/ DIN 4149:2005 „Bauten in deutschen Erdbebengebieten – Lastannahmen, Bemessung und Ausführung üblicher Hochbauten“
- /11/ DIN EN 1090-2:2011 „Ausführung von Stahltragwerken und Aluminiumtragwerken – Teil 2: Technische Regeln für die Ausführung von Stahltragwerken; Deutsche Fassung EN 1090-2:2008+A1:2011“



Industrie Service

- /12/ DIN EN 14399-4:2015 „Hochfeste vorspannbare Garnituren für Schraubverbindungen im Metallbau – Teil 4: System HV – Garnituren aus Sechskantschrauben und -muttern; Deutsche Fassung EN 14399-4:2015“
- /13/ DASt – Richtlinie 021:2013 “Schraubverbindungen aus feuerverzinkten Garnituren M 39 bis M 72 entsprechend DIN EN 14399-4, DIN EN 14399-6“

3. Beschreibung

Der Stahlrohrturm für die Windenergieanlage Vestas V162-5.6/5.4 MW besteht aus 3 zylindrischen und 4 konischen Sektionen.

Die Stöße der Turmsektionen sind als L-Ringflanschverbindungen mit innenliegenden, vorgespannten Schrauben ausgeführt.

Die Wanddickenstöße der Turmsegmente sind als Stumpfnähte ausgeführt.

Die Türöffnung in der untersten Turmsektion ist mit einem Blech verstärkt.

Die Anbindung an das Fundament erfolgt über einen T-Ringflansch. Die Anbindung an das Turmkopflager erfolgt über einen L-Ringflansch.

Die untersten vier Turmsektionen sind längs in drei gleichgroße Segmente (3 x 120°) geteilt. Die Mantelbleche dieser Teilsegmente werden miteinander durch vertikale Flansche und innenliegende, vorgespannte Schrauben verbunden. Die Ringflansche der Teilsegmente einer Turmsektion werden nicht miteinander verbunden.

Damit die vertikalen Flansche von zwei aufeinanderfolgenden Turmsegmenten nicht übereinander liegen, sind diese in der Draufsicht zueinander verdreht in einem Winkel von 60° montiert.

3.1. Maße

Nabenhöhe:	166 m
Gesamtlänge Turm:	163,31 m
Außendurchmesser Turmwandung am Turmfuß:	6,550 m
Außendurchmesser Turmkopfflansch:	3,978 m

Weitere Angaben können Zeichnung [2] entnommen werden.

3.2. Baustoffe

Turmwand	S355J0 gemäß DIN EN 10025 S420N gemäß DIN EN 10025
Türverstärkung	S355J2 gemäß DIN EN 10025
Ringflansche	S355NL gemäß DIN EN 10025 mit Z25 Güte gemäß DIN EN 10164 für aus Blech hergestellte Flansche, die senkrecht zur Walzebene beansprucht werden
Turmfußflansch	S355NL gemäß DIN EN 10025 mit Z25 Güte gemäß DIN EN 10164 für aus Blech hergestellte Flansche, die senkrecht zur Walzebene beansprucht werden
Vertikaler Flansch	S355J0 gemäß DIN EN 10025
Aluminiumblech zwischen den vertikalen Flanschen	DIN EN AW-6082 T6 gemäß DIN EN 755-2



Industrie Service

Schraubengarnituren	M24-10.9 gemäß DIN EN 14399-4 /12/ M42-10.9 gemäß DASt-Richtlinie 021 /13/ M56-10.9 gemäß DASt-Richtlinie 021 /13/ M64-10.9 gemäß DASt-Richtlinie 021 /13/ M72-10.9 gemäß DASt-Richtlinie 021 /13/
---------------------	--

3.3. Lastannahmen

Die dimensionierenden Lasten für die Prüfung des Stahlrohrturms der oben genannten Windenergieanlage sind in Dokument [5] und [6] für die Grenzzustände der Tragfähigkeit angegeben. Diese Lasten wurden mit der gutachtlichen Stellungnahme [7] bestätigt und werden als richtig vorausgesetzt. Die angesetzte Entwurfslebensdauer der Windenergieanlage beträgt 20 Jahre.

Einwirkungen aus Erdbeben sind gemäß Dokument [7] auf Basis der DIN EN 1998-1 /9/ für alle Erdbebenzonen sowie Baugrund- und Untergrundklassen in Deutschland abgedeckt. Hiermit sind auch alle Erdbebenzonen sowie Baugrund- und Untergrundklassen nach DIN 4149 /10/ in Deutschland abgedeckt.

Eigengewichte wurden gemäß DIN EN 1991-1-1 /2/ und nach Herstellerangaben berücksichtigt.

Turmkopfmasse: 287 t

4. Prüfumfang

Dieser Prüfbericht für eine Typenprüfung umfasst die Prüfung hinsichtlich der Standsicherheit des in Abschnitt 3 beschriebenen Stahlrohrturms auf Basis der in Abschnitt 2 genannten Prüfgrundlagen.

Für eine vollständige Typenprüfung sind alle in Dokument /1/, Kapitel 3 im Abschnitt I gelisteten Unterlagen sowie ein zusammenfassender Prüfbescheid zur Typenprüfung erforderlich.

Weitere Prüfungen wie die Überprüfung der Bauausführung, von Bau- und Transportzuständen, der Standorteignung, des Fundaments, des Blitzschutz-/Erdungskonzepts und der Turmeinbauten sind nicht Gegenstand dieses Berichtes.

Abweichungen von den geprüften Unterlagen und Prüfgrundlagen bezüglich Konstruktion, Lastannahmen, Randbedingungen, Ausführung und Anlagensteuerung, die Einfluss auf die Standsicherheit haben, sind durch diesen Bericht nicht abgedeckt und erfordern eine Überarbeitung der Berechnung und eine erneute Prüfung.

Es wird davon ausgegangen, dass Hersteller und Betreiber ihren Verpflichtungen zur Gewährleistung des sicheren Betriebes der Anlage nachkommen und über im Betrieb festgestellte, auslegungsrelevante Auffälligkeiten, wie z.B. Schwingungsphänomene, berichten und gegebenenfalls veranlassen, dass entsprechende Untersuchungen durchgeführt und neue Berechnungen zur Prüfung vorgelegt werden.



Industrie Service

5. Prüfbemerkungen

Die vorgelegten Nachweise wurden durch eigene Vergleichsrechnungen überprüft.

Die vorliegenden Nachweise in Dokument [1], [3] und [4] weisen für verschiedene Teilbereiche Auslastungen von nahezu 100% sowohl für die Betriebs- als auch für die Extremlasten aus. Überschreiten die begutachteten Lasten die Lastannahmen gemäß [5] und [6], sind neue Nachweise zur Prüfung vorzulegen.

Die Zeichnungen wurden auf Übereinstimmung mit den Annahmen der Berechnungen sowie den Vorgaben der in Abschnitt 2 genannten Prüfgrundlagen geprüft.

Schnittstellen:

Die Prüfung des Ankerkorbs ist nicht Gegenstand dieses Prüfberichtes. Die Nachweise der Lasteinleitung vom Turmfußflansch in die darunterliegende Struktur sind nicht Bestandteil dieser Prüfung.

Die Berechnung des Turmkopfflansches mit dem Nachweis der Schweißverbindung im Einflussbereich des Turmkopfflansches und des Radius des Turmkopfflansches gemäß Zeichnung [8] wurde in [1] anhand von Spannungskonzentrationsfaktoren aus [9] durchgeführt. Dokument [9] wurde mit [10] bestätigt.

Eigenfrequenzen:

Die in [1] berechnete erste Eigenfrequenz liegt innerhalb des im Lastgutachten [7] angegebenen Gültigkeitsbereichs (0,137 Hz bis 0,145 Hz). Die dynamische Rotationsfedersteifigkeit aus der Interaktion von Fundament und Baugrund muss mindestens $k_{\phi,dyn} = 83 \text{ GNm/rad}$ betragen.

Die Eigenfrequenz liegt im Bereich der möglichen Erregerfrequenzen der Anlage. Daher ist eine betriebliche Schwingungsüberwachung vorzusehen, die mit dem Betriebs- und Sicherheitssystem der Anlage verbunden ist, siehe Auflage 2.

Imperfektionen:

Die Lasten aus [5] enthalten bereits Effekte aus einer Turmschiefstellung von 5 mm/m, von Differenzsetzungen des Fundaments von 3 mm/m, sowie aus einer zusätzlichen Schiefstellung von 6 mm/m infolge der Berücksichtigung einer statischen Bodendrehfeder von $k_{\phi,stat} = 34,4 \text{ GNm/rad}$.

Bauzustände, Querschwingungen:

Nachweise wirbelerregter Querschwingungen wurden für verschiedene Errichtungszustände gemäß nachstehender Tabelle in [1] geführt. Weitere hiervon abweichende Bau- und Montagezustände sowie Transportzustände sind nicht Gegenstand dieser Prüfung.

Bauzustand / vorübergehender Zustand	Gesamte maximale Dauer
Einzelne Sektionen des Turmes	Errichtung des gesamten Turmes innerhalb eines Tages
Turm ohne Gondel	7 Tage
Stillstandszeiten der fertiggestellten Anlage	1 Jahr über die Lebensdauer



Industrie Service

Kerbfalklassen:

Gemäß [1] wurden für die Anschlusspunkte aller zusätzlich an die Turmwand angeschweißten Teile (z.B. Besteigeeinrichtungen) folgende Kerbfalklassen gemäß DIN EN 1993-1-9 /7/ angesetzt:

Lage in Bezug auf die Turmhöhe	Kerbfalklasse
Zwischen 0,000 und 7,190 m:	DC 80
Zwischen 11,640 und 16,010 m:	DC 80
Zwischen 31,115 und 36,271 m:	DC 80
Zwischen 56,504 und 60,676 m:	DC 80
Zwischen 83,120 und 85,430 m:	DC 80
Zwischen 142,210 und 145,135 m:	DC 80
Zwischen 156,835 und 163,310 m:	DC 80
Alle anderen Höhen:	DC 90

Stahlsortenauswahl:

Die Stahlsortenauswahl nach DIN EN 1993-1-10 /8/ wurde in [1] für eine Bezugstemperatur von $T = -30^{\circ}\text{C}$ durchgeführt.

6. Prüfergebnis

Die Berechnung und die zugehörigen Konstruktionszeichnungen für den geprüften Stahlrohrturm entsprechen den in Abschnitt 2 genannten Normen und Richtlinien und sind im Wesentlichen vollständig und richtig.

Die Anforderungen an die Standsicherheit des Turmtragwerkes sind erfüllt, vorausgesetzt, die nachstehenden Auflagen sowie alle Auflagen und Bemerkungen der zugehörigen Prüfberichte und Gutachten werden beachtet bzw. vollzogen.

Der Turm der Windenergieanlage ist für Standorte entsprechend den Lastannahmen in [5] geeignet.

Die Prüfung der technischen Unterlagen für den Turm ist hiermit abgeschlossen.

6.1. Auflagen

Allgemein

- Sollten Schwingungsphänomene festgestellt werden, die in den Lastannahmen in [5] und [6] nicht berücksichtigt wurden, so sind entsprechende Untersuchungen durchzuführen und gegebenenfalls neue Berechnungen zur Prüfung vorzulegen.
- Die Anlage ist mit einer betrieblichen Schwingungsüberwachung auszurüsten, die in der Lage sein muss, auftretende Schwingungen entsprechend den Annahmen im Lastdokument [5] und [6] zu begrenzen.
- Die in Abschnitt 5 angegebenen Mindestwerte der Steifigkeiten aus dem Zusammenwirken von Fundament und Baugrund dürfen nicht unterschritten werden.
- Es ist für jede Anlage sicherzustellen, dass der Bereich der zulässigen Eigenfrequenzen gemäß Abschnitt 5 eingehalten wird.



Industrie Service

5. Bauzustände und Stillstandszeiten der Anlage sind gemäß den Angaben in Abschnitt 5 zeitlich zu beschränken. Falls die zulässigen Zeiten überschritten werden oder die Gondel zu einem späteren Zeitpunkt vom Turm genommen wird, so sind geeignete Maßnahmen zur Verhinderung von wirbelerregten Querschwingungen zu treffen.

Stahlsektionen

6. Der Korrosionsschutz der Turmaußenseite (Turminnenseite) ist für eine Korrosivitätskategorie C4 (C3) nach DIN EN ISO 12944 auszuführen. Bei Aufstellung in Industrienähe mit hoher Feuchte und aggressiver Atmosphäre oder Meeresnähe mit hoher Salzbelastung ist für die Turmaußenseite eine Korrosivitätskategorie C5-I bzw. C5-M erforderlich. Für die Schutzdauer ist die Klasse „hoch“ gemäß DIN EN ISO 12944-5 anzusetzen, dies entspricht einer angestrebten Zeitspanne von mindestens 15 Jahren bis zur ersten planmäßigen Instandsetzungsmaßnahme aus Korrosionsschutzgründen.
7. Sämtliche in Dickenrichtung belastete Bauteile (z.B. Flansche und Zargen) müssen hinsichtlich der Dopplungsfreiheit nach EN 10160, Qualitätsklasse S1 und E1, oder einem äquivalenten Standard ultraschallgeprüft sein.
8. Der Stahlrohrturm darf nur von Herstellern mit einer Qualifizierung gemäß DIN EN 1090-1 für mindestens Ausführungsklasse EXC3 gefertigt werden.
9. Die Fertigung des Stahlrohrturmes muss den Anforderungen der DIN EN 1090-2 Ausführungsklasse EXC3 entsprechen.
10. Die maximal zulässigen Flanschtoleranzen gemäß /1/, Abschnitt 13.1 sind einzuhalten.
11. Die Anschlusspunkte aller zusätzlich an die Turmwand angeschweißten Teile (z.B. Besteigeinrichtungen) müssen mindestens den in Abschnitt 5 angegebenen Kerbfallklassen entsprechen.

Prüfintervalle

12. Die planmäßige Vorspannung der Schraubverbindungen ist nach Inbetriebnahme gemäß den Vorgaben der DIBt- Richtlinie /1/ (Abschnitt 13.1 Anmerkung 1) erneut zu kontrollieren und ggf. nachzuspannen.
13. Die Anforderungen an die wiederkehrende Prüfung gemäß der DIBt- Richtlinie /1/ sind zu beachten.

Für die Verlängerung der Typenprüfung sind die Zeichnungen und die Berechnungen zu einer erneuten Überprüfung hinsichtlich geänderter Vorschriften oder Richtlinien vorzulegen.

**TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Prüfamts für Standsicherheit für die
 bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen**

Der Bearbeiter

Der Leiter

C. Stiglmeier

i.V. S. Mayer

16. Anlagenspezifische Antragsunterlagen

Punkt 16.1.4.6 Lastengutachten

Punkt 1.1.4.7 Maschinengutachten V162- 5.6 MW

Diese vertraulichen Dokumente sind nicht für die Öffentlichkeit bestimmt und nicht im Auslegungsordner enthalten.

16.1.7.7 Antrag auf Ausnahmegenehmigung AVV

Dieses Dokument entfällt gemäß der neuen Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Classification: **Restricted**

UKA Verwaltung GmbH
Dr.-Eberle-Platz 1
D-01662 Meißen

Datum
Hamburg, 29.07.2020/PAPUP

Übersicht Dokumentation

-Windpark Meyenburg-Frehne
-Windpark Halenbeck

Sehr geehrte Damen und Herren,

ich möchte Bezug nehmen auf Ihre Anfrage zu bezüglich der Maschinengutachten der Vestas V150-5.6MW und V162-5.6MW.

Für beide WEA Typen liegen Maschinengutachten mit Auflagen vor. Die finalen Versionen sind für die V150-5.6MW in Q3 2020 und für die V162-5.6MW in Q1 2021 geplant.
Die Maschinengutachten mit Auflagen basieren auf Komponententest bei Zulieferern und aus eigenen Testcentern. In der aktuellen Version des Maschinengutachtens der V150-5.6MW sind bereits Testergebnisse vom Prototypen eingeflossen, der bereits seit 4 Wochen im Testbetrieb ist.

Wir hoffen mit dieser Bestätigung Ihre Anfrage hinreichend beantwortet und Ihnen damit weiter geholfen zu haben.

Mit freundlichen Grüßen
Vestas Deutschland GmbH



i. A. Patrick Puphal

Technical Bid Lead Engineer
Technical Sales & Siting Solutions (T3S), TSM NCE
Power Solutions

Kapstadtring 7, DE-22297 Hamburg
PAPUP@vestas.com

Vestas Deutschland GmbH

Kapstadtring 7, 22297 Hamburg, Deutschland
Tel: +49 4841 971 0, Fax: +49 4841 971 360, vestas-centraleurope@vestas.com, www.vestas.com
Bank: UniCredit Bank - HypoVereinsbank, München
IBAN: DE45 7002 0270 0666 8897 54, BIC: HYVEDEMMXXX
Commerzbank, Frankfurt, IBAN: DE96 5008 0000 0980 8140 00, BIC: DRESDEFFXXX
Nordea Bank, Frankfurt, IBAN: DE59 5143 0300 2125 7100 01, BIC: NDEADEFXXX
Handelsregister: Hamburg HRB 154968, Umsatzsteueridentifikationsnummer: DE 134 657 783,
Steueridentifikationsnummer: 1 529 211 237
Geschäftsführer: Cornelis de Baar, Hans Martin Smith, Guido Hinrichs,
Company reg. name: Vestas Deutschland GmbH

16. Anlagenspezifische Antragsunterlagen

Punkt 16.1.4.6 Lastengutachten

Punkt 1.1.4.7 Maschinengutachten V162- 5.6 MW

Diese vertraulichen Dokumente sind nicht für die Öffentlichkeit bestimmt und nicht im Auslegungsordner enthalten.

16.1.7.7 Antrag auf Ausnahmegenehmigung AVV

Dieses Dokument entfällt gemäß der neuen Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

16.1.6 Windenergieanlagen: Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 1
--------------------------------	--	---------------------------------

Dokument Nr.: 0040-4327 V10
01.04.2019

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

V100; V110; V112; V117; V126; V136; V150, V162

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 2
--------------------------------	--	--

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

V100; V110; V112; V117; V126; V136; V150; V162

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

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 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.....	17
2.3.5	Anforderungen an Ausweichbuchten und Wendebereiche	18
3	Anforderungen an die Kranstellflächen	19
3.1	Übersicht über die Fahrzeuge, Krane, Komponenten und Materialien	19
3.2	Belastungen und Belastungsbereiche	19
3.3	Anforderungen an die Planung.....	21
3.3.1	Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen	21
3.3.2	Statische und konstruktive Planung.....	22
3.3.3	Geometrische Anforderungen.....	22
4	Anforderungen an die Bauausführung	23
4.1	Lieferung der Ankerkorbkonstruktion.....	24
4.2	Prüfung der Tragfähigkeit	25
4.3	Wartungs- und Kennzeichnungspflicht	26

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 4
--------------------------------	--	--

5 Anforderungen an die Baustelleneinrichtungsflächen27

6 Sonstige Anforderungen und Hinweise27

7 Anlagentypen, Kranstellflächen & Anzahl Sondertransporte28

7.1 Anlage 1a: Zeichnerische Darstellung der Baustelleneinrichtungsfläche 29

7.2 Anlage 1b: Bestätigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in
statischer und konstruktiver Hinsicht..... 30

7.3 Anlage 2: Kurvenradien (separates Dokument).....30

7.4 Anlage 3: Kranstellflächen (separates Dokument).....33

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 5
--------------------------------	--	--

1 Allgemeines

1.1 Vorbemerkungen

Das vorliegende Dokument 0040-4327 V10 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 V100 bis V162, 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 statischer und konstruktiver Hinsicht gem. Anlage 1a als pdf-Dateien und 1-fach als Hardcopy zur Verfügung zu stellen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 6
--------------------------------	--	--

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 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 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, schichtwechsellarmen Böden sind bis zur Einflusstiefe gut bis sehr gut tragfähig und die Grundwasserverhältnisse unbedeutend.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 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	≥ 50 cm unter GOK	≥ 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 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 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 gewonnen 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 gewonnen 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 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 10
--------------------------------	--	----------------------------------

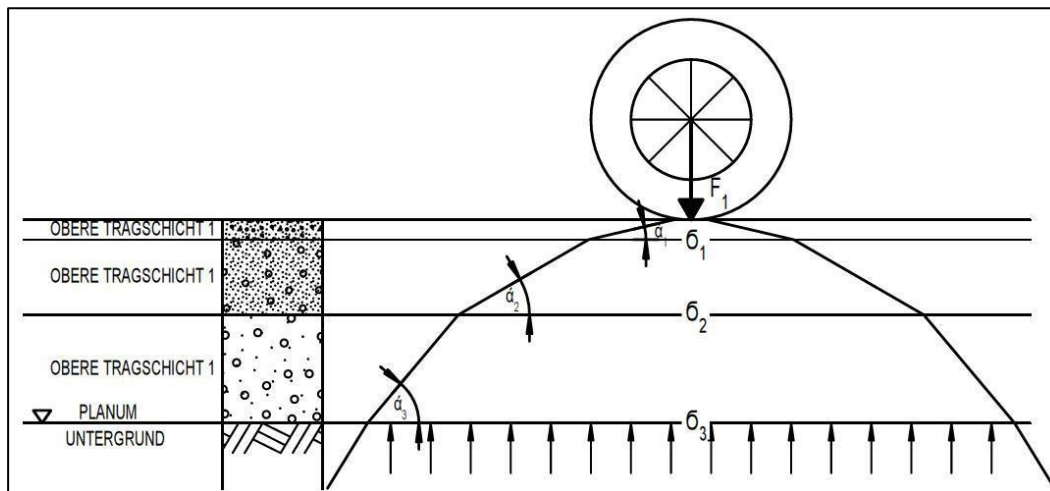
2.3.2 Statische und konstruktive Planung

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 Spannungsverteilung unter Lasten (Sohlspannungsverteilung, Spannungsverteilung im Boden)
- Nachweis der Setzungen
- Nachweis der Kippstabilität
- Nachweis gegen Gleiten
- Nachweis der Grundbruchsicherheit
- 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 1:200 / 1:5.000 / 1:10.000
- Querschnittsprofile mit Angabe der Quergefälle im Maßstab 1:50
- Höhenpläne als Schnittdarstellung im Maßstab 1:500
- Detailpläne im Maßstab 1:5, 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. Brücken und Durchlässe, Ver- und Entsorgungsleitungen, Schächten etc. zu integrieren.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 11
--------------------------------	--	---

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 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 12
--------------------------------	--	----------------------------------

2.3.3 Übersicht über die geometrischen Anforderungen

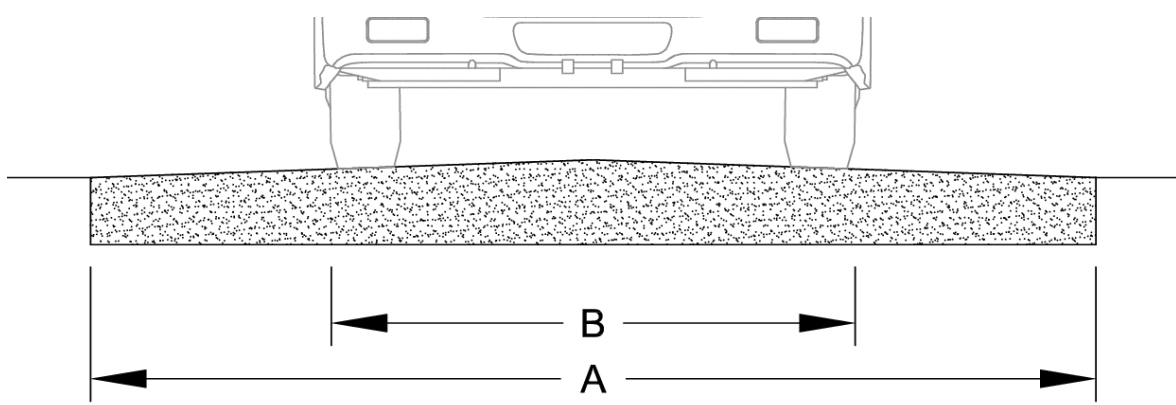
Bei der Planung der Transportwege sind Mindestabmessungen einzuhalten, die in den folgenden Abschnitten dargelegt werden:

STANDARD-LICHTRAUMPROFIL		
	Durchfahrtsbreite (Kurven)	s. Kapitel 2.3.4.
A	Durchfahrtsbreite (Geraden)	6,00 m (kein LDST) 6,50 m (LDST ⁽¹⁾) 7,00 m (nur LDST V162 NH166)
B	Durchfahrtshöhe	5,50 m
C	Transportbreite	5,60 - 5,90 m
D	Transporthöhe	5,00 m
E	Spurbreite	3,00 m

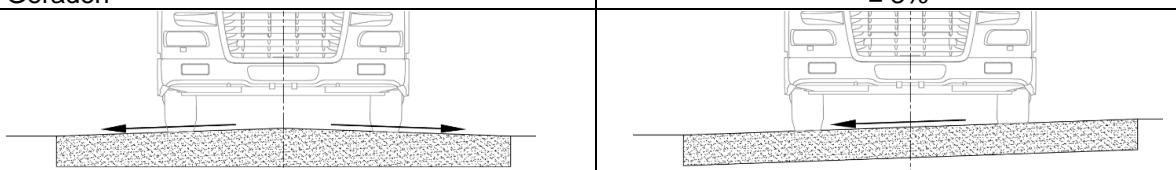
⁽¹⁾ Auswahl gemäß WEA-Typ Kapitel 7

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 13
--------------------------------	--	----------------------------------

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



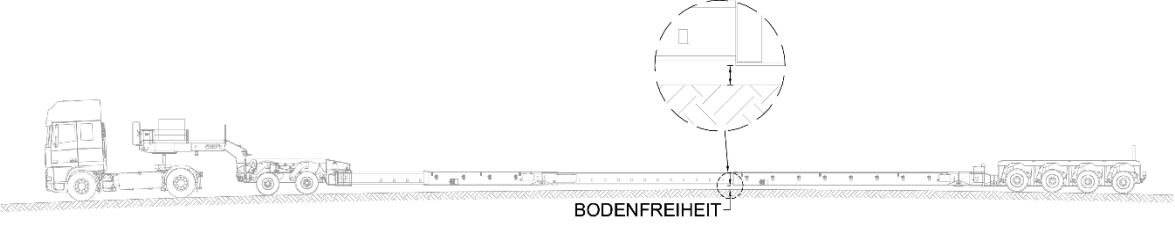
GRENZWERTE VON QUERGEFÄLLEN	
Kurven	≤ 3%
Geraden	≤ 3%



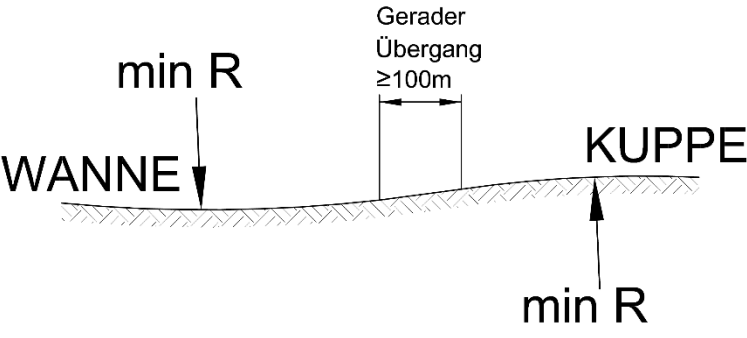
LÄNGSGEFÄLLE / MAXIMALWERTE BEI STEIGUNGEN	
Fahrt vorwärts (Schichten ohne Bindemittel)	≤ 9%
Fahrt vorwärts (mit gebundener Deckschicht)	> 9 % (projektspezifische Bedienungen wie z.B. Zug- /Bremshilfe, Traktions- und Kurvenradien, Straßenbreite u.a.)
Fahrt rückwärts	≤ 3%

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 14
--------------------------------	--	----------------------------------

BODENFREIHEIT		
Komponente	Minimum	Maximum
Turn	≥ 15 cm	≤ 80 cm
Rotorblätter	≥ 40 cm	≤ 80 cm



KUPPEN & WANNEN Minimum Radius (m)	
V100 / V110 / V112	400 m
V117 / V126	500 m
V136 / V150	600 m
V162	700 m



Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 15
--------------------------------	--	----------------------------------

2.3.3.1 Projektspezifische Beispieldarstellung LDST-Segmente

LICHTRAUMPROFIL LDST TURM SEGMENTE		
	Durchfahrtsbreite (Kurven)	s. Kapitel 2.3.4.
A	Durchfahrtsbreite (Geraden)	7,00 m
B	Durchfahrtshöhe	4,50 m
C	Transportbreite	6,30 m
D	Transporthöhe	4,00 m
E	Spurbreite	3,00 m
F	Turmsegment Außendurchmesser	5,60 – 5,90 m
G1	Turmsegment Ladehöhe	1,60 m
G2	Turmsegment Ladungshöhe	3,20 m

Projektspezifische Beispieldarstellung

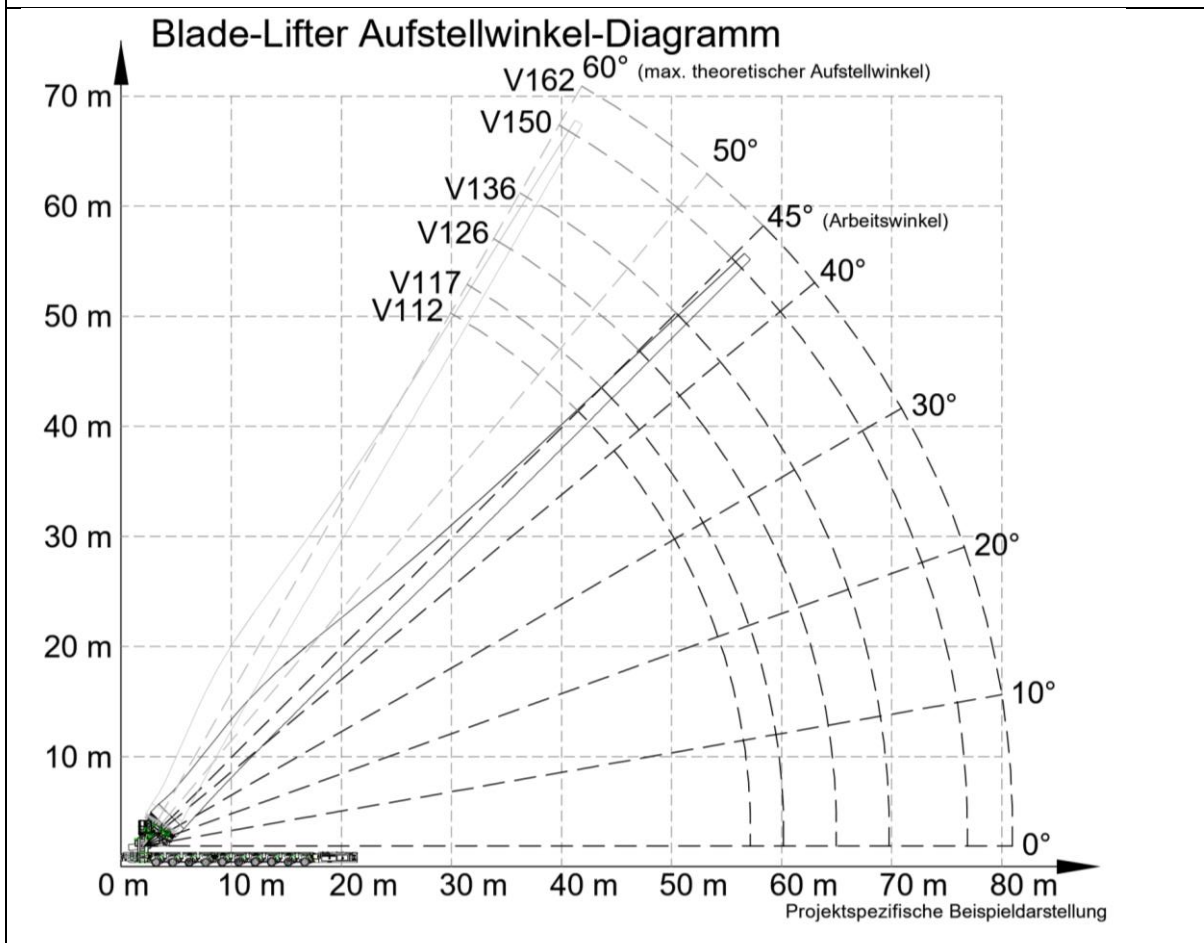
Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 16
--------------------------------	--	----------------------------------

2.3.3.2 Projektspezifische Beispieldarstellung vormontierter LDST

LICHTRAUMPROFIL LDST TURM SEKTIONEN MONTIERT		
	Durchfahrtsbreite (Kurven)	s. Kapitel 2.3.4.
A	Durchfahrtsbreite (Geraden)	8,00 m
B	Durchfahrtshöhe	9,00 m
C	Transportbreite	7,00 m
D	Transporthöhe	8,50 m
E	Spurbreite	3,00 m
F	Turmsection Außen Max Durchmesser	6,50 m
G	Turmsection Ladehöhe Max	1,50 m
	Achslast	~15 t

Projektspezifische Beispieldarstellung

PROJEKTSPEZIFISCHE BEISPIELDARSTELLUNG BLADE-LIFTER



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 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. 100 m zum gerade positionieren des Transporterfahrzeuges vorhanden sein
- müssen Längen- und/ oder Kurvenausbauten auf Baustellen kleiner oder größer sein, sind diese projektspezifisch zu prüfen

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 18
--------------------------------	--	----------------------------------

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.

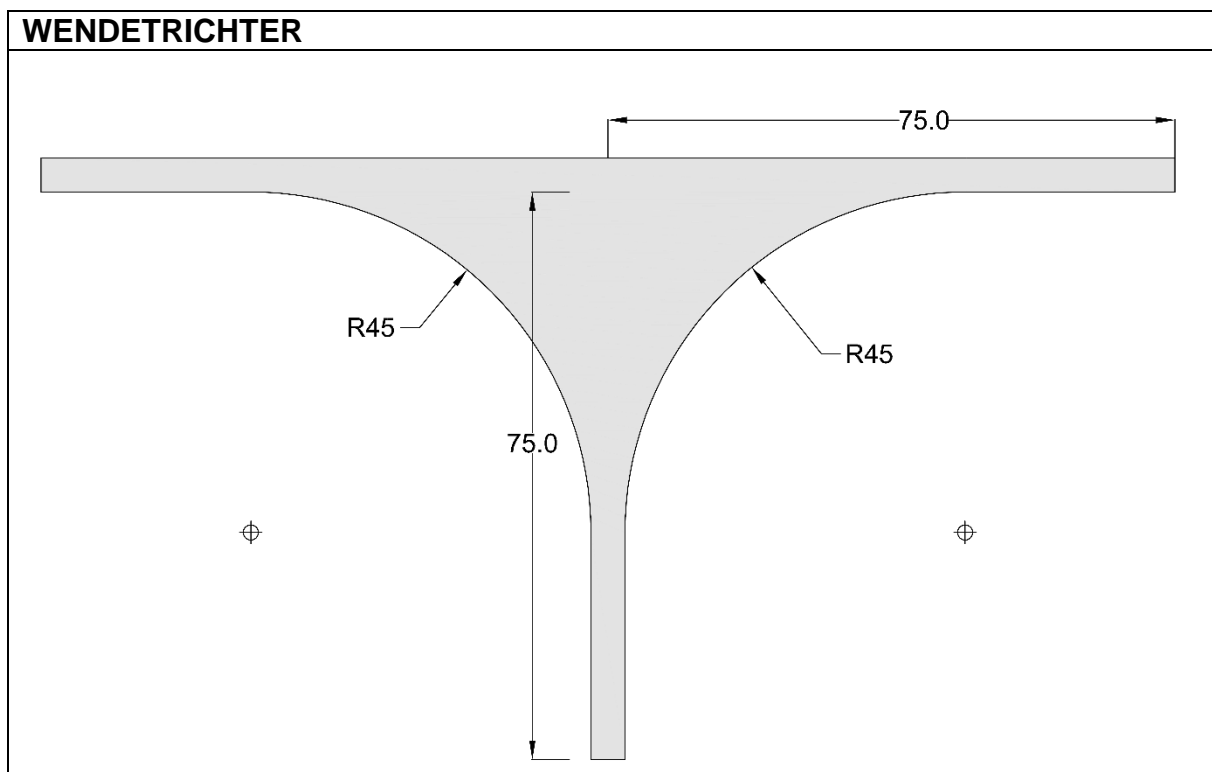
2.3.5 Anforderungen an Ausweichbuchten und Wendebereiche

Bei nicht einsehbaren Streckenabschnitten und/oder Längen $\geq 0,5$ km und im Streckenabschnitt der Hauptzufahrt sind Ausweichbuchten 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 $2 \times R45$ m, dieser dient für alle Fahrzeuge exklusive der Rotorblätter.

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.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 19
--------------------------------	--	----------------------------------

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, 1 Schwerlastkran Achslast 12 t
- Turmteile 42 t bis 95 t
- Maschinenhaus, Nabe, Getriebe 35 t bis 90 t
- 3 Rotorblätter 12-25 t
- Werkzeugcontainer

Hinweis: Anlagenspezifisch abweichend

3.2 Belastungen und Belastungsbereiche

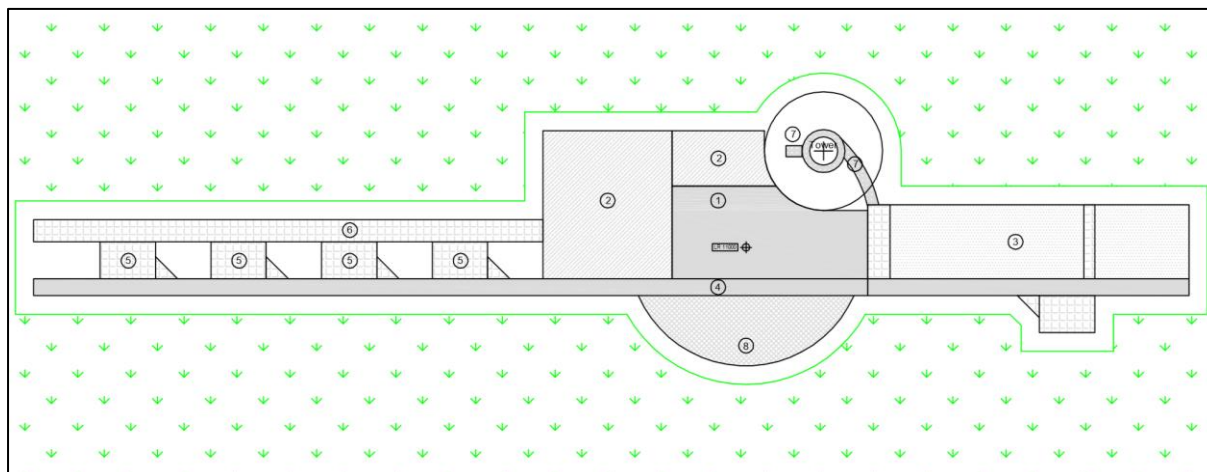
Für die Kranstellflächen gelten die in Kapitel 2.1 definierten Belastungen und Anforderungen gleichlautend. Jedoch gelten für die verschiedenen Teilflächen/ Teilbereiche der Kranstellflächen verschiedene Belastungsstufen und Anforderungsprofile.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 20
--------------------------------	--	----------------------------------

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

Nr.	Teilflächen- bezeichnung	Verwendung	Achslast (t)	Anforderungen/ Beschaffenheit
1	Kranstellfläche	Montagekran	21	0% Gefälle, Flächenlast: 260 kN/m ² für NH ≤152m 350 ⁽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 höhengleich zueinander- und in alle Richtungen neigungsfrei, temporär ausgebaut, bei abweichender Einfahrtrichtung der Blätter ist eine Absprache mit Vestas erforderlich vgl. Kapitel 2, dauerhaft ausgebaut
4	Transportweg	Transport	12	vgl. Kapitel 2, dauerhaft ausgebaut
5	Kranstellfläche	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	Turmsockelumfahr- ung 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

Prinzipdarstellung einer Kranstellfläche



⁽²⁾ Standortspezifische Berechnung empfohlen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 21
--------------------------------	--	----------------------------------

3.3 Anforderungen an die Planung

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 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 22
--------------------------------	--	----------------------------------

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. 350 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 Kranaufbauten 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 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 23
--------------------------------	--	----------------------------------

4 Anforderungen an die Bauausführung

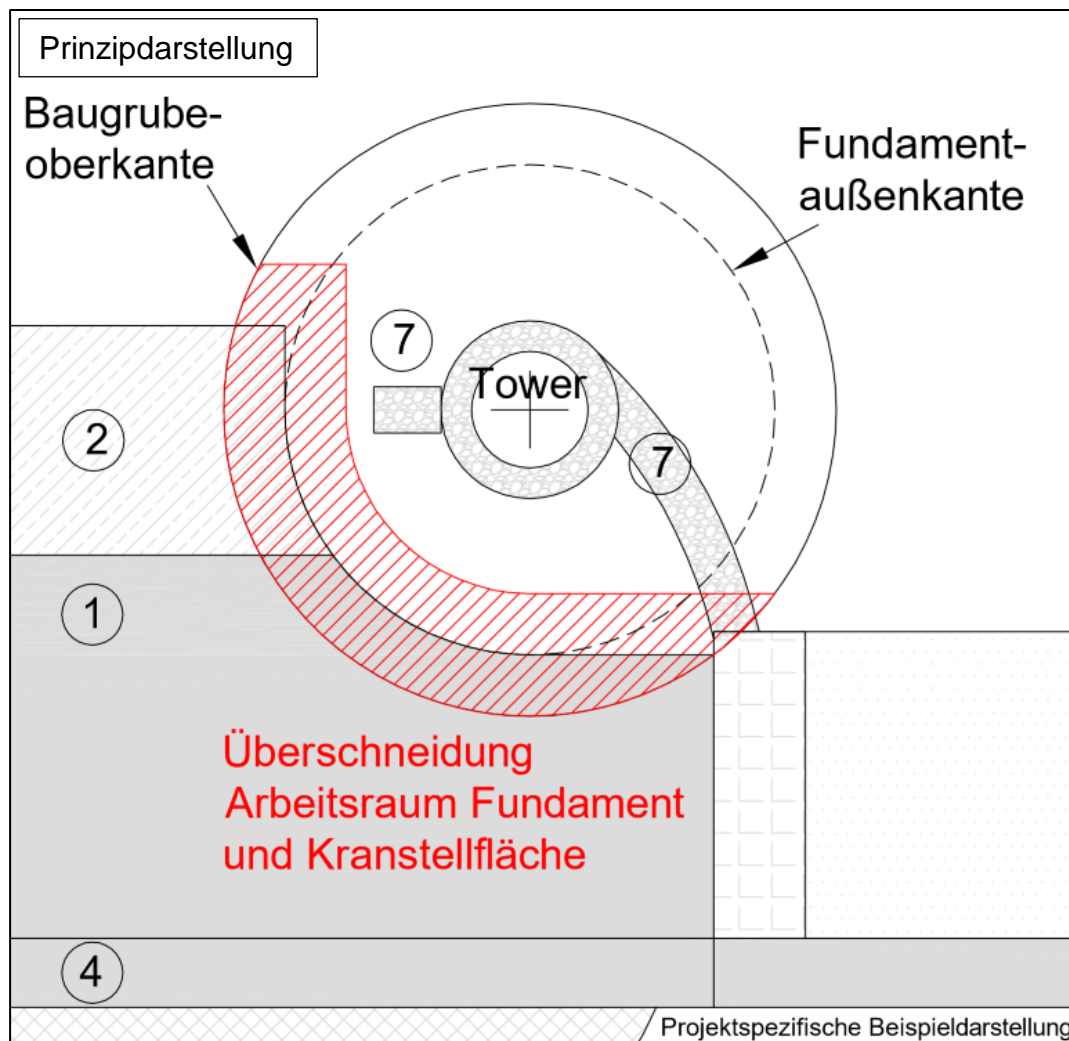
Die Arbeiten sind durch eine Fachbauleitung zu überwachen. Baustellenprotokolle sind zu führen. Abnahmen und Anweisungen der Fachingenieure (verantwortliche Personen gem. Kapitel 1.2) sind zu protokollieren und neben den Baustellenprotokollen, den Lieferscheinen etc. in der Bauakte zu archivieren.

Alle Arbeiten sind durch einen Sicherheits- und Gesundheitsschutzkoordinator zu beaufsichtigen.

Der Arbeitsraum des Fundamentbaus greift bei einigen Fundamenten in den Bereich der Kranstellfläche. Wird die Kranstellfläche vor Ausführung der Fundamentarbeiten vollständig fertig gestellt, kommt es beim Aushub im Randbereich zu Überschneidung und Zerstörung der Kranstellfläche. Diese wäre nachträglich wiederherzustellen. Aus diesem Grund ist bei der Ausführung der Arbeiten für die Kranstellfläche der Übergangsbereich zum Fundament (Arbeitsraum) zurückzustellen, bis das Fundament betoniert und der Arbeitsraum verfüllt und verdichtet ist. So lässt sich ausschließen, dass es zu zusätzlichen Aufwendungen und Mehrkosten kommt.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 24
--------------------------------	--	----------------------------------

Abbildung 2: Überschneidung Arbeitsraum Fundament und Kranstellfläche



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.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 25
--------------------------------	--	----------------------------------

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 Fallgewichtsgerät 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,
 - 2 Stück je km-Transportweg mit 21 t Achslast.

Der Verdichtungserfolg ist letztendlich durch den Nachweis eines Verdichtungsgrades von $D_{Pr} \geq 98\%$ für maximale Achslasten bis 12 t bzw. $D_{Pr} \geq 100\%$ für maximale Achslasten bis 21 t nachzuweisen.

Bei den Transportwegen und Kranstell(teil)flächen mit einer maximalen Achslast von 12 t muss der Verformungsmodul $E_{v2} \geq 80 \text{ MN/m}^2$ und der Verhältnswert $E_{v2}/E_{v1} \leq 2,5$ betragen.

Bei den Transportwegen und Kranstell(teil)flächen mit einer maximalen Achslast von 21 t muss der Verformungsmodul $E_{v2} \geq 100 \text{ MN/m}^2$ und der Verhältnswert $E_{v2}/E_{v1} \leq 2,5$ betragen.

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.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 26
--------------------------------	--	----------------------------------

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.

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.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 27
--------------------------------	--	----------------------------------

5 Anforderungen an die Baustelleneinrichtungsflächen

Für die befestigte Baustelleneinrichtungsfläche 30m x 40m gelten die in Kapitel 2.1 definierten Belastungen und Anforderungen gleichlautend. 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 200 m um die jeweiligen Windenergieanlagen positioniert sein.

Die erforderlichen Abmessungen sind der Anlage 1a zu entnehmen.

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 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2019 Seite 28
--------------------------------	--	----------------------------------

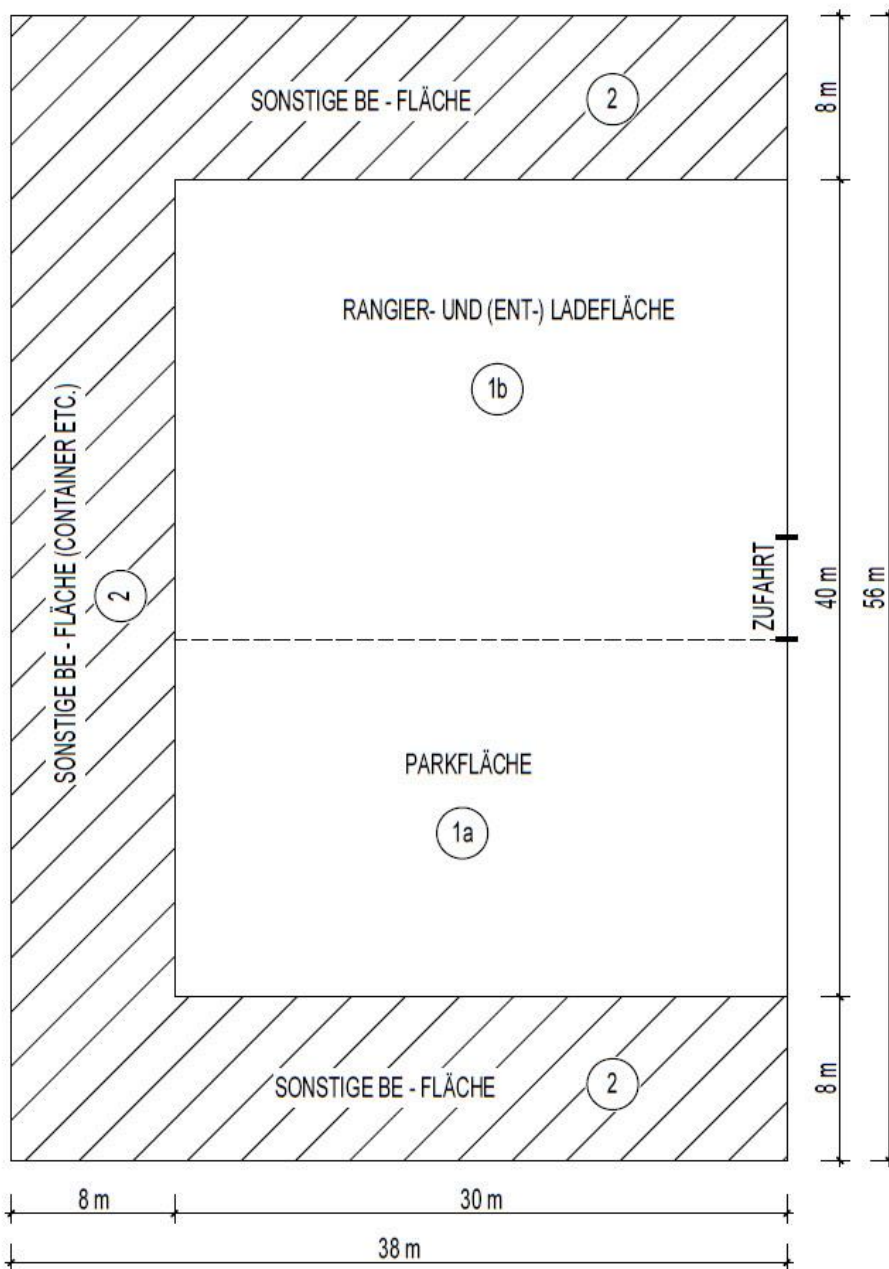
7 Anlagentypen, Kranstellflächen & Anzahl Sondertransporte

Die entsprechende Zeichnung entnehmen Sie bitte dem aktuellsten Anhang.

