

## **16.1.1**

**Standorte der Windenergieanlagen**

## 16.1.1 Windenergieanlagen: Standorte der Anlagen

Anlage Nr.	ETRS-89/UTM Koordinaten		Gauß-Krüger-Koordinaten		WGS-84-Koordinaten		Gemarkung	Flur	Flurstücke
	Ostwert	Nordwert	Rechtswert	Hochwert	Rechts- (Y-) wert	Hoch- (X-) wert			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	33246767	5938850							
A001	33246767	5938850	3644475	5936197	11.178182	53.537392	Parum	2	43/1
A002	33247485	5938337	3645234	5935746	11.189405	53.533137	Parum	3	75

## **16.1.2**

**Raumordnung/ Zielabweichung/ Regionalplanung**

**16.1.2 Windenergieanlagen: Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung**

Anlässlich des im Verfahren befindlichen Planungsverfahrens der Teilfortschreibung des Regionalen Raumentwicklungsprogramms Westmecklenburg (RREP WM), Kapitel 6.5 Energie, wurden Windeignungsgebiete für Windenergieanlagen im Entwurf ausgewiesen. Das Windeignungsgebiet mit der Bezeichnung Parum Nr. 13/18 wurde auf der 59. Verbandsversammlung am 05. November 2018 bestätigt und die zweite Stufe des öffentlichen Beteiligungsverfahrens wurde beschlossen. Die für dieses Bauvorhaben geplanten Windenergieanlagen befinden sich innerhalb des Windeignungsgebietes Parum.

(siehe Kurzbeschreibung Ziffer 1.1 im Kapitel 1 Antrag)

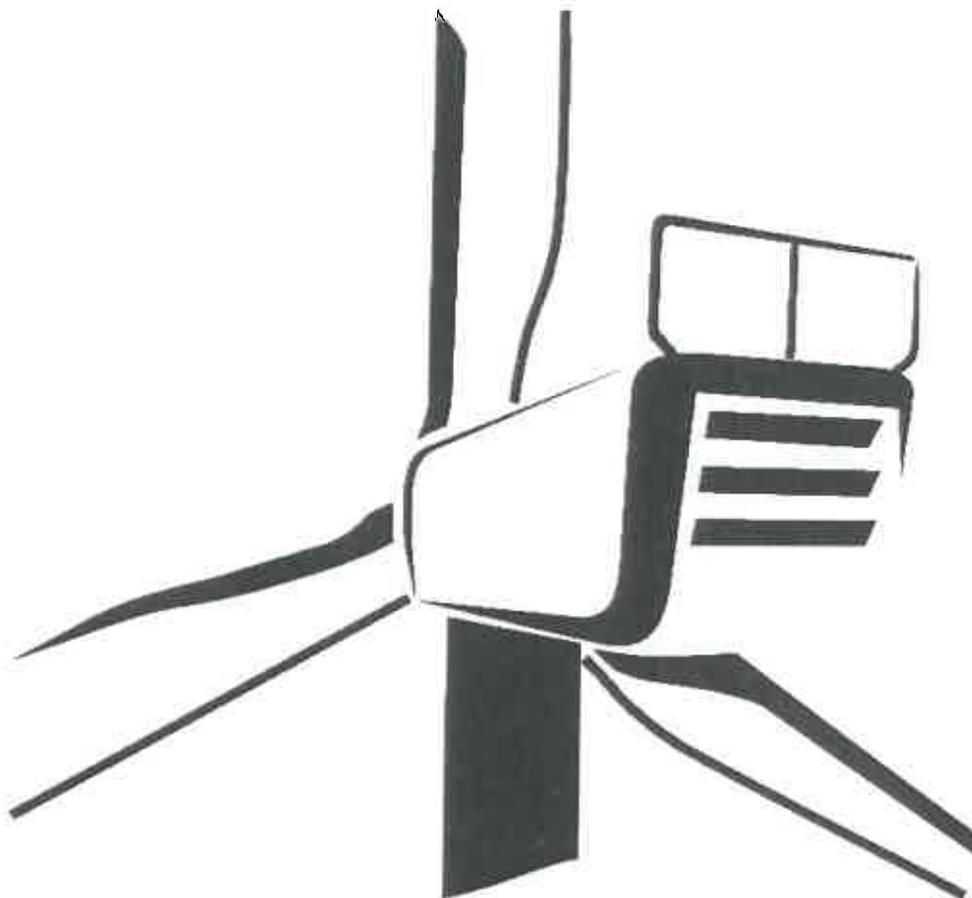
### **16.1.3.1**

**Blitzschutz & EMV**

---

Allgemeine Dokumentation

**Blitzschutz und elektromagnetische  
Verträglichkeit (EMV)  
Anlagenklasse Nordex Delta4000**



E0003950753

Revision 02 / 21.03.2018

- Originalvertriebsdokument -  
Dokument wird elektronisch verteilt.  
Originaldokument bei Nordex Energy GmbH, Engineering.

Das vorliegende Dokument wurde von der Nordex Energy GmbH und/oder einem mit der Nordex Energy GmbH im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen erstellt.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokumentes im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH und/oder ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind vertraulich und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) ohne die ausdrückliche Zustimmung der Nordex Energy GmbH 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.

Copyright 2018 by Nordex Energy GmbH.

## **Kontakt**

Bei Fragen zu dieser Dokumentation wenden Sie sich bitte an:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

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

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

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

[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

# 1. Gesamtüberblick

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

Das interdisziplinäre EMV- und Blitzschutzkonzept der Anlage basiert grundlegend auf einem Basiskonzept der EMV- und Blitzschutzkonzepte und den daraus resultierenden drei 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 WEA-Entwicklung. 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.

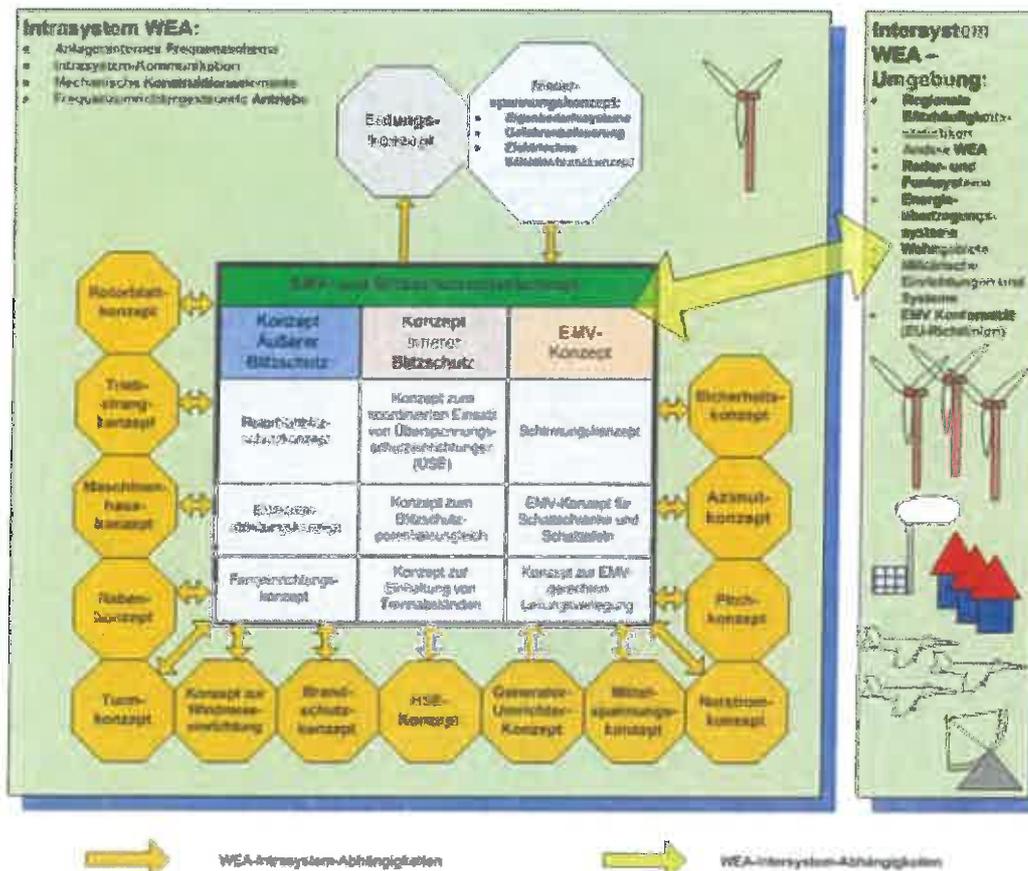


Abb. 1 Darstellung der Intra- und Intersystem-Abhängigkeiten

## 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.

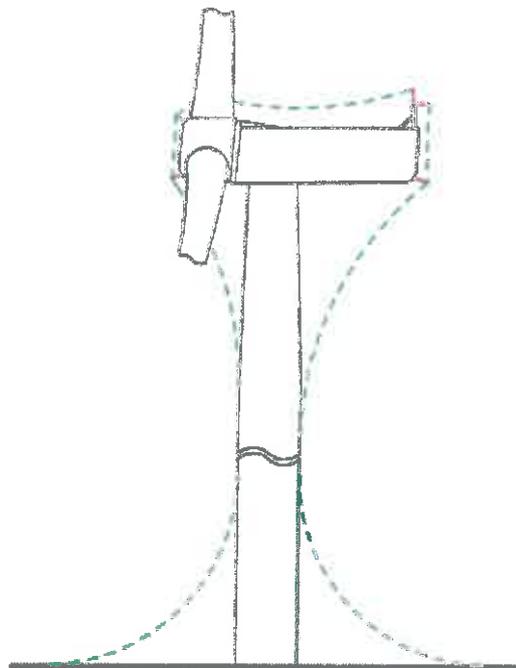


Abb. 2 Schematische Darstellung einer WEA mit Kennzeichnung der Fangeinrichtungen an Rotornabe und Maschinenhaus

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

Im Spinnerbereich werden sechs um 60° versetzt positionierte Fangeinrichtungen installiert, diese werden leitfähig mit der Nabenkonstruktion verbunden.

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 *Abbildung 3: Schematische Darstellung Blitzstrompfade (einseitig) im Maschinenhaus Delta 4000*

- 1 Blitzstrompfad 1, Blitzfußpunkt im Bereich Rotorblatt oder Nabe
- 2 Blitzstrompfad 2, Blitzfußpunkt Maschinenhaus Dachaufbauten
- 3 Blitzstrompfad 3; Blitzfußpunkt Maschinenhaus Heck

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

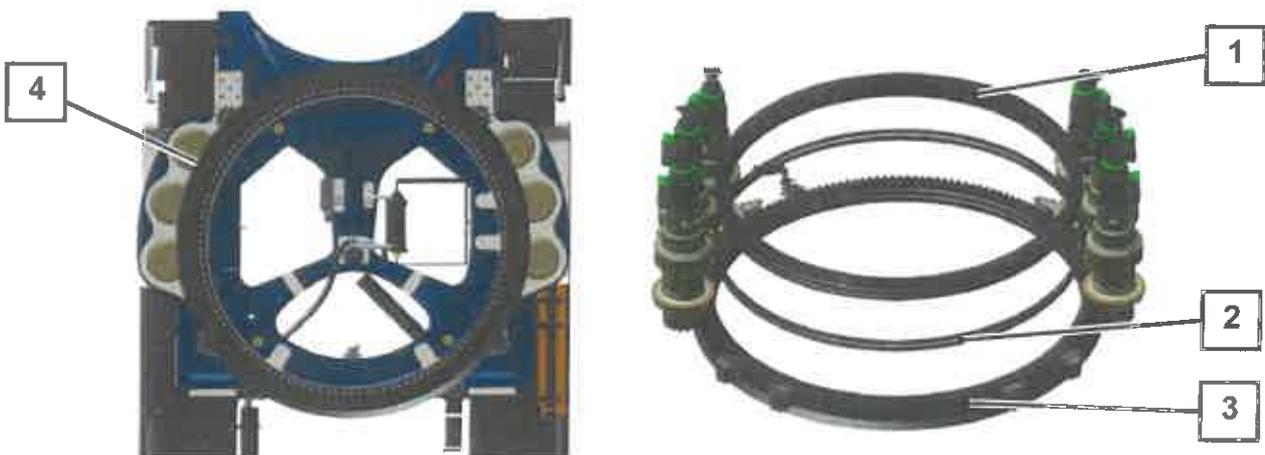


Abb. 4 *Schematische Darstellung Azimutlagerbereich mit Blitzstromableitung*

- 1 Azimutdrehverbindung Innenring
- 2 Wälzlagerkugel für Azimutdrehverbindung
- 3 Azimutdrehverbindung Außenring
- 4 Azimutdrehverbindung (Ansicht von unten)

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 vier Anschlussfahnen mit der Fundamenterdungsanlage verbunden.

Bei Hybridtürmen 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/ Tiefererder 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 (BSZ) 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 Massebänder leitend 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 BSZ. Je nach Anforderungen findet eine direkte Erdung, der Einsatz von Überspannungsschutzeinrichtungen oder eine Kombination dieser Maßnahmen an den Enden der Schirmungen statt. Auch die in die Rotornabe geführten Versorgungsleitungen sind geschirmt ausgeführt und werden am Eintritt in den Schaltschrank in der Rotornabe durch Überspannungsschutzeinrichtungen geschützt.

## Überspannungsschutzeinrichtungen (ÜSE)

Sämtliche Elektronikbaugruppen und alle anderen Endgeräte werden hinsichtlich ihrer Störfestigkeit mit zusätzlichen Überspannungsschutzeinrichtungen nach IEC 61643-11 beschaltet. Die Schutzwirkung wurde entsprechend den BSZ koordiniert. Elektrische Zusatzsysteme in den Rotorblättern werden aufgrund der konzentrierten Wirkung der Blitzströme mit ÜSE Typ I geschützt. Beispielsweise werden die Schaltschränke in Turmfuß, Gondel, Rotornabe werden 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 BSZ sowie nach IEC 61000-5-6.

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 Kabelkanäle 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 einem Schaltschrank im Maschinenhaus galvanisch getrennt über Lichtwellenleiter erfolgt.

Nordex Energy GmbH  
Langenhorner Chaussee 600  
22419 Hamburg  
Germany  
<http://www.nordex-online.com>  
[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## **16.1.3.2**

---

**Einsatzsatz**

Allgemeine Dokumentation

# Eiserkennung an Nordex Windenergieanlagen

Gültig für alle Nordex Windenergieanlage

NALL01\_008528\_DE

Revision 04 / 05.09.2017

- Originalvertriebsdokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Engineering.

### **Technische Änderungen**

Dieses Dokument wurde mit größter Sorgfalt und unter Berücksichtigung der aktuell gültigen Normen angefertigt. Trotzdem können durch stetige Weiterentwicklungen Abbildungen, Funktionsschritte und technische Daten geringfügig abweichen.

### **Haftungsausschluss**

Die Bereitstellung der in diesem Dokument enthaltenen Informationen erfolgt ausschließlich zu Informationszwecken. Nordex Energy GmbH (NORDEX) übernimmt weder eine Garantie noch jegliche andere Verpflichtung im Hinblick auf die Richtigkeit oder Vollständigkeit der in diesem Dokument enthaltenen Angaben. Jegliche Haftung der NORDEX sowie der mit ihr verbundenen Unternehmen für Schäden jedweder Art aufgrund unrichtiger oder unvollständiger Angaben in diesem Dokument ist ausgeschlossen.

### **Copyright**

Copyright 2017 by Nordex Energy GmbH.

Dieses Dokument, einschließlich seiner Darstellung und seines Inhalts ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung oder Übersetzung dieses Dokuments oder Teilen davon in gedruckter, handschriftlicher oder elektronischer Form ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH sind ausdrücklich untersagt.

Alle Rechte vorbehalten.

### **Kontakt**

Bei Fragen zu dieser Dokumentation wenden Sie sich bitte an:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Germany

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

[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## 1. Zweck dieses Dokumentes

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

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

## 2. Stoppen der WEA bei Eisansatz – warum?

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

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

### 2.1 Möglichkeiten der Eiserkennung

#### 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.

## 2.2 Bei Eisansatz

Die WEA reagiert auf möglichen Eisansatz mit definierten Maßnahmen:

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

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



Nordex Energy GmbH  
Langenhorner Chaussee 600  
22419 Hamburg  
Germany  
<http://www.nordex-online.com>  
[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## **16.1.4**

---

**Standicherheit**

**16.1.4 Windenergieanlagen: Standsicherheit**

1. Die Standorte sind mit einem größeren Abstand als der 5-facher Rotordurchmesser voneinander entfernt (5-fache Rotordurchmesser = 745 m; Entfernung Standorte untereinander = 882m; siehe Grundkarte Kapitel 2.2)
2. keine Freileitungen unterhalb des 3-fachen Rotordurchmesser vorhanden

**16.1.5**

**Anlagenwartung**

# Wartungsbericht

## Anlagenklasse Delta4000

WEA-Nr.: \_\_\_\_\_



E0004345416  
Revision 00 / 18.04.2018

- Originalbericht -  
Dokument wird elektronisch verteilt.  
Original bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

### **Technische Änderungen**

Dieses Dokument wurde mit größter Sorgfalt und unter Berücksichtigung der aktuell gültigen Normen angefertigt.

Trotzdem können durch stetige Weiterentwicklungen Abbildungen, Funktionsschritte und technische Daten geringfügig abweichen.

### **Copyright**

Copyright 2018 by Nordex Energy GmbH.

Dieses Dokument, einschließlich seiner Darstellung und seines Inhalts ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Die Informationen in diesem Dokument sind ausschließlich für Nordex-Mitarbeiter und Mitarbeiter von vertrauenswürdigen Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH und Nordex SE bestimmt und dürfen keinesfalls (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung oder Übersetzung dieses Dokuments oder Teilen davon in gedruckter, handschriftlicher oder elektronischer Form ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH sind ausdrücklich untersagt.

Alle Rechte vorbehalten.

### **Kontakt**

Bei Fragen zu dieser Dokumentation wenden Sie sich bitte an:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Germany

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

[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

<b>1.</b>	<b>Anlagendaten .....</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>Hinweise zur Wartung .....</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>Übersicht über die durchzuführenden Arbeiten .....</b>	<b>6</b>
<b>4.</b>	<b>Anziehungsmomente der Schraubverbindungen .....</b>	<b>33</b>
4.1	Standardschraubverbindungen .....	33
4.2	Spezielle Schraubverbindungen Rotornabe .....	34
4.3	Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus .....	35
4.4	Spezielle Schraubverbindungen Hauptumrichter .....	37
4.5	MS-Trafo und MS-Schaltanlage .....	38
4.6	Spezielle Schraubverbindungen Einbauten Stahlrohrturm .....	38
4.7	Turmflansche .....	38
4.8	Fundamentverschraubungen Stahlrohrtürme .....	39
4.9	Fertigteil-Hybridturm .....	39
4.9.1	Einbauten .....	39
<b>5.</b>	<b>Wechselteile und Verbrauchsmaterialien .....</b>	<b>40</b>
5.1	Pitchsystem .....	40
5.2	Rotorlager .....	41
5.3	Getriebe .....	41
5.4	Schleifringübertrager .....	42
5.5	Rotorbremse .....	42
5.6	Generator .....	43
5.7	MS-Trafo .....	44
5.8	Hydrauliksystem .....	45
5.9	Azimuthsystem .....	45
5.10	Maschinenhaus .....	46
5.11	Topbox .....	46
5.12	Sicherheitsrelevante Bauteile .....	46
5.13	Optionen .....	46
5.14	Sonstiges .....	47
<b>6.</b>	<b>Unterschriften zur ausgeführten Wartung .....</b>	<b>49</b>
<b>7.</b>	<b>Änderungsindex .....</b>	<b>50</b>

# 1. Anlagendaten

Wartung	
Typ:	Datum:

Identifikation der Anlage	
WEA-Prod.-Nr.:	WEA-Typ:
WEA-Adresse:	Turmhöhe: m
	Turmtyp:
Datum der Inbetriebnahme:	

Betreiber
Name:
Adresse:

Betriebsdaten	
Energieproduktion: MWh	Azimutantriebe
In Betrieb: h	- Einschaltdauer (ST96): h
Freigegeben für Betrieb: h	- Schaltungen CW (ST 420):
	- Schaltungen CCW (ST 421):

## 2. Hinweise zur Wartung

### Wartungstypen

Die einzelnen Anlagenkomponenten einer WEA werden in unterschiedlichen Zeiträumen und in unterschiedlichem Umfang gewartet.

Für WEA von Nordex wird zwischen vier Wartungstypen unterschieden:

- **Wartung Typ 1:**  
500 bis 1500 Betriebsstunden nach der Inbetriebnahme
- **Wartung Typ 3.1:**  
erste Hauptwartung, ein Jahr nach der Wartung Typ 1
- **Wartung Typ 3:**  
jährliche Hauptwartung, erstmals ein Jahr nach der Wartung Typ 3.1
- **Wartung Typ 4:**  
Wartung alle 5 Jahre, ersetzt jede fünfte Wartung Typ 3.  
Wenn die WEA nicht länger als 20 Jahre betrieben wird, entfällt die vierte Wartung Typ 4, sofern die regulären Wartungsintervalle von einem Jahr eingehalten werden.



### HINWEIS

Es gibt Wartungsarbeiten, die andere zeitliche Abstände erfordern, z. B. 24 Monate. Diese zeitlichen Abstände sind in den Wartungsdokumenten angegeben.

### 3. Übersicht über die durchzuführenden Arbeiten



#### ACHTUNG

#### Beeinträchtigung der Sicherheit der Schraubverbindungen

Schraubverbindungen generell nicht mit Schutzwachs oder ähnlichen Korrosionsschutzmitteln einsprühen.



#### HINWEIS

Im Folgenden wird im Tabellenkopf die Kapitelnummerierung der Wartungsanleitung verwendet.

11. Rotorblätter	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Rotorblätter bei laufender WEA akustisch prüfen.	X	X	X	X	
Rotorblätter vom Boden aus visuell prüfen.	X	X	X	X	
Rotorblätter innen visuell prüfen. Laminat, Verklebungen und Blitzschutzsystem prüfen. Auffälligkeiten fotografisch dokumentieren, siehe <i>NALLO3_083910</i> . Sensoren des IPC-Systems prüfen. <b>Hinweis:</b> Je nach Vorhandensein bestimmter Optionen können weitere Wartungsarbeiten erforderlich sein.	X	X	X	X	
Rotorblätter innen reinigen. Fremdkörper entfernen, wiegen und im Anhang dokumentieren.	X	X	nach Bedarf		
Schraubverbindungen der Rotorblätter prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Rotornabe" Seite 42:					
Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen.	X				
Jede 5. Schraubverbindung auf Vorspannkraft prüfen.		X	X	X	
Alle nicht auf Vorspannkraft geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Regenabweiser prüfen.	X				

**Hinweis:** Die erweiterte Blattwartung nach Wartungsanleitung *K0803\_065322* wird in einem separaten Bericht dokumentiert.

12. Spinner	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Spinner außen visuell prüfen.		X	X	X	
Spinner innen auf Schäden und Dichtheit prüfen.		X	X	X	
Bürstendichtungen prüfen.		X	X	X	
Rettungsluke auf Funktion und Dichtheit prüfen.		X	X	X	
Schraubverbindungen am Spinner prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41 und siehe "Spezielle Schraubverbindungen Rotornabe" Seite 42:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.				X	
Korrosionsschutz	X			X	

13. Rotornabe	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Rotornabe außen (unter dem Spinner) visuell prüfen.				X	
Schraubverbindungen auf Rotornabe prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41 und siehe "Spezielle Schraubverbindungen Rotornabe" Seite 42:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Schraubverbindungen der Pitchdrehverbindung außen prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Rotornabe" Seite 42:					
Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen.	X				
Jede 5. Schraubverbindung auf Vorspannkraft prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Vorspannkraft geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	

13. Rotornabe	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Konsolen der Akkuboxen auf Anrisse prüfen, insbesondere im Bereich der Schweißnähte.			X	X	
Halter der Centerbox auf Anrisse im Bereich des Erdungsbands prüfen.			X	X	
Schraubverbindungen in der Rotornabe prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41 und siehe "Spezielle Schraubverbindungen Rotornabe" Seite 42:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Kontrolle der Gummielemente an den Konuslagern von Centerbox und Pitchkonsolen			X	X	
Korrosionsschutz	X			X	

**Hinweis:** Je nach Vorhandensein von Optionen, wie Anti-Icing-System oder Rotorblatt-Eiserkennung, können weitere Wartungsarbeiten erforderlich sein, siehe "35. Wartung der Optionen" Seite 31.

