

ZUBAU																		
Nr.	Name des Windparks	WEA-Bezeichnung	WEA-Typ	Naben- höhe	Rotordurch- messer	Gauß-Krüger		Geografische Koordinaten im Bezugssystem WGS 84 (Grad, Minute, Sekunde) KEINE Rechts- und Hochwerte						Rechts- und Hochwert im Bezugssystem ETRS89.UTM32 (EPSG 25832)		Geländehöhe m NHN im Bezugssystem	Gemarkung	Flur
1	Windpark Rosacker Nord	WEA RN 01	Nordex N149	105,5	149,1	3526148.186	6042374.413	54	30	37,8684	9	24	9,1188	526.062	6.040.399	8,00	Silberstedt	8
2	Windpark Rosacker Nord	WEA RN 02	Nordex N149	105,5	149,1	3526489.764	6042368.476	54	30	37,6128	9	24	28,1016	526.403	6.040.393	8,00	Silberstedt	7
3	Windpark Rosacker Nord	WEA RN 03	Nordex N149	105,5	149,1	3526828.889	6042328.042	54	30	36,2412	9	24	46,9368	526.742	6.040.353	9,00	Silberstedt	7
4	Windpark Rosacker Nord	WEA RN 04	Nordex N149	105,5	149,1	3526289.471	6042056.079	54	30	27,5472	9	24	16,8696	526.203	6.040.081	9,00	Silberstedt	8
5	Windpark Rosacker Nord	WEA RN 05	Nordex N149	105,5	149,1	3526626.466	6042051.461	54	30	27,3348	9	24	35,5968	526.540	6.040.076	9,00	Silberstedt	8
6	Windpark Rosacker Nord	WEA RN 06	Nordex N133	83,4	133,2	3526736.456	6041730.510	54	30	16,9344	9	24	41,6052	526.650	6.039.756	12,00	Silberstedt	8
7	Windpark Rosacker Au	WEA RA 01	Nordex N133	83,4	133,2	3524838.491	6041958.578	54	30	24,6564	9	22	56,2008	524.753	6.039.984	3,00	Silberstedt	10
8	Windpark Rosacker Au	WEA RA 02	Nordex N133	83,4	133,2	3524945.702	6041601.614	54	30	13,0932	9	23	2,0508	524.860	6.039.627	4,00	Ellingstedt	19
9	Windpark Rosacker Au	WEA RA 03	Nordex N133	83,4	133,2	3525304.982	6041579.210	54	30	12,3048	9	23	22,0092	525.219	6.039.604	6,00	Silberstedt	9
10	Windpark Rosacker Au	WEA RA 04	Nordex N133	83,4	133,2	3525530.783	6041248.520	54	30	1,5696	9	23	34,4544	525.445	6.039.274	6,00	Ellingstedt	1
11	Windpark Rosacker Au	WEA RA 05	Nordex N133	83,4	133,2	3525615.778	6041538.863	54	30	10,9440	9	23	39,2676	525.530	6.039.564	6,00	Silberstedt	9
12	Windpark Rosacker Au	WEA RA 06	Nordex N133	83,4	133,2	3526173.865	6041747.068	54	30	17,5752	9	24	10,3464	526.088	6.039.772	8,00	Silberstedt	8
13	Windpark Rosacker Au	WEA RA 07	Nordex N133	83,4	133,2	3526211.625	6041454.634	54	30	8,1108	9	24	12,3516	526.125	6.039.480	9,00	Silberstedt	8
14	Windpark Rosacker Au	WEA RA 08	Nordex N133	83,4	133,2	3525726.232	6040813.812	54	29	47,4756	9	23	45,1788	525.640	6.038.839	7,00	Silberstedt	1
15	Windpark Silberstedt	WEA wpd 01	Nordex N133	83,4	133,2	3525929.403	6041572.022	54	30	11,9592	9	23	56,7060	525.843	6.039.597	8,00	Silberstedt	8
16	Windpark Silberstedt	WEA wpd 02	Nordex N133	83,4	133,2	3525983.013	6041258.191	54	30	1,8000	9	23	59,5860	525.897	6.039.283	7,00	Ellingstedt	1
17	Windpark Windstrom	WEA WS 01	Nordex N133	83,4	133,2	3526562.599	6041326.196	54	30	3,8920	9	24	31,8130	526.476	6.039.351	10,00	Silberstedt	8

RÜCKBAU																		
Rückbau für		WEA-Bezeichnung	WEA-Typ	Nabenhöhe	Rotordurchme- sser	Gauß-Krüger		Geografische Koordinaten im Bezugssystem WGS 84 (Grad, Minute, Sekunde) KEINE Rechts- und Hochwerte						Rechts- und Hochwert im Bezugssystem ETRS89.UTM32 (EPSG 25832)				
Windpark Rosacker Nord			Nordex S 70	65	70	3526692.527	6042519.265	54	30	42,4512	9	24	39,42	526.606	6.040.544			
Windpark Rosacker Nord			Nordex S 70	65	70	3526912.593	6042435.176	54	30	39,69	9	24	51,624	526.826	6.040.460			
Windpark Rosacker Nord			Vestas V-52	74	52	3526394.405	6042225.105	54	30	32,994	9	24	22,7556	526.308	6.040.250			
Windpark Rosacker Nord			Südwind S-70	65	70	3526417.398	6042483.270	54	30	41,3388	9	24	24,1164	526.331	6.040.508			
Windpark Rosacker Au			REpower MD 70	65	70	3525499.060	6041232.758	54	30	1,0656	9	23	32,6868	525.413	6.039.258			
Windpark Rosacker Au			REpower MD 77	62	77	3525754.117	6040763.543	54	29	45,8448	9	23	46,7124	525.668	6.038.789			
Windpark Rosacker Au			REpower MD 70	65	70	3525777.160	3525777.160	54	29	56,3892	9	23	48,0948	525.691	6.039.115			
Windpark Rosacker Au			REpower MD 70	65	70	6039501.00	6041475.839	54	30	8,9316	9	23	31,3152	525.387	6.039.501			
Windpark Rosacker Au			Südwind S-70	65	70	3525727.153	6041490.843	54	30	9,3708	9	23	45,4416	525.641	6.039.516			
Windpark Rosacker Au			REpower MD 77	62	77	3526161.277	6041580.912	54	30	12,204	9	24	9,594	526.075	6.039.606			

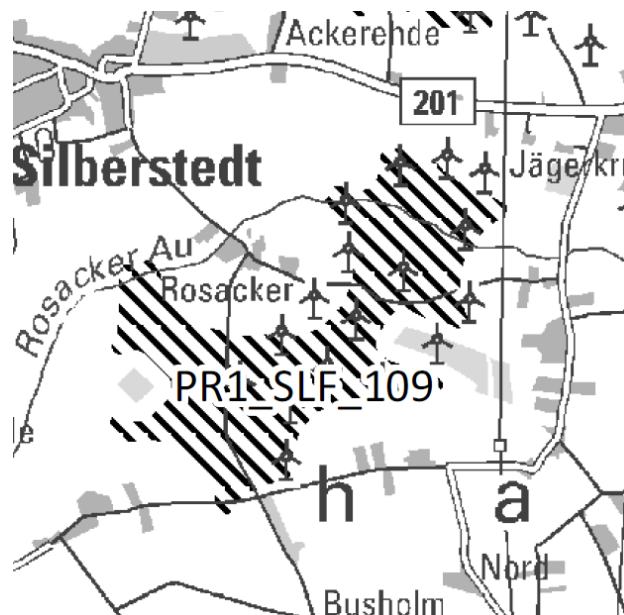
Windpark Rosacker Au GmbH & Co. KG

Errichtung von einer Windenergieanlage des Typs:

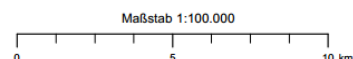
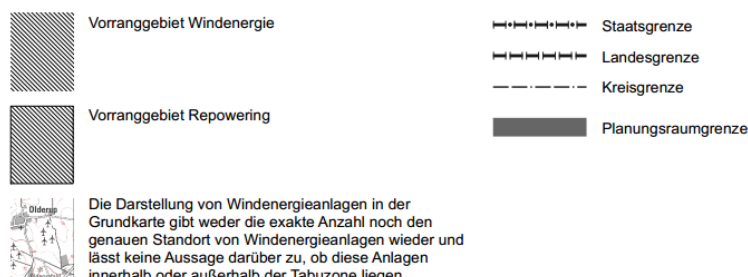
Anzahl	WEA-Typ	Leistung [kW]	Rotordurchm. [m]	Nabenhöhe [m]
8	Nordex N133/4.8	4.800	133,2	83

Regionalplanung

Die beantragten Windenergieanlagen befinden sich vollständig innerhalb des Vorranggebietes für die Windenergie PR3_SLF_109 gemäß dem auszugsweise beigefügten Regionalplan für den Planungsraum I in Schleswig-Holstein vom 29.12.2020.



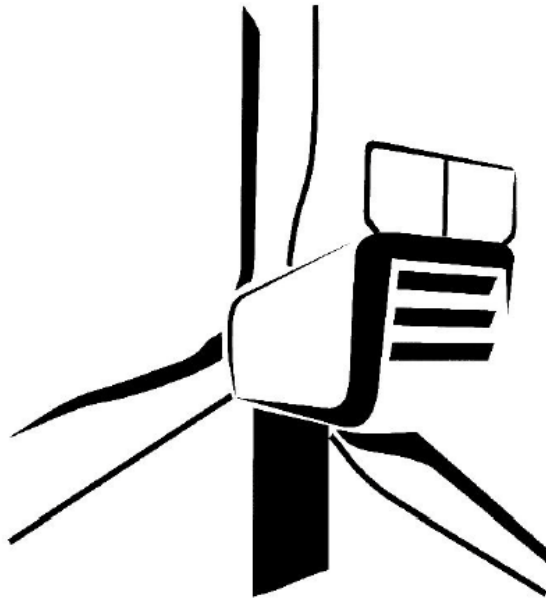
Zeichenerklärung



Ministerium für Inneres, ländliche Räume, Integration
und Gleichstellung des Landes Schleswig-Holstein
- Landesplanung und ländliche Räume -

Basiskarte
© GeoBasis-DE/LVermGeo SH
(www.LVermGeoSH.schleswig-holstein.de)
© GeoBasis-DE/BKG 2015 (Daten verändert)

	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Doc.: E0003950753
		Rev.: 08
BLITZSCHUTZ UND ELEKTROMAGNETISCHE VERTRÄGLICHKEIT (EMV)		Page: 1/10



Language: DE – German
Department: Engineering/ [Engineering area/subarea]

Author 08-02-2023	Reviewer  08-02-2023	Approver  08-02-2023
------------------------------	---	---



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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X, N175/6.X

Inhalt

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

1. Gesamtüberblick

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

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

- Äußerer Blitzschutz
- Innerer Blitzschutz
- EMV

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

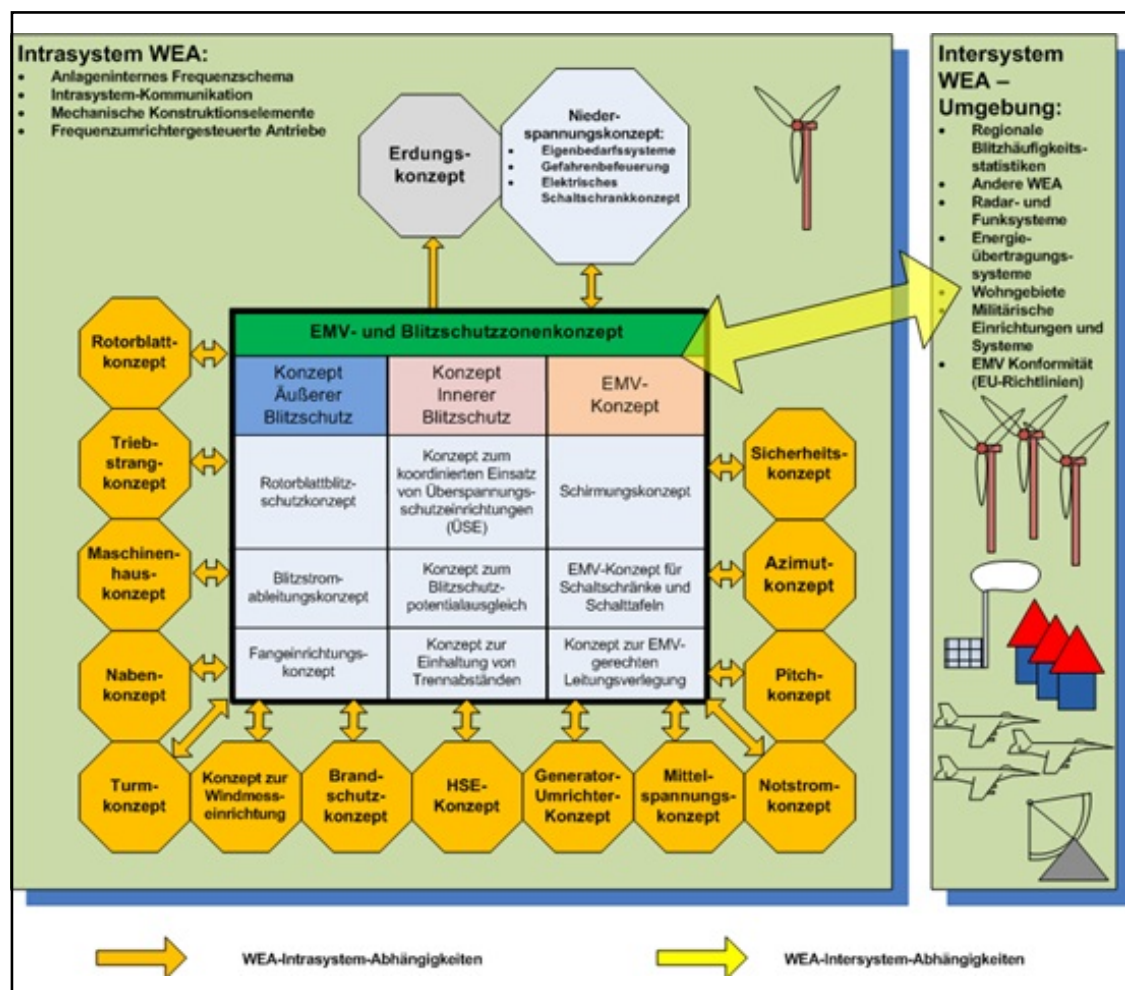


Abb. 1: Darstellung der Intra- und Intersystem-Abhängigkeiten

2. Äußerer Blitzschutz

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

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

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

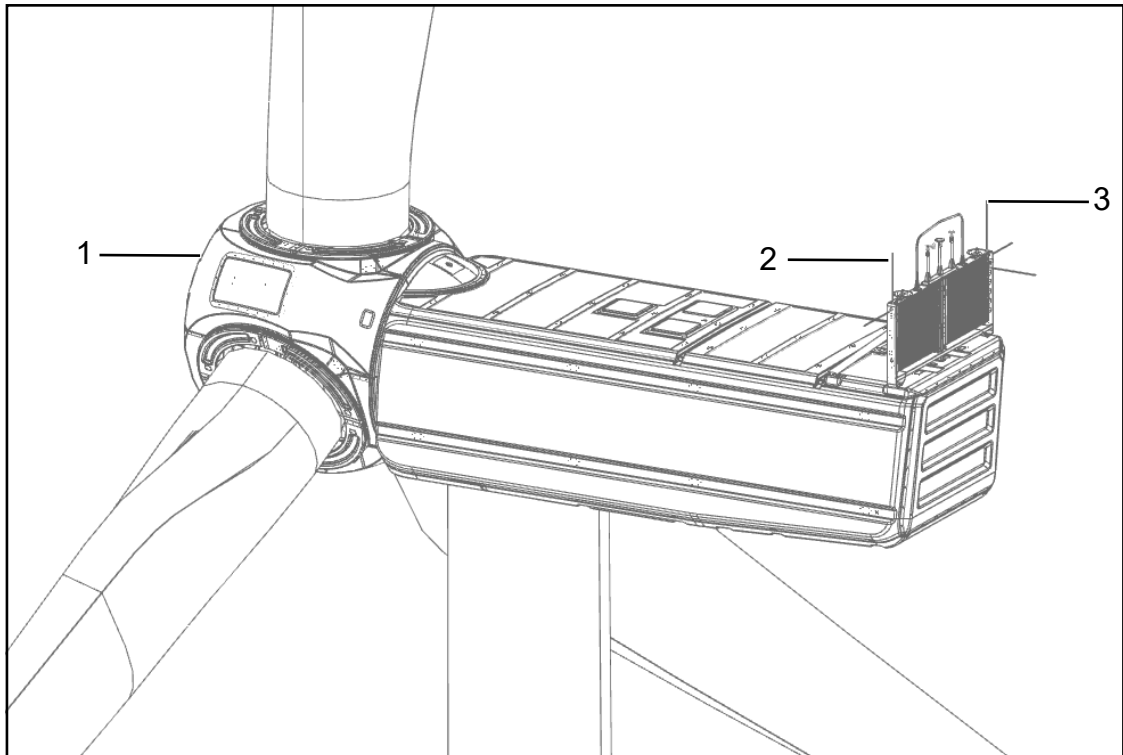


Abb. 2: Schematische Darstellung einer WEA mit Kennzeichnung der Fangeinrichtungen an Rotornabe und Maschinenhaus

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

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

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

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

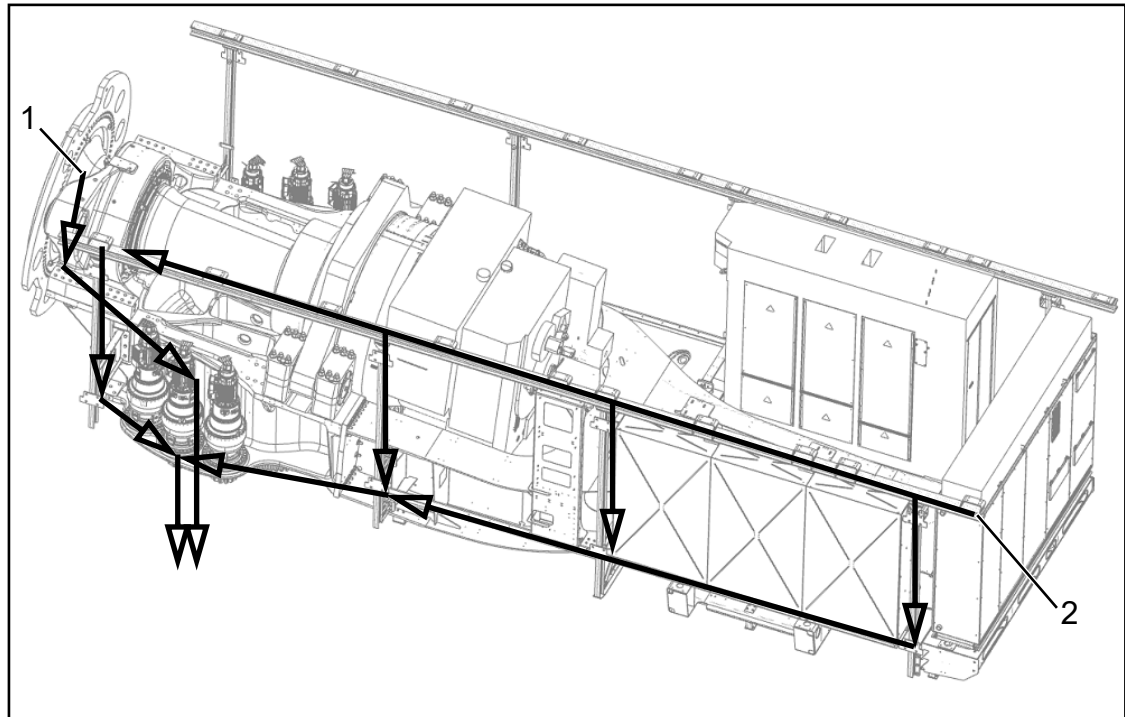


Abb. 3: Schematische Darstellung Blitzstrompfade (einseitig) im Maschinenhaus Delta 4000

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

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

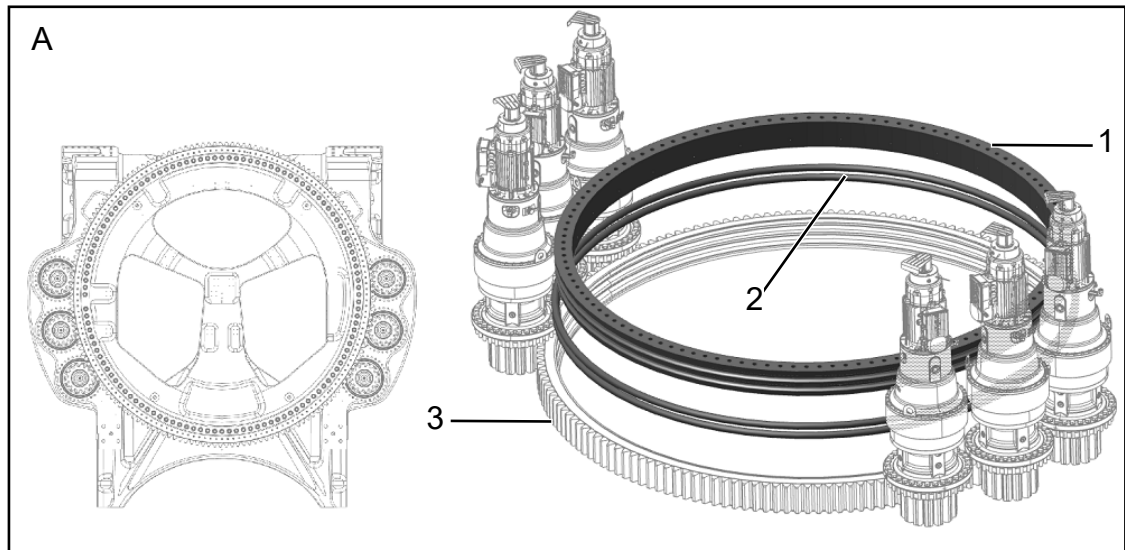


Abb. 4: Azimutlagerbereich mit Blitzstromableitung; Ansicht von unten (A)

- 1 Azimutdrehverbindung Innenring 3 Azimutdrehverbindung Außenring
2 Wälzlagerkugeln für
Azimutdrehverbindung

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

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

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

3. Innerer Blitzschutz und EMV

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

Zonenkonzept

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

Blitzschutzpotentialausgleich

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

Schirmung

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

Überspannungsschutzeinrichtungen (ÜSE)

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

Elektromagnetische Verträglichkeit

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

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

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

Allgemeine Dokumentation

Erdungsanlage der Windenergieanlage

Rev. 10/01.04.2021

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

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy SE & Co. KG, Department Engineering.

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500, N100/2500, N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300, N117/3000, N117/3000 controlled, N117/3600, N131/3000, N131/3000 controlled, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X

Inhalt

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

1. Grundlagen

1.1 Verwendungszweck

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

1.2 Allgemeines

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

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

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

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

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

2. **Aufbau/Funktionalität**

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

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

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

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

2.1 Stahlrohrtürme

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

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

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

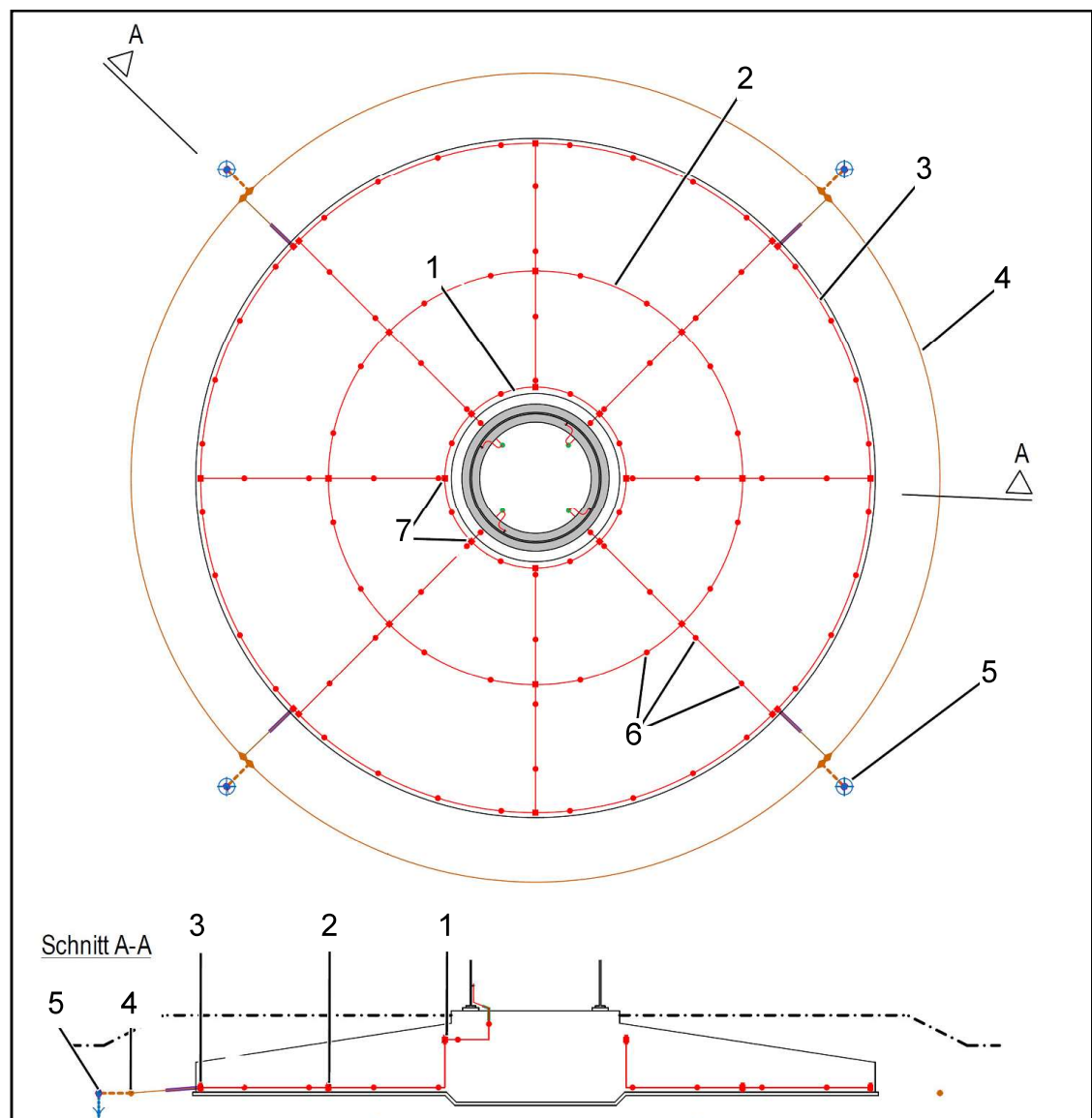


Abb. 1: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Stahlrohrturm)

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

2.2 Hybridtürme

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

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

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

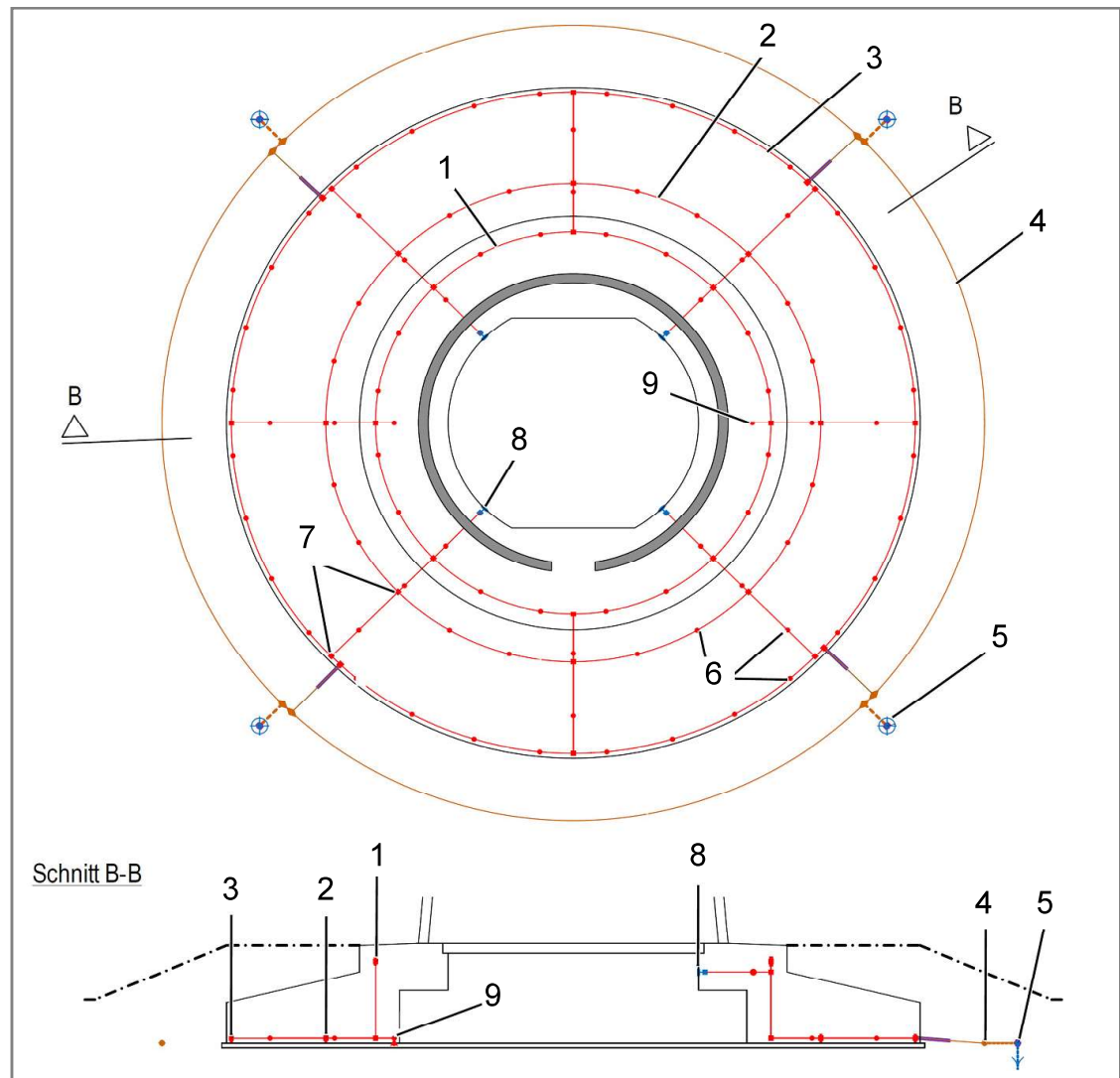
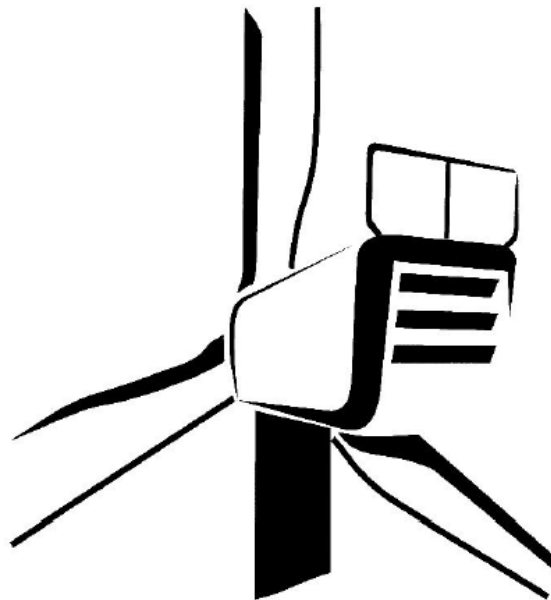


Abb. 2: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Hybriddturm)

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

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Doc.: E0003946627
		Rev.: 04
EISERKENNUNG AN NORDEX- WINDENERGIEANLAGEN		Page: 1/8



Language: DE - German
Department: Engineering/ CPS / Processes & Documents

Done 08-02-2023	Reviewed  08-02-2023	Approved  08-02-2023
--	---	---


TKI

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500, N100/2500, N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300, N117/3000, N117/3000 controlled, N117/3600, N131/3000, N131/3000 controlled, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X, N175/6.X

Inhalt

1.	Zweck des Dokuments	5
2.	Stoppen der WEA bei Eisansatz – warum?.....	5
3.	Möglichkeiten der Eiserkennung	5
3.1	Betriebsführung und Sensorik.....	5
3.2	Rotorblatt-Eisdetektion	6
4.	Bei Eisansatz	6

1. Zweck des Dokuments

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

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

2. Stoppen der WEA bei Eisansatz – warum?

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

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

3. Möglichkeiten der Eiserkennung

3.1 Betriebsführung und Sensorik

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

- Erkennung von Unwuchten und Vibrationen

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

- Erkennung von nicht plausiblen Betriebsparametern

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

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

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

- Erkennung von unterschiedlichen Messwerten der Windsensoren

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

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

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

3.2 Rotorblatt-Eisdetektion

Zusätzlich kann eine Rotorblatt-Eisdetektion installiert werden. Es handelt sich dabei um ein optionales System zur Erfassung und Analyse von Meßdaten, mit denen Eisansatz an den Rotorblättern der WEA erkannt werden kann. Die Funktionsweise beruht auf der Messung von Beschleunigung und Temperatur im Innern aller Rotorblätter einer WEA. Grundsätzlich erkennt das Eisdetektionssystem Massenveränderungen am Rotorblatt durch Eis, weil dadurch die Eigenfrequenz der Rotorblätter verändert wird.