WEA-Typ	Zeichnung (s. separate Anlage 3)	Sondertransporte (Komponentenanzahl)
V112 94m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A1.1 bis A1.2	10
V112 119m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A2.1 bis A2.2	11
V112 140 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm mit Lastverteilungsplatte)	A3.1 bis A3.2	12
V117 91,5 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A4.1 bis A4.2	10
V117 116,5 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A5.1 bis A5.2	11
V117 141,5 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A6.1 bis A6.2	15
V126 87 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A17.1 bis A17.2	10
V126 117 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A7.1 bis A7.2	11
V126 137 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A8.1 bis A8.2	15
V126 149 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A9.1 bis A9.2	15
V126 166 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A10.1 bis A10.2	16
V136 79+3 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A18.1 bis A18.2	9
V136 112 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A16.1 bis A16.2	9
V136 132 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A11.1 bis A11.2	15
V136 149 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A12.1 bis A12.2	15
V136 166 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A13.1 bis A13.2	16
V150 123+2 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A15.1 bis A15.2	12
V150 145 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A20.1 bis A 20.2	15
V150 166+3 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A14.1 bis A14.2	16
V150 5.6MW 166+3m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A22.1 bis A22.2	16
V150 5.6MW 148m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A21.1 bis A21.2	15
V150 5.6MW 125m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A19.1 bis A19.2	12
V162 5.6MW NH 119m Stahlrohrturm	A23.1 bis A23.2	12
V162 5.6MW NH 148m LDST-Turm	A24.1 bis A24.2	18
V162 5.6MW NH 166+3m LDST-Turm	A25.1 bis A25.2	21

Dokument-Nr: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen Anlage 1a	Datum: 01.04.2019 Seite 29
-------------------------------	---	----------------------------------

7.1 **Anlage 1a: Zeichnerische Darstellung der Baustelleneinrichtungsfläche**



- ① PARK- RANGIER- UND LAGERFLÄCHE 1200 m²
- ② SONSTIGE BE - FLÄCHE 928 m²

Dokument-Nr: 0040-4327 V10	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen Anlage 1b	Datum: 01.04.2019 Seite 30
-------------------------------	---	---

7.2 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 V10 – 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):.....

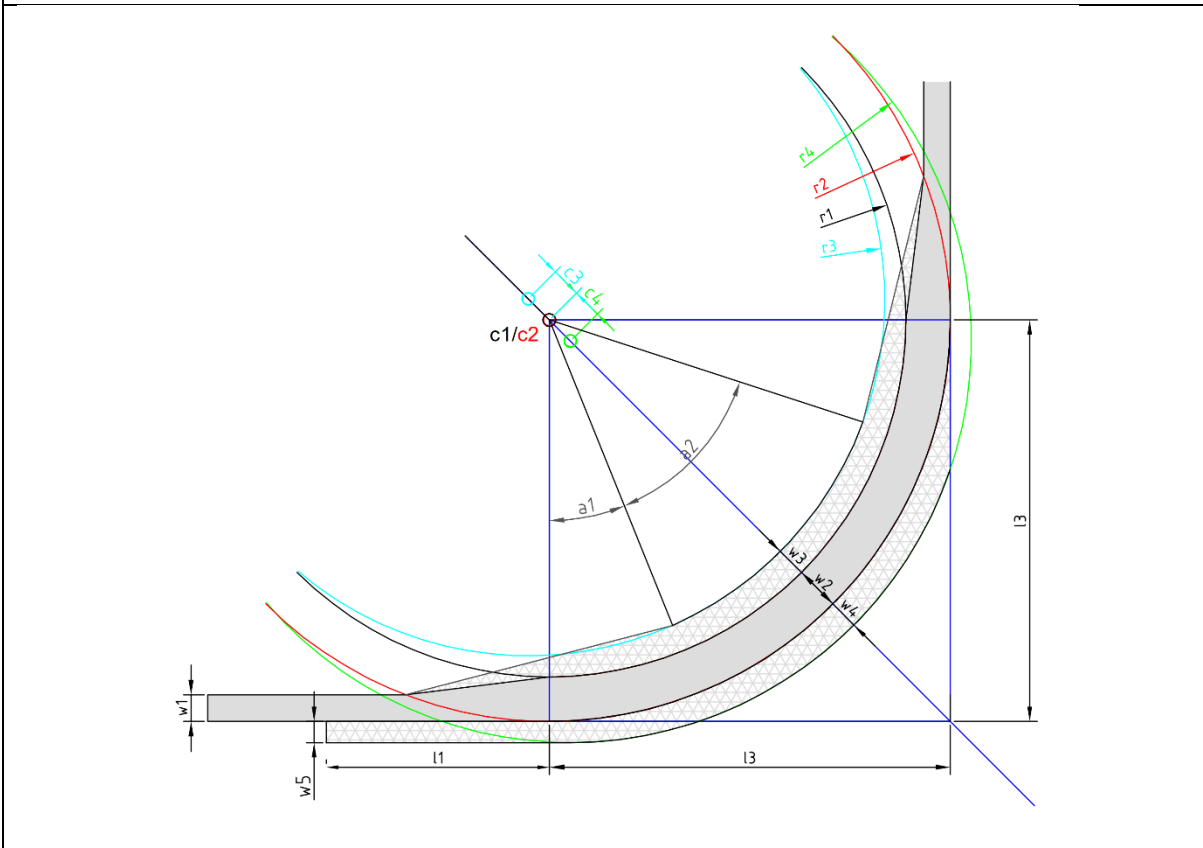
WEA: Teilfläche(n):.....

4. Verantwortliche Personen / Unterschriften

Für die Richtigkeit der Angaben Bauherr:

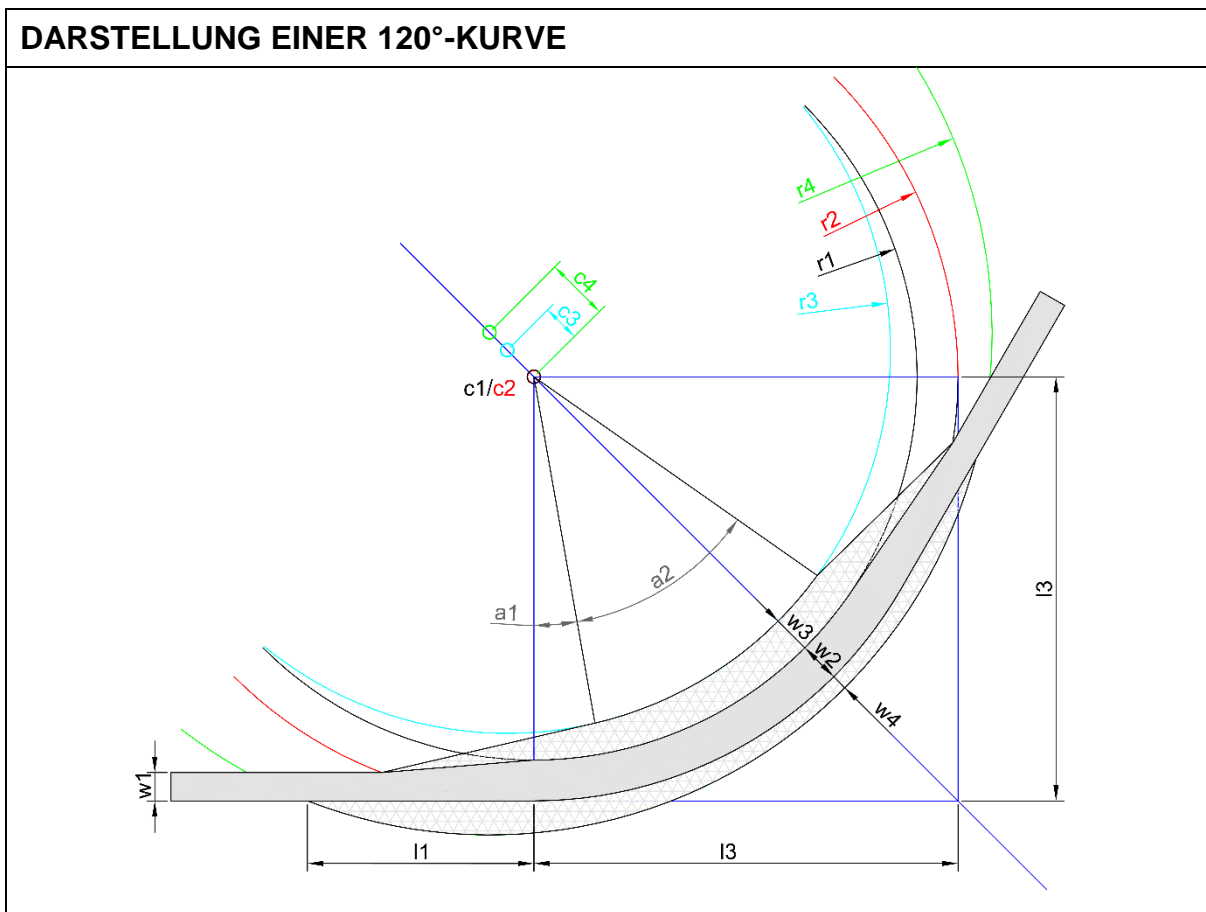
Anlage 2: Kurvenradien

DARSTELLUNG EINER 90°-KURVE



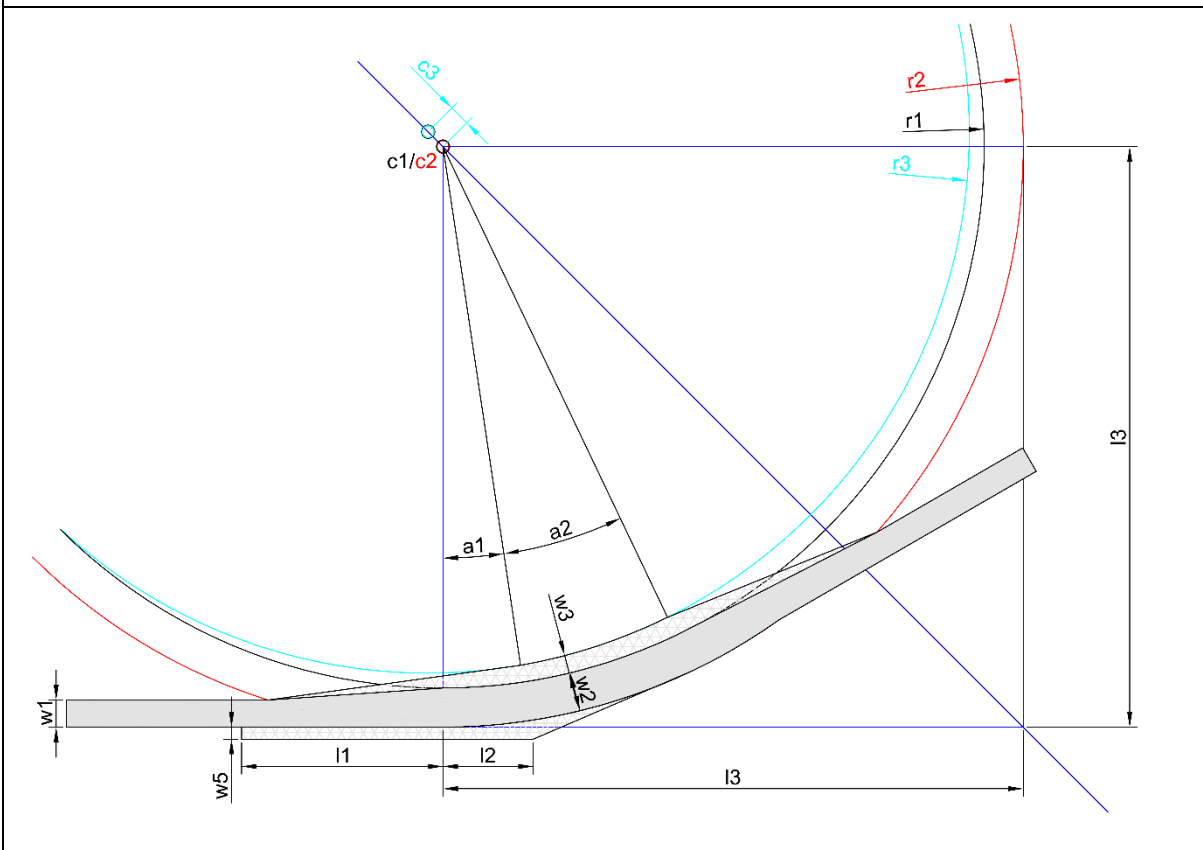
90°	l1	l2	l3	w1	w2	w3	w4	w5	r1	r2	r3	r4	c3	c4	a1	a2
V100																
V110	14	x	51,5	4,5	6,5	3	4	3	45	51,5	45	51,5	3	4	13	64
V112																
V117	21	x	56,5	4,5	6,5	3	4	3	50	56,5	50	56,5	3	4	13	64
V126	23	x	61,5	4,5	6,5	3	5	3,5	55	61,5	55	61,5	3	5	14	63
V136	28	x	64	4,5	6,5	5	4	3	57,5	64	57,5	64	5	4	18	55
V150	37,5	x	67,5	4,5	7,5	5	5	3,5	60	67,5	60	67,5	5	5	22	50
V162	40	x	70	4,5	7,5	7	5	3,5	62,5	70	62,5	70	7	5	10	55

DARSTELLUNG EINER 120°-KURVE

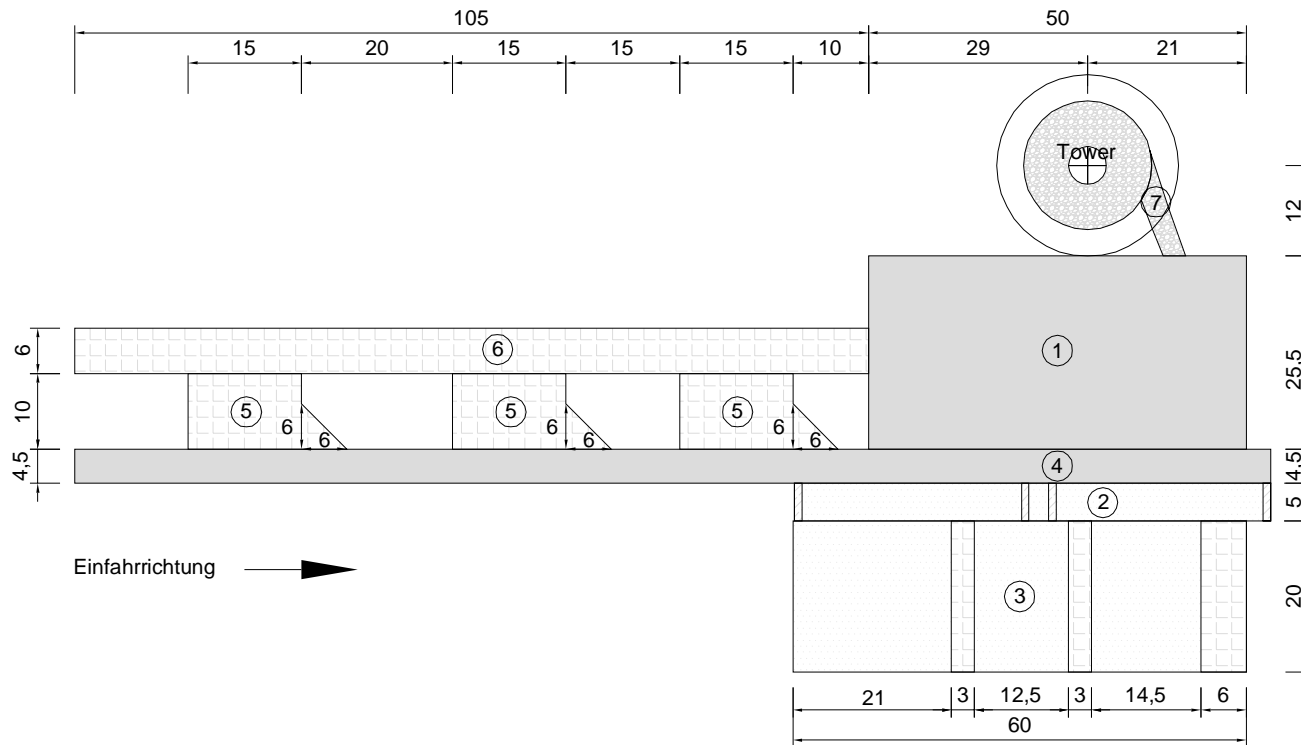


120°	l1	l2	l3	w1	w2	w3	w4	w5	r1	r2	r3	r4	c3	c4	a1	a2
V100																
V110	23,6	x	51,5	4,5	6,5	2,5	1,5	x	45	51,5	45	59	2,5	6	8	45
V112																
V117	24,4	x	56,5	4,5	6,5	2,5	1,5	x	50	56,5	50	64	2,5	6	10	45
V126	27	x	61,5	4,5	6,5	4	1,5	x	55	61,5	55	70	4	7	10	40
V136	32	x	64	4,5	6,5	4,5	2	x	57,5	64	57,5	75	4,5	9	10	40
V150	36	x	67,5	4,5	6,5	6	2,5	x	61	67,5	61	80	6	10	10	45
V162	38	x	70	4,5	6,5	7	3	x	63,5	70	63,5	83	7	10	10	40

DARSTELLUNG EINER 150°-KURVE



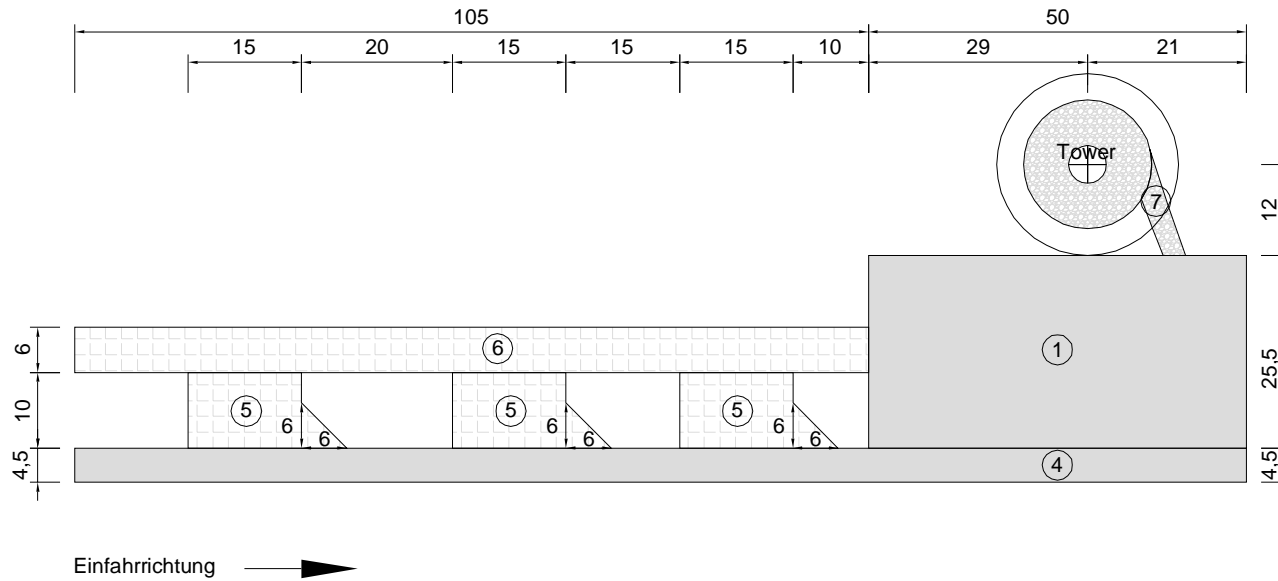
150°	l1	l2	l3	w1	w2	w3	w4	w5	r1	r2	r3	r4	c3	c4	a1	a2
V100																
V110	25	5	73	4,5	5,5	2	x	2	67,5	73	67,5	x	2	x	9	16
V112																
V117	25	5	80,5	4,5	5,5	2	x	2	75	80,5	75	x	2	x	9	16
V126	25	5	88	4,5	5,5	2,5	x	2	82,5	88	82,5	x	3	x	7	14
V136	25	5	92	4,5	5,5	2,5	x	2	86,5	92	86,5	x	3	x	9	16
V150	33,5	15	96,5	4,5	6,5	3	x	2	90	96,5	90	x	3,5	x	9	17
V162	35	16	99	4,5	6,5	3,5	x	2	92,5	99	93,5	x	5	x	9	17



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ② Turmablagefläche frei von Hindernissen befestigte Streifen (app.315m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1200m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.630m²)
- ⑦ Turm Umfassung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

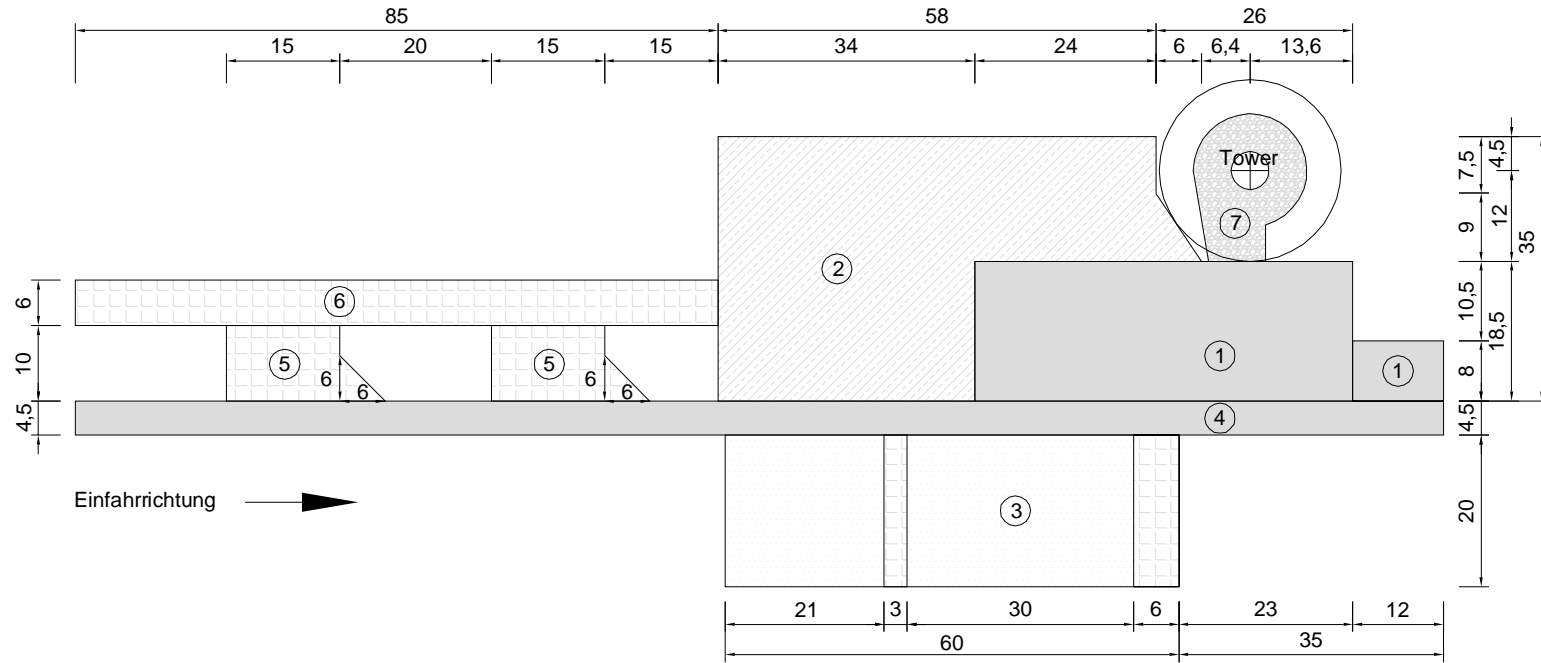
PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V112 - 3.3 MW - 94m	DOKUMENT	0040-4327 V10
INHALT	A1.1	VERSION	01 VON 01.04.19
GEPRÜFT	JEKRU PIHAT	MAßSTAB	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app.3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 630m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 u. 4 müssen höhengleich sein

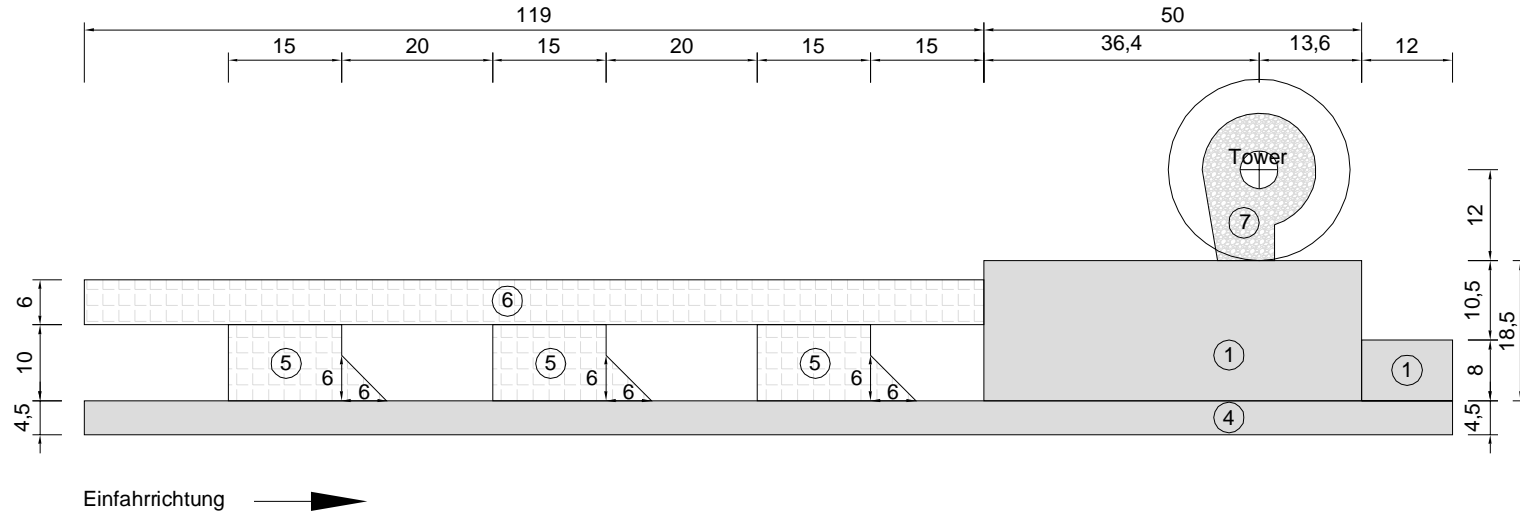
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V112 - 3.3 MW - 94m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	A1.2	VERSION 01 VON 01.04.19	GEPRÜFT JEKRU PIHAT
		MAßSTAB	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.1613m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1200m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app.2 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.510m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

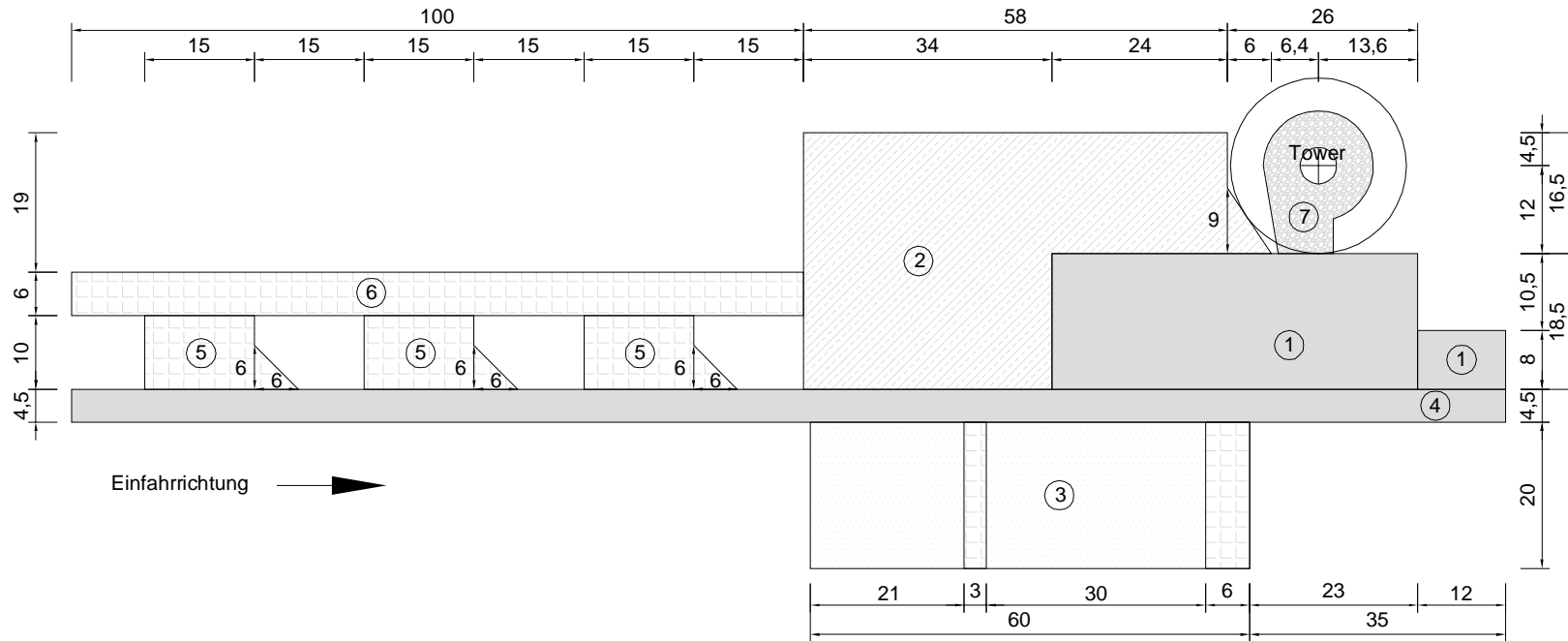
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase	DOKUMENT
V112 - 3.3 MW - 119m		0040-4327 V10	
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A2.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.714m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

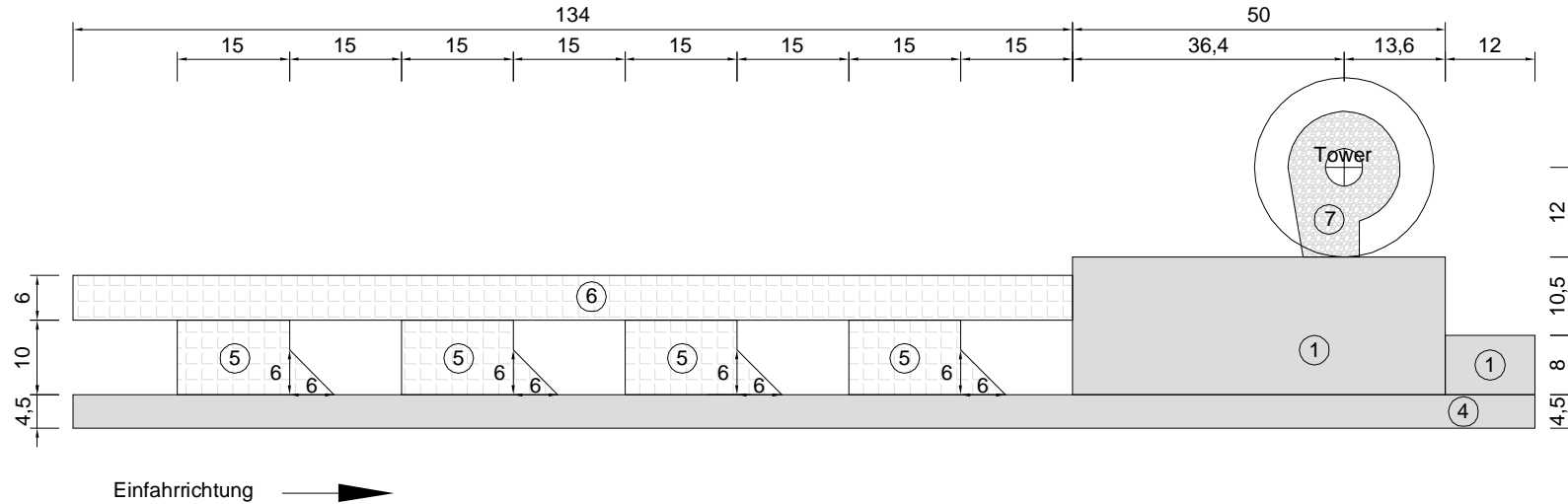
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V112 - 3.3 MW - 119m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A2.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.1613m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1200m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.600m²)
- ⑦ Turm Umfassung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

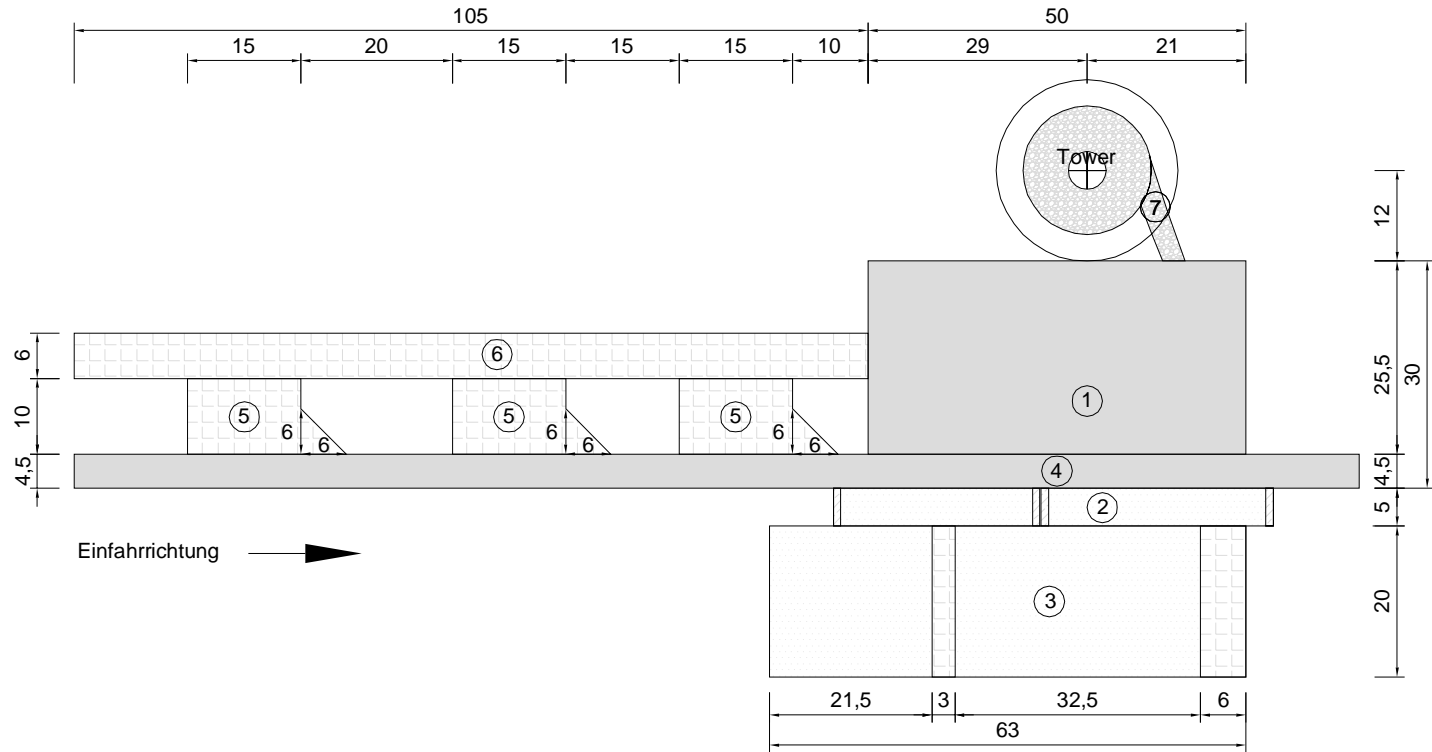
PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V112 - 3.45 MW - 140 m		DOKUMENT
ANHANG	VERSION	VON	GEPRÜFT
A3.1	01	01.04.19	JEKRU PIHAT
			MAßSTAB
			ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 4 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 804m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

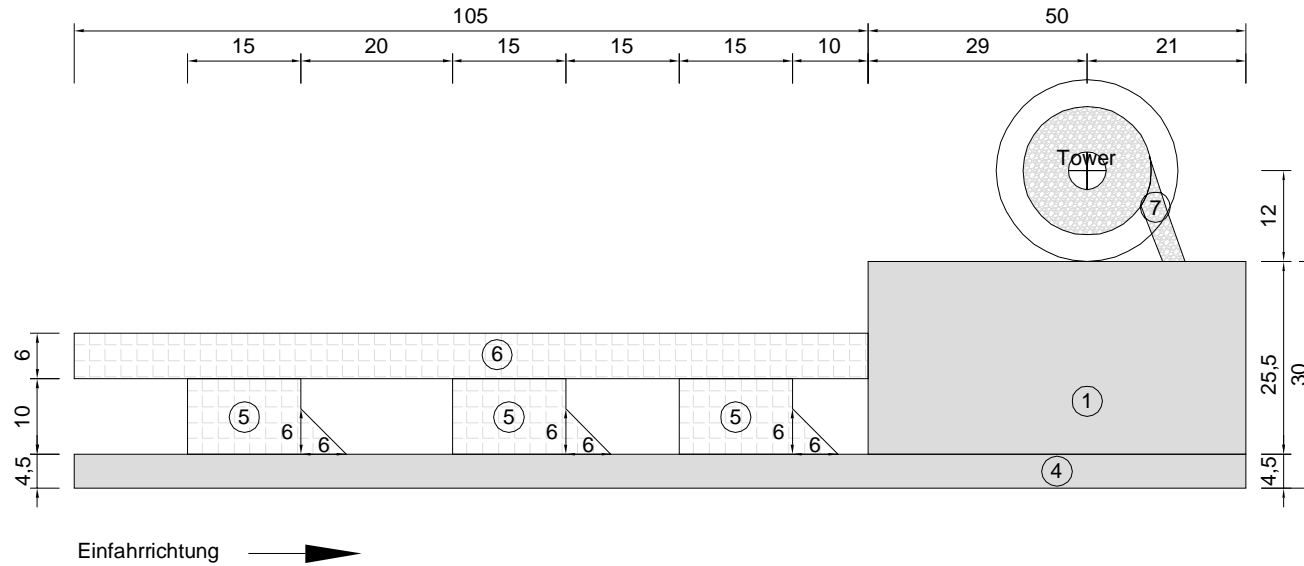
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V112 - 3.45 MW - 140 m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	A3.2	VERSION 01 VON 01.04.19	GEPRÜFT JEKRU PIHAT
		MAßSTAB	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ② Turmablagefläche frei von Hindernissen befestigte Streifen (app.291m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1260m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.630m²)
- ⑦ Turm Umfassung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

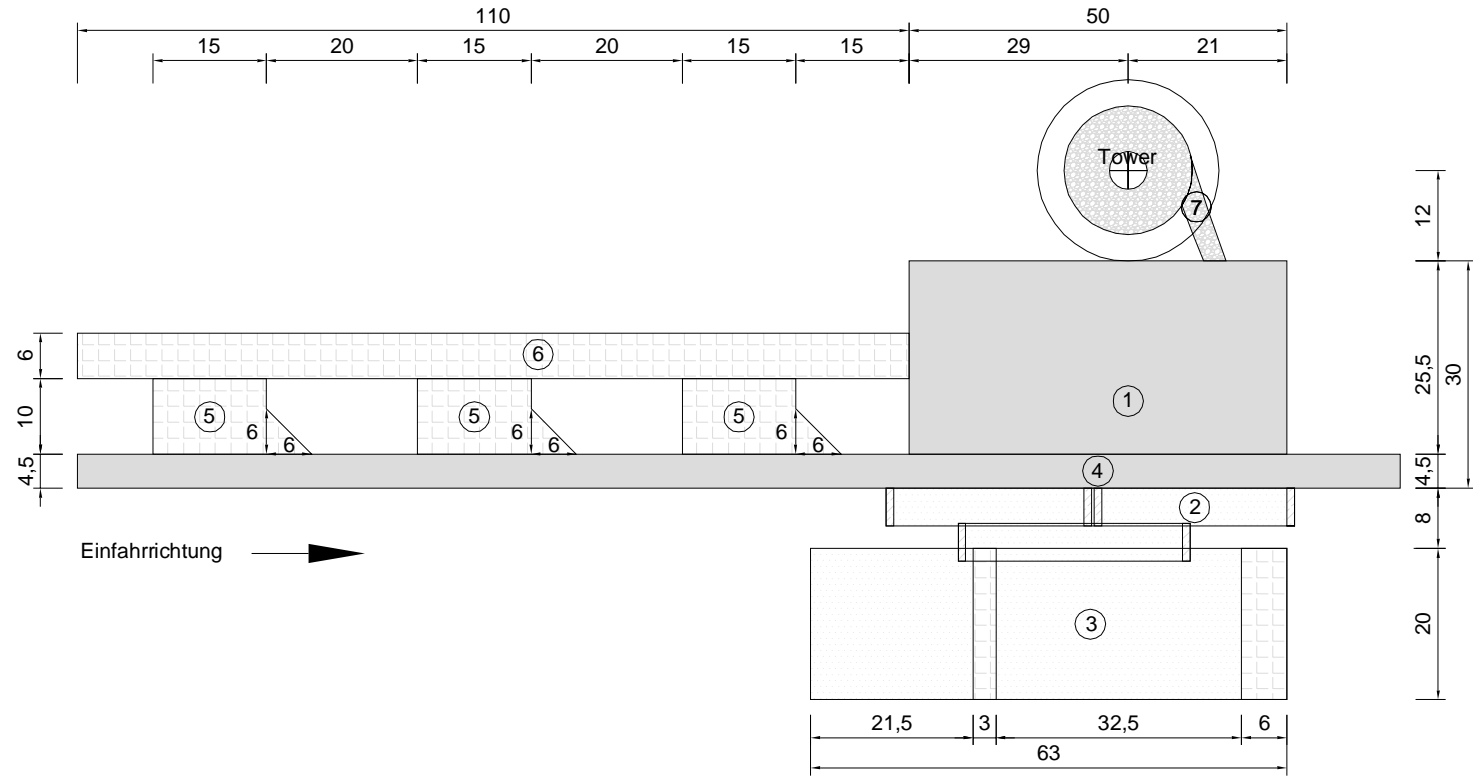
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase	DOKUMENT
		V117 - 3.45 MW - 91,5m	0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A4.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app.3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 630m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 u. 4 müssen höhengleich sein

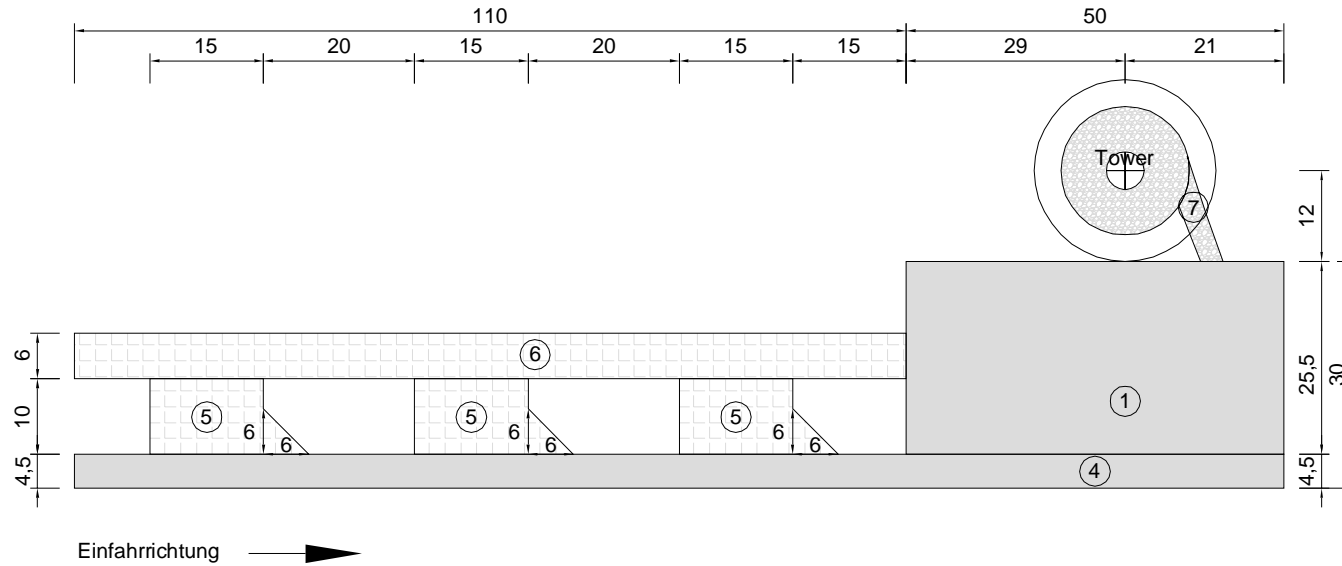
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V117 - 3.45 MW - 91,5m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	A4.2	VERSION 01 VON 01.04.19	GEPRÜFT JEKRU PIHAT
			MAßSTAB ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ② Turmablagefläche frei von Hindernissen befestigte Streifen (app.270 + 153m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1260m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.660m²)
- ⑦ Turm Umfassung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

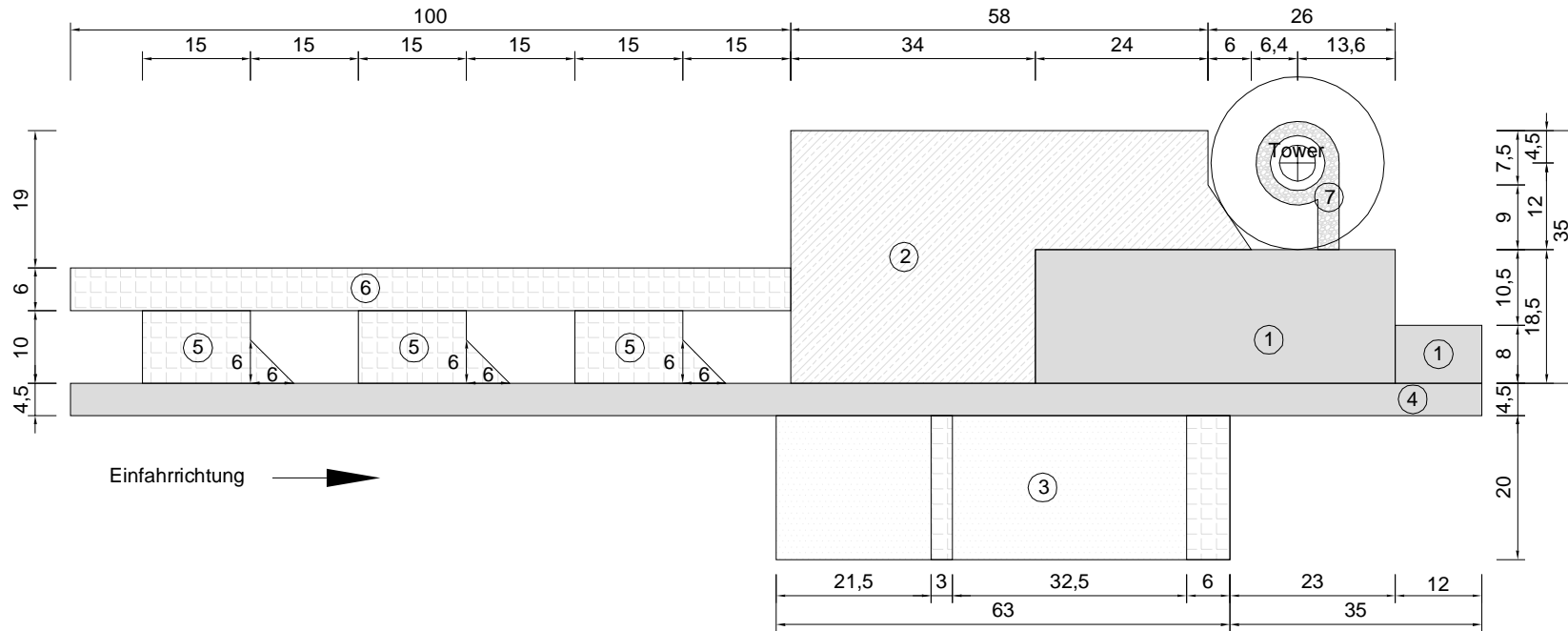
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase	DOKUMENT
		V117 - 3.45 MW - 116,5m	0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A5.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app.3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 660m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 u. 4 müssen höhengleich sein