14. Pitch	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Schaltschränke visuell prüfen. Halter Centerbox auf Rissbildung	X		X	X	
Verkabelung prüfen. Verkabelung visuell auf Beschädigungen prüfen. Befestigung und Erdungsverbindungen prüfen. LWL-Kabel des IPC-Systems prüfen.	X				
Falls vorhanden, Steckverbindungen an Schaltschränken und Pitchmotoren prüfen.				X	
Schaltschränke innen visuell prüfen. Kabeldurchführungen, Dichtungen und Überspannungsschutzgeräte prüfen. Elektrische Anschlüsse und Akkus auf Festsitz prüfen. Kabel an der Steuereinheit des IPC-Systems prüfen.			X	X	
Akkuboxen innen visuell prüfen. Insbesondere auf Schäden, Feuchtigkeit, lose Teile und Klemmen achten. Akkuboxen auf Verformungen und ausgelaufene Flüssigkeit prüfen. Auffällige Akkuboxen austauschen.					
Schutzleiter auf Durchgängigkeit prüfen.	alle 4 Jahre				
Akkus austauschen. <span style="float: right;">Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></span>	nach Bedarf oder wenn älter als 5 Jahre				
Lüfter der Pitch-Umrichter austauschen. <b>Hinweis:</b> Der Lüftertausch verschiebt sich bei vorzeitigem Tausch der Pitchumrichter. Kontrolle über NCII				X	
24-V-Versorgung der Pitchumrichter prüfen. Eingangs- und Ausgangsspannung prüfen.			X	X	
Blattwinkelgeber visuell prüfen. Verzahnungsspiel, Steckerverschraubung und Festsitz prüfen.		X	X	X	
Endlagenschalter visuell prüfen. Verzahnungsspiel, Steckerverschraubung und Festsitz prüfen.		X	X	X	
Pitchantriebe visuell prüfen.			X	X	
Schraubverbindungen Pitchantriebe - Rotornabe innen prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Luftspalt der Haltebremse an den Pitchmotoren von <i>Bonfiglioli</i> prüfen.		X	X	X	

14. Pitch	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Bremsscheibe der Haltebremse an den Pitchmotoren austauschen.	nach Bedarf				
Ölstand in den Pitchgetrieben prüfen.		X	X		
Dichtungen der Pitchdrehverbindungen prüfen.	X	X	X	X	
Fettauffangflaschen prüfen. Wenn Füllgrad > 15%, Flasche wechseln. Flaschentyp beachten.		X	X	X	
Schmiermittelfilm der Pitchverzahnung prüfen. Schmiermittelfilm des 0°-Zahns (1/3/5/6) bewerten.	X	X	X	X	
Schmierritzel der Pitchverzahnung prüfen. Zustand und Einstellung prüfen.		X	X	X	
Automatische Schmiereinrichtung warten. Pumpe und Schlauchverbindungen auf Schäden und Festsitz prüfen. Schmiermittelbehälter füllen und auf Lufteinschlüsse prüfen.	X	X	X	X	
Automatische Schmiereinrichtung auf Funktion prüfen.	X	X	X	X	
Getriebeöl in den Pitchgetrieben austauschen.				X	
Rotornabe reinigen.	X	X	X	X	
Korrosionsschutz	X			X	

15. Rotorlager und Maschinenträger	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Rotorlagergehäuse und Rotorwelle visuell prüfen.				X	
Maschinenträger visuell prüfen.				X	
Rotorarretierungsscheibe visuell prüfen.	X	X	X	X	
Rotorarretierung prüfen. Rotorarretierung auf Korrosion und Leichtgängigkeit prüfen. Aufkleber, Sicherheitsbaugruppe und Schrauben prüfen. Falls erforderlich, weitere Wartungsarbeiten durchführen, siehe E0003039458.	X	X	X	X	
Rotorwelle im Getriebe auf Festsitz prüfen.	X		X	X	
Wellenmutter prüfen.	X	X	X	X	
Komponenten für die Drehzahlerfassung auf Festsitz prüfen.	X	X		X	
Erdungsschleifkontakt prüfen.			X	X	
Schraubverbindungen zwischen Rotornabe und Rotorwelle prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:					
Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Jede 5. Schraubverbindung auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				

15. Rotorlager und Maschinenträger	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Schraubverbindungen des Rotorlager - Maschinenträger prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:					
Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen.	X				
Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Vorspannkraft geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Schraubverbindungen am Rotorlagergehäuse prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:					
Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Jede 2. Schraubverbindung auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Alle anderen Schraubverbindungen im Arbeitsbereich prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41 und siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Dichtungen austauschen				X	
Entlüfter austauschen				X	
Automatische Schmiereinrichtung Rotorlager warten. Pumpe und Schlauchverbindungen auf Schäden und Festsitz prüfen. Schmiermittelbehälter füllen und auf Lufteinschlüsse prüfen.	X	X	X	X	
Automatische Schmiereinrichtung auf Funktion prüfen.	X	X	X	X	
Fettauffangwannen leeren.	X	X	X	X	
Korrosionsschutz	X			X	

16. Azimutsystem	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Azimutantriebe visuell prüfen.		X	X	X	
Ölstand in den Azimutgetrieben prüfen.		X	X		
Schraubverbindungen Azimutdrehverbindung - Maschinenträger prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:					
Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen.	X				
Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Vorspannkraft geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Tragbild der Azimutritzel visuell prüfen.		X	X	X	
Schmierritzel der Azimutverzahnung prüfen.		X	X	X	
Automatische Schmiereinrichtung Azimut warten. Pumpe und Schlauchverbindungen auf Schäden und Festsitz prüfen. Schmiermittelbehälter füllen und auf Luftschlüsse prüfen.	X	X	X	X	
Automatische Schmiereinrichtung auf Funktion prüfen.	X	X	X	X	
Laufbahn der Azimutdrehverbindung schmieren.		X	X	X	
Schraubverbindungen Azimutantriebe - Maschinenträger prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:					
Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Jede 5. Schraubverbindung auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Luftspalt der Haltebremse an den Azimutmotoren von <i>Bonfiglioli</i> prüfen.		X	X	X	
Bremsscheibe der Haltebremse an den Azimutmotoren austauschen.	nach Bedarf				
Getriebeöl in den Azimutantrieben austauschen.				X	
Arbeitsbereich reinigen.	X	X	X	X	
Korrosionsschutz	X			X	

17. Getriebe	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Getriebe visuell prüfen.	X	X	X	X	
Ölprobe entnehmen. • Befülldatum: _____ • Datum letzter Ölwechsel: _____ • Öltemperatur Getr Oeltemp Sumpf (Min./Max./IST): _____ / _____ / _____ • Öltemperatur Getr LagTemp 1 (Gen) (Min./Max./IST): _____ / _____ / _____ • Öltemperatur Getr LagTemp 2 (Rot) (Min./Max./IST): _____ / _____ / _____  Ölwechsel nach Probenentnahme: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Ölprobenbegleitschein ausgefüllt: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/>	X	X	X	X	
Schraubverbindungen der Getriebeklemmhälften prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:  Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen. Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen. Alle nicht auf Vorspannkraft geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
		alle 10 Jahre			
		X	X	X	
Elastomerlager des Getriebes prüfen. Zur Schadensbeurteilung siehe K0806_023737.	X			X	
Getriebezahnräder visuell prüfen. Verzahnung, Lager und Strukturbauteile auf Schäden, Ablagerungen und Verfärbungen prüfen.	X	X	X	X	
Ölkühlsystem prüfen. Pumpe, Plattenwärmetauscher, Schläuche und Rohrleitungen auf Schäden und Leckagen prüfen. Öldruck prüfen. Laufende Pumpe auf ungewöhnliche Geräusche prüfen.	X	X	X	X	
Getriebeölfilter austauschen.	X	X	X	X	
Magnetstab am Getriebegehäuse prüfen.			X	X	
BelüftungsfILTER am Getriebegehäuse prüfen.			X	X	
Ölstände prüfen. • Getriebeöl nachgefüllt? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Nachgefüllte Ölmenge: _____ l	X	X	X	X	
Ölstandssensor auf Funktion prüfen.				X	

17. Getriebe	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Ölwechsel Getriebe in Abhängigkeit von der Ölsorte:  • Mobilgear SHC XMP 320 • Castrol Optigear X 320 • Min./Max.-Werte der Öltemperaturen zurückgesetzt?    Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/>					
	Je nach Zustand, gemäß Ölprobe				
				X	
Alle anderen Schraubverbindungen am Getriebe prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41 und siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Korrosionsschutz	X			X	
Getriebe ist betriebsbereit.	Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/>				

18. Rotorbremse	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Rotorbremse auf mechanische Schäden und Leckagen prüfen.	X	X	X	X	
Bremsscheibe auf Planlauf prüfen. • Sollwert: max. 0,5 mm Abweichung • IST-Wert: _____ mm		X	X	X	
Luftspalt zwischen Bremsbelag und Bremsscheibe prüfen.	X	X	X	X	
Bremsbelagstärke prüfen. • Zulässige Restbelagstärke: min. 4 mm • IST-Wert: _____ mm		X	X	X	
Bremsbeläge austauschen. <span style="float: right;">Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></span>	nach Bedarf				
Sensoren an der Rotorbremse prüfen.				X	
Rotorbremse spülen.				X	
Schraubverbindungen zwischen Rotorbremse und Getriebe prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:  Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen. Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen. Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
Reinigen der Rotorbremse	X	X	X	X	
Korrosionsschutz	X			X	

19. Schleifringübertrager	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Schleifringübertrager visuell prüfen.	X	X	X	X	
Schleifringeinheit warten. Falls der Steckverbinder geöffnet wurde, LWL-Kontakte reinigen. <b>Hinweis:</b> Die Schleifringeinheit von LTN ist wartungsfrei.		X	X	X	
Schleifringeinheit LTN austauschen. LWL-Kontakte reinigen.				X	
Schraubverbindungen prüfen. siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	

20 Kupplung, Generator und Generatorträger	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Spannsätze visuell prüfen. Spannsätze auf Verrutschen prüfen.	X	X	X	X	
Lamellenpakete bzw. Elastomerbuchsen und Zwischenrohr prüfen.	X	X	X	X	
Schraubverbindungen an der Kupplung prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:  Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
Korrosionsschutz	X	X	X	X	

20. Kupplung, Generator und Generatorträger	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Generator visuell prüfen.		X	X	X	
Automatische Schmiereinrichtung prüfen. Pumpe und Schlauchverbindungen auf Schäden und Festsitz prüfen. Schmiermittelbehälter füllen und auf Lufteinschlüsse prüfen.	X	X	X	X	

20. Kupplung, Generator und Generatorträger	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Automatischen Schmiereinrichtung auf Funktion prüfen.	X	X	X	X	
Fettsammler leeren.	nach Bedarf				
Generatorausrichtung prüfen. <b>Hinweis:</b> Tabellen in K0801_043601, Kap.:18.5.3 beachten <ul style="list-style-type: none"> <li>• Axialer Abstand: _____ mm</li> <li>• Versatzwerte bei Ermittlung des vertikalen und horizontalen Winkelversatzes für eine 2-Ebenen-Kupplung (z. B. mit <i>Rotalign Ultra iS</i>):               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Max. vertikaler Winkelversatz Ebene <math>\alpha</math>: _____ mrad bzw. _____ °</li> <li>- Max. vertikaler Winkelversatz Ebene <math>\beta</math>: _____ mrad bzw. _____ °</li> <li>- Max. horizontaler Winkelversatz Ebene <math>\alpha</math>: _____ mrad bzw. _____ °</li> <li>- Max. horizontaler Winkelversatz Ebene <math>\beta</math>: _____ mrad bzw. _____ °</li> </ul> </li> </ul>	X	X	X	X	
Schraubverbindungen der Generatorfüße prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:  Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
Schraubverbindungen am Generator prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41 und siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
Leitungsdurchführungen am Generator prüfen.	X	X		X	
Anschlüsse der Leistungskabel in den Generatoranschlusskästen auf Anziehmoment prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43.	X	X		X	
Anziehmomente des Potentialausgleichs prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43.	X	X	alle 4 Jahre		
Schleifringbahnen prüfen.	X	X	X	X	
Kohlebürsten und Bürstenhalter visuell prüfen.	X				

20. Kupplung, Generator und Generatorträger	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Kohlebürsten und Bürstenhalter prüfen. • Begleitblatt zur Ermittlung des Kohlebürstenverschleißes ausgefüllt. Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Zulässige Restlänge der Kohlebürsten nach Begleitblatt ermitteln. • Mussten die Kohlebürsten gewechselt werden. Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/>			X	X	
Federträger der Kohlebürsten austauschen.				X	
Schleifringraum visuell prüfen.	X				
Schleifringraum reinigen.		X	X	X	
Luftfiltermatten im Generator austauschen.		X	X	X	
Nur Generator von <i>Elin</i> : Rotorausleitungsbolzen reinigen.				X	
Korrosionsschutz	X			X	

20. Kupplung, Generator und Generatorträger	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Generatorträger visuell prüfen.				X	
Schraubverbindungen Generatorträger - Maschinenträger prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:  Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen. Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen. Alle nicht auf Vorspannkraft geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
		alle 10 Jahre			
		X	X	X	

21. Generatorkühlsystem	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Kühlsystem visuell prüfen.	X	X	X	X	
Druck im Kühlsystem prüfen.	X	X	X		
Kühlmittel austauschen.				X	

22. Hydrauliksystem	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Hydrauliksystem auf Schäden und Leckagen prüfen. <b>Hinweis:</b> Bei Druckentlastung Dok. K0801_043601E0003568982, Kap. 20.1, beachten.	X	X	X	X	
Ölprobe entnehmen. • Datum letzter Ölwechsel: _____ • Öltemperatur (Min./Max./IST): _____ / _____ / _____  Ölwechsel nach Probenentnahme: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Ölprobenbegleitschein ausgefüllt: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Öltemperatur Min. und Max. zurückgesetzt: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/>		X	X	X	
Druckfilter austauschen.	X	nach Bedarf			
Rücklauffilter austauschen. <b>Hinweis:</b> Indikator am Filter beachten.	X	nach Bedarf			
Ölführende Schlauchleitungen (Druckschläuche) austauschen.				X	
Vorfülldruck der Druckspeicher prüfen.		X	X	X	
Hydrauliksystem entlüften.	X				
Ölstand bei geöffneter Rotorbremse und gefüllten Druckspeichern prüfen. Sollwert: Mitte des Schauglases $\pm 1$ cm • Hydrauliköl nachgefüllt: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Nachgefüllte Ölmenge: _____ l	X	X	X	X	
Dichtheitsprüfung durchführen.	X	X	X	X	
Schraubverbindungen des Hydraulikaggregats prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
		alle 10 Jahre			
		X	X	X	
Korrosionsschutz	X	X	X	X	

23.1 + 23.2 Topbox	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Gummilager der Schaltschrankbefestigung prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
Elektrische Anschlüsse prüfen.		X		X	
Gummilager prüfen.		X		X	
Elektrische Leitungen prüfen.		X	X	X	
Luftdrucksensor prüfen.	alle 10 Jahre				
Korrosionsschutz	X			X	

23.1 + 23.3 Schaltschränke optionale Ausstattung	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Gummilager der Schaltschrankbefestigung prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
Gummilager prüfen.		X		X	
Elektrische Leitungen prüfen.		X	X	X	
Korrosionsschutz	X			X	

24. Hauptumrichter	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Hauptumrichter außen visuell auf Schäden prüfen.	X			X	
Gummilager der Hauptumrichterbefestigung prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Alle maschinenbaulichen Schraubverbindungen prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41 und siehe "Spezielle Schraubverbindungen Einbauten Stahlrohrturn" Seite 46:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Hauptumrichter innen visuell prüfen. Kabeldurchführungen, Dichtungen und Überspannungsschutzgeräte prüfen.	X	X	X	X	
Leitungen und Kabel auf Schäden und Festsitz prüfen.	X	X	X	X	
Gummilager prüfen.		X		X	
Eigenbedarfstrafo prüfen. <b>Hinweis:</b> Wenn die Option Spannungsregelungssystem verbaut ist, sind weitere Wartungsarbeiten erforderlich, siehe Optionen.		X	X	X	
Klimageräte warten. Klimageräte reinigen. Kondensatsammelbehälter leeren. Statusanzeige prüfen. Klimageräte auf Laufgeräusche prüfen.		X	X	X	
Hauptschalter prüfen, siehe separate Anleitung: • GE: K0805_054476 • Woodward: K0805_061896 • Emerson: K0805_068347		X	X	X	
Einstellwerte des Hauptschalters prüfen, siehe K0805_051854.			X	X	

24. Hauptumrichter	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Umrichter prüfen, siehe separate Anleitung: • GE: K0805_050094 • Woodward: K0805_058729 • Emerson: K0805_073100		X	X	X	
Heizungen und Lüfter Bottombox auf Funktion prüfen.		X	X	X	

25. MS-Trafo	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Gummilager der Schaltschrankbefestigung prüfen, siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
Gummilager prüfen.		X		X	
MS-Trafo warten. <b>Trockentrafo:</b> Trafo reinigen. Gelbe und blaue Schraubverbindungen der Anschlusskabel prüfen. Lüfter und Lüftersteuerung auf Funktion prüfen. <b>Nur bei vorhandener MS-Sekundärbox:</b> Temperaturüberwachung auf Funktion prüfen. <b>Flüssigkeitstrafo:</b> Trafo reinigen. Trafo auf Leckagen prüfen. Ölstand prüfen. Schraubverbindungen der NS-Kabelanschlüsse prüfen.	X		X	X	
Korrosionsschutz	X			X	

26. Brückenkran und E-Kettenzug	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
<b>Brückenkran</b>					
Brückenkran visuell auf Beschädigungen prüfen.	X	X	X	X	
Brückenkran auf Funktion prüfen. Kettenzug und Krantraverse auf Beweglichkeit und Arretierbarkeit prüfen.	X	X	X	X	
Schraubverbindungen prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.		alle 10 Jahre			
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
<b>E-Kettenzug</b>					
E-Kettenzug visuell auf Beschädigungen prüfen.	X	X	X	X	
Schraubverbindungen Halter E-Kettenzug prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41 und siehe "Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus" Seite 43:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.		alle 10 Jahre			
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Splinte und Bolzen am E-Kettenzug visuell prüfen.	X	X	X	X	
Befestigung der Kettenführung des E-Kettenzugs prüfen.	X	X	X	X	
E-Kettenzug auf Funktion prüfen.	X	X	X	X	
Kette des E-Kettenzugs schmieren.	X		X	X	

27. Maschinenhaus	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Maschinenhausverkleidung außen visuell prüfen.			X	X	
Notbeleuchtung prüfen.	X	X	X	X	
Schraubverbindungen des Krantragwerks prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Schraubverbindungen der Maschinenhausverkleidungsteile prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:					
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	X				
Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.	alle 10 Jahre				
Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.		X	X	X	
Schraubverbindungen der Maschinenhausverkleidungsteile prüfen:					
Alle eingeklebten Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X	X	X	X	
Ausstiegsluken prüfen.				X	

28. Dach	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Kühlerrahmen visuell prüfen.		X	X	X	
Wärmetauscher visuell prüfen.	X	X	X	X	
Windmesssystem prüfen.	X			X	
Blitzschutzrezeptoren und Erdungsbänder zur Kranschiene prüfen.		X	X	X	
Alle Schraubverbindungen der Dachaufbauten visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X	X	X	X	
Korrosionsschutz	X			X	

29. Austausch sicherheitsrelevanter Bauteile	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Analoge Eingabemodule austauschen.	2 Jahre nach Errichtung				
Pitchumrichter austauschen.	Alle 10 Jahre *)				

\*) : Der Austausch nach 20 Jahren entfällt, wenn die WEA nicht länger betrieben werden soll.

30. Sicherheitstests	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
<b>Azimut-Stopp-Schalter auf Funktion prüfen:</b>					
• An der Topbox		X	X	X	
<b>Sicherheitsleuchten und Hupen auf Funktion prüfen:</b>					
• Hupe im Maschinenhaus		X	X	X	
• Signalleuchten in der Rotornabe		X	X	X	
• Signalleuchten im Maschinenhaus		X	X	X	
• Signalleuchten im Azimutbereich		X	X	X	
• Hupe an der Bottombox		X	X	X	

30. Sicherheitstests	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
<p><b>Not-Halt-Schalter im Maschinenhaus auf Funktion prüfen:</b>                      Jeden Not-Halt-Schalter im Maschinenhaus einmal auslösen und Reaktion prüfen. Not-Halt-Schalter entriegeln, Fehlermeldungen zurücksetzen und Safety-Reset durchführen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Not-Halt Topbox                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alarm FM5001 ausgelöst? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> <li>- Azimutumrichter momentenfrei (Display)? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> <li>- Rotorblätter in 95°-Position? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> <li>- Rotorbremse geschlossen? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> <li>- FM300 und 1209 ausgelöst? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> </ul> </li> </ul> <p>Sicherstellen, ob der Leistungsschalter geöffnet wurde und die LED des Sicherheitsrelais BMK im Hauptumrichter nicht leuchtet.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Not-Halt Bedienterminal                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alarm FM5001 ausgelöst? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> </ul> </li> <li>• Not-Halt Maschinenhauseinstieg                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alarm FM5001 ausgelöst? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> </ul> </li> <li>• Not-Halt an der Tragstruktur rechts neben der Kupplung</li> <li>• Alarm FM5001 ausgelöst? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> </ul>		X	X	X	
<p><b>Not-Halt-Schalter im Turmfuß auf Funktion prüfen:</b>                      Jeden Not-Halt-Schalter im Turmfuß einmal auslösen und Reaktion prüfen. Not-Halt-Schalter entriegeln, Fehlermeldungen zurücksetzen und Safety-Reset durchführen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Not-Halt Turmeingang                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alarm FM5001 ausgelöst? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> </ul> </li> </ul>		X	X	X	
<p><b>Wahlschalter Leistungsschalter HU auf Funktion prüfen (wenn vorhanden).</b></p> <p>Wahlschalter <i>Leistungsschalter HU</i> in Stellung "ZU":</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Meldeleuchte <i>Leistungsschalter HU AUF</i> leuchtet nicht? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> <li>• FM5151 (HU Leistungsschalter Offen) ist nicht aktiv? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> </ul> <p>Wahlschalter <i>Leistungsschalter HU</i> in Stellung "AUF":</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Meldeleuchte <i>Leistungsschalter HU AUF</i> leuchtet? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> <li>• FM5151 wurde ausgelöst? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> <li>• LED am Relais +TOB2-KF1 Topbox leuchtet nicht? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> <li>• LED an der Klemme 07 an +TOB1-F97.5 leuchtet? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> <li>• Leistungsschalter ist ausgeschaltet? Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></li> </ul>		X	X	X	

31. Probelauf	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Rotorblätter akustisch prüfen.	X	X	X	X	
Laufgeräusche im Maschinenhaus prüfen: • Laufgeräusche des Rotorlagers OK: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Laufgeräusche des Getriebes OK: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Laufgeräusche des Generators OK: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Laufgeräusche der Nebenaggregate OK: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/>	X	X	X	X	
Sensorik prüfen: • Drehzahlmesswerte OK: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Windmesssystems OK: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/> • Netzwerke OK: Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/>	X	X	X	X	
Thermalprüfung aller Leistungskabel-Verbindungen durchführen, siehe Prüfanleitung E0004141927.	X				
Maschinenhaus reinigen.	X	X	X	X	

32. Turm	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Turm außen visuell prüfen.		X	X	X	
Turm innen auf Verformungen und Korrosion prüfen.		X	X	X	
Schweißnähte visuell prüfen.		X	X	X	
Steigleitern, Plattformen und Durchstiege prüfen. Visuelle Prüfung. Luke Plattform Turmzugang und öldichte Plattform auf Funktion prüfen.	X	X	X	X	
Schraubverbindungen Halter Steigleiter an Turm, Geländer Durchstiege, L-Halter Plattform an Turm prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
		alle 10 Jahre			
		X	X	X	
Unzugängliche Schraubverbindungen Plattform an L-Halter bzw. angeschweißte Bleche und Plattformbleche untereinander visuell prüfen.	X	X		X	
Kabelführung, Beleuchtung und Erdung prüfen. Nur für WEA mit Leuchtstofflampen im Turm: LED der Notbeleuchtung prüfen. Leuchtmittel prüfen. Erdung Maschinenhaus-Turm, Flansch-Flansch und Flansch-Fundament prüfen.	X			X	

32. Turm	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Schraubverbindungen der Kabelschellen prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
Kabelleop prüfen. Kabel entdrillen und Zustand prüfen. <i>Hydac</i> -Sterne und Loopkabelaufhängung auf korrekten Sitz prüfen.	X			X	
Schraubverbindungen von Loophalterung und Traversen Kabelführung prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
Schraubverbindungen Turm/Maschinenhaus prüfen, siehe "Turmflansche" Seite 49:  Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Jede 10. Schraubverbindung auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
		X		X	
		X	X	X	
Schraubverbindungen der Turmflansche prüfen, siehe "Turmflansche" Seite 49: <b>Hinweis:</b> Der Turm TS134 besitzt zwischen Bottom- und erster Mid-Sektion einen T-Flansch. Die äußeren Schrauben müssen nach der Wartung Typ 1 nur bei festgestelltem Vorspannverlust der inneren Schrauben geprüft werden.  Alle Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Jede 10. Schraubverbindung auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
		X		X	
		X	X	X	

32. Turm	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
Schraubverbindungen am Turmfundament prüfen, siehe "Fundamentverschraubungen Stahlrohtürme" Seite 50:  Alle Schraubverbindungen auf Vorspannkraft prüfen. Jede 10. Schraubverbindung auf Vorspannkraft prüfen. Alle nicht auf Vorspannkraft geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
		X		X	
		X	X	X	
Fundament visuell prüfen.	X	X	alle 4 Jahre		
Turm reinigen.	nach Bedarf				
Korrosionsschutz	X	X	X	X	
<b>Zusätzliche Arbeiten am Fertigteilhybridturm Typ TCS</b>					
Konsole Wärmetauscher außen prüfen.		X		X	
<b>Personenweg</b>					
• Alle Befestigungselemente von Steigleiter und Kabelführung visuell auf Schäden prüfen.	X	X	X	X	
• Schraubverbindungen von Steigleiter und Kabelführung prüfen, siehe "Fertigteil-Hybridturm" Seite 50:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen. Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen. Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
<b>Turmkeller</b>					
• Einbauten im Turmkeller visuell auf Schäden prüfen, insbesondere Konsole Kühlpumpe, Schaltanlagenabdeckung und Trafoeinhausung.	X				
<b>Kellerdurchstieg</b>					
• Kellerdurchstieg visuell auf Schäden prüfen.		X	X	X	
<b>Adapterplattform</b>					
• Auflager für Trägerstruktur visuell auf Beschädigungen und auf Festsitz prüfen.	X	X	X	X	
• Geländerbaugruppen visuell auf Beschädigungen und auf Festsitz prüfen.	X			X	
• Alle Schraubverbindungen visuell prüfen. Einklebung prüfen.	X	X	X	X	

32. Turm	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
<b>Spannglieder</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>Spannglieder visuell auf Beschädigungen der Ummantelung im Turm und am Hüllrohr im Fundament prüfen.</li> </ul>			X	X	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Zylindrische Abdeckung der Spannanker am Fundament visuell auf austretendes Fett prüfen. Falls erforderlich, Fettschutzschicht am Spannanker erneuern.</li> </ul>			X	X	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Zylindrische Abdeckung der Spannanker am Adapter visuell auf austretendes Fett prüfen. Falls erforderlich, Fettschutzschicht am Spannanker erneuern.</li> </ul>			X	X	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Spannanker stichprobenartig an vier gleichmäßig über den Umfang der Turmverankerung verteilten Spanngliedern, sowohl am Fundament als auch am Adapter, prüfen. Spannanker visuell auf Korrosion und Lockerung prüfen. Geprüfte Abdeckungen markieren. <b>Hinweis:</b> Bei wiederholter Prüfung der ersten Spannanker im Uhrzeigersinn neben einem bereits früher geprüfem auswählen.</li> </ul>			X	X	

33. Bottombox	Typ				
	1	3.1	3	4	✓
Bottombox außen visuell auf Schäden prüfen.	X			X	
Alle maschinenbaulichen Schraubverbindungen prüfen, siehe "Standardschraubverbindungen" Seite 41 und siehe "Spezielle Schraubverbindungen Einbauten Stahlrohrturm" Seite 46:  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht eingeklebten Schraubverbindungen auf Anziehmoment prüfen.  Alle nicht auf Anziehmoment geprüften Schraubverbindungen visuell prüfen und Lockerheitstest durchführen.	X				
	alle 10 Jahre				
		X	X	X	
Bottombox innen visuell prüfen. Kabeldurchführungen, Dichtungen und Überspannungsschutzgeräte prüfen.	X	X	X	X	
Leitungen und Kabel auf Schäden und Festsitz prüfen.	X	X	X	X	
Isolationmessung der Turmkabel	alle 4 Jahre				
Eigenbedarfstrafo prüfen. <b>Hinweis:</b> Wenn die Option Spannungsregelungssystem verbaut ist, sind weitere Wartungsarbeiten erforderlich, siehe Optionen.		X	X	X	
Heizungen und Lüfter Bottombox auf Funktion prüfen.		X	X	X	

34. MS-Trafo und MS-Schaltanlage	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
MS-Schaltanlage warten. MS-Schaltanlage visuell prüfen und reinigen. <b>Nur bei separater Trafostation:</b> Schraubverbindungen der Anschlusskabel prüfen.	X	X	X	X	
SF6-Druck an MS-Schaltanlage prüfen.	X	X	X	X	

35. Wartung der Optionen	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
<b>Schattenwurf- und Fledermausmodul</b>					
Lichtsensor prüfen.		X	X	X	
Niederschlagsmonitor prüfen.		X	X	X	
<b>Blitzerkennungssystem</b>					
Blitzerkennungssystem warten, siehe <i>K0805_045436</i> .		X	X		
<b>Blitzerkennung Turmfuß</b>					
System warten, siehe Dokument <i>E0003032477 Blitzerkennung Turmfuß</i> .		X	X		
<b>Lightning Monitoring</b>					
System warten, siehe Dokument <i>K0815_077776_DE Lightning Monitoring System</i>			X		
<b>Anti-Icing-System</b>					
Anti-Icing-System warten, siehe <i>K0801_056527 (AIS-B)</i> bzw. <i>K0801_073894 (AIS-C SLP 23-1504)</i> .		X	X	X	
Kabelleiter zur Kabelführung ins Blatt prüfen.					
Federn und Stahlseile auf Beschädigungen prüfen.					
Kabel auf Beschädigungen prüfen.					
<b>CMS Triebstrang</b>					
CMS Triebstrangs warten. Schaltschrank, Sensoren, Verkabelung		X	X	X	
<b>Brandmelde-/Feuerlöschsystem</b>					
Brandmelde-/Feuerlöschsystems prüfen.		X	X	X	
<b>Rotorblatt-Eisdetektion</b>					
Rotorblatt-Eisdetektion warten, siehe <i>K0815_059606</i> .	X	X	X	X	

35. Wartung der Optionen	Typ				✓
	1	3.1	3	4	
<b>Eissensor</b>					
Eissensor prüfen. Eissensor sowie Kabel und Steckverbindungen auf Festsitz prüfen. Sensordraht säubern. Testalarm durchführen. Sensorpegel auf Plausibilität prüfen.		X	X	X	
<b>Gefahrenfeuer</b>					
Schaltschrank prüfen.		X	X	X	
Gefahrenfeuer auf Funktion prüfen.	X	X	X	X	
USV prüfen.		X	X	X	
USV-Akkus austauschen.	alle 3 Jahre				
<b>Metallpartikelsensor</b>					
Komponenten des Metallpartikelsensors in der Topbox und am Filter/an der Pumpe visuell prüfen.		X	X	X	
<b>Einbruchmeldeanlage</b>					
Einbruchmeldeanlage außen visuell prüfen. Schaltschrank und Systemkomponenten prüfen. Kabeleinführungen auf Festsitz prüfen.		X	X	X	
Schaltschrank innen visuell prüfen. Kabelanschlüsse prüfen. Netzteilbaugruppe anhand der LEDs LD1 und LD2 auf Funktion prüfen.		X	X	X	
Akku austauschen. <b>Hinweis:</b> Wurde der Akku bereits früher ausgetauscht, nächsten Austausch erst nach 5 Jahren durchführen.	nach Bedarf, spätestens nach 5 Jahren				

## 4. Anziehmomente der Schraubverbindungen



### ACHTUNG

#### Beeinträchtigung der Sicherheit von eingeklebten Schraubverbindungen

Schrauben mit nur einer roten Farbmarkierung (Punkt) sind eingeklebt. Ein Nachspannen dieser Schrauben zerstört die Schraubensicherung.

Eingeklebte Schrauben nur einer Sichtprüfung unterziehen.

Bei der Mehrzahl der Schraubverbindungen einer Nordex-WEA handelt es sich um drehmomentgesteuert angezogene Standardschraubverbindungen. Für diese gelten die in der Tabelle im Kapitel 4.1 aufgeführten Anziehmomente.

