

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 6 Windenergieanlagen Typ Nordex N163 und Nordex N133 mit einer jeweiligen Nabenhöhe von 164m, einem jeweiligen Rotordurchmesser von 163 und 133 m und einer jeweiligen Nennleistung von 5,7MW und 4,8MW, sowie der Bau der jeweiligen Zufahrt von vorhandener öffentlicher Straße bzw. Wirtschaftswegen bis zur WEA, bestehend aus Fundament,													

Antragsteller: mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 12.11.2024 Version: 5 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

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 "						Grad °	Minuten '	Sekunden "
		(Nord)		(Ost)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Turm, Gondel, Generator, Rotorblättern, Nabe und Blatt verstellung. Außerdem zur Anlage zählen die Kranstell- und Lagerflächen sowie der Kranausleger und die Hilfskra- nflächen												<input type="checkbox"/>	
WEA 1	33238086	5976031	53	51	59.5	11	0	57.9	Rodenberg (130253)	1	43/5	<input type="checkbox"/>	
WEA 2	33238503	5975881	53	51	55.4	11	1	21.1	Rodenberg (130253)	1	44/1	<input type="checkbox"/>	
WEA 3	33238315	5975588	53	51	45.6	11	1	11.8	Blüssen (130249)	1	8/6	<input type="checkbox"/>	
WEA 4	33238771	5974441	53	51	9.4	11	1	40.2	Menzendorf (130233)	1	119+120	<input type="checkbox"/>	
WEA 5	33239066	5974165	53	51	1.0	11	1	57.1	Menzendorf (130233)	1	130	<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
WEA 6	33238909	5973740	53	50	47.0	11	1	49.9	Menzendorf Dorf (130235)	1	17	<input type="checkbox"/>	

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Anlagen:

- 16.1.2.1 Regionalplanung Begründung_Rev1.pdf

1. REGIONALPLANUNG – BEGRÜNDUNG – WINDPARK MENZENDORF – REV.1

Im nachfolgenden wird der Stand der Regionalplanung für das Gebiet Menzendorf erläutert.

Das Regionale Raumentwicklungsprogramm Westmecklenburg (RREP WM) befindet sich zur Zeit in der Teilfortschreibung des Kapitels 6.5 Energie. Derzeit läuft das Abwägungsverfahren zur vierten Beteiligungsrunde. Im Rahmen der neuen Bundesgesetzes „Wind an Land Gesetz“ wird zur Zeit der Regionalplan im Hinblick auf die Flächenziele der Bundesregierung überprüft. Es ist davon auszugehen, dass die Regionalplanung bestehende im Entwurf befindliche WEG Gebiete behält und weitere WEG-Gebiete ausweisen wird.

Das Planungsgebiet Menzendorf befindet sich auch im zweiten und dritten Entwurf des Regionalplans. Alle beantragten WEA liegen innerhalb des WEG Gebietes 04/18 und nur teilweise im WEG 04/2021. Im Entwurf 04/24 wurde das Gebiet wieder auf das ursprüngliche Gebiet erweitert.

Der RPV WM hat in seiner Verbandsversammlung am 10.05.2017 den bisherigen Stand des Entwurfs als verfestigten Planungsstand beschlossen (Beschluss WV-02/17 vom 10.05.2012) Darüber hinaus hat der RPV WM in seiner Sitzung am 15.11.2017 weitere Beschlüsse gefasst. Demnach soll der Abstand zu Siedlungen im Innen- und Außenbereich differenziert werden. Die Abstände sollen von 1000/1000m auf 1000/800 m Abstand (Beschluss WV-04/17 vom 15.11.2017) geändert werden. Daraus ergibt sich eine Änderung der Gebietskulisse, die auch auf das antragsgegenständliche Vorhaben Einfluss hat.

Abbildung 1: Auszug Karte ROP 2018

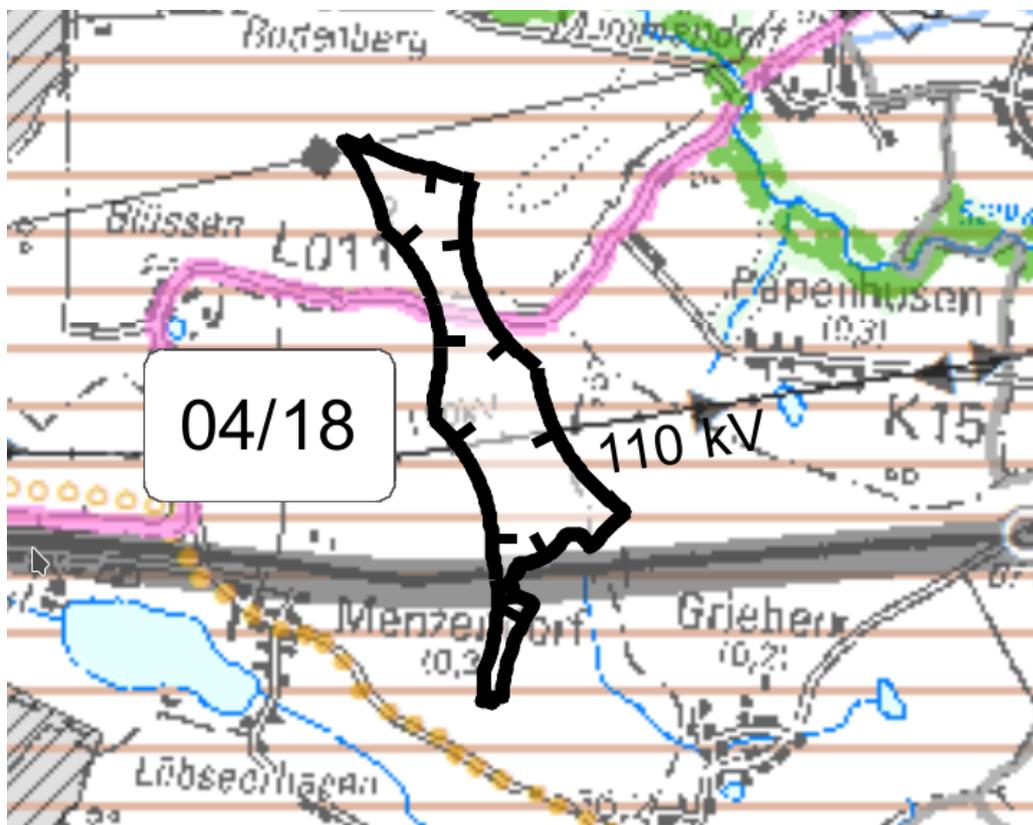
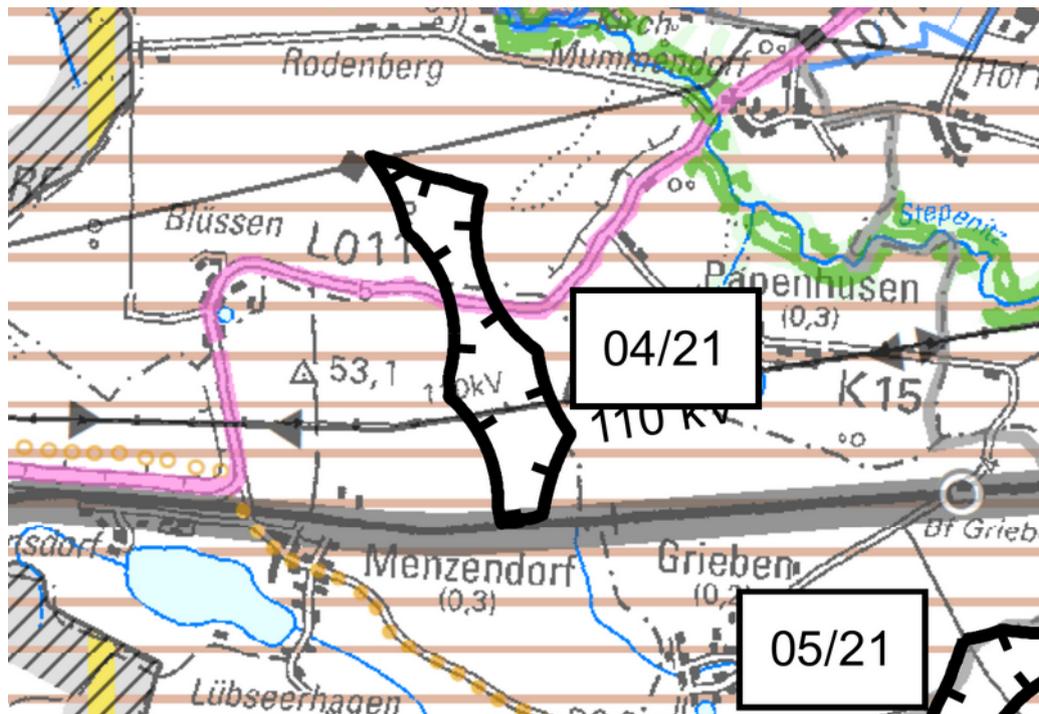


Abbildung 2: Auszug ROP 2021



Das besagte Eignungsgebiet deckt sich mit unserer eigenen Analyse zum Potential zur Errichtung von Windenergieanlagen im Bereich der oben angegebenen Gemeinden. Zu Haupt- und Splittersiedlungen wurde ein Abstand von 1000 m bzw. 800 m eingehalten. Die Fläche wird im Wesentlichen durch den besagten Abstandspuffer begrenzt. Kleine Bereiche im Norden und Süden werden ebenfalls durch Siedlungsabstand beschnitten. Wald ab 10 ha wurde mit 25 m Abstandspuffer versehen. Neben dem Siedlungsabständen führen derzeit keine weiteren Abstände zur Begrenzung. Das im sich Osten befindliche Windeignungsgebiet Schönberg liegt über 3,3 km entfernt.

Die Fläche ist unter den genannten Gesichtspunkten zur Situation der Regionalplanung und unter Berücksichtigung der aufgeführten Kriterien grundsätzlich genehmigungsfähig.

Alle vom RPV WM festgelegten Abstandskriterien wurden bei unserer Planung berücksichtigt und eingehalten. Das Vorhaben bewegt sich somit im Rahmen der von der Regionalplanung vorgesehenen Gebietskulisse.

Das WEG Gebiet wurde im Rahmen der 3. Auslegung geändert. Der Antragsteller dieses Genehmigungsantrages hat im Rahmen des Beteiligungsverfahrens eine Stellungnahme zu diesem Gebiet abgegeben. Der nachfolgende Text ist ein Auszug, bezogen auf das WEG 04/21 Menzendorf. Die Stellungnahme dient zur Begründung, dass das WEG Gebiet wieder auf die Fläche gemäß Stand 04/2018 erweitert werden soll.

Auszug aus der Stellungnahme im Beteiligungsverfahren zum 3. Entwurf der Teilfortschreibung des Kapitels 6.5 Energie des Regionalen Raumentwicklungsprogramms Westmecklenburg (RREP WM 2011) vom Antragsteller:

1. Menzendorf (04/21)

Das zur Ausweisung vorgesehene Gebiet Mezendorf ist im Rahmen des 3. Entwurfs abwägungsfehlerhaft verkleinert worden. Es ist daher wieder in seiner im 2. Entwurf (03/18) veranschlagten Größe und Form auszuweisen.

- 1.1 Das WEG Mezendorf wurde im Zuge des 3. Entwurfs im Vergleich zur Vorgängerversion verkleinert. Die Verkürzung erfolgte im Osten sowie in südlicher Richtung.
 - a) Der östliche Teil wurde aufgrund des Restriktionskriterium „Mindestabstand von 2,5 km zu anderen Windparks“ nicht Bestandteil der Potenzialfläche. Im Osten befindet sich die Potenzialfläche Grieben, die kleiner ist als die Potenzialfläche Mezendorf. Auf beiden Potenzialflächen laufen derzeit Genehmigungsverfahren zur Errichtung von Windenergieanlagen.
 - b) Der südlich der Bahntrasse gelegene Teil des ursprünglich geplanten WEG wurde zur Vermeidung der Umfassung von Retelsdorf aus dem WEG gekürzt.
- 1.2 Beide Verkürzungen entsprechen nicht den Anforderungen, die der Plangeber selbst an die Handhabung seiner Restriktionskriterien stellt und sind damit rechtswidrig.
 - a) Die Verkleinerung des Gebiets in östlicher Richtung beruht ausweislich der Dokumentation der Potenzialflächenanalyse darauf, dass damit der Abstand zum östlich gelegenen WEG Grieben eingehalten werden soll. Das Kriterium des Mindestabstands ist ausweislich der Planbegründung (S. 16) in einem letzten Abwägungsschritt zu berücksichtigen. Dabei gelten nach Vorstellung des Plangebers für die Frage, welche von beiden Flächen in Anwendung des Abstandes zu verkürzen ist, folgende Grundsätze:

„Konzentration und planerische Optimierung von Flächen

Wenn zwei Flächen die gleiche Qualität besitzen, jedoch dichter als 2,5 km voneinander entfernt liegen und keine weiteren entscheidungsrelevanten Informationen für die Abwägung vorliegen, werden beide Potenzialflächen im Sinne einer Gesamtflächenoptimierung so geschnitten, dass der Mindestabstand zwischen ihnen 2,5 km beträgt.

Eine große Fläche wird gegenüber zwei kleineren Flächen höher gewichtet.

Eine kompakte Fläche wird gegenüber einer zerstückelten bzw. zerklüfteten Fläche höher gewichtet.

- infrastrukturelle Vorbelastungen

Flächen, die z.B. durch Hochspannungsleitungen, Autobahnen, Bundesstraßen, Bahnanlagen, Industrie- oder Gewerbegebiete, Ver- und Entsorgungsanlagen, vorhandene WEA, Funkmasten oder Richtfunkstrecken vorbelastet sind, werden gegenüber unbelasteten Flächen höher gewichtet.

- bestehende WEA in einem Windpark

Für bestehende WEA wurde bereits im Genehmigungsverfahren eine Abwägung vorgenommen bzw. es wurden öffentliche und private Belange geprüft.

**Investitionen wurden getätigt (u.a. WEA, Leitungen und Wege, Umspannwerk).
Hinsichtlich der einzelfallbezogenen Anwendung der beiden o.g. Restriktionskriterien werden WEA unter Berücksichtigung des Anlagenalters gewichtet.**

Potenzialflächen, die an bestehende Windparks angrenzen oder diese überlagern, gelten als Erweiterung (gilt auch über die Regionsgrenze hinaus).

- Konfliktpotenzial

Konfliktärmere Flächen werden gegenüber konfliktträchtigeren Flächen höher gewichtet.

- Nachbarregion

Windparks in Nachbarregionen werden genauso gewichtet wie Windparks in Westmecklenburg.“

- b) In Anwendung dieser Kriterien hätte hier allein das WEG Grieben zur Herstellung des Mindestabstandes verkleinert werden dürfen.

Wie der Plangeber ausweislich der Potenzialflächenanalyse richtig erkannt hat, ist das WEG Menzendorf größer als das WEG Grieben. Dies spricht nach den oben genannten Kriterien für eine Verkürzung des Letzteren.

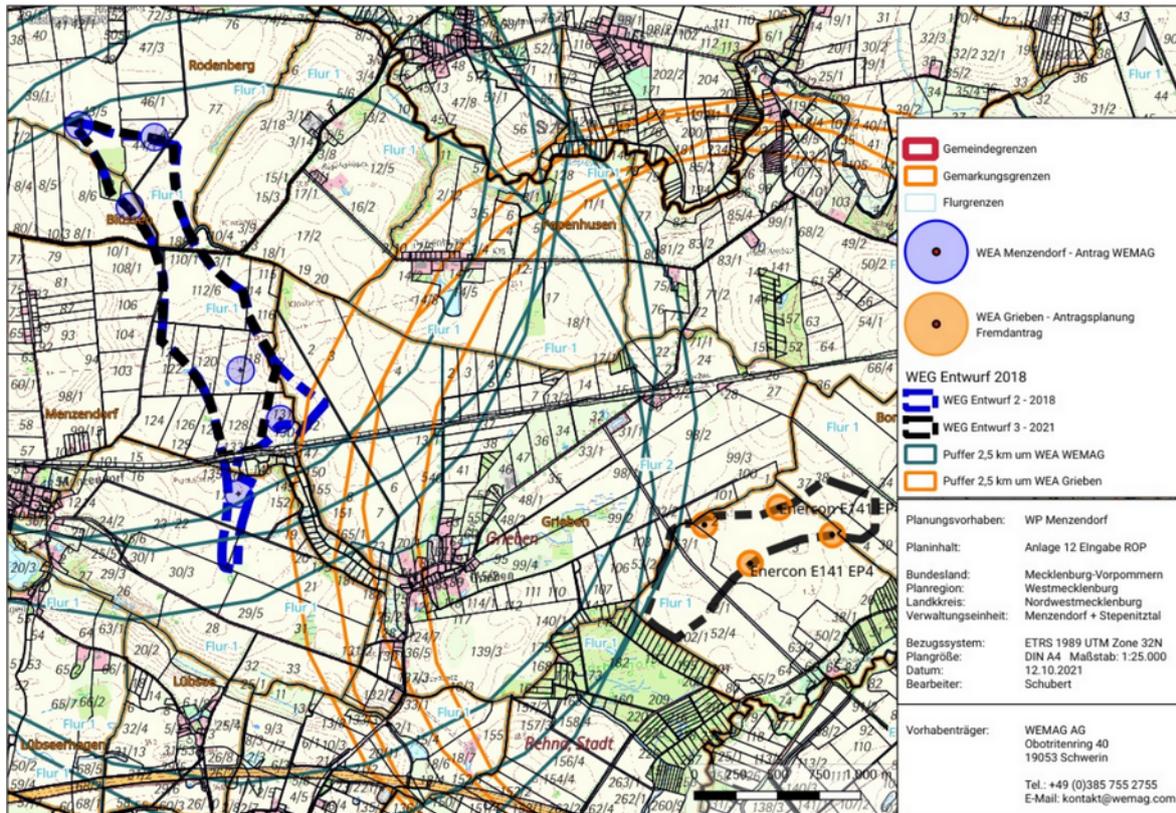
Zudem ist das WEG Menzendorf durch eine Bahnanlage vorbelastet, die das Gebiet im Süden durchschneidet. Damit wird es höher gewichtet als das WEG Grieben.

Da sich die Flächen hinsichtlich der übrigen Kriterien nicht unterscheiden, sind diese beiden Punkte ausschlaggebend. Demnach hätte das WEG Grieben verkürzt werden müssen, nicht aber das WEG Menzendorf. Die Verkürzung des WEG Menzendorf in östlicher Richtung ist daher abwägungsfehlerhaft.

- c) Selbst wenn man entgegen der klaren Kriterien des Plangebers davon ausgehen wollte, dass beide Flächen gleich zu gewichten seien, wäre die Verkürzung des WEG Menzendorf im Osten in der vorgenommenen Art und Weise abwägungsfehlerhaft.

Denn nach den obenstehenden Grundsätzen hätten in diesem Fall beide Potenzialflächen im Sinne einer Gesamtflächenoptimierung unter Berücksichtigung der Windparklayouts beschnitten werden müssen.

Die Windparklayouts ergeben sich vorliegend aus den bereits eingereichten Genehmigungsanträgen. Wie in der beigefügten



dargestellt, wäre im Zuge einer Gesamtflächenoptimierung die Beschneidung der äußersten Randbereiche beider Potenzialflächen möglich gewesen. Dabei wären alle bereits beantragten WEA Standorte erhalten geblieben.

Dies ist jedoch nicht erfolgt. Vielmehr wurde allein das WEG Menzendorf unter Wegfall des Standortes einer beantragten WEA verkürzt. Dies ist abwägungsfehlerhaft und daher zu korrigieren.

- 1.3 Die Verkürzung des Gebietes in südlicher Richtung beruht auf einer fehlerhaften Anwendung des Restriktionskriteriums „Vermeidung von Umfassung von Siedlungen“ im Hinblick auf die Siedlung Retelsdorf. Der insofern abwägungsfehlerhaft abgeschnittene südliche Teilbereich des Gebietes ist demnach entsprechend dem Vorgängerwurf als Teil des WEG Menzendorf auszuweisen.
- a) Das Restriktionskriterium „Vermeidung der Umfassung von Siedlungen“ dient dem Schutz der Siedlungsflächen vor einer übermäßigen Bedrängungswirkung.