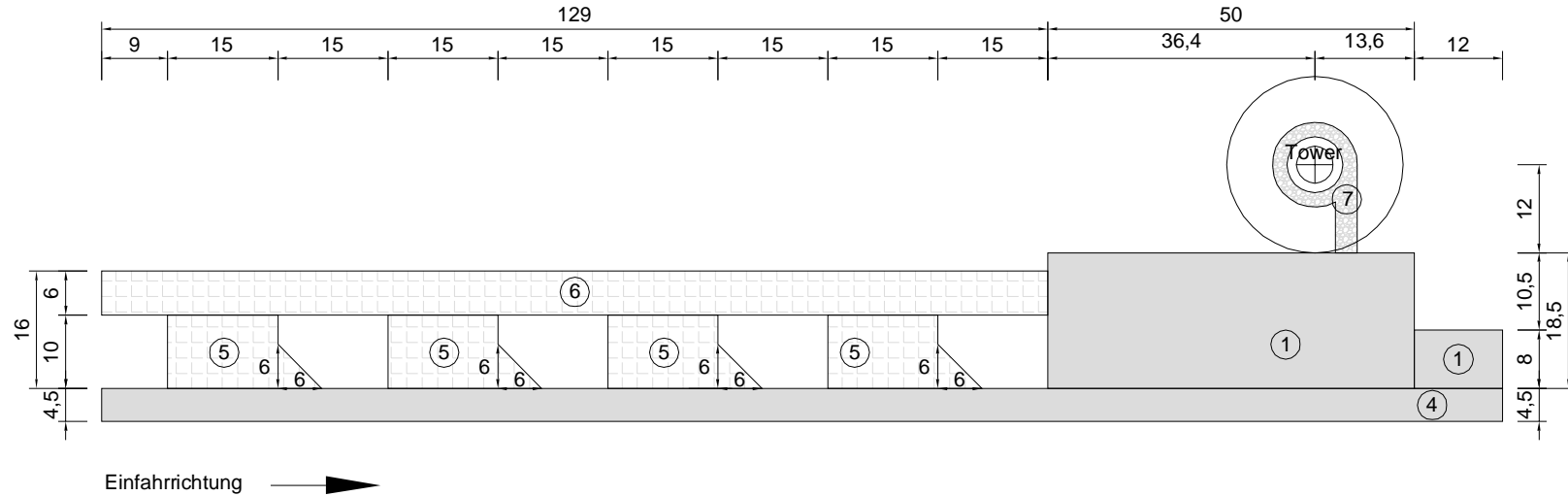
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V117 - 3.45 MW - 116,5m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	A5.2	VERSION 01 VON 01.04.19	GEPRÜFT JEKRU PIHAT
		MAßSTAB	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.1613m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1260m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.600m²)
- ⑦ Turm Umfassung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

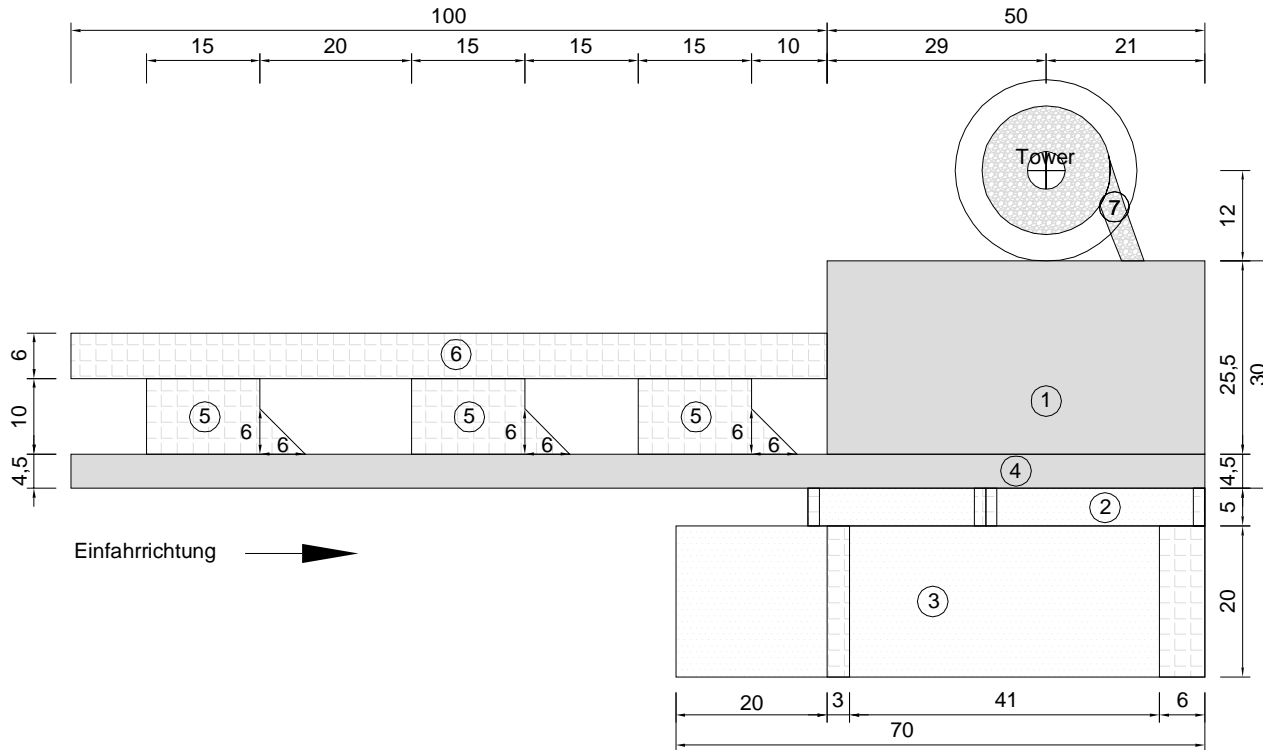
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase	DOKUMENT
		V117 - 3.45 MW - 141,5 m	0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A6.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 4 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 774m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

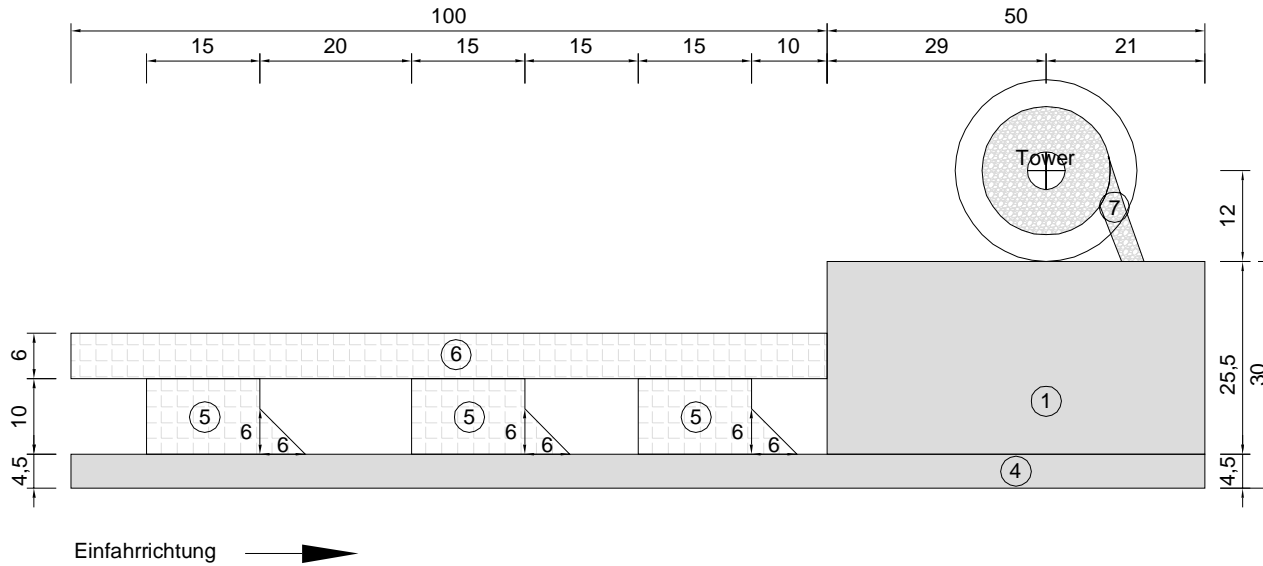
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V117 - 3.45 MW - 141,5 m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A6.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ② Turmablagefläche frei von Hindernissen befestigte Streifen (app.263m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1400m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.600m²)
- ⑦ Turm Umfassung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

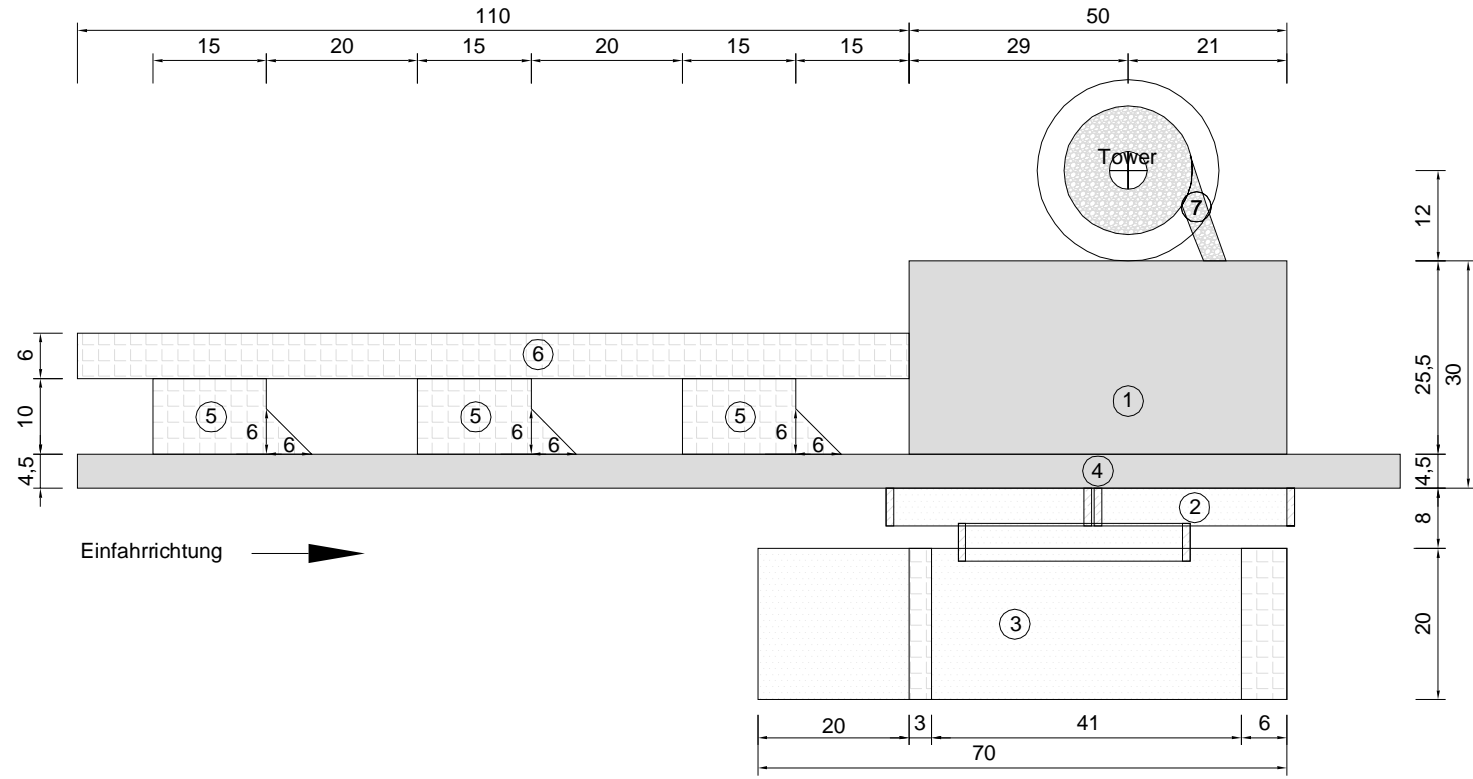
PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V126 - 3.45 MW - 87m		DOKUMENT
ANHANG	VERSION	VON	GEPRÜFT
A17.1	01	01.04.19	JEKRU PIHAT
			MAßSTAB
			ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app.3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 600m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 u. 4 müssen höhengleich sein

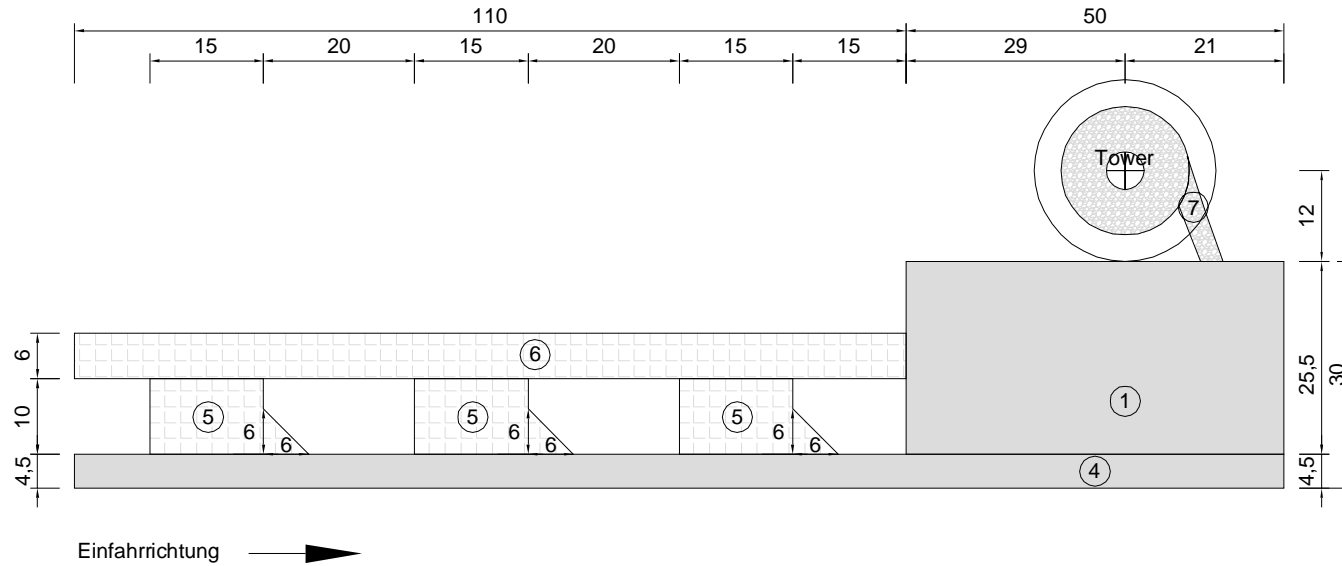
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V126 - 3.45 MW - 87m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A17.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ② Turmablagefläche frei von Hindernissen befestigte Streifen (app.270 + 153m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1400m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.660m²)
- ⑦ Turm Umfassung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

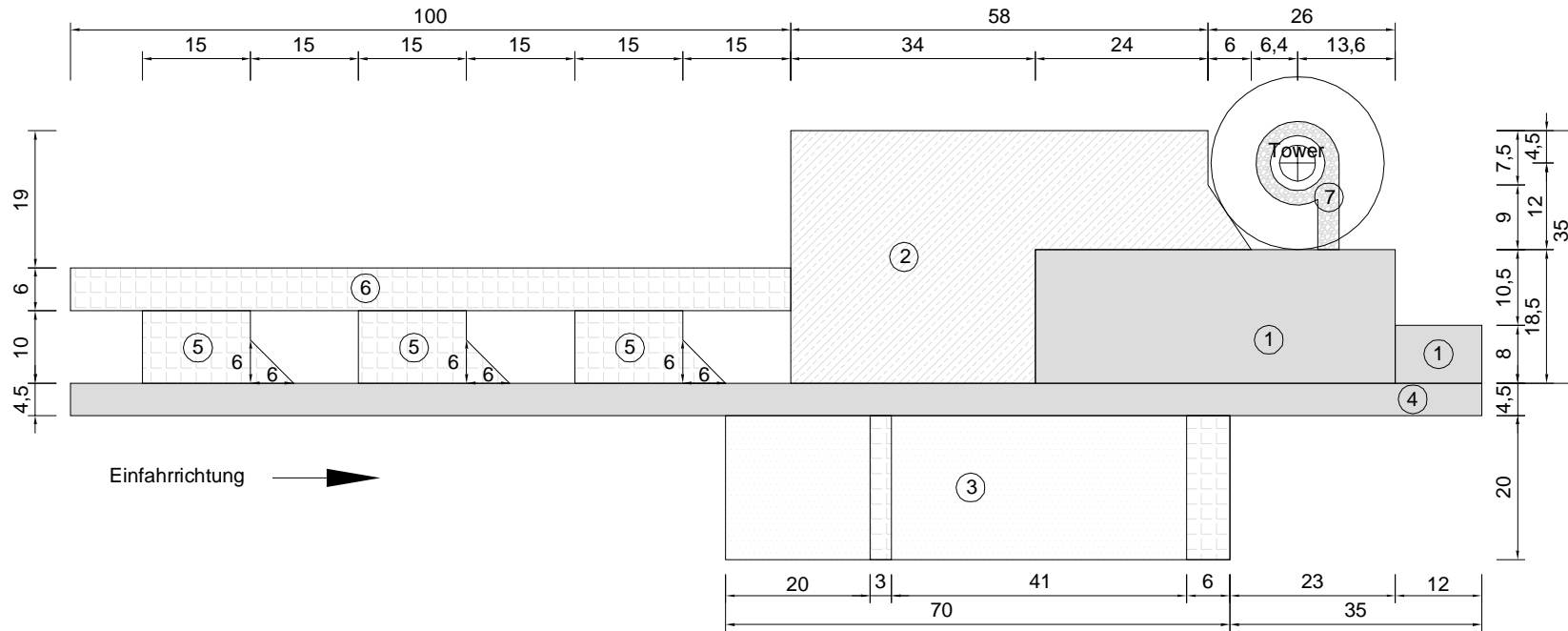
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase	DOKUMENT
		V126 - 3.45 MW - 117m	0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A7.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app.3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 660m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 u. 4 müssen höhengleich sein

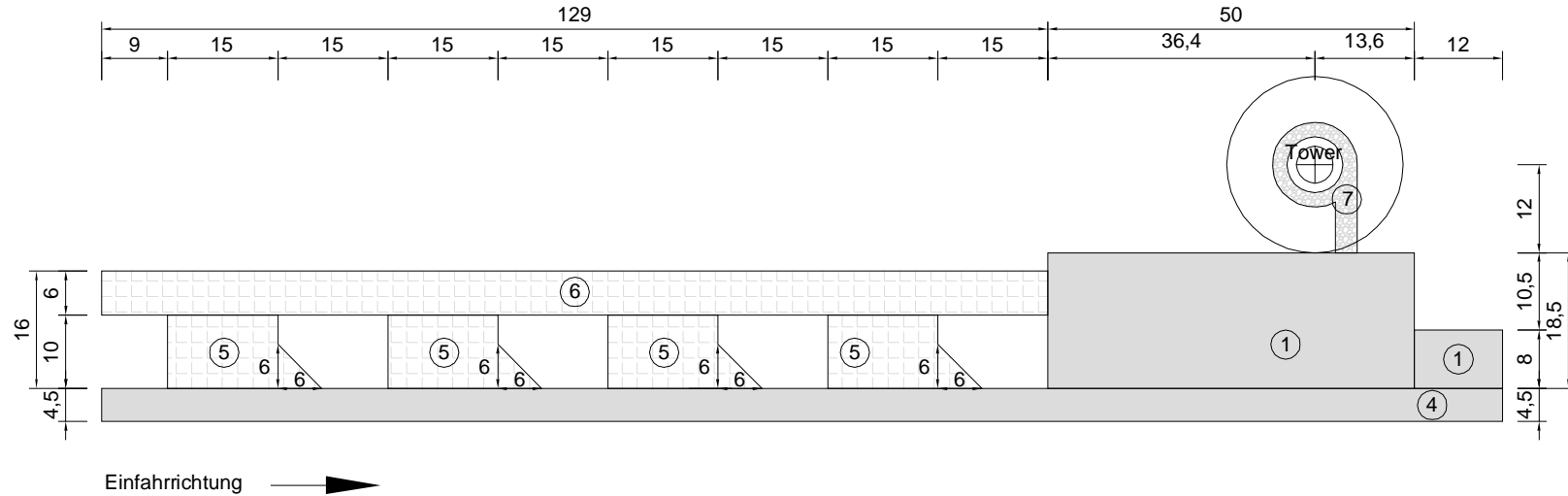
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V126 - 3.45 MW - 117m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A7.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.1613m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1400m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.600m²)
- ⑦ Turm Umfassung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

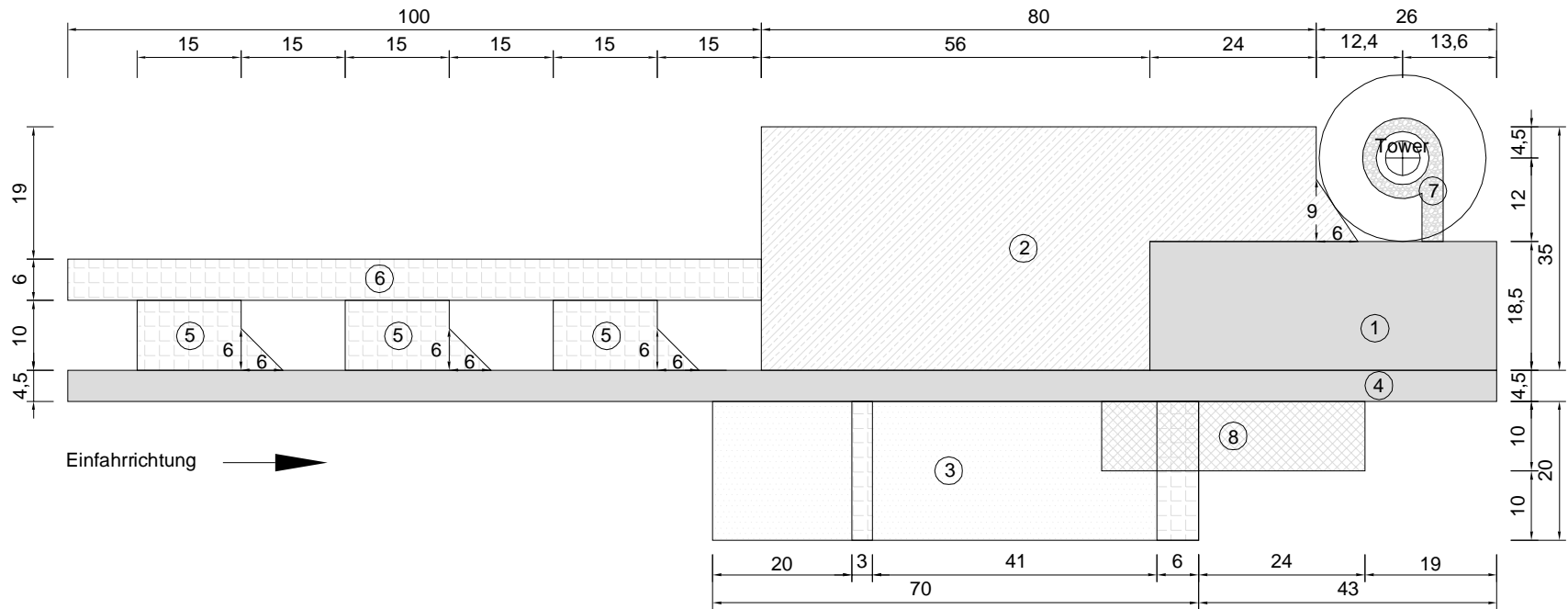
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase V126 - 3.45 MW - 137 m	
ANFANG		DOKUMENT	
A8.1	VERSION	0040-4327 V10	05
	01 VON	JEKRU	PIHAT
	01.04.19	MAßSTAB	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 4 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 774m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

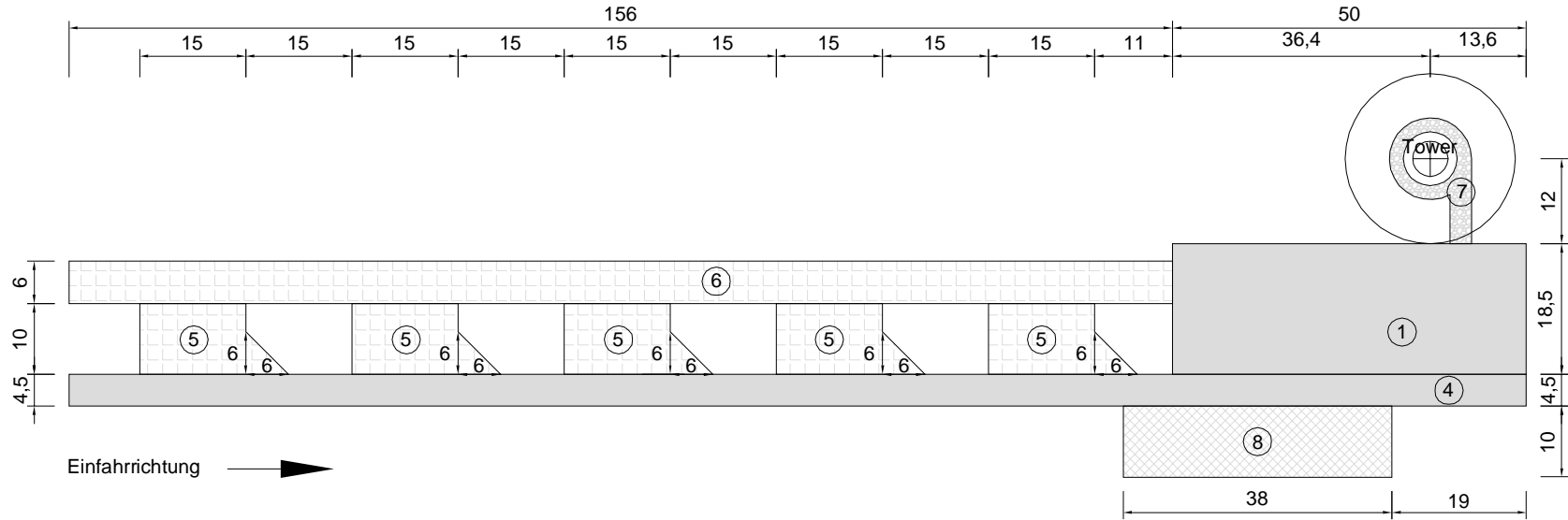
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V126 - 3.45 MW - 137 m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A8.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.2383m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1400m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.600m²)
- ⑦ Turm Umfassung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 380m²)

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

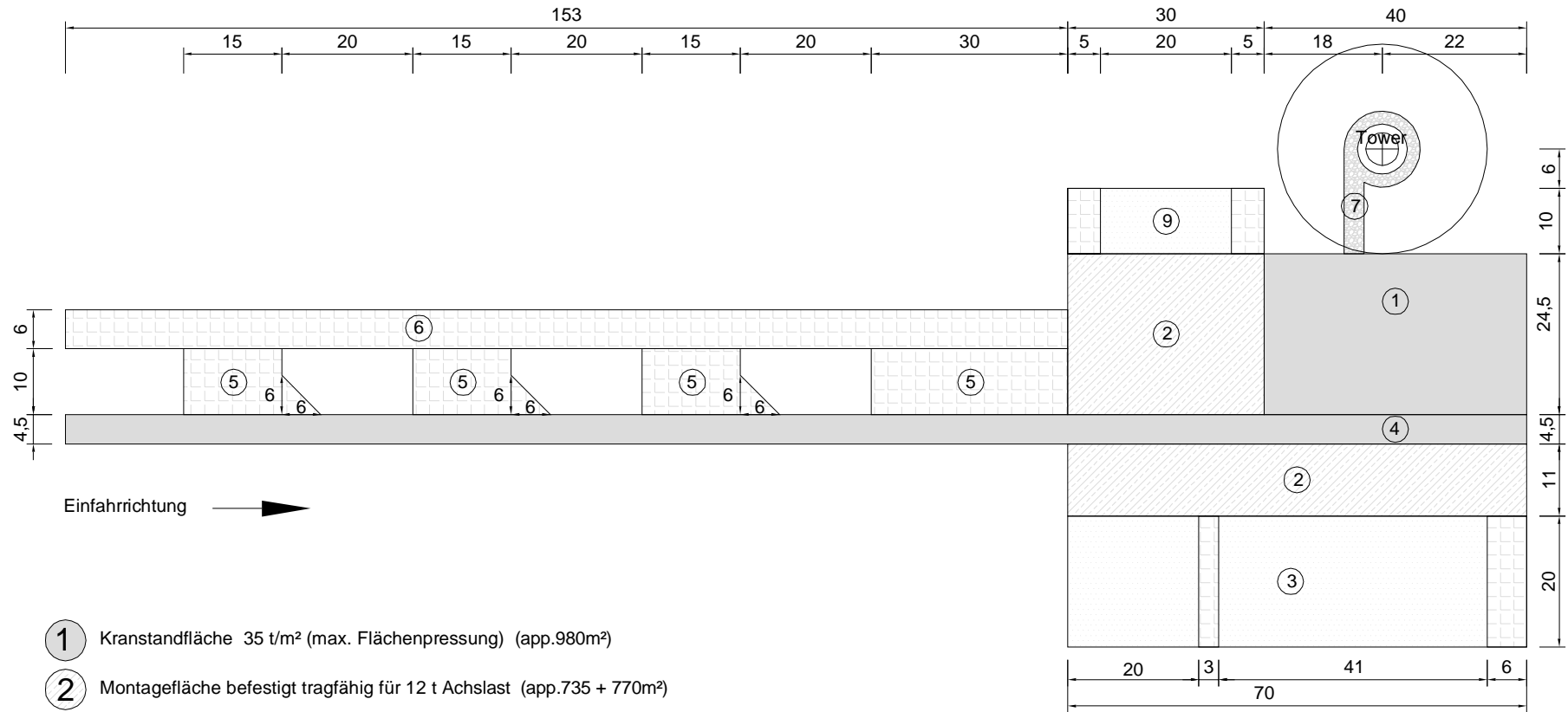
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase V126 - 3.45 MW - 149m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A9.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- 1 Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925m²)
- 4 Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- 5 Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 5 x 168m²)
- 6 Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 936m²)
- 7 Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- 8 Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 380m²)

Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

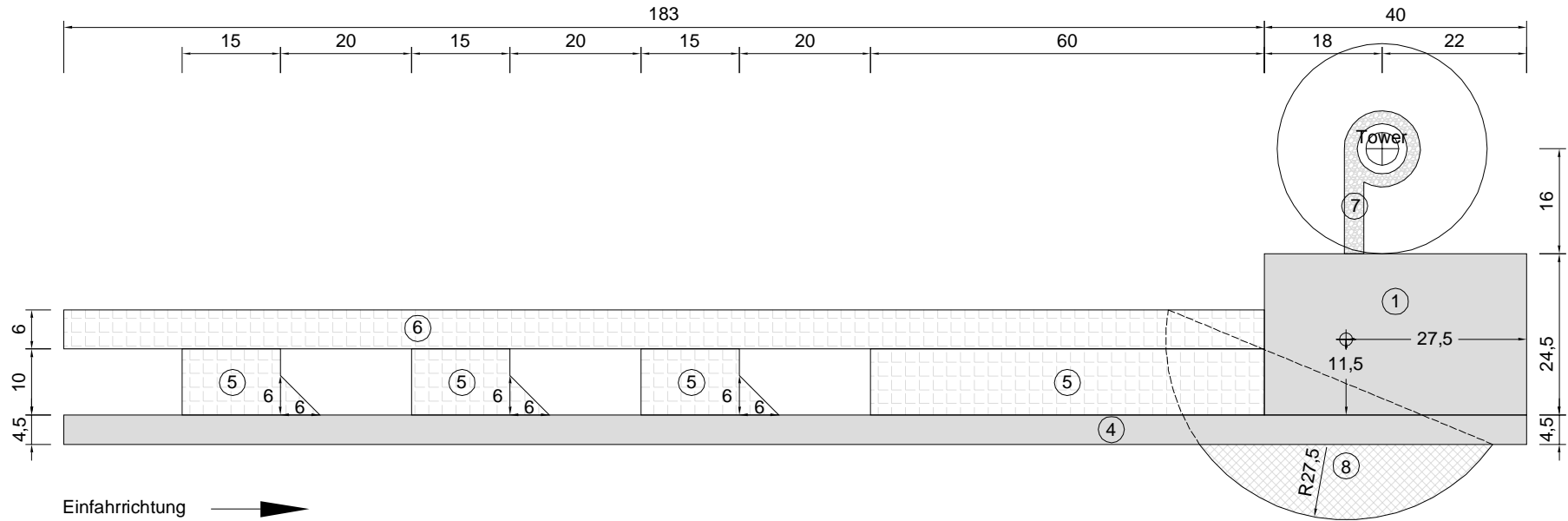
PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Betriebsphase : V126 - 3.45 MW - 149m		DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG A9.2	VERSION 01	VON 01.04.19	GEPRÜFT JEKRU PIHAT
			MAßSTAB ohne



- ① Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app.980m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.735 + 770m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1400m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168 + 300m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.918m²)
- ⑦ Turm Umfassung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑨ Befestigte Turmablagestreifen, 12 t Achslast (app. 300m²)

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

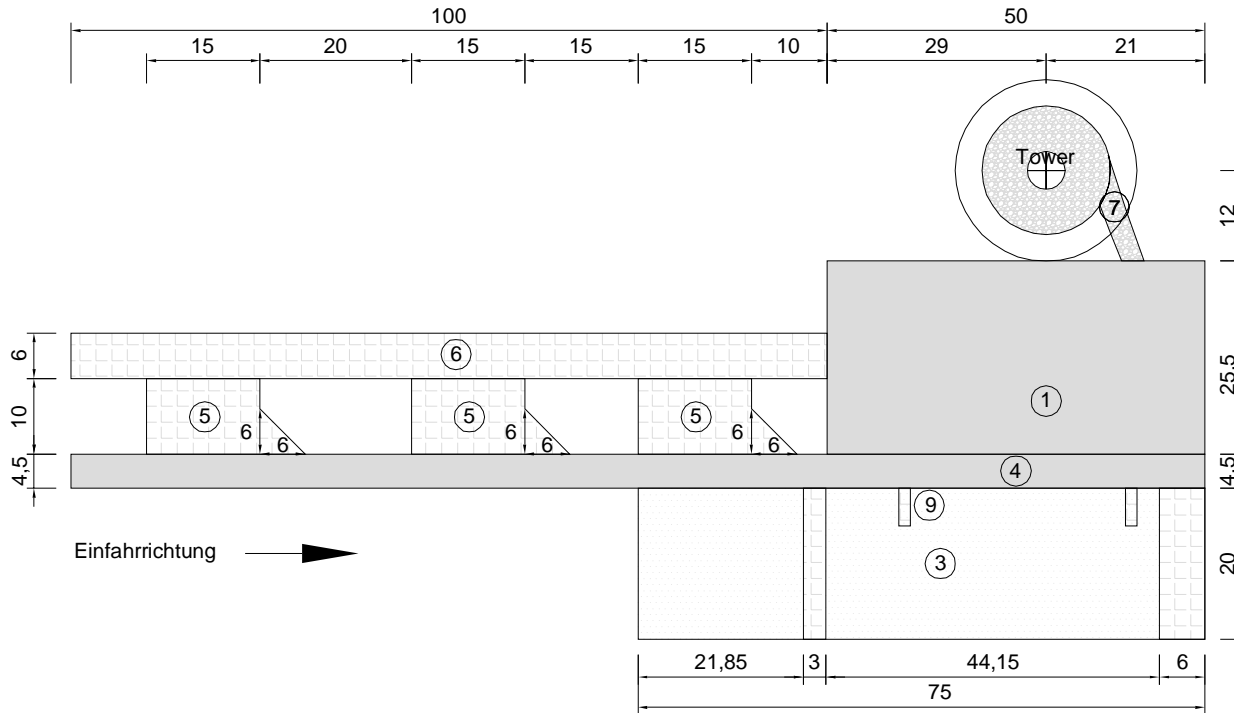
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase V126 - 3.45 MW - 166m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A10.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app.980m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168 + 600m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 1098m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 360m²)

Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

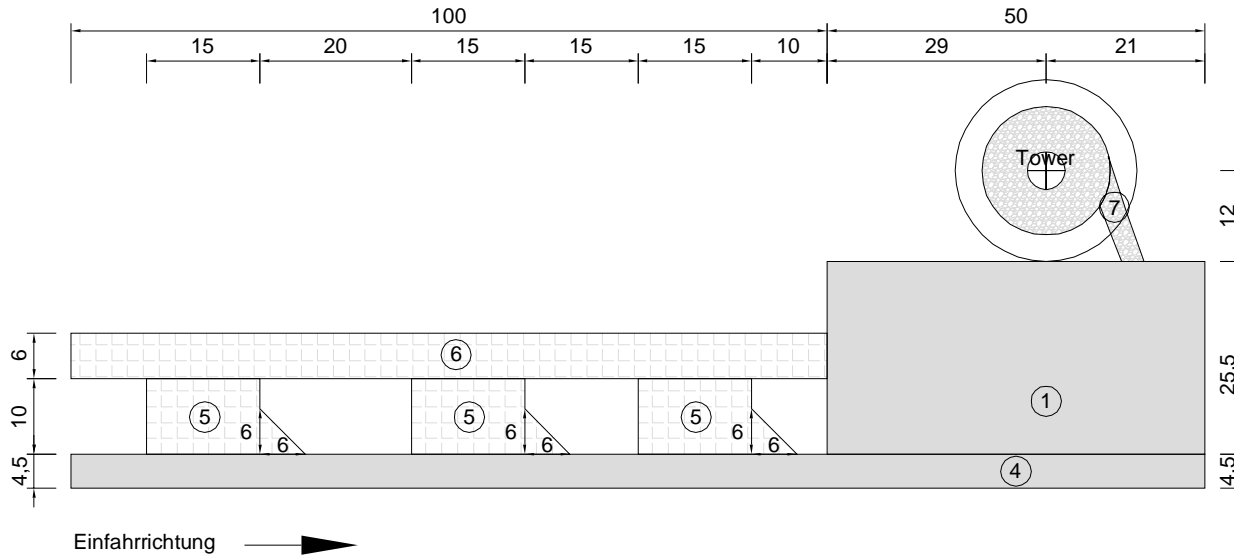
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V126 - 3.45 MW - 166m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A10.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ② Turmablagefläche frei von Hindernissen befestigte Streifen (app.270 + 153m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1500m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.600m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit, Zufahrt 3,5m breit, befestigt, tragfähig 6 t Achslast
- ⑨ Befestigte Turmablagestreifen, 12 t Achslast (app. 2 x 7,5m²)

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

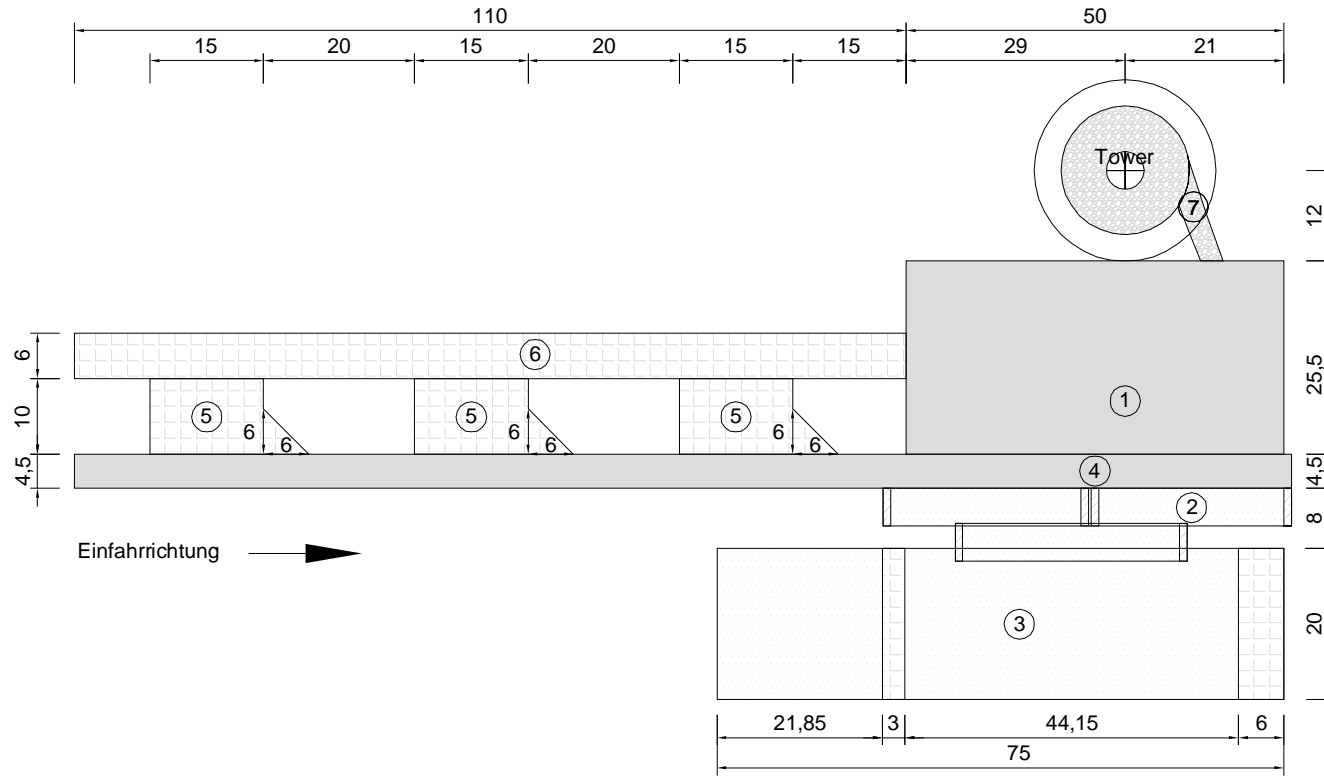
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase V136 - 4.2 MW - 79+3m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A18.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app.3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 600m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit, Zufahrt 3,5m breit max. 8% Steigung, befestigt, tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 u. 4 müssen höhengleich sein

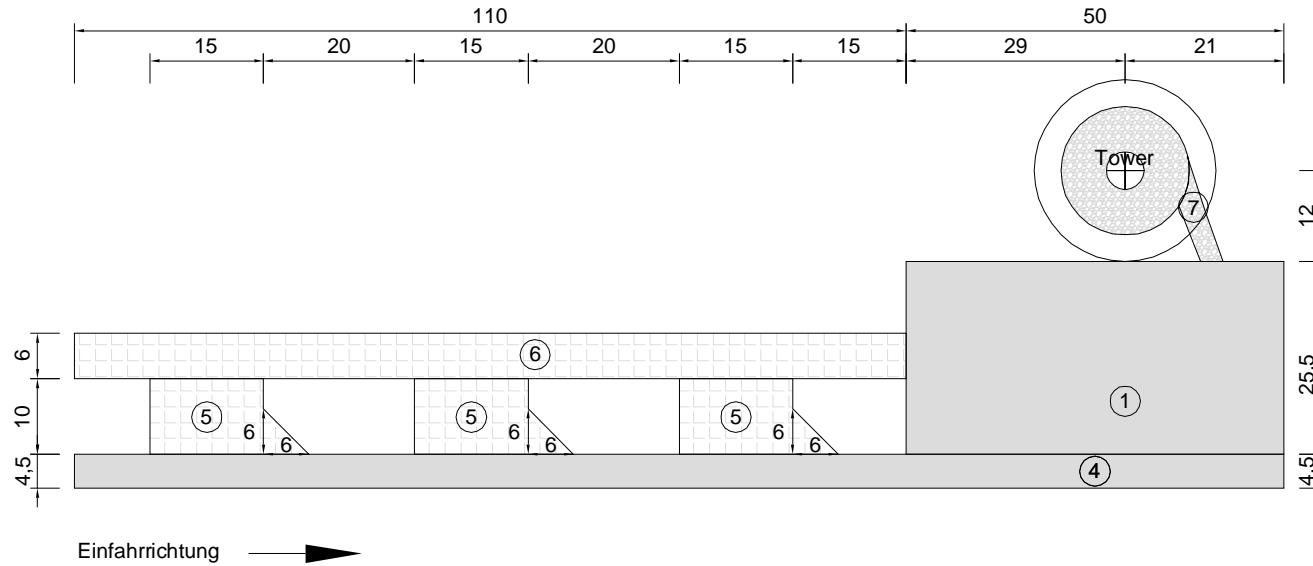
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V136 - 4.2 MW - 79+3m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A18.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ② Turmablagefläche frei von Hindernissen befestigte Streifen (app.270 + 153m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1500m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.660m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

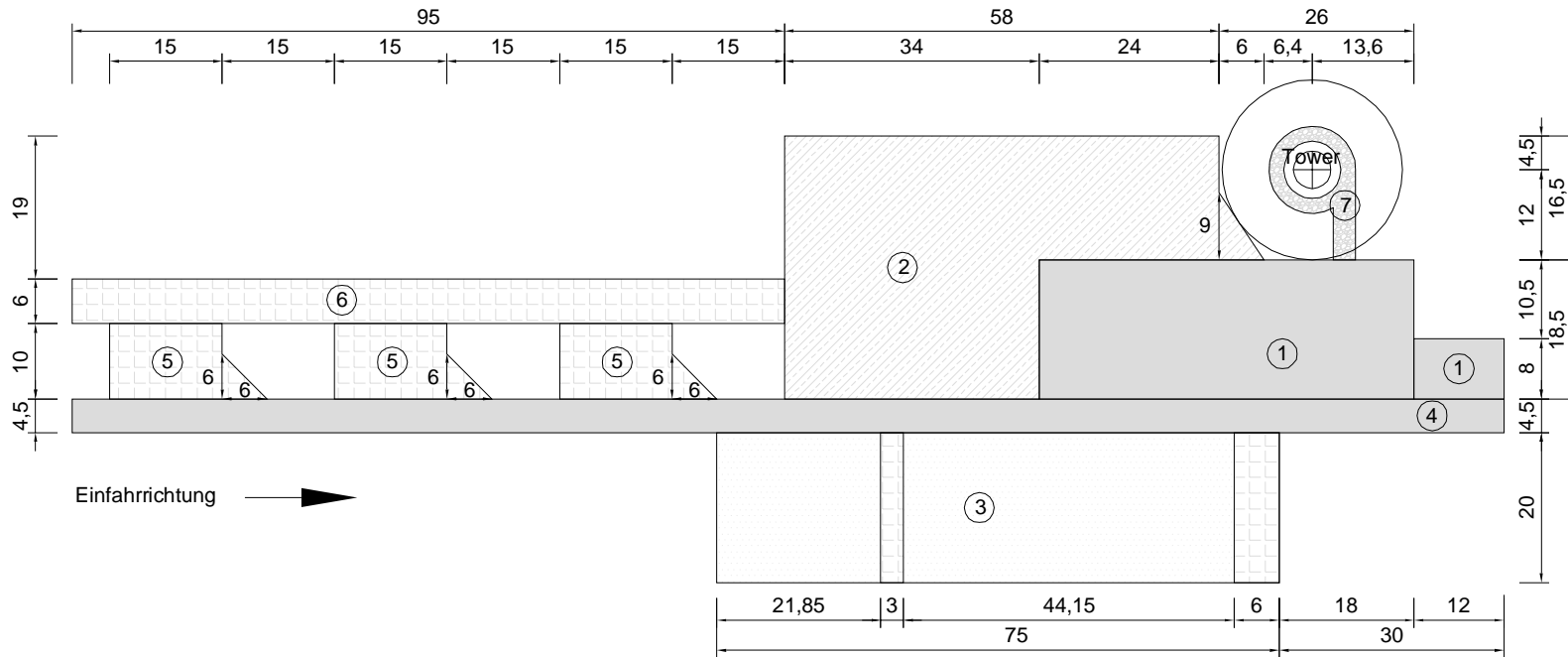
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase V136 - 4.2 MW - 112m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A16.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.1275m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app.3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 660m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 5 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 u. 4 müssen höhengleich sein

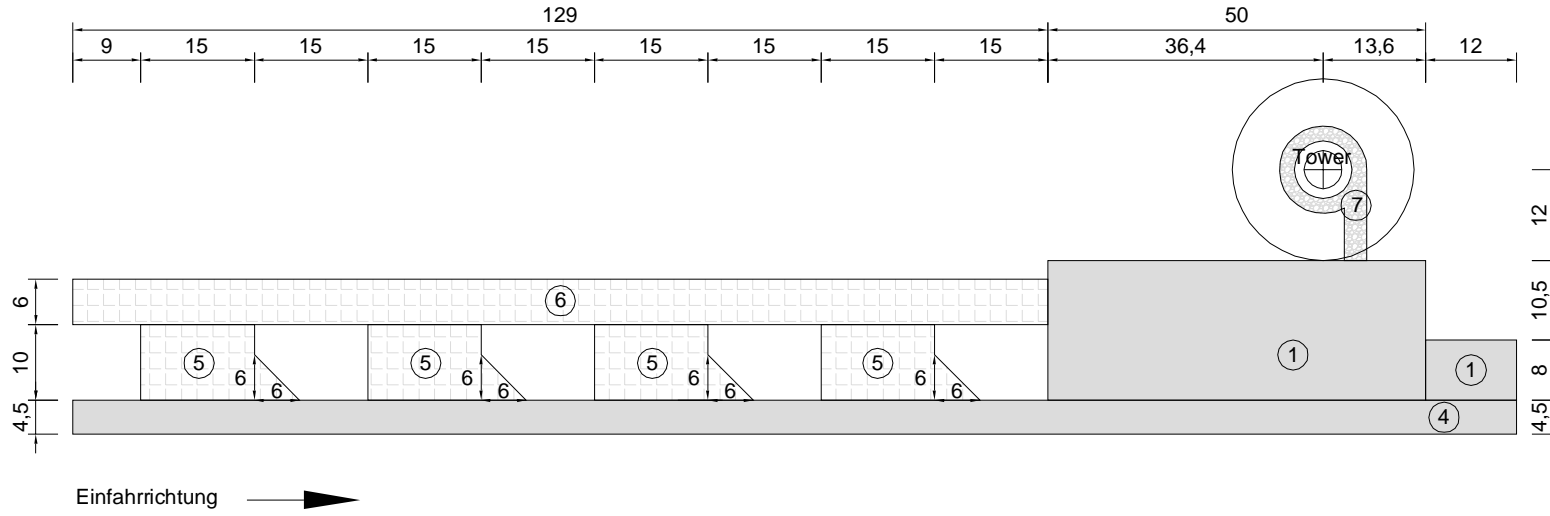
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V136 - 4.2 MW - 112m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A16.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.1613m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1500m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.570m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

