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
	33320703	5904404							
A001					12.311971	53.258553	Halenbeck	108	157

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 Eisabwurfrisiko - sowie Risikominderung

16.1.3.3 Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennung (VID)

Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit

Dokumentennr.: 0059-1120 V03
Klasse: RESTRICTED
Typ: T09
Datum: 08.03.2018

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

Wind. It means the world to us.™

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document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work.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

Windenergieanlagentyp

Windenergieanlagentyp	Mk-Version
V105-3.45 MW	Mk 3
V112-3.45 MW	Mk 3
V117-3.45 MW	Mk 3
V117-4.2 MW	Mk 3
V126-3.45 MW	Mk 3
V136-3.45 MW	Mk 3
V136-4.2 MW	Mk 3
V150-4.0 MW	Mk 3
V150-4.2 MW	Mk 3

Änderungsbeschreibung

Änderungsbeschreibung
Abschnitt *Windenergieanlagentyp* auf Seite 2, Abschnitt 3.1 *Schutzklasse* auf Seite 4, Abschnitt 3.3 *Überblick über das Blitzschutzsystem* auf Seite 6, Abschnitt 3.4 *Rotorblattschutz* auf Seite 8, Abschnitt 3.5 *Schutz des CoolerTop®* auf Seite 10, Abschnitt 3.6 *Hauptlagerschutz* auf Seite 10, Abschnitt 3.7 *Ableitung vom Maschinenhaus zum Turm* auf Seite 11 und Abschnitt 3.12 *Überprüfung* auf Seite 18 aktualisiert. Abschnitt 1 *Abkürzungen und Fachbegriffe* auf Seite 4 hinzugefügt.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

Inhaltsverzeichnis

1 Abkürzungen und Fachbegriffe 4
2 Einleitung 4
3 Blitzschutz 4
3.1 Schutzklasse 4
3.2 Definition von Blitzschlagpunkten 5
3.3 Überblick über das Blitzschutzsystem 6
3.4 Rotorblattschutz 8
3.5 Schutz des CoolerTop® 10
3.6 Hauptlagerschutz 10
3.7 Ableitung vom Maschinenhaus zum Turm 11
3.8 Turmkonstruktion 13
3.9 Das Ableitungssystem vom Turmfuß zum Erdungssystem 13
3.10 Schutz der Elektrik und der Steuerungssysteme 13
3.11 Erdungssysteme 14
3.11.1 Onshore-Windenergieanlage 14
3.11.2 Offshore-Windenergieanlage 15
3.12 Überprüfung 18
4 EMV 18
4.1 Rechtsvorschriften 19
4.1.1 Grundlegende EMV-Anforderungen 20
4.2 Konformität der Windenergieanlagen 20
4.3 Anerkannte Regeln der Technik 20
4.4 Komponentenübergreifende Konformität 21

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

1 Abkürzungen und Fachbegriffe

Tabelle 1.1: Abkürzungen

Abkürzung	Erklärung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
IEC	International Electrotechnical Commission
LCTU	Lightning Current Transfer Units (Blitzstromableiter)
JISC	Japanese Industrial Standards Committee

Tabelle 1.2: Begriffserklärung

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 die 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 die Stange 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

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

Blitzschutzanforderungen verschiedener Standorte besser verwalten zu können, hat Vestas ein Standard-Blitzschutzsystem entwickelt, das der höchsten in der Norm IEC 61400-24:2010 angegebenen Schutzklasse entspricht, wie in Tabelle *Numerische Werte des Blitzstroms* auf Seite 5 angegeben.

Die Schutzklasse 1 entspricht der Norm IEC 61400-24:2010, d. h. Vestas-Windenergieanlagen sind für Blitzschläge mit hoher Energie ausgelegt.

Tabelle 3.1: Numerische Werte des Blitzstroms

Blitzparameter			**Schutzklasse 1**	**Schutzklasse 1 Plus (betrifft nur V117)***
Scheitelwert des Blitzstroms	I_{max}	[kA]	200	200
Gesamtladung	Q_{total}	[C]	300	600
Spezifische Energie	W/R	[kJ/Ω]	10.000	20.000
Durchschnittliche Steilheit	$di/dt_{30/90\ \%}$	[kA/µs]	200	200

* Windenergieanlagen des Typs V117 verfügen über ein erweitertes Blitzschutzsystem gemäß JIS C 1400-24:2014. Dieses erweiterte Blitzschutzsystem ermöglicht die Aufstellung der Windenergieanlage an Standorten, an denen Blitzschlag im Winter häufig vorkommt.

3.2 Definition von Blitzschlagpunkten

Mit dem „Rollkugelverfahren“ werden gemäß IEC 61400-24 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.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

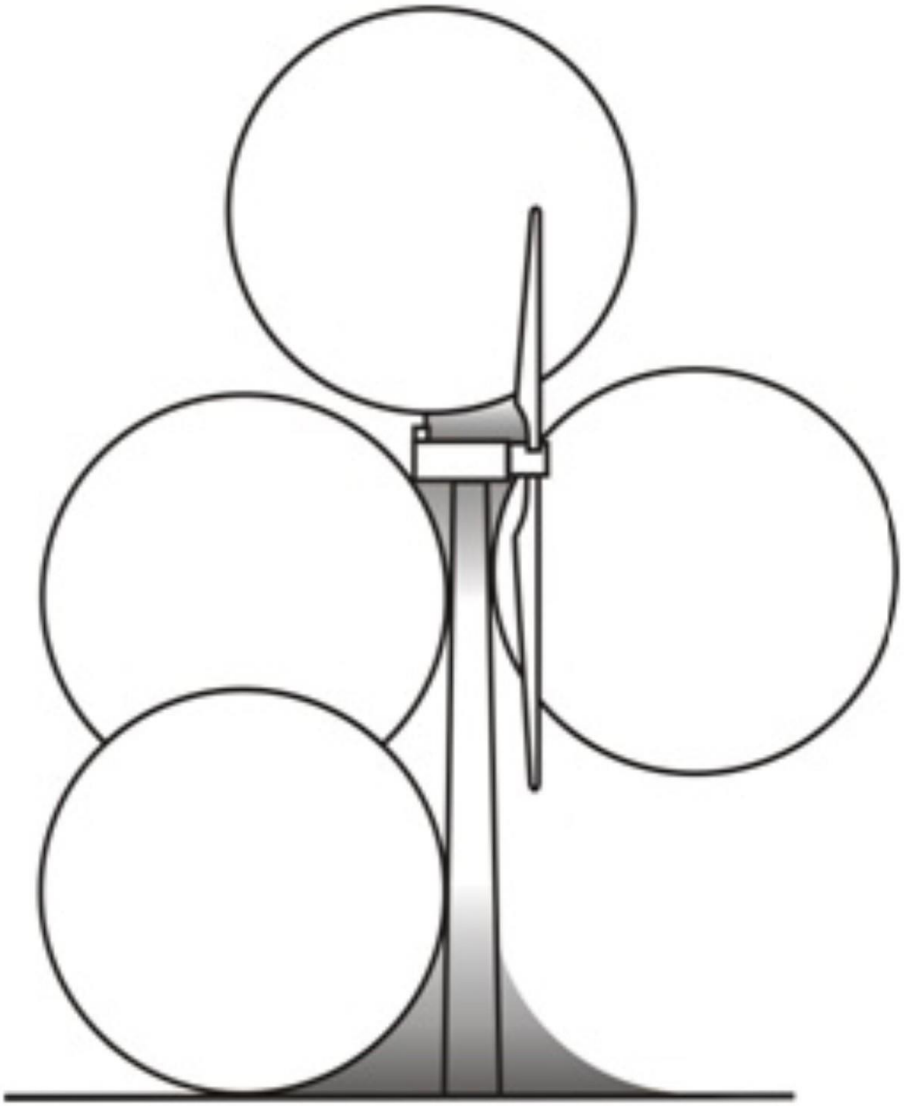


Abbildung 3.1: Das „Rollkugelverfahren“

3.3 Überblick über das Blitzschutzsystem

Die Windenergieanlage ist darauf ausgelegt, direkte Blitzeinschläge auszuhalten.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

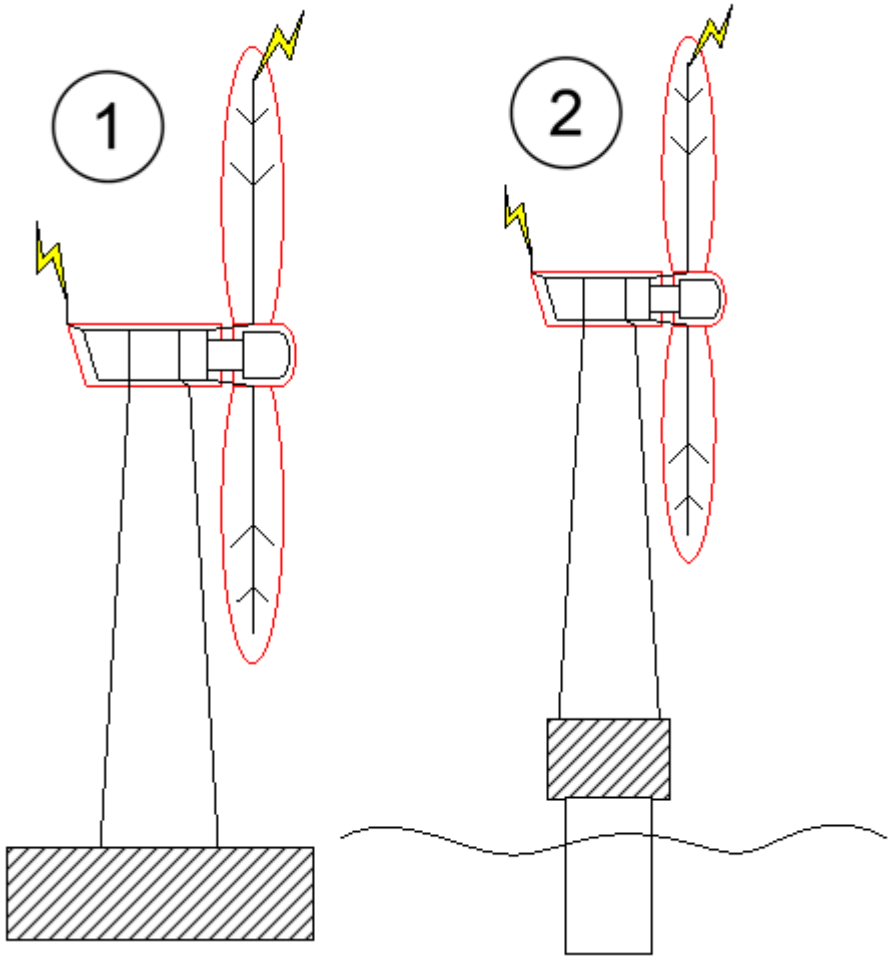


Abbildung 3.2: Blitzschlagpunkte und Blitzableitungssystem

1	Onshore-Windenergieanlage	2	Offshore-Windenergieanlage

Blitzschlagpunkte

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

Maschinenhaus

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

Turm

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

Blätter

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

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

Blitzstromableiter (LCTU)

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

Erdungssystem

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

Blitzableitungssystem

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

3.4 Rotorblattschutz

Rotorblätter V105, V112 und V117

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

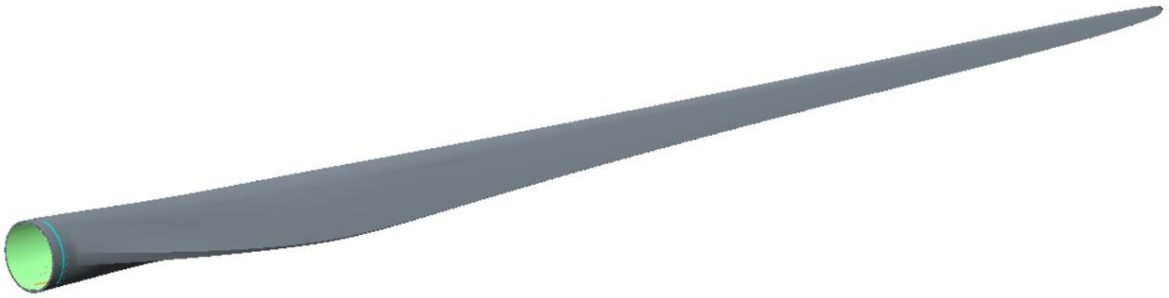


Abbildung 3.3: V105, V112 und V117 mit Blattband

Die Spitzenschutz-Rezeptoren verfügen über eine massive Metallspitze, die Blitzeinschläge anzieht und die Spannung dann an das Ableitungssystem abgibt. Die Seitenrezeptoren sind paarweise angeordnet: einer auf der druck- und der andere auf der saugseitigen Blattoberfläche.

Der Ableiter ist ein gemäß IEC 61400-24 ausgelegtes Kabel. Das Kabel läuft durch den Hinterkanten-Hohlraum des Holms von den Spitzenschutz-Rezeptoren bis zum Blitzableiterband. Die Spitzenschutz-Rezeptoren sind mit geringem elektrischem Widerstand mit dem Ableitungssystem verbunden.

Das Blitzableiterband ist die Schnittstelle zum Blitzstromableiter. Weitere Informationen zum Blitzstromableiter siehe Abschnitt 3.6 *Hauptlagerschutz* auf Seite 10.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

Bei den als *Shortcuts* bezeichneten Schutzkomponenten handelt es sich um Baukörper aus Metall. Die Schutzkomponenten verhindern Lichtbögen zwischen den Druck- und Saugseiten von Holm und Ableitungssystem.

Rotorblätter V126 und V136

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

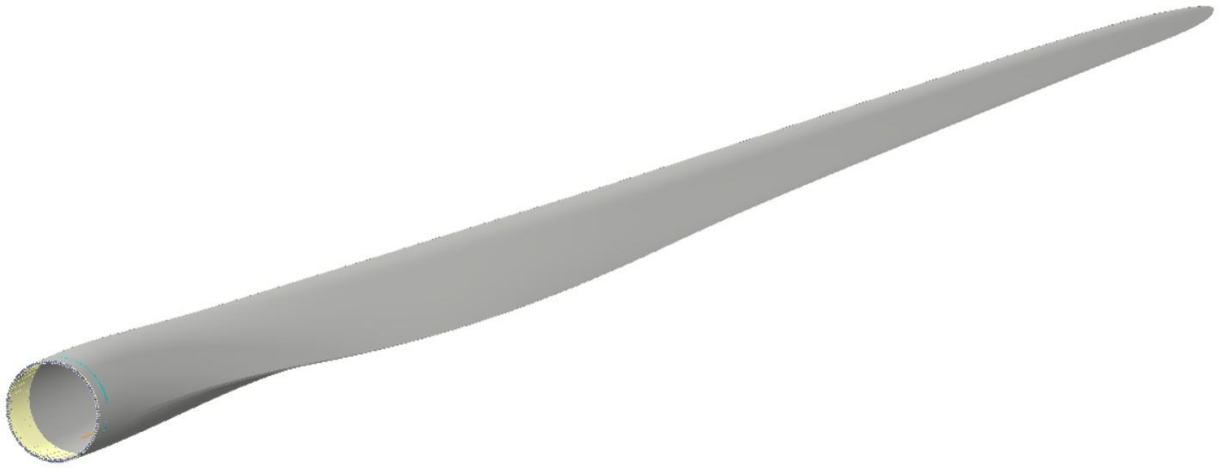


Abbildung 3.4: V126 und V136 mit Blattband

Die Spitzenschutz-Rezeptoren verfügen über eine massive Metallspitze und mehrere Blitzrezeptoren. Die Blitzrezeptorengruppe besteht aus vier Reihen von Rezeptoren: jeweils eine entlang der Vorder- und Hinterkante der druck- und saugseitigen Schalen. 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 ausgewählt.

Das Ableitungssystem endet am Rotorblattband an der Blattwurzel. Das Blattband dient als Schnittstelle zum Blitzstromableiter. Für weitere Informationen zum Blitzstromableiter siehe Abschnitt 3.6 *Hauptlagerschutz* auf Seite 10.

V150

Das V150-Rotorblatt ist mehr oder weniger identisch mit V136- und V126-Rotorblättern.

Beim V150-Rotorblatt reicht die Streckmetallfolie fast über die gesamte Länge bis zur Blattwurzel und deckt so den Großteil der Rotorblattoberfläche ab. In der Blattwurzel geht die Streckmetallfolie in ein internes Ableitungskabel über, aktiviert den Blitzsensor und stellt die Verbindung zum Blattband her. Das Blattband dient als Schnittstelle zum Blitzstromableiter. Für weitere Informationen zum Blitzstromableiter siehe Abschnitt 3.6 *Hauptlagerschutz* auf Seite 10.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

3.5 Schutz des CoolerTop®

Die Geräte auf dem Kühlsystem werden durch Blitzableiterstangen und Rezeptorringe geschützt. Alle Metallteile sind über Potenzialausgleich mit der internen Stahlkonstruktion des Maschinenhauses verbunden, wie in Abschnitt *Ultraschall-Anemometer und Gefahrenfeuer am CoolerTop® an der Rückseite des Maschinenhausdaches* auf Seite 10 beschrieben.

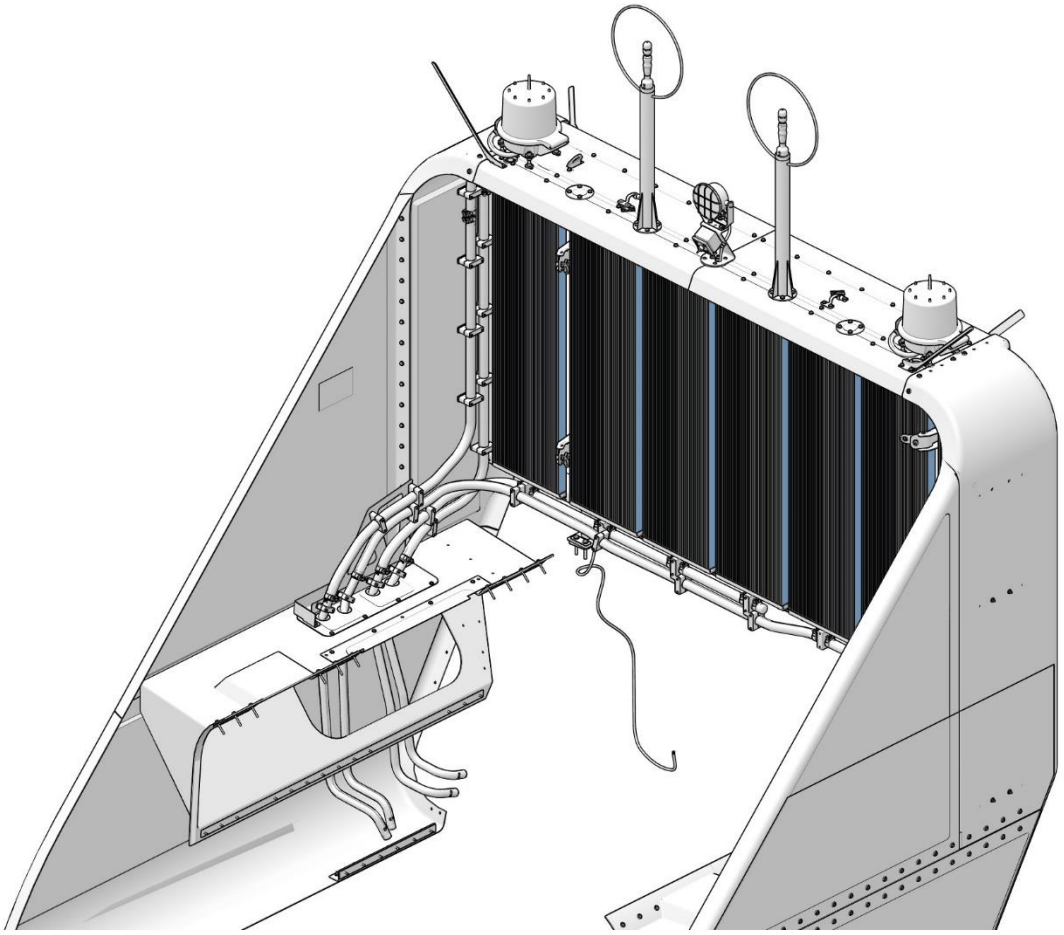


Abbildung 3.5: Ultraschall-Anemometer und Gefahrenfeuer am CoolerTop® an der Rückseite des Maschinenhausdaches

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.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

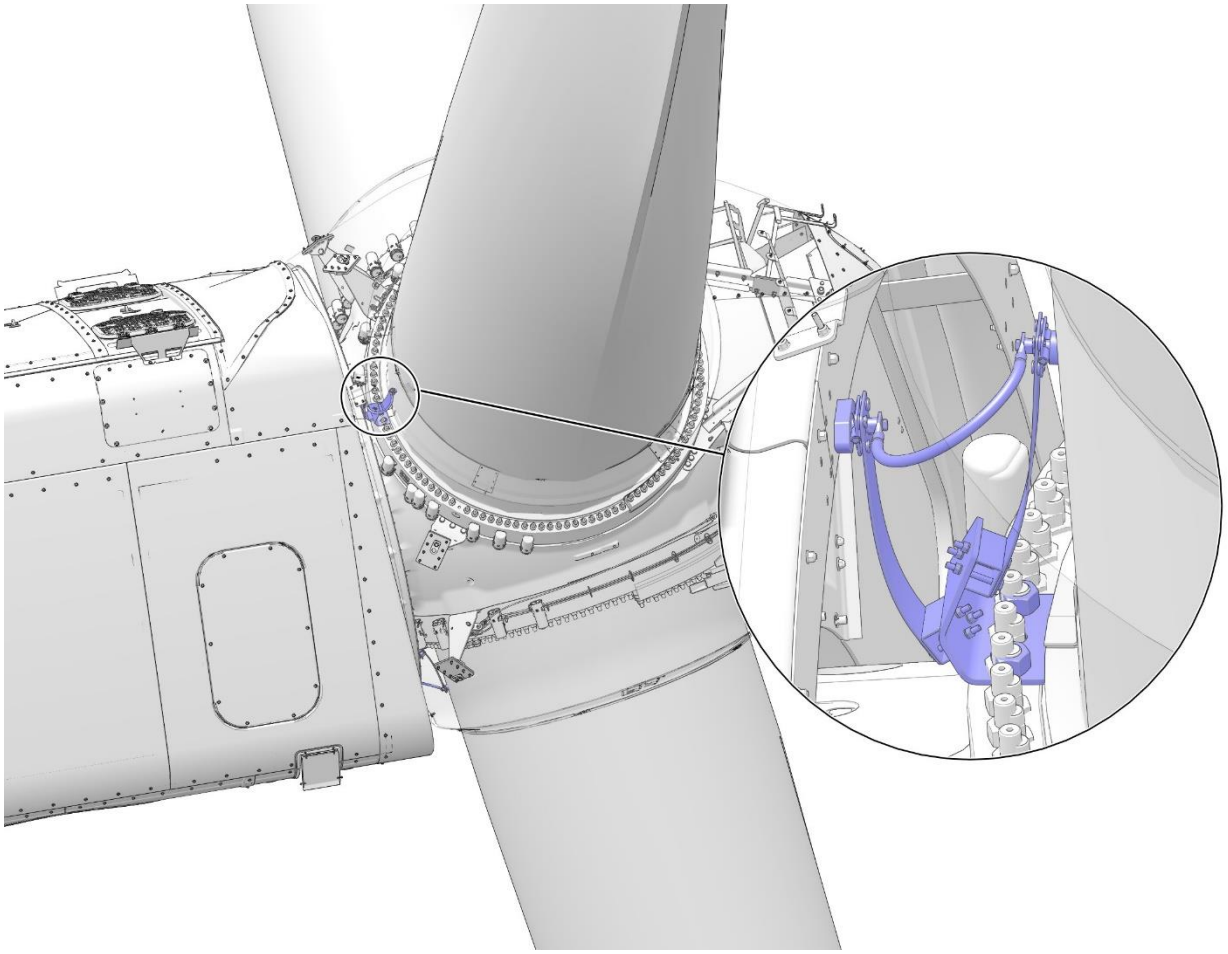


Abbildung 3.6: Blitzstromableiter zwischen den Rotorblättern und der Maschinenhausstruktur

Die Fähigkeit des Blitzstromableiters, Blitzspannung abzuleiten, wurde in Tests bestätigt.

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.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

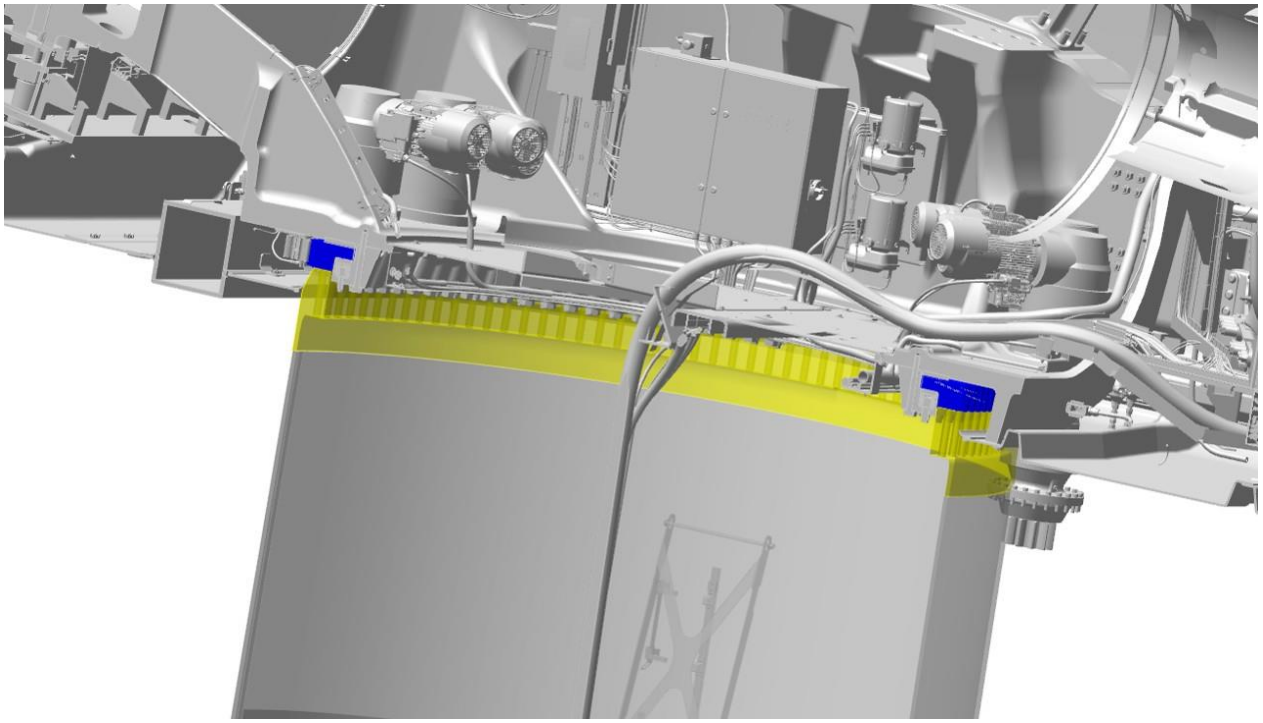
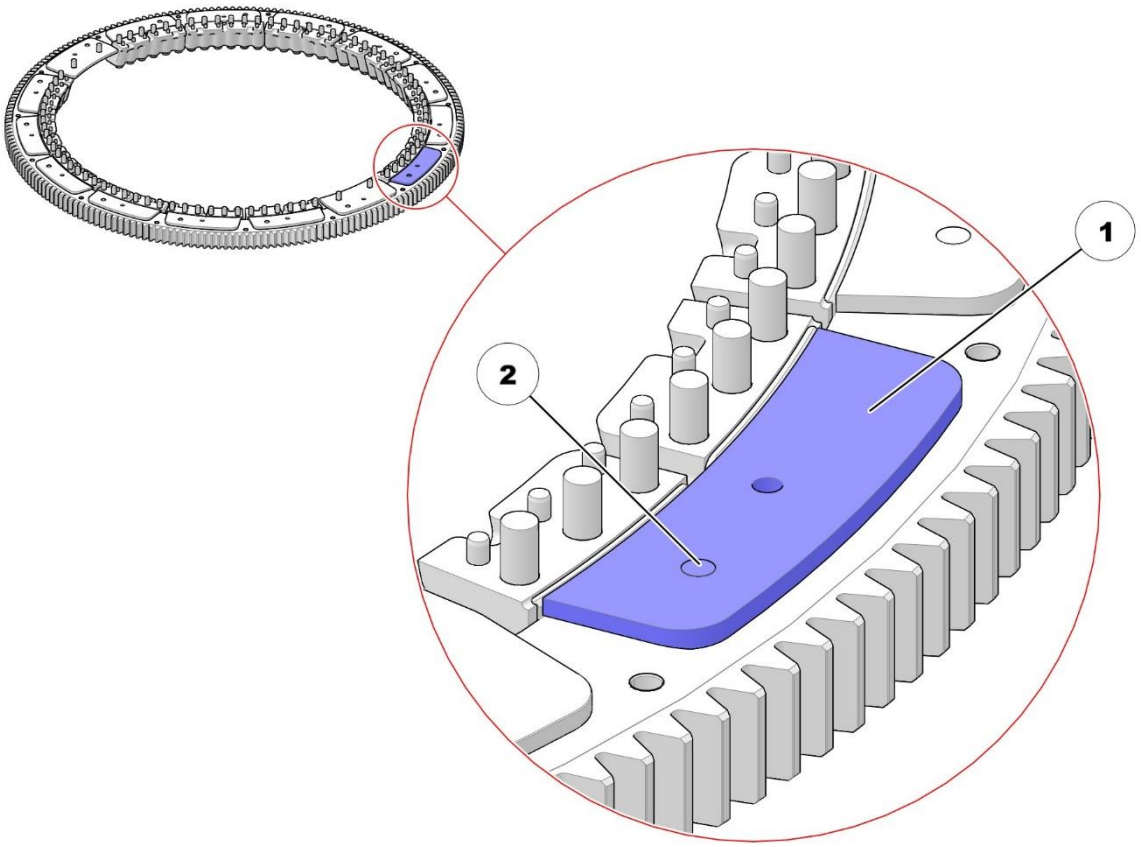


Abbildung 3.7: Azimutlagerschutz



1 Gleitplatte 2 Bronzeelement

Abbildung 3.8: Diese Abbildung zeigt ein Bronzeelement in einer Nylon-Gleitplatte, die das Maschinenhaus elektrisch mit dem Turm verbindet.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

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.

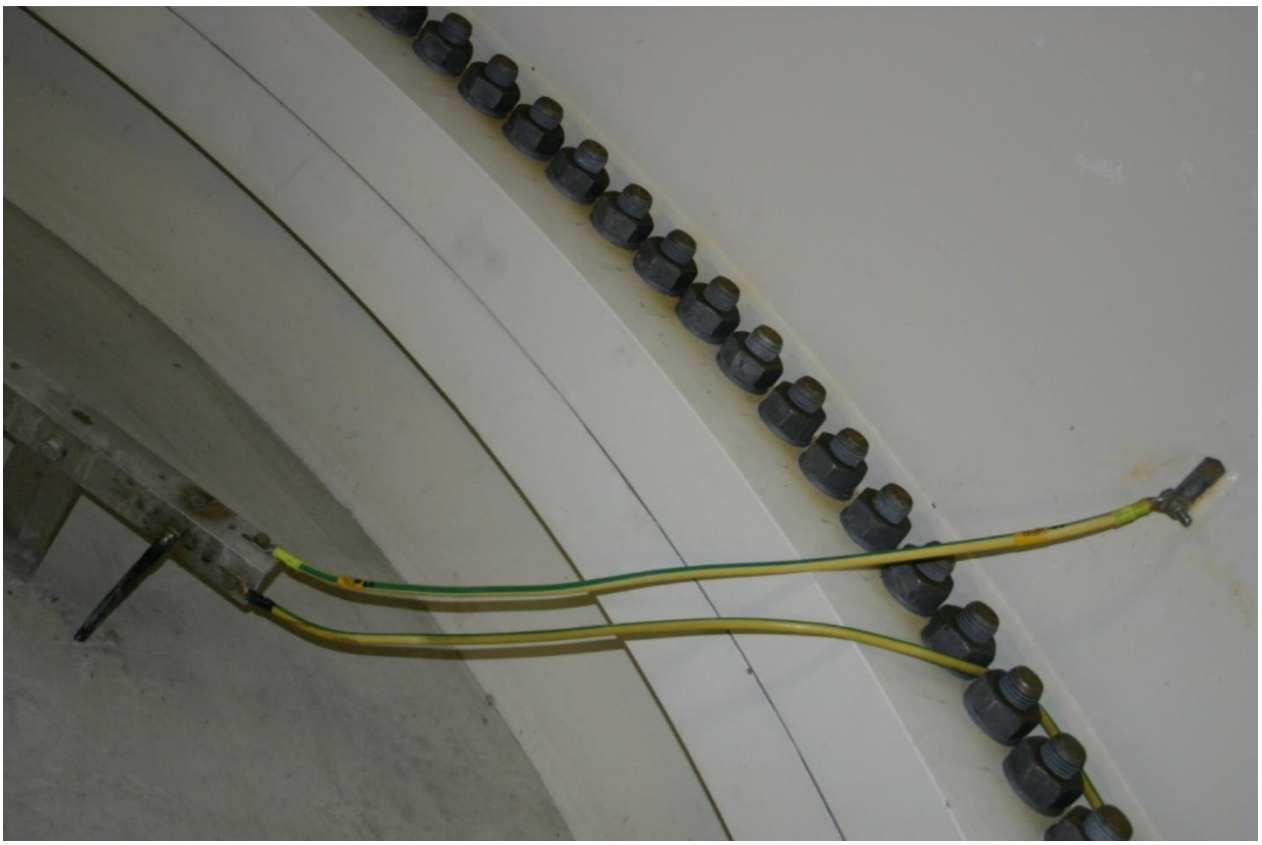


Abbildung 3.9: Verbindung zwischen dem Turm und der Haupterdungsschiene

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.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

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.

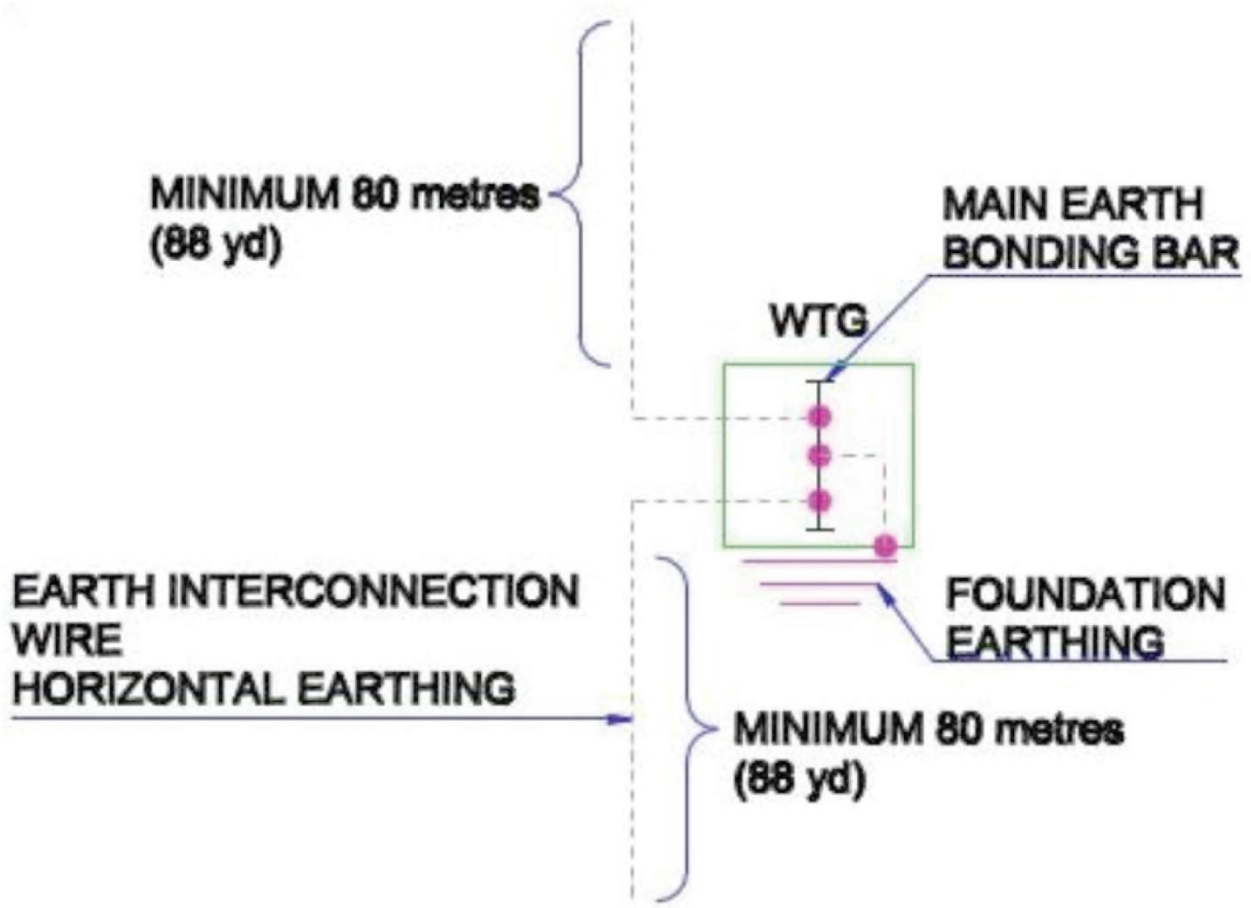


Abbildung 3.10: Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems

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

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

Das Erdungssystem ist das Erdungssystem für das Mittelspannungssystem, das Niederspannungssystem und die Blitzschutzanlage 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.

Weitere Informationen zum Vestas-Erdungssystem siehe 0000-3388 „Vestas-Erdungssystem“.

Weitere Informationen zum Erdungssystem für den Hybridturm siehe Lieferantendokumentation.

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 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 das Fundament des Turms geschweißt/geschraubt. Sie ist somit direkt mit dem Turm und allen anderen metallischen Teilen der Windenergieanlage verbunden.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

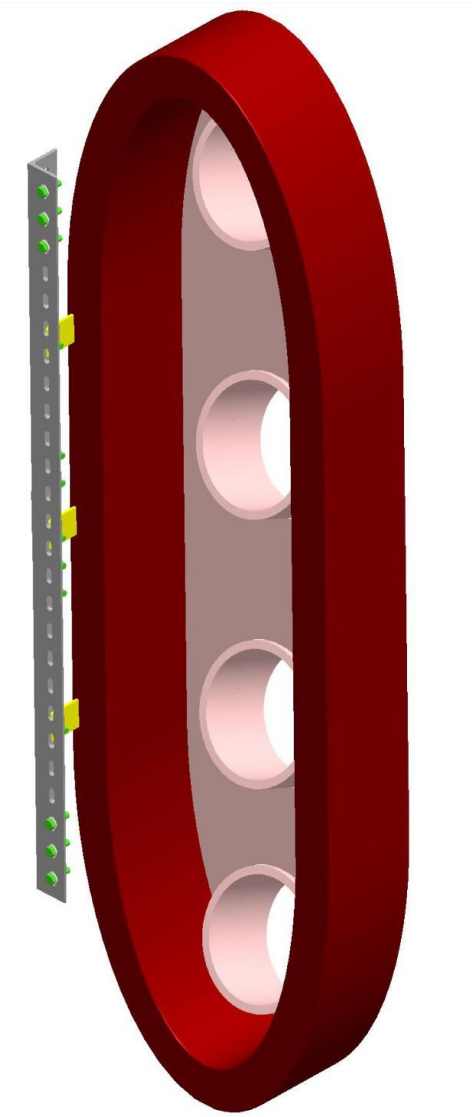


Abbildung 3.11: Mögliche Einbaulage der Hauptpotenzialausgleichsschiene

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

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

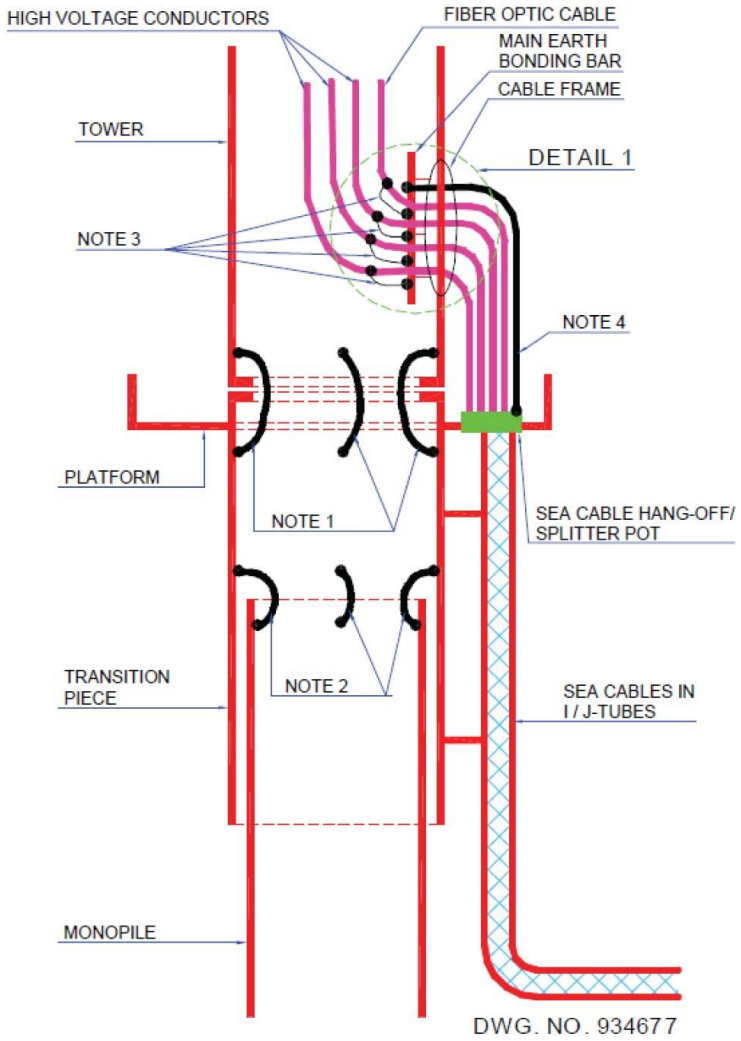


Abbildung 3.12: Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei J-Rohr-Aufstellung

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

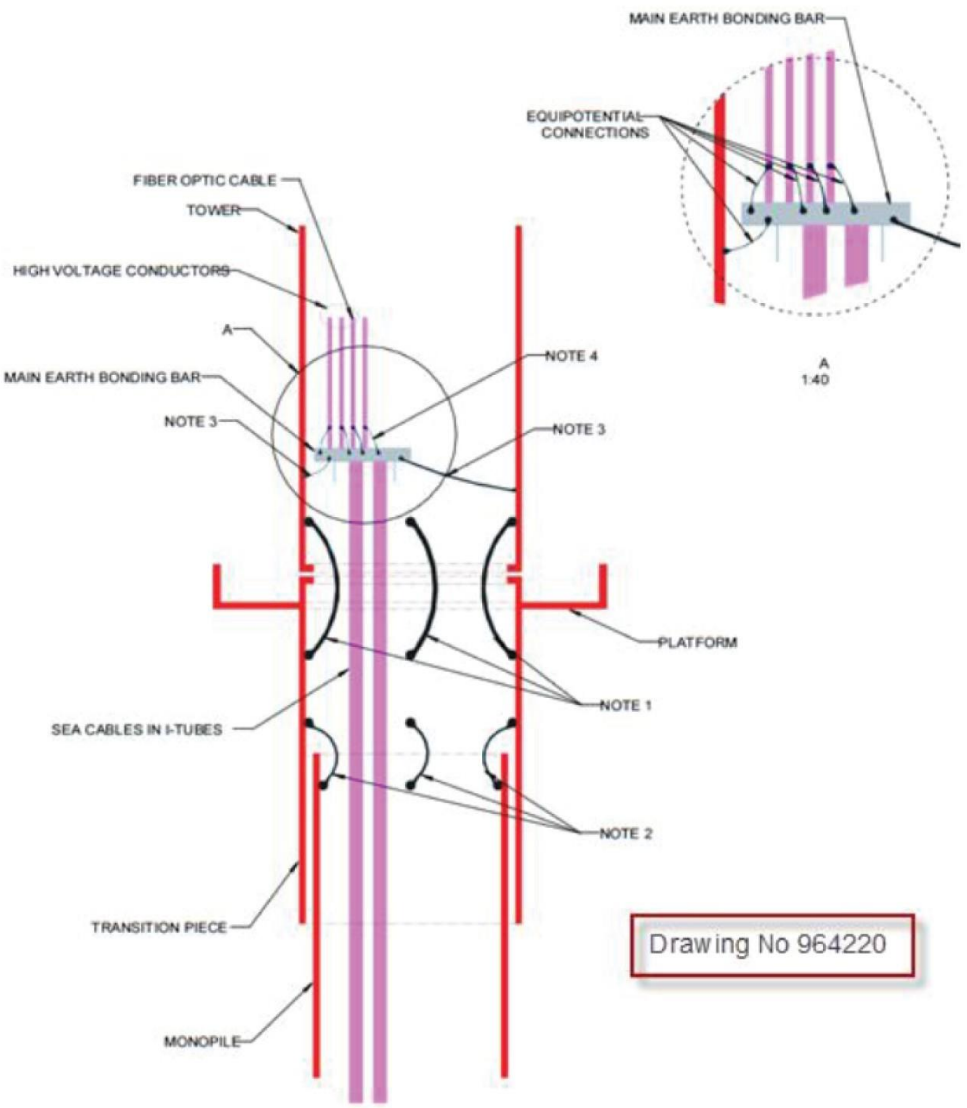


Abbildung 3.13: Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei I-Rohr-Aufstellung

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 metallischen Teile sowie das umgebende Erdreich und Wasser auf das gleiche Potenzial gehoben werden, kann keine Berührungsspannung oder Schrittspannung entstehen.

Weitere Informationen zum Vestas-Erdungssystem siehe 0000-3388 „Vestas-Erdungssystem“.

3.12 Überprüfung

Die Überprüfung des Blitzschutzsystems erfolgt gemäß IEC 61400-24:2010 und für Windenergieanlagen des Typs V117 gemäß den erhöhten Werten in JISC 1400-24:2014.