Spezielle Schraubverbindungen mit davon abweichenden Anziehmomenten bzw. hydraulisch gespannte Schraubverbindungen sind in den Kapiteln ab 4.2 aufgeführt.

### 4.1 Standardschraubverbindungen

Auszug aus VDI 2230 Blatt 1, Anhang A (Ausgabe 2015):

Abmessung (Gewinde)	Anziehmoment $M_A$ [Nm] <sup>1)</sup>		
	Festigkeitsklasse		
	8.8	10.9	12.9
M4	2,3	3,3	3,9
M5	4,4	6,5	7,6
M6	7,7	11,3	13,2
M7	12,6	18,5	21,6
M8	18,5	27,2	31,8
M10	36	53	62
M12	63	92	108
M14	100	146	171
M16	153	224	262
M18	220	314	367
M20	308	438	513
M22	417	595	696
M24	529	754	882
M27	772	1100	1287
M30	1053	1500	1755

Abmessung (Gewinde)	Anziehmoment $M_A$ [Nm] <sup>1)</sup>		
	Festigkeitsklasse		
	8.8	10.9	12.9
M33	1415	2015	2358
M36	1825	2600	3042
M39	2348	3345	3914

1) Anziehmomente  $M_A$  in Nm für  $\mu_K = \mu_G = 0,08$  bei  $v = 0,9$  für Schaftschrauben mit metrischem Regelgewinde nach DIN ISO 68, DIN ISO 724, DIN 13-19; Kopfabmessungen von Sechskantschrauben nach DIN EN ISO 4014 bis DIN EN ISO 4018, Schrauben mit Außensechsrund nach DIN 34800 bzw. Zylinderschrauben nach DIN EN ISO 4762 und Bohrung "mittel" nach DIN EN 20273

## 4.2 Spezielle Schraubverbindungen Rotornabe

Bezeichnung	Gewinde	Güte	Schlüsselweite (SW) [mm]	Anziehmoment [Nm] / Vorspannkraft [kN] <sup>1)</sup>
Rotorblatt - Extender	M36	10.9	SW 50	460 kN
Extender -Pitchdrehverbindung	M27	10.9		390 kN
Pitch-Drehverbindungen - Rotornabe hydraulisch gespannt (ITH)	M27	10.9		390 kN
Rotornabe - Rotorwelle	M27	10.9		390 kN
<b>Rotornabe innen</b>				
<b>Verschraubungen auf der Rotornabe</b>				
<b>Spinner</b>				

1) Je nach Anziehverfahren

### 4.3 Spezielle Schraubverbindungen Maschinenhaus

Bezeichnung	Gewinde	Güte	Schlüsselweite (SW) [mm]	Anziehmoment [Nm] / Vorspannkraft [kN] <sup>1)</sup>
<b>Rotorlager</b>				
Rotorlagergehäuse-Maschinenträger hydraulisch gespannt (ITH)	M36	10.9	SW 50	670 kN
<b>Getriebe</b>				
Getriebeklemmhälften hydraulisch gespannt (ITH)	M42	10.9	SW 70	920 kN
<b>Schleifringübertrager</b>				
Steckkupplung - Getriebe	M10	8.8	SW 16	47 Nm
Steckkupplung - Schleifringeinheit				
• GAT	M8	8.8	Inb. 5	24 Nm
• LTN	M8	8.8	Inb. 5	25 Nm
<b>Generatorträger (GT)</b>				
GT - Maschinenträger hydraulisch gespannt (ITH)	M27	10.9		390 kN
<b>Maschinenträger (MT)</b>				
<b>Überstieg Rotorwelle</b>				
<b>Abdeckung Rotorarretierungsscheibe</b>				
<b>Lenkerkupplung (Centa-Kupplung)</b>				
<b>Lamellenkupplung (KTR-Kupplung)</b>				
<b>Azimutsystem</b>				
Azimutdrehverbindung - MT hydraulisch gespannt (ITH)	M27	10.9		390 kN

Bezeichnung	Gewinde	Güte	Schlüsselweite (SW) [mm]	Anziehmoment [Nm] / Vorspannkraft [kN] <sup>1)</sup>
<b>Topbox</b>				
<b>Tragwerk</b>				
<b>Kran</b>				
<b>Kühlwasserpumpe</b>				
<b>Generator</b>				
Generatoranschlusskästen <i>Siemens</i>	M20	8.8	SW 30	330 Nm
	M16	8.8	SW 24	160 Nm
	M12	8.8	SW 19	66 Nm
	M10	8.8	SW 17	38 Nm
Generatoranschlusskasten <i>ELIN</i>	M20	8.8	SW 30	415 Nm
	M16	8.8	SW 24	206 Nm
	M12	8.8	SW 19	84 Nm
	M10	8.8	SW 17	48 Nm
Potentialausgleich	M12	8.8	SW 19	73 Nm
	M10	8.8	SW 17	43 Nm
	M8	8.8	SW 13	21,6 Nm
<b>Optionsrahmen</b>				
<b>Rahmen Kühlsystem</b>				
<b>Sonstiges</b>				

<sup>1)</sup> Je nach Anziehverfahren

## 4.4 Spezielle Schraubverbindungen Hauptumrichter

Bezeichnung	Gewinde	Güte	Schlüsselweite (SW) [mm]	Anziehmoment [Nm]
<b>Hauptumrichter</b>				
<b>Hauptumrichter GE</b>				
• Netz- und Rotoranschlüsse	M12	8.8	SW 19	48
• Statoranschlüsse				
- Gewindebolzen in Nutstein	M12		Inb.	10
- Mutter auf Gewindebolzen	M12		SW 19	40
<b>Hauptumrichter Woodward</b>				
• Stromschienenverschraubungen				
	M4			2,3
	M5			4,6
	M6			7,9
	M8			19
	M10			38
	M12			66
	M16			162
• Schraubverbindungen auf Stromschienen mit Nutsteinen			SW 14/ 16	25
			SW 18/ 19	35
			SW 23/ 24	45
<b>Hauptumrichter Emerson</b>	M12	8.8	SW 19	42

## 4.5 MS-Trafo und MS-Schaltanlage

Bezeichnung	Gewinde	Güte	Schlüsselweite (SW) [mm]	Anziehmoment [Nm]
<b>MS-Trockentrafo</b>				
<b>MS-Flüssigkeitstrafo</b>				
<b>MS-Schaltanlage</b>				

## 4.6 Spezielle Schraubverbindungen Einbauten Stahlrohrturm

Bezeichnung	Gewinde	Güte	Schlüsselweite (SW) [mm]	Anziehmoment [Nm] / Vorspannkraft [kN] <sup>1)</sup>
<b>Bottombox</b>				
<b>Geländer Zugangsplattform</b>				
<b>Turmtür</b>				

<sup>1)</sup> Je nach Anziehverfahren

## 4.7 Turmflansche

Bezeichnung	Gewinde	Güte	Schlüsselweite (SW) [mm]	Anziehmoment [Nm]
Turm - Maschinenhaus	M20	10.9	SW 55	450

Bezeichnung	Gewinde	Güte	Schlüsselweite (SW) [mm]	Anziehmoment [Nm]
Turmflansch - Turmflansch	M36	10.9	SW 60	2800
	M42	10.9	SW 70	4500
	M48	10.9	SW 80	6500
	M56	10.9	SW 90	10.000
	M64	10.9	SW 100	15.000

## 4.8 Fundamentverschraubungen Stahlrohtürme

Turm	Gewinde	Güte	Schlüsselweite (SW) [mm]	Vorspannkraft [kN]
TS105	M42	10.9	SW 70	580
TS125	M42	10.9	SW 70	610
TS145	M42	10.9	SW 70	590

## 4.9 Fertigteil-Hybridturm

### 4.9.1 Einbauten

#### TCS164

Bezeichnung	Gewinde	Güte	Schlüsselweite (SW) [mm]	Anziehmoment [Nm]
<b>Personenweg</b>				
<b>Turm Keller</b>				
<b>Kellerdurchstieg</b>				

## 4. Wechselteile und Verbrauchsmaterialien

### Abkürzungen:

- n. B.: nach Befund
- ASA: Automatische Schmiereinrichtung
- NCV: Normalklimaausführung
- CCV: Kaltklimaausführung

### 4.1 Pitchsystem

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Pitchakkus					
- Hochstromakku, Set 360 V	8003865-00	/	/	3	
Lüfterwechselset Pitchumrichter PM2 + E40		/	n. B. 3	n. B. 3	
Konuslager Centerbox					
- Konuslager 45NR11 Ø55,6/M12	28176	/	n. B. 4	n. B. 4	
- Zentrierscheibe für Konuslager Ø55,6/M12	28283				
- Anschlagsscheibe für Konuslager Ø55,6/M12	28284				
Konuslager Pitchkonsolen					
- Konuslager 60NR11 Ø75/M16	44440	/	n. B. 18	n. B. 18	
- Zentrierscheibe für Konuslager Ø75/M16	44441				
- Anschlagsscheibe für Konuslager Ø75/M16	44442				
Getriebeöl <i>Mobil SHC 629</i> für Pitchgetriebe, 20 l	14872	/	/	6 l	
Fett <i>Fuchs Gleitmo 585K</i> für die Pitchdrehverbindung					
- Kartusche 5,0 kg	43241	/	15 kg	15 kg	
- Kartusche 380 g	26302				
Fett <i>Ceplattyn BL white</i> für die Pitchverzahnung	56913	4 kg	4 kg	4 kg	

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Fettauffangflasche <i>Cavycar</i>	8003431-00	/	72	72	
Pitchumrichter <i>E40-EDVA3S2P</i>	39803-03	nach 10 Jahren 3 St.			

## 4.2 Rotorlager

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Kohlebürste für Erdungsschleifkontakt		/	n. B. 1	n. B. 1	
Dichtung	8005851-00	/	/	4	
Entlüfter	8005851-00	/	/	2	
Fett <i>Mobil SHC 460 WT</i> für die ASA					
- Kartusche mit 4 kg	38236	/	max. 20 kg	max. 20 kg	
- Kartusche mit 380 g	8436				

## 4.3 Getriebe

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Filterelement Getriebeölfilter					
- Filterelement <i>Hydac 2600 R 010 BN4HX /-5KE50-SO562</i> (für beide Getriebetypen)	8007617-00	1	1	1	
EntlüftungsfILTER					
- Fa. <i>Internormen</i>	45334	/	1	1	
- Fa. <i>Mahle</i>	17683				
Getriebeöl (siehe Aufkleber am Getriebe)					
- <i>Castrol Optigear X 320</i>	42269	10 l	10 l	10 l	
- <i>Fuchs Renolin Unisyn CLP 320</i> , Kanister 20 Liter	52950				
Ölprobe-Analyse-Set-5 (KF + NZ)	17273	2	2	2	

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Schlauch Plattenwärmetauscher, kurz, DIN 20066-3TE 38 N90N-1620	8005149-00	/	n. B. 1	n. B. 1	
Schlauch Plattenwärmetauscher, lang, DIN 20066-3TE 38 N90N-1840	8005167-00	/	n. B. 1	n. B. 1	

#### 4.4 Schleifringübertrager

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
<b>Schleifringübertrager GAT</b>					
Dose Goldkontaktspray <i>Klüberalfa YM 3-30</i>	17275	/	0,5	0,5	
Schleifringeinheit					
- Schleifringeinheit mit IPC 80A (PT)	8003139-00	n. B.	n. B.	n. B.	
- Schleifringeinheit mit IPC AIS (PT)	8003144-00	1	1	1	
O-Ring NBR 70 shore / 180x2, 400100107	44461	/	2	2	
O-Ring NBR 70 shore / 210x2, 400100105	44462	/	/	1	
Dichtring NBR 70 shore / GM2500 M10, 418000104	44463	/	3	3	
Sechskant-Hutmutter M10 selbstsichernd, 414000032	44464	/	3	3	
Trägerplatte mit Heizungselement für Schleifringeinheit ohne Geber	44466				
<b>Schleifringübertrager LTN</b>					
- Schleifringeinheit mit IPC 80A (PT)	8003318-00	/	/	1	
- Schleifringeinheit mit IPC 80A (PT)	8003144-00				

#### 4.5 Rotorbremse

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Bremsbelagsatz					

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
- JHS	8006914-00	n. B.	n. B.	n. B.	
- KTR	8006917-00	1	1	1	
Temperatursensor					
- JHS PT100	8006915-00	n. B.	n. B.	n. B.	
- KTR PT100	8006916-00	1	1	1	

## 4.6 Generator

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
<b>Siemens-Generator</b>					
- Hauptkohlebürsten	48550	/	24	24	
- Erdungsbürsten	48552	/	2	2	
- Doppelfederträger der Hauptkohlebürsten	37510	/	/	12	
- Federträger der Erdungsbürsten	37512	/	/	2	
- Luftfiltermatte	43547	/	4	4	
<b>Elin-Generatoren 507492A</b>					
- Hauptkohlebürsten	8003080-00	/	24	24	
- Erdungsbürsten	8003081-00	/	2	2	
- Federträger der Hauptkohlebürsten	8003669-00	/	/	12	
- Federträger der Erdungsbürsten	8003671-00	/	/	2	
- Luftfiltermatte	29726	/	1	1	
Spezialreiniger Schleifringraum Generator, <i>Rivolta S.L.X. Top</i>	43139	/	0,5 l	0,5 l	
Schleifpapier zum Einschleifen Kohlebürsten (180er Körnung)	16132	/	1	1	
Schleifpapier zum Einschleifen Kohlebürsten (400er Körnung)	45438	/	1	1	
<b>Fett Klüberplex BEM 41-132 für die ASA</b>					
- Kartusche 400 g	24006	/	4 kg	4 kg	
- Kartusche 5 kg	49937				

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Ausgleichsplatte für Generatorlager 2 mm	18030	n. B. 4	n. B. 4	n. B. 4	
Ausgleichsplatte für Generatorlager 5 mm	20184	n. B. 4	n. B. 4	n. B. 4	
<b>Kühlmittelschläuche</b>					
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N90N-1795	8005170-00	/	n. B. 1	n. B. 1	
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N45N90-1475-270	8005179-00				
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N90N90-1790-160	8004888-00				
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N90N90-1300-270	8005181-00				
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N90N-2135	8005183-00				
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N45N90-13075-270	8005185-00				
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N45N90-3120-270	8005184-00				
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N90N-2175	8005182-00				
<b>Kühlmittel</b>					
- NCV: Varidos FSK-45, Kanister 20 l	46194	n. B. 10 l	n. B. 10 l	20 l	
- CCV: Varidos FSK-50, Kanister 20 l	46193				

## 4.7 MS-Trafo

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
<b>Kühlmittelschläuche</b>					
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N90N90-1605	8005186-00	/	n. B. 1	n. B. 1	
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N45N45-1880-90	8005187-00	/	n. B. 1	n. B. 1	

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N90N-4100	8005172-00	/	n. B. 1	n. B. 1	
- Hydraulikschlauch DIN 20066-3TE 38 N45N-4600	8005174-00	/	n. B. 1	n. B. 1	

## 4.8 Hydrauliksystem

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Hydrauliköl <i>Shell Tellus S4 VX 32</i>	30032	n. B. 5 l	n. B. 5 l	n. B. 5 l	
Ölprobe-Analyse-Set 5 (KF+NZ)	17273	1	1	1	
Hydraulikschläuche					
- am Hydraulikaggregat	8006308-00	/	/	1	
- an der Rotorbremse Getriebe <i>Moventas</i>	8007285-00	/	/	1	
- an der Rotorbremse Getriebe <i>Winergy</i>	8007307-00	/	/	1	
- am Getriebe unten	8007330-00				

## 4.9 Azimutsystem

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Öl für Azimutgetriebe <i>Mobil SHC 629</i> , 20 l	14872	/	/	110 l	
Fett <i>Ceplattyn BL white</i> für die Verzahnung der Azimutdrehverbindung	56913	2,5 kg	2,5 kg	2,5 kg	
Kartusche 380 g Fett <i>Fuchs Gleitmo 585K</i> für die Azimutdrehverbindung	26302	/	2,2 kg	2,2 kg	
Simotion Lüfter-/Batterieminidul			n. B. 1	n. B. 1	
Lüfter Ersatzpack Einspeiseminidul			n. B. 2	n. B. 2	
Lüfter Ersatzpack Motorminidul			n. B. 3	n. B. 3	

## 4.10 Maschinenhaus

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
<b>Schaltschränke Maschinenhaus</b>					
MO-Lager	41965	/	n. B. 17	n. B. 17	
<b>Bordkran</b>					
Öl für Kette <i>Fuchs CTP Decordyn 350 Spray</i>	39073	2	2	2	

## 4.11 Topbox

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
<b>Ersatz-Akkupaket für USV 3000</b>					
- <i>Eaton, FSBR-91303</i>	45903	/	n. B.	n. B.	
- <i>Wöhrle, AKKU-SYS 12-9-6CON3</i>	45904				

## 4.12 Sicherheitsrelevante Bauteile

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Pitch-Umrichter LTI Pitchmaster II+	39803-1	nach 10 Jahren 1 St.			
Schalenkreuzanemometer Thies Compact	8005684-00	nach 20 Jahren 1 St.			
AI-Module PxC AXL F AI8 W 1F	55111	nach 20 Jahren 2 ST.			

## 4.13 Optionen

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
<b>Einbruchmeldeanlage</b>					
• Akku LC-R127R2PG1	10563			1	

## 4.14 Sonstiges

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Farbe <i>Hempatex Enamel</i> 56360 Grünblau RAL 5001	42395	2	1	1	
Farbe Grünblau RAL 5001 Spraydose	45303	1	1	1	
Farbe <i>Hempatex Enamel</i> 56360 Lichtgrau RAL 7035	24018	2	1	1	
Farbe Lichtgrau RAL 7035 Spraydose	24047	1	1	1	
Farbe Blutorange RAL 2002 (Dose 375 ml)	17719	1	0,5	0,5	
Spraydose Acryl RAL 9016 matt / 400 ml Dose	18316	2	1	1	
Buntlack Signalgelb RAL 1003	24632	1	/	/	
Grundierung <i>Percotex</i> 040 Kieselgrau RAL7032	24314	1	/	/	
<i>Molykote G-Rapid Plus</i> , Gebinde 1 kg	7647	1	0	0,5	
<i>TeiPol VP24</i> Reiniger	16844	1	0,5	0,5	
Bremsenreiniger acetonfrei	18761	8	2	2	
Technisches Isopropanol >95%	43174				
Zinkspray Spraydose 400 ml	5298	1	0,5	0,5	
Kanister 20 Liter	21812	5	/	5	
Kanister 5 Liter	21802	1	1	1	
<i>Sikaflex</i> 221, weiß, 310 ml	11699	2	1	1	
Nitro-Universalverdünnung E-Coll, 1 l	13729	3	0,5	0,5	
Putzlappen (in Säcken a 25 kg)	3081	0,5	0,5	0,5	
Silikonspray für Gummidichtungen	27538	1	1	1	
Müllsack blau 120 Liter 100µm dick	15135	2	2	2	
<b>Farbe für Markierung der Schraubverbindungen</b>					
<i>Texpen</i> -univers.-Markierungsstift Rot	27436	2	/	2	
<i>Texpen</i> -univers.-Markierungsstift Gelb	27437	2	/	/	
<i>Texpen</i> -univers.-Markierungsstift Grün	27409	/	2	2	
Lackstift rot mit Pinsel	20151	1	/	1	

Bezeichnung	SAP-Nr.	Menge bei Wart.-Typ			Verbrauch
		1	3	4	
Lackstift gelb mit Pinsel	16846	1	/	/	
Lackstift grün mit Pinsel	36431	/	1	1	

## 5. Unterschriften zur ausgeführten Wartung



### HINWEIS

Angaben unter:

- "Wartung ausgeführt von" und
- "Datum"

in Druckschrift eintragen.

Die WEA ist betriebsbereit? Ja  Nein

Servicebericht verfasst? Ja  Nein

Musste ein Abweichungsbericht erstellt werden? Ja  Nein

Wartung ausgeführt von: \_\_\_\_\_

Datum: \_\_\_\_\_

Unterschrift: \_\_\_\_\_

Firmenstempel:

## 6. Änderungsindex

Rev.	Datum	Änderung	AST	Bearbeiter
00	18.04.2018	Erstellung	11722	Ruff



## **16.1.6**

**Zuwegung und Kranstellfläche**

Allgemeine Dokumentation

# Transport, Zuwegung und Krananforderungen

## Anlagenklasse Nordex Delta4000



E0003937100

Revision 05 /27.04.2018

- Originalvertriebsdokument -  
Dokument wird elektronisch verteilt.  
Originaldokument bei Nordex Energy GmbH, Engineering.

Das vorliegende Dokument wurde von der Nordex Energy GmbH und/oder einem mit der Nordex Energy GmbH im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen erstellt.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokumentes im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH und/oder ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind vertraulich und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) ohne die ausdrückliche Zustimmung der Nordex Energy GmbH 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.

Copyright 2018 by Nordex Energy GmbH.

## **Kontakt**

Bei Fragen zu dieser Dokumentation wenden Sie sich bitte an:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

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

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

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

[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

<b>1.</b>	<b>Grundlagen</b> .....	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung</b> .....	<b>6</b>
2.1	Maschinenhaus.....	6
2.2	Triebstrang.....	7
2.3	Rotornabe .....	7
2.4	Rotorblatt .....	8
2.5	Gewichte der Komponenten am Kranhaken .....	9
2.5.1	Gewichte beim Transport (mit Transportgestell) .....	9
2.5.2	Gewichte bei der Errichtung (ohne Transportgestell).....	10
2.6	Transportvorrichtungen .....	10
2.7	Türme N149 .....	12
2.8	Türme N133 .....	13
2.9	Ankerkörbe.....	14
<b>3.</b>	<b>Anforderungen an die Zugangswege</b> .....	<b>15</b>
3.1	Belastungen .....	16
3.2	Steigungen, Gefälle und vertikale Radien.....	17
3.2.1	Steigungen und Gefälle.....	17
3.2.2	Vertikale Radien .....	17
3.2.3	Lichttraumprofil auf gerader Strecke .....	18
3.3	Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter .....	19
3.3.1	Kurven .....	19
3.3.2	Wendemöglichkeit und Trichter.....	23
3.3.3	Wegebau .....	24
3.3.4	Ausweichflächen.....	26
3.3.5	Lagerflächen und Baubüro .....	28
3.3.6	Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen.....	29
3.4	Öffentliche Straßen .....	30
<b>4.</b>	<b>Krananforderungen</b> .....	<b>31</b>
<b>5.</b>	<b>Kranstellfläche</b> .....	<b>32</b>

# 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, so dass alle notwendigen Arbeiten vollumfänglich durchgeführt werden können. Ferner sind die Gesundheits- Arbeits- und Umweltschutzmaßnahmen zu jeder Zeit einzuhalten und bauherrenseitig zu überwachen und zu koordinieren.

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

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

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

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

Bei Überschreitung der Mindestanforderungen, speziell im Hinblick siehe Kapitel 3.2 "Steigungen, Gefälle und vertikale Radien", können zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen notwendig sein, die im Vorfeld mit Nordex schriftlich abzustimmen sind.



## 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.
- Auch 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 vier einzelnen Füßen, auf denen der Transport erfolgen muss. Der Transport aller Komponenten muss immer auf Antirutschmatten erfolgen, außer beim Seetransport.

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

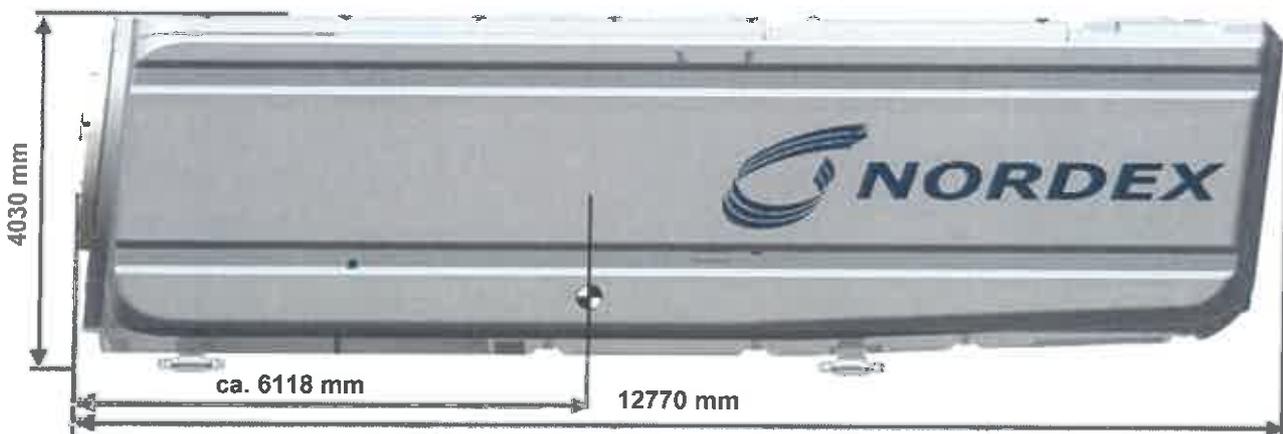


Abb. 1 Maschinenhaus (Ansicht von links) mit Transportfüßen

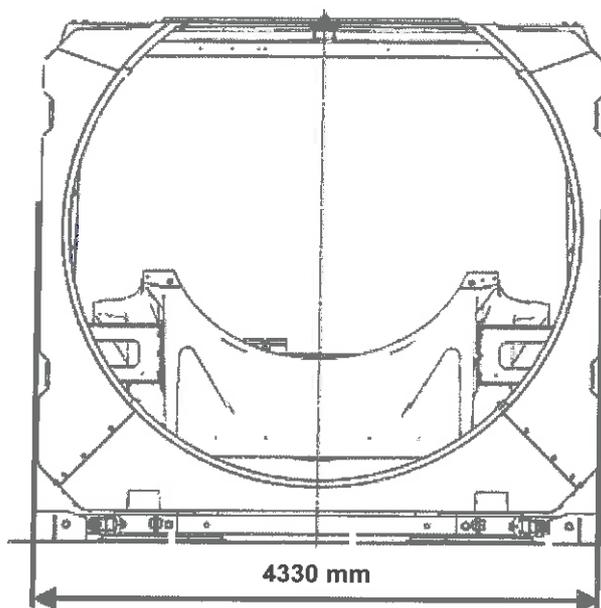


Abb. 2 Maschinenhaus (Ansicht von vorn) mit Transportfüßen

## 2.2 Triebstrang

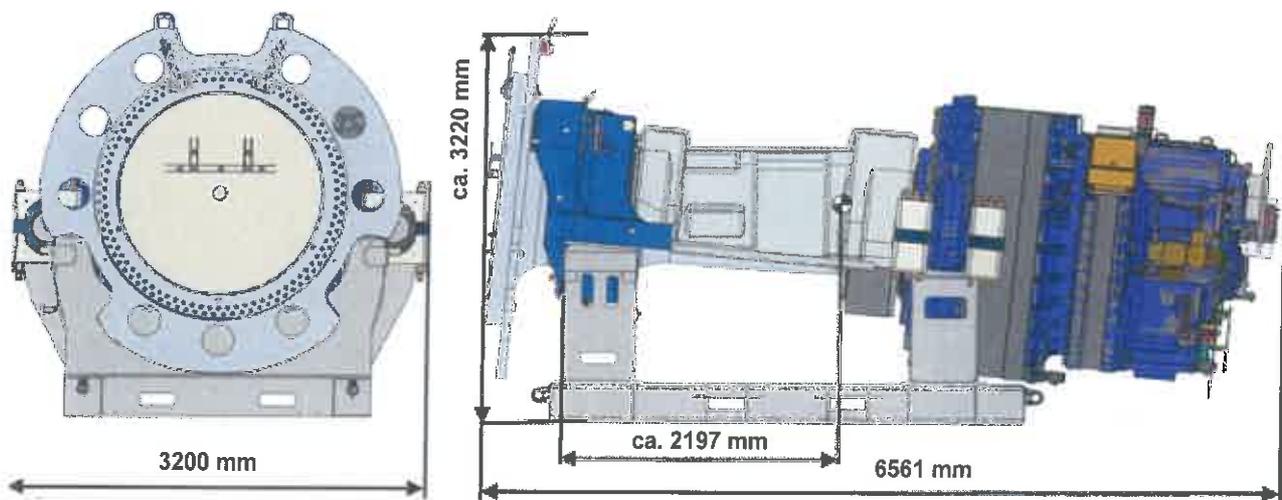


Abb. 3 Maße Triebstrang auf Transportvorrichtung (Werte variantenabhängig)

Der hintere Teil des Getriebes wird für den Transport mit einer Holzverkleidung geschützt. Diese Verkleidung ist in dem Längenmaß nicht berücksichtigt.

