

16.1.1 Standorte der Anlagen

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk- strecke verläuft durch den Einflussbe- reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes- netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe- einträchtigung"
			Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
	Ostwert	Nordwert	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Errichtung und Betrieb von 10 Windenergieanl- agen Typ Nordex N163 6. X mit einer jeweiligen Nabenhöhe von 164 m.									Groß Hundorf	2	57/2	<input type="checkbox"/>	
Buchholz WEA1	33242903	5963132	53	45	11.8	11	5	59.8	Groß Hundorf	2	57/2	<input type="checkbox"/>	
Buchholz WEA2	33243012	5962659	53	44	56.7	11	6	7.1	Groß Hundorf	2	55/2	<input type="checkbox"/>	
Buchholz WEA3	33243685	5962609	53	44	56.3	11	6	43.9	Groß Hundorf	1	106	<input type="checkbox"/>	
Buchholz WEA4	33243891	5962097	53	44	40.1	11	6	56.7	Buchholz	1	35	<input type="checkbox"/>	
Buchholz WEA5	33243873	5961696	53	44	27.1	11	6	56.9	Buchholz	1	35	<input type="checkbox"/>	
Buchholz WEA6	33244368	5962130	53	44	42.0	11	7	22.6	Buchholz	1	38	<input type="checkbox"/>	

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk- strecke verläuft durch den Einflussbe- reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes- netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe- einträchtigung"
			Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
	Ostwert	Nordwert	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Buchholz WEA7	33244260	5961752	53	44	29.6	11	7	17.8	Buchholz	1	38	<input type="checkbox"/>	
Buchholz WEA9	33245531	5961285	53	44	16.8	11	8	28.4	Paetrow	1	5	<input type="checkbox"/>	
Buchholz WEA10	33245210	5961072	53	44	9.3	11	8	11.6	Paetrow	1	3/2	<input type="checkbox"/>	
Buchholz WEA12	33244822	5960559	53	43	52.1	11	7	51.9	Passow	1	12	<input type="checkbox"/>	

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Anlagen:

- 16.1.2 ROP-Potenzialflächenanalyse_April_2021-49-21.pdf

REGIONALES RAUMENTWICKLUNGSPROGRAMM WESTMECKLENBURG



Teilfortschreibung des Kapitels 6.5 Energie Dokumentation der Potenzialflächenanalyse

Stand: April 2021



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Dokumentation der Potenzialflächenanalyse	5
2.1	Lesehilfe.....	5
2.2	Eignungsgebiete für Windenergieanlagen	6
	WEG 01/21 Rieps	6
	WEG 02/21 Löwitz West	9
	WEG 03/21 Schönberg	13
	WEG 04/21 Menzendorf	17
	WEG 05/21 Grieben Ost	21
	WEG 06/21 Groß Voigtshagen	24
	WEG 07/21 Questin.....	27
	WEG 08/21 Grevesmühlen	30
	WEG 09/21 Rohlstorf.....	33
	WEG 10/21 Mühlen Eichsen	37
	WEG 11/21 Gadebusch Süd.....	40
	WEG 12/21 Renzow West	44
	WEG 13/21 Renzow Ost.....	48
	WEG 14/21 Groß Welzin	53
	WEG 15/21 Parum.....	57
	WEG 16/21 Stralendorf.....	60
	WEG 17/21 Alt Zachun	64
	WEG 18/21 Lübesse.....	67
	WEG 19/21 Plate	70
	WEG 20/21 Hoort	74
	WEG 21/21 Boizenburg	79
	WEG 22/21 Gresse.....	83
	WEG 23/21 Vellahn	87
	WEG 24/21 Kloddram	91
	WEG 25/21 Alt Krenzlin	94
	WEG 26/21 Wöbbelin	97
	WEG 27/21 Bresegard und 28/21 Karenz	103
	WEG 29/21 Wanzlitz.....	108
	WEG 30/21 Steesow.....	111
	WEG 31/21 Milow	115
	WEG 32/21 Grabow.....	119
	WEG 33/21 Muchow	122
	WEG 34/21 Brunow	125
	WEG 35/21 Parchim	129
	WEG 36/21 Gischow.....	132

WEG 37/21 Lübz Süd	137
WEG 38/21 Kreien	141
WEG 39/21 Wendisch Priborn	145
WEG 40/21 Barkow	148
WEG 41/21 Plauerhagen	151
WEG 42/21 Daschow	155
WEG 43/21 Sehlsdorf	160
WEG 44/21 Werder	163
WEG 45/21 Granzin	168
WEG 46/21 Kladrum	171
WEG 47/21 Severin	175
WEG 48/21 Wessin	180
WEG 49/21 Groß Hundorf	183
WEG 50/21 Lüttow-Valluhn	187
WEG 51/21 Klein Dammerow	190
WEG 52/21 Runow	194
2.3 entfallende Eignungsgebiete für Windenergieanlagen	198
WEG 19/18 Waschow	198
WEG 24/18 Ludwigslust Ost	199
WEG 28/18 Gorlosen	201
2.4 entfallende Eignungsgebiete für Windenergieanlagen (bedingte Festlegung)	202
bedingtes WEG 46/18* Rütting	202
bedingtes WEG 47/18* Paetrow	203
bedingtes WEG 48/18* Klein Trebbow	205
bedingtes WEG 49/18* Beckentin	206
bedingtes WEG 51/18* Wamckow	208
2.5 weitere Potenzialflächen	210

1 Einleitung

Die vorliegende Dokumentation der Potenzialflächen stellt im Detail und gebietsbezogen dar, wie die Kulisse der Eignungsgebiete für Windenergieanlagen für die dritte Stufe des Beteiligungsverfahrens im Rahmen der Teilfortschreibung des Regionalen Raumentwicklungsprogramms Westmecklenburg (RREP WM) Kapitel 6.5 Energie erarbeitet wurde. Sie ist dabei nicht nur ein wichtiger Baustein in der transparenten, nachvollziehbaren und gerichtsfesten Dokumentation der Erstellung der Kulisse des 3. Entwurfes, sondern zeigt auch, wie sich die Kulisse der Eignungsgebiete für Windenergieanlagen vom 2. zum 3. Entwurf entwickelt hat.

Die Datenblätter der Eignungsgebiete stellen eine kompakte, aber in einigen Fällen auch sehr komplexe Beschreibung der Gebietsgenese oder Änderung innerhalb der einzelnen Eignungsgebiete dar. Insbesondere betrifft dies die Restriktionskriterien „Mindestabstand von 2.500 m zu neu geplanten Eignungsgebieten oder bestehenden Windparks“ sowie „Vermeidung erheblich beeinträchtigender Umfassung von Siedlungen“. Die Lesehilfe (Kapitel 2.1) soll die Lesbarkeit der Datenblätter vereinfachen.

Neben der Genese der Eignungsgebiete liegt ein zweiter Schwerpunkt dieser Dokumentation auf den entfallenden Eignungsgebieten und den weiteren Potenzialflächen, die nicht zu Eignungsgebieten qualifiziert werden können sowie der entsprechenden Begründung der entgegenstehenden Restriktionskriterien.

Die Dokumentation der Potenzialflächenanalyse ist eine Entscheidungsgrundlage für die Arbeitsgruppe des Vorstandes und die Gremien des Regionalen Planungsverbandes Westmecklenburg. Darüber hinaus wird sie als Unterlage der Verbandsversammlung veröffentlicht, sie ist jedoch nicht Bestandteil der Beteiligungsunterlagen.

2 Dokumentation der Potenzialflächenanalyse

2.1 Lesehilfe

Die Karten der Datenblätter der einzelnen Eignungsgebiete dienen der räumlichen Orientierung. Für alle Karten gilt, dass sie keinen festen, aber mit ca. 1:50.000 den annähernd gleichen Maßstab besitzen. Konkrete Abstände sind der Karte der Teilfortschreibung des RREP WM Kap. 6.5 Energie im Maßstab von M 1:100.000 zu entnehmen.

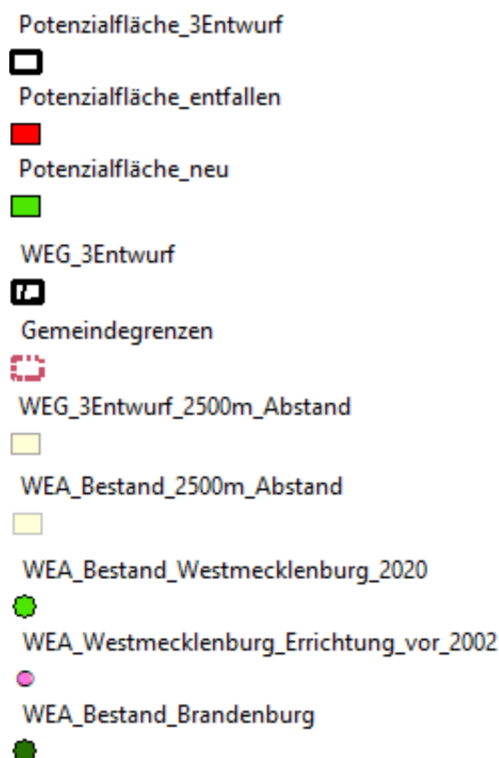
Die mögliche Beeinträchtigung durch eine erhebliche Umfassung von Siedlungen wurde für jedes WEG innerhalb des Betrachtungsradius von 3,5 km geprüft. Sofern eine solche Umfassung auszuschließen ist, ist dies nur verbal dokumentiert worden. In denjenigen Fällen, in denen eine mögliche erhebliche Umfassung festgestellt wurde, erfolgte eine vertiefte Prüfung und Dokumentation.

Legende für Kapitel 2.2 bis 2.4

Die Farben und Farbdifferenzierungen dienen der besseren Nachvollziehbarkeit der Kriterien. Die Farben wurden in Anlehnung an das RREP WM gewählt:

- Rottöne = Siedlungen und Siedlungspuffer
- Grüntöne = naturschutzfachliche Kriterien
- Blautöne = hydrologische Kriterien
- Gelbtöne = weitere Kriterien

Die gewählte Darstellungsart ist ein Kompromiss zwischen der erforderlichen Nachvollziehbarkeit der Abwägungsentscheidung sowie der Lesbarkeit. Aufgrund dessen wurde auf die ausführliche Auflistung der Farbgebung der einzelnen Kriterien verzichtet. Folgende Signaturen sind darüber hinaus wichtig:



Das Kapitel 2.5 der weiteren Potenzialflächen hat eine eigenständige Legende.

WEG 22/21 Gresse

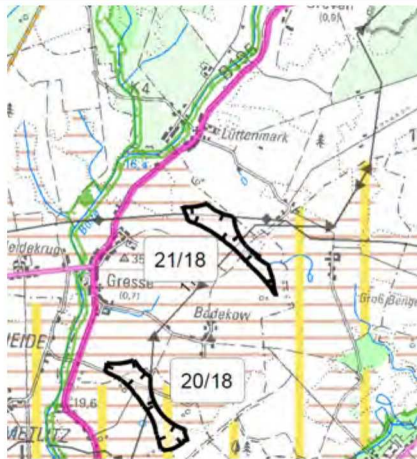
Größe 50 ha

Landkreis LUP

Gemeinden Gresse

1. Vergleich der WEG-Entwürfe der Beteiligungsverfahren

2. Entwurf

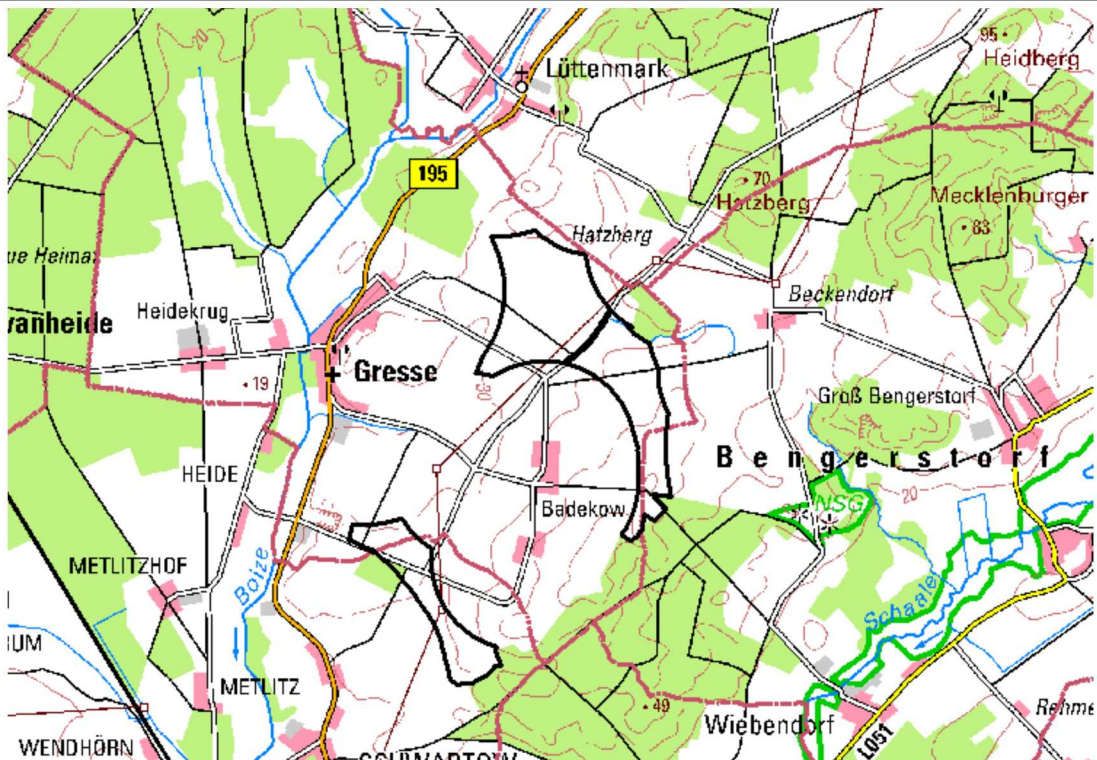


3. Entwurf



2. Begründung

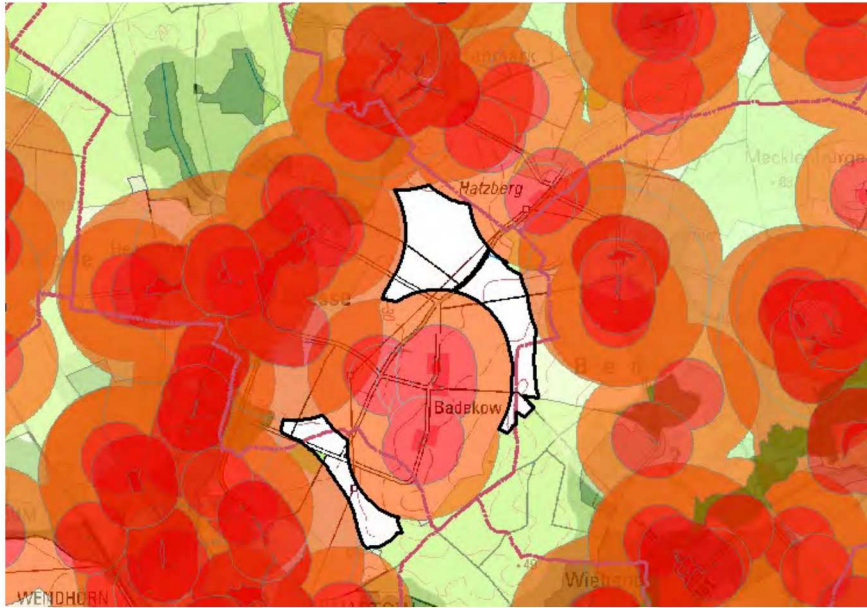
Änderung der Potenzialfläche gegenüber dem 2. Entwurf



Ergebnis der Umweltprüfung

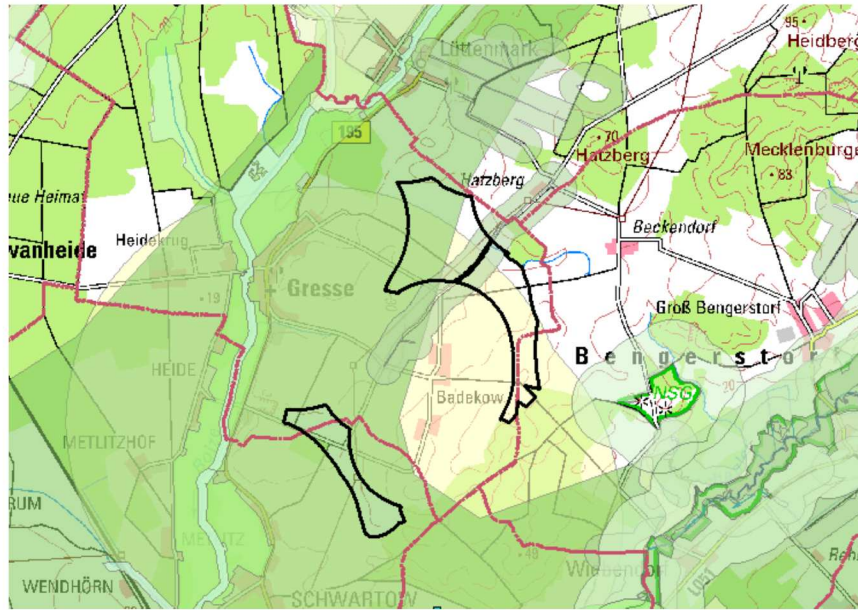
Es sind keine Belange bekannt, die auf Ebene der Regionalplanung der Ausweisung als Eignungsgebiet für Windenergieanlagen entgegenstehen. Mögliche Prüferfordernisse im Genehmigungsverfahren sind dem Umweltbericht zu entnehmen.

Anwendung der Ausschlusskriterien




Bereich	Abgrenzung	Änderung gegenüber 2. Entwurf
Norden	weiche Ausschlusskriterien	
	<ul style="list-style-type: none"> - 1.000 m Abstand zur Ortslage Lüttenmark - 800 m Abstand zu Einzelhäusern in Hatzberg und südöstlich von Lüttenmark 	
Westen	weiche Ausschlusskriterien	
	<ul style="list-style-type: none"> - 1.000 m Abstand zur Ortslage Gresse 	
Süden	weiche Ausschlusskriterien	
	<ul style="list-style-type: none"> - 800 m Abstand zu Splittersiedlung Badekow - Waldflächen ab 10 ha 	
Osten	weiche Ausschlusskriterien	
	<ul style="list-style-type: none"> - 1.000 m Abstand zur Ortslage Beckendorf - Waldflächen ab 10 ha - Horste / Nistplätze von Großvögeln einschließlich Abstandspuffer 	
Zentral	weiche Ausschlusskriterien	
	<ul style="list-style-type: none"> - Biotop ab 5 ha (für die Darstellung im WEG generalisiert) 	

Überlagerung durch Restriktionskriterien



Bereich	Restriktionskriterium	Umweltprüfung / naturschutzfachliche Bewertung	planerische Bewertung
Westen	- Vogelzug Zone A	- Randbereich des Zugkorridors ist betroffen - es ist davon auszugehen, dass die Funktionalität des Korridors an sich nicht beeinträchtigt ist	- Kriterium steht der Potenzialfläche nicht entgegen - betreffender Bereich der Potenzialfläche wird zum WEG
Süden	- Mindestabstand von 2,5 km zur Potenzialfläche Boizenburg		- Unterschreitung des Mindestabstands von 2,5 km zur Potenzialfläche Boizenburg (ca. 1.500 m Abstand) ist nicht begründbar - PF Gresse ist größer als PF Boizenburg - aber Stadt Boizenburg führt 5. Änderung des FNP durch daher wird PF Boizenburg wegen Planungssicherheit insgesamt höher gewichtet - Mindestabstand von 2,5 km wird ausgehend von der PF Boizenburg angewendet - betreffender Bereich der Potenzialfläche wird nicht zum WEG
Zentral	- 200 m Abstandspuffer zu Biotopen ab 5 ha	- 200 m-Puffer zu einer weitläufigen Heckenstruktur, so dass die Anwendung des Restriktionskriteriums ist aus fachlicher Sicht nicht begründet ist	- Abstandspuffer wird überwunden - betreffender Bereich der Potenzialfläche wird zum WEG
Siedlungen	- Vermeidung von Umfassung		- keine erheblich beeinträchtigende Umfassung von Siedlungen innerhalb des 3,5 km Abstands

weitere Hinweise / Besonderheiten	
Belang	planerische Bewertung
<p>- Raumordnungsverfahren mit Landesplanerischer Beurteilung für das Vorhaben „Sport-, Kur-, und Freizeitpark Holiday Land Badekow“ vom 25.07.2002</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Landesplanerische Beurteilung für das Raumordnungsverfahren (ROV) „Sport-, Kur-, und Freizeitpark Holiday Land Badekow“ ist als raumordnerisches Erfordernis in die Abwägung eingestellt - Teilweise Überlagerung des Vorhabens mit der Potenzialfläche - grundsätzlich keine gesetzliche Grundlage wonach landesplanerische Beurteilungen zu ROV einer Befristung unterliegen, aber <ul style="list-style-type: none"> o keine Aktivitäten seitens des Vorhabenträgers und der Gemeinde zur Umsetzung des Vorhabens o Vorhabenträger „Hausbau Jung GmbH“ existiert nicht mehr o keine bauleitplanerische Untersetzung des Vorhabens vorhanden - wird nicht berücksichtigt

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

siehe Kapitel 7

Anlagen:

- 16.1.3 Risikobeurteilung.pdf

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einleitung.....	3
2.	Angaben zum Standort der Anlagen.....	3
3.	Allgemeine Informationen zur Risikobeurteilung.....	4
4.	Vorliegende Schutzobjekte.....	4
5.	Eisabwurf/ Eisabfall.....	5
6.	Eintrittshäufigkeiten Bauteilversagen.....	7
7.	Rotorblattbruch.....	8
8.	Zusammenfassung.....	9

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	BIL Leitungsauskunft - Anfrage Umgriff.....	5
Abbildung 2:	Karte - Darstellung Eiswurfbereich.....	8
Abbildung 3:	Versagenhäufigkeiten an WEA pro Anlage und Jahr sowie gemeldete und bestätigte Wurfweiten.....	8

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	geplante Standorte - Windpark Buchholz I.....	3
Tabelle 2:	Übersicht Vorbelastung von Genehmigungsbehörde - Stand 09/22.....	4
Tabelle 3:	Bewertung des Gesamtrisikos.....	10

1. EINLEITUNG

Das Plangebiet „Buchholz“ befindet sich im Landkreis Nordwestmecklenburg und wird von den Ortschaften Köchelstorf im Norden, Benzin und Stresdorf im Westen-Nordwesten, Paetrow im Osten, Buchholz im Süden und Botelsdorf im Norden umgeben.

Im vorliegenden Bericht werden Mindestabstände zwischen Windenergieanlagen und bestimmten sicherheitsrelevanten Schutzobjekten ermittelt. Zu diesen gehören Einrichtungen der Gas- und Mineralölindustrie und Verkehrswege.

Als Gefährdungspotenziale von sich im Betrieb befindenden Windenergieanlagen werden der Abwurf eines Rotorblattes oder Teilen davon, der Abwurf und der Fall von Eisfragmenten, der Abwurf des gesamten Maschinenhauses samt der abstehenden Rotorblätter sowie der Turmbruch betrachtet. Die Gefährdungspotenziale werden probabilistisch bewertet. Der Abstand zwischen einer Windenergieanlage und einem Schutzobjekt wird iterativ verringert, bis ein zuvor definierter Grenzwert erreicht wird.

Die errechneten Mindestabstände gelten für eine allgemeine Anwendung und liegen auf der sicheren Seite.

2. ANGABEN ZUM STANDORT DER ANLAGEN

In der Umgebung des Windparks befinden sich vielfach Nutzungen, die durch die WEA einer Gefährdung ausgesetzt sein können (Schutzobjekte). Zu diesen Schutzobjekten gehören einerseits Einrichtungen anderer Energieversorgungsunternehmen und andererseits Verkehrswege und ähnliche Einrichtungen.

Die geplanten Anlagenstandorte befinden sich im Außenbereich der Ortschaften Buchholz, Benzin und Paetrow. Das gesamte sich im Entwurf befindliche Windeignungsgebiet umfasst eine Größe von ca. 152 ha. Auf dem geplanten Gebiet findet auf derzeit ausschließlich landwirtschaftlich genutzter Fläche statt.

Grundsätzlich geht vom ordnungsgemäßen Betrieb der WEA keine Gefahr aus. Allerdings sind bei WEA, wie bei jeder technischen Anlage, Gefährdungen nicht auszuschließen. Ist der Abstand zwischen einer sich im Betrieb befindenden WEA und einem Schutzobjekt gering, so kann sich eine Gefährdung des Schutzobjektes ergeben. Diese Gefährdung ist durch die folgenden Schadensszenarien beschrieben:

- ❑ Abwurf eines Rotorblattes oder Teilen davon,
- ❑ Abwurf und Fall von Eisfragmenten,
- ❑ Abwurf des gesamten Maschinenhauses,
- ❑ Umkippen des gesamten Turmes.

Zur Verringerung dieser Gefährdungspotenziale sind in der Regel Mindestabstände zwischen einer WEA und dem Schutzobjekt einzuhalten. Die Definition dieser Mindestabstände erfolgt unter anderem aus sicherheitstechnischen Überlegungen. Ziel ist hierbei die Begrenzung des technischen Risikos auf ein Maß, welches für sich im Umkreis befindliche Personen oder für die Umwelt verträglich ist.

Die nachfolgenden Tabellen stellen die beantragte Windparkkonfiguration und die Vorbelastung dar.

Tabelle 1: geplante Standorte - Windpark Buchholz I

WEA Nr	Typ	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Gesamthöhe [m]	Koordinaten UTM ETRS 89 Zone 33 Ost	Koordinaten UTM ETRS 89 Zone 33 Nord	Höhe über NN [m]
1	N163 – 7.0 MW	163	164	245,5	242 903	5 963 132	58
2	N163 – 7.0 MW	163	164	245,5	243 012	5 962 659	63
3	N163 – 7.0 MW	163	164	245,5	243 685	5 962 609	57
4	N163 – 7.0 MW	163	164	245,5	243 891	5 962 097	59
5	N163 – 7.0 MW	163	164	245,5	243 873	5 961 696	58
6	N163 – 7.0 MW	163	164	245,5	244 368	5 962 130	62
7	N163 – 7.0 MW	163	164	245,5	244 260	5 961 752	62
9	N163 – 7.0 MW	163	164	245,5	245 531	5 961 285	59
10	N163 – 7.0 MW	163	164	245,5	245 210	5 961 072	61
12	N163 – 7.0 MW	163	164	245,5	244 822	5 960 559	60

3. ALLGEMEINE INFORMATIONEN ZUR RISIKOBEURTEILUNG

Die Relevanz der Risikobeurteilung unterliegt demr BImSchG §5 Abs. 1 „...schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft nicht hervorgerufen werden können.“

4. VORLIEGENDE SCHUTZOBJEKTE

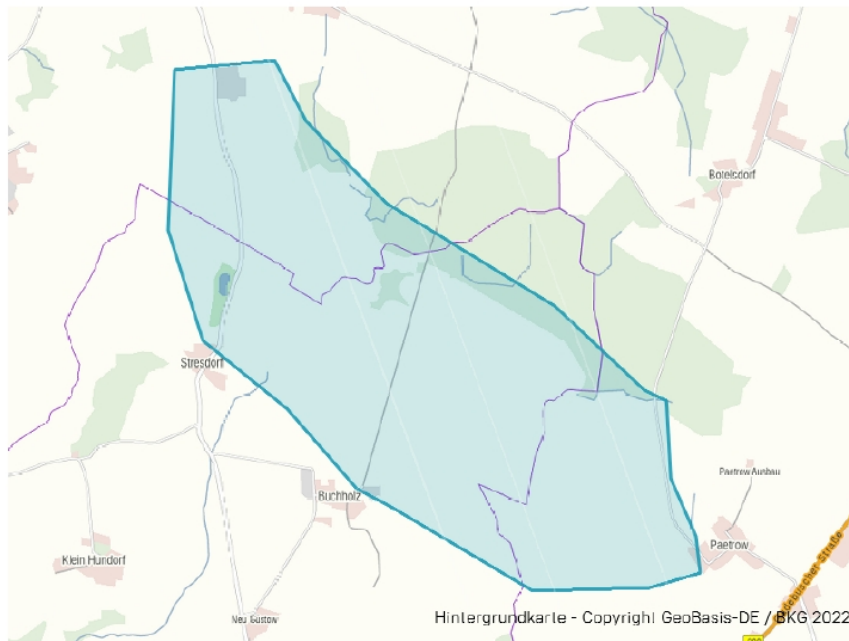
Eine Standortbesichtigung wurde vorgenommen. In der Umgebung befinden sich keine überirdischen oder unterirdischen Stromleitungen.