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.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

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

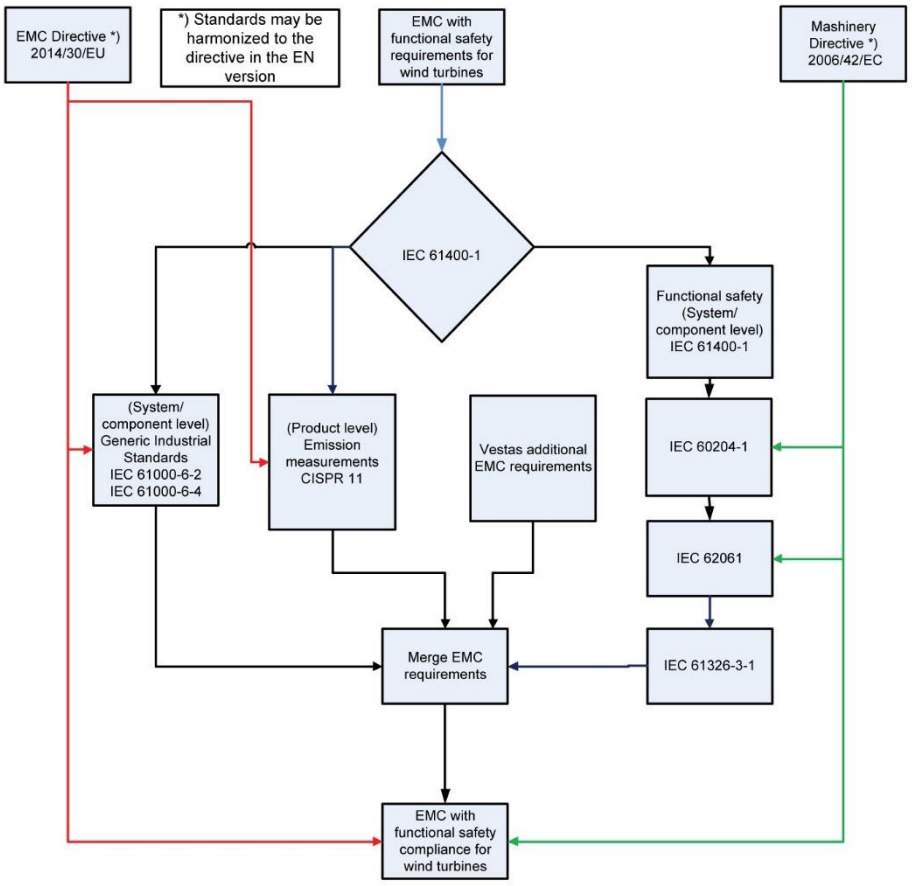


Abbildung 4.1: Rechtsvorschriften

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 Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit (Neufassung)

und

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)

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

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

IEC 61400–1 „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 „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 keinen Pegel erreichen, bei dem ein bestimmungsgemäßer Betrieb von Funk- und Telekommunikationsgeräten oder anderen Betriebsmitteln nicht 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.

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

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

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

T09 0059-1120 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-06-29 by MASEP

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

Allgemeine Beschreibung Eissturz- und Eisabwurfrisiko - sowie Risikominderung -

V105/V112/V117/V126/V136/V150

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

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

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

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

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

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

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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 Eiswurfrisiko 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 Eiswurfrisiko 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:

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00
T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

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

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.

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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-Zertifikation 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 Schwellwerte überschreiten, werden Warn- und Alarmsignale an die Steuerung der Windenergieanlage gesendet.

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

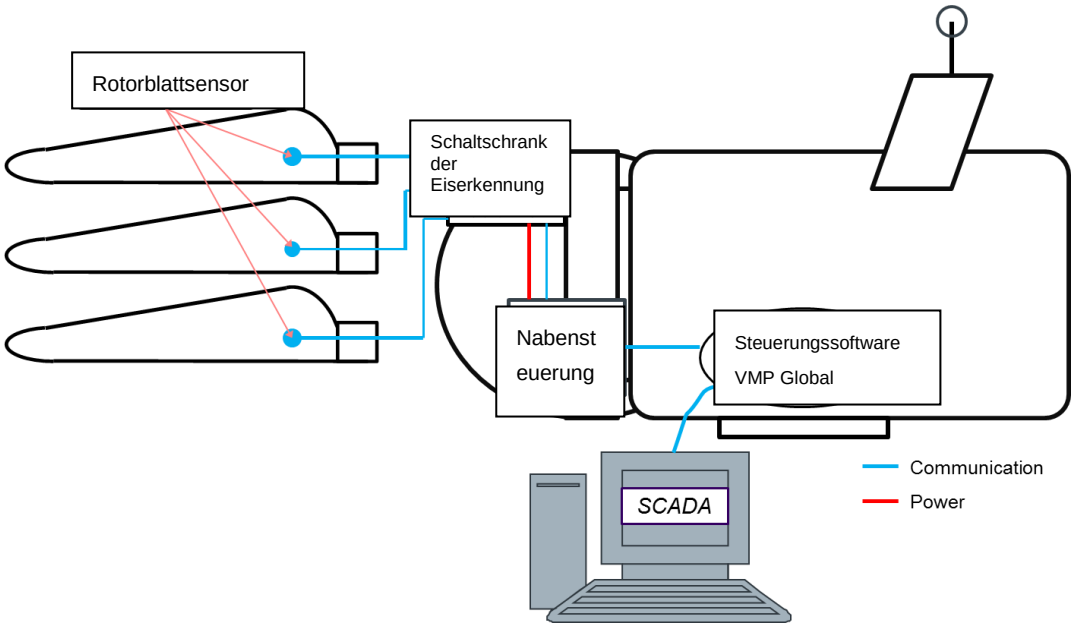
Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

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.

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

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 Eiswurfrisiko 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.

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

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 Profilsehne des Windenergieanlagenblatts und der verbleibenden zwei Drittel der Vorderkante in Richtung Spitze konzipiert.

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

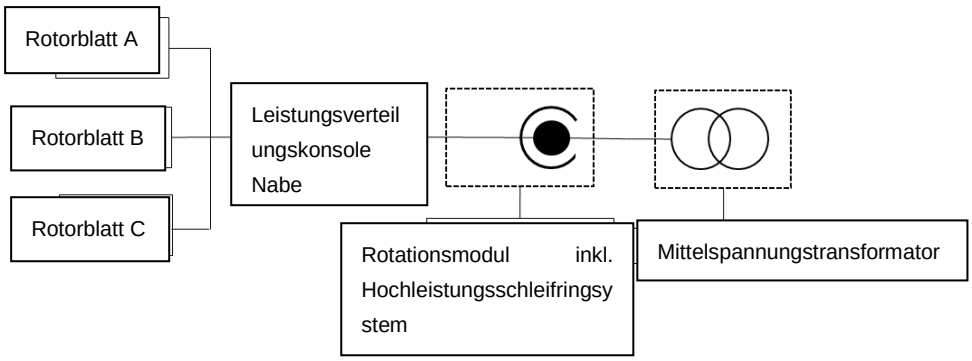
Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

.

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 Eiswurfrisiken 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.

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

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.

.

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0067-6881 VER 00

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.

T05 0068-3752 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-29 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Restricted
Dokumentennr.: 0051-2750 V06
7. Juli 2018

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 50/60 Hz

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 09

T05 0051-2750 Ver 06 - Approved - Exported from DMS: 2018-08-20 by INVOL

Vestas Wind Systems A/S · Hedeager 42 · 8200 Aarhus N · Denmark · www.vestas.com

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

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 6
6.3 Über VestasOnline® SCADA verfügbare Daten 7
7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse 8

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

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 09

T05 0051-2750 Ver 06 - Approved - Exported from DMS: 2018-08-20 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 09

T05 0051-2750 Ver 06 - Approved - Exported from DMS: 2018-08-20 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 09

2 Allgemeine Beschreibung

Bei der optionalen Vestas Eiserkennung (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.

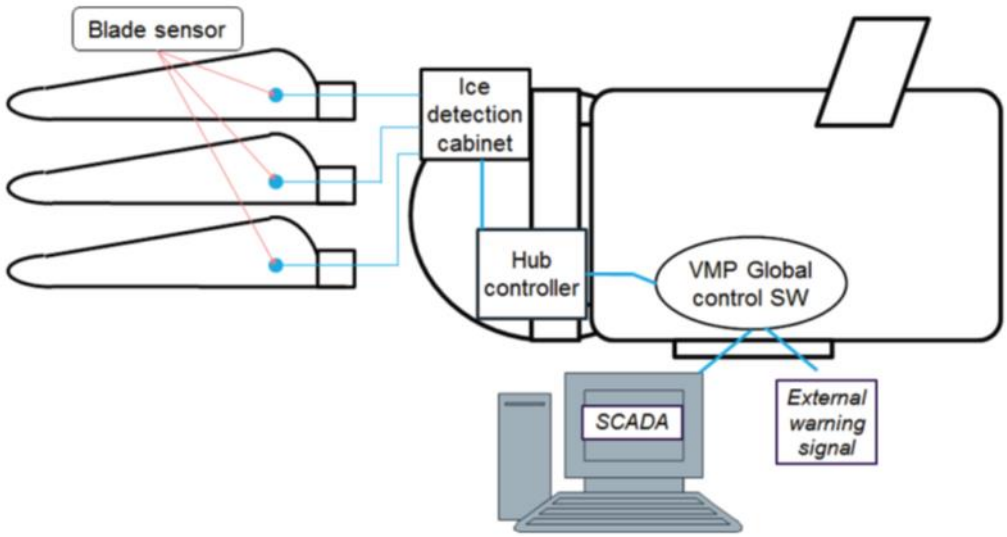


Abbildung 1: Systemübersicht

Das Eiserkennungssystem enthält einen Sensor in jedem Rotorblatt (Beispiel: der Rotorblattsensor bei RXX in einem V112-Rotorblatt), der mit einem in der Nabe angebrachten Steuerschrank (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 still steht. Als Drehung gilt > 2 U/min.

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

T05 0051-2750 Ver 06 - Approved - Exported from DMS: 2018-08-20 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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

3 Mechanische Konstruktion

3.1 Blätter

Grundlage für die Rotorblattinstallation sind standardmäßige Rotorblätter der Typen V105/112/V117/V126/V136 und V117/V136/V150. In diesen Standardrotorblättern sind ein Sensor und ein zu diesem führendes Kabel 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.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 09

T05 0051-2750 Ver 06 - Approved - Exported from DMS: 2018-08-20 by INVOL

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 09

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 von Vestas-Windenergieanlagen: für Windenergieanlagen der Typen V105/V112/V117/V126/V136 – 3.45 MW/3.6 MW und für Windenergieanlagen der Typen V117/V136/V150 – 4.0/4.2 MW.

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.

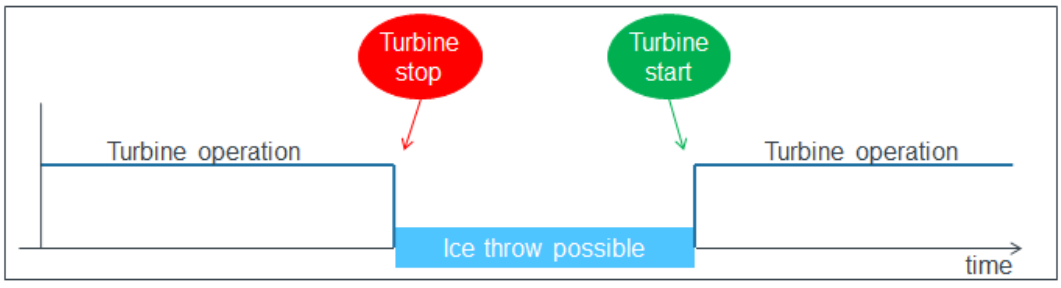


Abbildung 2

T05 0051-2750 Ver 06 - Approved - Exported from DMS: 2018-08-20 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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.

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 09

T05 0051-2750 Ver 06 - Approved - Exported from DMS: 2018-08-20 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 09

T05 0051-2750 Ver 06 - Approved - Exported from DMS: 2018-08-20 by INVOL

16.1.4 Windenergieanlagen: Standsicherheit

16.1.4.1 Turbulenzgutachten

16.1.4.2 Baugrundgutachten

16.1.4.3 Hydrologische Einschätzung des Baugrundgutachters

16.1.4.4 Statische Unterlagen zur Windenergieanlage bzw. Typenprüfung

Gutachterliche Stellungnahme zur

Standorteignung nach DIBt 2012 für den

Windpark Halenbeck-Warnsdorf

Deutschland

Bericht Nr.: I17-SE-2018-238 Rev.3.1

Gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den

Windpark Halenbeck-Warnsdorf

Bericht-Nr.	I17-SE-2018-238 Rev.3.1
Auftraggeber:	UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG Heinrich-Hertz-Straße 6 D-03044 Cottbus
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:	24. Juli 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 166m 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	11.12.2018	Erstellung Bericht I17-SE-2018-238 ENTWURF	Köhler
1	11.02.2019	Verschiebung des Standortes der neu geplanten WEA W1 und Aktualisierung der als Bestand zu betrachtenden WEA	Köhler
2	08.05.2019	Aktualisierung der Berechnungsergebnisse der effektiven Turbulenzintensität	Köhler
2.1	24.07.2019	Anpassung des Anlagentyps der als Bestand zu betrachtenden WEA W34 – W37 und Entfall der als Bestand zu betrachtenden WEA W38 – W44-	Köhler
3	21.05.2019	Änderung des Anlagentyps der als Bestand zu betrachtenden WEA W22 – W33	Köhler
3.1	24.07.2019	Anpassung des Anlagentyps der als Bestand zu betrachtenden WEA W34 – W37 und Entfall der als Bestand zu betrachtenden WEA W38 – W44	Köhler

Bearbeitet

M. Sc. Guido Köhler,

Sachverständiger

Friedrichstadt, 24.07.2019

Geprüft

B. Eng. Heiko Pauls,

Sachverständiger

Friedrichstadt, 24.07.2019

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 Anlage 26
5.2 Bestandsanlagen 27
6 Standortbesuch 29
6.1 Durchführung und Ergebnis 29
6.2 Auszug aus der Fotodokumentation 29

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis 32
Literaturverzeichnis 34
Anhang: Eingangsdaten zur Lastenrechnung bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH 36

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration am Standort 12
Abbildung 6.1: Übersicht der Fotopunkte (FP) 29
Abbildung 6.2: FP1, Blick in Richtung Nord 30
Abbildung 6.3: FP1, Blick in Richtung Ost 30
Abbildung 6.4: FP1, Blick in Richtung Süd 30
Abbildung 6.5: FP1, Blick in Richtung West 30
Abbildung 6.6: FP2, Blick in Richtung Nord 30
Abbildung 6.7: FP2, Blick in Richtung Ost 30
Abbildung 6.8: FP2, Blick in Richtung Süd 31
Abbildung 6.9: FP2, Blick in Richtung West 31
Abbildung 6.10: FP3, Blick in Richtung Nord 31
Abbildung 6.11: FP3, Blick in Richtung Ost 31
Abbildung 6.12: FP3, Blick in Richtung Süd 31
Abbildung 6.13: FP3, Blick in Richtung West 31

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 Neuanlage 26
Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestandsanlagen 28
Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort auf einer Höhe 99.5 m ü. Grund 36
Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort auf 113.5 m Höhe 36
Tabelle A.3:Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) 37
Tabelle A.4: Ermittelte Höhenexponenten über der Rotorkreisfläche 37

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, dass 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 +/- 8°, 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] ($\rho \leq 1.225$ kg/m³) 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 Halenbeck-Warnsdorf 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 einer Windenergieanlage (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 nördlich der Gemeinde Halenbeck-Rohlsdorf 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 soll, bzw. errichtet sind. Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle Bezeichnungen auf die interne, laufende W-Nummer.

Interne lfd. Nr.	Neu / Bestand	Hersteller	WEA	Nennleistung [kW]	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 33	
						X [m]	Y [m]
W1	Neu	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	320703	5904404
W2	Bestand	NEG Micon	NM60/1000	1000	70.0	318765	5905878
W3	Bestand	NEG Micon	NM60/1000	1000	70.0	319844	5905610
W4	Bestand	ENERCON	E-40 / 5.40	500	65.0	319111	5904310
W5	Bestand	ENERCON	E-40 / 5.40	500	65.0	319149	5904513
W6	Bestand	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	319182	5905385
W7	Bestand	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	319682	5904705
W8	Bestand	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	319481	5904352
W9	Bestand	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	319714	5903963
W10	Bestand	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	320642	5905372
W11	Bestand	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	320686	5904810
W12	Bestand	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	321135	5904857
W13	Bestand	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	321433	5904571
W14	Bestand	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	319882	5904279
W15	Bestand	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	99.5	319663	5904479
W16	Bestand	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	109.0	320387	5905306
W17	Bestand	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	99.5	320882	5904974
W18	Bestand	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	99.5	320895	5904675
W19	Bestand	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	113.5	321105	5904604
W20	Bestand	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	109.0	321503	5904805
W21	Bestand	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	109.0	320875	5905207
W22	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	318780	5905642
W23	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319117	5905728
W24	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319457	5905663
W25	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319610	5905447
W26	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319539	5905174
W27	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319288	5904960

W28	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319869	5905220
W29	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319937	5904922
W30	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	320016	5904669
W31	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	320184	5904459
W32	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	320191	5904108
W33	Bestand	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	320257	5904982
W34	Bestand	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	320023	5906967
W35	Bestand	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	320322	5906580
W36	Bestand	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	319855	5906317
W37	Bestand	Vestas	V162-5.6 MW	5600	166.0 + 3.0	320363	5906095

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand einer neu geplanten Anlage zu einer anderen Anlage von 2.05 Rotordurchmessern (RD). Dies betrifft die Anlagen W1 und W18.

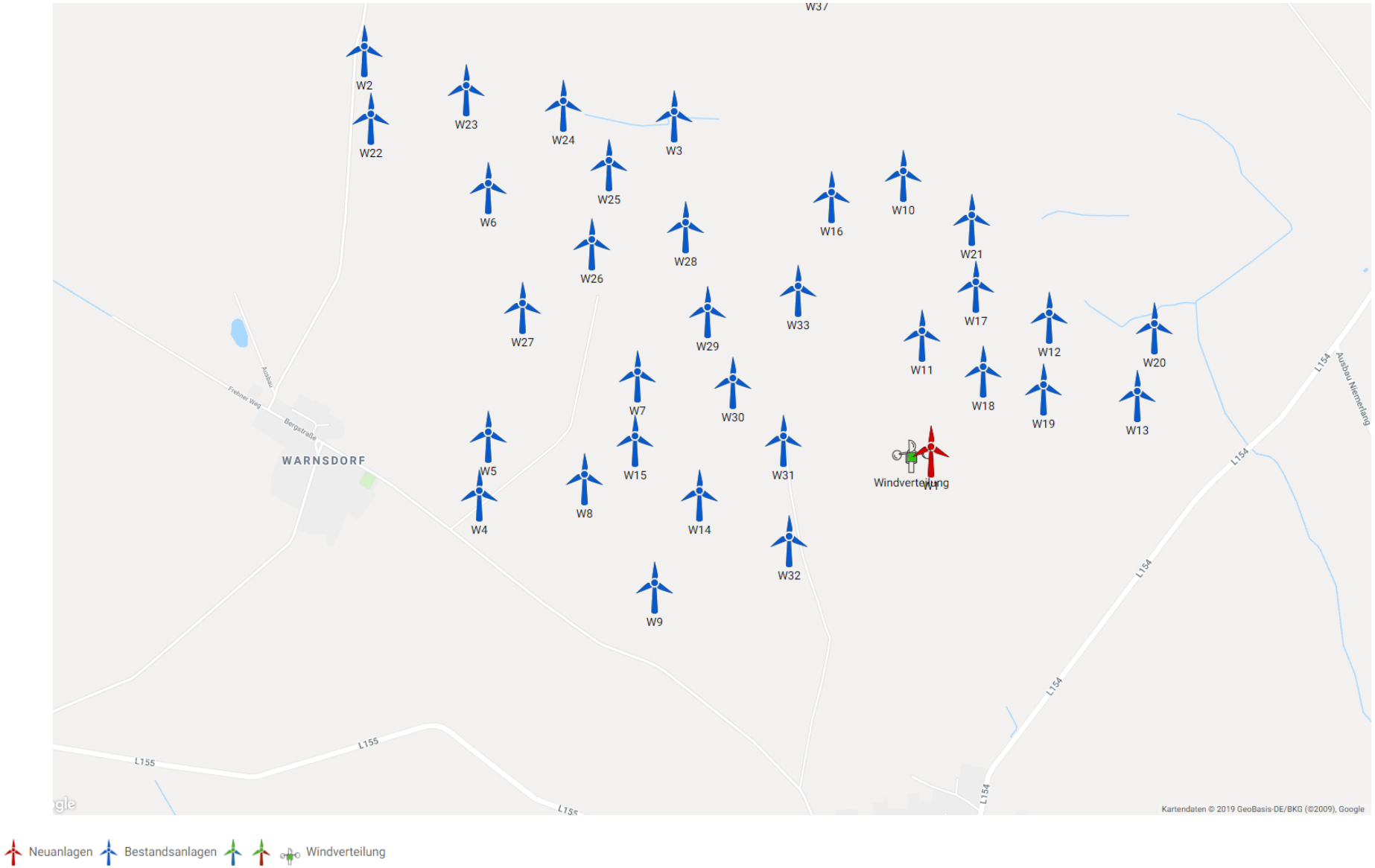


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration am Standort

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 Nabenhöhe wird derzeit basierend auf der DIBt Richtlinie von 2012 [1] typengeprüft 21]. Die vorläufigen Auslegungsbedingungen werden in Tabelle 3.1 dargestellt.

DIBt 2012	
Referenzgröße auf Nabenhöhe	**Auslegungswerte**
V_{ave} *[m/s]:*	7.5
V_{50} *[m/s]:*	37.6
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					
320634	5904416				
Sektor					
N		6.3	2.05	5.2	5.58
NN0		6.1	2.16	5.2	5.40
ONO		6.3	2.31	5.6	5.58
O		8.3	2.68	8.8	7.38
OSO		7.9	2.59	9.5	7.02
SSO		7.1	2.22	6.4	6.29
S		6.7	1.96	6.1	5.94
SSW		8.4	2.04	10.3	7.44
WSW		10.7	2.30	12.2	9.48
W		11.2	2.35	14.7	9.93
WNW		9.7	2.31	10.4	8.59
NNW		7.9	2.28	5.7	7.00
Gesamt (alle Sektoren)		**8.6**	**2.03**	**100.1**	**7.60**

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}(Standort) /v_{ave}(TP) [%]	Einhaltung des Auslegungs-wertes
W1	Vestas	V162-5.6 MW	166.0 + 3.0	7.60	7.50	***+1.3***	Nein

Tabelle 3.3: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten Anlagen

Die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} am Standort überschreitet den Auslegungswerte für die WEA W1, somit ist die Standorteignung in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} am Standort nicht durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachweisbar.

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 Auslegungs-wertes
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 geplante WEA des Typs Vestas V162-5.6 MW auf 166 m Nabenhöhe mit einer Fundamenterhöhung von 3 m in einer höheren Windzone errichtet werden soll, 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
Halenbeck-Warnsdorf	169.0	31.59	37.60	Ja

Tabelle 3.5: Ergebnis des Extremwindgutachtens [20.1]

Die geplante WEA soll 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 Anlage 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]. 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	Nennleistung [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	320703	5904404
W3	NEG Micon	NM60/1000	1000	60.0	70.0	319844	5905610
W4	ENERCON	E-40 / 5.40	500	40.3	65.0	319111	5904310
W5	ENERCON	E-40 / 5.40	500	40.3	65.0	319149	5904513
W7	Vestas	V80-2.0 MW	2000	80.0	100.0	319682	5904705
W8	Vestas	V80-2.0 MW	2000	80.0	100.0	319481	5904352
W9	Vestas	V80-2.0 MW	2000	80.0	100.0	319714	5903963
W10	Vestas	V80-2.0 MW	2000	80.0	100.0	320642	5905372
W11	Vestas	V80-2.0 MW	2000	80.0	100.0	320686	5904810
W12	Vestas	V80-2.0 MW	2000	80.0	100.0	321135	5904857
W13	Vestas	V80-2.0 MW	2000	80.0	100.0	321433	5904571
W14	Vestas	V80-2.0 MW	2000	80.0	100.0	319882	5904279
W15	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	71.0	99.5	319663	5904479
W16	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	82.0	109.0	320387	5905306
W17	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	71.0	99.5	320882	5904974
W18	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	71.0	99.5	320895	5904675
W19	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	71.0	113.5	321105	5904604
W20	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	82.0	109.0	321503	5904805
W21	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	82.0	109.0	320875	5905207
W25	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	126.0	137.0	319610	5905447
W26	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	126.0	137.0	319539	5905174
W27	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	126.0	137.0	319288	5904960
W28	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	126.0	137.0	319869	5905220
W29	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	126.0	137.0	319937	5904922
W30	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	126.0	137.0	320016	5904669
W31	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	126.0	137.0	320184	5904459
W32	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	126.0	137.0	320191	5904108
W33	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	126.0	137.0	320257	5904982

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_σ und I_{rep} durch Addition der 1.28-fachen Standardabweichung σ_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_σ unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzturbulenzintensität nach NTM und dem 1-fachen σ_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 Halenbeck-Warnsdorf 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		
320703	5904404	
Sektor		
N		12.47
NN0		12.13
ONO		11.83
O		13.25
OSO		12.52
SSO		11.97
S		12.60
SSW		11.51
WSW		11.56
W		11.54
WNW		12.32
NNW		12.10

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 $I_{eff} = I_{rep}$, bzw. $I_{eff} = I_{char}$.

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 sektorielle 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_{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 [21]
NM60/1000	70.0	DIBt 1993	A
E-40 / 5.40	65.0	DIBt 1993	A
V80-2.0 MW	100.0	DIBt 1993	A
E-70 E4 / 2.300 kW	99.5 // 113.5	DIBt 2004	A
E-82 / 2.000 kW	109.0	DIBt 2004	A
V126-3.45/3.6 MW (HTq)	137.0	DIBt 2012	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}	W7	W15	W17	W25	W26	W28	W29	W30	Referenz Klasse A
4	0.324	0.295	0.326	***0.353***	0.340	0.326	***0.353***	***0.358***	0.344
5	0.307	0.297	***0.301***	***0.347***	***0.330***	0.315	***0.345***	***0.352***	0.299
6	0.281	***0.274***	***0.278***	***0.315***	***0.299***	***0.287***	***0.312***	***0.320***	0.269
7	0.262	***0.258***	***0.260***	***0.298***	***0.276***	***0.268***	***0.289***	***0.297***	0.248
8	0.243	***0.245***	***0.245***	***0.269***	***0.252***	***0.245***	***0.264***	***0.271***	0.232
9	0.229	***0.236***	***0.234***	***0.254***	***0.236***	***0.232***	***0.247***	***0.254***	0.220
10	0.214	***0.227***	***0.223***	***0.231***	***0.214***	***0.213***	***0.223***	***0.230***	0.210
11	0.202	***0.210***	***0.209***	***0.204***	0.190	0.191	0.197	***0.203***	0.201
12	0.193	0.188	0.178	0.180	0.170	0.171	0.174	0.180	0.195
13	0.169	0.158	0.152	0.162	0.154	0.157	0.157	0.162	0.189
14	0.139	0.142	0.134	0.150	0.143	0.147	0.144	0.148	0.184
15	0.125	0.131	0.123	0.141	0.135	0.139	0.135	0.138	0.180
16	0.118	0.124	0.115	0.133	0.129	0.133	0.128	0.131	0.176
17	0.113	0.118	0.109	0.127	0.124	0.128	0.123	0.125	0.173
18	0.110	0.113	0.105	0.122	0.120	0.123	0.119	0.121	0.170
19	0.108	0.110	0.101	0.118	0.116	0.120	0.116	0.117	0.167
20	0.106	0.107	0.098	0.115	0.113	0.117	0.113	0.114	0.165
21	0.104	0.105	0.095	0.112	0.111	0.114	0.110	0.112	0.163
22	0.103	0.103	0.093	0.110	0.109	0.112	0.108	0.109	0.161
23	0.102	0.101	0.091	0.108	0.107	0.109	0.107	0.108	0.159
24	0.101	0.099	0.090	0.106	0.105	0.108	0.105	0.106	0.157
25	0.100	0.098	0.088	0.104	0.104	0.106	0.104	0.104	0.156
DIBt 1993	***0.207***	-	-	-	-	-	-	-	0.200

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

v_{hub}	W1[S]	W3[A]	W4[A]	W5[A]	W7[A]	W8[A]	W9[A]	W10[A]	W11[A]	W12[A]	W13[A]	W14[A]	W15[A]	W16[A]	Referenz Klasse A	Referenz Klasse S
4	0.278	0.304	0.257	0.262	0.324	0.311	0.249	0.298	0.317	0.305	0.309	0.297	0.295	0.279	0.344	0.360
5	0.251	0.300	0.237	0.242	0.307	0.281	0.230	0.274	0.291	0.276	0.278	0.287	0.297	0.274	0.299	0.334
6	0.228	0.275	0.218	0.221	0.281	0.259	0.209	0.256	0.269	0.255	0.256	0.262	***0.274***	0.252	0.269	0.307
7	0.211	0.259	0.202	0.204	0.262	0.242	0.193	0.243	0.252	0.241	0.237	0.244	***0.258***	0.236	0.248	0.284
8	0.197	0.240	0.190	0.190	0.243	0.227	0.179	0.230	0.238	0.229	0.221	0.225	***0.245***	0.222	0.232	0.265
9	0.187	0.228	0.180	0.179	0.229	0.214	0.169	0.224	0.227	0.220	0.209	0.213	***0.236***	0.212	0.220	0.252
10	0.176	0.210	0.170	0.168	0.214	0.202	0.157	0.217	0.212	0.213	0.198	0.198	***0.227***	0.199	0.210	0.229
11	0.164	0.186	0.157	0.156	0.202	0.191	0.145	0.212	0.200	0.207	0.189	0.185	***0.210***	0.180	0.201	0.207
12	0.154	0.165	0.144	0.144	0.193	0.179	0.135	0.160	0.188	0.201	0.169	0.177	0.188	0.159	0.195	0.187
13	0.142	0.150	0.135	0.134	0.169	0.153	0.128	0.143	0.162	0.180	0.154	0.159	0.158	0.135	0.189	0.169
14	0.133	0.140	0.129	0.129	0.139	0.125	0.123	0.132	0.131	0.150	0.134	0.136	0.142	0.123	0.184	0.160
15	0.128	0.131	0.126	0.125	0.125	0.115	0.119	0.123	0.118	0.135	0.124	0.125	0.131	0.114	0.180	0.154
16	0.123	0.125	0.122	0.122	0.118	0.110	0.116	0.117	0.110	0.125	0.118	0.117	0.124	0.109	0.176	0.149
17	0.120	0.119	0.120	0.120	0.113	0.107	0.113	0.112	0.104	0.117	0.113	0.112	0.118	0.105	0.173	0.145
18	0.117	0.115	0.117	0.117	0.110	0.104	0.111	0.107	0.101	0.111	0.109	0.108	0.113	0.101	0.170	0.142
19	0.114	0.111	0.115	0.115	0.108	0.102	0.109	0.104	0.098	0.106	0.107	0.105	0.110	0.098	0.167	0.139
20	0.112	0.108	0.113	0.113	0.106	0.100	0.107	0.101	0.095	0.102	0.104	0.103	0.107	0.096	0.165	0.137
21	0.110	0.105	0.112	0.112	0.104	0.098	0.106	0.098	0.093	0.099	0.102	0.101	0.105	0.094	0.163	0.137
22	0.108	0.102	0.110	0.110	0.103	0.097	0.104	0.096	0.092	0.096	0.100	0.099	0.103	0.092	0.161	0.135
23	0.106	0.100	0.109	0.109	0.102	0.096	0.103	0.094	0.090	0.094	0.099	0.098	0.101	0.090	0.159	0.133
24	0.105	0.098	0.107	0.107	0.101	0.094	0.102	0.092	0.088	0.092	0.097	0.097	0.099	0.089	0.157	0.131
25	0.104	0.096	0.106	0.106	0.100	0.093	0.101	0.090	0.087	0.090	0.096	0.095	0.098	0.087	0.156	0.130
DIBt 1993	-	0.200	0.162	0.163	***0.207***	0.193	0.155	0.193	***0.201***	0.196	0.190	0.192	-	-	0.200	-

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

v_{hub}	W17[A]	W18[A]	W19[A]	W20[A]	W21[A]	W25[A]	W26[A]	W27[A]	W28[A]	W29[A]	W30[A]	W31[A]	W32[A]	W33[A]	Referenz Klasse A
4	0.326	0.340	0.309	0.266	0.306	***0.353***	0.340	0.297	0.326	***0.353***	***0.358***	0.338	0.290	0.305	0.344
5	***0.301***	***0.320***	0.290	0.262	0.278	***0.347***	***0.330***	0.282	0.315	***0.345***	***0.352***	***0.330***	0.275	0.289	0.299
6	***0.278***	***0.299***	***0.270***	0.241	0.256	***0.315***	***0.299***	0.254	***0.287***	***0.312***	***0.320***	***0.302***	0.248	0.264	0.269
7	***0.260***	***0.283***	***0.256***	0.226	0.241	***0.298***	***0.276***	0.233	***0.268***	***0.289***	***0.297***	***0.282***	0.229	0.247	0.248
8	***0.245***	***0.270***	***0.246***	0.215	0.228	***0.269***	***0.252***	0.212	***0.245***	***0.264***	***0.271***	***0.260***	0.212	0.230	0.232
9	***0.234***	***0.261***	***0.239***	0.206	0.218	***0.254***	***0.236***	0.196	***0.232***	***0.247***	***0.254***	***0.246***	0.200	0.219	0.220
10	***0.223***	***0.244***	***0.232***	0.198	0.210	***0.231***	***0.214***	0.179	***0.213***	***0.223***	***0.230***	***0.224***	0.187	0.203	0.210
11	***0.209***	***0.229***	***0.226***	0.183	0.199	***0.204***	0.190	0.161	0.191	0.197	***0.203***	0.199	0.173	0.185	0.201
12	0.178	***0.215***	***0.222***	0.165	0.189	0.180	0.170	0.146	0.171	0.174	0.181	0.178	0.160	0.167	0.195
13	0.152	0.184	***0.198***	0.143	0.165	0.162	0.154	0.135	0.157	0.157	0.162	0.161	0.145	0.154	0.189
14	0.134	0.150	0.161	0.129	0.137	0.150	0.143	0.128	0.147	0.145	0.148	0.150	0.137	0.145	0.184
15	0.123	0.133	0.144	0.120	0.124	0.141	0.135	0.122	0.139	0.135	0.138	0.140	0.130	0.138	0.180
16	0.115	0.122	0.132	0.113	0.115	0.133	0.129	0.118	0.133	0.128	0.131	0.133	0.125	0.132	0.176
17	0.109	0.115	0.122	0.108	0.108	0.127	0.124	0.115	0.128	0.123	0.125	0.127	0.121	0.127	0.173
18	0.105	0.109	0.115	0.103	0.103	0.122	0.120	0.113	0.123	0.119	0.121	0.122	0.117	0.123	0.170
19	0.101	0.104	0.110	0.100	0.099	0.118	0.116	0.111	0.120	0.116	0.117	0.118	0.114	0.119	0.167
20	0.098	0.100	0.106	0.097	0.096	0.115	0.113	0.109	0.117	0.113	0.114	0.115	0.112	0.116	0.165
21	0.095	0.096	0.102	0.095	0.093	0.112	0.111	0.107	0.114	0.110	0.112	0.112	0.110	0.114	0.163
22	0.093	0.094	0.098	0.092	0.091	0.110	0.109	0.106	0.112	0.108	0.109	0.109	0.108	0.112	0.161
23	0.091	0.091	0.096	0.091	0.089	0.108	0.107	0.104	0.109	0.107	0.108	0.107	0.106	0.109	0.159
24	0.090	0.089	0.094	0.089	0.088	0.106	0.105	0.103	0.108	0.105	0.106	0.106	0.104	0.108	0.157
25	0.088	0.088	0.092	0.088	0.086	0.104	0.104	0.102	0.106	0.104	0.104	0.104	0.103	0.106	0.156

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

5 Zusammenfassung

5.1 Neu geplante Anlage

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

i. W1 Überschreitungen der mittleren Windgeschwindigkeit im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit aufweist (siehe Abschnitt 3.3.1),

ii. W1 an einem Standort errichtet werden soll, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.3.2) und

iii. W1 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität gegenüber den Auslegungswerten aufweist (siehe Abschnitt 4.4.2).

Für die geplante Anlage W1 hat eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus den Abschnitten 3 bis 4 ergeben, dass die Auslegungslasten der Windenergieanlage W1 nach Tabelle 2.1 nicht überschritten werden [22]. Die Ergebnisse in [22] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Plausibilität geprüft. Somit ist die Standorteignung gemäß der Richtlinie DIBt 2012 [1] für die geplante Anlage W1 nachgewiesen.

Die folgende Tabelle 5.1 stellt die Ergebnisse zusammenfassend dar.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	Nennleistung [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	320703	5904404	Ja

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse Neuanlage

5.2 Bestandsanlagen

Für die als Bestand zu betrachtenden Anlagen W3 – W5, W8 – W10, W12 – W14, W16, W20, W21, W27, W32 und W33 konnte die nach DIBt 2012 [1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die als Bestand zu betrachtenden Anlagen W7, W15, W17, W25, W26 und W28 – W30 weisen 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 signifikanten Einfluss auf die effektiven Turbulenzintensitäten der Anlagen hat. Die Standorteignung ist unter der Maßgabe einer im Genehmigungsverfahren der Anlagen W7, W15, W17, W25, W26 und W28 – W30 nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Für die als Bestand zu betrachtenden Anlagen W11 und W31 konnte die nach DIBt 2012 [1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nicht durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden. Eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der betroffenen Anlagen, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus den Abschnitten 3.3.1 und 4 hat ergeben, dass die Auslegungslasten der betroffenen Anlagen W11 und W31 nach Tabelle 4.1 nicht überschritten werden [22]. Die Ergebnisse in [22] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Plausibilität geprüft.

Für die als Bestand zu betrachtenden Anlagen W18 und W19 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, in der geplanten Konfiguration 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 W18 und W19 nach Tabelle 4.1 nicht überschritten werden, sofern die folgenden Auflagen erfüllt sind.

- Der Genehmigung der WEA des Typs ENERCON E-70 E4 / 2.300 kW auf 99.5 m Nabenhöhe lag eine gültige Typenprüfung nach DIBt 2004 Windzone III, abdeckend für DIN EN 61400 Windlasse II, oder höher zugrunde und die Inbetriebnahme erfolgte nicht nach dem Jahr 2010 [23].
- Der Genehmigung der WEA des Typs ENERCON E-70 E4 / 2.300 kW auf 113.5 m Nabenhöhe lag eine gültige Typenprüfung nach DIBt 2004 Windzone III, abdeckend für DIN EN 61400 Windlasse II, oder höher zugrunde und die Inbetriebnahme erfolgte nicht nach dem Jahr 2010 [23].

Die Ergebnisse in [23] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Plausibilität geprüft.

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

Die Ergebnisse werden in der folgenden Tabelle 5.2 zusammenfassend dargestellt.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	Nennleistung [kW]	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 33		Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
					X [m]	Y [m]	
W3	NEG Micon	NM60/1000	1000	70.0	319844	5905610	Ja
W4	ENERCON	E-40 / 5.40	500	65.0	319111	5904310	Ja
W5	ENERCON	E-40 / 5.40	500	65.0	319149	5904513	Ja
W7	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	319682	5904705	Ja
W8	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	319481	5904352	Ja
W9	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	319714	5903963	Ja
W10	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	320642	5905372	Ja
W11	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	320686	5904810	Ja
W12	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	321135	5904857	Ja
W13	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	321433	5904571	Ja
W14	Vestas	V80-2.0 MW	2000	100.0	319882	5904279	Ja
W15	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	99.5	319663	5904479	Ja
W16	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	108.4	320387	5905306	Ja
W17	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	99.5	320882	5904974	Ja
W18	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	99.5	320895	5904675	Ja
W19	ENERCON	E-70 E4 / 2.300 kW	2300	113.5	321105	5904604	Ja
W20	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	109.0	321503	5904805	Ja
W21	ENERCON	E-82 / 2.000 kW	2000	109.0	320875	5905207	Ja
W25	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319610	5905447	Ja
W26	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319539	5905174	Ja
W27	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319288	5904960	Ja
W28	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319869	5905220	Ja
W29	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	319937	5904922	Ja
W30	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	320016	5904669	Ja
W31	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	320184	5904459	Ja
W32	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	320191	5904108	Ja
W33	Vestas	V126-3.6 MW (HTq)	3600	137.0	320257	5904982	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 durch die I17-Wind GmbH & Co. KG im November 2018 durchgeführt.