## 2.3 Rotornabe

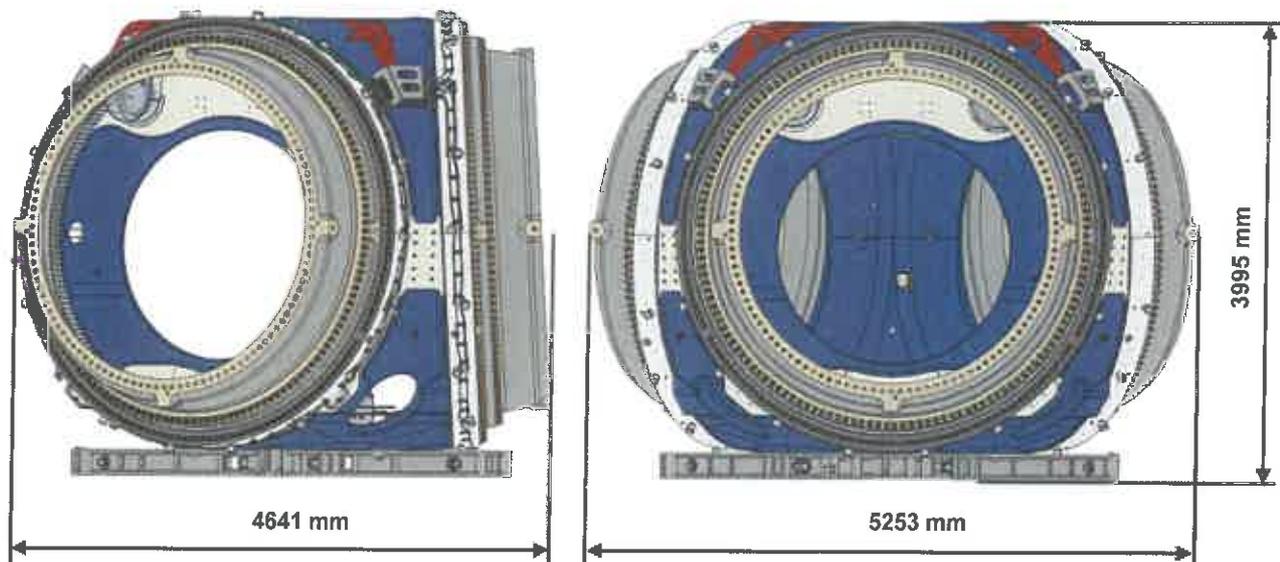


Abb. 4 Rotornabe auf Transportgestell

Der Nabenkörper wird ohne montierten Spinner auf einem teilbaren Transportgestell geliefert. Der Transport muss auf Antirutschmatten erfolgen. Die Spinner-teile werden vor Ort montiert. Die Gesamttransporthöhe ist max. 4,01 m.

## 2.4 Rotorblatt

Jedes Rotorblatt wird mit einem Trailer auf zwei Transportgestellen angeliefert. Ein Transportgestell ist an der Blattwurzel befestigt, das andere am Stützpunkt.

Die Zeichnung zeigt, neben dem Schwerpunkt auch Handlingbereiche, innerhalb der 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.

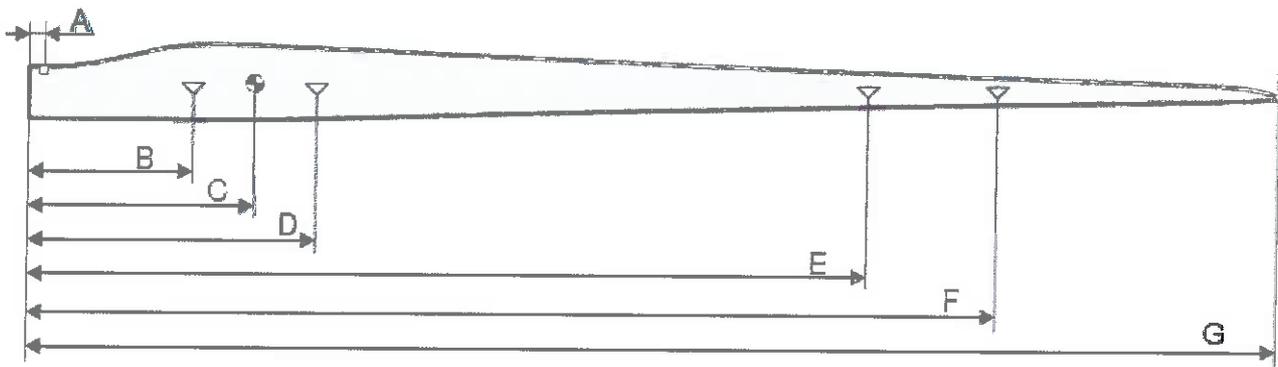


Abb. 5 Transportabmessungen Rotorblatt Seitenansicht

		NR74.5 [m]	NR65.5 [m]
A	Hebepunkt Wurzel	0,30/0,9 <sup>1)</sup>	0,30/0,9 <sup>1)</sup>
B	Hebepunkt Einzelblattmontage (EBM)	auf Anfrage	
C	Schwerpunkt	ca. 20,30	17,80
D	Hebepunkt EBM	auf Anfrage	
E	Beginn Handlingbereich	ca. 54,40	42,50
F	Ende Handlingbereich	ca. 60,40	53,50
G	Länge	72,40	64,70
J	Transportbreite	ca. 4,50	4,20
K	Transporthöhe	ca. 3,20 <sup>2)</sup>	3,18/3,32 <sup>2)</sup>

- 1) Hebepunkt ohne/mit Regenabweiser
- 2) Abhängig von Verwendung eines zusätzlichen Untergestells
  - Details sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen
  - Einzelblattmontage mit Hilfe von Traversen am Schwerpunkt
  - Der Auflagepunkt für das Rotorblatt-Transportgestell wird noch definiert.

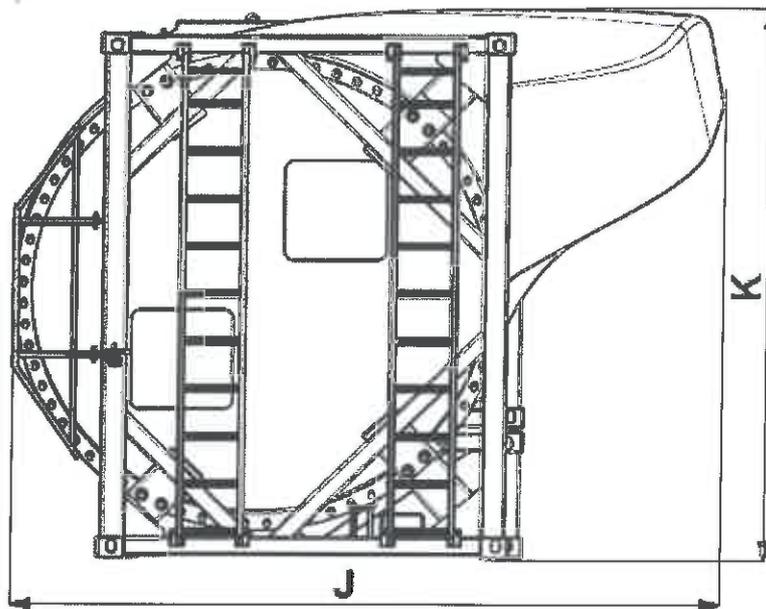


Abb. 6 *Vorraussichtliche Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel*

## 2.5 Gewichte der Komponenten am Kranhaken

### 2.5.1 Gewichte beim Transport (mit Transportgestell)

Maschinenhaus	N149	N133
Höhe / Breite / Länge - ohne Aufbauten	4,03 m / 4,33 m / 12,77 m	
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang*	ca. 69,6 t	
Gewicht nur Triebstrang*	ca. 75,4 t	

Rotornabe	N149	N133
Höhe / Breite / Länge - Transportzustand ohne Spinner	5,25 m / 4,64 m / 4,00 m	
Gewicht*	ca. 62 t	ca. 63,8 t

Schaltschrank (Bottombox)	N149	N133
Abmessungen (Höhe / Breite / Länge)	1,8 - 2 m / 0,4 m / 1 m	
Gewicht	ca. 0,35 t	

\*Gewichte abhängig von gewählter Variante und Gewichtstoleranz der Bauteile

## 2.5.2 Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)

Maschinenhaus	N149	N133
Höhe / Breite / Länge - mit Dachaufbauten und Blitzrezeptoren	6,87 m / 5,11 m / 13,25 m	
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang*	ca. 68,0 t	
Gewicht nur Triebstrang*	ca. 72,5 t	

Rotornabe	N149	N133
Höhe / Breite / Länge - mit Spinner und Blitzrezeptoren	5,22 m / 5,70 m / 5,47 m	
Gewicht*	ca. 59,8 t	ca. 61,6 t

Rotorblatt	N149	N133
Gewicht je Blatt	max. 19,9 t*	max. 15,2

Transformator	N149	N133
Transformator (Länge / Breite / Höhe)	ca. 10,0 t ca. 3,00 m / 1,15 m / 2,70 m	
Mittelspannungsschaltanlage (Länge / Breite / Höhe)	ca. 2,0 t 2,30 m / 1,20 m / 2,30 m	

\*Genauere Gewichte abhängig von gewählter Variante und Gewichtstoleranz der Bauteile

## 2.6 Transportvorrichtungen

Für alle Module sind spezielle Transportvorrichtungen von Nordex entwickelt worden. Diese Vorrichtungen inklusive aller Verbindungsmittel sind nach der Errichtung an Nordex zurückzuliefern.

Transportvorrichtungen alle Anlagen	Gewicht
Maschinenhaus	1,6 t
Triebstrang	2,9 t
Rotornabe	1,8 t
Rotorblatt (Wurzel/Spitze) je nach Transporttechnik	tbd.
Traversen Schaltschrank/Umrichter	tbd.

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

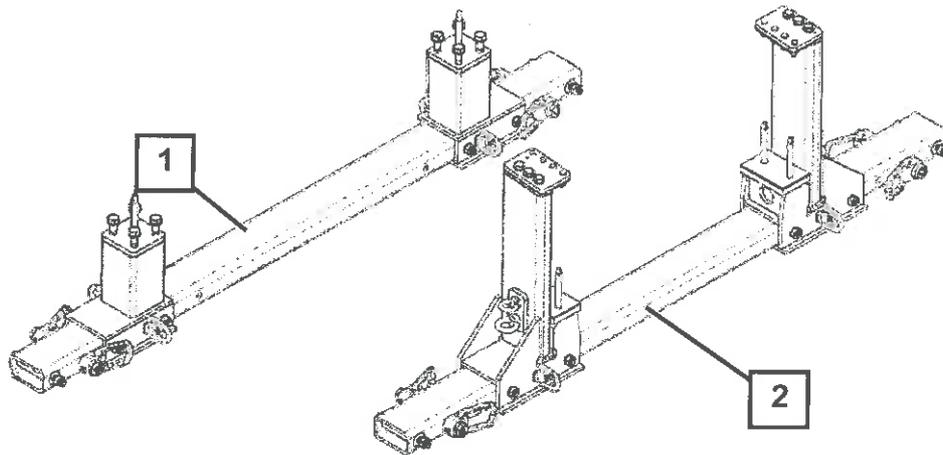


Abb. 7 Transportfüße Maschinenhaus vorn (1) und hinten (2)

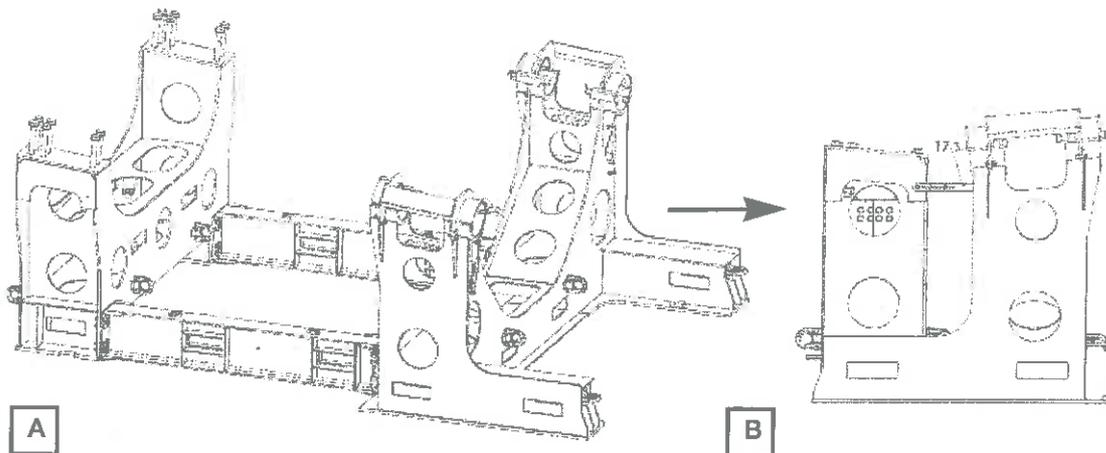


Abb. 8 Transportvorrichtung Triebstrang (A) und montiert für Rücktransport (B)

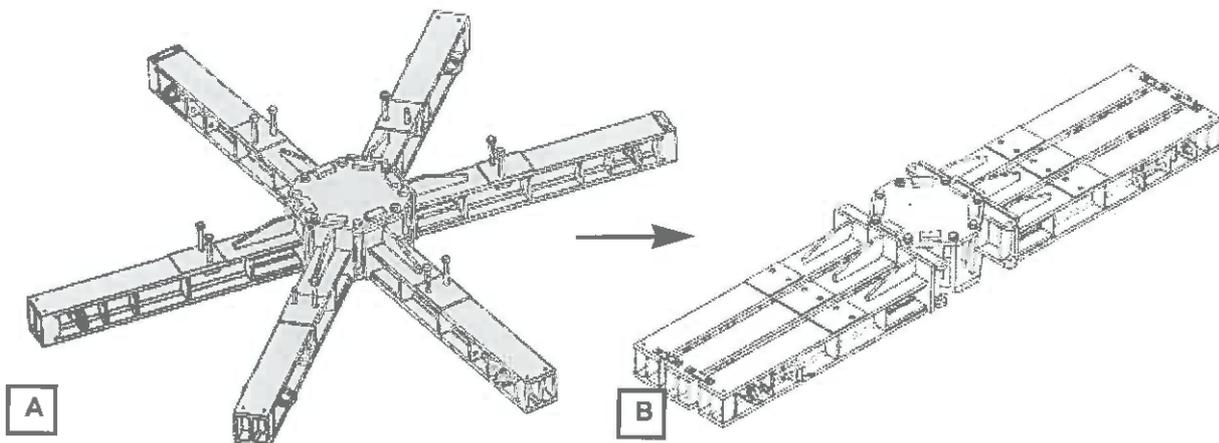


Abb. 9 Transportvorrichtung Nabe (A) und für Rücktransport (B)

## 2.7 Türme N149

Nabenhöhe		105 m	125 m	164 m
Turmtyp		Stahlrohrturm TS105	Stahlrohrturm TS125	Hybridturm TCS164
Turmsektion TOP				
Länge	m	34,95	31,38	29,90
Ø oben	m	3,26	3,26	3,26
Ø unten	m	4,25	3,62	4,29
Gewicht	t	55,9	53,6	44,5
Turmsektion MID4				
Länge	m		27,00	
Ø oben	m		3,62	-
Ø unten	m		3,64	
Gewicht	t		65,8*	
Turmsektion MID3				
Länge	m		19,40	
Ø oben	m		3,64	
Ø unten	m		4,27	
Gewicht	t		62,3	
Turmsektion MID2				
Länge	m	29,93	18,18	
Ø oben	m	4,25	4,27	-
Ø unten	m	4,26	4,28	
Gewicht	t	71,8	71,1	
Turmsektion MID1				
Länge	m	22,10	14,73	28,00
Ø oben	m	4,26	4,27	4,29
Ø unten	m	4,27	4,05	4,29
Ø T-Flansch	m		4,30	-
Gewicht	t	74,1	77,0	62,5
Turmsektion Bottom				
Länge	m	14,52	11,51	
Ø oben	m	4,27	4,05	
Ø T-Flansch	m	-	4,30	-
Ø unten	m	4,00	4,06	
Ø T-Flansch	m	4,30	4,30	
Gewicht	t	77,0	76,5	

\* Berücksichtigt eine projektabhängige Turmfeuerplattform (ca. 650 kg)

Durch Transporthilfsmittel kann die Transporthöhe um 7 cm größer als der Turmdurchmesser sein. Die Anschlagmittel haben eine Bauhöhe von jeweils 15 cm, verlängern also die Turmsektionen. Die angegebenen Gewichte können bis zu 5 % schwanken. Die Schwerpunkte können bis zu 5 % von der Mitte der Turmsektionen abweichen.

## 2.8 Türme N133

Nabenhöhe		78 m	83 m	110 m
Turmtyp		Stahlrohrturm TS78	Stahlrohrturm TS83	Stahlrohrturm TS110
Turmsektion TOP				
Länge	m	33,69	34,24	34,40
Ø oben	m	3,26	3,26	3,26
Ø unten	m	4,02	4,02	4,02
Gewicht	t	47,2	50,4	51,8
Turmsektion MID2				
Länge	m			30,00
Ø oben	m			3,82
Ø unten	m	-	-	4,02
Gewicht	t			70,0*
Turmsektion MID1				
Länge	m	21,05	24,03	25,38
Ø oben	m	4,02	4,02	4,03
Ø unten	m	4,02	4,02	4,28
Gewicht	t	40,4	48,7	77,8
Turmsektion Bottom				
Länge	m	20,05	21,02	16,71
Ø oben	m	4,02	4,02	4,28
Ø unten	m	4,04	4,04	4,06
Ø T-Flansch	m	4,30	4,30	4,30
Gewicht	t	59,6	66,3	79,8

\* Berücksichtigt eine projektabhängige Turmfeuerplattform (ca. 650 kg)

Durch Transporthilfsmittel kann die Transporthöhe um 7 cm größer als der Turmdurchmesser sein. Die Anschlagmittel haben eine Bauhöhe von jeweils 15 cm, verlängern also die Turmsektionen. Die angegebenen Gewichte können bis zu 5 % schwanken. Die Schwerpunkte können bis zu 5 % von der Mitte der Turmsektionen abweichen.

## 2.9 Ankerkörbe

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

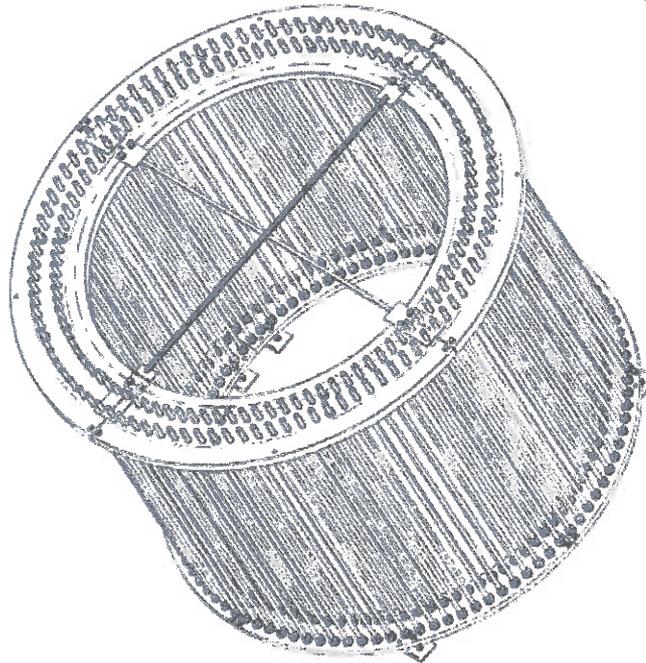


Abb. 10 Beispiel für einen Ankerkorb mit 4 x 50 Ankerbolzen

**Tabelle 1:** Bsp. eines Ankerkorbes für N149 TS125, N133 TS110 (ähnlich siehe Abb.10)

WEA	Bezeichnung	Teile	Dicke	Abmessungen maximal	Gewicht maximal
N149 TS125	Lastverteilblech	4	130 mm	außen Ø 4800 mm	9,95 t
	Ankerplatte	4	80 mm	außen Ø 4480 mm	3,58 t
	Ankerbolzen	200	M42	L=3650 mm	7,36 t
	Scheiben, Muttern, Kleinteile				ca. 0,5 t

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

**Tabelle 2:** Bsp. eines Ankerkorbes für N149 TS105, N133 TS78 und TS83 (ähnlich siehe Abb.10)

WEA	Bezeichnung	Teile	Dicke	Abmessungen maximal	Gewicht maximal
N149 TS105	Lastverteilblech	4	100 mm	außen Ø 4700 mm	6,67 t
	Ankerplatte	4	50 mm	außen Ø 4480 mm	2,23 t
	Ankerbolzen	200	M42	L=3560 mm	ca. 7,2 t
	Scheiben, Muttern, Kleinteile				ca. 0,5 t

Dieser Ankerkorb hat mit Transporthilfsmitteln ein Gewicht von ca. 16,7 t.

### 3. Anforderungen an die Zugangswege

Generell ist es die Verantwortung des Auftraggebers / Bauherren, 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, siehe Kapitel 3.3.6 "Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen"
- WEA Standorte
- Wegeplanung inkl. Höhen- und Längsprofil mit Steigungen und vertikalen Radien, Querprofil, Kurvenradien und Hindernissen im Lichtraumbereich
- Wendeplätze und Ausweichflächen
- Kranstellflächen in Bezug auf Fundament und Anlagenstandort
- Lage des Baustellenbüros / Baustelleneinrichtung mit eventueller temporärer Lagerfläche für Hauptkomponenten
- Rettungs- und Montagewege, welche 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 Staubeentwicklung 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.



## HINWEIS

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. Großflächig ausgebaute Kurvenbereiche für die Errichtung können beispielsweise für den Wartungsbetrieb zurückgebaut werden, so dass 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.

## 3.1 Belastungen

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

### Fahrzeugaufkommen je Windenergieanlage

- bis zu 200 Fahrzeuge bei Stahlrohtürmen (TS)
- bis zu 270 Fahrzeuge bei Hybridtürmen (TCS)
- ca. 15 bis 55 Standard- und Schwertransporter für den Auf- und Abbau des Krans (je nach Nabenhöhe)
- ca. 8 bis 11 Schwertransporter mit den Anlagenkomponenten (2 oder 5 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

## 3.2 Steigungen, Gefälle und vertikale Radien

### 3.2.1 Steigungen und Gefälle

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

Gegen entsprechende Mehrkosten müssen zusätzliche Zug- und Schubmaschinen, sowie Zugfahrzeuge mit geeigneter Zugvorrichtung (Registerkupplung) eingesetzt werden, wodurch bei geeigneter Oberflächenbeschaffenheit/gebundener Ausbauweise auch größere Steigungen bewältigt werden können. Die größeren Längen des Gesamtzuges sind in der Planung des Wegebbaus 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.

### 3.2.2 Vertikale Radien

Die Radien (vertikal) für Kuppen und Senken dürfen R400 für N149 nicht unterschreiten. Auf 30,0 m Länge (größter relevanter Achsabstand) darf der Höhenunterschied zwischen zwei Punkten 0,30 m nicht überschreiten.

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

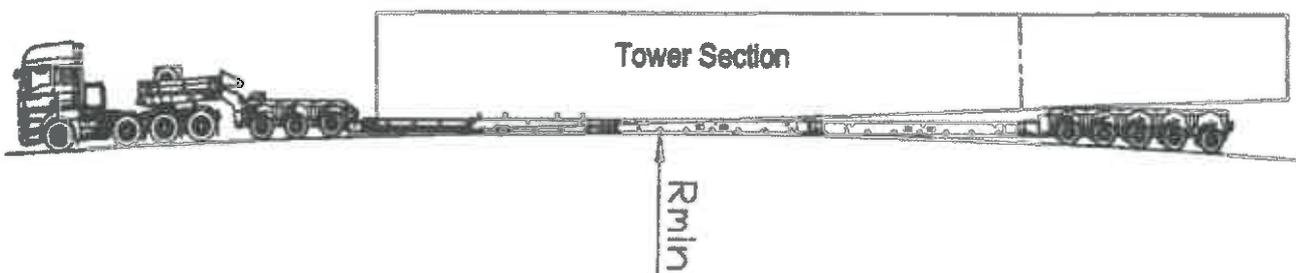


Abb. 11 Vertikaler Radius Kuppe

WEA-Typ	$R_{min}$ [m]
N149	400
N133	375

### 3.2.3 Lichtraumprofil auf gerader Strecke

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

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

Sollte der Einsatz, der bis zur Baustelleneinfahrt verwendeten Transporttechnik aufgrund lokaler Gegebenheiten (Topographie, Streckenführung, Hindernisse) auf der internen Baustellenzuwegung nicht möglich sein, so können Komponenten bei Bedarf auf andere Transporttechnik umgeladen werden, welche die Lieferung zur Kranstellfläche ermöglichen. Die für solche Zwecke notwendigen Krankapazitäten und baustellennahen bzw. -internen Umladeflächen sind mit Nordex im Vorwege abzustimmen. Ein entsprechendes Liefer-, Umlade- und Lagerkonzept wird unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und möglicher umsetzbarer Maßnahmen ausgearbeitet. In diesem Fall sind 6 m Lichtraumprofil (Höhe) Mindestvoraussetzung.

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

Bei Hindernissen im Lichtraumbereich (bspw. beim Unterqueren von Stromleitungen) müssen diese deutlich durch Tore auf beiden Seiten der Stromleitung aus nicht leitfähigem Material mit ausreichendem Sicherheitsabstand (siehe "Tabelle 3: Einzuhaltende Sicherheitsabstände zu Stromleitungen") gekennzeichnet werden. 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.



#### HINWEIS

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

**Tabelle 3:** Einzuhaltende Sicherheitsabstände zu Stromleitungen

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

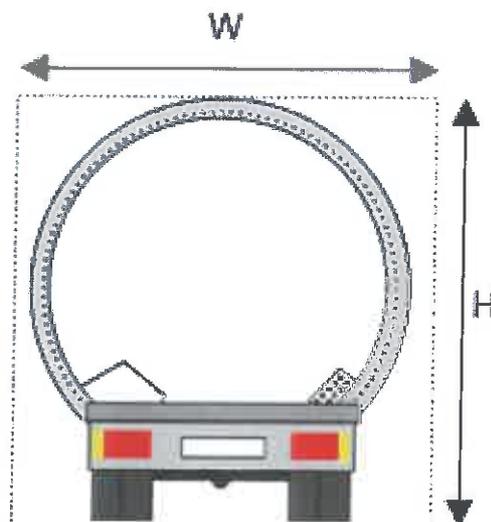


Abb. 12 Lichtraumprofil

### 3.3 Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter

#### 3.3.1 Kurven

Nachfolgend Beispiele für benötigten Platz für Anlagenkomponenten in verschiedenen Kurven. Die gezeigten Beispiele gelten für Links- und Rechtskurven.