4. Bei Eisansatz

Die WEA reagiert auf möglichen Eisansatz mit definierten Maßnahmen:

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

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

Zusammenfassung des Gutachtens
Zur Bewertung der Funktionalität eines Eiserkennungssystems zur
Verhinderung von Eisabwurf an NORDEX Windenergieanlagen

TÜV NORD Bericht Nr.:	8118 365 241 D Rev.2
Gegenstand der Prüfung:	Untersuchung der Funktionalität und Zuverlässigkeit des in NORDEX Windenergieanlagen installierten Eiserkennungssystems IDD.Blade der Firma Wölfel
Anlagenhersteller:	NORDEX Energy SE & Co. KG Langenhorner Chaussee 600 22419 Hamburg Deutschland
Aufsteller der Nachweise:	TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG Große Bahnstraße 31 22525 Hamburg Deutschland

Diese Zusammenfassung umfasst 5 Seiten.

Rev.	Datum	Änderungen
0	24.09.2020	Neue Berichtsnummer, basierend auf Vorgängerdokument 8111 327 215 D Rev.1, Ergänzungen und redaktionelle Änderungen
1	09.07.2021	Ergänzung der N163 6.X, Umbenennung des Anlagenherstellers von NORDEX Energy GmbH in NORDEX Energy SE & Co. KG
2	29.05.2024	Revision der Referenz, Ergänzung der N175 6.X

1 Einführung

Die Rotorblätter von Windenergieanlagen, die in Regionen mit Temperaturen unter 3°C aufgestellt werden, können bei ungünstigen Bedingungen Eis ansammeln. Aus der dann entstehenden Eisschicht können sich durch Abtauen oder Blattverformung Eisstücke ablösen, die im Betrieb der Anlage vom Rotorblatt abgeworfen werden (Eisabwurf) und zu Personen- oder Sachschäden im Wurfbereich der Anlage führen können. Durch die Integration von Eiserkennungssystemen, die bei Vereisung der Anlage für eine Abschaltung sorgen, soll diese Gefahr verhindert werden. Das ausführliche Gutachten /1/ befasst sich mit der Bewertung der Funktionsweise und der Eignung des IDD.BLADE Eiserkennungssystems der Firma Wölfel bezüglich der zuverlässigen Eiserkennung bei Einsatz auf den folgenden Windenergieanlagen:

Tabelle 1.1: NORDEX Windenergieanlagen, an denen das IDD.Blade Eiserkennungssystem zum Einsatz kommen soll

Anlagentyp	Rotorblatt	Rotor- durch- messer [m]	Nabenhöhe [m]	Einschalt- Windge- schwindig- keit [m/s]	Abschalt- Windge- schwindig- keit [m/s]	Nenn- drehzahl [1/min]
N90/2500 Gamma	NR45, LM43.8P	90	65, 70, 80	3	25	16,3
N100/2500 Gamma	NR50-1, LM48.8P	100	75, 80, 100	3	25	14,98
N117/2400 Gamma	NR58.5-1	117	91, 120, 141	3	20	11,8
N100/3300 Delta	NR50 -2	100	75, 85, 100	3	25	14,3
N117/3000 Delta	NR58.5-2	117	91, 120, 141	3	25	12,6
N131/3000 Delta	NR65.5	131	99, 114, 134	2,5	20	10,27
N131/3300 Delta	NR65.5	131	134, 164	3	20	10,9
N117/3600 Delta	NR58.5-2	117	91, 106, 120, 141	3	25	12,57
N131/3600 Delta	NR65.5	131	84, 106, 112, 120, 134	3	20	12,57
N131/3900 Delta	NR65.5	131	84, 120, 134	3	20	12,57
N133/4800 Delta4000	NR65.5-3	133	83, 110, 125	3	22	12,2
N149/4500 Delta4000	NR74.5-1	149	105, 125, 164	3	26	11,02
N149 5.X Delta4000	NR74.5	149	105, 120, 125, 145, 155, 164	3	26 ¹⁾	10,7 ²⁾

Anlagentyp	Rotorblatt	Rotor- durch- messer [m]	Nabenhöhe [m]	Einschalt- Windge- schwindig- keit [m/s]	Abschalt- Windge- schwindig- keit [m/s]	Nenn- drehzahl [1/min]
N163 5.X Delta4000	NR81.5	163	108, 118, 120, 148, 164	3	26 ¹⁾	10,4 ²⁾
N163 6.X Delta4000	NR81.5	163	98.5, 113, 118, 138, 148, 159, 164	3	20 ¹⁾	10,0
N175 6.X Delta4000	NR85.7	175	179	3	20 ¹⁾	9,025

- 1) Maximalwert, die Abschaltwindgeschwindigkeit kann projektspezifisch zur Sicherstellung der Standsicherheit reduziert werden.
- 2) Maximalwert, Rotornenndrehzahl kann reduziert werden.

Das vorliegende Dokument stellt eine Zusammenfassung von /1/ dar.

2 Systembeschreibung

Das Eiserkennungssystem IDD.Blade der Firma Wölfel ist ein System zur Erfassung und Analyse von Messdaten, mit dem Eisansatz an Rotorblättern von WEA erkannt werden kann. Grundsätzlich detektiert IDD.Blade durch Vereisung verursachte Zustandsveränderungen, die das strukturdynamische Verhalten eines Rotorblattes über ein spezifisches Mindestmaß hinaus beeinflussen. Es beruht auf dem physikalischen Grundprinzip, dass messbare, bauteilcharakteristische Kennwerte wie die Eigenfrequenz eines Rotorblatts von einer Änderung der Bauteilsteifigkeit oder der Bauteilmasse, beispielsweise durch Eisansatz, beeinflusst werden.

Um die Veränderungen der bauteilcharakteristischen Kennwerte zu detektieren, werden beim Eiserkennungssystem IDD.Blade Beschleunigungen direkt in den Rotorblättern einer WEA erfasst und ausgewertet. Die Messung erfolgt mit sogenannten *Structural Noise Sensoren* (SNS), die neben den Beschleunigungen auch die aktuelle Bauteiltemperatur zur Verfügung stellen. Die Datenerfassung und Auswertung erfolgt kontinuierlich.

Nach erfolgreicher Referenzierung des Eiserkennungssystems, bei der ein Vergleich zwischen Blattzuständen mit fest hinterlegten Referenz-zuständen durchgeführt wird, werden im laufenden Betrieb Zustandsindikatoren bereitgestellt, anhand derer eine Beurteilung über den aktuellen Vereisungszustand der Rotorblätter vorgenommen werden kann.

Durch die Vorgabe von zwei Schwellwerten ist es möglich, automatische Warn- und Alarmmeldungen (Ampelfunktion grün, gelb, rot) zu generieren. Die Bestimmung der Schwellwerte selbst erfolgt mit statistischen Methoden im Rahmen eines Prototypentests sowie ggf. mit weiteren numerischen Untersuchungen im Rahmen der rotorblatt- und anlagenspezifischen Anpassung (Referenzierungsphase) und kann bei Bedarf kunden- bzw. standortspezifisch angepasst werden.

Auf Basis des ampelbasierten Alarmkonzeptes ist eine aktive Beeinflussung der WEA-Steuerung möglich. Im Falle von relevanten Vereisungen kann die WEA automatisch gestoppt bzw. nach Abtauen wieder gestartet werden.

Es gibt Betriebszustände, bei denen die Bereitstellung von Zustandsindikatoren nicht möglich ist. Dies ist der Fall bei

- Windgeschwindigkeiten < 2 bis 3 m/s
- Drehzahl- und Pitchwinkelveränderungen außerhalb des normalen Betriebsbereichs (Starten und Stoppen der WEA)
- Ggf. einzelne Betriebsdrehzahlen, bei denen eine Auswertung nicht möglich ist (anlagenspezifisch)

In diesen Fällen wird vom IDD.Blade Eiserkennungssystem eine entsprechende Meldung ausgegeben, sodass die sicherheitstechnische Steuerung der WEA darauf reagieren und die Anlage ggf. nach verstreichen einer kritischen Zeit abschalten kann, um den Abwurf von unerkanntem Eisansatz zu verhindern.

3 Prüfbeschreibung

Im Gutachten /1/ wurde die kritische Eisdicke und damit einhergehend die kritische Detektionszeit für verschiedene NORDEX Anlagen ermittelt. Die geringste kritische Eisdicke stellt sich bei der NORDEX N100/2500 Gamma (Nabenhöhe 75,0) zu $1,4$ cm ein. Damit einhergehend ergibt sich eine kritische Detektionszeit von etwa 14 Minuten. Diese Eisdicke und Detektionszeit wurde konservativ für die weitere Bewertung als Maßstab herangezogen.

Die grundsätzliche, anlagenunabhängige Eignung der vom IDD.Blade System verwendeten Sensorik und Auswerteeinheiten sowie die allgemeine Funktionsfähigkeit des Systemaufbaus bezüglich der zuverlässigen Detektion von globalen, strukturdynamischen Zustandsveränderungen wurde bereits im Rahmen einer früheren Begutachtung durch die Zertifizierungsstelle des Germanischen Lloyd, unter anderem auf Basis eines experimentellen Nachweises im Rotorblatttestprüfstand, geprüft und bestätigt. Darüber hinausgehend wurde in der hier vorliegenden Begutachtung durch genauere, quantitative Untersuchungen überprüft, ob das Eiserkennungssystem hinsichtlich der Schwellwerte und Parameter korrekt auf die Anlagen eingestellt ist und die ermittelten kritischen Eisdicken innerhalb der ermittelten kritischen Detektionszeiten zuverlässig erkennen und melden kann.

Im Rahmen der Testprozedur wurde das IDD.Blade Eiserkennungssystem anhand von numerischen Simulationsmodellen, welche auf den zwei repräsentativ ausgewählten Windenergieanlagen N100/2500 Gamma und N117/3000 Delta basieren, referenziert. Anschließend wurden verschiedene, maßgeblich auf den ermittelten kritischen Eisdicken basierende Vereisungsszenarien mittels Massen-manipulation der Anlagenmodelle simuliert und vom IDD.Blade Eiserkennungssystem ausgewertet. Im Zuge der Begutachtung des IDD.Blade Eiserkennungssystems wurden auf diese Weise 60 Testblöcke abgeprüft, welche Testszenarien als repräsentative Kombinationen von Wind-, Vereisungs- und Betriebsbedingungen der betrachteten Windenergieanlagen darstellen.

4 Prüfergebnisse

Auf Grundlage dieser Auswertungen wurde stark indiziert, dass das IDD.Blade Eiserkennungssystem ohne Einschränkungen in der Lage ist, die festgelegten kritischen Eisdicken in der kritischen Zeit zuverlässig und reproduzierbar in der Testumgebung und an den repräsentativ ausgewählten Windenergieanlagen zu detektieren. Auf Basis der Ergebnisse wird in der Verwendung der Eiswarnung als Abschaltkriterium der Windenergieanlagen das Potential gesehen, die Zuverlässigkeit der Eisdetektion bezüglich der kritischen Detektionszeit weiter zu erhöhen.

Das Eiserkennungssystem ist für die untersuchten Anlagen kompatibel mit den vorhandenen NORDEX Betriebsführungs- und Sicherheitssystemen und erfüllt das für diese Systeme maßgebliche Einzelfehlerkriterium. Die Parametrisierung der Anlage erfolgt im Rahmen der geregelten Inbetriebnahme und darf nur von autorisierten und dafür ausgebildeten Mitarbeitern vorgenommen werden. Die Prüfergebnisse sind auf die in Tabelle 1.1 genannten Anlagen der K08 Gamma, K08 Delta und Delta4000 Serien übertragbar. Die möglichen Verfahren zur Vermeidung des Wiederanfahrens nach Vereisung werden als ausreichend sicher bewertet.

5 Fazit

Das Gutachten /1/ kommt zusammenfassend zu dem Schluss, dass die untersuchten NORDEX Windenergieanlagen in Verbindung mit dem Eiserkennungssystem IDD.Blade der Firma Wölfel hinsichtlich der Eiserkennung dem Stand der Technik entsprechen und alle Ergebnisse dafür sprechen, dass unter den genannten Bedingungen eine Eisdicke erkannt wird, die geringer ist als die individuelle kritische Eisdicke.

Erstellt:

Geprüft:

Dipl.-Ing. (FH) G. Ewald

Dipl.-Ing. L. Klüppel

Referenz

/1/ TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Gutachten zur Bewertung der Funktionalität eines Eiserkennungssystems zur
Verhinderung von Eisabwurf an NORDEX Windenergieanlagen
Bericht Nr.: 8111 327 215 D Rev.7
Datum: 29.05.2024

Hamburg, 06.11.2014

Gutachtliche Stellungnahme zur Plausibilitäts- prüfung des bordinternen Nordex Eiserken- nungssystems

TÜV NORD Bericht Nr.: 8111838274 Rev. 0

Gegenstand der Prüfung: Nordex bordinternes Eiserken-
nungssystem

Anlagenhersteller: Nordex Energy GmbH
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Germany

Aufsteller der Nachweise: TÜV NORD SysTec GmbH & Co. KG
Große Bahnstraße 31
22525 Hamburg
Germany

Dieser Prüfbericht umfasst 8 Seiten.

Rev.	Datum	Änderungen
0	06.11.2014	Erste Fassung

Inhalt

1	Beauftragung und Prüfumfang	3
2	Thematische Einordnung	3
2.1	Eisbildung	3
2.2	Aerodynamik eines vereisten Rotorblattes	4
3	Von Nordex vorgesehene Maßnahmen bei Eisansatz	4
3.1	Eiserkennung mittels Unwucht- und Vibrationsmessung	4
3.2	Eiserkennung mittels Leistungskurve	4
3.3	Eiserkennung mittels unterschiedlicher Messwerte der Windsensoren	5
3.4	Reaktion bei erkanntem Eisansatz	5
4	Bemerkungen	5
5	Bewertung	6
6	Dokumente und Literaturverzeichnis	8
6.1	Bewertete Dokumente	8
6.2	Literatur & Quellen	8

1 Beauftragung und Prüfumfang

Die Nordex Energy GmbH beauftragte die TÜV NORD SysTec GmbH & Co KG mit der Erstellung einer Plausibilitätsprüfung der bordinternen Nordex Eiserkennungssysteme. Es wurde folgende Vorgehensweise vereinbart:

Bewertung der Systeme zur automatischen Eiserkennung, welche bei Nordex Windenergieanlagen zum Einsatz kommen. Auf Basis der eingereichten Unterlagen wird geprüft, ob die Systeme zur Eiserkennung grundsätzlich dazu geeignet sind einen Eisansatz zu erkennen.

Die Zuverlässigkeit und die Sensibilität der Systeme in Bezug auf die Eiserkennung am Rotorblatt werden nicht untersucht.

2 Thematische Einordnung

2.1 Eisbildung

Neben anderen Kriterien, wie z. B. Schattenwurf oder Lärmemission ist das Risiko eines Eisabwurfs bzw. Eisabfalls (Eisstücken die von einer laufenden Anlage abgeschleudert werden oder von einer stehenden Anlage herunterfallen) für die Genehmigung der Anlagen ein Kriterium zum Einhalten eines Mindestabstandes zu möglichen Schutzobjekten (z. B. nahe Bebauung oder Verkehrswege). Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens ist nachzuweisen, dass die öffentliche Sicherheit nicht durch die WEA beeinträchtigt wird. Gemäß der Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen vom Deutschen Institut für Bautechnik /5/ gelten Abstände größer als $1,5 \times (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe})$ im Allgemeinen in nicht besonders eisgefährdeten Regionen gemäß DIN 1055-5 /4/ als ausreichend. Bei Unterschreitung des Abstandes ist nachzuweisen, dass der Betrieb der WEA bei Eisansatz verhindert wird /5/.

Die Vereisung durch Eisregen oder Raueis hängt von den meteorologischen Verhältnissen wie Lufttemperatur, relative und absolute Luftfeuchte sowie der Windgeschwindigkeit ab. Diese Parameter werden z. B. durch die Topografie des zu beurteilenden Standortes beeinflusst. Wesentlich sind ferner die Eigenschaften der Bauteile wie Werkstoff, Oberflächenbeschaffenheit und Form. Allgemeingültige Angaben über das Auftreten von Vereisung können deshalb nicht gemacht werden. Vereisung bildet sich jedoch bevorzugt im Gebirge, im Bereich feuchter Aufwinde oder in der Nähe großer Gewässer, auch in Küstennähe und an Flussläufen /6/, /7/, /4/.

Aufgrund des Tragflächenprinzips von WEA-Rotorblättern sinkt der Luftdruck infolge der Beschleunigung der Luft an der Hinterseite der Rotorblätter (Bernoulli-Effekt). Durch den plötzlichen Druckabfall kommt es zu einer Verringerung der Lufttemperatur. Dieser Effekt kann die Vereisung der Rotorblätter bei bestimmten Wetterlagen verstärken. Während Eisablagerungen bei entsprechender Schichtstärke zu einer Gefährdung führen können, stellen Reif- und Schneeablagerungen für die Umgebung keine Gefahr dar. Eisabfall von den Rotorblättern oder der Gondel tritt nach jeder Vereisungswetterlage

mit einsetzendem Tauwetter auf. Abgeschaltete WEA unterscheiden sich dann nicht wesentlich von anderen hohen Objekten wie Brücken oder Strommasten /8/.

2.2 Aerodynamik eines vereisten Rotorblattes

Schon bei geringer Vereisung ändern sich die beiden aerodynamischen Kennwerte des Profils (Auftriebsbeiwert c_l und Widerstandsbeiwert c_d) erheblich. Gemäß /9/ ist eine deutliche Veränderung beider Koeffizienten bereits bei einer Vereisungsdicke von 3 % der lokalen Profillehne deutlich erkennbar. Dies macht sich bei Pitchanlagen im Bereich unterhalb der Nennleistung – d.h. nicht gepitchte Blätter – in einer signifikant niedrigeren Leistungsabgabe im Vergleich zum eisfreien Blatt bemerkbar /8/. Im Bereich der Nennleistung, in dem die Leistungsregelung über den Anstellwinkel (Pitch) erfolgt, ergeben sich für vereiste Blätter im Vergleich zu eisfreien Blättern andere Pitchwinkel für dieselbe Leistungsabgabe.

Zusätzlich ergibt sich durch die unkontrollierte Strömung an der Profilvorderseite bei vereisten Rotorblättern ein anderes Schallspektrum /10/.

3 Von Nordex vorgesehene Maßnahmen bei Eisansatz

Zur Eiserkennung sind in Nordex WEA standardmäßig drei unterschiedliche Systeme (Schwingungsüberwachung, Leistungskurvenverfahren und Vergleich der Windmessung) zur indirekten Eiserkennung integriert /2/.

3.1 Eiserkennung mittels Unwucht- und Vibrationsmessung

Ein unsymmetrischer Eisansatz an den Rotorblättern führt bei der Drehbewegung des Rotors zu einer Unwucht im Antriebsstrang. Diese Unwucht wirkt auf das Maschinenhaus und den Turm. Die daraus resultierenden Vibrationen können über den standardmäßig installierten und dauerhaft arbeitenden Schwingungssensor erkannt werden /2/.

3.2 Eiserkennung mittels Leistungskurve

In der Betriebsführung der Nordex-Windenergieanlagen ist eine Plausibilitätsüberwachung „Wind ungleich Leistung“ („WugL“) implementiert, die indirekt auch zur Eisansatzerkennung am Rotorblatt genutzt werden kann /1/.

Bei der Plausibilitätsüberwachung wird die gemessene elektrische Wirkleistung auf Plausibilität zur gemessenen Windgeschwindigkeit geprüft. D.h. die aktuelle Wirkleistung (10min Mittelwert) muss in einem Toleranzbereich liegen, dessen Ober- und Untergrenzen von der Windgeschwindigkeit (10min Mittelwert) abhängen. Wenn die Wirkleistung die untere bzw. obere Alarmgrenze überschreitet, wird die WEA gestoppt und ein Alarm (Meldung an die Fernüberwachung) ausgelöst /1/. Durch geschultes Personal wird die WEA visuell vor Ort auf Eisfreiheit geprüft, bevor die WEA wieder gestartet werden kann. Der Neustart kann anschließend sowohl vor Ort als auch durch die Fernwarte geschehen /3/.

Voraussetzungen für die Bildung des Alarmes sind /1/:

- Die Netzkopplung der WEA besteht bereits seit mindestens 10 Minuten
- Es bestand innerhalb der letzten 10 Minuten keine Leistungsreduzierung
- Die WEA befindet sich nicht in der Handsteuerung
- Die Bedingung für den Alarm liegt 10min an (Set-Delay von 600 s)

Die Parametrierung der unteren Grenzkurve „WugL“ ist pro Anlagentyp unterschiedlich und erfolgt standortspezifisch /1/.

Die Funktion kann zur Begrenzung der Betriebszeit mit Vereisung oder zum sofortigen Abschalten bei Eiserkennung genutzt werden. Ist ein sofortiges Abschalten der WEA bei Eisansatz im laufenden Betrieb erforderlich, so kann dies in der Anlagensteuerung entsprechend parametrierung werden /1/.

3.3 Eiserkennung mittels unterschiedlicher Messwerte der Windsensoren

Auf Nordex Windenergieanlagen werden Windgeschwindigkeit und Windrichtung in der Regel durch je ein Schalensternanemometer und ein Ultraschallanemometer gemessen. Das Schalensternanemometer wird mit einer beheizten Lagerung betrieben, an den unbeheizten Schalen kann sich Eis anlagern und zu einer Verringerung der gemessenen Windgeschwindigkeit führen. Auch das Ultraschallanemometer wird beheizt. Die Messwerte der beiden Anemometer werden dauerhaft miteinander verglichen, größere Abweichungen bei den Messwerten deuten auf einen Eisansatz hin.

3.4 Reaktion bei erkanntem Eisansatz

Die WEA reagiert auf einen erkannten Eisansatz mit definierten Maßnahmen /2/:

- Die WEA wird sofort sanft gestoppt.
- Jeder Stopp einer WEA wird automatisch mit Fehlermeldung und Grund des Fehlers an die Fernüberwachung übermittelt.
- Bei allen Fehlerzuständen ist gesichert, dass die WEA nicht selbständig wieder anfahren kann.
- Nach Abschaltung der WEA infolge Eiserkennung wird diese vor Ort auf Eisfreiheit geprüft, bevor die WEA wieder neugestartet werden kann /3/.

4 Bemerkungen

Nach bisheriger Kenntnislage dient die Eiserkennung mittels Schwingungsüberwachung im Maschinenhaus (siehe Kapitel 3.1) überwiegend dem Anlangenschutz. Bei gleichmäßiger Vereisung ist jedoch nicht von einer ausreichenden Schwingungsanregung auszugehen. Eine Abschaltung erfolgt nur bei ungleichmäßigem Eisansatz an den Rotorblättern und daraus resultierender Schwingungsanregung.

Da sich der Rotor für das Leistungskurvenverfahren (siehe Kapitel 3.2, /1/) drehen muss, kann dieses Verfahren grundsätzlich nicht im Stillstand funktionieren. Das Leis-

tungskurvenverfahren benötigt, damit es funktioniert, immer eine gestartete Windenergieanlage, die zudem eine verfahrensbedingte Mindestzeitdauer Leistung in das Netz abgegeben haben muss /1/. Dies kann in dem Fall kritisch sein, wenn die Windenergieanlage längere Zeit stillgesetzt war und sich Eis an den Rotorblättern gebildet hat /1/.

Bei der Eiserkennung mittels unterschiedlicher Messwerte der Windsensoren (siehe Kapitel 3.3) sei darauf hingewiesen, dass die Messung auf der Gondel durchgeführt wird. Eine Vereisung der Rotorblätter kann hierrüber nicht direkt erkannt werden. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass eine Abweichung der Messwerte auch unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA (WEA nicht im Produktionsbetrieb) erkannt wird. Es ist davon auszugehen, dass durch die Beheizung der Lagerung des Schalensternanemometers die Sensibilität der Eiserkennung, gegenüber einer unbeheizten Lagerung, herabgesetzt wird.

5 Bewertung

Die Verfahren bzw. die Kombination der Verfahren zur Eiserkennung der Nordex WEA (Schwingungsüberwachung, Leistungskurvenverfahren, Vergleich der Windmessungen) sind prinzipiell dazu geeignet, einen Eisansatz an den Rotorblättern zu erkennen und die WEA abzuschalten und damit die Gefährdung von Personen und Schutzobjekten in der Umgebung der WEA durch Eisabwurf zu reduzieren.

Bei Vereisungsbedingungen und Abschaltung der WEA infolge einer Eiserkennung durch die bordinternen Verfahren ist sicherzustellen, dass nach dem Abklingen der Vereisungsgefahr die Anlage nur gestartet wird, wenn die Rotorblätter eisfrei sind. Hierzu ist vor Ort die Eisfreiheit zu überprüfen und zu bestätigen, bevor die WEA gestartet wird. Der Neustart kann anschließend sowohl vor Ort als auch durch die Fernwarte durchgeführt werden.

Darüberhinausgehende Aussagen zur Sicherheit der Eiserkennung, bzw. zur Sensibilität und Zuverlässigkeit des Systems, lassen sich aus den geprüften Dokumenten nicht ableiten und wurden im Rahmen dieser gutachtlichen Stellungnahme nicht untersucht und bewertet.

Die Funktionsfähigkeit des Eiserkennungssystems der WEA sollte im Rahmen der Inbetriebnahme gemäß /11/, /12/ geprüft und dokumentiert werden. Betriebsbegleitend ist die Funktionalität des Eiserkennungssystems im Rahmen der vorgesehenen Prüfungen (wiederkehrende Prüfung) des Sicherheitssystems und der sicherheitstechnisch relevanten Komponenten der WEA gemäß /11/, /12/ aufzuzeigen.

Die Ausarbeitung der gutachtlichen Stellungnahme erfolgte durch:

Verfasser	 B.Sc. F. Lautenschlager Sachverständiger Hamburg, 06.11.2014
Geprüft durch	 Dipl.-Ing. O. Raupach Sachverständiger Hamburg, 06.11.2014

6 Dokumente und Literaturverzeichnis

6.1 Bewertete Dokumente

- /1/ Nordex Energy GmbH. Technische Beschreibung Nordex-Eiserkennung mittels Leistungskurvenverfahren, Dok.-Nr.: K0819_054191_DE, Rev. 0, Datum: 11.12.2013.
- /2/ Nordex Energy GmbH. Maßnahmen bei Eisansatz, gültig für alle Nordex-Windenergieanlagen, Dok.-Nr. NALL01_008528_DE, Rev. 2, Stand 11.04.2013.
- /3/ Nordex Energy GmbH. Bedienungsanleitung Windenergieanlage, Dok.-Nr.: I501_100_DE, Rev. 10, Stand 21.05.2014.

6.2 Literatur & Quellen

- /4/ DIN 1055-5. Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 5: Schnee- und Eislasten. Juli 2005.
- /5/ DIBt. Muster – Liste der Technischen Baubestimmungen. Berlin. Fassung September 2013.
- /6/ VTT Technical Research Centre of Finland. State-of-the-art of wind energy in cold climates. VTT WORKING PAPERS 152. ISBN 978-951-38-7493-3. 2010.
- /7/ COST-727. Atmospheric Icing on Structures. Measurements and data collection on icing: State of the Art Publication of MeteoSwiss, 75, 110 pp. Zürich. 2006.
- /8/ Seifert, H. Technische Ausrüstung von Windenergieanlagen an extremen Standorten. Wilhelmshaven. 2002.
- /9/ Seifert, H., Richert, F. A recipe to estimate aerodynamics and loads on iced rotor blades, Boreas IV. Hetta, Finland, 1998.
- /10/ Seifert, H. Technical requirements for rotor blades operating in cold climates Boreas VI. Pyhä, Finland, 2003.
- /11/ DIBt. Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Berlin. Fassung Oktober 2012.
- /12/ Germanischer Lloyd. Vorschriften und Richtlinien. IV Industriedienste. Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen. Hamburg. Ausgabe 2010.



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Silberstedt
Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-675 Rev.01



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

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-675 Rev.01

Auftraggeber: Erneuerbare Energiewerke SH GmbH & Co. KG
Industriestr. 14
D-25813 Husum

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

Datum: 06. Mai 2024

Haftungsausschluss und Urheberrecht

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

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

Akkreditierung

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

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

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

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

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

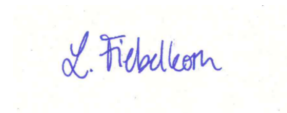
Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	20.12.2023	Erste Ausgabe	Clausen
1	06.05.2024	Einarbeitung der standortspezifischen Lastrechnung	Clausen

Verfasser:

M. Ed. Florian Clausen, Sachverständiger
Husum, 06.05.2024

**Geprüft:**

M. Sc. Lisa Fiebelkorn, Sachverständige
Husum, 08.05.2024

**Freigegeben:**

M. Ed. Florian Clausen, Sachverständiger
Husum, 08.05.2024



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

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	8
1.1	Allgemeines	8
1.2	Geführte Nachweise.....	8
1.2.1	Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten.....	9
1.2.2	Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten.....	9
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten	10
1.3	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien	11
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	13
2	Aufgabenstellung und Standort	14
2.1	Umfang des Gutachtens	14
2.2	Standortbeschreibung	14
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	14
3	Vergleich der Windbedingungen.....	17
3.1	Grundlagen	17
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	18
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	18
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	18
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	19
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	19
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	21
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	23
3.4	Schräganströmung δ	29
3.5	Höhenexponent α	30
3.6	Luftdichte ρ	31
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	32
4	Zusammenfassung.....	33
4.1	Neu geplante WEA	33
4.1.1	Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch einen unabhängigen Gutachter 33	
4.1.2	Zusammenfassung.....	34
4.2	Bestehende WEA.....	35
4.2.1	Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten	35
4.2.2	Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch einen unabhängigen Gutachter 35	
4.2.3	Zusammenfassung.....	35
5	Standortbesichtigung	36
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	37
	Literaturverzeichnis	39

Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort	41
--	----

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]	16
---	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	15
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	15
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	17
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	18
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	19
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	20
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]	22
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	23
Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W22.....	25
Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W23.....	25
Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} – Teil 1	26
<i>Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} – Teil 2.....</i>	<i>27</i>
<i>Tabelle 11: In [25.1] berücksichtigte sektorielle Betriebsbeschränkungen</i>	<i>28</i>
Tabelle 3.12 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.13 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	30
Tabelle 3.14: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	31
Tabelle 3.15: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	32
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	34
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	35
Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1]	41
Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort WV 3/1 [22.1]	41
Tabelle A.3: Windverhältnisse am Standort WV 3/2 [22.1]	42

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

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

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

1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] fordert in Kapitel 16 ein alternatives, vereinfachtes Verfahren zum Nachweis der Standorteignung von WEA, das jedoch nur angewendet werden darf, wenn die Standorte der geplanten WEA nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] als nicht topografisch komplexe Standorte zu bezeichnen sind. Im Dezember 2019 wurde die Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] veröffentlicht, welche die Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [7] ersetzt. Entsprechend der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] ist die jeweils angewendete Ausgabe der Norm DIN EN (IEC) 61400-1, entsprechend [6] oder [7], in Ihrer Gesamtheit anzuwenden, weshalb auch die Ermittlung der topografischen Komplexität im vorliegenden Gutachten nach [6] erfolgt. Sind vereinzelte Standorte neu geplanter WEA als topografisch komplex zu bezeichnen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung nach [1.1] um die Kriterien nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6], Abschnitt 11.9, erweitert. Die Vergleiche der Auslegungswerte für die zu untersuchenden Größen mit den im Rahmen dieses Gutachtens ermittelten Werten sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1.1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typengeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / -erweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 erbracht werden [1.1].