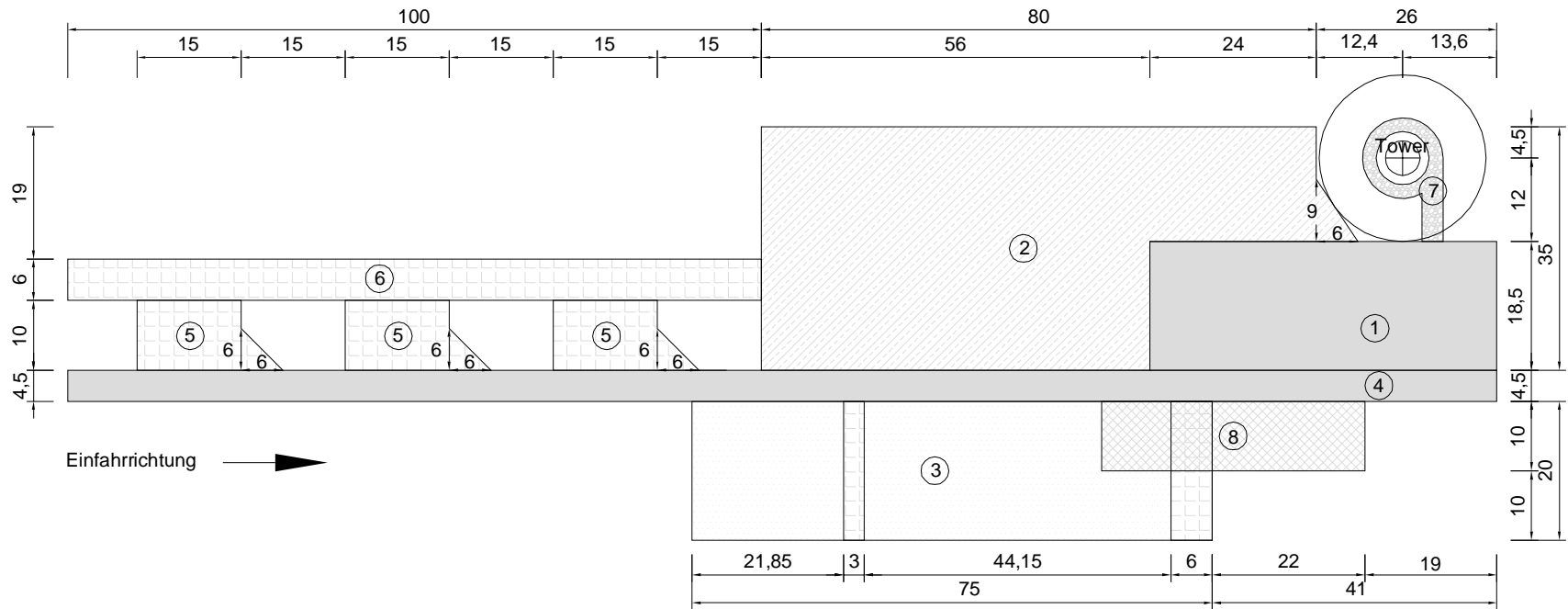
Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V136 - 3.45 MW - 132 m		DOKUMENT
ANHANG	VERSION	VON	GEPRÜFT
A11.1	01	01.04.19	JEKRU PIHAT
			MAßSTAB
			ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
 - ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
 - ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 4 x 168m²)
 - ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 774m²)
 - ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

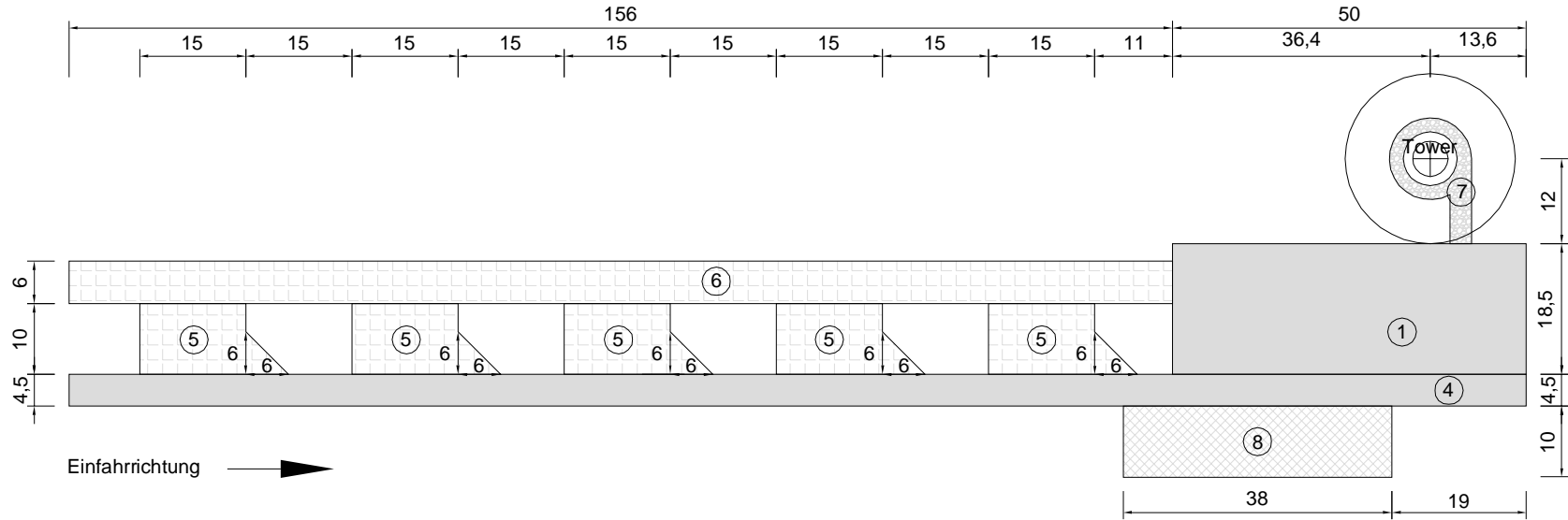
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V136 - 3.45 MW - 132 m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A11.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.2383m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1500m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.600m²)
- ⑦ Turm Umfassung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 380m²)

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

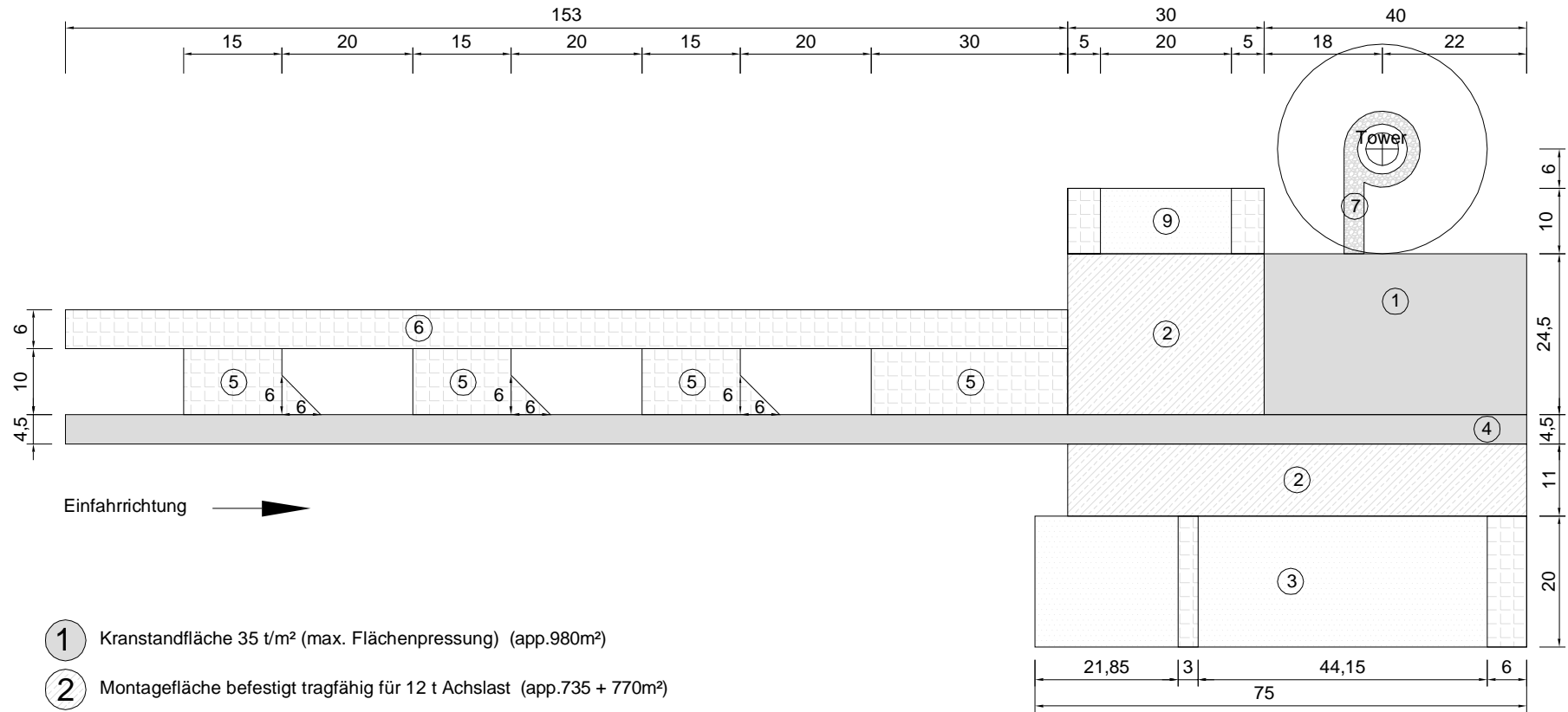
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase V136 - 4.2 MW - 149m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A12.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 5 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 936m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 380m²)

Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

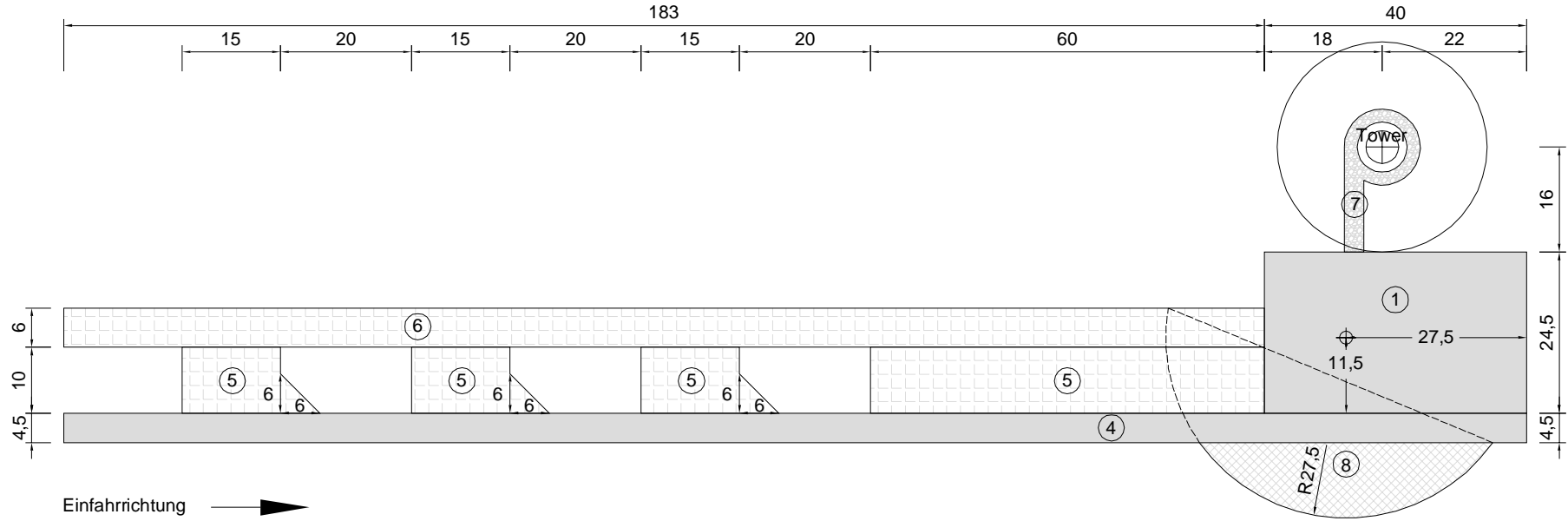
PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Betriebsphase : V136 - 4.2 MW - 149m		DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	A12.2	VERSION 01 VON 01.04.19	GEPRÜFT JEKRU PIHAT
			MAßSTAB ohne



- ① Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app.980m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.735 + 770m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1500m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168 + 300m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.918m²)
- ⑦ Turm Umfassung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑨ Befestigte Turmablagestreifen, 12 t Achslast (app. 300m²)

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

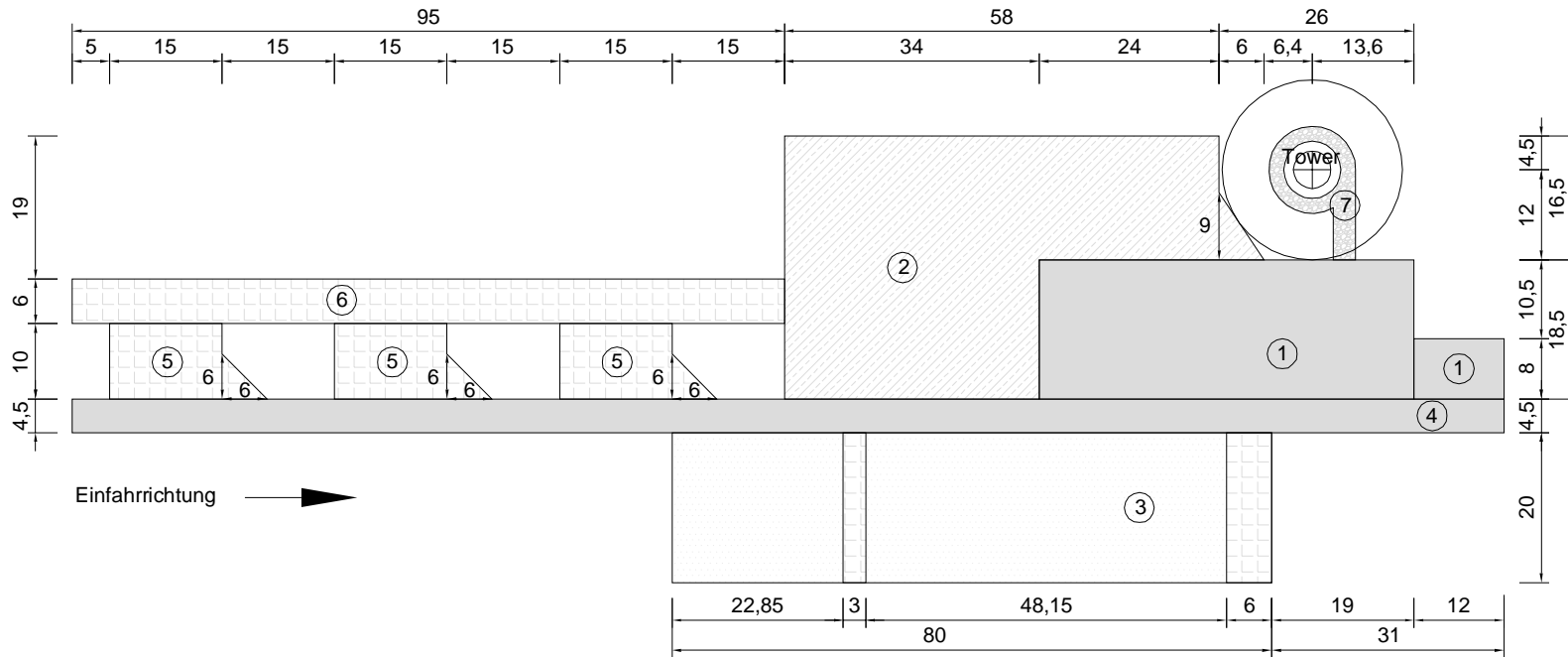
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase	DOKUMENT
V136 - 4.2 MW - 166m		0040-4327 V10	
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A13.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app.980m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168 + 600m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 1098m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 360m²)

Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

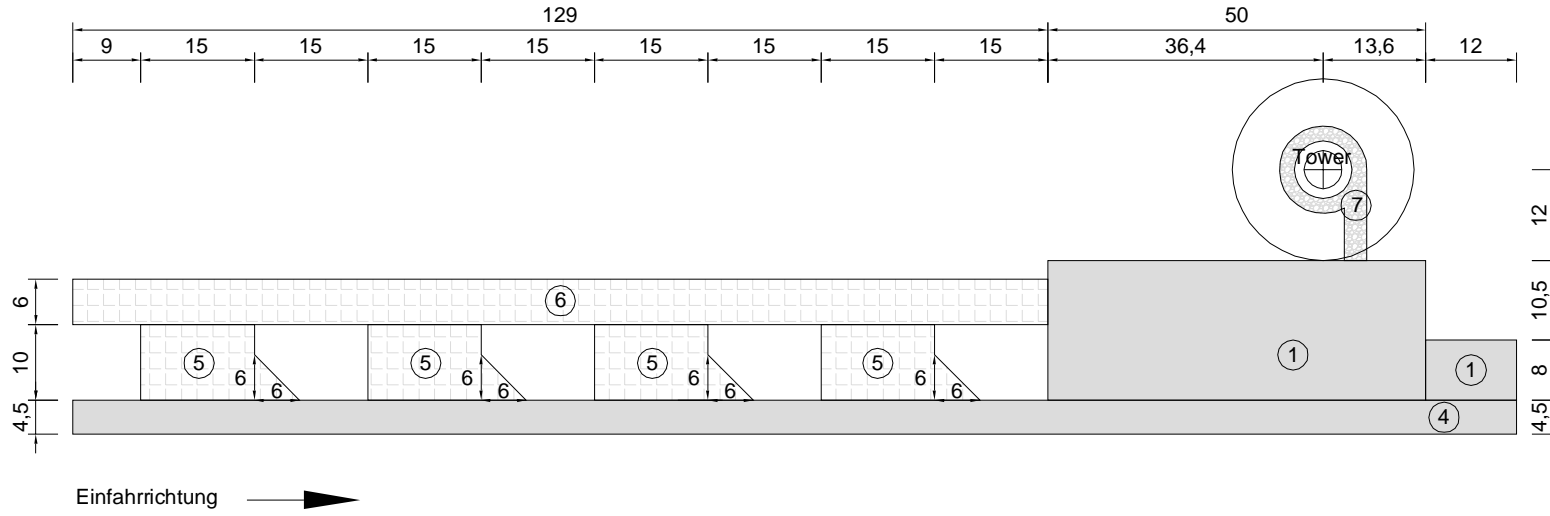
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase :	DOKUMENT
A13.2		V136 - 4.2 MW - 166m	0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.1613m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1600m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.570m²)
- ⑦ Turm Umfassung 2 m breit, Zufahrt 3,5m breit, befestigt, tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

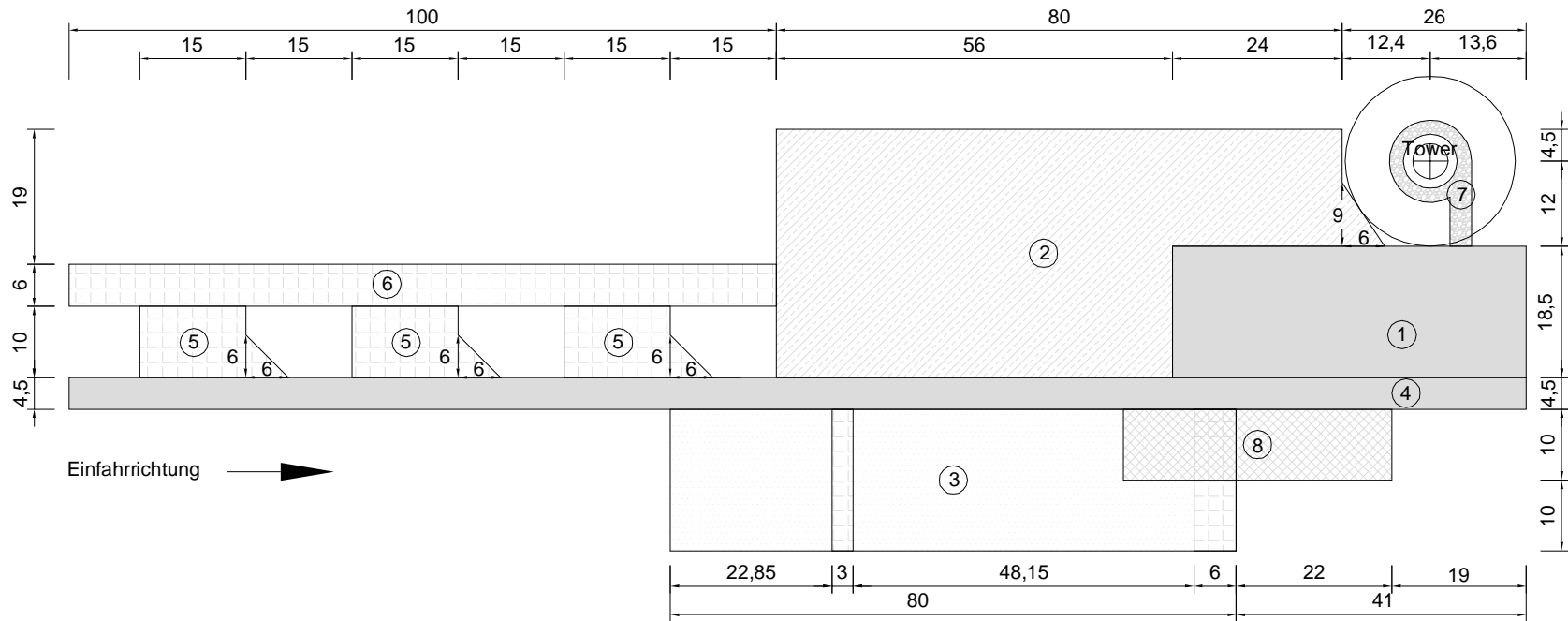
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase V150 - 4.2 MW - 123+2 m	
ANFANG		DOKUMENT	
A15.1	VERSION	0040-4327 V10	05
	01 VON	JEKRU	PIHAT
	01.04.19	MASTAB	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 4 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 774m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 3,5m breit max. 8% Steigung, befestigt, tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

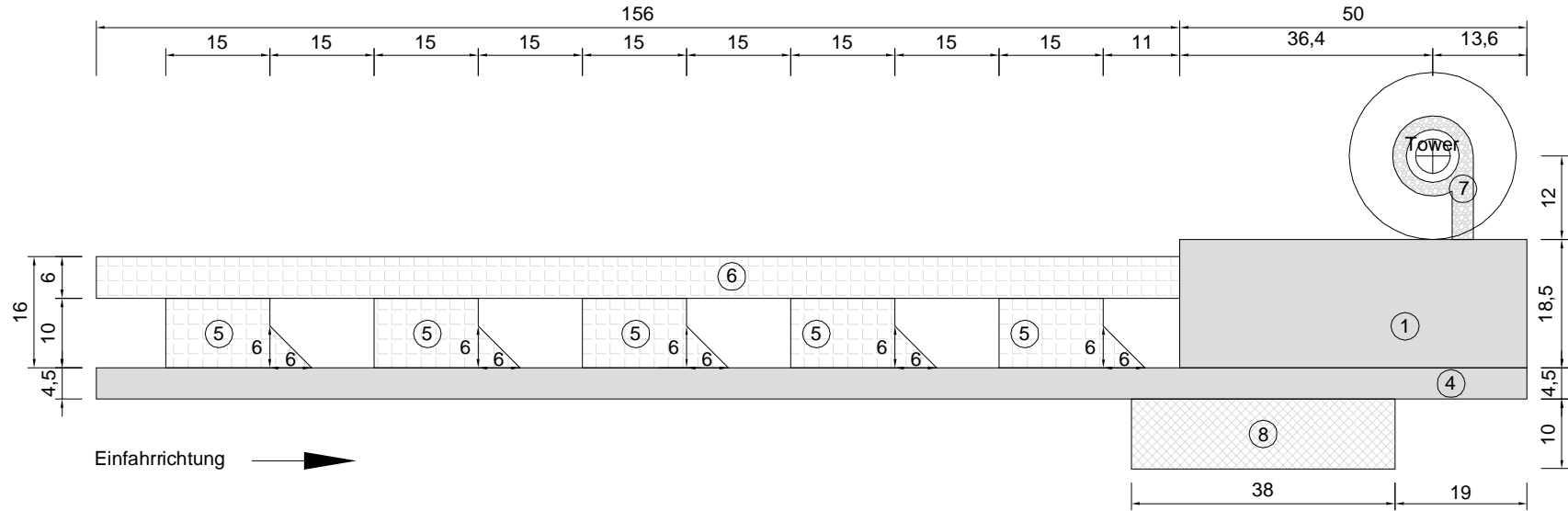
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V150 - 4.2 MW - 123+2 m	
ANFANG		DOKUMENT	
A15.2	VERSION 01 VON 01.04.19	0040-4327 V10	
GEPRÜFT		MAKSTAB	
PIHAT		ohne	



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.2383m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1600m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.600m²)
- ⑦ Turm Umfassung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 380m²)

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

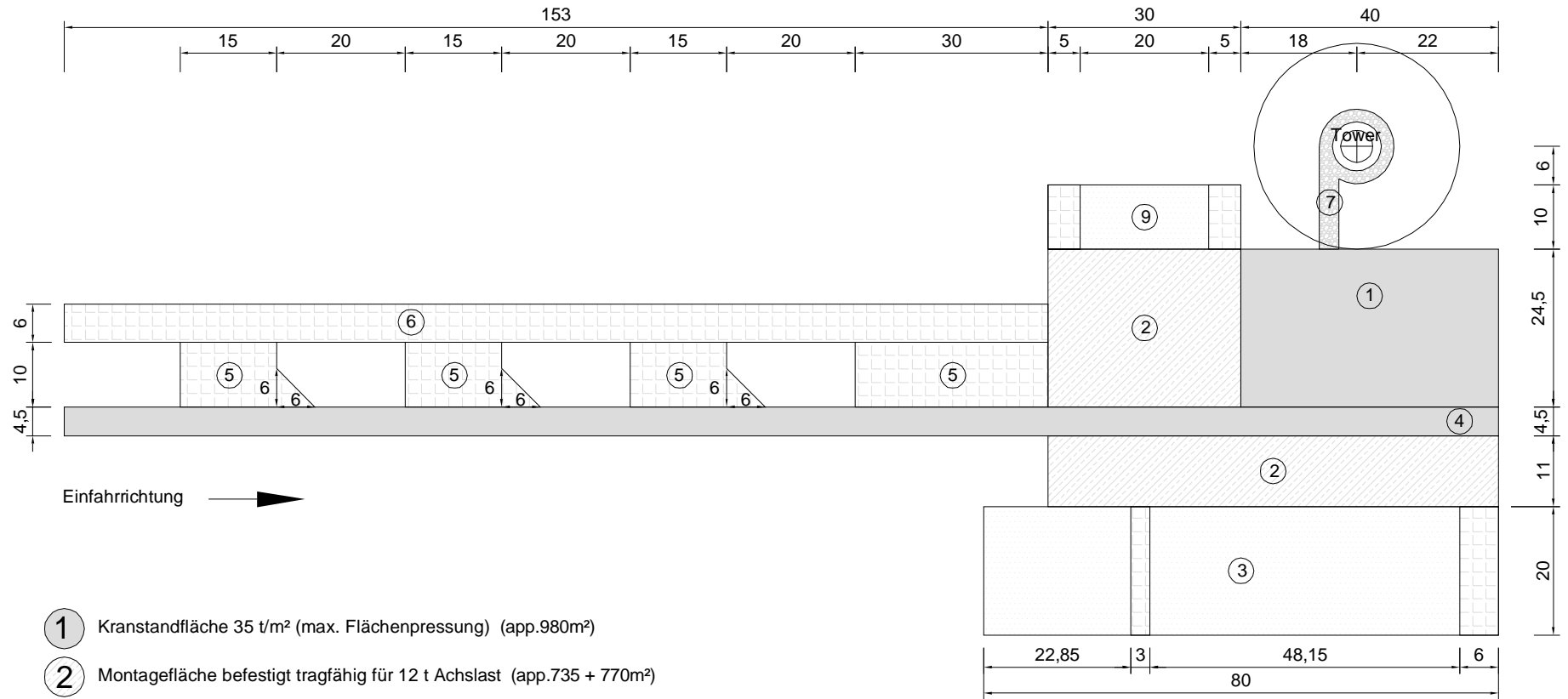
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase V150 - 4.2 MW - 145m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A20.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 5 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 936m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 380m²)

Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

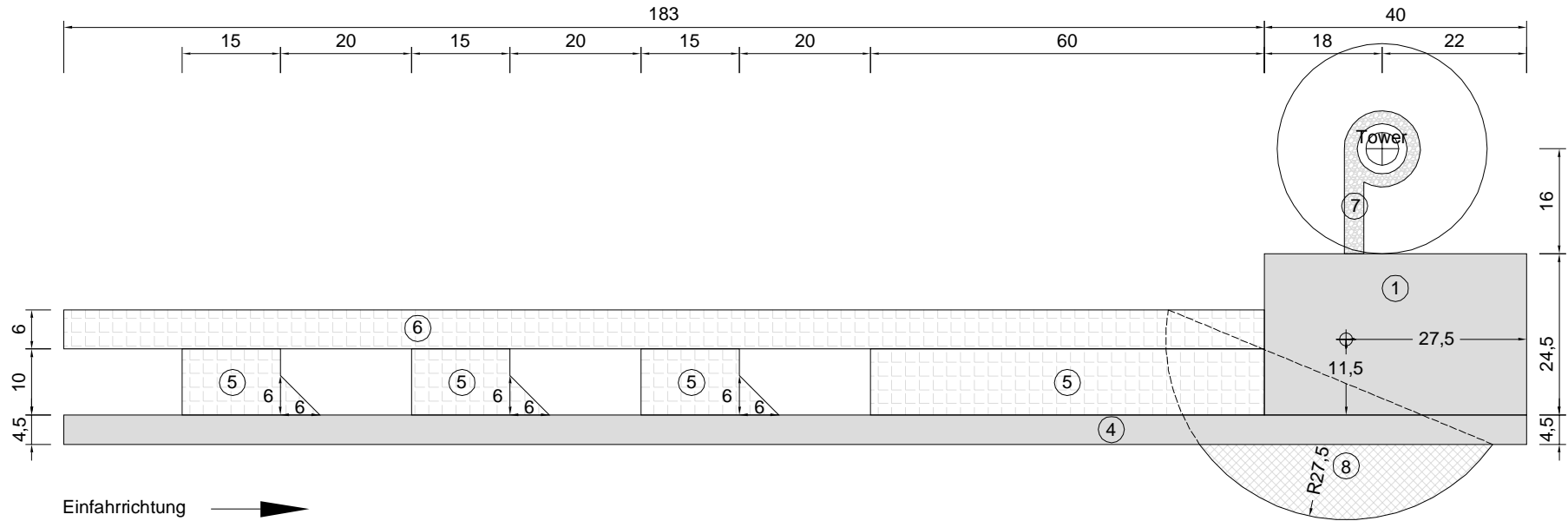
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V150 - 4.2 MW - 145m	
DOKUMENT		0040-4327 V10	
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A20.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app.980m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.735 + 770m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1600m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168 + 300m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.918m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 3,5m breit, befestigt, tragfähig 6 t Achslast
- ⑨ Befestigte Turmablagestreifen, 12 t Achslast (app. 300m²)

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

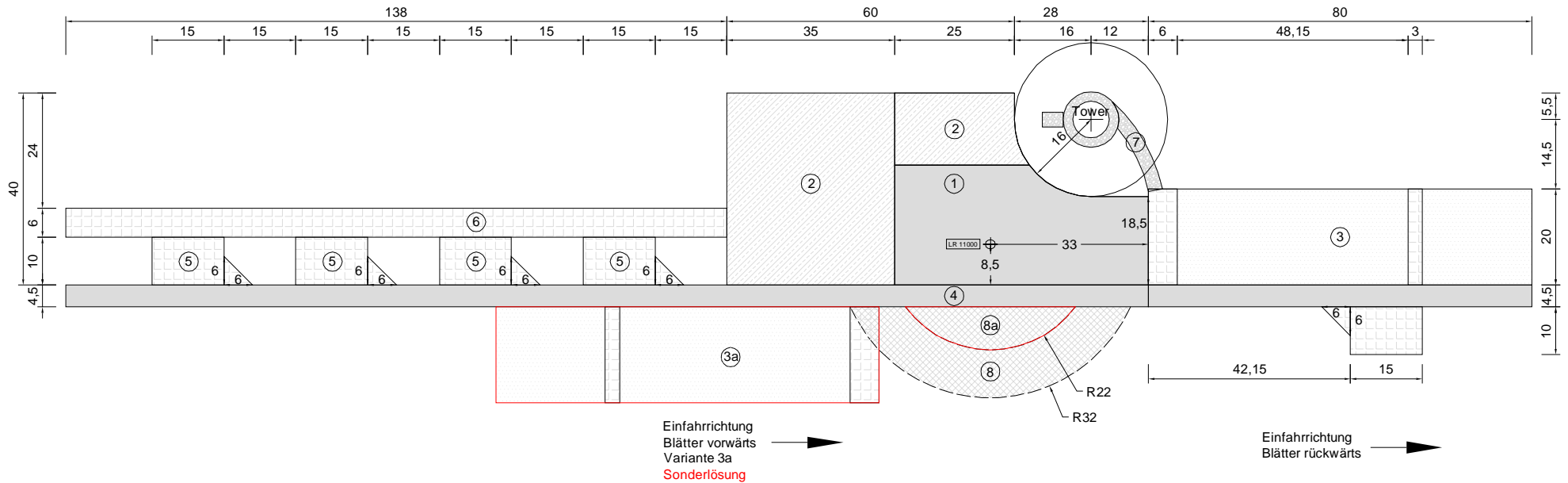
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase	DOKUMENT
V150 - 4.2 MW - 166+3m		0040-4327 V10	
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A14.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app.980m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168 + 600m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 1098m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 3,5m breit max. 8% Steigung, befestigt, tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 360m²)

Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

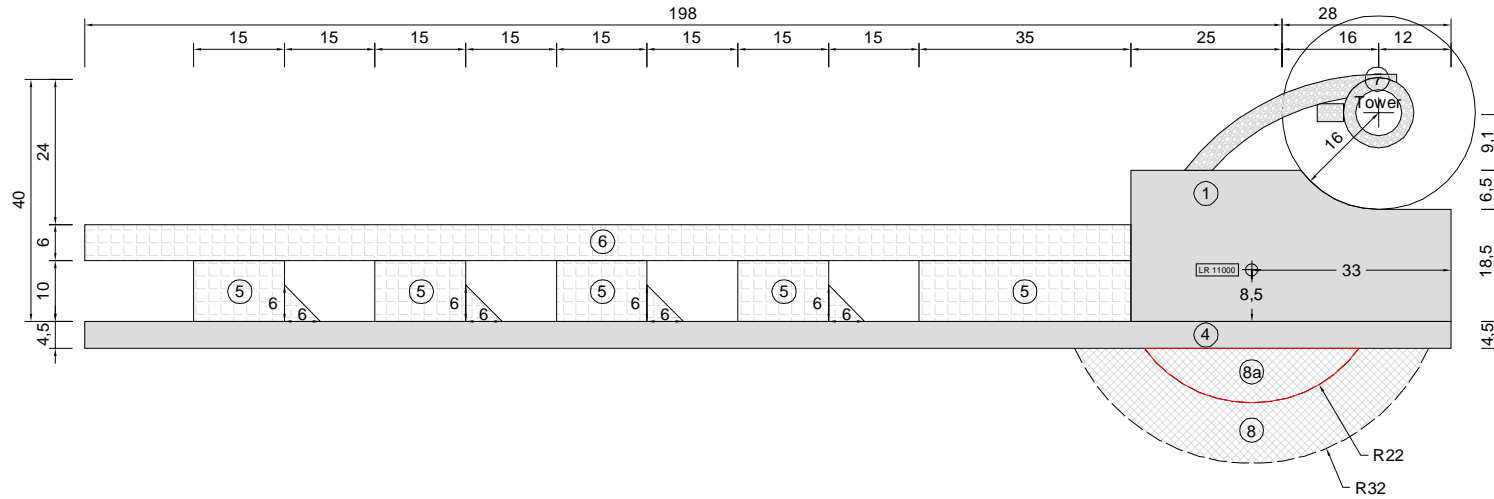
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V150 - 4.2 MW - 166+3m	
ANHANG		DOKUMENT	
A14.2	VERSION	0040-4327 V10	05
	01 VON	JEKRU	PIHAT
	01.04.19	MAßSTAB	ohne



- ① Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 1185m²)
- ② Montagefläche befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 1400 + 385m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1600m²)
- ③a Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1600m²) **Sonderlösung**
- ④ Zuwegung 4,5 m breit, tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche, 12 t Achslast (app. 5 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 828m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 3,5m breit, befestigt, tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 800m²)
- ⑧a Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 224m²) **Sonderlösung**

Achtung : Flächen 1, 2, 4 und 8 müssen höhengleich sein

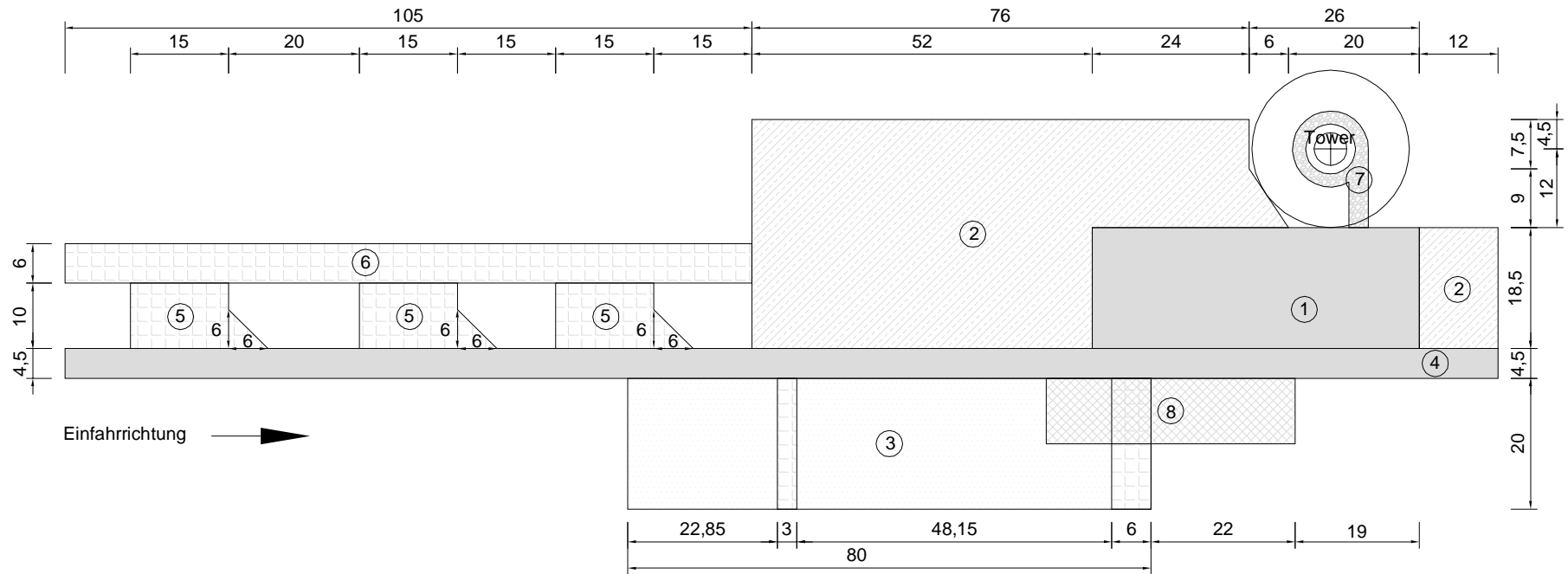
PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V150 - 5.6 MW - 166+3m		DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	A22.1	VERSION 01 VON 01.04.19	GEPRÜFT JEKRU PIHAT
			MAßSTAB ohne



- ① Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 1185m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit, tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche, 12 t Achslast (app. 4 x 168m² + 350m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 1038m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 3,5m breit max. 8% Steigung, befestigt, tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 800m²)
- ⑧a Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 224m²) **Sonderlösung**

Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

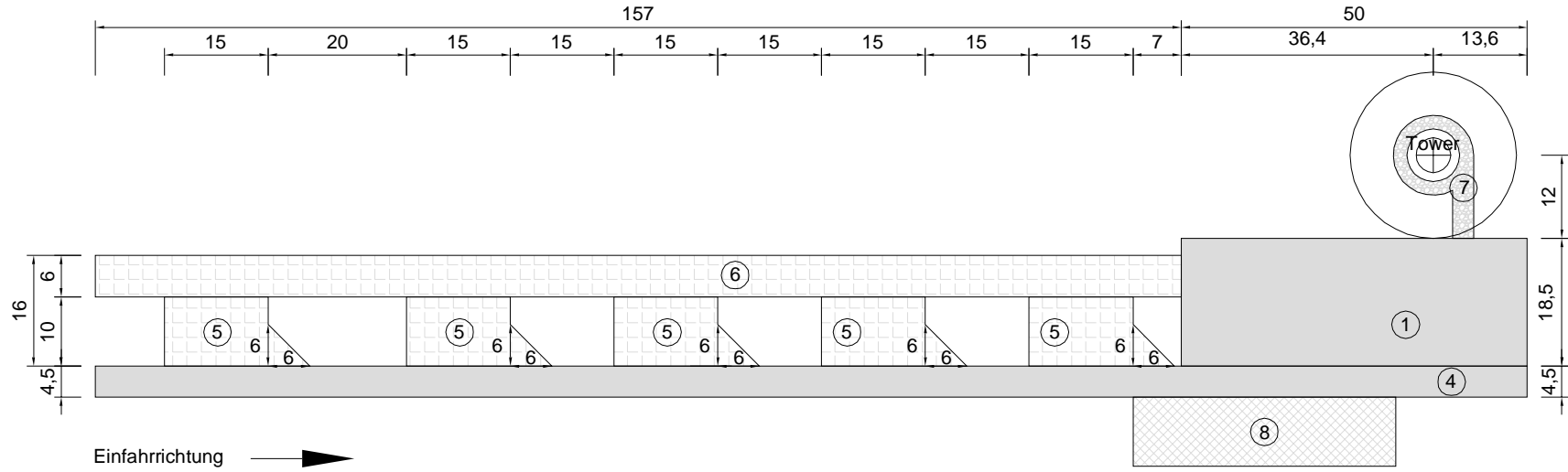
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V150 - 5.6 MW - 166+3m	
DOKUMENT		0040-4327 V10	
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A22.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.2243 + 222m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1600m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.630m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 380m²)

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

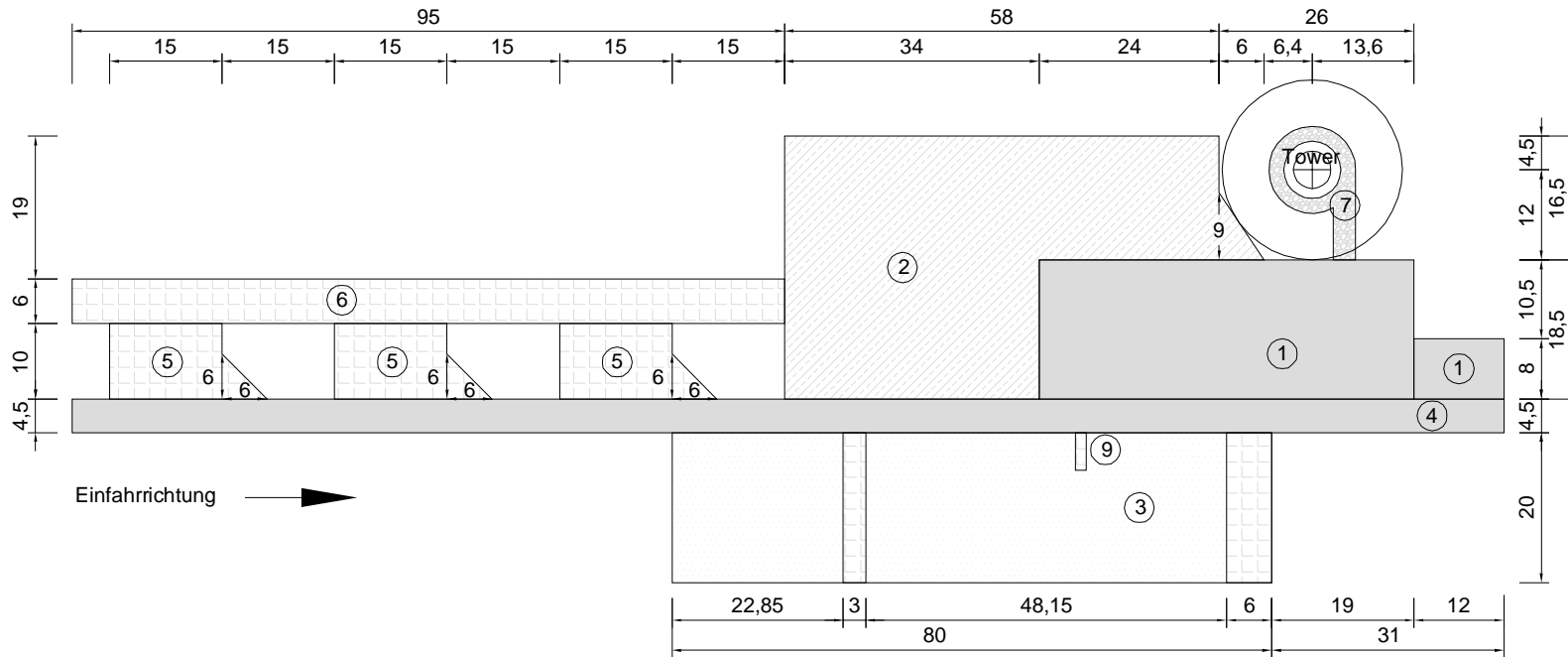
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase V150 - 5.6 MW - 148m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A21.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 5 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 942m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 380m²)

Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

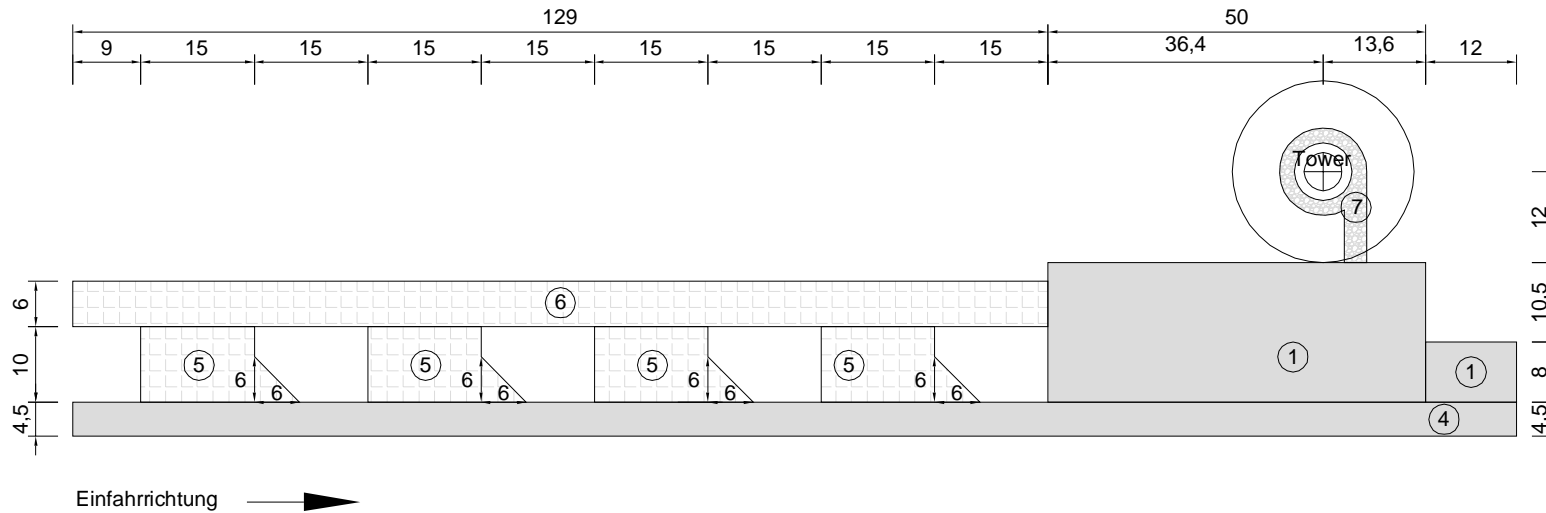
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V150 - 5.6 MW - 148m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A21.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.1613m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1600m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.570m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑨ Befestigte Turmablagestreifen, 12 t Achslast (app. 7,5m²)