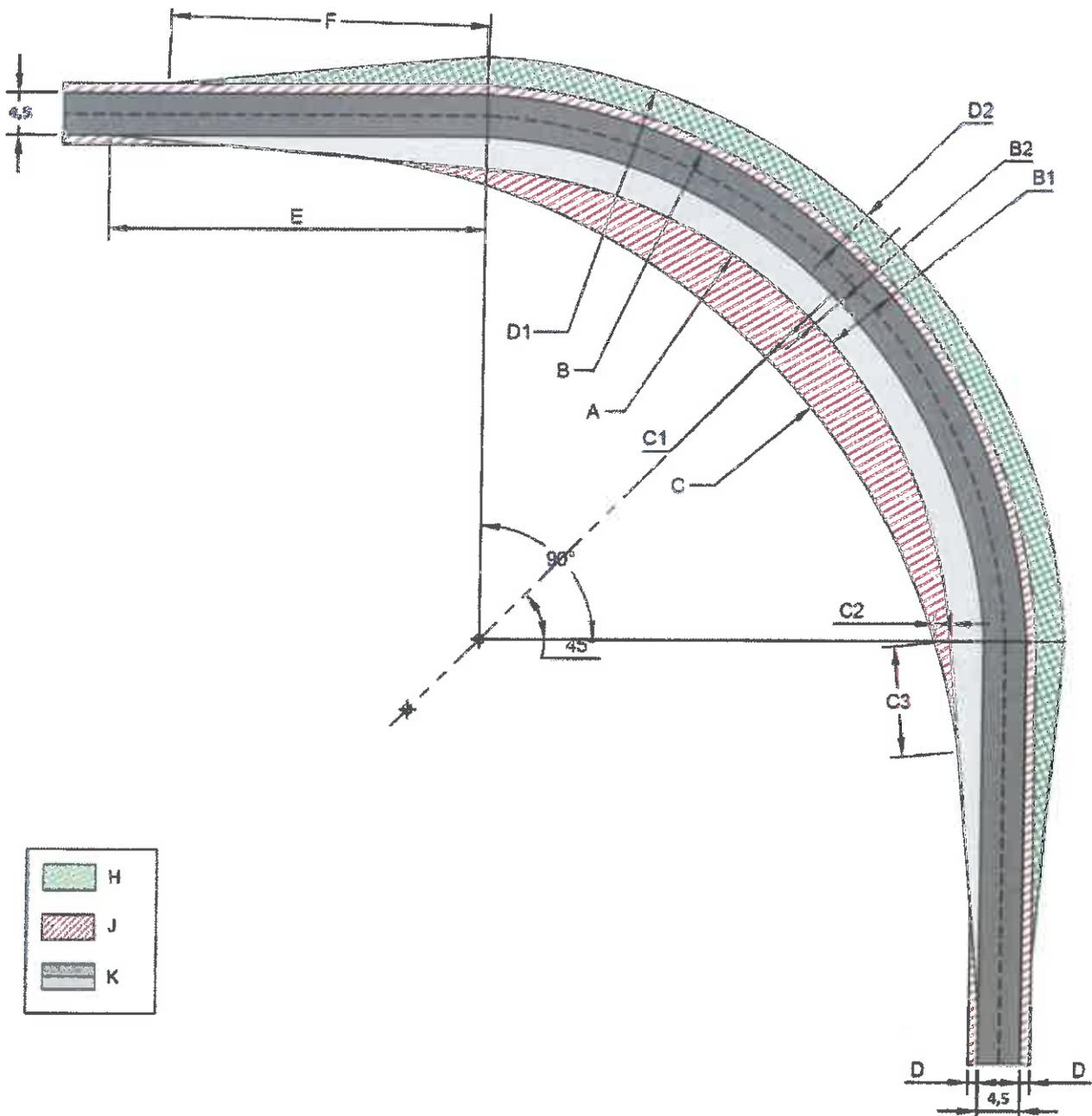


Abb. 13 Minimaler Ausbau 90° Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

H - Überschwenkbarer Bereich außen / Überhang Rotorblatt 1,00 m über Geländeoberkante (GOK)

J - Überschwenkbarer Bereich innen + Lichtraumprofil / Überhang Turmteile 0,20 m über GOK

K - Fahrbahn/Fahrbahnverweiterung = GOK

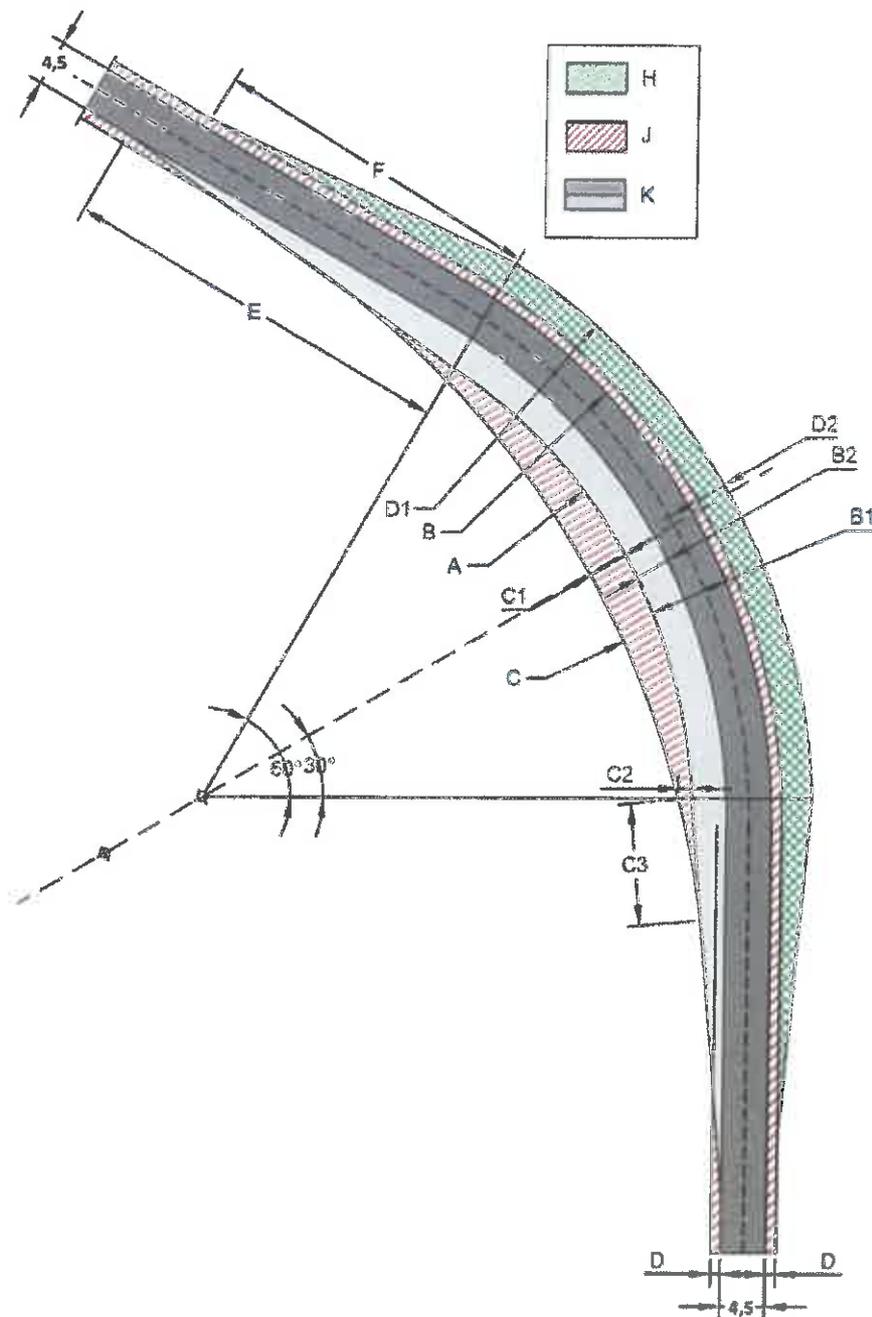


Abb. 14 Minimaler Ausbau 120° Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

H - Überschwenkbarer Bereich außen / Überhang Rotorblatt 1,50 m über Geländeoberkante (GOK)

J - Überschwenkbarer Bereich innen + Lichtraumprofil / Überhang Turmteile 0,20 m über GOK

K - Fahrbahn/Fahrbahnverweiterung = GOK

**Hinweis:** Bei Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe im Kurvenbereich vergrößert sich die befahrbare Fahrbahnbreite (B1). Der Umfang der Fahrbahnverbreiterung muss individuell ermittelt werden.

**Tabelle 4: Überfahr- und Überschwenkbereiche N149**

	N149/90°	N149/120°	r 50 m ≤ R-Min ≤ r 150m			
			r 75 m	r 100 m	r 125 m	r 150 m
A	r 65 m/R-min.	r 65 m	r 75 m	r 100 m	r 125 m	r 150 m
B	r 72,5 m	r 72 m	r 82,5 m	r 107 m	r 131 m	r 155,5 m
B1	7,50 m	7 m	7,5 m	7 m	6 m	5,5 m
B2	3,00 m	2,5 m	3 m	2,5 m	1,5 m	1 m
C	-	-	-	-	-	-
C1	6 m	4 m	5 m	4 m	3,5 m	3 m
C2	2 m	2 m	-	-	-	-
C3	20 m	20 m	20 m	15 m	10 m	5 m
D	1 m	1 m	1 m	1 m	1 m	1 m
D1	r 78 m	r 77 m	-	-	-	-
D2	5 m	5 m	4 m	3,5 m	3 m	2,5 m
E	55 m	55 m	45 m	35 m	30 m	25 m
F	50 m	50 m	40 m	30 m	25 m	20 m
G*	90 m	-	-	-	-	-

**Tabelle 5: Überfahr- und Überschwenkbereiche N133**

	N133/90°	N131/120°	r 50 m ≤ R-Min ≤ r 150m			
			r 75 m	r 100 m	r 125 m	r 150 m
A	r 53,5 m	r 54 m	r 75 m	r 100 m	r 125 m	r 150 m
B	r 61 m	r 61 m	r 82 m	r 106 m	r 130,5 m	r 155 m
B1	7,50 m	7 m	7 m	6 m	5,5 m	5 m
B2	3,50 m	3 m	3 m	2 m	1,5 m	1 m
C	r 74m	r 93 m	-	-	-	-
C1	6 m	4 m	4 m	3 m	2,5 m	2 m
C2	2 m	2 m	-	-	-	-
C3	12 m	12 m	15 m	10 m	5 m	-
D	1 m	1 m	1 m	1 m	1 m	1 m
D1	r 66 m	r 66 m	-	-	-	-
D2	5 m	5 m	4 m	3,5 m	3 m	2,5 m
E	45 m	45 m	30 m	20 m	15 m	10 m
F	40 m	40 m	30 m	25 m	20 m	15 m
G*	75 m	-	-	-	-	-

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 Rotorblattes bestimmt.

Der überschwenkte Bereich (gestrichelt dargestellt) muss frei von Hindernissen sein und darf max. 20 cm über dem Fahrbahnniveau der befestigten befahrbaren Fläche liegen.

Respektive Wendetrichter die rückwärts befahren werden, müssen aufgrund des maximalen Lenkeinschlags der Hinterachsen von ca. 60°, so ausgebaut werden, dass die in Kapitel 3.4 aufgeführten überschwenkbaren Radien für den jeweiligen Anlagentyp befahrbar ausgebaut werden. Ferner ist die allgemein eingesetzte Fahrzeugtechnik zum Ziehen der Lasten konstruiert. Sollten lokale

Umstände dies nicht ermöglichen, so ist der Einsatz zusätzlicher Zugmaschinen und/oder 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 ab 75 m vor bis 75 m nach dem Scheitelpunkt wird in diesem Fall als Kurvenbereich bezeichnet und ist als in sich ebene Fläche auszubauen.



### HINWEIS

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.

### 3.3.2 Wendemöglichkeit und Trichter

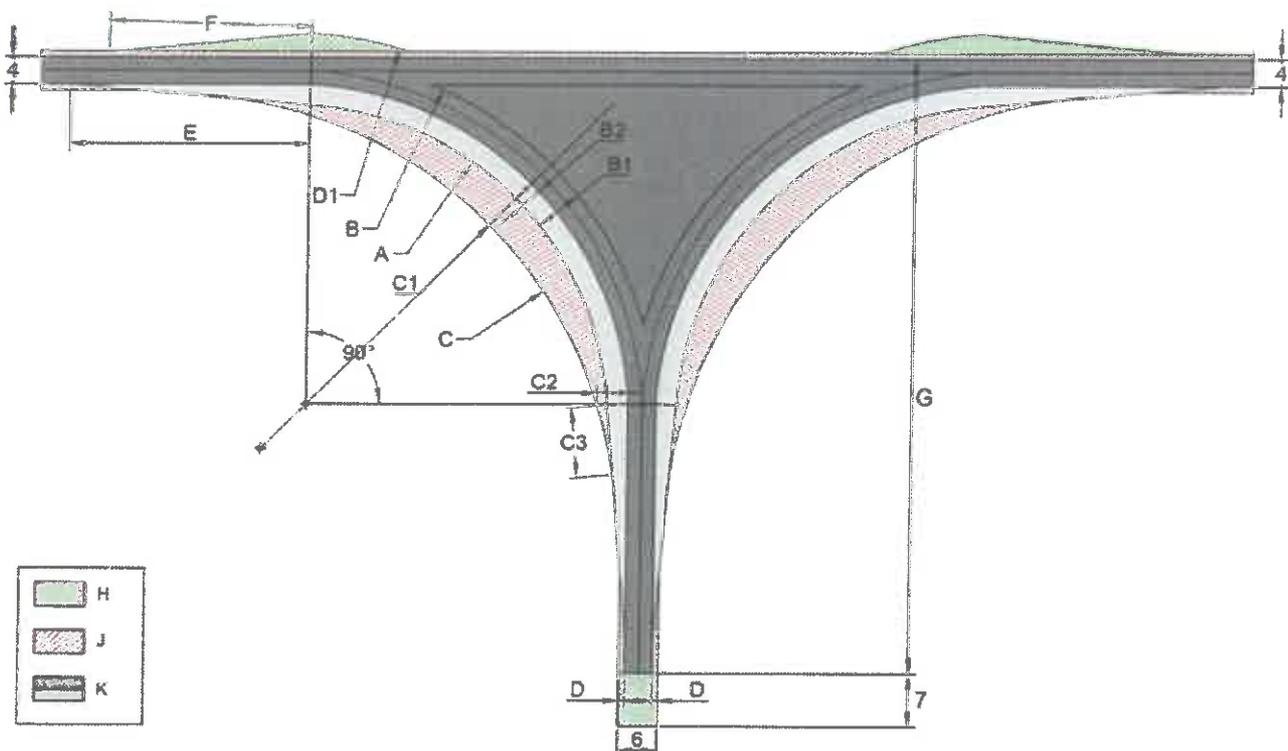


Abb. 15 Ausbau Wendetrichter; Erklärung Variablen s. vorheriges Kapitel

\*G -Tiefe Wendetrichter = Transportlänge + 5 m (N149 = 90 m)

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.

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, das Rückwärtsfahrten über 500 m vermieden werden sollten, da sie zeitintensiv sind und sich negativ auf den internen Baustellenverkehr sowie auf den Errichtungsprozeß auswirken. Ferner müssen bestimmte Komponenten, in Abhängigkeit von der eingesetzten Krantechnik oder der Montageweise, vorwärts und/ oder rückwärts an den jeweiligen Standort transportiert werden. Das Transport- und Errichtungskonzept ist individuell vor Ort abzustimmen.

Die Dimensionen der Trichter ergeben sich aus der Länge der Komponenten (siehe vorherige Kapitel) + 5 m = Tiefe des Trichters, die Kurvenradien sind wie unten 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.



#### HINWEIS

Je nach Transport und Errichtungskonzept kann der Ausbau der Wendetrichter minimiert werden. Bspw. kann bei einer im Vorwege geplanten Einzelblattmontage der Einfahrtrichter gem. 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.

### 3.3.3 Wegebau

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

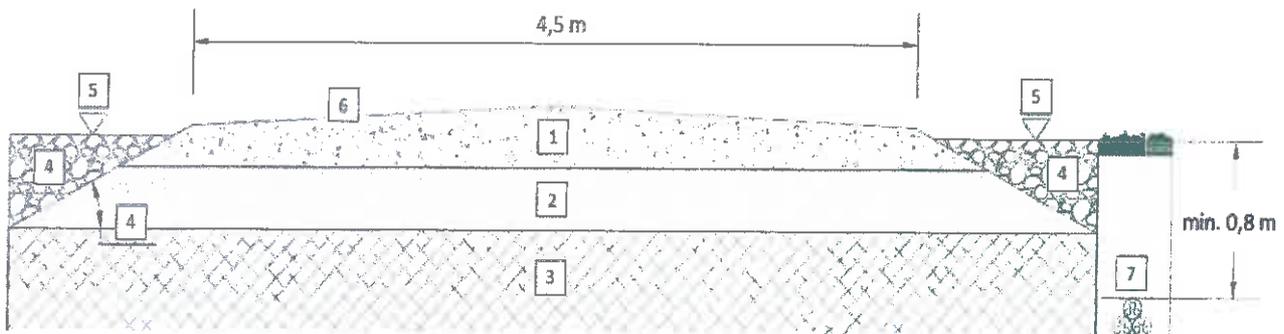


Abb. 16 Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

- 1 Tragschicht verdichtet, Schotter: 15-30 cm
  - 2 Unterbau verdichtet 30-100 cm
  - 3 Tragfähiger Boden
  - 4 Böschung 1:2
  - 5 Geländeoberkante
  - 6 Querneigung  $\leq 2\%$
  - 7 Kabelgräben
- Nach erfolgter Herstellung der Wege müssen Qualitätsprüfungen siehe Kapitel 3.3.6 "Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen" 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 gem. Nordex Anforderungen zu erfolgen.
  - Auf geraden, ebenen Streckenabschnitten (projektspezifisch) ist eine befahrbare Breite von 4,5 m ausreichend. Diese darf nicht unterschritten werden. Ansonsten gelten die angegebenen Mindestanforderungen. Hierbei gilt, dass die Seitenbereiche der Fahrbahn tragfähig sind und mit einem minimalen Böschungswinkel von 1:2 konstruiert wurden. Der Lastabtragungswinkel ist unbedingt einzuhalten.
  - Einsatz von Ziegel- oder Betonbruch (frei von sonstigem Bauschutt) als Alternative für Schotter für die Trag- und Deckschicht denkbar.
  - Asphaltierte/betonierte Bestandswege mit einer geringeren befahrbaren Breite als oben genannt, müssen einseitig auf die entsprechende Breite ausgebaut werden.
  - Kies- und Schottertragschichten können aus Baustoffgemischen der Körnungen 32 mm, 45 mm oder max. 56 mm bestehen. Im Lieferzustand darf der Feinanteil ( $< 0,063$  mm) max. 5% betragen, im eingebauten Zustand 7%.
  - Maschinelle Verdichtung des anstehenden Untergrundes sowie aller Schichten für spätere Schwertransporte.
  - Ebene Straßenoberflächen.

- Einwandfreie Entwässerung der Zuwegung muss an jeder Stelle gewährleistet sein (Quergefälle 1 bis 2 %).
- Einwandfreie Wasserführung, z. B. in seitlichen Gräben bzw. bei Kreuzung der Zuwegung in Rohren darunter, muss gewährleistet sein, um Unterspülungen, Auswaschungen, Hohlraumbildung sowie Geländerutsche dauerhaft zu verhindern.
- Sollten Streckenabschnitte der internen Baustellenzuwegung unter dem Höhenniveau der umliegenden Felder, Acker, etc. liegen muss für entsprechende Drainage / Entwässerung der Wege gesorgt werden.
- Vor Baubeginn ist eine detaillierte, projekt- und standortspezifische Ausführungsplanung der Zuwegung notwendig. Dabei müssen die detaillierten Anforderungen seitens des Statikers, des Bodengutachters, des Fuhrunternehmers und von Nordex berücksichtigt werden. Bei Nichtumsetzung der erforderlichen Maßnahmen kann es zum zeitlichen Verzug und Mehrkosten für den Einsatz anderer, adäquater Transporttechnik kommen.
- Zuwegung und Kranstellfläche müssen bei allen zu erwartenden Wetterbedingungen und über die gesamte Bauzeit für Schwerlastfahrzeuge die notwendige Tragfähigkeit und Befahrbarkeit aufweisen. Mögliche Beschädigungen der Straßenoberflächen sind umgehend durch den Auftraggeber zu beseitigen.
- Raupenkrane erfordern ggf. eine besondere Auslegung von Transport- und Verfahrwegen. Es können Spurbreiten bis zu 12 m erforderlich sein.

### 3.3.4 Ausweichflächen

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

Die nachfolgenden beiden Darstellungen zeigen einen beispielhaften Ausbau der Park- und Ausweichflächen. Diese Flächen können temporär mit Schotter ausgebaut oder mit befahrbaren / verschraubbaren Platten ausgelegt werden. Die Seitenneigung darf 2% nicht überschreiten. Je nach Auslegung der parkinternen Infrastruktur können die Park- und Ausweichflächen in die Hilfskranflächen (Kranstellflächenbereich für die Montage des Kranauslegers) integriert werden, siehe Abb.17 bis Abb.20. Ausweichflächen sollten so angeordnet werden, dass diese unter anderem für Leerfahrzeuge als Ruhezone zu verwenden sind.

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

Bei längeren einspurigen Hauptzufahrten (ab ca. 750 m) sollten alle 500 m Ausweichflächen (Parkbuchten) mit den Längen  $L=90$  m (N149) bzw.  $L=80$  m (N133) zusätzlich zu der bestehenden Hauptzufahrtsstraße geschaffen werden, so dass 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  $L=240$  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 á 120 m geteilt werden und z. B. links und rechts von der Zufahrt verlaufen. Die Verlängerung einer Zufahrt hinter bzw. an der Montagefläche vorbei ist lediglich für eine Fahrzeuglänge (ca. 90 m) zu empfehlen.

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

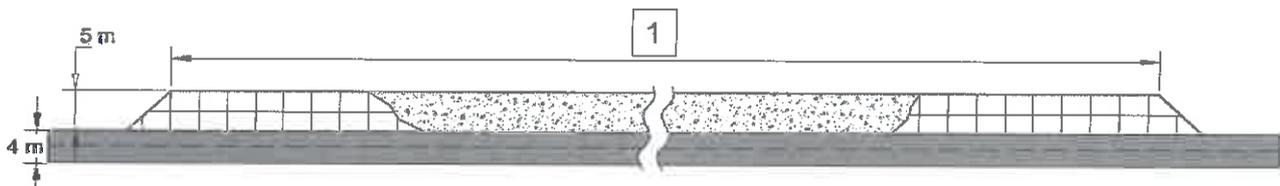


Abb. 17 Normale Ausweichflächen (ohne Integration in Hilfskranflächen)

- 1 Länge der Ausweichfläche:  
 N149: 2 x 120 m oder 240 m  
 N133: 3 x 80 m oder 240 m

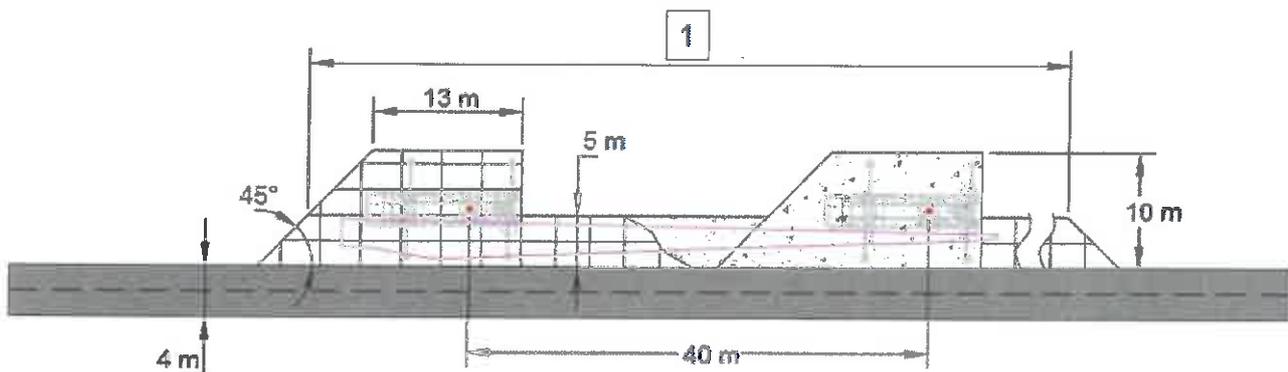


Abb. 18 Ausweichflächen mit Integration in Hilfskranflächen

- 1 Länge der Ausweichfläche:  
 N149: 2 x 120 m oder 240 m  
 N133: 3 x 80 m oder 240 m

### 3.3.5 Lagerflächen und Baubüro

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

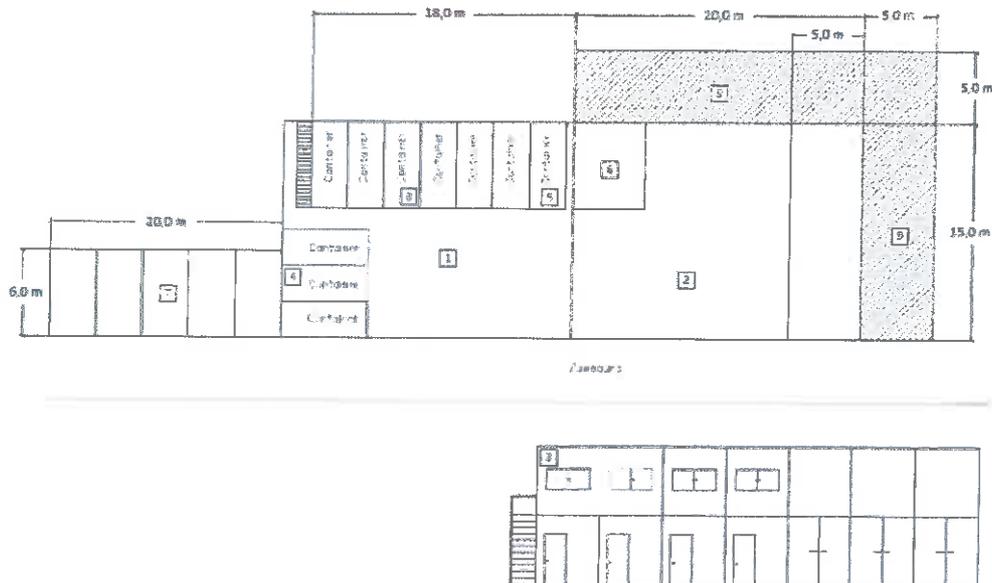


Abb. 19 Nordex Baustellenbüro. (Beispiel)

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

#### Anforderungen für die Bürofläche:

- Fläche muss außerhalb des Gefahrenbereiches (Anlagenhöhe) liegen.
- Die Lage sollte im Bereich der Windparkeinfahrt (Hauptzufahrt) auf einem geraden Streckenabschnitt sein, an dem alle Transporte in den WP einfahren (Einfahrkontrolle, An-, Abmelde- und Lotsenpunkt).
- Der Ausbau erfolgt in gleicher Bauweise wie die Zuwegung (siehe Kapitel 3.1 "Belastungen")
- Bereich der Bürofläche kann mit einer Neigung von bis zu 2% ausgebaut werden.
- Die gesamte Bürofläche ist für die gesamte Projektphase temporär auszubauen und kann nach erfolgter Inbetriebnahme des Windparks zurückgebaut werden.

Eine Fläche von mind. 720 m<sup>2</sup> 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)
- 4x 20 ft Material Container (2x für Material / 1x für Kabel/ 1x um Material trocken und beheizbar zu lagern)
- Mindestens acht Stellplätze für PKW

### 3.3.6 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 <b>Kranstellflächen</b> schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	4 Tests (pro Kranstellfläche)
Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* (oder vergleichbarer lokaler Norm) der <b>Zuwegungen</b> schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	3 Tests (alle 5000 m <sup>2</sup> )
Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* (oder vergleichbarer lokaler Norm) der <b>Kranstellflächen</b> schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	2 Tests (pro Kranstellfläche)

\*Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

- $E_{v2} \geq 100 \text{ MN/m}^2$  und  $E_{v2}/E_{v1} \leq 2,3$
- Wenn der  $E_{v1}$ -Wert bereits  $60 \text{ MN/m}^2$  erreicht, dann sind auch höhere Verhältnismerte  $E_{v2}/E_{v1}$  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.



#### **HINWEIS**

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.

### **3.4 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 oder einen „Dummy Run“ vor Beginn der Schwertransporte durchzuführen.

## 4. 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, Maße und Hinweise zur Handhabung".

Die erforderliche Hakenhöhe beträgt: Nabenhöhe + 20 m

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

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

## 5. Kranstellfläche

Die Kranstellfläche muss gemäß der lokalen Gegebenheiten und Krantechnik geplant und angepasst werden. Die Kranstellfläche muss der Flächenpressung der Kranstützen, respektive 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/m<sup>2</sup> 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 nicht mehr als 1,80 m beträgt. Sollte dieser Wert überschritten werden, kann der Einsatz größerer, kostenintensiverer Krantechnik erforderlich sein.

Bei Hybridtürmen ist der Übergang (Auffahrrampe siehe Abb.22) zwischen Kranstellfläche und dem verfüllten Fundament mit einer Steigung von maximal 10% in geschotterter Bauweise mit einer Tragfähigkeit von 120 kN herzustellen, so dass Baustellenfahrzeuge den Fundamentbereich montagebedingt befahren können. Die Rampe ist so anzusetzen, dass der Hauptkran uneingeschränkt arbeiten kann und die Rettungswege ebenfalls uneingeschränkt erhalten bleiben. Bei Stahlrohtürmen kann alternativ an Stelle der Rampe ein Aufgang, siehe Abb.23 (Tabelle + Darstellung (Punkt 4a/4b) ausgebaut werden.

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

Aushub/Abraum ist lediglich hinter dem Fundament (siehe Abb.20) oder außerhalb der dargestellten Montageflächen und Kurvenbereiche samt Überschwenkbereiche (siehe Kapitel 3.3.1 "Kurven") zu lagern.

Die Transformatorstation darf nicht auf der Kranstellfläche oder der Montagefläche des Kranauslegers liegen. Um einen Schmutzeintrag in die Windenergieanlage zu vermeiden, müssen ein Zugang zum Fundament sowie der Boden verdichtet und mit einer Schotterung versehen sein, die eine trockene und saubere Fläche gewährleisten.

Direkt um das Fundament herum muss ein begehbarer 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.