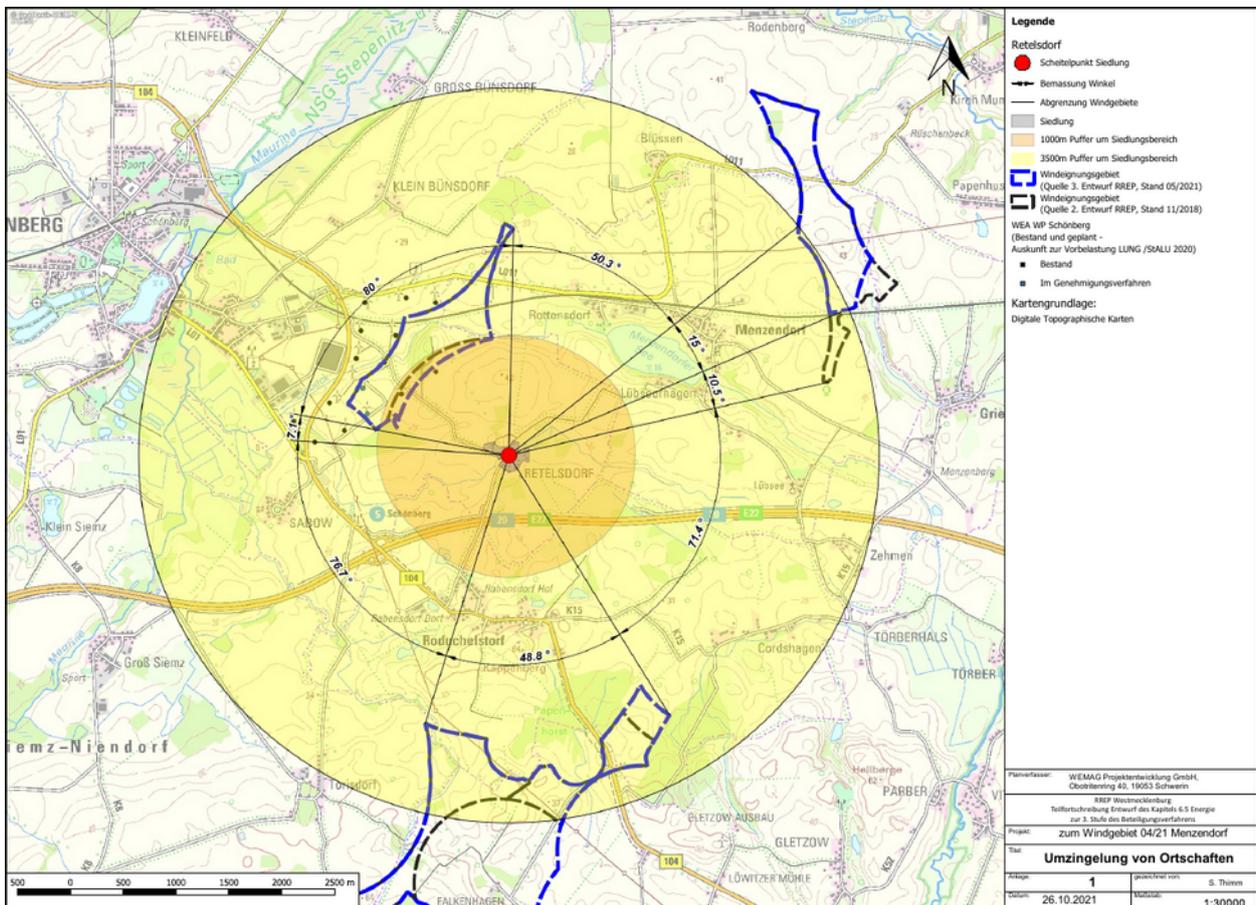
Die Frage, wann eine solche besondere, durch die normalen Schutzabstände nicht zu vermeidende Bedrängungswirkung existiert, richtet sich nach den im Gutachten zur „Umfassung von Ortschaften durch Windenergieanlagen“ (erstellt von UmweltPlan, Endbericht Januar 2013; im Auftrag des Ministeriums für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung M-V) entwickelten Kriterien.

Diese hat der Plangeber in der Planbegründung auf S. 50 wie folgt zusammengefasst:

„Die Bewertung der Umfassungswirkung bezieht sich auf den kreisförmigen Horizont von 360° um den geometrischen Mittelpunkt einer Siedlung. Im Abstand bis zu 3.500 m um eine Siedlung darf aus Vorsorgegründen ein Eignungsgebiet maximal 120° des

Horizontes umfassen. Im Anschluss an eine Umfassung von 120° muss der Freihaltewinkel 60° betragen.“

Zu berücksichtigen sind bei der Frage der Umfassungswirkung danach zwei Fragen: Zum einen darf ein einzelnes Eignungsgebiet nicht mehr als 120 Grad des Horizontes umfassen. Zum anderen ist zwischen zwei Eignungsgebieten jeweils ein Korridor von 60 Grad freizuhalten.



b) Zur Prüfung der Umfassung sind demnach die Winkel zwischen den geplanten Eignungsgebieten und vorhandenen Windparks vom Siedlungsmittelpunkt der betroffenen Siedlung – hier v.a. Retelsdorf – zu bestimmen. Dabei ergeben sich die in dargestellten Verhältnisse.

aa) Der Grafik ist zu entnehmen, dass keines der von Retelsdorf sichtbaren Eignungsgebiete mehr als 120 Grad des Horizonts umfasst. Die erste Bedingung ist damit erfüllt.

bb) Im Hinblick auf die zwischen den Gebieten erforderlichen Freihaltekorridore von 60 Grad ist klar ersichtlich, dass diese sowohl zwischen dem Gebiet Rehna-Falkenhagen und Schönberg mit 76,7 Grad, als auch zwischen dem Gebiet Rehna-Falkenhagen und Menzendorf mit 71,4 Grad eingehalten werden. Allein der Freihaltekorridor zwischen Schönberg und Menzendorf wird von dem Gebiet Menzendorf von einem minimalen, nördlich der Bahnlinie gelegenen Bruchteil in der Tiefe umfasst.

Ausweislich der Tatsache, dass es sich bei der Beurteilung der Umfassungswirkung stets um eine Frage des Einzelfalls handelt, hat der Plangeber diesbezüglich in seiner Potenzialflächenanalyse

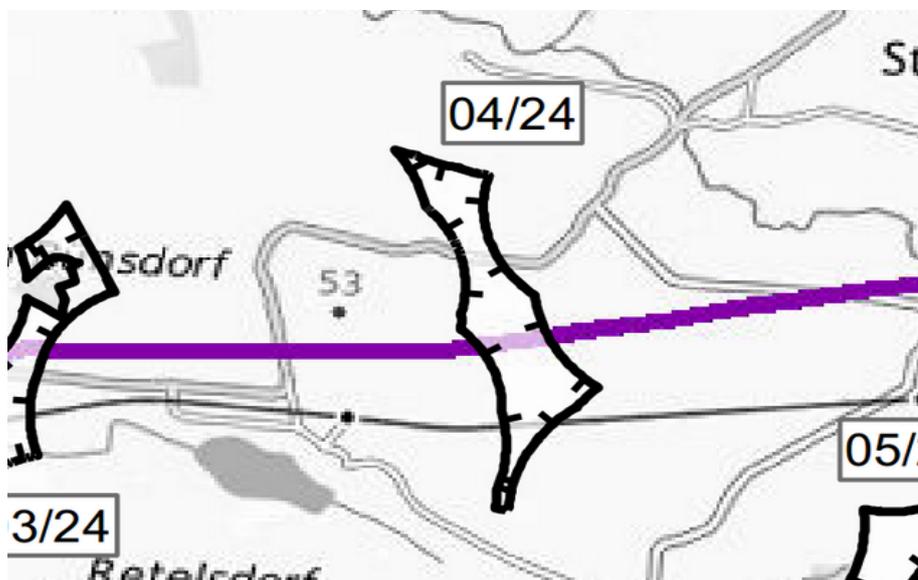
jedoch abwägungsfehlerfrei entschieden, dass die marginale Beeinträchtigung des Freihaltekorridors im vorliegenden Fall keine zusätzliche optische Bedrängung darstellt.

Unter Zugrundelegung dieser planerisch nicht zu beanstandenden Einschätzung ergibt sich, dass die minimale Tangierung des Freihaltekorridors keine bedrängende Wirkung hervorruft. Eine Umfassung der Siedlung Retelsdorf ist daher nicht anzunehmen.

- c) Der Vollständigkeit halber sei hinzugefügt, dass die vom Plangeber in der Potenzialflächenanalyse zugrunde gelegte blaue Schablone vorliegend nicht angewendet werden kann, weil diese nur für die Beurteilung der Umfassung durch zwei Eignungsgebiete konzipiert ist. Bei drei Eignungsgebieten ist sie nicht geeignet, die jeweiligen Abstandserfordernisse abzubilden. Vielmehr muss die Prüfung, wie dargestellt, hier anhand der konkreten Winkelberechnungen erfolgen.
- d) Da der im südlichen Bereich abgeschnittene Teil des WEG Menzendorf für die Beurteilung der Umfassung insofern keine Rolle spielt, als er lediglich den dennoch über 60 Grad breiten Freihaltekorridor zwischen Menzendorf und Rehna-Falkenhagen verkürzt, entspricht seine Ausgliederung aus dem WEG nicht den Restriktionskriterien des Plangebers. Die Planung ist insofern abwägungsfehlerhaft und durch Wiederaufnahme auch des südlichen Teilstücks zu korrigieren.
- 1.4 Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Verkürzung des WEG Menzendorf sowohl in östlicher als auch in südlicher Richtung abwägungsfehlerhaft erfolgt ist. Das WEG ist daher in seiner im 2. Entwurf vorgesehenen Form und Größe auszuweisen.

Der Eingabe des Antragsstellers 2023 scheint folge getragen worden zu sein. Der aktuelle 4. Entwurf des Regionalplans hat die Fläche wieder komplett aufgenommen. Siehe nachfolgende Abbildung Abbildung 3: WEG 04/24 Entwurf 2024. Alle beantragten Windenergieanlagen liegen innerhalb des WEG Entwurf 04/24.

Abbildung 3: WEG 04/24 Entwurf 2024



16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Anlagen:

- 16.1.3.1 E0003950753_DE_R07_Blitzschutz-und-EMV_D4k.pdf
- 16.1.3.2 NALL01_008521_DE_R10_Erdungsanlage_WEA.pdf
- 16.1.3.3 E0003946627_DE_R03_Eiserkennung_WEA.pdf
- 16.1.3.4 Nachweis_Freileitung_Abstand.pdf
- 16.1.3.5 f2e_gutachten_gesamtrisiko_2023_menzendorf_r1.pdf

Allgemeine Dokumentation

Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)

Rev. 07/01.04.2021

Dokumentennr.: E0003950753
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	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X

Inhalt

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

1. Gesamtüberblick

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

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

- Äußerer Blitzschutz
- Innerer Blitzschutz
- EMV

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

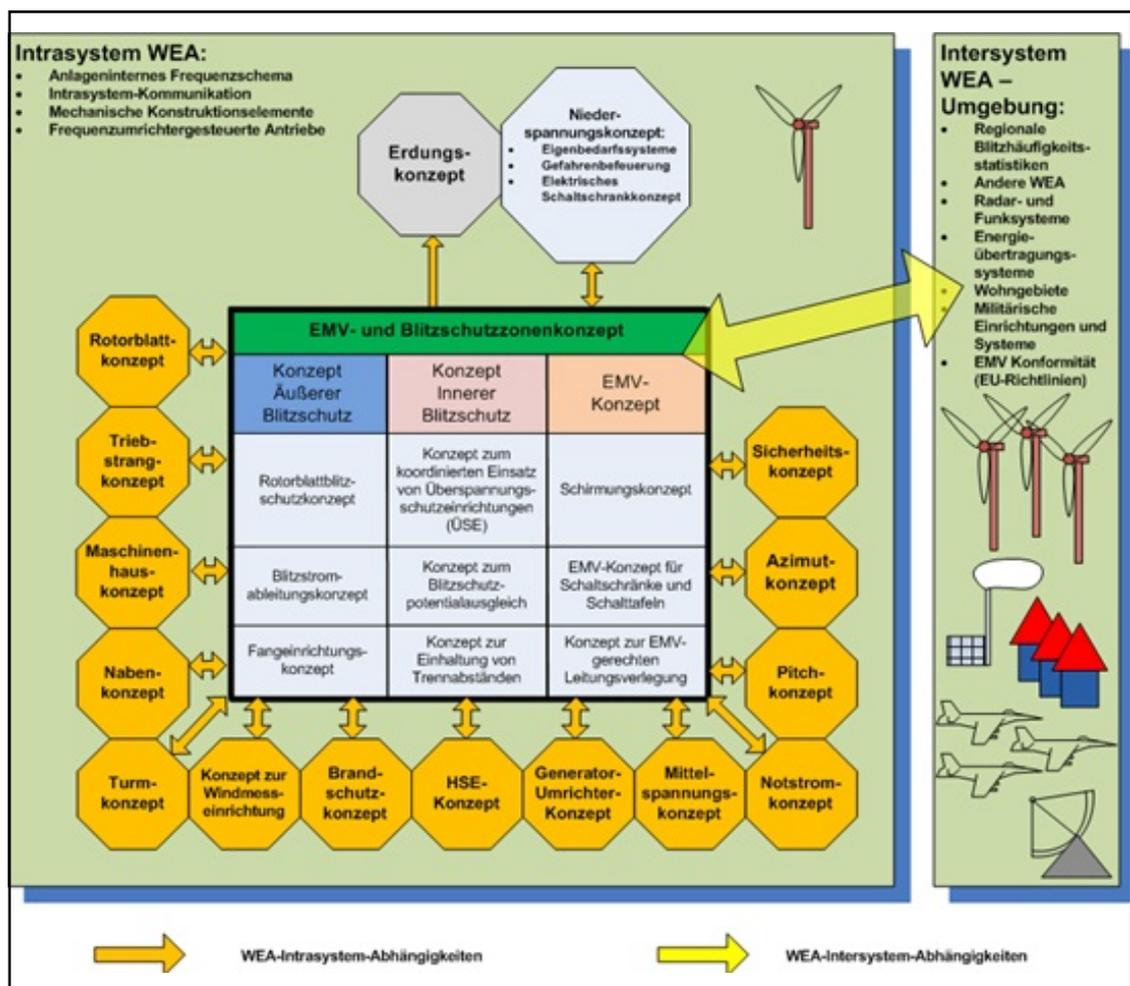


Abb. 1: Darstellung der Intra- und Intersystem-Abhängigkeiten

2. Äußerer Blitzschutz

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

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

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

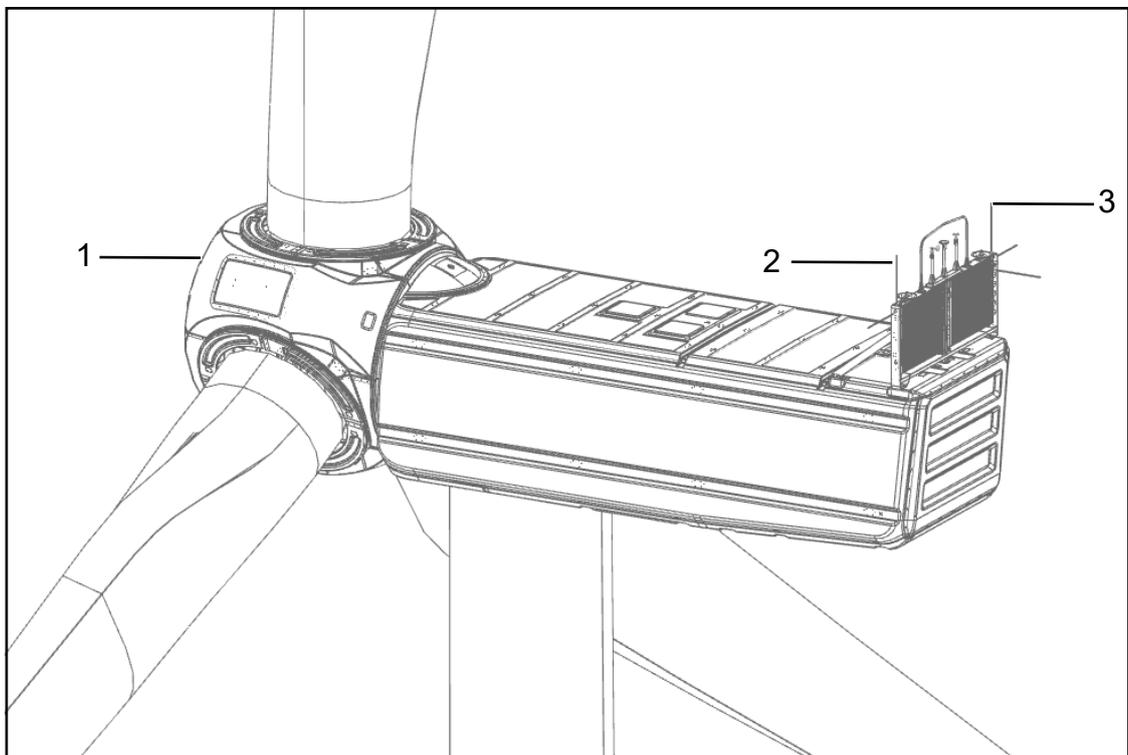


Abb. 2: Schematische Darstellung einer WEA mit Kennzeichnung der Fangeinrichtungen an Rotornabe und Maschinenhaus

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

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

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

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

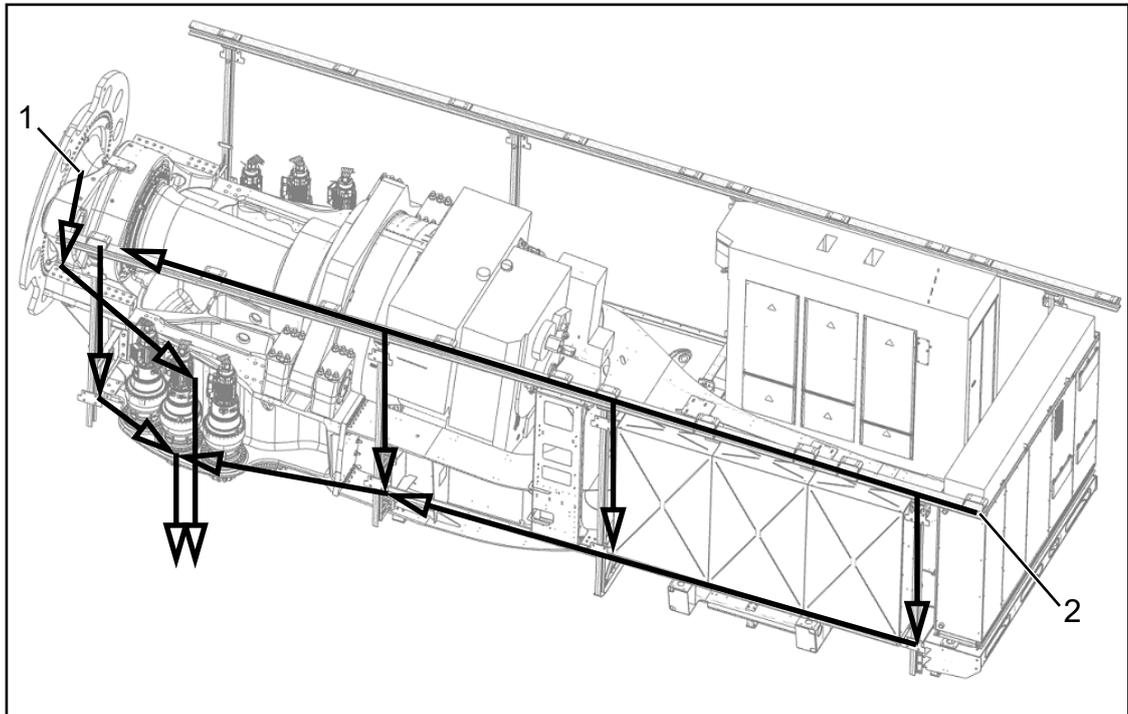


Abb. 3: Schematische Darstellung Blitzstrompfade (einseitig) im Maschinenhaus Delta 4000

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

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

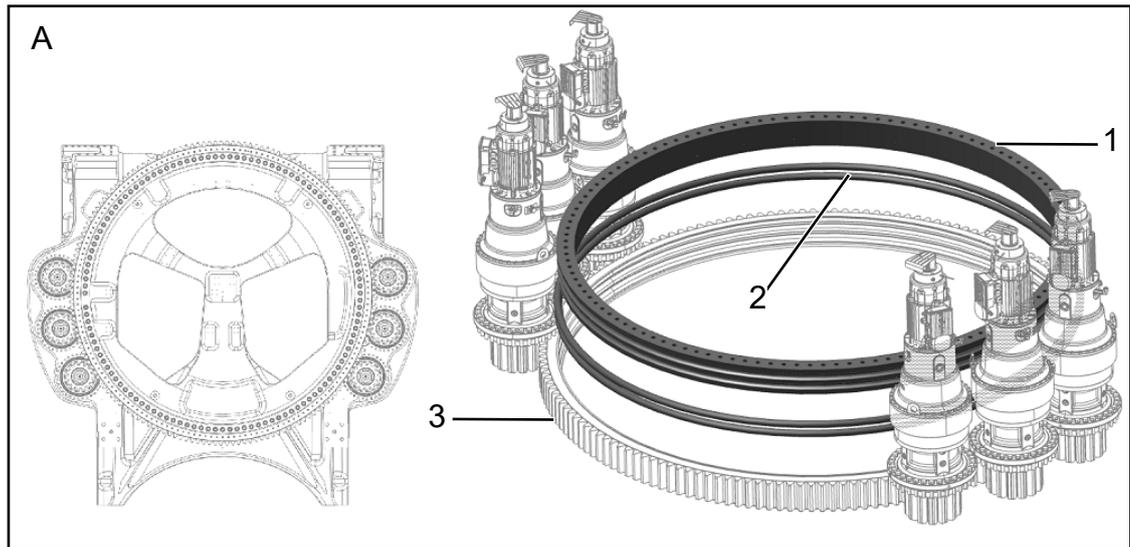


Abb. 4: Azimutlagerbereich mit Blitzstromableitung; Ansicht von unten (A)

- 1 Azimutdrehverbindung Innenring 3 Azimutdrehverbindung Außenring
2 Wälzlagerkugeln für
Azimutdrehverbindung

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

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

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

3. Innerer Blitzschutz und EMV

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

Zonenkonzept

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

Blitzschutzpotentialausgleich

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

Schirmung

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

Überspannungsschutzeinrichtungen (ÜSE)