Als Schutzgüter liegen die **Kreisstraße K23** und die **Ortsverbindungsstraße Paetrow – Botelsdorf** im geplanten Windparbereich vor.

Am 19.12.2022 wurde eine Leitungsauskunftsanfrage über das Portal BIL durchgeführt - #20221219-0589 im dem Umfang wie in dargestellt.

Im Anfragebereich liegen keine Leitungen vor. Die BIL-Leitungsauskunft liegt im BImSchG-Antragsordner im Kapitel 17 mit bei.

Abbildung 1: BIL Leitungsauskunft - Anfrage Umgriff

Kartendarstellung:

5. EISABWURF/ EISABFALL

Abhängig von den Vereisungsbedingungen kann es auf dem Rotorblatt einer WEA zu starken Vereisungen kommen, in deren Folge eine Gefahr durch sich lösende bis zu mehreren Kilogramm schwere Eisstücke besteht.

Während des Betriebes der WEA erfahren diese Eisstücke einen deutlichen Anfangsimpuls durch das schnell rotierende Blatt. In diesem Fall wird daher von Eiswurf gesprochen. Während des Stillstandes der WEA trudelt diese mit deutlich niedrigeren Drehzahlen. In diesem Fall wird daher von Eisfall gesprochen. In beiden Fällen (Eiswurf und Eisfall) wirken auf die abgelösten Eisstücke durch den Wind weitere Kräfte. Bei Sturm und auch entlang eines abfallenden Geländes können so nennenswerte Flugweiten erreicht werden.

Vereisung tritt ein, wenn entweder unterkühlte Wassertropfen auf das Rotorblatt aufschlagen oder die Oberflächentemperatur des Rotorblattes unterhalb des Reifpunktes liegt und Wasserdampf auf der Oberfläche in Form von Reif sublimiert.

Im Temperaturbereich von ca. 0° bis -10°C bildet sich aus den Wassertropfen beim Auftreffen auf das Rotorblatt Eis. Bis etwa -4°C kommt es dabei aufgrund der verzögerten Eisbildung zu großflächiger Klareisbildung. Bei niedrigeren Temperaturen dominiert hingegen die Raueisbildung, mit geringer Haftoberfläche und einem milchigeren und raueren Erscheinungsbild.

Unterhalb von -10°C können sich größere Ablagerungen von Raureif an den Profilkanten bilden. Der sich bei noch kälteren Temperaturen bildende Reif bildet typischerweise keine größeren Ablagerungen und spielt hinsichtlich einer Gefährdung durch Eisfall oder Eiswurf keine Rolle.

Grundsätzlich sollten bei der Gefährdung durch Eisfall bzw. Eiswurf daher zwischen großflächigen Eisplatten, die sich über einen großen Bereich der Profiltiefe ausbilden können, und schlankeren Eisstücken, die von der Profilkante abbrechen, unterschieden werden.

Aufgrund der extrem hohen Variabilität der Vereisungstage von Jahr zu Jahr werden langjährige Messungen benötigt, die möglichst auf einen klimatologischen Zeitraum, also 30 Jahre, zu beziehen sind [2.1]. Derart langjährige Messungen oder Beobachtungen liegen in Deutschland z.B. in Bodennähe für die Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes DWD vor. Messungen in Bodennähe unterliegen jedoch starken mikroskaligen Einflüssen, so dass sie bezüglich einer Vereisung schon wenige hundert Meter entfernt nicht mehr aussagekräftig sein können, wenn sich dort z.B. aufgrund einer lokalen Senke kalte Luft sammelt. Diese mikroskaligen Effekte, die auf Nabenhöhe der Windenergieanlagen typischerweise keine Rolle mehr spielen, zu identifizieren und entsprechend zu korrigieren ist so gut wie nicht möglich. Hinzu kommt, dass die Daten der Klimastationen oft über mehr als 10km und auf andere Höhen über Meeresniveau übertragen werden müssen, so dass die Unsicherheiten in der Vorhersage der Vereisungstage nach dieser Methode insgesamt sehr groß sind. Eine weitere mögliche Quelle stellen großflächige Vereisungskarten dar. Diese Karten liefern jedoch nur Hinweise und Tendenzen.

Der vorgeschlagene Mindestabstand von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ fand in Deutschland Eingang in die Muster-Liste der technischen Baubestimmungen bzw. die Muster-Verwaltungsvorschrift Technischen Baubestimmungen. Dort heißt es in der Anlage zur Richtlinie für Windenergieanlagen:

„Abstände zu Verkehrswegen und Gebäuden sind unbeschadet der Anforderungen aus anderen Rechtsbereichen wegen der Gefahr des Eisabwurfs einzuhalten, soweit eine Gefährdung der öffentlichen Sicherheit nicht auszuschließen ist. Abstände größer als $1,5 \times (\text{Rotordurchmesser plus Nabenhöhe})$ gelten im Allgemeinen in nicht besonders eisgefährdeten Regionen als ausreichend. In anderen Fällen ist die Stellungnahme eines Sachverständigen erforderlich.“

Soweit dieser Mindestabstand nicht eingehalten wird bzw. der Standort der Windenergieanlage in einer besonders eisgefährdeten Region liegt und der Mindestabstand daher keine Anwendung finden kann, ist also das Risiko durch Eiswurf standortspezifisch zu bewerten.

Weiterhin wird in der Richtlinie ausgeführt, dass die gutachterliche Stellungnahme eines Sachverständigen zur Funktionssicherheit von Einrichtungen vorzulegen ist, durch die der Betrieb der Windenergieanlage bei Eisansatz sicher ausgeschlossen werden kann oder durch die ein Eisansatz verhindert werden kann. Dies hat immer dann zu erfolgen, wenn erforderliche Abstände wegen der Gefahr des Eisabwurfes nicht eingehalten werden. Der Windparkstandort befindet sich in der Region mit dem geringsten Eistagen in Deutschland.

Die gutachterliche Stellungnahme zur Funktionssicherheit von Einrichtungen zur Eiserkennung ist im Gegensatz zur gutachterlichen Stellungnahme bei Unterschreitung des in der Muster-Liste genannten Mindestabstandes von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ kein standortspezifischer Nachweis, sondern ein entweder vom Hersteller des Eiserkennungssystems bzw. für die Implementierung in eine spezifische Windenergieanlage vom Hersteller der Windenergieanlage einmalig für den jeweiligen Typ in Auftrag gegebenes Gutachten. Diese Systeme schließen damit den Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz aus, können aber nicht grundsätzlich Eisansatz verhindern.

Damit ergibt sich die Situation, dass auch bei einem vorhandenen System zur Eiserkennung mit Eisfall (Ablösen von Eisstücken von der stillstehenden bzw. trudelnden Windenergieanlage) zu rechnen ist und

damit auch in diesen Fällen bei Unterschreitung des Mindestabstandes von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ eine standortspezifische Bewertung des Risikos erfolgen sollte.

Bei Abständen kleiner $1,5 \times$ (Rotordurchmesser plus Nabenhöhe) zu Verkehrswegen und Gebäuden ist ein System zur Eiserkennung zu installieren.

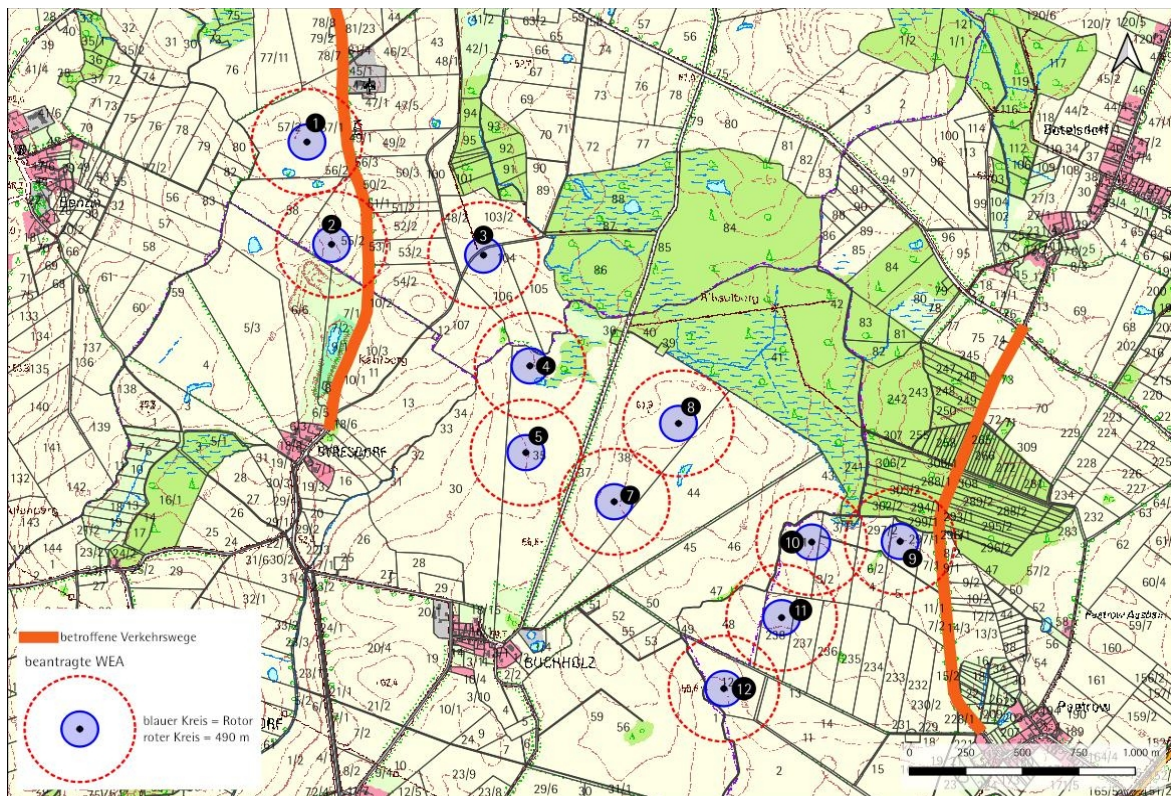
Das entspricht bei den beantragten WEA: $1,5 (163 + 164) = 490 \text{ m}$.

Dieser Wert wird bei den bestehenden Gebäuden komplett eingehalten.

Bei den bestehenden Verkehrswegen wird dieser Wert unterschritten. Dementsprechend unterschreiten die WEA 1, 2 den Abstand zur Kreisstraße K23 und die WEA 9 zur Ortsverbindungsstraße Paetrow nach Botelsdorf mit einem Eiserkennungssystem ausgestattet, welches sicher stellt, dass die WEA bei Eisansatz abgeschaltet wird.

Neben den technischen Komponenten = Eiserkennungssystem werden klassische Warnzeichen in der Nähe der betroffenen WEA zur Sensibilisierung der Bevölkerung eingesetzt.

Abbildung 2: Karte - Darstellung Eiswurfbereich



6. EINTRITTSHÄUFIGKEITEN BAUTEILVERSAGEN

Die Eintrittshäufigkeiten für die Schadensfälle Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors werden typischerweise auf Basis bekannter Schadenereignisse eingeschätzt. Hier werden folgende Versagenhäufigkeiten pro WEA pro Jahr genannt:

Abbildung 3: Versagenhäufigkeiten an WEA pro Anlage und Jahr sowie gemeldete und bestätigte Wurfweiten

Anlagenteil	Versagenhäufigkeiten pro WEA pro Jahr		Maximale Wurfweite
	Erwartungswert	Erwartungswert zuzüglich Sicherheitszuschlag	
Ganzes Blatt	$6.3 \cdot 10^{-4}$	$8.4 \cdot 10^{-4}$	150m
Turm	$5.8 \cdot 10^{-5}$	$1.3 \cdot 10^{-4}$	Gesamthöhe der WEA
Gondel oder Rotor	$1.8 \cdot 10^{-5}$	$4.0 \cdot 10^{-5}$	Rotorradius

Die Erwartungswerte zuzüglich des Sicherheitszuschlages werden im Folgenden als Eintrittshäufigkeiten zugrunde gelegt. Eine mögliche Ursache für ein Umstürzen der WEA, einen Absturz des Rotors, einen Absturz der Gondel oder den Verlust des ganzen bzw. Teilen eines Rotorblattes ist ein Brand der WEA. Das durch einen Brand hierdurch verursachte Risiko ist daher in der Risikobetrachtung für das Bauteilversagen enthalten und mit abgedeckt.

7. ROTORBLATTBRUCH

Die Eintrittshäufigkeit für einen Rotorblattbruch, Gondelabwurf oder ein Turmversagen ist in Deutschland gering. Dennoch kann es bei technischem oder menschlichem Versagen zu Fällen kommen, in denen ein oder mehrere Rotorblätter einer Windenergieanlage ganz oder in Stücken abbrechen.

Ebenso kann es zu einem Versagen beziehungsweise Kippen des Turmes und zu einem Abwurf der Gondel (auch „Maschinenhaus“ genannt) kommen. Rotorblattbruch, Gondelabwurf und Turmversagen können vielfältige Ursachen haben, wie z. B. Vorschädigungen durch Transport oder Fertigung, Überlast (unzulässige Rotordrehzahl), Versagen des Bremssystems, Versagen von Sicherheitssystemen, Brand oder Blitzschlag. Je nach Anlagentyp und standortspezifischen Umgebungsbedingungen sind bei einem Rotorblattbruch Wurfweiten von mehr als 300 Metern möglich.

Fälle von Personenschäden durch Rotorblattbruch, Gondelabwurf und Turmversagen sind in Deutschland bisher nicht bekannt.

Die in den Modellen zur Risikoanalyse von TÜV NORD angenommene, konservativ ermittelte Eintrittshäufigkeit für einen Bruch des gesamten Rotorblattes an der Nabe oder den Bruch an beliebiger Stelle liegt bei etwa 0,1 Prozent pro Jahr und Windenergieanlage. Für ein Turmversagen liegt die angenommene Ereignishäufigkeit bei etwa 0,01 Prozent pro Jahr und Windenergieanlage.

In den Berechnungen von TÜV NORD wird davon ausgegangen, dass nicht alle tatsächlichen Schäden dokumentiert werden.

Die Standsicherheit von Windenergieanlagen ist in Deutschland derzeit in baurechtlichen Richtlinien, die das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt)¹¹ vorgibt, geregelt. Den Richtlinien folgend wird die Standsicherheit anlagenspezifisch in einer Typenprüfung bzw. einer standortspezifischen Einzelprüfung untersucht. Die Typen- beziehungsweise Einzelprüfung umfasst die Prüfung der Lastannahmen, den Standsicherheitsnachweis für Turm und Fundament, Extremlasten- und Betriebsfestigkeitsnachweise für alle sicherheitstechnisch relevanten Maschinenbauteile, Strukturnachweise für die Rotorblätter, die

Prüfung der Sicherheits- und Betriebsführungskonzepte sowie die Auslegungs- und Eignungsprüfung der elektrischen Anlage. In der Typenprüfung werden die Windenergieanlagen für generische, standortunabhängige Wind- und Umgebungsbedingungen untersucht.

Um die Standorteignung beziehungsweise die Standsicherheit einer Windenergieanlage an einem bestimmten Standort nachzuweisen, muss zusätzlich eine Überprüfung erfolgen, ob die standortspezifischen Parameter durch die Annahmen der Typenprüfung abgedeckt werden. Die Standorteignung für geplante Windenergieanlagen wird bei allen Anlagen im Zuge des Genehmigungsverfahrens von einem unabhängigen anerkannten Sachverständigen geprüft.

Bei der Prüfung der Standorteignung werden im Rahmen der geotechnischen Gutachten die Eigenschaften des Baugrunds durch Baugrundaufschlüsse (Bohrungen, Sondierungen, ggf. Schürfe) untersucht und mit den Anforderungen der Typenprüfung verglichen („Baugrundgutachten“).

Im Rahmen des Standorteignungsgutachtens (früher „Turbulenzgutachten“) werden die standortspezifischen Windparameter (mindestens die Größen „mittlere Jahres-windgeschwindigkeit“, „50-Jahreswindgeschwindigkeit“ sowie die „effektive Turbulenzintensität“) mit den entsprechenden Auslegungswerten der Windenergieanlage verglichen.

Bei einer geplanten Windenergieanlage muss zudem nachgewiesen werden, dass bestehende Anlagen im Umkreis den möglichen höheren Turbulenzbelastungen gewachsen sind und dass keine anderen Bauwerke im Umkreis beeinträchtigt werden.

Überschreitungen der Extremlasten können im ungünstigsten Fall zum Kippen der Windenergieanlage, zum Turmversagen und zu direkten Schäden an Bauteilen führen. Überschreitungen der Betriebslasten können zu erhöhtem Materialverschleiß führen und die Lebensdauer der Bauteile verringern.

Kommt es zu Überschreitungen einzelner Auslegungswerte kann die Standorteignung ggf. durch standortspezifische Lastvergleiche nachgewiesen werden. Hierbei erfolgt ein Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den entsprechenden Auslegungslasten der zu Grunde liegenden Typenprüfung.

Kommt es zu Überschreitungen der Auslegungswerte, der Turbulenzintensität und ist ein standortspezifischer Lastvergleich nicht möglich oder fällt negativ aus, müssen Maßnahmen wie sektorielle Abschaltregelungen oder sektorielle Leistungsreduzierungen ergriffen werden. Dies bedeutet, dass z. B. Abschaltregelungen und Leistungsreduzierungen für bestimmte Windrichtungen erforderlich sind. Alternativ muss die Windenergieanlage so geplant werden, dass ein größerer Abstand zu den umliegenden Windenergieanlagen oder Bauwerken eingehalten wird oder der geplante Anlagentyp muss geändert werden.

8. ZUSAMMENFASSUNG

Als Schutzobjekte wurden die Kreisstraße K23 und die Ortsverbindungsstraße Paetrow-Botelsdorf in der Nachbarschaft der WEA definiert.

Eine mögliche Ursache für ein Umstürzen der WEA, einen Absturz des Rotors, einen Absturz der Gondel oder den Verlust des ganzen bzw. Teilen eines Rotorblattes ist ein Brand der WEA. Das durch einen Brand hierdurch verursachte Risiko ist daher in der Risikobetrachtung für das Bauteilversagen enthalten und mit abgedeckt.

Die abschließende Bewertung des Gesamtrisikos ist in Tabelle 6.1 für alle zu betrachtenden WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt.

Maßnahmen, die in den Berechnungen berücksichtigt wurden und entsprechend für die getroffene Aussage unabdingbar sind, werden in der Spalte „Maßnahmen - erforderlich“ aufgeführt.

Tabelle 2: Bewertung des Gesamtrisikos

WEA Nr.	Schutzobjekt	Riskobewertung	Maßnahmen
1	Kreisstraße K23	akzeptabel	Eiserkennungssystem + Warnschilder
2	Kreisstraße K23	akzeptabel	Eiserkennungssystem + Warnschilder
3		unkritisch	
4		unkritisch	
5		unkritisch	
6		unkritisch	
7		unkritisch	
9	Orstverbindungsstraße	akzeptabel	Eiserkennungssystem + Warnschilder
10		unkritisch	
12		unkritisch	

16.1.4 Standsicherheit

Anlagen:

- 16.1.4.1 01_TP_3451400-172-d_R02_TP-Bescheid_N163_6X_TCS164B-03_N23_Jan23.pdf
- 16.1.4.2 04_2017619DE_R02_Fundamente_N163_6X_TCS164.pdf
- 16.1.4.3 231102_I17-SE-2022-468_Rev.03 Buchholz.pdf



Industrie Service

Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

Prüfbescheid für eine Typenprüfung

Datum: 31.01.2023

Prüfnummer: 3451400-172-d Rev. 2

Objekt: **Turm und Fundamente TCS164B-03 (N23)**
Windenergieanlage Nordex N163/6.X
Rotorblatt Typ NR81.5-2
Nabenhöhe 164 m
Windzone S, Erdbebenzone 3

Prüfgrundlage: DIBt-Richtlinie 2012

**Hersteller und
Konstruktion
WEA:** Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg

**Konstruktion und
Berechnung Be-
tonteil und Funda-
ment:** Max Bögl Wind AG
Max-Bögl-Straße 1
92369 Sengenthal

**Konstruktion und
Berechnung Stahl-
teil:** Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg

P.E. Concepts GmbH
Kruppstraße 82-100
45145 Essen

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

Gültig bis: 16.02.2027

Unsere Zeichen:
IS-ESW-MUC/AME

Dokument:
3451400-172-
d_R2_Nordex_N163-
6.X_TCS164B-03
(N23)_TPB.docx

Das Dokument besteht aus
9 Seiten.
Seite 1 von 9

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

Die Prüfergebnisse beziehen
sich ausschließlich auf die
untersuchten Prüfgegenstände.

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

Aufsichtsrat:
Reiner Block (Vors.)
Geschäftsführer:
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),
Thomas Kainz, Simon Kellerer

Telefon: +49 89 5791-3146
Telefax: +49 89 5791-2956
www.tuvsud.com/de-is

TUV[®]

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



Industrie Service

Revision	Datum	Änderungen
0	11.04.2022	Erstfassung
1	01.06.2022	Lebensdauer für Maschine und Rotorblatt angepasst, redaktionelle Änderungen
2	31.01.2023	Typenprüfung Tiefgründung [3] eingefügt. Dokumente [1], [2], [4], [5], [6], [9], [11] und [12] aktualisiert. Dokument [8] hinzugefügt.

Inhaltsverzeichnis

1.	Allgemeine Bestimmungen.....	3
2.	Anlagenbeschreibung	3
3.	Prüfgrundlage	4
4.	Prüfberichte zur bautechnischen Prüfung.....	5
5.	Gutachtliche Stellungnahmen.....	5
6.	Zusammenfassung.....	7
7.	Auflagen.....	8
	Anlage 1:.....	9



1. Allgemeine Bestimmungen

Die Typenprüfung für die in Abschnitt 2 beschriebene Windenergieanlage besteht aus den unter Abschnitt 4 aufgeführten Prüfberichten sowie diesem Typenprüfbescheid. Grundlage der Typenprüfung sind die in Abschnitt 5 gelisteten gutachtlichen Stellungnahmen.

Die Typenprüfung bestätigt die Prüfung der Standsicherheit der gelisteten Türme und Gründungen.

Dieser Prüfbescheid zur Typenprüfung ersetzt nicht die Bestätigung des Auflagenvollzugs. Er ersetzt keine für die Durchführung von Bauvorhaben erforderlichen Genehmigungen.

Bei Abweichungen von diesem Prüfbescheid zur Typenprüfung oder den unter Abschnitt 4 und 5 aufgeführten zugehörigen Prüfberichten und Stellungnahmen sowie den darin geprüften Unterlagen und gelisteten Prüfgrundlagen ist die Standsicherheit im Einzelfall nachzuweisen und zu prüfen.

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

2. Anlagenbeschreibung

Die hier behandelte Windenergieanlage vom Typ Nordex Delta4000 N163/6.X mit 164 m Nabenhöhe besteht aus einem luvseitig angeordneten Dreiblatt-Rotor, der über die Rotorwelle mit dem Hauptgetriebe verbunden ist.

Die Anlage wird mittels Blattwinkelverstellung und variabler Rotordrehzahl geregelt.

Umgebungsbedingungen und Daten der Maschine gemäß Herstellerangaben:

Nennleistung	6800 kW/ 7000 kW ¹
Windzone	S
Erdbebenzone nach DIN 4149	3
Nabenhöhe	164 m
Rotorblatttyp	NR81.5-2
Rotordrehzahlbereich (Produktionsbetrieb)	5,96 – 11,61 U/min
Nennwindgeschwindigkeit, V_r (1 Sekunden Mittelwert)	12,5 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit (10 Minuten Mittelwert)	20 m/s ²
Einschaltwindgeschwindigkeit (10 Minuten Mittelwert)	3 m/s
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit (1 Jahres Mittelwert)	7,5 m/s
Extremer 50-Jahres-Wind, V_{ref} (10 Minuten Mittelwert)	40,3 m/s

¹ Die Windenergieanlage N163/6.X ist elektrisch (Generator, Umrichter, Transformatoren) für den Betrieb mit einer Nennleistung von bis zu 7035 kW geeignet. Unter Berücksichtigung eines eingeschränkten Blindleistungsbereiches ist ein Betrieb bis zu einer Nennleistung von 7350 kW möglich (siehe [13]).

² Bei Anlagenvarianten, die über einen ESCO Modus verfügen, wird zwischen 21 m/s und 26 m/s die Leistung schrittweise reduziert.



Industrie Service

Lebensdauer Turm und Fundament ³	25 Jahre
Lebensdauer Maschine und Rotorblatt ³	20 Jahre

Tabelle 1

In der folgenden Tabelle sind die möglichen Turm- und Gründungsvarianten mit den entsprechenden Prüfberichten gelistet:

Nabenhöhe	164 m
Turmkonstruktion	Hybridturm N23 [1]
Fundamente	Flachgründung mit Auftrieb [2] Tiefgründung mit Auftrieb [3]

Tabelle 2

Detaillierte Beschreibungen der Bauteile Turm und Fundament sind in den zitierten Prüfberichten zu finden.

3. Prüfgrundlage

Der Prüfung wurden die folgenden Normen und Richtlinien zugrunde gelegt:

- /1/ „Richtlinie für Windenergieanlagen“, herausgegeben vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt), Version 2012, korrigierte Fassung März 2015
- /2/ DIN EN 61400-1:2011 „Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010“
- /3/ IEC 61400-1:2005 „Wind turbines – Part 1: Design requirements“
- /4/ Änderungen 1 (2010) zur Norm IEC 61400-1:2005 „Wind Turbines – Part 1: Design requirements“

Nach den Anerkennungsnotizen im Vorwort von /2/ entspricht die Norm /2/ inhaltlich /3/ und /4/. Entsprechend kann in den in Abschnitt 5 gelisteten Gutachterlichen Stellungnahmen gleichwertig /2/ oder /3/ in Kombination mit /4/ als Prüfgrundlage verwendet werden.

In den Prüfberichten in Abschnitt 4 und gutachtlichen Stellungnahmen in Abschnitt 5 sind die jeweils zugrunde gelegten Normen und Richtlinien genannt.