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

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

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

- i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1.1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [8], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [4].
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] die Standorteignung in deren Genehmigungsverfahren

nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht lediglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

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

1.2.1 Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten

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

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

1.2.2 Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] um einen als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort der Kategorie L, M oder H und liegt der zu untersuchenden WEA eine Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] zu Grunde, wird der vereinfachte Nachweis zur Standorteignung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA, basierend auf DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] erweitert.

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

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

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

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

Kann der vereinfachte Nachweis der Windbedingungen nach DIBt 2012 [1.1] aus Abschnitt 1.2.1 nicht geführt werden, da die zu prüfenden Parameter mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} oder effektive Turbulenzintensität I_{eff} nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung durch einen Lastvergleich (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) der Betriebsfestigkeitslasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) zu führen. Wird der Auslegungswert v_{m50} nicht eingehalten, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

Kann der Nachweis der Windbedingungen an einem als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort nach Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 nicht geführt werden, da einer oder mehrere der zu prüfenden Werte nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung entsprechend DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 durchgeführt werden. Demnach ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) und/oder der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

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

Die Berechnung der standortspezifischen Lasten erfolgt in der Regel durch den Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Zudem ist es möglich die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten einer WEA basierend auf einem generischen Anlagenmodell zu ermitteln und mit den Auslegungslasten, welche mittels des identischen generischen Anlagenmodells ermittelt werden, zu vergleichen. Diese Berechnungen erfolgen in der Regel nicht durch den Anlagenhersteller, sondern durch einen dritten unabhängigen Gutachter. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, dass die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis einer Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt. Eine Haftung für die Richtigkeit einer Lastrechnung, sowohl eines Anlagenherstellers als auch eines dritten, unabhängigen Gutachters, wird nicht übernommen.

1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] und der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] abweichende, jedoch konservativ abdeckende, Verfahren wurden für das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA gewählt:

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer τ_{TP} noch nicht überschritten hat.
- III. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter k der Weibullverteilung von $k = 2.0$ ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter $k \neq 2.0$ ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{NH} der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ fordert. Zusätzlich wird der Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen pdf_{NH} und pdf_{TP} erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte A_{NH} und k_{NH} bzw. der Auslegungswerte A_{TP} und k_{TP} der zu untersuchenden WEA.

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

- IV. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 und 1.2.2, hat der Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensität und der Auslegungsturbulenz nach NTM in dem Bereich zwischen $0.2v_{m50}(h)$ und $0.4v_{m50}(h)$ zu erfolgen [1.1]. Liegt einer zu betrachtenden WEA keine Auslegungsturbulenz nach NTM vor, erfolgt der Vergleich mit der in der Typenprüfung aufgeführten Auslegungsturbulenz. Entsprechend [6] hat der Vergleich in dem Bereich zwischen v_{ave} und $2v_{ave}$ zu erfolgen. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nach Abschnitt 1.2.3, sind der Lastberechnung nach [1.1] mindestens die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten von v_{in} bis $0.4v_{m50}(h)$ bzw. von v_{in} bis v_{out} entsprechend DLC 1.2 nach [6] zu Grunde zu legen. Im vorliegenden Gutachten werden die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mindestens im Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw. v_{out} wenn $v_{out} < 25$ m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und auch [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von v_{in} bis v_{out} zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde,

erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.

- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers D der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte ρ wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.
- VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Herstellers nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

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

Die in den Berechnungen herangezogenen Anlagenparameter, Schubbeiwert c_t und Schnelllaufzahl λ , werden in der Regel vom Anlagenhersteller bereitgestellt. Diese Werte werden als richtig vorausgesetzt. Die berücksichtigten Werte entsprechen dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Änderungen sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei Anlagen, für die keine Informationen vorliegen, werden konservativ abdeckende, generische Anlagenparameter angesetzt, wobei keine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte übernommen wird.

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

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

2 Aufgabenstellung und Standort

2.1 Umfang des Gutachtens

Da im geplanten Windpark kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] als topografisch komplexer Standort zu bezeichnen ist, findet für alle WEA das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 Anwendung.

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von fünf WEA des Typs Nordex N149/5700 auf 104.7 m Nabenhöhe zzgl. einer Fundamenterhöhung von 0.70 m und zwölf WEA des Typs Nordex N133/4800 auf 82.5 m Nabenhöhe zzgl. einer Fundamenterhöhung von 0.85 m am Standort Silberstedt in Schleswig-Holstein.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, ein Gutachten zur Standorteignung von WEA nach der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.1 aufgeführten [21] und in Abbildung 2.1 dargestellten WEA zu erstellen. Tabelle 2.1 führt neben den Spezifikationen der WEA am Standort auch die der Typenprüfung zu Grunde gelegten, bzw. bei fehlender Information unterstellten, Richtlinien auf. Des Weiteren wird aufgeführt, welcher Wöhlerlinienkoeffizient m und welcher Betriebsmodus für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1. Wenn über den Betriebsmodus keine Informationen in den Eingangsdaten vorliegen, wird stets mit dem Betriebsmodus gerechnet, der die konservativsten Ergebnisse liefert, was dem offenen, nicht leistungsreduzierten Betriebsmodus entspricht.

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

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

Im vorgegebenen Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 1.97, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W14 und W22 sowie W17 und W23.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

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

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH ¹ [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungs-lebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]												
W1	WEA RN 01	Neu	Ja	Nein	-	526062	6040399	Nordex	N149/5700	104.7	149.1	Mode 0	0.70	5700	2012	S	20	14	WV 2/1
W2	WEA RN 02	Neu	Ja	Nein	-	526403	6040393	Nordex	N149/5700	104.7	149.1	Mode 0	0.70	5700	2012	S	20	14	WV 2/1
W3	WEA RN 03	Neu	Ja	Nein	-	526742	6040353	Nordex	N149/5700	104.7	149.1	Mode 0	0.70	5700	2012	S	20	14	WV 2/1
W4	WEA RN 04	Neu	Ja	Nein	-	526203	6040081	Nordex	N149/5700	104.7	149.1	Mode 0	0.70	5700	2012	S	20	14	WV 2/1
W5	WEA RN 05	Neu	Ja	Nein	-	526540	6040076	Nordex	N149/5700	104.7	149.1	Mode 0	0.70	5700	2012	S	20	14	WV 2/1
W6	WEA RN 06	Neu	Ja	Nein	-	526650	6039756	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W7	WEA RA 01	Neu	Ja	Nein	-	524753	6039984	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W8	WEA RA 02	Neu	Ja	Nein	-	524860	6039627	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W9	WEA RA 03	Neu	Ja	Nein	-	525219	6039604	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W10	WEA RA 04	Neu	Ja	Nein	-	525445	6039274	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W11	WEA RA 05	Neu	Ja	Nein	-	525530	6039564	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W12	WEA RA 06	Neu	Ja	Nein	-	526088	6039772	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W13	WEA RA 07	Neu	Ja	Nein	-	526125	6039480	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W14	WEA RA 08	Neu	Ja	Nein	-	525640	6038839	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W15	WEA wpd 01	Neu	Ja	Nein	-	525843	6039597	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W16	WEA wpd 02	Neu	Ja	Nein	-	525897	6039283	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W17	WEA WS 01	Neu	Ja	Nein	-	526476	6039351	Nordex	N133/4800	82.5	133.2	Mode 0	0.85	4800	2012	S	20	14	WV 1/1
W18	Vensys 77-206	Bestand	Ja	Nein	-	524824	6039053	Vensys	Vensys 77-1.5 MW	61.5	77.0	Standard	0.00	1500	2004	A	20	10	WV 3/1
W19	Vensys 77-VS203	Bestand	Ja	Nein	-	525289	6038722	Vensys	Vensys 77-1.5 MW	61.5	77.0	Standard	0.00	1500	2004	A	20	10	WV 3/1
W20	Vensys 77-205	Bestand	Ja	Nein	-	525121	6038968	Vensys	Vensys 77-1.5 MW	61.5	77.0	Standard	0.00	1500	2004	A	20	10	WV 3/1
W21	Vensys 77-VS204	Bestand	Ja	Nein	-	525045	6039297	Vensys	Vensys 77-1.5 MW	61.5	77.0	Standard	0.00	1500	2004	A	20	10	WV 3/1
W22	Südwind S 70 Nx 70231	Bestand	Ja	Nein	-	525418	6038979	Südwind	S70/1500	65.0	70.0	Standard	0.00	1500	2004 ²	A	20	10	WV 3/2
W23	Südwind S 70 Nx 70230	Bestand	Ja	Nein	-	526242	6039231	Südwind	S70/1500	65.0	70.0	Standard	0.00	1500	2004 ²	A	20	10	WV 3/2
W24	Südwind S 70, Nx 70229	Bestand	Ja	Nein	-	526369	6040757	Südwind	S70/1500	65.0	70.0	Standard	0.00	1500	2004 ²	A	20	10	WV 3/2

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	v _{ave, TP} [m/s]	k _{TP} [-]	v _{m50, TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m³]	Auslegungs-lebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1 – W5	DIBt 2012	S	S	7.5	2.4	42.0	S	8.0	0.28	1.237	20	[24.1] [24.2]
W6 – W17	DIBt 2012	S	S	9.0	2.3	47.0	S	8.0	0.25	1.237	20	[24.2] [24.3]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

² Trotz der zu Grunde liegenden Typenprüfung nach DIBt 1993 wird eine Bewertung der windgeschwindigkeitsabhängigen Turbulenzintensität nach der DIBt 2004 durchgeführt, da diese eine zuverlässigere Bewertung der effektiven Turbulenzintensitäten zulässt.

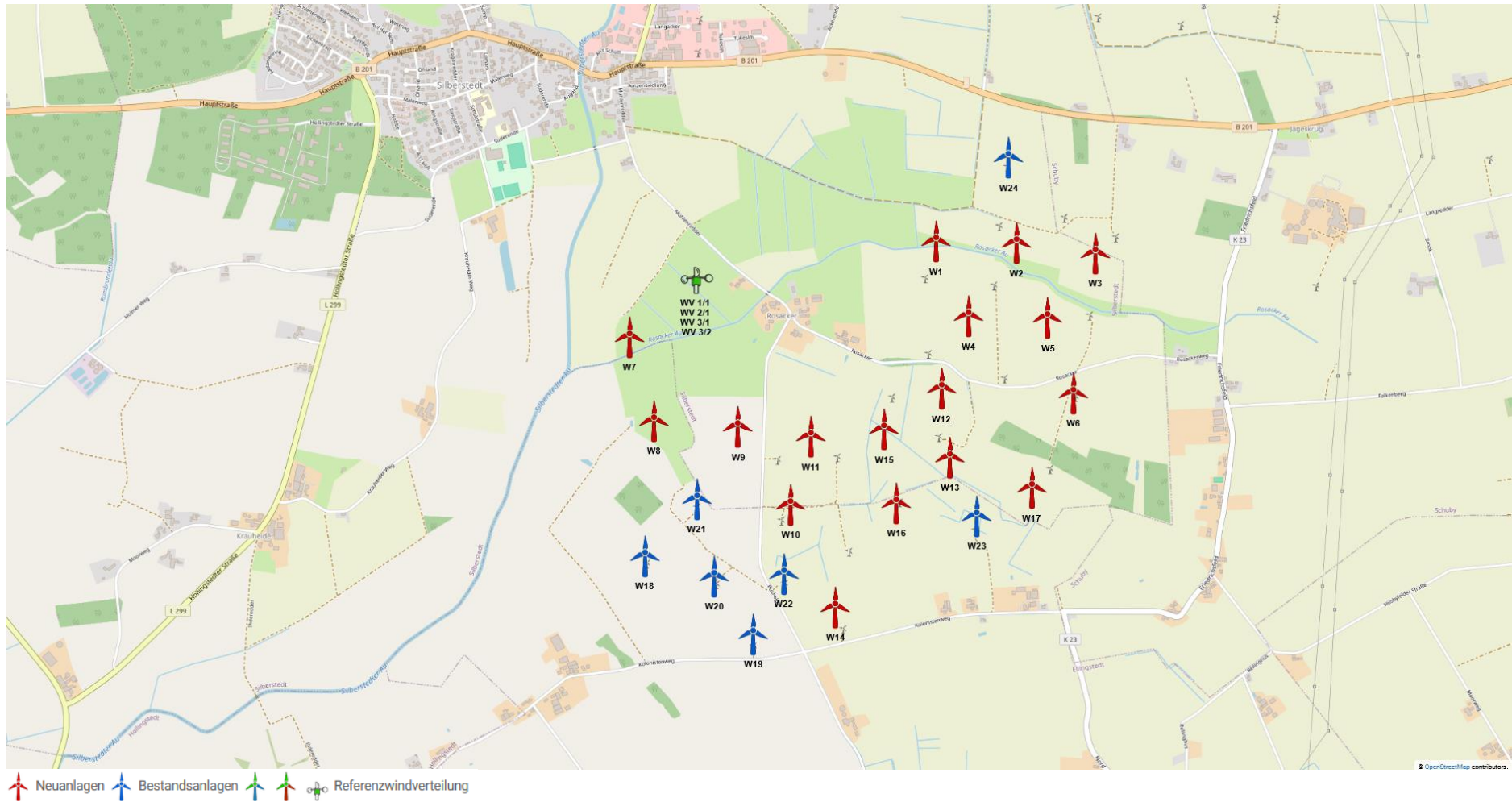


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

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

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

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
525038	6040254	83.4				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.3	2.21	3.7	---
NNO 30			5.6	2.26	3.6	---
ONO 60			6.3	2.47	4.9	---
O 90			7.2	2.67	7.9	---
OSO 120			6.9	3.01	7.2	---
SSO 150			6.5	3.06	6.3	---
S 180			6.8	2.80	7.0	---
SSW 210			7.9	2.91	12.1	---
WSW 240			8.0	2.54	13.7	---
W 270			7.6	2.35	13.9	---
WNW 300			7.2	2.49	12.9	---
NNW 330			6.1	2.32	6.6	---
Gesamt			7.1	2.53	99.8	6.31

3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50}

3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}

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

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

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

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

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

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

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	k_{NH} [-]	k_{TP} [-]	Wenn $k_{TP} = 2$: $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$: $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W5	6.66	7.50	2.52	2.40	-	Nein	Nein	Ja
W6 – W17	6.30	9.00	2.53	2.30	-	Ja	Ja	Nein

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

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

Den nachzuweisenden Standorten wird nach DIBt 2012 [1.1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [9] die in Tabelle 3.3 aufgeführte Windzone entsprechend [11] und die Geländekategorie, basierend auf den durch den Standortbesuch gewonnenen Erkenntnissen und den verwendeten Satellitendaten [13.1], zu Grunde gelegt. Da, nach [1.1], in Übergangsgebieten der Geländekategorien stets die Gleichungen der niedrigeren Kategorie anzusetzen sind, wird der Vergleich in solchen Fällen auf Basis der Gleichungen für die niedrigere Geländekategorie durchgeführt.

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

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

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

Interne W-Nr.	WZ _{TP}	GK _{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ _{NH}	GK _{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W5	S	S	42.00	3	II	40.09	-	Ja	Nein
W6 – W17	S	S	47.00	3	II	38.61	-	Ja	Nein

3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe einer nach der DIBt 2012 [1.1] typengeprüften WEA gibt es windgeschwindigkeitsabhängige Auslegungswerte in fünf Kategorien, welche in der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] aufgeführt sind und der Typenprüfung zu Grunde gelegt werden müssen. Bei den Turbulenzkategorien wird zwischen den vorgegebenen Kategorien A+, A, B, C und der durch den WEA-Hersteller definierbaren Kategorie S unterschieden.

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

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

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

v _{hub} [m/s]	DIBt 1993 [3]	DIBt 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				
	Konstanter Mittelwert	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	S [-]
2	-	0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	durch den WEA- Hersteller definiert
3		0.420	0.471	0.419	0.366	0.314	
4		0.345	0.387	0.344	0.301	0.258	
5		0.300	0.337	0.299	0.262	0.224	
6		0.270	0.303	0.269	0.236	0.202	
7		0.249	0.279	0.248	0.217	0.186	
8		0.233	0.261	0.232	0.203	0.174	
9		0.220	0.247	0.220	0.192	0.165	
10		0.210	0.236	0.210	0.183	0.157	
11		0.202	0.227	0.201	0.176	0.151	
12		0.195	0.219	0.195	0.170	0.146	
13		0.189	0.213	0.189	0.165	0.142	
14		0.184	0.207	0.184	0.161	0.138	
15		0.180	0.202	0.180	0.157	0.135	
16		0.176	0.198	0.176	0.154	0.132	
17		0.173	0.194	0.173	0.151	0.130	
18		0.170	0.191	0.170	0.149	0.127	
19		0.167	0.188	0.167	0.146	0.125	
20		0.165	0.185	0.165	0.144	0.124	
21		0.163	0.183	0.163	0.142	0.122	
22		0.161	0.181	0.161	0.141	0.121	
23		0.159	0.179	0.159	0.139	0.119	
24		0.158	0.177	0.157	0.138	0.118	
25		0.156	0.175	0.156	0.136	0.117	
26		0.155	0.174	0.154	0.135	0.116	
27		0.153	0.172	0.153	0.134	0.115	
28		0.152	0.171	0.152	0.133	0.114	
29		0.151	0.170	0.151	0.132	0.113	
30		0.150	0.169	0.150	0.131	0.112	
Konstanter Mittelwert		0.200	-	-	-	-	

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

3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

3.3.2.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [22.1] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13.1] und der Topografie [13.2] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

3.3.2.2 Vorgehensweise

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

Zur Berechnung von I_{amb} werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13.1] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13.1] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge z_0 konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitsselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge z_0 abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

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

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

3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [13.2] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

Die Standorte aller zu betrachtenden Anlagen werden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf topografische Komplexität untersucht und bewertet, da die topografische Komplexität eine Verzerrung und damit eine Abweichung der Turbulenzstruktur von den Auslegungswindbedingungen verursachen kann.

Die Komplexität eines Standortes wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer angenäherten Ebene dargestellt. Dazu werden mindestens 37 Ausgleichsebenen entsprechend der Kriterien aus [6] mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] lässt die Möglichkeit offen, die angenäherte Ebene für die Kreissektoren mit dem Radius $5 z_{\text{hub}}$ leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um $2 z_{\text{hub}}$ zu erweitern. Diese Erweiterung wird bei der Komplexitätsbewertung im vorliegenden Gutachten angewendet. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen, der Abweichung des digitalen Geländemodells [13.2] von dieser und des Anteils der Windenergie aus dem betrachteten Sektor, lassen sich die Indizes TSI für die Geländeneigung und TVI für die Geländeabweichung berechnen. Überschreitet einer der berechneten Indizes die in Tabelle 3.5 aufgeführten Schwellenwerte, ist der untersuchte Standort als topografisch komplex zu bewerten, wobei der jeweils überschrittene Schwellenwert die Geländekomplexitätskategorie L, M oder H bestimmt.

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

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

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

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

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 3.6 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 3.3.2.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen Turbulenzintensitäten, bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s, für eine Anlagenposition aufgeführt.

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W15	NH: 83.4 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.123
NNO	30	0.119
ONO	60	0.128
O	90	0.127
OSO	120	0.117
SSO	150	0.126
S	180	0.105
SSW	210	0.108
WSW	240	0.118
W	270	0.119
WNW	300	0.115
NNW	330	0.116

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

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

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_0 zu berücksichtigen.

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

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

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

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

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

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

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

3.3.3.2 Berücksichtigte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM) an WEA berücksichtigt werden. Die Betriebsbeschränkungen können sich aus beispielsweise zu geringen Abständen s ergeben, oder Bestandteil der Genehmigung bereits bestehender WEA sein. Des Weiteren kann ein WSM dafür genutzt werden, den Einfluss einer neu geplanten WEA auf den zu berücksichtigenden Bestand derart zu reduzieren, dass die geplante WEA keinen signifikanten Einfluss mehr auf die effektive Turbulenzintensität I_{eff} einer Bestandsanlage hat oder um Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} an dieser zu verhindern. Die im Folgenden aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen immer eine Mindestanforderung dar, deren technische Umsetzbarkeit nicht geprüft wurde. Wenn möglich, wird für jedes WSM an einer beeinflussenden WEA ein alternatives WSM an der beeinflussten WEA ausgewiesen. Hierbei handelt es sich in der Regel um eine Abschaltung an der beeinflussten WEA, da die Lasten an einer abgeschalteten WEA geringer sind als die Lasten im frei angeströmten Betrieb.

Aufgrund des geringen Abstands zwischen einzelner Neuanlagen und Bestandsanlagen von unter $2.0 D$ sind die folgenden sektoriellen Abschaltungen notwendig und werden bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt. **Die ausgewiesenen Alternativen stellen einen Vorschlag dar, werden aber nicht in der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} .**

Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W22

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W14	96	148	V_{in}	V_{out}	Abschaltung
Alternativ: W22	96	148	V_{in}	V_{out}	Abschaltung

Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W23

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W17	37	89	V_{in}	V_{out}	Abschaltung
Alternativ: W23	37	89	V_{in}	V_{out}	Abschaltung

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.9 und Tabelle 3.10 stellen die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt.

Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} – Teil 1

v_{hub}	W1[S1]	W2[S1]	W3[S1]	W4[S1]	W5[S1]	W6[S2]	W7[S2]	W8[S2]	W9[S2]	W10[S2]	W11[S2]	W12[S2]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2
3	0.308	0.317	0.301	0.316	0.318	0.306	0.292	0.316	0.324	0.324	0.328	0.326	0.332	0.274
4	0.295	0.305	0.287	0.301	0.304	0.284	0.264	0.288	0.306	0.299	0.315	0.314	0.282	0.255
5	0.298	0.308	0.290	0.303	0.305	0.282	0.261	0.284	0.308	0.296	0.320	0.320	0.253	0.244
6	0.287	0.297	0.280	0.291	0.292	0.269	0.243	0.264	0.289	0.273	0.299	0.301	0.233	0.232
7	0.269	0.279	0.264	0.272	0.273	0.250	0.227	0.247	0.272	0.253	0.282	0.283	0.219	0.226
8	0.253	0.263	0.249	0.255	0.256	0.233	0.209	0.229	0.253	0.232	0.263	0.263	0.208	0.219
9	0.229	0.239	0.228	0.231	0.232	0.210	0.188	0.210	0.231	0.210	0.241	0.240	0.200	0.213
10	0.212	0.223	0.214	0.216	0.217	0.194	0.174	0.198	0.219	0.197	0.229	0.227	0.193	0.207
11	0.197	0.208	0.201	0.201	0.203	0.181	0.159	0.185	0.205	0.182	0.215	0.212	0.188	0.201
12	0.180	0.192	0.187	0.184	0.187	0.166	0.142	0.168	0.187	0.165	0.196	0.194	0.183	0.195
13	0.164	0.177	0.173	0.168	0.172	0.153	0.131	0.155	0.173	0.152	0.182	0.180	0.179	0.190
14	0.150	0.163	0.161	0.154	0.160	0.142	0.124	0.142	0.159	0.140	0.167	0.166	0.176	0.184
15	0.137	0.152	0.150	0.142	0.149	0.134	0.120	0.132	0.149	0.131	0.156	0.155	0.173	0.180
16	0.128	0.143	0.142	0.132	0.141	0.128	0.117	0.123	0.140	0.125	0.146	0.145	0.171	0.176
17	0.120	0.136	0.135	0.124	0.134	0.123	0.115	0.118	0.133	0.120	0.138	0.137	0.169	0.173
18	0.114	0.130	0.129	0.117	0.128	0.119	0.113	0.114	0.128	0.117	0.132	0.131	0.167	0.170
19	0.110	0.126	0.125	0.113	0.124	0.116	0.112	0.112	0.124	0.114	0.127	0.126	0.165	0.168
20	0.108	0.122	0.122	0.109	0.121	0.114	0.110	0.110	0.121	0.112	0.124	0.122	0.163	0.165
21	0.106	0.119	0.119	0.106	0.118	0.112	0.109	0.108	0.118	0.110	0.121	0.119	0.162	0.163
22	0.104	0.117	0.116	0.104	0.116	0.110	0.107	0.107	0.116	0.108	0.119	0.116	0.161	0.161
23	0.103	0.114	0.113	0.103	0.113	0.108	0.106	0.106	0.114	0.105	0.116	0.113	0.159	0.159
24	0.102	0.111	0.111	0.101	0.110	0.107	0.105	0.105	0.112	0.104	0.114	0.111	0.158	0.157
25	0.101	0.109	0.108	0.100	0.108	0.106	0.104	0.104	0.110	0.103	0.112	0.108	0.157	0.156

Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} – Teil 2

v_{hub}	W13[S2]	W14[S2]	W15[S2]	W16[S2]	W17[S2]	W18[A]	W19[A]	W20[A]	W21[A]	W22[A]	W23[A]	W24[A]	Referenz Klasse S2	Referenz Klasse A
3	0.332	0.310	0.337	0.326	0.299	0.320	0.318	0.339	0.321	-	-	-	0.274	0.419
4	0.321	0.274	0.325	0.310	0.280	0.271	0.280	0.291	0.287	0.295	0.299	0.258	0.255	0.344
5	0.325	0.251	0.331	0.312	0.271	0.236	0.264	0.258	0.275	0.280	0.303	0.254	0.244	0.299
6	0.303	0.230	0.310	0.289	0.252	0.215	0.244	0.236	0.254	0.257	0.282	0.243	0.232	0.269
7	0.285	0.215	0.291	0.270	0.237	0.200	0.228	0.220	0.237	0.237	0.263	0.227	0.226	0.248
8	0.265	0.203	0.270	0.249	0.222	0.188	0.211	0.206	0.219	0.218	0.243	0.211	0.219	0.232
9	0.243	0.195	0.247	0.226	0.208	0.178	0.194	0.195	0.201	0.202	0.221	0.190	0.213	0.220
10	0.232	0.186	0.233	0.212	0.199	0.167	0.182	0.183	0.189	0.191	0.209	0.175	0.207	0.210
11	0.217	0.179	0.217	0.196	0.190	0.152	0.168	0.170	0.175	0.176	0.196	0.163	0.201	0.201
12	0.199	0.161	0.198	0.178	0.174	0.136	0.150	0.151	0.157	0.155	0.179	0.151	0.195	0.195
13	0.185	0.146	0.183	0.163	0.161	0.127	0.137	0.138	0.144	0.142	0.166	0.141	0.190	0.189
14	0.171	0.136	0.169	0.150	0.150	0.122	0.126	0.130	0.133	0.133	0.154	0.133	0.184	0.184
15	0.159	0.130	0.157	0.140	0.142	0.118	0.119	0.124	0.125	0.127	0.144	0.127	0.180	0.180
16	0.149	0.124	0.147	0.132	0.134	0.115	0.115	0.120	0.120	0.123	0.136	0.122	0.176	0.176
17	0.141	0.121	0.139	0.126	0.129	0.113	0.113	0.117	0.116	0.119	0.130	0.118	0.173	0.173
18	0.135	0.118	0.133	0.122	0.125	0.111	0.111	0.114	0.113	0.116	0.125	0.115	0.170	0.170
19	0.129	0.115	0.128	0.119	0.122	0.110	0.109	0.113	0.111	0.114	0.121	0.113	0.168	0.167
20	0.126	0.113	0.125	0.116	0.119	0.108	0.108	0.110	0.109	0.111	0.118	0.111	0.165	0.165
21	0.122	0.111	0.122	0.114	0.116	0.107	0.106	0.109	0.108	0.109	0.115	0.109	0.163	0.163
22	0.120	0.110	0.119	0.112	0.115	0.106	0.105	0.107	0.106	0.107	0.114	0.108	0.161	0.161
23	0.117	0.107	0.117	0.110	0.112	-	-	-	-	0.103	0.111	0.107	0.159	0.159
24	0.114	0.106	0.114	0.109	0.110	-	-	-	-	0.102	0.109	0.105	0.157	0.157
25	0.112	0.105	0.112	0.107	0.109	-	-	-	-	0.102	0.108	0.104	0.156	0.156

3.3.3.4 Geforderte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Die folgenden sektoriellen Betriebsbeschränkungen wurden im Rahmen der Lastrechnung durch die P. E. Concepts GmbH berücksichtigt. Somit sind die ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig, um die Standorteignung der geplanten WEA W2 und W4 nachweisen zu können [25.1].

Tabelle 11: In [25.1] berücksichtigte sektorielle Betriebsbeschränkungen

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	0	359	v_{in}	v_{in}	Mode 12 (nachts)
W4	0	359	v_{in}	v_{in}	Mode 10 (nachts)

3.4 Schräganströmung δ

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

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

Die folgende Tabelle 3.12 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.12 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	0.0
W2	0.0
W3	0.0
W4	0.1
W5	0.0
W6	0.0
W7	0.0
W8	0.0
W9	0.1
W10	0.1
W11	0.1
W12	0.0
W13	0.0
W14	0.0
W15	-0.1
W16	0.0
W17	0.1

3.5 Höhenexponent α

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

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

Die folgende Tabelle 3.13 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.13 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.14
W2	0.14
W3	0.14
W4	0.14
W5	0.14
W6	0.15
W7	0.15
W8	0.15
W9	0.15
W10	0.15
W11	0.15
W12	0.15
W13	0.15
W14	0.15
W15	0.15
W16	0.15
W17	0.15

3.6 Luftdichte ρ

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

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

Die folgende Tabelle 3.14 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.14: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m³]
W1	1.238
W2	1.238
W3	1.237
W4	1.238
W5	1.238
W6	1.240
W7	1.242
W8	1.241
W9	1.241
W10	1.241
W11	1.241
W12	1.241
W13	1.241
W14	1.241
W15	1.241
W16	1.240
W17	1.240

3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext}

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

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

Die folgende Tabelle 3.15 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{\text{ext, NH}}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar.