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

Elektromagnetische Verträglichkeit

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

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

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



Allgemeine Dokumentation

Erdungsanlage der Windenergieanlage

Rev. 10/01.04.2021

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

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

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

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

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

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

Inhalt

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

1. Grundlagen

1.1 Verwendungszweck

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

1.2 Allgemeines

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

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

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

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

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

2. Aufbau/Funktionalität

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

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

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

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

2.1 Stahlrohtürme

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

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

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

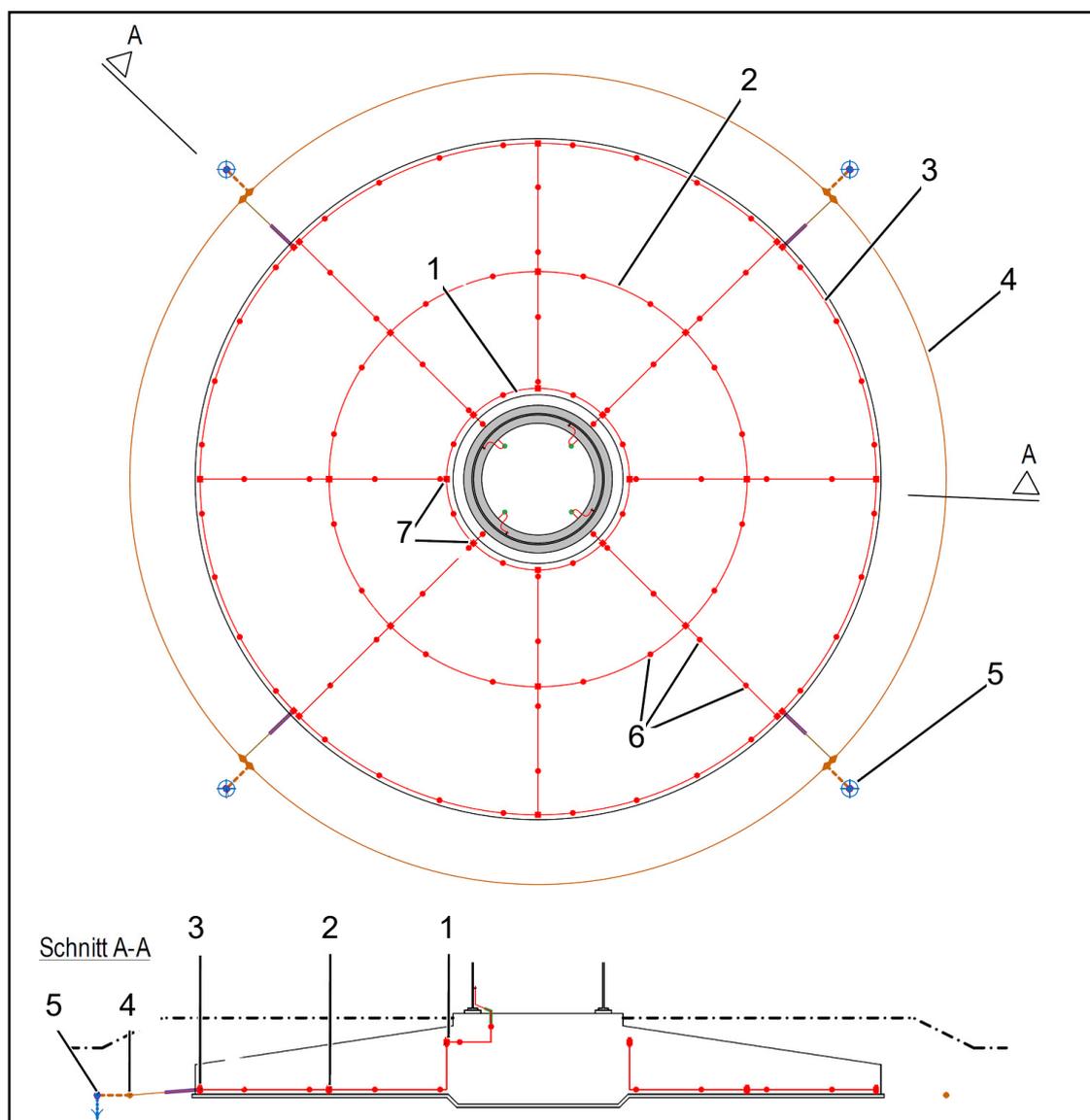


Abb. 1: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Stahlrohrturm)

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

2.2 Hybridtürme

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

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

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

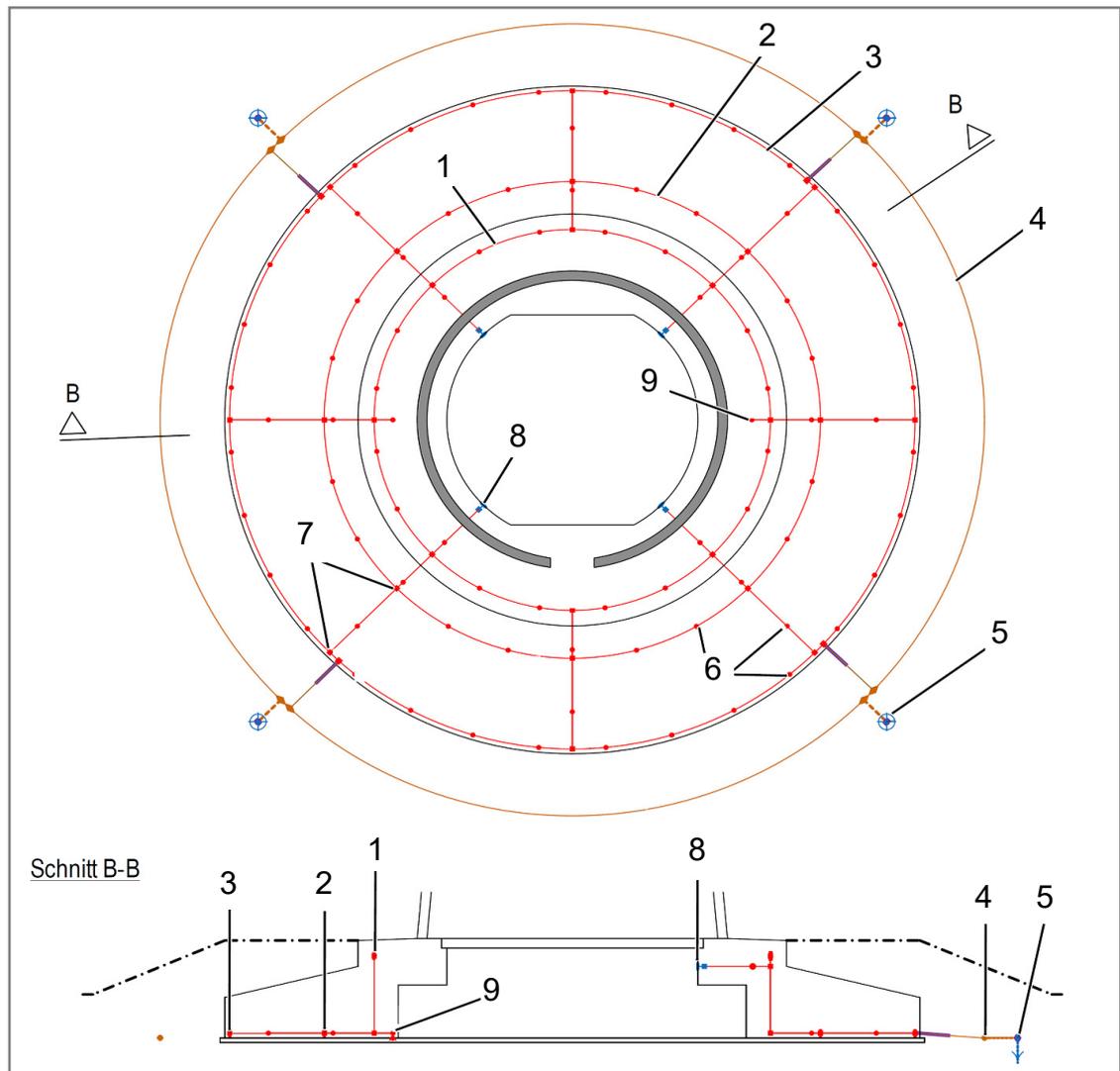


Abb. 2: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Hybridturm)

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





Allgemeine Dokumentation

Eiserkennung an Nordex- Windenergieanlagen

Rev. 03/01.04.2021

Dokumentennr.: E0003946627
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex Internal
Purpose

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

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

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

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

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

Inhalt

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

1. Zweck des Dokuments

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

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

2. Stoppen der WEA bei Eisansatz – warum?

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

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

3. Möglichkeiten der Eiserkennung

3.1 Betriebsführung und Sensorik

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

- Erkennung von Unwuchten und Vibrationen

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

- Erkennung von nicht plausiblen Betriebsparametern

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

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

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

- Erkennung von unterschiedlichen Messwerten der Windsensoren

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

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

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

3.2 Rotorblatt-Eisdetektion

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

4. Bei Eisansatz

Die WEA reagiert auf möglichen Eisansatz mit definierten Maßnahmen:

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

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





Nachweis Abstände Freileitung entsprechend DIN EN 50341-2-4

Die einzuhaltenden Abstände zu Freileitungen sind entsprechend der DIN EN.50341-2-4:2016-04 auf einen Abstand vom 3-fachen Rotordurchmesser von der Turmachse bis zum nächststuhenden Leiterseil definiert. Dies entspricht für die Nordex N 163 und Nordex N 133 einem Abstand von:

$$3 \cdot 163 \text{ m} = 489 \text{ m} \quad \text{und} \quad 3 \cdot 133 \text{ m} = 399 \text{ m.}$$

Mindestabstand

Zwischen dem äußersten ruhenden Leiter der Freileitung und der Turmachse der WEA sind mindestens folgende Abstände einzuhalten:

$$a_{WEA} = 0,5 \cdot D_{WEA} + a_{Raum} + a_{LTG}$$

Dabei ist:

- a_{WEA} der waagerechte Abstand zwischen äußerstem ruhendem Leiter der Freileitung und Turmachse der WEA,
- D_{WEA} der Durchmesser des Rotors der WEA
- a_{LTG} der waagerechte spannungsabhängige Mindestabstand entsprechend Tabelle 1
- a_{Raum} der Arbeitsraum für Montagekrane für Errichtung und betriebsbedingten Arbeiten an der WEA.

Tabelle 1: Spannungsabhängige Mindestabstände

Nennspannung im Netz U_n Spannungsabhängige Mindestabstände [kV]	Spannungsabhängige Mindestabstände a_{LTG} [m]
$1 < U_n \leq 45$	10
$45 < U_n \leq 110$	20
$110 < U_n$	30

ANMERKUNG: Die spannungsabhängigen Mindestabstände a_{LTG} berücksichtigen den Platzbedarf bei Errichtung, Betrieb und Instandhaltung von Freileitungen.

Unter der Annahme, dass es sich um eine 110-kV Freileitung handelt, betragen die Mindestabstände:

Nordex N163 $a_{WEA} = 0,5 \cdot 163 + a_{Raum} + 20 = 101,5 \text{ m und}$

Nordex N133 $a_{WEA} = 0,5 \cdot 163 + a_{Raum} + 20 = 86,5 \text{ m.}$

Tabelle 2: Übersicht WEAs

WEA	Abstand zur Freileitung [m]	Mindestabstand eingehalten Ja/ Nein	Abstand > 3 · RD Ja/ Nein
1 (N 163)	1.476	Ja	Ja

WEA	Abstand zur Freileitung [m]	Mindestabstand eingehalten Ja/ Nein	Abstand > 3 · RD Ja/ Nein
2 (N 163)	1.289	Ja	Ja
3 (N133)	1.029	Ja	Ja
4 (N163)	174	Ja	Nein
5 (N163)	501	Ja	Ja
6 (N 163)	898	Ja	Ja

Mit einem Abstand von 1.476 m hält die WEA 1 den Mindestabstand von 101,5 m zur 110-kV Freileitung ein. Demzufolge ist ein ausreichender Schwingungsschutz gewährleistet.

Mit einem Abstand von 1.289 m hält die WEA 2 den Mindestabstand von 101,5 m zur 110-kV Freileitung ein. Demzufolge ist ein ausreichender Schwingungsschutz gewährleistet.

Mit einem Abstand von 1.029 m hält die WEA 3 den Mindestabstand von 86,5 m zur 110-kV Freileitung ein. Demzufolge ist ein ausreichender Schwingungsschutz gewährleistet.

Mit einem Abstand von 174 m hält die WEA 4 den Mindestabstand von 101,5 m zur 110-kV Freileitung ein. Demzufolge ist ein ausreichender Schwingungsschutz gewährleistet.

Mit einem Abstand von 501 m hält die WEA 5 den Mindestabstand von 101,5 m zur 110-kV Freileitung ein. Demzufolge ist ein ausreichender Schwingungsschutz gewährleistet.

Mit einem Abstand von 898 m hält die WEA 6 den Mindestabstand von 101,5 m zur 110-kV Freileitung ein. Demzufolge ist ein ausreichender Schwingungsschutz gewährleistet.

→ Hiermit ist nachgewiesen, dass für die 110-kV Freileitung keine weiteren schwingungsdämpfenden Maßnahmen erforderlich sind.



Gutachten zu Risiken durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen am Standort Menzendorf

Referenz-Nummer:

2023-B-003-P4-R1 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH
Obotritenring 40, 19053 Schwerin

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:

M.Sc. Rebecca Bode, Sachverständige,

Hamburg, 27.04.2023

Geprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 27.04.2023

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 53303680

Fax: 040 53303680-79

Rebecca Bode: bode@f2e.de oder Dr. Thomas Hahm: hahm@f2e.de

Urheber- und Nutzungsrecht:

Urheber des Gutachtens ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden. Veröffentlichung und Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten. Eine Einsichtnahme der gekürzten Fassung des Gutachtens gemäß UVPG §23 (2) über die zentralen Internetportale von Bund und Ländern gemäß UVPG §20 Absatz (1) wird gestattet.



Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung.....	3
2	Grundlagen.....	4
2.1	Vereisung.....	4
2.2	Regelungen in den Normen zum Eiswurf- / Eisfallrisiko.....	5
2.3	Eintrittshäufigkeiten und potentielle Gefährdungsbereiche für Bauteilversagen.....	7
2.4	Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken.....	8
2.5	Vereisungshäufigkeiten.....	9
2.6	Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken.....	11
2.7	Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen.....	13
2.8	Grenzwerte und Risikobewertung.....	13
2.8.1	Grenzwerte individuelles Risiko.....	13
2.8.2	Grenzwerte kollektives Risiko.....	15
2.8.3	Grenzwerte kollektives Risiko für Ereignisse mit einer hohen Anzahl Todesfälle.....	16
2.8.4	Risikobewertung.....	17
2.8.5	Grenzwerte für Schäden an Öl- und Gasleitungen.....	21
2.8.6	Risikomindernde Maßnahmen.....	22
2.8.7	Addition von Risiken.....	24
2.9	Gültigkeit der Ergebnisse.....	25
2.10	Systeme zur Prävention und Enteisung.....	26
2.11	Verwendete Begriffe und Symbole.....	27
3	Eingangsdaten.....	28
3.1	Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	28
3.2	Winddaten am Standort.....	28
3.3	Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	29
3.4	Aufenthaltshäufigkeiten.....	32
3.5	Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko.....	33
3.6	Vereisungsrelevante WEA-Systeme.....	33
3.6.1	WEA-interne Eiserkennungssysteme.....	33
3.6.2	Optionale Eiserkennungssysteme.....	34
3.6.3	Systeme zur Prävention und Enteisung.....	34
3.6.4	Betriebsführungssystem.....	34
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	34
4.1	Standortbesichtigung.....	34
4.2	Vereisungsbedingungen am Standort.....	35
4.3	Ermittlung der Gefährdungsbereiche.....	36
4.4	Betrachtung der Einzelrisiken.....	36
4.4.1	Bauteilversagen.....	37
4.4.2	Eiswurf.....	37
4.4.3	Eisfall.....	37
4.5	Bewertung des Gesamtrisikos.....	37
5	Weitere Maßnahmen.....	38
6	Zusammenfassung.....	39
7	Formelzeichen und Abkürzungen.....	41
8	Literaturangaben.....	41



Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen.....	44
A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken.....	44
A.2 Schadenshäufigkeiten.....	45
Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall.....	47
B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten.....	47
B.2 Schadenshäufigkeiten.....	48

1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen ausgehend von sich in Betrieb befindlichen bzw. stillstehenden (trudelnden) Windenergieanlagen (WEA) zu betrachten. Weiterhin wird eine Gefährdung durch Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors an den WEA betrachtet.

Die Bewertung erfolgt auf Basis des Gesamtrisikos durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen.



2 Grundlagen

2.1 Vereisung

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 rauherem 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. Hinweise zu Form und Masse von Eisstücken finden sich z.B. in / 1.1/.

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 Meeressniveau 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, wie sie z.B. in /1.1/ und /1.2/ dargestellt sind. Diese Karten liefern jedoch nur Hinweise und Tendenzen. In /1.2/ wird darauf hingewiesen, dass im Gegensatz zu den in den großflächigen Karten dargestellten Werten, die tatsächlichen Werte schon auf kurzen Distanzen stark schwanken können und die lokale Geländetopografie berücksichtigt werden sollte. Die daraus entstehenden Unterschiede in der Einschätzung der Vereisungstage können extrem groß sein, so dass diese Karten selbst zur Plausibilisierung lokaler Vereisungsdaten nur sehr bedingt geeignet sind.

Für Deutschland liegt mittlerweile eine hochaufgelöste Vereisungskarte des DWD vor, die die lokale Topografie berücksichtigt /1.8/. Sie stellt vor dem Hintergrund der dargestellten Zusammenhänge die zurzeit beste Datengrundlage zur Ermittlung der Vereisungstage für Standorte in Deutschland dar.

2.2 Regelungen in den Normen zum Eiswurf- / Eisfallrisiko

In /1.1/ findet sich für Regionen mit einer hohen Vereisungshäufigkeit die Empfehlung, einen Mindestabstand von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ zu gefährdeten Bereichen einzuhalten oder die Windenergieanlage bei Vereisungsbedingungen abzuschalten.

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 /2.2/. 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 Wind-



energieanlage 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 /2.2/ 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.

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. Das für eine Verhinderung des Eisansatzes in /2.2/ genannte Beispiel einer Rotorblattheizung ist an dieser Stelle typischerweise nicht als Sicherheitssystem konzipiert. Der Betrieb einer Rotorblattheizung wird daher durch einzelne Hersteller für Standorte, in deren Umgebung eventuell durch Eiswurf eine erhebliche Gefährdung besteht, sogar ausgeschlossen.

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.

Der in der Abbildung 2.2.1 dargestellte Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall fasst dies noch einmal zusammen.

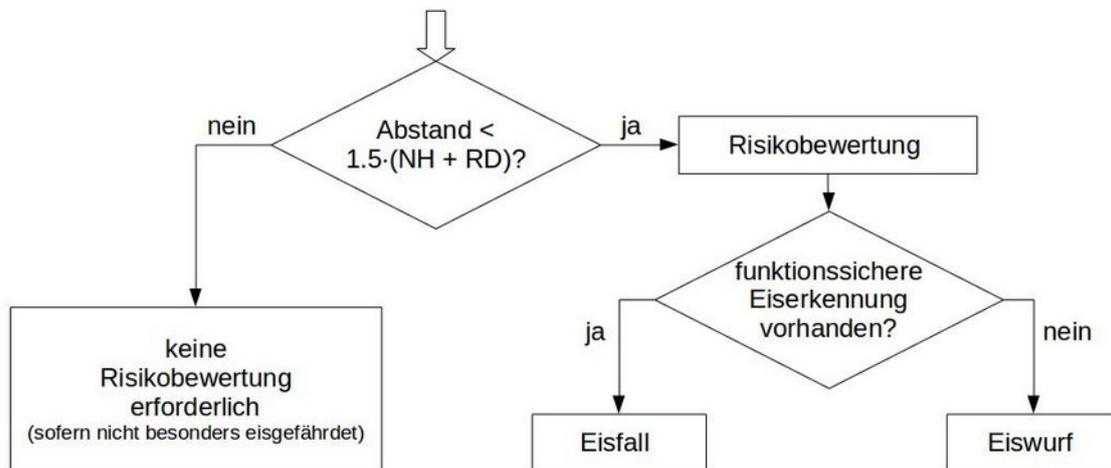


Abbildung 2.2.1: Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall.

Auf internationaler Ebene wurden durch die International Energy Agency (IEA) Empfehlungen für die Risikobewertung von Eisfall und Eiswurf erarbeitet /2.1/. Neben der Risikobewertung beschäftigen sich die Empfehlungen der IEA auch mit der mathematischen Modellierung und den eingehenden Randbedingungen. Die Empfehlungen der IEA /2.1/ werden im Folgenden berücksichtigt.

2.3 Eintrittshäufigkeiten und potentielle Gefährdungsbereiche für Bauteilversagen

Die Eintrittshäufigkeiten für die Schadensfälle Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors werden typischerweise auf Basis bekannter Schadenereignisse eingeschätzt. Umfassende Untersuchungen hierzu finden sich z.B. in /1.11/. Hier werden folgende Versagenhäufigkeiten pro WEA pro Jahr genannt:

Tabelle 2.3.1: Versagenhäufigkeiten an WEA pro Anlage und Jahr sowie gemeldete und bestätigte Wurfweiten nach /1.11/.

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.

Die potentiellen Gefährdungsbereiche durch Bauteilversagen ergeben sich aus den in Tabelle 2.1.1 aufgeführten maximalen Wurfweiten. Der potentielle Gefährdungsbereich ist dabei als der Bereich definiert, innerhalb dessen ein im Hinblick auf die Risikobewertung relevantes Risiko bestehen kann.

Für unterirdisch verlegte Objekte wird als Gefährdungsbereich für Turmversagen die Nabenhöhe samt Gondel zugrundegelegt. Es wird davon ausgegangen, dass am havarierten Turm verbliebene Blattteile keine relevante Gefahr für unterirdische Objekte darstellen und die hauptsächliche Gefährdung durch den Aufprall von Turm und Gondel verursacht wird.

Wurfweiten für Blattbruchstücke erreichen deutlich größere Werte als die in /1.3/ angegebene und in Tabelle 2.1.1 aufgeführte Wurfweite für das ganze Blatt. Als potentieller Gefährdungsbereich für Blattbruch kann hier in guter Näherung der potentielle Gefahrenbereich für Eiswurf vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser angenommen werden.

Außerhalb des potentiellen Gefährdungsbereiches sinkt das Risiko in der Regel nicht auf Null, da es zu sehr seltenen Ereignissen kommen kann, bei denen z.B. die Flugweite einzelner Blattbruchstücke den potentiellen Gefährdungsbereich übersteigt. Das Risiko durch solche Ereignisse ist aber im Allgemeinen als vernachlässigbar anzusehen.

Im Gegensatz zum potentiellen Gefährdungsbereich, der zur Festlegung der zu betrachtenden WEA und Schutzobjekte dient, ergibt sich der standortspezifische Gefährdungsbereich aus der standortspezifischen Berechnung der Auftreffpunkte der Bruchstücke. Auch hier gilt, dass außerhalb des standortspezifischen Gefährdungsbereiches das Risiko in der Regel nicht Null beträgt, aber im Allgemeinen als vernachlässigbar anzusehen ist.