³ Die Anlage kann projektspezifisch mit einer erweiterten Lebensdauer von bis zu 35 Jahren betrieben werden. Bei Überschreiten einer Lebensdauer von 20 Jahren müssen die Bedingungen aus der gutachtlichen Stellungnahme 0 in jedem Fall erfüllt sein.



4. Prüfberichte zur bautechnischen Prüfung

Gegenstand der Typenprüfung ist die Prüfung der Standsicherheitsnachweise sowie die Prüfung der zugehörigen Konstruktionszeichnungen für den Turm und die zugehörigen Gründungen entsprechend Tabelle 2.

Die im Rahmen der Prüfungen eingereichten Unterlagen sind in den folgenden Prüfberichten aufgelistet.

Die geprüften und mit rundem Prüfstempel versehenen Unterlagen entsprechen den Anforderungen der DIBt-Richtlinie /1/ sowie den in den folgenden Prüfberichten genannten Normen und Richtlinien und sind im Wesentlichen vollständig und richtig.

Die Prüfung der Podeste, Besteigeeinrichtungen und Innenausbauten des Turmes ist nicht Bestandteil dieser Typenprüfung.

- [1] „Prüfbericht für eine Typenprüfung – Prüfung der Standsicherheit – Hybridturm TCS164B-03 (N23), Windenergieanlage Nordex Delta4000 N163/6.X, 164 m Nabenhöhe, Windzone S, Erdbebenzone 3“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Dokument Nr. 3451400-120-d-6, Rev. 1, Datum 2022-12-16
- [2] „Prüfbericht für eine Typenprüfung – Prüfung der Standsicherheit – Flachgründung, Windenergieanlage: Nordex N163/6.X, Turm: Hybridturm TCS164B-03 (N23), Nabenhöhe: 164 m über GOK, Windzone S, Erdbebenzone 3, Hier: $\varnothing = 25,5$ m (rund) mit Auftrieb“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Dokument Nr. 3451400-130-d-7 Rev. 1, Datum 2022-12-16
- [3] „Prüfbericht für eine Typenprüfung – Prüfung der Standsicherheit -Tiefgründung, Windenergieanlage: Nordex Delta4000 N163/6.X, Turm: Hybridturm TCS164B-03 (N23), Nabenhöhe: 164 m über GOK, Windzone S, Erdbebenzone 3, Hier: $\varnothing = 24,50$ m (rund) mit Auftrieb“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Dokument Nr. 3662314-1-d Rev. 0, Datum 2023-01-10

In den Prüfberichten [1] und [2] wird auf die Revision 1 von [4] verwiesen. Die Änderungen in den Revisionen 2 und 3 von [4] haben keine Auswirkung auf die Gültigkeit der Prüfberichte [1] und [2]. Somit sind die Prüfberichte [1] und [2] auch in Kombination mit der hier zitierten Revision 3 von [4] gültig.

5. Gutachtliche Stellungnahmen

Die folgenden gutachtlichen Stellungnahmen gemäß /1/ Abs. 3.I. wurden im Rahmen dieser Typenprüfung vorgelegt:

- Bestätigung der Schnittgrößen für den Nachweis von Turm und Gründung, Rotorblätter und Maschinenbau (Lastgutachten)
- Nachweis der Sicherheitseinrichtungen (Sicherheitsgutachten)
- Nachweis der Rotorblätter
- Nachweis der maschinenbaulichen Komponenten (Maschinengutachten)
- Nachweis der Verkleidung von Maschinenhaus und Nabe
- Nachweis für die elektrotechnischen Komponenten und den Blitzschutz



Als Grundlage für die Lastannahmen gelten die folgenden gutachtlichen Stellungnahmen:

- [4] „Gutachtliche Stellungnahme – Bewertung der Konstruktion – Lastannahmen, Windenergieanlage Nordex Delta4000 N163/6.X 50/60 Hz, Rotorblatt Typ NR81.5-2, optional mit AIS und Serrations, Nabenhöhe 164 m über Geländeoberkante (Turm TCS164B-03 (N23)), WEA Klasse S und Windzone S, Erdbebenzone 3, hier: Turm- und Fundamentlasten“ erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Dokument Nr. 3451400-11-d-1, Rev. 3, Datum 2023-01-31
- [5] „Bewertung der Konstruktion – Lastannahmen, Windenergieanlage Nordex Delta4000 N163/6.X 50/60 Hz, Rotorblatt Typ NR81.5-2, optional mit AIS und Serrations, Nabenhöhe 138 m, 159 m und 164 m über Geländeoberkante (Türme TS138-00, TS159-01 und TCS164B-03 (N23)), WEA-Klasse S und Windzone S, Erdbebenzone 3, hier: Maschinenbau- und Rotorblattlasten“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Dokument Nr. 3451400-17-d-1, Rev. 3, Datum 2023-01-31

Für die weiteren oben genannten Unterlagen gelten die folgenden gutachtlichen Stellungnahmen:

- [6] „Gutachtliche Stellungnahme – Bewertung der Konstruktion – Personensicherheit, Betriebsführung und Sicherheitssystem (CAPS), Handbücher, Windenergieanlagen vom Typ Delta4000 Nordex N149/4.0-4.5, N133/4.8, N149/5.X und N163/5.X 50/60 Hz, Personensicherheit, Betriebsführung und Sicherheitssystem (CAPS), Windenergieanlage vom Typ Delta4000 N163/6.X 50/60 Hz“ erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Dokument Nr. 2740209-8-d-2, Rev. 23, Datum 2022-09-15
- [7] „Gutachtliche Stellungnahme – Bewertung der Konstruktion – Rotorblatt, Typ Nordex NR81.5-1 und NR81.5-2 für die Windenergieanlagen Nordex Delta4000 N163/5.X und N163/6.X, optional mit Serrations, Eiserkennungssystem, Vortexgeneratoren und Eisschutzsystem“ erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Dokument Nr. 3114128-40-d-3, Rev. 3, Datum 2022-09-22
- [8] „Gutachtliche Stellungnahme – Typprüfung – Rotorblatt, Nordex NR81.5-1 und NR81.5-2 für die Windenergieanlagen Delta4000 Nordex N163/5.X und N163/6.X“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 6 Seiten, Prüfnummer: 3114128-41-d-3, Rev. 1, Datum 2022-06-24
- [9] „Gutachtliche Stellungnahme – Bewertung der Konstruktion: Maschinenbauliche Strukturen, Maschinenbauliche Komponenten, Maschinenhaus- und Nabenverkleidung, Windenergieanlage vom Typ Delta4000 Nordex N163/6.X, Nordex N163/5.X, Nordex N149/4.0-4.5, Nordex N149/5.X, Nordex N133/4.8“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Prüfnummer: 2740209-47-d-4, Rev. 23, Datum 2022-08-19
- [10] „Gutachtliche Stellungnahme – Bewertung der Konstruktion – Maschinenbauliche Strukturen, Windenergieanlagen vom Typ Delta4000, Hier: Turmkopfflansch Delta4000 23 Nase“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Prüfnummer: 3451400-110-d-11, Rev. 1, Datum 2021-08-11
- [11] „Gutachtliche Stellungnahme – Bewertung der Konstruktion – Elektrische Komponenten und Blitzschutz, Windenergieanlagen vom Typ Delta4000 N149/4.0-4.5, N133/4.8, N149/5.X, N163/5.X und N163/6.X, 50/60 Hz, Rotorblatt Typ NR74.5, NR65.5-3 und NR81.5, optional mit AIS und Serrations“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Prüfnummer: 2740209-54-d-5, Rev. 12, Datum 2022-09-13



Industrie Service

- [12] „Gutachtliche Stellungnahme – Bewertung der Konstruktion – Verlängerung der Lebensdauer auf 21 bis 35 Jahre, Windenergieanlagen Nordex Delta4000 N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X, N149/4.0-4.5 und N133/4.8, Hier: Elektrische Komponenten, Blitzschutzsystem, Betriebsführungs- und Sicherheitssystem (CAPS) und Lastgetriebene Komponenten (Strukturkomponenten + Turm)“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH,
Prüfnummer: 3114128-222-d, Rev. 4, Datum 2022-03-31
- [13] „Gutachtliche Stellungnahme – Bewertung der Konstruktion – Windenergieanlagen vom Typ Delta4000 N163/6.X, Hier: variable Leistungskurve (VPC)“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH,
Prüfnummer: 3451400-230-d-1, Rev. 1, Datum 2022-03-15

Die Gutachtlichen Stellungnahmen [6], [7], [9], [12] und [13] verweisen teilweise auf ältere Revisionen der Dokumente [4] bis [12]. Die Änderungen in den späteren Revisionen der Gutachtlichen Stellungnahmen [4] bis [12] haben keinen Einfluss auf die Gültigkeit der Gutachtlichen Stellungnahmen [6], [7], [9], [12] und [13]. Somit sind die Gutachtlichen Stellungnahme [6], [7], [9], [12] und [13] auch in Kombination mit den hier zitierten Revisionen gültig.

Die Zusammenstellung von gutachtlichen Stellungnahmen ist im Sinne der DIBt Richtlinie /1/ Abschnitt 3.I vollständig. Lediglich die Unterlagen gemäß Abschnitt 3.J, K und L sind mit der gutachtlichen Stellungnahme [6] noch nicht bestätigt. Die in den gutachtlichen Stellungnahmen vorgegebenen Werte und Eigenschaften wurden in den Nachweisen von Turm und Gründungen berücksichtigt. Die gutachtlichen Stellungnahmen bestätigen die Übereinstimmung mit den in Abschnitt 3 gelisteten Prüfgrundlagen.

6. Zusammenfassung

Die eingereichten gutachtlichen Stellungnahmen und Prüfberichte für den Turm TCS164B-03 (N23) und die zugehörige Gründung der Windenergieanlage vom Typ Nordex Delta4000 N163/6.X entsprechen den Anforderungen der DIBt-Richtlinie /1/.

Die Anforderungen an die Standsicherheit des Turmes und der Gründung sind erfüllt, vorausgesetzt, alle in den Prüfberichten und diesem Prüfbescheid genannten Auflagen sowie alle Auflagen und Bemerkungen der zugehörigen gutachtlichen Stellungnahmen werden beachtet bzw. vollzogen. Eine Übersicht der Auflagen kann Anlage 1 dieses Typenprüfbescheids entnommen werden.

Der Turm und die zugehörige Gründung sind mindestens alle 2 Jahre durch einen Sachverständigen für Windenergieanlagen auf den Erhaltungszustand hin zu überprüfen. Wenn von der Herstellerfirma eine laufende (mindestens jährliche) Überwachung und Wartung der Windenergieanlage durchgeführt wird, kann der Zeitraum der Fremdüberwachung auf 4 Jahre verlängert werden. Über die Überprüfung bzw. Überwachung und Wartung ist mindestens alle 2 Jahre ein Bericht zu erstellen.



Industrie Service

7. Auflagen

1. Bis zur Inbetriebnahme der ersten Anlage muss das Maschinengutachten mit Bestätigung der Unterlagen gemäß Abschnitt 3.J, K und L der DIBt-Richtlinie /1/ vorgelegt werden.

Für die Verlängerung der Typenprüfung sind die eingereichten Unterlagen, insbesondere die Zeichnungen und die Berechnungen für den Turm und die zugehörige Gründung, zu einer erneuten Überprüfung hinsichtlich geänderter Vorschriften oder Richtlinien vorzulegen.

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

Der Bearbeiter

A handwritten signature in green ink, appearing to read 'A. Molins Estellés'. The signature is written in a cursive style with a large initial 'A'.

A. Molins Estellés

Der Leiter

A handwritten signature in green ink, appearing to read 'S. Meyer'. The signature is written in a cursive style with a large initial 'S'.

i.V. S. Meyer



Anlage 1:

Detaillierter Verweis auf die einzelnen Auflagen der zugrundeliegenden Prüfberichte und Gutachtlichen Stellungnahmen:

[1]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 26
[2]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 10
[3]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 15
[4]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 9
[5]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 10
[6]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 5
[7]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 6
[8]	Keine Auflagen
[9]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 9
[10]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 3
[11]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 3
[12]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 4
[13]	Kapitel 6, Auflagen 1 bis 5

Allgemeine Dokumentation

Fundamente Nordex N163/6.X

Hybridturm TCS164
(Fundament mit und ohne Auftrieb)

Rev. 02/17.08.2021

Dokumentennr.: 2017619DE
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -
Dokument wird elektronisch verteilt.
Original mit Unterschriften bei Nordex Energy SE & Co. KG, Department Engineering.

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

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

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

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

info@nordex-online.com

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

1.	Fundament N163/6.X TCS164, 164 m Nabenhöhe.....	4
2.	Daten	5
3.	Eigengewicht, Erdüberschüttung und Auftrieb	5
4.	Hinweis zur Leerrohrführung	5

1. Fundament N163/6.X TCS164, 164 m Nabenhöhe

Die Gründung wird als kreisrundes Flachfundament ohne Keller ausgeführt. Der Durchmesser des Fundaments beträgt 25,50 m.

Die Einbindung des Fundaments unter der Grundoberkante (GOK) beträgt 0,89 m. Die Fundamentoberkante liegt 1,92 m oberhalb der GOK. Eine Anpassung der Gründungstiefe an örtliche Verhältnisse ist unter Berücksichtigung der zulässigen Gesamthöhe und des Grundwasser möglich.

Eine dauerhafte Erdaufschüttung auf dem Fundament ist Bestandteil der Gründung und darf nicht entfernt werden.

Anforderungen an den Baugrund

- Maximal zulässige Bodenpressung im BS-P: $\sigma_{\text{MAX,BS-P}} \geq 222 \text{ kN/m}^2$
- Maximal zulässige Bodenpressung im BS-A: $\sigma_{\text{MAX,BS-A}} \geq 257 \text{ kN/m}^2$
- Statische Drehfederkonstante: $k_{\phi,\text{stat}} \geq 60000 \text{ MNm/rad}$
- Dynamische Drehfederkonstante: $k_{\phi,\text{dyn}} \geq 300000 \text{ MNm/rad}$
- Die maximal erlaubte Einbindetiefe für das Fundament unter GOK, bezogen auf die Fundamentsohle, ist der entsprechenden Zeichnung zu entnehmen.

Flachgründung für N163/6.X auf einem Hybridturm TCS164

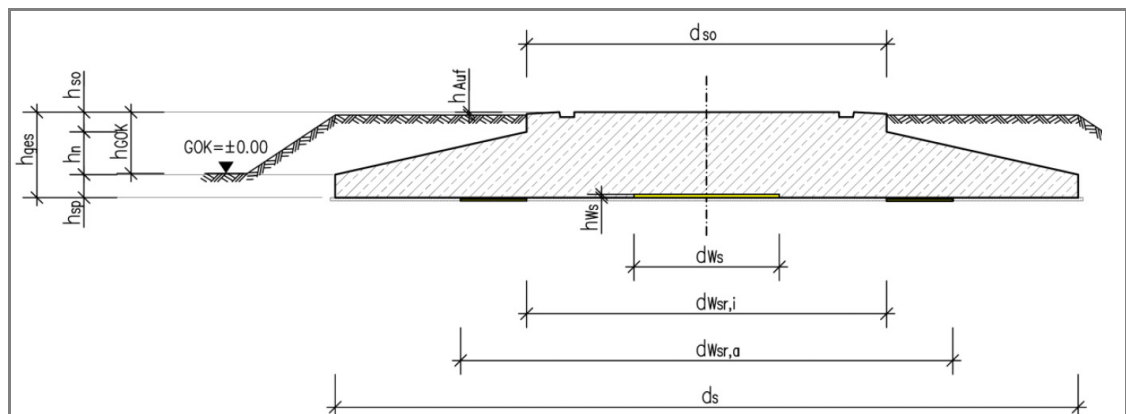


Abb. 1: Schematische Darstellung exemplarisches Fundament N163/6.X mit 164 m Nabenhöhe (alle Angaben in Metern, Skizze nicht maßstabsgerecht)

$d_s = 25,50 \text{ m}$ (Außendurchmesser)

$d_{so} = 10,90 \text{ m}$ (Sockeldurchmesser)

$d_{ws} = 4,40 \text{ m}$ (Weichschichtdurchmesser)

$d_{wsr,i} = 10,90 \text{ m}$ (Innere Weichschichtsrindendurchmesser)

$d_{wsr,a} = 14,90 \text{ m}$ (Äußere Weichschichtsrindendurchmesser)

$h_{ges} = 2,80 \text{ m}$ (Fundamenthöhe)

$h_{sp} = 0,70 \text{ m}$ (Spornhöhe)

$h_n = 1,50 \text{ m}$ (Spornneigungshöhe)

$h_{so} = 0,60 \text{ m}$ (Sockelhöhe)

$h_{GOK} = 1,92 \text{ m}$ (Abstand Fundamentoberkante - Grundoberkante)

$h_{Auf} = 0,10 \text{ m}$ (Abstand Fundamentoberkante - Überschüttungoberkante)

$h_{ws} = 0,05 \text{ m}$ (Weichschichtsdicke)

2. Daten

Tab. 1: Materialbestandteile)

Fundament für	Durchmesser	Bewehrung		Beton	
		Stahlsorte	Masse	Güte	Menge
TCS164	25,50 m	B 500B	111,2 t	C30/37 C40/50	824 m ³

Tab. 2: Charakteristische Lasten in der Sohlfuge der Gründung nach DIBt

	$M_{b,k}$ [kNm]	V_k [kN]	H_k [kN]
BS-P	186470	37582	1331
BS-T	64043	37296	613
BS-A	218891	37512	1435

3. Eigengewicht, Erdüberschüttung und Auftrieb

Betonvolumen

- Betonwichte $\gamma_C = 25,0 \text{ kN/m}^3$
- Betongewicht $G_C = 20597 \text{ kN}$

Überschüttung

- Höhe Erdüberschüttung innen $t_{ÜS,inn}: 0,50 \text{ m}$
- Höhe Erdüberschüttung außen $t_{ÜS,aus,max}: 2,00 \text{ m}$
- Bodenwichte $\gamma_{ÜS} = 18,0 \text{ kN/m}^3$
- Gewicht Erdüberschüttung $G_{ÜS,max}: 10145 \text{ kN}$

Auftrieb

- Höhe Wassersäule $h_{GW,max} = 0,88 \text{ m}$
- Auftriebskraft $G_{GW,max} = -4494 \text{ kN}$

4. Hinweis zur Leerrohrführung

Die Leerrohre werden seitlich in das Fundament eingeführt; im Bereich zwischen der Sauberkeitsschicht und Höhe GOK. Die Leerrohrführung endet im Bereich um den Mittelpunkt des Fundaments.

In Bezug auf die radiale Anordnung besteht die Möglichkeit die Leerrohre unterhalb der Tür und/oder auf der gegenüberliegenden Seite zu positionieren.





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

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-468 Rev.03



I17-Wind GmbH & Co. KG --- Robert-Koch-Straße 29 --- 25813 Husum

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

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-468 Rev.03

Auftraggeber: mea Energieagentur M-V GmbH
Obotritenring 40
D-19053 Schwerin

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

Datum: 02. November 2023

Haftungsausschluss und Urheberrecht

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

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

Akkreditierung

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

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

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

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

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

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	03.01.2023	Erste Ausgabe	Kebbel
1	07.09.2023	Einarbeitung der standortspezifischen Lastrechnung	Kebbel
2	09.10.2023	Änderung der Windparkkonfiguration	Pauls
3	02.11.2023	Änderung der Lebensdauer	Fiebelkorn

Verfasser:

M. Sc. Lisa Fiebelkorn
 Husum, 02.11.2023



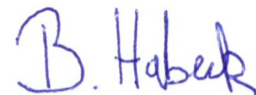
Geprüft:

Dipl.-Ing. (FH) Christian Kebbel, Sachverständiger
 Husum, 02.11.2023



Freigegeben:

B. Eng. Benjamin Habeck
 Husum, 02.11.2023



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

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.2	Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten	9
1.3	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien.....	10
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	11
2	Aufgabenstellung und Standort	12
2.1	Umfang des Gutachtens	12
2.2	Standortbeschreibung.....	12
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	12
3	Vergleich der Windbedingungen.....	16
3.1	Grundlagen.....	16
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	17
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	17
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	17
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	18
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	20
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	22
3.4	Schräganströmung δ	30
3.5	Höhenexponent α	31
3.6	Luftdichte ρ	32
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	33
4	Zusammenfassung.....	35
4.1	Neu geplante WEA	35
4.2	Bestehende WEA.....	36
4.2.1	Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten	36
4.2.2	Zusammenfassung.....	36
5	Standortbesichtigung	37
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	38
	Literaturverzeichnis.....	40
	Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort	42

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration - Übersicht; Kartenmaterial: [19.1, 19.2].. 14
 Abbildung 2.2: Zu untersuchende Windparkkonfiguration - Detail; Kartenmaterial: [19.1, 19.2] 15

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration 13
 Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA 13
 Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1] 16
 Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA.. 17
 Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA 18
 Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität 19
 Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]..... 21
 Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort..... 22
 Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1..... 24
 Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2..... 24
 Tabelle 3.9: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W11..... 24
 Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) 25
 Tabelle 3.11: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 1)..... 26
 Tabelle 3.12: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 2)..... 27
 Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W12 28
 Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W13 28
 Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W14 28
 Tabelle 3.16: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W16 28
 Tabelle 3.17: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W17 28
 Tabelle 3.18: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W18 28
 Tabelle 3.19: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W7..... 29
 Tabelle 3.20: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9..... 29
 Tabelle 3.21: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W10 29
 Tabelle 3.22 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA..... 30
 Tabelle 3.23 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA..... 31
 Tabelle 3.24: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA..... 32
 Tabelle 3.25: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ 34
 Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA..... 35
 Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA..... 36
 Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/2 [22.1] 42

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

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

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

1.2 Geführte Nachweise

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

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

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

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

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

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

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

1.2.1 Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

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

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

1.2.2 Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

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

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

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

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

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

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

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

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

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

1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

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

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer τ_{TP} noch nicht überschritten hat.
- III. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter k der Weibullverteilung von $k = 2.0$ ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter $k \neq 2.0$ ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{NH} der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ fordert. Zusätzlich wird der Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen pdf_{NH} und pdf_{TP} erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte A_{NH} und k_{NH} bzw. der Auslegungswerte A_{TP} und k_{TP} der zu untersuchenden WEA.
- IV. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 und 1.2.2, hat der Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensität und der Auslegungsturbulenz nach NTM in dem Bereich zwischen $0.2v_{m50}(h)$ und $0.4v_{m50}(h)$ zu erfolgen [1.1]. Liegt einer zu betrachtenden WEA keine Auslegungsturbulenz nach NTM vor, erfolgt der Vergleich mit der in der Typenprüfung aufgeführten Auslegungsturbulenz. Entsprechend [6] hat der Vergleich in dem Bereich zwischen v_{ave} und $2v_{ave}$ zu erfolgen. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nach Abschnitt 1.2.3, sind der Lastberechnung nach [1.1] mindestens die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten von v_{in} bis $0.4v_{m50}(h)$ bzw. von v_{in} bis v_{out} entsprechend DLC 1.2 nach [6] zu Grunde zu legen. Im vorliegenden Gutachten werden die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mindestens im Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw. v_{out} wenn $v_{out} < 25$ m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und auch [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von v_{in} bis v_{out} zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde, erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.
- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers D der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte ρ wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.

- VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Hersteller nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

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

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

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

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

2 Aufgabenstellung und Standort

2.1 Umfang des Gutachtens

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

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von zehn WEA des Typs Nordex N163/6.X auf 164.0 m Nabenhöhe am Standort Buchholz in Mecklenburg-Vorpommern. Die geplanten WEA sollen mit einer Nennleistung von 7.0 MW betrieben werden.