Tabelle 3.15: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{\text{ext, NH}}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10	W11	W12	W13	W14	W15	W16	W17
3	0.351	0.351	0.323	0.350	0.342	0.337	0.334	0.348	0.362	0.356	0.362	0.365	0.357	0.328	0.368	0.369	0.323
4	0.336	0.337	0.311	0.336	0.328	0.324	0.312	0.327	0.348	0.346	0.348	0.355	0.348	0.293	0.356	0.358	0.303
5	0.340	0.340	0.315	0.340	0.331	0.328	0.310	0.326	0.353	0.353	0.353	0.363	0.356	0.280	0.364	0.365	0.301
6	0.327	0.327	0.303	0.328	0.319	0.316	0.289	0.304	0.330	0.330	0.330	0.340	0.334	0.258	0.340	0.342	0.280
7	0.307	0.308	0.285	0.308	0.300	0.297	0.271	0.285	0.311	0.311	0.311	0.321	0.314	0.241	0.321	0.322	0.263
8	0.289	0.289	0.268	0.290	0.282	0.279	0.252	0.265	0.289	0.289	0.289	0.298	0.292	0.225	0.298	0.299	0.245
9	0.263	0.263	0.243	0.263	0.256	0.254	0.232	0.244	0.265	0.264	0.265	0.273	0.267	0.208	0.273	0.274	0.225
10	0.245	0.246	0.227	0.246	0.239	0.237	0.220	0.232	0.251	0.251	0.251	0.259	0.253	0.198	0.259	0.260	0.213
11	0.230	0.230	0.212	0.230	0.224	0.221	0.207	0.217	0.235	0.235	0.235	0.242	0.237	0.187	0.242	0.243	0.200
12	0.212	0.212	0.196	0.212	0.207	0.204	0.191	0.200	0.215	0.214	0.215	0.221	0.216	0.175	0.221	0.222	0.185
13	0.195	0.195	0.180	0.195	0.190	0.188	0.178	0.186	0.199	0.198	0.199	0.204	0.199	0.165	0.205	0.205	0.172
14	0.180	0.181	0.166	0.180	0.176	0.173	0.165	0.173	0.184	0.182	0.184	0.187	0.183	0.156	0.188	0.189	0.160
15	0.168	0.168	0.154	0.167	0.163	0.161	0.155	0.162	0.171	0.169	0.172	0.174	0.170	0.148	0.175	0.176	0.150
16	0.157	0.158	0.145	0.157	0.153	0.151	0.146	0.153	0.160	0.158	0.160	0.162	0.158	0.142	0.163	0.164	0.141
17	0.149	0.150	0.137	0.149	0.145	0.143	0.139	0.145	0.152	0.149	0.152	0.153	0.149	0.137	0.154	0.155	0.135
18	0.143	0.143	0.131	0.142	0.139	0.137	0.134	0.139	0.145	0.142	0.145	0.146	0.142	0.132	0.147	0.148	0.129
19	0.138	0.138	0.126	0.137	0.134	0.132	0.129	0.135	0.139	0.136	0.139	0.140	0.136	0.129	0.141	0.142	0.125
20	0.133	0.134	0.122	0.133	0.130	0.128	0.126	0.131	0.135	0.132	0.135	0.135	0.132	0.126	0.137	0.137	0.122
21	0.130	0.130	0.119	0.130	0.127	0.125	0.123	0.128	0.131	0.129	0.132	0.132	0.128	0.124	0.133	0.134	0.119
22	0.128	0.128	0.117	0.127	0.124	0.122	0.121	0.125	0.129	0.126	0.129	0.129	0.126	0.122	0.130	0.131	0.117
23	0.124	0.124	0.114	0.124	0.121	0.119	0.118	0.123	0.125	0.123	0.126	0.125	0.122	0.120	0.127	0.127	0.114
24	0.121	0.121	0.111	0.120	0.118	0.116	0.116	0.120	0.123	0.120	0.123	0.122	0.119	0.118	0.124	0.125	0.112
25	0.118	0.119	0.108	0.118	0.115	0.113	0.113	0.118	0.120	0.117	0.120	0.120	0.117	0.116	0.121	0.122	0.110

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

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

- i. W1 – W5 eine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W6 – W17 keine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- iii. W1 – W17 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{\text{m50, TP}}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und
- iv. W1 – W17 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

4.1.1 Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch einen unabhängigen Gutachter

Eine durch einen unabhängigen Gutachter durchgeführte Berechnung der standortspezifischen Lasten [25.1, 25.2] mittels eines generischen Lastmodells, kommt zu dem Ergebnis, dass die Standorteignung der WEA W1 – W17 durch den Vergleich mit den Auslegungslasten unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen über eine Lebensdauer von 20 Jahren nachgewiesen ist.

Alle Informationen über das verwendete Lastmodell, berücksichtigte Unsicherheiten und die ermittelten Betriebsfestigkeitslasten können [25.1, 25.2] entnommen werden. Die Ergebnisse und das verwendete generische Lastmodell in [25.1, 25.2] werden als richtig, bzw. die zertifizierten Lasten der WEA konservativ abbildend vorausgesetzt. Alle Hinweise aus [25.1, 25.2] sind zu berücksichtigen.

Die gutachtliche Stellungnahme [25.1, 25.2] gilt nur, wenn der Typenprüfung der betrachteten WEA W1 – W17 mindestens die in Tabelle 2.2 dargestellten, Auslegungswindbedingungen zu Grunde liegen.

4.1.2 Zusammenfassung

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

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Nordex	N149/5700	104.7	0.70	Siehe [25.1]
W2	Nordex	N149/5700	104.7	0.70	Siehe [25.1] und Abschnitt 3.3.3.4
W3	Nordex	N149/5700	104.7	0.70	
W4	Nordex	N149/5700	104.7	0.70	Siehe [25.1] und Abschnitt 3.3.3.4
W5	Nordex	N149/5700	104.7	0.70	
W6	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W7	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W8	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W9	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W10	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W11	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W12	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W13	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W14	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W15	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W16	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]
W17	Nordex	N133/4800	82.5	0.85	Siehe [25.2]

4.2 Bestehende WEA

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} der als Bestand zu betrachtenden WEA wurden die in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt und gelten für die nachfolgende Auswertung.

4.2.1 Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten

Für die Bestands-WEA W18 – W22 und W24 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

4.2.2 Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch einen unabhängigen Gutachter

Alle Informationen über das verwendete Lastmodell, berücksichtigte Unsicherheiten und die ermittelten Betriebsfestigkeitslasten können [25.3] entnommen werden. Die Ergebnisse und das verwendete generische Lastmodell in [25.3] hinsichtlich der Bestands-WEA W23 werden als richtig, bzw. die zertifizierten Lasten der WEA konservativ abbildend vorausgesetzt. Alle Hinweise aus [25.3] sind zu berücksichtigen.

4.2.3 Zusammenfassung

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

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W18	Vensys	Vensys 77-1.5 MW	61.5	0.0	Ja
W19	Vensys	Vensys 77-1.5 MW	61.5	0.0	Ja
W20	Vensys	Vensys 77-1.5 MW	61.5	0.0	Ja
W21	Vensys	Vensys 77-1.5 MW	61.5	0.0	Ja
W22	Südwind	S70/1500	65.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W23	Südwind	S70/1500	65.0	0.0	Siehe [25.3] und Abschnitt 3.3.3.2
W24	Südwind	S70/1500	65.0	0.0	Ja

5 Standortbesichtigung

Die Notwendigkeit einer Standortbesichtigung ergibt sich sowohl aus der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1], als auch dem Mindeststandard des BWE-Windgutachterbeirats [14]. Entsprechend wurde diese am 03.12.2023 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13.1] und ggf. zu den Höhenlinien [13.2]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

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

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

Symbol	Bedeutung	Einheit
τ	Lebensdauer	[a]
TSI	Index der Geländeneigung	[°]
TVI	Index der Geländeabweichung	[%]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{m50}	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{ref}	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
X	Rechtswert	[m]
Y	Hochwert	[m]
z_0	Rauigkeitslänge	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/m³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamts Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 02.06.2022;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13.1] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [13.2] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [14] *BWE Bundesverband WindEnergie; BWE-Windgutachterbeirat - Mindeststandards zur Dokumentation von gutachterlichen Stellungnahmen zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität; 15.11.2016;*

- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*
- [17] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979;*
- [18] *Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.;*
- [19.1] *OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;*
- [19.2] *Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;*
- [20] *Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;*
- [21] *Cimbergry GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: "AW: [EXTERNAL] Windpark Silberstedt - Anfrage" vom 06.12.2023; Datei: 231206_Eingangsdatenkatalog_I17-Wind_SE.xlsx;*
- [22.1] *Cimbergry GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: "AW: [EXTERNAL] Windpark Silberstedt - Anfrage" vom 06.12.2023; Datei: Datenauszug_Weibullparameter_Silberstedt_2023-11-16.docx;*
- [22.2] *entfällt;*
- [23] *I17-Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Silberstedt; I17-SV-2023-409; 03.12.2023;*
- [24.1] *Nordex Energy SE & Co. KG; Design Information for Wind & Site Assessment; N149/5.7 Delta 50Hz NCV TS105-01 DIBt S / IEC S; 11.08.2021;*
- [24.2] *Nordex Energy GmbH; Design Parameters (rotor diameter / hub height) Nordex WTG; Document no.: SEE_EUall_659 Revision 00; 18.05.2020;*
- [24.3] *Nordex Energy SE & Co. KG; Design Information for Wind & Site Assessment N133/4800 Delta 50Hz NCV TS83 IEC S / DIBt S; 17.12.2021;*
- [25.1] *P. E. Concepts GmbH; Lastrechnung für Windpark Silberstedt; Standorteignung für Windpark Silberstedt; IS-2410-AA_01 (B); 02.05.2024;*
- [25.2] *P. E. Concepts GmbH; Lastrechnung für Windpark Silberstedt; Standorteignung für Windpark Silberstedt; IS-2410-AB_01 (A); 10.04.2024;*
- [25.3] *P. E. Concepts GmbH; Lastrechnung für Windpark Silberstedt; Standorteignung für Windpark Silberstedt; IS-2410-AC_01 (A); 10.04.2024;*

Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort

Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
525038	6040254	105.5				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.6	2.14	3.7	---
NNO 30			5.9	2.22	3.6	---
ONO 60			6.6	2.44	4.9	---
O 90			7.5	2.62	7.9	---
OSO 120			7.3	2.89	7.2	---
SSO 150			7.0	2.93	6.3	---
S 180			7.3	2.77	7.0	---
SSW 210			8.4	3.03	12.1	---
WSW 240			8.4	2.63	13.7	---
W 270			8.0	2.35	13.9	---
WNW 300			7.6	2.48	12.9	---
NNW 330			6.5	2.26	6.6	---
Gesamt			7.5	2.52	99.8	6.68

Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort WV 3/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
525038	6040254	61.5				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.0	2.31	3.7	---
NNO 30			5.3	2.29	3.6	---
ONO 60			5.9	2.53	4.9	---
O 90			6.7	2.71	7.9	---
OSO 120			6.4	3.15	7.2	---
SSO 150			6.0	3.19	6.3	---
S 180			6.3	2.82	7.0	---
SSW 210			7.3	2.75	12.1	---
WSW 240			7.4	2.44	13.7	---
W 270			7.1	2.31	13.9	---
WNW 300			6.7	2.49	12.9	---
NNW 330			5.6	2.38	6.6	---
Gesamt			6.6	2.51	99.8	5.86

Tabelle A.3: Windverhältnisse am Standort WV 3/2 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
525038	6040254	65.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.0	2.30	3.7	---
NNO 30			5.3	2.29	3.6	---
ONO 60			6.0	2.51	4.9	---
O 90			6.8	2.71	7.9	---
OSO 120			6.5	3.13	7.2	---
SSO 150			6.1	3.17	6.3	---
S 180			6.4	2.81	7.0	---
SSW 210			7.4	2.78	12.1	---
WSW 240			7.5	2.45	13.7	---
W 270			7.2	2.32	13.9	---
WNW 300			6.8	2.49	12.9	---
NNW 330			5.7	2.36	6.6	---
Gesamt			6.7	2.52	99.8	5.94

Platzhalter für vertrauliche Dokumente

Aufgrund von Betriebsgeheimnissen des Antragsstellers sind die Dokumente **16.1.4.2 Lastvergleich N149**, **16.1.4.3 Lastvergleich N133** und **16.1.4.4 Lastvergleich S70** nicht Teil dieser Auslegung.

Windpark Rosacker Au GmbH & Co. KG
Industriestraße 14, 25813 Husum

Errichtung von acht Windenergieanlagen des Typs Nordex N 133.

Anlagenwartung

Während der vorgesehenen Betriebszeit wird ein Volls-service- und Wartungsvertrag mit dem Anlagenhersteller bestehen. Die betreffenden Verträge, wie auch der entsprechende Kaufvertrag, sind zu diesem Zeitpunkt noch nicht geschlossen. Der Antragssteller verpflichtet sich, mit Abschluss des Kaufvertrags einen marktüblichen und langfristigen Service- und Wartungsvertrag mit dem Anlagenhersteller abzuschließen.

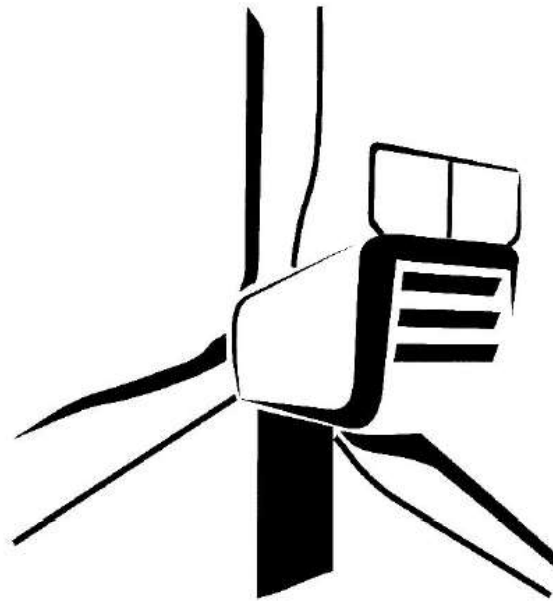
Husum, 19.11.24

Ort, Datum

T. Jann

Geschäftsführer

	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Doc.: E0003937100
TRANSPORT, ZUWEGUNG UND KRANANFORDERUNGEN DELTA4000/4.X		Rev.: 17 Page: 1 / 42



Language: DE - German
 Department: Engineering/ CPS / Processes & Documents

Done 05-01-2023	Reviewed  13-01-2023	Approved  13-01-2023
----------------------------	---	---

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2022 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X

Inhalt

1.	Grundlagen	5
2.	Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung	7
2.1	Maschinenhaus.....	7
2.2	Triebstrang	8
2.3	Rotornabe	8
2.4	Rotorblatt.....	9
2.5	Maße der Komponenten am Kranhaken.....	11
2.5.1	Maße beim Transport (mit Transportgestell).....	11
2.5.2	Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)	11
2.6	Transportvorrichtungen	12
2.7	Türme.....	14
2.8	Ankerkörbe.....	16
3.	Anforderungen an die Zugangswege	17
3.1	Generelle Anforderungen	17
3.2	Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen.....	18
4.	Belastungen	19
4.1	Steigungen, Gefälle und vertikale Radien	19
4.1.1	Steigungen und Gefälle	19
4.1.2	Vertikale Radien.....	20
4.1.3	Lichttraumprofil auf gerader Strecke	20
4.2	Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter.....	22
4.2.1	Kurven.....	22
4.2.2	Wendemöglichkeit und Trichter	25
4.2.3	Wegebau.....	26
4.2.4	Ausweichflächen.....	28
4.2.5	Lagerflächen und Baubüro	29
4.2.6	Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen	30
4.3	Reibseilabspannung	31
4.4	Öffentliche Straßen	32
5.	Krananforderungen	33
6.	Kranstellfläche	34

1. Grundlagen

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

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

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

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

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

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

Bei Überschreitung sowie Unterschreitung der Mindestanforderungen, können zusätzliche Maßnahmen notwendig sein, die im Vorfeld mit Nordex schriftlich abzustimmen sind. Hierbei ist der Einsatz von zusätzlichem adäquaten Equipment sowie Spezialtransportequipment nicht auszuschließen welches im Standard Liefer- und Leistungsumfang von Nordex nicht inbegriffen ist. Jegliche in diesem Zusammenhang entstehenden Mehrkosten werden gesondert verrechnet.

HINWEIS

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

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

Für den Transport können weitere Anweisungen bei Nordex angefordert werden.

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

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

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

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

2. Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung

2.1 Maschinenhaus

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

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

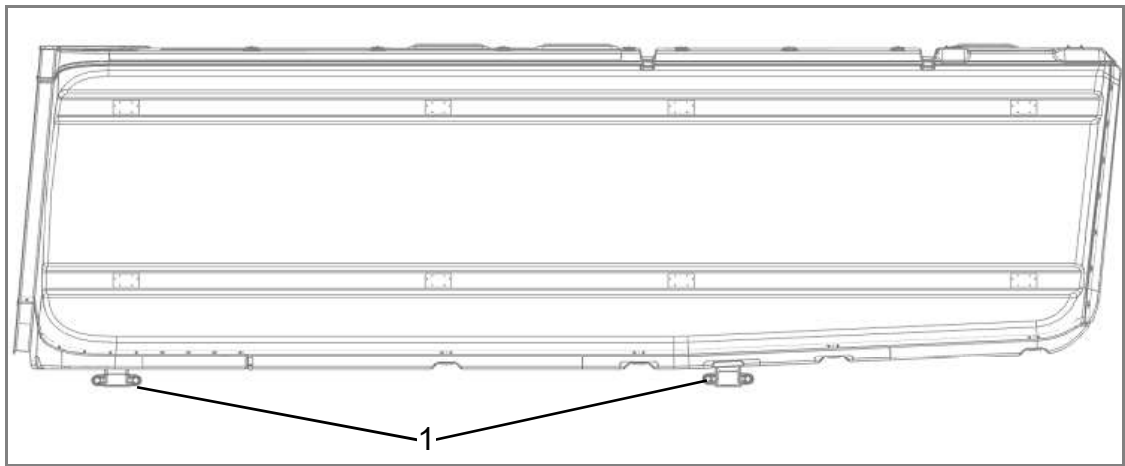


Abb. 1: Maschinenhaus, Ansicht seitlich mit Transportfüßen (1)

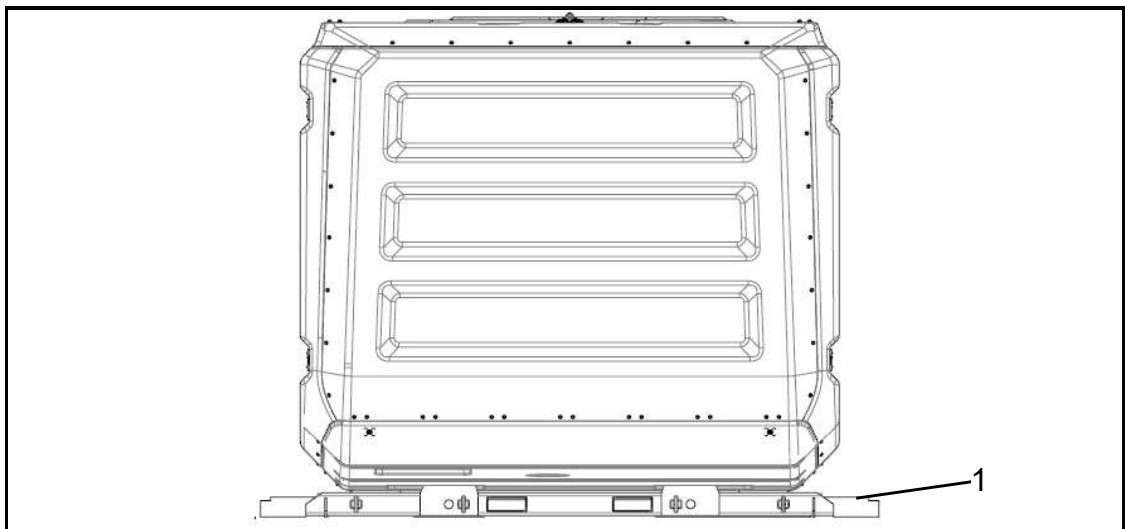


Abb. 2: Maschinenhaus, Ansicht von hinten mit Transportfüßen (1)

2.2 Triebstrang

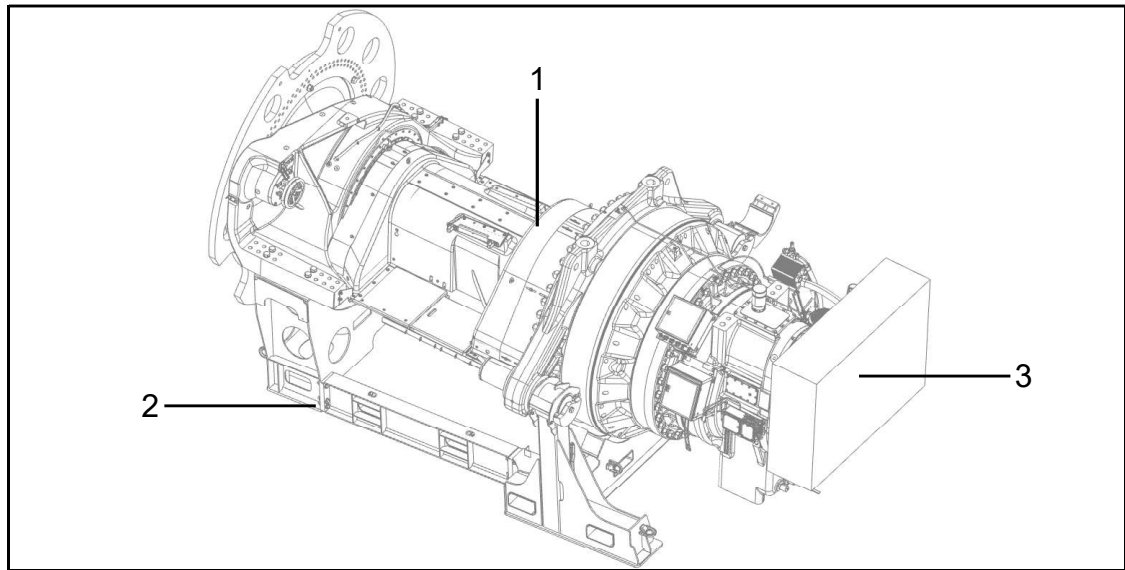


Abb. 3: Bsp. für Triebstrang (1) auf Transportgestell (2) mit Holzabdeckung (3)

2.3 Rotornabe

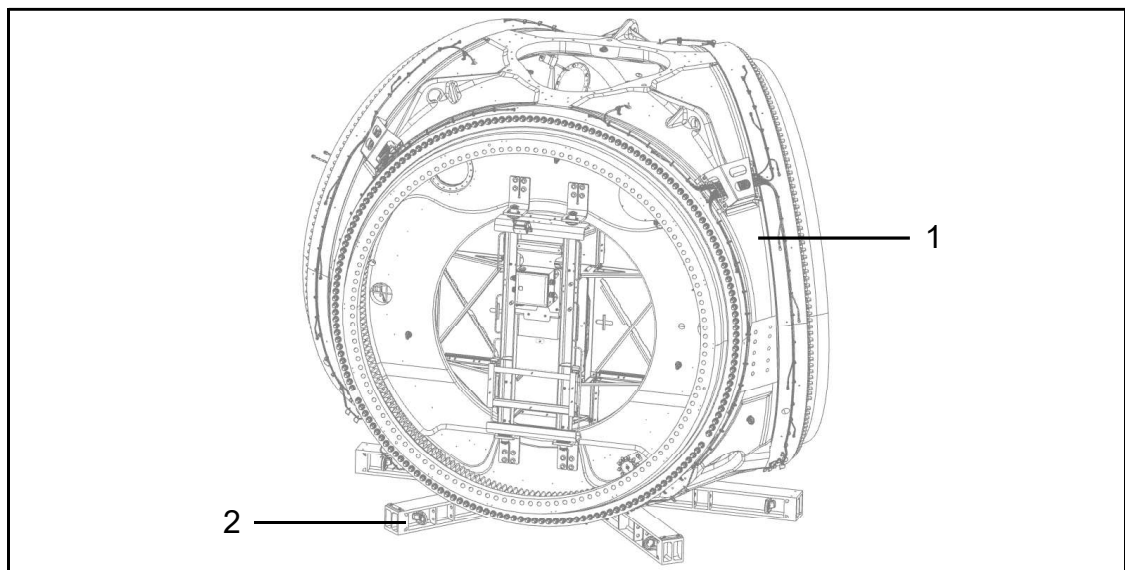


Abb. 4: Bsp. für Rotornabe (1) auf Transportgestell (2) im Transportzustand

Der Nabenkörper wird ohne montierten Spinner auf einem teilbaren Transportgestell geliefert. Der Transport muss auf Antirutschmatten erfolgen. Die Spinnerteile werden vor Ort neben der Kranstellfläche auf der eigens dafür vorgesehenen Nabenvormontagefläche (siehe Abb. 22 und Abb. 23) montiert.

2.4 Rotorblatt

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

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

Bei Verwendung einer Traverse für die Einzelblattmontage wird diese an Punkt C angesetzt, siehe Abb. 5.

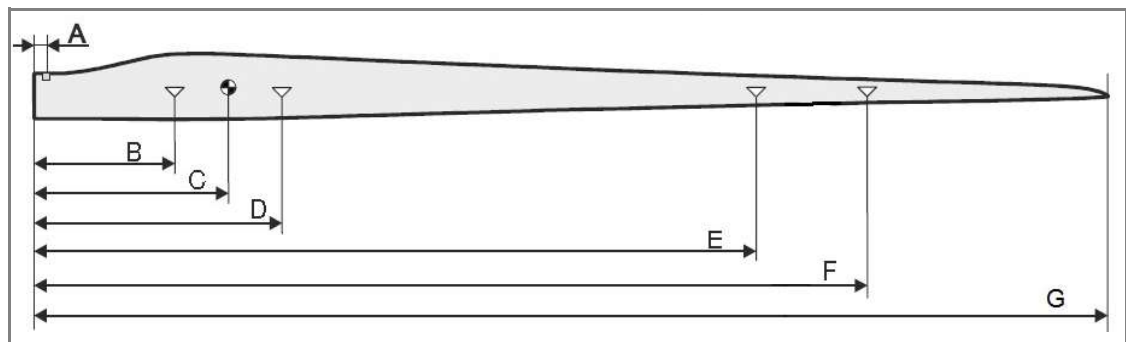


Abb. 5: Transportabmessungen Rotorblatt Seitenansicht

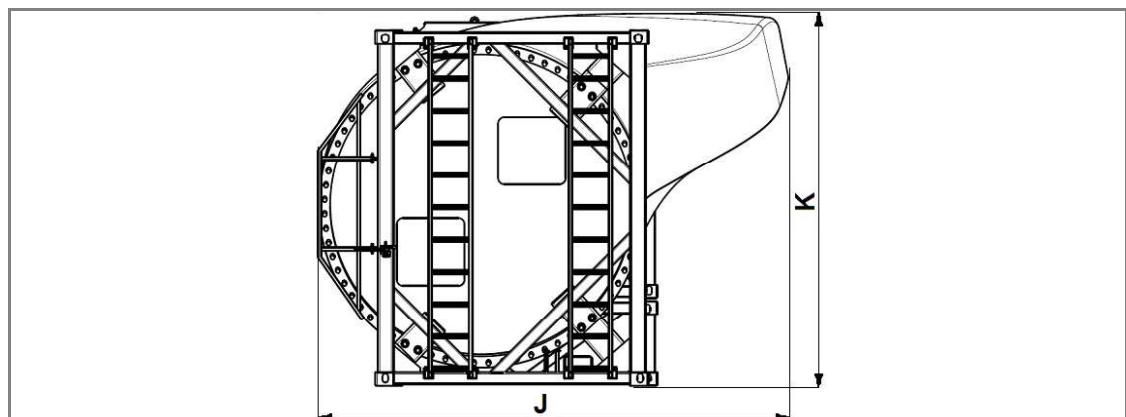


Abb. 6: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel (NR65.5 Transportgestell)

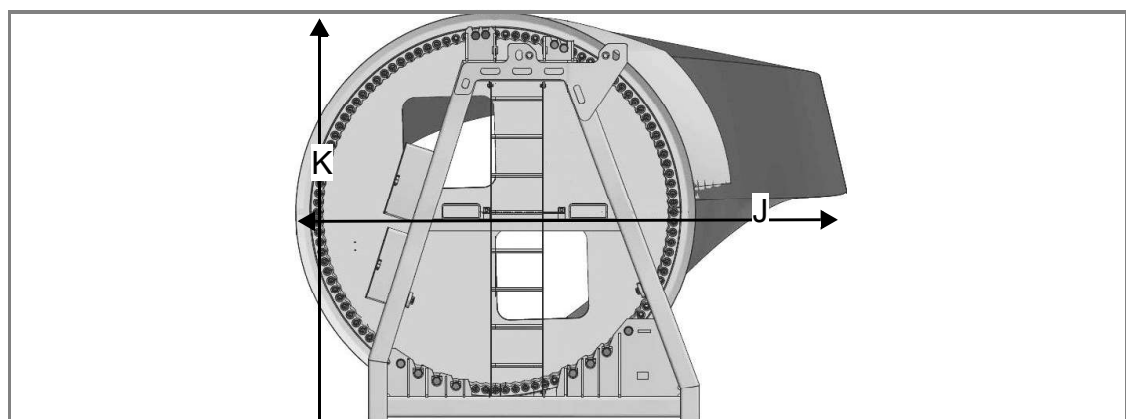


Abb. 7: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel (NR74.5 Transportgestell)

Hinweis: Das NR74.5 kann unter Verwendung von Adapterplatten auch im NR65.5 Transportgestell transportiert werden.

		NR74.5 [m]	NR65.5 [m]
A	Hebepunkt Wurzel	0,40/1,00 ⁵⁾	0,50
B	Hebepunkt Einzelblattmontage	auf Anfrage	
C	Schwerpunkt	19,60–20,00 ⁴⁾	18,17
D	Hebepunkt Einzelblattmontage	auf Anfrage	
E	Beginn Hebebereich ³⁾	46,50	42,50
F	Ende Hebebereich ³⁾	62,50	53,50
G	Länge	72,40	64,40
NR65.5 Transportgestell			
J	Transportbreite	ca. 4,50	4,20
K	Transporthöhe	ca. 3,20 ¹⁾	3,18/3,32 ¹⁾
–	Auflagepunkt	55/57,5/62,5	43/48/53
NR74.5 Transportgestell			
J	Transportbreite	ca. 4,50	–
K	Transporthöhe	max. 4,00 ²⁾	–
–	Auflagepunkt	47/52/57,5/62,5	–

¹⁾ Abhängig von Verwendung eines zusätzlichen Untergestells.

²⁾ Mit Tipuntergestell auf Boden.