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.

2.4 Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken

Für die Berechnung der Flugbahnen der Eisstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Eisstücke die Lage des Eisstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu



einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt und auch solche Flugbahnen erfasst werden, bei denen im Einzelfall aufgrund von Auftriebskräften am Eisstück sehr hohe Flugweiten erreicht werden.

Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation werden dabei folgende Größen zufällig im Rahmen der am Standort zu erwartenden Wahrscheinlichkeitsverteilung variiert:

- Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,
- Windrichtung,
- Position des Eisstückes auf dem Blatt,
- Geometrie und Dichte des Eisstückes,
- Drehzahl und Stellung des Rotors im Moment der Ablösung des Eisstückes.

Für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden Daten aus /1.5/ berücksichtigt. Eine eventuell vorhandene Schutzwirkung durch Bewuchs oder Gebäude wird dabei vernachlässigt.

Das Berechnungsmodell wurde im Rahmen der Entwicklung der IEA Recommendations /2.1/ anhand von Messkampagnen in realen Windparks validiert.

2.5 Vereisungshäufigkeiten

Datengrundlage für die Bewertung der Vereisungshäufigkeit bildet die Vereisungskarte des Deutschen Wetterdienstes /1.8/. Für die Bestimmung der Häufigkeit atmosphärischer Vereisung wurden hierzu in /1.8/ verschiedene Wetter-Meldungen ausgewertet:

- Allgemeine Wetterereignisse:
 - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Regen,
 - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Sprühregen,
 - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen,
 - Eiskörner (gefrorene Regentropfen),
 - Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen $\leq 0^\circ$ Celsius:
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Sprühregen,
 - leichter, mäßiger oder starker Sprühregen mit Regen,
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Regen,
 - Nebel oder Nebel mit Reifansatz



- Wetterereignisse bei Temperaturen $> 0^{\circ}$ Celsius:
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Schneefall,
 - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen- oder Schneeschauer,
- Wetterereignisse der letzten Stunde aber nicht zur Beobachtungszeit:
 - Schneefall,
 - Schneeregen oder Eiskörner,
 - gefrierender Regen,
 - Schneeschauer bei Temperaturen $> 0^{\circ}$ Celsius,
 - Nebel bei Temperaturen $\leq 0^{\circ}$ Celsius.

Damit werden eine Vielzahl von Ereignissen erfasst, die nicht in allen Fällen zu einer signifikanten Vereisung bzw. in einigen Fällen zu keiner Vereisung der WEA führen. Gleichzeitig beziehen sich die Meldungen auf Beobachterhöhe und nicht auf die Nabenhöhe der WEA. Es wurden daher Vergleiche mit verschiedenen Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes durchgeführt. Hierzu wurden langjährige (30 Jahre) Messreihen zum Tagesmittel der relativen Luftfeuchte und der Lufttemperatur ausgewertet, um die Vereisungshäufigkeit auf Nabenhöhe zu bestimmen. Der Vergleich zeigt, dass die in /1.8/ auf Beobachterhöhe ermittelten Vereisungshäufigkeiten konservativere Ergebnisse liefern. Eine Umrechnung auf Nabenhöhe der WEA ist daher unter Berücksichtigung der in /1.8/ betrachteten Ereignisse nicht erforderlich.

Gemäß /1.8/ sind für Standorte in großen Höhen besondere Betrachtungen erforderlich, wenn diese besonders exponiert oder besonders geschützt liegen. Entsprechende Orte wurden in /1.8/ daher gefiltert. Die niedrigste betroffene Höhe liegt bei ca. 700m üNN, so dass das hier verwendete Verfahren im Folgenden für Orte bis zu einer Höhe von 700m üNN ohne Korrekturen angewendet wird. In diesem Höhenbereich weist die in /1.8/ verwendete exponentielle Regression eine gute Annäherung an die Daten auf und wird daher hier verwendet. Abbildung 2.5.1 zeigt die hierauf beruhende Vereisungskarte für Deutschland.

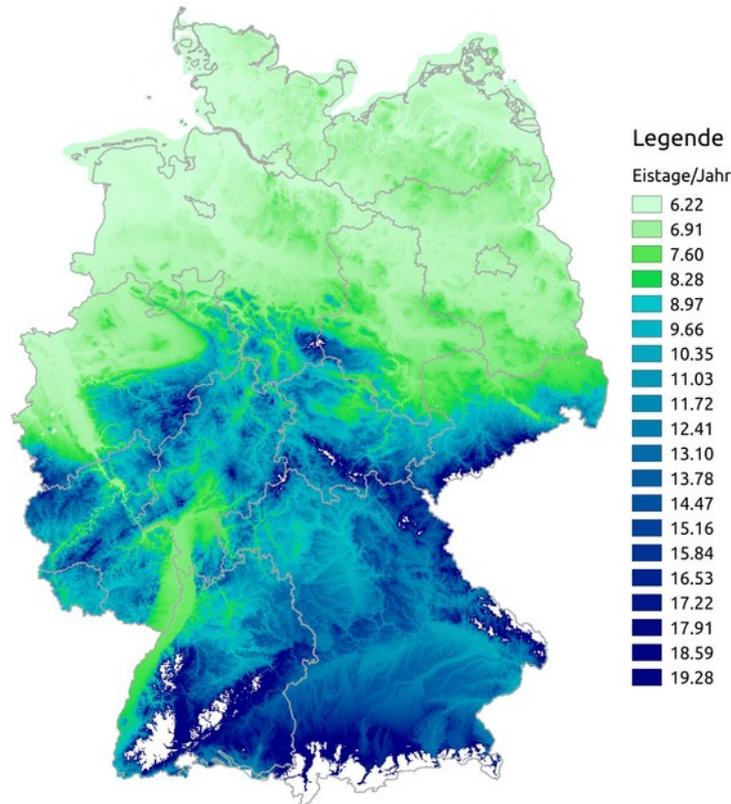


Abbildung 2.5.1: Eistage pro Jahr gemäß den Ergebnissen aus /1.8/ für Höhen bis 700m üNN.

2.6 Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken

Für die Berechnung der Flugbahnen der Blattbruchstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Blattbruchstücke die Lage des Blattbruchstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt und auch solche Flugbahnen erfasst werden, bei denen im Einzelfall aufgrund von Auftriebskräften am Blattbruchstück sehr hohe Flugweiten erreicht werden. In Abbildung 2.6.1 ist eine beispielhafte Flugbahn visualisiert.

Für die Berechnung werden für die Leistungsklasse der WEA repräsentative Daten zu Blattmassenverteilung, Geometrie, aerodynamischen Beiwerten (Auftrieb-, Schub- und Momentenbeiwerte an verschiedenen Blattschnitten) sowie Pitch- und Drehzahlverlauf unterstellt. Der Bruch wird in allen Fällen als glatter, plötzlicher Abriss modelliert, der während des Bruchvorgangs keine Energie verbraucht.

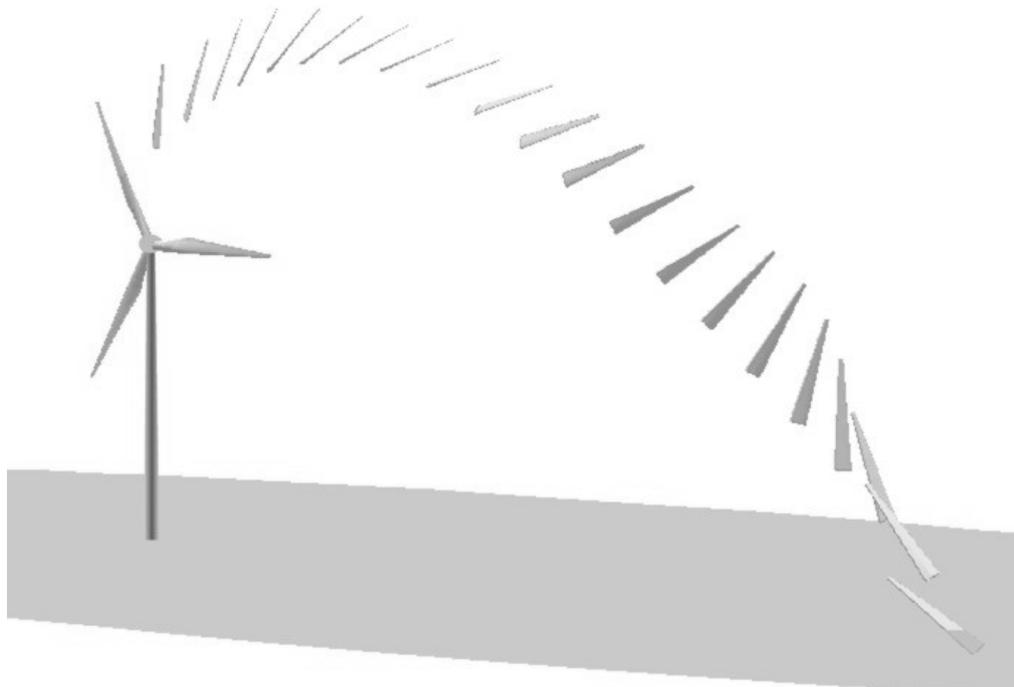


Abbildung 2.6.1: Beispielhafte Flugbahn eines Blattbruchstückes /1.12/.

Im Unterschied zu /1.11/, wo stets der Abriss des ganzen Blattes unterstellt wird, werden auch größere Blattbruchstücke betrachtet, die tendenziell zu größeren Flugweiten und damit zu einer konservativen Betrachtungsweise führen.

Folgende Randbedingungen wurden bei der Berechnung zugrunde gelegt:

- Abrisspunkte:
 - ganzes Blatt (50% der Ereignisse),
 - Bruchstücke von 90%, 70%, 50% und 30% der Blattlänge (jeweils 12.5% der Ereignisse).
- Windgeschwindigkeitsverteilung entsprechend Tabelle 3.2.1.
- Windrichtung in 1° Grad-Schritten gewichtet mit der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen entsprechend Tabelle 3.2.1.
- Rotorblattstellung zum Zeitpunkt des Abrisses: gleichverteilt in 2°-Schritten.
- Drehzahl der WEA: Abhängig von der Windgeschwindigkeit entsprechend Kennlinie der WEA (Überdrehzahl wird vernachlässigt, da dies als Ursache für Blattbruch vernachlässigbar ist /1.11/).
- Geländehöhe: für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden



Daten aus /1.5/ berücksichtigt.

Für die Ermittlung der Gesamthäufigkeit, dass ein Blattbruchstück auf einer Fläche von einem Quadratmeter in der Umgebung einschlägt, ist anschließend die Eintrittswahrscheinlichkeit von $8.4 \cdot 10^{-4}$ für einen Blattbruch pro WEA und pro Jahr nach Tabelle 2.3.1 mit in Betracht zu ziehen.

2.7 Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen

Ermüdungsschäden an Türmen sind selten. Es kann angenommen werden, dass das Versagen eines Turmes aufgrund von Ermüdung durch die Bauüberwachung und wiederkehrenden Prüfungen weitestgehend ausgeschlossen werden kann /1.13/. Eine Gefährdung durch Turmversagen wird daher unterstellt, wenn es bei extremer Belastung (Sturm) aufgrund von Konstruktions-, Planungs- oder Wartungsfehlern zu einem Versagen des Turmes bzw. des Fundamentes kommt.

Aus den Abmaßen der WEA und der Lage der Schutzobjekte ergibt sich die Windrichtung aus denen die Starkwindlagen unterstellt werden müssen. Aus den Winddaten in Tabelle 3.2.1 werden anschließend die relativen Häufigkeiten für Starkwind mit einem 10-Minuten-Mittelwert von mehr als 16m/s auf Nabenhöhe für die jeweils zu betrachtenden Windrichtungen bestimmt. In Verbindung mit der Versagenshäufigkeit aus Tabelle 2.3.1 ergeben sich die Gesamthäufigkeiten.

2.8 Grenzwerte und Risikobewertung

2.8.1 Grenzwerte individuelles Risiko

Für Personenschäden findet sich in der Literatur das Konzept der minimalen endogenen Sterblichkeit (MEM) /2.3/. Die minimale endogene Sterblichkeit in entwickelten Ländern findet sich in der Gruppe der fünf bis 15jährigen. Sie liegt bei $2 \cdot 10^{-4}$ Todesfällen pro Person und Jahr. Eine neue Technologie sollte diese endogene Sterblichkeit nicht nennenswert erhöhen. Es wird daher gefordert, dass die einer neuen Technologie verbundene Sterblichkeit nicht mehr als $1 \cdot 10^{-5}$ Todesfälle pro Person und Jahr betragen darf.

An anderer Stelle wird das gesellschaftlich akzeptierte Todesfallrisiko abhängig vom Grad der Freiwilligkeit und möglichen Einflussnahme auf die Handlung dargestellt /1.7/. Die Akzeptanz sinkt, wenn zum einen die Möglichkeit sich durch adäquates Handeln zu schützen gegen Null geht und zum anderen sich die Person nicht freiwillig der Gefährdung aussetzt. Der unter diesen Randbedingungen definierte Grenzwert liegt bei $1 \cdot 10^{-5}$ Todesfällen pro Person und Jahr und entspricht



damit dem definierten MEM-Kriterium.

Betrachtet man das Risiko in der Nähe einer WEA durch Eisfall, Eiswurf oder Bauteilversagen tödlich zu verunglücken, begibt man sich in der Regel weder freiwillig in diese Lage noch hat man durch persönliche Einflussnahme eine Möglichkeit das Risiko nennenswert zu minimieren. Der Ansatz des MEM-Kriteriums ist daher an dieser Stelle gerechtfertigt und sinnvoll.

Damit liegt eine inakzeptable Gefährdung durch Eiswurf, Eisfall oder Bauteilver-sagen nur vor, wenn der so definierte Grenzwert überschritten wird.

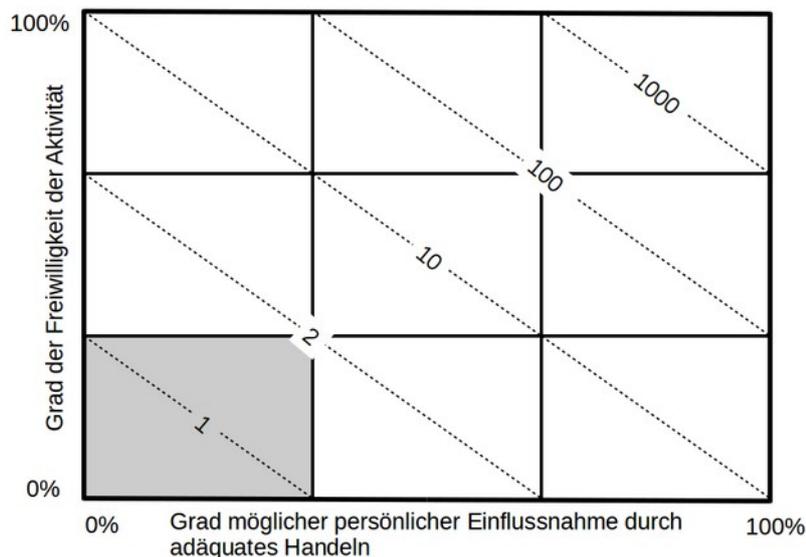


Abbildung 2.8.1.1: Akzeptiertes Todesfallrisiko pro 100 000 Personen /1.7/. Grau hinterlegter Bereich entspricht dem MEM-Kriterium /2.3/.

Um hier eine konservative Vorgehensweise zu gewährleisten, werden bezüglich des Eisfall/Eiswurf-Risikos folgende Annahmen getroffen:

- Ein Eisstück, das eine ungeschützte Person außerhalb eines Fahrzeuges oder Gebäudes im Bereich des Kopfes trifft, führt immer zu einer schweren Verletzung oder zum Tode.
- Bis zu einer Geschwindigkeit von 50km/h kann angenommen werden, dass eine Person innerhalb eines Fahrzeuges vor direkten tödlichen Treffern durch Eisstücke geschützt ist. Oberhalb von 50km/h kann es neben einem direkten tödlichen Treffer auch zu einem schweren Unfall mit tödlichem Ausgang kommen, wenn ein Eisstück auf das Fahrzeug oder dicht vor dem Fahrzeug aufschlägt. Das Risiko für einen solchen Unfall steigt überproportional mit der Fahrzeuggeschwindigkeit. Die durchschnittliche Anzahl von Personen in einem Kraftfahrzeug ist statistisch erfasst /1.6/, so dass sich hieraus eine Anzahl



betroffener Personen ableiten lässt.

Mit dem Ausschluss leichter Verletzungen, der fehlenden Unterscheidung zwischen schweren und tödlichen Verletzungen wird hier ein konservativer Ansatz gewählt. Eine weitere Differenzierung gestaltet sich an dieser Stelle sehr schwierig und lässt sich statistisch zurzeit nicht ausreichend absichern.

2.8.2 Grenzwerte kollektives Risiko

Bei der Bewertung von Schutzobjekten, bei denen sich eine größere Anzahl von Personen in der Nähe der WEA aufhält, wie es typischerweise bei Verkehrswegen der Fall ist, ist gemäß /2.1/ das daraus resultierende Kollektivrisiko zu bewerten. Entsprechende Grenzwerte für das Kollektivrisiko werden in /2.1/ definiert. Diese liegen für das Kollektivrisiko zwei Größenordnungen oberhalb des MEM-Kriteriums /2.1/ und somit bei $1 \cdot 10^{-3}$ Todesfällen pro Jahr.

Gemäß /2.1/ kann für das Risiko im Straßenverkehr der Grenzwert für das kollektive Risiko basierend auf vorliegenden Unfallstatistiken ermittelt werden. Diese Vorgehensweise findet Anwendung für Straßen des Fernverkehrs und angeschlossene Straßen, die dem Durchgangsverkehr dienen. Dies sind in Deutschland die Bundesautobahnen, die Bundesstraßen und die Landesstraßen.

Das aktuelle Risiko ist dabei auf Basis der Todesfälle und der Schwerverletzten im Straßenverkehr zu ermitteln. Entsprechend der grundsätzlichen Idee des MEM-Kriteriums wird auch hier gefordert, dass ein bestehendes Risiko nicht nennenswert erhöht werden darf. Der anzusetzende Grenzwert für eine inakzeptable Gefährdung wird daher eine Größenordnung niedriger gewählt als das bestehende Risiko /2.1/.

Mit /1.3/ liegen entsprechende Unfallzahlen für Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse, Ortslage und Unfallfolge vor. Tabelle 2.8.2.1 listet die entsprechenden absoluten Unfallzahlen pro Jahr für die betreffenden Straßengruppen.

Tabelle 2.8.2.1: Verunglückte Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse pro Jahr /1.3/.

Straßenklasse	Getötete	Schwerverletzte
Bundesautobahn	344	5673
Bundesstraße (außerorts)	640	7742
Landesstraße (außerorts)	646	9210

In Verbindung mit der Inlandsfahrleistung auf den verschiedenen Straßenklassen lassen sich daraus die bestehenden Risiken bezogen auf die gefahrene Strecke bestimmen. Damit ist es möglich abhängig von der Verkehrsdichte straßenspezifische Risikowerte festzulegen. Die Streckenlänge ist dabei so festzulegen, dass jeweils nur



eine WEA zur Gefährdung beitragen kann, um auch hier zu gewährleisten, dass das von jeder WEA ausgehende Risiko unabhängig bewertet werden kann. Werden die Risikogrenzwerte standortspezifisch bestimmt, so sind sie in Kapitel 3 dargestellt. Für alle anderen Straßenklassen kann der oben definierte Grenzwert für das Kollektivrisiko von $1 \cdot 10^{-3}$ zugrunde gelegt werden.

2.8.3 Grenzwerte kollektives Risiko für Ereignisse mit einer hohen Anzahl Todesfälle

Der in 2.8.2 verwendete Begriff des kollektiven Risikos orientiert sich an den Empfehlungen der IEA /2.1/ und betrachtet die Summe aller Todesfälle, die sich durch Ereignisse mit jeweils nur einem oder sehr wenigen Todesfällen ergeben. Für Risiken, bei denen pro Ereignis eine große Zahl von Toten zu erwarten ist, wie z.B. bei einem Flugzeugabsturz, ist zu beachten, dass das gesellschaftlich akzeptierte Risiko niedriger anzusetzen ist.

Im Zusammenhang mit WEA kommt dies zum Tragen, wenn das Risiko durch Bauteilversagen für eine sehr stark befahrene Straße wie z.B. eine Bundesautobahn oder eine Bahnlinie mit Personenverkehr bewertet wird. In beiden Fällen ist entweder aufgrund der hohen Verkehrsdichte und Geschwindigkeit und den resultierenden Folgeunfällen oder wegen einem Entgleisen bei hohen Geschwindigkeiten damit zu rechnen, dass es in einem Schadensfall zu einer größeren Anzahl von Toten kommt. In diesen Fällen erfolgt die Grenzwertbestimmung anhand sogenannter F-N-Kurven /2.1, 2.8/.

Es existieren verschiedene F-N-Kurven, die Ereignissen mit mehreren Toten unterschiedlich abnehmende Akzeptanzen zuweisen (sogenannte Risk-Aversion). Die IEA empfiehlt in /2.1/ eine F-N-Kurve mit einem Risk Aversion Faktor von eins. Dies entspricht auch dem für F-N-Kurven in /2.8/ angegebenen Beispiel und auch der aktuellen Praxis in Belgien /2.8/ und wird daher hier verwendet.

Bei sehr stark befahrenen Straßen wird standortspezifisch ermittelt, wie viele Tote pro Ereignis standortspezifisch zu erwarten sind. Im Anschluss wird die entsprechende F-N-Kurve auf den standortspezifischen Grenzwert bezogen.

Bei überregionalen Bahnstrecken mit Personenverkehr findet standortspezifisch eine konservative Abschätzung der Anzahl von Toten pro Ereignis statt.