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

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

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

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 1.34, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W2 und W11.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

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

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH ² [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]												
W1	WEA 01	Neu	Ja	Nein	-	242903	5963132	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	20	14	WV 1/1
W2	WEA 02	Neu	Ja	Nein	-	243012	5962659	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	20	14	WV 1/1
W3	WEA 03	Neu	Ja	Nein	-	243685	5962609	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	20	14	WV 1/1
W4	WEA 04	Neu	Ja	Nein	-	243891	5962097	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	20	14	WV 1/1
W5	WEA 05	Neu	Ja	Nein	-	243873	5961696	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	20	14	WV 1/1
W6	WEA 06	Neu	Ja	Nein	-	244368	5962130	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	20	14	WV 1/1
W7	WEA 07	Neu	Ja	Nein	-	244260	5961752	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	20	14	WV 1/1
W8	WEA 09	Neu	Ja	Nein	-	245531	5961285	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	20	14	WV 1/1
W9	WEA 10	Neu	Ja	Nein	-	245210	5961072	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	20	14	WV 1/1
W10	WEA 12	Neu	Ja	Nein	-	244822	5960559	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	20	14	WV 1/1
W11	eno 01	Bestand	Ja	Nein	-	242866	5962821	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10	WV 1/1
W12	E-40	Bestand	Ja	Nein	-	243182	5963355	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	44.0	BM 0	0.0	600	1993	A	20	10	WV 1/2
W13	eno 02	Bestand	Ja	Nein	-	244430	5961405	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10	WV 1/1
W14	eno 03	Bestand	Ja	Nein	-	244711	5961749	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10	WV 1/1
W15	eno 04	Bestand	Ja	Nein	-	244563	5961094	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10	WV 1/1
W16	eno 05	Bestand	Ja	Nein	-	244904	5961227	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10	WV 1/1
W17	eno 06	Bestand	Ja	Nein	-	245116	5961516	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10	WV 1/1
W18	eno 07	Bestand	Ja	Nein	-	244828	5960885	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10	WV 1/1

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	V _{ave, TP} [m/s]	k _{TP} [-]	V _{ms0, TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m³]	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1 – W10	DIBt 2012	S	S	7.5	2.4	40.3	S	8.0	0.25	1.237	20	[24]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

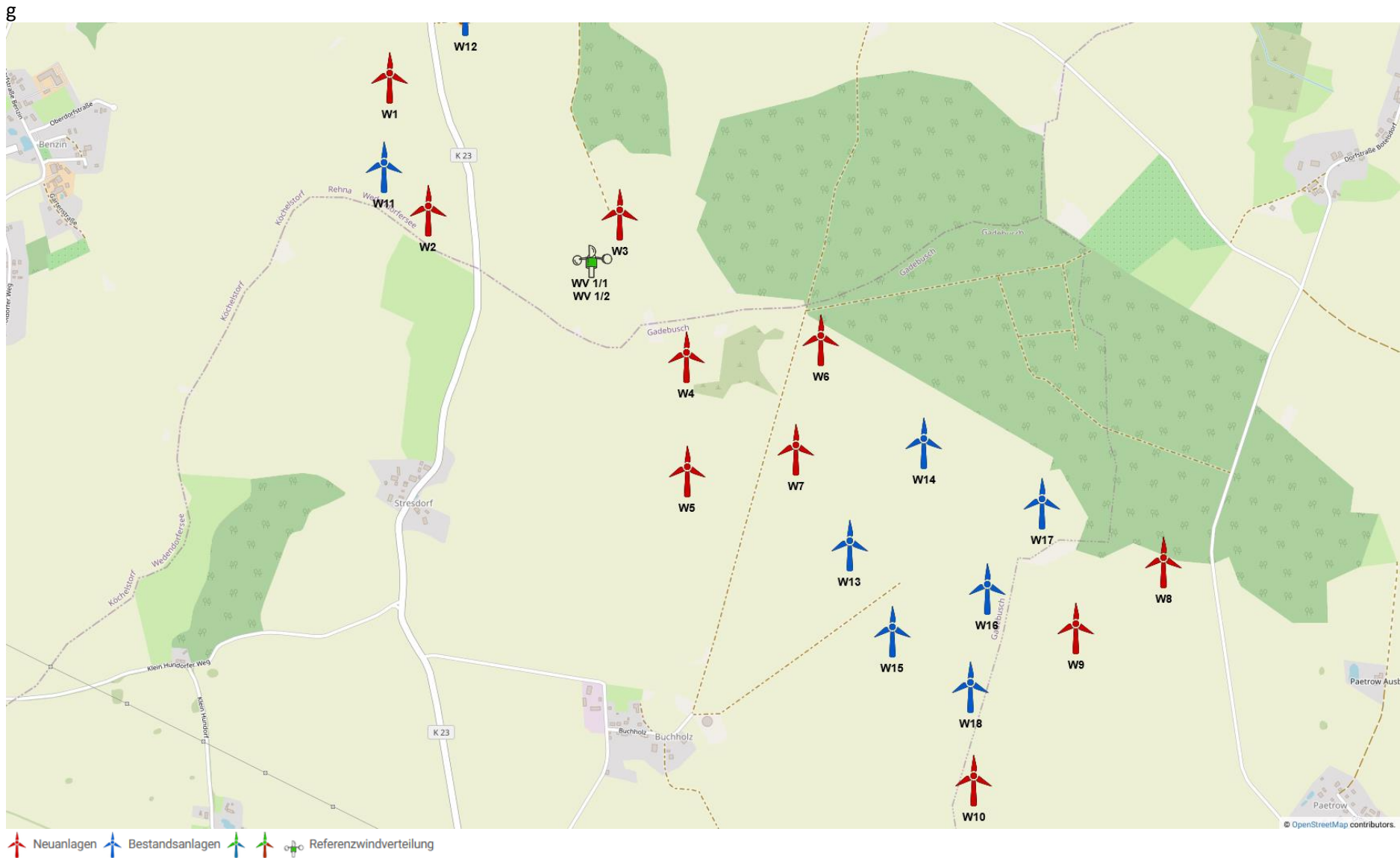


Abbildung 2.2: Zu untersuchende Windparkkonfiguration - Detail; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-468 Rev.03

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 im Windpark Buchholz

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

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

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

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
243578	5962479	164.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			7.05	2.186	5.2	---
NNO 30			6.52	2.260	4.7	---
ONO 60			6.32	2.330	5.1	---
O 90			8.49	2.627	8.8	---
OSO 120			8.11	2.564	8.3	---
SSO 150			8.25	2.568	6.1	---
S 180			7.21	2.346	8.2	---
SSW 210			8.67	2.576	14.9	---
WSW 240			9.90	2.635	15.6	---
W 270			8.83	2.389	12.0	---
WNW 300			8.15	2.311	6.6	---
NNW 330			7.60	2.068	4.6	---
Gesamt			8.29	2.349	100.1	7.35

3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50}

3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}

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

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

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

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

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

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

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	k_{NH} [-]	k_{TP} [-]	Wenn $k_{TP} = 2$: $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$: $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1-W10	7.35	7.50	2.35	2.40	-	Ja	Ja	Nein

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

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

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

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

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

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

Interne W-Nr.	WZ _{TP}	GK _{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ _{NH}	GK _{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1-W3	S	S	40.30	3	II	43.02	32.38	Ja	Nein
W4-W10	S	S	40.30	2	II	39.11	-	Ja	Nein

3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

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

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

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

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

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

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

3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

3.3.2.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [22.1] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13] und der Topografie [14] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

3.3.2.2 Vorgehensweise

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

Zur Berechnung von I_{amb} werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge z_0 konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge z_0 abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

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

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

3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

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

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

Die Komplexität eines Standortes wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer angenäherten Ebene dargestellt. Dazu werden mindestens 37 Ausgleichsebenen entsprechend der Kriterien aus [6] mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] lässt die Möglichkeit offen, die angenäherte Ebene für die Kreissektoren mit dem Radius $5 z_{hub}$ leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um $2 z_{hub}$ zu erweitern. Diese Erweiterung wird bei der Komplexitätsbewertung im vorliegenden Gutachten angewendet. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen, der Abweichung des digitalen Geländemodells [14] von dieser und des Anteils der Windenergie aus dem betrachteten Sektor, lassen sich die Indizes TSI für die Geländeneigung und TVI für die Geländeabweichung berechnen. Überschreitet einer der berechneten Indizes die in Tabelle 3.5 aufgeführten Schwellenwerte, ist der untersuchte Standort als topografisch komplex zu bewerten, wobei der jeweils überschrittene Schwellenwert die Geländekomplexitätskategorie L, M oder H bestimmt.

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

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

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

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

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

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

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W7	NH: 164.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.119
NNO	30	0.122
ONO	60	0.119
O	90	0.121
OSO	120	0.121
SSO	150	0.118
S	180	0.123
SSW	210	0.117
WSW	240	0.123
W	270	0.117
WNW	300	0.113
NNW	330	0.113

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.3.3.2 Berücksichtigte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

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

Aufgrund des geringen Abstands zwischen einzelner Neuanlagen und Bestandsanlagen von unter $2.0 D$ bzw. unter $1.5 D$ sind die folgenden sektoriellen Abschaltungen notwendig und werden bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt.

Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	155	219	V_{in}	V_{out}	Abschaltung
Alternativ: W11	155	219	V_{in}	V_{out}	Abschaltung

Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	277	359	V_{in}	V_{out}	Abschaltung

Tabelle 3.9: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W11

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	335	39	V_{in}	V_{out}	Abschaltung
Alternativ: W11	335	39	V_{in}	V_{out}	Abschaltung
W2	97	179	V_{in}	V_{out}	Abschaltung

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.10 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.11 und Tabelle 3.12 stellen die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt. Für WEA die nach der Richtlinie DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist nur die mittlere konstante effektive Turbulenzintensität am unteren Ende der Tabelle relevant.

Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)

v_{hub}	W13[S]	W15[S]	W16[S]	W17[S]	Referenz Klasse S
3	0.389	0.405	0.415	0.378	0.393
4	0.315	0.327	0.337	0.308	0.323
5	0.280	0.291	0.299	0.275	0.281
6	0.255	0.265	0.273	0.252	0.253
7	0.235	0.245	0.253	0.235	0.233
8	0.220	0.229	0.237	0.222	0.218
9	0.205	0.214	0.223	0.209	0.206
10	0.190	0.198	0.208	0.196	0.197
11	0.175	0.183	0.193	0.183	0.189
12	0.160	0.167	0.178	0.170	0.183
13	0.147	0.154	0.165	0.159	0.177
14	0.137	0.142	0.155	0.149	0.173
15	0.129	0.133	0.146	0.141	0.169
16	0.123	0.127	0.139	0.135	0.165
17	0.119	0.121	0.133	0.130	0.162
18	0.116	0.118	0.129	0.126	0.159
19	0.113	0.115	0.125	0.122	0.157
20	0.111	0.112	0.121	0.119	0.155
21	0.110	0.110	0.119	0.116	0.153
22	0.108	0.109	0.116	0.114	0.151
23	0.107	0.107	0.114	0.112	0.149
24	0.106	0.106	0.112	0.110	0.148

Tabelle 3.11: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 1)

v_{hub}	W1[S1]	W2[S1]	W3[S1]	W4[S1]	W5[S1]	W6[S1]	W7[S1]	W8[S1]	W9[S1]	W10[S1]	Referenz Klasse S1
3	0.270	0.271	0.289	0.310	0.313	0.327	0.375	0.330	0.392	0.401	0.353
4	0.227	0.229	0.249	0.287	0.287	0.292	0.314	0.290	0.321	0.323	0.328
5	0.202	0.210	0.233	0.284	0.285	0.288	0.298	0.288	0.293	0.286	0.307
6	0.185	0.196	0.219	0.272	0.273	0.276	0.284	0.278	0.274	0.259	0.285
7	0.171	0.182	0.204	0.254	0.254	0.258	0.265	0.261	0.254	0.238	0.266
8	0.160	0.170	0.189	0.236	0.236	0.240	0.247	0.245	0.236	0.222	0.247
9	0.150	0.157	0.173	0.212	0.211	0.216	0.224	0.221	0.218	0.206	0.231
10	0.143	0.149	0.164	0.199	0.198	0.203	0.211	0.210	0.203	0.190	0.215
11	0.137	0.142	0.154	0.186	0.185	0.191	0.199	0.198	0.189	0.174	0.202
12	0.131	0.135	0.145	0.172	0.170	0.177	0.184	0.184	0.175	0.159	0.188
13	0.127	0.129	0.137	0.159	0.157	0.165	0.172	0.172	0.162	0.146	0.178
14	0.123	0.124	0.131	0.147	0.145	0.153	0.160	0.160	0.152	0.135	0.167
15	0.120	0.121	0.126	0.138	0.136	0.145	0.151	0.152	0.143	0.127	0.159
16	0.118	0.118	0.121	0.130	0.127	0.137	0.143	0.143	0.136	0.122	0.153
17	0.116	0.115	0.118	0.124	0.122	0.131	0.137	0.137	0.131	0.118	0.148
18	0.114	0.113	0.116	0.119	0.118	0.127	0.132	0.132	0.127	0.115	0.143
19	0.112	0.112	0.114	0.116	0.115	0.123	0.128	0.128	0.123	0.113	0.139
20	0.111	0.110	0.112	0.113	0.113	0.121	0.125	0.125	0.120	0.111	0.136
21	0.110	0.109	0.110	0.111	0.111	0.117	0.121	0.121	0.117	0.110	0.134
22	0.108	0.107	0.109	0.109	0.109	0.115	0.118	0.118	0.115	0.108	0.132
23	0.107	0.106	0.107	0.107	0.108	0.112	0.115	0.114	0.113	0.107	0.131
24	0.106	0.105	0.106	0.106	0.106	0.109	0.112	0.111	0.111	0.106	0.130
25	0.105	0.104	0.105	0.105	0.105	0.107	0.109	0.108	0.105	0.105	0.129

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

v_{hub}	W11[S2]	W12[A]	W13[S2]	W14[S2]	W15[S2]	W16[S2]	W17[S2]	W18[S2]	Referenz Klasse S2	Referenz Klasse A
3	0.278	0.329	0.389	0.352	0.405	0.416	0.379	0.394	0.393	0.419
4	0.231	0.302	0.318	0.293	0.328	0.341	0.313	0.331	0.323	0.344
5	0.206	0.304	0.287	0.269	0.291	0.314	0.285	0.317	0.281	0.299
6	0.188	0.297	0.265	0.251	0.265	0.295	0.265	0.303	0.253	0.269
7	0.174	0.282	0.245	0.235	0.246	0.275	0.247	0.282	0.233	0.248
8	0.163	0.266	0.228	0.220	0.230	0.257	0.232	0.262	0.218	0.232
9	0.153	0.242	0.211	0.204	0.215	0.236	0.216	0.235	0.206	0.220
10	0.146	0.231	0.195	0.193	0.199	0.220	0.202	0.220	0.197	0.210
11	0.139	0.219	0.181	0.182	0.183	0.205	0.189	0.204	0.189	0.201
12	0.134	0.205	0.166	0.170	0.168	0.189	0.175	0.186	0.183	0.195
13	0.129	0.192	0.153	0.159	0.154	0.174	0.163	0.171	0.177	0.189
14	0.125	0.179	0.142	0.150	0.143	0.161	0.152	0.156	0.173	0.184
15	0.122	0.169	0.134	0.143	0.134	0.151	0.144	0.145	0.169	0.180
16	0.119	0.159	0.127	0.136	0.127	0.142	0.137	0.135	0.165	0.176
17	0.116	0.151	0.122	0.131	0.122	0.135	0.131	0.128	0.162	0.173
18	0.114	0.145	0.118	0.127	0.118	0.130	0.126	0.123	0.159	0.170
19	0.113	0.141	0.115	0.124	0.115	0.126	0.123	0.119	0.157	0.167
20	0.111	0.136	0.113	0.121	0.112	0.122	0.119	0.115	0.155	0.165
21	0.110	0.131	0.111	0.118	0.110	0.119	0.117	0.112	0.153	0.163
22	0.108	0.126	0.109	0.115	0.109	0.116	0.114	0.110	0.151	0.161
23	0.107	0.120	0.108	0.113	0.107	0.114	0.112	0.108	0.149	0.159
24	0.106	0.115	0.107	0.111	0.106	0.112	0.110	0.107	0.148	0.157
25	-	0.111	-	-	-	-	-	-	-	0.156
DIBt 1993	-	0.219	-	-	-	-	-	-	-	0.200

3.3.3.4 Geforderte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Um die Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität an betroffenen Bestands-WEA zu verhindern bzw. nicht weiter zu erhöhen, sind die folgenden sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W12

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	214	248	4.5	6.5	Abschaltung
Alternativ: W12	214	248	4.5	6.5	Abschaltung

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W13

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W7	306	2	3.5	20.5	Abschaltung
Alternativ: W13	306	2	3.5	20.5	Abschaltung

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W14

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W7	245	295	6.5	8.5	Abschaltung
Alternativ: W14	245	295	6.5	8.5	Abschaltung

Tabelle 3.16: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W16

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W9	87	147	3.5	17.5	Abschaltung
Alternativ: W16	87	147	3.5	17.5	Abschaltung

Tabelle 3.17: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W17

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W8	95	143	3.5	16.5	Abschaltung
Alternativ: W17	95	143	3.5	16.5	Abschaltung
W9	143	193	3.5	12.5	Abschaltung
Alternativ: W17	143	193	3.5	12.5	Abschaltung

Tabelle 3.18: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W18

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W9	38	90	4.5	8.5	Abschaltung
Alternativ: W18	38	90	4.5	8.5	Abschaltung
W10	150	212	v_{in}	12.5	Abschaltung
Alternativ: W18	150	212	v_{in}	12.5	Abschaltung

3.3.3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen bis zur Vorlage der Lastrechnung

Aufgrund von Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität an den neu geplanten WEA W7, W9 und W10 wird eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers Nordex für diese WEA durchgeführt. Bis zur Vorlage der standortspezifischen Lastrechnung sind die folgenden sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig, um die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität zu verhindern.

Tabelle 3.19: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W7

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W7	126	182	v_{in}	3.5	Abschaltung

Tabelle 3.20: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W9	218	327	v_{in}	3.5	Abschaltung

Tabelle 3.21: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W10

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W10	330	32	v_{in}	3.5	Abschaltung

3.4 Schräganströmung δ

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

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

Die folgende Tabelle 3.22 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.22 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	-0.1
W2	0.0
W3	-0.2
W4	0.0
W5	0.0
W6	0.4
W7	0.2
W8	0.0
W9	-0.1
W10	0.0

3.5 Höhenexponent α

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

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

Die folgende Tabelle 3.23 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.23 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.15
W2	0.15
W3	0.15
W4	0.15
W5	0.15
W6	0.15
W7	0.15
W8	0.15
W9	0.15
W10	0.15

3.6 Luftdichte ρ

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

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

Die folgende Tabelle 3.24 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.24: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.224
W2	1.223
W3	1.224
W4	1.223
W5	1.223
W6	1.223
W7	1.223
W8	1.223
W9	1.223
W10	1.223

3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext}

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

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

Die folgende Tabelle 3.25 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar.

Tabelle 3.25: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10
3	0.296	0.305	0.310	0.337	0.334	0.340	0.342	0.337	0.337	0.463
4	0.253	0.268	0.279	0.318	0.317	0.322	0.324	0.320	0.320	0.375
5	0.230	0.251	0.268	0.317	0.317	0.321	0.324	0.321	0.321	0.334
6	0.212	0.235	0.253	0.304	0.304	0.309	0.311	0.309	0.309	0.305
7	0.197	0.219	0.236	0.285	0.285	0.289	0.291	0.289	0.289	0.283
8	0.184	0.204	0.220	0.265	0.265	0.269	0.271	0.269	0.269	0.266
9	0.170	0.187	0.200	0.238	0.238	0.242	0.243	0.241	0.241	0.249
10	0.162	0.177	0.189	0.225	0.224	0.228	0.229	0.227	0.227	0.232
11	0.154	0.168	0.179	0.211	0.210	0.213	0.215	0.213	0.213	0.215
12	0.147	0.158	0.167	0.195	0.195	0.198	0.199	0.197	0.197	0.197
13	0.140	0.150	0.157	0.181	0.181	0.183	0.185	0.183	0.183	0.181
14	0.135	0.143	0.148	0.168	0.167	0.170	0.171	0.169	0.169	0.168
15	0.130	0.137	0.141	0.158	0.157	0.160	0.161	0.159	0.159	0.157
16	0.126	0.131	0.135	0.149	0.148	0.150	0.151	0.149	0.149	0.148
17	0.123	0.127	0.129	0.142	0.140	0.143	0.144	0.142	0.142	0.141
18	0.120	0.124	0.126	0.136	0.135	0.137	0.138	0.136	0.136	0.135
19	0.118	0.121	0.123	0.132	0.131	0.133	0.134	0.132	0.132	0.130
20	0.116	0.119	0.120	0.129	0.127	0.130	0.130	0.128	0.128	0.126
21	0.113	0.116	0.117	0.124	0.123	0.125	0.126	0.124	0.124	0.123
22	0.112	0.114	0.114	0.121	0.119	0.121	0.122	0.120	0.120	0.119
23	0.110	0.111	0.112	0.117	0.115	0.118	0.118	0.116	0.116	0.117
24	0.108	0.110	0.109	0.114	0.112	0.114	0.115	0.113	0.113	0.115
25	0.107	0.108	0.107	0.111	0.109	0.112	0.112	0.110	0.110	0.105

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

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

- i. W1 – W10 keine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 – W10 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2),
- iii. W1 – W6 und W8 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3) und
- iv. W7, W9 und W10 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W10 unter Berücksichtigung der sektoriellen Betriebsbeschränkungen gemäß Abschnitt 3.3.3.5 durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

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

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W2	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W3	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W4	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W5	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W6	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W7	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W8	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W9	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W10	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5

4.2 Bestehende WEA

4.2.1 Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten

Für die Bestands-WEA W11 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W15 weist Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W15 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W12, W14 und W18 weisen Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht werden. Um die Standorteignung der WEA W12, W14 und W18 auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

Die Bestands-WEA W13, W16 und W17 weisen sowohl vor Zubau als auch nach Zubau Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W13, W16 und W17 auch nach Zubau nachweisen zu können bzw. die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nicht signifikant zu erhöhen, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig. Bei der Festlegung der Betriebseinschränkungen wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

4.2.2 Zusammenfassung

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

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W11	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W12	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W13	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W14	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W15	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	0.0	Ja
W16	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W17	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W18	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4

5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 30.12.2022 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

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

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

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

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

Symbol	Bedeutung	Einheit
τ	Lebensdauer	[a]
TSI	Index der Geländeneigung	[°]
TVI	Index der Geländeabweichung	[%]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{m50}	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{ref}	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
X	Rechtswert	[m]
Y	Hochwert	[m]
z_0	Rauigkeitslänge	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/m ³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 02.06.2022;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [14] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*

- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*
- [17] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979;*
- [18] *Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), *Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.*;*
- [19.1] *OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;*
- [19.2] *Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;*
- [20] *Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;*
- [21] *Plan BC GmbH; E-Mail mit dem Betreff: „WP Buchholz“ vom 27.09.2023; Dateien: Buchholz-Koordinaten-Rev2_20230811.ods und Vorbelastung_20230626_Rev2.ods; und E-Mail mit dem Betreff: „Re: Gutachten zur Standorteignung für das Projekt Buchholz“ vom 13.10.2023;*
- [22.1] *WEMAG Projektentwicklung GmbH; E-Mail mit dem Betreff: „Buchholz - S3 - Beauftragung mit 2 Varianten“ vom 21.11.2022; Datei: 2022-11-07_PARK_Volllast N163 Blmsch-Planung-Windverteilung.pdf;*
- [22.2] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Buchholz; Berichts-Nr.: 22-405-7022976-Rev.00-EX-PP;*
- [23] *I17-Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Buchholz Deutschland; Bericht-Nr.: I17-SV-2023-004; Datum 02.01.2022*
- [24] *Nordex Energy SE & Co. KG; Design Information for Wind & Site Assessment N163/6.X (7.0 MW) Delta 50Hz NCV TCS164B-03 DIBt (NX DIBt S3); 01.06.2023;*

Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
243578	5962479	65.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.58	2.146	5.3	---
NNO 30			5.07	2.236	4.7	---
ONO 60			4.84	2.287	5.0	---
O 90			6.36	2.576	8.7	---
OSO 120			6.25	2.525	8.3	---
SSO 150			6.45	2.529	6.2	---
S 180			5.68	2.307	8.4	---
SSW 210			6.71	2.541	14.9	---
WSW 240			7.60	2.592	15.4	---
W 270			6.75	2.361	11.8	---
WNW 300			6.30	2.275	6.6	---
NNW 330			5.89	2.045	4.7	---
Gesamt			6.39	2.318	100.0	5.66

16.1.5 Anlagenwartung

Anlagen:

- 16.1.5 E0004345392_R10_DE_Allgemeine-Wartungsanleitung-Delta4000.pdf

Wartungsanleitung

Allgemeine Wartungsanleitung

Produktreihe Delta4000



Rev. 10/14.06.2022

Dokumentennr.: E0004345392
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex general

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

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

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2022 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland
Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000
Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101
info@nordex-online.com
<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

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

Änderungsindex

Rev.	Datum	Bearbeitung
10	14.06.2022	T. Kitzmann/TANNER AG

Kapitel	Änderung
7	Aufnahme Steigschutzsystem im Maschinenhaus als prüfpflichtige Ausrüstung.

Inhalt

1.	Zu dieser Anleitung	6
1.1	Verwendungszweck.....	6
1.2	Zielgruppe	6
1.3	Inhalt.....	6
1.4	Verwendete Zeichen und Symbole	6
1.5	Gestaltung von Warnhinweisen	7
1.6	Abkürzungen und Begriffe.....	7
1.7	Mitgeltende Dokumente.....	7
2.	Sicherheitshinweise	8
3.	Wartungstypen	9
4.	Wartung bei tiefen Temperaturen	11
5.	Planung der Wartungsarbeiten.....	12
6.	Durchführung der Wartungsarbeiten.....	13
7.	Prüfpflichtige Ausrüstung	14

1. Zu dieser Anleitung

1.1 Verwendungszweck

Dieses Dokument enthält allgemeine Instruktionen für die Durchführung der Arbeiten, die für die Wartung der *Nordex*-Windenergieanlagen der Anlagenklasse Delta4000 erforderlich sind.

1.2 Zielgruppe

Dieses Dokument ist bestimmt für Mitarbeiter der *Nordex Energy SE & Co. KG*, Beauftragte und Eigentümer/Betreiber der WEA.



1.3 Inhalt

Dieses Dokument definiert die verschiedenen Wartungstypen. Es erläutert, wer für die Planung der Wartung verantwortlich ist und wie die Wartung erfolgt.

Es beschreibt die vorbereitenden Arbeitsschritte und die Tätigkeiten, die Gegenstand der Wartungsarbeiten sind.

Die Beschreibung der einzelnen Wartungsarbeiten selbst ist nicht Gegenstand dieses Dokuments und werden in der Wartungsanleitung Delta4000 beschrieben.

1.4 Verwendete Zeichen und Symbole

Zeichen/Symbol	Bedeutung
✓	Voraussetzung
➤	Handlungsanleitung ohne bestimmte Reihenfolge
1.	Handlungsanleitung mehrschrittig.
2.	Vorgegebene Reihenfolge beachten!
↪	Resultat zu Handlungsanleitungen
•	Aufzählungen ohne bestimmte Reihenfolge
-	Unterpunkt zu Handlungsschritten oder Aufzählungen
<i>Kursiver Text</i>	Kennzeichnung von: <ul style="list-style-type: none"> • Bedienungsmodi der WEA • Bildschirm- und Anzeigetexten • Eigennamen, z. B. Herstellernamen • Parameternamen • Fehlermeldungen
	Zusätzliche Informationen, Hinweise und Tipps
	Verweis auf Informationen in anderen Dokumenten

SAP-Nr. mit Revisionsangabe

Darstellung einer SAP-Nr. mit Revisionsangabe, z. B.:

SAP-Nr. 1036116-XX

- **1036116**: Führende Stellen der SAP-Nummer
 - **-XX**: Ergänzung für die Revisionsziffern
- Die vollständige SAP-Nr. der jeweils gültigen Stückliste und/oder dem Fertigungsauftrag entnehmen.

1.5 Gestaltung von Warnhinweisen

Es gibt 4 Warnstufen, die nach Schweregrad der Gefahr gestaffelt sind. Die Warnstufen sind durch Signalworte und, bis auf „HINWEIS“, mit einem Gefahrenzeichen gekennzeichnet.

Warnstufe	Beschreibung
GEFAHR	Gefährdung mit hohem Risikograd, die zum Tod oder zu schwerer Verletzung führt, wenn sie nicht vermieden wird.
WARNUNG	Gefährdung mit mittlerem Risikograd, die zum Tod oder zu schwerer Verletzung führen kann, wenn sie nicht vermieden wird.
VORSICHT	Gefährdung mit niedrigem Risikograd, die zu geringfügiger Verletzung führen kann, wenn sie nicht vermieden wird.
HINWEIS	Gefährdung mit niedrigem Risikograd, die zu Sachschäden führen kann, wenn sie nicht vermieden wird.

1.6 Abkürzungen und Begriffe

Abkürzung	Benennung	Beschreibung
PSAgA	Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz	
RCD	Residual Current Device	Fehlerstrom-Schutzeinrichtung
UMZ	unabhängiger Maximalstromzeitschutz	
WEA	Windenergieanlage	

1.7 Mitgeltende Dokumente

Dok.-Nr.	Dok.-Art	Titel
E0004345416	Wartungsbericht	Wartungsbericht Delta4000
E0003937116	Sicherheitshandbuch	Sicherheitshandbuch Delta4000
E0004345155	Bedienungsanleitung	Bedienungsanleitung Delta4000
E0004872933	Montageanleitung	Montage- und Betriebsanleitung Ortsfeste Steigleiter Hailo
G0413_WI01	Arbeitsanweisung	Prüfung der Personenanschlagpunkte

2. Sicherheitshinweise



- E0003937116 Sicherheitshandbuch Delta4000
- E0004345155 Bedienungsanleitung Delta4000

Die sichere und fachgerechte Ausführung von Wartungsarbeiten an der WEA setzt die gründliche Kenntnis des Sicherheitshandbuchs, der Bedienungsanleitung und der Wartungsanleitung voraus. Die darin enthaltenen speziellen Sicherheits-, Bedienungs- und Handlungsvorschriften im Interesse der eigenen Sicherheit und der Sicherheit der WEA einhalten.

Diese Dokumente beinhalten alle wichtigen allgemeinen Anweisungen, Informationen und Hinweise, die für ein sicheres und gefahrloses Arbeiten an der WEA erforderlich sind.

Sicherstellen, dass nur geschultes und eingewiesenes Fachpersonal Wartungsarbeiten an *Nordex*-Windenergieanlagen ausführt.