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

6.2 Auszug aus der Fotodokumentation

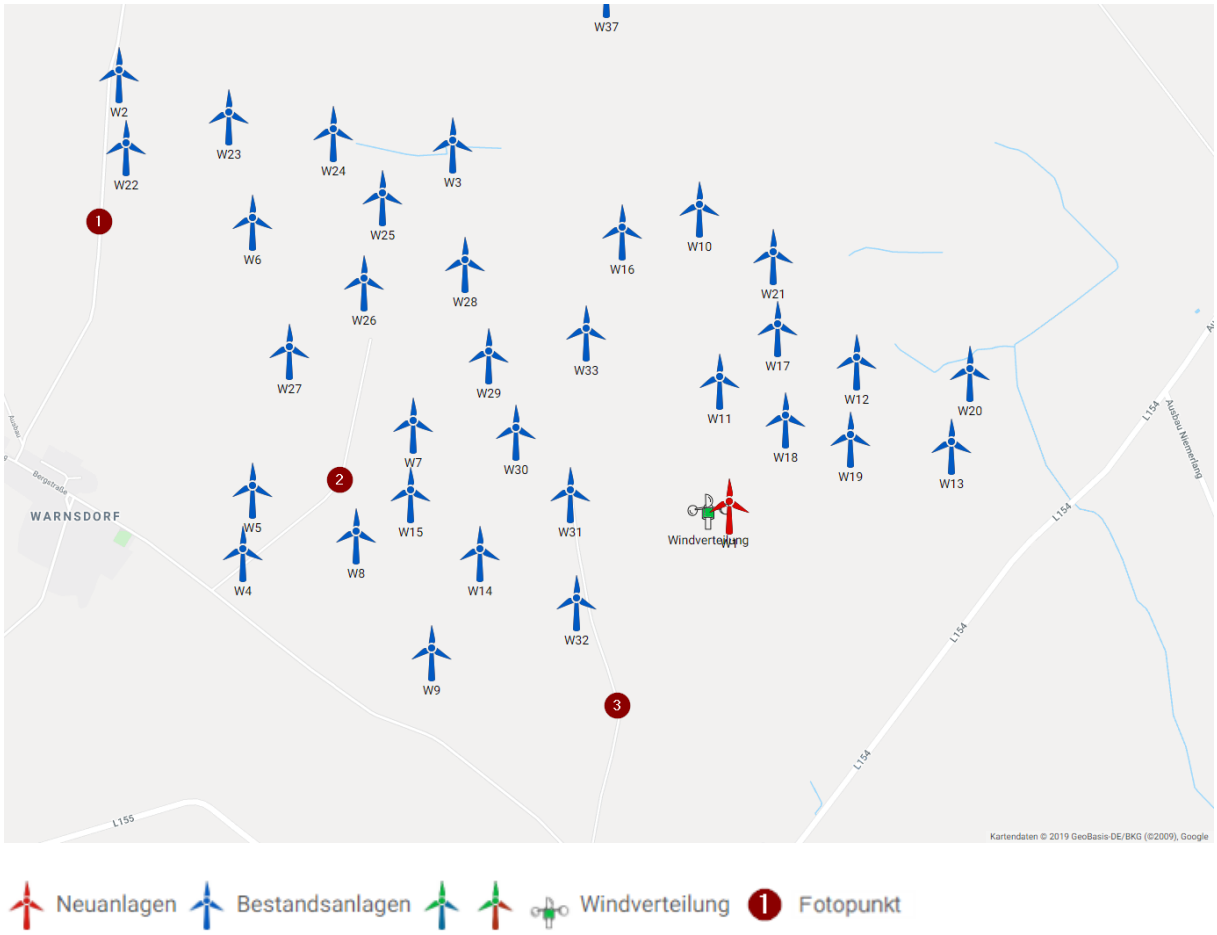


Abbildung 6.1: Übersicht der Fotopunkte (FP)

Abbildung 6.2: FP1, Blick in Richtung Nord

Abbildung 6.3: FP1, Blick in Richtung Ost

Abbildung 6.4: FP1, Blick in Richtung Süd

Abbildung 6.5: FP1, Blick in Richtung West

Abbildung 6.6: FP2, Blick in Richtung Nord

Abbildung 6.7: FP2, Blick in Richtung Ost

Abbildung 6.8: FP2, Blick in Richtung Süd

Abbildung 6.9: FP2, Blick in Richtung West

Abbildung 6.10: FP3, Blick in Richtung Nord

Abbildung 6.11: FP3, Blick in Richtung Ost

Abbildung 6.12: FP3, Blick in Richtung Süd

Abbildung 6.13: FP3, 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 Comission; IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*

[9] *International Electrotechnical Comission; IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Windturbines – 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; LVZ_190131_Vorbelastung_V117+Planung_extern.xlsx; übermittelt per E-Mail; 04.02.2019; und E-Mail mit dem Betreff „RE: WP Halenbeck-Warnsdorf Süd (V126 als Vorbelastung)“; 23.05.2019;*

[20] *UL International GmbH; Standortbezogene Windpotenial- und Energieertragsabschätzung am Standort Halenbeck, Windstatistiken;UL-GER-WP18-12543992-00.01; 26.10.2018;*

[20.1] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mBH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Halenbeck-Warnsdorf; Berichts-Nr.: 18-167-7018465-Rev.00-EX-MS; 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; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V162-5.6 MW 50/60 Hz 20 Jahre; Documentnr.: 0076-1172 V00; 24.10.2018;*

[22] *Vestas Wind Systems A/S; Wind & Site Vestas Site Specific Load Calculation Halenbeck-Warnsdorf_UKA – Germany Revision 4; T13 0084 0254 Ver 04; 23.07.2019;*

[23] *TÜV Süd Industrie Service GmbH; Gutachtliche Stellungnahme, Bewertung der Standsicherheit Windenergieanlage Enercon E-70 E4 100 m Nabenhöhe über Geländeoberkante Windenergieanlage Enercon E-70 E4 114 m Nabenhöhe über Geländeoberkante; Prüfnummer: 2986426-1-d Rev.2; 03.06.2019;*

Anhang: Eingangsdaten zur Lastenrechnung bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH

Höhe: 99.5 m		A Parameter [m/s]	k Parameter [-]	Häufigkeit [%]
UTM ETRS89 Zone 33				
320634	5904416			
Sektor				
N		5.79	2.05	5.2
NN0		5.63	2.16	5.2
ONO		5.8	2.31	5.6
O		7.59	2.68	8.8
OSO		7.26	2.59	9.5
SSO		6.56	2.22	6.4
S		6.15	1.96	6.1
SSW		7.8	2.04	10.3
WSW		9.92	2.3	12.2
W		10.39	2.35	14.7
WNW		8.93	2.31	10.4
NNW		7.29	2.28	5.7
Gesamt (alle Sektoren)		**7.96**	**2.03**	**100**

Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort auf einer Höhe 99.5 m ü. Grund

Höhe: 113.5 m		A Parameter [m/s]	k Parameter [-]	Häufigkeit [%]
UTM ETRS89 Zone 33				
320634	5904416			
Sektor				
N		5.92	2.05	5.2
NN0		5.75	2.16	5.2
ONO		5.93	2.31	5.6
O		7.76	2.68	8.8
OSO		7.42	2.59	9.5
SSO		6.69	2.22	6.4
S		6.29	1.96	6.1
SSW		7.95	2.04	10.3
WSW		10.11	2.30	12.2
W		10.59	2.35	14.7
WNW		9.12	2.31	10.4
NNW		7.44	2.28	5.7
Gesamt (alle Sektoren)		**8.12**	**2.03**	**100**

Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort auf 113.5 m Höhe

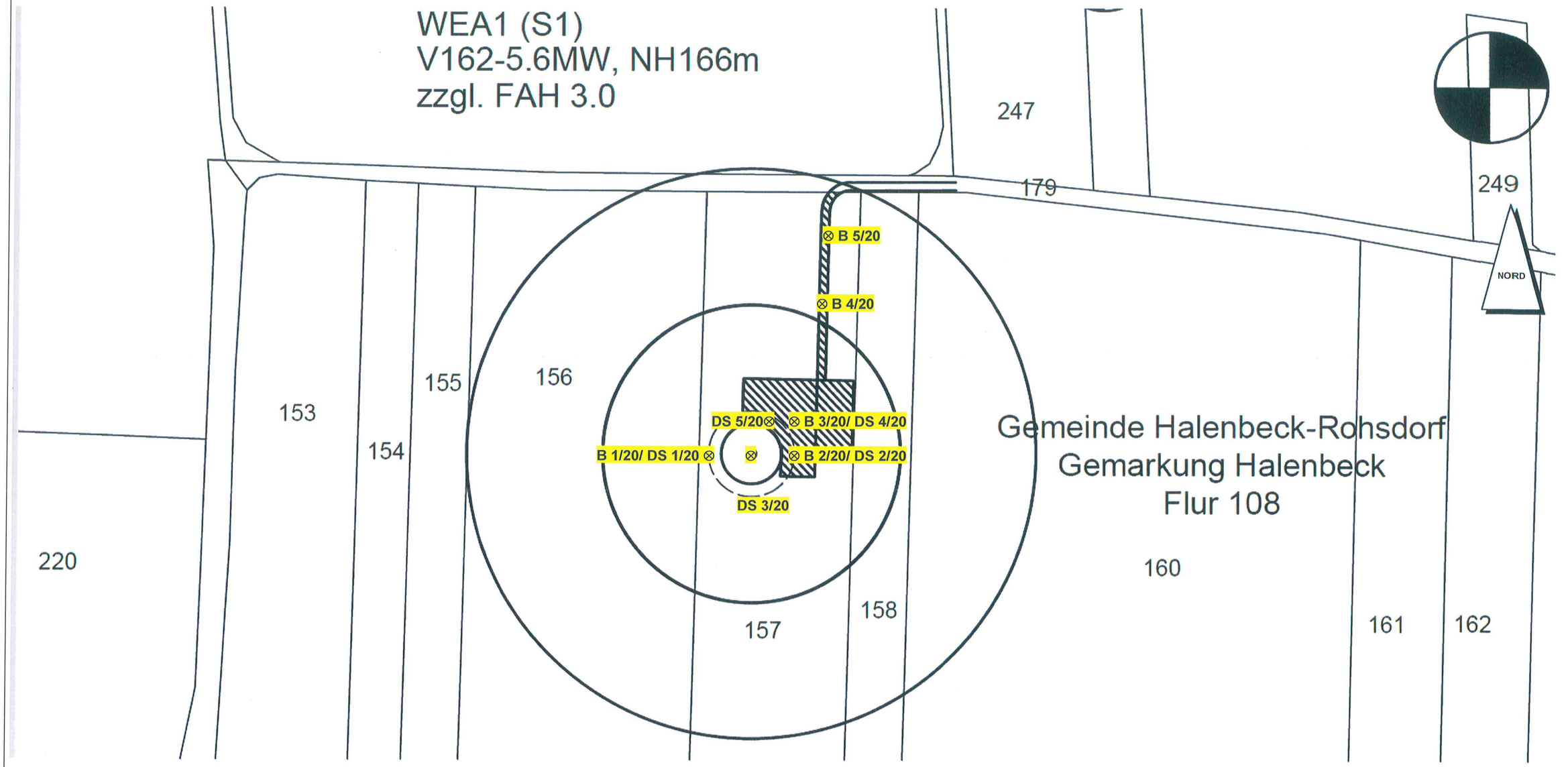
Die folgende Tabelle stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten Anlage in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit für die WEA W18 und W19 für einen Wöhlerkoeffizienten von m=10 dar.

v_{hub}	W18_m=10	W19_m=10
4	0.333	0.308
5	0.309	0.288
6	0.288	0.268
7	0.273	0.255
8	0.261	0.244
9	0.250	0.237
10	0.240	0.231
11	0.227	0.225
12	0.214	0.221
13	0.183	0.198
14	0.147	0.161
15	0.130	0.143
16	0.119	0.131
17	0.111	0.121
18	0.106	0.114
19	0.102	0.109
20	0.098	0.105
21	0.096	0.101
22	0.093	0.098
23	0.091	0.096
24	0.089	0.094
25	0.088	0.092

Tabelle A.3:Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)

Sektor	Höhenexponent α [-]	
	W18	W19
N	0.30	0.29
NN0	0.28	0.29
ONO	0.27	0.29
O	0.24	0.27
OSO	0.23	0.25
SSO	0.25	0.26
S	0.28	0.27
SSW	0.28	0.29
WSW	0.27	0.29
W	0.25	0.27
WNW	0.24	0.25
NNW	0.26	0.27
Mittelwert	0.26	0.27

Tabelle A.4: Ermittelte Höhenexponenten über der Rotorkreisfläche

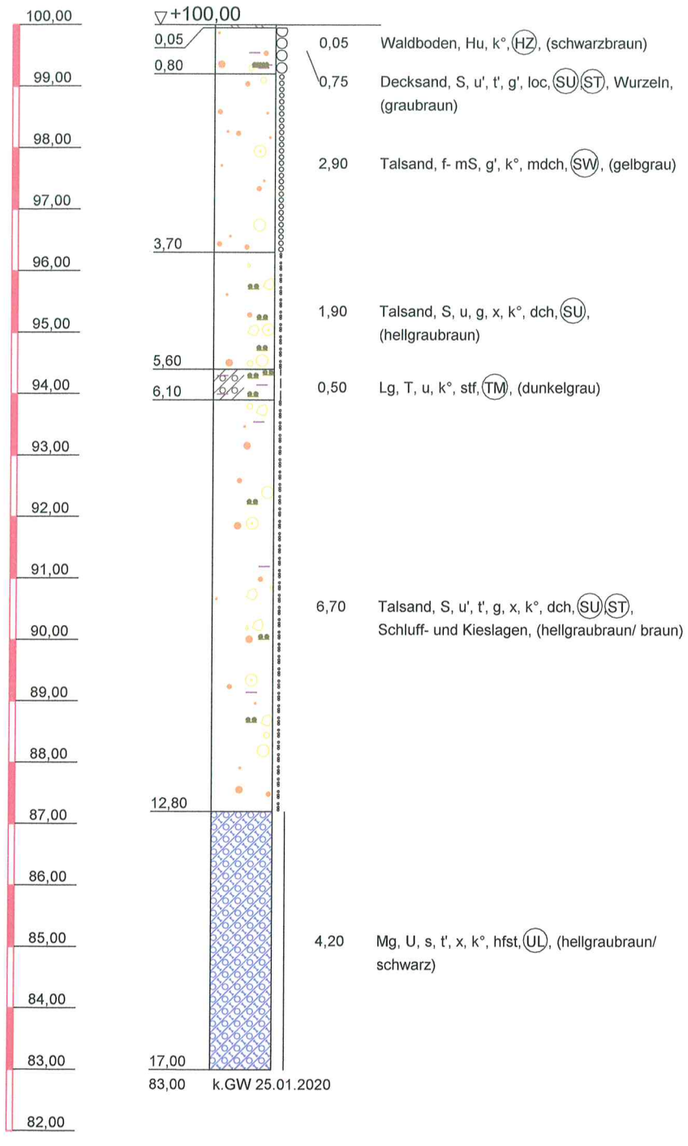


Bauvorhaben: WP Halenbeck - Warnsdorf WEA S1	
Planbezeichnung: Aufschlussplan Anlage: 2.1, Blatt: 2	Maßstab: 1 : 2-000 Projekt-Nr. 20/008 Datum: 07.01.2020
Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 06632 Balgstädt	

B 1/20

UTM Zone 33
R: 320.691
H: 5.904.406

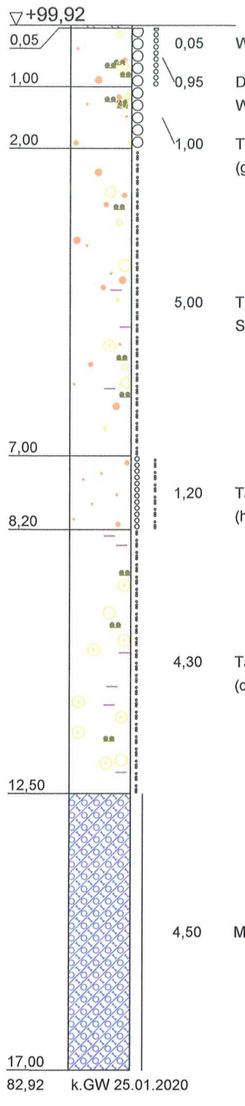
m örtl. Höhe



0,05	Waldboden, Hu, k°, (HZ), (schwarzbraun)
0,75	Decksand, S, u', t', g', loc, (SU) (ST), Wurzeln, (graubraun)
2,90	Talsand, f- mS, g', k°, mdch, (SW), (gelbgrau)
1,90	Talsand, S, u, g, x, k°, dch, (SU), (hellgraubraun)
0,50	Lg, T, u, k°, stf, (TM), (dunkelgrau)
6,70	Talsand, S, u', t', g, x, k°, dch, (SU) (ST), Schluff- und Kieslagen, (hellgraubraun/ braun)
4,20	Mg, U, s, t', x, k°, hfst, (UL), (hellgraubraun/ schwarz)

B 2/20

R: 320.713
H: 5.904.406



0,05	Waldboden, Hu, k°, (HZ), (schwarzbraun)
0,95	Decksand, S, u, g', k°, loc- mdch, (SU), Wurzeln, (graubraun)
1,00	Talsand, f- mS, fg', u', x, k°, loc, (SU), Wurzeln, (gelbgraubraun/ dunkelbraun)
5,00	Talsand, S, u, t, s, g', x, k°, dch, (SU) (ST), Schlufflagen, (graubraun
1,20	Talsand, fS, ms, k°, mdch- dch, (SE), (hellgraubraun)
4,30	Talkies, gG, mg', t, u, k+, dch, (GU) (GT), (dunkelgrau)
4,50	Mg, U, t, s, g, hfst, (UM), (dunkelgrau/ schwarz)

ZEICHENERKLÄRUNG (s. DIN 4023)

UNTERSUCHUNGSSTELLEN

○ B Bohrung

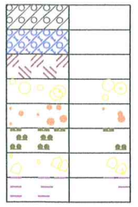
PROBENENTNAHME UND GRUNDWASSER

Proben-Güteklasse nach DIN 4021 Tab.1

k.GW kein Grundwasser

BODENARTEN

Geschiebelehm		Lg	
Geschiebemergel		Mg	
Humus		Hu	
Kies	kiesig	G	g
Sand	sandig	S	s
Schluff	schluffig	U	u
Steine	steinig	X	x
Ton	tonig	T	t



KORNGRÖßENBEREICH

f fein
m mittel
g grob

NEBENANTEILE

' schwach (< 15 %)
_ stark (ca. 30-40 %)
" sehr schwach; = sehr stark

KALKGEHALT k° kalkfrei, k+ kalkhaltig

KONSISTENZ stf steif, hfst halbfest, loc locker, mdch mitteldicht, dch dicht

BODENGRUPPE nach DIN 18 196: z.B. (UL) = leicht plastische Schluffe

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
06632 Balgstädt
Tel.: 034464/26469
Fax: 034464/28138

Bauvorhaben:
WP Halenbeck - Warnsdorf
WEA S1

Planbezeichnung:
Aufschlussprofile
B 1/20 B 2/20
Anlage: 2.2 Blatt: 3

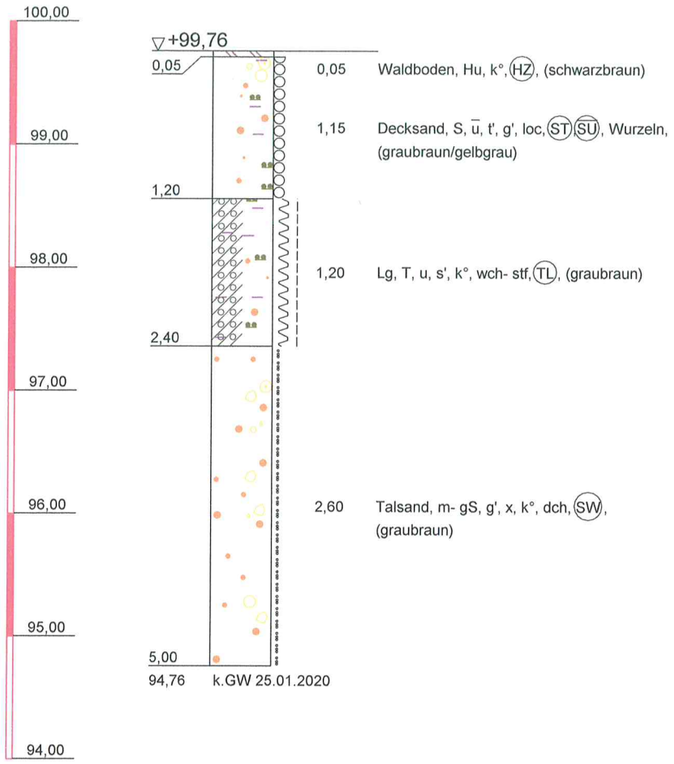
Plan-Nr:	20008_Halenbec
Projekt-Nr:	20/008
Datum:	11.02.2020
Maßstab:	1 : 100
Bearbeiter:	Linke

Copyright © 1994-2014 IDAT GmbH - C:\Bohr\Daten\2020\20008_Halenbeck.bop

B 3/20 KSF

UTM Zone 33
R: 320.692
H: 5.904.424

m örtl. Höhe



0,05 Waldboden, Hu, k°, (HZ), (schwarzbraun)

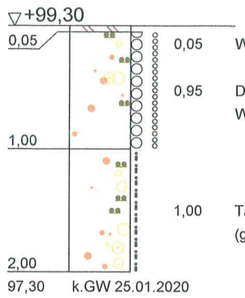
1,15 Decksand, S, u, t', g', loc, (ST) (SU), Wurzeln, (graubraun/gelbgrau)

1,20 Lg, T, u, s', k°, wch- stf, (TL), (graubraun)

2,60 Talsand, m- gS, g', x, k°, dch, (SW), (graubraun)

B 4/20 Zufahrt

R: 320.726
H: 5.904.456



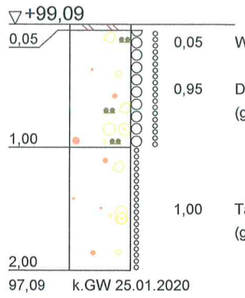
0,05 Waldboden, Hu, k°, (HZ), (schwarzbraun)

0,95 Decksand, S, u', g', k°, loc- mdch, (SU), Wurzeln, (gelbgraubraun)

1,00 Talsand, S, u', s, g', x, k°, dch, (SU), (graubraun)

B 5/20 Zufahrt

R: 320.728
H: 5.904.475



0,05 Waldboden, Hu, k°, (HZ), (schwarzbraun)

0,95 Decksand, S, u', g, x, k°, loc- mdch, (SU), (gelbgrau)

1,00 Talsand, f- mS, g', x, k°, mdch, (SW), (gelbgrau)

ZEICHENERKLÄRUNG (s. DIN 4023)

UNTERSUCHUNGSSTELLEN

○ B Bohrung

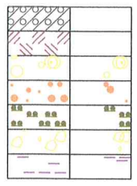
PROBENENTNAHME UND GRUNDWASSER

Proben-Güteklasse nach DIN 4021 Tab.1

k.GW kein Grundwasser

BODENARTEN

Geschiebelehm		Lg	
Humus		Hu	
Kies	kiesig	G	g
Sand	sandig	S	s
Schluff	schluffig	U	u
Steine	steinig	X	x
Ton	tonig	T	t



KORNGRÖßENBEREICH

f fein
m mittel
g grob

NEBENANTEILE

' schwach (< 15 %)
_ stark (ca. 30-40 %)
" sehr schwach; = sehr stark

KALKGEHALT k° kalkfrei

KONSISTENZ wch weich, stf steif, loc locker, mdch mitteldicht, dch dicht

BODENGRUPPE nach DIN 18 196: z.B. (UL) = leicht plastische Schluffe

Baugrund Linke GmbH

Größnitz 20

06632 Balgstädt

Tel.: 034464/26469
Fax: 034464/28138

Bauvorhaben:
WP Halenbeck - Warnsdorf
KSF und Zufahrt S1

Planbezeichnung:
Aufschlussprofile
B 3/20 B 4/20 B 5/20
Anlage: 2.2 Blatt: 4

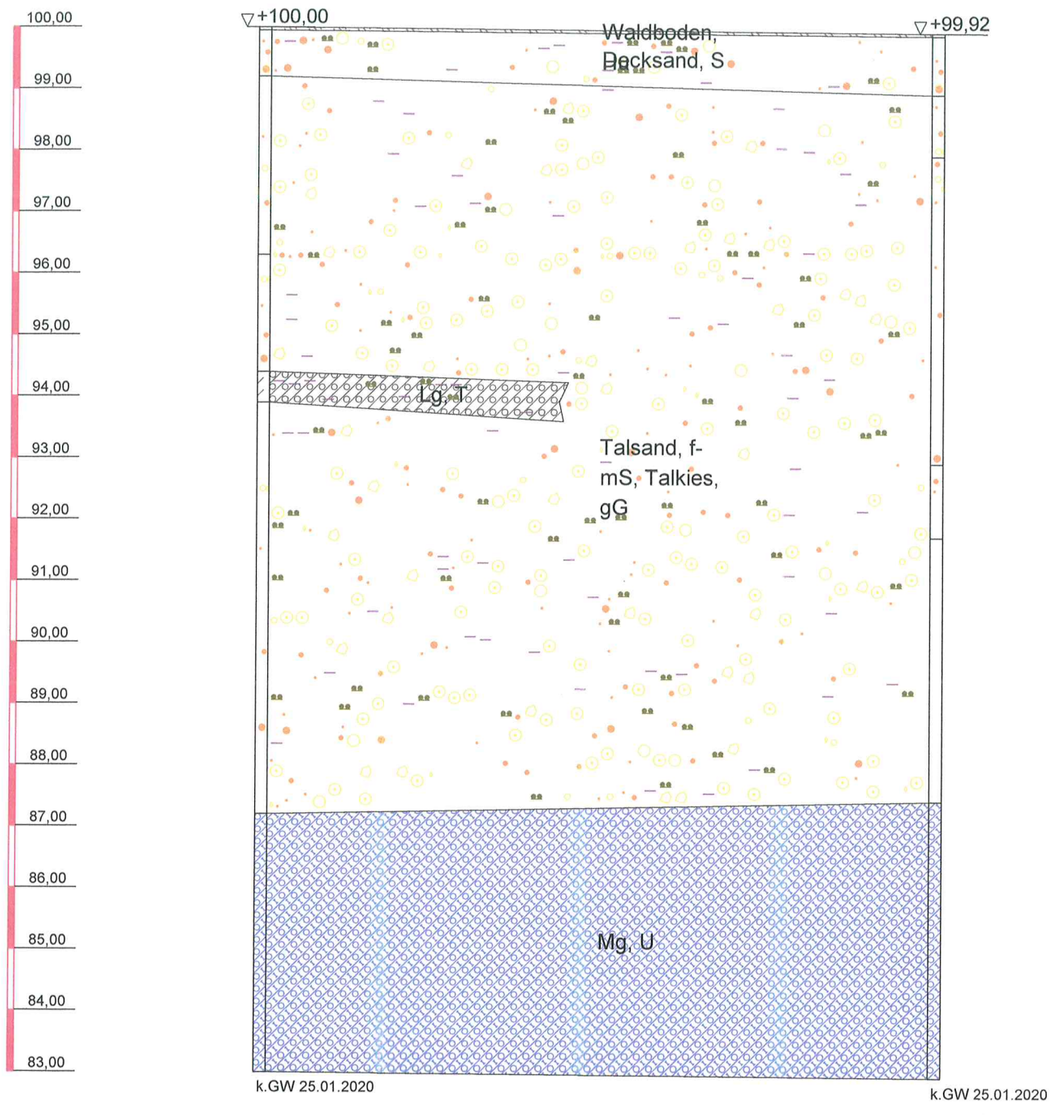
Plan-Nr:	20008_Halenbeck_2
Projekt-Nr:	20/008
Datum:	12.02.2020
Maßstab:	1 : 50
Bearbeiter:	Linke

Copyright © 1994-2014 IDAT GmbH - C:\Bohr\Daten\2020\20008_Halenbeck_2.bop

B 1/20
UTM Zone 33
R: 320.691
H: 5.904.406

B 2/20
R: 320.713
H: 5.904.406

m örtl. Höhe



ZEICHENERKLÄRUNG (s. DIN 4023)

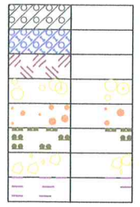
UNTERSUCHUNGSSTELLEN

○ B Bohrung

PROBENENTNAHME UND GRUNDWASSER
Proben-Güteklasse nach DIN 4021 Tab.1
k.GW kein Grundwasser

BODENARTEN

Geschiebelehm		Lg	
Geschiebemergel		Mg	
Humus		Hu	
Kies	kiesig	G	g
Sand	sandig	S	s
Schluff	schluffig	U	u
Steine	steinig	X	x
Ton	tonig	T	t



KORNGRÖßENBEREICH

f fein
m mittel
g grob

NEBENANTEILE

' schwach (< 15 %)
_ stark (ca. 30-40 %)
" sehr schwach; = sehr stark

KALKGEHALT
k° kalkfrei
k+ kalkhaltig

KONSISTENZ
stf steif
loc locker
dch dicht
hfst halbfest
mdch mitteldicht

BODENGRUPPE nach DIN 18 196: z.B. (UL) = leicht plastische Schluffe

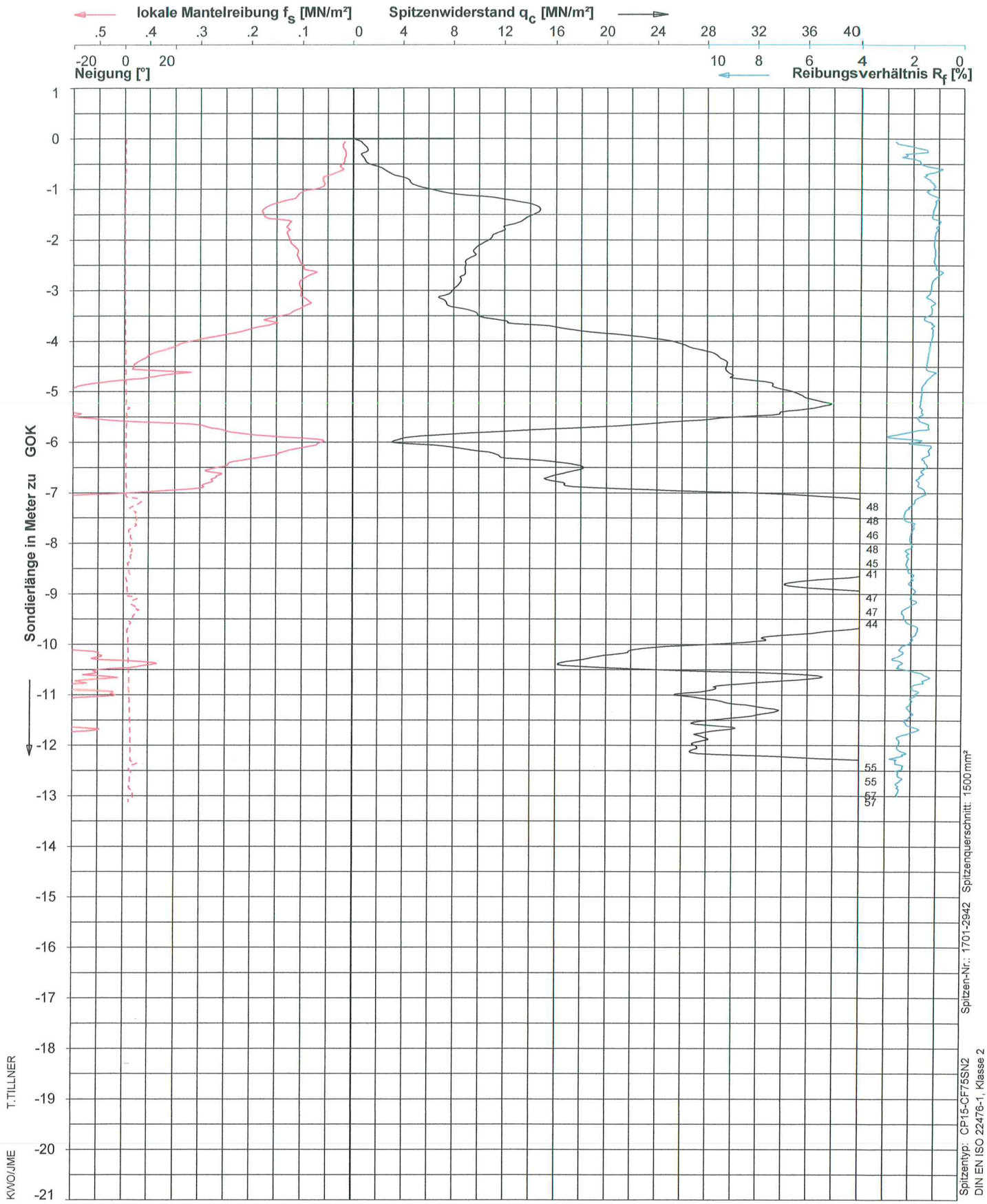
Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
06632 Balgstädt
Tel.: 034464/26469
Fax: 034464/28138

Bauvorhaben:
WP Halenbeck - Warnsdorf
WEA S1

Planbezeichnung:
Idealisierter Baugrundschnitt
B 1/20 B 2/20
Anlage: 2.3 Blatt: 5

Plan-Nr:	20008_Halenbeck_S
Projekt-Nr:	20/008
Datum:	12.02.2020
Maßstab:	1 : 100/200 (T:L)
Bearbeiter:	Linke

Copyright © 1994-2014 IDAT GmbH - C:\Bohr\Daten\2020\20008_Halenbeck_S.bop



Spitzenquerschnitt: 1500 mm²
Spitzen-Nr.: 1701-2942
Spitzentyp: CP15-CF75SN2
DIN EN ISO 22476-1, Klasse 2

T.TILLNER
KWO/JME

ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

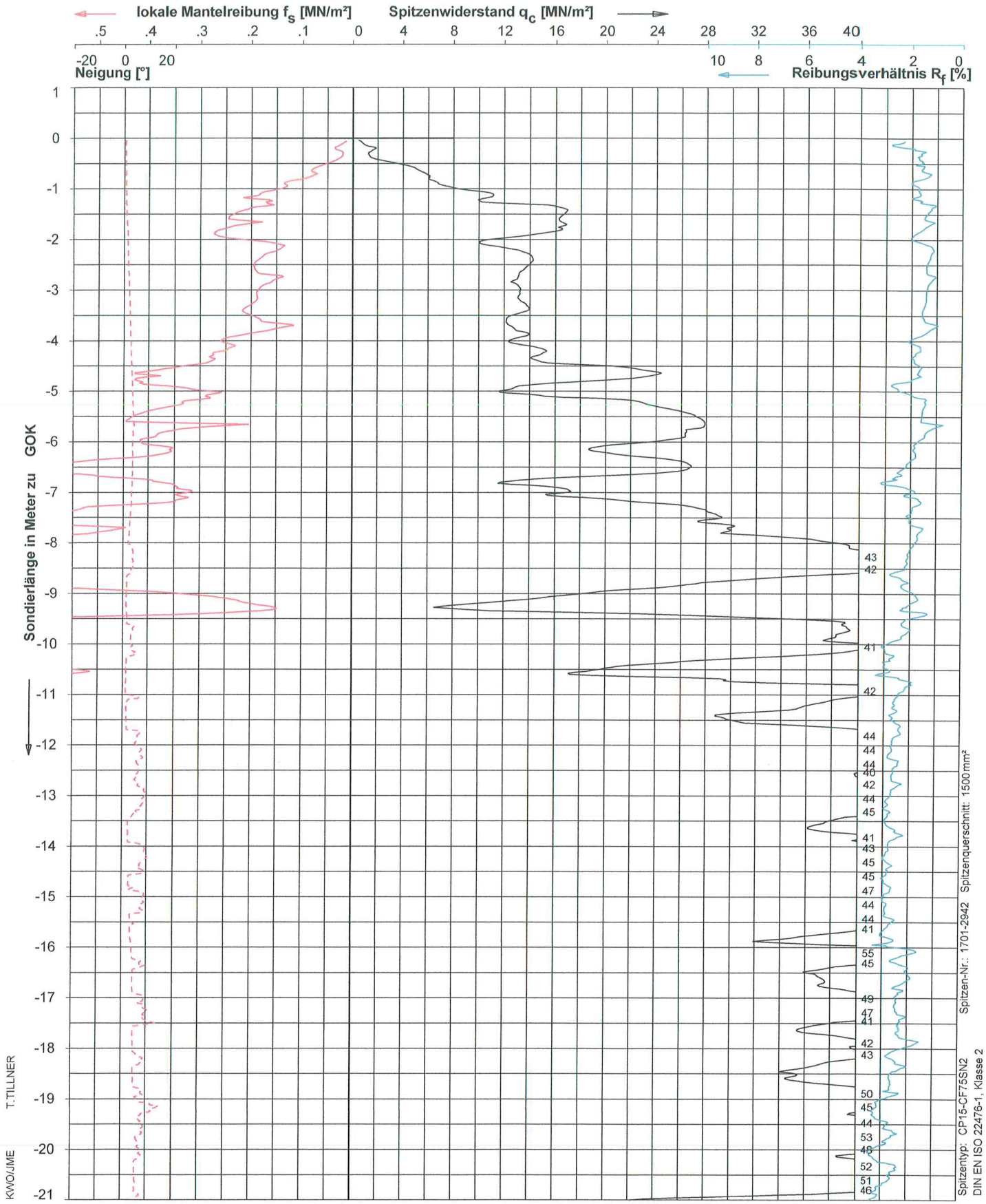
DS 1/20

BAUGRUND LINKE GMBH
BV: WEA Halenbeck

Fugro Germany Land GmbH
Wolfener Str. 36, 12681 Berlin
Tel: +49 30 93651352 Fax: 93651350
DIN ISO 9001

Datum : 24-Jan-2020
Sondierende : Auslastung
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -13.13 m zu GOK

Projekt: 620-20-0012-B
Sondierung: WEA-1-W



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

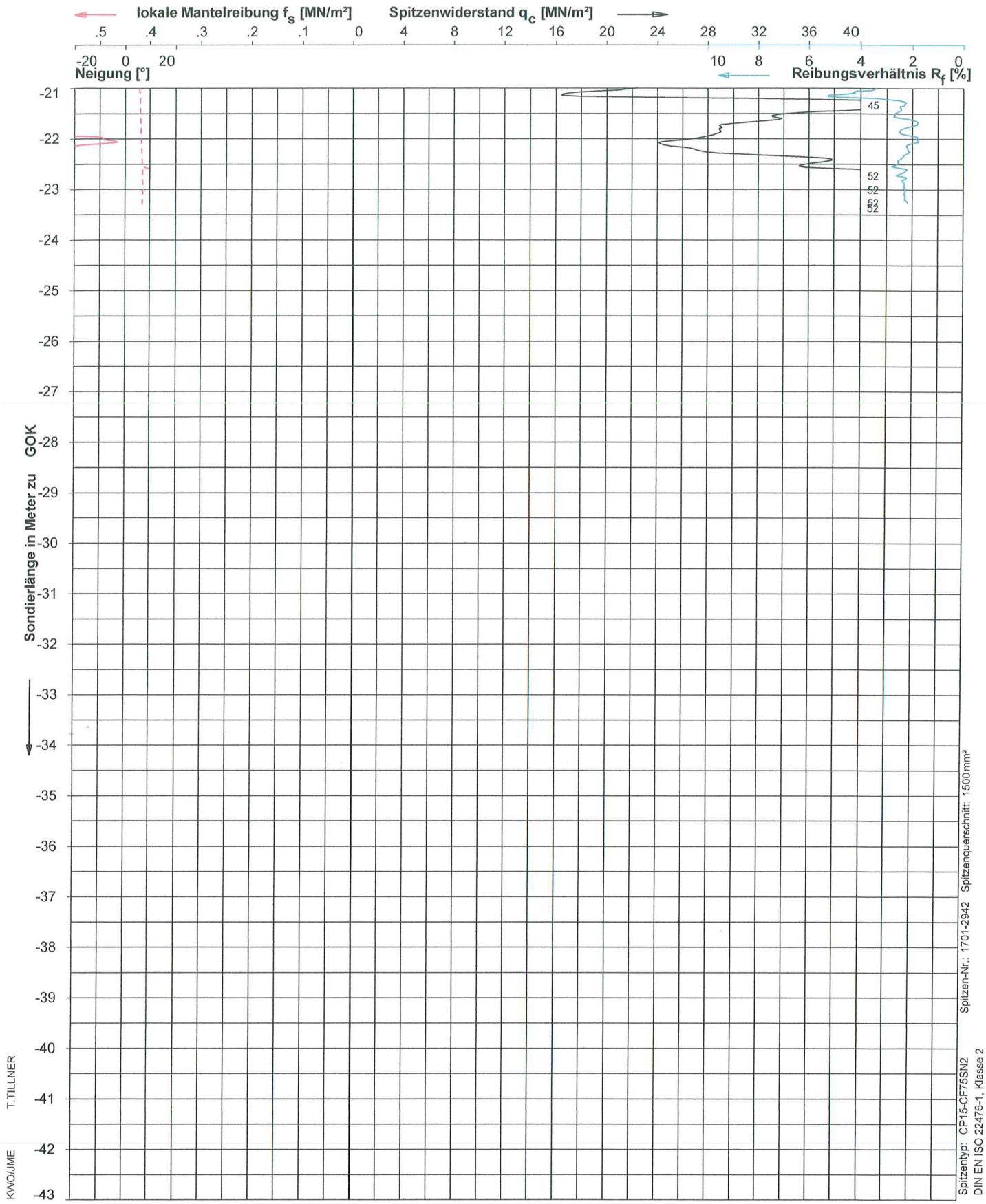
DS 3/20

BAUGRUND LINKE GMBH
BV: WEA Halenbeck

Fugro Germany Land GmbH
Wolfener Str. 36, 12681 Berlin
Tel: +49 30 93651352 Fax: 93651350
DIN ISO 9001

Datum : 24-Jan-2020
Sondierende : Auslastung
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -23.37 m zu GOK

Projekt: 620-20-0012-B
Sondierung: WEA-1-MP



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

DS 3/20

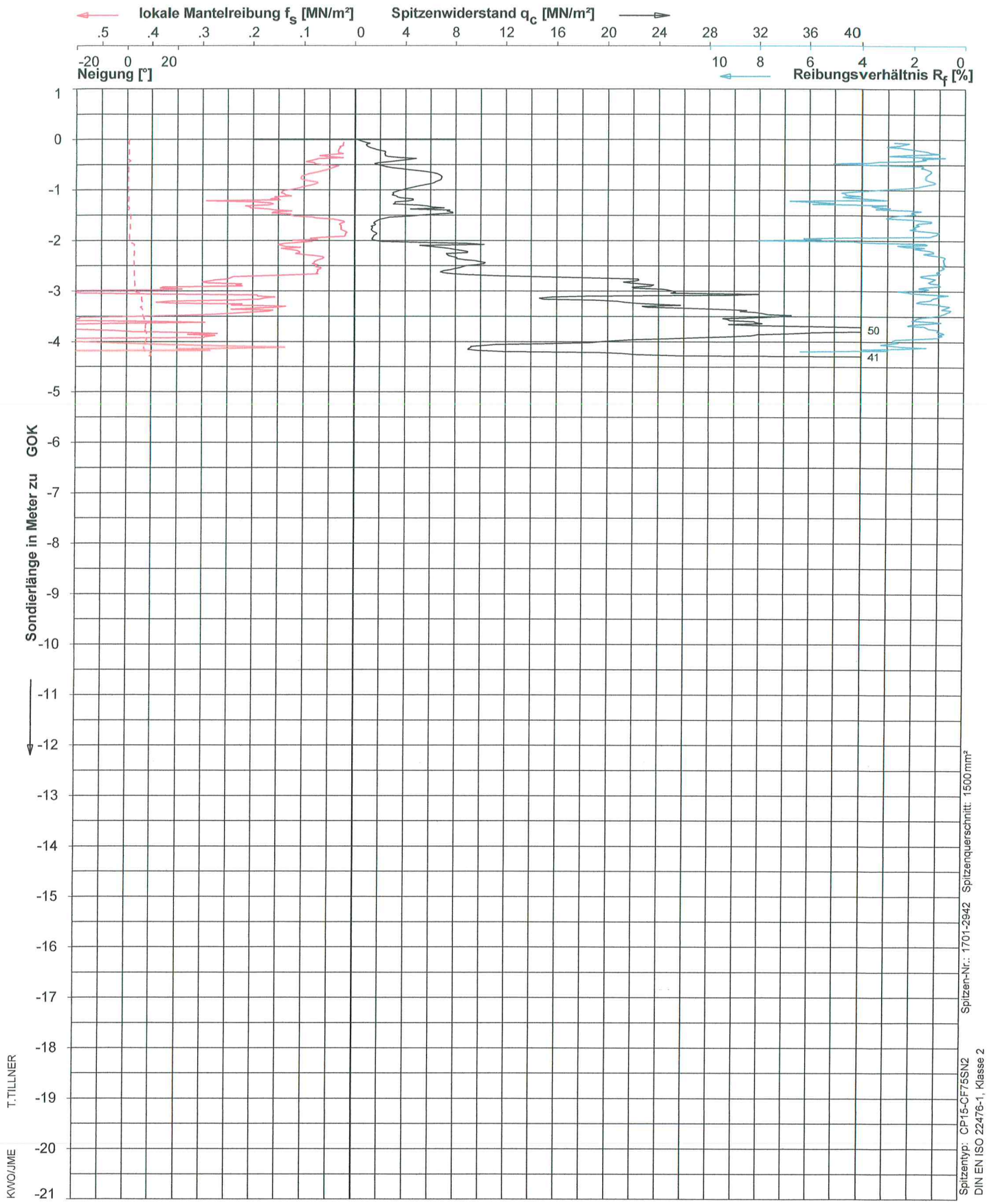
BAUGRUND LINKE GMBH
BV: WEA Halenbeck

Fugro Germany Land GmbH
Wolfener Str. 36, 12681 Berlin
Tel: +49 30 93651352 Fax: 93651350
DIN ISO 9001

Datum	:	24-Jan-2020
Sondierende	:	Auslastung
Gelände	:	0.00 m zu GOK
Endteufe	:	-23.37 m zu GOK

Projekt: 620-20-0012-B

Sondierung: WEA-1-MP



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

DS 2/20

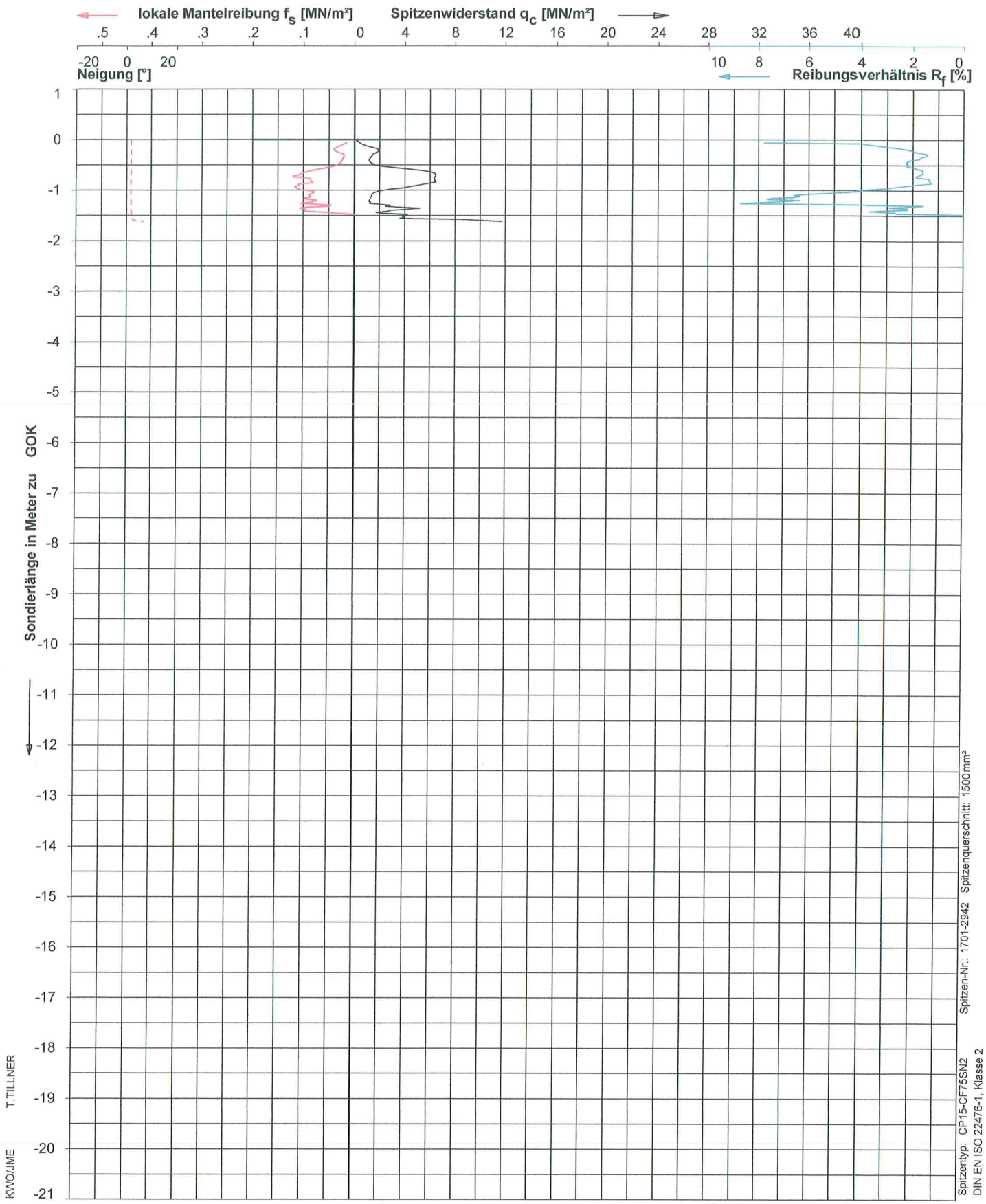
BAUGRUND LINKE GMBH
BV: WEA Halenbeck

Fugro Germany Land GmbH
Wolfener Str. 36, 12681 Berlin
DIN ISO 9001 Tel: +49 30 93651352 Fax: 93651350

Datum	:	24-Jan-2020
Sondierende	:	Auslastung, Hindernis, Neigung
Gelände	:	0.00 m zu GOK
Endteufe	:	-4.31 m zu GOK

Projekt: 620-20-0012-B

Sondierung: WEA-1-O-A



Spitzentyp: CP15-CF75SN2 DIN EN ISO 22476-1, Klasse 2
Spitzen-Nr.: 1701-2942 Spitzenquerschnitt: 1500 mm²

T.TILLNER
KWO/JME

ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

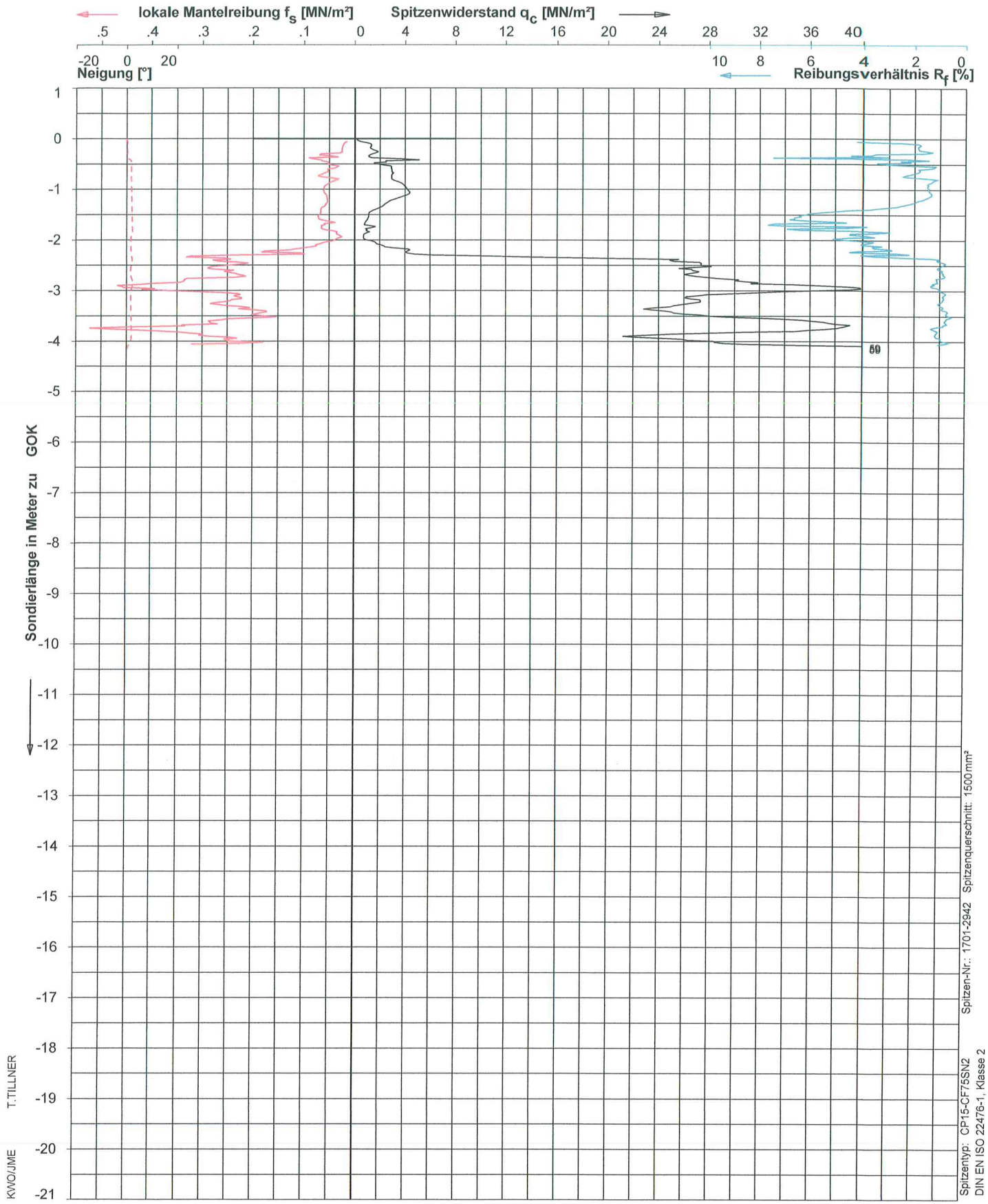
DS 2/20

BAUGRUND LINKE GMBH
BV: WEA Halenbeck

Fugro Germany Land GmbH
Wolfener Str. 36, 12681 Berlin
Tel: +49 30 93651352 Fax: 93651350
DIN ISO 9001