2.8.4 Risikobewertung

Im Folgenden wird in allen Fällen das individuelle Risiko und das kollektive Risiko ermittelt. Anschließend wird in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen das individuelle oder kollektive Risiko für eine Bewertung zugrunde gelegt. In Anlehnung an /2.1/ kann dabei folgende Aufteilung verwendet werden:

- Individuelles Risiko:
 - land- und forstwirtschaftlich genutzte Wege, Wanderwege, Fahrradwege und Straßen mit geringer Verkehrsdichte,
 - Objekte wie Scheunen, Hütten etc., die regelmäßig durch den Besitzer oder durch einen kleinen Personenkreis genutzt werden.
- Kollektives Risiko:
 - stark genutzte Gemeindestraßen, Kreisstraßen, Landesstraßen, Bundesstraßen und Autobahnen,
 - Objekte, die von generellem Interesse für die Öffentlichkeit sind und entsprechend durch eine größere Personengruppe genutzt werden (öffentliche Parkplätze, Industrieanlagen etc.).
 - Ereignisse, bei denen pro Ereignis eine große Zahl von Toten zu erwarten ist.

Für die Bewertung des kollektiven Risikos sind dabei die Risiken aller zu betrachtenden Individuen zu addieren. In Fällen, bei denen pro Ereignis ein große Anzahl von Toten zu erwarten ist, sind die Grenzwerte für das kollektive Risiko entsprechend zu reduzieren.

Für die Bewertung des individuellen Risikos ist das sogenannte kritische Individuum maßgeblich, das aufgrund seiner Nutzung der Schutzobjekte dem höchsten Risiko ausgesetzt ist. Das individuelle Risiko ist im Gegensatz zum kollektiven Risiko daher nicht von der Gesamtanzahl der Personen abhängig, die die Schutzobjekte frequentieren. Auf kleineren Wegen, auf denen nur eine geringe Fahrgeschwindigkeit von Kfz zu unterstellen ist, ist das kritische Individuum z.B. in der Regel der Fußgänger oder Radfahrer. Aufgrund der geringe Eintrittshäufigkeit kann das Risiko durch Bauteilversagen von einer einzelnen WEA für einen individuellen Fußgänger im Allgemeinen keine unzulässigen Werte erreichen. Die Ausweisung und Bewertung des Risikos kann daher im Einzelfall auf die für die Gesamtbewertung relevanten WEA begrenzt werden (siehe Kapitel 2.8.7).

Das individuelle Risiko ist in der Regel für stark genutzte überregionale Verkehrswege nicht maßgeblich. Eine Ausnahme bilden hier die überregionalen

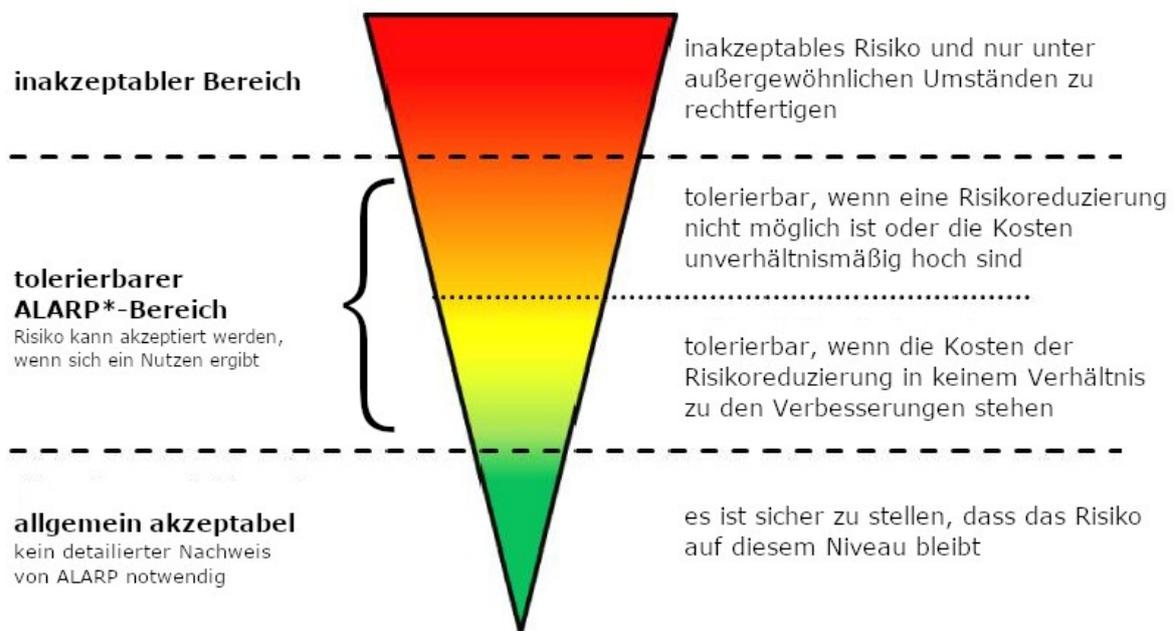


Bahnstrecken, da hier beim Szenario Eiswurf oder Eisfall nur wenige individuelle Personen, nämlich die Lokführer, gefährdet sind. Da es nicht praktikabel oder nicht möglich ist, das individuelle Risiko entlang einer gesamten Bahnstrecke zu bewerten, werden in diesem Fall die Grenzwerte für das individuelle Risiko um den Faktor zehn erniedrigt.

Beim Szenario Bauteilversagen gelten in der Nähe von Bahnstrecken die reduzierten Grenzwerte für das kollektive Risiko gemäß Kapitel 2.8.2, die in diesem Fall den hier definierten Grenzwerten für das individuelle Risiko entsprechen.

Entsprechend dem Vorgehen der UK Health and Safety Executive (HSE) /1.9/ werden in /2.1/ unterhalb des inakzeptablen Bereiches weitere Risikobereiche definiert, die unterschiedliche Maßnahmen erfordern.

Das MEM-Kriterium definiert für das individuelle Risiko dabei die Obergrenze des sogenannten ALARP-Bereichs (As Low As Reasonably Practicable, s. Abbildung 2.8.4.1). Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht akzeptabel.



*: ALARP: as low as reasonably practicable
 Risiko so niedrig, wie vernünftigerweise möglich

Abbildung 2.8.4.1: ALARP-Prinzip nach /1.9/. Die Grenze zum roten inakzeptablen Bereich wird für das individuelle Risiko durch das MEM-Kriterium /2.3/ definiert.



Darunter folgt der ALARP-Bereich, welcher sich über zwei Größenordnungen der Risikowerte erstreckt.

Liegt das Risiko im oberen ALARP-Bereich, sollen Maßnahmen in Betracht gezogen werden, um das Risiko weiter zu reduzieren. Die Maßnahmen sollten sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Liegt das Risiko im unteren ALARP-Bereich, sind Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos in der Regel nicht erforderlich. Im Rahmen des Gutachtens werden entsprechend nur im Einzelfall Maßnahmen vorgeschlagen.

Liegt das Risiko mehr als einen Faktor 100 unterhalb des MEM-Kriteriums, ist es ohne weitere Maßnahmen allgemein akzeptabel. Die Grenze zwischen dem ALARP-Bereich und dem allgemein akzeptablen Risiko liegt für das individuelle Risiko bei einer Sterbehäufigkeit von 10^{-7} pro Person und Jahr (einmal in 10 Millionen Jahren). Dies entspricht etwa dem Risiko durch Blitzschlag zu sterben /1.10/.

Dieser grüne Bereich erstreckt sich sinnvollerweise ebenfalls über eine Größenordnung der Risikowerte, da Risikowerte, die mehr als einen Faktor 1000 unterhalb des hier definierten Grenzwertes für das individuelle Risiko liegen, jenseits fast aller bekannten Risiken liegen. Entsprechend kann die Abbildung 2.8.4.1 nach unten um einen blauen Bereich erweitert werden, in dem das Risiko vernachlässigbar ist. Der einzige bekannte Wert für das individuelle Risiko, der sich nach /1.10/ noch diesem Bereich zuordnen lässt, ist die Sterbehäufigkeit durch einen Meteoriteneinschlag (siehe auch Abbildung 2.8.4.2).

Bei der Bewertung der individuellen und kollektiven Risiken wird entsprechend zwischen den fünf in Tabelle 2.8.4.1 genannten Bereichen unterschieden.



Table 2.8.4.1: Risikobereiche für das individuelle und kollektive Risiko nach /2.1/ erweitert um einen Bereich für vernachlässigbares Risiko.*

Individuelles Risiko (Sterbehäufigkeit pro Person und Jahr)	Kollektives Risiko (Sterbehäufigkeit pro Jahr)	Bewertung
$> 10^{-5}$	$> 10^{-3}$ oder standortspezifisch	Roter Bereich: Risiko inakzeptabel - Maßnahmen sind einzuleiten und deren Nutzen nachzuweisen
10^{-6} bis 10^{-5}	10^{-4} bis 10^{-3} oder standortspezifisch	Oranger Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
10^{-7} bis 10^{-6}	10^{-5} bis 10^{-4} oder standortspezifisch	Gelber Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
10^{-8} bis 10^{-7}	10^{-6} bis 10^{-5} oder standortspezifisch	Grüner Bereich: Risiko allgemein akzeptabel
$< 10^{-8}$	$< 10^{-6}$ oder standortspezifisch	Blauer Bereich: Risiko vernachlässigbar

* Für Szenarien, bei denen pro Ereignis mit einer großen Anzahl von Toten zu rechnen ist, sind die Erläuterungen in Kapitel 2.8.3 zu beachten.

Da Sachschäden hier in ihrer Schwere gegenüber Personenschäden vernachlässigbar sind, werden diese in der Regel nicht weiter bewertet und in den Detailergebnissen im Anhang nicht dargestellt.

Abbildung 2.8.4.2 veranschaulicht die Risikobereiche für das individuelle Risiko noch einmal, indem für die einzelnen Risikobereiche Beispiele für Tätigkeiten und Gefahren genannt werden. Zusätzlich wird in Abbildung 2.8.4.2 auch die jährliche Fahrleistung in Kilometern aufgeführt, bei der man als Kraftfahrer im deutschen Straßenverkehr die jeweiligen Grenzwerte zwischen den Risikobereichen erreicht. Man erkennt, dass bereits ab einer sehr geringen Fahrleistung von 3000km pro Jahr der hier definierte inakzeptable Bereich erreicht wird. Da sehr viele Tätigkeiten mit ihrem Risiko in den inakzeptablen Bereich fallen, wurde dieser in Abbildung 2.8.4.2 noch weiter untergliedert.



Farbe	Sterberisiko pro Person pro Jahr	Symbol / Bezeichnung	Beispiele für Sterberisiken	
			Kfz im Straßenverkehr (Fahrleistung pro Jahr) /1.6/	Andere Beispiele /1.10/
Rot	10^{-3}	- inakzeptabel	300.000 km	Bergsteigen
	10^{-4}			Hausarbeit
	10^{-5}			Arbeitsunfall
Orange	10^{-5}	+ tolerierbar	3.000 km	Gebäudebrand
Gelb	10^{-6}	++ tolerierbar	300 km	Blitzschlag
	10^{-7}			
Grün	10^{-7}	+++ allgemein akzeptabel	30 km	Erdbeben
Blau	10^{-8}	≈ 0 vernachlässigbar	3 km	Meteorit

Abbildung 2.8.4.2: Risikobereiche und Beispiele für das individuelle Sterberisiko.

2.8.5 Grenzwerte für Schäden an Öl- und Gasleitungen

Akzeptierte Grenzwerte für Schäden an Öl- und Gasleitungen finden sich in der DIN EN ISO 16708 /2.6/. Abhängig von der Art des transportierten Fluides, der Bevölkerungsdichte in der Umgebung der Leitung, dem Druck innerhalb der Leitung und dem Durchmesser der Leitung werden die maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten definiert. Diese beziehen sich auf ein Jahr und einen Kilometer der Leitung.

In Abbildung 2.8.5.1 sind die maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten pro Jahr und Leitungskilometer in Abhängigkeit vom Druck und Durchmesser der Leitung für die verschiedenen Sicherheitsklassen 1 bis 4 dargestellt. Die Sicherheitsklassen reichen von gering (1) an Orten mit einer mittleren Bevölkerungsdichte bis sehr stark (4) an Orten mit einer sehr hohen Bevölkerungsdichte. Die ebenfalls dargestellte



Klasse 5 entspricht dem individuellen Risiko für Personen die sich direkt über der Leitung aufhalten. Die daraus ermittelten maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten müssen noch für die Länge des jeweiligen betroffenen Streckenabschnitts angepasst werden.

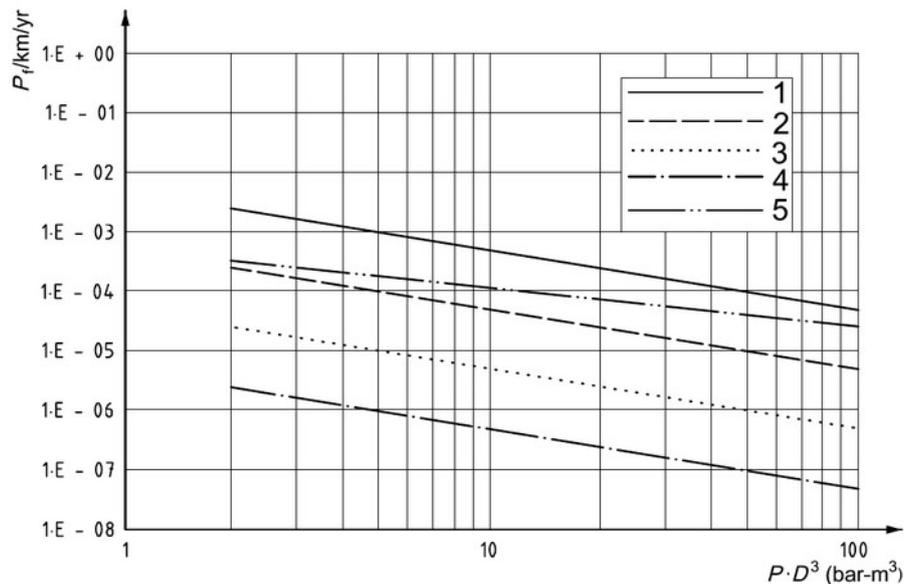


Abbildung 2.8.5.1: Maximal akzeptierte Versagenshäufigkeit für die Sicherheitsklassen 1 bis 4 und das individuelle Risiko (5) pro Kilometer und Jahr /2.6/.

Damit liegt eine Gefährdung nur vor, wenn der so definierte Grenzwert gemäß DIN EN ISO 16708 /2.6/ überschritten wird.

2.8.6 Risikomindernde Maßnahmen

Liegt das Risiko im inakzeptablen roten Bereich, ist ein Nachweis erforderlich, dass das Risiko durch geeignete Maßnahmen in den ALARP-Bereich verschoben werden kann. Gemäß /2.1/ kommen insbesondere folgende Maßnahmen in Frage, um das Risiko in den ALARP-Bereich zu verschieben:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung,
- Installation eines Systems zur Erkennung von strukturellen Schäden an den Rotorblättern ,
- Wahl eines kleineren WEA-Typs,



- Verschiebung der WEA,
- Verlegung des betroffenen Schutzobjektes.

In allen Fällen ist durch eine erneute Berechnung nachzuweisen, dass das Risiko anschließend nicht mehr im roten inakzeptablen Bereich liegt /2.1/.

Liegt das Risiko im oberen orangen ALARP-Bereich sind etablierte risikomindernde Maßnahmen umzusetzen. Zu den empfohlenen Maßnahmen zählen:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung, wenn dies aufgrund der Lage der Schutzobjekte möglich und sinnvoll ist,
- Einsatz einer funktionssicheren Eiserkennung,
- Warnschilder,
- Warnleuchten, die mit dem Eiserkennungssystem der WEA gekoppelt sind,
- Physische Barrieren wie Schranken sofern dies vor Ort umgesetzt werden kann.
- Einbau zusätzlicher Monitoring- und Überwachungssysteme,
- Aufklärung der direkten Nachbarn und Nutzer des umliegenden Bereichs,
- verkürzte Intervalle für Wartung und Inspektion

Die Auswahl der Maßnahmen sollte sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Auf Freiflächen mit kontrolliertem und beschränktem Zutritt wie z.B. einem Betriebsgelände kann das Risiko durch Eisfall und Eiswurf auch durch Aufenthaltsbeschränkungen oder das Tragen eines Schutzhelmes reduziert werden. Bei der Quantifizierung dieser Maßnahmen kann gemäß /1.14/ davon ausgegangen werden, dass das Tragen eines Schutzhelmes mit einem Chancenverhältnis (odds ratio) für schwere und tödliche Kopfverletzungen von etwa $\frac{1}{3}$ verbunden ist.

Bei einer Fixierung der Azimut-Position wird die WEA nach einer Abschaltung durch die Eiserkennung in eine fixe Azimut-Position gefahren. Damit kann die Trefferhäufigkeit von Eisstücken auf die Schutzobjekte verringert werden, indem im Falle eines Verkehrsweges z.B. der Rotor parallel zum Fahrbahnrand ausgerichtet wird. Die Azimut-Position wird dabei definiert über den Azimutwinkel zwischen geografisch Nord und der Achsenrichtung der WEA.

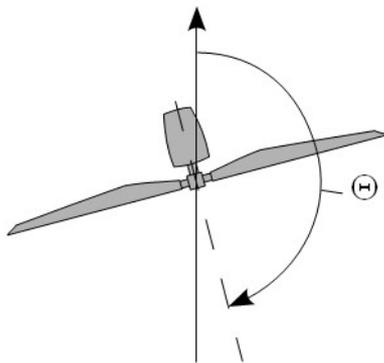


Abbildung 2.8.6.1: Definition des Azimutwinkels Θ .

2.8.7 Addition von Risiken

Die Risiken durch Eiswurf/Eisfall und durch Bauteilversagen sind grundsätzlich zu addieren und gemeinsam zu betrachten und zu bewerten.

Entlang von Verkehrswegen kann weiterhin in der Regel nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne oder alle Personen mehrere WEA passieren und damit einer Summe von Risiken ausgesetzt sind.

Dies spielt für den überregionalen Verkehr keine Rolle, da hier entweder direkt mit Grenzwerten verglichen wird, die auf die gefahrene Strecke bezogen sind (siehe Kapitel 2.8.2) oder bei Verwendung der pauschalen Grenzwerte dies gemäß /2.1/ begründet werden kann.

WEA an Autobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen können daher stets einzeln betrachtet werden. Hier sind benachbarte WEA nur dann von Interesse, wenn sich die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA und einer benachbarten WEA überlappen. Dasselbe gilt für die Risikobewertung von Schäden an Erdöl- und Erdgasleitungen, da auch hier die Grenzwerte auf die Leitungslänge bezogen werden.

Bei der Bewertung von Verkehrswegen des regionalen bzw. des Nahverkehrs werden die akzeptierten Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko herangezogen. Für Kreisstraßen, Gemeindestraßen und sonstige Verkehrswege ist daher zu prüfen, ob die übliche Nutzung dazu führt, dass die Gefährdungsbereiche mehrerer WEA passiert werden. Diese Betrachtung kann aufgrund des regionalen Charakters dieser Verkehrswege dabei auf den zu betrachtenden Windpark beschränkt werden.



In einem verzweigten Verkehrswegenetz innerhalb eines Windparks gibt es eine Vielzahl von Routen, die nicht alle betrachtet werden können. Es ist hier ausreichend eine repräsentative Route zu wählen, die eine konservative Bewertung gewährleistet.

In der Praxis kann für Verkehrswege des regionalen bzw. des Nahverkehrs folgendermaßen vorgegangen werden:

- Im ersten Schritt werden die Risiken ausgehend von jeder einzelnen WEA und bezogen auf die verschiedenen Schutzobjekte ermittelt. Wenn einzelne Risiken hier bereits im oberen ALARP-Bereich liegen, werden die entsprechenden Maßnahmen abgeleitet (siehe auch Kapitel 2.8.4)
- Im zweiten Schritt wird eine repräsentative Route festgelegt und hierfür das Risiko ermittelt und bewertet. Eventuell sind hieraus weitere risikomindernde Maßnahmen abzuleiten.
- Auf den zweiten Schritt kann verzichtet werden, wenn die Summe der Risiken über alle WEA die jeweils anzusetzenden Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko nicht übersteigen.
- Aufgrund der geringe Eintrittshäufigkeit kann das Risiko durch Bauteilversagen von einer einzelnen WEA für einen individuellen Fußgänger im Allgemeinen keine unzulässigen Werte erreichen. In diesen Fällen reicht es daher aus, das Risiko durch Bauteilversagen für die WEA zu ermitteln, die im zweiten Schritt für das Risiko entlang der repräsentativen Route relevant sind.

2.9 Gültigkeit der Ergebnisse

Die für die Risikobewertung erforderliche Häufigkeitsverteilung von Eis- und Blattbruchstücken in der Umgebung der WEA hängt von mehreren Faktoren ab. Dies sind neben den WEA-Daten (Koordinaten, WEA-Typ, Nabelhöhe, Nennleistung, Betriebsweise der WEA sowie Vorhandensein und Art des Eiserkennungssystems), die Windbedingungen (Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, sektorielle Weibull-Parameter der Windgeschwindigkeitsverteilung) und die Vereisungsbedingungen am Standort. Mit letzterem sind neben der Anzahl der Vereisungstage auch die zu erwartende Eismasse auf dem Rotorblatt sowie die Massen- und Formverteilung der sich lösenden Eisstücke gemeint. Weiterhin ist die Risikobewertung abhängig von der Aufenthaltshäufigkeit und dem Bewegungsmuster von Personen im Umfeld der WEA.

Jede Änderung dieser Randbedingungen erfordert daher eine Neubewertung des Risikos.



Für alle Parameter, die einen Einfluss auf die Auftreffpunkte der Eis- oder Blattbruchstücke haben, lassen sich keine pauschalen konservativen Werte festlegen /2.1/. Dies bedeutet insbesondere, dass eine Reduzierung der Nabenhöhe nicht automatisch zu einer Reduzierung des Risikos führt. Auch sind die Ergebnisse eines Risikos durch Eiswurf nicht unbedingt abdeckend für das Risiko durch Eisfall von derselben WEA am selben Standort.