Tabellarische Übersicht über die Wartungen

Betriebszeit	Wartungstyp	Erweiterter Wartungsumfang	Betriebszeit	Wartungstyp	Erweiterter Wartungsumfang
500 bis 1500 h	Erstwartung	-	18 Jahre	Jahreswartung	X3
1 Jahr	Jahreswartung	X1	19 Jahre		-
2 Jahre		-	20 Jahre		X5, X10, X20
3 Jahre		X3	21 Jahre		X3, X7
4 Jahre		-	22 Jahre		-
5 Jahre		X5	23 Jahre		-
6 Jahre		X3	24 Jahre		X3
7 Jahre		X7	25 Jahre		X5
8 Jahre		-	26 Jahre		-
9 Jahre		X3	27 Jahre		X3
10 Jahre		X5, X10	28 Jahre		X7
11 Jahre		-	29 Jahre		-
12 Jahre		X3	30 Jahre		X3, X5, X10
13 Jahre		-	31 Jahre		-
14 Jahre		X7	32 Jahre		-
15 Jahre		X3, X5	33 Jahre		X3
16 Jahre		-	34 Jahre		-
17 Jahre		-	35 Jahre	X5, X7	

5. Planung der Wartungsarbeiten

Eine Windenergieanlage ist eine komplexe technische Anlage zur Erzeugung von Elektroenergie. Die regelmäßige entsprechend den Vorgaben des Herstellers durchgeführte Wartung ist die Voraussetzung für einen zuverlässigen, fehlerfreien und sicheren Betrieb.

Für die Planung, Organisation und fristgerechte Durchführung der Wartungsarbeiten ist der Eigentümer der WEA verantwortlich.

Die Wartungsarbeiten umfassen die Rotorblätter, die Rotornabe, das Maschinenhaus, den Turm, das Turmfundament sowie die Steuerung der Anlage.

Wann welche Wartungsarbeiten durchgeführt werden, ist dem Wartungsbericht E0004345416 zu entnehmen. Dort sind die einzelnen Arbeiten in der Reihenfolge aufgeführt, wie sie zweckmäßiger Weise durchgeführt werden.

Die Wartung von prüfpflichtigen Ausrüstungen ist nicht Gegenstand der Wartungsanleitung. Diese Prüfungen werden durch befähigte Personen ausgeführt und vom Eigentümer entsprechend den landesspezifischen gesetzlichen Bestimmungen und in Übereinstimmung mit den zur jeweiligen Ausrüstung gehörenden Begleitunterlagen organisiert.

Eine Auflistung dieser Ausrüstungen befindet sich weiter hinten, siehe Kapitel 7.

Der Eigentümer stellt sicher, dass die Zuwegung zur WEA jederzeit den sicheren und schnellen Zugang zur Ausführung der Wartungsarbeiten ermöglicht.

6. Durchführung der Wartungsarbeiten

Wie welche Wartungsarbeiten durchgeführt werden, der Wartungsanleitung entnehmen.

Beim Austausch von Teilen oder Verbrauchsmaterialien während der Wartung nur die von Nordex zugelassenen verwenden. Jede Verwendung von Teilen anderer Hersteller, die Nordex nicht ausdrücklich zulässt, ist untersagt.

Nach Beendigung der Wartungsarbeiten den Bearbeitungsstand mit folgenden Symbolen in E0004345416 Wartungsbericht Delta4000 dokumentieren:

- OK = erledigt
- - = nicht erledigt
- B = Bemerkungen
- 0 = nicht relevant/nicht vorhanden

Wenn während der Wartungsarbeiten Fragen oder Unklarheiten auftreten, umgehend die *Nordex Energy SE & Co. KG* kontaktieren.

7. Prüfpflichtige Ausrüstung

Folgende Ausrüstung ist nicht Gegenstand der turnusmäßigen Wartungsarbeiten. Eine befähigte und bestellte Person oder Firma wartet diese. Die Durchführung dieser Wartungsarbeiten liegt in der Verantwortung des Betreibers der WEA.

Ausrüstung	Maßnahme	Prüffrist*
UMZ Relais inkl. Auslösung Leistungsschalter	Prüfung	4 Jahre
Niederspannungsleistungsschalter	Prüfung	4 Jahre
Netzschutzprüfung	Prüfung	4 Jahre
Erdungsanlage	Prüfung	4 Jahre
Blitzschutzsystem	Prüfung	4 Jahre
Schutzerdungsleiter PE und Schutzpotentialausgleich	Prüfung	4 Jahre
Isolationsmessung	Prüfung	4 Jahre
RCD- Schutzeinrichtung	Prüfung	1 Jahr
Isolationsüberwachungsgerät	Prüfung	4 Jahre
Differenzstromüberwachungsgerät	Prüfung	4 Jahre
Feuerlöscher	Austausch	2 Jahre
Erste-Hilfe-Kästen	Austausch	5 Jahre
Steigleiter im Turm	Prüfung nach Montageanleitung E0004872933	1 Jahr
Steigschutzsystem im Turm	Prüfung	1 Jahr
Aufstiegshilfe	Prüfung	1 Jahr
Falls vertraglich vereinbart: Im Turmfuß hinterlegte persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz	Prüfung	1 Jahr
Brückenkran mit Schiebefahrwerk	Prüfung	1 Jahr
Elektrischer Kettenzug	Prüfung	1 Jahr
Befahranlage	Prüfung (Zwischenprüfung) durch zugelassene Überwachungsstelle	1 Jahr
	Prüfung (Hauptprüfung) durch zugelassene Überwachungsstelle	2 Jahre
Anschlagpunkte für PSaGA	Prüfung nach G0413_WI01; Weiterführung der in der WEA hinterlegten Prüfnachweise	1 Jahr
Löschmittelbehälter	Sichtprüfung auf Schwund	1 Jahr
Steigschutzsystem im Maschinenhaus	Prüfung	1 Jahr

* Die genannten Fristen sind Empfehlungen von Nordex Energy SE & Co. KG. Diese sollten nicht überschritten werden. Gegebenenfalls sind kürzere Intervalle aufgrund von Gesetzlicher Vorgaben oder technischer Bewertungen erforderlich.

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Germany
<http://www.nordex-online.com>
info@nordex-online.com

Freigabeblatt:

Titel des Dokuments:	Allgemeine Wartungsanleitung Delta4000 General maintenance instruction Delta4000
----------------------	--

Dokumentnummer: E0004345392

Revision:	10	Ersteller/Datum:	Kitzmann Tino: 2022-06-15
Sprache:	DE		
Abteilung:	Engineering/CPS	Prüfer/Datum:	Haufft Tobias: 2022-06-16
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose		
Status:	Released	Freigeber/Datum:	Puttkammer Morten: 2022-07-05
Führende AST:	24013		

Die Seite ist Teil des Dokumentes Allgemeine Wartungsanleitung Delta4000, Rev. 10/2022-07-05 mit 17 Seiten
Das Dokument wurde elektronisch erstellt und freigegeben.

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Anlagen:

- 16.1.6.1 05_2014650DE_R03_Transport_Zuwegung_N163_6.X.pdf

Allgemeine Dokumentation

Transport, Zuwegung und Krananforderungen

Delta4000 - N163/6.X

Rev. 03/16.02.2022

Dokumentennr.:	2014650DE
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

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

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2022 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

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

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N163/6.X

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

1. Grundlagen

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

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

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

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

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

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

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

HINWEIS

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

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

Für den Transport können weitere Anweisungen bei Nordex angefordert werden.

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

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

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

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

2. Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung

2.1 Maschinenhaus

Beim Transport des Maschinenhauses sind Triebstrang, Rotornabe und weitere Aufbauten (Haube, Gefahrenfeuer, Windmessgeräte, Blitzableiter usw.) noch nicht montiert. Das Transportgestell für das Maschinenhaus besteht aus 2 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.

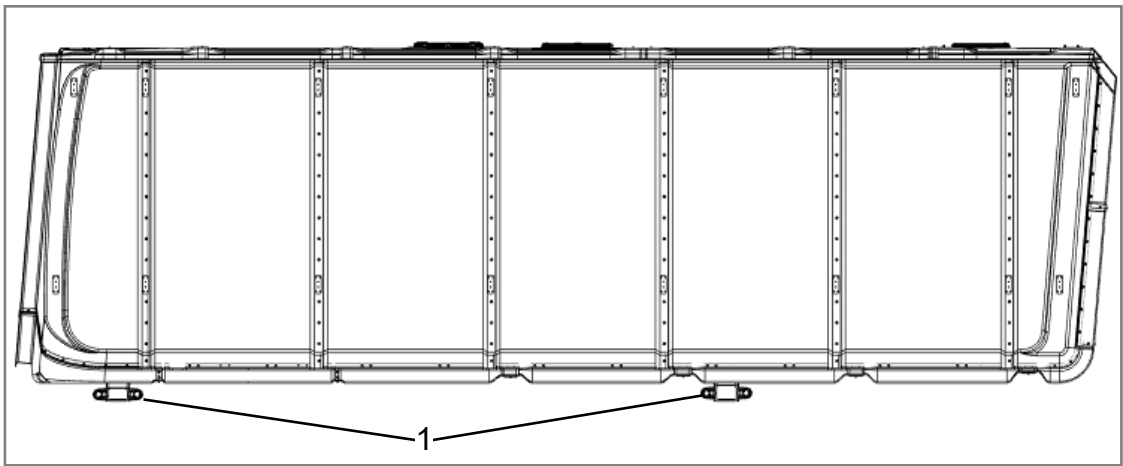


Abb. 1: *Beispieldarstellung Maschinenhaus, Ansicht seitlich mit Transportfüßen (1)*

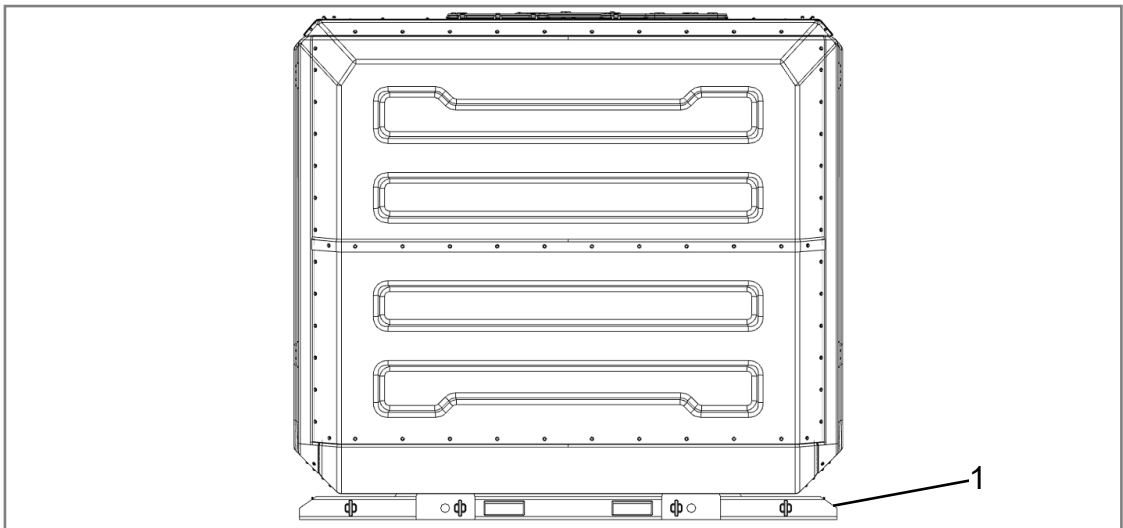


Abb. 2: *Beispieldarstellung Maschinenhaus, Ansicht von hinten mit Transportfüßen (1)*

2.2 Triebstrang

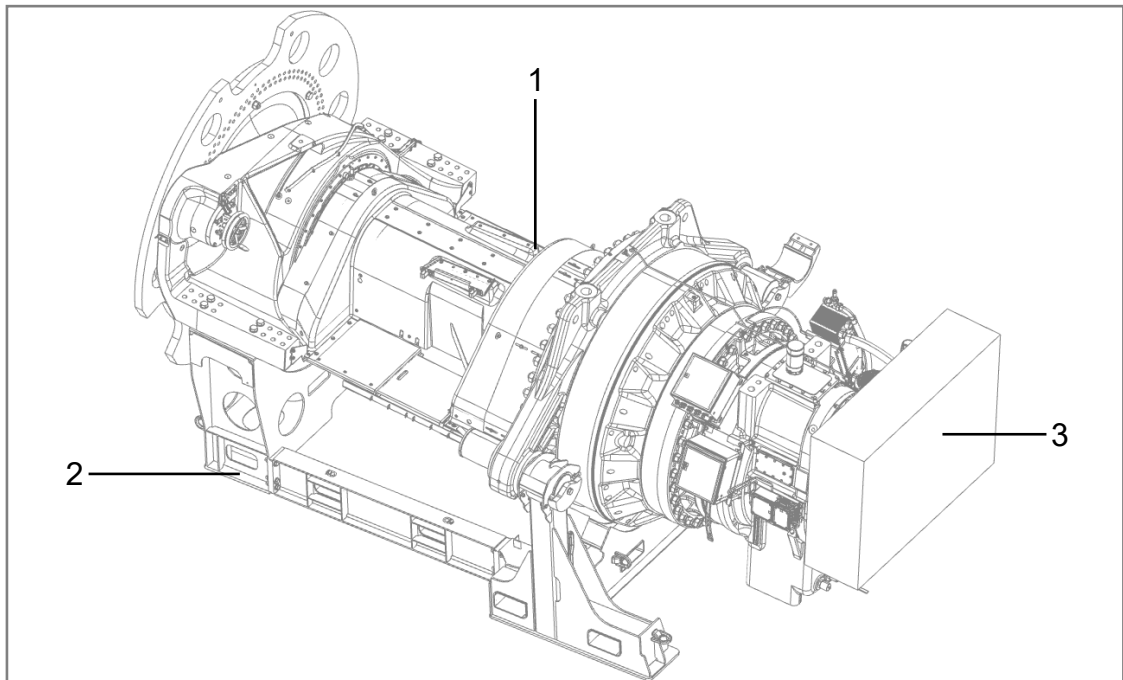


Abb. 3: Bsp. für Triebstrang (1) auf Transportgestell (2) mit Holzabdeckung (3)

2.3 Rotornabe

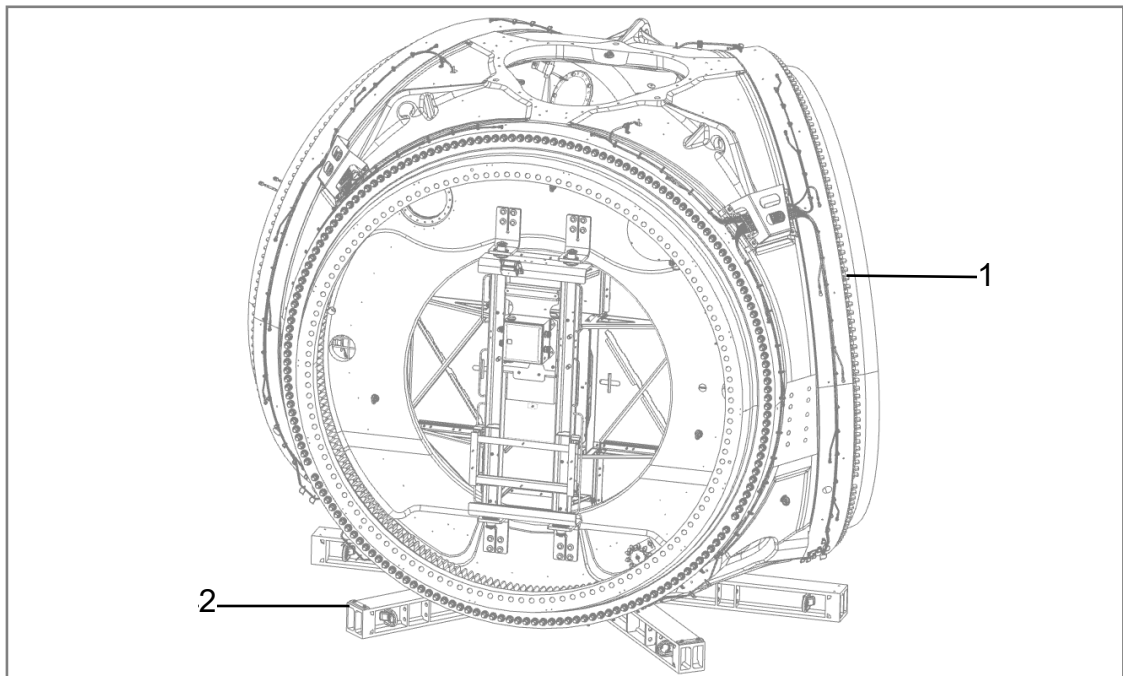


Abb. 4: Bsp. für Rotornabe (1) auf Transportgestell (2) im Transportzustand

Der Nabenkörper wird ohne montierten Spinner auf einem teilbaren Transportgestell geliefert. Der Transport erfolgt auf Antirutschmatten. Die Spinner Teile werden vor Ort neben der Kranstellfläche auf der eigens dafür vorgesehenen Nabenvormontagefläche (siehe Abb. 21, Seite 33 und Abb. 22, Seite 34) montiert.

2.4 Rotorblatt

Jedes Rotorblatt wird mit einem Trailer auf 2 Transportgestellen angeliefert. Ein Transportgestell ist an der Blattwurzel befestigt, das andere am Stützpunkt. Aufgrund der Blattlänge und Struktur wird das Blatt im flachen Zustand transportiert. Die Hinterkante zeigt in Fahrtrichtung nach links, siehe Abb. 6.

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

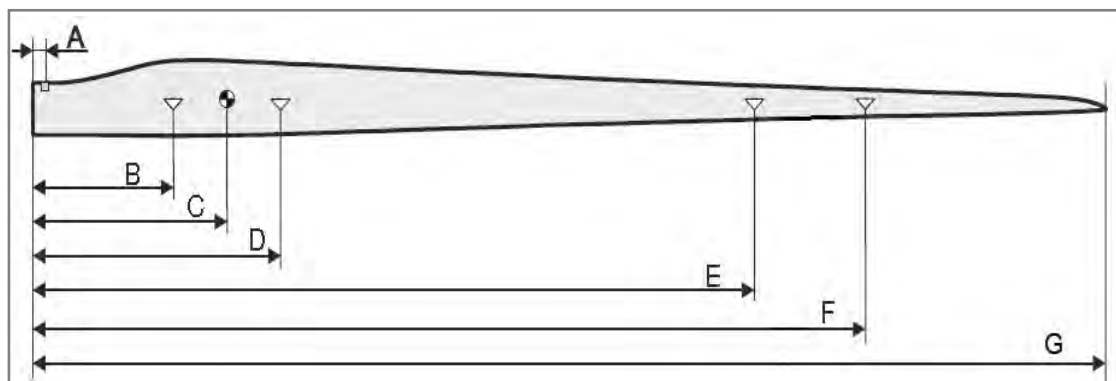


Abb. 5: Transportabmessungen Rotorblatt Seitenansicht

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

		NR81.5 [m]
A	Hebepunkt Wurzel	0,50/1,00 ¹⁾
B	Hebepunkt Einzelblattmontage	auf Anfrage
C	Schwerpunkt	ca. 20,40
D	Hebepunkt EBM	auf Anfrage
E	Beginn Hebebereich ³⁾	45,00
F	Ende Hebebereich ³⁾	53,50
G	Länge	79,70
J	Transportbreite	ca. 4,40
K	Transporthöhe	max. 4,00 ²⁾
–	Auflagepunkt Transportgestell	47,00-67,00

1) Hebepunkt ohne/mit Regenabweiser

2) Mit Tipuntergestell auf Boden.

3) Unter Berücksichtigung der zulässigen Flächenpressung

- Details sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

- Einzelblattmontage mithilfe von Traversen am Schwerpunkt

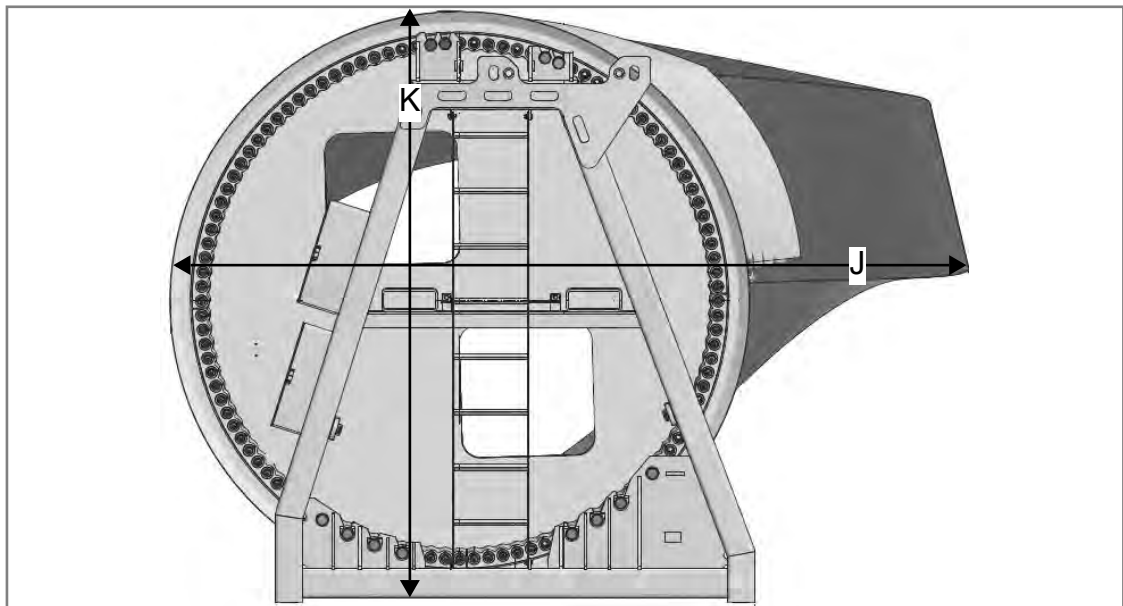


Abb. 6: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel

2.5 Maße und Gewichte der Komponenten am Kranhaken

2.5.1 Maße und Gewichte beim Transport (mit Transportgestell)

Maschinenhaus	
Höhe/Breite/Länge ohne Aufbauten	4,03 m/4,33 m/12,77 m
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang*	max. 73,6 t

Triebstrang	
Höhe/Breite/Länge	3,25 m/3,40 m/6,73 m
Gewicht nur Triebstrang*	max. 84,1 t

Rotornabe	
Höhe/Breite/Länge ohne Spinner	4,00 m/4,64 m/5,25 m
Gewicht*	max. 57,0 t

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.5.2 Maße und Gewichte bei Errichtung (ohne Transportgestell)

Maschinenhaus	
Höhe/Breite/Länge mit Dachaufbauten	6,87 m/5,11 m/13,25 m
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang	max. 73,2 t
Gewicht nur Triebstrang	max. 81,4 t

Rotornabe	
Höhe/Breite/Länge mit Spinner und Blitzrezeptoren	5,22 m/5,70 m/5,47 m
Gewicht*	max. 56,1 t

Rotorblatt	N163
Gewicht je Blatt	max. 26,9 t

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.6 Transportvorrichtungen

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

Transportvorrichtungen alle Anlagen	NR81.5
Maschinenhaus	1,3 t
Triebstrang	2,6 t
Rotornabe	1,7 t
Rotorblatt (Wurzel/Spitze) je nach Transporttechnik	Tip-Rahmen: 2,5 t (zweiteilig)
	Straßentransport: 1,33 t
	Seetransport: 2,42 t zusätzlich

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

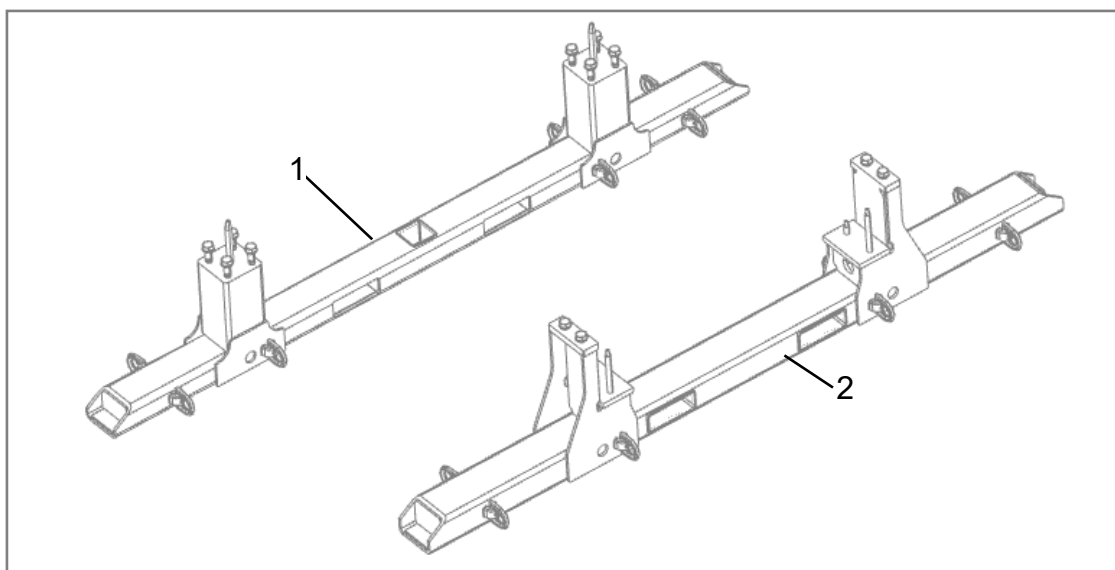


Abb. 7: Transportfüße Maschinenhaus vorn (1) und hinten (2), Abb. ähnlich

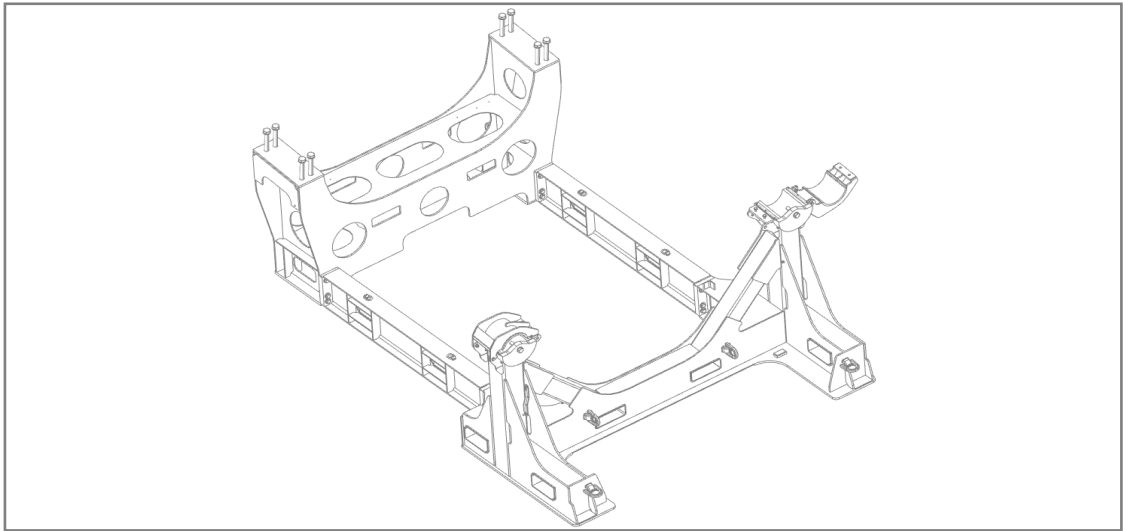


Abb. 8: Transportvorrichtung Triebstrang , Abb. ähnlich

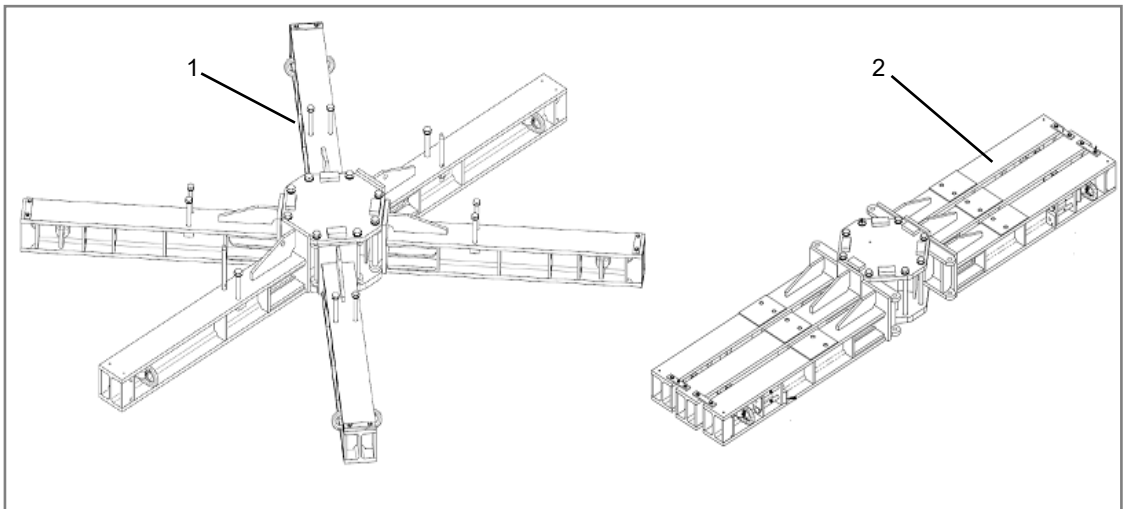


Abb. 9: Transportvorrichtung Nabe aufgebaut (1) und demontiert (2)

2.7 Türme

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

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

Türme	TS118-03	TS138-00	TS148-01	TS159-01	TCS164B-03
Nabenhöhe	118,0 m	138,0 m	148,0 m	158,5 m	164,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm				Hybridturm
Max. Sektionslänge	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m	30,00 m
Max. Sektionsgewicht	80 t	98 t	100 t	100 t	80 t

Durch Transporthilfsmittel kann die Transporthöhe um 7 cm größer als der Turmdurchmesser sein. Die Anschlagmittel haben eine Bauhöhe von jeweils 15 cm, verlängern also die Turmsektionen. Gewichtsangaben berücksichtigen Transportausrüstung. Die längste angegebene Sektion muss nicht identisch mit der schwersten Sektion sein.