Datum	:	24-Jan-2020
Sondierende	:	Auslastung, Hindernis, Neigung
Gelände	:	0.00 m zu GOK
Endteufe	:	-1.62 m zu GOK

Projekt: 620-20-0012-B
Sondierung: WEA-1-O



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

DS 4/20

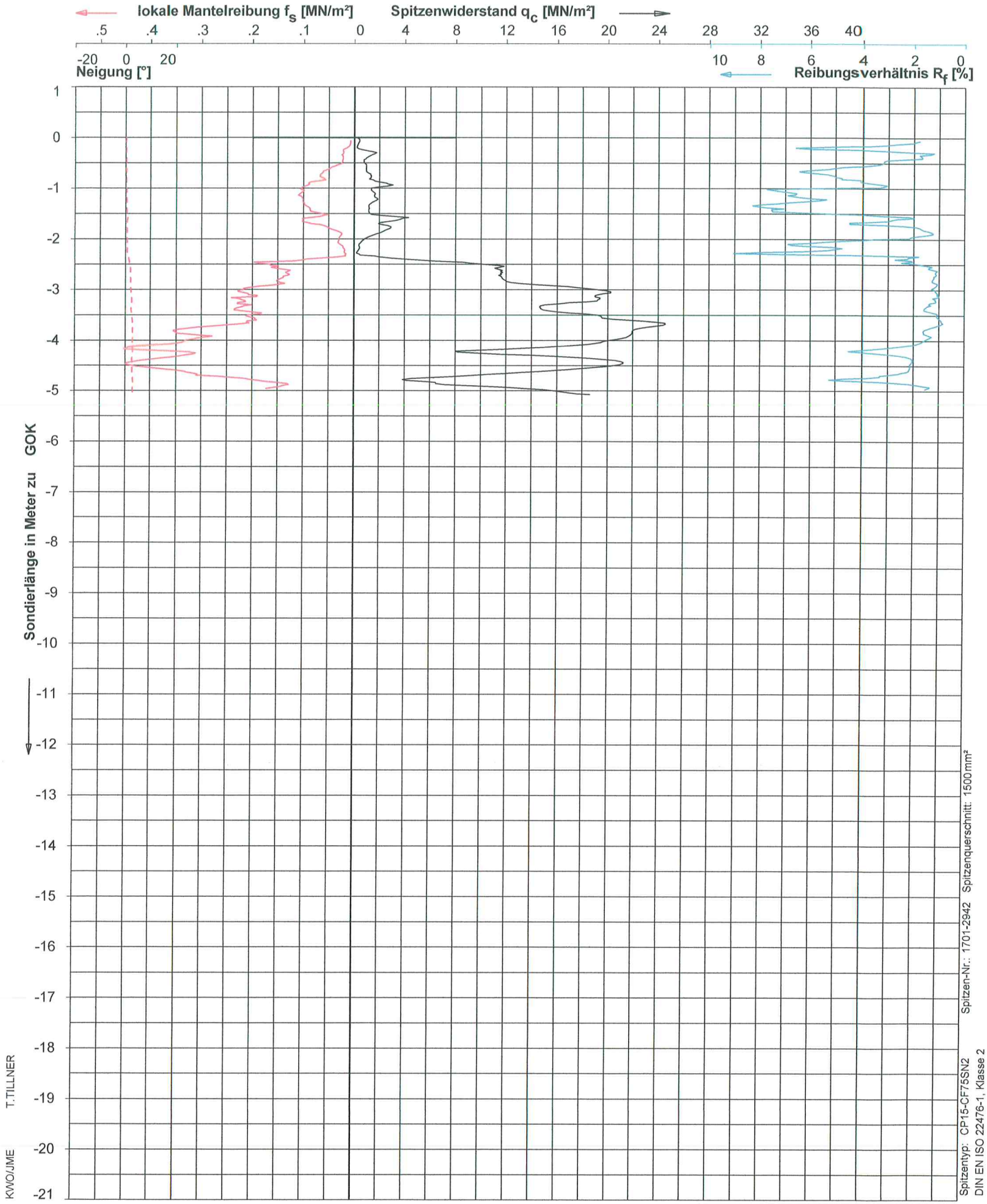
BAUGRUND LINKE GMBH
BV: WEA Halenbeck

Fugro Germany Land GmbH
Wolfener Str. 36, 12681 Berlin
Tel: +49 30 93651352 Fax: 93651350
DIN ISO 9001

Datum	:	24-Jan-2020
Sondierende	:	Auslastung
Gelände	:	0.00 m zu GOK
Endteufe	:	-4.17 m zu GOK

Projekt: 620-20-0012-B

Sondierung: WEA-1-KSF-1



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

DS 5/20

BAUGRUND LINKE GMBH
BV: WEA Halenbeck

Fugro Germany Land GmbH
Wolfener Str. 36, 12681 Berlin
Tel: +49 30 93651352 Fax: 93651350
DIN ISO 9001

Datum	:	24-Jan-2020
Sondierende	:	Solltiefe
Gelände	:	0.00 m zu GOK
Endteufe	:	-5.08 m zu GOK

Projekt: 620-20-0012-B

Sondierung: WEA-1-KSF-2

C:\IDATLab\Daten\20008_Konsis.lab

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
06632 Balgstädt
Telefon : 034464/26469
Fax: : 034464/28138

Prüfungs-Nr. : 20/008
Anlage : 2.5, Blatt: 13
zu :

Bestimmung der Fließ- und Ausrollgrenze

nach DIN 18122 - LM

Prüfungs-Nr. : 20/008
Bauvorhaben : WP Halenbeck - Warnsdorf
1 Windkraftanlage
Ausgeführt durch : FL
am : 10.02.2020
Bemerkung :

Entnahmestelle : B 1/20
Station : m rechts der Achse
Entnahmetiefe : 5,60 - 6,10 m m unter GOK
Bodenart : T, u

Art der Entnahme :
Entnahme am : durch :

Fließgrenze

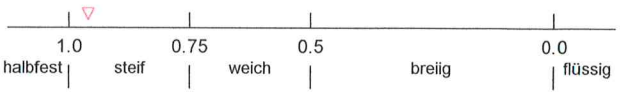
Behälter Nr. :	7	8	14	15	
Zahl der Schläge :	38	27	21	16	
Feuchte Probe + Behälter $m+m_B$ [g] :	86,92	82,02	90,55	87,81	
Trockene Probe + Behälter m_d+m_B [g] :	83,81	78,69	87,32	84,33	
Behälter m_B [g] :	75,88	70,47	79,55	76,31	
Wasser $m - m_d = m_w$ [g] :	3,11	3,33	3,23	3,48	
Trockene Probe m_d [g] :	7,93	8,22	7,77	8,02	
Wassergehalt $m_w / m_d * 100$ [%] :	39,22	40,51	41,57	43,39	
Wert übernehmen	☒	☒	☒	☒	

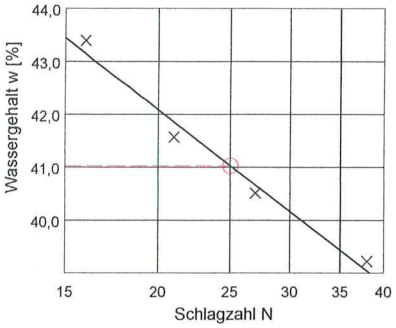
Ausrollgrenze

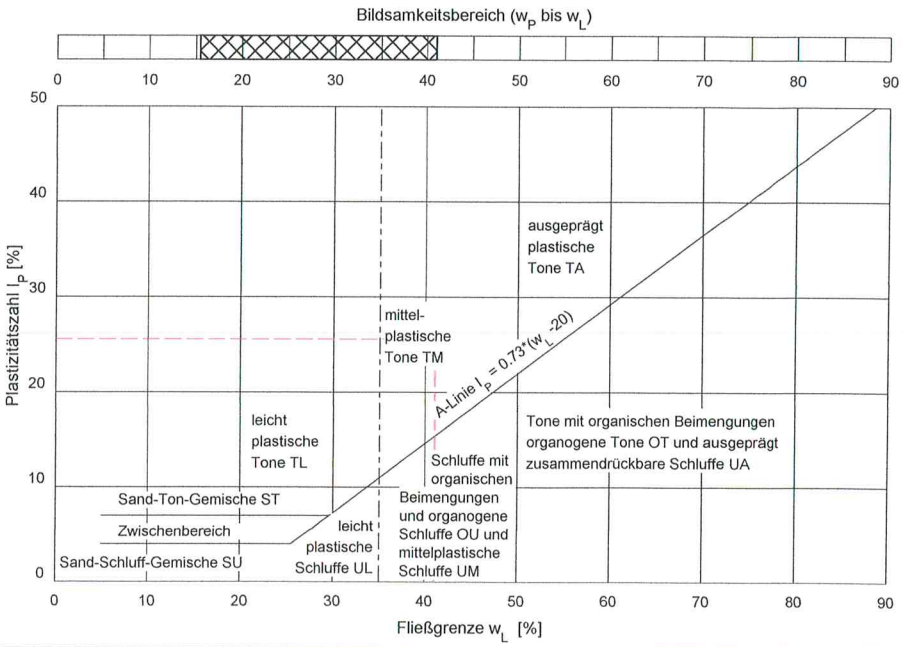
1	2	3	
65,15	55,82	63,24	
63,94	54,64	62,15	
56,27	47,23	54,77	
1,21	1,18	1,09	
7,67	7,41	7,38	
15,78	15,92	14,77	

Natürlicher Wassergehalt :	w	=	14,34	%	Bodengruppe	= TM
Größtkorn :				mm	Fließgrenze	w_L = 41,02 %
Masse des Überkorns :			16,42	g	Ausrollgrenze	w_P = 15,49 %
Trockenmasse der Probe :			126,36	g	Plastizitätszahl	$I_P = w_L - w_P$ = 25,53 %
Überkornanteil :	ü	=	12,99	%	Konsistenzzahl	$I_C = \frac{w_L - w_K}{w_L - w_P}$ = 0,96 ≙ steif
Anteil ≤ 0.4 mm :	m_d / m	=	87,01	%	Liquiditätszahl	$I_L = 1 - I_C$ = 0,04
Anteil ≤ 0.002 mm :	m_T / m	=		%	Aktivitätszahl	$I_A = \frac{I_P}{m_T / m_d}$ =
Wassergehalt (Überkorn)	$w_Ü$	=	0,00	%		
korr. Wassergehalt : $w_K = \frac{w - w_Ü * ü}{1.0-ü}$		=	16,48	%		

Zustandsform







© By IDAT-GmbH 1995 - 2010 V 4.09

© By IDAT-GmbH 1995 - 2010 V 4.09

Prüfungs-Nr. : 20/008
Bauvorhaben : WP Halenbeck - Warnsdorf
WEA S1
Ausgeführt durch : FL
am : 10.02.2020
Bemerkung :

Bestimmung der Korngrößenverteilung

kombinierte Sieb-/Schlämmanalyse

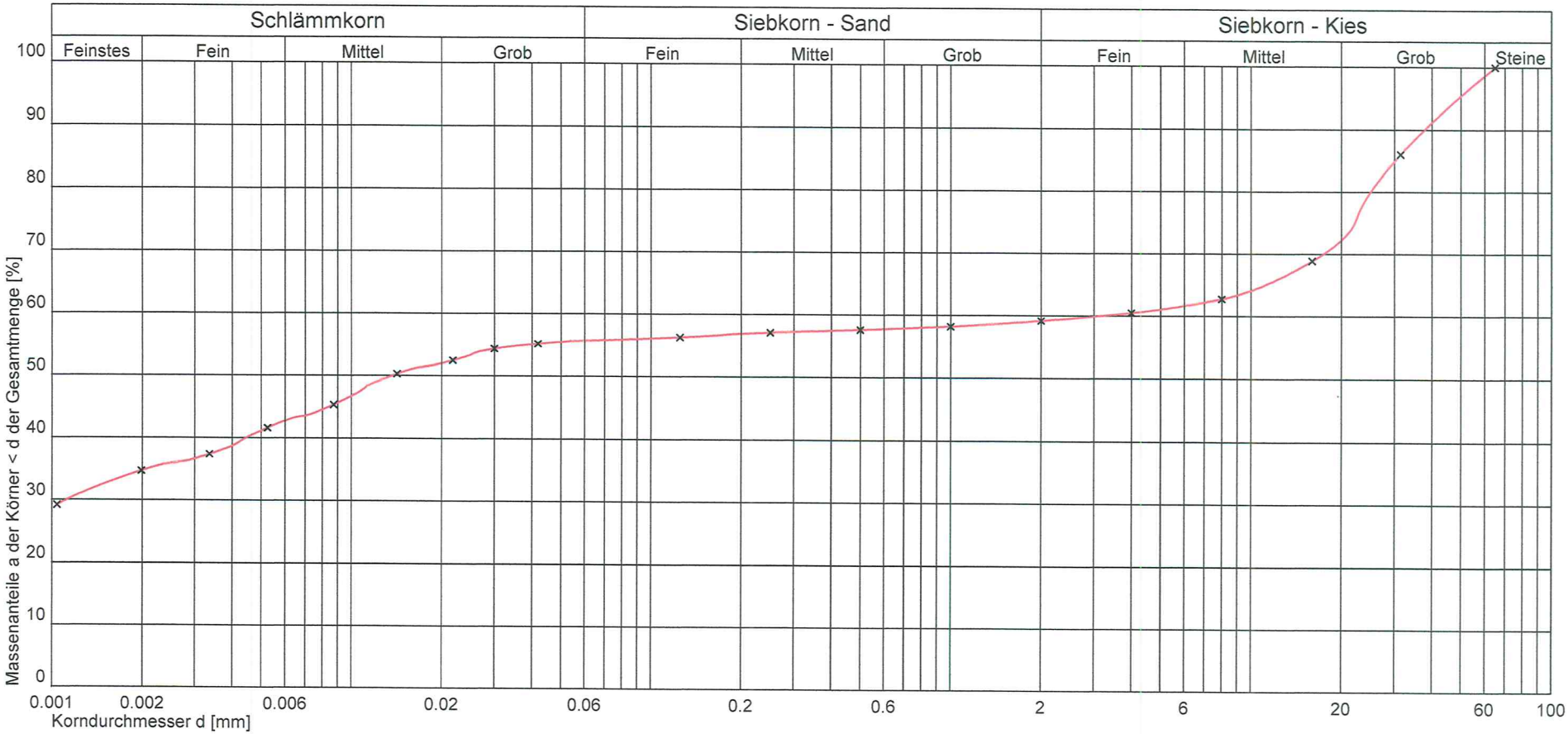
nach DIN 18123

Entnahmestelle : B 2/20
Station : m rechts der Achse
Entnahmetiefe : 11,3 - 12 m m unter GOK
Bodenart : Talkies

Art der Entnahme :
Entnahme am : 25.01.2020 durch : Linke

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
06632 Balgstädt
Telefon : 034464/26469
Fax: : 034464/28138

C:\IDAT\Lab\Daten\13066_Korn_neu3.lab



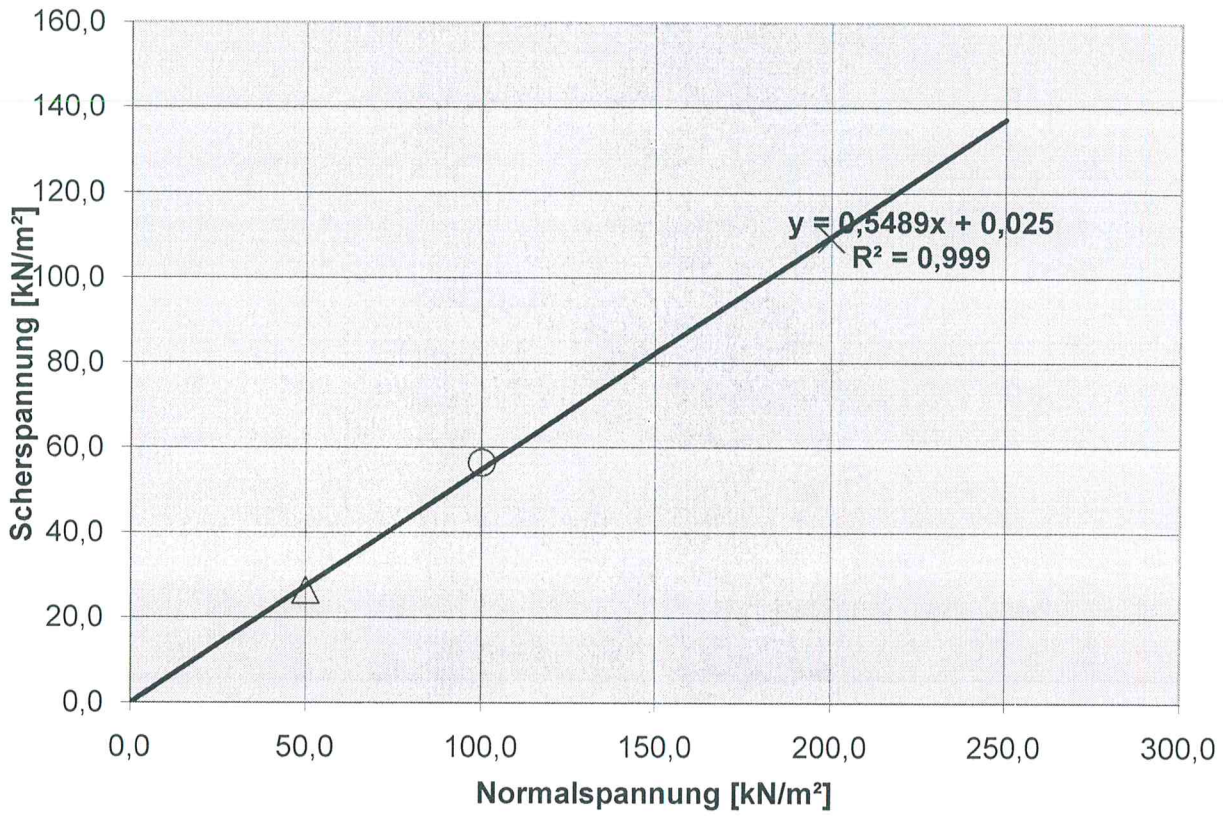
Prüfungs-Nr. : 20/008
Anlage : 2.6, Blatt: 14
zu :

Kurve Nr.:				Bemerkungen
Arbeitsweise				
U = d60/d10 / C_C / Median				
Bodengruppe (DIN 18196)				
Geologische Bezeichnung				
kf-Wert				
Kornkennziffer:	4 2 0 4 0 gG,mg',t*,u			

	Anlage: 2.7
	Blatt: 15

Scherversuch nach DIN 18137

Bauvorhaben:	Objekt:	Auftrags-Nr.
WP Halenbeck	WEA S1	20/008
Entnahmestelle:	**Entnahmetiefe:**	
B 2/20	7,7 - 7,9 m	



Versuchs-Nummer und -Bezeichnung	1 △	2 ○	3 x		
Normalspannung [kN/m²]	50,0	100,0	200,0		
Max. Scherspannung [kN/m²]	26,5	56,5	109,3		
Schergeschwindigkeit [mm/min]	0,240	0,240	0,240		
Einbaudichte [g/cm³]					
Reibungswinkel [°]	28,76				
Kohäsion [kN/m²]	0,03				
Korrelation [1]	1,00				

WEA: S1

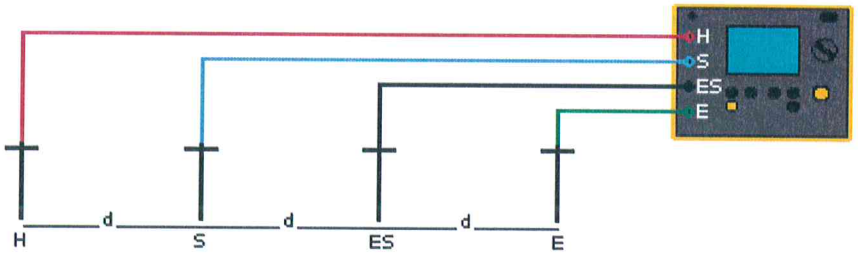
Anfang R: 3320700,0
H: 5904404,0

Ende R: 3320707
H: 5904404,0

Erdwiderstandsmessung

Messgerät	C.A 6471 Seriell 4706		
Rho Ohm-m	**372,55**		
Datum:	25.01.2020		
Uhrzeit:	07:46:07		
Objekt	1		
Prüfung	1		
Funktion	AC 4-polig Wenner (Rho)		
Anzahl Messungen	1		
R S-ES Ohm	0,685	V Stör S-ES V DC	-0,03
Distanz d Meter	7	Störfreq. S-ES Hz	0
V H-E V	- - -		
Prüffrequenz Hz	128,1		
R P-E Ohm	- - -		
R P-H Ohm	- - -		
R P-ES Ohm			
R P-S Ohm	- - -		
V S-ES V AC	0,0808		
I H-E A AC	0,0237		
Prüfspannung Obergrenze V AC	16		

AC 4-polig Wenner (Rho)



Bauvorhaben: WP Halenbeck-Warnsdorf WEA S1	
Planbezeichnung: Protokoll Widerstandsmessung 1 Anlage: 2.8, Blatt: 16	Projekt-Nr. 20/008 Datum: 12.02.2020
Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 06632 Balgstädt	

BAUGRUND LINKE GMBH

Beratende Ingenieure

Baugrundgutachten
Altlastenbewertungen
Laboruntersuchungen

BAUGRUND LINKE GMBH · Größnitz 20 · 06632 Balgstädt

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

BAUGRUNDGUTACHTEN

1. Bericht

Auftrags-Nr.	20/008
Bauvorhaben:	Windpark Halenbeck-Warnsdorf
Objekt:	1 Windkraftanlage (WEA S1)
Geotechnische Kategorie:	3
Auftraggeber:	UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG Heinrich-Hertz-Straße 6 03044 Cottbus
Bearbeiter:	Dipl.-Ing. (FH) Linke

Balgstädt, den 12.02.2020

Dipl.-Ing.(FH) Linke

Bei der Ingenieurkammer Sachsen-Anhalt Eingetragen als Beratender Ingenieur Mitgliedsnummer 2813

Inhalt

1 Unterlagen 3
2 Anlagen 3
3 Feststellungen 4
3.1 Aufgabenstellung 4
3.2 Standort und geplante Bebauung 4
3.3 Geologische Situation/Bergbau 5
3.4 Baugrundschichtung 6
3.5 Baugrundeigenschaften 6
3.6 Hydrologische Situation 8
3.7 Laborprüfergebnisse 8
3.8 Messung des spezifischen Erdwiderstandes 9
4 Gründungstechnische Schlussfolgerungen 9
4.1 Allgemeine Einschätzung der Baugrund- und Gründungsverhältnisse 9
4.2 Gründungsempfehlungen 9
4.3 Berechnungskennwerte für Flachgründungen, zulässige Bodenpressung, Setzungs- und Grundbruchberechnungen 10
4.4 Wasserhaltung/Schutz vor Wasser/Betonschutzmaßnahmen 11
4.5 Homogenbereiche und Böschungswinkel 11
4.6 Hinweise zum Aufbau der Kranstellflächen und der Zufahrten 12
4.7 Schlusswort 13

1 Unterlagen

1.1 Auftragserteilung durch die UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG, Cottbus am 20.12.2019

1.2 Luftbild mit eingetragener geplanter Bebauung (M. ohne), zugesandt vom Auftraggeber

1.3 Flurkarte mit eingetragener geplanter Bebauung (M. 1 : 5.000), zugesandt vom Auftraggeber

1.4 Bohrungen B 1/20 bis B 5/20, sowie lage- und höhenmäßige Einmessung der Aufschlussansatzpunkte, durchgeführt von der Baugrund Linke GmbH am 25.01.2020

1.5 Drucksondierungen DS 1/20 bis DS 5/20, durchgeführt von der Fugro Consult GmbH, am 24.02.2020

1.6 Geologische Übersichtskarte des Landkreis Prignitz (M 1 : 100.000)

1.7 Prüfbericht für eine Typenprüfung der Windenergieanlage V 162 5.4/5.6 MW, Nabenhöhe 166 m über GOK, Fundament ohne Auftrieb, Prüfnummer: 3015984-3-d vom 30.09.2019 (vertrauliches Dokument)

2 Anlagen

2.1	Übersichtsplan	Blatt 1
	Aufschlussplan	Blatt 2
2.2	Aufschlussprofile	Blatt 3 und 4
2.3	Idealisierter Baugrundschnitt	Blatt 5
2.4	Ergebnisse der Drucksondierungen	Blatt 6 bis 12
2.5	Konsistenzgrenzen	Blatt 13
2.6	Kornverteilungskurve	Blatt 14
2.7	Scherversuch	Blatt 15
2.8	Ermittlung des spezifischen Erdwiderstandes	Blatt 16
2.9	Grundbruchberechnungen	Blatt 17 bis 20
2.10	Setzungsberechnungen	Blatt 21 bis 33
2.11	Bergbauliche Stellungnahme	Blatt 34 und 35
2.12	Prüfbericht Boden	Blatt 36 bis 38

3 Feststellungen

3.1 Aufgabenstellung

Die Baugrund Linke GmbH wurde von der UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG beauftragt, für 1 geplante Windkraftanlage, 1 Kranstellfläche sowie der Zufahrt den Baugrund zu erkunden und ein Baugrundgutachten zu erstellen.
Die Ergebnisse der Untersuchungen und die daraus resultierenden Schlussfolgerungen werden im vorliegenden Baugrundgutachten dokumentiert.

3.2 Standort und geplante Bebauung

Geplant ist die Errichtung von 1 Windkraftanlage vom Typ Vestas V162 5.6 MW mit 166 m Nabenhöhe. Am Standort ist eine 3 m Fundamenterhöhung geplant.
Großflächig gesehen fällt das Baugelände gering in nordöstliche Richtung ein. Der geplante Baustandort besteht aus Niederwald (Sträucher, kleine Bäume).
Die Geländehöhen betragen zwischen 135,2 m NN und 139,2 m NN. Die Windkraftanlage wird am Südostrand des bestehenden Windparks Halenbeck – Warnsdorf errichtet werden.

Großräumig gesehen wird der Standort begrenzt:
Nordwesten: Gemeinde Schmolde
Nordosten: Gemeinde Freyenstein
Süden: Gemeinde Halenbeck-Rohlsdorf und Landstraße L 154

Die Standortkoordinaten betragen nach dem System UTM Zone 33 - ETRS 89:

Tabelle: 1

WEA-Nr.	Rechtswert	Hochwert
WEA S1	320.703,0	5.904.404,0

Entsprechend Unterlage 1.7 liegen uns folgende bautechnische Angaben vor:

- ***Vestas V 162 5.4/5.6 MW, mit einer Nabenhöhe von 166 m***
  Flachfundament ohne Auftrieb (Der maximale Grundwasseransatz erfolgt bei 3,40 m unter Geländeoberkante)

- flach gegründetes, kreisförmiges Fundament mit einem Ø von 27,00 m
- Unterkante Fundament, außerhalb v. Zentrumsbereich: -3,40 m

- Unterkante Fundament, im Zentrumsbereich: -3,63 m
- Gesamthöhe des Fundamentes: 3,78 m
- Geplant ist eine Fundamenterhöhung um + 3,00 m; somit beträgt die Gründungstiefe ca. 0,40 m
- minimal erforderliche dynamische Drehfedersteifigkeit: ≥ 99000 MNm/rad
- minimal erforderliche statische Drehfedersteifigkeit: ≥ 49500 MNm/rad
- dynamisches Elastizitätsmodul: $E_{s,dyn}$ = 50 MN/m² (ν = 0,35) bzw. $E_{s,dyn}$ = 60 MN/m² (ν = 0,40)
- statisches Elastizitätsmodul: $E_{s,stat.}$ = 25 MN/m² (ν = 0,35) bzw. $E_{s,stat.}$ = 30 MN/m² (ν = 0,40)

- mittlere Bodenpressung: 165 kN/m²
- maximale Kantenpressung: 229 kN/m²
- Die Überschüttung der Fundamentplatte ist statisch erforderlich und darf nicht entfernt werden (min. γ_n/ γ' = 18/ 8 kN/m³).
- Einzuhaltende Scherparameter: min ϕ' = 30° oder min c_u = 60 kN/m²

Tabelle: 2

Lastfall [-]	min V_k [kN]	max V_k [kN]	max H_k [kN]	max M_k [kN]
BS-A (DLC 2.3)	51171	54168	1621	249512
BS-P (DLC 1.4)	51171	54205	1614	226799

3.3 Geologische Situation/Bergbau

Aus regionalgeologischer Sicht befindet sich der Baustandort in der Ostprignitz.

Der geologische Schichtenaufbau gliedert sich wie folgt:

- Waldboden (Holozän)
- Decksand (Holozän)
- Geschiebelehm/ Geschiebemergel (Pleistozän)
- Talsand/ Talkies (Pleistozän)

Der Standort befindet sich nach DIN EN 1998-1/NA (Fassung 2011-01) in keiner Erdbebenzone.
Gemäß der bergbaulichen Stellungnahme ist kein Altbergbau am geplanten Baustandort umhergegangen (siehe Anlage 2.11, Blatt 34 und 35).

3.4 Baugrundschichtung

Der Baugrund wurde durch insgesamt 5 Bohrungen und 5 Drucksondierungen bis in eine Tiefe von max. 22,3 m unter OKG erkundet.
Der Umfang der Aufschlüsse entspricht den Empfehlungen der DIN 4020. Die erkundete Baugrundschichtung wird nachfolgend tabellarisch zusammengefasst:

Windkraftanlage

Tabelle 3:

Schicht	Mächtigkeit [m]	bis m unter Ansatzpunkt angetroffen	Bemerkungen
Waldboden	0,05	0,05	durchteuft
Decksand	0,75 – 0,95	0,80 – 1,00	durchteuft
Talsand/ Talkies	4,80 – 11,50	12,50 – 12,80	durchteuft
Geschiebelehm/ Geschiebemergel	0,50 – 4,50	17,00 (Aufschlussendteufe)	durchteuft

Kranstellfläche

Tabelle 4:

Schicht	Mächtigkeit [m]	bis m unter Ansatzpunkt angetroffen	Bemerkungen
Waldboden	0,05	0,05	durchteuft
Decksand	1,15	1,20	durchteuft
Geschiebelehm	1,20	2,40	durchteuft
Talsand	2,60	5,00	nicht durchteuft

Zufahrt

Tabelle 5:

Schicht	Mächtigkeit [m]	bis m unter Ansatzpunkt angetroffen	Bemerkungen
Waldboden	0,05	0,05	durchteuft
Decksand	0,95	1,00	durchteuft
Talsand	1,00	2,00 (Aufschlussendteufe)	nicht durchteuft

Weitere Einzelheiten können den Aufschlussprofilen aus Anlage 2.2, Blatt 3 und 4 sowie dem idealisierten Baugrundschnitt aus Anlage 2.3, Blatt 5 entnommen werden.

3.5 Baugrundeigenschaften

Den erkundeten Baugrundschichten können aufgrund der visuellen Einschätzung spezifizierter Proben, der durchgeführten Drucksondierungen, der Laboruntersuchungen sowie anhand von Erfahrungswerten folgende bodenmechanische Eigenschaften zugeordnet werden:

Schicht: Waldboden

Diese Schicht ist nicht bauwerksrelevant. Er ist von allen Bebauungsflächen abzutragen. Wird der Waldboden nicht sofort weiterverwendet, ist er getrennt von anderen Bodenarten, abseits vom Baubetrieb und möglichst zusammenhängend zu lagern. Dabei darf er nicht durch Befahrung oder auf andere Weise verdichtet werden.
Bodengruppe gemäß DIN 18 196: HZ

Schicht: Decksand

Petrographie:	kiesiger, toniger, schluffiger Sand/ Wurzeln
Farben:	gelbgrau, gelbgraubraun, graubraun
Lagerungsdichte:	locker bis mitteldicht

mittel frostempfindlich (F 2)
kalkfrei

Bodengruppen gemäß DIN 18 196: ST, SU, $\overline{SU}$

Schicht: Talsand/ Talkies

Petrographie:	Der Talsand wurde in einer Bandbreite von Fein- bis Grobsand mit z. T. steinigen, kiesigen, schluffigen und tonigen Beimengungen erkundet. Der Talkies wurde als Grobkies mit schluffigen, tonigen und mittelkiesigen Beimengungen erkundet.
Farben:	überwiegend graue, gelbe und braune Färbung
Lagerungsdichte:	locker bis dicht

nicht – mittel frostempfindlich (F 1 – F 2)
kalkfrei bis kalkhaltig

Bodengruppen gemäß DIN 18 196: SE, SW, SU, ST, GU, $\overline{GT}$

Schicht: Geschiebelehm/ Geschiebemergel

Als Geschiebelehm wird der obere entkalkte Horizont des Geschiebemergels bezeichnet. Geschiebelehm und Geschiebemergel haben bodenmechanisch gesehen die gleichen Eigenschaften.

Petrographie:	schluffiger Ton
	steiniger, toniger, sandiger Schluff
Farben:	hellgraubraun, schwarz, dunkelgrau
Konsistenz:	weich bis halbfest
Plastizität:	leicht bis mittel plastisch

sehr frost- und wasserempfindlich (F 3)

kalkfrei bis stark kalkhaltig

Bodengruppen gemäß DIN 18 196: TM, UL, UM

3.6 Hydrologische Situation

Während der Durchführung der Aufschlussarbeiten wurde bis zu einer Aufschlussendteufe von 17 m kein Wasser gemessen. Auf Grund der Höhenlage des Geländes ist auch nicht mit Wasser im baurelevanten Bereich zu rechnen.

3.7 Laborprüfergebnisse

Aus den Bohrungen wurden gestörte und ungestörte Erdstoffproben entnommen und im Labor auf erdstoffphysikalische Kennwerte untersucht. Dabei wurden folgende Ergebnisse ermittelt:

Entnahmestelle B 1/20, aus 5,6 – 6,1 m (Geschiebelehm):

Tabelle 6:

natürlicher Wassergehalt	w_n	= 14,34%
Fließgrenze:	w_L	= 41,02%
Ausrollgrenze	w_P	= 15,49%
Plastizitätszahl	I_P	= 25,53%
Konsistenzzahl	I_C	= 0,96 (steif)

Entnahmestelle B 2/20, aus 7,7 – 7,9 m (Talsand):

Tabelle 7:

wirksamer Reibungswinkel	ϕ'	= 28,76°
wirksame Kohäsion	c'	= 0,03 kN/m²

Aus der Bohrung B 1/20 wurde eine Bodenprobe aus einer Tiefe von 0,0 bis 2,0 m entnommen und im Labor auf betonaggressive Inhaltsstoffe untersucht. Auf der Grundlage des Prüfberichtes (Anlage 2.12, Blatt 36 bis 38) ist der anstehende Boden als nicht betonaggressiv einzustufen.

3.8 Messung des spezifischen Erdwiderstandes

Mit dem Erdwiderstandsmessgerät C.A 6471 wurde der spezifische Erdwiderstand gemessen. Die Ergebnisse sind in der Anlage 2.8, Blatt 16 dokumentiert.

Tabelle 8:

Standort	Spezifischer Erdwiderstand in Ohm-m
WEA S1	372,55

4 Gründungstechnische Schlussfolgerungen

4.1 Allgemeine Einschätzung der Baugrund- und Gründungsverhältnisse

Nach den getroffenen Feststellungen sind die Baugrundverhältnisse für die geplante Windkraftanlage als geeignet zu bewerten.

Hinsichtlich Tragfähigkeit und Verformbarkeit unter Belastung sind die einzelnen erkundeten Baugrundschichten wie folgt einzuschätzen:

Tabelle 9:

Schicht	Tragfähigkeit	Verformbarkeit
Waldboden	nicht	groß
Decksand	mittel	mäßig
Geschiebelehm/ Geschiebemergel	mittel	mäßig
Talsand/ Talkies	gut	gering

4.2 Gründungsempfehlungen

WEA S1

Am Standort kommt das Fundament mit einem Außendurchmesser von 27 m (Fundament ohne Auftrieb) in Anwendung.

Das Fundament wird gemäß Vorgabe des Auftraggebers 3,0 m erhöht. Somit beträgt die Gründungstiefe des Fundaments 0,348 m unter OKG.

Nach dem Aushub für das Fundament ist der Baugrund mit einer Walze (Eigengewicht ca. 13 t) in 3 Übergängen zu verdichten (1. und 2. Übergang dynamisch, letzter Übergang statisch)

Nach dem Verdichten kann das Fundament hergestellt werden.

Die frostsichere Mindesterdüberdeckung beträgt 1,0 m (seitliche Verfüllung vor Beginn der ersten Frostperiode).

4.3 Berechnungskennwerte für Flachgründungen, zulässige Bodenpressung, Setzungs- und Grundbruchberechnungen

Für erdstatische Berechnungen können den einzelnen erkundeten Schichten folgende Berechnungskennwerte zugeordnet werden:

Tabelle 10:

Schicht	**wirks. Reibungs-winkel**	**wirks. Kohäsion**	**natürl. Roh-wichte**	**Steifemodul, stat./dyn**
	ϕ' [°]	**c' [kN/m²]**	**γ_n [kN/m³]**	**$E_{s,stat}/E_{s,dyn}$ [MN/m²]**
Decksand	35	0	19	verdichtet: 35/155
Geschiebelehm/ Geschiebemergel	27,5 - 30	15 – 8	20 - 21	weich: 6/50 steif:15/90 halbfest:25/120
Talsand	28 - 35	0	21 - 22	locker: 20/110 mitteldicht: 35/155 dicht: 60/210
Talkies	40	0	22	dicht: 60/210

Die Grundbruchsicherheit ist mit einem Ausnutzungsgrad von 0,08 (siehe Anlage 2.9, Blatt 17 - 20) gewährleistet.
Die Gesamtsetzungen betragen ca. 4,4 cm und die Setzungsunterschiede (Verkantungen) bezogen auf das Gesamtfundament betragen ca. 3,3 cm (siehe Anlage 2.10, Blatt 21 – 33). Damit sind die Forderungen gemäß der DIBt-Richtlinie vom Oktober 2012 (Verkantungen des Fundamentes $\leq$ 3mm/m) erfüllt.
Aus der dynamischen/statischen Steifezahl, der Querdehnungszahl und des Radius der Gründung ergibt sich folgende Formel:

$$K_{\varphi,dyn/stat} = \frac{4 \cdot r^3 \; x \; (1-\nu-2\nu^2)}{3 \cdot (1+\nu) \; x \; (1-\nu)^2} \; x \; E_{s,dyn/stat}$$

Radius r = 13,5 m
Querdehnungszahl ν = 0,35
dynamisches Steifemodul $E_{s,dyn}$ = 155 MN/m²
statisches Steifemodul $E_{s,stat}$ = 35 MN/m²

Bei den vorgeschlagenen Gründungsarten sind folgende Mindestwerte der dynamischen und statischen Drehfedersteifigkeit vorhanden:

$C_{\varphi,dyn}$ = 361049 MNm/rad > 99000 MNm/rad
$C_{\varphi,stat.}$ = 81527 GNm/rad > 49500 MNm/rad

Damit sind die Forderungen hinsichtlich der Mindestdrehfedersteifigkeiten erfüllt. Aufgrund der durchgeführten geotechnischen Nachweise kann eine mittlere Bodenpressung von 165 kN/m² und. eine maximale Kantenpressung von 229 kN/m² für den Fundamenttyp ohne Auftrieb zugelassen.

4.4 Wasserhaltung/Schutz vor Wasser/Betonschutzmaßnahmen

Infolge der vorgefundenen Baugrundverhältnisse beschränken sich die Wasserhaltungsmaßnahmen auf eine offene Wasserhaltung.
Abhängig von der Niederschlagssituation sind ggf. Tiefpunkte an den Baugrubensohlrändern herzustellen. Von dort aus kann ggf. anfallendes Wasser abgepumpt werden.
Folgende Hinweise sind für die Herstellung der Gründungssohlen unbedingt zu beachten:

- Das Planum muss trocken gehalten werden.
- Niederschlagswasser muss geregelt aus dem Planum entfernt werden.
- Aufgelockerte Bereiche sind zu verdichten

Nach Vorlage des Prüfberichtes werden Aussagen über eventuelle Betonschutzmaßnahmen gemacht.

4.5 Homogenbereiche und Böschungswinkel

Nach DIN 18 300 können für die erkundeten Baugrundschichten folgende Homogenbereiche zugrunde gelegt werden:

Tabelle 11:

Schicht	Homogenbereich
Waldboden	O
Decksand, Talsand/ Talkies, Geschiebelehm/ Geschiebemergel	B

Entsprechend DIN 4124 sind Baugruben mit Tiefen von ≥ 1,25 m (Böschungsunterkante) bzw. ≥ 1,75 m (Böschungsoberkante) zu verbauen bzw. abzuböschen. Ohne rechnerischen Nachweis der Standsicherheit dürfen dabei folgende Böschungswinkel nicht überschritten werden:

Tabelle 12:

Schicht	Böschungswinkel
Waldboden	$\beta \leq 45°$
Decksand, Talsand/ Talkies	$\beta \leq 45°$
Geschiebelehm (weich)	$\beta \leq 45°$
Geschiebelehm/ Geschiebemergel (steif/ halbfest)	$\beta \leq 60°$
bei zulaufendem Wasser	$\beta \leq 30°$

4.6 Hinweise zum Aufbau der Kranstellflächen und der Zufahrten

Folgenden Aufbau der Kranstellflächen schlagen wir vor:

Kranstellfläche:

- Abtrag des Waldbodens und Entwurzelung des Decksandes
- Verdichten mit einer Walze (Gewicht ca. 15 t) in 3 Übergängen (1. und 2. Übergang dynamisch, danach statisch)
- Aufbau einer 30 cm mächtigen Grobschlagschicht 0/100
- Aufbau einer 10 cm mächtigen Schotterschicht 0/32 ... 0/45
- Auslegen eines Geogitters (bi-axial) mit einer Zugkraft von 40 kN, 30 cm überlappend
- Aufbau einer 20 cm Schotterschicht 0/32 ... 0/45
- Verdichten mit einer Walze (Gewicht ca. 15 t) in 3 Übergängen (1. und 2. Übergang dynamisch, danach statisch)

Auf der Oberkante der Kranstellfläche wird ein E_{v2} – Modul ≥ 120 MN/m^2 gefordert.

Die Nutzung der Kranstellfläche ist abhängig von den konkreten Lasten der Kräne. So ist bei einer späteren Nutzung z. B. bei Reparaturen an der Windkraftanlage die Kran-stellfläche erneut zu untersuchen, da es zu Auflockerungen der Tragschicht kommen kann.

Zufahrt:

Folgenden Aufbau der Zufahrt schlagen wir vor:

- Abtrag des Waldbodens und Entwurzelung des Decksandes
- Aufbau einer 50 cm mächtigen Schotterschicht (0/45)
- Verdichten mit einer Walze (Gewicht ca. 15 t) in 3 Übergängen (1. Und 2. Übergang dynamisch, letzter Übergang statisch)

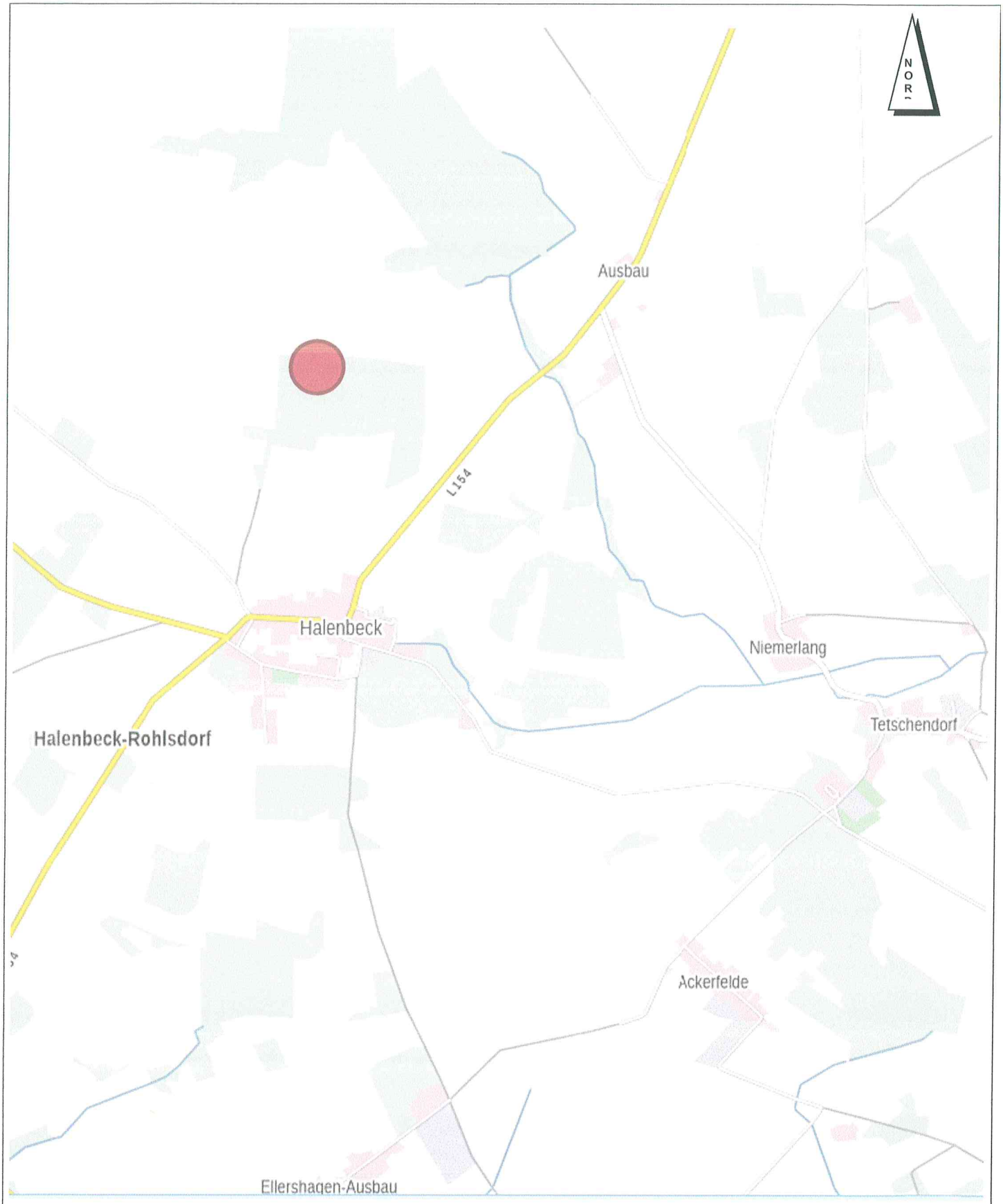
4.7 Schlusswort

Die Baugrund Linke GmbH führte auftragsgemäß eine Baugrunduntersuchung für 1 geplante Windkraftanlage bei Halenbeck durch.
Die Aussagen des vorliegenden Gutachtens sind nur für die Planung und die Bauausführung der o. g. Baumaßnahme zugelassen. Für andere Baumaßnahmen besitzt das Gutachten keine Gültigkeit.
Die Gültigkeit ist zudem nur auf den erkundeten Baugrundbereich beschränkt. Für Baumaßnahmen, die außerhalb der vorhandenen Baugrundaufschlüsse liegen, sind generell zusätzliche oder tiefere Aufschlüsse erforderlich.