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

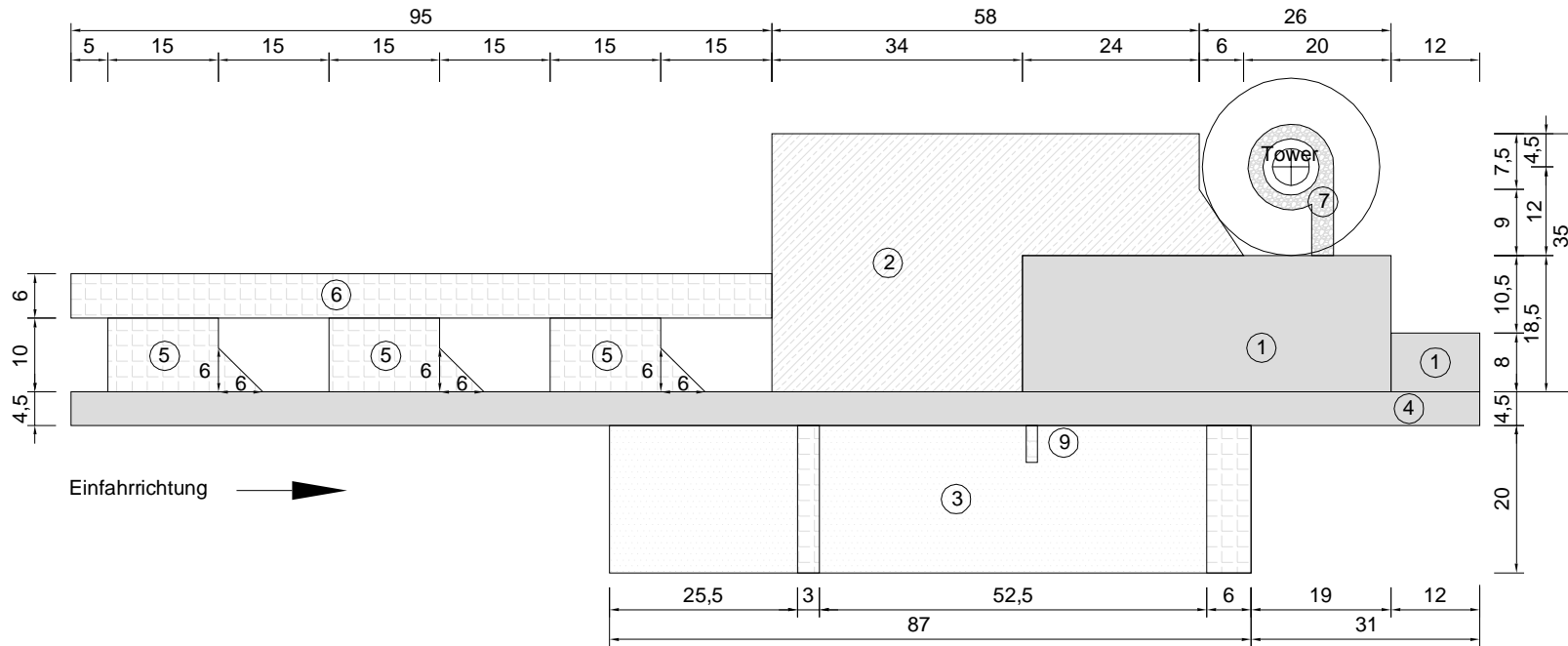
PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V150 - 5.6 MW - 125m		DOKUMENT
ANHANG	VERSION	VON	GEPRÜFT
A19.1	01	01.04.19	JEKRU PIHAT
			MAßSTAB
			ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 4 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 774m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast

Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

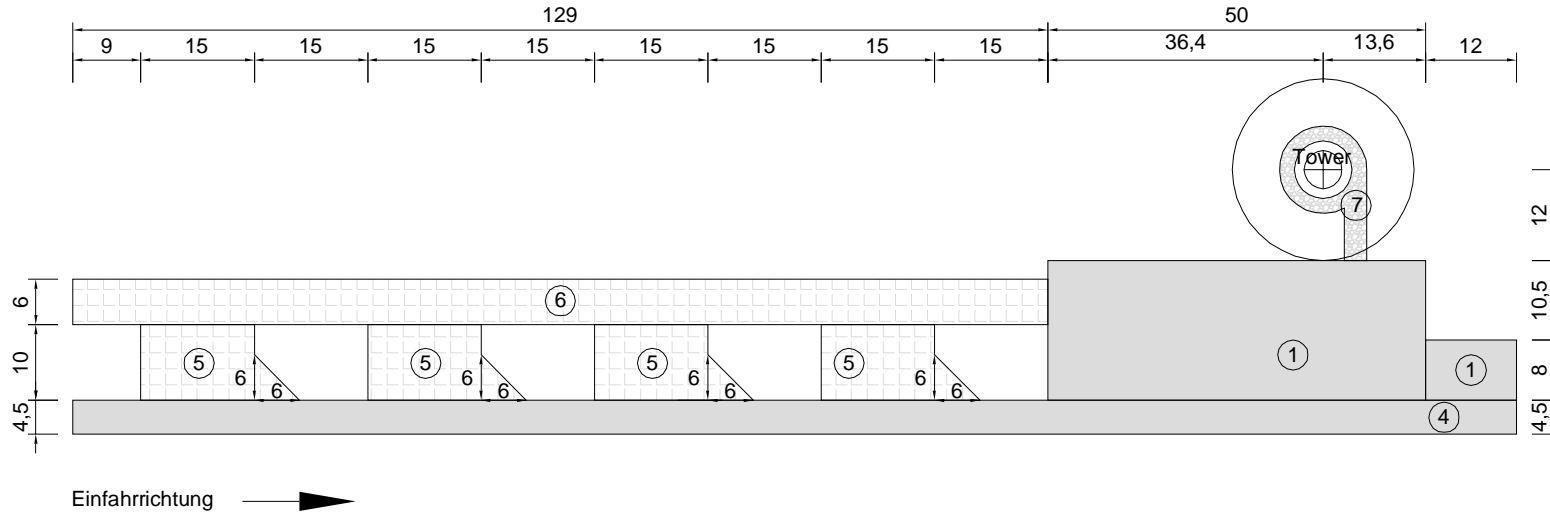
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V150 - 5.6 MW - 125m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A19.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.1613m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1740m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.570m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑨ Befestigte Turmablagestreifen, 12 t Achslast (app. 7,5m²)

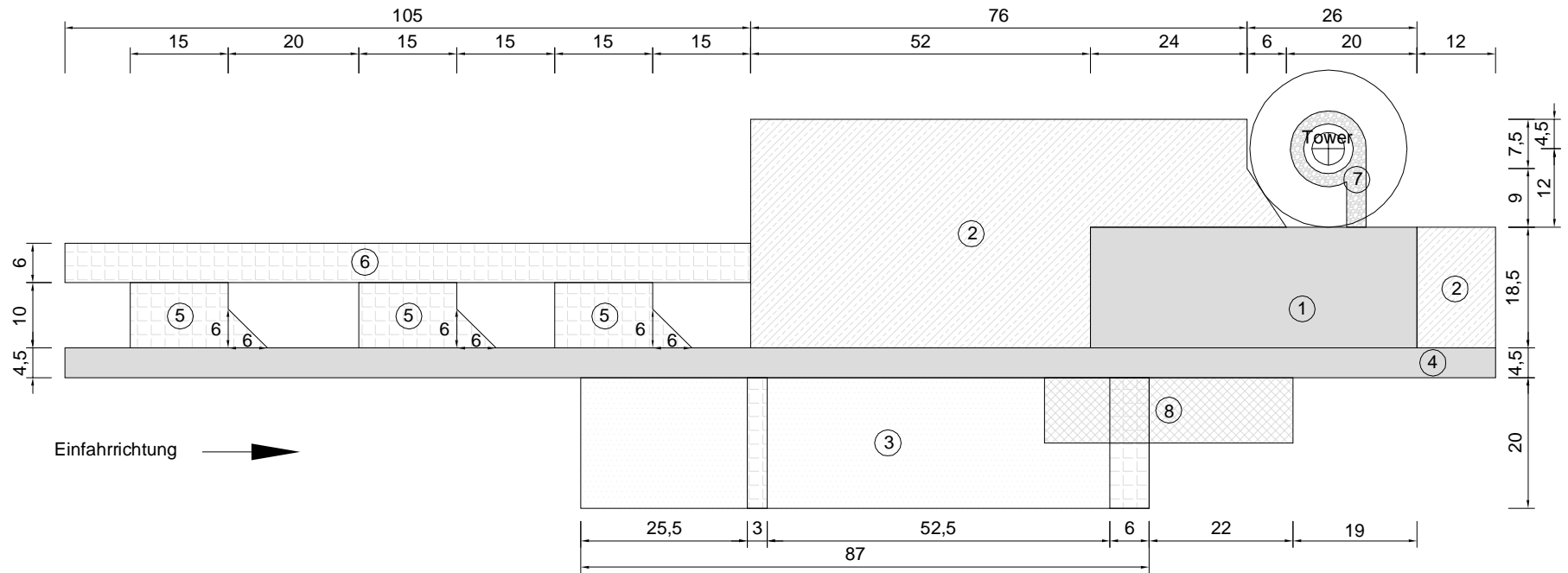
Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Errichtungsphase V162 - 5.6 MW - 119m	DOKUMENT 0040-4327 V162
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A23.1	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925 + 96m²)
 - ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
 - ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 4 x 168m²)
 - ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 774m²)
 - ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

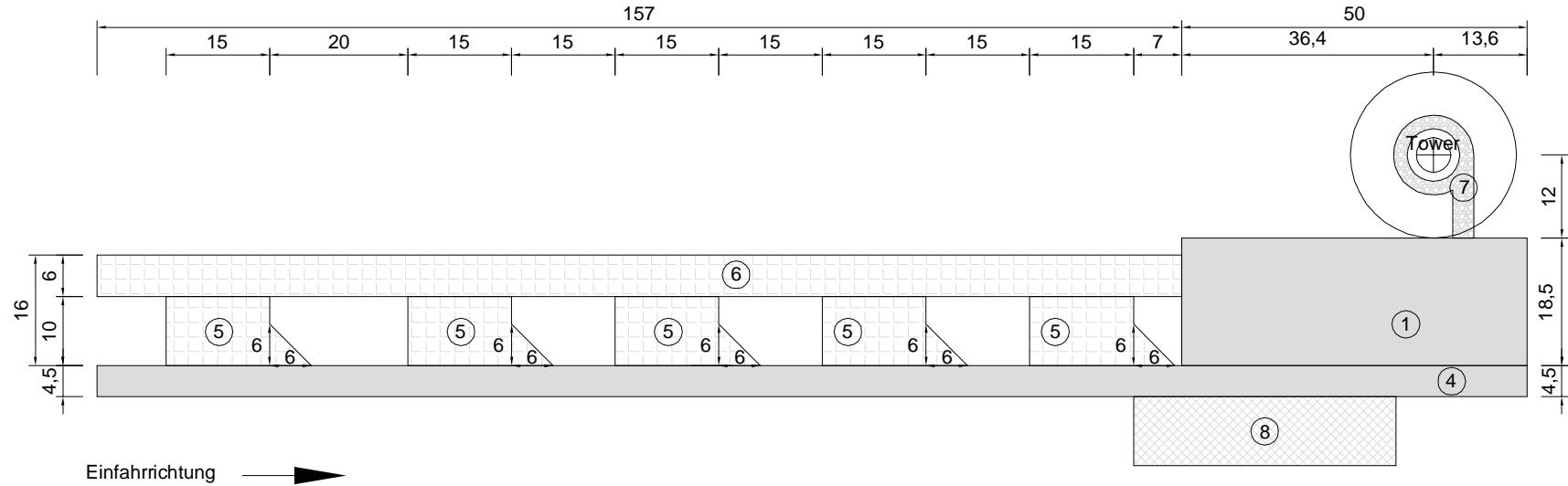
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V162 - 5.6 MW - 119m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A23.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925m²)
- ② Montagefläche befestigt tragfähig für 12 t Achslast (app.2243 + 222m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app.1740m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 3 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app.630m²)
- ⑦ Turm Umfassung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 380m²)

Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

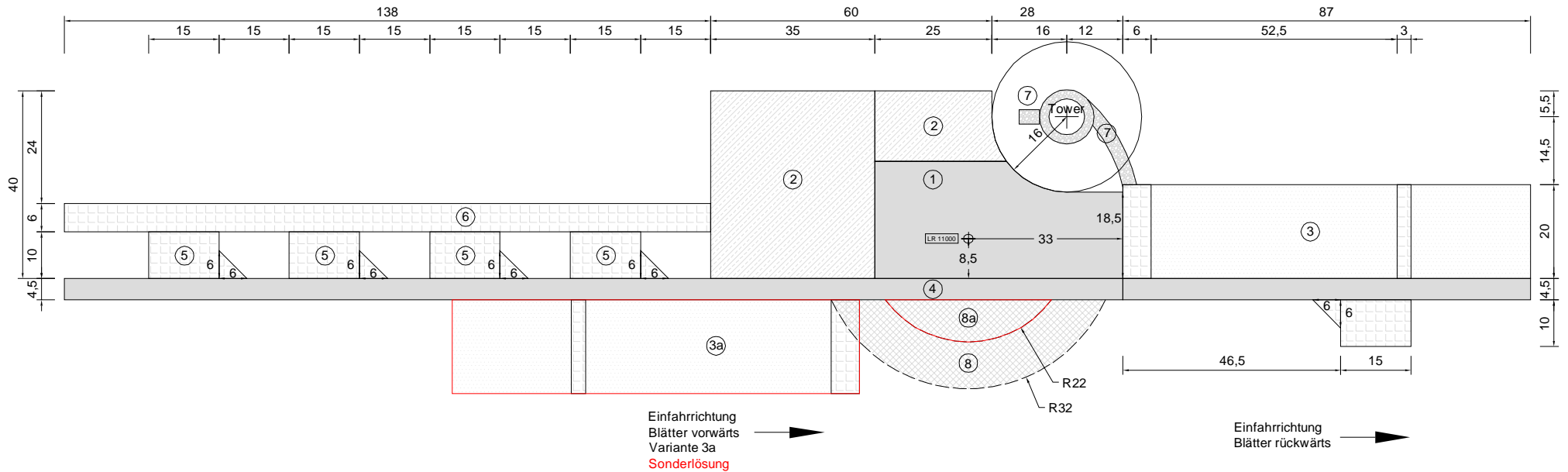
PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V162 - 5.6 MW - 148m		DOKUMENT
ANHANG	A24.1	VERSION	01 VON 01.04.19
GEPRÜFT	JEKRU PIHAT		DOKUMENT 0040-4327 V10
MAßSTAB	ohne		



- ① Kranstandfläche 26 t/m² (max. Flächenpressung) (app.925m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche 12 t Achslast (app. 5 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 942m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit befestigt tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 380m²)

Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

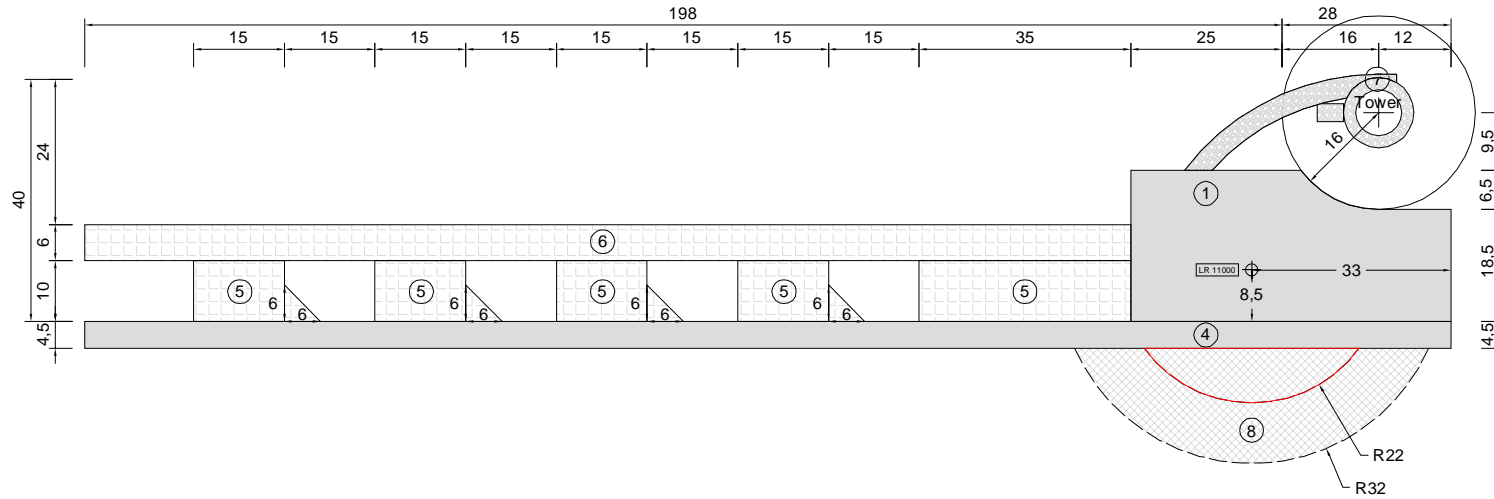
PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V162 - 5.6 MW - 148m	DOKUMENT 0040-4327 V10
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A24.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne



- ① Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 1185m²)
- ② Montagefläche befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 1400 + 385m²)
- ③ Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app. 1740m²)
- ③a Blattlagerfläche frei von Hindernissen (app. 1740m²) **Sonderlösung**
- ④ Zuwegung 4,5 m breit, tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche, 12 t Achslast (app. 5 x 168m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 828m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 3,5m breit, befestigt, tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 800m²)
- ⑧a Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 224m²) **Sonderlösung**

Achtung : Flächen 1, 2, 4 und 8 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V162 - 5.6 MW - 166+3m		DOKUMENT 0040-4327 V162
ANHANG	A25.1	VERSION 01 VON 01.04.19	GEPRÜFT JEKRU PIHAT
			MAßSTAB ohne



- ① Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 1185m²)
- ④ Zuwegung 4,5 m breit, tragfähig für 12 t Achslast
- ⑤ Befestigte Hilfskranfläche, 12 t Achslast (app. 4 x 168m² + 350m²)
- ⑥ Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 1038m²)
- ⑦ Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 3,5m breit max. 8% Steigung, befestigt, tragfähig 6 t Achslast
- ⑧ Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 800m²)
- ⑧a Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 224m²) **Sonderlösung**

Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

PROJEKT		VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN	
INHALT		Betriebsphase : V162 - 5.6 MW - 166+3m	
DOKUMENT		0040-4327 V162	
ANHANG	VERSION	GEPRÜFT	MAßSTAB
A25.2	01 VON 01.04.19	JEKRU PIHAT	ohne

16.1.7 Windenergieanlagen: Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

16.1.7.1 Datenblatt Luftfahrthindernis

16.1.7.2 Koordinatenliste des Vermessers mit Undulation

16.1.7.3 Topografische Karte mit Randleiste 1:25.000

16.1.7.4 Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

16.1.7.5 Allgemeine Spezifikation Gefahrenfeuer ORGA

16.1.7.6 Allgemeine Spezifikation für Gefahrenfeuer, Sichtweitensensor, ORGA

16.1.7.7 Antrag auf Ausnahmegenehmigung nach Nr. 30 AVV

16.1.7.8 Leistungsbeschreibung Quantec Sensors BNK System

16.1.7.9 Quantec Sensors Detection System Datenblatt

Anlagen:

- 16.1.7.1_Datenblatt Luftfahrthindernis.pdf
- 16.1.7.2_Konfigurationsliste.pdf
- 16.1.7.3_Topografische Karte Luftfahrt_M25000_A3.pdf
- 16.1.7.4_Tages-und-Nachtkennzeichnung-(0049-8134).pdf
- 16.1.7.5_Allgem Spezifikation Gefahrenfeuer ORGA L550-GFW-G Feuer W rot.pdf
- 16.1.7.6_Vestas_Spezifikation_Sichtweitenmessgerät_SWS 200-N-AC.pdf
- 16.1.7.7_Ausnahmeantrag_AVV.pdf
- 16.1.7.8_Leistungsbeschreibung Quantec Sensors BNK System.pdf
- 16.1.7.9_Quantec Sensors Detection System Datenblatt.pdf

Gemeinsame Obere Luftfahrt-
behörde Berlin-Brandenburg
Mittelstr. 5/5a
12529 Schönefeld
Tel: 03342/4266-4114
Fax: 03342/4266-7612

Datenblatt zum Luftfahrthindernis¹
¹⁾ ggf. in entsprechender Anzahl kopieren

LuBB:LF

- Antrag auf Stellungnahme/Zustimmung -

Hindernis: 4 Windenergieanlagen vom Typ Vestas V162-5,6 MW, 166 m Nabenhöhe zzgl. 3 m Fundamenterhöhung

Standort	PLZ, Ort	16945, Meyenburg		
	Landkreis	Prignitz	Gemarkung	Meyenburg
	Straße	im Außenbereich		
	zuständige Behörde	LfU Brandenburg, T 11	Reg-Nr. / Az.	
	Karten-Nr.	2639 TK25	Bezugssystem	WGS 84

Anlagentyp	Nr.	Geographische Koordinaten in WGS 84: KEINE Hochwerte!			Rechts- und	Gem. Flur	Flurstück	
		N	'	"	E	'	"	
V162-5,6 MW	4	53	18	36,6	12	12	14,8	Meyenburg, 110, 4
V162-5,6 MW	5	53	18	32,4	12	11	56,7	Meyenburg, 110, 14
V162-5,6 MW	6	53	18	21,3	12	11	59,3	Meyenburg, 110, 14
V162-5,6 MW	7	53	18	01,2	12	12	07,8	Meyenburg, 110, 24

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

Höhenangaben: Nr.	4)	5)	6)	7)	_____)
Bauwerk (über Grund)	247,0 m	247,0 m	247,0 m	247,0 m	m
<i>Nabenhöhe</i>	166,0 m	166,0 m	166,0 m	166,0 m	m
<i>Rotordurchmesser</i>	162,0 m	162,0 m	162,0 m	162,0 m	m
zusätzlich notwendige Baumaßnahmen*	4,0 m	4,0 m	4,0 m	4,0 m	m
Baugrund (über NN)	76,5 m	77,3 m	79,5 m	83,5 m	m
Gesamthöhe (über NN)	327,5 m	328,3 m	330,5 m	334,5 m	m

Inkrafttreten der EU Verordnung 73/2010 - bitte ich folgende Angaben beifügen:

Zusätzliche Angaben zu Lage und Höhe jeder Anlage im Format WGS 84 EPSG4326 (Lage) und EGM96 (Höhe).

Achtung! Bemasste Ansichtsskizze (ggf. mit geplanter Kennzeichnungsausführung) beifügen!

Tageskennzeichnung	<input checked="" type="checkbox"/>	Farbanstrich der Rotorblätter	<input type="checkbox"/>	weißblitzende Feuer i.V.m. Farbring am Mast
	<input checked="" type="checkbox"/>	+ Maschinenhaus + Mastring	<input type="checkbox"/>	+ Farbanstrich Rotorblätter (1Feld)
Nacht kennzeichnung	<input type="checkbox"/>	Blattspitzenhindernisfeuer i.V.m. Hindernisfeuer auf Maschinenhausdach		
	<input checked="" type="checkbox"/>	Feuer "W-rot"	<input type="checkbox"/>	Gefahrenfeuer
	2	zusätzliche Kennzeichnungsebenen bei Anlagen > 150 m über Grund (Anzahl)		
Sichtweitenmessung	<input type="checkbox"/>			
Dämmerungsschalter	<input type="checkbox"/>			
bedarfsgesteuerte Nacht kennzeichnung	<input checked="" type="checkbox"/>	Nachweise lt. AVV LFH Nr. 17.4 i.V.m. Anhang 6 angefügt!		

Adresse des
Betreibers KWE New Energy GmbH
Seebadstraße 44
17207 Röbel / Müritz
Tel. / FAX (03 99 31) 5 56 55 / (03 99 31) 5 56 54

Adresse des
Kostenschuldners siehe Adresse des Antragstellers
Tel:

Wir bestätigen die Kenntnisnahme der Hinweise über die Gebührenpflichtigkeit gem. Hinweisblatt.

Ort, Datum: Cottbus, 18.04.2019

Unterschrift: Guido Hedemann

Anlage zum Antrag auf Stellungnahme / Zustimmung für Luftfahrthindernisse im Land Brandenburg

Folgende Unterlagen sind dem Antrag auf Stellungnahme / Zustimmung zur Errichtung und den Betrieb von Luftfahrthindernisse, speziell bei Windkraftanlagen, zum Verbleib bei der LuBB beizufügen:

- Kurzbeschreibung des Vorhabens
- Darstellung der Versorgung und Inbetriebnahme der Kennzeichnungsmaßnahmen während Bauphase bei Erreichen der entsprechenden Hindernishöhe
- Topgrafische Karte (farbige Ausschnittskopie) mit eingezeichneten Standorten
- Bemasste Ansichtsskizze des Windkraftanlagentyps mit geplanter Kennzeichnungsausführung, ggf. Auszüge aus der Anlagendokumentation bzgl. Nabenhöhe, Rotorblatt, Turmbeschaffenheit, Fundamentausführung; Kennzeichnungsvarianten
- Nachweise der Eignung der zum Einsatz kommenden Feuer lt. Planung des Antragstellers gem. Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24.04.2007 (AVV LFH)
Hinweis zum Nachweis der Eignung: Prüfen Sie diese bitte in regelmäßigen Abständen, da der Wegfall der Eignung zur Rücknahme der Zustimmung, ggf. Rücknahme der Genehmigung aufgrund fehlender Voraussetzungen führen kann!
- Erläuterungen gem. 6.6 der AVV LFH bzgl. der Ausführung der Ersatzstromversorgung und deren Kapazität unter der Maßgabe der Wiederherstellung der "normalen" Stromversorgung. Dabei sollte die Stromunterbrechung bei Ausfall der Spannungsquelle 2 Minuten nicht überschreiten.
- Nachweise gem. Nr. 17.2 i.V.m. Anhang 6 AVV LFH (Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung - BNK - an Windkraftanlagen)
 - Nachweis der Anerkennung der BNK durch eine vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur benannte Stelle,
 - Konformitätserklärung durch eine unabhängige Prüfinstitution, die bestätigt, dass die standortspezifischen Vorgaben der AVV erfüllt werden,
 - unabhängige flugbetriebliche Beurteilung durch einen geeigneten Sachverständigen unter Berücksichtigung relevanter flugbetrieblicher Szenarien,
 - Wartungskonzept unter Beachtung der Wartungsvorgaben des Herstellers, welches eine Systemüberprüfung mindestens alle 6 Monate beinhaltet.

Den auf dem Datenblatt enthaltenen Angaben sind zusätzlich folgende Angaben beizufügen:

- Bezeichnung des konkreten geografischen Koordinatenbezugssystems (z.B. WGS 84, UTM, Gauss Krüger)
- Ellipsoid (Z. B. ETRF89, Lagestatus 100)
- Bezugssystems der Höhenangabe (z. B. GCG05)
- Genauigkeitsangabe (neu: Wert und Maßeinheit, z.B. 0,1 dm)
- Undulation (neu: Differenz zwischen Geoid und Ellipsoid, d.h. der Unterschied zwischen dem tatsächlichen und dem idealisierten Referenzsystem, Wert und Angabe der Maßeinheit).

Aufgrund des Inkrafttretens der EU Verordnung 73/2010 bitte ich folgende Angaben beifügen:

Zusätzliche Angaben zu Lage und Höhe jeder Anlage im Format WGS 84 EPSG4326 (Lage) und EGM96 (Höhe).

V. g. Angaben sind über einen Vermesser einholbar.

Formulare finden Sie auch unter www.lbv.brandenburg.de - Service -Antragsformulare - Luftfahrthindernisse

Formulare finden Sie auch unter www.lbv.brandenburg.de - Service -Antragsformulare - Luftfahrthindernisse

Hinweis zur Kostenpflichtigkeit bei Bearbeitung von Anträgen auf Errichtung und Betrieb von Hindernissen, die die in § 14 Luftverkehrsgesetz (LuftVG) benannte Höhe von 100 m über Grund überschreiten bzw. die den §§ 12 und/oder 17 LuftVG (Bauschutz-/ Baubeschränkungsbereich) unterliegen

Die von Ihnen geplante Ausführung eines Bauvorhabens bedarf bei einer max. Höhe größer 100 m über Grund gem. § 14 LuftVG sowie § 12 LuftVG, wenn relevante Sicherheitsflächen an Landeplätzen durchdrungen werden, der Zustimmung der zivilen Landesluftfahrtbehörde.

Die Bearbeitung des Antrages auf Zustimmung zum Bauvorhaben ist nach §§ 1 und 2 der Kostenverordnung der Luftfahrtverwaltung (LuftKostV) in der jeweils gültigen Fassung kostenpflichtig. Gemäß Abschnitt V Ziffer 13 des Gebührenverzeichnisses zur LuftKostV beträgt der Gebührenrahmen 70 bis 5000 Euro.

Wird eine Zustimmung erneuert, geändert, erweitert oder die Gültigkeit verlängert, ist gemäß § 2 Abs. 2 LuftKostV eine Gebühr in Höhe von einem Zehntel bis zu fünf Zehntel der Gebühr zu erheben, die für ihre Erteilung erhoben werden müsste.

Die Zustimmung wird auf Grundlage einer gutachtlichen Stellungnahme der Flugsicherungsorganisation erarbeitet, die gleichfalls kostenpflichtig (gem. Abschnitt VII Ziffer 11 Punkt c des Gebührenverzeichnisses LuftKostV - Gebührenrahmen 60 bis 1250 EUR) ist.

Die entsprechenden Gebühren werden durch die zuständige Luftfahrtbehörde sowie die DFS getrennt erhoben und gehen zu Lasten des Vorhabenträgers / Bauherren. Wir bitten um Bestätigung der v. g. Hinweise (siehe anliegendes Datenblatt).

Um Kosten und Verwaltungsaufwand zu minimieren, bitten wir bei Änderungen im Antragsverfahren (z. B. Rücknahme, Ablehnung etc.) **kurzfristig** darüber in Kenntnis gesetzt zu werden.

Sollten Sie Fragen haben, stehen wir Ihnen unter 03342/4266-4114 - Frau Lehniger gern zur Verfügung.

**Konfiguration
Luftfahrtdatenblatt**

Windpark Meyenburg-Frehne

Stand: gem. Objektbezogener Lageplan vom 15.04.2019
(auf Grundlage des Amtlichen Lageplanes vom 15.04.2019)

beantragter Windenergieanlagentyp VESTAS V162-5.6MW [WEA-Nabenhöhe = 166,0m WEA-Rotorhalbmesser = 81,0m WEA-Gesamthöhe = 247,0m]

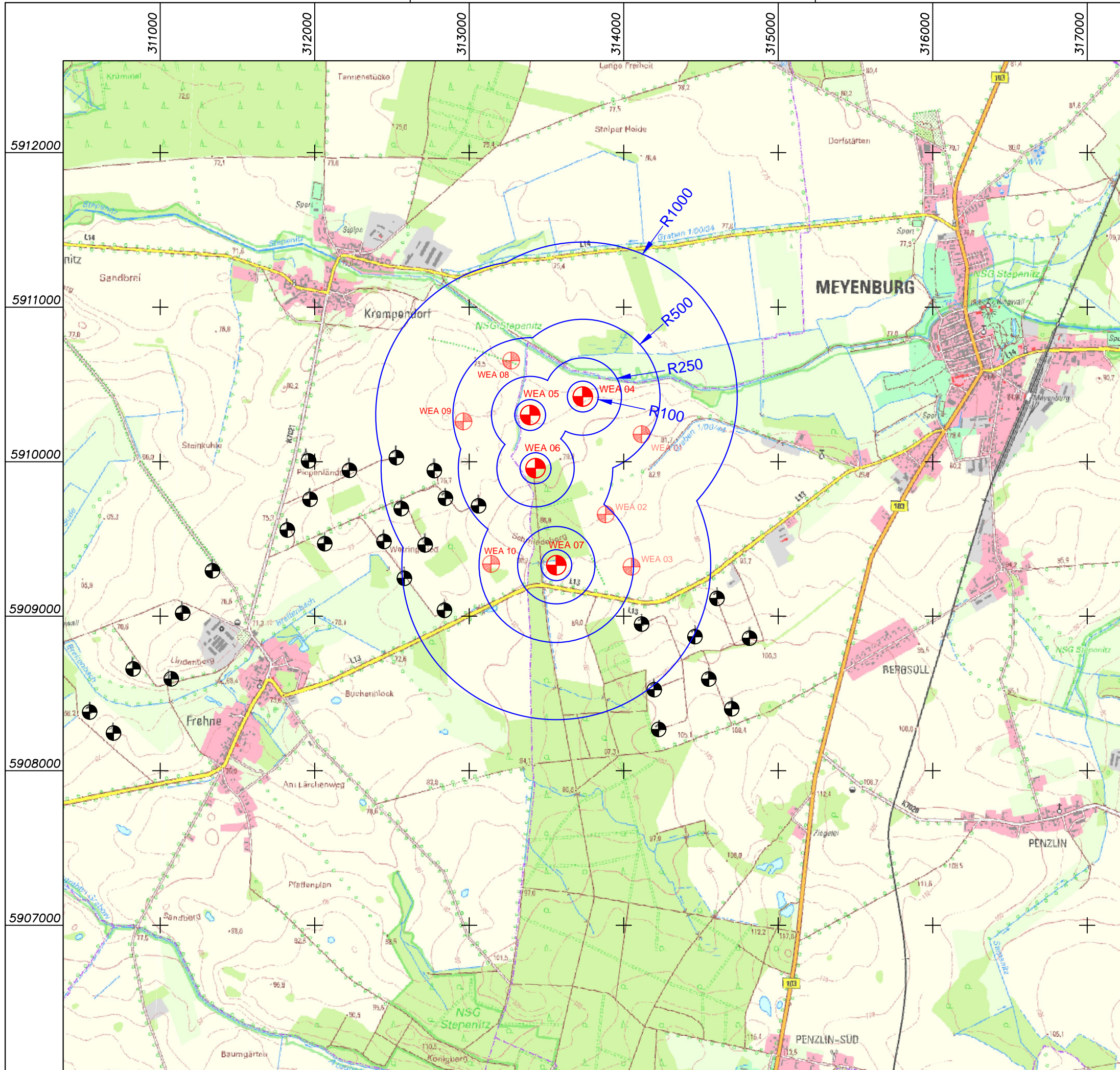
WEA Nr.	Standort	Lagestatus: 489 UTM-Koordinaten im ETRS89 (UTM, geozentrisch, GRS80)		Höhenstatus: 170 Normalhöhen im DHHN2016			Lagestatus: 884 Geogr. Koordinaten im WGS84 (Geographisch, geozentrisch, WGS84)		Höhenstatus: 384 ellipsoidische Höhen im WGS84			Undulation ellipsoidische Höhe im WGS84 minus Höhe im System des DHHN2016
		Rechtswert Zone	Hochwert 33	Gelände- bezugshöhe m ü. NHN	geplante Fundament- erhöhung m	geplante Gesamthöhe m ü. NHN	Länge (East)	Breite (North)	Gelände- bezugshöhe m	geplante Fundament- erhöhung m	geplante Gesamthöhe m	Geoidundulation m
WEA 04	Gem. Meyenburg Flur 110 FS 4	313735,0	5910421,0	76,5	3,0	326,5	12° 12' 14,8"	53° 18' 36,6"	116,6	3,0	366,6	40,1
WEA 05	Gem. Meyenburg Flur 110 FS 14	313394,0	5910302,0	77,3	3,0	327,3	12° 11' 56,7"	53° 18' 32,4"	117,4	3,0	367,4	40,1
WEA 06	Gem. Meyenburg Flur 110 FS 14	313429,0	5909958,0	79,5	3,0	329,5	12° 11' 59,3"	53° 18' 21,3"	119,6	3,0	369,6	40,1
WEA 07	Gem. Meyenburg Flur 110 FS 24	313563,0	5909330,0	83,5	3,0	333,5	12° 12' 07,8"	53° 18' 01,2"	123,6	3,0	373,6	40,1

Die Koordinaten der Windenergieanlagen wurden im Lagebezugssystem ETRS 89 - LS 489 und im Höhenbezugssystem DHHN2016 - HS 170 gemessen bzw. konstruiert und mit den Programmen „Leica Geo-Office“, „TRANSDAT - Weltweite Koordinatentransformationen“ transformiert.

Berechnet durch Vermessungsbüro Krause, Falkensee.

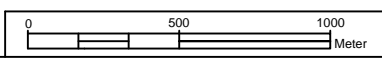
GB-Nr.: 2018068+02

Dipl.-Ing. Uwe Krause
Öffentl./best. Vermessungsingenieur
Karl-Liebknecht-Straße 101
14612 Falkensee
Tel. 03322 - 2 86 53-10
Fax 03322 - 2 86 53-11
(Stempel und Unterschrift)



Legende

-  WEA Bestand
-  WEA in Planung KWE
Vestas V162 NH166 zuzüglich 3m Fundamentanhebung
-  Abstandsradien 100m, 250m, 500m, 1.000m
-  separate WEA - Planung KWE



KWE New Energy GmbH
Seebadstraße 44
17207 Röbel/Müritz
Telefon: 03 39 5 / 30 21 23
Telefax: 03 39 5 / 30 60 51



Projektbezeichnung
Meyenburg-Frehne
Projektnummer
K-4-064-0-00

Bundesland Brandenburg	Planungsregion Prignitz-Oberhavel	Stadt / Gemeinde Meyenburg
---------------------------	--------------------------------------	-------------------------------

Planinhalt
Anlage zum Antrag nach BImSchG
- Übersichtsplan auf topographischer Karte



Planungsgrundlage DTK: © GeoBasis DE/LGB 2019 Naturschutzfachliche Daten: LFU WEA Bestand: LFU 01/2019		
erstellt 05.04.2019	Lagesystem ETRS89/UTM Zone 33	Bearbeiter MEN
geändert 10.04.2019	Papierformat A3	Maßstab 1:25.000

PUBLIC



T05

DOKUMENT:
0049-8134.V10

BESCHREIBUNG:
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung

Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

DOKUMENT:
0049-8134.V10

BESCHREIBUNG:
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung

SEITE
2/30

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	Redaktive 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

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	6
1.3.2.	TURMBEFEUERUNG	6
1.3.3.	ZUSATZEINRICHTUNGEN	6
1.3.4.	NACHTKENNZEICHNUNG VON VESTAS WINDENERGIEANLAGEN	6
2.	ANLAGENKENNZEICHNUNGEN – STANDARD NACH AVV	8
2.1.	V112-3.0 MW, 3.3 MW UND 3.45 MW	8
2.1.1.	94M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	8
2.1.2.	119M NABENHÖHE (175M SPITZENHÖHE)	9
2.1.3.	140M NABENHÖHE (196M SPITZENHÖHE)	10
2.2.	V117-3.3MW UND 3.45MW	11
2.2.1.	91,5M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	11
2.2.2.	116,5M NABENHÖHE (175M SPITZENHÖHE)	12
2.2.3.	141,5M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	13
2.3.	V126-3.3MW, 3.45MW, UND 3.6MW	14
2.3.1.	87M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	14
2.3.2.	117M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE)	15
2.3.3.	137M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	16
2.3.4.	149 M NABENHÖHE (212 M SPITZENHÖHE)	17
2.3.5.	166 M NABENHÖHE (229 M SPITZENHÖHE)	18
2.4.	V136-3.45/3.60/4.0/4.2 MW	19
2.4.1.	112 M NABENHÖHE (180 M SPITZENHÖHE)	19
2.4.2.	132 M NABENHÖHE (200 M SPITZENHÖHE)	20
2.4.3.	149 M NABENHÖHE (217 M SPITZENHÖHE)	21
2.4.4.	166 M NABENHÖHE (234 M SPITZENHÖHE)	22
2.5.	V150-4.0 / 4.2 MW / 5.6MW	23
2.5.1.	125 M NABENHÖHE* (200 M SPITZENHÖHE)	23
2.5.2.	145M NABENHÖHE (220M SPITZENHÖHE)	24
1.1.1.	148M NABENHÖHE (223M SPITZENHÖHE)	25
1.1.2.	166 M NABENHÖHE (241 M SPITZENHÖHE)	26
1.2.	V162-5.6 MW	27
1.2.1.	119 M NABENHÖHE (200 M SPITZENHÖHE)	27
1.2.2.	148M NABENHÖHE (229M SPITZENHÖHE)	28
1.2.3.	166M NABENHÖHE (247M SPITZENHÖHE)	29
2.	VERWEISE	30

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V10	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung	SEITE 4/30

1. Gesetzliche Grundlage für Kennzeichnungsanforderungen

Die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (im Folgenden „die AVV“) [1] regelt die Anforderungen der Gefahrenfeuer an in Deutschland errichteten Windenergieanlagen. Das vorliegende Dokument erläutert die zur Erfüllung der Anforderungen der AVV in der aktuellen, im Staatsanzeiger im September 2015 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 5 und 15 der AVV behandelt. Als Hauptanforderung gilt die Sichtbarkeit der Windenergieanlage aus der Luft durch entweder einen rot/weißen Anstrich oder durch weiß blinkendes Feuer. Bei Kennzeichnung durch weiß-rote Streifen sind die folgenden Kombinationen zulässig: Verkehrsorange (RAL 2009) mit Verkehrsweiß (RAL 9016) oder Verkehrsrot (RAL 3020) in Verbindung mit grauweiß (RAL 9002), achatgrau (RAL 7038) oder lichtgrau (RAL 7035). Die grundlegenden Farbanforderungen der AVV lauten:

- Bei Windenergieanlagen mit einer Höhe von mehr als 100 m sind die Rotorblätter ausgehend von der Blattspitze durch drei Sätze von rot-weiß-roten Zebrastreifen von je 6 m Breite zu kennzeichnen.
- Bei Windenergieanlagen mit einer Höhe von mehr als 150 m ist das Maschinenhaus mit einem 2 m breiten roten Streifen zu versehen.
- Bei Windenergieanlagen mit einer Höhe von mehr als 150 m muss der Turm mit einem 3 m breiten Farbring, beginnend in 40 ± 5 m über Grund, versehen werden. Wie in Kapitel 15.2 genauer ausgeführt, kann dieser Ring in Sonderfällen auf bis zu 80 ± 5 m angehoben werden, wenn das umgebende Blattwerk ansonsten den Ring in einer Höhe von 40 m verdecken würde.

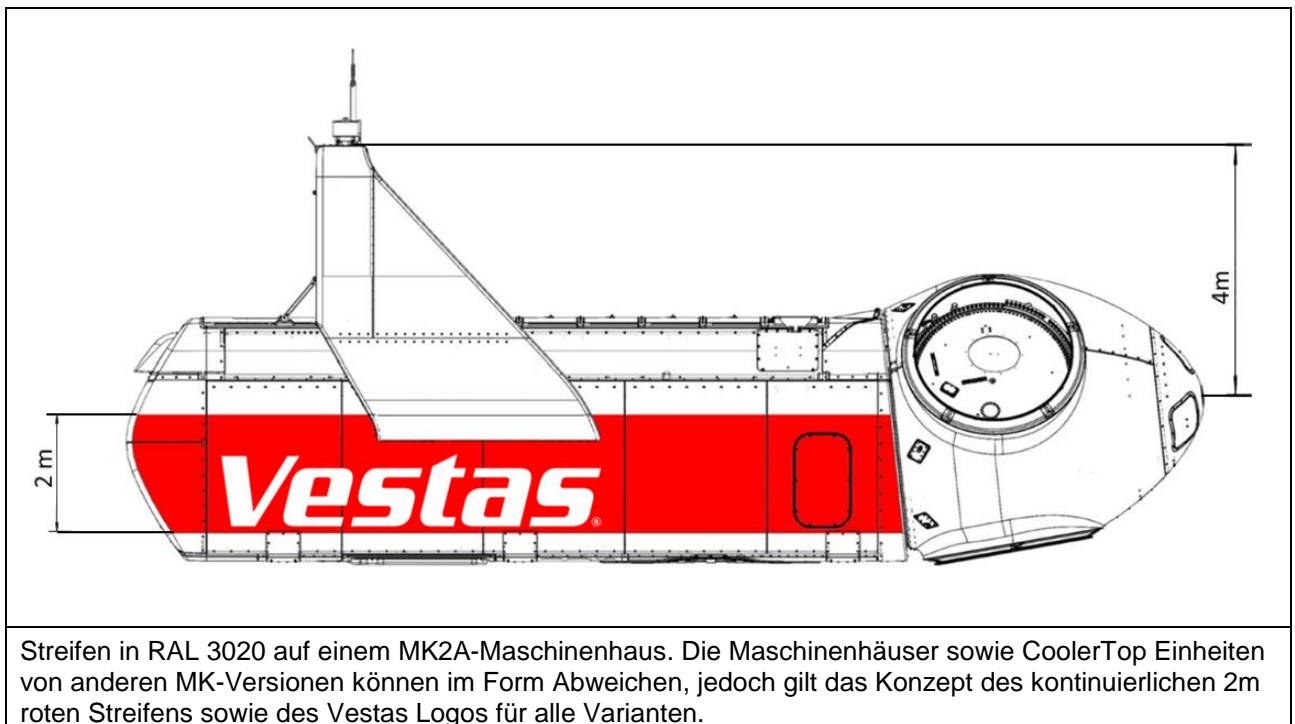
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V10	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung	SEITE 5/30

Bei Installation bestimmter weiß blitzender Feuer mit einer Lichtstärke von 20 000 cd auf dem Dach des Maschinenhauses, in einem Abstand von bis zu 50 m vom obersten Punkt der Anlage (Rotorblattspitze) ist eine abweichende Färbung der Blätter und des Maschinenhauses zulässig.

Nach Kapitel 7 sind zeitweilige Hindernisse (etwa im Baustellenbereich), die eine Kennzeichnung als Luftfahrthindernis erfordern, tagsüber gemäß ICAO Anhang 14 Band I Kapitel 6 Nummer 6.2.11 bis 6.2.14 zu kennzeichnen.

Turm, Maschinenhaus und Rotorblätter von Vestas Windenergieanlagen sind mit RAL 7035 angestrichen, 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 um das Maschinenhaus herum. Falls die örtliche Luftfahrtbehörde keine Unterbrechung des roten Streifens durch ein Logo erlaubt kann auch eine Variante ohne weißes Logo bestellt werden.

Alternativ kann in Einzelfällen ein weiß blitzendes Feuer verlangt werden. In diesem Fall wird kein roter Streifen benötigt.



1.3. Bestandteile der Nachtkennzeichnung

Gemäß Kapitel 17.1 der AVV kann die Nachtkennzeichnung der Windenergieanlagen durch (a) rotes Hindernisfeuer mit einer Lichtstärke von 10 cd und einem bestimmten Abstrahlwinkel, durch (b) rot blinkendes Gefahrenfeuer mit einer Lichtstärke von 2000 cd (nach internationalem ICAO-Standard), durch (c) rotes Blattspitzenhindernisfeuer mit einer Lichtstärke von 10 cd und einem vorgeschriebenen Abstrahlwinkel relativ zur Schmal- bzw. Breitseite des Rotorblatts oder durch (d) das spezielle deutsche „Feuer W, rot“ erfolgen. Nach Kapitel 28 muss der Eignungsnachweis für diese Flugbefeuerng durch eine unabhängige Stelle erbracht werden. Auswahl und Anordnung der verschiedenen Feuer hängen ab von der maximalen Rotorspitzenhöhe, von der Blattlänge und vom Abstand der Feuerbefestigung zum höchsten Punkt der Anlage.

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V10	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung	SEITE 6/30

Für zeitweilige Hindernisse im Baustellenbereich, die eine Kennzeichnung als Luftfahrthindernis erfordern, gelten grundsätzlich dieselben Anforderungen wie für dauerhafte Hindernisse. Wenn ein Bauwerk jedoch nur teilweise ein zu kennzeichnendes Luftfahrthindernis dar, so ist nur dessen oberes Drittel zu kennzeichnen.

1.3.1. Maschinenhausbefeuern

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 das Gefahrenfeuer um bis zu 50 m überragen. Das Feuer W, rot, darf um bis zu 65 m überragt werden. Der unbefeuerte Teil des Hindernisses darf das Hindernisfeuer um höchstens 15 m überragen. Die Blinkfolge wird in der AVV festgelegt. Außerdem wird eine Synchronisierung der Feuer mehrerer innerhalb eines Blockes befindlicher Anlagen verlangt.

1.3.2. Turmbefeuern

Gemäß Kapitel 17.2 müssen Windenergieanlagen mit einer maximalen Spitzhöhe von mehr als 150 m mit zusätzlichen Hindernisbefeuernsebenen am Turm ausgestattet werden, wobei aus jeder Richtung mindestens zwei Hindernisfeuer sichtbar sein müssen. Abbildung 4 in Anhang 5 zeigt, dass eine einzelne Reihe von Turmbefeuern 1-3 Meter unterhalb der Blattspitze installiert werden muss, jedoch maximal 65 m unter dem Feuer W, rot (Maschinenhausbefeuern). Falls diese Ebene mehr als 100 Meter über dem Boden liegt, ist eine zweite Reihe von Turmbefeuern 40-45 m unter der oberen Reihe zu installieren. Unterhalb von 40 m darf keine Befeuern am Turm installiert werden.

1.3.3. Zusatzeinrichtungen

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

Einem Ausfall der Hindernisbefeuern ist durch Installation einer Notstromversorgung mit ausreichender Kapazität zur Überbrückung der Zeit zwischen Ausfall und Wiederherstellung einer dauerhaften Stromversorgung vorzubeugen. Die Aktivierung der Notstromversorgung darf nicht später als 2 Minuten nach dem Stromausfall erfolgen. Fehler in diesem Ablauf, die einen Ausfall der Befeuern 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, auf dem CoolerTop (ca. 4 m über der Nabenhöhe) geliefert. Die allgemeine Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [2]. Eine Tageskennzeichnung (weiß) ist in der Regel nicht installiert.

Eine zusätzliche Befeuern des Turms mit Reihen von je vier Hindernisfeuern, die um den Turmumfang in rechten Winkeln zueinander angeordnet sind, ist gemäß den folgenden Zeichnungen installiert. Die vertikale Positionierung dieser Feuer am Turm muss sich 1 m unter der Blattspitze befinden, wenn diese ihre untere vertikale Position passiert, vorausgesetzt der Abstand zum darüber gelegenen Feuer W, rot, beträgt nicht mehr als 65 m. Die Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [3].