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

Projektspezifisch besteht die Möglichkeit, dass die Kranstellflächen den individuellen Standortbedingungen angepasst werden. Unter Verwendung adäquater Kran-, Transport- und Montagetechnik können Flächenbedarfe optimiert werden. Jegliche Abweichungen zu den nachstehend aufgeführten Beispielen für Kranstellflächen können Mehrkosten verursachen. Individuelle Änderungen / Transport- Montage- und Krankonzepte sind unbedingt schriftlich im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Um einen reibungslosen Montageablauf zu gewährleisten müssen an allen Kranstellflächen Ablageflächen für alle Komponenten eingeplant / vorgehalten werden. In den nachfolgenden Beispielen sind diese Bereiche beispielsweise als Lagerflächen für Rotorblätter dargestellt. Auch Turmsektionen können außerhalb der befestigten Kranstellfläche auf adäquaten Unterlagen abgelegt werden. Jede Abweichung hiervon führt zu höheren Logistikkosten durch zusätzlichen Aufwand. Ferner ist jede Abweichung hierzu im Vorwege individuell mit Nordex abzustimmen.

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

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

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

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

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





Die Arbeitsflächen um den Stahlrohrturm müssen folgende Beschaffenheit haben.

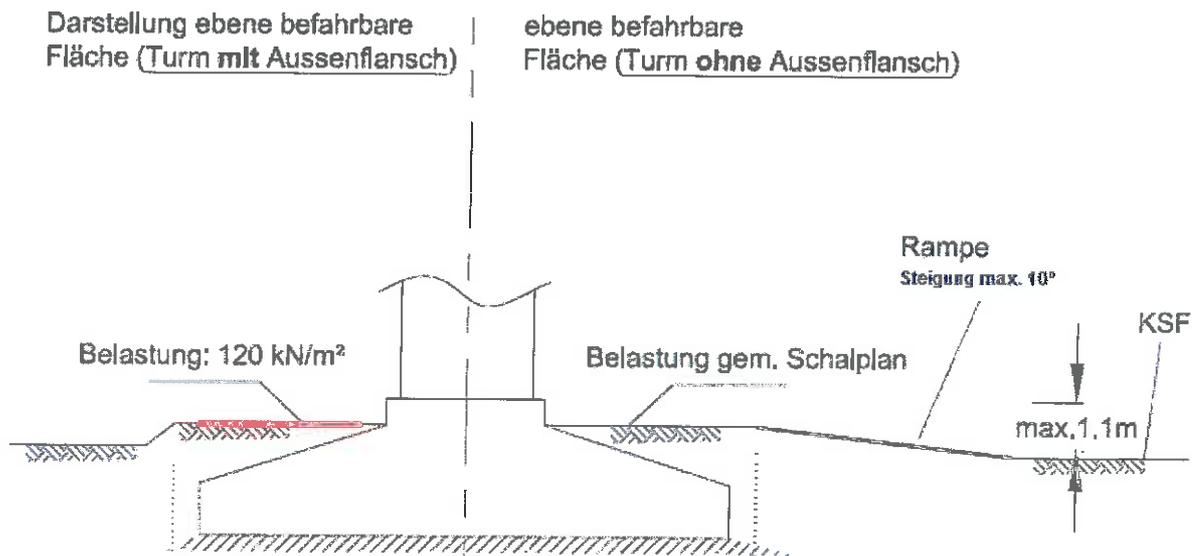


Abb. 22 Fläche um den Turm im Schnitt

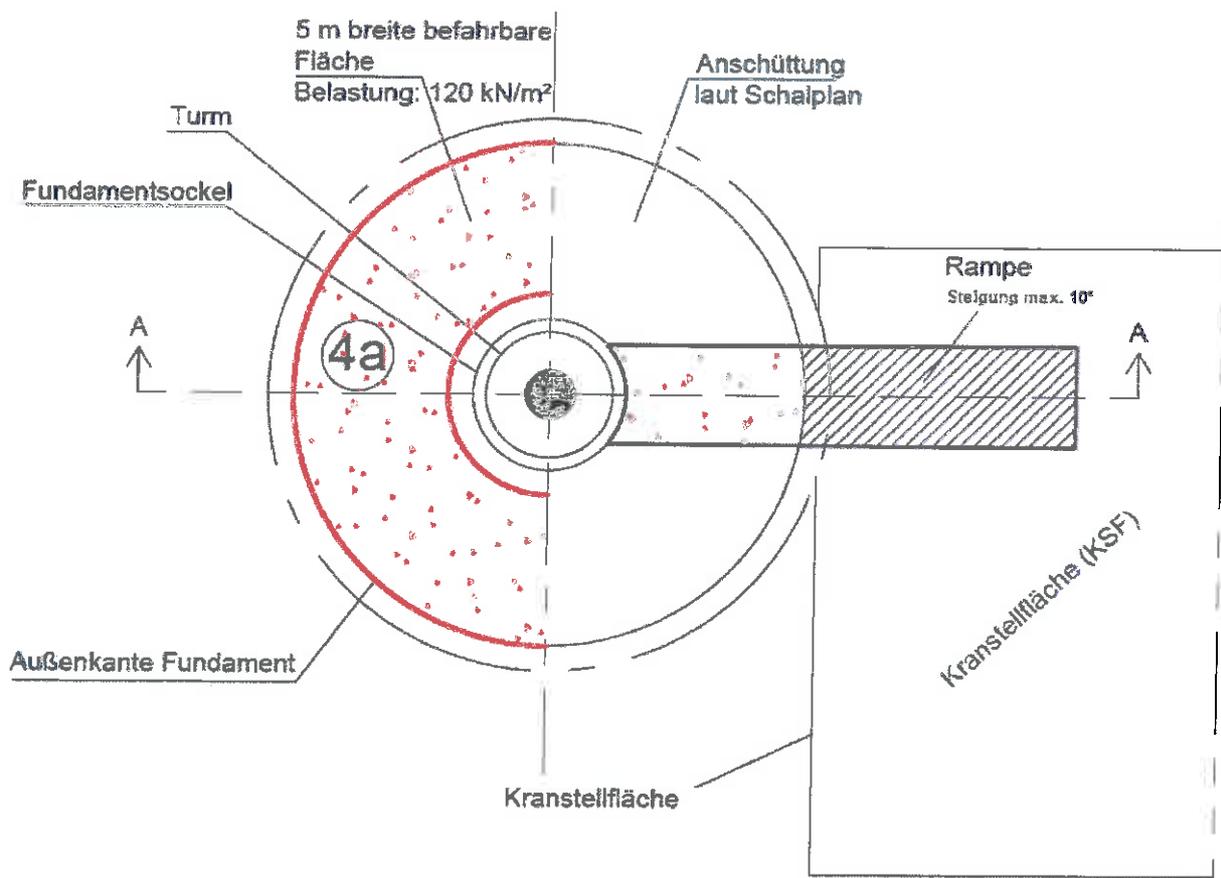


Abb. 23 Fläche um den Turm in Draufsicht (Stahlrohrturm)

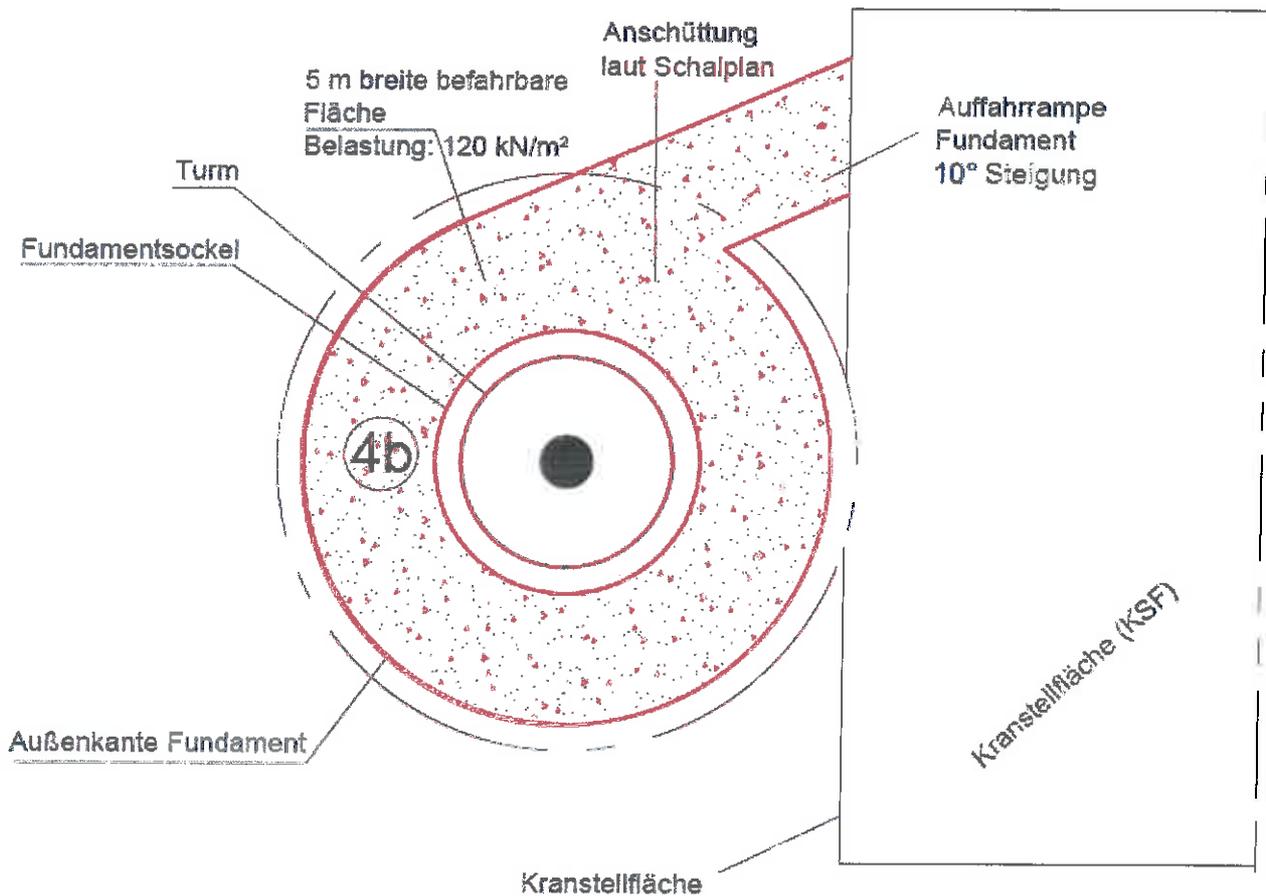


Abb. 24 Fläche um den Turm in Draufsicht (Hybridturm)

Tabelle 6: Werte für Kranstellflächen

Kranstellfläche		Alle TS-Türme	TCS164
A (Länge KSF)	m	40	45
B (Breite KSF)	m	35	35
C (Länge Rodungsbereich)	m	74	83
E (Abstand Hilfskrantaschen / jeweils zum Mittelpunkt)	m	40	50
F (Länge Auslegermontagefläche / gemessen ab Übergang Fundamentkante / Kranstellflächenkante)	m	160	210
G (Länge Rettungsgasse / das längste Fahrzeug (Blatt 85 m / aktuellste Worst Case Annahme) muss umfahren werden können)	m	91	91
1 (Vormontagefläche / Handlingfläche)	m	6 x 40	6 x 40
2 (Blattlagerfläche / optional)*	m	15 x 76	15 x 76
3 (Bladefingers / Auflagepunkte für die Rotorblatt-Transportgestelle (Abstand gemäß Tabelle Ziffer 2.4))	m	5 x 15	5 x 15

Kranstellfläche		Alle TS-Türme	TCS164
4a (Aufgang auf das Fundament / Tabelle: Steigung bis 10°: geschottert / 11° - 30° Handlauf + geschotterte Absätze / 31° - 45° = Treppenstufen + Handlauf.	m	erforderlich	-
4b (Auffahrrampe seitlich von der KSF auf das Fundament / geschottert auf den geschotterten / befahrbaren Fundamentbereich / Tragfähigkeit 120 kN)	m	-	erforderlich

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

Alternative Auslegungsvarianten:

- Parkintern kann eine zentrale Fläche an der WP Einfahrt (Vorzugsweise Freifläche) ausgewählt werden. Bei Bedarf müssen Platten für die Hilfskrane ausgelegt werden, die Komponenten können auf Holzunterlagen abgelegt werden. Flurschäden werden in jedem Fall entstehen.
- Die Blattlagerflächen können in die Auslegermontageflächen integriert werden (Im Bereich der ersten beiden Hilfskrantaschen / die Tiefe entspricht hier in etwa der erforderlichen Tiefe und Länge "2"). In diesem Fall müssen mindestens zwei Kranstellflächen dafür vorgesehen werden (Die Komponenten können nur dort abgelegt werden wo entweder noch keine WEA errichtet wurde oder wo bereits eine WEA errichtet wurde, die abgelegten Komponenten dürfen die Auslegermontage / Demontage nicht beeinträchtigen.



Nordex Energy GmbH  
Langenhorner Chaussee 600  
22419 Hamburg  
Germany  
<http://www.nordex-online.com>  
[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## **16.1.7.1**

**Ausnahme Befehrerung**

---

ENERKRAFT GmbH Wallfahrtsteich 27 32425 Minden  
Staatliches Amt für Landwirtschaft und Umwelt WM  
Bleicherufer 13  
19053 Schwerin

Ihr Zeichen, Nachricht vom	Ansprechpartner	Telefon	Mail	Datum
	Thomas Kompa	0571/38693881	thomas.kompa@enerkraft.de	25.11.2018

**Genehmigungsverfahren für zwei Windenergieanlagen des Typs Nordex N149/TCS164 gemäß § 4 iVm 19 BImSchG**  
**Antrag Ausnahmegenehmigung zum o.g. Antrag gemäß Nr. 1.1 Ziffer 1.3 Art des Verfahren bzgl. Eingeschlossene Verfahren / Ausnahmen**

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit beantragen wir eine Ausnahmegenehmigung gemäß Nummer 30 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV). Bei der hier beantragten Abweichung handelt sich um eine Vergrößerung des Abstandes zwischen oberster Befeuereungsebene und dem höchsten Punkt der Windenergieanlage (WEA). Gemäß aktueller Fassung der AVV darf der höchste Punkt der WEA die oberste Befeuereungsebene um max. 65 Meter. überragen. Hiermit beantragen wir ein Überragen der Blattspitze in ihrer höchsten Position über der obersten Befeuereungsebene von 71,30 Meter.

### Problemstellung

Die gültige AVV 2015 enthält unter Nr. 20.1 die Vorgabe, dass der unbefeuerte Teil der WEA das Feuer W, Rot und W, rot ES um maximal 65 Meter überragen darf. Die Marktsituation in Deutschland stellt Projektierer und Anlagenhersteller vor die Situation, Windenergieanlagen mit Rotorgrößen auszustatten, die diesen Abstand von 65m signifikant überschreiten. Weiterhin führen sinkende Einspeisetarife in Deutschland dazu, dass Anlagen so schnell wie möglich auf den Markt gebracht werden müssen. Daher gehen diese großen Rotordurchmesser nun in die Genehmigung, ohne dass es eine rechtssichere regulatorische Lösung in der AVV gibt.

Die Arbeitsgruppe 1 des BMVI hat am 14.02.2017 einen Formulierungsvorschlag für die Revidierung der AVV vorgestellt, der die Grenze auf 100 Meter vergrößert. Diese Arbeitsgruppe begründet dies damit, dass rechnerisch gezeigt werden konnte, dass eine unbefeuerte Höhe von 100 Meter die gleiche flugsicherheitstechnische Warnung für den Luftfahrzeugführer wie eine unbefeuerte Höhe von 65m gewährleistet. Besonders im größeren Abstand von Flughäfen ist die Gefahr unbedenklich. Am 15.12.2017 haben Referenten der BMVI, LF15 sich dem Formulierungsvorschlag angeschlossen und ihn in die Entwurfsfassung der AVV übernommen. Allerdings wird die neue AVV voraussichtlich erst in 2019 in Kraft treten.

Die gleiche Problemstellung wurde für die deutsche Offshore-Windindustrie mit einem Empfehlungsschreiben des Bundesministeriums für Verkehr-, Bau und Stadtentwicklung vom 20.06.2013 an das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie für Windenergieanlagen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) gelöst. Hier wurde von der Anforderung eines maximalen Abstands zwischen Feuer W, Rot und Blattspitze von 65m für Windenergieanlagen auf See Abstand genommen. Im internationalen Bereich sieht die aktuelle ICAO Richtlinie Annex 14 einen maximalen Abstand des unbefeuchten Teils zwischen Blattspitze und Kennzeichnungsfeuer auf dem Maschinenhaus bei Windenergieanlagen von bis zu 315 Meter vor.

Als Übergangslösung bis zum Inkrafttreten der neuen AVV kann eine Überschreitung des Abstandes zwischen dem höchsten Punkt der WEA und der obersten Befeuereungsebene von mehr als 65m formal nur per Ausnahmegenehmigung nach Nummer 30 der AVV genehmigt werden.

Eine Blattspitzenbefeuereung scheidet aus Akzeptanzgründen sowie aus technischen und wirtschaftlichen Gründen aus. Hierzu haben die Hersteller von Windenergieanlagen im VDMA Fachverband Power Systems im Schreiben vom 28. August 2014 an das BMVI entsprechend Stellung bezogen.

In diesem Zusammenhang sei ebenfalls bereits auf mehrere erteilte Ausnahmegenehmigungen in verschiedenen Bundesländern verwiesen.

### Typ Windenergieanlage und Lagebeschreibung des vorliegenden Windparks

Bei den geplanten Windenergieanlagen handelt es sich jeweils um den Typ Nordex N149/TCS164 mit einer Nabhöhe von 164m und einer Gesamthöhe von 138,9 Meter. Der Windpark befindet sich ca. 1,5 km südwestlich vom Ortsteil Parum der Gemeinde Dümmer, Landkreis Ludwigslust Parchim.

Eine Übersichtskarte des Windparks sowie die Hindernisangaben für den zivilen und militärischen Luftverkehr befinden sich in der Anlage 1 und 2.

### Aufzählung und Übersichtskarte der nächstliegenden Flughäfen vom Windpark

In der unmittelbaren und mittelbaren Umgebung befinden sich keine Flughäfen. Der nahestgelegene Flughafen befindet sich mit einem Abstand von ca. 26 km vom Windpark entfernt. Die genaue Aufzählung der nahegelegenen Flughäfen können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden:

Nr.	Name	Abstand	Anschrift	Klassifizierung
1	Flugplatz Wismar	47,1 km	23970 Wismar	EDCW
2	Flugplatz Pinnow	26,3 km	Am Flugplatz 1, 19065 Pinnow	EDBP
3	Flughafen Schwerin-Parchim	41,0 km	Dammer Weg, 19370 Parchim	EDOP
4	Flugplatz Neustadt-Glewe	34,0 km	Am Flugplatz, 19306 Neustadt-Glewe	EDAN
5	Flugplatz Neu Gülze	30,3 km	Kiekut 2, 19258 Neu Gülze	Keine
6	Flugplatz Grambeker Heide	33,2 km	23879 Mölln	Keine

Eine Übersichtskarte der Flughäfen befindet sich im Anlage 3.

**FIRMENSITZ:**  
ENERKRAFT GMBH  
WALLFAHRTSTEICH 27  
32425 MINDEN  
TEL.: 0571 / 3 86 93 88 1  
FAX: 0571 / 3 86 93 88 2

**BANKVERBINDUNG:**  
VOLKSBANK HEILBRONN  
IBAN: DE67620901000349291004  
BIC: GENODE33HAN  
STEUERNUMMER:  
65202/30469

**HANDELSREGISTER:**  
AMTSGERICHT STUTTGART  
HRB 733796  
**GESCHÄFTSFÜHRER:**  
OLIVER RENAUD, THOMAS KOMPA,  
FRANK MOSTHAE

### **Vorgesehene Konfiguration der Hinderniskennzeichnung**

Es ist geplant, die Windenergieanlagen mit 2 Feuer W rot Lampen auf dem CoolerTop des Maschinenhauses zu errichten. Die unbefeuerte Höhe oberhalb der Feuer W, rot Lampe bis zur Blattspitze beträgt bei den geplanten WEA Anlagen Nordex N149/TCS164 mit 164m Nabenhöhe 71,30 Meter.

Die detaillierte Tages- und Nachtkennzeichnung für den geplanten WEA Anlagentyp Nordex N149/TCS164 befindet sich in der Anlage 4.

Für weitere Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung und verbleiben  
mit besten Wünschen

ENERKRAFT GmbH

Anlage 1: Übersichtskarte Windpark

Anlage 2: Hindernisangaben

Anlage 3: Übersichtskarte Flughäfen

Anlage 4: Kennzeichen Hindernisbefeuern

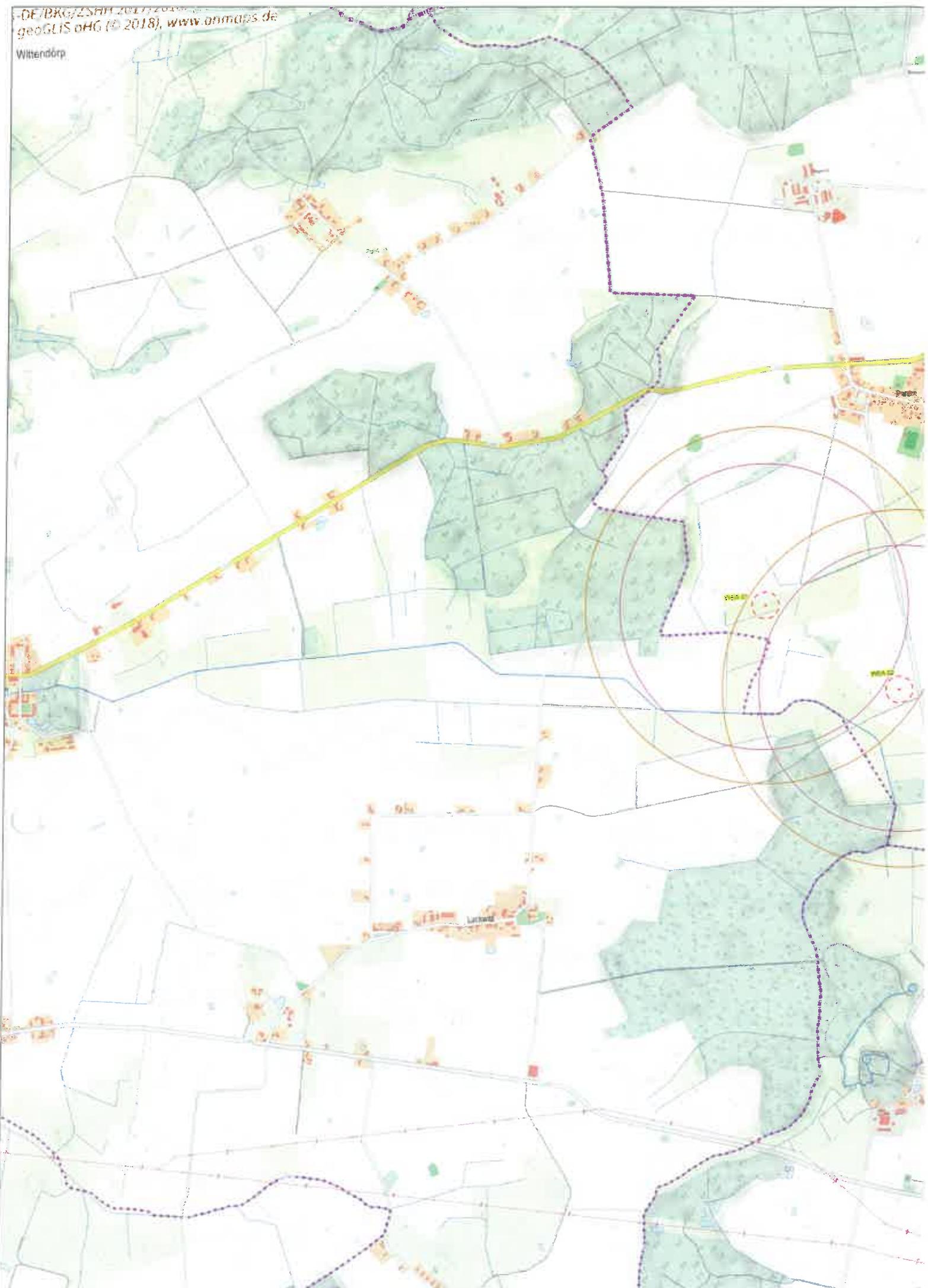
**FIRMENSITZ:**  
ENERKRAFT GMBH  
WALLFAHRTSTEICH 27  
32425 MINDEN  
TEL.: 0571 / 3 86 93 88  
FAX: 0571 / 3 86 93 88

**BANKVERBINDUNG:**  
VOLKSBANK HEILBRONN  
IBAN: DE67620901000349291004  
BIC: GENODE33VHN  
**STEUERNUMMER:**  
65202/30469

**HANDELSREGISTER:**  
AMTSGERICHT STUTTGART  
HRB 733796  
**GESCHÄFTSFÜHRER:**  
OLIVER RENAUD, THOMAS KOMPA,  
FRANK MOSTHAF



Wittendorf



## Hindernisangabe für den zivilen und militärischen Luftverkehr

Art des Hindernisses: 2 Windenergieanlagen Nordex N149/4,0-4,5MW

### Wittendörp WEA 01

Standort: Gemeinde Dümmer  
Gemarkung Parum, Flur 2, Flurstück 43/1

Höhe über Grund: Nabenhöhe 164,0 m + Rotorradius 74,55 m

Gesamthöhe der WEA unter Last: 238,90 m  
(inkl. Aufbiegung der Rotorblätter)

Fundamenthöhe d. Bauwerks über NN: 42,1 m

Luftfahrthindernishöhe über NN: 281,0 m

Bauzustand: Neubau

ETRS-89/UTM: Ostwert: 33246767 Nordwert: 5938850

Geogr. Koordinaten (WGS 84): X: 11.178182 Y: 53.537392

### Wittendörp WEA 02

Standort: Gemeinde Dümmer  
Gemarkung Parum, Flur 3, Flurstück 75

Höhe über Grund: Nabenhöhe 164,0 m + Rotorradius 74,55 m

Gesamthöhe der WEA unter Last: 238,90 m  
(inkl. Aufbiegung der Rotorblätter)

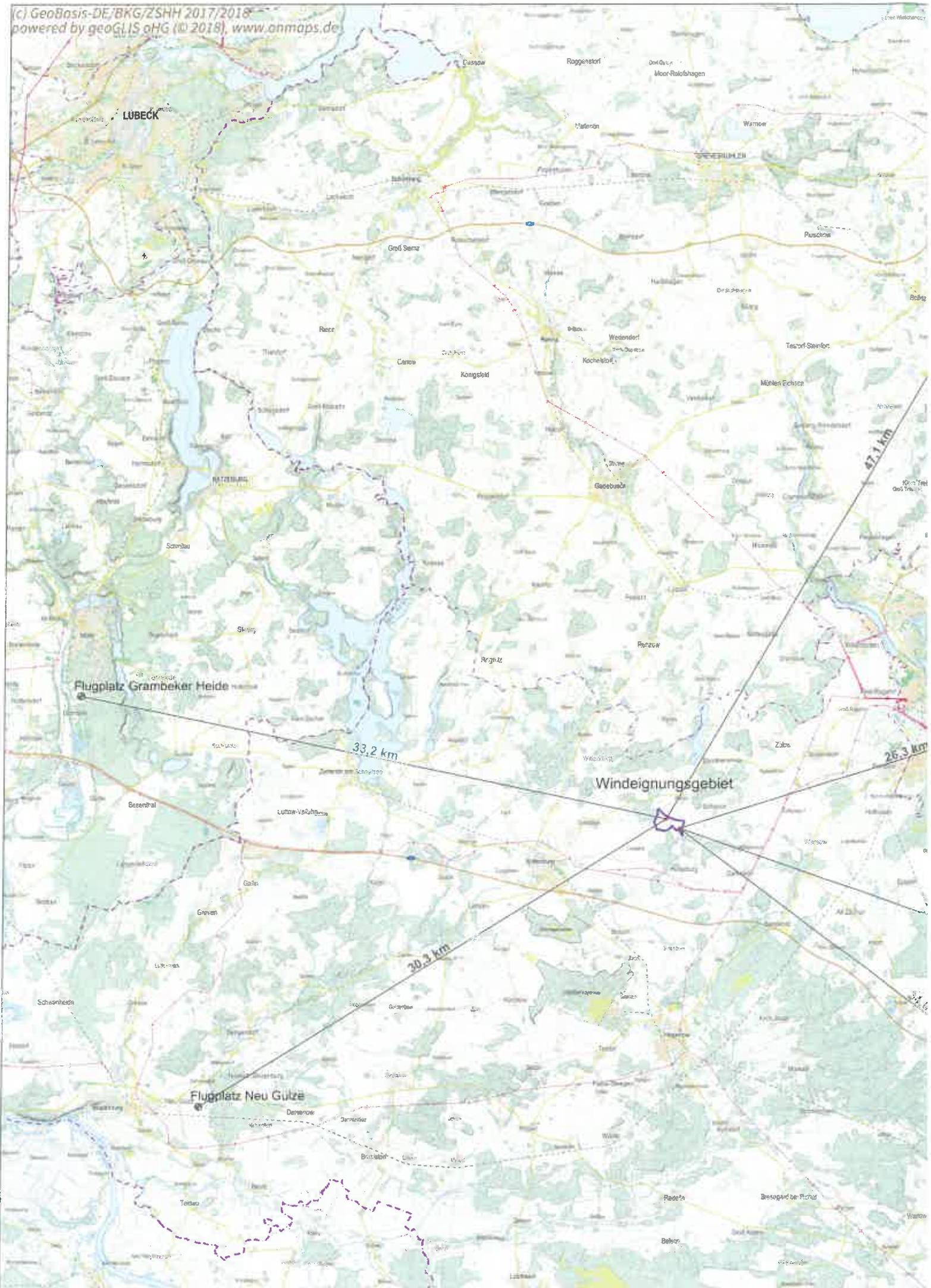
Fundamenthöhe d. Bauwerks über NN: 44,2 m

Luftfahrthindernishöhe über NN: 283,10 m

Bauzustand: Neubau

ETRS-89/UTM: Ostwert: 33247485 Nordwert: 5938337

Geogr. Koordinaten (WGS 84): X: 11.189405 Y: 53.3137



LUBECK

Lüneburg

Flugplatz Grambeker Heide

Flugplatz Neu Gülze

Windeignungsgebiet

33,2 km

20,3 km

47,1 km

26,3 km

**Vertriebsdokument**  
**Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen in**  
**Deutschland**  
**Anlagenklasse Delta**

NALL01\_064691

Revision 05/26.06.2018

- Originalvertriebsdokument -  
Dokument wird elektronisch verteilt.  
Originaldokument bei Nordex Energy GmbH, Engineering.