2.8 Ankerkörbe

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

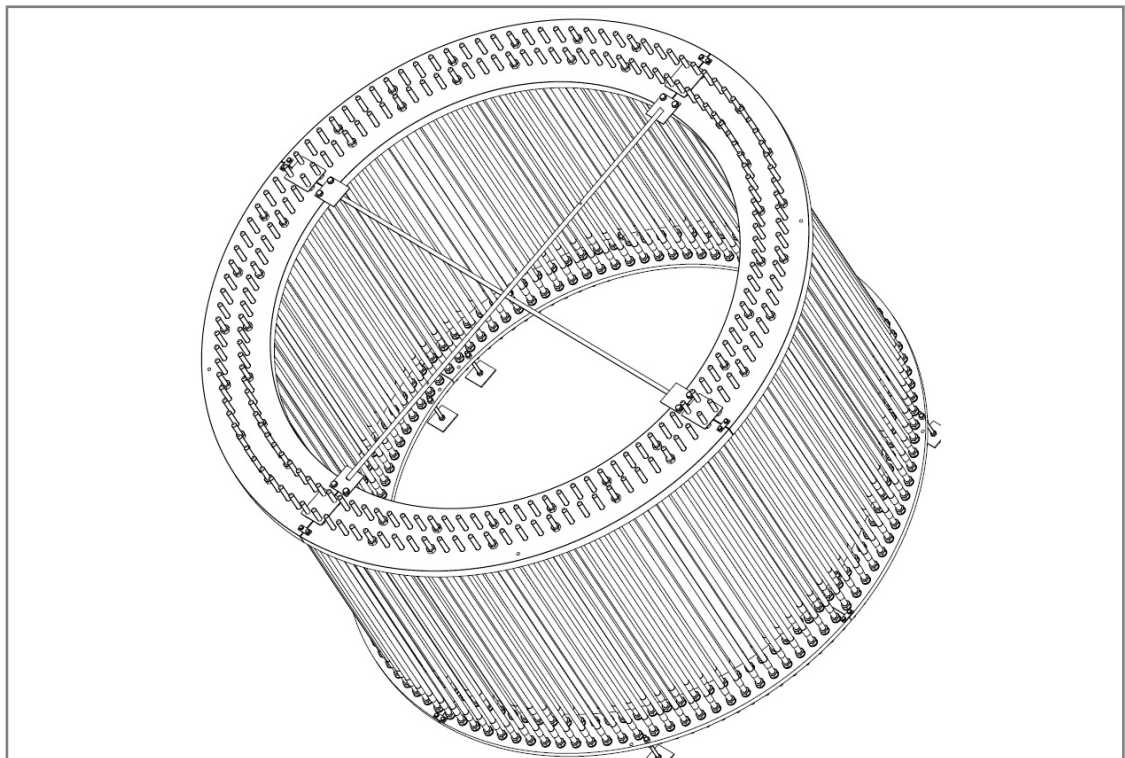


Abb. 10: Beispiel für einen Ankerkorb mit 4 x 56 Ankerbolzen

WEA	Bezeichnung	Teile	Dicke [mm]	Abmessungen maximal [mm]	Gewicht maximal [t]
bspw. N163/6.X	Lastverteilblech	4	100	außen Ø 5640	7,6
	Ankerplatte	4	50	außen Ø 5400	2,3
	Ankerbolzen	224	M42	L=3560	8,0
	Scheiben, Muttern, Kleinteile				ca. 0,5

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

3. Anforderungen an die Zugangswege

3.1 Generelle Anforderungen

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

- Tragfähigkeits- und Grundbruchnachweise sind vor Baubeginn an Nordex zu übermitteln, Kapitel 4.2.6.
- WEA Standorte
- Wegeplanung inkl. Höhen- und Längsprofil mit Steigungen und vertikalen Radien, Querprofil, Kurvenradien und Hindernissen im Lichtraumbereich
- Wendetrichter, Park- und Ausweichflächen
- Kranstellflächen in Bezug auf Fundament und Anlagenstandort
- Lage des Baustellenbüros/Baustelleneinrichtung mit eventueller temporärer Lagerfläche für Hauptkomponenten.
- Rettungs- und Montagewege, die für PKW, Rettungswagen, Kleintransporter und Baustellenfahrzeuge befahrbar sein müssen.
- Bei eingeschränkter Sicht, Dunkelheit oder Nebel sowie bei widrigen Witterungsverhältnissen dürfen keine Fahrvorgänge vorgenommen werden.
- Abhängig von der Jahreszeit / Witterung muss die Befahrbarkeit der Wege gewährleistet sein. Z. B. 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.



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

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

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

3.2 Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen

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

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

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

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

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

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

4. Belastungen

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

Fahrzeugaufkommen je Windenergieanlage

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

Fahrzeuggewichte

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

4.1 Steigungen, Gefälle und vertikale Radien

4.1.1 Steigungen und Gefälle

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

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

Gegen entsprechende Mehrkosten müssen zusätzliche Zug- und Schubmaschinen sowie Zugfahrzeuge mit geeigneter Zugvorrichtung (Registerkupplung) eingesetzt werden, wodurch bei geeigneter Oberflächenbeschaffenheit/gebundener Ausbauphase auch größere Steigungen bewältigt werden können. Die größeren Längen des Gesamtzuges sind in der Planung des Wegebauwerks 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, sodass der Einsatz von zusätzlichen Zugmaschinen oder Bremsfahrzeugen erforderlich werden kann.

4.1.2 Vertikale Radien

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

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

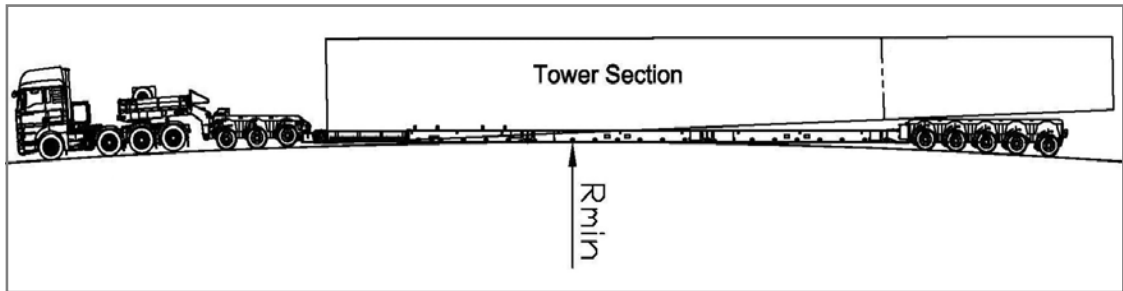


Abb. 11: Vertikaler Radius Kuppe

4.1.3 Lichtraumprofil auf gerader Strecke

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

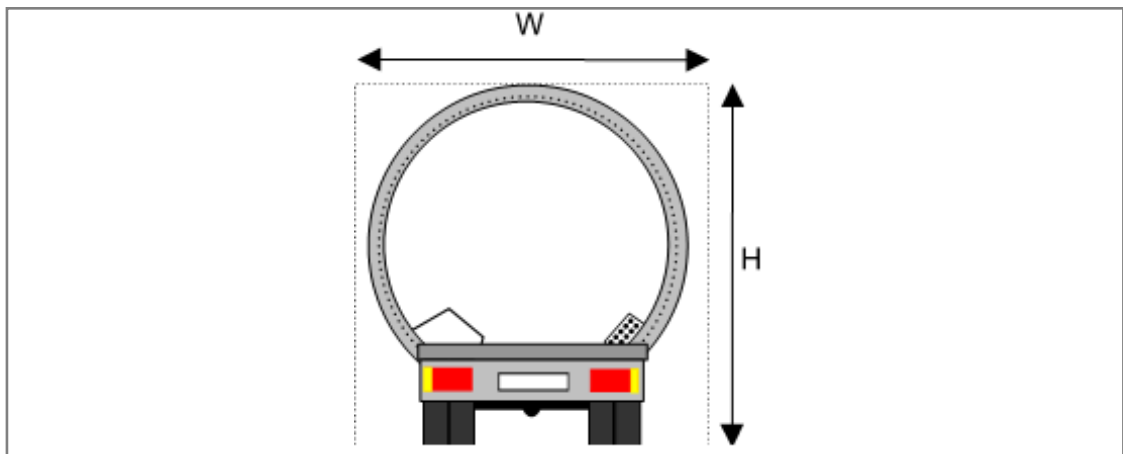


Abb. 12: Lichtraumprofil

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

Sollte der Einsatz der bis zur Baustelleneinfahrt verwendeten Transporttechnik aufgrund lokaler Gegebenheiten (Topografie, Streckenführung, Hindernisse) auf der internen Baustellenzuwegung nicht möglich sein, so können Komponenten bei Bedarf auf andere Transporttechnik umgeladen werden, die die Lieferung zur Kranstellfläche ermöglichen. Der Einsatz von zusätzlichem adäquaten Equipment

sowie Spezialtransportequipment ist nicht im Standard Liefer- und Leistungsumfang von Nordex inbegriffen. Jegliche in diesem Zusammenhang entstehenden Mehrkosten werden gesondert verrechnet. Die für solche Zwecke notwendigen Krankapazitäten und baustellennahen bzw. -internen Umladeflächen sind mit Nordex im Vorwege abzustimmen. Ein entsprechendes Liefer-, Umlade- und Lagerkonzept wird unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und möglicher umsetzbarer Maßnahmen ausgearbeitet. In diesem Fall sind 6 m Lichtraumprofil (Höhe) Mindestvoraussetzung.

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

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



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

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

4.2 Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter

4.2.1 Kurven

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

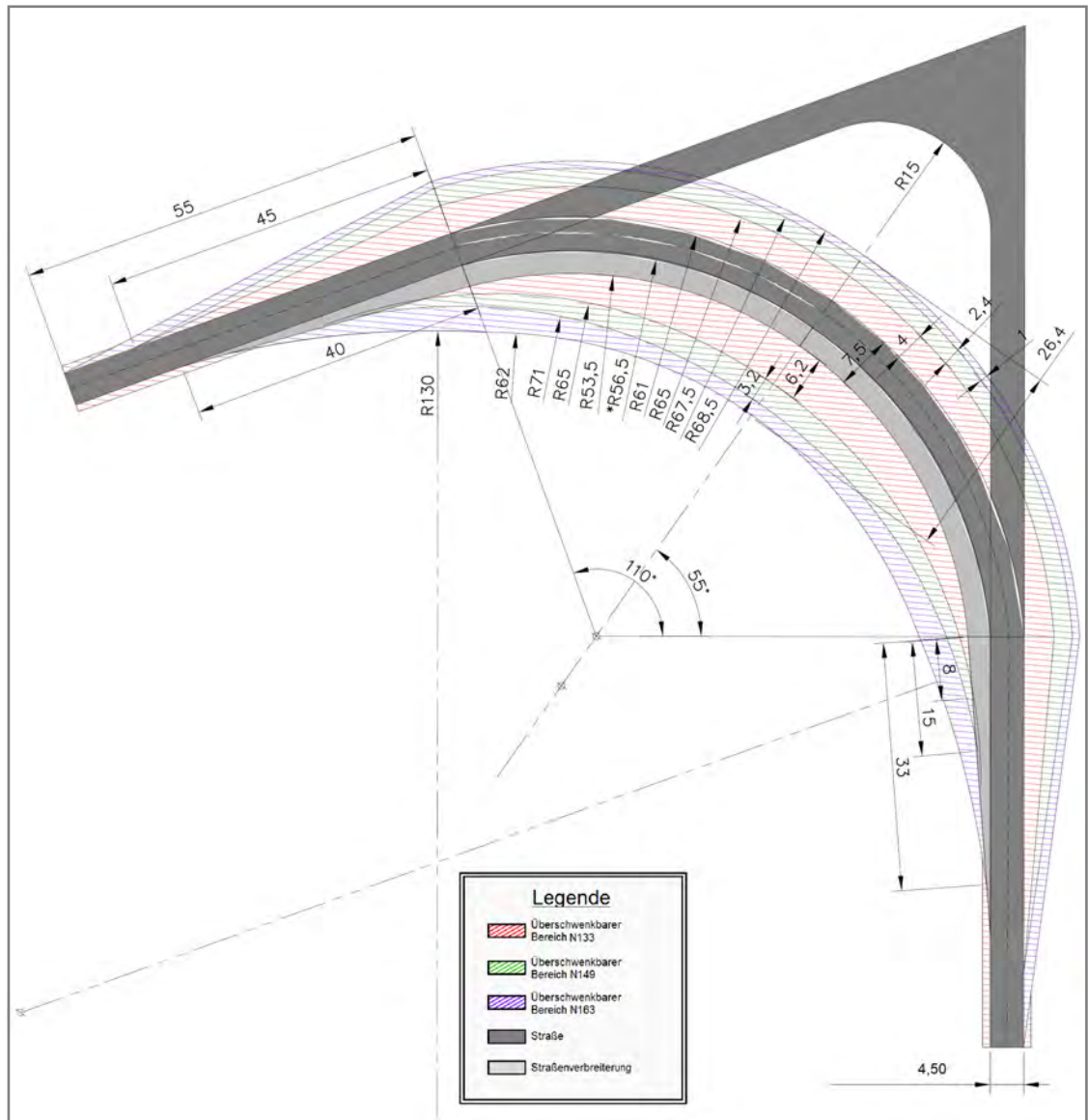


Abb. 13: Minimaler Ausbau 70°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

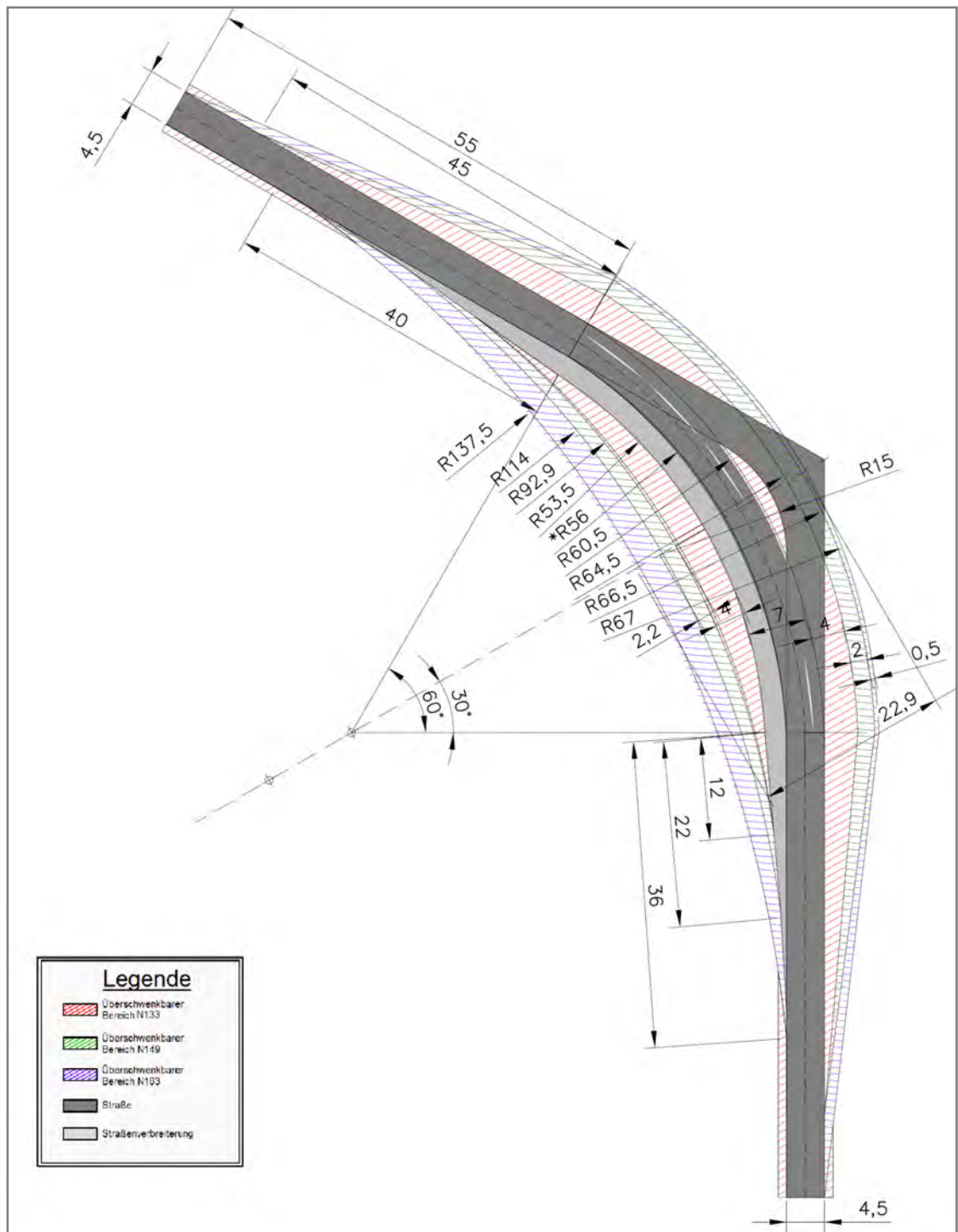


Abb. 15: Minimaler Ausbau 120°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe



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

Die durchgezogenen Linien zeigen den Fahrweg des LKW. Die gestrichelten Linien zeigen die überschwenkten Bereiche von Fahrzeug und Rotorblatt. Der äußere

überschwenkte Bereich wird von der hinten überstehenden Länge des Rotorblatts bestimmt.

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

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

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



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

4.2.2 Wendemöglichkeit und Trichter

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

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

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

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



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

4.2.3 Wegebau

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

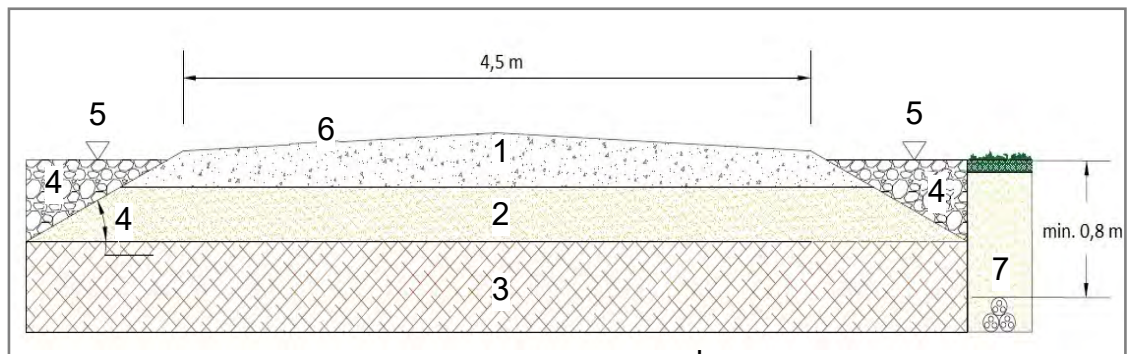


Abb. 16: Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

- | | |
|--|---------------------------------|
| 1 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 entsprechend Kapitel 4.2.6 erfolgen.
- Kabelgräben sind lediglich seitlich entlang der Zuwegung in entsprechender Tiefe auszubauen. Sofern Kabel die Zuwegung queren, müssen sie an den entsprechenden Stellen Leerrohre zu verlegen. Das Einbetten sowie das Verfüllen der Kabelgräben hat mit adäquatem Material in entsprechender Bauweise gemäß Nordex Anforderungen zu erfolgen.
- Auf geraden und 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.

- Der Einsatz von Ziegel- oder Betonbruch (frei von sonstigem Bauschutt) als Alternative für Schotter für die Trag- und Deckschicht ist denkbar.
- Asphaltierte/betonierte Bestandswege mit einer geringeren befahrbaren Breite als der oben genannten, 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 %.
- Die Verdichtung des anstehenden Untergrundes sowie aller Schichten für spätere Schwertransporte müssen maschinell durchgeführt werden.
- Ebene Straßenoberflächen müssen hergestellt sein.
- Bei Ausbau der Zuwegung in Hanglage ist es je nach Böschungswinkel, Böschungstiefe (über 0,5 m) sowie tragfähigem Unterboden erforderlich, einen zusätzlichen Schutzstreifen von bis zu max. 2 m zusätzlich zur Fahrbahnbreite auszubauen. Die Fahrbahnkante ist in diesem Fall durch Reflektoren kenntlich zu machen. Die Breite des erforderlichen Schutzstreifens ist im Vorwege mit Nordex sowie einem Baugrundgutachter abzustimmen.
- Eine 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 Höheniveau 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 Verkehrswegen. Es können Spurbreiten bis zu 12 m erforderlich sein.
- Sollte sich die Fahrbahnoberfläche durch die Bauweise nicht oder nur wenig von dem umliegenden Gelände unterscheiden lassen, muss die Fahrbahn durch Reflektoren in 25 m Abständen auf geraden Streckenabschnitten kenntlich gemacht werden, in Kurvenbereichen in 5 m Abständen.

4.2.4 Ausweichflächen

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

Die nachfolgenden beiden Darstellungen zeigen einen beispielhaften Ausbau der Park- und Ausweichflächen. Diese Flächen können temporär mit Schotter ausgebaut oder mit befahrbar/verschraubbaren Platten ausgelegt werden. Die Seitenneigung darf 2 % nicht überschreiten. Je nach Auslegung der parkinternen Infrastruktur können die Park- und Ausweichflächen in die Hilfskranflächen (Kranstellflächenbereich für die Montage des Kranauslegers) integriert werden, siehe Abb. 17 bis Abb. 21. Ausweichflächen sollten so angeordnet werden, dass diese unter anderem für Leerfahrzeuge als Ruhezone zu verwenden sind.

Grundsätzlich ist mindestens eine Ausweichfläche/Parkfläche nahe der Windparkzufahrt zu planen, sodass 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 einer Länge $L=100$ m zusätzlich zu der bestehenden Hauptzufahrtsstraße geschaffen werden, sodass entgegenkommende Fahrzeuge ausweichen können. Dies gilt für alle Fahrzeuge.

Standort- und zuwegungsbedingt müssen bei Zuwegungen zu den Montageflächen, bei denen die Zufahrt als An- und Abfahrt dient (Sackgasse) Ausweichflächen einseitig längsseitig mit den Dimensionen $L=300$ m zusätzlich zu den bestehenden Wegen geschaffen werden. Damit wird z. B. Rettungsfahrzeugen die hindernisfreie Zufahrt während der Errichtungs- und Anlieferungsphase ermöglicht.