In den Berechnungen zum Risiko durch Eisfall wird angenommen, dass die gesamte auf den Rotorblättern im Vereisungsfall unterstellte Eismasse in Form von Eisstücken abgeworfen wird.

2.10 Systeme zur Prävention und Enteisung

Zurzeit liegen keine gesicherten Erkenntnisse vor, wie die Verteilung von Eisstückgrößen oder deren Dichte durch eine Rotorblattenteisung im Einzelfall beeinflusst wird. Nach derzeitigem Kenntnisstand führt der Einsatz einer Rotorblattenteisung wie zum Beispiel einer Rotorblattheizung dazu, dass die Größe der Eisstücke beim Eisfall sinkt, gleichzeitig aber die Anzahl der Eisstücke deutlich zunehmen kann.

Da zu den einzelnen Systemen keine spezifischen Untersuchungen vorliegen, wie sich die Rotorblattenteisung auf das Eisfallrisiko auswirkt, ist eine genau Quantifizierung im Rahmen der Berechnungen zurzeit nicht möglich. Der Einfluss dieser Systeme wird entsprechend in den Berechnungen nicht berücksichtigt.

Im Allgemeinen kann aber davon ausgegangen werden, dass die Berechnungen für Eisfall den Einsatz einer Rotorblattenteisung im Trudelbetrieb bzw. bei Stillstand der WEA abdecken und ihr Einsatz zulässig ist.



2.11 Verwendete Begriffe und Symbole

Es ergeben sich folgende Begriffe und Symbole, die im Zusammenhang mit WEA im Gutachten verwendet werden:

Tabelle 2.11.1: Erläuterung der verwendeten Begriffe und Symbole.

Erläuterung der Begriffe		
	„geplante WEA“	WEA, deren Risiko im Rahmen des Gutachtens zu bewerten ist.
 	„benachbarte WEA“	Alle weiteren WEA, die vom Auftraggeber übermittelt wurden. Es ist dabei unerheblich, ob sich einzelne benachbarte WEA ebenfalls in Planung oder Bau befinden. Entscheidend ist die Windparkkonfiguration, die als Vorbelastung für die geplanten WEA zu unterstellen ist. Alle benachbarten WEA sind in Tabelle 3.3.1 aufgeführt.
	„Referenzpunkt der Winddaten“	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.
Farbliche Zuordnung der Symbole		
	Zu bewertende WEA: geplante WEA, deren Risiko bewertet wird.	
	Zu berücksichtigende WEA: Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA Einfluss auf das Risiko im Gefährdungsbereich der zu bewertenden WEA () nehmen bzw. aufgrund der Nutzung der Schutzobjekte innerhalb des Windparks potentiell zu berücksichtigen sind.	
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA und ihrer Lage im Windpark nicht bei der Bewertung des Risikos der zu bewertenden WEA () zu berücksichtigen sind. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in Abbildung 3.3.1 dargestellt.	
	Referenzpunkte der Winddaten.	
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.	



3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

Am Standort Menzendorf (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von sechs Windenergieanlagen (WEA 1 - 6).

Am Standort befinden sich elf weitere benachbarte WEA (WEA 7 - 17).

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration und die Schutzobjekte sind in Tabelle 3.3.1 bzw. Abbildung 2.8.6.1 dargestellt.

In der Umgebung befinden sich die Landesstraße L011 und die Bahnstrecke Lübeck – Güstrow, welche im Rahmen dieser Untersuchung als Schutzobjekte definiert wurden (siehe Abbildung 2.8.6.1).

Im Folgenden wird eine Risikoanalyse der WEA 1 - 6 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen durchgeführt.

3.2 Winddaten am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden /3.1/ entnommen. Datengrundlage zur Abschätzung des Windpotentials am Standort Menzendorf bilden die Daten des anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 3km und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Der Referenzzeitraum deckt 20 Jahre von 1999 - 2018 ab /3.1/.

Entsprechend den Empfehlungen aus /2.1/ wurden die Daten für die Berechnungen von Eiswurf und Eisfall für Perioden mit potentiellen Vereisungsbedingungen gefiltert. Die gefilterten Daten sind in Tabelle 3.2.1 als Winddatensatz 1 aufgetragen. Für die Berechnungen von Bauteilversagen wurden die ungefilterten Daten verwendet. Diese sind in Tabelle 3.2.1 als Winddatensatz 2 aufgetragen. Die Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung am Standort Menzendorf vorausgesetzt.

Die Parameter der Weibull-Verteilung werden genutzt, um die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen auf die jeweiligen Windgeschwindigkeiten umzurechnen. Die Weibull-Parameter werden dabei soweit notwendig auf die jeweilige Nabenhöhe der WEA umgerechnet.



Tabelle 3.2.1: Winddaten am Standort (*f*: Häufigkeit der Windrichtung; *A* und *k*: Skalen- und Formparameter der Weibull-Verteilung).

Wind-Datensatz Nr.	Parameter	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)	
														Höhe über Grund [m]	
1	A [m/s]	6.79	7.44	7.81	8.44	8.44	8.43	8.71	9.86	10.26	9.26	8.69	7.60	Höhe über Grund [m]	164
	k [-]	2.160	2.520	2.830	2.850	3.370	3.010	2.890	2.990	3.300	2.660	2.450	2.450	Ost	32633378
	f (100%=1)	0.054	0.063	0.068	0.093	0.098	0.090	0.075	0.089	0.129	0.091	0.088	0.063	Nord	5969720
2	A [m/s]	5.94	6.39	7.24	8.10	8.10	8.06	8.48	10.04	10.69	10.02	8.89	6.79	Höhe über Grund [m]	164
	k [-]	2.030	2.210	2.490	2.510	2.650	2.560	2.490	2.830	3.130	2.980	2.640	2.280	Ost	32633378
	f (100%=1)	0.041	0.045	0.054	0.066	0.073	0.070	0.070	0.107	0.162	0.149	0.110	0.052	Nord	5969720

3.3 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

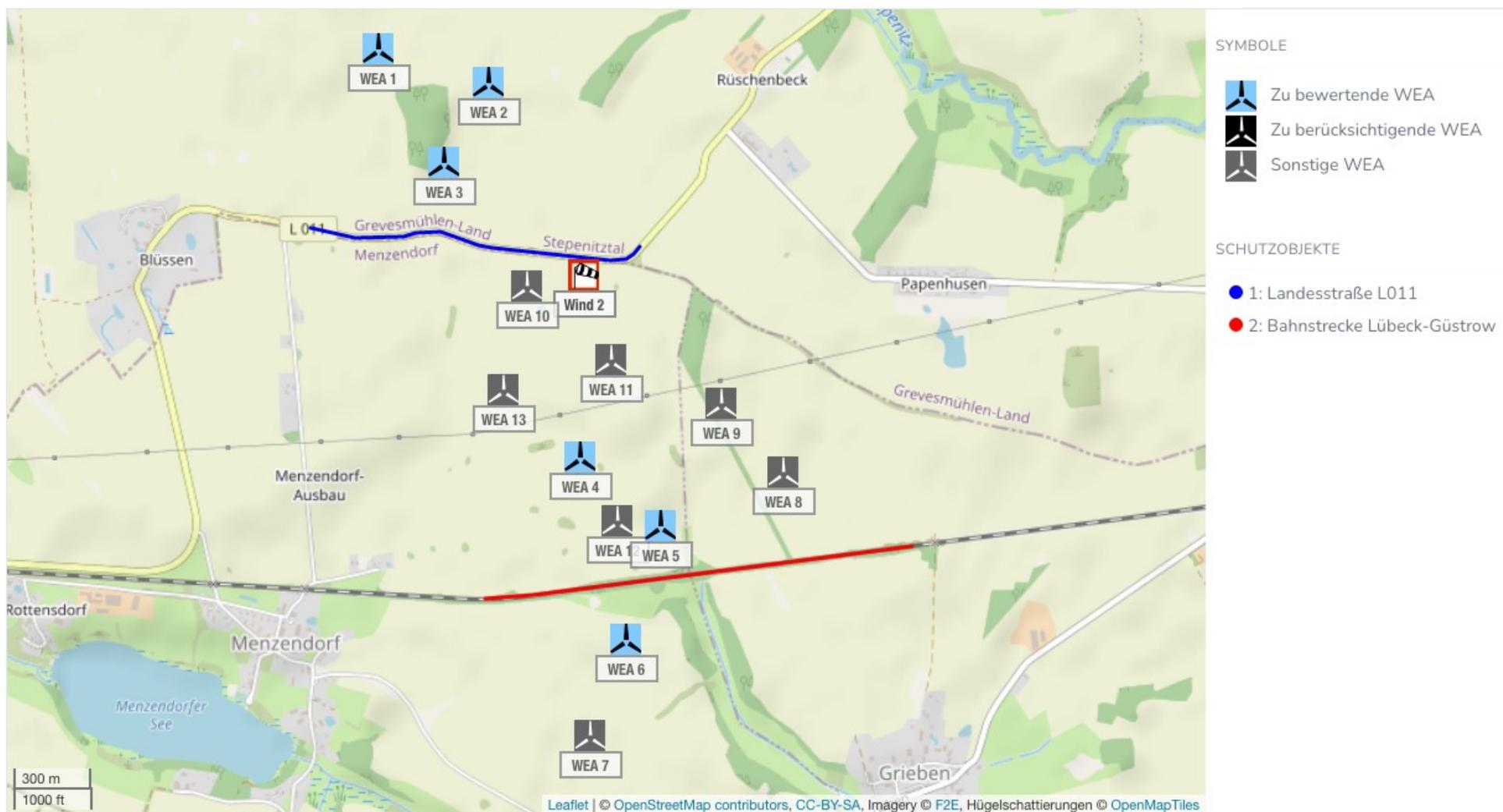
Tabelle 3.3.1: Windparkkonfiguration.

	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)		Wind-Datensatz Nr.
							East	North	
	1	WEA1	Nordex N163/5.X	5.70	164.00	163.00	32632568	5970556	---
	2	WEA2	Nordex N163/5.X	5.70	164.00	163.00	32632996	5970442	---
	3	WEA3	Nordex N133/4800	4.80	164.00	133.20	32632833	5970134	1, 2
	4	WEA4	Nordex N163/5.X	5.70	164.00	163.00	32633384	5969030	1, 2



	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)		Wind- Datensatz Nr.
							East	North	
	5	WEA5	Nordex N163/5.X	5.70	164.00	163.00	32633701	5968781	1, 2
	6	WEA6	Nordex N163/5.X	5.70	164.00	163.00	32633580	5968344	1, 2
	7	Menz WEA V1	Nordex N149/4.0-4.5	4.50	167.00	149.10	32633453	5967974	---
	8	Menz WEA V2	Nordex N149/4.0-4.5	4.50	167.00	149.10	32634167	5968996	---
	9	Menz WEA V3	Nordex N149/4.0-4.5	4.50	167.00	149.10	32633921	5969249	---
	10	Menz WEA V4	Lagerwey L147	4.30	125.50	147.00	32633165	5969671	---
	11	Menz WEA V5	Lagerwey L147	4.30	125.50	147.00	32633496	5969404	---
	12	Menz WEA V6	Lagerwey L147	4.30	125.50	147.00	32633536	5968793	---
	13	Menz WEA V7	ENERCON E-138 EP3 E2	4.20	131.00	138.25	32633085	5969276	---
	14	Menz WEA V8	ENERCON E-141 EP4	4.20	159.00	141.00	32636326	5968140	---
	15	Menz WEA V9	ENERCON E-141 EP4	4.20	159.00	141.00	32636601	5967908	---
	16	Menz WEA V10	ENERCON E-141 EP4	4.20	159.00	141.00	32636774	5968247	---
	17	Menz WEA V11	ENERCON E-141 EP4	4.20	159.00	141.00	32637094	5968080	---

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.3.1.





3.4 Aufenthaltshäufigkeiten

Tabelle 3.4.1: In den Auswertungen berücksichtigtes Verkehrs- und Personenaufkommen auf den Schutzobjekten im Bereich der WEA.

Verkehrsweg	Verkehrsaufkommen			Personenaufkommen				Kritisches Individuum
	Kfz/Tag	km/h*	Individuelle Nutzungshäufigkeit	Personen/ Tag		Individuelle Nutzungshäufigkeit		
				Radfahrer	Fußgänger	Radfahrer	Fußgänger	
Landesstraße L011	2225 /3.2/	100**	---*	---	---	---	---	---
Bahnstrecke	Züge/Tag	km/h	Lokführer		Individuelle Nutzungshäufigkeit			
Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	38 /3.3/	120 (Annahmen nach /3.3/)	---**		8 Fahrten pro Tag pro Lokführer (Annahmen nach /3.3/)			Lokführer

- * Bei Schutzobjekten, die gemäß Kapitel 2.8.4 dem kollektiven Risiko zuzuordnen sind, muss für die Risikoabschätzung kein kritisches Individuum definiert werden. Angaben zur Nutzungshäufigkeit können daher entfallen.
- * Bei Schutzobjekten, die gemäß Kapitel 2.8.4 dem individuellen Risiko zuzuordnen sind, ist für die Risikoabschätzung nur die eine individuelle Person mit der auf der individuellen Nutzungshäufigkeit basierenden größten Gefährdung maßgeblich (kritisches Individuum). Weitere Angaben zur Anzahl der Kfz und Personen pro Tag können daher entfallen.
- * Bis zu einer Fahrzeuggeschwindigkeit von 50km/h kann das Risiko durch Eiswurf und Eisfall für Personen innerhalb des Fahrzeuges vernachlässigt werden (siehe Kapitel 2.8.1).
- ** Aufgrund zulässige Höchstgeschwindigkeit nach StVO.



Tabelle 3.4.1 enthält alle Angaben zum Verkehrs- und Personenaufkommen, die in den nachfolgenden Risikobewertungen für die Verkehrswege berücksichtigt werden. Für Fußgänger und Radfahrer werden die jeweiligen Geschwindigkeiten mit 5km/h bzw. 15km/h zugrunde gelegt. Für Schutzobjekte, für die nach Kapitel 2.8.4 das individuelle Risiko maßgeblich ist, wird in Tabelle 3.4.1 ein kritisches Individuum zugrunde gelegt.

3.5 Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko

Für Bundesautobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen wurden die Grenzwerte auf Basis des vorhandenen Unfallrisikos bestimmt (siehe Kapitel 2.8.2). Tabelle 3.5.1 listet die ermittelten oberen Grenzwerte für ein inakzeptables Risiko.

Die weiteren Risikobereiche gemäß Tabelle 2.8.4.1 liegen jeweils eine Zehnerpotenz niedriger und sind nicht extra aufgeführt.

Tabelle 3.5.1: Spezifische obere Risikogrenzwerte für das kollektive Risiko.

Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko Grenzwert für ein inakzeptables Risiko
Landesstraße L011	$> 2.92 \cdot 10^{-3}$ (einmal in 343 Jahren)

Bei der Bewertung von Bauteilversagen für sehr stark befahrene Straßen kann es dazu kommen, dass pro Ereignis mehr als ein Fahrzeug betroffen ist. Hier wird entsprechend das Konzept der F-N-Kurven (siehe Kapitel 2.8.3) auf Basis der standortspezifischen Risikogrenzwerte angewendet.

3.6 Vereisungsrelevante WEA-Systeme

3.6.1 WEA-interne Eiserkennungssysteme

Die WEA 1 - 6 sind mit dem Nordex-Eiserkennungssystem bestehend aus drei unabhängigen Verfahren zur Erkennung von Eisansatz ausgerüstet /3.4/. Dabei wird Eisansatz entweder durch Vibrationen infolge ungleichmäßigen Eisansatzes, durch eine Abweichung von der Soll-Kennlinie aufgrund verschlechterter Aerodynamik oder durch eine Differenz zwischen der Schalensternanemometer- und der Ultraschallanemometer-Messung aufgrund vereister Anemometerschalen detektiert /3.4/.



3.6.2 Optionale Eiserkennungssysteme

Die WEA 3 - 6 sind zusätzlich mit dem Eiserkennungssystem IDD.Blade der Firma Wölfel zur Erkennung von Eisansatz ausgerüstet. Dabei wird Eisansatz aufgrund der dadurch veränderten bauteilcharakteristischen Kennwerte wie der Eigenfrequenz des Rotorblattes detektiert /3.4/.

Gemäß /3.5/ entspricht das System dem Stand der Technik und alle Ergebnisse sprechen dafür, dass eine Eisdicke erkannt wird, die geringer als die individuelle kritische Eisdicke ist. Erst ab einer kritischen Eisdicke besteht eine Gefahr für ungeschützte Personen /3.5/. In /3.5/ wurde die Kompatibilität von IDD.Blade mit den Nordex Betriebsführungs- und Sicherheitssystemen geprüft. Danach ist IDD.Blade als Eiserkennungssystem für Windenergieanlagen des Herstellers Nordex geeignet.

Das verwendete System IDD.Blade zur Eiserkennung ist entsprechend der Richtlinie des Germanischen Lloyd für die Zertifizierung von Systemen zur Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen /3.6/ typgeprüft /3.7/.

3.6.3 Systeme zur Prävention und Enteisung

Die betrachteten WEA sind nicht mit einem System zur Enteisung (de-icing) oder einem System zur Reduzierung von Vereisung (anti-icing) ausgestattet.

3.6.4 Betriebsführungssystem

Nach einer Abschaltung durch das Eiserkennungssystem geht die WEA in einen definierten Zustand. Angaben zu Trudeldrehzahlen, Blattstellung und Windnachführung der WEA wurden gemäß /3.8/ umgesetzt.

4 Durchgeführte Untersuchungen

4.1 Standortbesichtigung

Eine Standortbesichtigung ist im Rahmen der Bewertung des Risikos durch Eiswurf, Eisfall und Bauteilversagen nicht durch ein Regelwerk vorgeschrieben oder geregelt. Eine Standortbesichtigung empfiehlt sich, wenn die Situation vor Ort nicht ausreichend bekannt ist.

Im Rahmen der Standortbesichtigung werden die potentiellen Schutzobjekte vor Ort dokumentiert und besichtigt. Es werden Informationen zur Beschaffenheit der Schutzobjekte, wie z.B. Straßenbelag, Geschwindigkeitsbeschränkungen und Fahrverboten bei Verkehrswegen aufgenommen.



Die Standortbesichtigung dient nicht zur Bestimmung der Aufenthaltshäufigkeit von Personen in oder auf Schutzobjekten, der Bestimmung der Frequentierung von Verkehrswegen, der Bestimmung der Klimatologie des Standortes oder der Verifizierung der Windparkkonfiguration.

Die Schutzobjekte vor Ort wurden vom Auftraggeber festgelegt (siehe Kapitel 3.1). Aufgrund der vorhandenen Datenlage zu den Schutzobjekten wurde auf eine Standortbesichtigung verzichtet.

4.2 Vereisungsbedingungen am Standort

Die Vereisungshäufigkeit am Standort wurde entsprechend Kapitel 2.5 ermittelt.

Die Anzahl der insgesamt am Standort zu unterstellenden Eisstücke ergibt sich aus der Anzahl der Eisstücke pro Vereisungsereignis und der Anzahl der Vereisungstage.

Für die WEA ist konservativ davon auszugehen, dass es an allen Vereisungstagen zu einer vollständigen Vereisung der WEA kommt.

In Übereinstimmung mit /2.1/ kann die insgesamt zu berücksichtigende Eismasse abhängig von der Blattgeometrie anhand des Vereisungslastfalles der internationalen Richtlinie für WEA /2.4/ definiert werden. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Masse der Eisstücke lässt sich daraus eine Anzahl Eisstücke pro Vereisung ableiten.

Damit ergeben sich am Standort Menzendorf die in Tabelle 4.2.1 dargestellten Vereisungsbedingungen.

Tabelle 4.2.1: Vereisungsbedingungen am Standort Menzendorf.

Lfd. Nr. WEA	Vereisungs- häufigkeit [%]	Vereisungstage pro Jahr	Eisstücke pro Jahr pro WEA	
			Eisfall	Eiswurf
3	1.8	6.5	859	---
4 - 6			1286	---



4.3 Ermittlung der Gefährdungsbereiche

Gemäß Kapitel 2.2 und 2.3 ergeben sich für die einzelnen WEA die in Tabelle 4.3.1 aufgeführten zu betrachtenden Schutzobjekte für Bauteilversagen und Eiswurf/Eisfall.

Tabelle 4.3.1: Zu betrachtende Schutzobjekte.

Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekte im potentiellen Gefährdungsbereich	Gefährdung durch			
		Eiswurf/ Eisfall	Blatt- bruch	Turmfall	Gondel- verlust
1	---	---	---	---	---
2	---	---	---	---	---
3	Landesstraße 011	X	X	---	---
4	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	X	X	---	---
5	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	X	X	X	---
6	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	X	X	X	---

Im potentiellen Gefährdungsbereich der WEA 1 und 2 befinden sich keine der definierten Schutzobjekte. Eine weitere Berücksichtigung dieser WEA ist im Rahmen der Risikobewertung daher nicht erforderlich.

Bei den WEA 7 - 17 handelt es sich um benachbarte WEA, deren Gefährdung im Rahmen dieses Gutachtens nicht zu bewerten ist.

Wenn die Gefährdungsbereiche einzelner WEA sich entlang eines überregionalen Verkehrswegs überlappen (siehe Kapitel 2.8.7), wird das Risiko der relevanten benachbarten WEA entsprechend berücksichtigt.

4.4 Betrachtung der Einzelrisiken

Aus der in Kapitel 4.2 ermittelten Gesamtanzahl von Eisstücken, der Windgeschwindigkeitsverteilung gemäß Tabelle 3.2.1, der Geometrie und Betriebsweise der WEA sowie der Topografie am Standort, ergeben sich in der Umgebung einer WEA für jeden Punkt unterschiedliche Trefferhäufigkeiten von Eisstücken. Hinzu kommen die Trefferhäufigkeiten durch Bauteilversagen. Auf Basis dieser Trefferhäufigkeiten ist die spezifische Gefährdung von Personen abhängig von der Wegstrecke, den die Personen bzw. die mit Personen besetzten Fahrzeuge in der Umgebung der WEA nehmen, der Geschwindigkeit, mit der sie sich fortbewegen sowie der Häufigkeit, mit der ein bestimmter Weg genommen wird. Verkehrswege und andere Freiflächen bzw. Gebäude, die keinen Schutz gegen Eisstücke bieten, unterscheiden sich beim



Risiko durch Eiswurf oder Eisfall nur dahingehend, dass die Wegstrecke bei Verkehrswegen deutlich vorgegeben ist, während sie bei Freiflächen typischerweise durch eine allgemeine Aufenthaltshäufigkeit ersetzt wird.