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V10	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung	SEITE 7/30

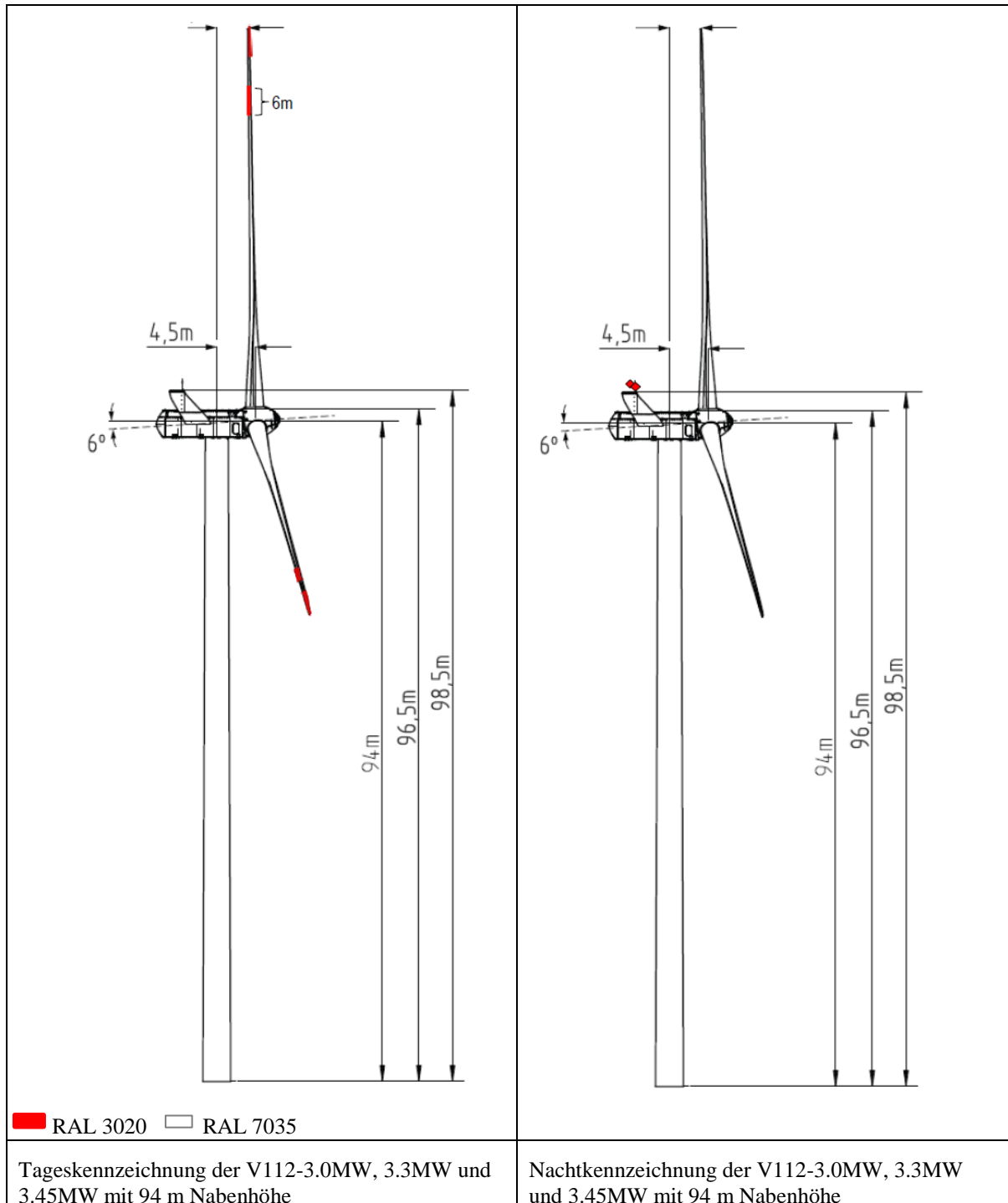
Optional ist auf Wunsch ein Sichtweitenmessgerät gemäß Spezifikation in [4] und/oder eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) gemäß Spezifikation in [5] von Vestas erhältlich, um den Störeinfluss der Befuerung zu reduzieren bzw. um der Forderung der AVV nach einer Notversorgung der Befuerung während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

2. Anlagenkennzeichnungen – Standard nach AVV

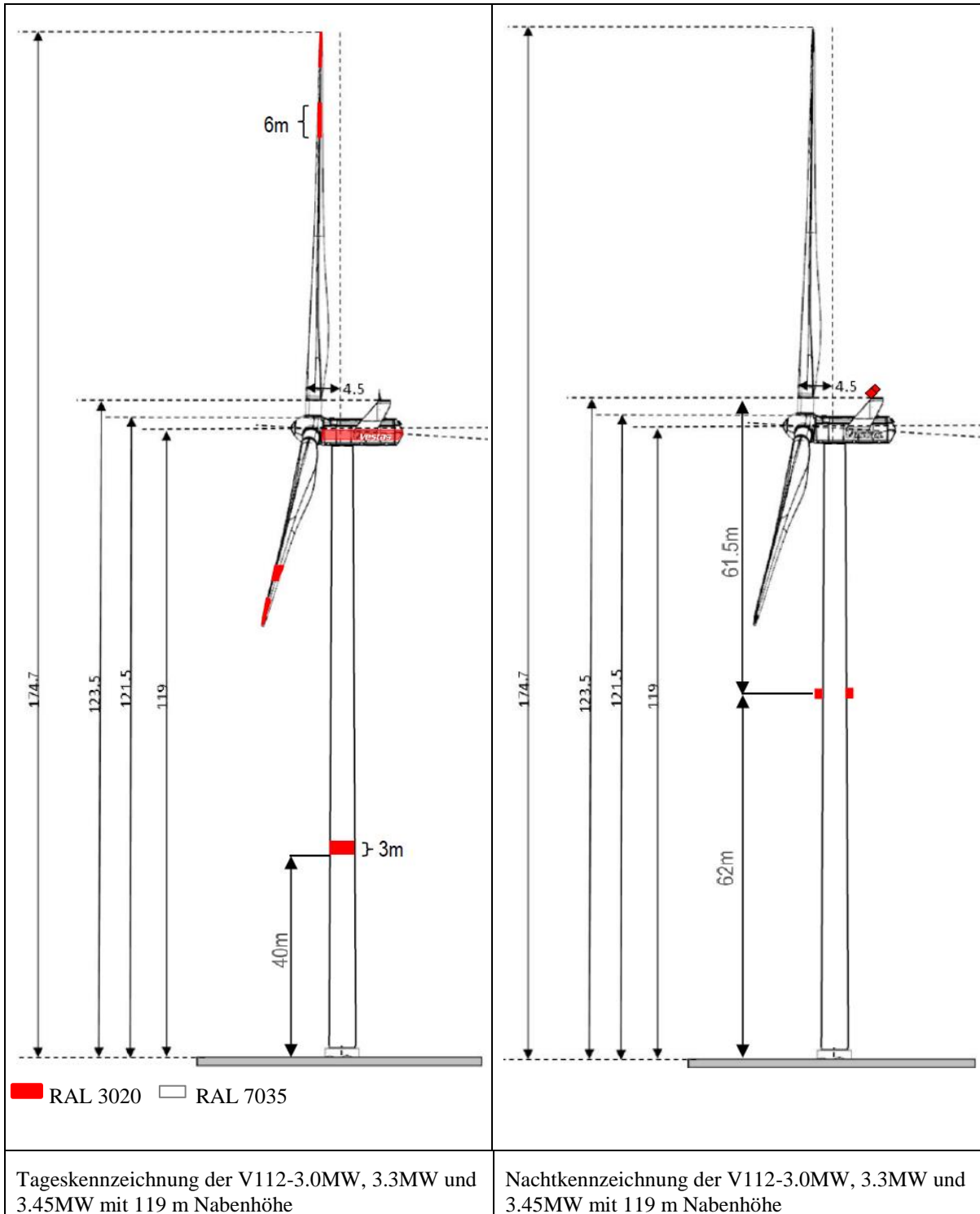
Die Grafiken auf den folgenden Seiten zeigen die standardmäßig konfigurierten Tages- und Nacht kennzeichnungen an Vestas-Produkten aus dem aktuellen deutschen Lieferprogramm.

2.1. V112-3.0 MW, 3.3 MW und 3.45 MW

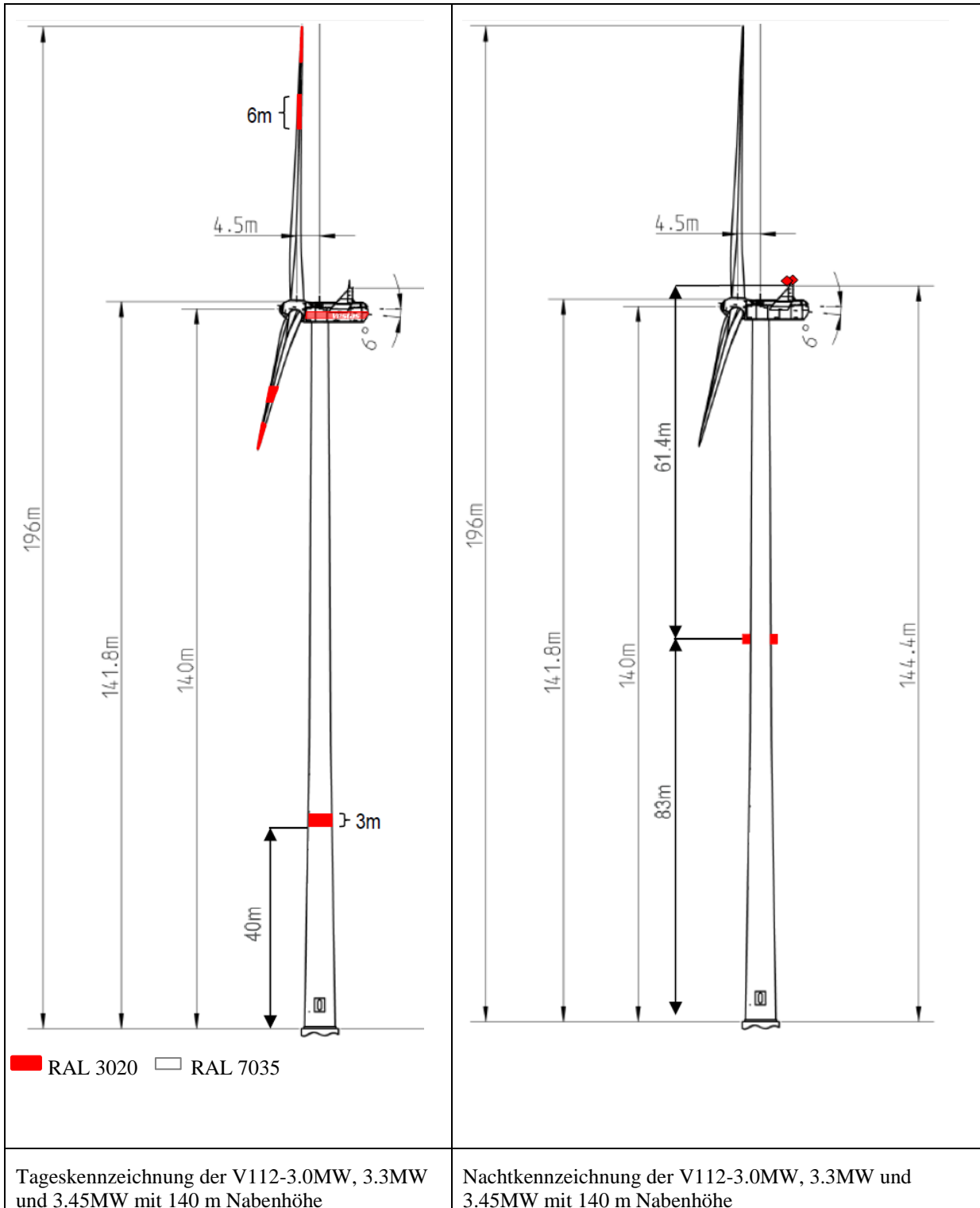
2.1.1. 94m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



2.1.2. 119m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



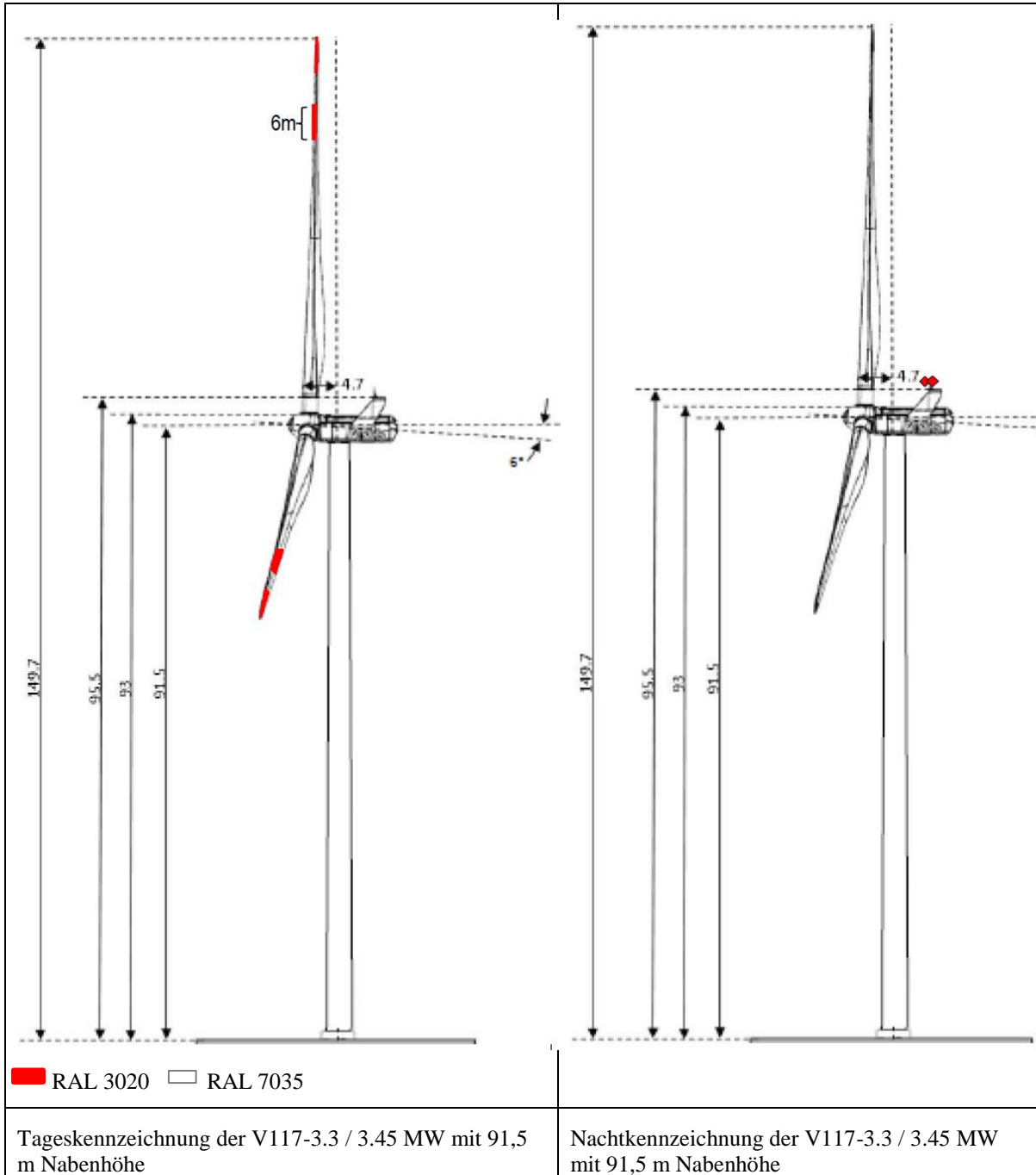
2.1.3. 140m Nabenhöhe (196m Spitzenhöhe)



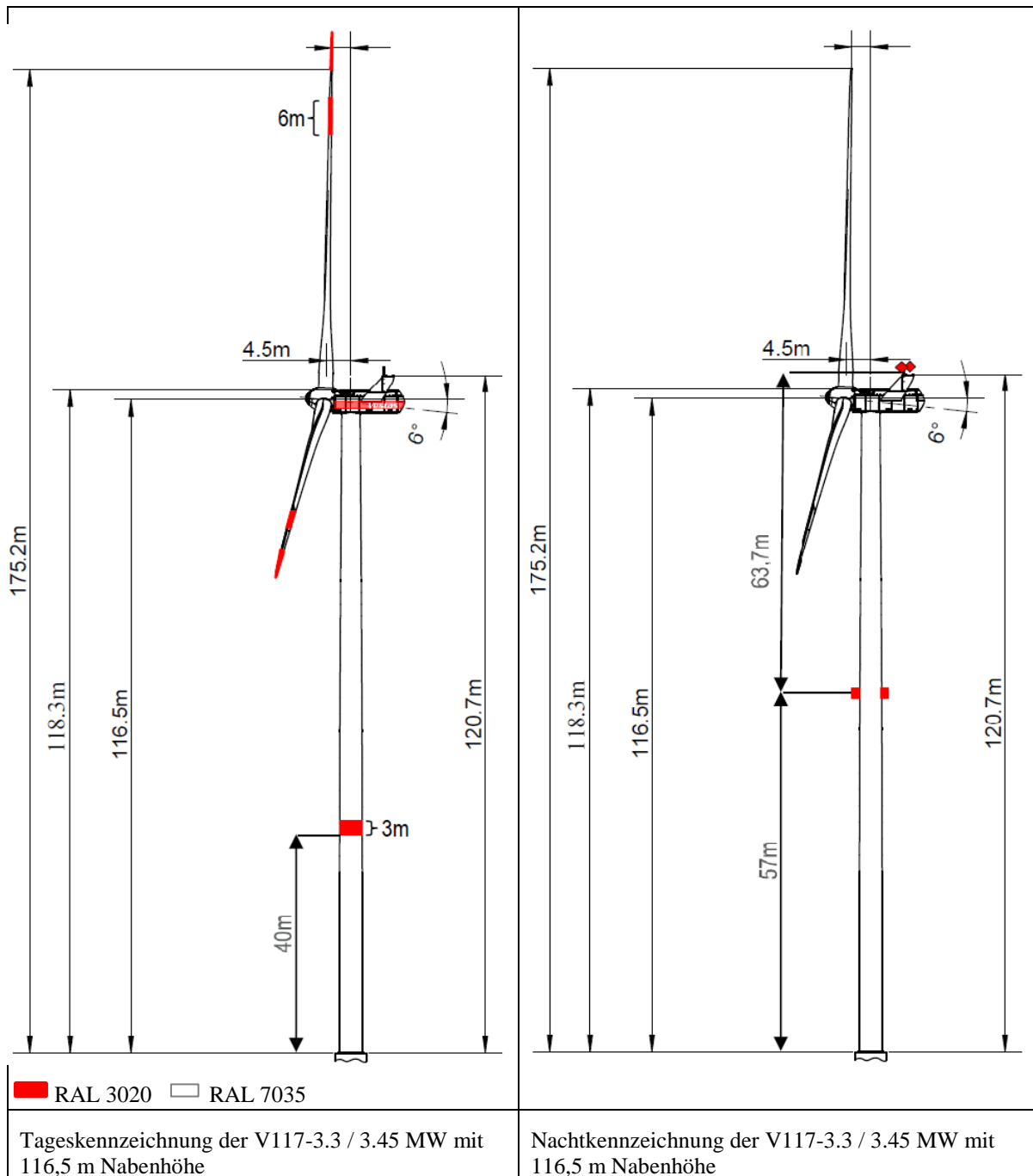
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V10	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung	SEITE 11/30

2.2. V117-3.3MW und 3.45MW

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

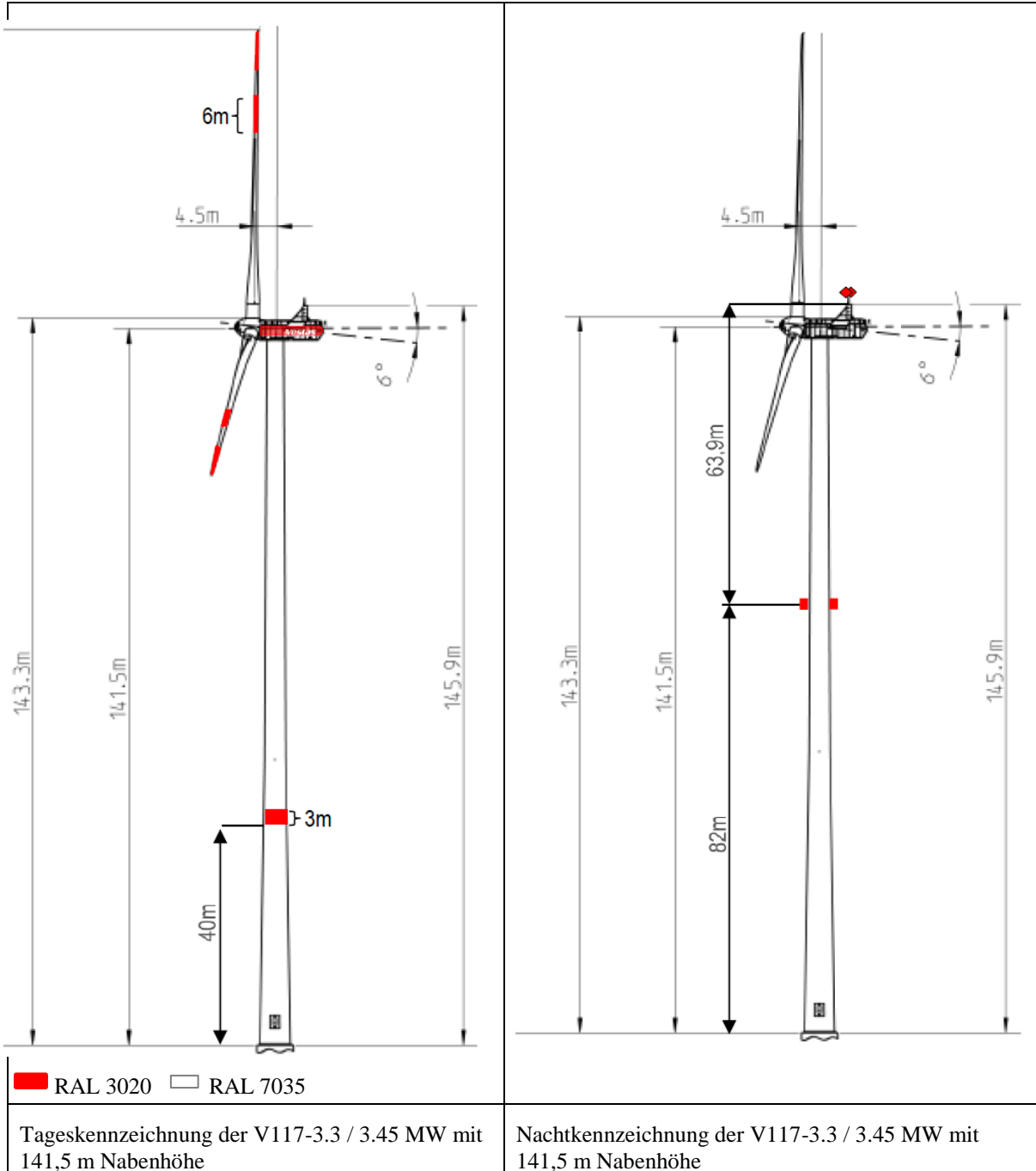


2.2.2. 116,5m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



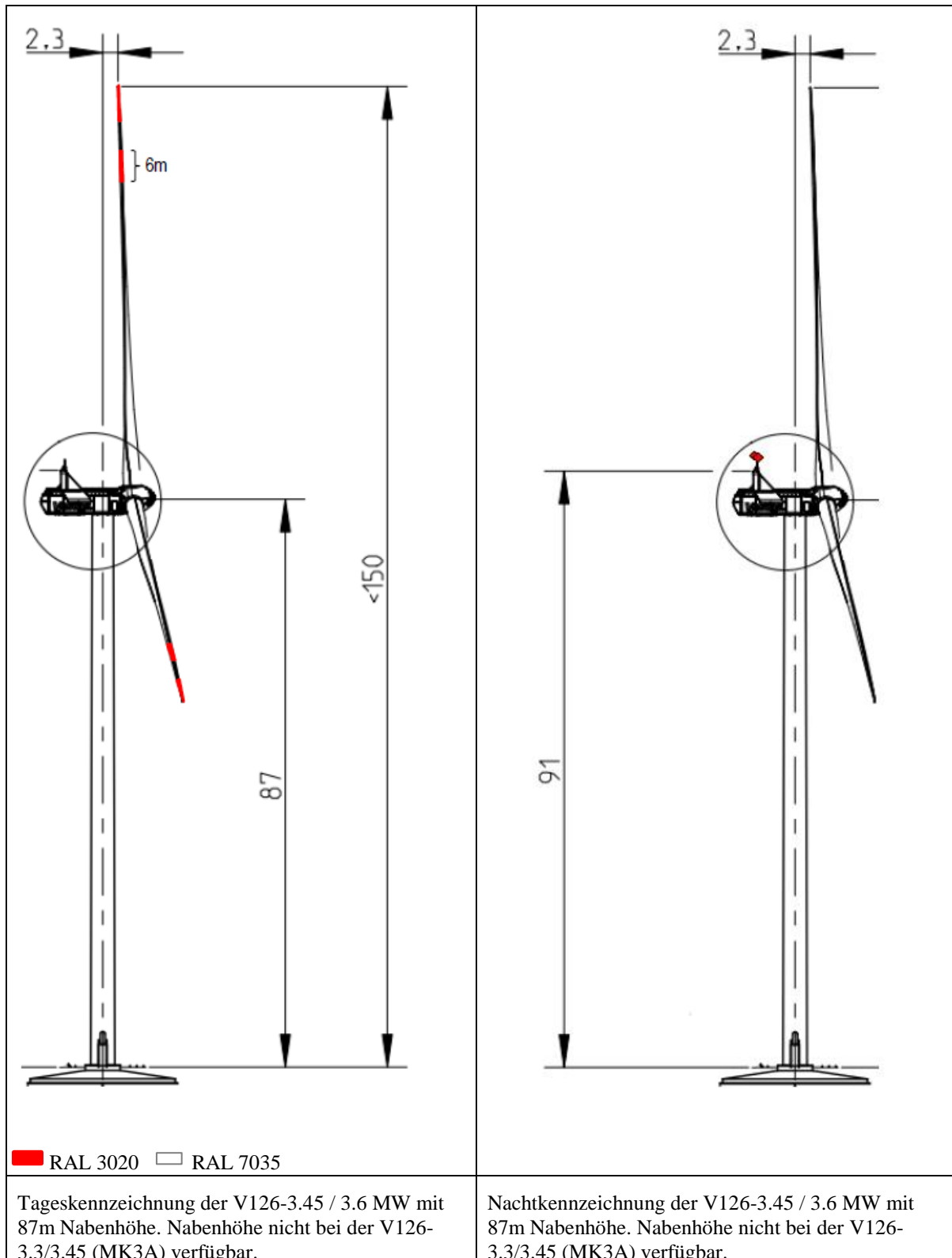
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V10	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung	SEITE 13/30

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

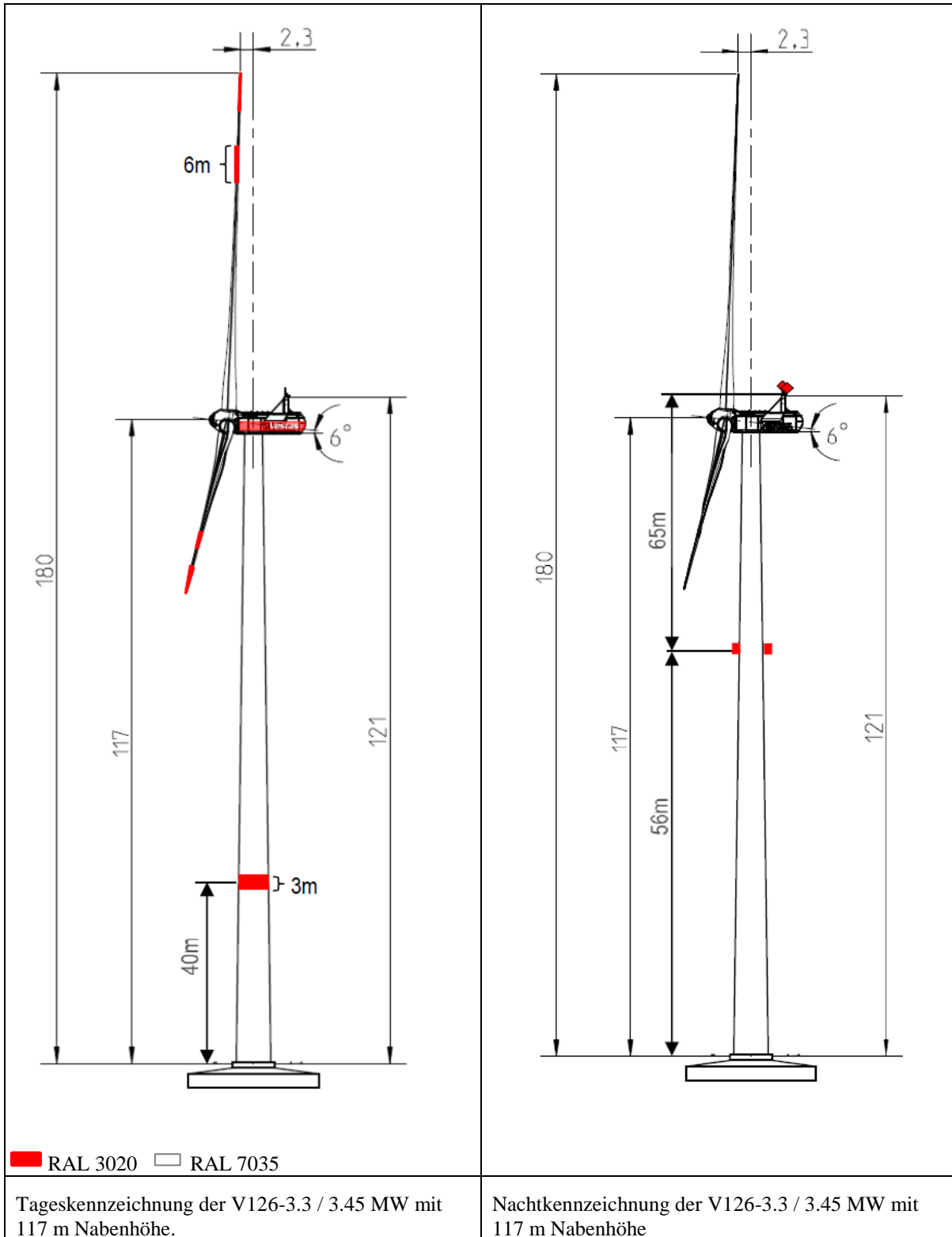


2.3. V126-3.3MW, 3.45MW, und 3.6MW

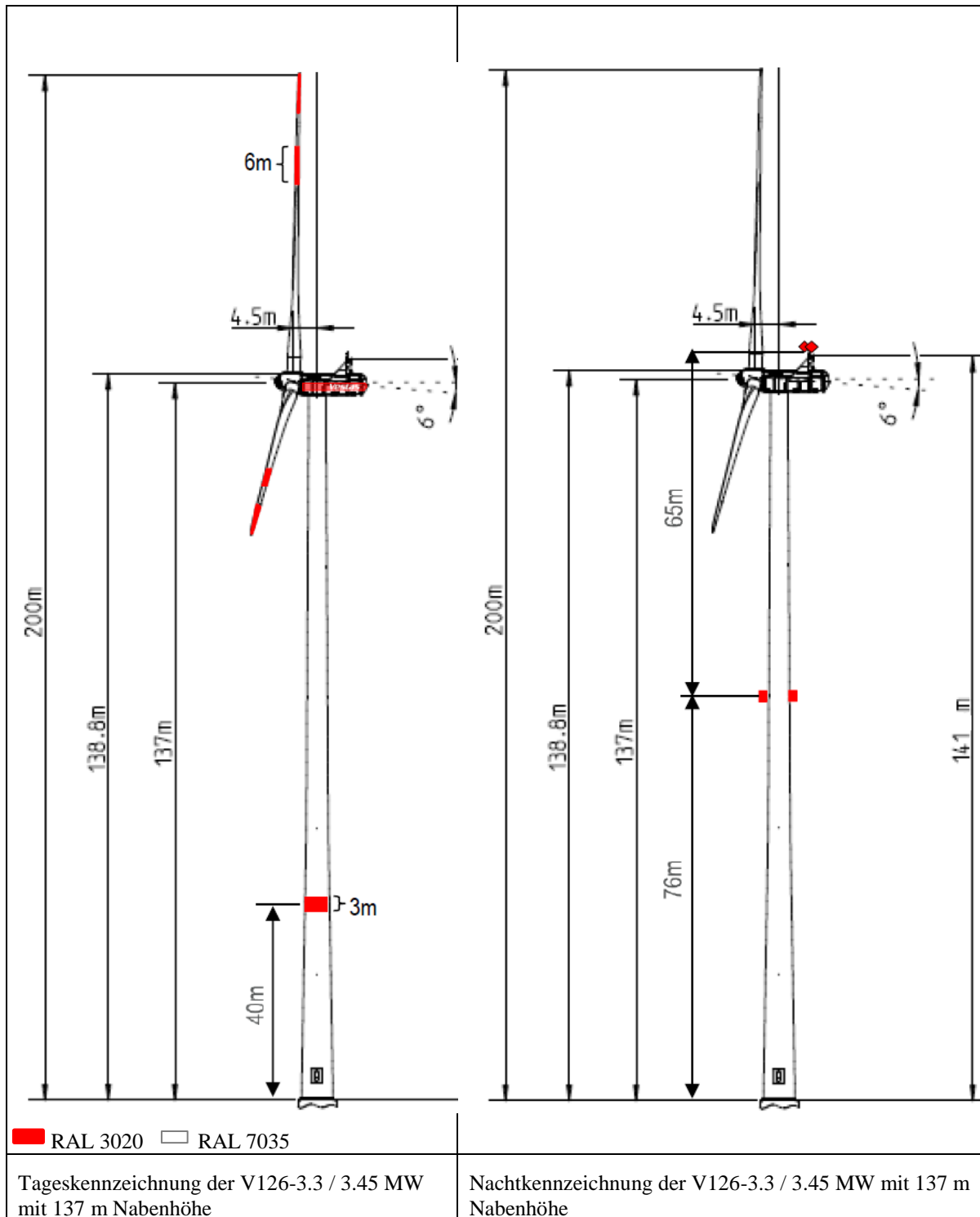
2.3.1. 87m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



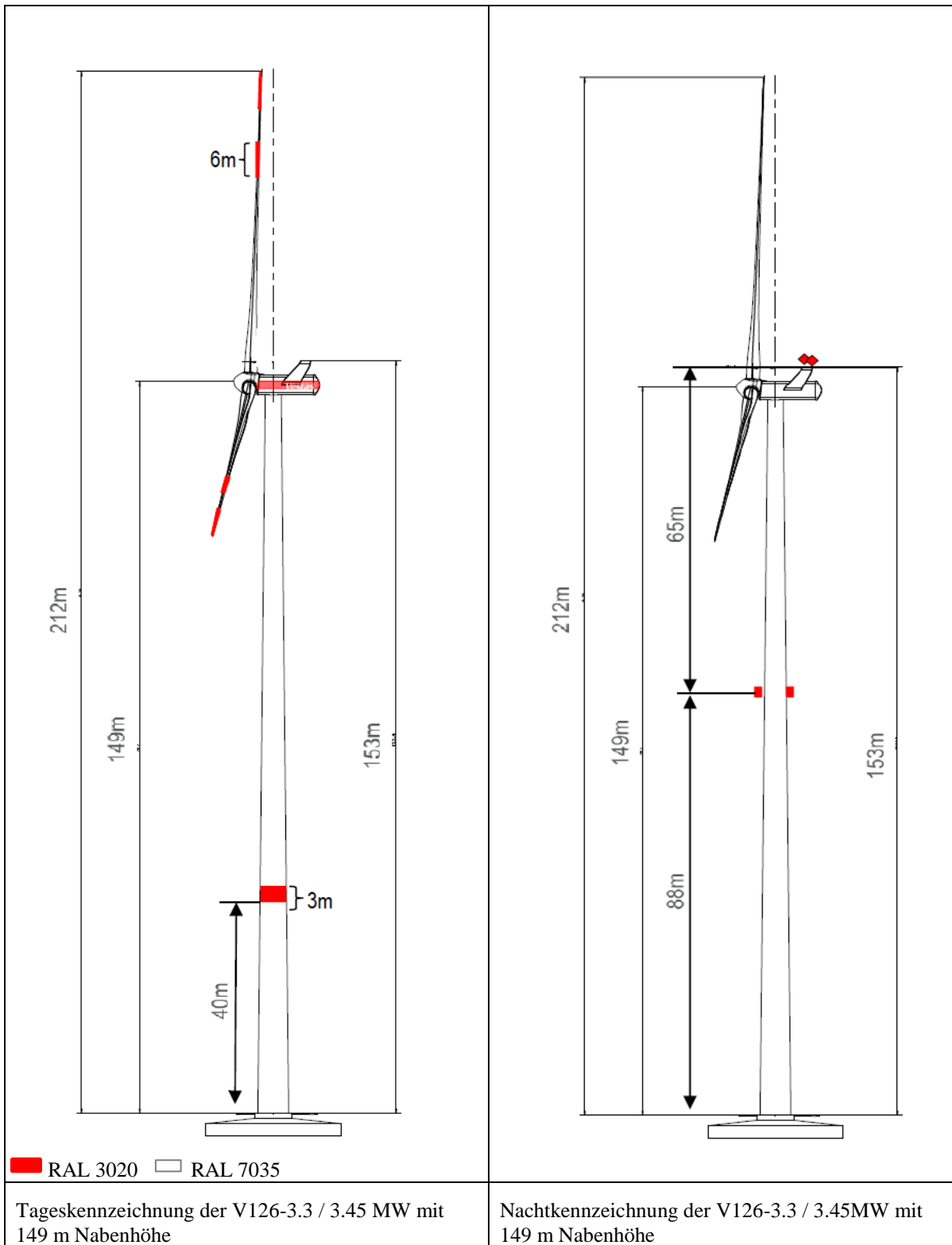
2.3.2. 117m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



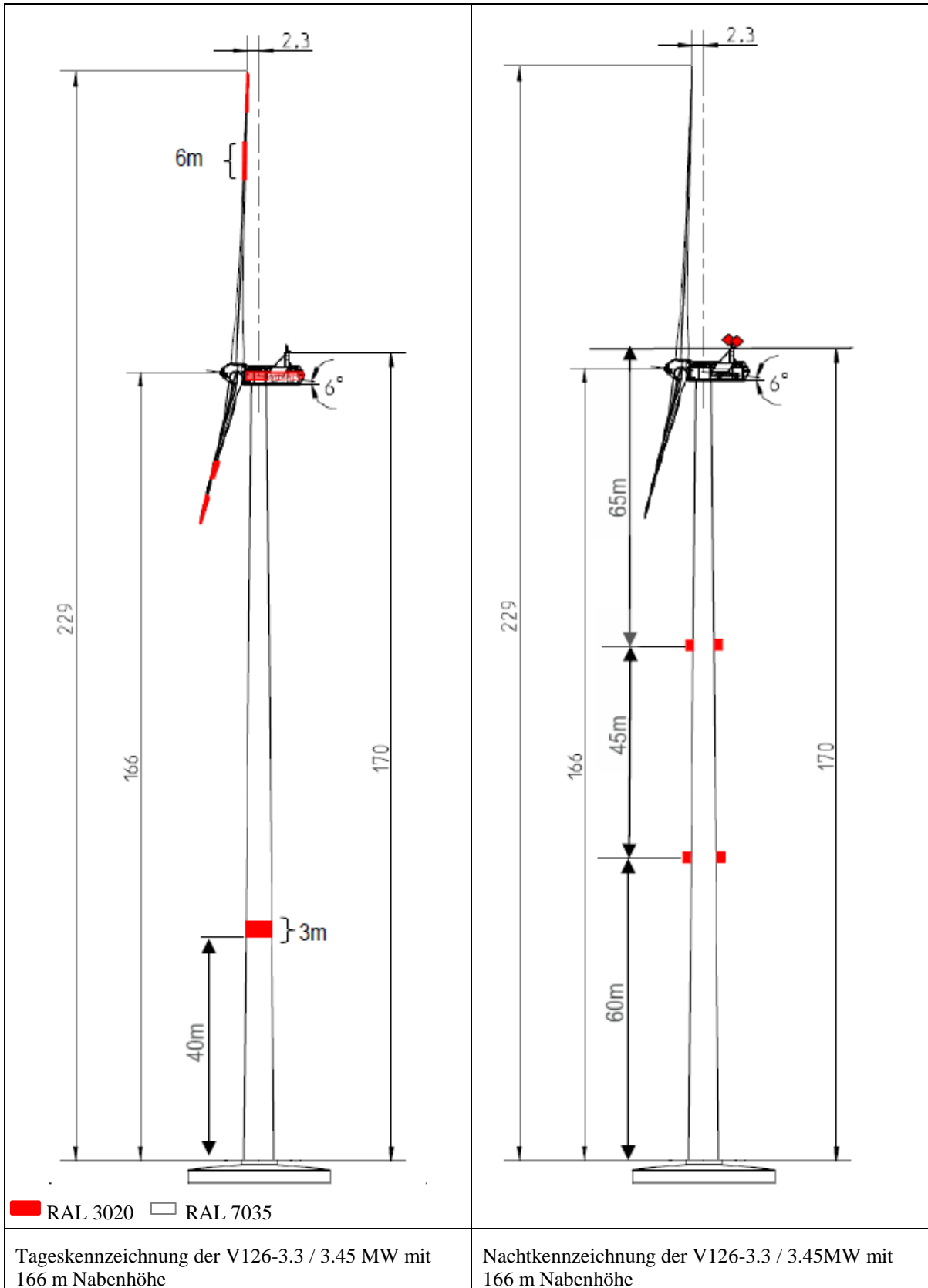
2.3.3. 137m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



2.3.4. 149 m Nabenhöhe (212 m Spitzenhöhe)

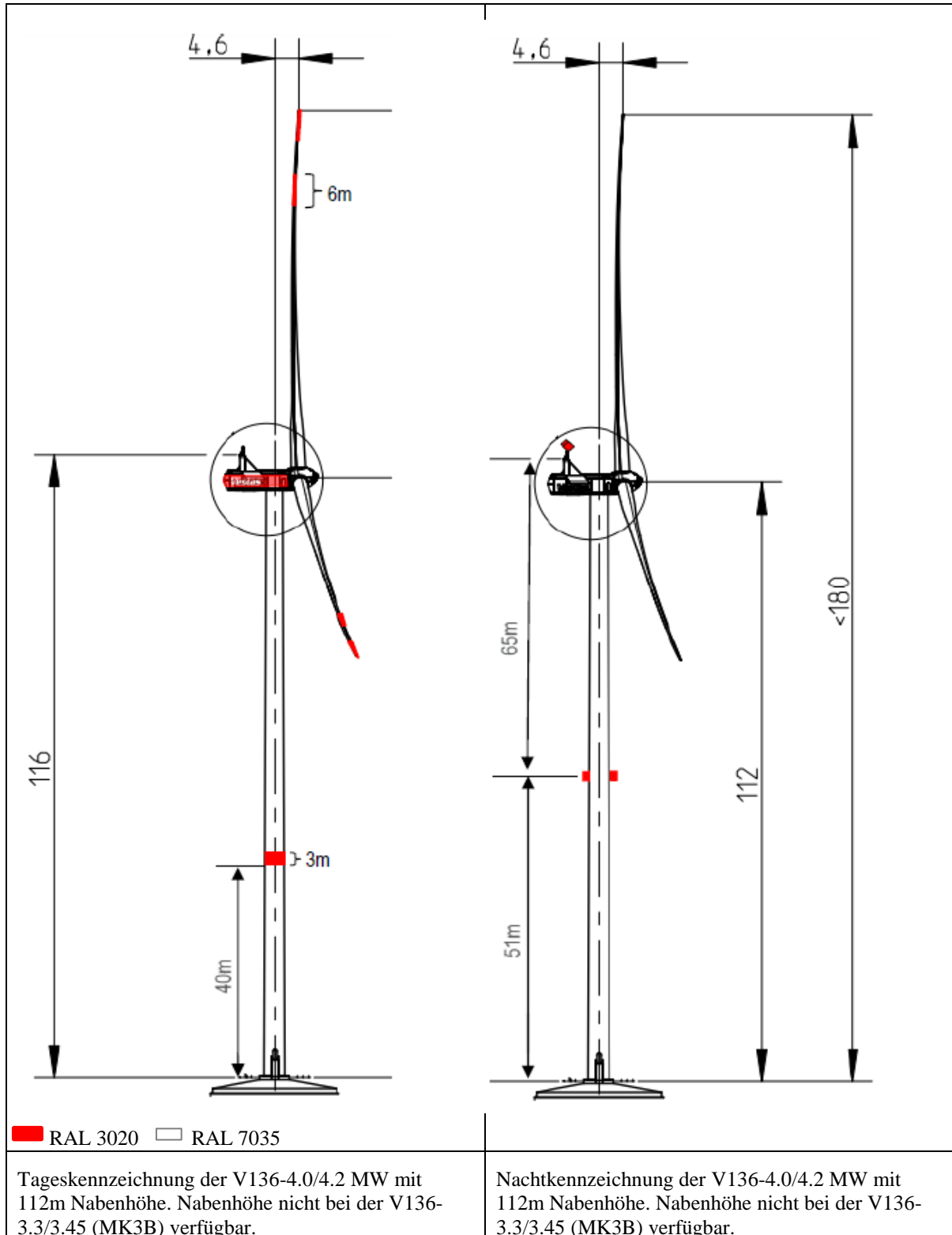


2.3.5. 166 m Nabenhöhe (229 m Spitzenhöhe)

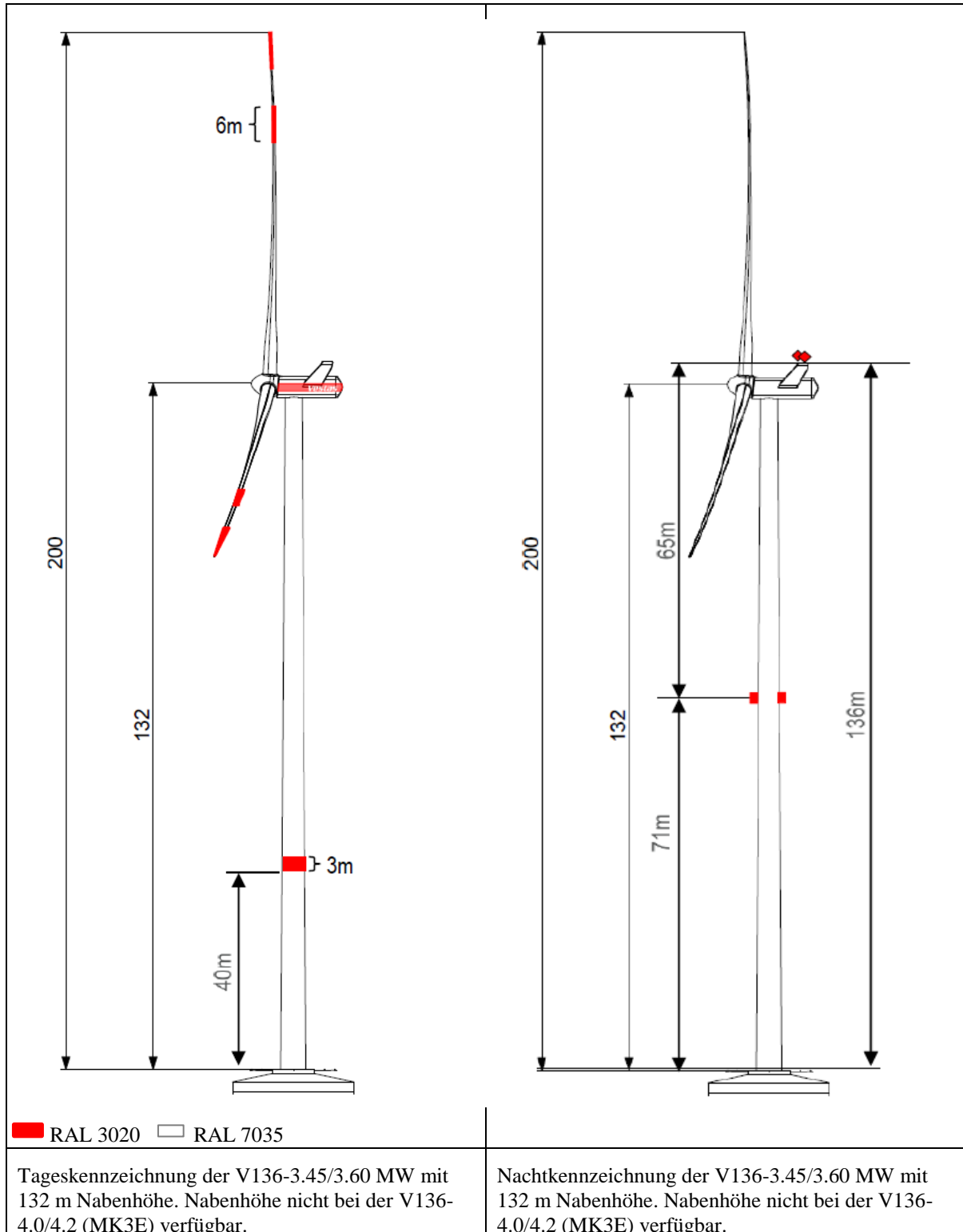


2.4. V136-3.45/3.60/4.0/4.2 MW

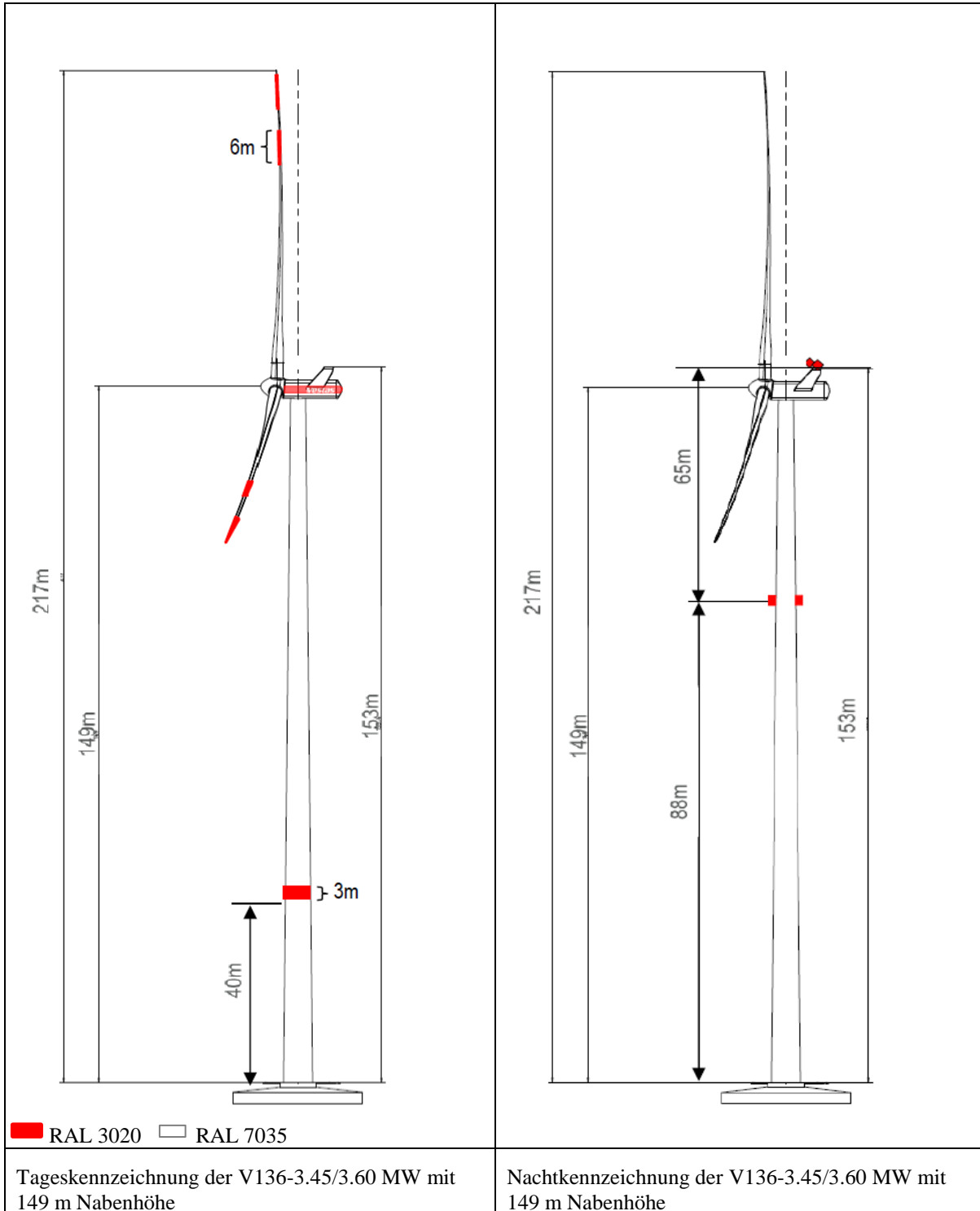
2.4.1. 112 m Nabenhöhe (180 m Spitzenhöhe)