³⁾ Unter Berücksichtigung der zulässigen Flächenpressung

⁴⁾ Abhängig von Variante (mit/ohne AIS)

⁵⁾ Hebepunkt ohne/mit Regenabweiser

- Details sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

- Einzelblattmontage mithilfe von Traversen am Schwerpunkt

2.5 Maße der Komponenten am Kranhaken

2.5.1 Maße beim Transport (mit Transportgestell)

Maschinenhaus	
Höhe/Breite/Länge - ohne Aufbauten	4,03 m/4,33 m/12,77 m
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang*	max. 68,3 t

Triebstrang	
Höhe/Breite/Länge	3,25 m/3,67 m/6,73 m
Gewicht nur Triebstrang*	max. 73,3 t

Rotornabe	
Höhe/Breite/Länge ohne Spinner	4,00 m/4,64 m/5,25 m
Gewicht*	max. 63,6 t

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.5.2 Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)

Maschinenhaus	
Höhe/Breite/Länge mit Dachaufbauten und Blitzrezeptoren	6,87 m/5,11 m/13,25 m
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang*	max. 69,0 t
Gewicht nur Triebstrang*	max. 71,6 t

Rotornabe	
Höhe/Breite/Länge mit Spinner und Blitzrezeptoren	5,22 m/5,70 m/5,47 m
Gewicht*	max. 66,7 t

Rotorblatt		N149	N133
Gewicht je Blatt*		max. 21,5 t	max. 15,7 t

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.6 Transportvorrichtungen

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

Transportvorrichtungen alle Anlagen	
Maschinenhaus	1,3 t
Triebstrang	2,6 t
Rotornabe	1,7 t
Rotorblatt (Wurzel/Spitze) je nach Transporttechnik	Wurzel-Rahmen: 1,0 t Tip-Rahmen: 2,9 t (zweiteilig) Seetransportgestell: 2,9 t

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

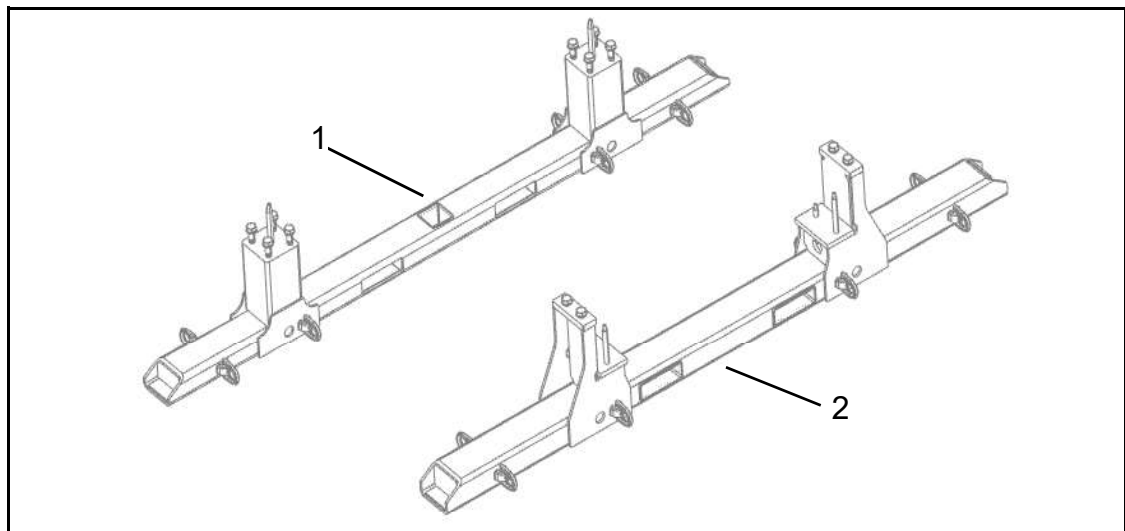


Abb. 8: Transportfüße Maschinenhaus vorn (1) und hinten (2), Abb. ähnlich

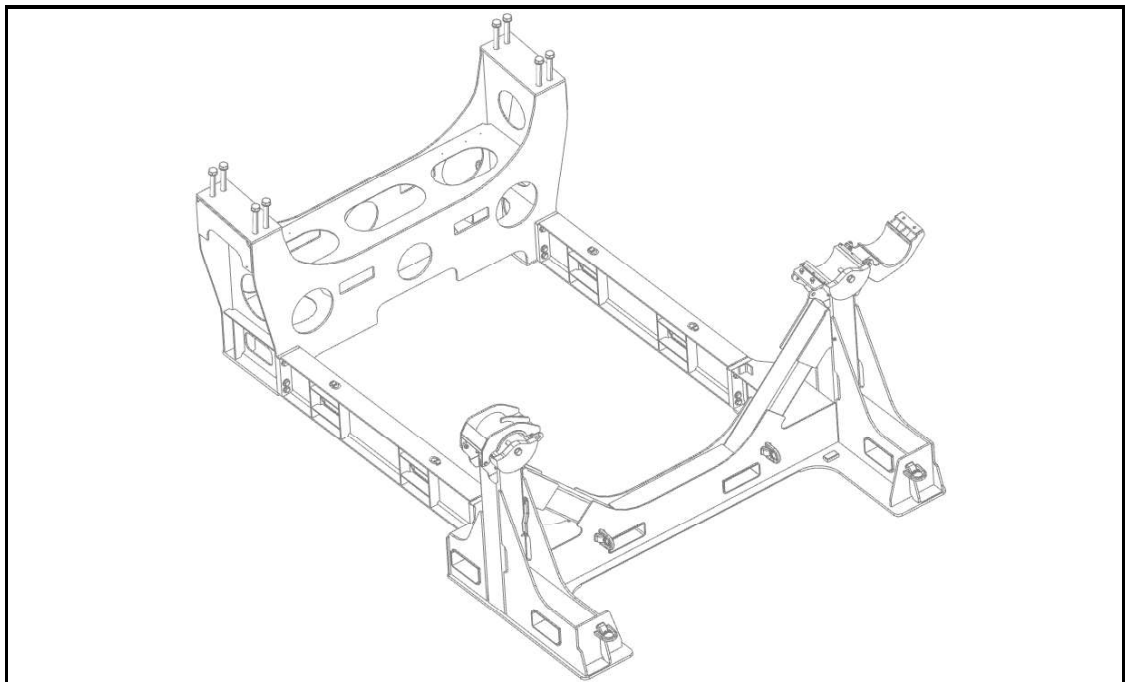


Abb. 9: Transportvorrichtung Triebstrang, Abb. ähnlich

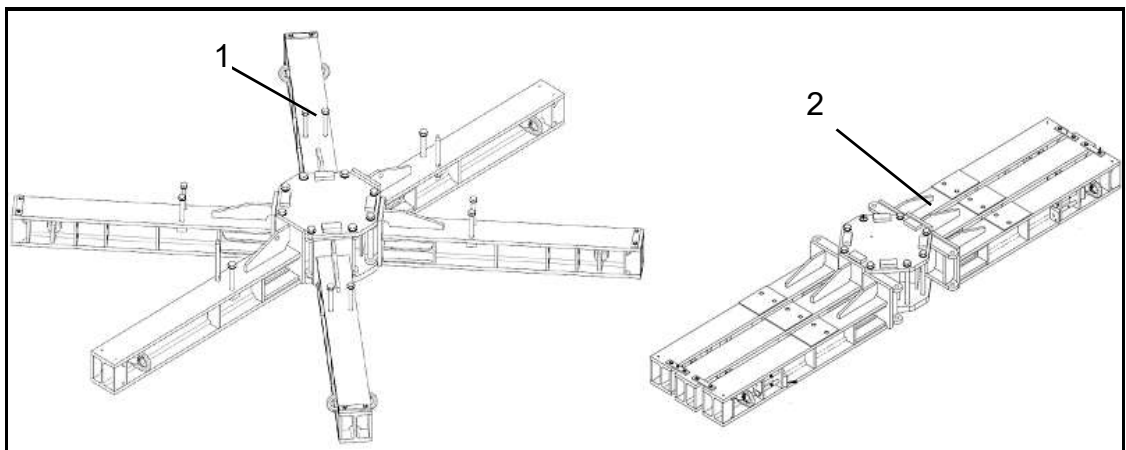


Abb. 10: Transportvorrichtung Nabe (1) und demontiert für Rücktransport (2), Abb. ähnlich

2.7 Türme

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

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

Durch Transporthilfsmittel kann die Transporthöhe um 7 cm größer als der Turmdurchmesser sein. Die Anschlagmittel haben eine Bauhöhe von jeweils 15 cm und verlängern dadurch die Turmsektionen. Die Gewichtsangaben berücksichtigen die Transportausrüstung. Die Gesamtgewichtstoleranz beträgt ± 2000 kg. Die längste angegebene Sektion muss nicht identisch mit der schwersten Sektion sein.

N133/4.8

Türme	TS78-00	TS83	TS90-00	TS100-00
Nabenhöhe	78,0 m	82,5 m	90,0 m	102,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm			
Anzahl Sektionen	3	3	3	4
Maximale Sektionslänge	35,00 m	34,24 m	33,90	35,00 m
Max. Sektionsgewicht	96,0 t	66,3 t	82,8 t	96,0 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	4,30 m	4,30 m	4,30 m

Türme	TS110	TS125-02	TS135	TCS164
Turmtyp	110,0 m	125,4 m	135,0 m	164,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm			Hybridturm
Anzahl Sektionen	4	6	5	3 Stahlsektionen 1 Betonteil
Maximale Sektionslänge	34,70 m	35,00 m	33,30 m	30,00 m
Max. Sektionsgewicht	79,8 t	80,6 t	92,6 t	66,6 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	4,30 m	4,70 m	4,30 m

N149/4.0-4.5

Türme	TS105	TS108	TS125-01	TS135	TS145
Nabenhöhe	104,7 m	108,0 m	125,4 m	135,0 m	145,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm				
Anzahl Sektionen	4	5	6	5	5
Maximale Sektionslänge	34,95 m	35,00 m	35,00 m	33,30 m	33,91 m
Max. Sektionsgewicht	77 t	68 t	80,6 t	92,6 t	98,1 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	4,30 m	4,30 m	4,70 m	5,00 m

Türme	TS145-01	TS155	TCS164 NV05*	TCS164 NV06*	TCS164B
Nabenhöhe	145,0 m	154,9 m	164,0 m	164,0 m	164,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm		Hybridturm		
Anzahl Sektionen	5	6	2 Stahlsektionen 1 Betonteil		3 Stahl- sektionen 1 Betonteil
Maximale Sektionslänge	35,00 m	34,20 m	29,90 m	35,00 m	30,00 m
Max. Sektionsgewicht	98,1 t	97 t	62,5 t	66,6 t	66,6 t
Max. Sektionsdurchmesser	5,00 m	5,30 m	4,30 m	4,30 m	4,30 m

* Turm nicht mehr im aktiven Vertrieb

2.8 Ankerkörbe

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

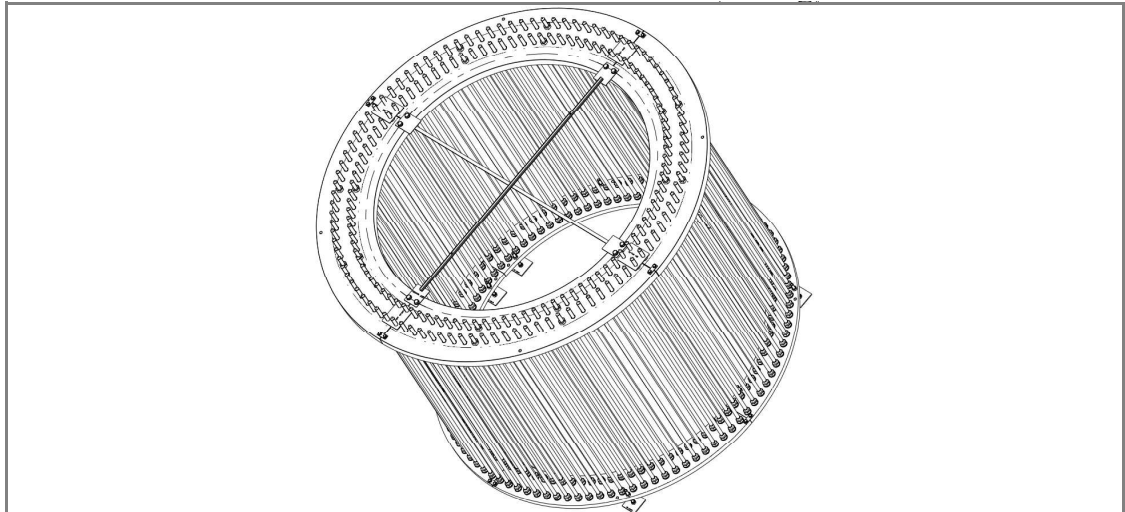


Abb. 11: Beispiel für einen Ankerkorb mit 4 x 50 Ankerbolzen

Tab. 1: Beispiel eines Standard-Ankerkorbs (ähnlich siehe Abb. 11)

WEA	Bezeichnung	Teile	Dicke [mm]	Abmessungen maximal [mm]	Gewicht maximal [t]
bspw. N149TS125 N133TS110	Lastverteilblech	4	130	außen Ø 4800	ca. 9,95
	Ankerplatte	4	80	außen Ø 4480	ca. 3,58
	Ankerbolzen	200	M42	L=3650	ca. 7,36
	Scheiben, Muttern, Kleinteile				ca. 0,5

Dieser Ankerkorb hat mit Transporthilfsmitteln ein Gewicht von ca. 21,5 t.

Tab. 2: Beispiel eines Ankerkorbs mit maximalen Abmessungen (ähnlich siehe Abb. 11)

WEA	Bezeichnung	Teile	Dicke [mm]	Abmessungen maximal [mm]	Gewicht maximal [t]
bspw. N149TS155	Lastverteilblech	4	120	außen Ø 5600	ca. 8,59
	Ankerplatte	4	50	außen Ø 5400	ca. 2,33
	Ankerbolzen	200	M42	L=3560	ca. 7,2
	Scheiben, Muttern, Kleinteile				ca. 0,5

Dieser Ankerkorb hat mit Transporthilfsmitteln ein Gewicht von ca. 18,7 t.

3. Anforderungen an die Zugangswege

3.1 Generelle Anforderungen

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

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

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



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

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

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

3.2 Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen

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

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

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

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

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

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

4. Belastungen

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

Fahrzeugaufkommen je Windenergieanlage

- bis zu 200 Fahrzeuge bei Stahlrohrtürmen (TS)
- bis zu 270 Fahrzeuge bei Hybridtürmen (TCS)
- ca. 15 bis 55 Standard- und Schwertransporter für den Auf- und Abbau des Krans (je nach Nabenhöhe)
- ca. 8 bis 12 Schwertransporter mit den Anlagenkomponenten (2 bis 6 für Turmsektionen, 3 für Rotorblätter, 3 für Maschinenhaus, Rotornabe und Triebstrang, sowie mehrere Standardtransporte für z. B. Schaltschrank, Kleinteile und Errichtungscontainer)
- maximale Zuglänge ca. 85 m für Rotorblatttransport und 49 m für Turmtransport
- erforderliche Lichtraumbreite auf öffentlichen Straßen, ab Baustelleneinfahrt: 6 m
- diverse Baufahrzeuge

Fahrzeuggewichte

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

4.1 Steigungen, Gefälle und vertikale Radien

4.1.1 Steigungen und Gefälle

Bei Einhaltung der in Kapitel 4.4 beschriebenen Oberfläche sollen Steigungen bei idealen Wege- und Wetterbedingungen von ca. 10 % (bei ungebundener Deckschicht) bzw. 12 % (gebundene Deckschicht/Asphalt) grundsätzlich nicht überschritten werden. Bei stärkeren Steigungen ist grundsätzlich mit Nordex Rücksprache zu halten.

Bei Rückwärtsfahrten können mit Ausnahme der Rotorblatttransporte 2 % Steigung ohne zusätzliches Equipment (Zug- / Schubfahrzeuge) bewältigt werden. Die Rotorblattfahrzeuge können technisch bedingt nur in ebenem oder abfallendem Gelände rückwärts fahren.

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

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

4.1.2 Vertikale Radien

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

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

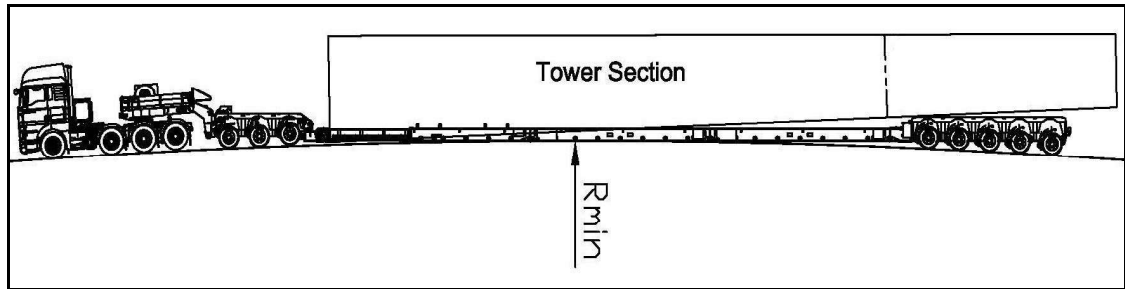


Abb. 12: Vertikaler Radius Kuppe

WEA-Typ	$R_{\min}(m)$
N149	400
N133	375

4.1.3 Lichtraumprofil auf gerader Strecke

H	Lichtraumhöhe	ca. 5,00 - 6,80 m (je nach Anlage und Transporttechnik)
W	Lichtraumbreite	6,00 m

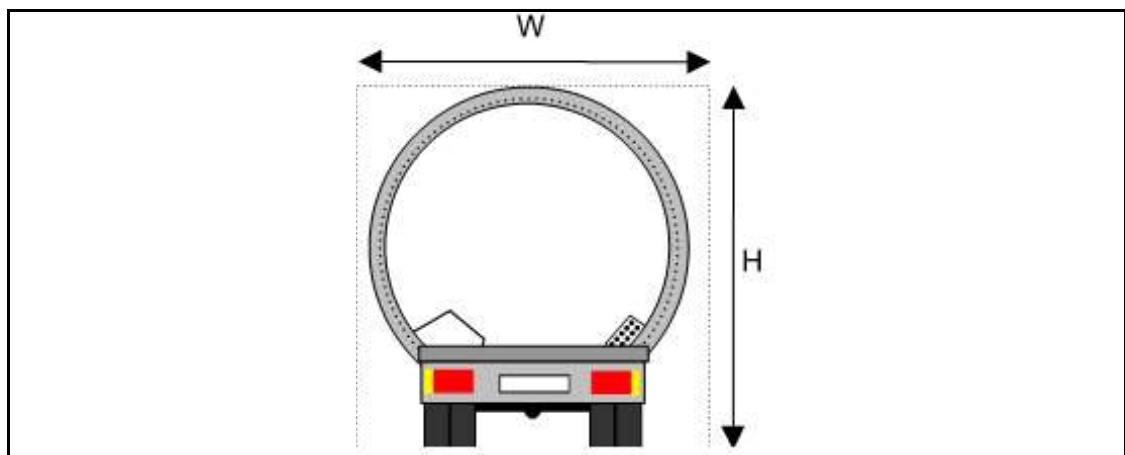


Abb. 13: Lichtraumprofil

Die Lichtraumhöhe auf öffentlichen Straßen beträgt in der Regel brückenbedingt ca. 4,5 m. Innerhalb der Baustellenzuwegung ist projekt- bzw. standortbedingt eine Lichtraumhöhe von 5 m bis 6,80 m und eine Lichtraumbreite von mindestens 6 m zu gewährleisten.

Sollte der Einsatz, der bis zur Baustelleneinfahrt verwendeten Transporttechnik aufgrund lokaler Gegebenheiten (Topographie, Streckenführung, Hindernisse) auf der internen Baustellenzuwegung nicht möglich sein, so können Komponenten bei Bedarf auf andere Transporttechnik umgeladen werden, die die Lieferung zur Kranstellfläche ermöglichen. Der Einsatz von zusätzlichem adäquaten Equipment sowie Spezialtransportequipment ist nicht im Standard Liefer- und Leistungsumfang von Nordex inbegriffen. Jegliche in diesem Zusammenhang entstehenden Mehrkosten werden gesondert verrechnet. Die für solche Zwecke notwendigen Krankapazitäten und baustellennahen bzw. -internen Umladeflächen sind mit Nordex im Vorwege abzustimmen. Ein entsprechendes Liefer-, Umlade- und Lagerkonzept wird unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und möglicher umsetzbarer Maßnahmen ausgearbeitet. In diesem Fall sind 6 m Lichtraumprofil (Höhe) Mindestvoraussetzung.

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

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



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

Spannung	Sicherheitsabstand (nach EN 50110 oder vergleichbarer landespezifischer Norm) zu Stromleitungen
bis 1 kV	0,3 m
bis 110 kV	2 m
bis 220 kV	3 m
bis 380 kV	4 m

4.2 Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter

4.2.1 Kurven

Im folgenden sind Beispiele für benötigten Platz für Anlagenkomponenten der Anlagen Nordex N133 und N149 in verschiedenen Kurven aufgeführt. Die gezeigten Beispiele gelten für Links- und Rechtskurven.

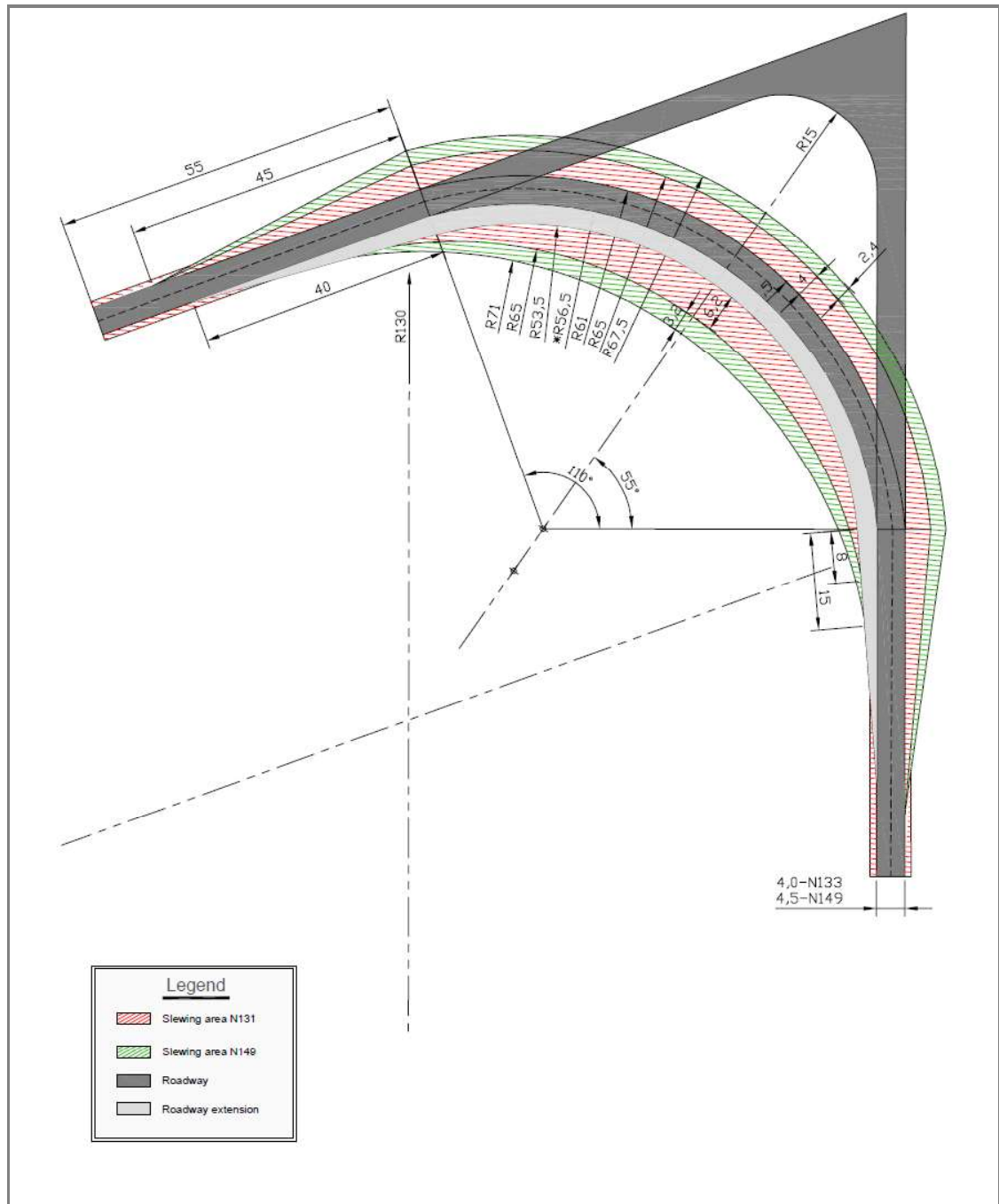


Abb. 14: Minimaler Ausbau 70°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

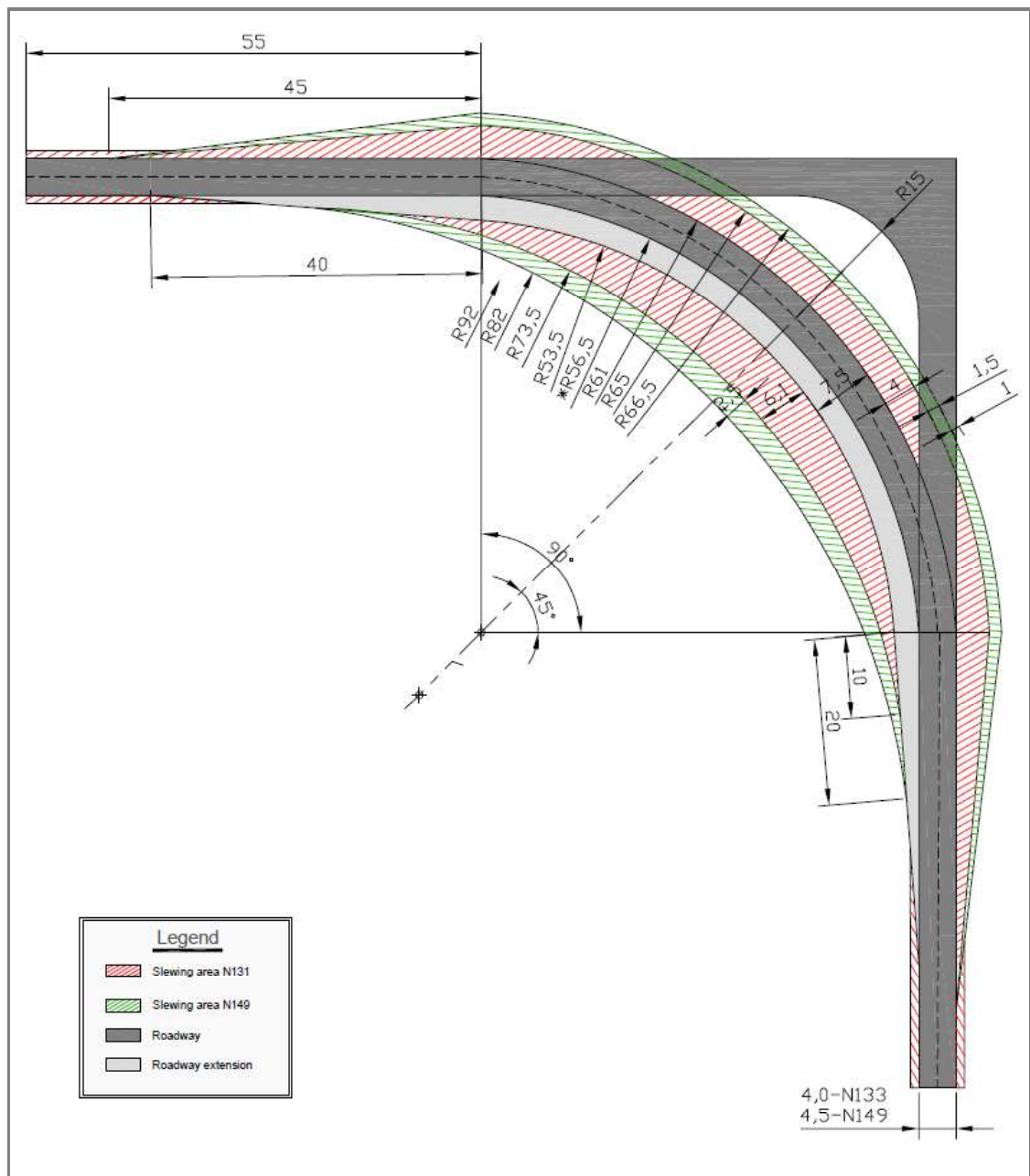


Abb. 15: Minimaler Ausbau 90°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

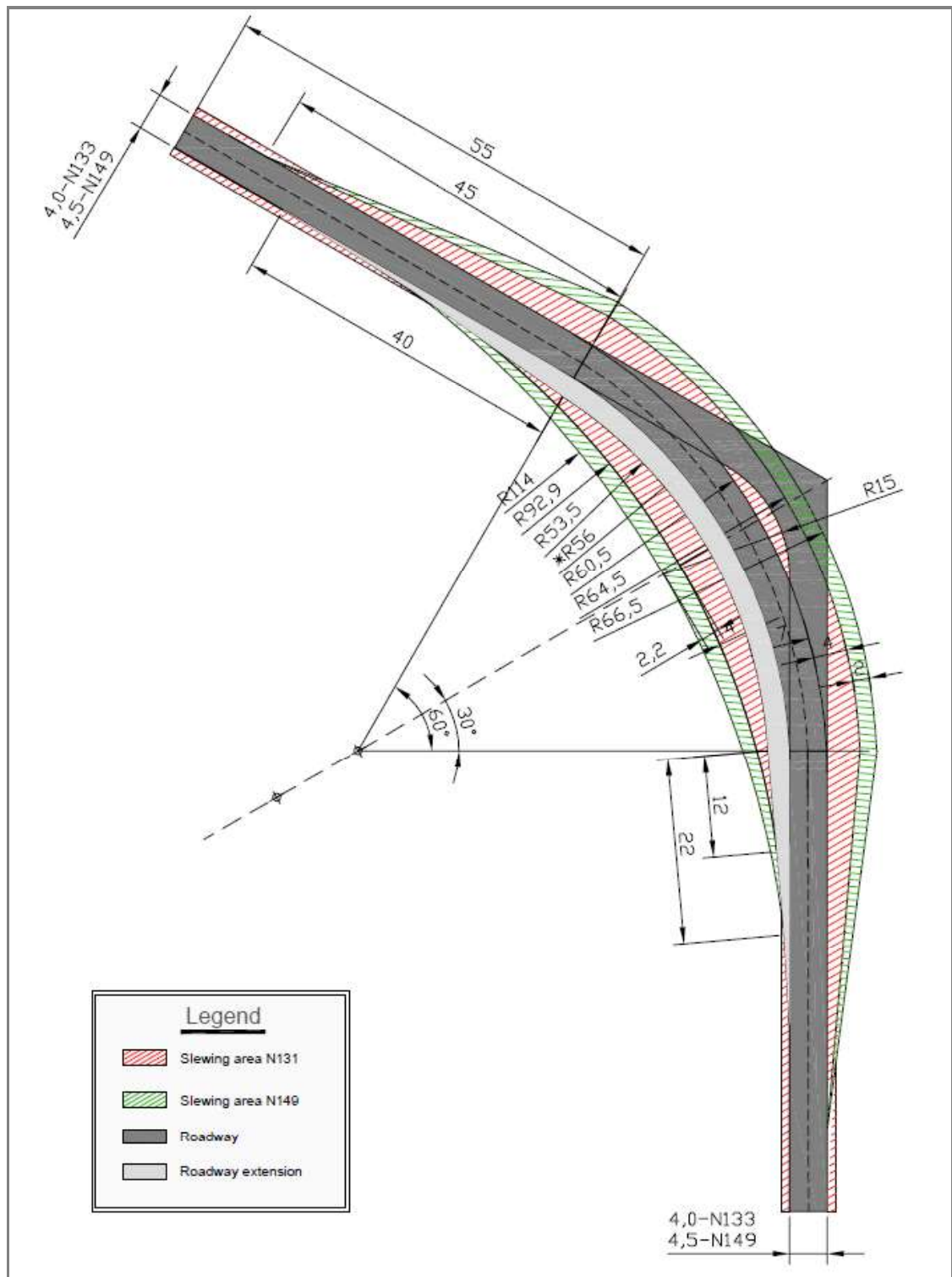


Abb. 16: Minimaler Ausbau 120°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe



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

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

Der überschwenkte Bereich im Kurveninnenradius (gestrichelt dargestellt) muss frei von Hindernissen sein und darf max. 20 cm über dem Fahrbahnniveau der befestigten befahrbaren Fläche liegen. Der äußere Überschwenkbereich wird in einer Höhe von mind. 150 cm überstrichen.

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

Die maximale Neigung bzw. Gefälle in Kurvenradien/Kurvenbereich beträgt $< 2\%$. Der Ausbau einer Kurve mit Neigung/Gefälle hat so zu erfolgen, dass keine Fahrbahnabstufungen vorhanden sind, um ein Aufsetzen der Komponenten oder Bodenkontakt zu verhindern. Der Bereich von 75 m vor bis 75 m nach dem Scheitelpunkt wird in diesem Fall als Kurvenbereich bezeichnet und ist als in sich ebene Fläche auszubauen.



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

4.2.2 Wendemöglichkeit und Trichter

Je nach Projektgröße und Zuwegungssituation sollten an strategischen und zentral gelegenen Knotenpunkten oder vorzugsweise auch an Zufahrten zu einzelnen Anlagen, Doppeltrichter zum Wenden oder Drehen der Fahrzeuge, ausgebaut werden, möglichst jedoch ein Wendetrichter. Die Dimensionen sind hierbei den Vorgaben für die 90°-Kurve zu entnehmen, siehe Abb. 15.