Das vorliegende Dokument wurde von der Nordex Energy GmbH und/oder einem mit der Nordex Energy GmbH im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen erstellt.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokumentes im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH und/oder ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind vertraulich und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) ohne die ausdrückliche Zustimmung der Nordex Energy GmbH 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.

Copyright 2018 by Nordex Energy GmbH.

## **Kontakt**

Bei Fragen zu dieser Dokumentation wenden Sie sich bitte an:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

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

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

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

[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

# 1. Deutschland

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

**"Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom: 26.08.2015, Veröffentlichung im Bundesanzeiger am 01.09.2015".**

Die Entwicklung der Anlage orientiert sich an der aktuellen AVV 2015 und ihrer Weiterentwicklung. Eine konstruktive projektspezifische Anpassung zur vollumfänglichen Erfüllung der AVV 2015 kann angeboten werden.

## 2. Kennzeichnungen bei Tag



### DOKUMENT BEACHTEN

- Vertriebsdokument E0004000420 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse Delta4000*
- Vertriebsdokument NALL01\_008531 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse K08 gamma und delta*



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

Gesamtbauwerkshöhe 100 - 150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkennzeichnung	Gondelkennzeichnung
Drei Streifen von Blattspitze beginnend je 6 m rot - grau - rot	-	-

Gesamtbauwerkshöhe > 150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkennzeichnung	Gondelkennzeichnung
Drei Streifen von Blattspitze beginnend je 6 m rot - grau - rot	Turmkennzeichnung: 3 m breiter roter Ring in $40 \pm 5$ m Höhe	rote Gondelkennzeichnung: mindestens 2 m hoher und umlaufender Streifen Mitte Maschinenhaus

### 3. Kennzeichnungen bei Nacht

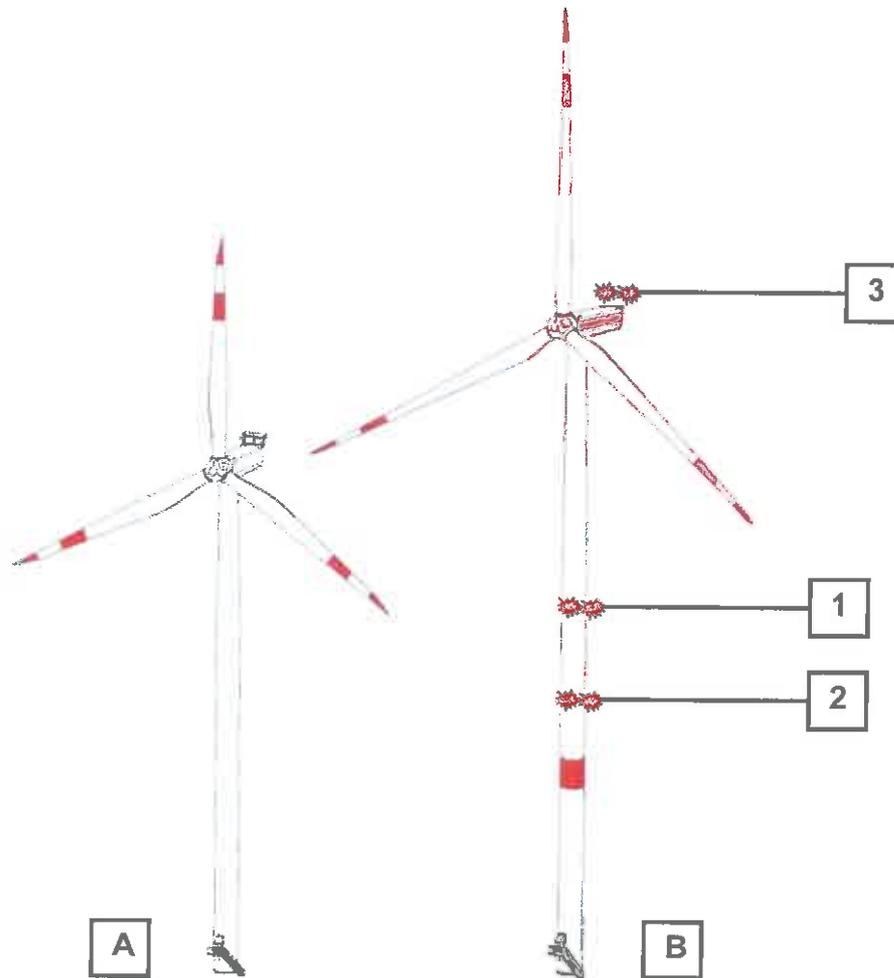


Abb. 2 Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Tag

- 1 1. Turmfeuerebene
- 2 2. Turmfeuerebene
- 3 Gondelbefeuerung

Gesamtbauwerkshöhe 100 - 150 m		
Blattbefeuerung	Turmbefeuerung	Gondelbefeuerung
-	-	2 x 170 cd W-rot mit mindestens 12 h USV

Gesamtbauwerkshöhe > 150 m			
Blatt- befeuerung	Turmbefeuerung*		Gondel- befeuerung
	Anlage/Turm	1. Ebene	2. Ebene [m]
	N117: 4x10 cd rot konstant (min 12 h USV)		
	N117/TS106	44,5 m	-
	N117/R120 IEC IIA	59,0 m	-
	N117/TS120 IEC IIIA	58,0 m	-
	N117/PH141	81,6 m	-
	N117/TCS141	79,5 m	-
	N131, N133, N149: 6x10cd rot konstant (min 12 h USV) pro Turmfeuerebene		
	N131/TS99	41,2 m	-
	N131/TS106	44,5 m	-
	N131/TS114	52,7 m	-
	N131/TS120	58,0 m	-
	N131/PH134	81,5 m	-
	N131/TCS134	78,8 m	-
	N131/PH164**	101,7 m	59,0 m
	N133/TS110	ca. 72,5 m	-
	N149/TS105	68,6 m	-
	N149/TS125	92,9 m	-
	N149/TCS164**	105 m	72,5 m

2 x 170 cd W-rot  
mit mindestens  
12 h USV

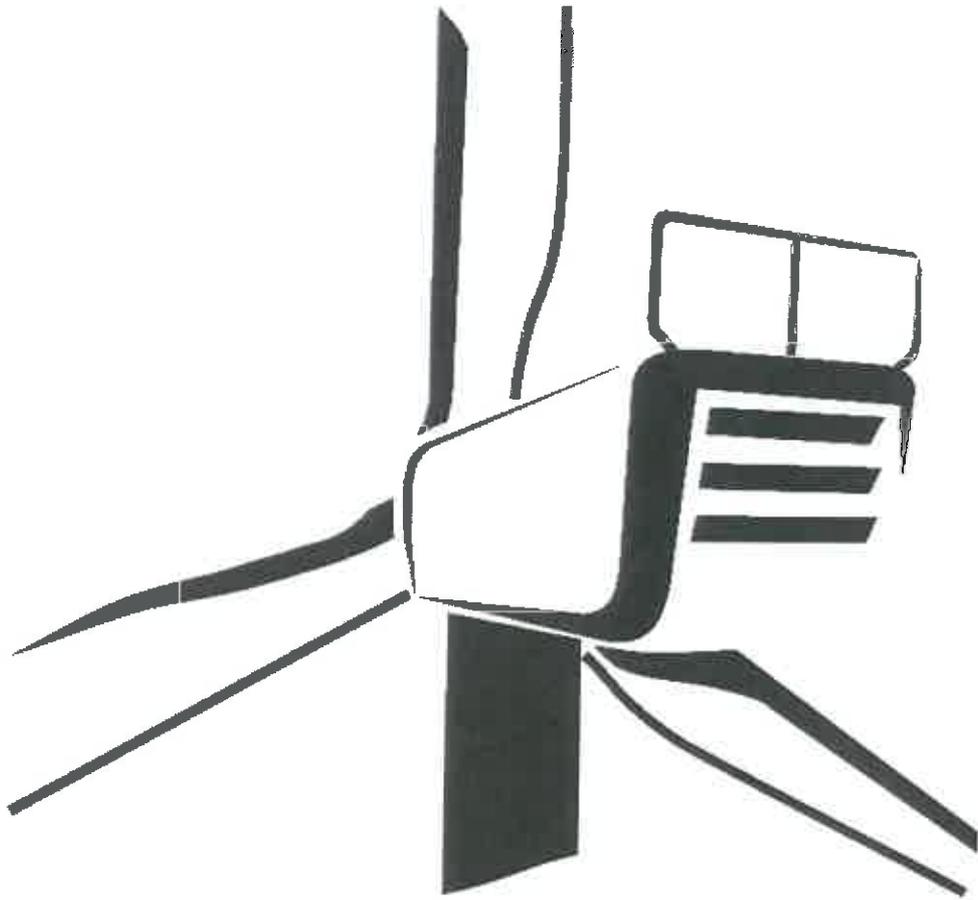
\*Positionen nach AVV, Ausgabe 2015

\*\*Zwischen Errichtung Beton- und Stahlteil des Turmes erfolgt keine Befeuerung, Ab der Errichtung des Stahlteils und Gondel wird die Befeuerung über einen Generator gewährleistet



Nordex Energy GmbH  
Langenhorner Chaussee 600  
22419 Hamburg  
Germany  
<http://www.nordex-online.com>  
[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

**Allgemeine Dokumentation**  
**Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen**  
**Anlagenklasse Nordex Delta4000**



E0004000420  
Revision 01 / 05.09.2017

- Originalvertriebsdokument -  
Dokument wird elektronisch verteilt.  
Originaldokument bei Nordex Energy GmbH, Engineering.

Das vorliegende Dokument wurde von der Nordex Energy GmbH und/oder einem mit der Nordex Energy GmbH im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen erstellt.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokumentes im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH und/oder ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind vertraulich und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) ohne die ausdrückliche Zustimmung der Nordex Energy GmbH 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.

Copyright 2017 by Nordex Energy GmbH.

## **Kontakt**

Bei Fragen zu dieser Dokumentation wenden Sie sich bitte an:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

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

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

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

[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## 1. Zweck dieses Dokumentes und Richtlinien

Zum Schutz tief fliegender Luftfahrzeuge, besteht in bestimmten Fällen die Pflicht zur Kennzeichnung und Befeuerung von Windenergieanlagen. Dieses Dokument gibt Hinweise zu den Richtlinien und zeigt die von Nordex verwendeten Markierungen und Gefahrenfeuer zur Kennzeichnung von Windenergieanlagen. Es werden nicht die Richtlinien für Offshore-Windenergieanlagen betrachtet. Weiterhin wird dargestellt, welche Möglichkeiten der Gestaltung sich für den Kunden ergeben.

### Richtlinien

Die International Civil Aviation Organisation (ICAO) hat für die Befeuerung und farbliche Gestaltung von hohen Bauwerken in Anhang 14 zur *"Convention on International Civil Aviation"* Empfehlungen ausgesprochen. Die Umsetzung geschieht in jedem Land auf unterschiedliche Weise. Dadurch sind die rechtlichen Anforderungen an Befeuerung und Markierung von Windenergieanlagen vor jedem Projekt detailliert zu planen.

Auch regional oder sogar lokal kann es unterschiedliche Regelungen geben, beispielsweise durch geographische Besonderheiten, Flugplätze, militärische Auflagen, etc. Für jedes Windpark-Projekt müssen deshalb die lokalen Richtlinien im Stadium der frühen Projektplanung bekannt sein.

## 2. Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer

Nordex bietet Gefahrenfeuer von verschiedenen Herstellern an. Der Verbauport ist auf dem hinteren Maschinenhausdach, bei Blickrichtung vom Rotor, s. Abb. 1.

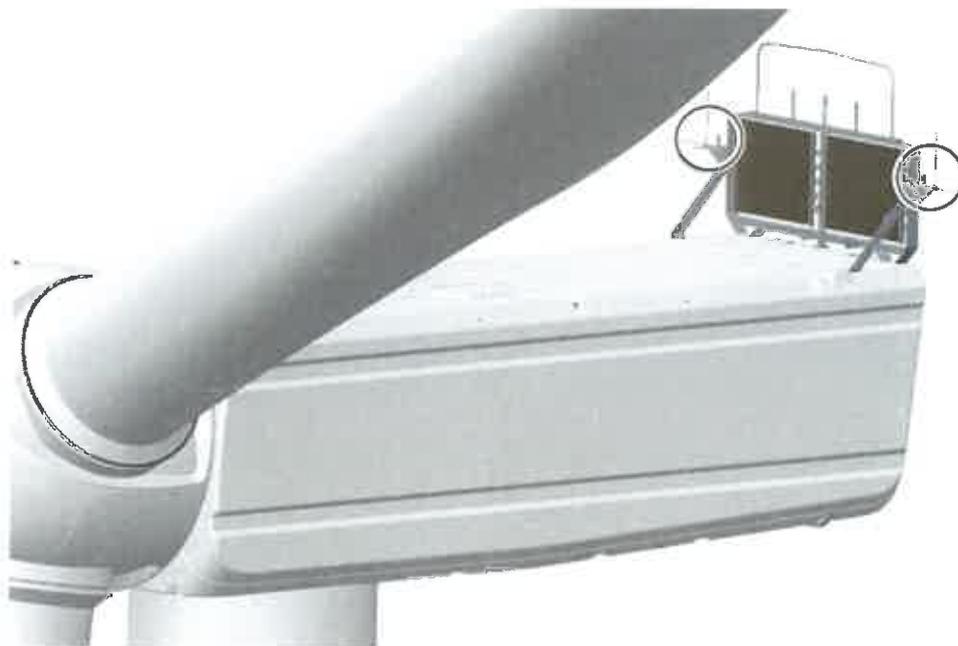


Abb. 1 Verbauposition der Gefahrenfeuer bei Delta4000

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

Gemeinsame Merkmale der Gefahrenfeuer sind:

- nur LED-Leuchten
- blinkende Leuchten
- Dämmerungssensor bei Leuchten mit unterschiedlicher Tag- und Nachtkennzeichnung
- rote bzw. weiße Leuchten
- Synchronisation der Blinkfrequenz aller Feuer eines Parks durch GPS (Global Positioning System)

Folgende zusätzliche oder abweichende Eigenschaften sind als Option möglich:

- Einzel- oder Doppelfeuer
- Dauerlicht
- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für unterschiedliche Zeiträume
- Nachtkennzeichnung mit weißem Licht
- Astronomische Uhr als Steuerung, die den Sonnenstand in Abhängigkeit von Datum und geographischer Position ermittelt, für die Umschaltung zwischen Tag und Nachtbefeuern
- Sichtweitenmessgerät zur Helligkeitsreduzierung, da bei klarem Wetter eine geringere Leuchstärke ausreichend ist

## 3. Kennzeichnungen Gondel

### 3.1 Tagkennzeichnungen für die Gondel

#### Farbliche Gestaltung der Gondel

Für Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe über 150 m, gemessen mit einer Blattspitze oben, wird in vielen Ländern eine Tageskennzeichnung vorgeschrieben. Diese kann durch eine rote Fläche definierter Größe auf der linken und rechten Gondelseite realisiert werden. Das Rot im Farbton RAL 3020, hat genau wie die graue Standardfarbe, RAL 7035, einen Glanzgrad von  $30 \pm 10$  Glanzeinheiten nach DIN 67530.



Abb. 2 *Beispielhafte Kennzeichnung Maschinenhaus Delta4000 mit roter Tageskennzeichnung*

### **Tagesbefeuerung**

Alternativ kann auch ein weißes Tagesfeuer mit den Lichtstärken 20.000, 50.000 oder 100.000 cd, abhängig von den lokalen Vorgaben, auf der Anlage montiert werden. Die Auswahl dieser Befeuerung kann auch einen Einfluss auf die farbliche Gestaltung der Blätter haben und muss im Vorfeld des Projektes immer mit Nordex abgestimmt werden. Weitere Infos hierzu und landespezifische Angaben sind in dem Dokument für das jeweilige Land dargestellt.

## **3.2 Kundenspezifische Gestaltung**

Bei der Gestaltung der Gondel können Kundenlogos angebracht werden, hierfür sind folgende Punkte zu beachten:

- Bei Gesamtbauwerkshöhe >150 m, Gestaltungsfläche von 1500 x 4000 mm pro Gondelseite, siehe Abb.3.
- bei Gesamtbauwerkshöhe unter 150 m, Gestaltungsfläche von 1500 x 11500 mm pro Gondelseite, siehe Abb.3.
- 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.

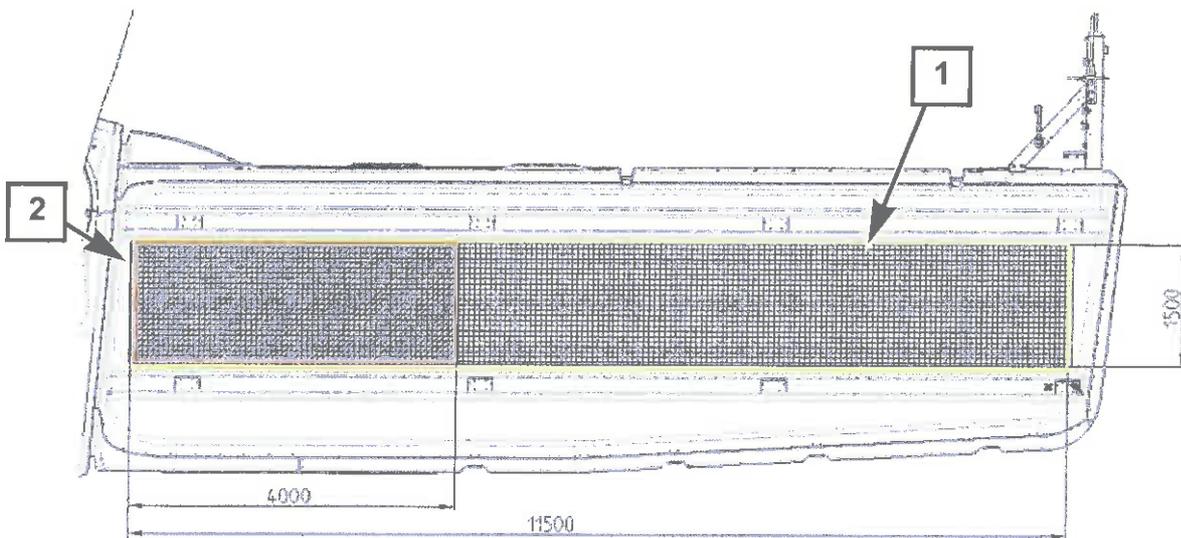


Abb. 3 Position und Größe für Kundenlogo an Delta4000-Anlagen

- 1 Bauwerkshöhe unter 150 m
- 2 Bauwerkshöhe über 150 m

### 3.3 Gefahrenfeuer für die Gondel

Für die Befuerung der Gondel in der Nacht bietet Nordex Feuer mit einer Stärke von 10, 32, 170, 200, 1.000, oder 2.000 cd an, die rot mit verschiedenen Frequenzen oder konstant leuchten. Da sich die Auswahl der Befuerung nach den Ländervorgaben und projektspezifischen Anforderungen richtet sind mögliche Kombinationen im Vorfeld immer mit Nordex abzustimmen.

Die angebotenen Leuchten decken national und international gängige Blinkfrequenzen ab. Hierbei insbesondere die ICAO-Richtlinien Kapitel 6 von ICAO Annex 14 Vol. I vom 10.11.2016..

Die Umschaltung bei unterschiedlicher Tag-/ Nachtbefuerung, bzw. Einschaltung bei nur Nachtbefuerung erfolgt durch einen Dämmerungssensor bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Bei Einsatz eines Master-Slave-Systems zur Umschaltung ist mindestens ein Master-System pro Windpark einzusetzen, da diese die Sichtweiteninformationen an die Slave-Systeme per Funk oder über das existente kabelgebundene Windparknetzwerk kommunizieren.

#### Infrarot-Gefahrenfeuer

LEDs der konventionellen Gefahrenfeuer strahlen im sichtbaren Lichtspektrum nur in einer sehr geringen Bandbreite und sind daher bei Nachtflügen mit Nachtsichtgerät nicht wahrnehmbar. Aus diesem Grund schreiben die nationalen Bestimmungen einiger Länder alternativ oder ergänzend zum konventionellen Gefahrenfeuer eine Gefahrenkennzeichnung mit IR-Feuern vor. Diese emittieren eine Wellenlänge im Empfindlichkeitsbereich von Nachtsichtgeräten.

Hierfür bietet Nordex verschiedene Ausstattungen an, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen. Der Einsatz von IR-Feuern kann je nach Landesforderungen auch am Turm erfolgen.

## 4. Kennzeichnungen Turm

### 4.1 Tageskennzeichnung für den Turm

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



Abb. 4 Roter Farbring an Anlage mit Gesamthöhe >150 m

### 4.2 Turmbefeuerung zur Nachtkennzeichnung

Um den international unterschiedlichen Anforderungen hinsichtlich der Befeuerung der Türme gerecht zu werden, hat Nordex verschiedene Turmfeuervarianten zur Auswahl. Es ist der Einsatz von Leuchten mit einer Stärke von 10, 32 oder 50 cd möglich.

Pro Turmfeuerebene werden hierzu 4 bis 6 Leuchten (ICAO LIOL Typ A) gleichmäßig um den Turm verteilt. Die Höhe der Ebenen richten sich nach den regionalen oder nationalen Vorschriften. Das Ein-/ Ausschalten erfolgt bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Die genauen Einsatzmöglichkeiten sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen, da die Anforderungen sehr unterschiedlich sind.

Tabelle 1: mögliche Gefahrenfeuer Turm

Anzahl Leuchten	Nachtleuchtstärke [cd]	Nachtfarbe	Blinkfrequenz [fpm]
4 / 6	10	rot/ rot+IR	konstant
4	32	rot	konstant
4	50	rot	konstant



Abb. 5 Beispiel für eine Turmbefeuerungsleuchte

### Infrarot-Gefahrenfeuer

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

## 5. Blattkennzeichnungsvarianten

Die nationalen Gesetze schreiben für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von lokalen Anforderungen oder der Gesamtbauwerkshöhe eine farbliche Kennzeichnung der Rotorblätter vor. Diese kann abhängig von alternativ zu verwendenden Tagesfeuern auch innerhalb eines Landes unterschiedlich sein.

Standardmäßig bietet Nordex die folgende farbliche Variante an, die komplett im RAL-Farbtönen 7035 und mit einem Glanzgrad von 30 lackiert ist.

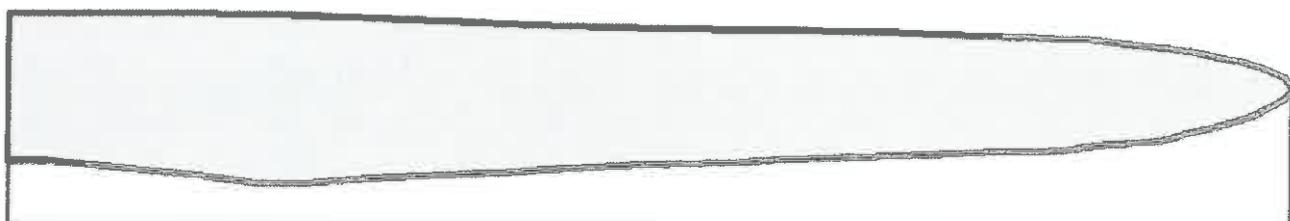
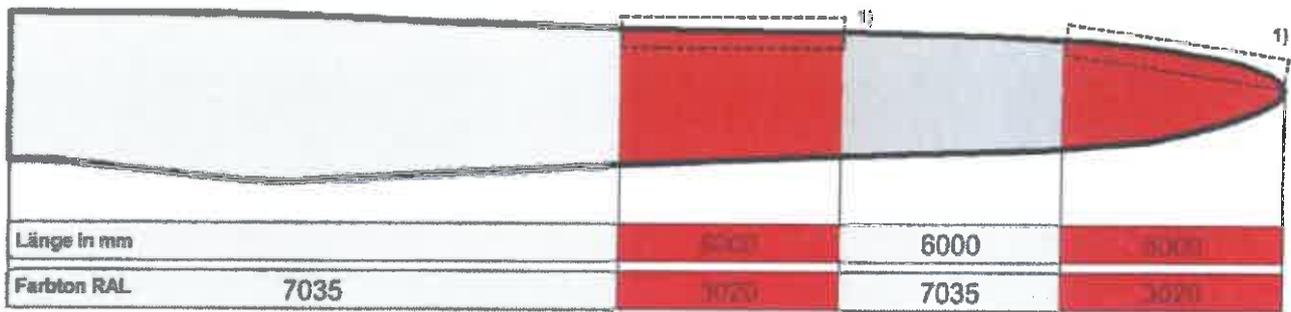
	
Länge in mm	Gesamte Blattlänge
Farbton RAL	7035

Abb. 6 Standardvariante für Farbgebung Blatt

Eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung des Blattes siehe Abb.7. Die Verwendung richtet sich nach der Gesamtbauwerkshöhe, Projektanforderungen oder den rechtlichen Landesvorgaben.

Hinweis: das Blatt kann an der Spitze eine graue Farbgebung (RAL 7035) von ca. 200 mm Länge haben.