Eine spezifische Gefährdung lässt sich daher nicht in Form einer Gefährdungskarte in der Umgebung einer WEA darstellen, da für jeden Punkt in der Umgebung einer WEA theoretisch unendlich viele Szenarien denkbar sind. Die Gefährdung ist daher stets in Bezug zu einem Schutzobjekt unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen zu ermitteln.

4.4.1 Bauteilversagen

Ein Risiko durch Bauteilversagen ist stets entsprechend der in Kapitel 2.3 aufgeführten Eintrittshäufigkeiten zu unterstellen.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang A dargestellt.

4.4.2 Eiswurf

Aufgrund der vorhandenen Systeme zur Eiserkennung kann der Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz weitestgehend ausgeschlossen werden. Für diese WEA ist daher eine Gefährdung durch Eiswurf standortspezifisch nicht zu betrachten.

4.4.3 Eisfall

Eine Gefährdung durch Eisfall für Personen in der Umgebung der WEA 3 - 6 ist standortspezifisch zu betrachten, auch wenn eines der in Kapitel 3.6 genannten Systeme zur Eiserkennung zu diesem Zweck genutzt wird.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang B dargestellt.

4.5 Bewertung des Gesamtrisikos

Mit den Detailergebnissen für Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen ergeben sich am Standort Menzendorf die in Tabelle 4.5.1 dargestellten Gesamtrisiken.

Wie in Kapitel 2.8 dargestellt, erfolgt die Bewertung des individuellen und kollektiven Risikos durch eine Einteilung in fünf Bereiche von inakzeptabel bis vernachlässigbar. Dabei werden Schutzobjekte, die in den Berechnungen nicht von Eisstücken oder durch Bauteilversagen getroffen werden, aber im potentiellen Gefährdungsbereich liegen, dem vernachlässigbaren Risiko zugeordnet.



Es ist in Tabelle 4.5.1 jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt (siehe Kapitel 2.8).

Sind gemäß Kapitel 2.8.7 Risiken verschiedener WEA zu addieren, wird die Bewertung der addierten Risiken in Tabelle 4.5.1 gesondert aufgeführt.

Sind für die Bewertung des Risikos durch Bauteilversagen und durch Eisfall/Eiswurf unterschiedliche Grenzwerte anzusetzen (siehe Kapitel 2.8.3), erfolgt die Bewertung getrennt. Dargestellt wird in Tabelle 4.2.1 in diesen Fällen die Bewertung für das führende, größere Risiko.

Tabelle 4.5.1: Bewertung der Gefährdung durch Eis und Bauteilversagen am Standort Menzendorf.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
3	Landesstraße 011	vernachlässigbar	---
4	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	vernachlässigbar*	vernachlässigbar*
5	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	allgemein akzeptabel	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
6	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	allgemein akzeptabel	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich

*: Die Ergebnisse zeigen, dass das Schutzobjekt in den Berechnungen nicht von Eis- oder Blattbruchstücken der WEA getroffen wird.

Aufgrund der Einzelergebnisse der Risikobewertung und der Lage der benachbarten WEA kann auf eine weitere Betrachtung addierter Risiken verzichtet werden.

5 Weitere Maßnahmen

Da die zugrunde gelegten Risikogrenzwerte am Standort Menzendorf in den betrachteten Fällen deutlich unterschritten werden oder im unteren tolerierbaren ALARP-Bereich liegen, sind weitere risikomindernde Maßnahmen nicht erforderlich.



6 Zusammenfassung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen sowie durch Bauteilversagen ausgehend von den stillstehenden (trudelnden) bzw. in Betrieb befindlichen WEA zu betrachten und zu bewerten.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Risikoanalyse der WEA 1 - 6 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen zusammen gefasst.

Als Schutzobjekte wurden die Landesstraße L011 und die Bahnstrecke Lübeck-Güstrow 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 bewertenden und zu berücksichtigenden WEA aus Tabelle 3.3.1 bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt.

Maßnahmen, die in den Berechnungen berücksichtigt wurden und entsprechend für die getroffene Aussage unabdingbar sind, werden in der Tabelle 6.1 in den Randbedingungen dargestellt.

Maßnahmen, die zur Verringerung des Risikos umgesetzt werden sollten, werden in Tabelle 6.1 in der Spalte „Maßnahmen zur Risikoreduzierung“ aufgeführt. Eine genauere Erläuterung der Maßnahmen erfolgt in Kapitel 5.



Tabelle 6.1: Übersicht über die Bewertung des Gesamtrisikos (Risikogrenzwert: - = überschritten, + = noch tolerierbar, ++ = tolerierbar, +++ = allgemein akzeptabel, ≈ 0 = vernachlässigbar).

Lfd. Nr. WEA	Randbedingungen der Berechnung					Ergebnisse		
	Eiserkennungssystem			Azimutwinkel nach Abschaltung	Anti- / De-Icing	Schutzobjekt	Bewertung Personenrisiko	Maßnahmen zur Risikoreduzierung (Kapitel 5)
	aktiv	Windrichtungs- sektor	Anteil Eiswurf					
1	---					keine Schutzobjekte im potentiellen Gefährdungsbereich		
2	---					keine Schutzobjekte im potentiellen Gefährdungsbereich		
3	ja	0 – 360°	0%	---	---	Landesstraße 011	≈ 0	---
4	ja	0 – 360°	0%	---	---	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	≈ 0	---
5	ja	0 – 360°	0%	---	---	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	++	---
6	ja	0 – 360°	0%	---	---	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	++	---



7 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
ü. NN	über Normalnull	
MEM	Minimale endogen Sterblichkeit	
Kfz	Kraftfahrzeug	
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
Θ	Azimutwinkel	[°]

8 Literaturangaben

Allgemein

- /1.1./ Bengt Tammelin et. al.; Wind Energy Production in Cold climates; Meteorological publications No.41, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000.
- /1.2./ International Energy Agency (IEA), IEA Wind Task 19, State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates, Edition October 2012.
- /1.3./ Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen; Verkehrstechnik Heft V 291, Fahrleistungserhebung 2014 – Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko; Bergisch Gladbach, August 2017.
- /1.4./ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /1.5./ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara, 2006, Hole-filled seamless SRTM data V3, International Centre for Tropical Agriculture (CIAT).
- /1.6./ Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Mobilität in Deutschland 2008; Ergebnisbericht, Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends; Bonn und Berlin, Februar 2010.
- /1.7./ Schneider J., Schlatter H. P.; Sicherheit und Zuverlässigkeit im Bauwesen - Grundwissen für Ingenieure; 1. Auflage, B. G. Teubner, Stuttgart, 1994.



- /1.8./ Wichura, B., 2013. The Spatial Distribution of Icing in Germany Estimated by the Analysis of Weather Station Data and of Direct Measurements of Icing, Proceedings of the 15th International Workshop On Atmospheric Icing Of Structures (IWAIS 2013). Compusult Ltd., St. John's, Newfoundland and Labrador, September 8-11, 2013, pp. 303-309.
- /1.9./ HSE, Health and safety Executive. (n.d.); Risk analyses or 'predictive' aspects of comah safety reports guidance for explosives sites - The COMAH Safety Report Process for Predictive Assessment of Explosives Sites, downloaded 2014-08-21; Retrieved from <http://www.hse.gov.uk/comah/>
- /1.10./ Dirk Proske; Katalog der Risiken, 3. vollständig überarbeitete Auflage; Würenlingen 2021..
- /1.11./ C. J. Faasen, P. A. L. Franck, A. M. H. W. Taris; Handboek Risicozonering Windturbines, Eindversie, 3e geactualiseerde versie mei 2013, en Herziene versie 3.1 september 2014; Nederland.
- /1.12./ T. Hahm, J. Kröning; Rotorblattversagen – Gefährdungsanalyse für die Umgebung von Windenergieanlagen; 6. Deutsche Windenergie-Konferenz DEWEK 2002.
- /1.13./ J. Kesenheimer; Grundlagenforschung zur Restnutzungsdauer von Windenergieanlagen; Technische Universität Hamburg-Harburg, April 2003.
- /1.14./ Oliver J., Creighton P.; Road Accidents, Bicycle injuries and helmet use: a systematic review and meta-analysis; International Journal of Epidemiology, 2017, 278-292.

Normen

- /2.1/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind TCP Task 19; Technical Report; International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; April 2022.
- /2.2/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB) Ausgabe 2020/1; Berlin, 19.01.2021.
- /2.3/ DIN EN 50126; Bahnanwendungen – Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit (RAMS); Deutsches Institut für Normung e.V., März 2000.
- /2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland).
- /2.5/ DNV GL AS; Certification of condition monitoring, DNVGL-SE-0439:2016-06; June 2016.
- /2.6/ DIN EN ISO 16708; Erdöl- und Erdgasindustrie - Rohrleitungstransportsysteme - Zuverlässigkeitsanalysen (ISO 16708:2006); Englische Fassung EN ISO 16708:2006; Deutsches Institut für Normung e.V., August 2006.
- /2.7/ ISO 13623; Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems; ISO 13623:2000(E), International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland.
- /2.8/ International Electrotechnical Commission (IEC); Wind energy generation systems – Part 31: Siting Risk Assessment; IEC TS 61400-31 ED1, Committee Draft (CD), 2022-04-29.



Projektspezifisch

- /3.1/ anemos Windatlas für Deutschland, <https://awis.anemos.de/>, Winddaten zum Standort Menzendorf heruntergeladen am 04.05.2020.
- /3.2/ Landesamt für innere Verwaltung Mecklenburg-Vorpommern, Amt für Geoinformation, Vermessungs- und Katasterwesen; GeoPortal.MV; Verkehrsstärke 2015; siehe Internet: <https://www.geoportal-mv.de/portal/Geodatenviewer/GAIA-MVlight>, abgerufen am 05.04.2023.
- /3.3/ DB regio Nordost; Streckenfahrplan; RE4; gültig 11.12.2022 bis 09.12.2023; siehe Internet: <https://www.dbregio-mecklenburg-vorpommern.de>, abgerufen am 05.04.2023.
- /3.4/ Nordex Energy GmbH; Allgemeine Dokumentation, Eiserkennung an Nordex Windenergieanlagen, E0003946627, Rev. 03 / 01.04.2021; Hamburg, Deutschland.
- /3.5/ TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG; Zusammenfassung des Gutachtens zur Bewertung der Funktionalität eines Eiserkennungssystems zur Verhinderung von Eisabwurf an NORDEX Windenergieanlagen; TÜV NORD Bericht Nr.: 8118 365 241 D Rev.1; 09.07.2021; Hamburg, Deutschland.
- /3.6/ DNV GL AS; Certification of condition monitoring, DNVGL-SE-0439:2016-06; June 2016.
- /3.7/ DNV-GL; Type Certificate, Ice Detection System IDD.BLade; Certificate No. TC-DNVGL-SE-0439-03577-2; Hamburg, 2021-06-12.
- /3.8/ Nordex Energy GmbH; Trudelbetrieb bei Eisansatz von Nordex Anlagen; per Email am 26.10.2020.



Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen

A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken

In der Abbildung A.1.1 sind die daraus für die Umgebung der WEA resultierenden Auftreffhäufigkeiten pro Rasterfläche (25m²) und Jahr dargestellt. Erkennbar sind die größeren Auftreffhäufigkeiten quer zur Hauptwindrichtung.

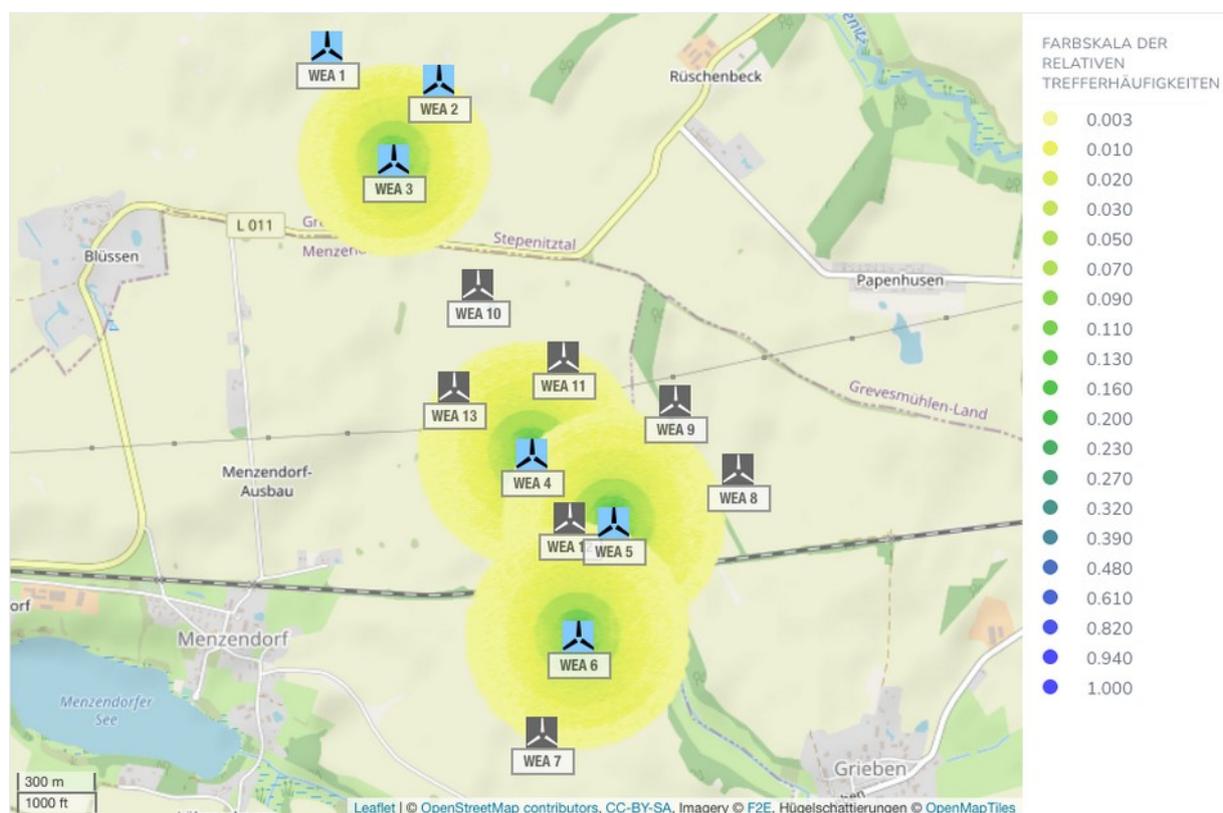


Abbildung A.1.1: Trefferhäufigkeiten von Blattbruchstücken pro Rasterfläche (25m²) in einer Millionen Jahren in der Umgebung der WEA 3 - 6 am Standort Menzendorf (Karte /1.4/).

Tabelle A.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Bruchstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf.

Tabelle A.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Blattbruchstücke am Standort Menzendorf.

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
3	360.6
4	431.3



Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
5	424.0
6	429.8

A.2 Schadenshäufigkeiten

Eine Gefährdung durch Blattbruch, Turmversagen oder Verlust der Gondel bzw. des Rotors ist gemäß Kapitel 4.3 zu unterstellen. Es ergeben sich die in Tabelle A.2.1 aufgelisteten Unfallhäufigkeiten bzw. Risiken.

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/.

Aufgrund der Größe der betrachteten Anlagenteile wird im vorliegenden Fall davon ausgegangen, dass es in der Folge eines direkten Treffers eines Blattbruchstückes oder der umstürzenden WEA auf den Zug zu einem Entgleisen des Zuges kommt. Bei einem Treffer auf das Gleis wird die benötigte Strecke für eine Notbremsung berücksichtigt. Kommt es bei einer Notbremsung zu einer Kollision, wird auch von einem Entgleisen des Zuges ausgegangen.

In Tabelle A.2.1 ist jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt.

Treten in Tabelle A.2.1 relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.4.1 auf oder enthält sie Werte, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, so sind diese kursiv gedruckt.



Tabelle A.2.1: Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Menzendorf durch Bauteilversagen.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Auftrefffrequenz pro Jahr				Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
		Blattbruch	Turmversagen	Verlust von Gondel oder Rotor	Tote pro Ereignis *		
3	Landesstraße 011	$2.80 \cdot 10^{-6}$	---	---	---	$3.68 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 2.7 Mio. Jahren)	---
4	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	0	---	---	20	---	---
5	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	$7.85 \cdot 10^{-6}$	$8.43 \cdot 10^{-7}$	---	20	$1.36 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 7.3 Mio. Jahren)	$2.87 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 34.8 Mio. Jahren)
6	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	$6.53 \cdot 10^{-6}$	$1.67 \cdot 10^{-5}$	---	20	$3.90 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 2.5 Mio. Jahren)	$8.22 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 12.1 Mio. Jahren)

*: Nur relevant für Ereignisse mit einer hohen Anzahl Todesfälle (siehe Kapitel 2.8.3). Angegeben wird dann das Maximum der Toten pro Ereignis aus den Schadensszenarien Blattbruch, Turmversagen und Verlust von Gondel oder Rotor.



Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall

B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten

In der Abbildung B.1.1 sind die für die Umgebung der WEA resultierenden Treffer pro 16 Quadratmeter und Jahr dargestellt.

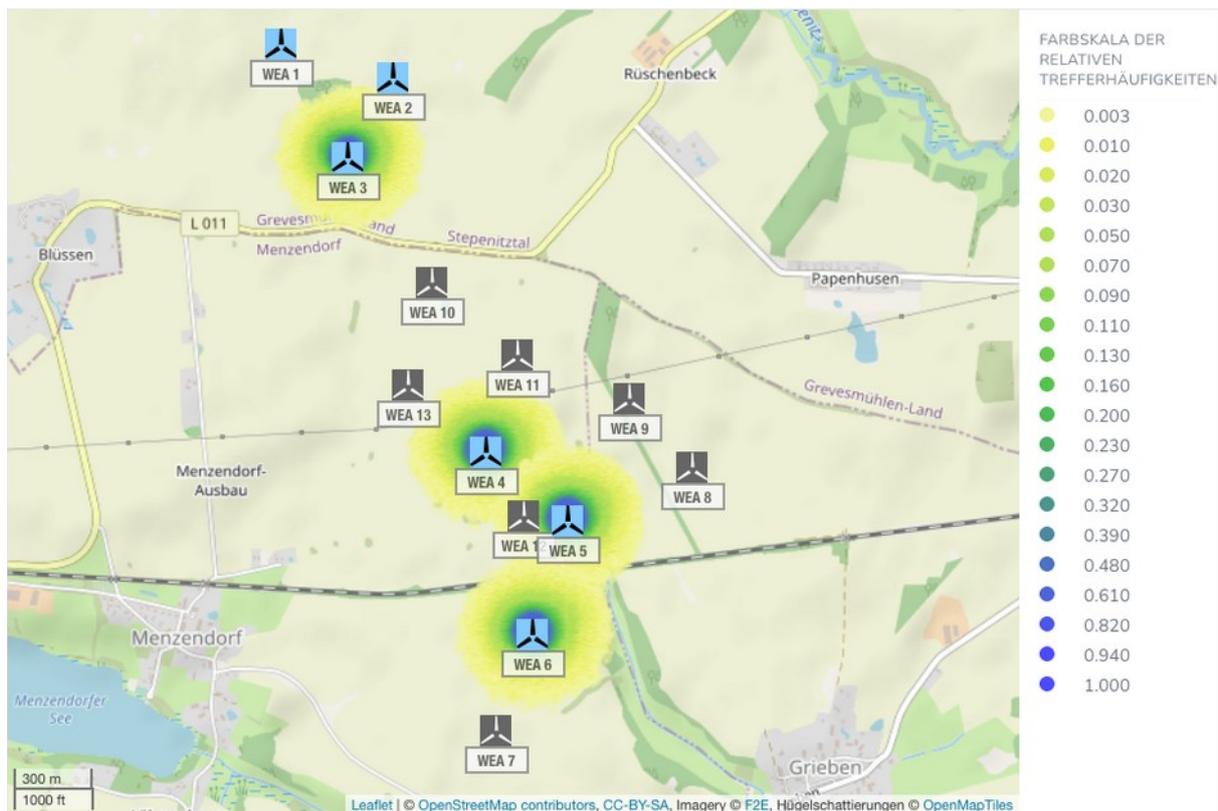


Abbildung B.1.1: Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m²) und Jahr in der Umgebung der WEA 3 - 6 am Standort Menzendorf (Karte /1.4/).

Tabelle B.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Eisstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf.

Tabelle B.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke am Standort Menzendorf.

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
3	293.5
4	304.4
5	291.0
6	314.4



B.2 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA gemäß Kapitel 4.3 die in Tabelle B.2.1 aufgeführten Ergebnisse.

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/. Eine infolge eines Treffers durch Eis resultierende Verkettung von Unfällen wurde nicht betrachtet.

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass nur bei Treffern auf die Frontscheibe des Zuges die nötige Energie erzielt wird, um die Scheibe zu durchschlagen. Dementsprechend ist nur der Zugführer einer unmittelbaren Gefahr durch herabfallende Eisstücke von den WEA ausgesetzt. Auf Grund der Sicherheitsfahrerschaltung (Sifa) im Führerstand bremsst der Zug nach einiger Zeit automatisch, wenn der Zugführer nicht mehr handlungsfähig ist, so dass eine weitere relevante Personengefährdung ausgeschlossen werden kann.

In Tabelle B.2.1 ist jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt.

Treten in Tabelle B.2.1 relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.4.1 auf oder enthält sie Werte, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, so sind diese kursiv gedruckt.