Der Ausbau eines Doppel- oder Wendetrichters ist notwendig, um ein Wenden der Fahrzeuge und das Verlassen der Baustelle vorwärts fahrend zu ermöglichen. Mit strategischen Knotenpunkten ist hierbei gemeint, dass die Trichter so zu platzieren sind, dass Rückwärtsfahrten über 500 m vermieden werden sollten, da sie zeitintensiv sind und sich negativ auf den internen Baustellenverkehr sowie auf den Errichtungsprozess auswirken. Ferner müssen im Speziellen die Rotorblätter montagebedingt linksseitig der WEA, mit der Blattwurzel Richtung WEA angeliefert werden. Sofern dies nicht möglich ist müssen die Rotorblattfahrzeuge gedreht werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei Rückwärtsfahrten keine Steigungen bewältigt werden können, siehe Kapitel 4.1.1. Das Transport- und Errichtungskonzept ist individuell vor Ort abzustimmen.

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

so ist der Trichter um je 4,5 m je Fahrzeug zu verbreitern. Standortbedingt sollte überprüft werden, ob der Ausbau aller vier Kurventrichter im Kreuzungsbereich notwendig und/oder sinnvoll ist.



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

4.2.3 Wegebau

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

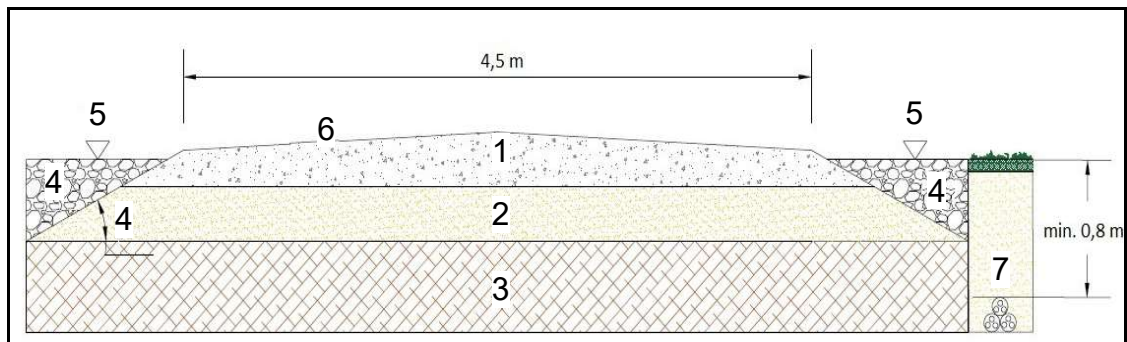


Abb. 17: Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

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

- Nach erfolgter Herstellung der Wege müssen Qualitätsprüfungen entsprechend Kapitel 4.2.6 erfolgen.
- Kabelgräben sind lediglich seitlich entlang der Zuwegung in entsprechender Tiefe auszubauen. Sofern Kabel die Zuwegung queren müssen sind an den entsprechenden Stellen Leerrohre zu verlegen. Das Einbetten sowie das Verfüllen der Kabelgräben hat mit adäquatem Material in entsprechender Bauweise gemäß Nordex Anforderungen zu erfolgen.
- Auf geraden, ebenen Streckenabschnitten (projektspezifisch) ist eine befahrbare Breite von 4,5 m ausreichend. Diese darf nicht unterschritten werden. Ansonsten gelten die angegebenen Mindestanforderungen. Hierbei gilt, dass die Seitenbereiche der Fahrbahn tragfähig sind und mit einem minimalen Böschungswinkel von 1:2 konstruiert wurden. Der Lastabtragungswinkel ist unbedingt einzuhalten.

- Einsatz von Ziegel- oder Betonbruch (frei von sonstigem Bauschutt) als Alternative für Schotter für die Trag- und Deckschicht denkbar.
- Asphaltierte/betonierte Bestandswege mit einer geringeren befahrbaren Breite als oben genannt müssen einseitig auf die entsprechende Breite ausgebaut werden.
- Kies- und Schottertragschichten können aus Baustoffgemischen der Körnungen 32 mm, 45 mm oder max. 56 mm bestehen. Im Lieferzustand darf der Feinanteil ($< 0,063$ mm) max. 5 % betragen, im eingebauten Zustand 7 %.
- Maschinelle Verdichtung des anstehenden Untergrundes sowie aller Schichten für spätere Schwertransporte.
- Ebene Straßenoberflächen.
- Bei Ausbau der Zuwegung in Hanglage ist es je nach Böschungswinkel, Böschungstiefe (über 0,5 m) sowie tragfähigem Unterboden erforderlich einen zusätzlichen Schutzstreifen von bis zu max. 2 m zusätzlich zur Fahrbahnbreite auszubauen. Die Fahrbahnkante ist in diesem Fall durch Reflektoren kenntlich zu machen. Die Breite des erforderlichen Schutzstreifens ist im Vorwege mit Nordex sowie einem Baugrundgutachter abzustimmen.
- Einwandfreie Entwässerung der Zuwegung muss an jeder Stelle gewährleistet sein (Quergefälle 1 bis 2 %).
- Einwandfreie Wasserführung, z. B. in seitlichen Gräben bzw. bei Kreuzung der Zuwegung in Rohren darunter, muss gewährleistet sein, um Unterspülungen, Auswaschungen, Hohlraumbildung sowie Geländerutsche dauerhaft zu verhindern.
- Sollten Streckenabschnitte der internen Baustellenzuwegung auf gleichem Höhenniveau bzw. unter dem Höhenniveau der umliegenden Felder, Acker etc. liegen muss für entsprechende Drainage/Entwässerung der Wege gesorgt werden.
- Vor Baubeginn ist eine detaillierte, projekt- und standortspezifische Ausführungsplanung der Zuwegung notwendig. Dabei müssen die detaillierten Anforderungen seitens des Statikers, des Bodengutachters, des Fuhrunternehmers und von Nordex berücksichtigt werden. Bei Nichtumsetzung der erforderlichen Maßnahmen kann es zum zeitlichen Verzug und Mehrkosten für den Einsatz anderer, adäquater Transporttechnik kommen.
- Zuwegung und Kranstellfläche müssen bei allen zu erwartenden Wetterbedingungen und über die gesamte Bauzeit für Schwerlastfahrzeuge die notwendige Tragfähigkeit und Befahrbarkeit aufweisen. Mögliche Beschädigungen der Straßenoberflächen sind umgehend durch den Auftraggeber zu beseitigen.
- Raupenkrane erfordern ggf. eine besondere Auslegung von Transport- und Verfahrwegen. Es können Spurbreiten bis zu 12 m erforderlich sein.
- Sollte sich die Fahrbahnoberfläche durch die Bauweise nicht oder nur wenig von dem umliegenden Gelände unterscheiden lassen, muss die Fahrbahn durch Reflektoren in 25 m Abständen auf geraden Streckenabschnitten kenntlich gemacht werden, in Kurvenbereichen in 5 m Abständen.

4.2.4 Ausweichflächen

Ausweichflächen dienen ankommenden und bereits entladenen Fahrzeugen als Parkfläche und als Ausweichfläche für entgegenkommende Fahrzeuge. Diese Ausweichflächen sollen eine permanente Erreichbarkeit der Montageflächen während der Liefer- und Errichtungsphase gewährleisten und während der gesamten Bauphase Verkehrsbeeinträchtigungen verringern. Die Positionierung dieser Flächen ist individuell für jedes Projekt mit Nordex abzustimmen.

Die nachfolgenden beiden Darstellungen zeigen einen beispielhaften Ausbau der Park- und Ausweichflächen. Diese Flächen können temporär mit Schotter ausgebaut oder mit befahrbaren / verschraubbaren Platten ausgelegt werden. Die Seitenneigung darf 2 % nicht überschreiten. Je nach Auslegung der parkinternen Infrastruktur können die Park- und Ausweichflächen in die Hilfskranflächen (Kranstellflächenbereich für die Montage des Kranauslegers) integriert werden, siehe Abb. 18 bis Abb.22. Ausweichflächen sollten so angeordnet werden, dass diese unter anderem für Leerfahrzeuge als Ruhezeiten zu verwenden sind.

Grundsätzlich ist mindestens eine Ausweichfläche/Parkfläche nahe der Windparkeinfahrt zu planen, so dass ankommende Schwertransporte die öffentliche Straße verlassen können und bei Tagesanbruch/Arbeitsbeginn einzeln zu dem jeweiligen WEA-Standort geleitet werden können.

Bei längeren einspurigen Hauptzufahrten (ab ca. 750 m) sollten alle 500 m Ausweichflächen (Parkbuchten) mit den Längen $L=90$ m (N149) bzw. $L=80$ m (N133) zusätzlich zu der bestehenden Hauptzufahrtsstraße geschaffen werden, sodass entgegenkommende Fahrzeuge ausweichen können. Dies gilt für alle Fahrzeuge.

Standort- und zuwegungsbedingt müssen bei Zuwegungen zu den Montageflächen, bei denen die Zufahrt als An- und Abfahrt dient (Sackgasse), Ausweichflächen einseitig, längsseitig mit den Dimensionen $L=240$ m zusätzlich zu den bestehenden Wegen geschaffen werden. Damit wird z. B. Rettungsfahrzeugen die hindernisfreie Zufahrt während der Errichtungs- und Anlieferungsphase ermöglicht.

Für den Fall, dass die Zufahrt zum WEA-Standort kürzer ist als die geforderte Länge der Ausweichfläche, kann die Länge in bis zu zwei Abschnitte geteilt werden und z. B. links und rechts von der Zufahrt verlaufen. Die Verlängerung einer Zufahrt hinter bzw. an der Montagefläche vorbei ist lediglich für eine Fahrzeuglänge (ca. 90 m) zu empfehlen.

Es muss sichergestellt werden, dass eine Parkmöglichkeit mit direkter Anbindung an den WEA-Standort für mindestens 3 Blattfahrzeuge gegeben ist.

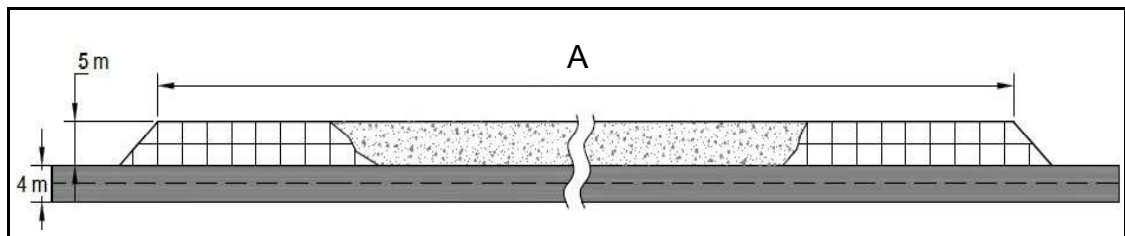


Abb. 18: Normale Ausweichflächen (ohne Integration in Hilfskranflächen)

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: 3 x 90 m oder 270 m

N133: 3 x 80 m oder 240 m

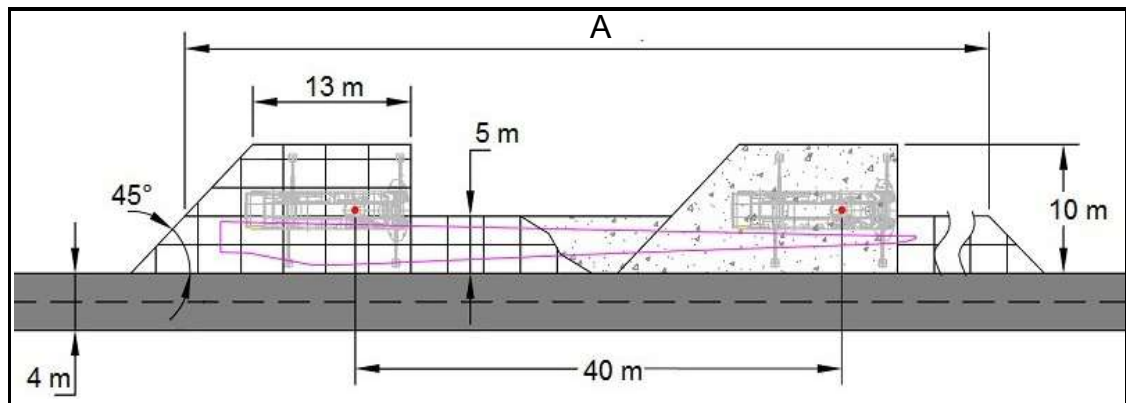


Abb. 19: Ausweichflächen mit Integration in Hilfskranflächen

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: 2 x 120 m oder 240 m

N133: 3 x 80 m oder 240 m

4.2.5 Lagerflächen und Baubüro

Folgende Skizze zeigt eine allgemeine Darstellung eines Nordex-Baustellenbüros, das projektspezifisch zu erstellen ist:

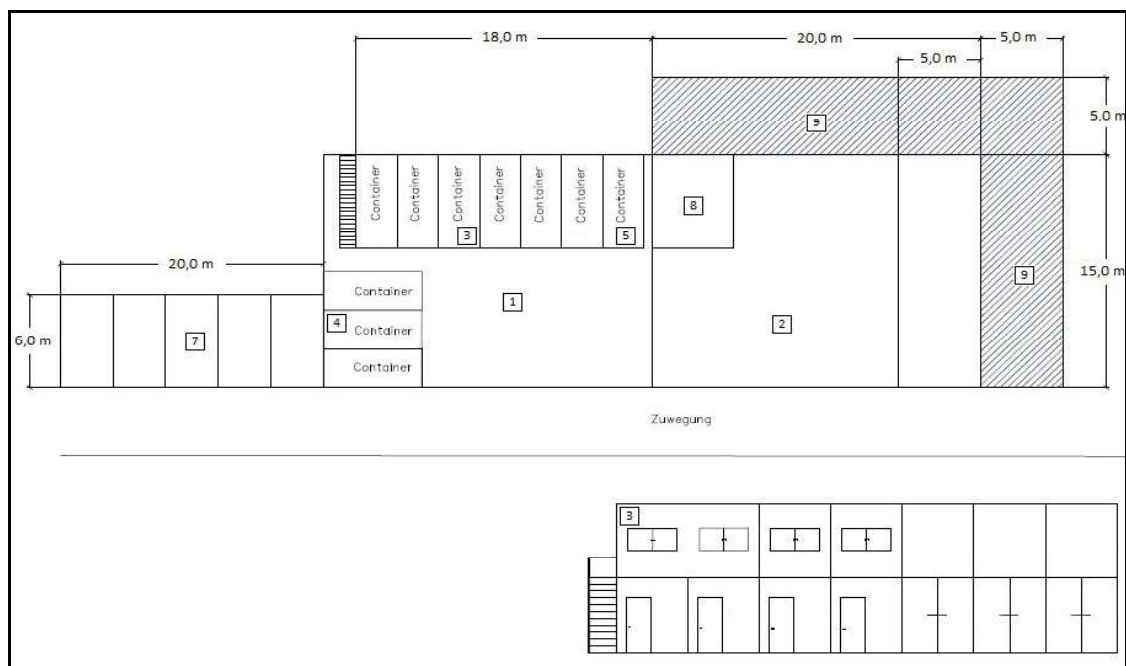


Abb. 20: Nordex Baustellenbüro (Beispiel)

- | | |
|-----------------------------------|--|
| 1 Bürofläche & Sammelplatz | 2 Lager-/Umschlagsfläche für Kleinkomponenten & Material |
| 3 Containerdorf - zwei Etagen | 4 Container - Errichtungsteam/Kranteam & Optional |
| 5 Lagercontainer Gefahrenstoffe | 6 Treppenaufgang Containerdorf |
| 7 Parkfläche PKW | 8 Lagerfläche für Tankanlage & Müllcontainer |
| 9 Erweiterungsfläche mehr als WEA | 10 |

Anforderungen für die Bürofläche

- Fläche muss außerhalb des Gefahrenbereiches (Anlagenhöhe +30 m) liegen.
- Die Lage sollte im Bereich der Windparkeinfahrt (Hauptzufahrt) auf einem geraden Streckenabschnitt sein, an dem alle Transporte in den Windpark einfahren (Einfahrkontrolle, An-, Abmelde- und Lotsenpunkt).
- Der Ausbau erfolgt in gleicher Bauweise wie die Zuwegung (siehe Kapitel 4 "Belastungen").
- Bereich der Bürofläche kann mit einer Neigung von bis zu 2 % ausgebaut werden.
- Die gesamte Bürofläche ist für die gesamte Projektphase temporär auszubauen und kann nach erfolgter Inbetriebnahme des Windparks zurückgebaut werden.

Eine Fläche von mind. 720 m² ist durch den Auftraggeber zur Verfügung zu stellen um folgende Einrichtungen unterzubringen:

- Nordex Büro 20-ft-Container
- Büro-Ausführungsfirma 20-ft-Container
- Meeting-Büro 20-ft-Container
- Generator mit Auffangfläche
- Recycling
- Freie Fläche für Material auf EU Paletten (14 m x 2,5 m)
- Toilette
- Freie Fläche für Material (Bei Bedarf umzäunt (Empfehlung): 14 m x 2,5 m)
- 4 x 20-ft-Material-Container (2 x für Material/1 x für Kabel/1 x um Material trocken und beheizbar zu lagern)
- Mindestens acht Stellplätze für PKW

4.2.6 Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen

Folgende minimal erforderliche Qualitätsprüfungen von Zuwegungen und Kranstellflächen in Form eines Bodengutachtens inkl. Tragfähigkeits- und Grundbruchnachweis müssen vom Auftraggeber ausgeführt werden und Nordex spätestens vier Wochen vor Beginn der Anlieferung eingereicht werden:

Qualitätsprüfungen	Mindestanzahl / Bemerkungen
Verdichtungsgrad D_{pr} nach DIN 18127 (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Zuwegungen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	1 Test alle 500 m
Verdichtungsgrad D_{pr} nach DIN 18127 (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Kranstellflächen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	4 Tests pro Kranstellfläche
Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Zuwegungen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	3 Tests (alle 5000 m ²)
Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Kranstellflächen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	2 Tests pro Kranstellfläche

*Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

- $Ev2 \geq 100 \text{ MN/m}^2$ und $Ev2/Ev1 \leq 2,3$
- Wenn der $Ev1$ -Wert bereits 60 MN/m^2 erreicht, dann sind auch höhere Verhältnisswerte $Ev2/Ev1$ zulässig.

Die Ergebnisse aller Versuche sind umfassend zu dokumentieren und in tabellarisch und grafisch aufbereiteter und sauberer Form anzufertigen und zur Einsichtnahme für Nordex vorzuhalten. Die Prüfpunkte sind lage- und höhenmäßig in Plänen darzustellen. Das Schichtenverzeichnis der Zuwegungen und Kranstellflächen ist ebenso sauber darzustellen.



Während des Wartungsbetriebes ist die Tragfähigkeit an der Zuwegung sowie der Kranstellflächen in regelmäßigen Abständen gemäß der o. g. Qualitätsprüfungen zu überprüfen und nachzuweisen. Bei einem erforderlichen Komponententausch sind die Qualitätsprüfungen inkl. der Nachweiserbringung vor Transportbeginn durchzuführen. Eventuelle Ausbesserungsmaßnahmen müssen vor Beginn der Kranmobilisierung durchgeführt sein.

4.3 Reibseilabspannung

Während der Montage bzw. Demontage von Stahlrohrtürmen sind ausreichende Flächen für die Installation einer Reibseilabspannung vorzusehen und zur Verfügung zu stellen. Es sind zwei Abspannungen in einem Winkel von 90° zueinander je Turm erforderlich. Für die Gestelle, zur Führung der Seile, sind zwei ebene Flächen zuzüglich einer 4 m breiten wurzelstockfreien Zufahrt in definierten Bereichen notwendig. Diese müssen mindestens $3 \times 3 \text{ m}$ groß (Lichtraumprofil $10 \times 10 \text{ m}$) sein.

Standortspezifisch wird ausgewählt welche dieser Positionen nicht mit den Hebeplänen kollidiert. Wird z. B. die Gondel um 180° gedreht, sodass die Nabe von der Kranstellfläche aus gesehen hinter dem Turm positioniert ist, muss das mit dem lokalen Kranunternehmen abgestimmt sein.

Nach Prüfung und Freigabe durch Nordex können projektspezifisch abweichende Vorgaben möglich sein.

Tab. 3: Abspannradien der Stahlrohrtürme

Turm	Abspannradius [m]
N133/4.X TS78-00	38
N149/4.X TS105	45
N149/4.X TS108-US	45
N133/4.X TS100-00	48
N133/4.X TS110	45
N149/4.X TS125-01	55
N133/4.X TS125-02	55
N149/4.X TS145	65
N149/4.X TS145-01	55
N149, N133/4.X TS135	45
N149/4.X TS155	65

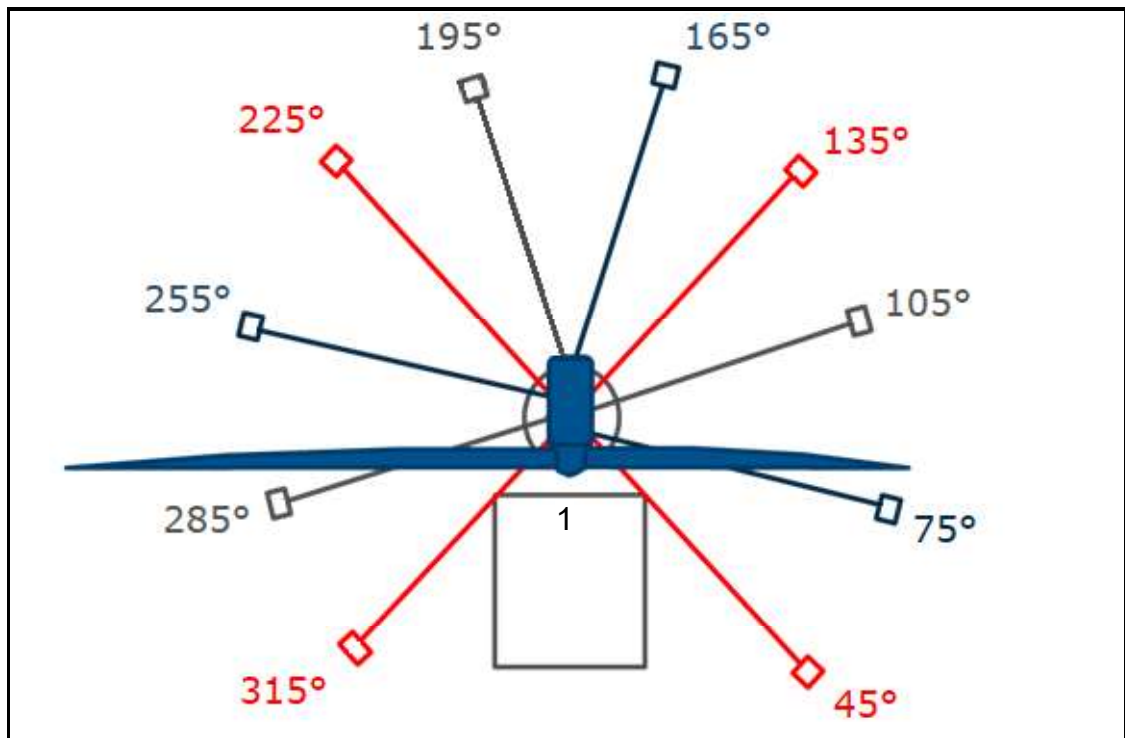


Abb. 21: Draufsicht, allgemeiner Fall, Aufstellvarianten für Gestelle, Kranstellfläche (1)

4.4 Öffentliche Straßen

Grundsätzlich ist der Auftraggeber verantwortlich für eine Zuwegung vom Zielhafen bzw. einer geeigneten Autobahnabfahrt bis zur Baustelle. Auch ggf. erforderliche bauliche Maßnahmen sind durch den Auftraggeber zu planen, genehmigen zu lassen und durchzuführen.

Nordex kann hierbei bei der Erstellung von Machbarkeitsstudien und der Benennung erforderlicher Baumaßnahmen behilflich sein. Hierzu kann es, je nach Komplexität der Zuwegung erforderlich sein, frühzeitig eine Probegenehmigung zu beantragen, eine Schleppkurvensimulation auf Basis einer 3D-Analyse oder einen „Dummy Run“ vor Beginn der Schwertransporte durchzuführen.

5. Krananforderungen

Zur Errichtung der Windenergieanlage werden ein Hauptkran und mindestens ein Hilfskran benötigt. Der Hilfskran muss vor, während und nach der Errichtung mehrfach die Position wechseln können. Die Mindesttragkraft (Hakenlast) für die Module auf den entsprechenden Höhen siehe Kapitel 2, Gewichte der Module.

Die erforderliche Hakenhöhe beträgt Nabenhöhe + 14 m.

Die Zwangsauslage des Hauptkrans beträgt 15-30 m (je nach Krantyp).

Die Zwangsauslage des Hilfskrans beträgt 6-12 m (je nach Krantyp).

6. Kranstellfläche

Die Kranstellfläche muss gemäß der lokalen Gegebenheiten und Krantechnik geplant und angepasst werden. Die Kranstellfläche muss der Flächenpressung der Kranstützen und der Kettenfahrzeuge standhalten. Die Größe der Flächenpressung richtet sich nach dem max. Gewicht der Komponenten und der Größe des verwendeten Krans (Mobilkran, Raupenkran) und muss mindestens 250 kN/m² betragen.

Die Kranstellfläche muss über die gesamte Fläche eben sein, darf kein Gefälle aufweisen und ist so zu planen, dass der Höhenunterschied zwischen Stellfläche und Fundamentoberkante gemäß dem jeweiligen anlagenspezifischen Schalplan ausgebaut wird. Sollte dieser Wert überschritten werden, kann der Einsatz größerer, kostenintensiverer Krantechnik erforderlich sein.

Bei Hybridtürmen ist der Übergang (Auffahrrampe, siehe Abb. 27) zwischen Kranstellfläche und dem verfüllten Fundament mit einer Steigung von maximal 10° in geschotterter Bauweise mit einer Tragfähigkeit von 120 kN herzustellen, sodass Baustellenfahrzeuge den Fundamentbereich montagebedingt befahren können. Die Rampe ist so anzusetzen, dass der Hauptkran uneingeschränkt arbeiten kann und die Rettungswege ebenfalls uneingeschränkt erhalten bleiben. Bei Stahlrohrtürmen kann alternativ anstelle der Rampe ein Aufgang ausgebaut werden, siehe Abb. 25 und Abb. 26.

Im Kranstellflächen-, Aufbau- und Arbeitsbereich (u. a. Lichtraum) des Krans dürfen keine Hindernisse stehen, die den Aufbau und den Betrieb des Kranes stören (siehe folgende Zeichnungen). Für den Betrieb des Kranes müssen besonders die Länge der Rotorblätter sowie die Fläche zur Montage des Kranauslegers beachtet werden.

Aushub/Abraum ist lediglich hinter dem Fundament (siehe Abb.22) oder außerhalb der dargestellten Montage-, Lagerflächen und Kurvenbereiche samt Überschwenkbereiche (siehe Kapitel 4.2.1) zu lagern.

Um einen Schmutzeintrag in die Windenergieanlage zu vermeiden, muss ein Zugang in geschotterter Bauweise von der Kranstellfläche zum Fundament (WEA-Tür) hergestellt werden. Direkt um das Fundament herum muss ein begehbare Arbeitsraum von ca. 2 m Breite vorhanden sein. Das Maschinenhaus darf nur auf der Kranstellfläche oder, unter Verwendung von Baggermatten/Holzunterlagen, auf geeignetem, tragfähigem Boden abgestellt werden.

Für die Montage des Kranauslegers bei Gittermastkränen ist eine lange mit 8 t befahrbare, ebene Aufbaufläche mit einer Mindestbreite von 5 m notwendig. Diese muss geschottert oder mit verschraubbaren Platten ausgelegt sein und die Mindestlänge ist abhängig von der Turmhöhe in den folgenden Beispielen dargestellt. Parallel zu der gesamten Länge muss ein Hilfskran rangieren können. Bei Abweichung (Im Speziellen bei einer Aufbaufläche im negativen Bereich/bei abfallendem Gelände) ist die Montage des Kranauslegers nur mit zusätzlichem Equipment möglich (Spezielle Unterbaugestelle, größere Hilfskrane, Hubsteiger, etc.). Dieses Zusatzequipment ist nicht im Standard Liefer- und Leistungsumfang von Nordex enthalten. Entstehende Mehrkosten werden separat verrechnet.

Bedingt durch die Errichtung gehen die Montagebereiche über die befestigten Flächen der Zuwegung und der Kranstellflächen hinaus. Diese Flächen sind gestrichelt dargestellt und als Schneisen oder Lagerflächen gekennzeichnet.

Projektspezifisch besteht die Möglichkeit, dass die Kranstellflächen den individuellen Standortbedingungen angepasst werden. Unter Verwendung adäquater Kran-, Transport- und Montagetechnik können Flächenbedarfe optimiert werden. Jegliche Abweichungen zu den nachstehend aufgeführten Beispielen für Kranstellflächen

können Mehrkosten verursachen. Individuelle Änderungen/Transport-, Montage- und Krankonzepte sind unbedingt schriftlich im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Um einen reibungslosen Montageablauf zu gewährleisten, müssen an allen Kranstellflächen Ablageflächen für alle Komponenten eingeplant/vorgehalten werden. Jede Abweichung hiervon führt zu höheren Logistikkosten durch zusätzlichen Aufwand. Ferner ist jede Abweichung hierzu im Vorwege individuell mit Nordex abzustimmen.

ACHTUNG: Im Bereich der Auslegermontagefläche dürfen keine Komponenten abgelegt werden, die ein abrupt erforderliches Ablegen des Kranauslegers beeinträchtigen.

An Waldstandorten oder topografisch anspruchsvollen Standorten an denen keine Lagerflächen ausgebaut werden können, muss mindestens eine zentrale Fläche vorgehalten werden, an der das Ablegen von Komponenten (Rotorblätter und/oder Turmsektionen) möglich ist. Die Befestigungsmaßnahmen für die Hilfskranflächen können in geschotterter Bauweise oder temporär mit verschraubbaren Platten erfolgen. Alternativ müssen zwei Kranstellflächen so ausgelegt sein, dass Turmsektionen sowie Rotorblätter auf der Kranstellfläche und/oder im Bereich der Auslegermontagefläche abgelegt werden können. In diesen Fällen ist durch den höheren logistischen Aufwand mit höheren Kosten zu rechnen.

Es ist Platz für mindestens zwei Nordex-Errichtungscontainer vorzuhalten (für Stromgenerator und Werkzeug) sowie weitere Stellflächen für einen Nordex-Materialcontainer, zum Zwischenlagern von Material, für Müllcontainer, Aufenthaltscontainer, Baufahrzeuge etc.

Die Zuwegung zur Windenergieanlage muss grundsätzlich für Rettungs-, Montage- und Baustellenfahrzeuge frei gehalten werden. Die Rettungsgassen müssen gemäß den nachfolgenden Beispielen für Kranstellflächen ausgebaut sein. Ein belastbares Rettungswegekonzept ist vor Baubeginn vorzulegen.

Folgende Beispiele zeigen eine beispielhafte Kranstellfläche für Wald bzw. offenes Gelände und Anlagen bis 170 m Turmhöhe. Die konkreten Anforderungen sind aufgrund der Ergebnisse einer Ortsbegehung festzulegen.