Im Zuge der weiteren Planungen, bei Detailplanungen usw., können sich Ergänzungen zu diesem Gutachtenbericht oder weitere Stellungnahmen erforderlich machen.

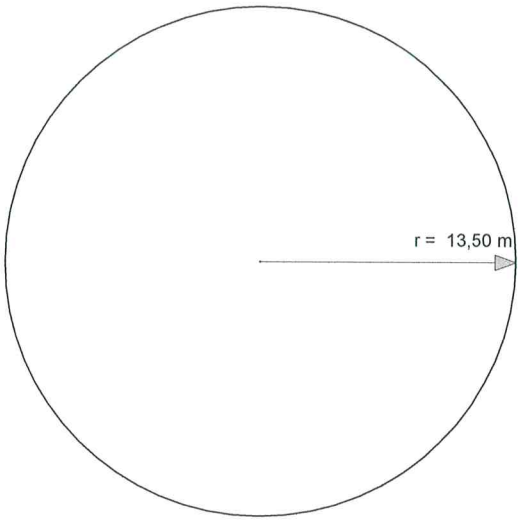
Sollten sich im Rahmen der weiteren Bearbeitung Änderungen gegenüber dem diesen Bericht zugrundeliegenden Bearbeitungsstand vom Februar 2020 ergeben, die im vorliegenden Bericht nicht berücksichtigt werden konnten, so bitten wir zwecks Prüfung der Gültigkeit der Aussagen um Mitteilung.

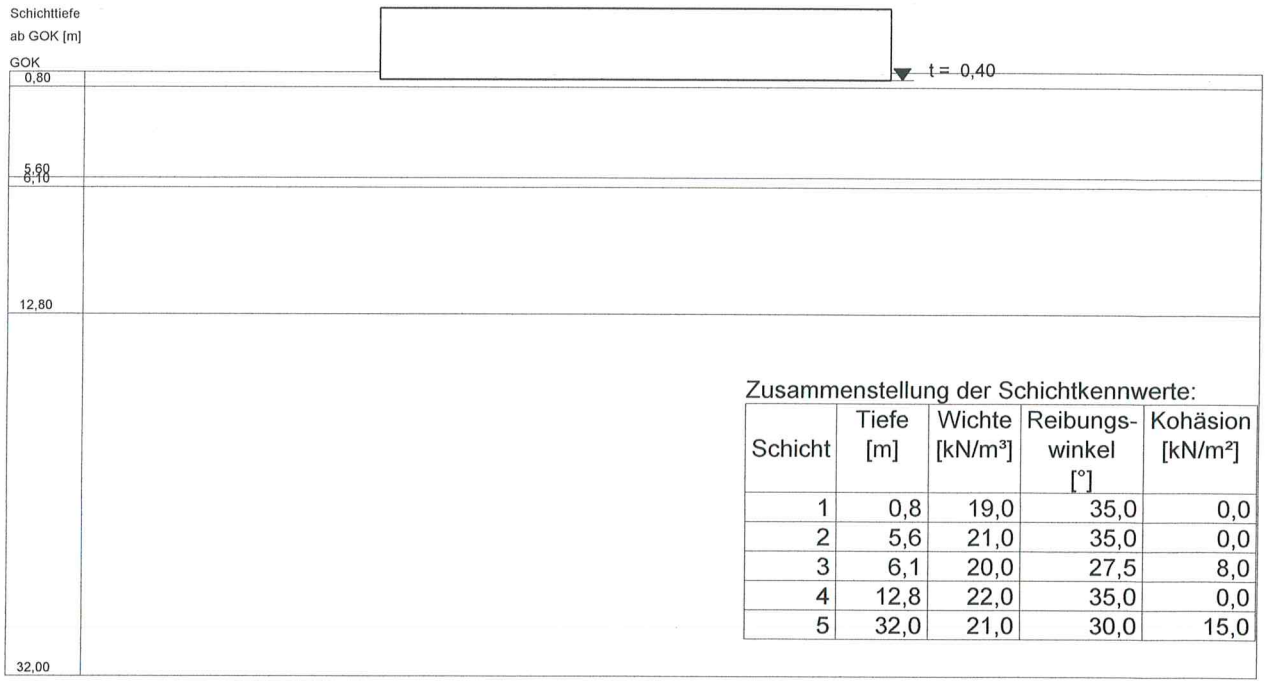
- - - - - - - - - - - - - -



Bauvorhaben: Windpark Halenbeck - Warnsdorf 1 Windkraftanlage S1	
Planbezeichnung: Übersichtsplan Anlage: 2.1 Blatt: 1	Maßstab: ohne Projekt-Nr. 20/008 Datum: 07.02.2020
Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 06632 Balgstädt	

GRUNDRISS





Zusammenstellung der Schichtkennwerte:

Schicht	Tiefe [m]	Wichte [kN/m³]	Reibungs-winkel [°]	Kohäsion [kN/m²]
1	0,8	19,0	35,0	0,0
2	5,6	21,0	35,0	0,0
3	6,1	20,0	27,5	8,0
4	12,8	22,0	35,0	0,0
5	32,0	21,0	30,0	15,0

© By IDAT GmbH 1996-2013

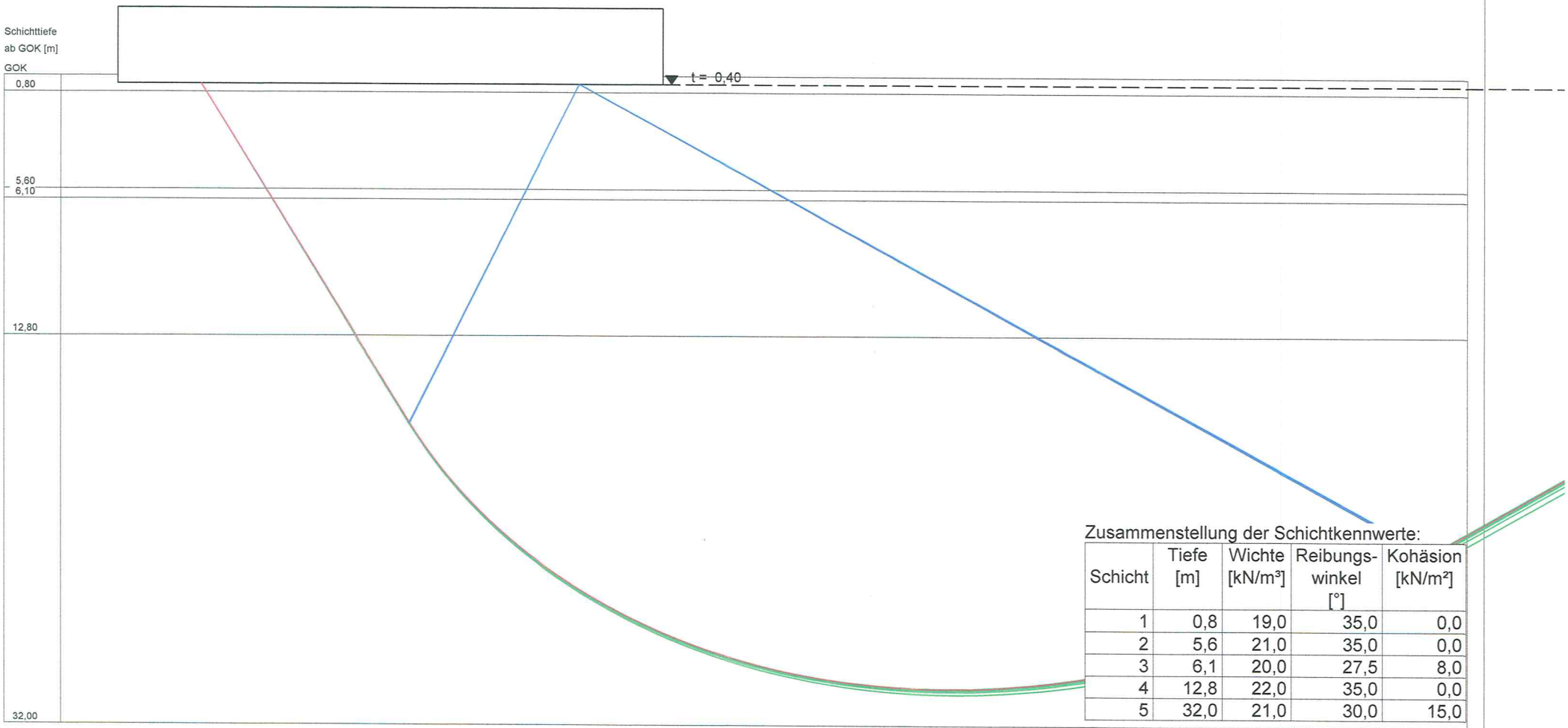
Bauvorhaben: WP Halenbeck - Warns
WEA S1

Planbezeichnung: Grundbruchberechnung

Projekt-Nr.: 20/008
Plan-Nr.: 2.9
Maßstab: 1:400
Datum: 12.02.2020
Bearbeiter: Linke

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
D-06632 Balgstädt
Telefon :(++49)-(034464)/26469
Fax :(++49)-(034464)/28138
GERMANY

AUSWERTUNG



Zusammenstellung der Schichtkennwerte:

Schicht	Tiefe [m]	Wichte [kN/m³]	Reibungs-winkel [°]	Kohäsion [kN/m²]
1	0,8	19,0	35,0	0,0
2	5,6	21,0	35,0	0,0
3	6,1	20,0	27,5	8,0
4	12,8	22,0	35,0	0,0
5	32,0	21,0	30,0	15,0

Reibungswinkel Phi:	31,60 °
Kohäsion c:	10,24 kN/m²
Wichte:	21,22 kN/m³
Ausnutzungsgrad:	0,08

Bauvorhaben:	WP Halenbeck - Warnsdorf WEA S1
Planbezeichnung:	Grundbruchberechnung

Projekt-Nr.:	20/008
Plan-Nr.:	2.9
Maßstab:	1:280
Datum:	12.02.2020
Bearbeiter:	Linke

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
D-06632 Balgstädt
Telefon :(++49)-(034464)/26469
Fax :(++49)-(034464)/28138
GERMANY

PROTOKOLL

GRUNDBRUCHBERECHNUNG NACH EC 7 (EN 1997-1):
mit Berücksichtigung des Nation.Anhangs Deutschland: DIN EN 1997-1/NA
(Nachweisverfahren 2, Teilsicherheiten auf Beansp. [nicht auf Einwirk.])

Fundamenttyp: kreisförmiges Einzelfundament
Radius r = 13,50 m
Tiefe t = 0,40 m
Plattendicke d = 3,78 m

Charakteristische Werte der Einwirkungen:
Last V = 54205,00 kN incl. Fundamenteigengewicht
H_x = 1614,00 kN
H_y = 0,00 kN
M_x = 226799,00 kNm
M_y = 0,00 kNm
H-Resultierende = 1614,00 kN

Ausmitte e_x = 0,00 m
Ausmitte e_y = 4,18 m
reduzierte Länge a' = 18,72 m
reduzierte Breite b' = 18,72 m
reduzierte Fläche F' = 350,29 m²

p' = V' / F' = 154,75 kN/m²

Größte Randpressung = 216,07 kN/m²

Charakteristische Bodenkennwerte für 5 Schichten:

Schicht Nr.	z [m]	γ [kN/m³]	φ [°]	Kohäsion c [kN/m²]	Bodenart
1	0,80	19,00	35,00	0,00	
2	5,60	21,00	35,00	0,00	
3	6,10	20,00	27,50	8,00	
4	12,80	22,00	35,00	0,00	
5	32,00	21,00	30,00	15,00	

seitliche Auflast = 7,60 kN/m²
Mittelwert aus den Schichten ab Fundamentsohle bis t-max
gemittelt bis t-max (ab Sohle gerechnet) = 29,79 m
maßgebliche Bodenkennwerte:
φ = 31,60° c = 10,24 kN/m²
Der Mittelwert wurde entsprechend den anteiligen Schichtlängen an der Bruchfuge ermittelt.

Für den Grundbruch maßgebliche Wichte:
Oberhalb der Gründungssohle = 19,00 kN/m³
Unterhalb der Gründungssohle = 21,22 kN/m³

ERMITTLUNG DER BEIWERTE NACH DIN 4017 NEU BZW. DIN 1054 NEU

Tragfähigkeitsbeiwerte:
N_c =34,321 N_d =22,113 N_b =12,988

© By IDAT GmbH 1996-2013

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
D-06632 Balgstädt
Telefon :(++49)-(034464)/26469
Fax :(++49)-(034464)/28138
GERMANY

Formbeiwerte:
.c =1,549 .d = 1,524 .b = 0,700

Lastneigungsbeiwerte:
i_c =0,954 i_d =0,956 i_b =0,927

Sohlneigungsbeiwerte:
X_c =1,000 X_d =1,000 X_b =1,000

Geländeneigungsbeiwerte:
L_c =1,000 L_d =1,000 L_b =1,000

Die Last greift parallel zur kleineren Seite an.

Anteile zur Bruchspannung (Grenzlast) :
p_c = 519,13 kN/m², p_d = 244,76 kN/m², p_b = 3347,24 kN/m²

Bruchspannung = 4111,13 kN/m²
Bruchlast = 1440067,90 kN
Bemessungswert des Grundbruchwiderstandes R: 1440067,90/1,40 = 1028619,93 kN
Bemessungswert der Beanspruchung E: 81307,50 kN

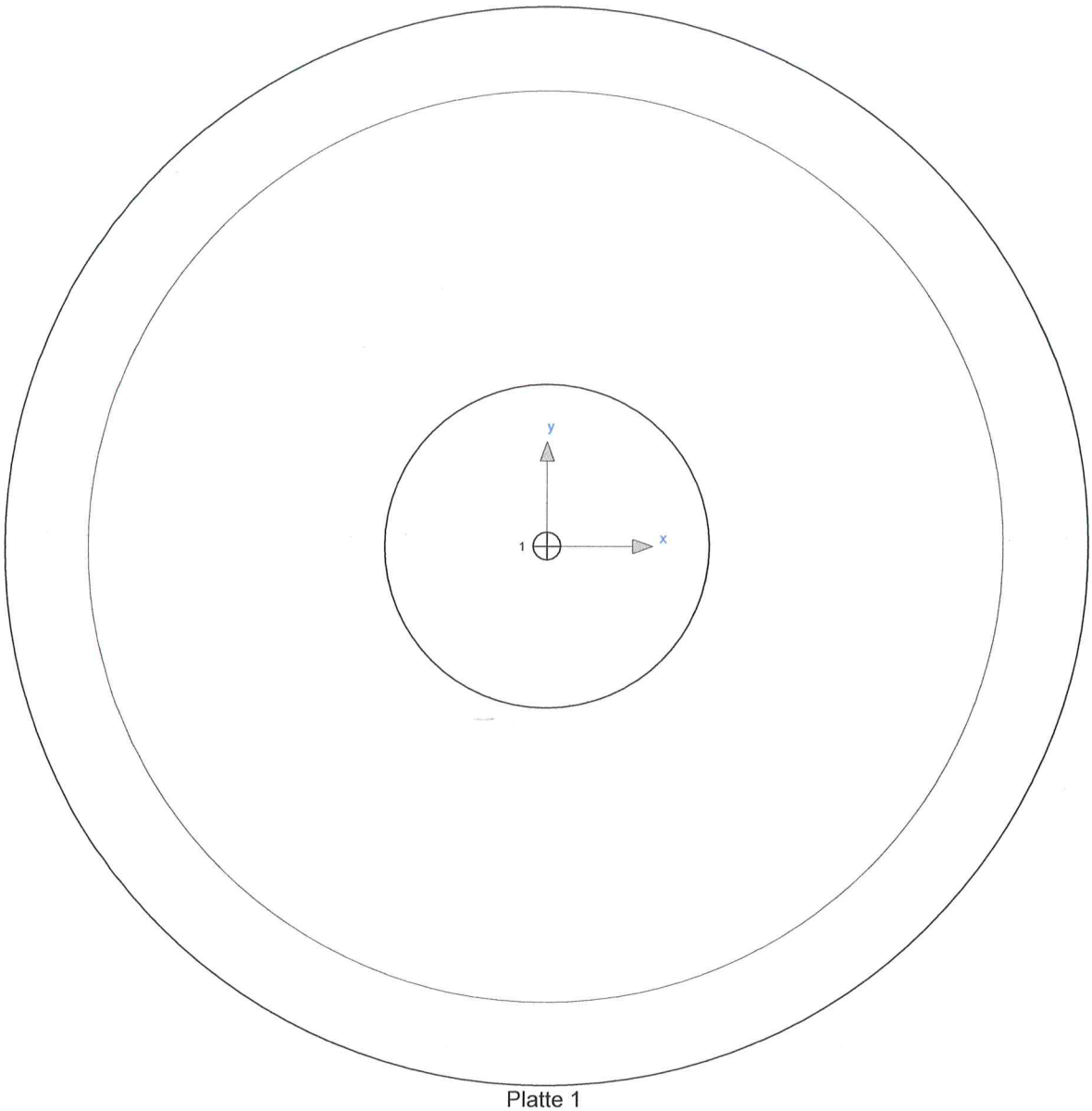
Der Grundbruchwiderstand ist ausreichend (E <= R).
Der Ausnutzungsgrad beträgt: 0,08

Teilsicherheitsbeiwerte für Bemessungssituation 1:
für ständige Einwirkungen: 1,35
für günstige ständige Einwirkungen = 1,00
für ungünstige veränderliche Einwirkungen: 1,50
für günstige veränderliche Einwirkungen = 0,00
keine Teilsicherheiten auf Baugrund-Kennwerte
für Grundbruchwiderstand: 1,40

© By IDAT GmbH 1996-2013

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
D-06632 Balgstädt
Telefon :(++49)-(034464)/26469
Fax :(++49)-(034464)/28138
GERMANY

GRUNDRISS

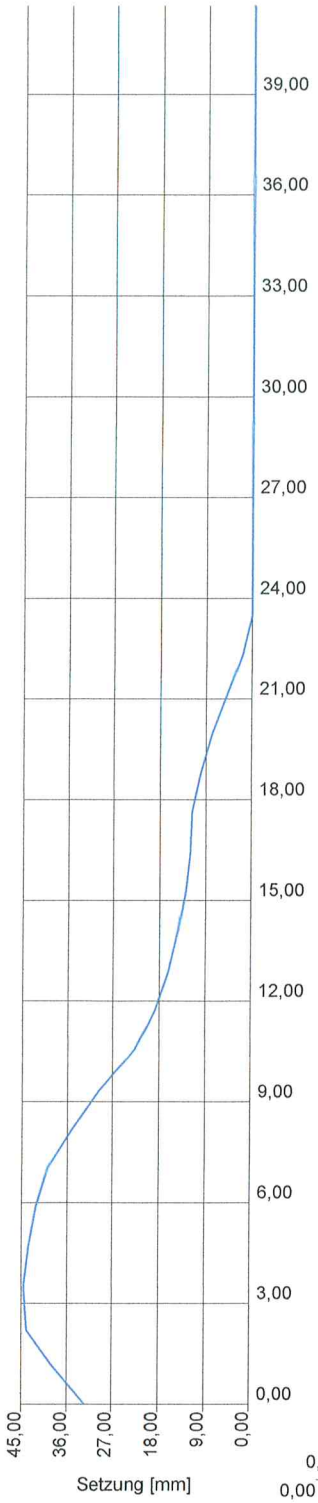


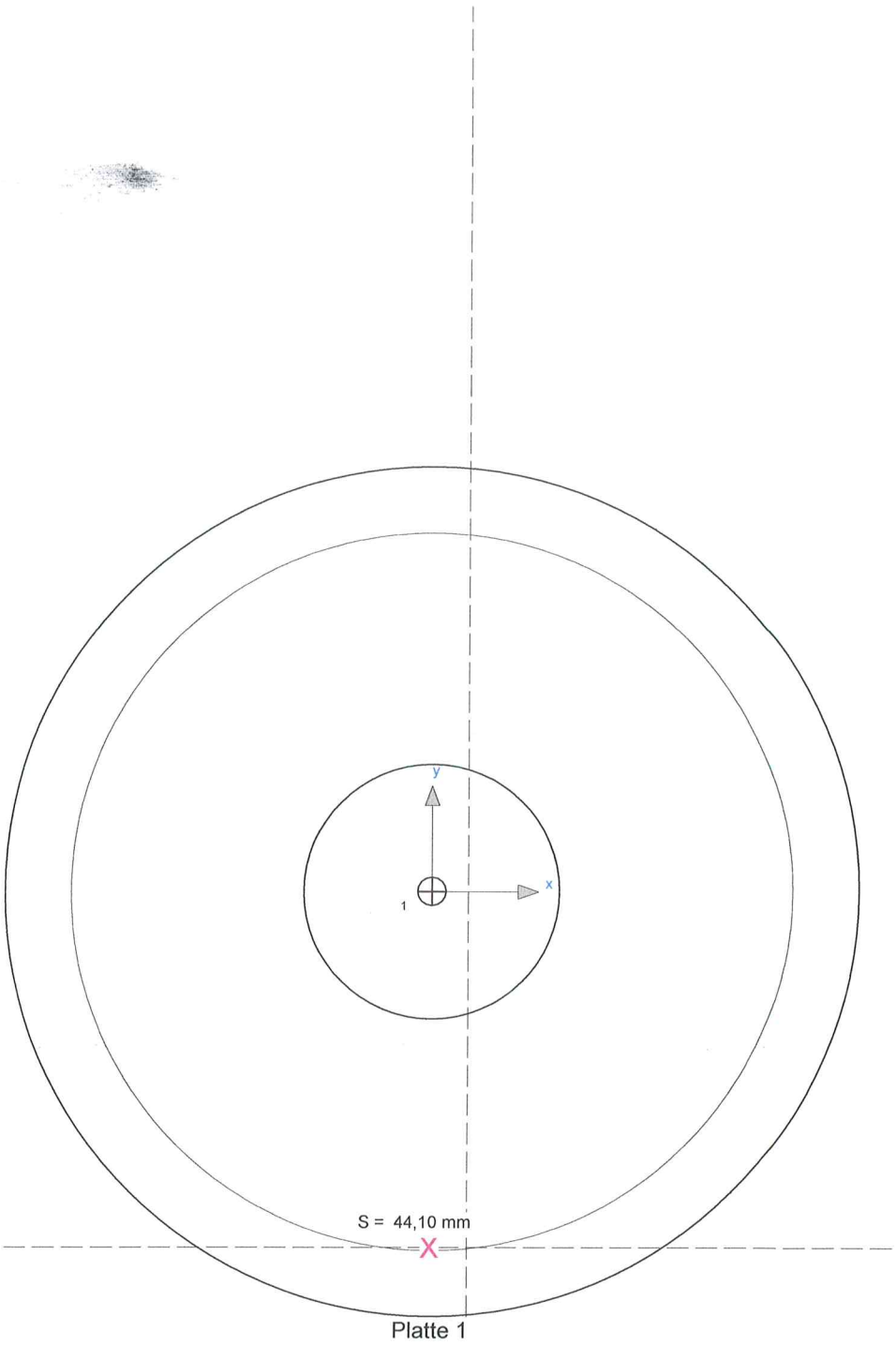
Platte 1

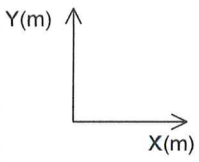
Bauvorhaben:	WP Halenbeck-Warnsdorf WEA S1	Projekt-Nr.: 20/008 Plan-Nr.: 2.10 Maßstab: 1:175 Datum: 12.02.2020 Bearbeiter: Linke	Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 D-06632 Balgstädt Telefon :(++49)-(034464)/26469 Fax :(++49)-(034464)/28138 GERMANY
Planbezeichnung:	Gesamtsetzungen		

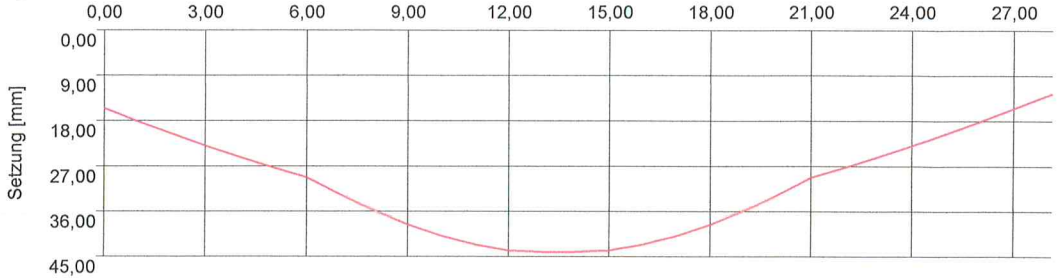
© by IDAT GmbH 1996-2015

AUSWERTUNG









Bauvorhaben:	WP Halenbeck-Warnsdorf WEA S1	Projekt-Nr.: 20/008 Plan-Nr.: 2.10 Maßstab: 1:225 Datum: 12.02.2020 Bearbeiter: Linke	Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 D-06632 Balgstädt Telefon :(++49)-(034464)/26469 Fax :(++49)-(034464)/28138 GERMANY
Planbezeichnung:	Gesamtsetzungen		

© by IDAT GmbH 1996-2015

PROTOKOLL DER SETZUNGSBERECHNUNG

PROJEKTDATEN FÜR KREISRING-PLATTE NR. 1:

Außendurchmesser der Platte : 27,00 m
Innendurchmesser der Platte : 8,10 m
Dicke der Platte : 3,78 m
Schwerpunkt der Platte X: 13,50 m Y: 13,50 m
Verschiebung des lokalen Referenzpunkts bzgl.des globalen Referenzpunkts x: 0,00 m, y: 0,00 m

BELASTUNG:

Fundamentlast incl. Fundamenteigenlast:

Nr.	Angriffspunkt x[m]	Angriffspunkt y[m]	Last [kN]	Neigung [°]
1	13,50	13,50	48162,00	270,00

gleichmäßige Flächenlast: 0,00 kN/m²
Gesamtmoment um die x-Achse Mx: 226799,00 kNm
Gesamtmoment um die y-Achse My: 0,00 kNm

SCHICHTENKENNWERTE:

Nr.	Tiefe [m]	Gamma [kN/m³]	E-Modul [MN/m²]	W-Modul [MN/m²]	Poissonszahl [-]	kf-Wert [m/s]
1	3,70	21,00	35,00	0,00	0,00	0,000e+000
2	5,60	22,00	60,00	0,00	0,00	0,000e+000
3	6,10	20,00	15,00	0,00	0,00	0,000e+000
4	12,80	22,00	60,00	0,00	0,00	0,000e+000
5	17,00	21,00	25,00	0,00	0,00	0,000e+000

SOHLDRUCKBERECHNUNG:

Tiefe der Plattenunterkante unter GOK = 0,400 m
Aushubentlastung = 8,400 kN/m²
weitere Vorbelastungen = 0,000 kN/m²

SETZUNGSBERECHNUNG:

Setzungsort: x = 14,664 m, y = 2,191 m, z = 0,400 m
bezogen auf GOK
Grenztiefe = 0,000 m
Abbruchkriterium bzgl. Überlagerungsdruck = 0,000

Tiefe [m]	Spannung [kN/m²]	spezif. Setzung [mm]	Gesamtsetzung [mm]
0,40	183,158		
		0,52	0,5
0,50	181,932		
		0,52	1,0
0,60	180,704		
		0,51	1,6

© by IDAT GmbH 1996-2015

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
D-06632 Balgstädt
Telefon :(++49)-(034464)/26469
Fax :(++49)-(034464)/28138
GERMANY

Tiefe [m]	Spannung [kN/m²]	spezif. Setzung [mm]	Gesamtsetzung [mm]
0,70	179,476		
		0,51	2,1
0,80	178,248		
		0,51	2,6
0,90	177,020		
		0,50	3,1
1,00	175,792		
		0,50	3,6
1,10	174,564		
		0,50	4,1
1,20	173,336		
		0,49	4,6
1,30	172,094		
		0,49	5,1
1,40	170,850		
		0,49	5,5
1,50	169,606		
		0,48	6,0
1,60	168,362		
		0,48	6,5
1,70	167,118		
		0,48	7,0
1,80	165,874		
		0,47	7,5
1,90	164,630		
		0,47	7,9
2,00	163,386		
		0,47	8,4
2,10	162,123		
		0,46	8,8
2,20	160,855		
		0,46	9,3
2,30	159,587		
		0,45	9,8
2,40	158,319		
		0,45	10,2
2,50	157,051		
		0,45	10,7
2,60	155,783		
		0,44	11,1
2,70	154,515		
		0,44	11,5
2,80	153,247		
		0,44	12,0
2,90	151,959		
		0,43	12,4
3,00	150,664		
		0,43	12,8
3,10	149,369		
		0,43	13,3
3,20	148,166		
		0,42	13,7
3,30	146,964		

© by IDAT GmbH 1996-2015

Bauvorhaben:	WP Halenbeck-Warnsdorf WEA S1	Projekt-Nr.: 20/008 Plan-Nr.: 2.10 Datum: 12.02.2020 Bearbeiter: Linke	Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 D-06632 Balgstädt Telefon :(++49)-(034464)/26469 Fax :(++49)-(034464)/28138 GERMANY
Planbezeichnung:	Gesamtsetzungen		

Tiefe [m]	Spannung [kN/m²]	spezif. Setzung [mm]	Gesamtsetzung [mm]
		0,42	14,1
3,40	145,761		
		0,41	14,5
3,50	144,558		
		0,41	14,9
3,60	143,356		
		0,41	15,3
3,70	142,142		
		0,24	15,6
3,80	140,920		
		0,23	15,8
3,90	139,698		
		0,23	16,0
4,00	138,476		
		0,23	16,3
4,10	137,254		
		0,23	16,5
4,20	136,032		
		0,23	16,7
4,30	134,810		
		0,22	16,9
4,40	133,588		
		0,22	17,2
4,50	132,360		
		0,22	17,4
4,60	131,126		
		0,22	17,6
4,70	129,891		
		0,22	17,8
4,80	128,656		
		0,21	18,0
4,90	127,422		
		0,21	18,2
5,00	126,187		
		0,21	18,5
5,10	124,953		
		0,21	18,7
5,20	123,718		
		0,21	18,9
5,30	122,484		
		0,20	19,1
5,40	121,250		
		0,20	19,3
5,50	120,016		
		0,20	19,5
5,60	118,782		
		0,32	19,8
5,70	117,548		
		0,78	20,6
5,80	116,314		
		0,77	21,3
5,90	115,504		
		0,77	22,1

© by IDAT GmbH 1996-2015

Bauvorhaben: WP Halenbeck-Warnsdorf WEA S1		Projekt-Nr.: 20/008 Plan-Nr.: 2.10 Datum: 12.02.2020 Bearbeiter: Linke	Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 D-06632 Balgstädt Telefon :(++49)-(034464)/26469 Fax :(++49)-(034464)/28138 GERMANY
Planbezeichnung: Gesamtsetzungen			

Tiefe [m]	Spannung [kN/m²]	spezif. Setzung [mm]	Gesamtsetzung [mm]
6,00	114,693		
		0,76	22,9
6,10	113,884		
		0,30	23,2
6,20	113,080		
		0,19	23,4
6,30	112,275		
		0,19	23,5
6,40	111,471		
		0,19	23,7
6,50	110,666		
		0,18	23,9
6,60	109,862		
		0,18	24,1
6,70	109,057		
		0,18	24,3
6,80	108,253		
		0,18	24,5
6,90	107,450		
		0,18	24,6
7,00	106,656		
		0,18	24,8
7,10	105,861		
		0,18	25,0
7,20	105,066		
		0,17	25,2
7,30	104,271		
		0,17	25,3
7,40	103,477		
		0,17	25,5
7,50	102,682		
		0,17	25,7
7,60	101,887		
		0,17	25,8
7,70	101,094		
		0,17	26,0
7,80	100,313		
		0,17	26,2
7,90	99,532		
		0,17	26,3
8,00	98,751		
		0,16	26,5
8,10	97,970		
		0,16	26,7
8,20	97,189		
		0,16	26,8
8,30	96,408		
		0,16	27,0
8,40	95,627		
		0,16	27,2
8,50	94,846		
		0,16	27,3
8,60	94,279		

© by IDAT GmbH 1996-2015

Bauvorhaben:	WP Halenbeck-Warnsdorf WEA S1	Projekt-Nr.: 20/008 Plan-Nr.: 2.10 Datum: 12.02.2020 Bearbeiter: Linke	Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 D-06632 Balgstädt Telefon :(++49)-(034464)/26469 Fax :(++49)-(034464)/28138 GERMANY
Planbezeichnung:	Gesamtsetzungen		

Tiefe [m]	Spannung [kN/m²]	spezif. Setzung [mm]	Gesamtsetzung [mm]
		0,16	27,5
8,70	93,712		
		0,16	27,6
8,80	93,146		
		0,15	27,8
8,90	92,579		
		0,15	27,9
9,00	92,012		
		0,15	28,1
9,10	91,446		
		0,15	28,2
9,20	90,879		
		0,15	28,4
9,30	90,312		
		0,15	28,5
9,40	89,746		
		0,15	28,7
9,50	89,179		
		0,15	28,8
9,60	88,612		
		0,15	29,0
9,70	88,045		
		0,15	29,1
9,80	87,479		
		0,15	29,3
9,90	86,912		
		0,14	29,4
10,00	86,345		
		0,14	29,6
10,10	85,779		
		0,14	29,7
10,20	85,212		
		0,14	29,8
10,30	84,645		
		0,14	30,0
10,40	84,079		
		0,14	30,1
10,50	83,512		
		0,14	30,3
10,60	82,968		
		0,14	30,4
10,70	82,431		
		0,14	30,5
10,80	81,894		
		0,14	30,7
10,90	81,358		
		0,14	30,8
11,00	80,821		
		0,13	30,9
11,10	80,284		
		0,13	31,1
11,20	79,747		
		0,13	31,2

© by IDAT GmbH 1996-2015

Bauvorhaben: WP Halenbeck-Warnsdorf
WEA S1

Planbezeichnung: Gesamtsetzungen

Projekt-Nr.: 20/008
Plan-Nr.: 2.10
Datum: 12.02.2020
Bearbeiter: Linke

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
D-06632 Balgstädt
Telefon :(++49)-(034464)/26469
Fax :(++49)-(034464)/28138
GERMANY

Tiefe [m]	Spannung [kN/m²]	spezif. Setzung [mm]	Gesamtsetzung [mm]
11,30	79,313		
		0,13	31,3
11,40	78,879		
		0,13	31,5
11,50	78,445		
		0,13	31,6
11,60	78,010		
		0,13	31,7
11,70	77,576		
		0,13	31,9
11,80	77,142		
		0,13	32,0
11,90	76,707		
		0,13	32,1
12,00	76,273		
		0,13	32,2
12,10	75,839		
		0,13	32,4
12,20	75,404		
		0,13	32,5
12,30	74,970		
		0,12	32,6
12,40	74,536		
		0,12	32,7
12,50	74,101		
		0,12	32,9
12,60	73,680		
		0,12	33,0
12,70	73,273		
		0,12	33,1
12,80	72,865		
		0,17	33,3
12,90	72,457		
		0,29	33,6
13,00	72,050		
		0,29	33,9
13,10	71,642		
		0,29	34,1
13,20	71,234		
		0,28	34,4
13,30	70,827		
		0,28	34,7
13,40	70,419		
		0,28	35,0
13,50	70,011		
		0,28	35,3
13,60	69,604		
		0,28	35,5
13,70	69,196		
		0,28	35,8
13,80	68,788		
		0,27	36,1
13,90	68,380		

© by IDAT GmbH 1996-2015

Bauvorhaben: WP Halenbeck-Warnsdorf
WEA S1

Planbezeichnung: Gesamtsetzungen

Projekt-Nr.: 20/008
Plan-Nr.: 2.10
Datum: 12.02.2020
Bearbeiter: Linke

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
D-06632 Balgstädt
Telefon :(++49)-(034464)/26469
Fax :(++49)-(034464)/28138
GERMANY

Tiefe [m]	Spannung [kN/m²]	spezif. Setzung [mm]	Gesamtsetzung [mm]
		0,27	36,4
14,00	68,041		
		0,27	36,6
14,10	67,702		
		0,27	36,9
14,20	67,363		
		0,27	37,2
14,30	67,024		
		0,27	37,4
14,40	66,684		
		0,27	37,7
14,50	66,345		
		0,26	38,0
14,60	66,006		
		0,26	38,2
14,70	65,667		
		0,26	38,5
14,80	65,327		
		0,26	38,8
14,90	64,988		
		0,26	39,0
15,00	64,649		
		0,26	39,3
15,10	64,310		
		0,26	39,5
15,20	63,971		
		0,26	39,8
15,30	63,631		
		0,25	40,0
15,40	63,292		
		0,25	40,3
15,50	62,953		
		0,25	40,6
15,60	62,614		
		0,25	40,8
15,70	62,274		
		0,25	41,1
15,80	61,935		
		0,25	41,3
15,90	61,596		
		0,25	41,5
16,00	61,257		
		0,24	41,8
16,10	60,918		
		0,24	42,0
16,20	60,578		
		0,24	42,3
16,30	60,239		
		0,24	42,5
16,40	59,900		
		0,24	42,8
16,50	59,561		
		0,24	43,0

© by IDAT GmbH 1996-2015

Bauvorhaben: WP Halenbeck-Warnsdorf
WEA S1

Planbezeichnung: Gesamtsetzungen

Projekt-Nr.: 20/008
Plan-Nr.: 2.10
Datum: 12.02.2020
Bearbeiter: Linke

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
D-06632 Balgstädt
Telefon :(++49)-(034464)/26469
Fax :(++49)-(034464)/28138
GERMANY

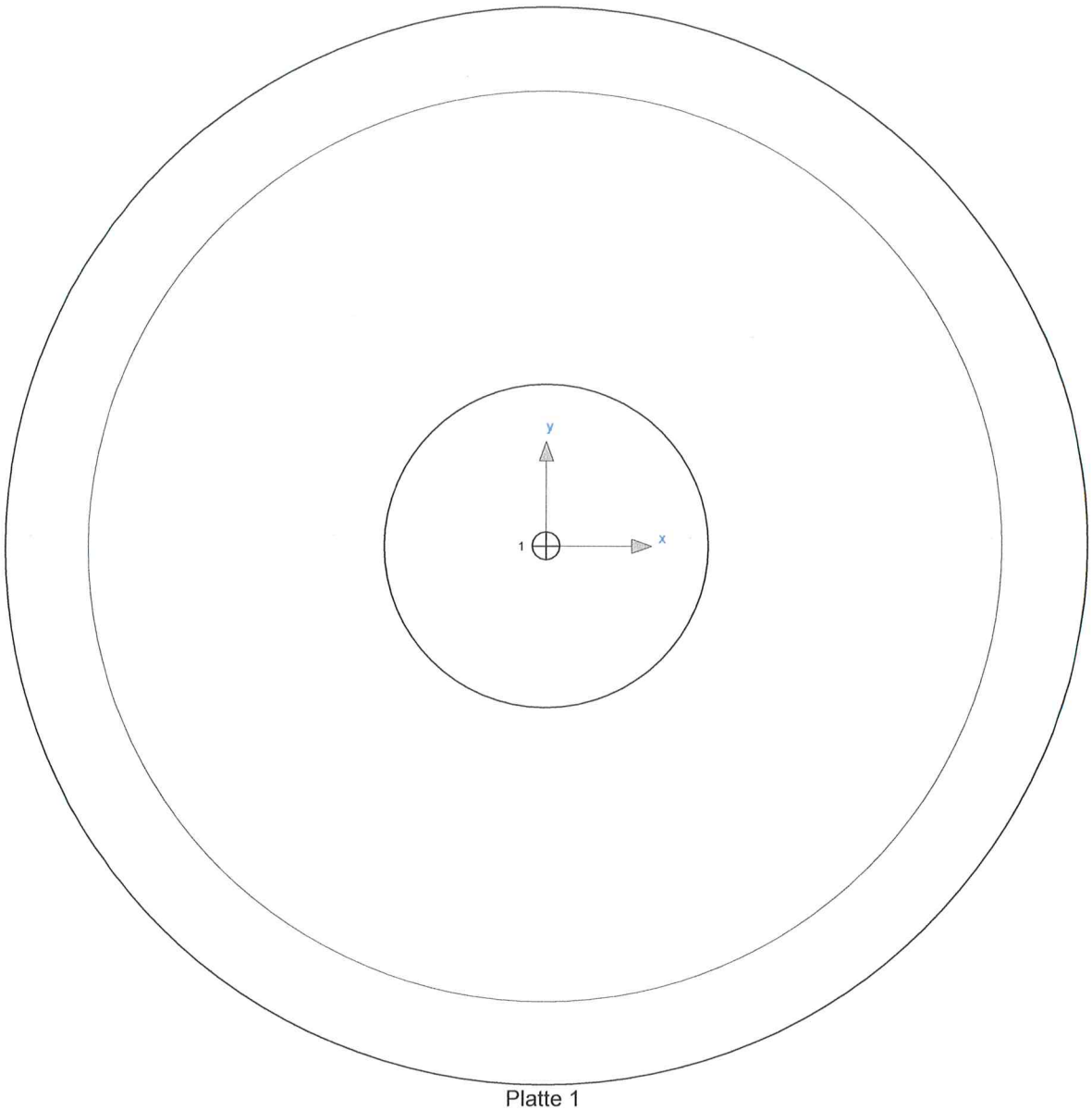
Tiefe [m]	Spannung [kN/m²]	spezif. Setzung [mm]	Gesamtsetzung [mm]
16,60	59,221		
		0,24	43,2
16,70	58,944		
		0,24	43,5
16,80	58,666		
		0,23	43,7
16,90	58,388		
		0,23	43,9
17,00	58,111		

Gesamtsetzung = 43,9 mm
Gesamtsetzung incl. Korrekturbeiwert (= 1,00) = 43,9 mm

© by IDAT GmbH 1996-2015

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
D-06632 Balgstädt
Telefon :(++49)-(034464)/26469
Fax :(++49)-(034464)/28138
GERMANY

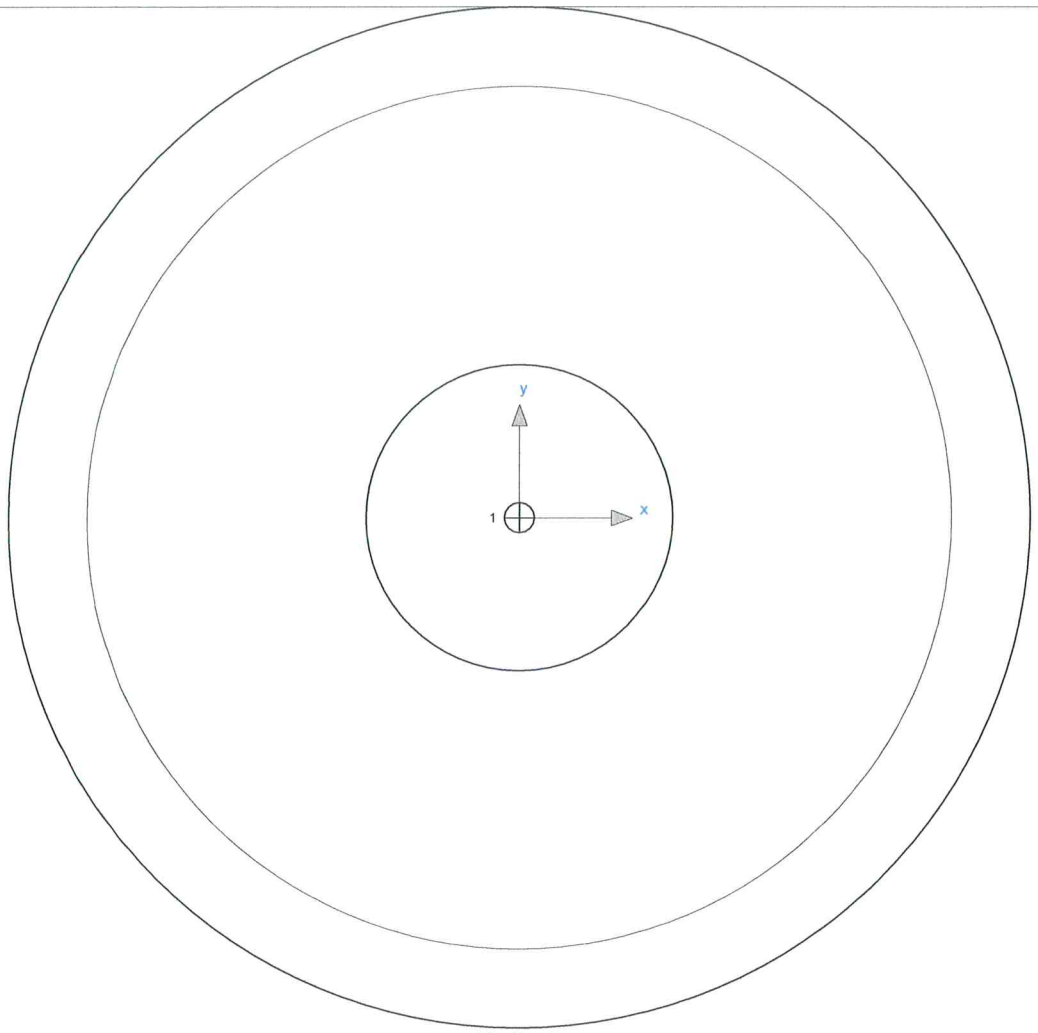
GRUNDRISS



Platte 1

Bauvorhaben:	WP Halenbeck-Warnsdorf WEA S1	Projekt-Nr.: 20/008 Plan-Nr.: 2.10 Maßstab: 1:175 Datum: 12.02.2020 Bearbeiter: Linke	Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 D-06632 Balgstädt Telefon :(++49)-(034464)/26469 Fax :(++49)-(034464)/28138 GERMANY
Planbezeichnung:	Verkantungen		

© by IDAT GmbH 1996-2015



Platte 1

Berechnung der Verkantung (Verdrehungswinkel der Gründungsfläche):

Platten Nr.	s [mm] rechts 0°	s [mm] oben 90°	s [mm] links 180°	s [mm] unten 270°	Verkantung [-] in X-Richtung	Verkantung in Y-Richtung
1	32,550	13,517	2,311	1,459	1,151552	0,415041

© by IDAT GmbH 1996-2015

Bauvorhaben:	WP Halenbeck-Warnsdorf WEA S1	Projekt-Nr.: 20/008 Plan-Nr.: 2.10 Maßstab: 1:200 Datum: 12.02.2020 Bearbeiter: Linke	Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 D-06632 Balgstädt Telefon :(++49)-(034464)/26469 Fax :(++49)-(034464)/28138 GERMANY
Planbezeichnung:	Verkantungen		

PROTOKOLL DER SETZUNGSBERECHNUNG

PROJEKTDATEN FÜR KREISRING-PLATTE NR. 1:

Außendurchmesser der Platte : 27,00 m
Innendurchmesser der Platte : 8,10 m
Dicke der Platte : 3,78 m
Schwerpunkt der Platte X: 13,50 m Y: 13,50 m
Verschiebung des lokalen Referenzpunkts bzgl.des globalen Referenzpunkts x: 0,00 m, y: 0,00 m

BELASTUNG:

Fundamentlast incl. Fundamenteigenlast:

Nr.	Angriffspunkt x[m]	Angriffspunkt y[m]	Last [kN]	Neigung [°]
1	13,50	13,50	48162,00	270,00

gleichmäßige Flächenlast: 0,00 kN/m²
Gesamtmoment um die x-Achse Mx: 226799,00 kNm
Gesamtmoment um die y-Achse My: 0,00 kNm

SCHICHTENKENNWERTE:

Nr.	Tiefe [m]	Gamma [kN/m³]	E-Modul [MN/m²]	W-Modul [MN/m²]	Poissonszahl [-]	kf-Wert [m/s]
1	3,70	21,00	35,00	0,00	0,00	0,000e+000
2	5,60	22,00	60,00	0,00	0,00	0,000e+000
3	6,10	20,00	15,00	0,00	0,00	0,000e+000
4	12,80	22,00	60,00	0,00	0,00	0,000e+000
5	17,00	21,00	25,00	0,00	0,00	0,000e+000

SOHLDRUCKBERECHNUNG:

Tiefe der Plattenunterkante unter GOK = 0,400 m
Aushubentlastung = 8,400 kN/m²
weitere Vorbelastungen = 0,000 kN/m²

Berechnung der Verkantung (Verdrehungswinkel der Gründungsfläche):

Platte Nr.	Setzung im Randbereich der Platte				Verkantung in X-Richtung	Verkantung in Y-Richtung
	links 0° [mm]	oben 90° [mm]	rechts 180° [mm]	unten 270° [mm]		
1	32,55	13,52	2,31	1,46	1,151552	0,415041

Verkantung in der X-Richtung = 1,15155 [-]
Verkantung in der Y-Richtung = 0,41504 [-]

© by IDAT GmbH 1996-2015

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
D-06632 Balgstädt
Telefon :(++49)-(034464)/26469
Fax :(++49)-(034464)/28138
GERMANY

LAND BRANDENBURG

Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe

LBGR | Postfach 10 09 33 | 03009 Cottbus

Inselstraße 26
03046 Cottbus

INGENIEURBÜRO LINKE GMBH
Größnitz 20
06628 Balgstädt

Bearb.: Herr Gerber
Gesch.-Z.: 74.21.55-10-174
Telefon: 0355 48 64 0 - 333
Telefax: 0355 48 64 0 - 510
Internet: www.lbgr.brandenburg.de

Cottbus, 12. Februar 2020

Bergbauliche Stellungnahme zu dem Vorhaben
Windpark Halenbeck, Neubau von 1 Windenergieanlage (WEA S1)

Ihr Schreiben vom 30. Januar 2020 – Lik 20/008

Sehr geehrter Herr Linke,

auf die o. g. Anfrage äußert sich das Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (LBGR) auf der Grundlage der ihm vorliegenden Unterlagen wie folgt:

Bergbauliche Belange, Bergaufsicht:

Die Prüfung hat ergeben, dass im Raum des o. g. Interessengebietes keine durch die Bergbehörde vergebenen Bergbauberechtigungen (Erlaubnis, Bewilligung, Bergwerkseigentum) zur Aufsuchung bzw. zur Gewinnung von Bodenschätzen bzw. keine sonstigen bergrechtlichen Zulassungen existieren.
Darüber hinaus sind der Bergbehörde keine Altbergbaugebiete und -objekte, in denen Bergschäden auftreten bzw. sonstige Bodenvorkommnisse, die zu beachten sind, bekannt.
Auswirkungen der Planungen bzw. des Bauvorhabens auf die durch das LBGR zu vertretenden Belange sind nicht erkennbar.