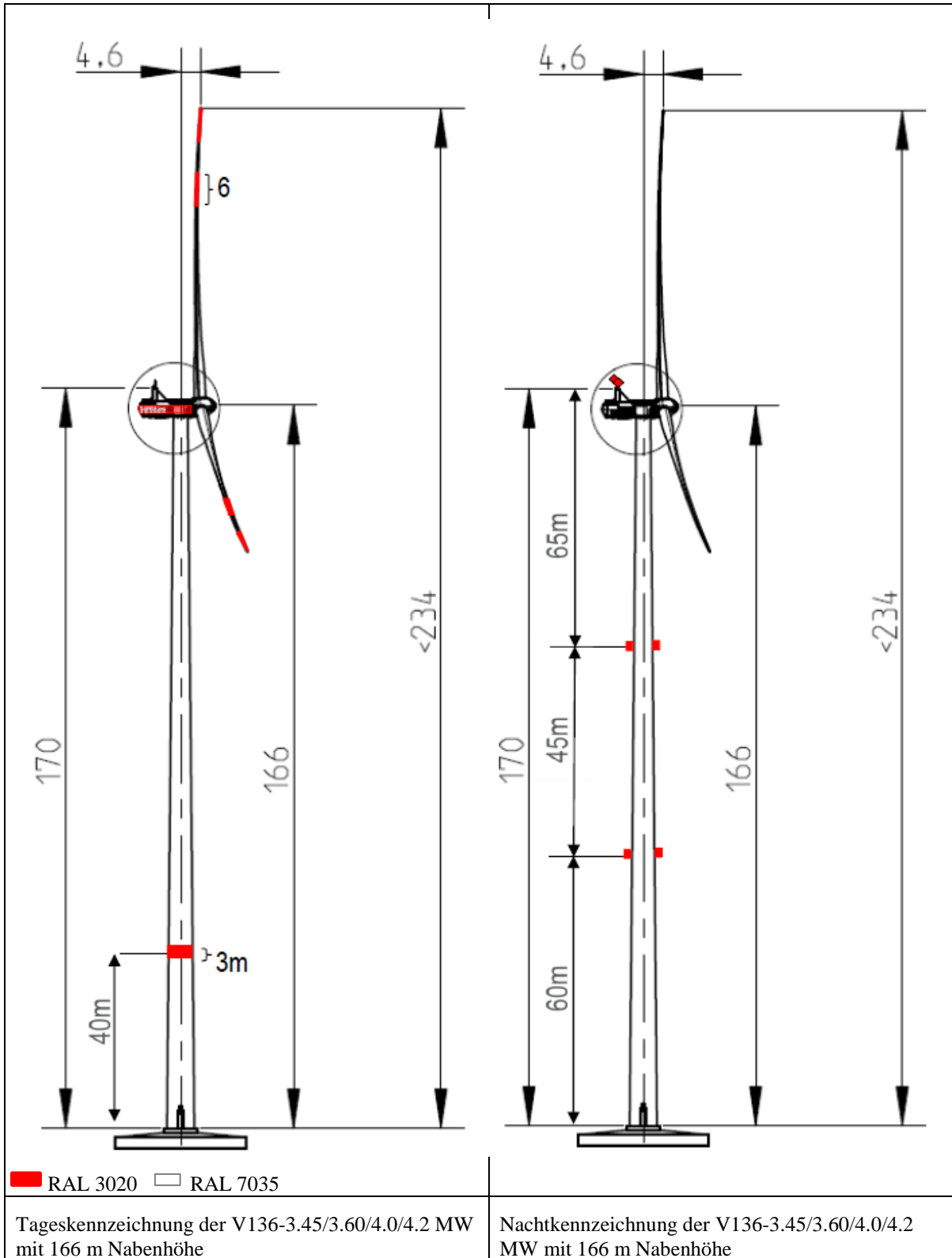
2.4.2. 132 m Nabenhöhe (200 m Spitzenhöhe)



2.4.3. 149 m Nabenhöhe (217 m Spitzenhöhe)



2.4.4. 166 m Nabenhöhe (234 m Spitzenhöhe)

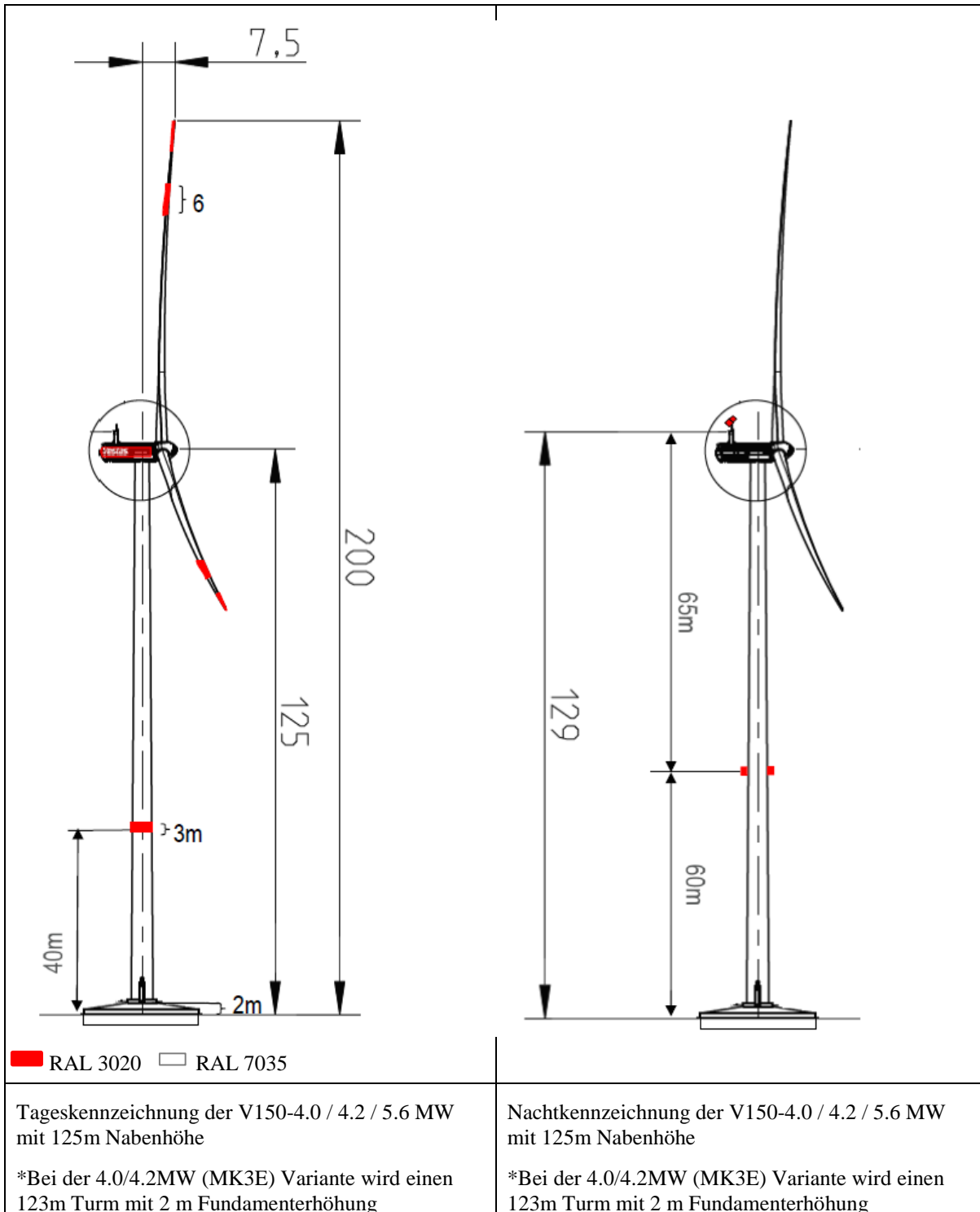


2.5. V150-4.0 / 4.2 MW / 5.6MW

2.5.1. 125 m Nabenhöhe* (200 m Spitzenhöhe)



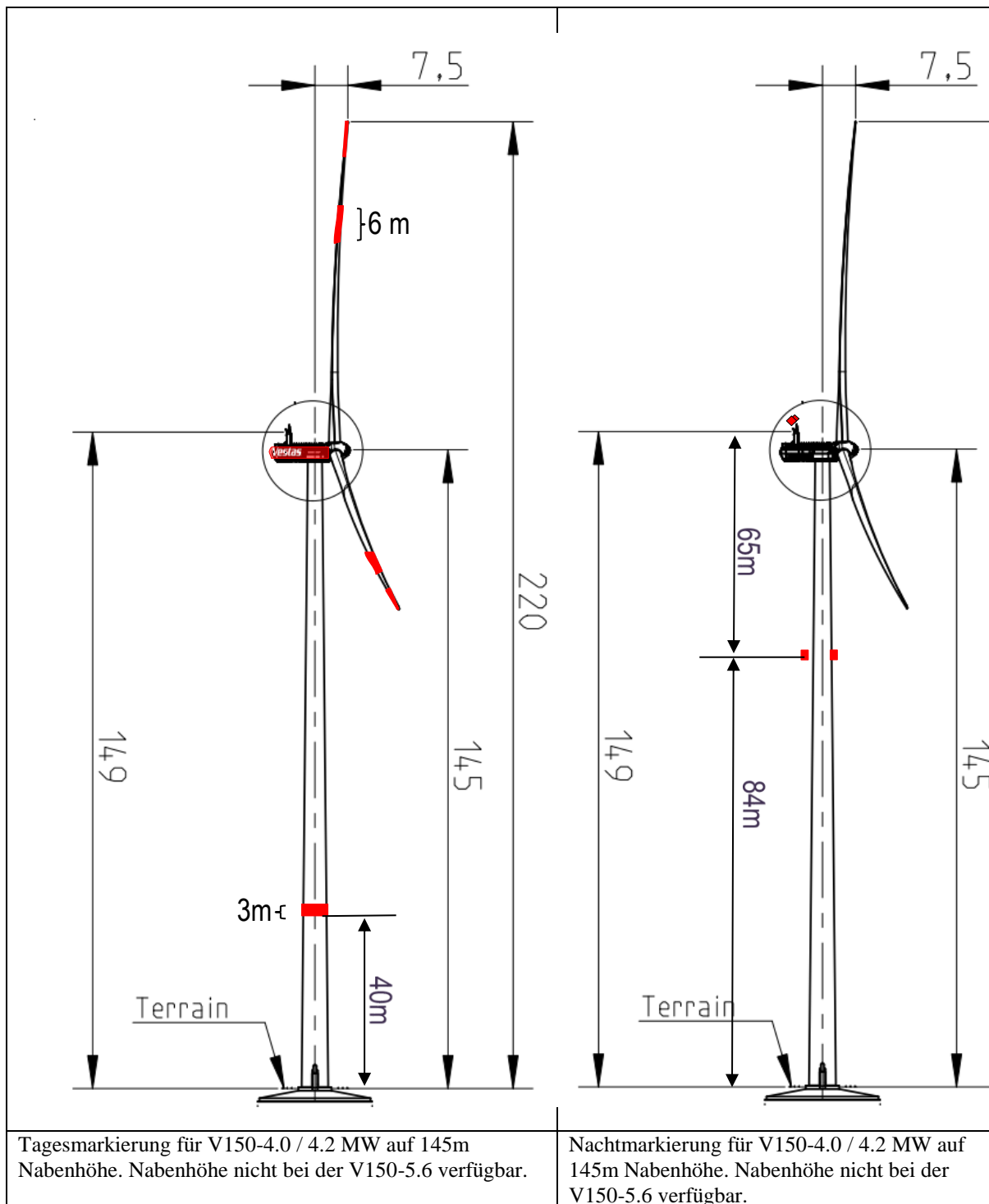
Hinweis: Die AVV 2015 gibt vor, dass die Rotorblattspitzen nicht mehr als 65m über die Feuer W, rot Lampen überragen dürfen. Bis eine Revision der AVV in Kraft tritt, müssen Baugenehmigungen mit einer Ausnahmegenehmigung beantragt werden.



2.5.2. 145m Nabenhöhe (220m Spitzenhöhe)



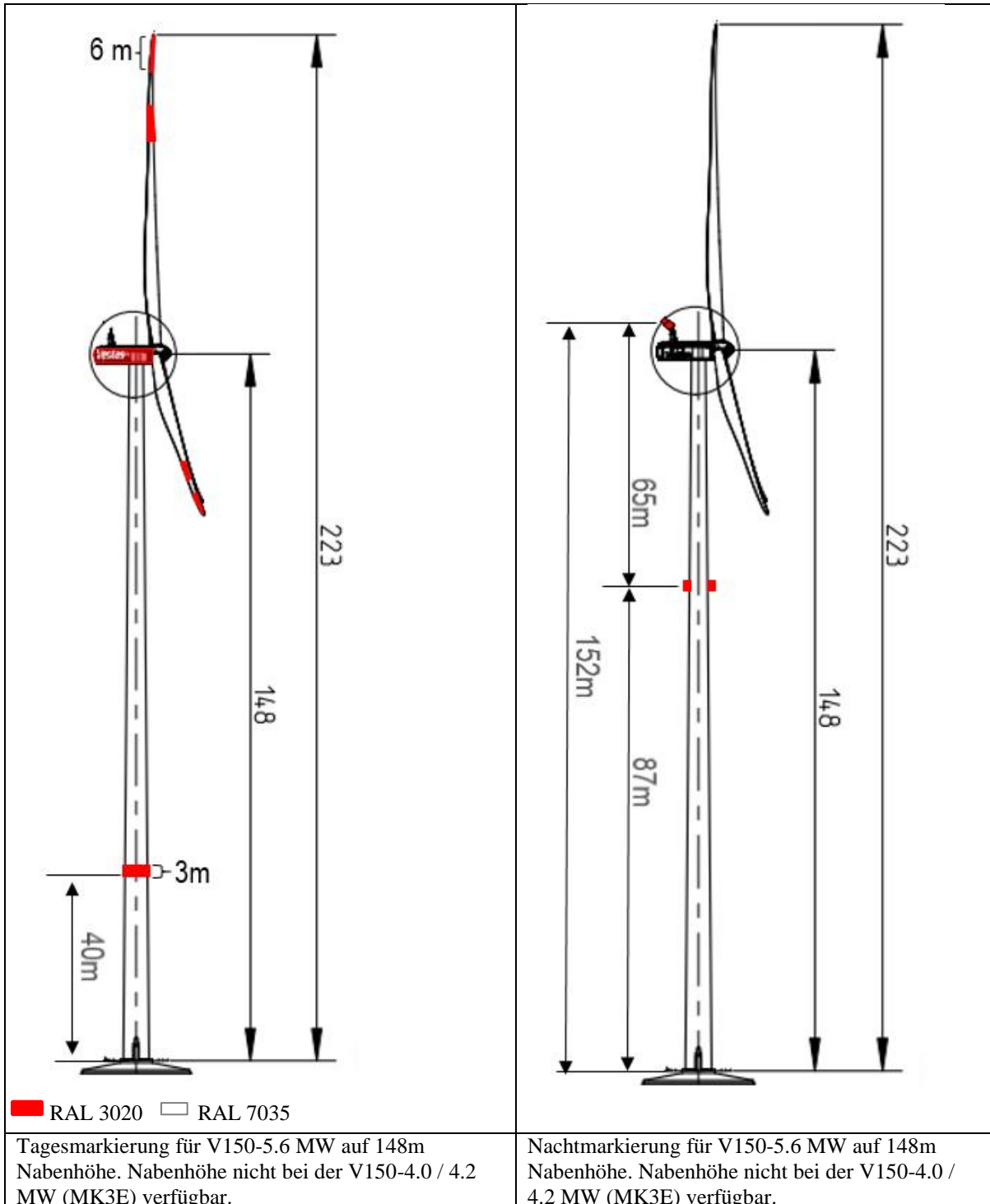
Hinweis: Die AVV 2015 gibt vor, dass die Rotorblattspitzen nicht mehr als 65m über die Feuer W, rot Lampen überragen dürfen. Bis eine Revision der AVV in Kraft tritt, müssen Baugenehmigungen mit einer Ausnahmegenehmigung beantragt werden.



1.1.1. 148m Nabenhöhe (223m Spitzenhöhe)



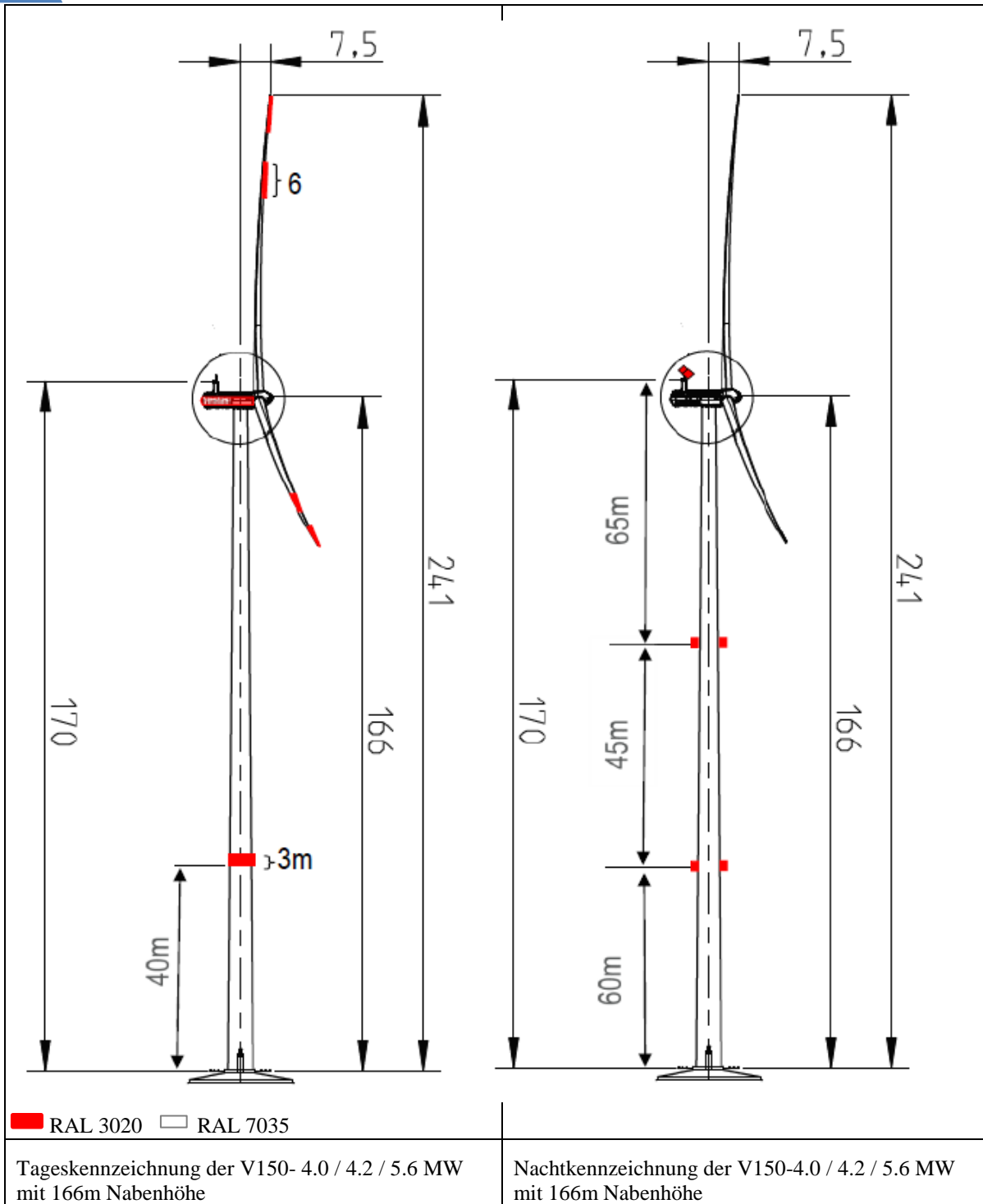
Hinweis: Die AVV 2015 gibt vor, dass die Rotorblattspitzen nicht mehr als 65m über die Feuer W, rot Lampen überragen dürfen. Bis eine Revision der AVV in Kraft tritt, müssen Baugenehmigungen mit einer Ausnahmegenehmigung beantragt werden.



1.1.2. 166 m Nabenhöhe (241 m Spitzenhöhe)



Hinweis: Die AVV 2015 gibt vor, dass die Rotorblattspitzen nicht mehr als 65m über die Feuer W, rot Lampen überragen dürfen. Bis eine Revision der AVV in Kraft tritt, müssen Baugenehmigungen mit einer Ausnahmegenehmigung beantragt werden.

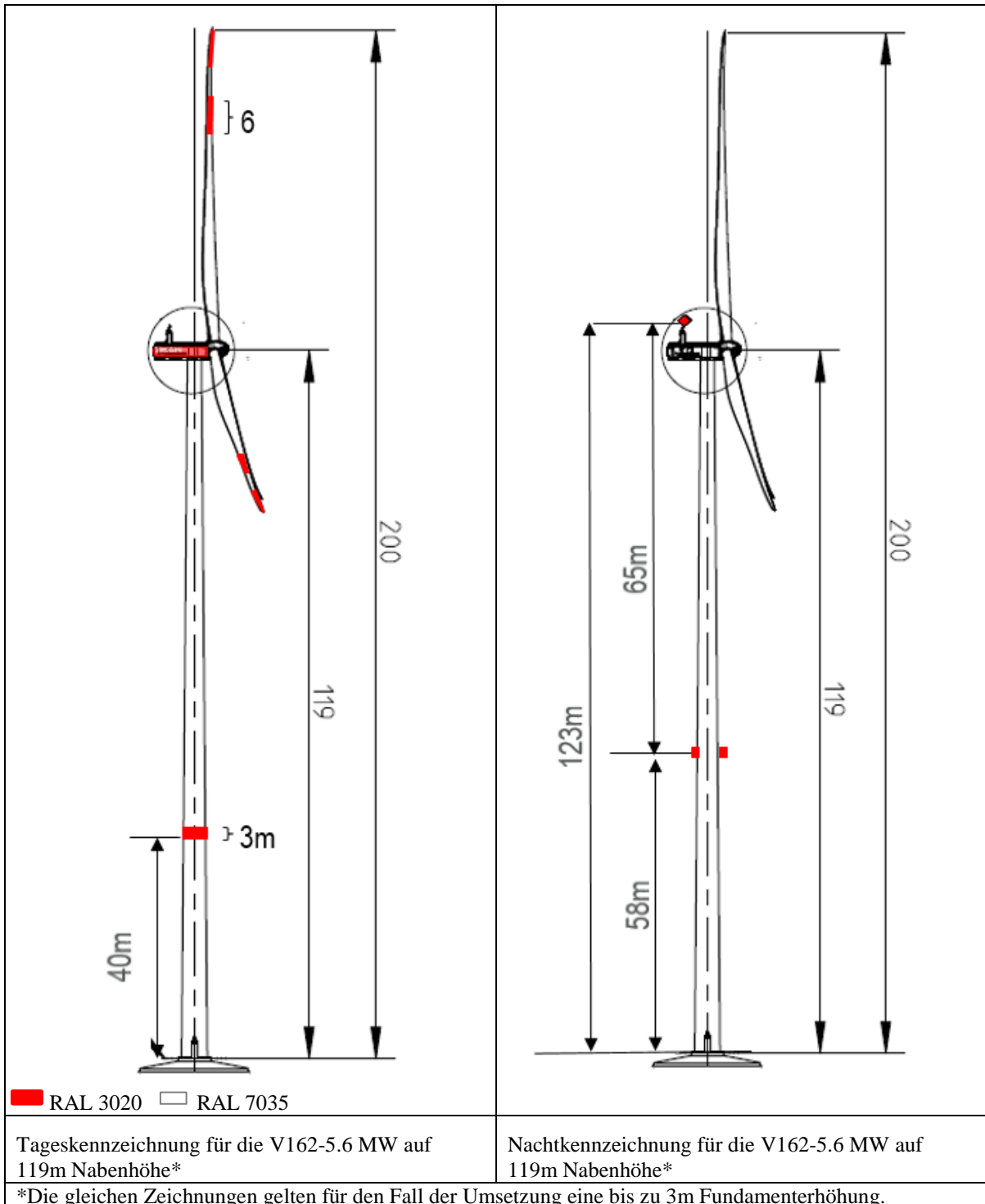


1.2. V162-5.6 MW

1.2.1. 119 m Nabenhöhe (200 m Spitzenhöhe)



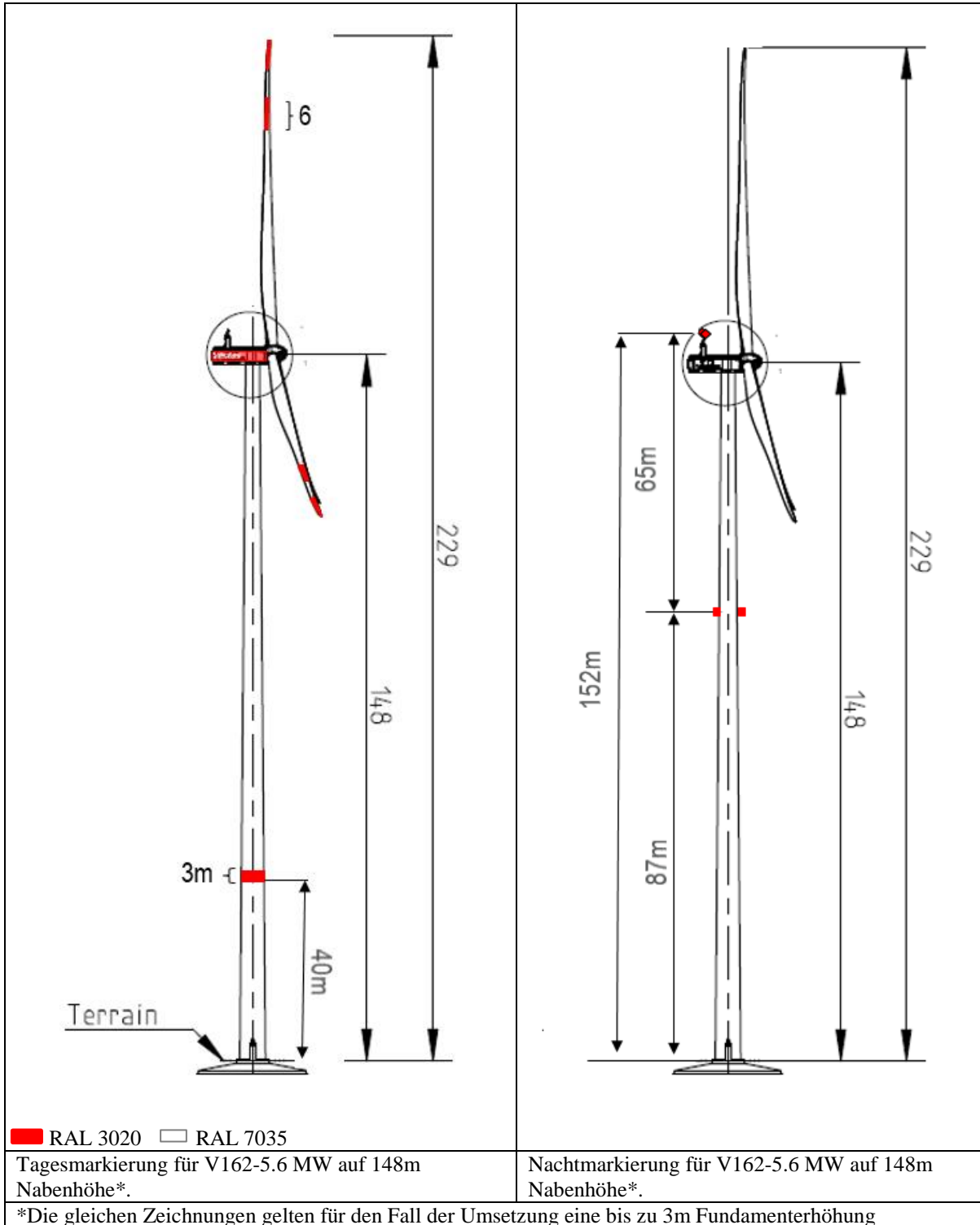
Hinweis: Die AVV 2015 gibt vor, dass die Rotorblattspitzen nicht mehr als 65m über die Feuer W, rot Lampen überragen dürfen. Bis eine Revision der AVV in Kraft tritt, müssen Baugenehmigungen mit einer Ausnahmegenehmigung beantragt werden.



1.2.2. 148m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



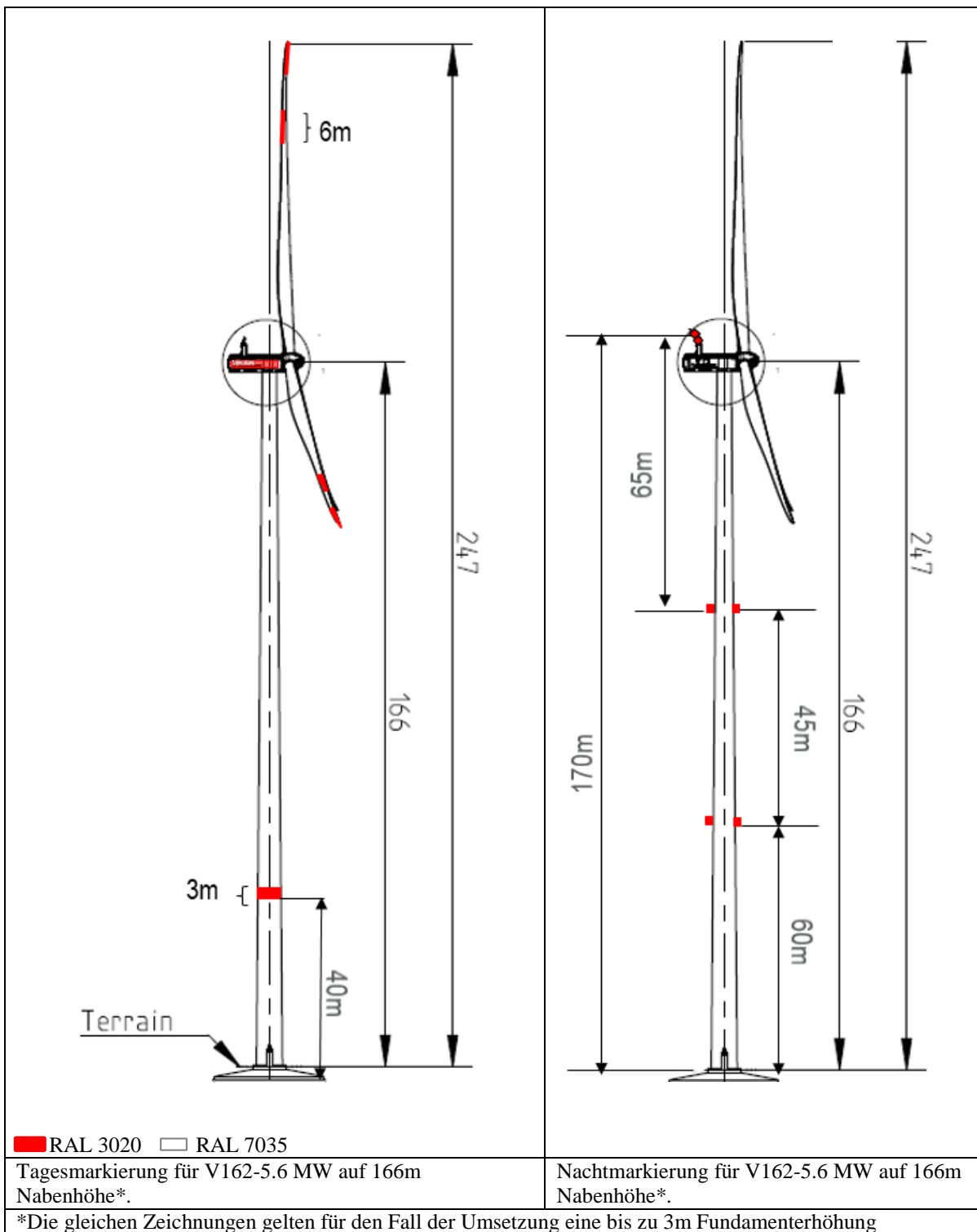
Hinweis: Die AVV 2015 gibt vor, dass die Rotorblattspitzen nicht mehr als 65m über die Feuer W, rot Lampen überragen dürfen. Bis eine Revision der AVV in Kraft tritt, müssen Baugenehmigungen mit einer Ausnahmegenehmigung beantragt werden.



1.2.3. 166m Nabenhöhe (247m Spitzenhöhe)



Hinweis: Die AVV 2015 gibt vor, dass die Rotorblattspitzen nicht mehr als 65m über die Feuer W, rot Lampen überragen dürfen. Bis eine Revision der AVV in Kraft tritt, müssen Baugenehmigungen mit einer Ausnahmegenehmigung beantragt werden.



DOKUMENT:
0049-8134.V10

BESCHREIBUNG:
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung

SEITE
30/30

2. Verweise

[1] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_08052007_LF156116410.htm

Aufgerufen: Juni 2017

[2] 0056-6610 Vestas-Spezifikation für Feuer W, rot (Maschinenhausbefuerung)

[3] 0048-3546 / 0060-8346 / 0060-8347 Vestas-Spezifikationen für Turmbefuerung

[4] 0037-1442 Vestas-Spezifikation für Sichtweitenmessgeräte

[5] 0040-8699 Vestas-Spezifikation für USV

[6] 0059-9922 Stellungnahme von der DFS bezüglich Schriftelemente in dem roten Streifen

ALLGEMEINE SPEZIFIKATION

DOKUMENT:
0056-6610 VER 03

BESCHREIBUNG:
Gefahrenfeuer ORGA L550-GFW-G Feuer W, rot

Inhaltsverzeichnis

KAPITEL:	BESCHREIBUNG:	SEITE:
1.	Einleitung	2
2.	Abkürzungen	2
3.	Allgemeine Beschreibung	2
3.1	Daten des Gefahrenfeuers	3
3.2	Montagehardware	4
3.3	Controller	4
3.3.1	OVP-Schaltschrank	4
3.3.2	Erweiterter Schaltschrank ORGA CIP300/CIP400	4
3.4	GPS, Fotozelle	5
3.4.1	GPS	5
3.4.2	Fotozelle	5
3.5	Notstrom	5
4.	Blitzschutz	5
5.	Abmessung	6
6.	Zertifikate und Prüfberichte	7



Dokumentenhistorie:

Dok. Rev.:	Datum:	Änderungsbeschreibung:
-------------------	---------------	-------------------------------

1. Einleitung

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

Dieses Modell ist für den Einsatz in Deutschland ausgelegt und erfüllt die Anforderungen der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) vom 24.04.2007.

2. Abkürzungen

ABKÜRZUNG	LANGFORM/ERLÄUTERUNG
Gefahrenfeuer	Aviation Obstruction Light (Gefahrenfeuer)
OVP	Over Voltage Protection (Überspannungsschutz)
WEA	Windenergieanlage
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit

Tabelle 2-1: Abkürzungen

3. Allgemeine Beschreibung

Das Gefahrenfeuersystem besteht aus Gefahrenfeuern, einem Steuerschrank und Montagehardware. Die Gefahrenfeuer sind oben auf dem Maschinenhaus auf einer oder mehreren Halterungen angebracht. Der Steuerschrank und die Notstromversorgung sind im Inneren der WEA angeordnet und an das Steuerungssystem der WEA angeschlossen.

3.1 Daten des Gefahrenfeuers

Parameter	Wert
Artikelnummer von Vestas	29053378
Typ	L550-GFW-G
Standard	Feuer W
Leuchtkraft – Tag	
Leuchtkraft – Dämmerung	
Leuchtkraft – Nacht	100 cd
Farbe – Tag	
Farbe – Dämmerung	
Farbe – Nacht	Rot
Blinkverhalten – Tag	
Blinkverhalten – Dämmerung	
Blinkverhalten – Nacht	1 s ein - 0,5 s aus - 1 s ein - 1,5 s aus
Vertikale Lichtverteilung (min)	3°
Horizontale Lichtverteilung	360°
Leuchtmitteltyp	LED
Eingangsspannung	120 – 240 VAC
Eingangsfrequenz	50 - 60 Hz
Energieverbrauch	5 W am Tag / 11 W in der Nacht
Überspannungsschutzklasse	IEC 61643-1
Betriebstemperaturbereich (°C)	-40 bis +55 °C
Umweltschutzklasse	IP65
Abmessungen in mm (L x B x H)	510x510x240
Gewicht (kg)	12 kg

Tabelle 3.1: Technische Daten

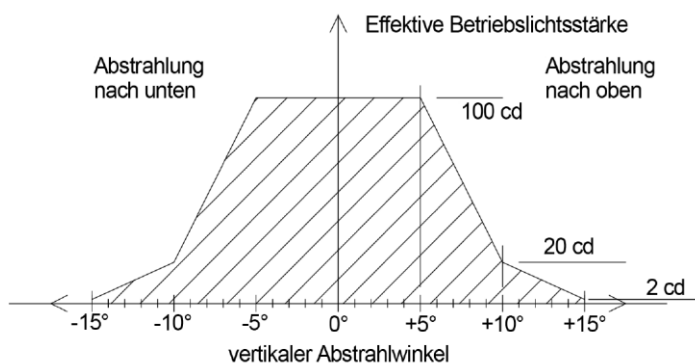


Bild 1: Effektive Lichtstärke als Funktion des vertikalen Abstrahlwinkels

3.2 Montagehardware

Die Gefahrenfeuer werden mit einer oder mehreren Halterungen oben auf dem Maschinenhaus angebracht. Die Halterungen für die Gefahrenfeuer wurden speziell für WEA geprüft und entwickelt. Korrekte Erdung/Masse im Hinblick auf EMV und Blitze sowie Windlasten und Gewicht wurden berücksichtigt.

3.3 Controller

3.3.1 OVP-Schaltschrank

Dieser Schaltschrank kommt nur zum Einsatz, wenn an einer WEA ein Gefahrenfeuer benötigt wird und kein externes Eingangssteuerungssignal erforderlich ist. Der OVP-Schaltschrank stellt OVP-Einrichtungen an der Gleichstromversorgungsspannung und 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 CIP300/CIP400

Anstelle der in den Gefahrenfeuern eingebauten Steuerung kommt ein erweiterter Schaltschrank vom Typ ORGA CIP300/CIP400 zum Einsatz, wenn ein oder mehrere externe Eingangssignale erforderlich sind. Ein erweiterter Schaltschrank vom Typ ORGA CIP300/CIP400 ist mit denselben Klemmen und OVP-Einrichtungen ausgestattet, die auch im OVP-Steuerschrank vorhanden sind. Darüber hinaus enthält er eine zusätzliche Steuerung mit erweiterten Funktionen. Diese Funktionen kann man unterschiedlich einsetzen, zum Beispiel für den simultanen Betrieb zweier Gefahrenfeuer (Modusänderung Tag/Dämmerung/Nacht), zur Implementierung eines optionalen Sichtweitenmessgerätes, zur Verarbeitung externer Steuersignale von SCADA über ein Ethernet-Anschlusskabel zum Ethernet-Switch der Windenergieanlage oder zum zusätzlichen Einbau von Gefahrenfeuern am Turm.

Der Steuerschrank übermittelt Erhaltungsstatusinformationen über die Windenergieanlage, und das SCADA-System kann konfiguriert werden, um weitere Betriebsstatusmeldungen zu erfassen.

3.4 GPS, 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 vom Typ L550-G blinken, aufeinander abgestimmt, gleichzeitig.

3.4.2 Fotozelle

Die Gefahrenfeuer sind mit einer Fotozelle mit einer Schaltschwelle von 50 Lux gemäß AVV ausgestattet.

3.5 Notstrom

Die Gefahrenfeuer werden über den CIP300/CIP400 von einem 230-VAC-Niederspannungstransformator im Turmfuß versorgt.

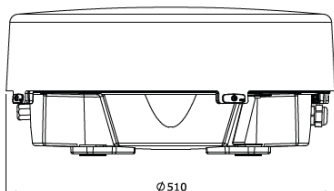
Die USV der WEA-Steuerung gewährleistet standardmäßig eine begrenzte unterbrechungsfreie Notstromversorgung. Die Dauer der Notstromversorgung lässt sich durch optional erhältliche Zusatzbatterien verlängern.

4. Blitzschutz

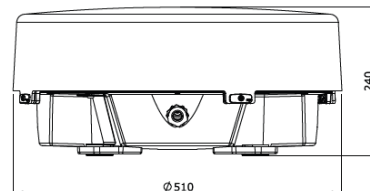
Das Gefahrenfeuersystem erfüllt mindestens die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz. Zusätzlich zu strengen Prüfnormen und eingebautem OVP verwendet Vestas außerdem spezielle EMV-Schutzschläuche und Kabelverschraubungen zum Verlegen der Verdrahtung von/zu dem Schaltschrank im Maschinenhaus und den Gefahrenfeuern.

5. Abmessung

Ansicht linke Seite



Vorderansicht



Untersicht

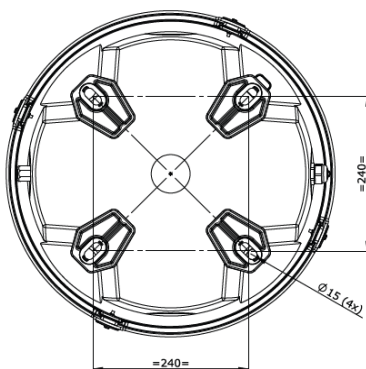


Bild 2: Abmessung

6. Zertifikate und Prüfberichte

WASSER- UND SCHIFFFAHRTSVERWALTUNG DES BUNDES
Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken



Zertifikat
 nach Nr. 24 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift
 zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage
 bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz

Art des Feuers: Feuer W, rot

Hersteller: Orga BV
 Strickledeweg 13
 NL-3125 AT Schiedam

Typenbezeichnung: **L550-GFW-G**

Aufgrund der technischen Überprüfung durch die Fachstelle der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung für Verkehrstechniken vom 08.04.2015 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen Anforderungen gemäß AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 24. April 2007 (BAnz Nr. 81 vom 28. April 2007, S. 4471) entspricht.

Die Feststellung ist nur mit dem angehängten Prüfprotokoll gültig.

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 17.04.2015



 (Strenge)

Allgemeine Spezifikation für Gefahrenfeuer, Sichtweitensensor, ORGA (SWS 200-N-AC)

Windenergieanlagen typ	Mk-Version
V90-3.0 MW	Mk1-9
V112-3.3/3.45 MW	Mk2-3
V90-1.8/2.0 MW	Mk8-9
V100-1.8/2.0/2.2 MW	Mk10
V110-1.8/2.0/2.2 MW	Mk10
V105-3.3/3.45 MW	Mk2-3
V117-3.3/3.45 MW	Mk2-3
V126-3.3/3.45 MW	Mk2-3
V136-3.45 MW	Mk3

Version Nr.	Datum	Änderungsbeschreibung
01	20.06.2016	Aktualisierung auf neue Vorlage.

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungen und Fachbegriffe	2
2	Einleitung	2
3	Allgemeine Beschreibung	2
3.1	Daten des Gefahrenfeuers	2
3.2	Montage des Sichtweitensensors (SWS 200-N-AC).....	3
3.3	Betriebsstrategie	3
3.4	Hauptfunktionen.....	4
4	Blitzschutz	4
4.1	Kabel	4
5	Abmessung	5
5.1	Maßstabgetreue Zeichnung	5
5.2	Systemübersicht	7
6	Zertifikate und Prüfberichte	9

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 des Gefahrenfeuer-Systems (ORGA) entwickelt wurde, beschrieben.

3 Allgemeine Beschreibung

Der Sichtweitensensor (SWS200-N-AC) für das Gefahrenfeuer (ORGA) passt die Betriebshelligkeit des Gefahrenfeuers (ORGA) an die aktuell vorherrschenden Sichtbedingungen an.

3.1 Daten des Gefahrenfeuers

Parameter	Wert
Artikelnummer von Vestas	29058870
Typ	Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC)
Entspricht	RoHS und WEEE
Eingangsspannung	230 VAC
Eingangsfrequenz	50 Hz
Energieverbrauch	11 W (bei Enteisung +34 W)
Betriebstemperaturbereich (°C)	-40 bis +60 °C
Umweltschutzklasse	IP66
Betriebsfeuchte	0 – 100 % rF
EMV-Übereinstimmung	Mit EN 61326-1997, 1998, 2001
Messbereich (wählbar)	2-10-20-32-50 km
Messfehler	Weniger als 10 % bei 2 km
Misst die Sichtbarkeit	Meteorologischer Bereich: Nebel
Misst auch	Dunst, Rauch, Sand, Nieselregen, Regen, Schnee

Parameter	Wert
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. 3.



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. 3.

Die Steuerung CIP400 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. 4.

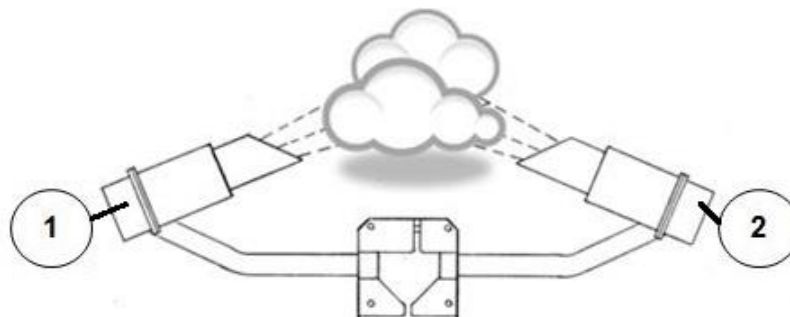


Abbildung 3-2: Sender und Empfänger

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 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 5 und Abbildung 5-2 auf Seite 6 hinsichtlich der Abmessungen des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC).

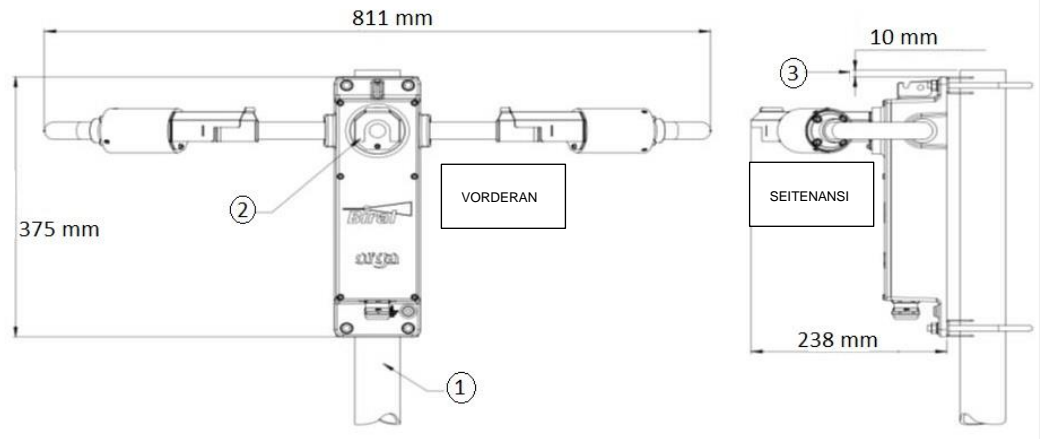


Abbildung 5-1: Abmessungen des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC)

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

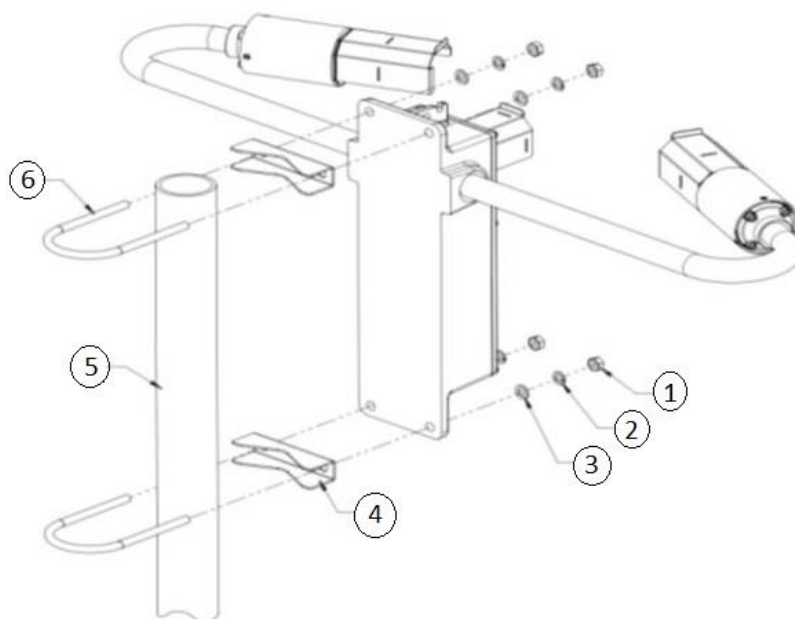


Abbildung 5-2: Komponenten des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC)

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

5.2 Systemübersicht

Siehe Abbildung 5-3 auf Seite 7 und Abbildung 5-4 auf Seite 8 hinsichtlich der Systemübersicht.