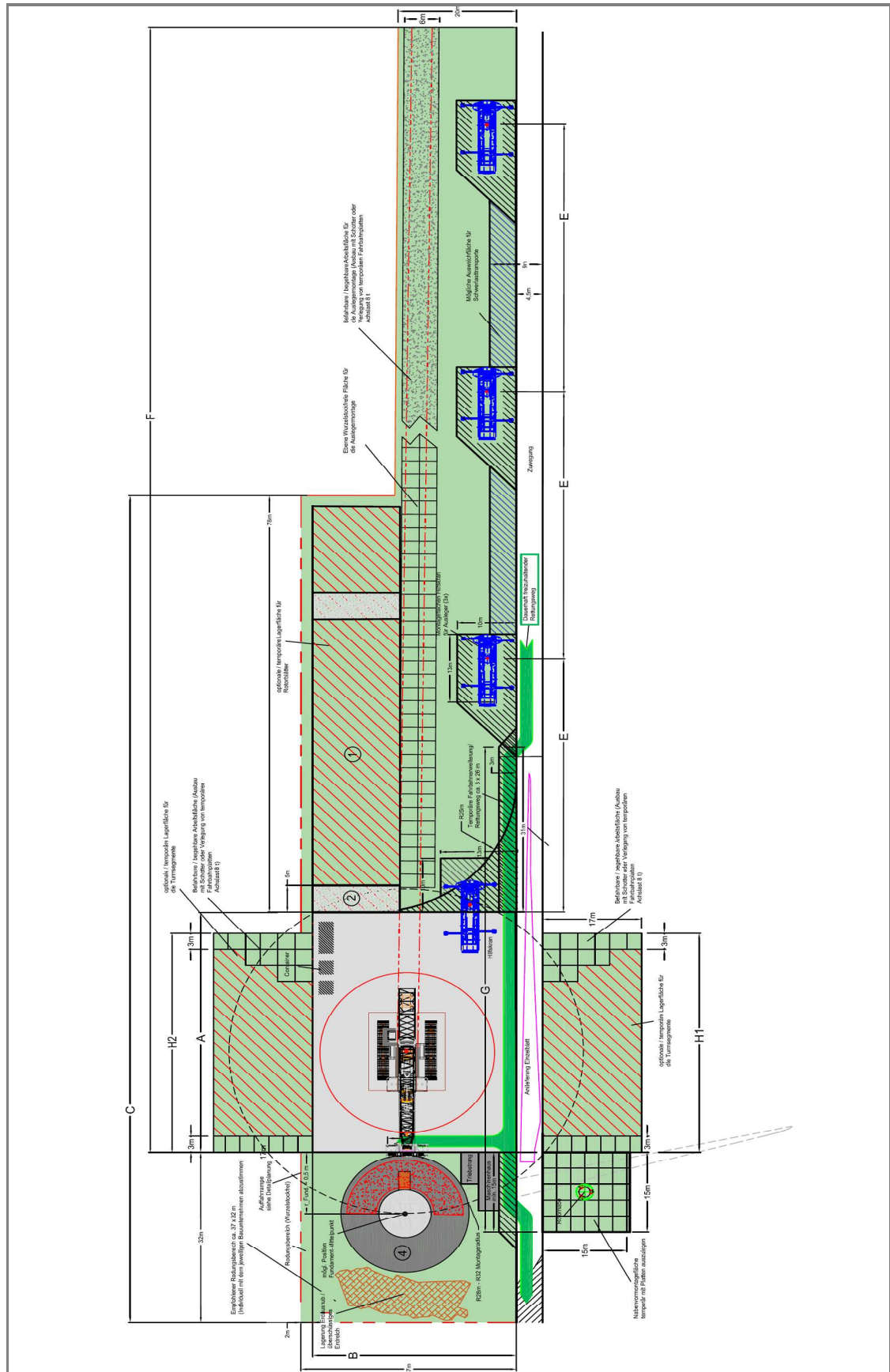


Abb. 22: Anforderungen an die Kranstellfläche Offenlandstandort bis max. 170 m

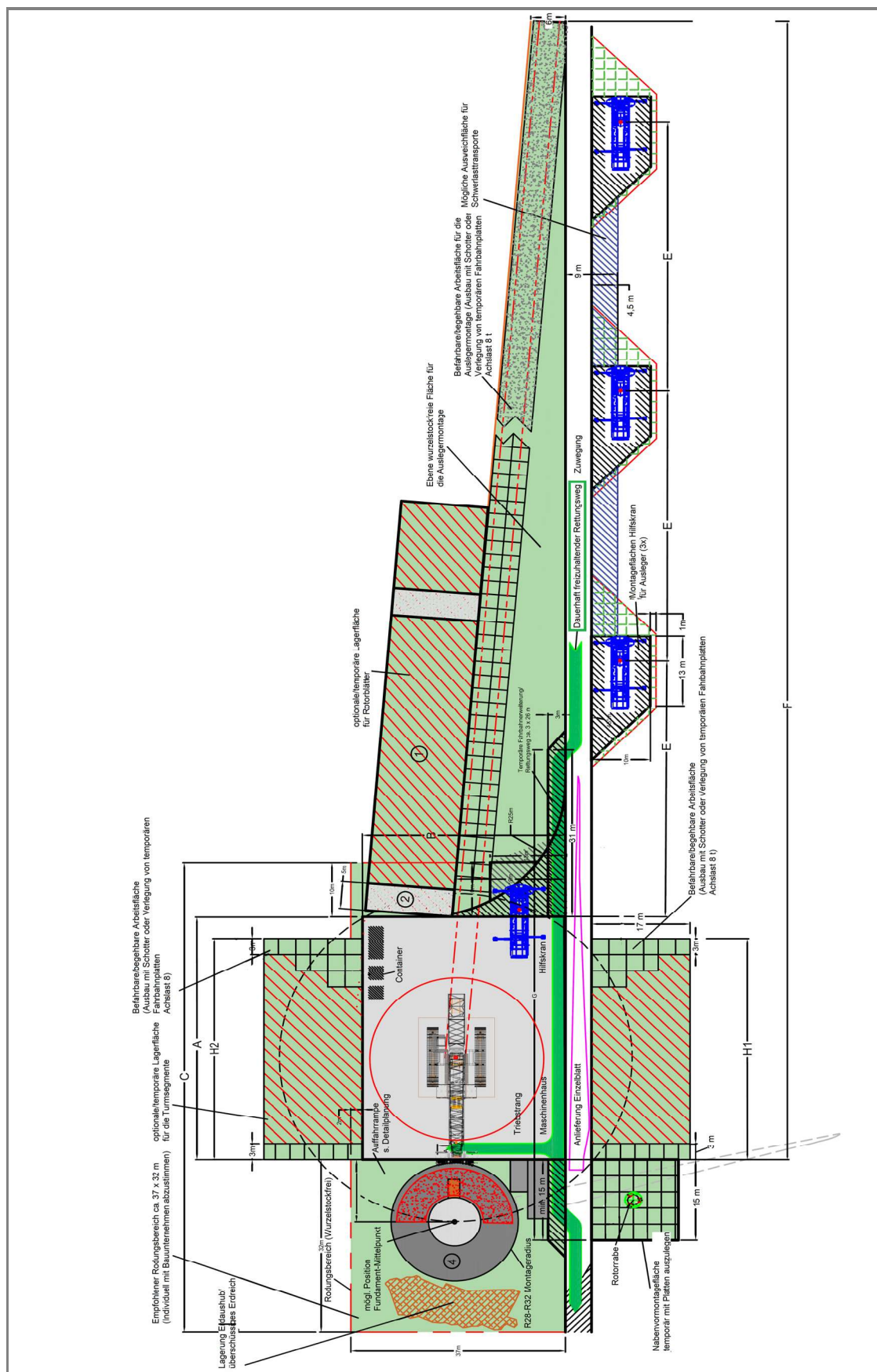


Abb. 23: Anforderungen Kranstellfläche Wald bis max. 170 m Nabenhöhe

Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Stahlrohrturm

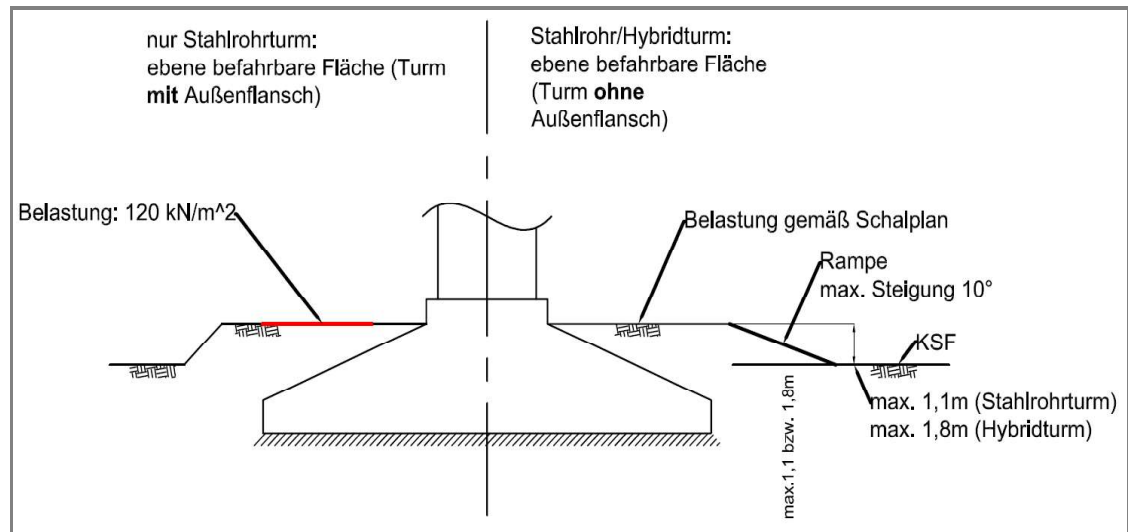


Abb. 24: Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Turm, Seitenansicht

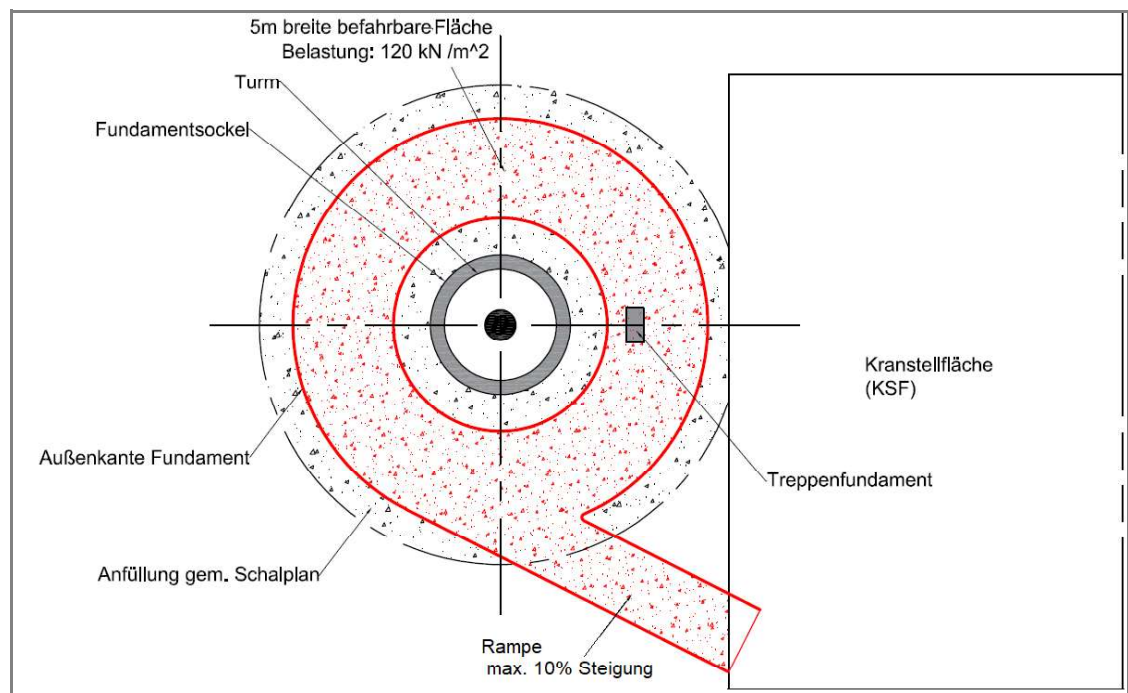


Abb. 25: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm mit Außenflansch

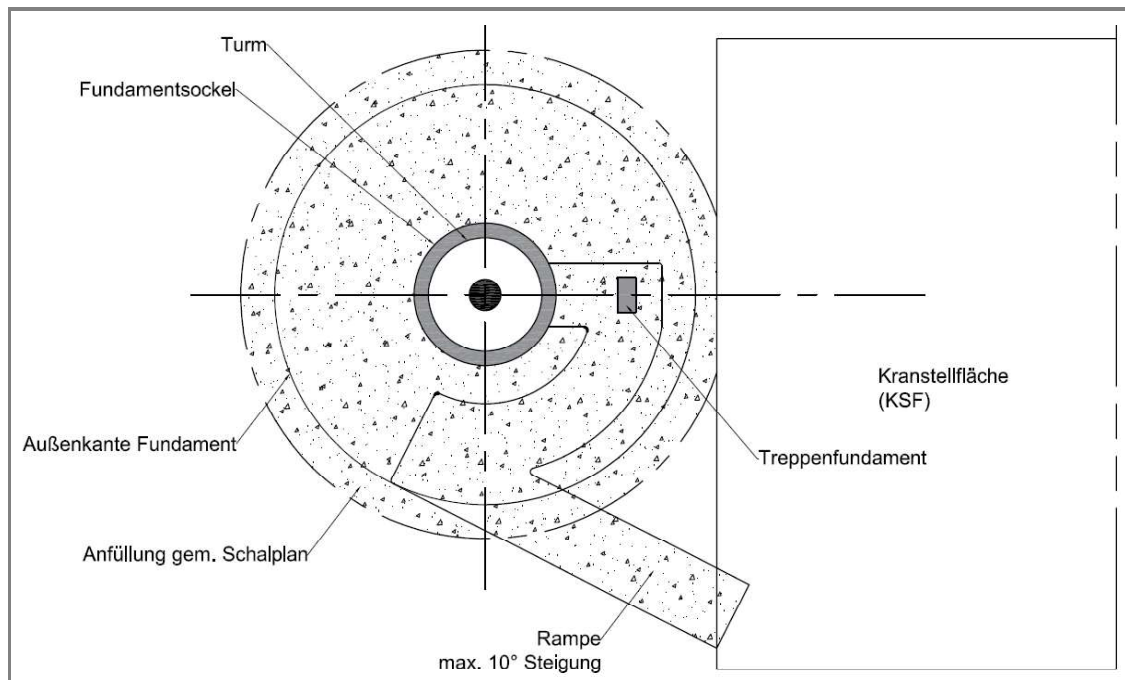


Abb. 26: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm ohne Außenflansch

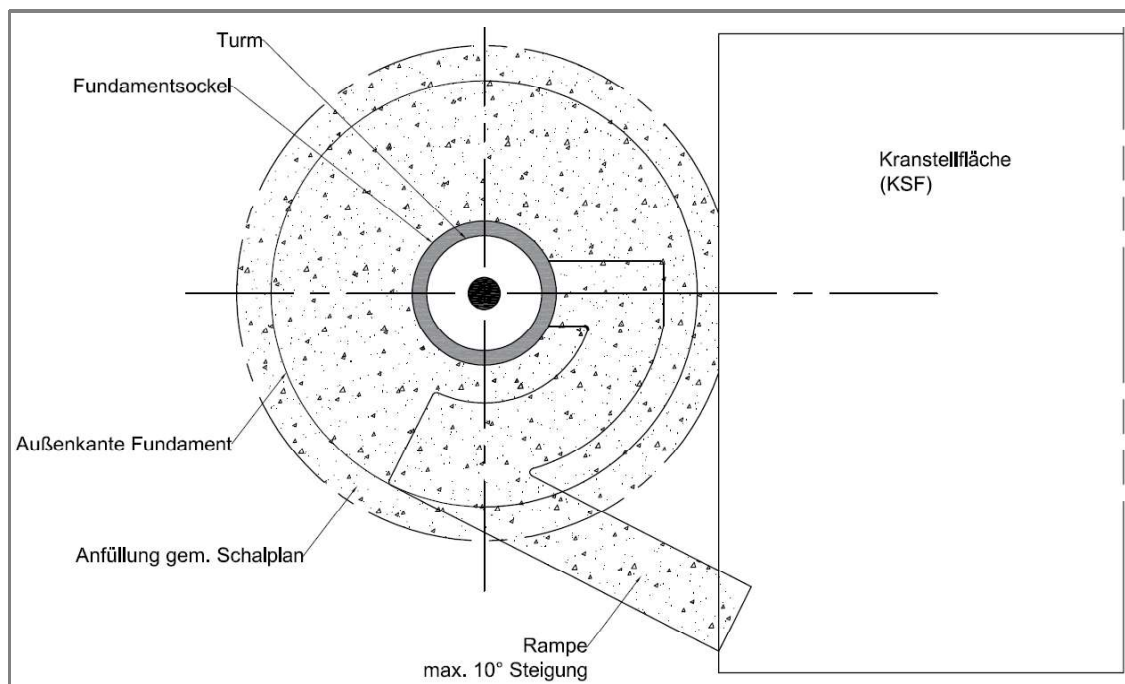


Abb. 27: Fläche um den Turm in Draufsicht, Hybridturm

Kranstellfläche	Alle TS-Türme [m]	TCS164 [m]
A - Länge Kranstellfläche (KSF)	40	45
B - Breite KSF	35	35
C - Länge Rodungsbereich für Blattlagerfläche	N133: 69 N149: 78	N133: 69 N149: 78
E - Abstand Hilfskrantaschen, jeweils zur Drehkranzmitte	50	50
F - Länge Auslegermontagefläche, gerodet (gemessen ab Übergang Fundamentkante/Kranstellflächenkante)	160	210
G - Länge Rettungsgasse/längstes Fahrzeug Rotorblatttransport muss umfahren werden können	96	96
H1 - Länge Turmlagerfläche	36	36
H2 - Länge Turmlagerfläche 2	36	–
1 - Blattlagerfläche*	N133: 15 x 67 N149: 15 x 76	N133: 15 x 67 N149: 15 x 76
2 - Bladefingers/Auflagepunkte für die Rotorblatt-Transportgestelle (Abstand gemäß Tabelle Ziffer 2.4)	5 x 15	5 x 15

* Sofern vorhanden keine Zusatzkosten, sofern nicht direkt an der KSF vorhanden: Zusätzliche Kosten für Logistik (Umfahren der Komponenten/parkintern) müssen einkalkuliert werden.

Alternative Auslegungsvarianten:

- Parkintern kann eine zentrale Fläche an der WP Einfahrt (vorzugsweise Freifläche) ausgewählt werden. Bei Bedarf müssen Platten für die Hilfskrane ausgelegt werden, die Komponenten können auf Holzunterlagen abgelegt werden. Flurschäden werden in jedem Fall entstehen.

Windpark Rosacker Au GmbH & Co. KG

Errichtung von einer Windenergieanlage des Typs:

Anzahl	WEA-Typ	Leistung [kW]	Rotor-durchm. [m]	Nabenhöhe [m]
8	Nordex N133/4.8	4.800	133,2	83

Standortkoordinaten

Die Standortkoordinaten der geplanten Windenergieanlagen entnehmen Sie bitte der beigefügten Koordinatentabelle.

Ausführung der Nachtkennzeichnung

Gondelbefeuerung mit 2 x Feuer W, rot ES sowie Turmbefeuerung. Zusätzlich wird eine Infrarotkennzeichnung gemäß Anhang 3 der AVV auf dem Maschinenhausdach installiert.

Ausführung der Tageskennzeichnung

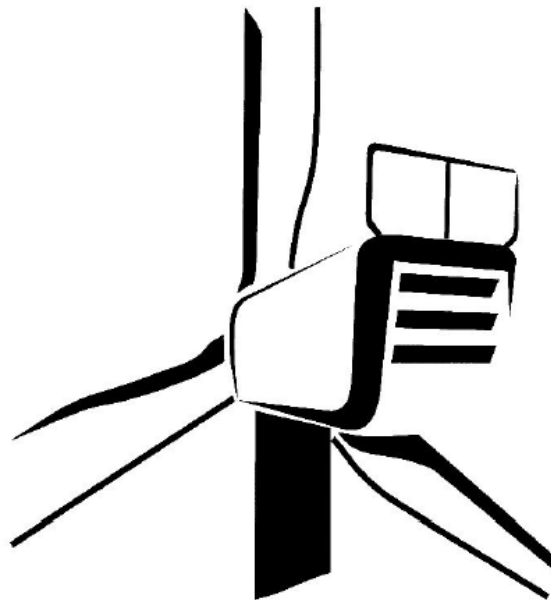
Blattkennzeichnung mit drei Streifen von Blattspitze beginnend je 6 m rot-grau-rot

Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung

Die geplanten Anlagen sollen mit einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung ausgerüstet werden. Typ und Ausführung der BNK stehen zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht fest. Bitte berücksichtigen Sie die BNK-Umsetzung als typenoffen. Die Umsetzung der BNK-Lösung wird hiermit beantragt.

Somit verpflichten wir uns die WEA mit einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung auszurüsten. Nach Möglichkeit soll die WEA direkt beim Bau, jedoch spätestens zwei Jahre nach der Errichtung mit einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung ausgerüstet werden. Sollte der Einbau einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung nicht innerhalb von zwei Jahren nach der Inbetriebnahme erfolgen, verpflichten wir uns die dafür angerechnete Kompensationszahlung für das Landschaftsbild nachträglich in voller Höhe zu entrichten.

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Doc.: E0004000420
		Rev.: 07
KENNZEICHNUNG VON NORDEX-WINDENERGIEANLAGEN		Page: 1/14



Language: DE - German
Department: Engineering/ CPS / Processes & Documents

Done 03-03-2023	Reviewed  03-03-2023	Approved  03-03-2023
----------------------------	---	---


TKI

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X, N175/6.X

1.	Allgemein	5
1.1	Verwendungszweck.....	5
1.2	Abkürzungen.....	5
2.	Allgemeine Farbgebung der Außenkomponenten	5
3.	Kennzeichnung Maschinenhaus.....	6
3.1	Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer	6
3.2	Tageskennzeichnung Maschinenhaus	7
3.3	Nachtkennzeichnung Maschinenhaus	7
3.4	Kundenspezifische Gestaltung	8
4.	Kennzeichnung Turm.....	10
4.1	Tageskennzeichnung Turm.....	10
4.2	Nachtkennzeichnung Turm.....	10
5.	Kennzeichnung Rotorblatt.....	12

1. Allgemein

1.1 Verwendungszweck

Windenergieanlagen müssen in bestimmten Fällen gekennzeichnet werden. Dieses Dokument zeigt die generellen von Nordex verwendeten Tag- und Nachtkennzeichnungen der Windenergieanlagen am Maschinenhaus, Rotorblatt und Turm. Optional stehen Freiflächen für kundenspezifische Markierungen, z.B. Logo, zur Verfügung.

Die Umsetzung erfolgt länderspezifisch und kann regional oder lokal unterschiedlich sein. Eine frühzeitige detaillierte Planung und Abstimmung mit Nordex ist notwendig.

1.2 Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
GPS	Global Positioning System
ICAO	International Civil Aviation Organization
IR	Infrarot
LIOL	Low Intensity Obstruction Light
RAL	normierte Farbtonskala
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung

2. Allgemeine Farbgebung der Außenkomponenten

Komponente	Farbgebung/Glanzgrad gemäß DIN 67530
Stahlrohrturm	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt) optional: Farbring RAL 3020(verkehrsrot) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Betonteil des Turms	Sichtbeton mit Glanzgrad von ca. 10 Einheiten (matt) optional RAL 7035 (lichtgrau) mit Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Maschinenhaus	RAL 7035 (lichtgrau) mit Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt) optional: rote Kennzeichnung RAL 3020 (verkehrsrot) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Rotornabe (Spinner)	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Rotorblätter	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt) oder projektspezifische Farbgebungen

3. Kennzeichnung Maschinenhaus

3.1 Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer

Nordex bietet verschiedene Gefahrenfeuer an. Der Verbauort ist auf dem hinteren Maschinenhausdach, bei Blickrichtung vom Rotor, siehe Abb. 1.

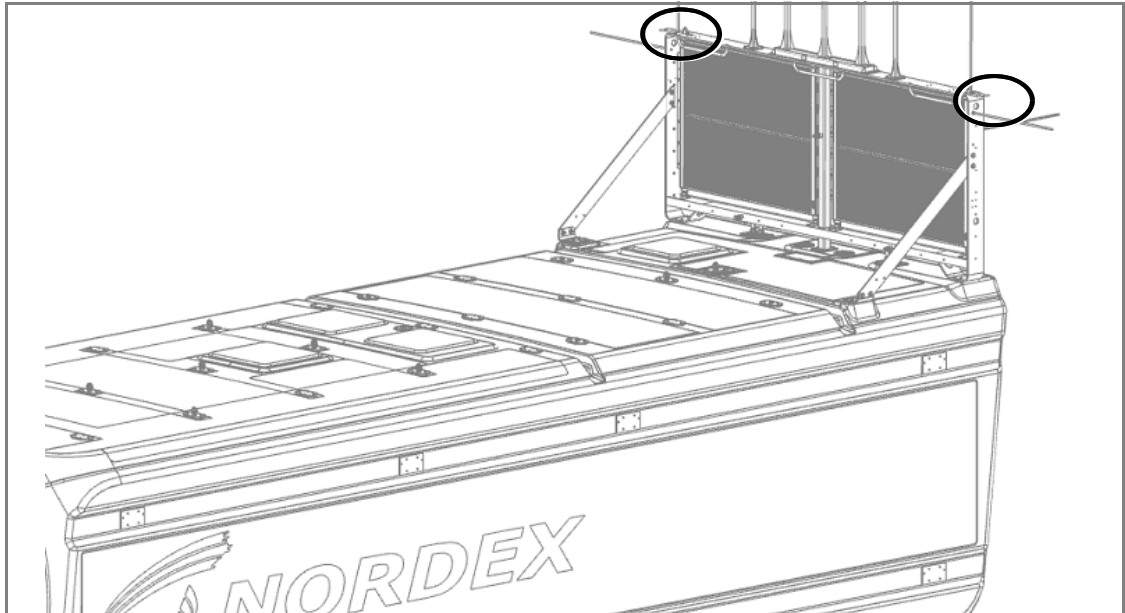


Abb. 1: Beispielhafte Verbauposition Gefahrenfeuer bei Delta4000

Nordex empfiehlt die Verwendung von zwei Feuern, da bei Windstille durch den stehenden Rotor aus bestimmten Blickrichtungen ein Feuer dauerhaft abgedeckt werden könnte.

Merkmale Gefahrenfeuer

- rote Nachtfeuer bzw. weiße Tagfeuer
- blinkende LED-Leuchtmittel
- Dämmerungssensor bei Leuchten mit unterschiedlicher Tag- und Nachtkennzeichnung
- GPS-Synchronisation der Blinkfrequenz

Mögliche Optionen:

- Einzel- oder Doppelfeuer
- Dauerlicht
- Infrarot-Gefahrenfeuer
- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für unterschiedliche Zeiträume
- Nachtkennzeichnung mit weißem Licht
- Astronomische Uhr als Steuerung, die den Sonnenstand in Abhängigkeit von Datum und geographischer Position ermittelt, für die Umschaltung zwischen Tag- und Nachtbefuerung
- Sichtweitenmessgerät zur Helligkeitsreduzierung

3.2 Tageskennzeichnung Maschinenhaus

Farbliche Gestaltung

Für Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe über 150 m wird in vielen Ländern eine Tageskennzeichnung vorgeschrieben. Die seitlichen Maschinenhausseiten mit einer Höhe von ca. 3,4 m (Rotorseite) bis ca. 3,0 m (Heckseite) und die Heckseite des Maschinenhauses sind verkehrsrot.

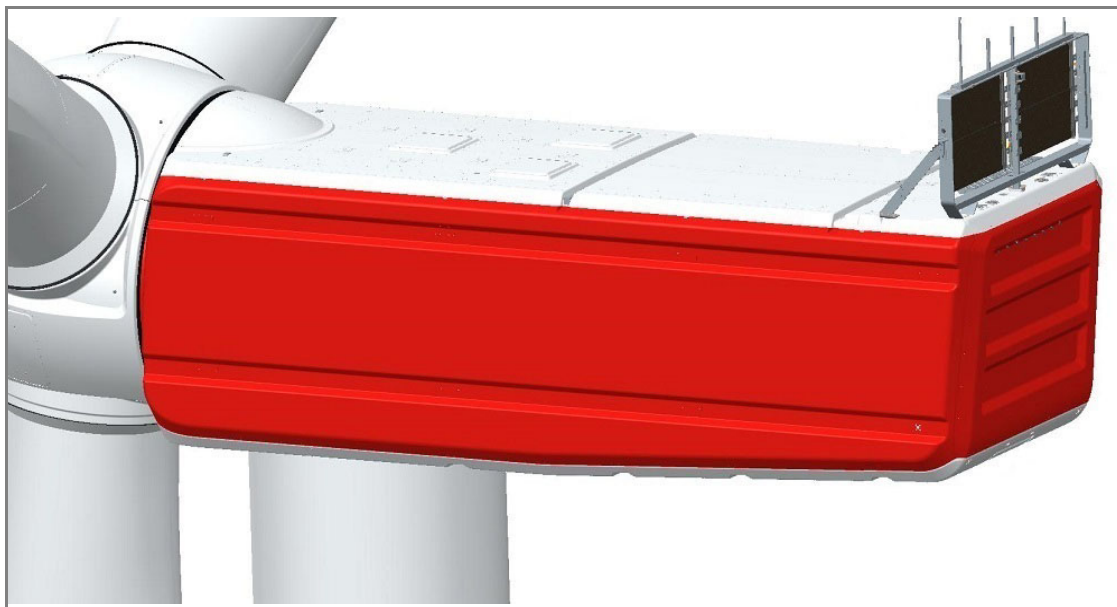


Abb. 2: Beispielhafte Kennzeichnung Maschinenhaus Delta4000 mit roter Tageskennzeichnung

Tagesbefeuerung

Alternativ kann auch ein weißes Tagesfeuer mit den Lichtstärken 20.000, 50.000 oder 100.000 cd, abhängig von den lokalen Vorgaben, auf der Anlage montiert werden.

3.3 Nachtkennzeichnung Maschinenhaus

Für die Befeuerung des Maschinenhauses in der Nacht bietet Nordex rote Feuer mit einer Stärke von 10, 32, 170, 200, 1.000, oder 2.000 cd an.

Die Umschaltung bei unterschiedlicher Tag-/Nachtbefeuerung, bzw. Einschaltung bei nur Nachtbefeuerung erfolgt durch einen Dämmerungssensor bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux.

Alternativ oder ergänzend zum konventionellen Gefahrenfeuer ist eine Gefahrenkennzeichnung mit Infrarot-Feuern möglich. Hierfür bietet Nordex verschiedene Ausstattungen optional an.

3.4 Kundenspezifische Gestaltung

An den Seiten des Maschinenhauses können Kundenlogos angebracht werden, hierfür sind folgende Punkte zu beachten:

- Bei Notwendigkeit einer roten Tageskennzeichnung:
Gestaltungsfläche von 1500 x 4000 mm pro Maschinenhausseite, siehe Abb. 3(2).
- Ohne rote Tageskennzeichnung:
Gestaltungsfläche von 1500 x 11500 mm pro Maschinenhausseite, siehe Abb. 3(1), mit Ausnahme einer Fläche von 700 x 700 mm auf der rechten Seite, siehe Abb. 4.
- Bei Maschinenhaus mit kleinteiligen Seitenteilen:
Klebebereiche mit Nordex abstimmen, siehe Abb. 5.
- Die Logos müssen als Vektorgrafik vorliegen, Dateiformat .eps oder .ai.
- Farbangaben für das Logo sind am besten im RAL-Ton anzugeben, alternativ ist Verwendung von Pantone, HKS oder CMYK-System möglich.