Geologie:

Auskünfte zur Geologie können über den Webservice des LBGR abgefragt werden.

Außerdem weisen wir auf die im Zusammenhang mit etwaig geplanten Bohrungen oder geophysikalischen Untersuchungen bestehende Anzeige-,

Landesamt für Bergbau,
Geologie und Rohstoffe

Mitteilungs- oder Auskunftspflicht hin (§§ 3, 4 und 5 Abs. 2 Satz 1 Lagerstättengesetz).

Verwaltungsgebühr:

Für die Fertigung der Stellungnahme ist gem. § 1 der Verordnung über die Verwaltungsgebühren im Geschäftsbereich des Ministers für Wirtschaft und Energie eine Verwaltungsgebühr zu erheben.
Der Gebührenbescheid ist gesondert gefertigt und wird mit gesondertem Schreiben übersandt.

Freundliche Grüße
Im Auftrag

Gerber

Anlagen: Gebührenbescheid

eurofins | Umwelt

Eurofins Umwelt Ost GmbH - Löbstedter Strasse 78 - D-07749 - Jena

Baugrund Linke GmbH
Größnitz 20
06632 Balgstädt

Titel:	**Prüfbericht zu Auftrag 12004181**
Prüfberichtsnummer:	**AR-20-JE-004324-01**
Auftragsbezeichnung:	**Objekt: Halenbeck-Warnsdorf WEA S1**
Anzahl Proben:	**1**
Probenart:	**Boden**
Probenahmedatum:	**25.01.2020**
Probenehmer:	**Auftraggeber**
Probeneingangsdatum:	**10.02.2020**
Prüfzeitraum:	**10.02.2020 - 14.02.2020**

Die Prüfergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die untersuchten Prüfgegenstände. Sofern die Probenahme nicht durch unser Labor oder in unserem Auftrag erfolgte, wird hierfür keine Gewähr übernommen. Dieser Prüfbericht enthält eine qualifizierte elektronische Signatur und darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen in jedem Einzelfall der Genehmigung der EUROFINS UMWELT.

Es gelten die Allgemeinen Verkaufsbedingungen (AVB), sofern nicht andere Regelungen vereinbart sind. Die aktuellen AVB können Sie unter http://www.eurofins.de/umwelt/avb.aspx einsehen.

Das beauftragte Prüflaboratorium ist durch die DAkkS nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 akkreditiert. Die Akkreditierung gilt nur für den in der Urkundenanlage (D-PL-14081-01-00) aufgeführten Umfang.

Michael Gringel
Prüfleiter
Tel. +49 3641 4649 22

Digital signiert, 14.02.2020
Katja Frey
Prüfleitung

DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-PL-14081-01-00

eurofins | Umwelt

								Probenbezeichnung		B 1/20 Tiefe: 0,0 - 2,0 m
								Probenahmedatum/ -zeit		25.01.2020
				Vergleichswerte				Probennummer		120014942
Parameter	Lab.	Akkr.	Methode	nicht angrei-fend	schwach angrei-fend	stark angrei-fend	sehr stark angrei-fend	BG	Einheit	
Probenvorbereitung Feststoffe										
Fraktion < 2 mm	FR	JE02	DIN ISO 11464: 2006-12					0,1	%	95,9
Fraktion > 2 mm	FR	JE02	DIN ISO 11464: 2006-12					0,1	%	4,1
Physikalisch-chemische Kenngrößen aus der Originalsubstanz										
Trockenmasse	FR	JE02	DIN EN 14346: 2007-03					0,1	Ma.-%	82,6
Physikalisch-chemische Kenngrößen aus der Originalsubstanz (Fraktion < 2 mm)										
Säuregrad nach Baumann Gully	FR	JE02	DIN 4030-2: 2008-06	200				4	ml/kg TS	60
Anionen aus der Originalsubstanz										
Sulfid, gesamt	FR	JE02	DIN 4030-2: 2008-06		[1)]			5,0	mg/kg TS	< 5,0
Anionen aus dem Salzsäureauszug nach DIN 4030-2: 2008-06										
Sulfat (SO4)	FR	JE02	DIN EN ISO 11885 (E22): 2009-09	< 2000	3000	12000	24000	20	mg/kg TS	120
Anionen aus dem Heißwasser-Auszug										
Chlorid (Cl)	FR	JE02	DIN EN ISO 10304-1 (D20): 2009-07					25	mg/kg TS	< 25

Erläuterungen

BG - Bestimmungsgrenze

Lab. - Kürzel des durchführenden Labors

Akkr. - Akkreditierungskürzel des Prüflabors

Die mit FR gekennzeichneten Parameter wurden von der Eurofins Umwelt Ost GmbH (Bobritzsch-Hilbersdorf) analysiert. Die Bestimmung der mit JE02 gekennzeichneten Parameter ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 D-PL-14081-01-00 akkreditiert.

Erläuterungen zu Vergleichswerten

Untersuchung nach Betonaggressivität DIN 4030-1 (Tabelle 4, Boden) - Juni 2008.

[1)] Bei Sulfidgehalten von > 100 mg S2−/kg Boden ist eine gesonderte Beurteilung durch einen Fachmann erforderlich.

Bei der Darstellung von Grenz- bzw. Richtwerten im Prüfbericht handelt es sich ausschließlich um eine Serviceleistung der EUROFINS UMWELT. Eine rechtsverbindliche Zuordnung der Prüfberichtsergebnisse im Sinne der zitierten Regularien wird ausdrücklich ausgeschlossen. Diese liegt alleinig im Verantwortungsbereich des Auftraggebers. Die zitierten Grenz- und Richtwerte sind teilweise vereinfacht dargestellt und berücksichtigen nicht alle Kommentare, Nebenbestimmungen und/oder Ausnahmeregelungen des entsprechenden Regelwerkes.

eurofins | Umwelt

Grenzwertabgleich

Der Grenzwertabgleich bezieht sich ausschließlich auf die in AR-20-JE-004324-01 aufgeführten Ergebnisse. Die zitierten Grenz- und Richtwerte sind teilweise vereinfacht dargestellt und berücksichtigen nicht alle Kommentare, Nebenbestimmungen und/oder Ausnahmeregelungen des entsprechenden Regelwerkes.

Der Grenzwertabgleich erfolgt auf Basis eines rein numerischen Vergleichs des erhaltenen Messwertes mit den entsprechenden Grenz- und Richtwerten. Die erweiterte Messunsicherheit des entsprechenden Verfahrens wird hierbei nicht berücksichtigt. Der durchgeführte Grenzwertabgleich ist ausdrücklich nicht mit einer Konformitätsbewertung gleichzusetzen.

Keine der in AR-20-JE-004324-01 enthaltenen Proben weist eine Überschreitung des niedrigsten Zuordnungswertes, bzw. eine Verletzung eines Grenz- oder Richtwertes der Liste Betonaggressivität DIN 4030-1 (Tabelle 4, Boden) - Juni 2008 auf.

BAUGRUND LINKE GMBH

Beratende Ingenieure

Baugrundgutachten
Altlastenbewertungen
Laboruntersuchungen

BAUGRUND LINKE GMBH · Größnitz 20 · 06632 Balgstädt

UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co.KG
Herr Weinrich
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

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
18/083

Datum
01.03.2019

K-4-059-0-00 – Windenergieprojekt Halenbeck-Warnsdorf, 1 Windkraftanlage (WEA S1) Hydrologische Einschätzung

Sehr geehrter Herr Weinrich,

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

1 Veranlassung

Die Baugrund Linke GmbH wurde am 27.11.2018 durch die UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co.KG aufgefordert eine hydrologische Einschätzung vorzunehmen.

2 Feststellungen

Die Standortkoordinaten der WEA S1 betragen nach dem System UTM ETRS 89, Zone 33:
R: 320.703
H: 5.904.404
Die geplante Windkraftanlage befindet sich in einem Bereich mit jährlichen durchschnittlichen Niederschlagsmengen von 583 mm. Die Jahresdurchschnittstemperatur beträgt 8,2 ° C. Mit 36 mm ist der Februar der Monat mit dem geringsten Niederschlag im Jahr. Der meiste Niederschlag fällt im Monat Juni mit durchschnittlich 67 mm.

Am Standort WEA S1 wird der Windkraftanlagentyp Vestas V162, 5,6 MW mit einer Nabenhöhe von 166 m geplant.

Amtsgericht Stendal HRB 17450
St.-Nr. 119/108/00185

Bankverbindung:
Volks- und Raiffeisenbank Saale-Unstrut e.G. · BIC: GENODEF1NMB · IBAN: DE20 8006 3648 1033 2626 00

Gemäß den Fundamentschalplänen 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.

Der mittlere Grundwasserspiegel liegt bei ca. **100 m NHN** entsprechend der Grundwasserkarte von Brandenburg. Die Geländehöhe der geplanten Windkraftanlage liegt bei 137,3 m NN. Somit beträgt die Gründungstiefe des Fundamentes ca.**136,6 m NHN.**

Der eigentliche Grundwasserspiegel und auch der Grundwasserfluss werden durch die geplante Baumaßnahme daher **nicht** beeinflusst.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Dipl.-Ing. (FH) Linke

RESTRICTED
VERTRAULICH

DNV·GL

Original Instruction: T05 0089-4835 VER 01

Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der

Vestas

V162-5.4/5.6 MW mit 166 m Nabenhöhe

für

Windzone WZ2GK2 (S)

Projekt-Nr. 10160418

Berichts-Nr. L-05099-A052-0 Rev.4

Datum: 2019-11-20

Adresse:

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

Auftraggeber:

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

T05 0089-4835 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-11-22 by INVOL

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

Original Instruction: T05 0089-4835 VER 01

1.0 PRÜFUNTERLAGEN

Dokumente

Dokument Nr.	*Version*	*Titel*
[1] 0086-9045	01	Load Spectrum V162-5.6/5.4 MW, EnVentus, WZ2GK2(S), 166m, 50/60Hz GS
[2] 0086-6188	00	Tower loads V162-5.6/5.4 MW, EnVentus, WZ2GK2(S), 166m, 50/60Hz GS
[3] 0086-6686	01	Foundation loads V162-5.6/5.4 MW, EnVentus, WZ2GK2(S), 166m, 50/60Hz GS

Referenzdokumente (informativ):

Dokument Nr.	*Version*	*Titel*
[4] 0086-8845	01	IEC61400-1 and DIBt 2012 Vestas design load case interpretations – Generic document
[5] 0071-3495	02	Interpretation of IEC load cases V117/V136/V150 Mk3E - 4.0MW platform
[6] 0086-8843	02	EnVentus V150 and V162 – Operational properties
[7] 0086-8076	02	Load extrapolation V162-5.6MW EnVentus DIBt HH119 and HH166 and IECS HH149m
[8] 0087-9254	02	EnVentus V150_V162 Rotor lock loads

Zeichnungen (informativ)

Dokument Nr.	*Version*	*Titel*
[9] A005-8817	01	Tower drawing: SA2A600 – V162-5.6/5.4MW – NH166 EnVentusTM DIBt S LDST

T05 0089-4835 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-11-22 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0089-4835 VER 01

2.0 BEWERTUNGSGRUNDLAGEN

2.1 Umweltbedingungen

Die Windbedingungen der Vestas V162-5.4/5.6 MW HH166 Turbinen sind entsprechend der Windklasse S, gemäß DIBt.

	V162-5.4/5.6 MW HH166 DIBt S
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	7,50 m/s
Weibull k-Parameter [-]	2,22
50-Jahres-Wind, Vm50 (10 min) in Nabenhöhe	37,60 m/s
1-Jahres-Wind, Vm1 (10 min) in Nabenhöhe	30,10 m /s
Luftdichte	1,224 kg/m^3
Geländeneigung	8°
Geländerauigkeitsexponent (normale Bedingungen)	0,27
Geländerauigkeitsexponent (extreme Bedingungen)	0,11
Umgebungsturbulenzintensität I nach IEC 61400-1 für NTM (Betriebsfestigkeitslasten)	Siehe Tabelle 2-1
Umgebungsturbulenzintensität I_{ref} nach IEC 61400-1 für ETM	16 %
Lastsicherheitsbeiwert für DLC8.1 (Sicherheitsklasse S)	γ_F = 1,35

Der Einfluss der Turbulenzintensität aufgrund der Nachlaufströmung benachbarter Anlagen is in den o.g. Angaben nicht berücksichtigt.

T05 0089-4835 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-11-22 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0089-4835 VER 01

Turbulence intensity for NTM and ETM is given in the table below.

WSP [m/s]	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
TI, ntm [-]	0.595	0.36	0.307	0.265	0.229	0.187	0.16	0.149	0.142	0.137
TI, etm [-]	1.367	0.722	0.507	0.400	0.336	0.293	0.262	0.239	0.221	0.207

WSP [m/s]	22	24	26	28	30	32	34	36	41
TI, ntm [-]	0.135	0.131	0.128	0.126	0.125	0.123	0.122	0.12	0.118
TI, etm [-]	0.195	0.185	0.177	0.170	0.164	0.158	0.154	0.149	0.141

Table 2-1 - Turbulence intensity table

Tabelle 2-1 Turbulenzintensität für NTM.

2.2 Normen und Richtlinien

- DIBt-Richtlinie: „Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung"; Fassung Oktober 2012.
- IEC 61400-1:2019 ed. 4, Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements.
- IEC 61400-1:2005 ed. 3, Wind turbines-Part 1: Design Requirements.

2.3 Daten für die Lastannahmen

	V162-5.4/5.6 MW DIBt S
Nennleistung:	5.4MW / 5.6MW
Rotordurchmesser	162 m
Einschaltgeschwindigkeit	3 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	10,2 m/s
Abschaltgeschwindigkeit	24,0 m/s
Nennrotordrehzahl	9,3 U/min
Nabenhöhe	166 m
Stahlrohrturm mit 1. Biegeeigenfrequenz	0,144 Hz
Rechnerische Lebensdauer	20 Jahre
Version des Reglers	2018.11.18

T05 0089-4835 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-11-22 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0089-4835 VER 01

Erdbebenzone 3; Bedeutungskategorie II, Baugrundklassen A, B, C mit den geologischen Untergrundklassen R, T, S nach DIN EN 1998-1/NA:2011-01

3.0 PRÜFBEMERKUNGEN

Extremlastfälle:

Die Übereinstimmung der Extremlastfälle wurde mit der DIBt-Richtlinie „Richtlinie für Windenergieanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung"; Oktober 2012 bei Anwendung standortspezifischer Windbedingungen geprüft. Die Extremlasten sind in den Vestas Wind System A/S Berichten gemäß DIBt-Richtlinie einschließlich Lastsicherheitsbeiwerten aufgeführt.

Erdbebenlasten wurden nach DIN EN 1998-1/2010-10 und NA/2011-01 für Erdbebenzone 3, Bedeutungskategorie II, für die Untergrundverhältnisse nach Tabelle NA.4 im nationalen Anhang zur DIN EN 1998-1 berechnet und geprüft.

Betriebfestigkeit:

Die Lastannahmen für den Betriebsfestigkeitsnachweis basieren auf die DIBt-Richtlinie: „Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung"; Fassung Oktober 2012. Die Lastkollektive wurden mit dem Vestas Turbinen Simulator (VTS), Version VTS002, des aeroelastischen PC-Programmes Flex5 berechnet und für den Turmkopf, den Turmfuß sowie für unterschiedliche Turmschnitte angegeben. Die Fundamentlasten sind gesondert im Dokument [3] aufgeführt.

Die Berechnung der Betriebfestigkeitslasten wurde unter Berücksichtigung eines dreidimensionalen Turbulenzfeldes durchgeführt.

4.0 SCHLUSSBEMERKUNG

Die aufgeführten Lastannahmen werden für die Windenergieanlagen V162-5.6 MW der Firma Vestas mit einer Nabenhöhe von 166 m, für DIBt S angenommen.

Die Typenzertifizierung der Windenergieanlagen V162-5.4/5.6 MW HH166 DiBt S ist nicht Bestandteil dieser Prüfung. Die Konfiguration der Windenergieanlage (Anlagedaten für die Lastsimulation und der Regler, Version 2018.11.18) ist daher von Vestas vorgegeben und nicht Bestandteil dieser Prüfung.

Wirbelerregte Querschwingungen auf die Turmlasten wurden nicht berücksichtigt. Einwirkungen daraus sollten bei der Turmauslegung betrachtet werden. Das Inbetriebnahmehandbuch muss die Verhinderung unzulässiger Turmschwingungen, wie von Vestas definiert, beschreiben. Die Transportlasten wurden nicht berücksichtigt.

Erdbebenlasten wurden nach DIN EN 1998-1/2010-10 und NA/2011-01 für Erdbebenzone 3, Bedeutungskategorie II, für die Untergrundverhältnisse nach Tabelle NA.4 im nationalen Anhang zur EN 1998-1 berechnet und geprüft.

Es wurden keine Ride-Through Lastfälle (Stützung der Netzspannung durch Windenergieanlagen bei Netzstörung) bei Spannungsabfall definiert oder berechnet. Ride-Through Lastfälle bei Spannungsabfall sind nicht Bestandteil dieses Gutachtens.

T05 0089-4835 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-11-22 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

RESTRICTED
VERTRAULICH

Original Instruction: T05 0089-4835 VER 01

Die Lasten sind gültig unter folgenden Bedingungen:

- für Standorte mit einer Geländehöhe bis zu 800 m über NN gemäß DIN1991-1-4/NA A.2 (1).
- für eine Umgebungsturbulenzintensität wie in Abschnitt 2 gegeben
- bei Mindestabständen von Windturbinen zu einander, solange die folgenden Bedingungen laut Kapitel 7.3.3 der DIBt-Richtlinie erfüllt sind.
  - der Abstand der Turmachsen benachbarter Windenergieanlagen darf den 8-facher Rotor-durchmesser für Vm50 ≤ 40 m/s auf Nabenhöhe nicht unterschreiten
  - der Abstand der Turmachsen benachbarter Windenergieanlagen darf den 5-facher Rotor-durchmesser für Vm50 ≥ 45 m/s auf Nabenhöhe nicht unterschreiten.
  - Zwischenwerte von Vm50 ist der Abstand linear zu interpolieren.
- für einen Eigenfrequenzbereich des Turmes von 0,137 Hz bis 0,145 Hz, welches eine Abweichung von der zugrunde gelegten ersten Turmeigenfrequenz von 0,144 Hz ist.
- für einen Mindestwert der (dynamischen) Drehfedersteifigkeit des Gesamtsystems aus Boden und Fundament von ≥ 83 GNm/rad, siehe Tabelle 5.1 in Dokument [3].
- Dass sich das Lastnivieau bei gleichen externen Bedingungen nach dem Typenzertifizierungsprozess nicht erhöht.

Die Richtigkeit der vorgelegten Lasten, sowie die Übereinstimmung der Lasten mit den Anforderungen der DIBt "Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung", Fassung Oktober 2012 wurden anhand von Plausibilitätsprüfungen unter Berücksichtigung der dimensionierenden Eingangsdaten geprüft und soweit vorliegend bestätigt.

Andreas Reimann
Gutachter

Mark Wollenberg
Digitally signed by Wollenberg, Mark
Date: 2019.11.20 17:30:13 +01'00'
Projektleiter

Anlage 1: Lasten Rotor-Gondel-Baugruppe (15 Seiten)

Anlage 2: Lasten Turm (15 Seiten)

Anlage 3: Lasten Fundament (37 Seiten)

T05 0089-4835 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-11-22 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0088-8869 VER 00

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.

swiss safety center ISO 9001 certified system

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

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

T05 0088-8869 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by PAPUP

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

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. Prüfgrundlage 4
3. Beschreibung 4
3.1. Baustoffe 5
3.2. Lastannahmen 5
3.3. Baugrund 5
4. Prüfumfang 5
5. Prüfbemerkungen 6
6. Prüfergebnis 6
6.1. Auflagen 6

Original Instruction: T05 0088-8869 VER 00

T05 0088-8869 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 L_ APUP

Original Instruction: T05 0088-8869 VER 00

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) Winenergieanlage 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

T05 0088-8869 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by PAPUP

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 Lastverteilplatte angeordnet. Zwischen Lastverteilplatte und Sockel ist eine Mörtelausgleichsschicht angeordnet.

Original Instruction: T05 0088-8869 VER 00

T05 0088-8869 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 [illegible] APUP

Original Instruction: T05 0088-8869 VER 00

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 Expositionsklassen XC4, XS1, XF3 gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/
Beton für Sockel	C50/60 mit Expositionsklassen 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] $k_{\varphi,dyn} \geq 99$ GNm/rad und $k_{\varphi,stat} \geq 49{,}5$ 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.

T05 0088-8869 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by PAPUP

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

RESTRICTED VERTRAULICH

Industrie Service

Original Instruction: T05 0088-8869 VER 00

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.

T05 0088-8869 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by APUP

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0088-8869 VER 00

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 ≥ 53 N/mm² 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
Prüfamt für Standsicherheit für die
bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen

Der Bearbeiter

C. Stiglmeier

Der Leiter

i.V. S. Mayer

T05 0088-8869 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by PAPUP

RESTRICTED VERTRAULICH

Original Instruction: T05 0088-8855 VER 00

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_Stahlturm_HH166m.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.

swiss safety center ISO 9001 certified system

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

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

T05 0088-8855 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by PAPUP

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

RESTRICTED VERTRAULICH

TÜV SÜD 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

Original Instruction: T05 0088-8855 VER 00
T05 0088-8855 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 L_ APUP
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

RESTRICTED VERTRAULICH

Industrie Service

Original Instruction: T05 0088-8855 VER 00

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

T05 0088-8855 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by PAPUP

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

RESTRICTED VERTRAULICH

Industrie Service

Original Instruction: T05 0088-8855 VER 00

[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"

T05 0088-8855 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 [illegible] APUP

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

RESTRICTED VERTRAULICH

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 “Schraubenverbindungen 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

Original Instruction: T05 0088-8855 VER 00
T05 0088-8855 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by PAPUP
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

RESTRICTED

VERTRAULICH

Original Instruction: T05 0088-8855 VER 00

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.

T05 0088-8855 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 [illegible]APUP

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

RESTRICTED VERTRAULICH

Industrie Service

Original Instruction: T05 0088-8855 VER 00

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 $k_{\varphi,dyn}$ = 83 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 $k_{\varphi,stat}$ = 34,4 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

T05 0088-8855 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by PAPUP

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

RESTRICTED VERTRAULICH

Industrie Service

Original Instruction: T05 0088-8855 VER 00

Kerbfallklassen:

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

Lage in Bezug auf die Turmhöhe	Kerbfallklasse
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°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

1. 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.
2. 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.
3. Die in Abschnitt 5 angegebenen Mindestwerte der Steifigkeiten aus dem Zusammenwirken von Fundament und Baugrund dürfen nicht unterschritten werden.
4. Es ist für jede Anlage sicherzustellen, dass der Bereich der zulässigen Eigenfrequenzen gemäß Abschnitt 5 eingehalten wird.

T05 0088-8855 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by ,'APUP

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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. Besteigeeinrichtungen) 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
Prüfamt für Standsicherheit für die
bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen

Der Bearbeiter

C. Stiglmeier

Der Leiter

i.V. S. Mayer

Original Instruction: T05 0088-8855 VER 00

T05 0088-8855 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2019-10-10 by PAPUP

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

16.1.6 Windenergieanlagen: Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

- Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

Dokument Nr.: 0080-3520 V01
22.01.2019

Vorläufig nur gültig für die V150-5.6 und V162-5.6MW

Für alle anderen WEA-Typen findet solange das Dokument 0040-4327 V09 Anwendung

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

V112; V117; V126; V136; V150; V162

! Vorläufig nur gültig für die V150-5.6MW und V162-5.6MW !

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

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

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

V112; V117; V126; V136; V150; V162

Änderungsprotokoll

Version Nr..	Datum	Beschreibung der Änderung
00	2018-11-12	Erstfassung basiert auf 0040-4327.V09
01	2019-01-22	Kleinere Überarbeitungen und Änderung der Klassifizierung

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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 21
3.3.3 Geometrische Anforderungen 22
4 Anforderungen an die Bauausführung 23
4.1 Lieferung der Ankerkorbkonstruktion 24
4.2 Prüfung der Tragfähigkeit 24
4.3 Wartungs- und Kennzeichnungspflicht 25

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC

5 Anforderungen an die Baustelleneinrichtungsflächen 26

6 Sonstige Anforderungen und Hinweise 26

7 Anlagentypen und Kranstellflächen 27

7.1 Anlage 1a: Zeichnerische Darstellung der Baustelleneinrichtungsfläche 28

7.2 Anlage 1b: Bestätigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht..... 29

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

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

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

1 Allgemeines

1.1 Vorbemerkungen

Das vorliegende Dokument 0080-3520 V01 mit dem Titel Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen gibt ausschließlich 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 V150 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.

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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 Inbetriebnahme-zeitraums 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.

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC

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 darüberhinausgehenden 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 Ingenieuraufgabe in Abhängigkeit der vorherrschenden Baugrundverhältnisse und der genutzten Achslasten definiert und der Mindestumfang der Baugrunderkundungen empfohlen bzw. vorgegeben.

<u>Kategorie 1: Einfache Verhältnisse</u>
Eine Achslast der Transport- und Hebefahrzeuge von ≤ 12 t und ≤ 160 t Fahrzeug-gesamtgewicht ist Mindestvoraussetzung für die Einstufung in die Kategorie K1.

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

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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	Wechsellagerungen 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 Wechsellagerung 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)
Baugrund-eigenschaften	Locker gelagerte Sande, kohäsive Böden mit steifer oder geringer Konsistenz
Grundwasser	≥ 50 cm unter GOK
Geotec hnische	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

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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)

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

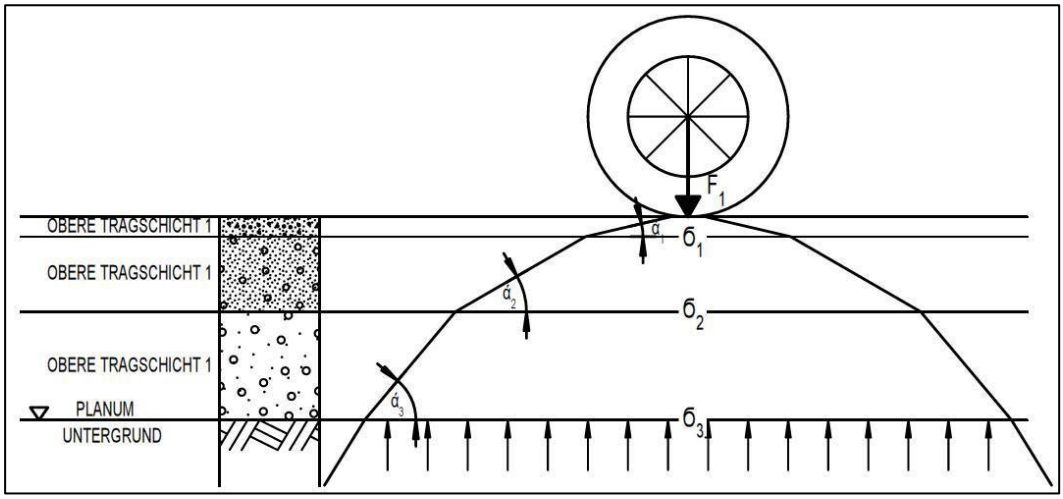
2.3.2 Statische und konstruktive Planung

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.

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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.

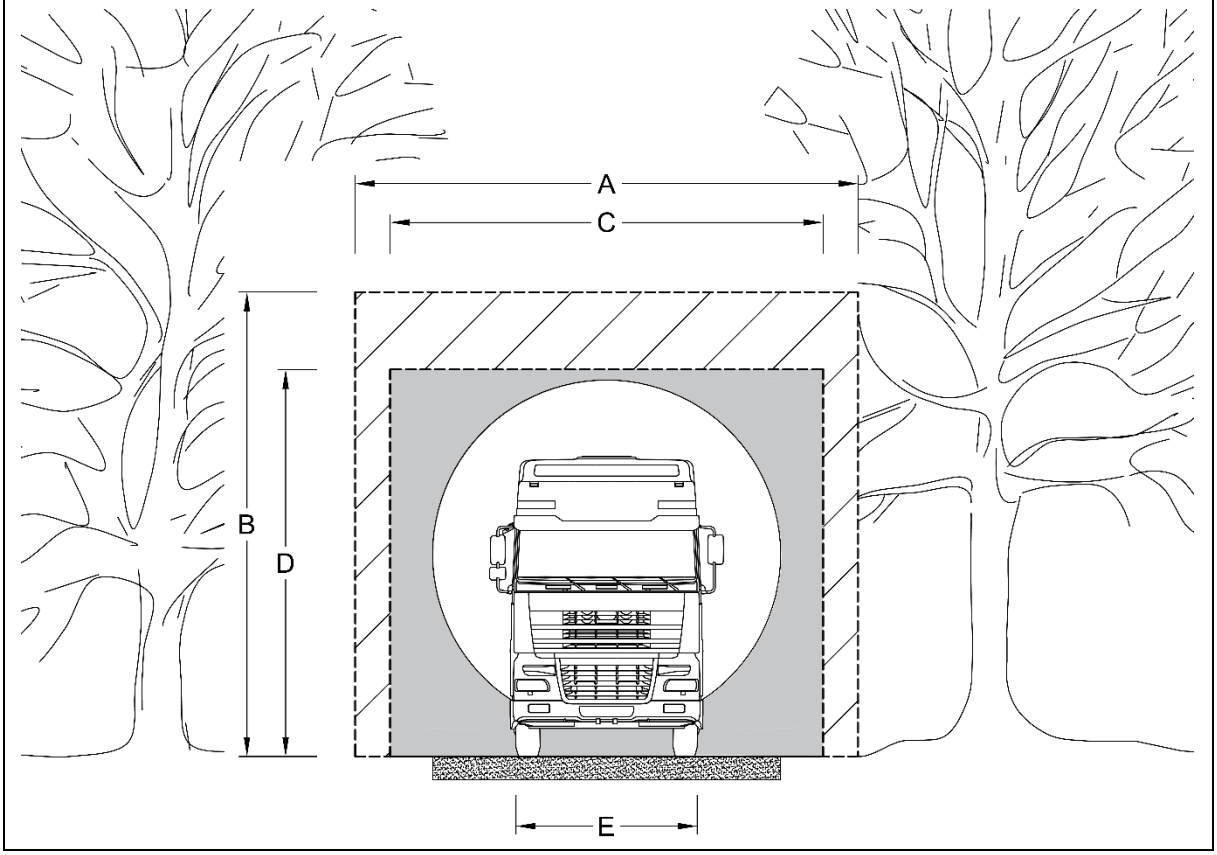
T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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 (für V150, V162: s. Kap. 2.3.3.1)		
	Durchfahrtsbreite (Kurven)	s. Kapitel 2.3.4.
A	Durchfahrtsbreite (Geraden)	6,00 m (kein LDST) 6,50 m (LDST[1])
B	Durchfahrtshöhe	6,00 m
C	Transportbreite	5,60 m
D	Transporthöhe	5,00 m
E	Spurbreite	3,00 m

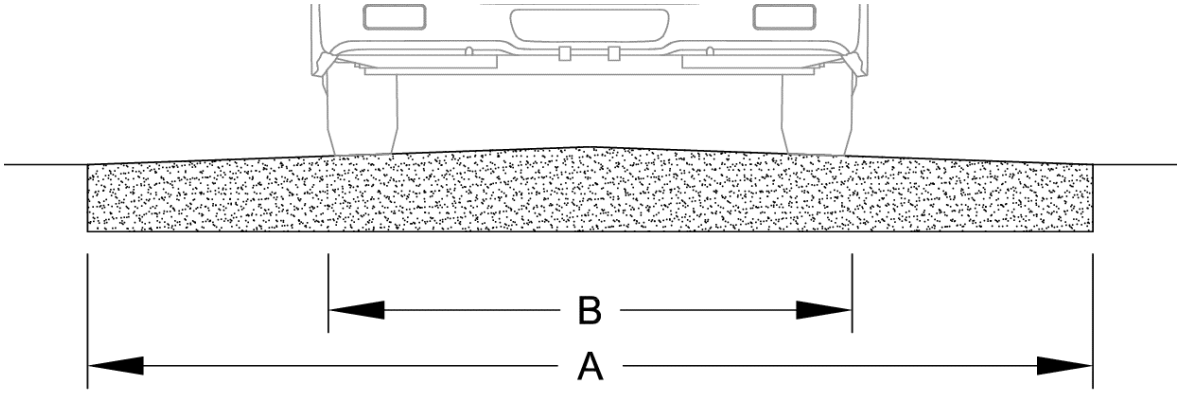


[1] Auswahl gemäß WEA-Typ Kapitel 7; für V150 und V162: s. Kap. 2.3.3.1

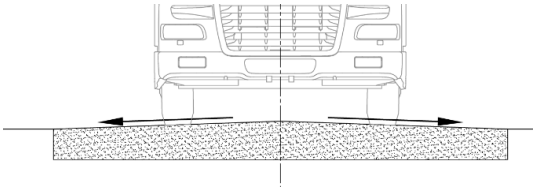
T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

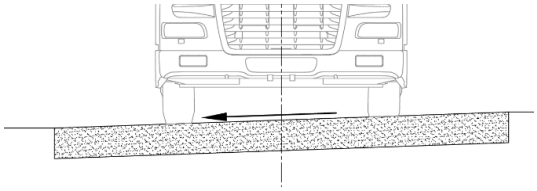
PUBLIC

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%



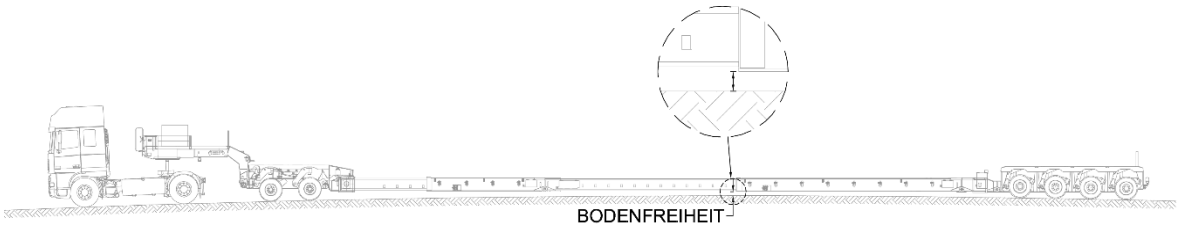


LÄNGSGEFÄLLE / MAXIMALWERTE BEI STEIGUNGEN	
Fahrt vorwärts (Schichten ohne Bindemittel)	≤ 9%
Fahrt vorwärts (mit gebundener Deckschicht)	> 9 % *(projektspezifische Bedienungen wie z.B. Zug- /Bremshilfe, Traktions- und Kurvenradien, Strassenbreite u.a.)*
Fahrt rückwärts	≤ 3%

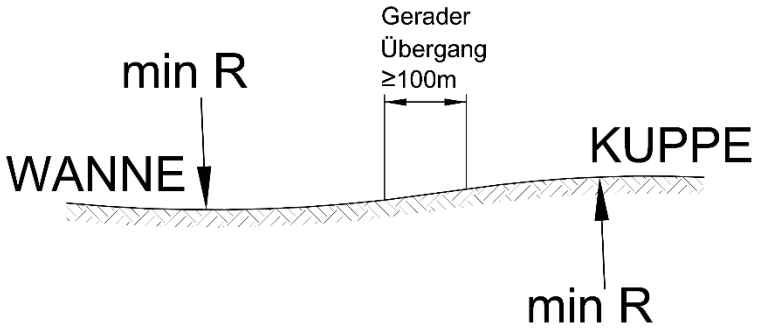
T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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



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

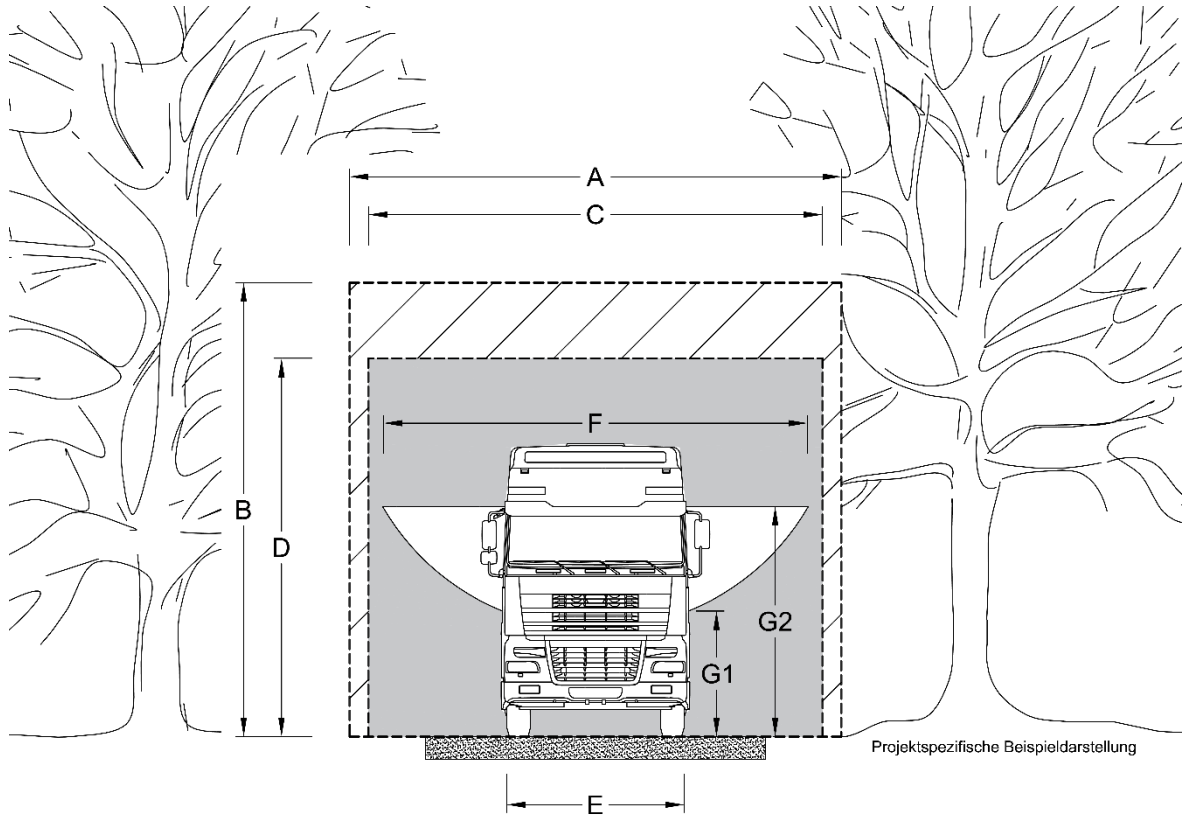


T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.3.3.1 Projektspezifische Beispieldarstellung LDST-Segmente

LICHTRAUMPROFIL LDST TURM SEGMENTE			
		Bis V150 5.6MW sowie V162 bis 148m Nabenhöhe	**Für V162 5.6MW 166m Nabenhöhe**
	Durchfahrtsbreite (Kurven)	s. Kapitel 2.3.4.	
A	Durchfahrtsbreite (Geraden)	7,00 m	7,50 m
B	Durchfahrtshöhe	4,50 m	
C	Transportbreite	6,30 m	7,00 m
D	Transporthöhe	4,00 m	
E	Spurbreite	3,00 m	
F	Turmsegment Außendurchmesser	5,60 m	6,50 m
G1	Turmsegment Ladehöhe	1,60 m	
G2	Turmsegment Ladungshöhe	3,20 m	