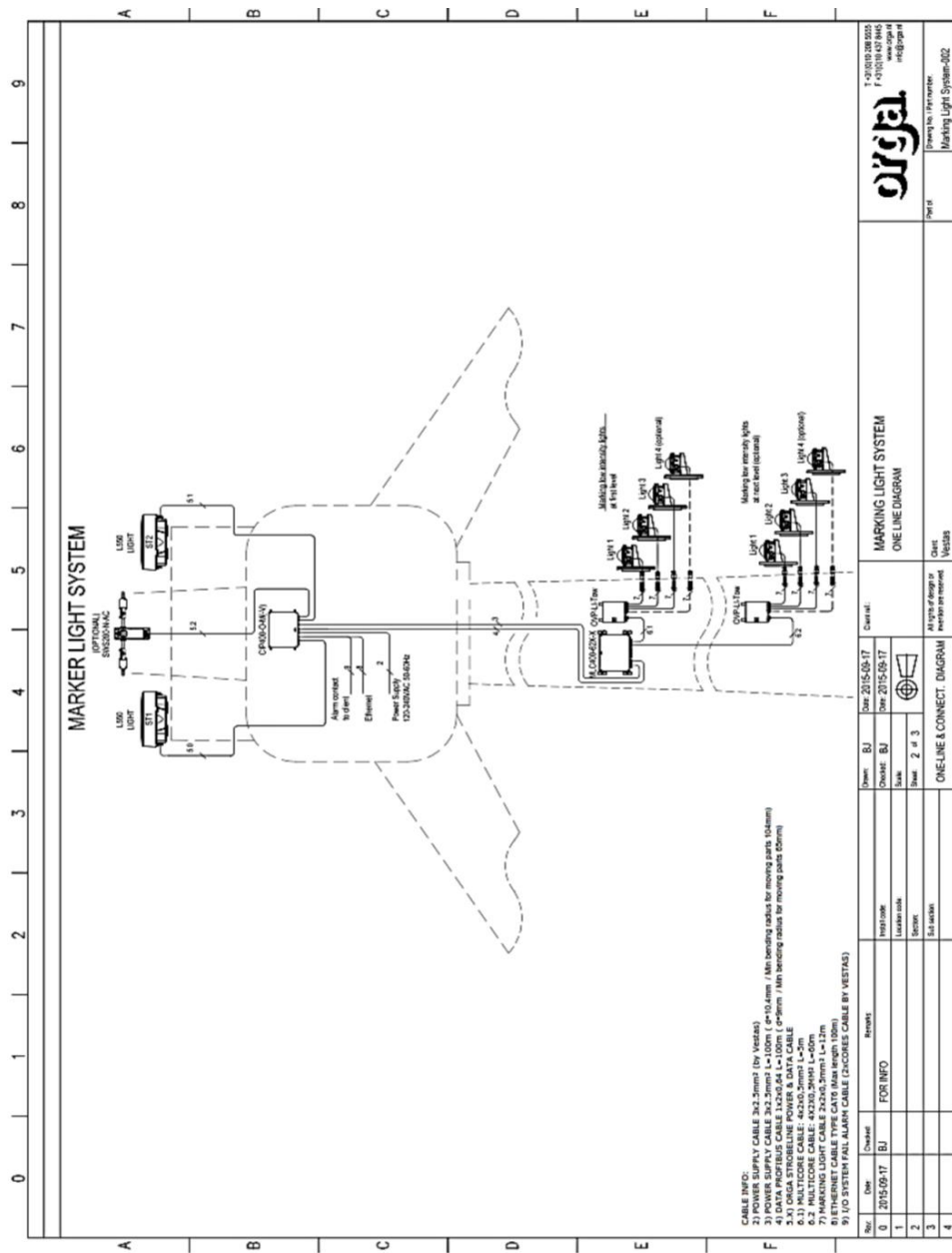


Abbildung 5-3: Markierungsleuchtensystem, Einzelleitungsdiagramm

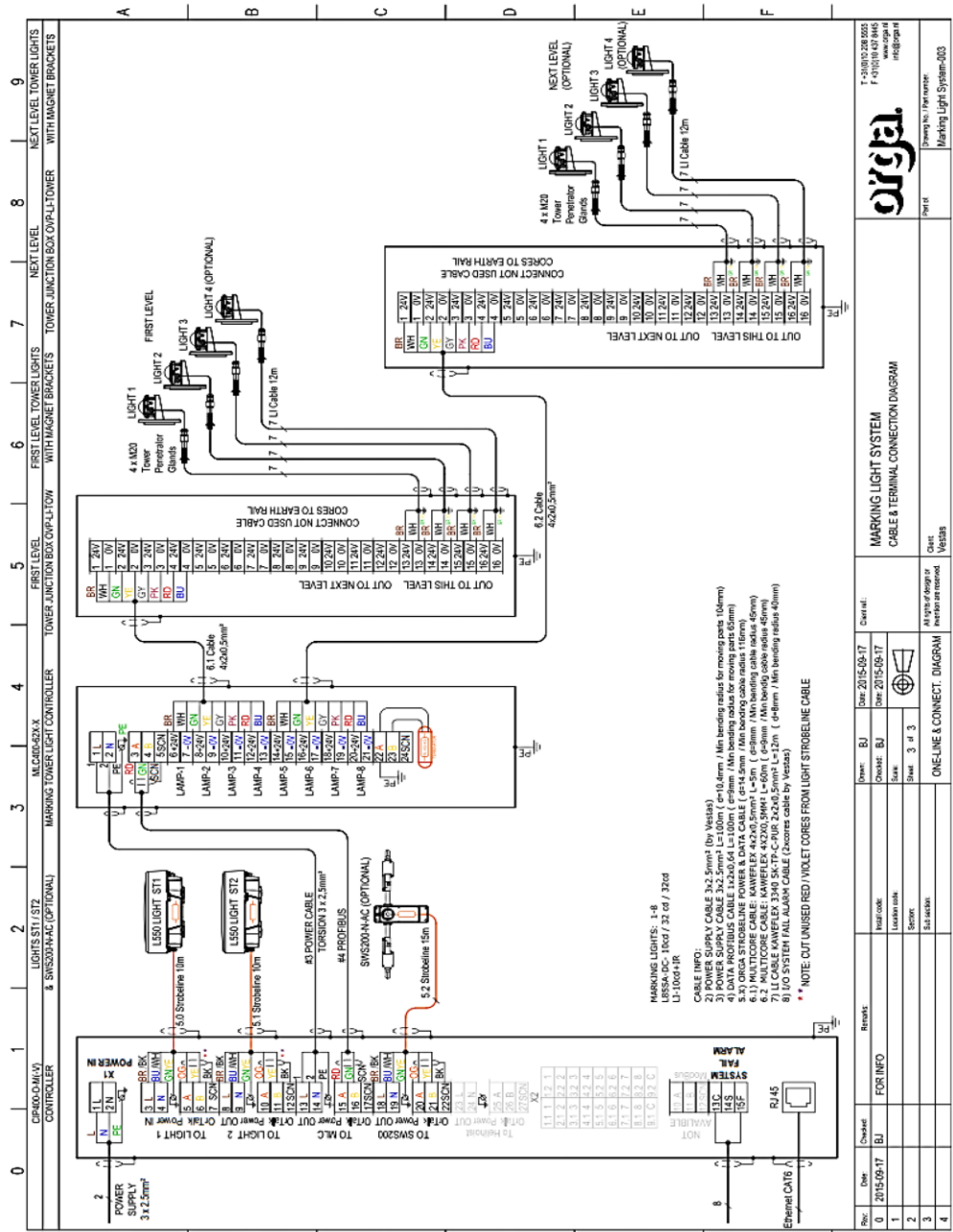


Abbildung 5-4: Markierungsleuchtsystem, Kabel- und Klemmen-Anschlussdiagramm

6 Zertifikate und Prüfberichte

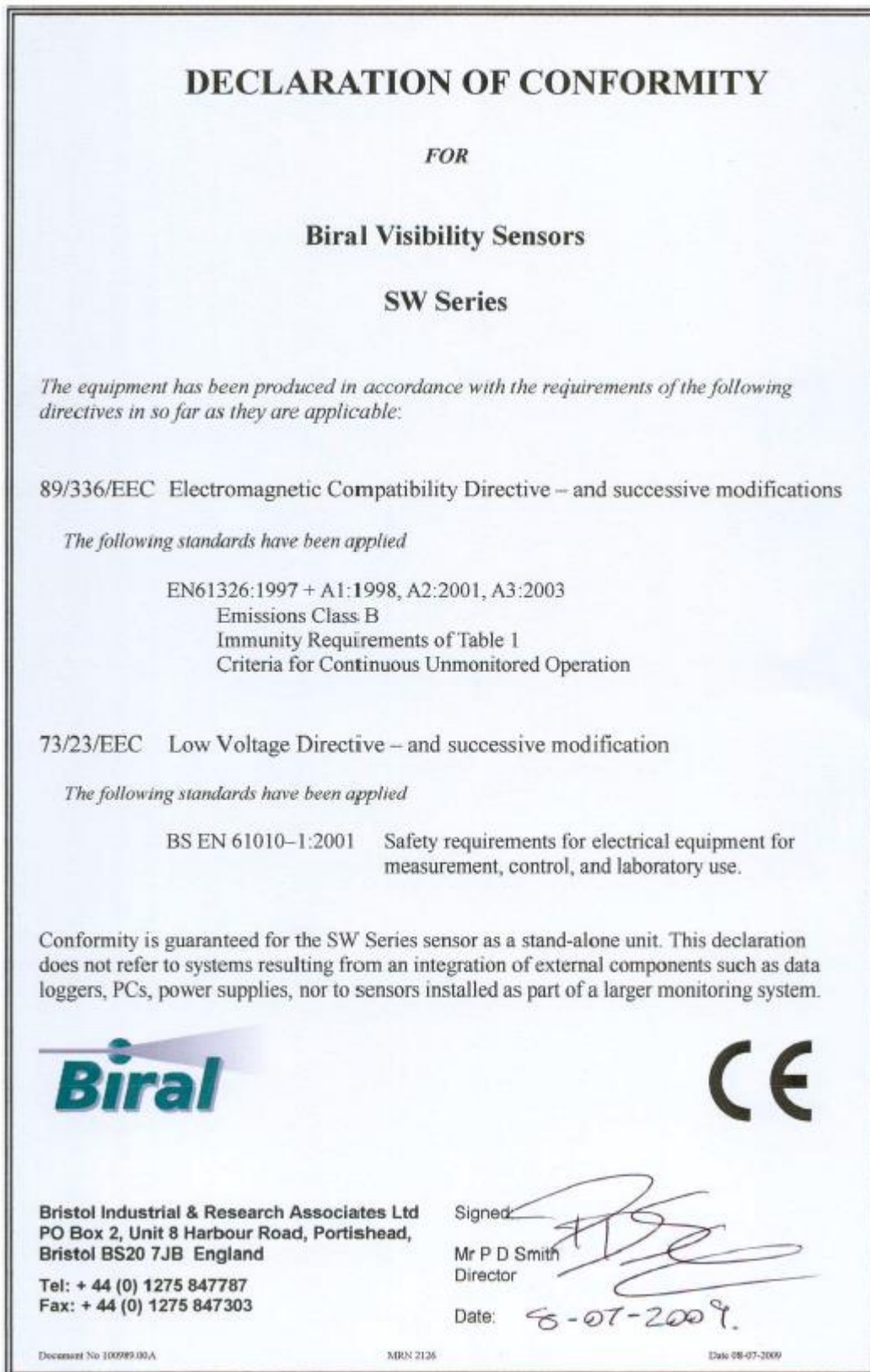


Abbildung 6-1: Biral SWS200-Konformitätserklärung

Deutscher Wetterdienst
Abteilung Messnetze und Daten
T123, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg



Anerkennung von Sichtweitensensoren gemäß der Verwaltungsvorschrift der Bundesregierung, Drucksache 506/04 vom 16.6.2004, „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“

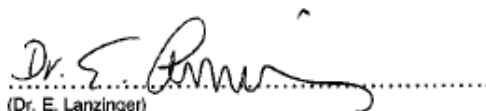
Sichtweitensensor Typ BIRAL SWS-200

Das Gerät des Typs **BIRAL SWS-200** entspricht auf Grund der am 06.04.09 durch die Firma GWU-Umwelttechnik GmbH eingereichten Gerätedokumentation den Anforderungen und ist damit zum Betrieb gemäß der o. a. Verwaltungsvorschrift anerkannt.

Die Anerkennung durch den DWD bezieht sich lediglich darauf, dass das Gerät mit den durch den Hersteller bezeichneten Eigenschaften geeignet für den genannten Einsatz ist. Der DWD macht keine Labor- oder Feldprüfung und keine regelmäßigen Inspektionen. Der Hersteller ist dafür verantwortlich, dass die Richtigkeit der bezeichneten Geräteeigenschaften gewährleistet ist und es obliegt dem Betreiber des Gerätes, die Betriebs- und Wartungsvorschriften gemäß den Herstellerangaben einzuhalten.

Der DWD haftet nicht für Schäden, die auf Grund der Benutzung des Gerätes entstehen können.

Hamburg, 20. November 2009


(Dr. E. Lanzinger)

Deutscher Wetterdienst
 Abteilung Messnetze und Daten
 T123, Messsysteme
 Frahmredder 95, D-22393 Hamburg



Anhang: Anforderungen an den Sichtweitensensor

Hersteller: Firma BIRAL
Gerätetyp: SWS-200-Sensor
Versionsnr.: Hardware 105200, Software SH100211, ab 23/3/2009
 (Hardware, Software, Produktionsdatum)

	Mindestanforderung	Spezifiziert	Erfüllt (ja/nein)
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

16. Anlagenspezifische Antragsunterlagen

Punkt 16.1.4.6 Lastengutachten

Punkt 1.1.4.7 Maschinengutachten V162- 5.6 MW

Diese vertraulichen Dokumente sind nicht für die Öffentlichkeit bestimmt und nicht im Auslegungsordner enthalten.

16.1.7.7 Antrag auf Ausnahmegenehmigung AVV

**Dieses Dokument entfällt gemäß der neuen
Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur
Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen**

Leistungsbeschreibung Quantec Sensors BNK System

Datum: 15.12.2016

Inhaltsverzeichnis

1	Hinweise	3
1.1	Version	3
2	Allgemeiner Funktionsüberblick	4
3	Systemaufbau	5
3.1	Detektionssystem	5
3.2	Light Control Unit am Standort des Detektionssystems	6
3.3	Light Control Unit im Windpark	6
3.4	Flughindernisbefeuerng	7
3.5	Übertragungsstrecken	7
4	Steuerung der Flughindernisbefeuerng im Windpark	9
4.1	Modbus TCP	10
4.2	Diskrete Schaltkontakte	10
5	Sicherheit	12
5.1	Sicherheitsstrategie	12
5.2	IT-Sicherheit	12
6	Abkürzungen	13

1 Hinweise

Im Folgenden wird der Begriff Flughindernisbefeuern verwendet. Damit ist ein funktionsfähiges System gemeint, dass für die Hinderniskennzeichnung nach AVV von einer oder mehrerer Windkraftanlagen benötigt wird.

Als aktives BNK System wird ein Systemzustand angesehen, bei dem alle Komponenten funktionsfähig sind und die Abschaltung der Flughindernisbefeuern erlaubt ist. Außerhalb der erlaubten Zeiten können die Komponenten betriebsbereit sein, allerdings wird das BNK System immer als inaktiv an nachgelagerte Systemkomponenten gemeldet.

1.1 Version

Dokumentenversion: [31](#)

Datum: Dec 15, 2016 09:59

2 Allgemeiner Funktionsüberblick

Das BNK System der Quantec Sensors GmbH dient zur Steuerung und Abschaltung der Nachtkennzeichnung bei Windenergieanlagen in Abhängigkeit zum Flugverkehr. Ein geeignetes Detektionssystem überwacht den Luftraum über den Windenergieanlagen. Wird ein Flugobjekt erkannt, schaltet ein Steuerungssystem die Flughindernisbefeuerng an. Sobald das Flugobjekt den relevanten Luftraum verlassen hat, wird die Flughindernisbefeuerng vom Steuerungssystem ausgeschaltet.

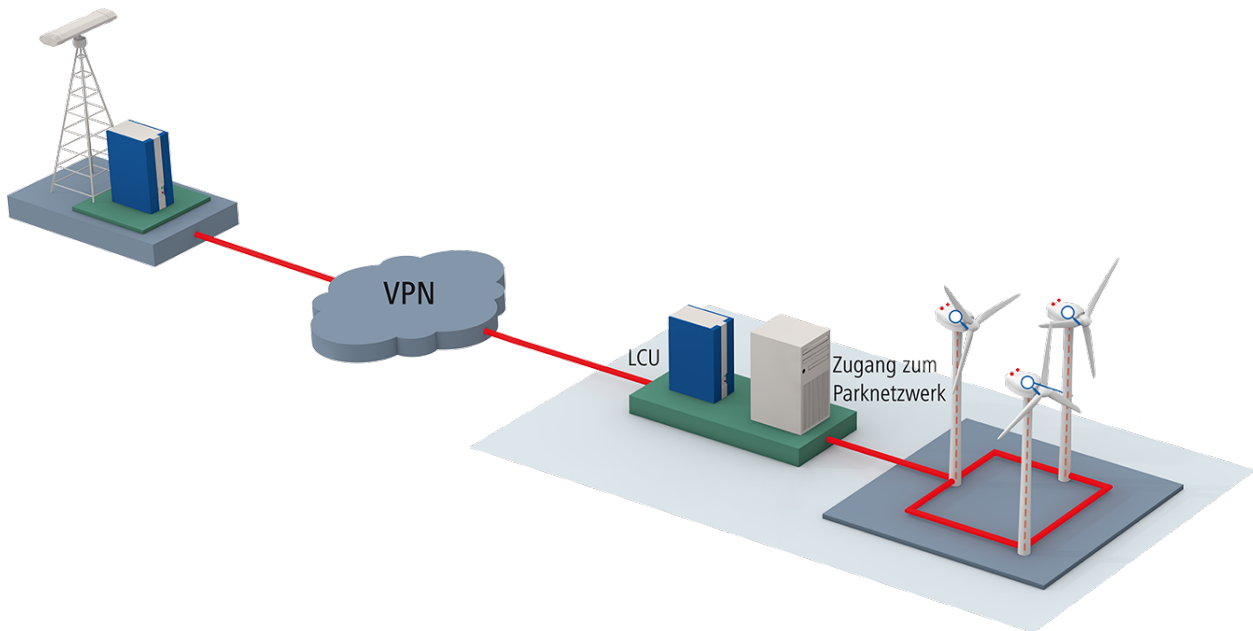
Die Komponenten des Systems sind auf Langlebigkeit, Wartungsarmut und Flexibilität ausgelegt. So können verschiedene Übertragungsmedien (Kupferkabel, Glasfaser und Funk) und Protokolle (z.B DSL, Ethernet) verwendet werden um das BNK System auf die spezifischen Gegebenheiten im Windpark anzupassen. Zu dem steht an jeder relevanten Stelle im System die Sicherheit des Flugverkehrs an oberster Stelle. Das Steuerungssystem erkennt Fehlerzustände und schaltet im Fehlerfall immer die Flughindernisbefeuerng an.

Die Systemstruktur ist so gestaltet, dass sich mehrere Steuerungskomponenten hintereinander schalten lassen um auf die Anforderungen des Windparks und der Betreiber eingehen zu können. So kann z.B ein Detektionssystem dazu verwendet werden, den Luftraum über mehreren Windparks zu überwachen. Jeder Windpark ist dann entweder einzeln steuerbar oder alle auf einmal. Umgekehrt lassen sich mehrere Detektionssysteme verwenden um einen großen Bereich abzudecken. Neue Windenergieanlagen können in ein bestehendes BNK System integriert werden.

Damit alle Vorgaben der AVV erfüllt sind, protokollieren die Steuerungskomponenten alle relevanten Ereignisse und Fehlerzustände. Die Protokolle werden über einen Zeitraum von mindestens 60 Tagen archiviert. Für eine hohe Systemverfügbarkeit können die Steuerungskomponenten über eine VPN gesicherte Verbindung überwacht werden.

Das BNK System der Quantec Sensors GmbH hat erfolgreich die Abnahme der Deutsche Flugsicherung GmbH erhalten.

3 Systemaufbau



Allgemeine System Darstellung

Im folgenden werden die wesentlichen Bestandteile und Systemkomponenten näher erläutert.

3.1 Detektionssystem

Es wird im Regelfall ein aktives Radarsystem zur Überwachung des Luftraumes eingesetzt. Die Technologie des Systems konnte seine Funktionsweise schon im Bereich Flughafenradar, Küstenüberwachung und im Verteidigungs- und Sicherheitsbereich unter Beweis stellen.

Das Radarsystem überwacht den Luftraum, indem es gepulste Radiowellen aussendet und deren Reflexionen aufnimmt. Daraus kann berechnet werden, ob und welche Flugobjekte sich im Luftraum befinden. Es kann auch berechnet werden, wo sich diese befinden. So kann es entschieden werden, ob ein Flugobjekt sich einem Windpark annähert oder nur daran vorbei fliegt.

Um einen Schweigekegel innerhalb des Windparks zu vermeiden, wird das Radarsystem außerhalb des Windparks auf einer geeigneten Fläche aufgestellt. Ein Mindestabstand von 1500m zur nächsten Windenergieanlage muss bei der Flächenwahl eingehalten werden. So werden Störungen durch die drehenden Rotorblätter der Windkraftanlagen vermieden. Mit diesem Abstand ist das System auch in der Lage, Flugobjekte hinter den Windenergieanlagen zu erkennen.

Wenn in Zukunft andere Technologien für die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung zugelassen werden, wird in jedem Fall geprüft, welche Technologie am geeignetsten ist.

3.2 Light Control Unit am Standort des Detektionssystems

Am Standort des Detektionssystems wird eine Light Control Unit eingesetzt, die mit dem Detektionssystem über Ethernet verbunden ist. Sie nimmt die vom Detektionssystem bereitgestellten Informationen auf und wertet diese aus. An die LCU ist auch ein Windsensor angeschlossen, um das Radarsystem bei zu viel Wind abzuschalten. So wird die Belastung der Komponenten minimiert und Wartungskosten gering gehalten.

Die LCU wird über einen Zeitserver synchronisiert und kann über die implementierte astronomische Uhr die erlaubten BNK Betriebszeiten automatisch steuern. Auch die Aktivität des Radarsystems ist über die astronomische Uhr gesteuert.

Zur Fehlererkennung führt die LCU permanent eine Selbstdiagnose durch. Dazu werden Kommunikationsverbindungen und interne Zustände auf Gültigkeit geprüft. Auffälligkeiten werden protokolliert und ggf. an ein Monitoring System gemeldet.

Das Steuerprogramm der LCU wertet die Informationen über den Luftraum aus und entscheidet anhand dieser Information, bei welchem Windpark(-teil) die Flughindernissbefehrerung angeschaltet werden muss. Über eine Konfiguration können die Windparkteile in Bereiche eingeteilt oder zusammengefasst werden. Die LCU sendet dann gezielt den Befehl zum Anschalten zu den betroffenen Windparkteilen.

Die angeschlossenen Windparkseinheiten werden zudem nach der aktuellen Betriebsbereitschaft abgefragt. Diese wird von der LCU protokolliert.

3.3 Light Control Unit im Windpark

Im jedem Windpark wird eine LCU installiert. Diese ist über einen LAN/WAN Router mit der LCU am Detektionssystem verbunden. Über einen zweiten LAN-Port kann sie z.B. an ein Parknetzwerk angeschlossen werden und verbindet sich mit der Flughindernissbefehrerung oder einem SCADA System.

Die Funktionen entsprechen der LCU am Detektionssystem. Die LCU wird so konfiguriert, dass sie nur die Steuerung für einen Windpark ausführt. Sie kann über verschiedene Software Module die Flughindernissbefehrerung verschiedener Hersteller steuern und den Fehlerzustand auslesen.

Für die Inbetriebnahme und für Service Einsätze hat die LCU einen Testschalter. Dieser kann händisch betätigt werden und gibt den Befehl, dass alle Flughindernissfeuer unabhängig von der Astronomischen Uhr und dem BNK Betrieb angeschaltet werden. Zudem wird der Systemzustand über LED visualisiert.

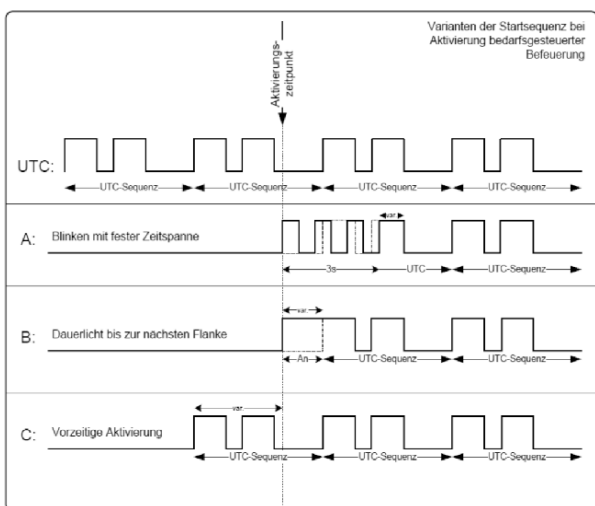
Wenn es notwendig ist, dass der BNK Betrieb für einen Windpark ausgesetzt wird, kann dies entweder durch einen digitalen Kontakt an der LCU oder über einen Fernzugriff erfolgen. So lassen sich z.B. Vorgaben durch das Militär umsetzen.

3.4 Flughindernissbefuerung

Das Quantec Sensors BNK System kann generell an alle Flughindernissbefuerungssysteme angeschlossen werden, die dafür vom Hersteller freigegeben wurden und eine entsprechenden Schnittstelle haben. Quantec Sensors bietet diverse Lösungen an, um eine Verbindung zu der Flughindernissbefuerung herzustellen oder diese für den BNK Betrieb zu benutzen. Es wird dann im Einzelfall geprüft ob dies mit der bestehenden Befuerungssystemen möglich ist.

Die Flughindernissbefuerung bekommt von der LCU alle notwendigen Befehle um nach den Vorgaben der AVV die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung durchzuführen. Eine zusätzliche Logik ist in den meisten Fällen nicht notwendig.

Eine fehlerfrei funktionierende Flughindernissbefuerung nach den deutschen Normen ist die Voraussetzung für das BNK System. Zudem muss sie die Startsequenzen Variante A oder B nach AVV unterstützen.



Varianten der Startsequenz nach AVV.

Die Flughindernissbefuerung muss mit der Blinksequenz höchstens 500ms nach der Übergabe der Befehle beginnen. Andernfalls kann die maximal mögliche Erfassungsreichweite des Detektionssystems nicht garantiert werden

Während das BNK Betriebes darf keine Sichtweitengesteuerte Regulierung der Leuchtstärke erfolgen. Es ist die Aufgabe des Flughindernissbefuerungssystems dies zu berücksichtigen.

3.5 Übertragungstrecken

Für eine schnelle Reaktionszeit des Systems ist es wichtig, dass Übertragungstrecken verwendet werden, die geringe Latenzzeiten ermöglichen. Geeignet sind z.B DSL Anschlüsse und Kabelverbindungen (Glasfaser oder Kupferkabel) zwischen der LCU und der Flughindernissbefuerung. Möglich sind alle Verbindungen die eine Ethernet Übertragung ermöglichen. Es obliegt dem Kunden ein geeignetes Netzwerk zur Verfügung zu stellen. Quantec Sensors steht dabei beratend zur Seite.

Als Mindestanforderung werden folgende Latenzzeiten und Datentransferrate angesehen:

Übertragungsstrecke	Latenz in ms	Datentransferrate
Radarstandort <-> LCU Windpark	100	16 kbit/s
LCU Windpark <-> Flughindernissbefeuering	50	2 kbit/s

4 Steuerung der Flughindernisbefehrerung im Windpark

In jedem Windpark wird eine LCU installiert. Über einen WAN/LAN Router wird eine VPN gesicherte Verbindung zum Radarstandort hergestellt. Über diese Verbindung empfängt die Windpark LCU die Informationen um die BNK Steuerung des Windparks durchzuführen. Es werden ausschließlich die relevanten Daten für die BNK Steuerung des Windparks gesendet.

Je nach Topologie, Größe und Netzwerkinfrastruktur können in einem Windpark auch mehrere LCU installiert werden. Darüber hinaus ist es auch möglich einen großen Windpark in kleinere Abschnitte zu unterteilen und nur die Flughindernisbefehrerung für einen Abschnitt zu aktivieren.

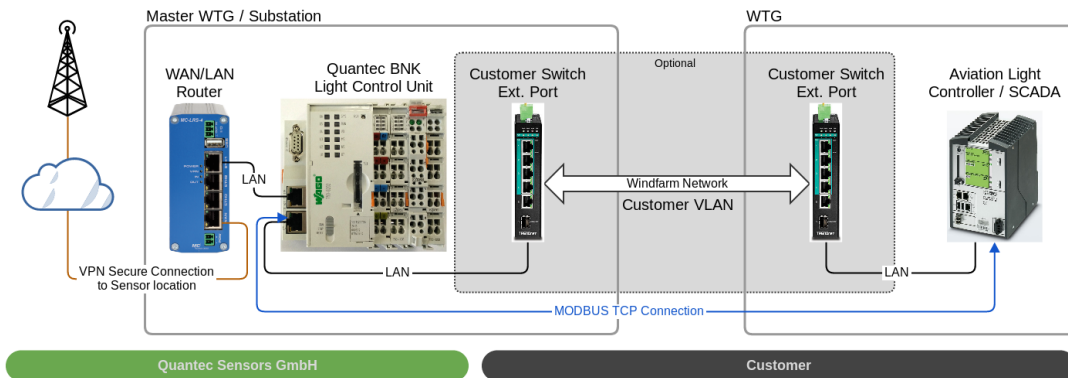
Die LCU im Windpark überwacht sowohl die Verbindung zum Radarstandort als auch die Verbindung zum Aviation Light Control System und führt Protokoll über den Zustand der Verbindungen. Zudem werden auch die BNK Schaltvorgänge und Systemzustände protokolliert.

Über Modbus TCP oder diskrete Schaltkontakte wird die Flughindernisbefehrerung von der LCU gesteuert. Es sind dafür folgende Szenarien vorgesehen:

- Aviation Light Control Unit mit zentraler Schnittstelle im Windpark
Die LCU verbindet sich über ein Ethernet Netzwerk zu der zentralen Schnittstelle. Die Schaltvorgaben werden über Modbus TCP der Schnittstelle übergeben. Der Systemzustand der Aviation Light Control Unit wird über Modbus TCP ausgelesen. Alternativ werden die Schaltvorgaben über diskrete Schaltkontakte ausgetauscht. Dafür wird in der Nähe der Aviation Light Control Unit ein BNK IP-Connector von Quantec installiert der über entsprechende IO Baugruppen verfügt.
- Aviation Light Control Unit in jeder Windkraftanlage
Die LCU verbindet sich über ein Ethernet Netzwerk zu der zentralen Schnittstelle. Die Schaltvorgaben werden über Modbus TCP der Schnittstelle übergeben. Der Systemzustand der Aviation Light Control Unit wird über Modbus TCP ausgelesen. Alternativ werden die Schaltvorgaben über diskrete Schaltkontakte ausgetauscht. Dafür wird in der Nähe der Aviation Light Control Unit ein BNK IP-Connector von Quantec installiert der über entsprechende IO Baugruppen verfügt.
- Windpark SCADA System
Die LCU verbindet sich über ein Ethernet Netzwerk zu dem SCADA System. Die Schaltvorgaben werden über Modbus TCP dem SCADA System übergeben. Das SCADA System ist für die Weitergabe der Schaltvorgaben verantwortlich. Alternativ werden die Schaltvorgaben über diskrete Schaltkontakte ausgetauscht. Dafür wird in der Nähe des SCADA Systems ein BNK IP-Connector von Quantec installiert. Die LCU verfügt auch über entsprechende IO Baugruppen und kann auch direkt an das SCADA System angeschlossen werden.

4.1 Modbus TCP

Für ein schnelles und stabiles BNK System benötigt die LCU im Windpark eine Ethernet Verbindung zur Aviation Light Control Unit die für Modbus TCP Verbindungen freigegeben ist. Sind LCU und Aviation Light Control Unit soweit von einander entfernt, dass keine direkte Kabelverbindung möglich ist, kann die Verbindung auch über bestehende Netzwerke aufgebaut werden. Der Kunde kann zum Beispiel ein VLAN in seinem Parknetzwerk konfigurieren, das den Datenverkehr des BNK Systems vom restlichen Datenverkehr trennt und filtert.



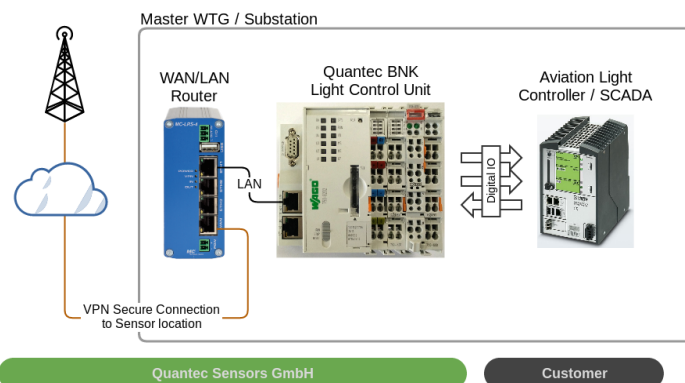
Modbus TCP Netzwerk Schema Beispiel

In der Regel sendet die LCU jede Sekunde den aktuellen Zustand der Schaltvorgänge an jede verbundene Schnittstelle. Dafür werden ca. 20Byte Nutzdaten benötigt. In 10 Sekunden Abständen fragt die LCU den Systemzustand der Aviation Light Control Unit ab. Dafür werden ebenfalls ca. 20 Byte Nutzdaten benötigt. Die angegebenen Zeiten können auch problembezogen angepasst werden.

Die Quantec Sensors GmbH ist für alle Komponenten bis einschließlich der LCU verantwortlich. In der Verantwortung des Kunden liegt die Funktionsweise des Netzwerkes und der Flughindernisbefuerung.

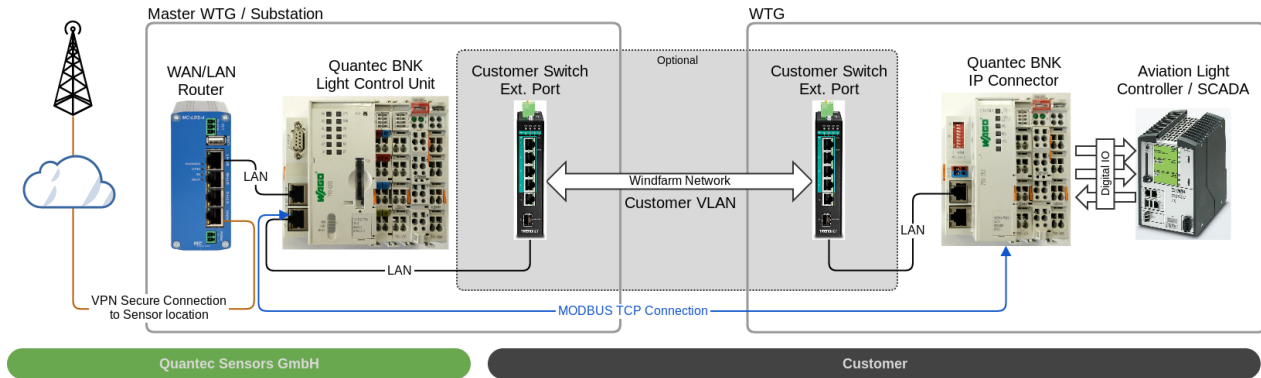
4.2 Diskrete Schaltkontakte

Sind die LCU und der Aviation Light Controller am selben Standort installiert können die Schaltkontakte der LCU direkt verbunden werden.



LCU mit diskreten Schaltkontakten

Andernfalls wird ein schnelles und stabiles Ethernet Netzwerk zwischen der LCU und dem BNK IP-Connector benötigt. Der BNK IP-Connector ist über Modbus TCP mit der LCU verbunden, daher kann ein vergleichbares Netzwerk verwendet werden, welches auch bei einer reinen Modbus TCP Kommunikation zum Einsatz kommt. Die Schaltkontakte des BNK IP-Connector werden dann mit dem Aviation Light Controller verbunden.



Netzwerk Schema Beispiel mit diskreten Schaltkontakten

Die Quantec Sensors GmbH ist für alle Komponenten bis einschließlich der LCU verantwortlich. In der Verantwortung des Kunden liegt die Funktionsweise des Netzwerkes, des IP-Connectors und der Flughindernisbefeuernung.

5 Sicherheit

5.1 Sicherheitsstrategie

Alle Komponenten des BNK Systems führen permanent eine Selbstdiagnose durch. Wenn eine Komponente einen Fehlerzustand erkennt, wird das BNK System ab dieser Komponente deaktiviert. Das führt dazu, dass die Flughindernisbefehrerung in den Normalen Betriebsmodus wechselt. Digitale Schnittstellen sind so ausgelegt, dass bei einem Stromausfall die Befehrerung auch in den normalen Betriebszustand wechselt. Ein Kommunikationsausfall führt auch dazu, dass die Flughindernisbefehrerung in den normalen Betriebsmodus wechselt.

Nach einem Stromausfall starten alle Komponenten automatisch und sind dann wieder betriebsbereit. Kommunikationsstrecken werden nach Verbindungsabbrüchen automatisch wieder hergestellt.

5.2 IT-Sicherheit

Die Windpark LCU ist durch einen Industrie WAN/LAN Router an den Radarstandort angebunden. Dieser verhindert auch den Zugriff aus dem Internet auf die LCU. Die eingebaute Firewallfunktionalität ist so eingerichtet, dass ein Zugriff nur über das VPN erfolgen kann.

An der LCU sind zwei voneinander getrennt konfigurierbare Netzwerkschnittstellen verbaut. Eine Schnittstelle wird für die Verbindung zum WAN/LAN Router verwendet. Die andere ist für die Verbindung in das Parknetzwerk vorgesehen. Ein Zugriff aus dem Quantec Netzwerk in das Parknetzwerk ist und umgekehrt ist nicht möglich.

Die IT-Administration des Kunden ist für die Einrichtung und Absicherung des Kundennetzwerkes verantwortlich.

6 Abkürzungen

AVV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift
BNK	Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung
WAN	Wide Area Network
LAN	Local Area Network
LCU	Light Control Unit
VLAN	Virtual LAN
VPN	Virtual Private Network
IP	Internet Protocol
TCP	Transmission Control Protocol
SCADA	Supervisory control and data acquisition
WTG	Windturbine generator

Quantec Sensors liefert ein Komplettpaket mit Gittermast, Außenschaltschrank, Infrastruktur und Sicherheitssystem für den BNK Sensor. Die Lösung beinhaltet ein von der DFS voll anerkanntes System (generelle Anerkennung sowie mehrere ortsspezifische Anerkennungen). Es stehen je nach Bedarf Systeme mit unterschiedlichen Detektionsradien zur Verfügung. Im Versorgungsradius des jeweiligen Sensors können nahezu beliebig viele Windenergieanlagen angeschlossen werden.

Merkmale

- Gittermast in unterschiedlichen Höhen von 21m bis 45m
- Detektionssystem, basierend auf der Scanner 5000-Serie von Terma A/S
- 12' oder 18' Antenne
- Außenschaltschrank mit Klimatisierung
- Überspannungsschutz und Blitzschutz
- Leiter und Absturzicherungssystem (Söll Glidlock oder vergleichbar)
- Besteigschutz
- CE Konformität nach europäischen Standards
- Integrierte LCU zur Anbindung von bis zu 200 verschiedenen Windparks

Funktionsweise

Das Detektionssystem überwacht den Luftraum, indem es elektromagnetische Impulse aussendet und deren Reflexionen auswertet. Bei Eintritt eines Flugobjektes in den Detektionsbereich erkennt das System das Flugobjekt, dessen Flugroute und Geschwindigkeit. Nähert sich das Flugobjekt der Windenergieanlage, so wird bei Unterschreiten des vorschriftsgemäßen Mindestabstands zwischen Windenergieanlage und Flugobjekt, das Befehrsystem der Windenergieanlage aktiviert. Zur Vermeidung von Abschattungen und Nichtdetektionen innerhalb des Schweigekegels (undetektierbarer Bereich senkrecht oberhalb des Detektionssystems), wird das Detektionssystem außerhalb von Windparks auf einer geeigneten Fläche aufgestellt.

Am Standort des Detektionssystems wird eine Light Control Unit (LCU) installiert, die mit dem Detektionssystem über Ethernet verbunden ist. Die Signale des Detektionssystems werden durch die LCU verarbeitet, gespeichert und an die Gegenstelle im Windpark (LCU WP) weitergeleitet. An die LCU am Detektionsstandort ist auch ein Windsensor angeschlossen, um das Detektionssystem bei zu hohen Windgeschwindigkeiten abzuschalten. So wird die Belastung der Komponenten minimiert, um Wartungskosten gering gehalten. Die LCU werden über einen Zeitserver synchronisiert und können über die implementierte astronomische Uhr die erlaubten BNK-Betriebszeiten automatisch steuern. Auch die Aktivität des Detektionssystems wird über die astronomische Uhr gesteuert. Zur Fehlererkennung führen die LCU permanent eine Selbstdiagnose durch. Dazu werden u.a.

Kommunikationsverbindungen und interne Zustände überprüft und Auffälligkeiten protokolliert. Das Steuerprogramm der LCU am Detektionstandort wertet die Informationen über den Luftraum aus und entscheidet anhand dieser Information, bei welchem Windpark (-teil) die Flughindernisbefehrsung angeschaltet werden muss. Über eine Konfiguration können Windparkteile in Bereiche eingeteilt oder zusammengefasst werden. Die LCU steuert dann gezielt die relevanten Windparkteile. Die angeschlossenen Windparkteile werden zudem nach der aktuellen Betriebsbereitschaft abgefragt. Diese wird von der LCU WP protokolliert.

Technische Daten

Allgemein			
Produktname	BNK Detection System		
Konformität	CE, RoHS, EMC, Maschinenrichtlinie 2006/42/EG		
Berücksichtigte Standards	EN 1090-1 Eurocode 0: Ausführung von Stahltragwerken und Aluminiumtragwerken - Konformitätsnachweisverfahren für tragende Bauteile EN 1090-2: Ausführung von Stahltragwerken und Aluminiumtragwerken - Technische Regeln für die Ausführung von Stahltragwerken EN 1991 Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke EN 1993-1 Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten EN 1993-3 Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Türme, Maste und Schornsteine EN 1461: Durch Feuerverzinken auf Stahl aufgetragene Zinküberzüge (Stückverzinken) - Anforderungen und Prüfungen EN 79/5A: Sicherheitsanschlagpunkt EN 353-1: Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz - Mitlaufende Auffanggeräte einschließlich einer Führung EN 14122-2: Sicherheit von Maschinen - Ortsfeste Zugänge zu maschinellen Anlagen - Arbeitsbühnen und Laufstege EN 14122-3: Sicherheit von Maschinen - Ortsfeste Zugänge zu maschinellen Anlagen - Treppen, Treppenleitern und Geländer		
Elektrische Spezifikationen			
Stromversorgung min.	3 x 16A - 230V AC, PEN - kein Fehlerstromschutzschalter / FI		
Stromversorgung bevorzugt	3 x 25/32A - 230V AC, PEN - kein Fehlerstromschutzschalter / FI		
Maximaler Stromverbrauch	< 3400W		
Typischer Stromverbrauch	< 2100W		
Erwartete Leistungsaufnahme	<16500 kWh - 24h Betrieb <10000 kWh - Standby tagsüber (optional)		
Internetverbindung	min. 1.6Kbps, bevorzugt 10/50Mbps / bestmöglich		
Schnittstellen			
Typ	Anzahl	Details	
Ethernet-Glasfaser	1	Service-Anschluss Multimode-Kabel ST-Stecker	
DSL-Telefonkabel	1	Verbindung zum Aufbau eines V-/DSL-Routers	
Strom	1	5 x 6mm ² geschirmtes Netzkabel - Max. 32A	
Mechanische Spezifikationen	Höhe	Antennenhöhe	



Allgemein				
		Höhe inkl. Blitzfangstange		Breite am Grund
Abmessungen (Höhe über Bodenniveau bei 10 cm Fundamenthöhe)	21m	24,8m	22,2m	1,70m
	27m	30,8m	28,2m	2,30m
	33m	36,8m	34,2m	2,45m
	39m	42,8m	40,2m	2,60m
	45m	48,8m	46,2m	2,75m
Gesamtgewicht, inkl. Antenne, Detektionssystem und Zubehör	21m/27m	6400kg		
	33m	6900kg		
	39m	8600kg		
	45m	10450kg		
		12500kg		
Farbe	Verzinkte Stahlstruktur, Schaltschrank und Antenne RAL 7001			
Umgebungsspezifikationen				
Betriebstemperatur	-25°C ... +40°C			
Haltbarkeit	Korrosionsklasse C3 erwartete Lebensdauer 25 Jahre, EN 1461 und EN 14713-1			
Windzone	1 - 4 Deutschland			
Eiszone	1 - 4 Deutschland			
Max. Windgeschwindigkeit	Betrieb 30 m/s Überlebenswindgeschwindigkeit 45m/s			
Geräuschkentwicklung - Schalldruckpegel	70dBA in 1 m Entfernung 45 dBA (Grenzwert außerhalb der Stadt, abends) in 18m Entfernung			
Doc.Id. 1012-PS-DE	Version 1.01, 23.05.2018			

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

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A001			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
V162-5,6 MW NH 166 m NH zzgl. 3 m FE (WEA 04)	KWE New Energy GmbH		33313735	5910421

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Meyenburg	Meyenburg	110	4		

Abstand nach LBauO

Meyenburg	Meyenburg	110	1		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	2		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	3		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	5		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	101	17		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	101	19		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	7	104/2		<input type="checkbox"/>

Erschließung

Meyenburg	Meyenburg	110	3		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	13		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	14		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	131/3		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	306		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	303		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	138		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	299		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	295		<input type="checkbox"/>

Marienfließ	Krempendorf	1	294		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Kremoendorf	1	290		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	287		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	126/2		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	284		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	127		<input type="checkbox"/>

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber	Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:		
Gemeinde	Gemarkung		Flur		Flurstücke			<input type="checkbox"/>

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

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A002			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
V162-5,6 MW NH 166 m NH zzgl. 3 m FE (WEA 05)	KWE New Energy GmbH		33313394	5910302

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Meyenburg	Meyenburg	110	14		

Abstand nach LBauO

Meyenburg	Meyenburg	110	3		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	4		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	13		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	290		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	294		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	138		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	295		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	298		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	299		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	303		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	131/3		<input type="checkbox"/>

Erschließung

Marienfließ	Krempendorf	1	131/3		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	306		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	303		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	138		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	299		<input type="checkbox"/>

Marienfließ	Krempendorf	1	295		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	294		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	290		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	287		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	126/2		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	284		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	127		<input type="checkbox"/>

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber	Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:		
Gemeinde	Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>	

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

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A003			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
V162-5,6 MW NH 166 m NH zzgl. 3 m FE (WEA 06)	KWE New Energy GmbH		33313429	5909958

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Meyenburg	Meyenburg	110	14		

Abstand nach LBauO

Meyenburg	Meyenburg	110	67		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	15		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	20		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	8	75/1		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	8	76		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krependorf	3	1		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krependorf	3	98		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krependorf	3	99		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krependorf	3	100		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krependorf	3	101		<input type="checkbox"/>

Erschließung

Marienfließ	Krependorf	1	131/3		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krependorf	1	306		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krependorf	1	303		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krependorf	1	138		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krependorf	1	299		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krependorf	1	295		<input type="checkbox"/>

Marienfließ	Krempendorf	1	294		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	290		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	287		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	126/2		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	284		<input type="checkbox"/>
Marienfließ	Krempendorf	1	127		<input type="checkbox"/>

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke			<input type="checkbox"/>

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

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1	A004			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
V162-5,6 MW NH 166 m NH zzgl. 3 m FE (WEA 07)	KWE New Energy GmbH		33313563	5909330

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Meyenburg	Meyenburg	110	24		

Abstand nach LBauO

Meyenburg	Meyenburg	110	23		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	42		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	110	64		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	8	53/2		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	8	74/1		<input type="checkbox"/>
Meyenburg	Meyenburg	8	76		<input type="checkbox"/>

Erschließung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>