Länge in mm	6000	6000	6000
Farbton RAL	7035	7035	3020

Abb. 7 Möglich Farbvariante für Blattfarbgebung

1 möglicher grauer Streifen (RAL 7035) Erosionsschutzlack von 200 mm Breite

Weiterhin bietet Nordex Blätter mit einem roten Streifen von 6 m Breite, mit Streifen im Orange-Farbton RAL 2009 oder schwarz-gelben Streifen an. Aufgrund verschiedener Landesvorgaben ist die genaue Blattfarbgebung im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

## 6. Farbgebung der Außenkomponenten

Tabelle 2: Farbgebung der Komponenten

Komponente	Farbgebung/ Glanzgrad
Turm	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Maschinenhaus	
Rotornabe	
Rotorblätter	
<b>Gesamtbauwerkshöhe &gt;150 m</b>	
Turm	optionaler Farbring: RAL 3020 (verkehrsrot)
Maschinenhaus	optionale rote Kennzeichnung
Rotornabe	RAL 7035 (lichtgrau)
Rotorblätter	3 Streifen Rot-lichtgrau-rot von Spitze mit je 6 m Breite

Tabelle 3: Abkürzungsverzeichnis

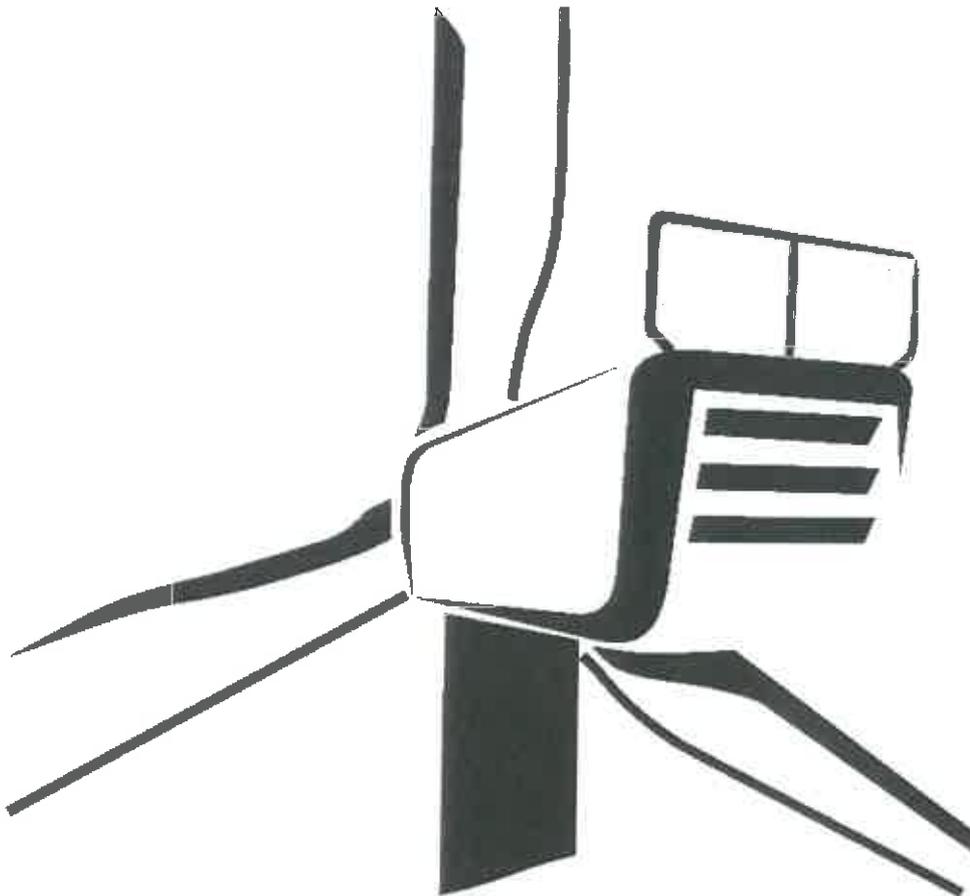
Abkürzung	Bedeutung
GPS	Global Positioning System
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
ICAO	International Civil Aviation Organization
LIOL	Low Intensity Obstruction Light

Nordex Energy GmbH  
Langenhorner Chaussee 600  
22419 Hamburg  
Germany  
<http://www.nordex-online.com>  
[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## **16.1.7.2**

**Kennzeichnung Luftfahrthindernis Nordex Teil 1**

**Allgemeine Dokumentation**  
**Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen**  
**Anlagenklasse Nordex Delta4000**



E0004000420  
Revision 01 / 05.09.2017

- Originalvertriebsdokument -  
Dokument wird elektronisch verteilt.  
Originaldokument bei Nordex Energy GmbH, Engineering.

Das vorliegende Dokument wurde von der Nordex Energy GmbH und/oder einem mit der Nordex Energy GmbH im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen erstellt.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokumentes im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH und/oder ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind vertraulich und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) ohne die ausdrückliche Zustimmung der Nordex Energy GmbH 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.

Copyright 2017 by Nordex Energy GmbH.

## **Kontakt**

Bei Fragen zu dieser Dokumentation wenden Sie sich bitte an:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

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

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

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

[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## 1. Zweck dieses Dokumentes und Richtlinien

Zum Schutz tief fliegender Luftfahrzeuge, besteht in bestimmten Fällen die Pflicht zur Kennzeichnung und Befeuerung von Windenergieanlagen. Dieses Dokument gibt Hinweise zu den Richtlinien und zeigt die von Nordex verwendeten Markierungen und Gefahrenfeuer zur Kennzeichnung von Windenergieanlagen. Es werden nicht die Richtlinien für Offshore-Windenergieanlagen betrachtet. Weiterhin wird dargestellt, welche Möglichkeiten der Gestaltung sich für den Kunden ergeben.

### Richtlinien

Die International Civil Aviation Organisation (ICAO) hat für die Befeuerung und farbliche Gestaltung von hohen Bauwerken in Anhang 14 zur *"Convention on International Civil Aviation"* Empfehlungen ausgesprochen. Die Umsetzung geschieht in jedem Land auf unterschiedliche Weise. Dadurch sind die rechtlichen Anforderungen an Befeuerung und Markierung von Windenergieanlagen vor jedem Projekt detailliert zu planen.

Auch regional oder sogar lokal kann es unterschiedliche Regelungen geben, beispielsweise durch geographische Besonderheiten, Flugplätze, militärische Auflagen, etc. Für jedes Windpark-Projekt müssen deshalb die lokalen Richtlinien im Stadium der frühen Projektplanung bekannt sein.

## 2. Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer

Nordex bietet Gefahrenfeuer von verschiedenen Herstellern an. Der Verbauport ist auf dem hinteren Maschinenhausdach, bei Blickrichtung vom Rotor, s. Abb. 1.

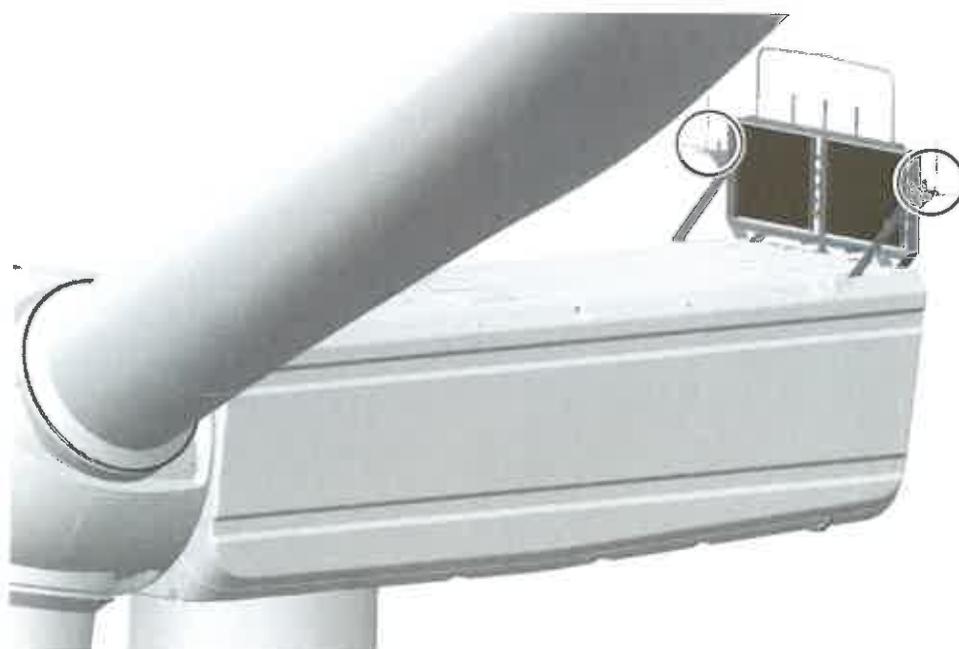


Abb. 1 Verbauposition der Gefahrenfeuer bei Delta4000

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

Gemeinsame Merkmale der Gefahrenfeuer sind:

- nur LED-Leuchten
- blinkende Leuchten
- Dämmerungssensor bei Leuchten mit unterschiedlicher Tag- und Nacht-kennzeichnung
- rote bzw. weiße Leuchten
- Synchronisation der Blinkfrequenz aller Feuer eines Parks durch GPS (Global Positioning System)

Folgende zusätzliche oder abweichende Eigenschaften sind als Option möglich:

- Einzel- oder Doppelfeuer
- Dauerlicht
- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für unterschiedliche Zeiträume
- Nachtkennzeichnung mit weißem Licht
- Astronomische Uhr als Steuerung, die den Sonnenstand in Abhängigkeit von Datum und geographischer Position ermittelt, für die Umschaltung zwischen Tag und Nachtbefuerung
- Sichtweitenmessgerät zur Helligkeitsreduzierung, da bei klarem Wetter eine geringere Leuchstärke ausreichend ist

## 3. Kennzeichnungen Gondel

### 3.1 Tagkennzeichnungen für die Gondel

#### Farbliche Gestaltung der Gondel

Für Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe über 150 m, gemessen mit einer Blattspitze oben, wird in vielen Ländern eine Tageskennzeichnung vorgeschrieben. Diese kann durch eine rote Fläche definierter Größe auf der linken und rechten Gondelseite realisiert werden. Das Rot im Farbton RAL 3020, hat genau wie die graue Standardfarbe, RAL 7035, einen Glanzgrad von  $30 \pm 10$  Glanzeinheiten nach DIN 67530.



*Abb. 2 Beispielhafte Kennzeichnung Maschinenhaus Delta4000 mit roter Tageskennzeichnung*

### **Tagesbefeuerung**

Alternativ kann auch ein weißes Tagesfeuer mit den Lichtstärken 20.000, 50.000 oder 100.000 cd, abhängig von den lokalen Vorgaben, auf der Anlage montiert werden. Die Auswahl dieser Befeuerung kann auch einen Einfluss auf die farbliche Gestaltung der Blätter haben und muss im Vorfeld des Projektes immer mit Nordex abgestimmt werden. Weitere Infos hierzu und landespezifische Angaben sind in dem Dokument für das jeweilige Land dargestellt.

## **3.2 Kundenspezifische Gestaltung**

Bei der Gestaltung der Gondel können Kundenlogos angebracht werden, hierfür sind folgende Punkte zu beachten:

- Bei Gesamtbauwerkshöhe >150 m, Gestaltungsfläche von 1500 x 4000 mm pro Gondelseite, siehe Abb.3.
- bei Gesamtbauwerkshöhe unter 150 m, Gestaltungsfläche von 1500 x 11500 mm pro Gondelseite, siehe Abb.3.
- 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.

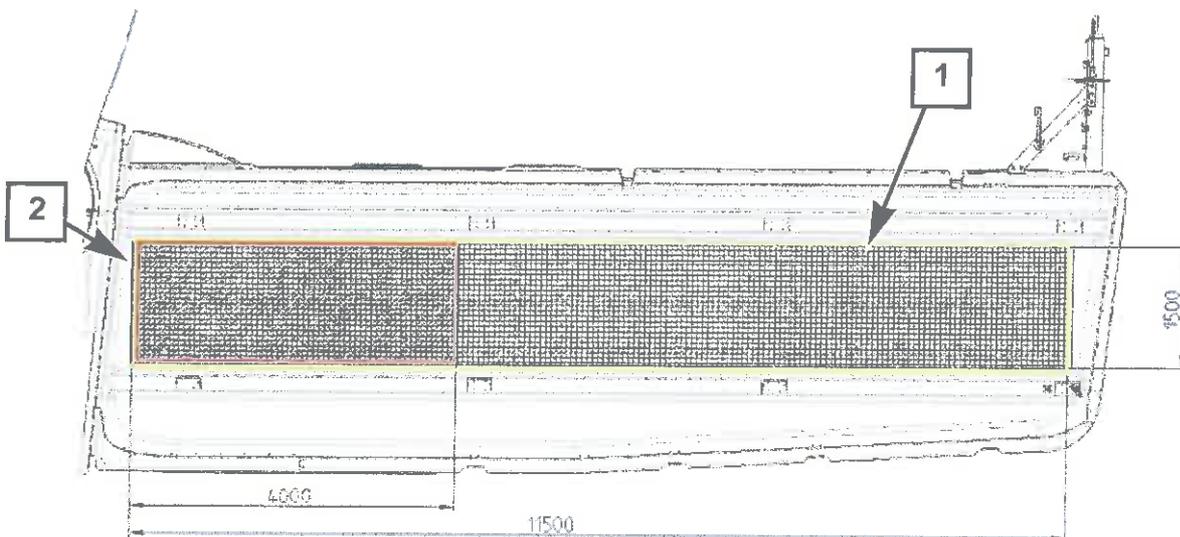


Abb. 3 Position und Größe für Kundenlogo an Delta4000-Anlagen

- 1 Bauwerkshöhe unter 150 m
- 2 Bauwerkshöhe über 150 m

### 3.3 Gefahrenfeuer für die Gondel

Für die Befeuerung der Gondel in der Nacht bietet Nordex Feuer mit einer Stärke von 10, 32, 170, 200, 1.000, oder 2.000 cd an, die rot mit verschiedenen Frequenzen oder konstant leuchten. Da sich die Auswahl der Befeuerung nach den Ländervorgaben und projektspezifischen Anforderungen richtet sind mögliche Kombinationen im Vorfeld immer mit Nordex abzustimmen.

Die angebotenen Leuchten decken national und international gängige Blinkfrequenzen ab. Hierbei insbesondere die ICAO-Richtlinien Kapitel 6 von ICAO Annex 14 Vol. I vom 10.11.2016..

Die Umschaltung bei unterschiedlicher Tag-/ Nachtbefeuerung, bzw. Einschaltung bei nur Nachtbefeuerung erfolgt durch einen Dämmerungssensor bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Bei Einsatz eines Master-Slave-Systems zur Umschaltung ist mindestens ein Master-System pro Windpark einzusetzen, da diese die Sichtweiteninformationen an die Slave-Systeme per Funk oder über das existente kabelgebundene Windparknetzwerk kommunizieren.

#### Infrarot-Gefahrenfeuer

LEDs der konventionellen Gefahrenfeuer strahlen im sichtbaren Lichtspektrum nur in einer sehr geringen Bandbreite und sind daher bei Nachtflügen mit Nachtsichtgerät nicht wahrnehmbar. Aus diesem Grund schreiben die nationalen Bestimmungen einiger Länder alternativ oder ergänzend zum konventionellen Gefahrenfeuer eine Gefahrenkennzeichnung mit IR-Feuern vor. Diese emittieren eine Wellenlänge im Empfindlichkeitsbereich von Nachtsichtgeräten.

Hierfür bietet Nordex verschiedene Ausstattungen an, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen. Der Einsatz von IR-Feuern kann je nach Landesanforderungen auch am Turm erfolgen.

## 4. Kennzeichnungen Turm

### 4.1 Tageskennzeichnung für den Turm

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



Abb. 4 Roter Farbring an Anlage mit Gesamthöhe >150 m

### 4.2 Turmbefeuerung zur Nachtkennzeichnung

Um den international unterschiedlichen Anforderungen hinsichtlich der Befeuerung der Türme gerecht zu werden, hat Nordex verschiedene Turmfeuervarianten zur Auswahl. Es ist der Einsatz von Leuchten mit einer Stärke von 10, 32 oder 50 cd möglich.

Pro Turmfeuerebene werden hierzu 4 bis 6 Leuchten (ICAO LIOL Typ A) gleichmäßig um den Turm verteilt. Die Höhe der Ebenen richten sich nach den regionalen oder nationalen Vorschriften. Das Ein-/ Ausschalten erfolgt bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Die genauen Einsatzmöglichkeiten sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen, da die Anforderungen sehr unterschiedlich sind.

**Tabelle 1:** mögliche Gefahrenfeuer Turm

Anzahl Leuchten	Nachtleuchtstärke [cd]	Nachtfarbe	Blinkfrequenz [fpm]
4 / 6	10	rot/ rot+IR	konstant
4	32	rot	konstant
4	50	rot	konstant



Abb. 5 Beispiel für eine Turmbefeuerungsleuchte

### Infrarot-Gefahrenfeuer

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

## 5. Blattkennzeichnungsvarianten

Die nationalen Gesetze schreiben für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von lokalen Anforderungen oder der Gesamtbauwerkshöhe eine farbliche Kennzeichnung der Rotorblätter vor. Diese kann abhängig von alternativ zu verwendenden Tagesfeuern auch innerhalb eines Landes unterschiedlich sein.

Standardmäßig bietet Nordex die folgende farbliche Variante an, die komplett im RAL-Farbtönen 7035 und mit einem Glanzgrad von 30 lackiert ist.

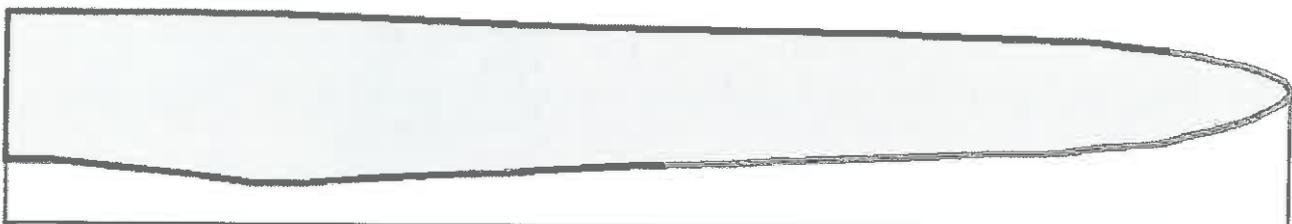
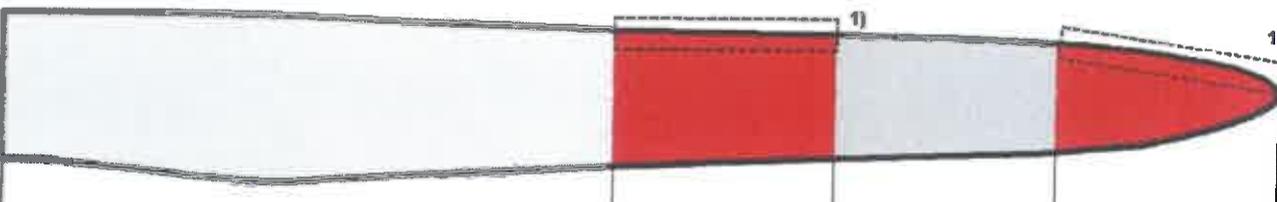
	
Länge in mm	Gesamte Blattiänge
Farbton RAL	7035

Abb. 6 Standardvariante für Farbgebung Blatt

Eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung des Blattes siehe Abb.7. Die Verwendung richtet sich nach der Gesamtbauwerkshöhe, Projektanforderungen oder den rechtlichen Landesvorgaben.

Hinweis: das Blatt kann an der Spitze eine graue Farbgebung (RAL 7035) von ca. 200 mm Länge haben.



Länge in mm	3000	6000	6000
Farbton RAL	7035	7035	3020

Abb. 7 Möglich Farbvariante für Blattfarbgebung

1 möglicher grauer Streifen (RAL 7035) Erosionsschutzlack von 200 mm Breite

Weiterhin bietet Nordex Blätter mit einem roten Streifen von 6 m Breite, mit Streifen im Orange-Farbton RAL 2009 oder schwarz-gelben Streifen an. Aufgrund verschiedener Landesvorgaben ist die genaue Blattfarbgebung im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

## 6. Farbgebung der Außenkomponenten

Tabelle 2: Farbgebung der Komponenten

Komponente	Farbgebung/ Glanzgrad
Turm	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Maschinenhaus	
Rotornabe	
Rotorblätter	
<b>Gesamtbauwerkshöhe &gt;150 m</b>	
Turm	optionaler Farbring: RAL 3020 (verkehrsrot)
Maschinenhaus	optionale rote Kennzeichnung
Rotornabe	RAL 7035 (lichtgrau)
Rotorblätter	3 Streifen Rot-lichtgrau-rot von Spitze mit je 6 m Breite

Tabelle 3: Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
GPS	Global Positioning System
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
ICAO	International Civil Aviation Organization
LIOL	Low Intensity Obstruction Light

Nordex Energy GmbH  
Langenhorner Chaussee 600  
22419 Hamburg  
Germany  
<http://www.nordex-online.com>  
[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## **16.1.7.3**

**Kennzeichnung Luftfahrthindernis Nordex Teil 2**

**Vertriebsdokument**  
**Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen in**  
**Deutschland**  
**Anlagenklasse Delta**

NALL01\_064691

Revision 05/26.06.2018

- Originalvertriebsdokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Originaldokument bei Nordex Energy GmbH, Engineering.

Das vorliegende Dokument wurde von der Nordex Energy GmbH und/oder einem mit der Nordex Energy GmbH im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen erstellt.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokumentes im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH und/oder ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind vertraulich und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) ohne die ausdrückliche Zustimmung der Nordex Energy GmbH 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.

Copyright 2018 by Nordex Energy GmbH.

## **Kontakt**

Bei Fragen zu dieser Dokumentation wenden Sie sich bitte an:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

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

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

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

[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

# 1. Deutschland

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

**"Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom: 26.08.2015, Veröffentlichung im Bundesanzeiger am 01.09.2015".**

Die Entwicklung der Anlage orientiert sich an der aktuellen AVV 2015 und ihrer Weiterentwicklung. Eine konstruktive projektspezifische Anpassung zur vollumfänglichen Erfüllung der AVV 2015 kann angeboten werden.

## 2. Kennzeichnungen bei Tag



### DOKUMENT BEACHTEN

- Vertriebsdokument E0004000420 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse Delta4000*
- Vertriebsdokument NALL01\_008531 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse K08 gamma und delta*



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

Gesamtbauwerkshöhe 100 - 150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkennzeichnung	Gondelkennzeichnung
Drei Streifen von Blattspitze beginnend je 6 m rot - grau - rot	-	-

Gesamtbauwerkshöhe > 150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkennzeichnung	Gondelkennzeichnung
Drei Streifen von Blattspitze beginnend je 6 m rot - grau - rot	Turmkennzeichnung: 3 m breiter roter Ring in $40 \pm 5$ m Höhe	rote Gondelkennzeichnung: mindestens 2 m hoher und umlaufender Streifen Mitte Maschinenhaus

### 3. Kennzeichnungen bei Nacht

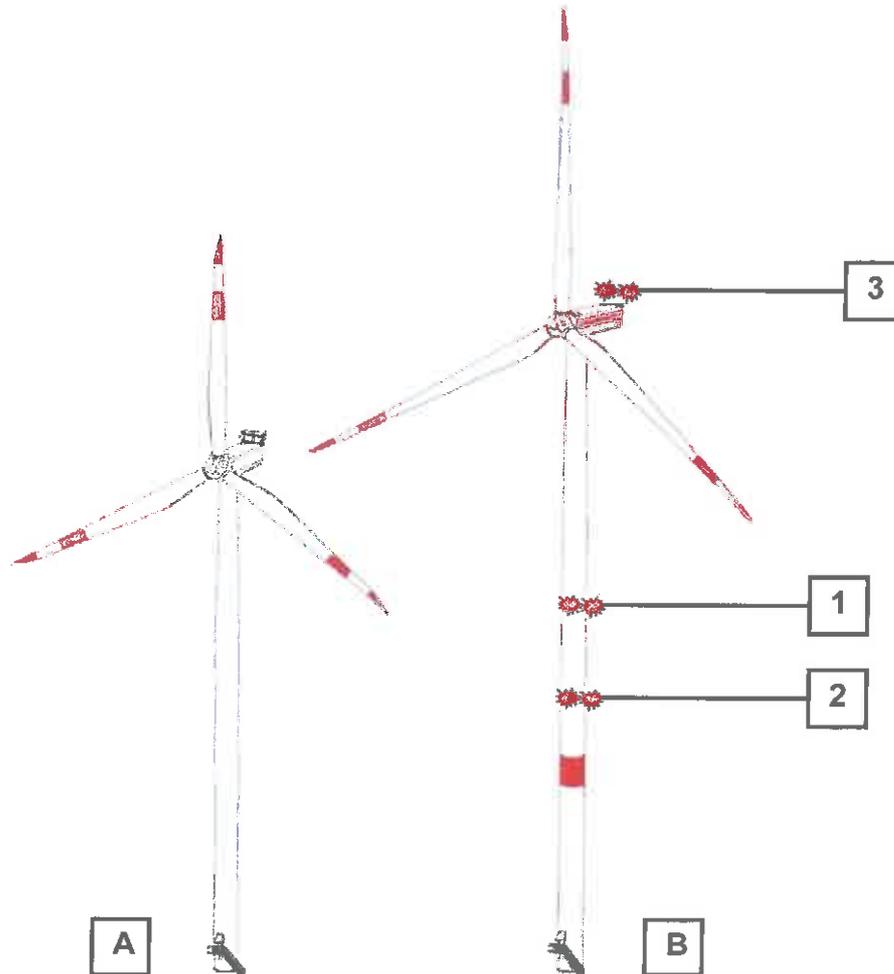


Abb. 2 Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Tag

- 1 1. Turmfeuerebene
- 2 2. Turmfeuerebene
- 3 Gondelbefeuerung

Gesamtbauwerkshöhe 100 - 150 m		
Blattbefeuerung	Turmbeleuchtung	Gondelbefeuerung
-	-	2 x 170 cd W-rot mit mindestens 12 h USV

Gesamtbauwerkshöhe > 150 m			
Blatt- befeuerung	Turmbefeuerung*		Gondel- befeuerung
	Anlage/Turm	1. Ebene	2. Ebene [m]
	N117: 4x10 cd rot konstant (min 12 h USV)		
	N117/TS106	44,5 m	-
	N117/R120 IEC IIA	59,0 m	-
	N117/TS120 IEC IIIA	58,0 m	-
	N117/PH141	81,6 m	-
	N117/TCS141	79,5 m	-
	N131, N133, N149: 6x10cd rot konstant (min 12 h USV) pro Turmfeuerebene		
	N131/TS99	41,2 m	-
	N131/TS106	44,5 m	-
	N131/TS114	52,7 m	-
	N131/TS120	58,0 m	-
	N131/PH134	81,5 m	-
	N131/TCS134	78,8 m	-
	N131/PH164**	101,7 m	59,0 m
	N133/TS110	ca. 72,5 m	-
	N149/TS105	68,6 m	-
	N149/TS125	92,9 m	-
	N149/TCS164**	105 m	72,5 m
			2 x 170 cd W-rot mit mindestens 12 h USV

\*Positionen nach AVV, Ausgabe 2015

\*\*Zwischen Errichtung Beton- und Stahlteil des Turmes erfolgt keine Befeuerung, Ab der Errichtung des Stahlteils und Gondel wird die Befeuerung über einen Generator gewährleistet



Nordex Energy GmbH  
Langenhorner Chaussee 600  
22419 Hamburg  
Germany  
<http://www.nordex-online.com>  
[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## **16.1.7.4**

**Lufffahrhindernis Sichtweitenmessung**

# Allgemeine Dokumentation

## Sichtweitenmessung

### Anlagenklasse Generation Gamma und Delta

K0801\_020142\_DE

Revision 03 / 05.09.2017

- Originalvertriebsdokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Engineering.

Das vorliegende Dokument wurde von der Nordex Energy GmbH und/oder einem mit der Nordex Energy GmbH im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen erstellt.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokumentes im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH und/oder ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind vertraulich und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) ohne die ausdrückliche Zustimmung der Nordex Energy GmbH 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.

Copyright 2017 by Nordex Energy GmbH.

## **Kontakt**

Bei Fragen zu dieser Dokumentation wenden Sie sich bitte an:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Germany

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

[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## Warum ein Sichtweitenmessgerät?

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

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

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

## Umsetzung der Lichtstärkereduzierung

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

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

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

## Technische Realisierung der Sichtweitenmessung

Die Sensoren werden auf dem Maschinenhaus der Windenergieanlage installiert.

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

Die Geräte sind gegen Verschmutzung der optischen Außenflächen geschützt. Beide Optiken sind abwärts gerichtet und mit Schutzhauben für die Linsen versehen. Verunreinigungen durch Niederschlag, Spritzwasser und Staub werden so wirkungsvoll verhindert. Die optionalen Gehäuseheizungen verhin-

dem 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 Niederschlags-tropfen. 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...20.000 m.

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



Nordex Energy GmbH  
Langenhorner Chaussee 600  
22419 Hamburg  
Germany  
<http://www.nordex-online.com>  
[info@nordex-online.com](mailto:info@nordex-online.com)

## **16.1.7.5**

**Hindernissangabe**

## Hindernisangabe für den zivilen und militärischen Luftverkehr

Art des Hindernisses: 2 Windenergieanlagen Nordex N149/4,0-4,5MW

### Wittendörp WEA 01

Standort: Gemeinde Dümmer  
Gemarkung Parum, Flur 2, Flurstück 43/1

Höhe über Grund: Nabenhöhe 164,0 m + Rotorradius 74,55 m

Gesamthöhe der WEA unter Last: 238,90 m  
(inkl. Aufbiegung der Rotorblätter)

Fundamenthöhe d. Bauwerks über NN: 42,1 m

Luftfahrthindernishöhe über NN: 281,0 m

Bauzustand: Neubau

ETRS-89/UTM: Ostwert: 33246767 Nordwert: 5938850

Geogr. Koordinaten (WGS 84): X: 11.178182 Y: 53.537392

### Wittendörp WEA 02

Standort: Gemeinde Dümmer  
Gemarkung Parum, Flur 3, Flurstück 75

Höhe über Grund: Nabenhöhe 164,0 m + Rotorradius 74,55 m

Gesamthöhe der WEA unter Last: 238,90 m  
(inkl. Aufbiegung der Rotorblätter)

Fundamenthöhe d. Bauwerks über NN: 44,2 m

Luftfahrthindernishöhe über NN: 283,10 m

Bauzustand: Neubau

ETRS-89/UTM: Ostwert: 33247485 Nordwert: 5938337

Geogr. Koordinaten (WGS 84): X: 11.189405 Y: 53.3137