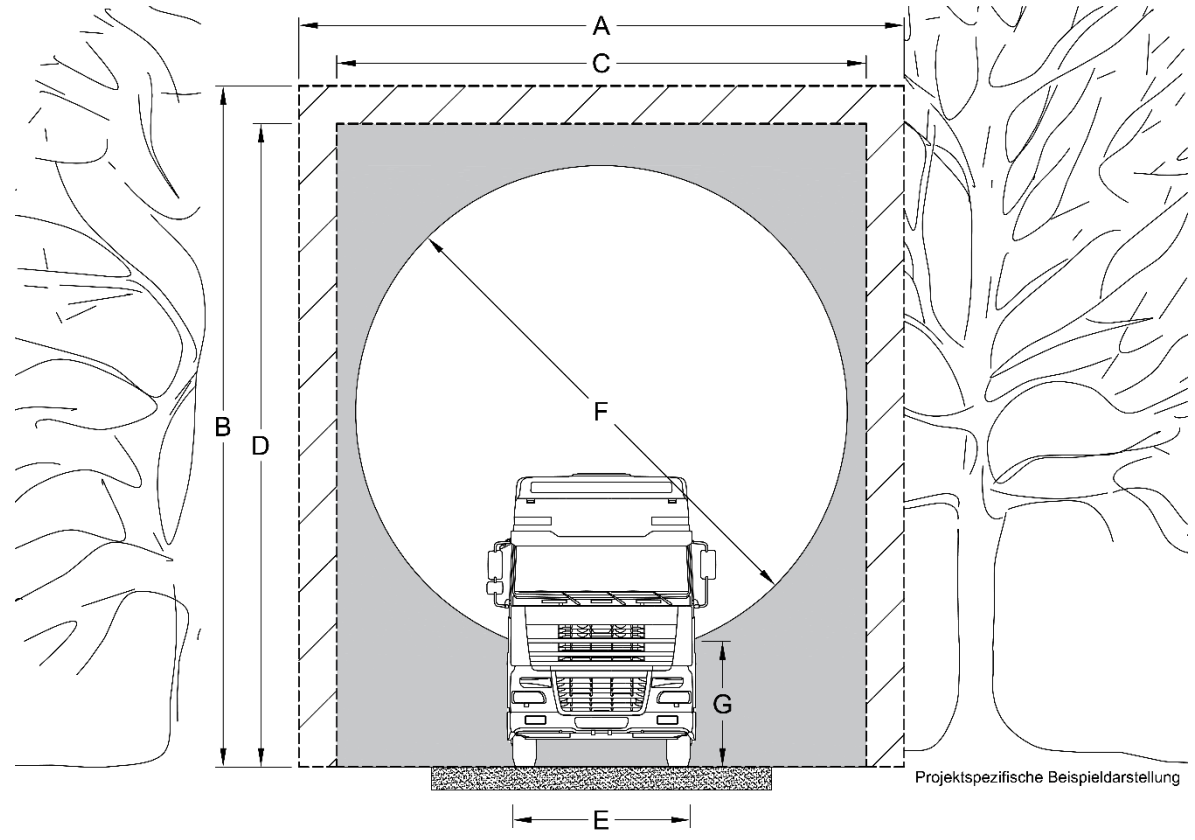
Projektspezifische Beispieldarstellung

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.3.3.2 Projektspezifische Beispieldarstellung vormontierter LDST

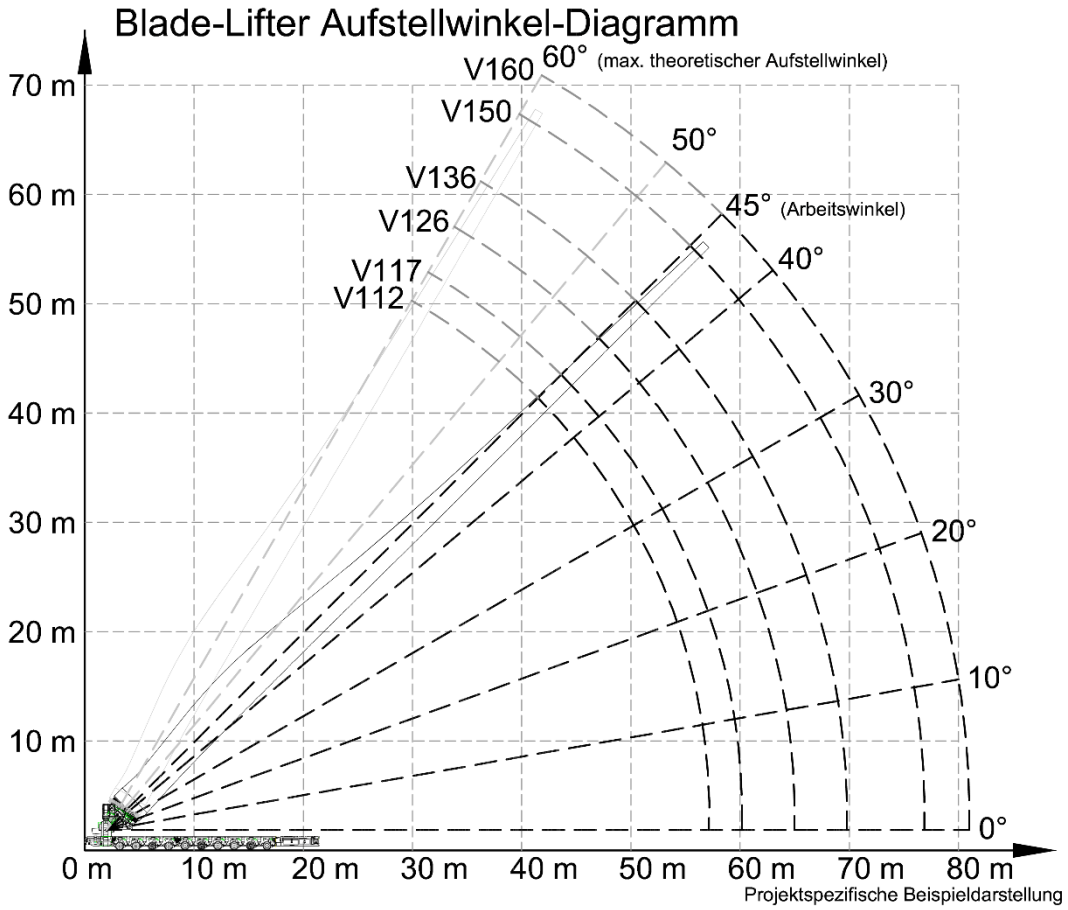
LICHTRAUMPROFIL LDST TURM SEKTIONEN MONTIERT		
	Durchfahrtsbreite (Kurven)	s. Kapitel 2.3.4.
A	Durchfahrtsbreite (Geraden)	8,50 m
B	Durchfahrtshöhe	9,50 m
C	Transportbreite	7,50 m
D	Transporthöhe	9,00 m
E	Spurbreite	3,00 m
F	Turmsektion Außen max Durchmesser	7,30 m
G	Turmsektion Ladehöhe max	1,50 m
	Achslast	~15 t



T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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:

- Grafik Beispiele sind nicht maßstäblich
- Kurven sind für alle Komponenten gültig
- Tragfähige Fahrbahnbreite vor Kurveneinfahrt: 4,50 m
- Vor Einfahrt in eine Kurve und einem Übergang von Kuppe zu Wanne muss mind. die gesamte Transportlänge gerade positioniert sein können
- Sollten Längen und Kurvenmöglichkeiten auf Baustellen kleiner oder größer sein, muss dies projektspezifisch geprüft werden, da die Änderung einer der angegebenen Maße zu einer Veränderung der anderen Parameter führt

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Besonderer Hinweis aus dem Kapitel 1.3:

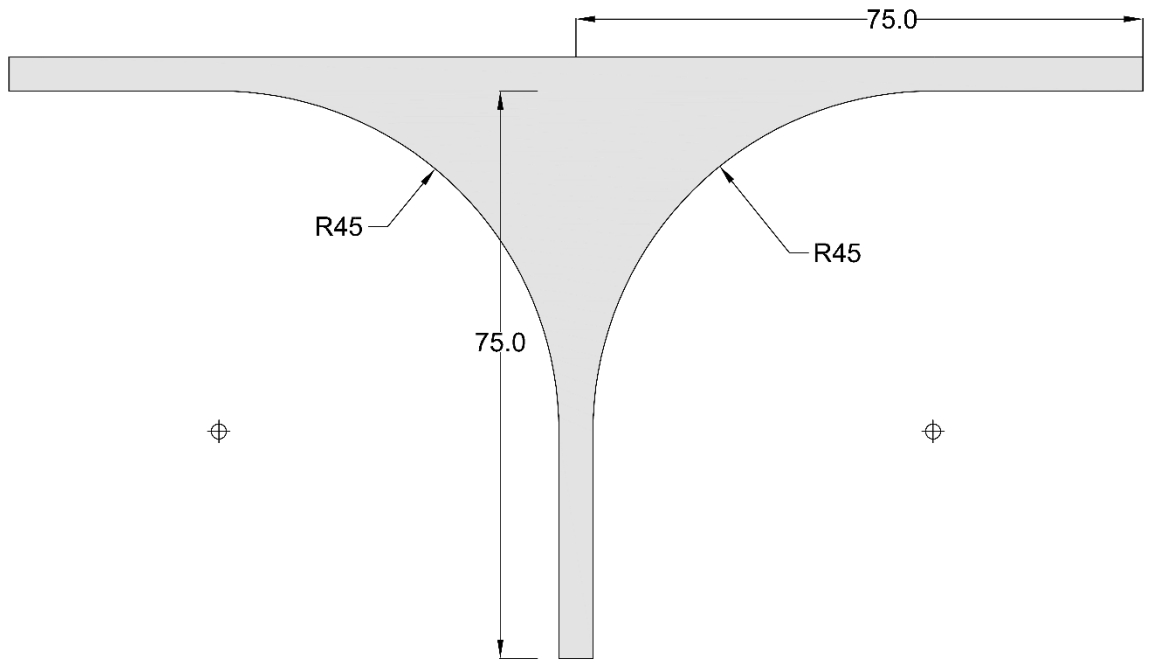
Sollten projektbezogen begründete Abweichungen zu den Mindestanforderungen erforderlich werden, ist in jedem Fall Vestas in die Planung miteinzubeziehen und eine schriftliche Zustimmung einzuholen.

2.3.5 Anforderungen an Ausweichbuchten und Wendebereiche

Bei unabsehbare Streckenabschnitten und/oder Länge ≥ 0,5 km, sowie im Streckenabschnitt der Hauptzufahrt sind Ausweichbuchten von 20 m (Länge) x 4,0 m (Zusatzfahrbahnbreite) anzulegen, um ein Vorbeifahren von entgegenkommenden Verkehr (ausgenommen sind Schwerlasttransporte) sowie insbesondere die freie Durchfahrt von Rettungsfahrzeugen zu gewährleisten.
Jeder Windpark muss über mindestens eine Wendemöglichkeit verfügen, die Lage wird projektspezifisch mit VESTAS abgestimmt. Die Radien des Wendebereiches betragen 2x R45 m, 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 entsprechend der Kurvenradien für den entsprechenden Anlagetyp zu wählen.

Beispieldarstellung eines Wendetrichters

WENDETRICHTER



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

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

PUBLIC

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 — 16,5 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.

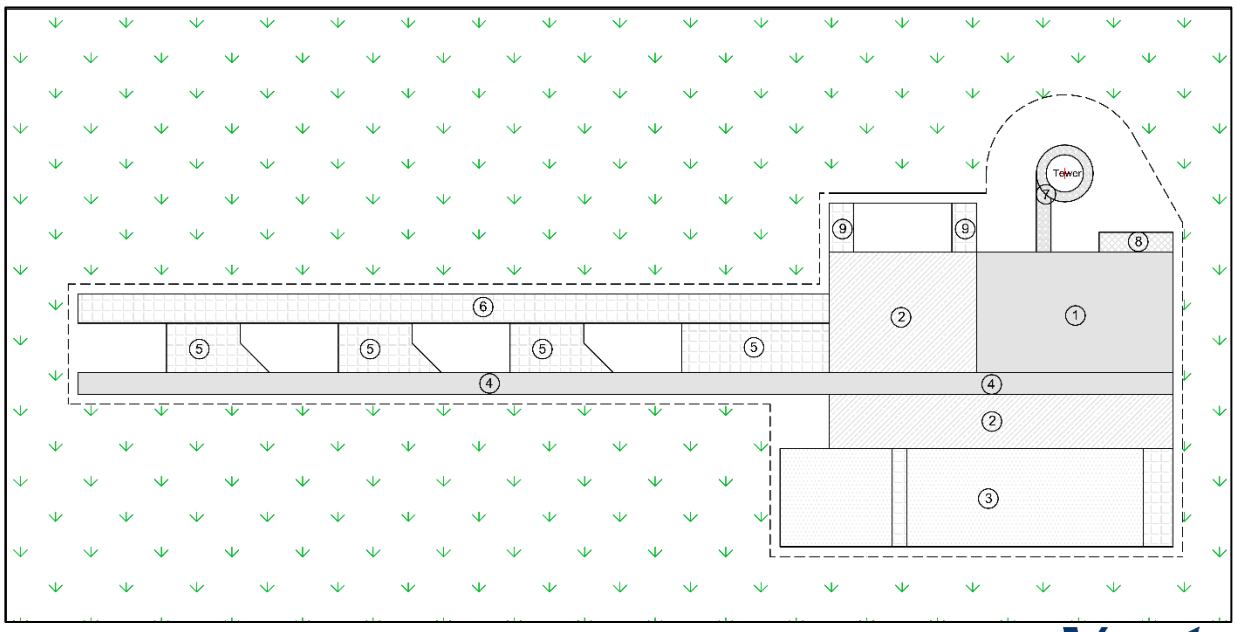
T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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, 260 kN/m² für NH <148m bzw. 350 kN/m² für NH ≥148m Flächenlast, 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 Blattablage-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
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	Turmsockelumfahrung und Zufahrt	Arbeitsbereich	6	dauerhaft ausgebaut
8	Ballast- und Hilfskranfläche	Ballastieren des Großkranes	12	Eben und frei von Hindernissen, Wiederherstellung im Servicefall notwendig
9	Turmlager	Lagerfläche	12	Temporär ausgebaut

Prinzipdarstellung einer Kranstellfläche



T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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.

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

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC

Überschneidungen der Lastauswirkungsbereiche sind in der Planung statisch sowie konstruktiv zu berücksichtigen.

3.3.3 Geometrische Anforderungen

Neben den in Kapitel 2 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.

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

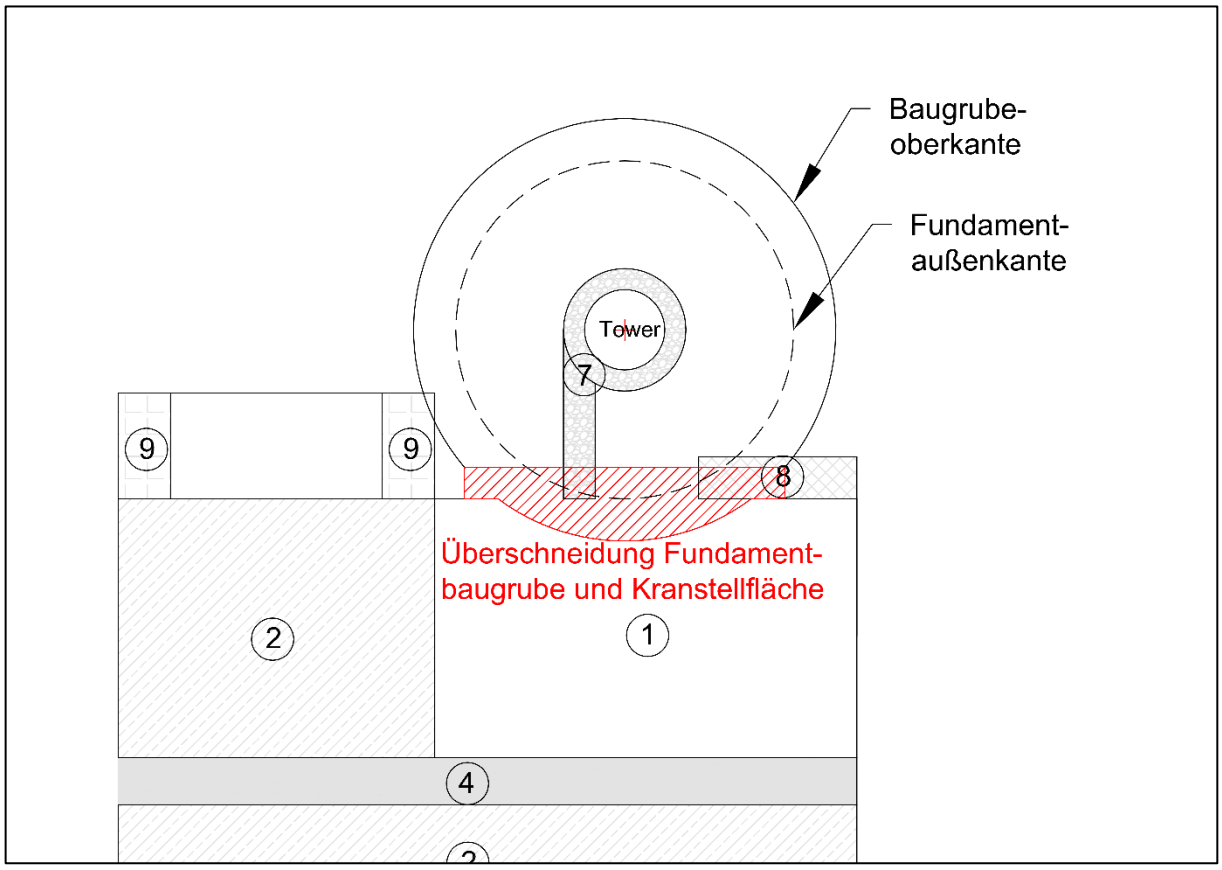
4 Anforderungen an die Bauausführung

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.

Abbildung 2: Überschneidung Arbeitsraum Fundament und Kranstellfläche



T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

PUBLIC

4.1 Lieferung der Ankerkorbkonstruktion

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

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

4.2 Prüfung der Tragfähigkeit

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

- flächendeckenden dynamischen Verdichtungskontrollen z.B. mit dem Leichten 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 $E_{v2} \geq 80$ MN/m² und der Verhältniswert $E_{v2}/E_{v1} \leq 2{,}5$ betragen.

Bei den Transportwegen und Kranstell(teil)flächen mit einer maximalen Achslast von 21 t muss der Verformungsmodul $E_{v2} \geq 100$ MN/m² und der Verhältniswert $E_{v2}/E_{v1} \leq 2{,}5$ betragen.

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

Erfahrungsgemäß müssen die natürlich anstehenden Böden bereits ein Verformungsmodul von $E_{V2} \geq 45$ MN/m² 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 glw. auszuführen.

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

Zur Bestätigung der Mindesttragfähigkeiten ist Vestas spätestens 14 Tage vor Beginn der Lieferung die Bescheinigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht gem. Anlage 7.1 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.

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC

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 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, Otto-Hahn-Straße 2-4, 25813 Husum 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.

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

7 Anlagentypen und Kranstellflächen

Die entsprechende Zeichnung entnehmen Sie bitte dem aktuellsten Anhang.

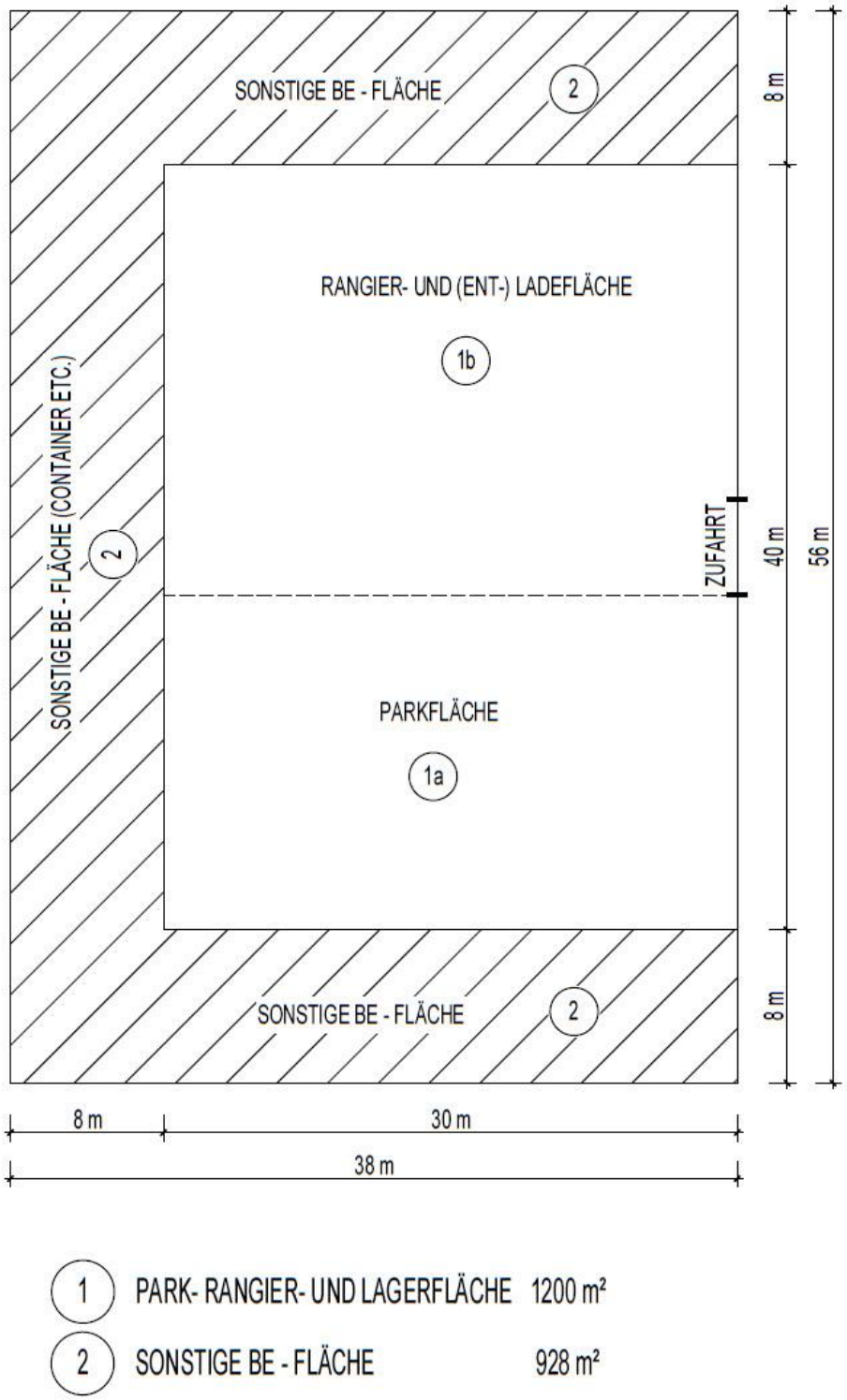
Vorläufig nur gültig für die V150-5.6MW und V162-5.6MW

WEA-Typ	**Zeichnung** (s. separate Anlage 3)
V112 94m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A1.1 bis A1.2
V112 119m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A2.1 bis A2.2
V112 140 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm mit Lastverteilungsplatte)	A3.1 bis A3.2
V117 91,5 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A4.1 bis A4.2
V117 116,5 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A5.1 bis A5.2
V117 141,5 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A6.1 bis A6.2
V126 87 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A7.1 bis A7.2
V126 117 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A7.1 bis A7.2
V126 137 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A8.1 bis A8.2
V126 149 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A9.1 bis A9.2
V126 166 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A10.1 bis A10.2
V136 82 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A16.1 bis A16.2
V136 112 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A16.1 bis A16.2
V136 132 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A11.1 bis A11.2
V136 149 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A12.1 bis A12.2
V136 166 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A13.1 bis A13.2
V150 125 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A15.1 bis A15.2
V150 145 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A20.1 bis A 20.2
V150 166 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A14.1 bis A14.2
V150 5.6MW 166+3m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A22.1 bis A22.2
V150 5.6MW 148m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A21.1 bis A21.2
V150 5.6MW 125m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A19.1 bis A19.2
V162 5.6MW 166+3m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A25.1 bis A25.2
V162 5.6MW 148m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A24.1 bis A24.2
V162 5.6MW 119m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A23.1 bis A23.2

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

7.1 Anlage 1a: Zeichnerische Darstellung der Baustellen-einrichtungsfläche



T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC

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 0080-3520 V0 – 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:

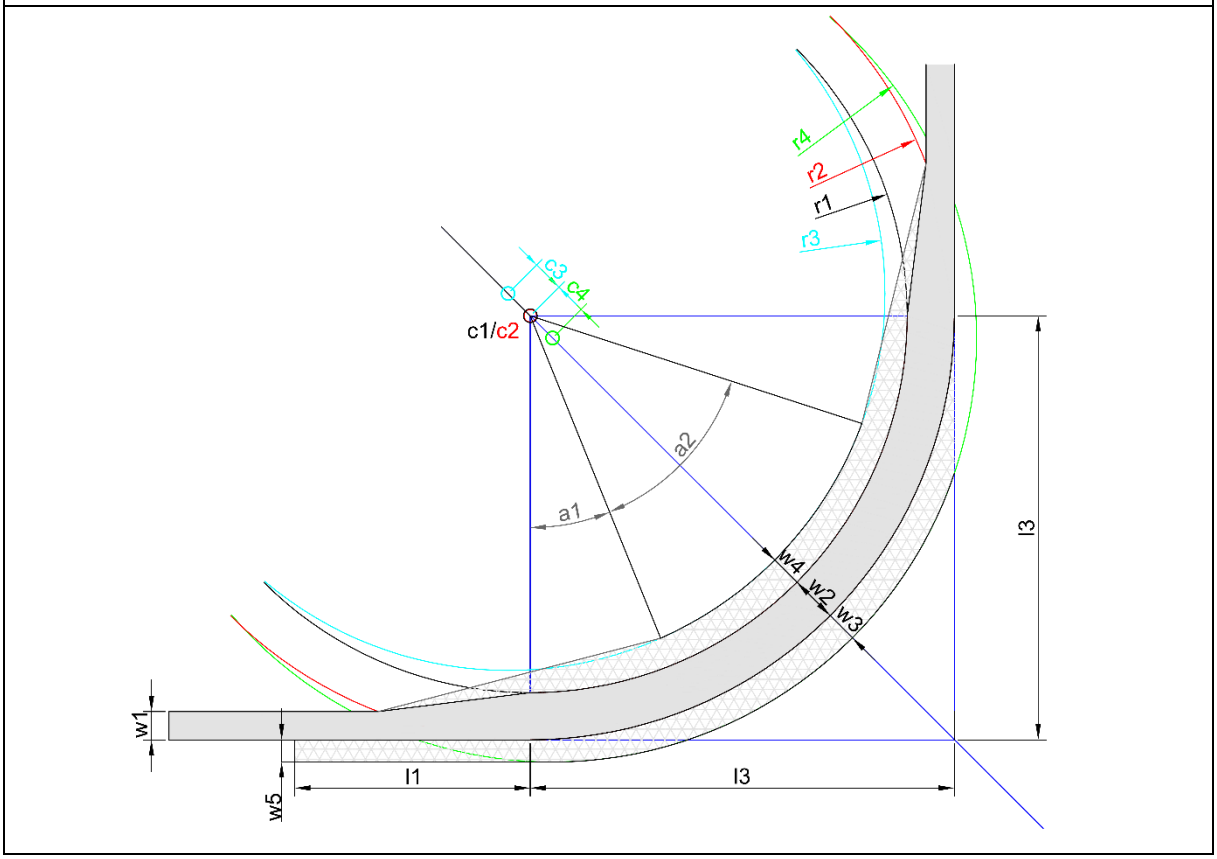
T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Anlage 2: Kurvenradien

Vorläufig nur gültig für die V150-5.6MW und V162-5.6MW

DARSTELLUNG EINER 90°-KURVE

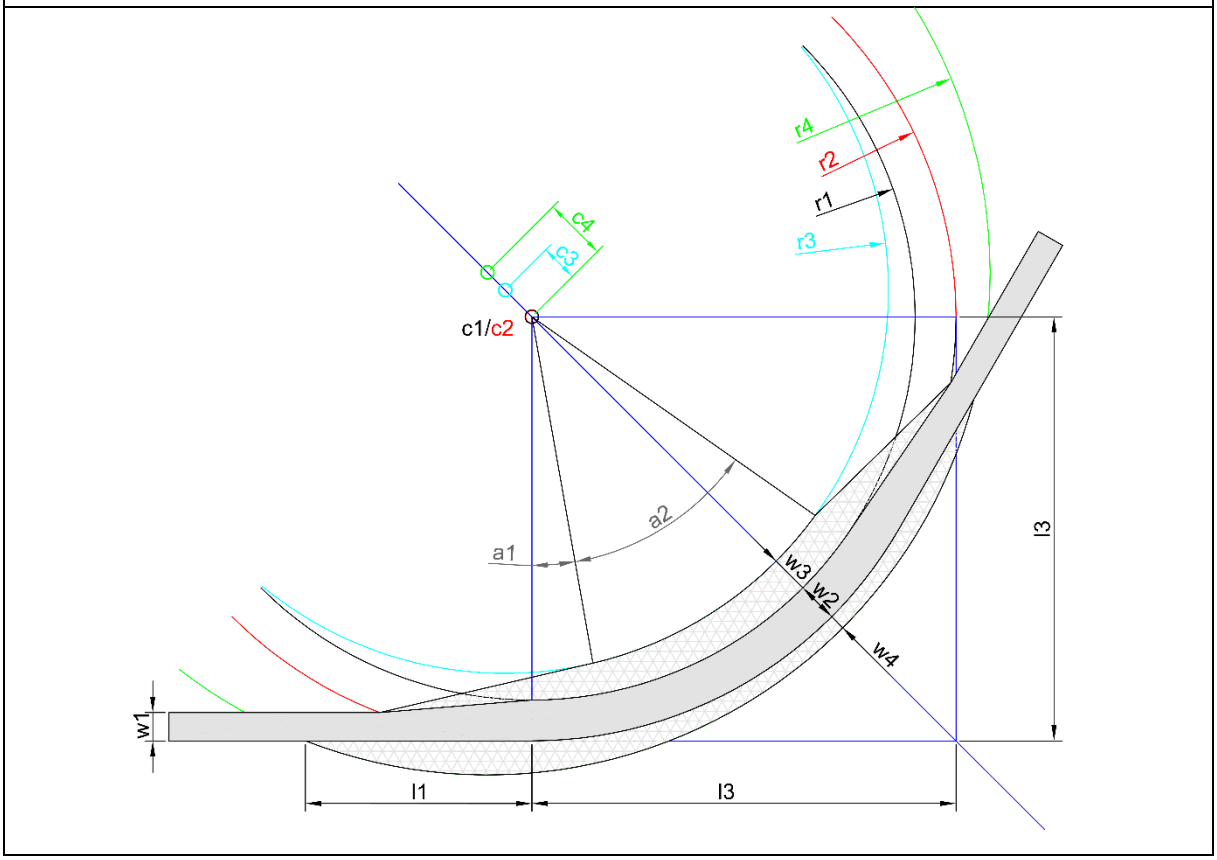


90°	l1	l2	l3	w1	w2	w3	w4	w5	r1	r2	r3	r4	c3	c4	a1	a2
v112	14,0	0,0	51,5	4,5	6,5	3,0	4,0	3,0	45,0	51,5	45,0	51,5	3,0	4,0	13,0	64,0
v117	21,0	0,0	56,5	4,5	6,5	3,0	4,0	3,0	50,0	56,5	50,0	56,5	3,0	4,0	13,0	64,0
v126	23,0	0,0	61,5	4,5	6,5	3,0	5,0	3,5	55,0	61,5	55,0	61,5	3,0	5,0	14,0	63,0
v136	28,0	0,0	64,0	4,5	6,5	5,0	4,0	3,0	57,5	64,0	57,5	64,0	5,0	4,0	18,0	55,0
v150	37,5	0,0	67,5	4,5	7,5	5,0	5,0	3,5	60,0	67,5	60,0	67,5	5,0	5,0	22,0	50,0
v162	40,0	0,0	70,0	4,5	7,5	7,0	5,0	3,5	62,5	70,0	62,5	70,0	7,0	5,0	10,0	55,0

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

DARSTELLUNG EINER 120°-KURVE

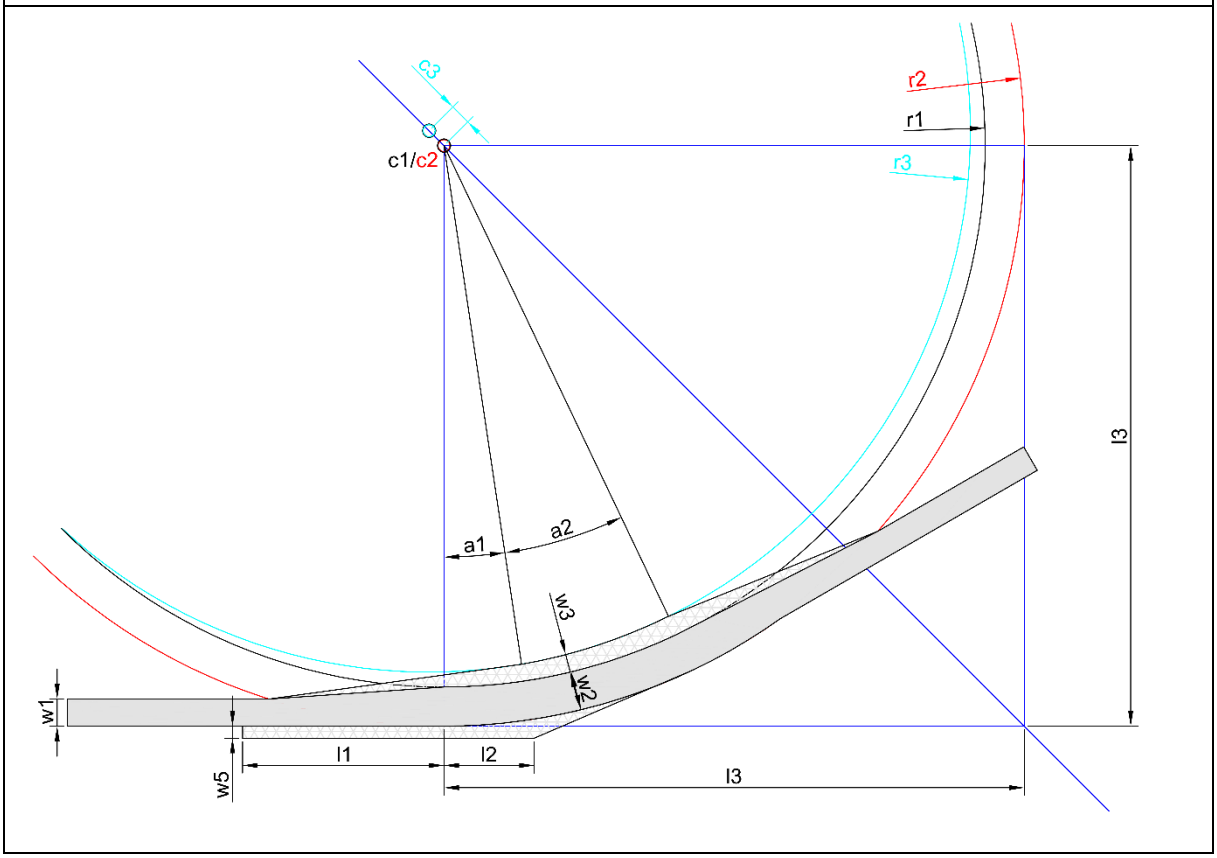


120°	l1	l2	l3	w1	w2	w3	w4	w5	r1	r2	r3	r4	c3	c4	a1	a2
v112	23,6	0,0	51,5	4,5	6,5	2,5	1,5	x	45,0	51,5	45,0	59,0	2,5	6,0	8,0	45,0
v117	24,4	0,0	56,5	4,5	6,5	2,5	1,5	x	50,0	56,5	50,0	56,5	2,5	6,0	10,0	45,0
v126	27,0	0,0	61,5	4,5	6,5	4,0	1,5	x	55,0	61,5	55,0	70,0	4,0	7,0	10,0	40,0
v136	32,0	0,0	64,0	4,5	6,5	4,5	2,0	x	57,5	64,0	57,5	75,0	4,5	9,0	10,0	40,0
v150	36,0	0,0	67,5	4,5	6,5	6,0	2,5	x	61,0	67,5	61,0	80,0	6,0	10,0	10,0	45,0
v162	38,0	0,0	70,0	4,5	6,5	7,0	3,0	x	63,5	70,0	63,5	83,0	7,0	10,0	10,0	40,0

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

DARSTELLUNG EINER 150°-KURVE



150°	l1	l2	l3	w1	w2	w3	w4	w5	r1	r2	r3	r4	c3	c4	a1	a2
v112	25,0	5,0	73,0	4,5	5,5	2,0	x	2,0	67,5	73,0	67,5	x	2,0	x	9,0	16,0
v117	25,0	5,0	80,5	4,5	5,5	2,0	x	2,0	75,0	80,5	75,0	x	2,0	x	9,0	16,0
v126	25,0	5,0	88,0	4,5	5,5	3,0	x	2,0	82,5	88,0	82,5	x	3,0	x	7,0	14,0
v136	25,0	5,0	92,0	4,5	5,5	3,0	x	2,0	86,5	92,0	86,5	x	3,0	x	9,0	16,0
v150	33,5	15,0	96,5	4,5	6,5	3,0	x	2,0	90,0	96,5	90,0	x	3,5	x	9,0	17,0
v162	35,0	16,0	99,0	4,5	6,5	3,4	x	2,0	92,5	99,0	93,5	x	5,0	x	9,0	17,0

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

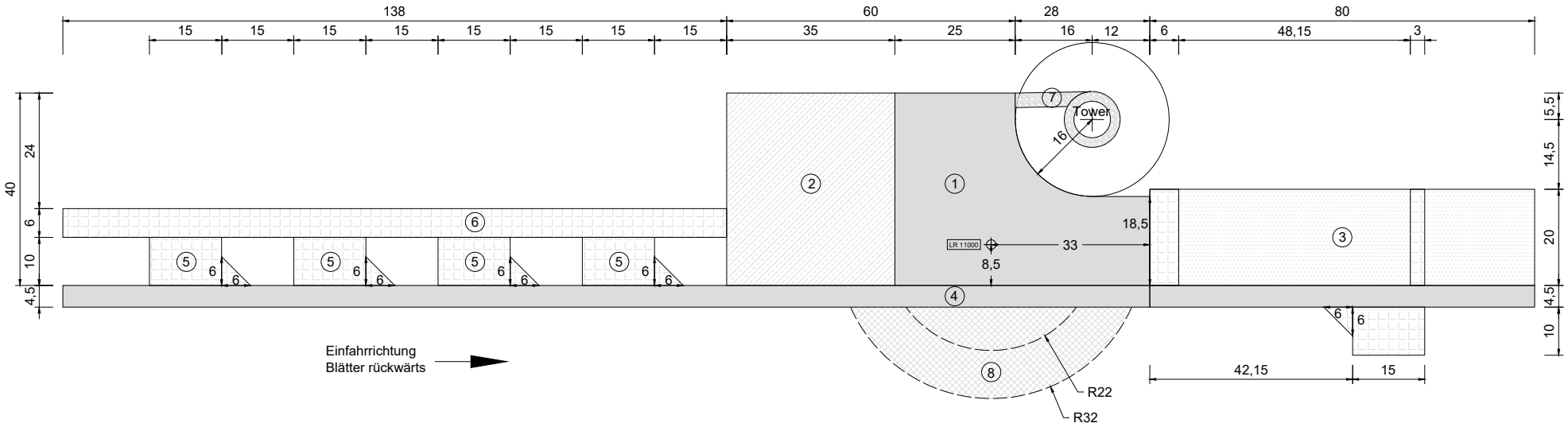
Anlage 3: Kranstellflächen

Vorläufig nur gültig für die V150_5.6MW und V162_5.6MW

WEA-Typ	**Zeichnung** (s. separate Anlage 3)
V112 94m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A1.1 bis A1.2
V112 119m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A2.1 bis A2.2
V112 140 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm mit Lastverteilungsplatte)	A3.1 bis A3.2
V117 91,5 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A4.1 bis A4.2
V117 116,5 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A5.1 bis A5.2
V117 141,5 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A6.1 bis A6.2
V126 87 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A7.1 bis A7.2
V126 117 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A7.1 bis A7.2
V126 137 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A8.1 bis A8.2
V126 149 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A9.1 bis A9.2
V126 166 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A10.1 bis A10.2
V136 82 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A16.1 bis A16.2
V136 112 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A16.1 bis A16.2
V136 132 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A11.1 bis A11.2
V136 149 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A12.1 bis A12.2
V136 166 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A13.1 bis A13.2
V150 125 m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A15.1 bis A15.2
V150 145 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A20.1 bis A 20.2
V150 166 m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A14.1 bis A14.2
V150 5.6MW 166+3m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A22.1 bis A22.2
V150 5.6MW 148m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A21.1 bis A21.2
V150 5.6MW 125m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A19.1 bis A19.2
V162 5.6MW 166+3m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A25.1 bis A25.2
V162 5.6MW 148m Nabenhöhe (LDST-Turm)	A24.1 bis A24.2
V162 5.6MW 119m Nabenhöhe (Stahlrohrturm)	A23.1 bis A23.2

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

PUBLIC



1. Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 1573m²)
2. Montagefläche befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 1400m²)
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. 5 x 168m²)
6. Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 828m²)
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. 800m²)

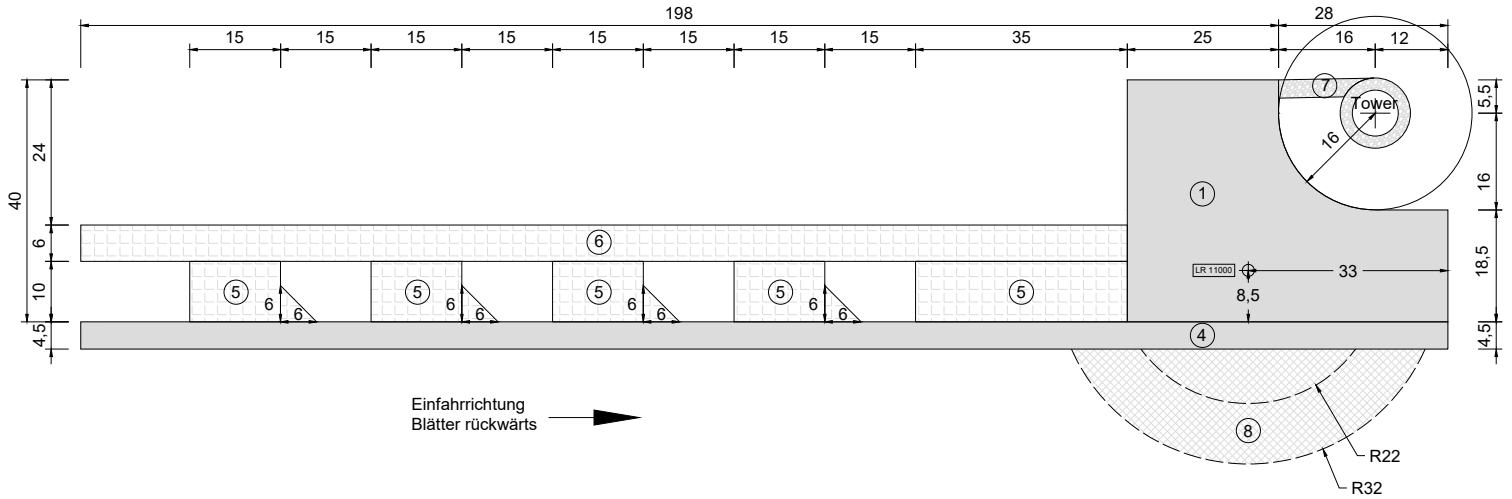
Achtung : Flächen 1, 2, 4 und 8 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V150 - 5.6 MW - 166+3m	T	0080-3520 V01
ANHANG	A22.1	VERSION 00 VON 11.11.18	GEPRÜFT
MAßSTAB	ohne		

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



1 Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 1573m²)

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. 828m²)

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. 800m²)

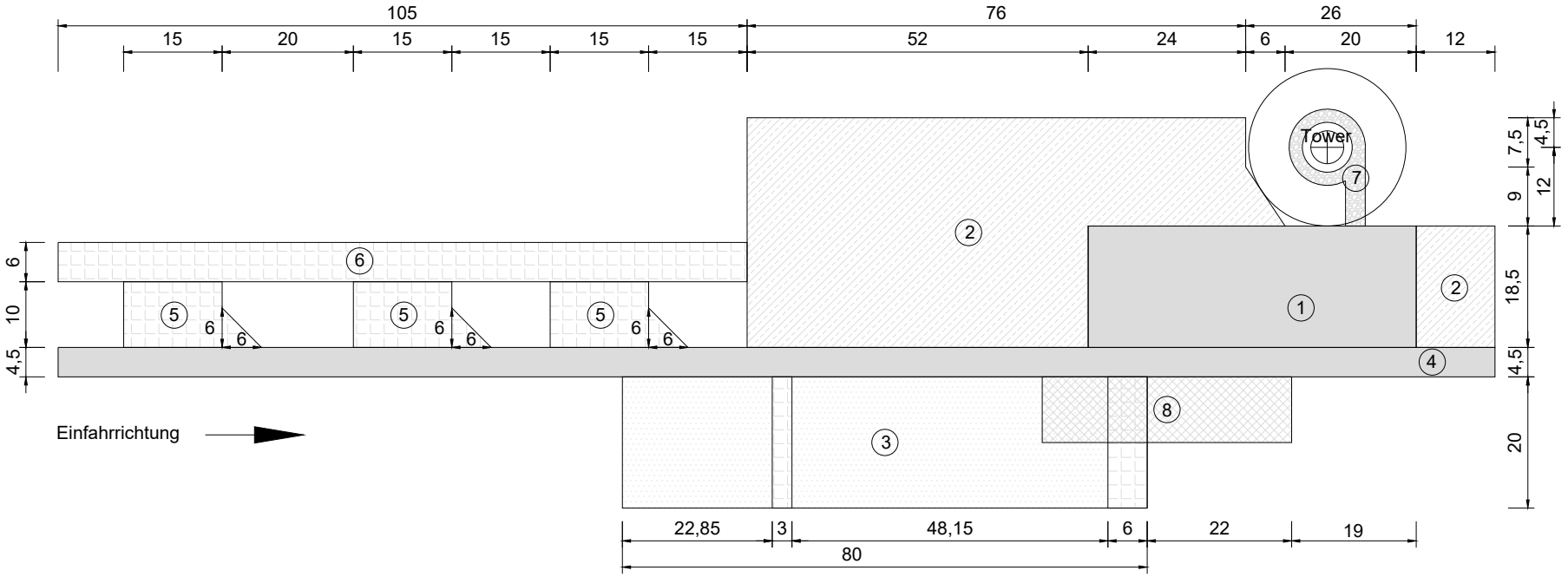
Achtung : Flächen 1, 2, 4 und 8 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Betriebsphase V150 - 5.6 MW - 166+3m	T	0080-3520 V01
ANHANG A22.2	VERSION 00 VON 11.11.18	GEPRÜFT	MAßSTAB ohne

T05 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



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)