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

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

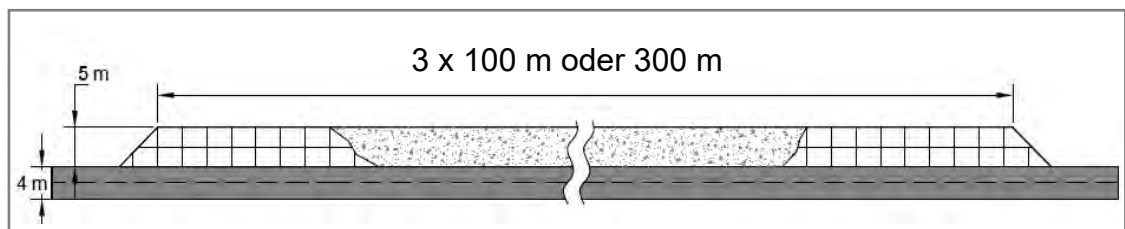


Abb. 17: Normale Ausweichflächen (ohne Integration in Hilfskranflächen)

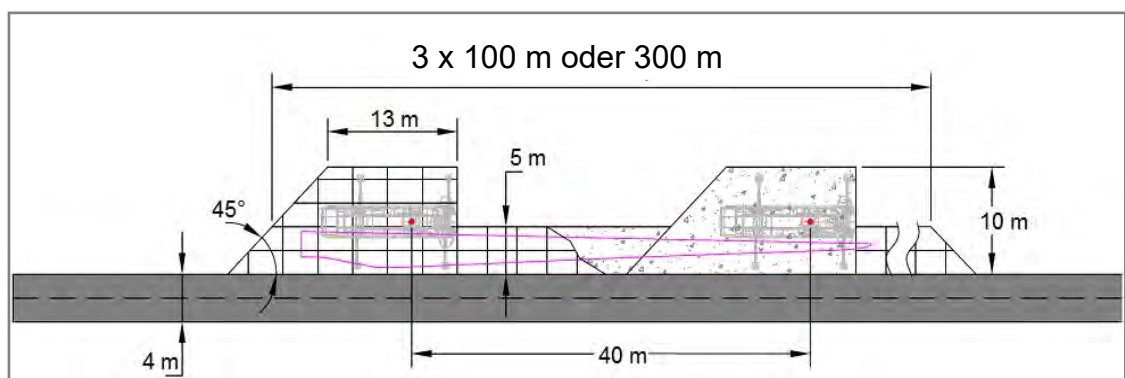


Abb. 18: Ausweichflächen mit Integration in Hilfskranflächen

4.2.5 Lagerflächen und Baubüro

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

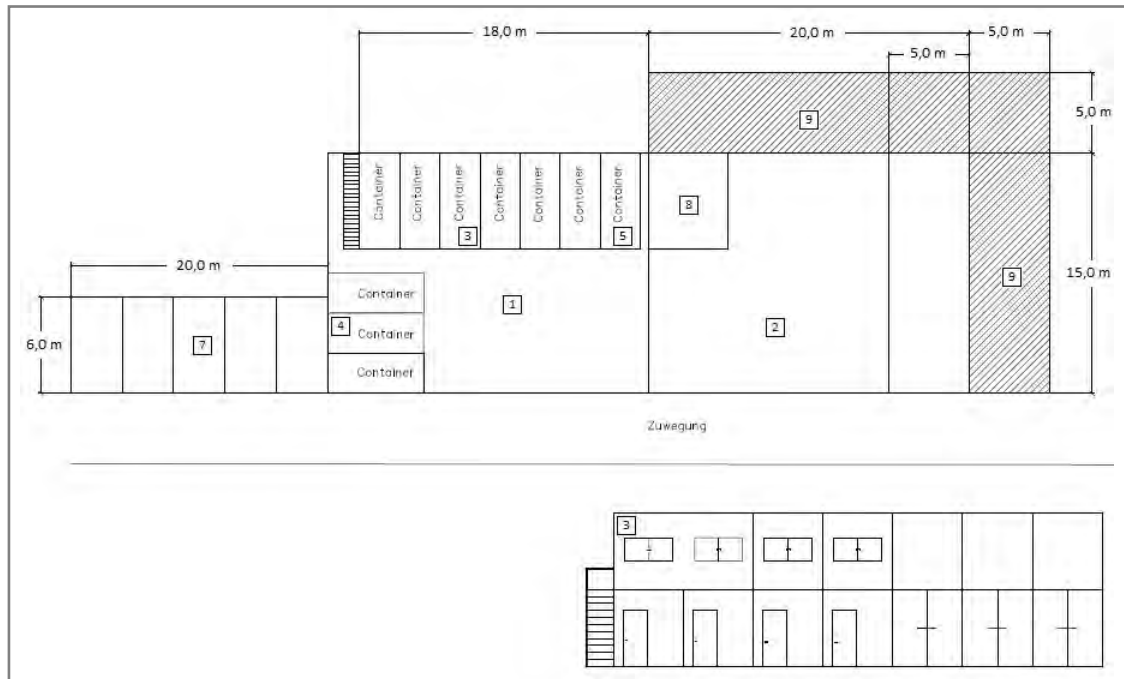


Abb. 19: Nordex Baustellenbüro (Beispiel)

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

Anforderungen für die Bürofläche

- Die Fläche muss außerhalb des Gefahrenbereichs (Anlagenhöhe + 30 m) liegen.
- Die Lage sollte im Bereich der Windparkeinfahrt (Hauptzufahrt) auf einem geraden Streckenabschnitt sein, an dem alle Transporte in den Windpark einfahren (Einfahrkontrolle, An-, Abmelde- und Lotsenpunkt).
- Der Ausbau erfolgt in gleicher Bauweise wie die Zuwegung (siehe Kapitel 4 "Belastungen").
- Der 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. 690 m² ist durch den Auftraggeber zur Verfügung zu stellen, um folgende Einrichtungen unterzubringen:

- Nordex Büro 20-ft-Container

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

4.2.6 Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen

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

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

*Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

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

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



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

4.3 Reibseilabspannung

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

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

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

Turm	Abspannradius [m]
N163/6.X TS-Türme	max. 65 m

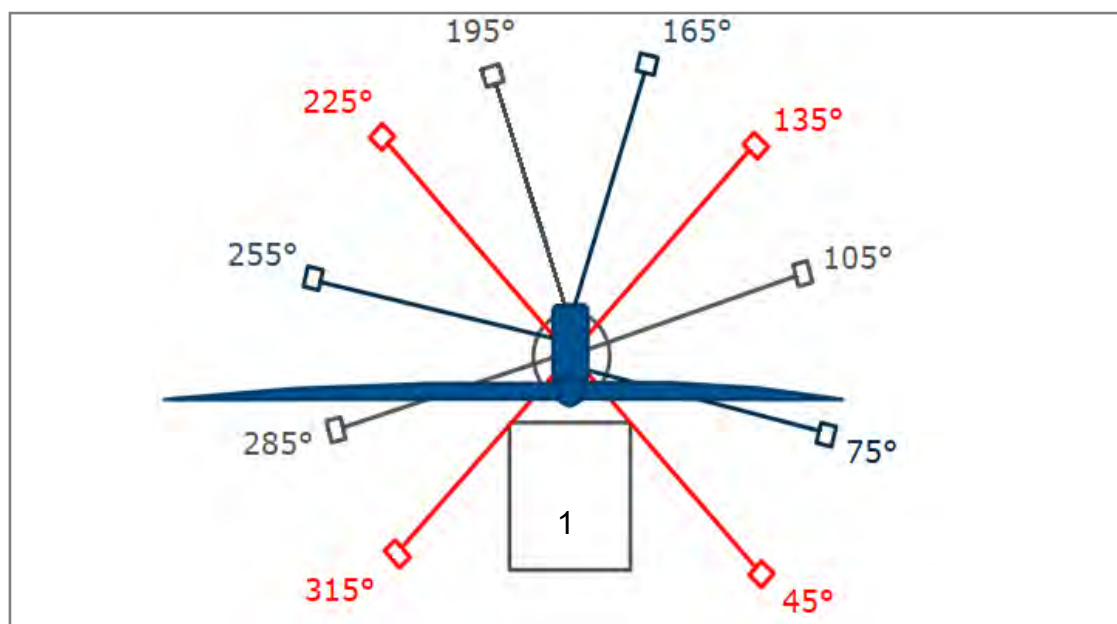


Abb. 20: Draufsicht, allgemeiner Fall, Aufstellvarianten für Gestelle
1 Kranstellfläche

4.4 Öffentliche Straßen

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

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

5. Krananforderungen

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

Die erforderliche Hakenhöhe beträgt Nabenhöhe + 14 m.

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

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

6. Kranstellfläche

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

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

Bei Hybridtürmen ist der Übergang (Auffahrrampe, siehe Abb. 26) zwischen Kranstellfläche und dem verfüllten Fundament mit einer Steigung von maximal 10° in geschotterter Bauweise mit einer Tragfähigkeit von 120 kN herzustellen, sodass Baustellenfahrzeuge den Fundamentbereich montagebedingt befahren können. Die Rampe ist so anzusetzen, dass der Hauptkran uneingeschränkt arbeiten kann und die Rettungswege ebenfalls uneingeschränkt erhalten bleiben. Bei Stahlrohtürmen kann alternativ anstelle der Rampe ein Aufgang ausgebaut werden, siehe Abb. 24 und Abb. 25.

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

Aushub/Abraum ist lediglich hinter dem Fundament (siehe Abb. 21) oder außerhalb der dargestellten Montage-, Lagerflächen und Kurvenbereiche samt Überschwenkbereiche (siehe Kapitel 4.2.1) zu lagern.

Um einen Schmutzeintrag in die Windenergieanlage zu vermeiden, muss ein Zugang in geschotterter Bauweise von der Kranstellfläche zum Fundament (WEA-Tür) hergestellt werden.

Direkt um das Fundament herum muss ein begehbare Arbeitsraum von ca. 2 m Breite vorhanden sein. Das Maschinenhaus darf nur auf der Kranstellfläche oder unter Verwendung von Baggermatten/Holzunterlagen auf geeignetem, tragfähigem Boden abgestellt werden.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

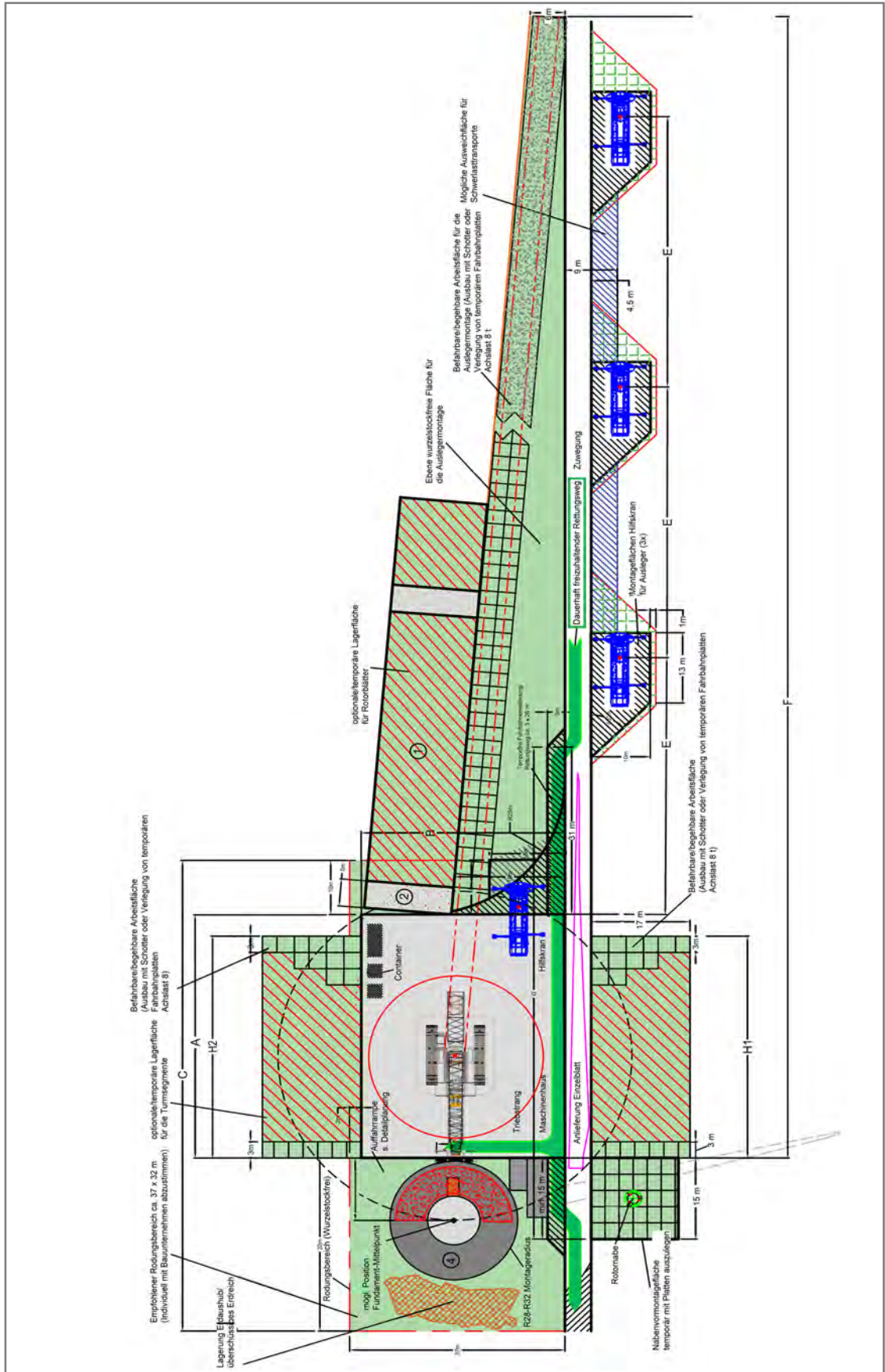


Abb. 22: Anforderungen Kranstellfläche Wald bis max. 170 m Nabhöhe

Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Stahlrohrturm

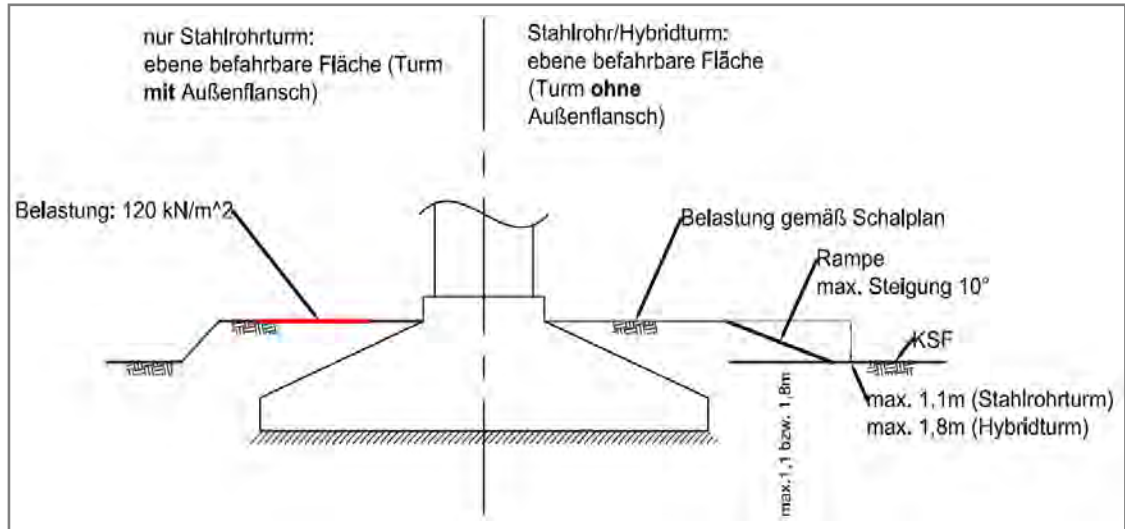


Abb. 23: Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Turm, Seitenansicht

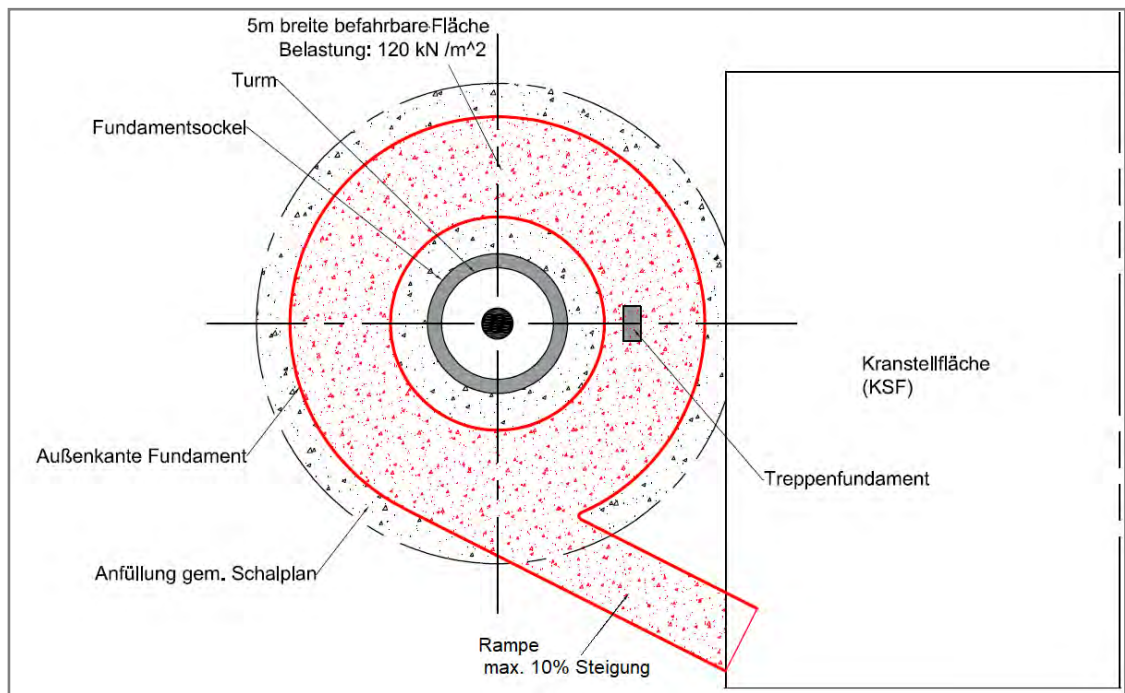


Abb. 24: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm mit Außenflansch

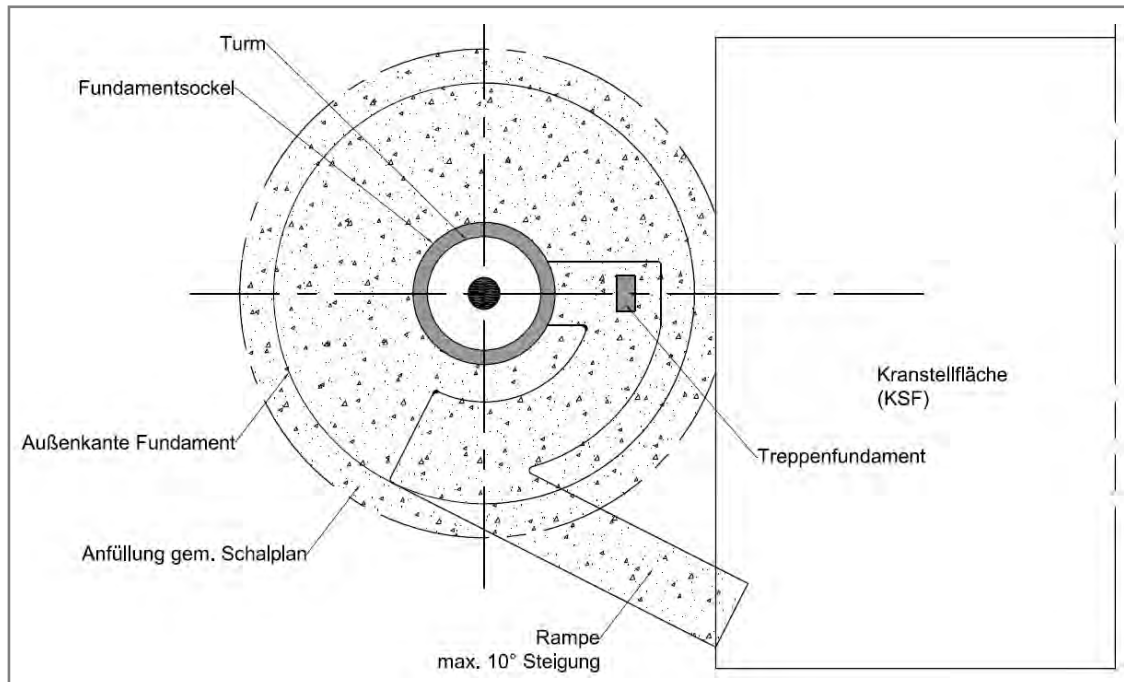


Abb. 25: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm ohne Außenflansch

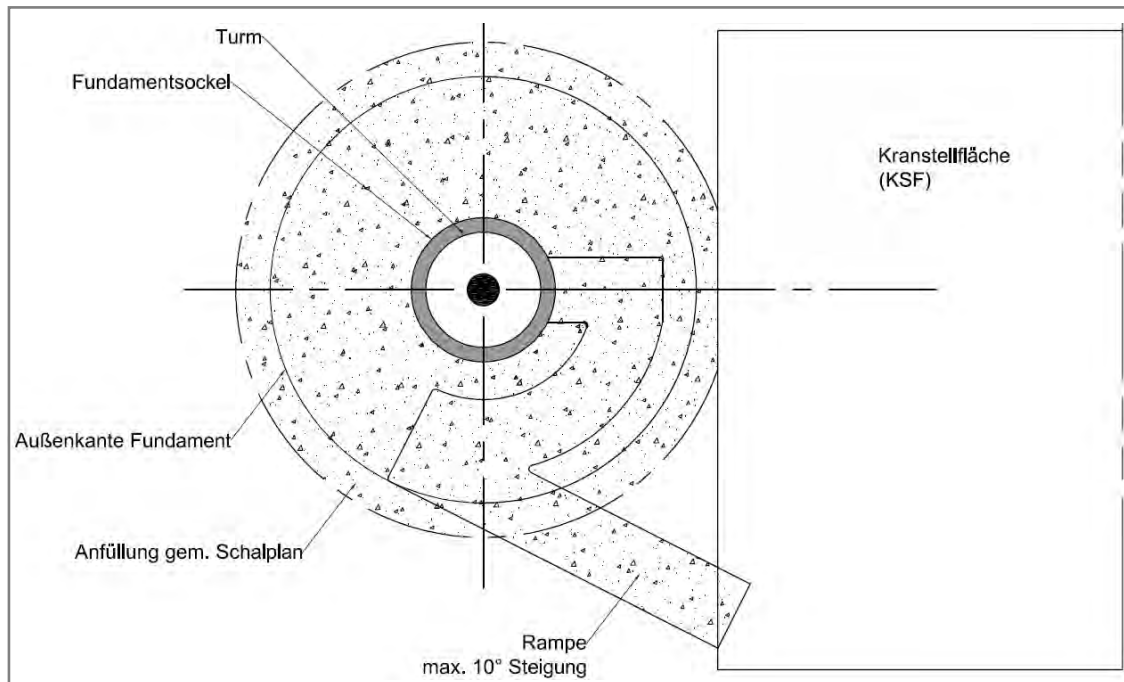


Abb. 26: Fläche um den Turm in Draufsicht, Hybridturm

Kranstellfläche	Alle TS-Türme [m]	TCS164 [m]
A - Länge Kranstellfläche (KSF)	40	45
B - Breite KSF	35	35
C - Länge Rodungsbereich für Blattlagerfläche	85	85
E - Abstand Hilfskrantaschen, jeweils zur Drehkranzmitte	50	50
F - Länge Auslegermontagefläche, gerodet (gemessen ab Übergang Fundamentkante/Kranstellflächenkante)	160	210
G - Länge Rettungsgasse/längstes Fahrzeug Rotorblatttransport muss umfahren werden können	96	96
H1 - Länge Turmlagerfläche	36	36
H2 - Länge Turmlagerfläche 2	36	–
1 - Blattlagerfläche*	15 x 83	15 x 83
2 - Bladefingers/Auflagepunkte für die Rotorblatt-Transportgestelle (Abstand gemäß Tabelle Ziffer 2.4)	5 x 15	5 x 15

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

Alternative Auslegungsvarianten:

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

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- 16.1.7 Datenblatt Luftfahrtanfragen_Buchholz1.pdf
- 16.1.7.1 E0004000420_DE_R06_Kennzeichnungen_allgemein_D4k.pdf
- 16.1.7.2 14.2_NALL01_064691_DE_R14_Kennzeichnungen DE.pdf
- 16.1.7.3 Bestätigung USV Zeit nach AVV 2020 6 TF mit IR.pdf
- 16.1.7.4 Beschreibung des PROTEA BNK.pdf
- 16.1.7.5_Anlage 1 - Zertifikat der Flugwarnbefeuerung (QFWE + IR-Feuer).pdf
- 16.1.7.6 Anlage 2 - Zertifikat der Flugwarnbefeuerung (IR-Feuer).pdf
- 16.1.7.7 Baumusterprüfung_Protea-BNK.pdf

Datenblatt informelle Voranfrage
Das Inkrafttreten der EU-Verordnung 73/2010 bitte ich zu beachten!

Adresse Betreiber: WP Buchholz 1 Betreiber: mea Energieagentur Mecklenburg Vorpommern

Tel. / Fax / E-Mail:

Marktstammdatenummer:

Liegt dem Vorhaben ein rechtskräftiger Flächennutzungsplan zugrunde? Wenn Nein bitte begründen! Ggf. auf einem gesondertem Blatt.

Ja :															
Nein :		Planung beruht auf Vorgaben des Regionalen Planungsverbandes Westmecklenburg mit Stand 04/2021													
							Geografische Koordinaten im Bezugssystem WGS 84 KEINE Rechts- und Hochwerte								
Nr.	Name des Windparks	WEA-Bezeichnung	WEA-Typ	NH in m	RD in m	WEA-Störty	Latitude Format: 50 32 27,6	Longitude Format 9 17 26,3	Anlagenleistung in KW	Anlagenhöhe über Grund in m	Geländehöhe m NHN im Bezugssystem	Gesamthöhe mNHN	Gemarkung	Flur	Flurstück
1	Buchholz	1	Nordex N163	164	163	D	53°45'11,8"	11°5'59,8"	7.000	245,50	58,00	303,50	Groß Hundorf	2	57/2
2	Buchholz	2	Nordex N163	164	163	D	53°44'56,7"	11°6'7,1"	7.000	245,50	64,00	309,50	Groß Hundorf	2	55/2
3	Buchholz	3	Nordex N163	164	163	D	53°44'56,3"	11°6'43,9"	7.000	245,50	57,00	302,50	Groß Hundorf	1	106
4	Buchholz	4	Nordex N163	164	163	D	53°44'40,1"	11°6'56,7"	7.000	245,50	60,00	305,50	Buchholz	1	35
5	Buchholz	5	Nordex N163	164	163	D	53°44'27,1"	11°6'56,9"	7.000	245,50	58,00	303,50	Buchholz	1	35
6	Buchholz	6	Nordex N163	164	163	D	53°44'42,0"	11°7'22,6"	7.000	245,50	63,00	308,50	Buchholz	1	38
7	Buchholz	7	Nordex N163	164	163	D	53°44'29,6"	11°7'17,8"	7.000	245,50	63,00	308,50	Buchholz	1	38
8	Buchholz	9	Nordex N163	164	163	D	53°44'16,8"	11°8'28,4"	7.000	245,50	60,00	305,50	Paetrow	1	5
9	Buchholz	10	Nordex N163	164	163	D	53°44'9,3"	11°8'11,6"	7.000	245,50	61,00	306,50	Paetrow	1	3/2
10	Buchholz	12	Nordex N163	164	163	D	53°43'52,1"	11°7'51,9"	7.000	245,50	61,00	306,50	Passow	1	12
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															

Erläuterungen:

NH - Nabenhöhe des Anlagentyps

RD - Rotordurchmesser des Anlagentyps

Störty:

RD: =
< 60 m: **B**
60 - 100 m: **C**
> 100 m: **D**

Allgemeine Dokumentation

Kennzeichnung von Nordex- Windenergieanlagen

Rev. 06/15.09.2021

Dokumentennr.:	E0004000420
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

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

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

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

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

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

info@nordex-online.com

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

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

1. Allgemein

1.1 Verwendungszweck

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

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

1.2 Abkürzungen

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

2. Allgemeine Farbgebung der Außenkomponenten

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

3. Kennzeichnung Maschinenhaus

3.1 Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer

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

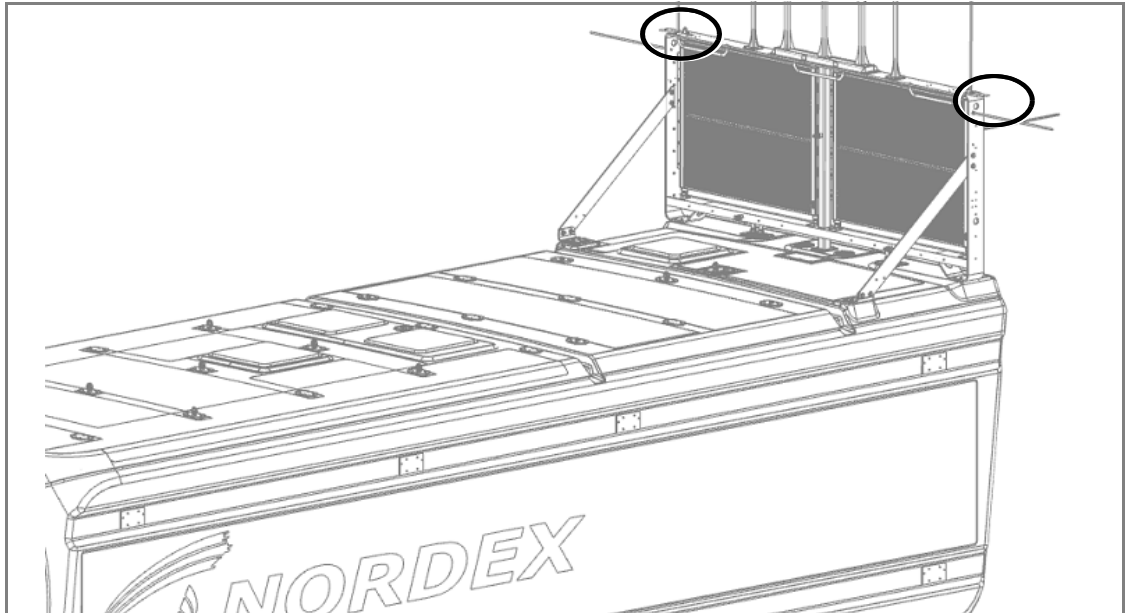


Abb. 1: Beispielhafte Verbauposition Gefahrenfeuer bei Delta4000

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

Merkmale Gefahrenfeuer

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

Mögliche Optionen:

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

3.2 Tageskennzeichnung Maschinenhaus

Farbliche Gestaltung

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



Abb. 2: Beispielhafte Kennzeichnung Maschinenhaus Delta4000 mit roter Tageskennzeichnung

Tagesbefeuerung

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

3.3 Nachtkennzeichnung Maschinenhaus

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

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

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

3.4 Kundenspezifische Gestaltung

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

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

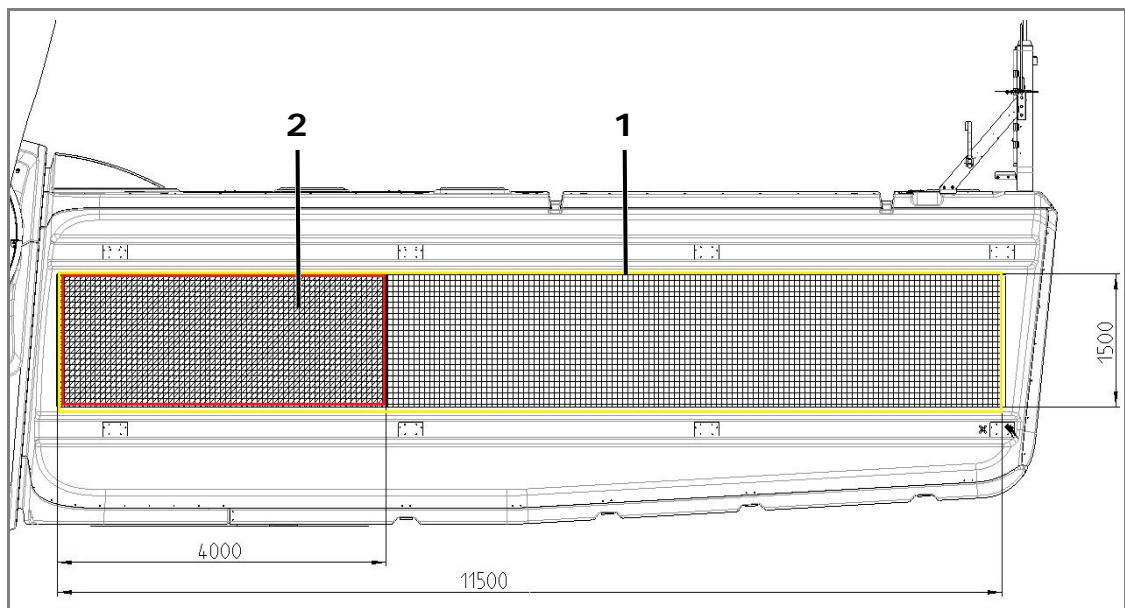


Abb. 3: Position und Größe für Kundenlogos an Delta4000-Anlagen (beidseitig)

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

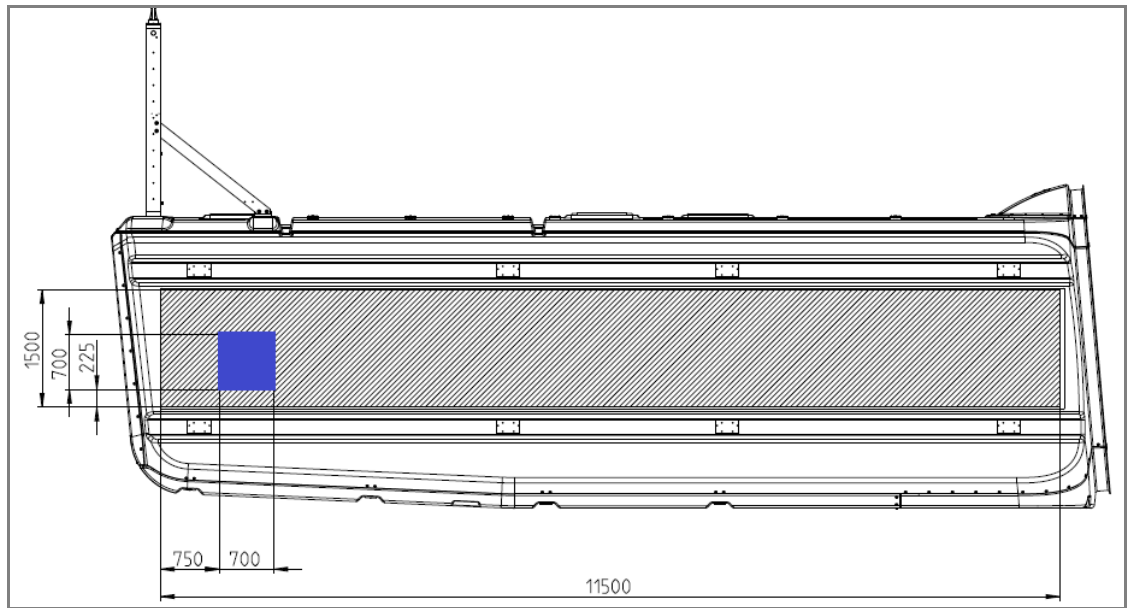


Abb. 4: Ausgenommener Bereich für Kundenlogos bei Delta4000-Anlagen auf rechter Seite bei Bauwerkshöhe unter 150 m



Abb. 5: Seitenansicht Maschinenhaus mit kleinteiligen Seitenteilen

4. Kennzeichnung Turm

4.1 Tageskennzeichnung Turm

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



Abb. 6: Roter Farbring am Turm

4.2 Nachtkennzeichnung Turm

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

Tab. 1: Mögliche Gefahrenfeuer Turm

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



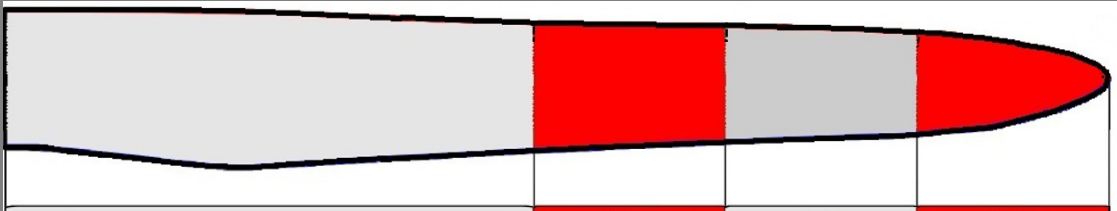
Abb. 7: Beispiel für eine Turmbefeuerungsleuchte

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

5. Kennzeichnung Rotorblatt

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

Eine Nachtmarkierung durch Blattfeuer ist nicht vorgesehen.



Länge in mm	6000	6000	6000
Farbton RAL	3020	7035	3020

Abb. 8: Mögliche Tageskennzeichnung Rotorblatt





Allgemeine Dokumentation

Kennzeichnung von Nordex- Windenergieanlagen in Deutschland

w

Rev.14/27.08.2021

Dokumentennr.: NALL01_064691
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex Internal
Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

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

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

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

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

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

Inhalt

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

1. Rechtliche Vorgaben für Deutschland

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

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

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

Alle Höhenangaben verstehen sich in Abhängigkeit von den Designbedingungen.

2. Tageskennzeichnungen



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

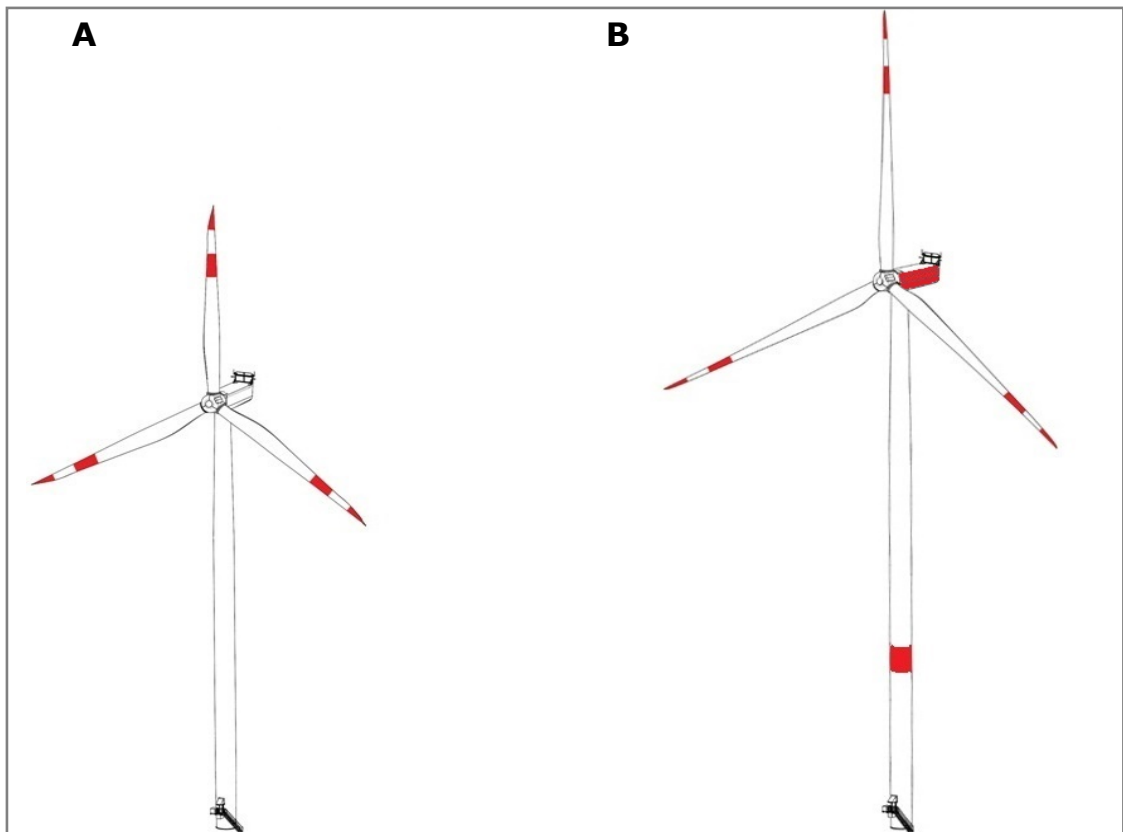


Abb. 1: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Tag

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

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

3. Nachtkennzeichnungen

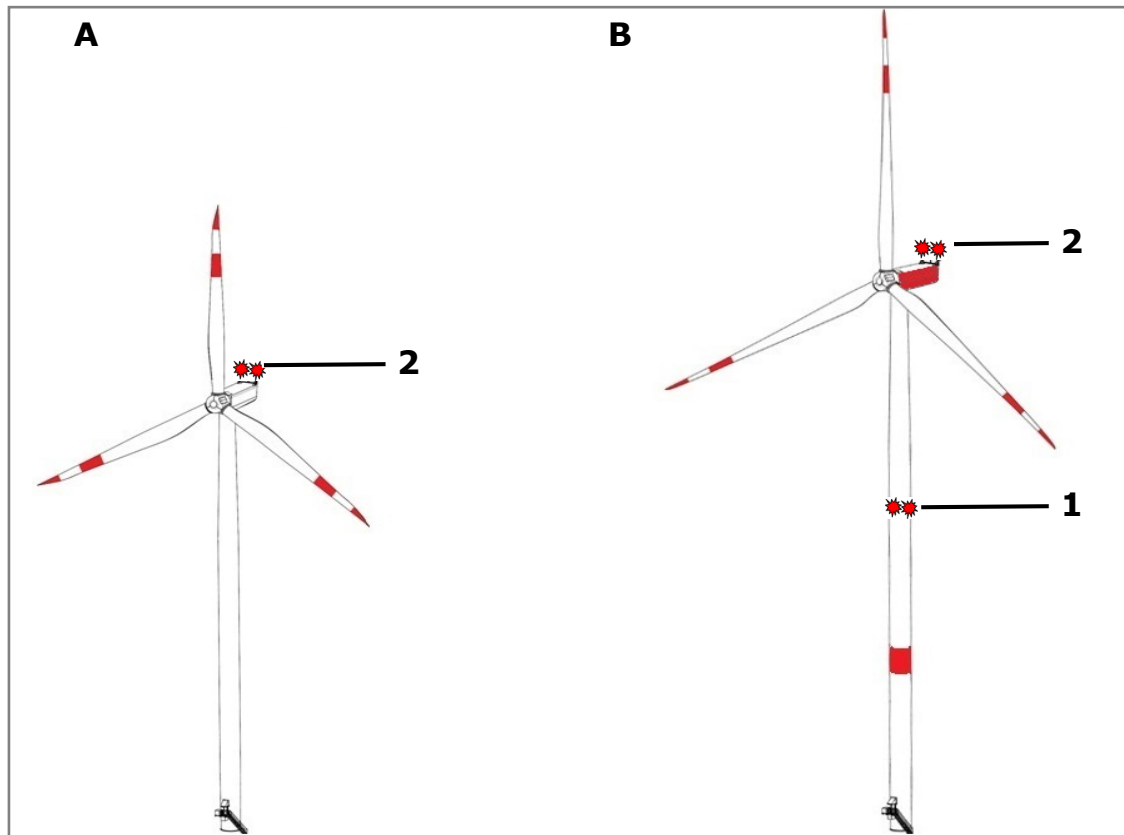


Abb. 2: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Nacht

1 Turmfeuer

2 Maschinenhausbefuerung

3.1 Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe < 150 m

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

3.2 Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe >150 m

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

¹⁾ Zwischen Errichtung Beton- und Stahlteil des Turmes erfolgt keine Befuerung, ab der Errichtung des Stahlteils und des Maschinenhauses wird die Befuerung über einen Generator gewährleistet.





Quantec Signals GmbH · Rieselwiese 1 · 38690 Goslar

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee

22419 Hamburg
Germany

Goslar, 26.01.2021

Nachweis zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV)

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit bestätigen wir die Kapazität der Quantec Ersatzstromversorgung SAP 8004837-00 (Quantec Artikel 15184) mit 80Ah. Diese Kapazität ist entsprechend der Spezifikation und Vorgaben der Nordex Energy SE & Co. KG rechnerisch, mit einem Sicherheitsfaktor von 0,6, ausreichend, um bei folgenden Verbrauchern

- 2x Quantec Feuer W, rot ES Mesh Trafi low IR; SAP 8024267-00 (Quantec 16219)
- 6x Turmfeuer QF 10cd mit IR 25 mW/sr, SAP 8000361-00 (Quantec 14820)

im Nachtbetrieb mindestens die in der AVV 2020 geforderte USV Zeit von 16 Stunden zu gewährleisten.

Bei Stromausfall erfolgt die Umschaltung auf die Ersatzstromversorgung innerhalb von weniger als 2 Minuten.

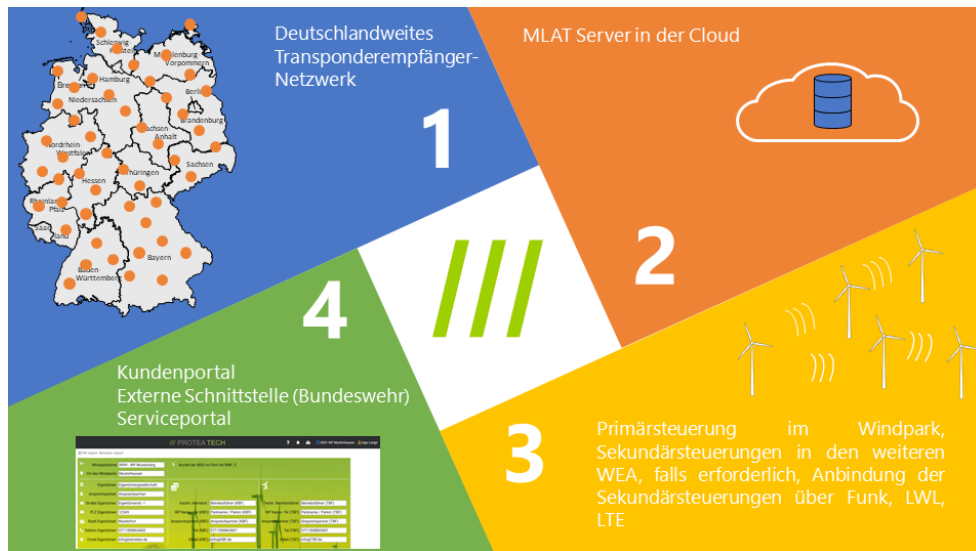
Bitte beachten Sie, dass sich die Kapazität der Ersatzstromversorgung aufgrund von Umgebungsbedingungen, Alterung, unsachgemäßem Gebrauch, u.a. ändern und sich dadurch die Überbrückungszeit verlängern oder verkürzen kann.







Goslar, 26.01.2021

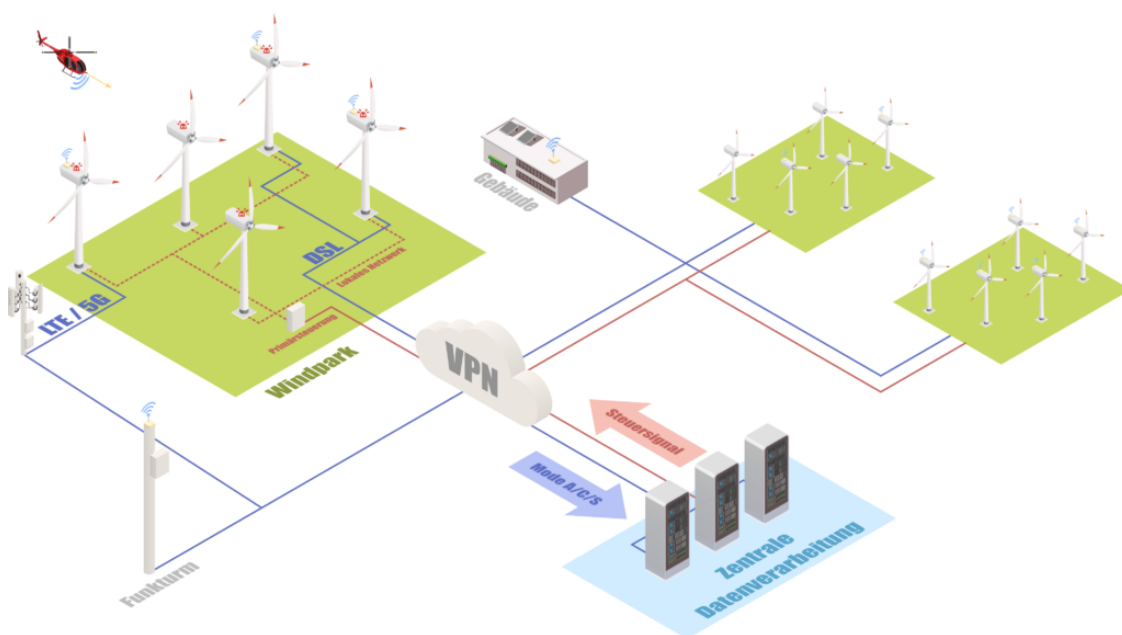
Quantec Signals GmbH
Rieselwiese 1, 38690 Goslar
Tel.: 05324 / 780966 - 0
Fax.: 05324 / 780966 - 119
www.quantec-signals.de

Quantec Signals GmbH

Beschreibung des PROTEA BNK-System ¹



- 
Know How
 Wir verfügen über jahrelange Erfahrung in der Windenergie und der Transponder-Technologie. Unsere Server-Technologie verarbeitet schon heute Daten von mehr als 1.000 Transponderempfängern. Wir betreiben Windparks, wir stellen Steuerungen für die Windenergie seit vielen Jahren her und in unserem Programmiererteam sind auch Luftfahrtspezialisten dabei.
- 
Sichere Detektion
 Mit dem Erhalt der Baumusterprüfung wird die Sicherheit des BNK-Systems bestätigt. Durch die zentrale Verarbeitung der Transponderdaten, werden die Flugbewegungen der Flugobjekte im deutschen Luftraum durchgängig beobachtet.
- 
Unabhängig und flexibel
 Durch den Aufbau einer eigenen Serverfarm und eines eigenen Transponderempfängernetzwerkes sind wir nicht auf Zuarbeiten von Dritten angewiesen. Wir sind unabhängig von Herstellern und Serviceanbietern.
- 
Langfristiger Betrieb
 Hochwertige Komponenten, langjährige Expertise, unser Entwickler- und Supportteam, unser Serviceportal, Kundenportal und Portal für die Bundeswehr garantieren einen langfristigen Betrieb. In jede BNK Steuerung und Empfängereinheit können wir uns einwählen und sie werden permanent überwacht. Unsere Steuerung stellt alle Fernwirkprotokolle der Energiewirtschaft zur Verfügung, wodurch eine Einbindung in Scada-Systeme gewährleistet ist. Die Protokolle für die Behörden stehen den Kunden stets online zur Verfügung.
- 
Hohe Rechtssicherheit
 Durch die zeitlich unbegrenzte Dokumentation der Funktionen
- 
Modernste Technologie
 Integrierte automatisierte Testfunktion, IoT, web-basiert, Multilateration auch für Mode A/C, Internet - Kundenportal



Zertifikat

nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift

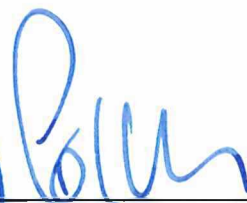
**zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage
bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz**

Art des Feuers	Feuer W, rot ES IR-Feuer
Hersteller	Quantec Networks GmbH Rieselwiese 1 D-38690 Goslar
Typenbezeichnung	Feuer W, rot ES, Trafi low IR, Mesh

Aufgrund der technischen Überprüfung durch die Fachstelle der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung für Verkehrstechniken vom 11.02.2021 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen Anforderungen gemäß AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 24. April 2020 (BAnz AT 30.04.2020 B4 vom 30.04.2020) entspricht. Die Ergebnisse der lichttechnischen Prüfung sind im Prüfbericht LS236, vom 01.03.2021 dokumentiert.

Der Leuchtentyp darf, vorbehaltlich einer Änderung der genannten Anforderungen und unter Einhaltung eventueller Vorgaben auf Grund des Prüfprotokolls, zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen verwendet werden.

Koblenz, den 02.03.2021

 (Polschinski)

Zertifikat

**nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift
zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage
bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz**

Art des Feuers IR-Feuer

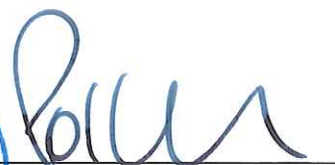
Hersteller **Quantec Networks GmbH**
Rieselwiese 1
D-38690 Goslar

Typenbezeichnung **Mago / Neri**

Aufgrund der technischen Überprüfung durch die Fachstelle der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung für Verkehrstechniken vom 24.06.2020 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen Anforderungen gemäß AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 24. April 2020 (BAnz AT 30.04.2020 B4 vom 30.04.2020) entspricht. Die Ergebnisse der lichttechnischen Prüfung sind im Prüfbericht LS226, vom 20.07.2020 dokumentiert.

Der Leuchtentyp darf, vorbehaltlich einer Änderung der genannten Anforderungen und unter Einhaltung eventueller Vorgaben auf Grund des Prüfprotokolls, zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen verwendet werden.

Koblenz, den 20.07.2020



(Polschinski)

Zertifikat

Mit Wirkung zum 31. März 2021 erteilt die AviaCert GmbH als Baumusterprüfstelle für die Baumusterprüfung von BNK-Systemen, anerkannt durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), AZ: LF15/6116.4/10, der Firma

Protea Tech GmbH & Co. KG

die Baumusterzulassung für das Produkt

Protea BNK System

Das geprüfte Baumuster erfüllt die Anforderungen der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen, Anhang 6, vom 24. April 2020.

Produktname: Protea BNK System
Modell: 2.0



Hendrik Schorcht
Geschäftsführer
AviaCert GmbH

Ausstellungsdatum: 31. März 2021
Zertifikat-Nr.: AC-BNK-2021-001

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
	mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH			

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung

Abstand nach LBauO

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Erschließung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke			<input type="checkbox"/>

16.1.9 Daten der beantragten Anlage / Daten der Anlagen im Windpark
--

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrations- zone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurch- messer (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Errichtung und Betrieb von 10 Windenergieanl agen Typ Nordex N163 6. X mit einer jeweiligen Nabenhöhe von 164 m.									
Buchholz WEA1	WP Buchholz1	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	7,0	Transponder
Buchholz WEA2	WP Buchholz1	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	7,0	Transponder
Buchholz WEA3	WP Buchholz1	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	7,0	Transponder
Buchholz WEA4	WP Buchholz1	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	7,0	Transponder
Buchholz WEA5	WP Buchholz1	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	7,0	Transponder
Buchholz WEA6	WP Buchholz1	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	7,0	Transponder
Buchholz WEA7	WP Buchholz1	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	7,0	Transponder

Antragsteller: mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 01.10.2024 Version: 6 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrations- zone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurch- messer (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Buchholz WEA9	WP Buchholz1	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	7,0	Transponder
Buchholz WEA10	WP Buchholz1	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	7,0	Transponder
Buchholz WEA12	WP Buchholz1	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	7,0	Transponder

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

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs- modus	Rotor- umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall- leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Errichtung und Betrieb von 10 Windenergieanlagen Typ Nordex N163 6.X mit einer jeweiligen Nabenhöhe von 164 m.											
Buchholz WEA1	nachts		92,6	97,3	99,6	100,1	100,5	98,4	88,9	70,0	106,6
Buchholz WEA2	nachts		92,6	97,3	99,6	100,1	100,5	98,4	88,9	70,0	106,6
Buchholz WEA3	nachts		92,6	97,3	99,6	100,1	100,5	98,4	88,9	70,0	106,6
Buchholz WEA4	nachts		92,6	97,3	99,6	100,1	100,5	98,4	88,9	70,0	106,6
Buchholz WEA5	nachts		89,5	94,2	96,5	97,0	97,4	95,3	85,8	66,9	103,5
Buchholz WEA6	nachts		92,6	97,3	99,6	100,1	100,5	98,4	88,9	70,0	106,6
Buchholz WEA7	nachts		91,0	95,7	98,0	98,5	98,9	96,8	87,3	68,4	105,0
Buchholz WEA9	nachts		87,0	91,7	94,0	94,5	94,9	92,8	83,3	64,4	101,0
Buchholz WEA10	nachts		87,0	91,7	94,0	94,5	94,9	92,8	83,3	64,4	101,0
Buchholz WEA12	nachts		90,0	94,7	97,0	97,5	97,9	95,8	86,3	67,4	104,0