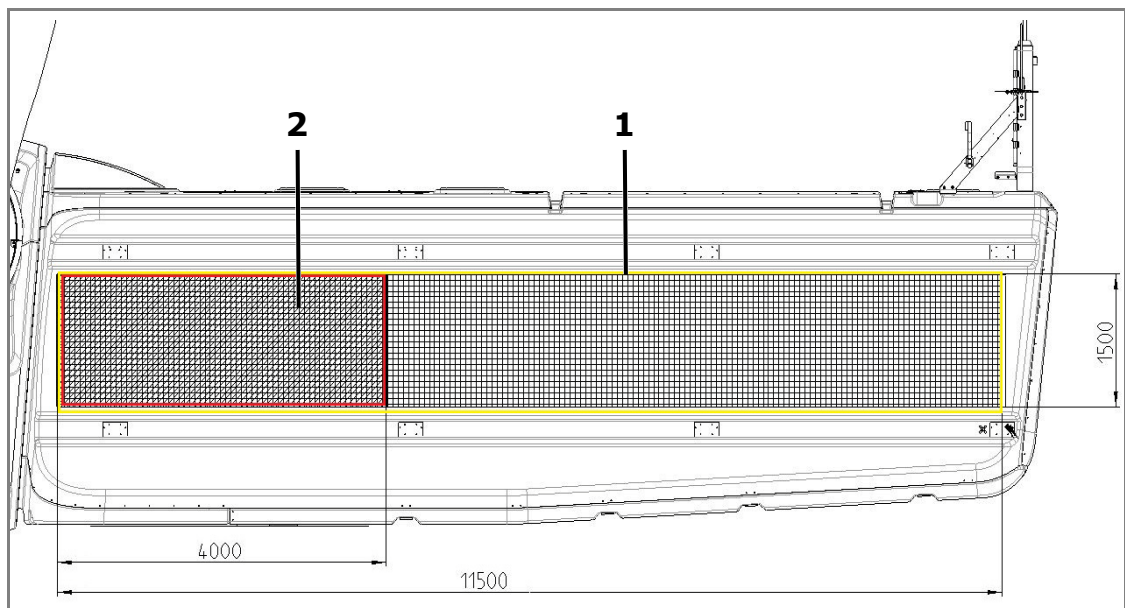


Abb. 3: Position und Größe für Kundenlogos an Delta4000-Anlagen (beidseitig)

1 Bauwerkshöhe unter 150 m (gelb) 2 Bauwerkshöhe über 150 m (rot)

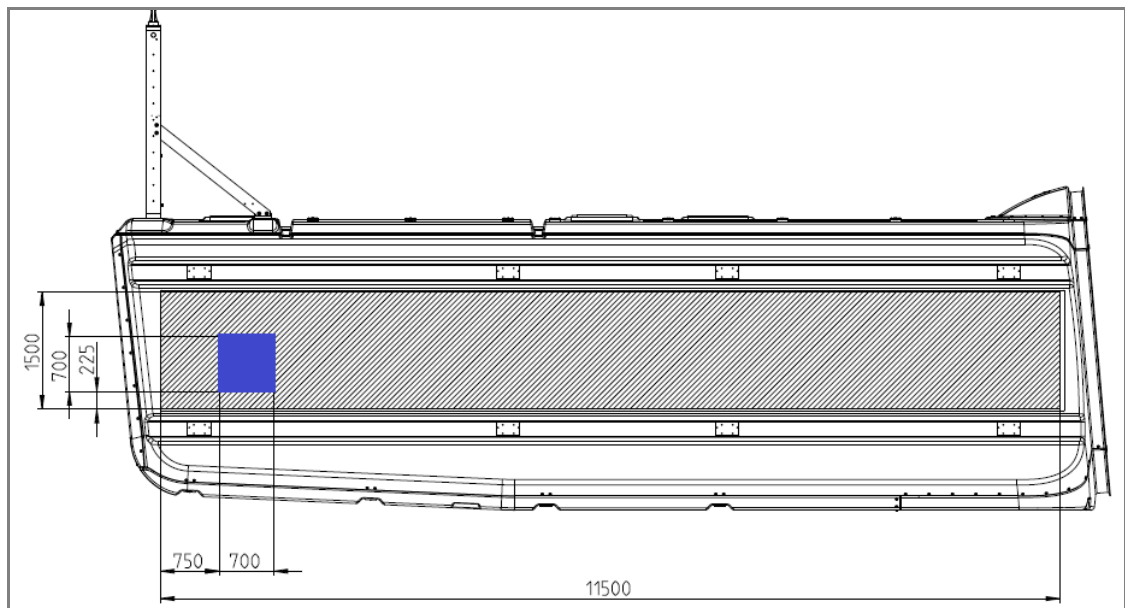


Abb. 4: Ausgenommener Bereich für Kundenlogos bei Delta4000-Anlagen auf rechter Seite bei Bauwerkshöhe unter 150 m



Abb. 5: Seitenansicht Maschinenhaus mit kleinteiligen Seitenteilen

4. Kennzeichnung Turm

4.1 Tageskennzeichnung Turm

Abhängig von Landesvorgaben und Bauwerkshöhe können die Türme bei Bedarf mit einem Farbring markiert werden.



Abb. 6: Roter Farbring am Turm

4.2 Nachtkennzeichnung Turm

Der Einsatz von Leuchten mit einer Stärke von 10, 32 oder 50 cd ist möglich. Pro Turmfeuererebene werden hierzu in der Regel vier Leuchten (ICAO LIOL Typ A) gleichmäßig um den Turm verteilt. Die Höhe der Ebenen richten sich nach den regionalen oder nationalen Vorschriften. Das Ein-/Ausschalten erfolgt bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Die genauen Einsatzmöglichkeiten sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Tab. 1: Mögliche Gefahrenfeuer Turm

Anzahl Leuchten	Nachtleuchtstärke [cd]	Nachtfarbe
4	10	rot/rot+IR
4	32	rot
4	50	rot

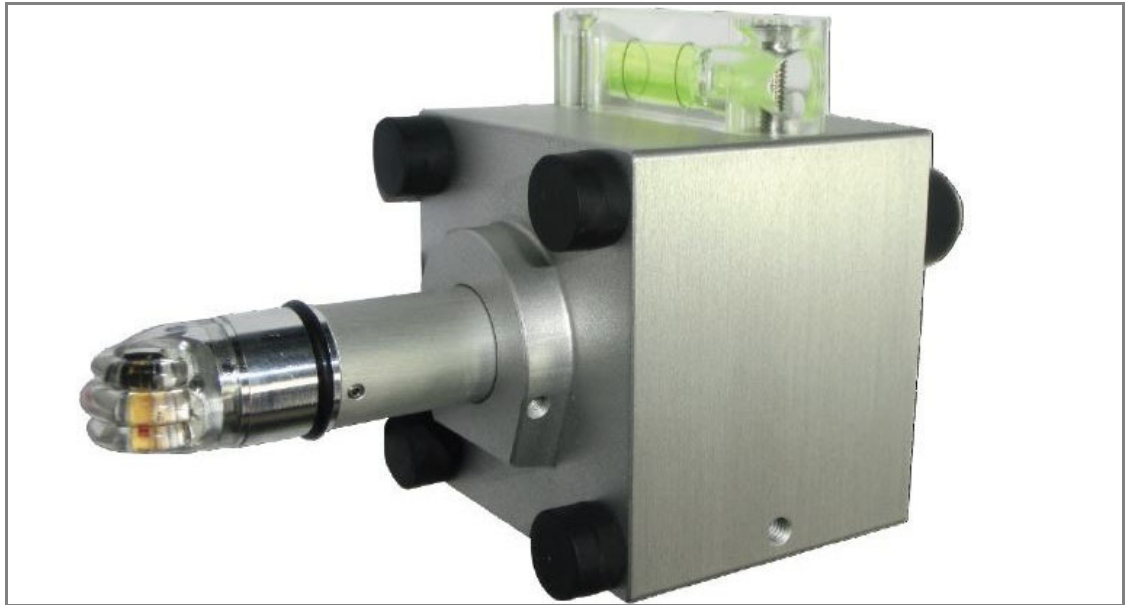


Abb. 7: Beispiel für eine Turmbefeuerungsleuchte

Der Einsatz von IR-Feuern kann optional je nach Anforderungen auch am Turm erfolgen und wird dann gemeinsam mit den Leuchten realisiert.

5. Kennzeichnung Rotorblatt

Die Rotorblätter können optional mit einer Tageskennzeichnung versehen werden, z. B. rot-weiß-rot an der Spitze lackiert werden. Aufgrund verschiedener Landesvorgaben ist die genaue Blattfarbgebung im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Eine Nachtmarkierung durch Blattfeuer ist nicht vorgesehen.

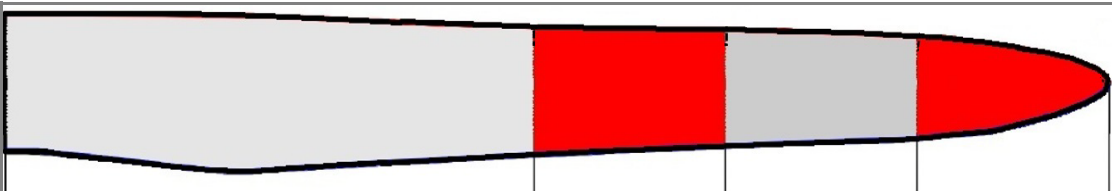
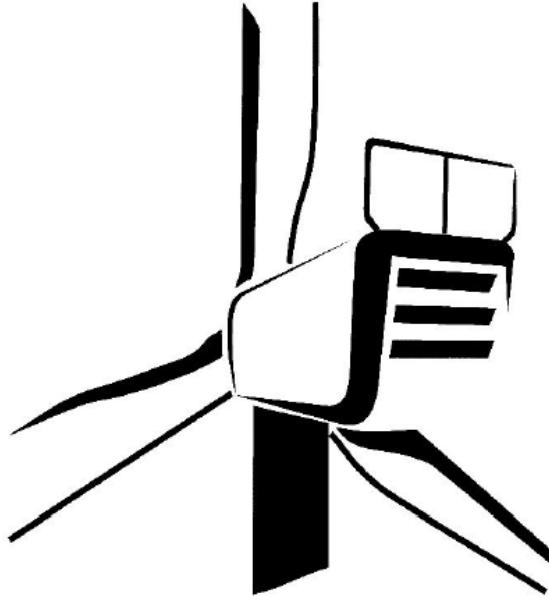
			
Länge in mm	6000	6000	6000
Farbton RAL	3020	7035	3020

Abb. 8: Mögliche Tageskennzeichnung Rotorblatt

	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Doc.: NALL01_064691_DE
		Rev.: 17
KENNZEICHNUNG VON NORDEX- WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND		Page: 1/10



Language: DE - German
Department: Engineering/ CPS / Processes & Documents

Done	Reviewed	Approved
------	----------	----------

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	K08 Delta	N117/3600, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X, N175/6.X

Inhalt

1.	Rechtliche Vorgaben für Deutschland.....	5
2.	Tageskennzeichnungen	6
3.	Nachtkennzeichnungen	7
3.1	Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe < 150 m	7
3.2	Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe >150 m	8

1. **Rechtliche Vorgaben für Deutschland**

In Deutschland müssen Windenergieanlagen mindestens nach folgender rechtlicher Vorgabe mit Gefahrenfeuern ausgestattet sein:

Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24.04.2020 (AVV 2020).

Die Entwicklung der Anlagen und Türme orientiert sich an der AVV 2020.

Alle Höhenangaben verstehen sich in Abhängigkeit von den Designbedingungen.

2. Tageskennzeichnungen



- Vertriebsdokument E0004000420 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse Delta4000*
- Vertriebsdokument NALL01_008531 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse K08 gamma und delta*

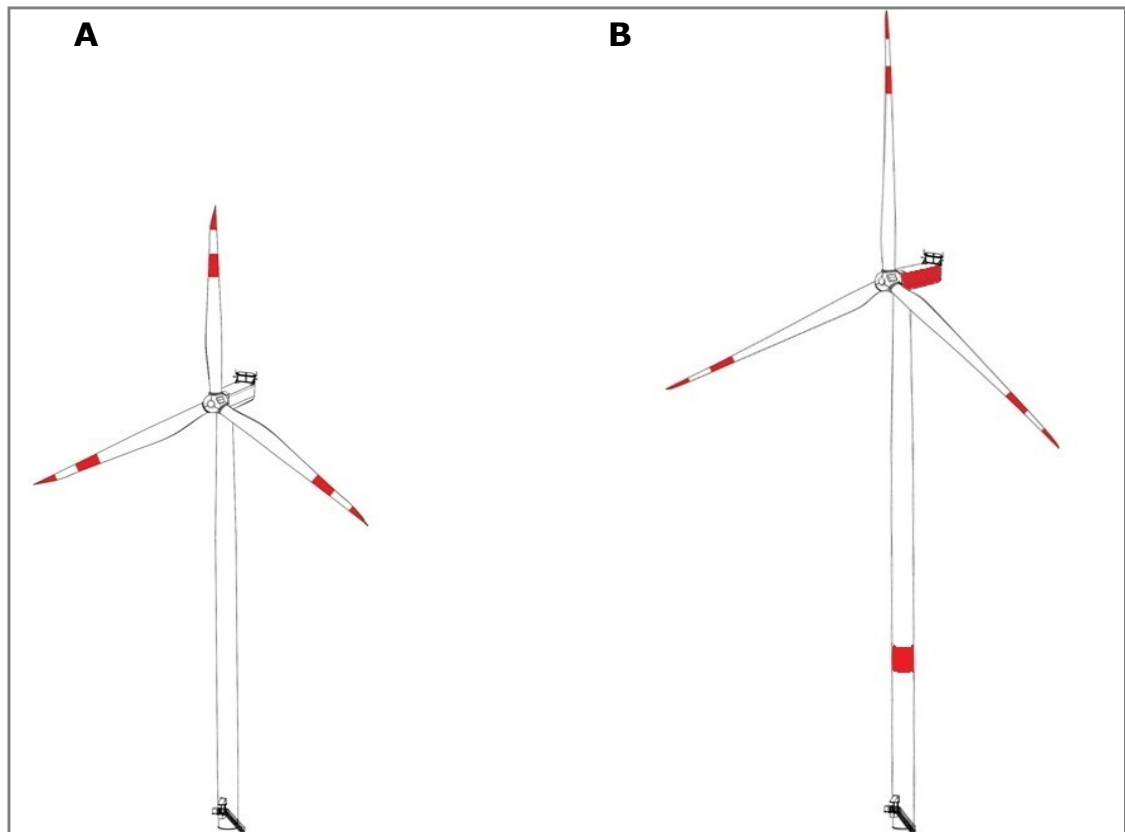


Abb. 1: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Tag

Gesamtbauwerkshöhe 100 - 150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkenzeichnung	Maschinenhauskennzeichnung
3 Streifen mit je 6 m Breite von Blattspitze beginnend rot - grau - rot	-	-

Gesamtbauwerkshöhe >150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkenzeichnung	Maschinenhauskennzeichnung
3 Streifen mit je 6 m Breite von Blattspitze beginnend rot - grau - rot	3 m breiter roter Ring in ca. 40 m Höhe beginnend	seitliche rote Fläche von ca. 3,4 m bis ca. 3,0 m Höhe und rotes Heckteil

3. Nachtkennzeichnungen

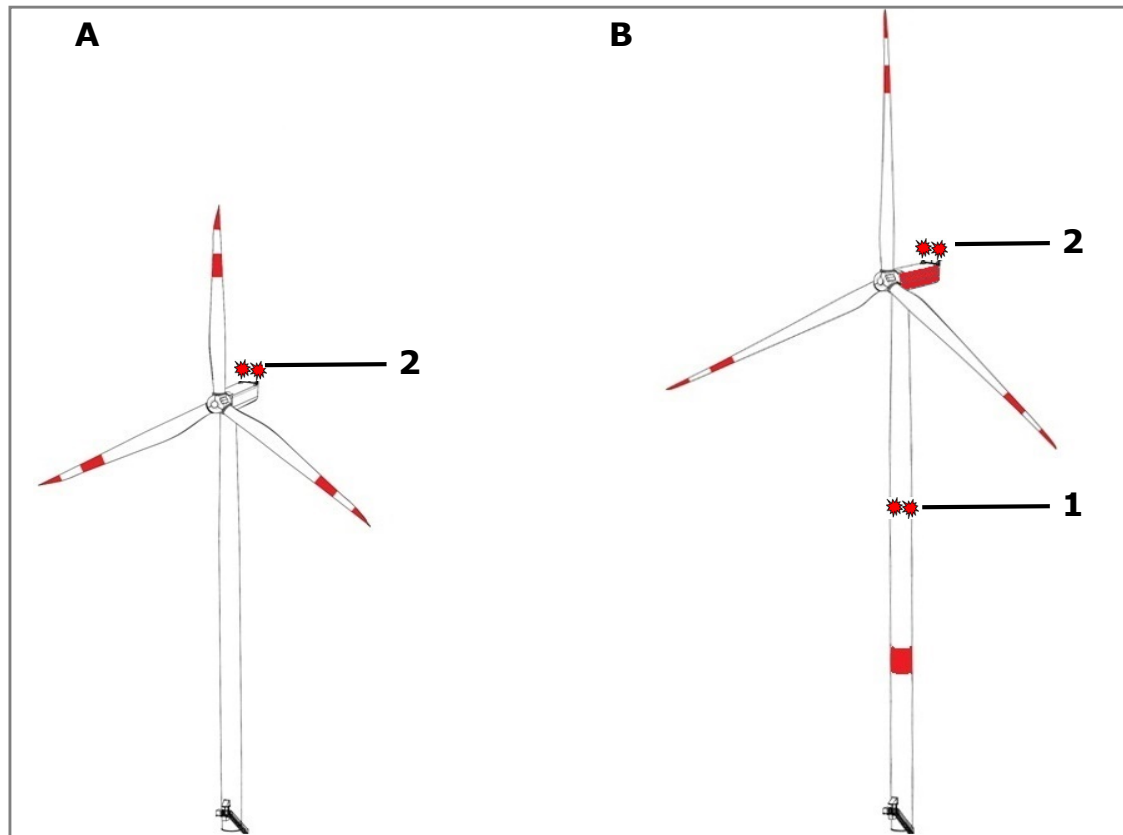


Abb. 2: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Nacht

1 Turmfeuer

2 Maschinenhausbefuerung

3.1 Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe < 150 m

Blatt- befuerung	Turmbefuerung		Maschinenhaus- befuerung
-	Anlage/Turm	Höhe [m]	2 x 170 cd W-rot ES, mit IR-Anteil und mindestens 16 h USV
	N117: 4/6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV, mit IR-Anteil)		
	N117/3600		
	N117/TS91	-	
	N131, N133, N149, N163: 4/6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV, mit IR-Anteil)		
	N131/3600		
	N131/TS84	-	
	N133/4800		
	N133/TS83	-	

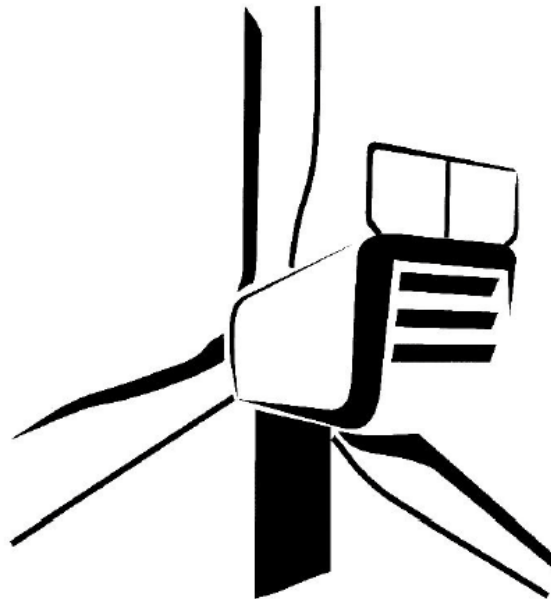
3.2 Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe >150 m

Blatt- befeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhaus- befeuerung
-	Anlage/Turm	Höhe [m]	2 x 170 cd W-rot ES, mit IR- Anteil und min. 16 h USV
	N117: 4/6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV, mit IR-Anteil)		
	N117/3600		
	N117/TS106	54,5 m	
	N117/TS120	58,0 m	
	N117/TS134	69,1 m	
	N131, N133, N149, N163: 4/6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV, mit IR-Anteil)		
	N131/3600		
	N131/TS99	51,2 m	
	N131/TS106	54,5 m	
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TS134	69,1 m	
	N131/3900		
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TS134	69,1 m	
	N133/4.X		
	N133/TS110	58,5 m	
	N133/TS125-02	67,0 m	
	N133/TCS164B-00 (N20) ¹⁾	86,4 m	
	N149/4.X		
	N149/TS105	52,0 m	
	N149/TS125-01	67,0 m	
	N149/TCS164B-00 (N20) ¹⁾	86,4 m	
	N149/5.X		
	N149/TS105-01	52,5 m	
	N149/TS125-04	66,5 m	
	N149/TCS164B-01 (N21) ¹⁾	83,6 m	
	N163/5.X		
	N163/TS108-01	56,0 m	
	N163/TS118-00	59,0 m	
	N163/TCS164B-01 (N21) ¹⁾	83,6 m	
	N163/6.X		
	N163/TCS164B-03 (N23) ¹⁾	86,4 m	
	N163/TS118-03	62,7 m	

Blatt- befeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhaus- befeuerung
–	N175/6.X		2 x 170 cd W-rot ES, mit IR- Anteil und min. 16 h USV
	N175/TCS179-00	ca. 91,5 m ²)	
	N175/TS112-00	ca. 58,0 m ²)	

- 1) Zwischen Errichtung Beton- und Stahlteil des Turmes erfolgt keine Befeuerung, ab der Errichtung des Stahlteils und des Maschinenhauses wird die Befeuerung über einen Generator gewährleistet.
- 2) Die angegebenen Turmfeuerhöhen sind die rechtlich vorgeschriebenen Höhen. Die Werte können sich im Zuge der Entwicklung noch verändern.

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Doc.: NALL01_020142_DE
		Rev.: 07
SICHTWEITENMESSUNG		Page: 1/8



Language: DE - German
Department: Engineering/ CPS / Processes & Documents

Done 09-02-2023	Reviewed  A.G.L. 09-02-2023	Approved  A.G.L. 09-02-2023
--	---	---



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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500, N100/2500, N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300, N117/3000, N117/3000 controlled, N117/3600, N131/3000, N131/3000 controlled, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X, N175/6.X

Inhalt

1. Grundlagen 5

2. Umsetzung der Lichtstärkereduzierung..... 5

3. Technische Realisierung der Sichtweitenmessung 5

1. Grundlagen

Windparks werden in der Regel durch Lichtzeichen (Gefahrenfeuer) gekennzeichnet, um dem Flugverkehr dieses potenzielle „Hindernis“ anzuzeigen. Dies kann tagsüber durch weiße Leuchten oder durch Streifen in auf den Rotorblättern geschehen. Nachts werden dazu rote Leuchten eingesetzt.

Die genauen gesetzlichen Vorgaben unterscheiden sich von Land zu Land. Sie müssen während der Planung des Windparks genau geplant und beachtet werden.

Der Deutsche Gesetzgeber hat die „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ erlassen. Sie eröffnet die Möglichkeit, die Intensität von Mittelleistungsgefahrfeuern auf Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der Umgebungssichtweite zu regulieren.

2. Umsetzung der Lichtstärkereduzierung

Um den optischen Einfluss der Gefahrenfeuer auf die Umgebung eines Windparks – insbesondere in der Nacht – zu minimieren, kann ein Gerät zur Messung der meteorologischen Sichtweite (Meteorological Optical Range, MOR) genutzt werden. Dieses Gerät gibt seine Signale an eine Steuerungseinheit zur Lichtstärkereduzierung der Gefahrenfeuer weiter. Damit wird die Lichtstärke der Gefahrenfeuer in Abhängigkeit von der realen Sichtweite vor Ort automatisch geregelt. Umliegende Wohngebiete aber auch Verkehrsstraßen werden so von übermäßigen Lichtsignalen entlastet.

- Die Lichtstärke der Gefahrenfeuer kann bei Sichtweiten über 5.000 m auf 30 % der Nennlichtstärke reduziert werden.
- Die Lichtstärke der Gefahrenfeuer kann bei Sichtweiten über 10.000 m auf 10 % der Nennlichtstärke reduziert werden.

3. Technische Realisierung der Sichtweitenmessung

Die Sensoren werden auf dem Maschinenhaus der Windenergieanlage installiert.

Der Abstand von einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät zu einer Windenergieanlage ohne Sichtweitenmessgerät darf nicht mehr als 1.500 m betragen. Je nach Ausdehnung des Windparks können also mehrere Sichtweitenmessgeräte zum Einsatz kommen. Die Signale werden in einer zentralen Steuerungseinheit verarbeitet, die alle Gefahrenfeuer des Windparks ansteuert. Es wird der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte für die Steuerung des gesamten Windparks verwendet. Die Weitergabe der Signale kann über einen Netzwerkanschluss zur Einbindung in ein vorhandenes Ethernet erfolgen. Sind keine Signale eines Messgerätes verfügbar, wird die Lichtstärke aller Gefahrenfeuer auf 100 % gesetzt.

Die Geräte sind gegen Verschmutzung der optischen Außenflächen geschützt. Beide Optiken sind abwärts gerichtet und mit Schutzhauben für die Linsen versehen. Verunreinigungen durch Niederschlag, Spritzwasser und Staub werden so wirkungsvoll verhindert. Die optionalen Gehäuseheizungen verhindern im Winterbetrieb Eis- und Schneeablagerungen. So reduziert sich die Wartung auf ein Minimum.

Die Sensoren arbeiten nach dem Prinzip der optischen Vorwärtsstreuung. Hierbei wird Licht durch Partikel gestreut, deren Durchmesser in der Größenordnung der Wellenlänge von Licht liegen. Die Streuung ist zur Dämpfung des Lichtstrahls proportional. Größere Partikel verhalten sich wie Reflektoren und Refraktoren, so dass ihr Einfluss auf die meteorologische Sichtweite separat zu behandeln ist. Bei diesen Partikeln handelt es sich meist um Niederschlagstropfen. Dank der optischen Anordnung des Sensors lassen sich einzelne Tropfen von schnellen Signaländerungen unterscheiden.

Dieses Verfahren ermöglicht wirtschaftliche und zuverlässige Sichtweitemessungen nach dem Stand der Technik. Die Sensoren besitzen einen Messbereich von 10 bis 20.000 m.

Die Datenausgabeformate richten sich nach internationalen anerkannten Kodiertabellen der Weltorganisation für Meteorologie (WMO) und des Amerikanischen Wetterdienstes (NWS).

Verpflichtungserklärung

gemäß § 35 Abs. 5 BauGB

Hiermit erklärt der Betreiber gegenüber der Bauaufsichtsbehörde die nachfolgend aufgeführten Windenergieanlagen nach dauerhafter Aufgabe der zulässigen Nutzung zurückzubauen.

Anzahl	WEA-Typ	Leistung [kW]	Rotor- durchm. [m]	Naben- höhe [m]
8	Nordex N133/4.8	4.800	133,2	83

Betreiber:

Windpark Rosacker Au GmbH & Co. KG
Gesellschaft

Industriestraße 14
Straße, Hausnummer

25813 Husum
PLZ, Ort

Thomas Jensen
Geschäftsführer

Husum, 18.06.2024
Ort, Datum

Thomas Jensen
Unterschrift (Geschäftsführer)

Bauaufsichtsbehörde:

Kreis Schleswig-Flensburg
Bauaufsichtsbehörde

Flensburger Straße 7
Straße, Hausnummer

24837 Schleswig
PLZ, Ort

Windpark Rosacker Au GmbH & Co. KG

Errichtung von einer Windenergieanlage des Typs:

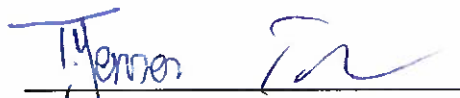
Anzahl	WEA-Typ	Leistung [kW]	Rotor- durchm. [m]	Naben- höhe [m]
8	Nordex N133/4.8	4.800	133,2	83

Sicherstellung der Erschließung und von erforderlichen Baulasten

Die für die Errichtung, den Betrieb und den Abbau der betreffenden Anlagen erforderliche Sicherstellung der Erschließung sowie die notwendigen Baulastflächen sind über Pachtverträge mit den jeweiligen Grundstückseigentümern gem. angehängter Aufstellung sichergestellt. Die öffentlichen Träger werden im Rahmen des Genehmigungsverfahrens beteiligt bzw. die erforderlichen Genehmigungen werden über gesondert zu stellende Anträge eingeholt.

Husum, 18.06.2024

Ort, Datum


Thomas Jensen
(Geschäftsführer)

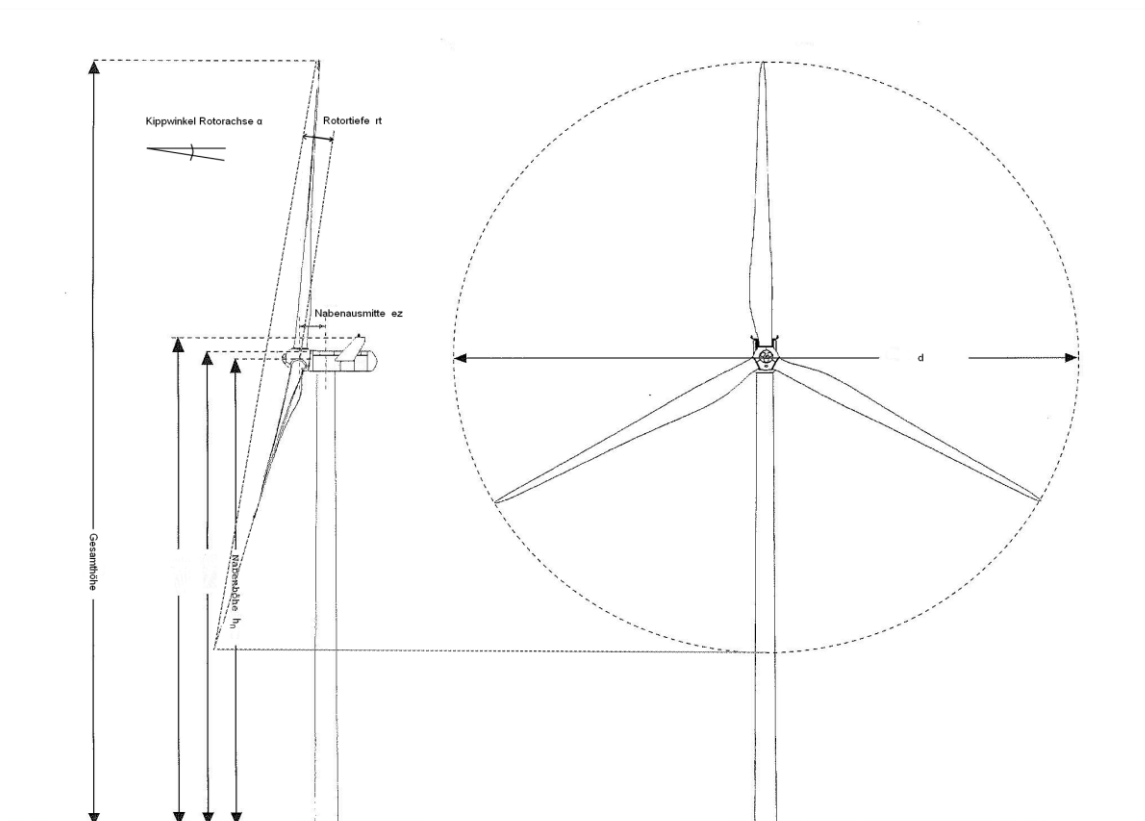
Abstandsflächenberechnung

Abstandsflächenberechnung gemäß Landesbauordnung Schleswig-Holstein 2024 für eine Windenergieanlage des Typs Nordex N133 STE mit 133,2 m Rotordurchmesser und einer Nabenhöhe von 83,4 m.

Abstandsfläche = (Gesamthöhe (H) * 0,2) + Exzentrizität (ez)

Abstandsfläche = (150 * 0,2) + 4,5

Abstandsfläche in m = 34,5



Platzhalter für vertrauliche Dokumente

Aufgrund von Betriebsgeheimnissen des Antragsstellers ist das Dokument **16.1.8.4 Aufstellung gesicherte Flurstücke** nicht Teil dieser Auslegung.