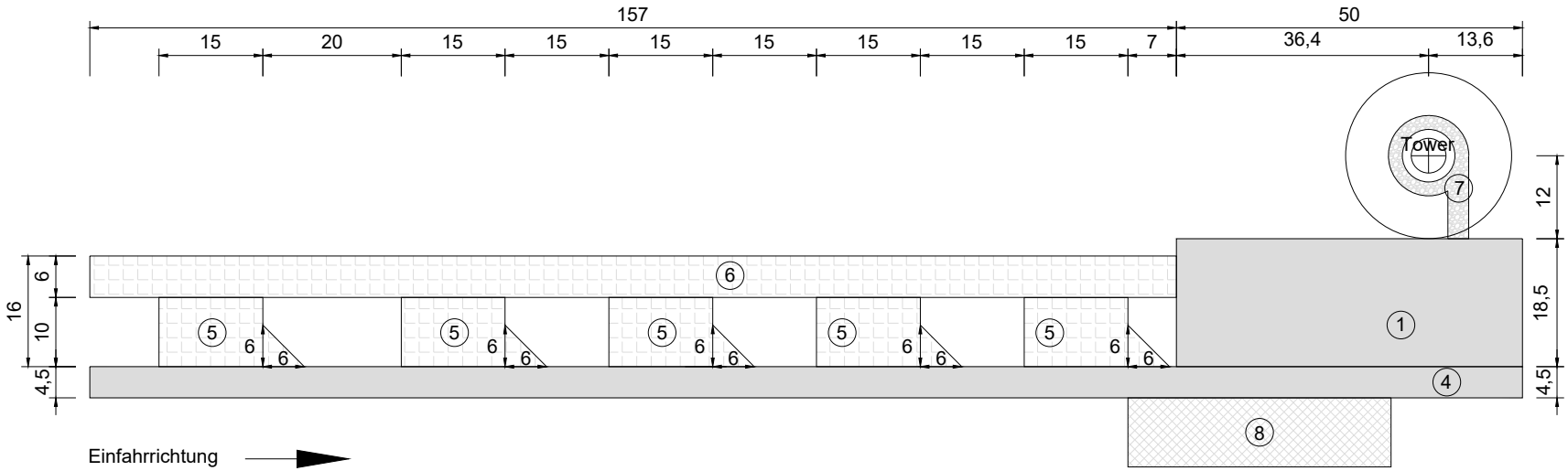
Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V150 - 5.6 MW - 148m	DOKUMENT	0080-3520 V01
ANHANG	A21.1	VERSION	00 VON 11.11.18
GEPRÜFT		MAßSTAB	ohne

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



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)

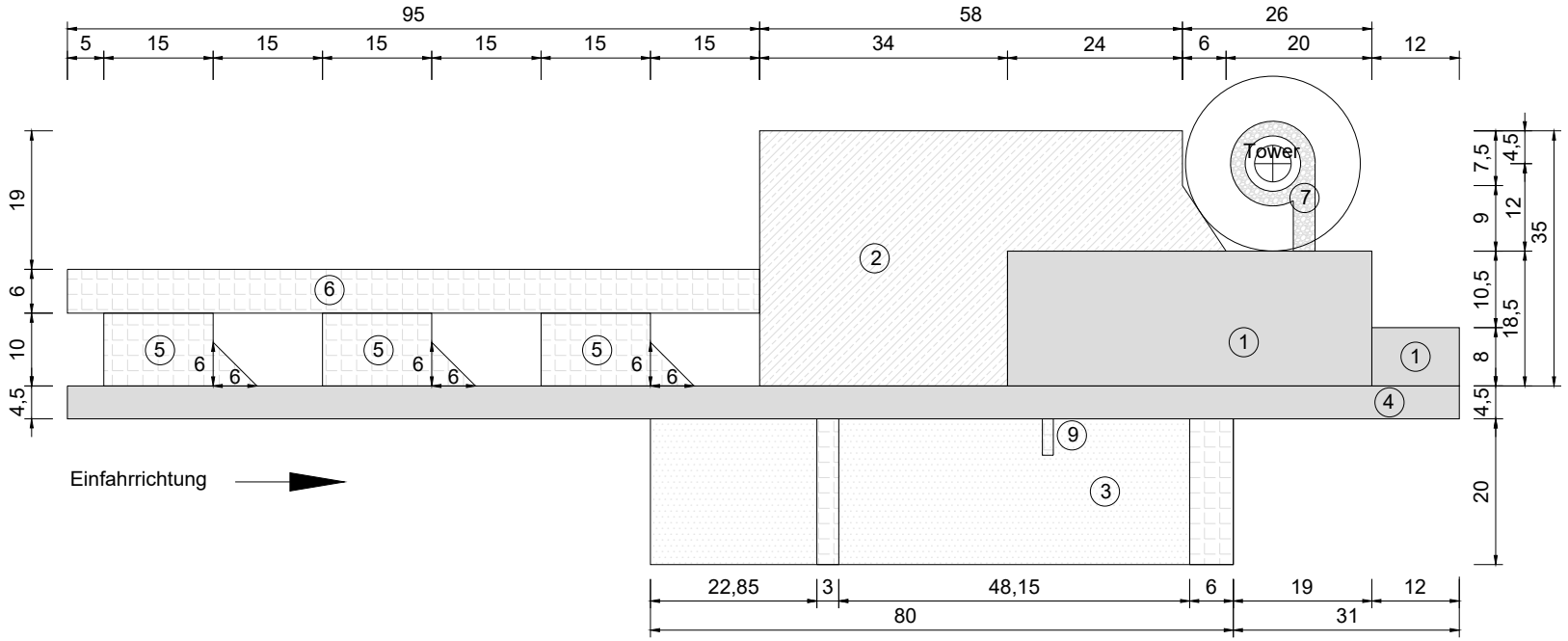
Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Betriebsphase V150 - 5.6 MW - 148m	DOKUMENT	0080-3520 V01
ANHANG A21.2	VERSION 00 VON 11.11.18	GEPRÜFT	MAßSTAB ohne

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



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)

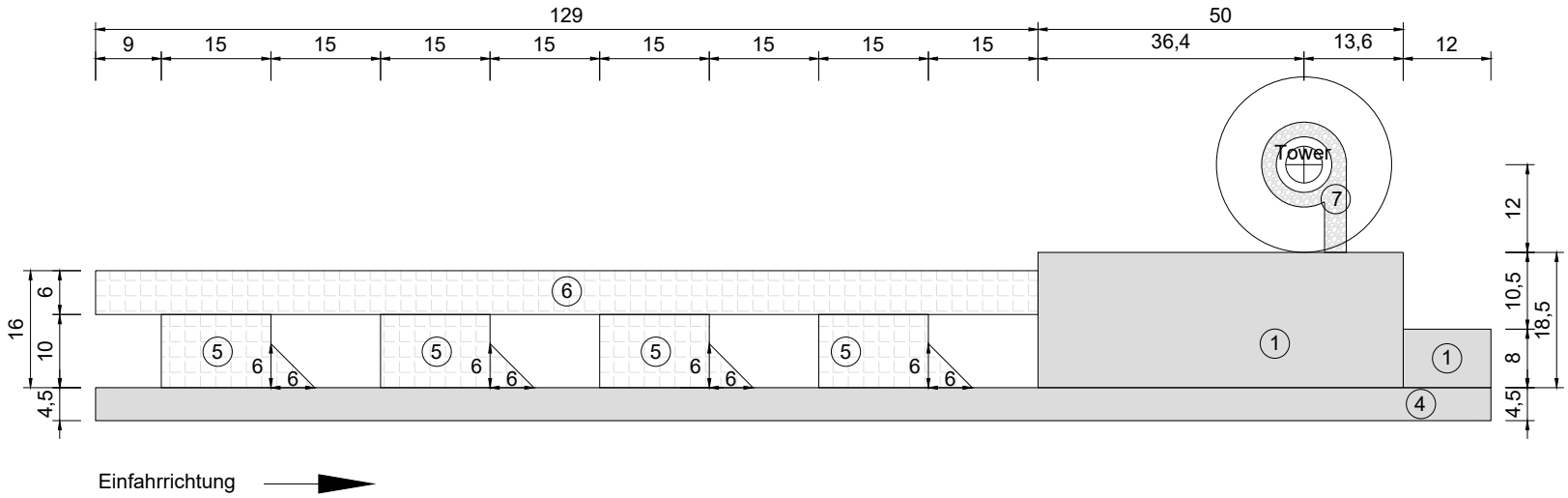
Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V150 - 5.6 MW - 125m	DOKUMENT	0080-3520 V01
ANHANG A19.1	VERSION 00 VON 11.11.18	GEPRÜFT	MAßSTAB ohne

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



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

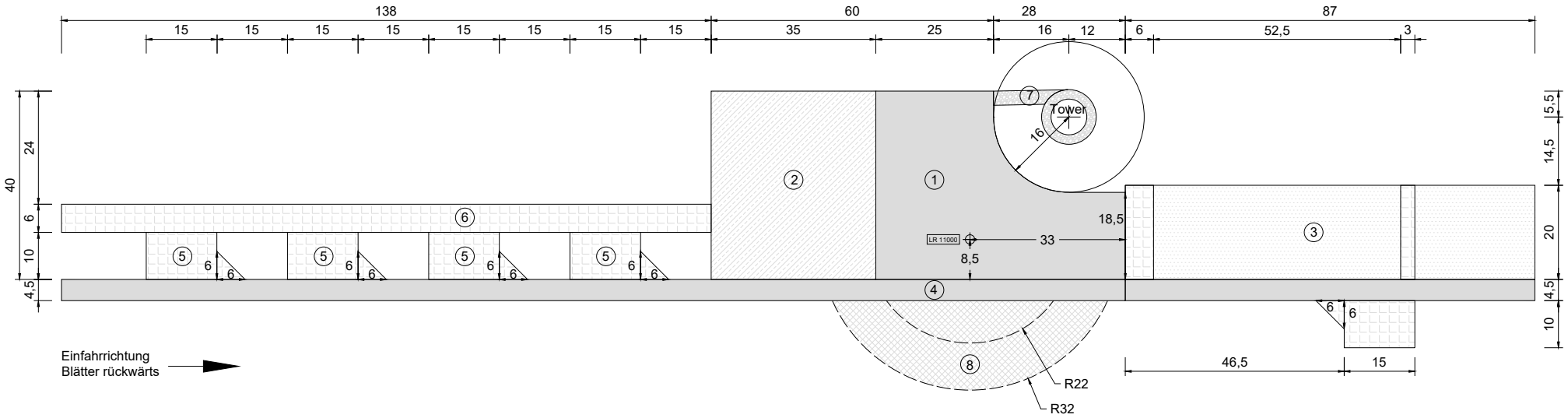
Achtung : Flächen 1 und 4 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Betriebsphase V150 - 5.6 MW - 125m	DOKUMENT	0080-3520 V01
ANHANG A19.2	VERSION 00 VON 11.11.18	GEPRÜFT	MAßSTAB ohne

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



1. Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 1573m²)
2. Montagefläche befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 1400m²)
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. 5 x 168m²)
6. Befestigte Rüstfläche für Gittermastmontage (app. 828m²)
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. 800m²)

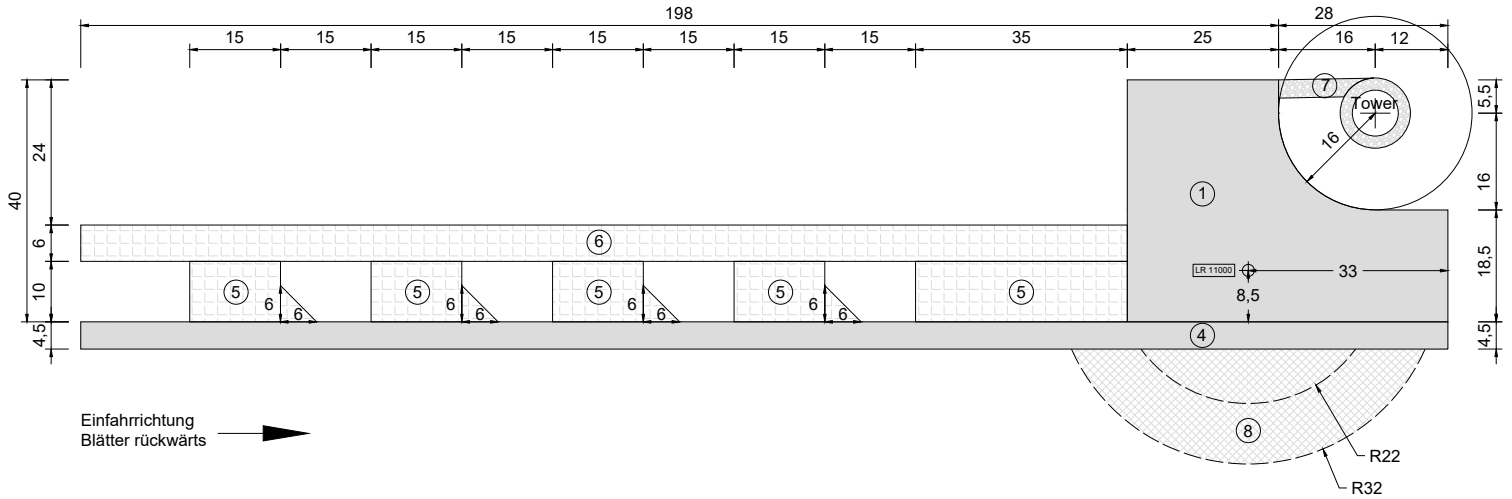
Achtung : Flächen 1, 2, 4 und 8 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V162 - 5.6 MW - 166+3m	T	0080-3520 V01
ANHANG	A25.1	VERSION 00 VON 11.11.18	GEPRÜFT
MAßSTAB	ohne		

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



1. Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 1573m²)
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, befestigt, tragfähig 6 t Achslast
8. Ballastfläche Höhengleich mit KSF - befestigt tragfähig für 12 t Achslast, frei von Hindernissen (app. 800m²)

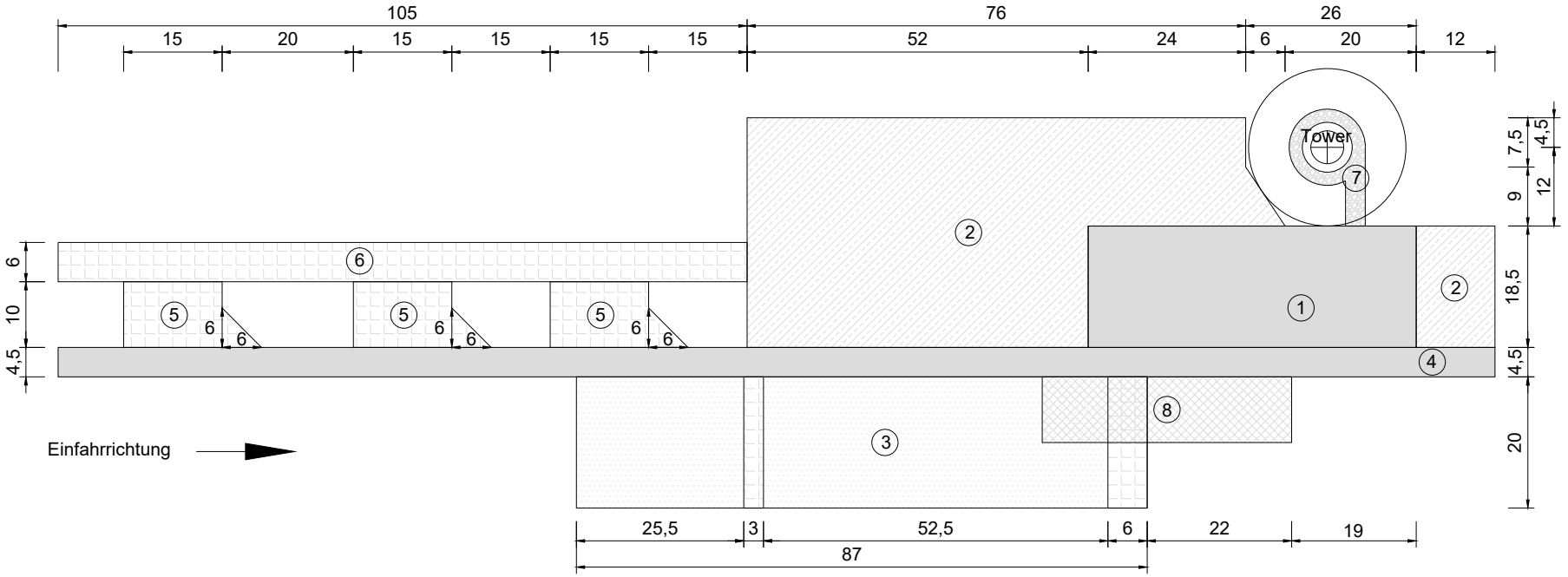
Achtung : Flächen 1, 2, 4 und 8 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN			
INHALT	Betriebsphase V162 - 5.6 MW - 166+3m		T	0080-3520 V01
ANHANG	A25.2	VERSION 00 VON 11.11.18	GEPRÜFT	MAßSTAB ohne

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



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 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)

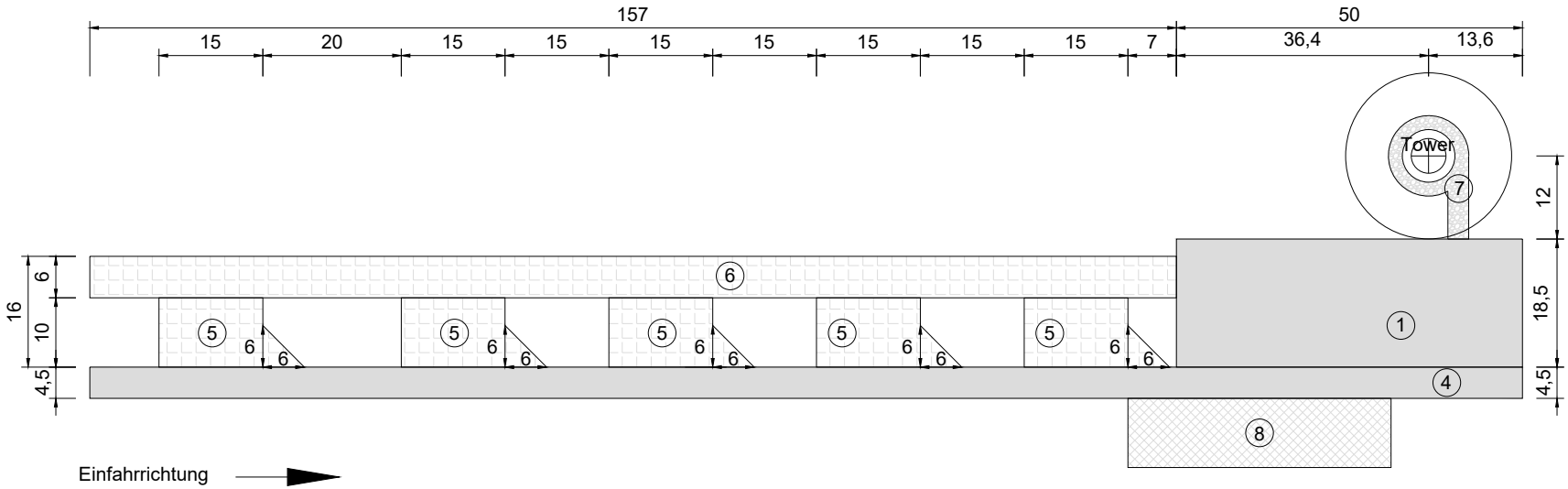
Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V162 - 5.6 MW - 148m	DOKUMENT	0080-3520 V01
ANHANG	A24.1	VERSION	00 VON 11.11.18
GEPRÜFT		MAßSTAB	ohne

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



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)

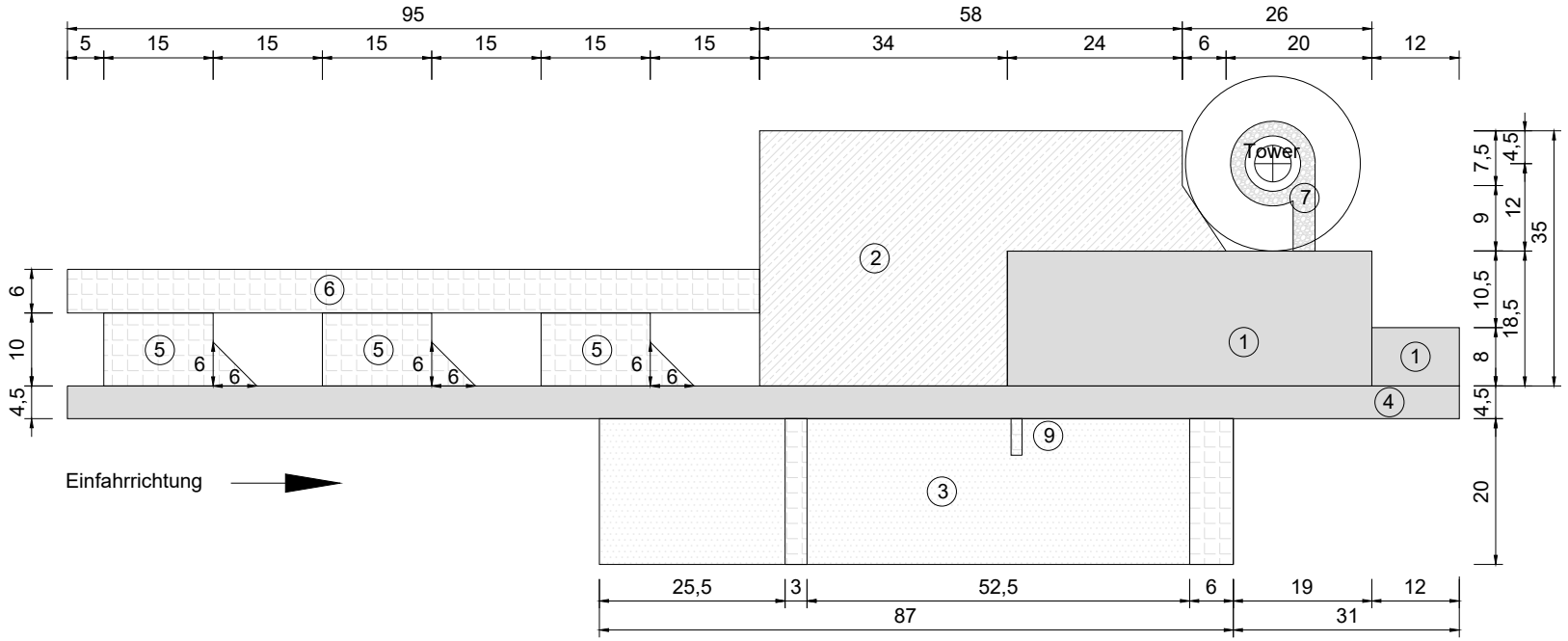
Achtung : Flächen 1, 4 und 8 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Betriebsphase V162 - 5.6 MW - 148m	DOKUMENT	0080-3520 V01
ANHANG	A24.2	VERSION	00 VON 11.11.18
GEPRÜFT		MAßSTAB	ohne

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



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)

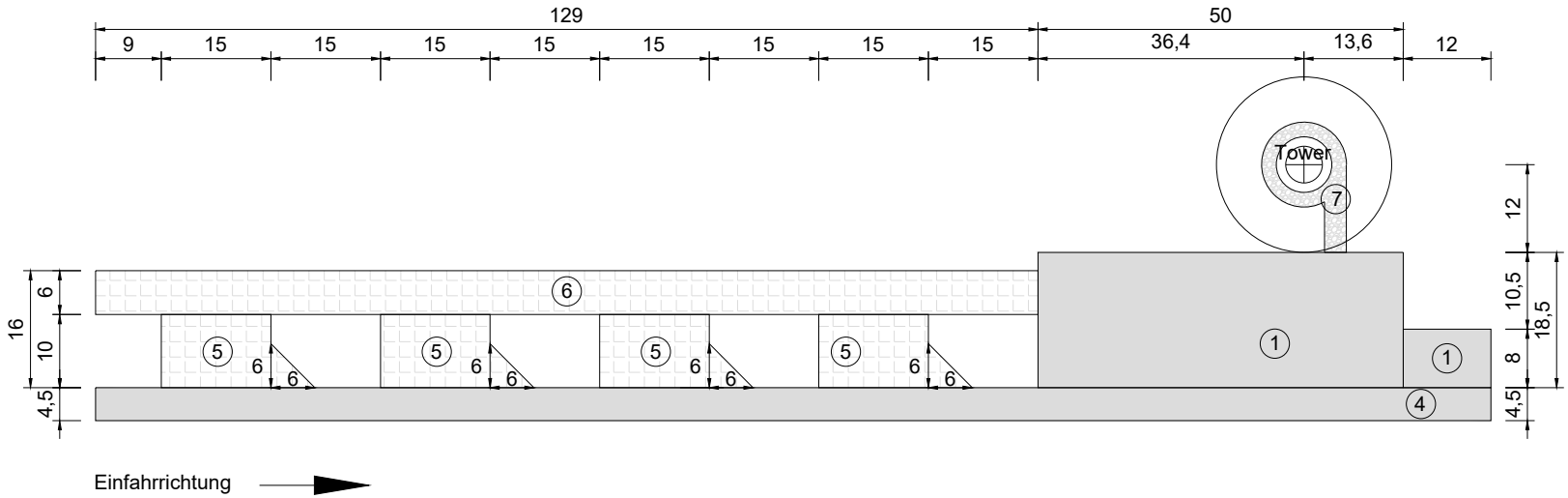
Achtung : Flächen 1, 2 und 4 müssen höhengleich sein

PROJEKT	VESTAS KRANSTELLFLÄCHEN		
INHALT	Errichtungsphase V162 - 5.6 MW - 119m	DOKUMENT	0080-3520 V01
ANHANG	A23.1	VERSION	00 VON 11.11.18
GEPRÜFT		MAßSTAB	ohne

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



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	0080-3520 V01
ANHANG A23.2	VERSION 00 VON 11.11.18	GEPRÜFT	MAßSTAB ohne

105 0080-3520 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

16.1.7 Windenergieanlagen: Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

16.1.7.1 Datenblatt Luftfahrthindernis

16.1.7.2 Antrag auf Ausnahmegenehmigung nach Nr. 30 AVV

16.1.7.3 Koordinatenliste des Vermessers mit Undulation

16.1.7.4 Topografische Karte mit Randleiste 1:25.000 (siehe Kapitel 2.1)

16.1.7.5 Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

16.1.7.6 Allgemeine Spezifikation Gefahrenfeuer ORGA

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

Datenblatt zum Luftfahrthindernis[1]
[1)] ggf. in entsprechender Anzahl kopieren

- Antrag auf Stellungnahme/Zustimmung -

LuBB: .....LF

Hindernis: 1 Windenergieanlage vom Typ Vestas V162-5.6 MW, 166 m Nabenhöhe zzgl. 3 m Fundamenterhöhung

Standort	PLZ, Ort	16945, Halenbeck-Rohlsdorf		
	Landkreis	Prignitz	Gemarkung	Halenbeck
	Straße	im Außenbereich		
	zuständige Behörde	LfU Brandenburg, T 11	Reg-Nr. / Az.	
	Karten-Nr.	2739 DTK25	Bezugssystem	WGS 84

Anlagentyp	Nr.	Geographische Koordinaten in WGS 84: **KEINE Rechts- und Hochwerte!**		Gem.	Flur	Flurstück
V162-5.6 MW	1	N 53° 15' 30,8"	E 12° 18' 43,1"	Halenbeck	108	157
		N ° ' "	E ° ' "			
		N ° ' "	E ° ' "			
		N ° ' "	E ° ' "			
		N ° ' "	E ° ' "			

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

Höhenangaben: Nr.	1)	2)	3)	4)	5)
Bauwerk (über Grund)	247,0 m	m	m	m	m
Nabenhöhe	166,0 m	m	m	m	m
Rotordurchmesser	162,0 m	m	m	m	m
zusätzlich notwendige Baumaßnahmen*	3,0 m	m	m	m	m
Baugrund (über NN)	136,7 m	m	m	m	m
Gesamthöhe (über NN)	386,7 m	m	m	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	X	Farbanstrich der Rotorblätter	☐	weißblitzende Feuer i.V.m. Farbring am Mast
WKA>150mGND	X	*+ Maschinenhaus + Mastring*	☐	*+ Farbanstrich Rotorblätter (1Feld)*
Nachtkennzeichnung	☐	*Blattspitzenhindernisfeuer i.V.m. Hindernisfeuer auf Maschinenhausdach*		
	X	*Feuer "W-rot"*	☐	*Gefahrenfeuer*
	2	*zusätzliche Kennzeichnungsebenen bei Anlagen > 150 m über Grund (Anzahl)*		
Sichtweitenmessung	☐			
Dämmerungsschalter	☐			
bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung	☐	**Nachweise lt. AVV LFH Nr. 17.4 i.V.m. Anhang 6 angefügt!**		

Adresse des Betreibers	UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG Heinrich-Hertz-Straße 6 03044 Cottbus
Tel. / FAX	(0355) 49 46 20 0 / (0335) 49 46 20 20

Adresse des Kostenschuldners	siehe Adresse des Antragsstellers
Tel:	

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

Ort, Datum: Cottbus, 07.03.2019

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

Gemeinsame Obere Luftfahrtbehörde
Berlin-Brandenburg

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.

UKA ist der offizielle Hauptsponsor der Deutschen Schachnationalmannschaft.

UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG
Heinrich-Hertz-Straße 6 • 03044 Cottbus

Landesamt für Bauen und Verkehr
Gemeinsame Obere Luftfahrtbehörde
Berlin-Brandenburg (LuBB)
Mittelstrasse 5/5a
12529 Schönefeld

UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Telefon: (03 55) 49 46 20-0
Telefax: (03 55) 49 46 20-20
E-Mail: info@uka-cottbus.de
Internet: www.uka-cottbus.de

St-Nr.: 056/169/03014
USt-IdNr.: DE 281 822 676

Ihr Schreiben vom / Ihr Zeichen	Unser Zeichen / Kürzel / Ansprechpartner	Kontakt	Ort, Datum
	K4059000 / FEI / Herr Jeschke	-420	Cottbus, 2019-03-06

Projekt K4059000 – Windenergiepark Halenbeck-Warnsdorf
Errichtung und Betrieb von 1 Windenergieanlage Typ Vestas V162 – WEA S1

Antrag auf Ausnahmegenehmigung nach Nr. 30 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV)

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit beantragen wir eine Ausnahmegenehmigung gemäß Nummer 30 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV), so dass der unbefeuerte Teil des Hindernisses – hier der Rotor der WEA – die **Feuer W, rot / rot ES** – hier auf dem Maschinenhaus der WEA installiert – **um maximal 100 Meter überragen darf**. Die beantragte Abweichung betrifft Teil 3, Abschnitt 3 zur Nachtkennzeichnung Punkt 20.1 Satz 3.

Begründung

Die gültige AVV 2015 enthält unter Nr. 20.1 die Vorgabe, dass der unbefeuerte Teil der WEA das Feuer W, rot und W, rot ES um maximal 65 Meter überragen darf. Die politische und wirtschaftliche Entwicklung der Erneuerbaren-Energien-Branche in Deutschland stellt Projektierer und WEA-Anlagenhersteller vor die Situation, WEA mit Rotorgrößen auszustatten, die diesen Abstand von 65 Metern signifikant überschreiten. Daher sind diese der Marktsituation angepassten und der technischen Entwicklung entsprechenden WEA-Typen in der Genehmigung und werden in Kürze serienmäßig errichtet werden können. Die deutsche Windbranche als Träger des Ausbaus

erneuerbarer Energien stellt eine große Zahl von zukunftsorientierten Arbeitsplätzen und unterliegt zur Sicherung der Stromerzeugung einer sehr schnellen technologischen Weiterentwicklung, welche u.a. in der AVV bzw. bei Genehmigungsprozessen angemessen zu berücksichtigen ist. Eine Blattspitzenbefeuerung nach Punkt 18 der AVV entspricht nicht dem Stand der Technik. Für die anstehende Entwurfsfassung zur Novellierung der AVV hat sich das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) für eine Anhebung der Grenze von 65 auf 100 Meter ausgesprochen. Allerdings wird eine geänderte Fassung der AVV voraussichtlich erst in 2019 in Kraft treten. Weiterhin sind bei der Errichtung von Prototypen an Land bereits Ausnahmeanträge positiv beschieden worden. Ein Luftfahrtsicherheitserfordernis für den Wert bzw. die Grenze von 65 Metern konnte nicht nachgewiesen werden und sollte daher auch nicht für WEA an Land gelten.

Der WEA Standort befindet sich im ausgewiesenen Windeignungsgebiet (WEG) Nr. 6 „Halenbeck-Schmolde-Warnsdorf“ (2. Entwurf Sachlicher Teilplan „Freiraum und Windenergienutzung“ der RPG Prignitz-Oberhavel vom 26.04.2017). Für die insgesamt 32 Bestandsanlagen und auch die 12 in Genehmigung befindlichen Repoweringanlagen wird der Maximalabstand von 65 Metern zwischen Maschinenhausbefeuerung und Rotorblattspitze nicht überschritten, für diese WEA erfolgt keine Rotorblattspitzenbefeuerung.

Sofern die neu zu errichtende WEA mit Rotorblattspitzenbefeuerung betrieben wird, ist eine einheitliche Befeuerungsoptik für den gesamten Windpark nicht mehr gewährleistet. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die regionale Akzeptanz der betroffenen Bürger und Kommunen für diesen Windpark als auch für den Ausbau der Windenergie im Allgemeinen abnehmen wird. Dem steht für die neu zu errichtende WEA eine Überschreitung des Maximalabstands von 65 Metern um lediglich 12 Meter [Rotorblatt (81 m) – Abstand Nabe zu obersten Befeuerungsebene (4 m) – Maximalabstand (65 m)] und für den gesamten Windpark die Gewährleistung einer einheitlichen Befeuerungsoptik gegenüber.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Guido Hedemann
Geschäftsführer

Konfiguration **Windpark** **Halenbeck-Warnsdorf** **Stand:** gem. Objektbezogener Lageplan vom 06.02.2019

Luftfahrtdatenblatt (auf Grundlage des Amtlichen Lageplanes vom 07.02.2019)

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 33	Hochwert	Geländebezugshöhe m ü. NHN	geplante Fundamenterhöhung m	geplante Gesamthöhe m ü. NHN	Länge (East)	Breite (North)	Geländebezugshöhe m	geplante Fundamenterhöhung m	geplante Gesamthöhe m	Geoidundulation m
WEA UKA S1	Gem. **Halenbeck** Flur **108** FS **157**	**320703,0**	**5904404,0**	**136,7**	**3,0**	**386,7**	**12° 18' 43,1"**	**53° 15' 30,8"**	**176,8**	**3,0**	**426,8**	**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.: 2018/050+2

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)

PUBLIC

T05

DOKUMENT:
0049-8134.V10

BESCHREIBUNG:
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung

Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

T05 0049-8134 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

QMS 00091 VER 00

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

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

PUBLIC

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 Turmbefeuerung korrigiert
05	18/12/2015	Tageskennzeichnung von Maschinenhäusern an Windenergieanlagen <150 m korrigiert, neue Maschinenhauskennzeichnung
06	01/02/2016	Redaktive Änderungen, aktualisierte Turmbefeuerungen 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

QMS 00091 VER 00

T05 0049-8134 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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

T05 0049-8134 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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.

T05 0049-8134 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

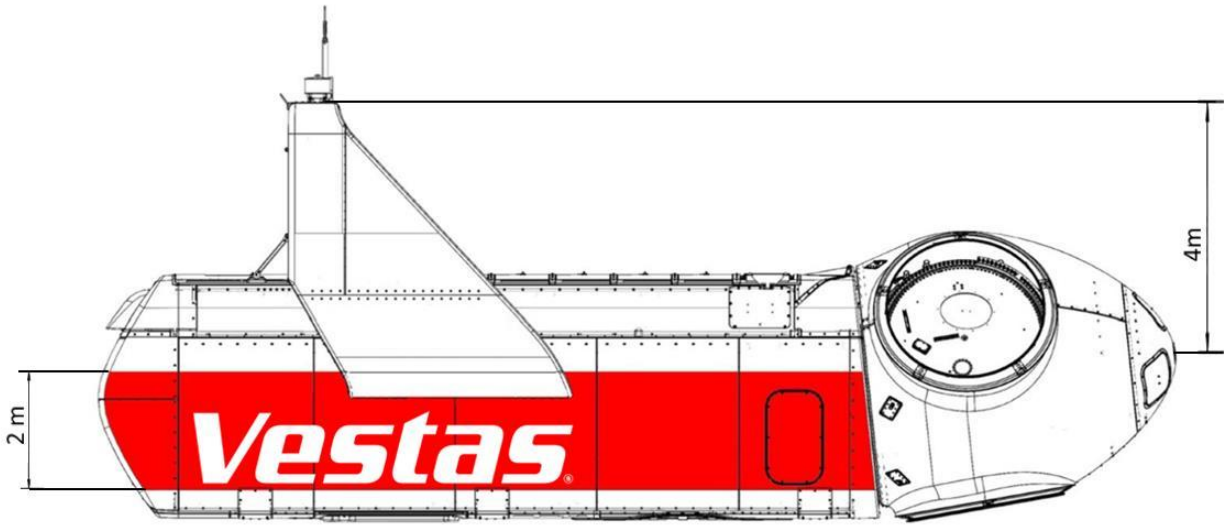
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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.



Streifen in RAL 3020 auf einem MK2A-Maschinenhaus. Die Maschinenhäuser sowie CoolerTop Einheiten von anderen MK-Versionen können im Form Abweichen, jedoch gilt das Konzept des kontinuierlichen 2m roten Streifens sowie des Vestas Logos für alle Varianten.

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 Flugbefeuerung 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.

T05 0049-8134 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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. Maschinenhausbefeuerung

Die Lampen müssen paarweise auf dem Dach des Maschinenhauses angebracht werden, um zu gewährleisten, dass jederzeit mindestens ein Feuer aus jeder Richtung sichtbar ist. Die Bauwerksspitze darf 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. Turmbefeuerung

Gemäß Kapitel 17.2 müssen Windenergieanlagen mit einer maximalen Spitzenhöhe von mehr als 150 m mit zusätzlichen Hindernisbefeuerungsebenen 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 Turmbefeuerungen 1-3 Meter unterhalb der Blattspitze installiert werden muss, jedoch maximal 65 m unter dem Feuer W, rot (Maschinenhausbefeuerung). Falls diese Ebene mehr als 100 Meter über dem Boden liegt, ist eine zweite Reihe von Turmbefeuerungen 40-45 m unter der oberen Reihe zu installieren. Unterhalb von 40 m darf keine Befeuerung am Turm installiert werden.

1.3.3. Zusatzeinrichtungen

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

Einem Ausfall der Hindernisbefeuerung ist durch Installation einer Notstromversorgung mit ausreichender Kapazität zur Überbrückung der 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 Befeuerung verursachen, müssen eine entsprechende Meldung an den Anlagenbetreiber auslösen, sodass dieser die NOTAM-Zentrale unverzüglich telefonisch benachrichtigen kann. Ist eine Behebung innerhalb von zwei Wochen nicht möglich, so ist die NOTAM-Zentrale nach zwei Wochen erneut zu informieren.

1.3.4. Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen

Vestas Windenergieanlagen werden in Deutschland standardmäßig mit zwei blinkenden Feuern W, rot, 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 Befeuerung 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].

T05 0049-8134 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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

T05 0049-8134 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2. Anlagenkennzeichnungen – Standard nach AVV

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

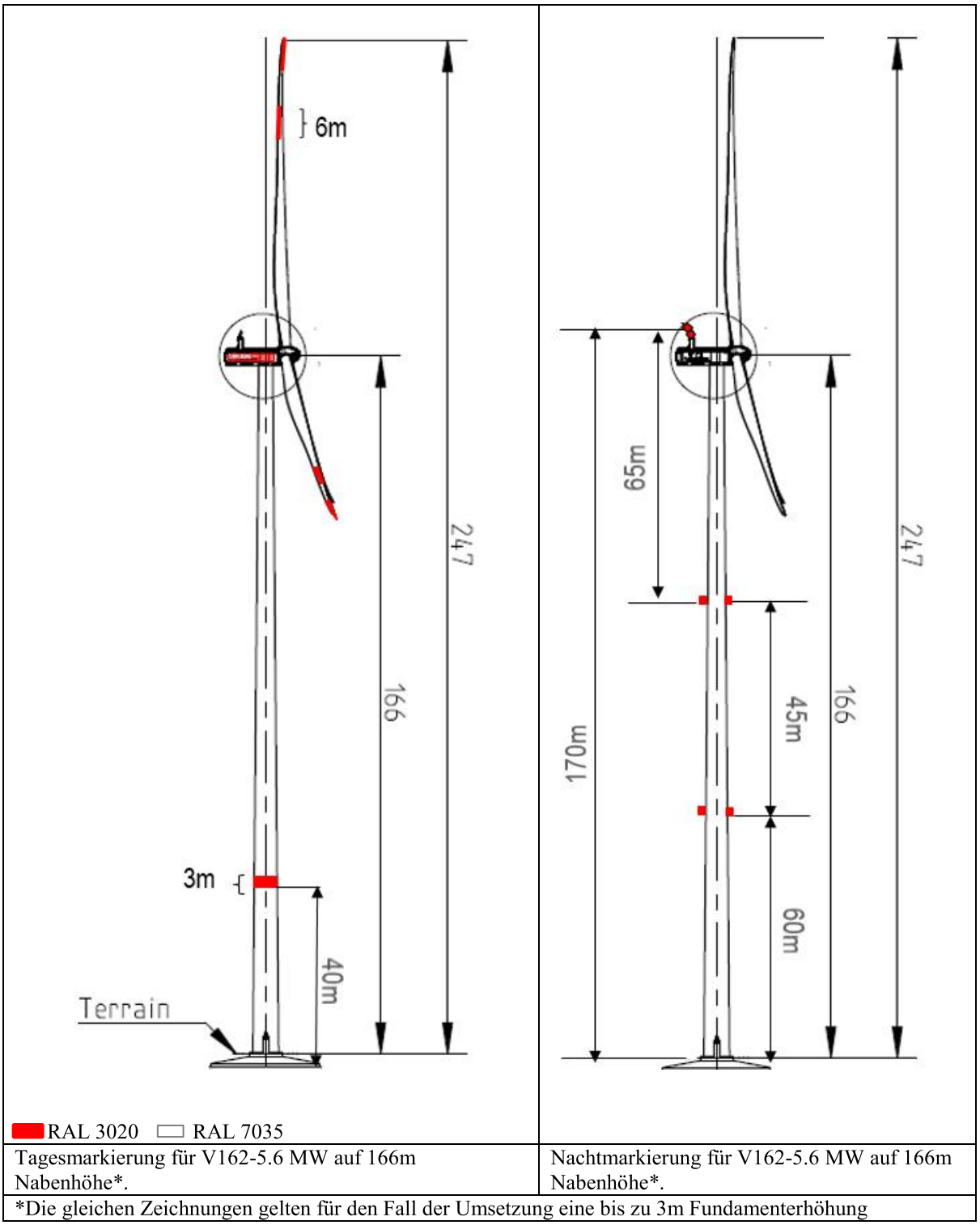
T05 0049-8134 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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 Ausnahmebewilligung beantragt werden.



Tagesmarkierung für V162-5.6 MW auf 166m Nabenhöhe*.	Nachtmarkierung für V162-5.6 MW auf 166m Nabenhöhe*.
*Die gleichen Zeichnungen gelten für den Fall der Umsetzung eine bis zu 3m Fundamenterhöhung	

T05 0049-8134 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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 (Maschinenhausbefeuerung)

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

[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

QMS 00091 VER 00

T05 0049-8134 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2019-01-24 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

RESTRICTED

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:

Copyright © – Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Dänemark, www.vestas.com

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

T05 0056-6610 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-27 by INVOL

00	2015-11-18	Erste Ausgabe

1. Einleitung

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

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

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.

T05 0056-6610 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-27 by INVOL

Copyright © – Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Dänemark, www.vestas.com
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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

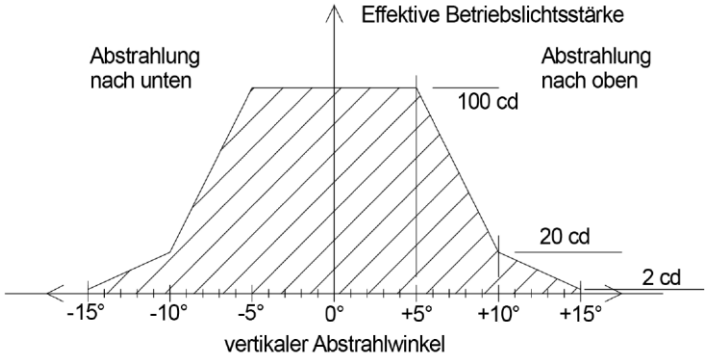


Bild 1: Effektive Lichtstärke als Funktion des vertikalen Abstrahlwinkels

T05 0056-6610 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-27 by INVOL

Copyright © – Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Dänemark, www.vestas.com
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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.

T05 0056-6610 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-27 by INVOL

Copyright © – Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Dänemark, www.vestas.com
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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

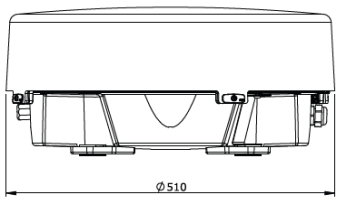
Das Gefahrenfeuersystemerfüllt mindestens die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz. Zusätzlich zu strengen Prüfnormen und eingebautem OVP verwendet Vestas außerdem spezielle EMV-Schutzschläuche und Kabelverschraubungen zum Verlegen der Verdrahtung von/zu dem Schaltschrank im Maschinenhaus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

T05 0056-6610 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-27 by INVOL

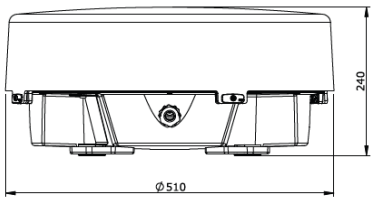
Copyright © – Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Dänemark, www.vestas.com
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

5. Abmessung

Ansicht linke Seite



Vorderansicht



Untersicht

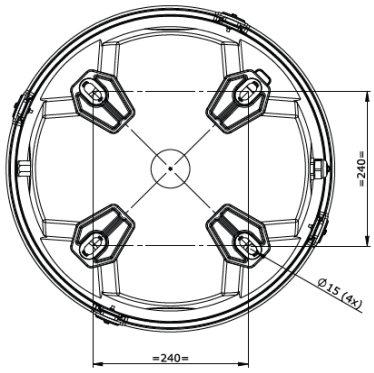


Bild 2: Abmessung

T05 0056-6610 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-27 by INVOL

Copyright © – Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Dänemark, www.vestas.com
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

6. Zertifikate und Prüfberichte

WASSER- UND SCHIFFFAHRTSVERWALTUNG DES BUNDES
Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken

WSV.de

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

FACHSTELLE DER WSV FÜR VERKEHRSTECHNIKEN BEIM WSA KOBLENZ

(Strenge)

T05 0056-6610 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2018-03-27 by INVOL

Copyright © – Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Dänemark, www.vestas.com
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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, 166 m NH zzgl. 3 m FE (Bezeichnung WEA S1)	UKA Projektentwicklung GmbH & Co. KG			

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Halenbeck-Rohlsdorf	Halenbeck	108	157		

Abstand nach LBauO

Halenbeck-Rohlsdorf	Halenbeck	108	155		☐
Halenbeck-Rohlsdorf	Halenbeck	108	156		☐
Halenbeck-Rohlsdorf	Halenbeck	108	158		☐
Halenbeck-Rohlsdorf	Halenbeck	108	160		☐
Halenbeck-Rohlsdorf	Halenbeck	108	179		☐
Halenbeck-Rohlsdorf	Halenbeck	108	225		☐
					☐

Erschließung

					☐

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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