Tabelle B.2.1: Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Menzendorf.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
3	Landesstraße 011	0.002	1.31*10 ⁻⁷ (einmal in 7.6 Mio. Jahren)	---
4	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	0.0	---	---
5	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	0.2	---	5.80*10 ⁻⁹ (einmal in 172 Mio. Jahren)
6	Bahnstrecke Lübeck - Güstrow	0.3	---	8.50*10 ⁻⁹ (einmal in 117 Mio. Jahren)

16.1.4 Standsicherheit**Antrag - Öffentlichkeit**

Entnahme der Dokumente 16.1.4.1 und 16.1.4.2 und 16.1.2.4 aufgrund Betriebsgeheimnisse seitens des Herstellers.

Anlagen:

- 16.1.4.3 Menzendorf_Turbulenz_Layout 01+02_WSM.pdf
- 16.1.4.5_f2e_gutachten_menzendorf_R1_VB_final.pdf



Ergebnisübersicht

Projekt: Menzendorf
Projekt ID: 2215733
Layout: Layout 01
Layout ID: 2215778
Erstellungsdatum: 24.02.2023
Berichtsnummer: 24.02.2023_I17-SE-IND-15784

Verwendungszweck und Haftungsausschluss

Das vorliegende Dokument wurde automatisch erstellt und führt die zu erwartenden Ergebnisse hinsichtlich der Standorteignung nach DIBt 2012 auf. Das Dokument darf nicht im Genehmigungsverfahren verwendet werden, bzw. einer Behörde übermittelt werden, da es nicht durch die I17-Wind GmbH & Co. KG geprüft wurde. Die I17-Wind GmbH & Co. KG übernimmt für Aussagen, die auf Basis dieses Dokuments getroffen werden, keine Haftung. Alle Bezeichnungen, die auf eine Vorläufigkeit der zu Grunde gelegten Daten der WEA hindeuten, insbesondere „Preliminary“ und „Vorläufig“ weisen darauf hin, dass es sich bei diesen Daten um Werte handelt, die keinem offiziellen Dokument entnommen sind und die vom jeweiligen Hersteller explizit als nicht endgültig deklariert wurden, da sich die WEA noch in der Entwicklung befindet. Belastbare Ergebnisse werden grundsätzlich nur in einem Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 von der I17-Wind GmbH & Co. KG ausgewiesen, dem eine Abstimmung der Werte mit dem jeweiligen Anlagenhersteller vorangeht.

An jedem Standort einer neu geplanten WEA werden, unabhängig von der topografischen Komplexität, die folgenden Untersuchungen und Bewertungen basierend auf der DIBt 2012 und der DIN EN IEC 61400-1:2019 durchgeführt:

- i. Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit:
 1. Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort $v_{ave,NH}$ ist um mindestens 5% kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung oder
 2. die mittlere Windgeschwindigkeit $v_{ave,NH}$ ist kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung und für den Formparameter k_{NH} der Weibull-Funktion gilt: $k_{NH} \geq 2$.
 3. Wenn der Typenprüfung der zu prüfenden WEA ein Formparameter $k_{TP} \neq 2$ zu Grunde liegt, erfolgt der Vergleich $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ in einem definierten Windgeschwindigkeitsintervall.
- ii. Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit:
 1. Die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes entsprechend der Windzonenkarte ab, oder
 2. die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50,TP}$ gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50,NH}$ am Standort ab. (Ggf. ist der Nachweis durch ein Extremwindgutachten erforderlich).
- iii. Der energiegewichtete Mittelwert der Schräganströmung δ_{NH} über alle Windrichtungen auf Nabenhöhe muss ermittelt, und der Nachweis erbracht werden, dass die Schräganströmung auf Nabenhöhe den vorgegebenen Wert von +/- 8°, bzw. den in der Typen-/Einzelprüfung angegebenen Wert δ_{TP} nicht überschreitet.
- iv. Der energiegewichtete Mittelwert des Höhenexponenten α_{NH} über alle Windrichtungen auf Nabenhöhe muss ermittelt, und der Nachweis erbracht werden, dass dieser den Bereich $(0.05 \leq \alpha_{NH} \leq 0.25)$ oder den in der Typen-/Einzelprüfung angegeben nicht über- bzw. unterschreitet.
- v. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität auf Nabenhöhe $I_{eff,NH}$ mit der Auslegungsturbulenz nach NTM je nach Typen-/Einzelprüfung (Klasse A+, A, B oder C) oder der in der Typen-/Einzelprüfung definierten Klasse S.
- vi. Der Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit den in der Norm ($\rho_{TP} \leq 1.225 \text{ kg/m}^3$) oder der Typen-/Einzelprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten.
- vii. Die standortspezifische extreme Turbulenz muss ermittelt, und der Nachweis erbracht werden, dass die Auslegungswerte des ETM im Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit nicht überschritten werden.

Hinweise zu den Ergebnissen

Matrix Distanz [RD]

Grünes Feld:

Der Abstand ist größer oder gleich 2.0 RD und die Ergebnisse sind in jedem Fall belastbar.

Rotes Feld:

Der Abstand ist kleiner 2.0 RD und die Ergebnisse sind nicht mehr belastbar, somit bedarf es in dieser Nachlaufsituation einer sektoriellen Betriebsbeschränkung in Form einer Abschaltung.

Vergleich I_{eff} vor und nach Zubau

Grünes Feld:

Kein signifikanter Einfluss am zu betrachtenden Bestand durch den geplanten Zubau.

Oranges Feld:

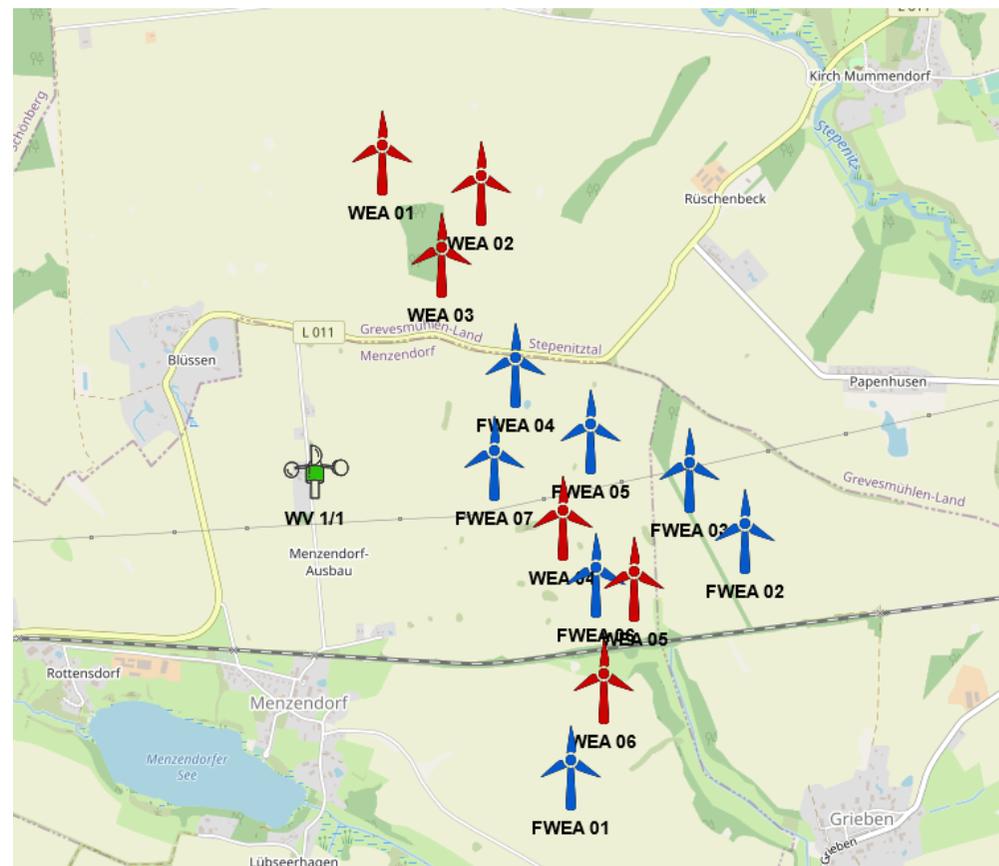
Der Einfluss muss durch die I17-Wind GmbH & Co. KG überprüft werden. Ein signifikanter Einfluss durch den geplanten Zubau kann nicht ausgeschlossen werden.

Rotes Feld:

Der Zubau verursacht einen signifikanten Einfluss am zu betrachtenden Bestand.

Stammdaten des Layouts

Unternehmen:	Ingenieurbüro Jannes Henkel
Nutzer:	jannes.henkel
Layout:	Layout 01
Layout ID:	2215778
Projekt:	Menzendorf
Projekt ID:	2215733
Systemversion bei letzter Berechnung:	5.0.7
Letzte Berechnung:	2023-02-24 16:18:03
Koordinatensystem:	UTM ETRS 89 Zone 33
Turbulenzmodell:	TNO
Komplexitätsberechnung:	Komplexität nach Edition 4
CORINE:	CORINE 18



(C) OpenStreetMap und Mitwirkende, SRTM | Kartendarstellung: (C) OpenTopoMap (CC-BY-SA)
 (C) 2019 Microsoft Corporation | (C) 2019 DigitalGlobe | (C)CNES (2019) Distribution Airbus DS



Referenzwindverteilungen WV 1/1

Bezeichnung: A_CERRA
Geländekategorie : 2
Rechtswert X [m]: 237727
Hochwert Y [m]: 5974754
Höhe ü. Grund [m] : 170.00
Anzahl der Sektoren : 12

Sektor / Bezeichnung	A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
0	6.44	1.955	4.1	
1	6.85	2.018	4.9	
2	7.50	2.674	6.2	
3	7.92	3.182	7.3	
4	8.14	3.268	7.1	
5	8.48	3.123	7.2	
6	8.91	2.936	8.6	
7	9.25	2.713	11.9	
8	9.40	2.381	15.3	
9	8.91	2.209	13.8	
10	7.98	2.158	9.1	
11	6.74	1.904	4.6	
Summe / Mittelwert	8.42	2.393	100.1	7.46

Windenergieanlagen

Name	Rechtswert X [m]	Hochwert Y [m]	Hersteller	Anlage	Nabenhöhe	Fundament	Betriebsmodus	Bestand	Wöhlerkoeffizient	Geländekategorie	Referenz Windverteilung
WEA 01	238086	5976031	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Mode 0 (5.700 kW)	0	0.0	0	WV 1/1
WEA 02	238503	5975881	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Mode 0 (5.700 kW)	0	0.0	0	WV 1/1
WEA 03	238315	5975588	Nordex	N133/4800 (NH 164 m)	164.0	0.0	Mode 0	0	0.0	0	WV 1/1
WEA 04	238771	5974441	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Mode 0 (5.700 kW)	0	0.0	0	WV 1/1
WEA 05	239066	5974165	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Mode 0 (5.700 kW)	0	0.0	0	WV 1/1
WEA 06	238909	5973740	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Mode 0 (5.700 kW)	0	0.0	0	WV 1/1
FWEA 01	238750	5973382	Nordex	N149/5700	164.0	3.0	Mode 0 (5.700 kW)	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 02	239549	5974341	Nordex	N149/5700	164.0	3.0	Mode 0 (5.700 kW)	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 03	239325	5974614	Nordex	N149/5700	164.0	3.0	Mode 0 (5.700 kW)	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 04	238607	5975098	Enercon	E-147 EP5 / 4.300 kW (Pitch) (Vorläufig)	126.4	-0.9	0dB mode [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 05	238914	5974804	Enercon	E-147 EP5 / 4.300 kW (Pitch) (Vorläufig)	126.4	-0.9	0dB mode [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 06	238902	5974192	Enercon	E-147 EP5 / 4.300 kW (Pitch) (Vorläufig)	126.4	-0.9	0dB mode [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1

Name	Rechtswert X [m]	Hochwert Y [m]	Hersteller	Anlage	Nabenhöhe	Fundament	Betriebsmodus	Bestand	Wöhlerkoeffizient	Geländekategorie	Referenz Windverteilung
FWEA 07	238494	5974711	Enercon	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW	130.6	0.0	OM 0s	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 08	241629	5973305	Enercon	E-141 EP4 / 4.200 kW	159.0	0.0	BM 0 s [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 09	241883	5973050	Enercon	E-141 EP4 / 4.200 kW	159.0	0.0	BM 0 s [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 10	242085	5973373	Enercon	E-141 EP4 / 4.200 kW	159.0	0.0	BM 0 s [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 11	242390	5973180	Enercon	E-141 EP4 / 4.200 kW	159.0	0.0	BM 0 s [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1

Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen

WEA-Informationen	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	WEA 05	WEA 06	FWEA 01	FWEA 02	FWEA 03	FWEA 04	FWEA 05	FWEA 06	FWEA 07
Neuplanung [Ja / Nein]	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
Hersteller	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Enercon	Enercon	Enercon
WEA-Typ	N163/5700	N163/5700	N133/4800 (NH 164 m)	N163/5700	N163/5700	N163/5700	N149/5700	N149/5700	N149/5700	E-147 EP5 / 4.300 kW (Pitch) (Vorläufig)	E-147 EP5 / 4.300 kW (Pitch) (Vorläufig)	E-147 EP5 / 4.300 kW (Pitch) (Vorläufig)	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW
Nabenhöhe [m]	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	126.4	126.4	126.4	130.6
Rotordurchmesser [m]	163.0	163.0	133.2	163.0	163.0	163.0	149.1	149.1	149.1	147.0	147.0	147.0	138.3
Prüfgrundlage DIBt	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012
Auslegungslebensdauer [a]	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	25
Wöhlerlinienkoeffizient m [-]	14	14	14	14	14	14	14	14	14	10	10	10	10
Turbulenzkategorie	B	B	S	B	B	B	S	S	S	A	A	A	A
Ergebnisse Auslegungswindbedingungen	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	WEA 05	WEA 06	FWEA 01	FWEA 02	FWEA 03	FWEA 04	FWEA 05	FWEA 06	FWEA 07
Topografisch komplex [Ja / Nein]	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
C _{tt} [-]	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Nachbar-WEA 1	WEA 02	WEA 03	WEA 02	FWEA 06	FWEA 06	FWEA 01	-	-	-	-	-	-	-
Abstand zur Nachbar-WEA 1 [D]	2.72	2.14	2.14	1.73	1.02	2.40	-	-	-	-	-	-	-
Nachbar-WEA 2	WEA 03	WEA 01	WEA 01	FWEA 07	WEA 04	FWEA 06	-	-	-	-	-	-	-
Abstand zur Nachbar-WEA 2 [D]	3.06	2.72	3.06	2.37	2.48	2.77	-	-	-	-	-	-	-
Nachbar-WEA 3	FWEA 04	FWEA 04	FWEA 04	FWEA 05	WEA 06	WEA 05	-	-	-	-	-	-	-
Abstand zur Nachbar-WEA 3 [D]	6.56	4.85	3.88	2.39	2.78	2.78	-	-	-	-	-	-	-
v _{ave} [m/s]	7.41	7.41	7.41	7.41	7.41	7.41	-	-	-	-	-	-	-
pdf eingehalten [Ja / Nein]	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	-	-	-	-	-	-	-
Windzone WZ [-]	3	3	3	3	3	3	-	-	-	-	-	-	-
Geländekategorie GK [-]	2	2	2	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-
v ₅₀ [m/s]	43.02	43.02	43.02	43.02	43.02	43.02	-	-	-	-	-	-	-
Höhenexponent α [-]	0.143	0.143	0.142	0.143	0.142	0.143	-	-	-	-	-	-	-
Schräganströmung δ [°]	-0.2	-0.3	-0.5	0.1	-0.3	0.1	-	-	-	-	-	-	-
Luftdichte ρ [kg/m ³]	1.227	1.228	1.228	1.226	1.227	1.226	-	-	-	-	-	-	-
I _{eff} eingehalten [Ja / Nein]	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	-	-	-	-	-	-	-
I _{eff} vor Zubau eingehalten [Ja / Nein]	-	-	-	-	-	-	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja
I _{eff} nach Zubau eingehalten [Ja / Nein]	-	-	-	-	-	-	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein	Ja
Erhöhung I _{eff} durch Zubau [Ja / Nein]	-	-	-	-	-	-	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja

Windparkgeometrie

Matrix Distanz [RD]

WEA Bezeichnung	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	WEA 05	WEA 06	FWEA 01	FWEA 02	FWEA 03	FWEA 04	FWEA 05	FWEA 06	FWEA 07
WEA 01	0.00	2.72	3.06	10.62	12.93	14.93	16.75	13.71	11.55	6.56	9.08	12.34	8.48
WEA 02	2.72	0.00	2.14	8.99	11.08	13.37	15.41	11.42	9.27	4.85	7.07	10.65	7.18
WEA 03	3.74	2.61	0.00	9.27	12.08	14.57	16.88	13.17	10.53	4.28	7.41	11.37	6.72
WEA 04	10.62	8.99	7.57	0.00	2.48	4.38	6.50	4.81	3.56	4.15	2.39	1.73	2.37
WEA 05	12.93	11.08	9.87	2.48	0.00	2.78	5.18	3.15	3.18	6.38	4.03	1.02	4.85
WEA 06	14.93	13.37	11.91	4.38	2.78	0.00	2.40	5.39	5.94	8.53	6.53	2.77	6.48
FWEA 01	18.32	16.84	15.08	7.10	5.66	2.63	0.00	8.37	9.12	11.55	9.60	5.53	9.08
FWEA 02	14.99	12.49	11.77	5.26	3.45	5.89	8.37	0.00	2.37	8.11	5.27	4.45	7.50
FWEA 03	12.62	10.13	9.41	3.89	3.48	6.49	9.12	2.37	0.00	5.81	3.04	4.01	5.61
FWEA 04	7.27	5.37	3.88	4.61	7.07	9.46	11.71	8.22	5.89	0.00	2.89	6.48	2.74
FWEA 05	10.07	7.84	6.71	2.65	4.47	7.24	9.74	5.35	3.08	2.89	0.00	4.16	2.93
FWEA 06	13.69	11.81	10.30	1.91	1.13	3.08	5.61	4.52	4.06	6.48	4.16	0.00	4.49
FWEA 07	9.99	8.46	6.47	2.80	5.72	7.64	9.79	8.08	6.05	2.92	3.11	4.77	0.00

Effektive Turbulenzintensität I_{eff} vor Zubau

v_{hub} [m/s]	FWEA 01[S]	FWEA 02[S]	FWEA 03[S]	FWEA 04[A]	FWEA 05[A]	FWEA 06[A]	FWEA 07[A]	S[FWEA 01], S[FWEA 02], S[FWEA 03]	Klasse A
3	0.282	0.312	0.358	0.362	0.389	0.312	0.363	0.332	0.419
4	0.231	0.276	0.293	0.338	0.353	0.265	0.292	0.282	0.344
5	0.200	0.271	0.274	0.287	0.298	0.231	0.258	0.253	0.299
6	0.180	0.258	0.262	0.258	0.267	0.210	0.234	0.233	0.269
7	0.165	0.240	0.246	0.234	0.241	0.192	0.212	0.219	0.248
8	0.154	0.225	0.231	0.208	0.217	0.178	0.196	0.208	0.232
9	0.145	0.204	0.211	0.192	0.199	0.165	0.181	0.200	0.220
10	0.138	0.190	0.196	0.178	0.186	0.155	0.166	0.193	0.210
11	0.133	0.178	0.182	0.165	0.173	0.147	0.152	0.188	0.201
12	0.128	0.165	0.167	0.153	0.161	0.139	0.141	0.183	0.195
13	0.124	0.153	0.152	0.143	0.151	0.133	0.133	0.179	0.189
14	0.121	0.142	0.140	0.135	0.144	0.128	0.127	0.176	0.184
15	0.119	0.134	0.131	0.129	0.137	0.124	0.123	0.173	0.180
16	0.116	0.127	0.125	0.124	0.132	0.121	0.120	0.171	0.176
17	0.114	0.122	0.121	0.120	0.128	0.118	0.118	0.169	0.173
18	0.112	0.118	0.118	0.118	0.125	0.116	0.116	0.167	0.170
19	0.111	0.116	0.115	0.116	0.122	0.114	0.115	0.165	0.167
20	0.109	0.113	0.113	0.114	0.120	0.113	0.113	0.163	0.165
21	0.108	0.111	0.111	0.113	0.117	0.112	0.112	0.162	0.163
22	0.107	0.110	0.110	0.111	0.115	0.110	0.111	0.161	0.161
23	0.106	0.108	0.108	0.110	0.113	0.109	0.110	0.159	0.159
24	0.105	0.107	0.107	0.110	0.112	0.108	0.109	0.158	0.157
25	0.104	0.105	0.106	0.109	0.110	0.108	0.108	0.157	0.156
DIBt 1993	0.000	0.000	0.000	0.199	0.207	0.166	0.181	0.000	0.200

Effektive Turbulenzintensität I_{eff} nach Zubau

v_{hub} [m/s]	WEA 01[B]	WEA 02[B]	WEA 03[S]	WEA 04[B]	WEA 05[B]	WEA 06[B]	FWEA 01[S]	FWEA 02[S]	FWEA 03[S]	FWEA 04[A]	FWEA 05[A]	FWEA 06[A]	FWEA 07[A]	Klasse B	S[WEA 03]	S[FWEA 01], S[FWEA 02], S[FWEA 03]	Klasse A
3	0.286	0.309	0.311	0.444	0.737	0.318	0.291	0.302	0.357	0.362	0.389	0.426	0.363	0.366	0.274	0.332	0.419
4	0.256	0.285	0.285	0.381	0.587	0.273	0.264	0.277	0.293	0.338	0.354	0.468	0.297	0.301	0.255	0.282	0.344
5	0.250	0.282	0.282	0.330	0.524	0.264	0.257	0.273	0.276	0.288	0.305	0.510	0.273	0.262	0.244	0.253	0.299
6	0.232	0.262	0.259	0.301	0.480	0.251	0.235	0.259	0.263	0.259	0.276	0.481	0.252	0.236	0.232	0.233	0.269
7	0.218	0.246	0.241	0.273	0.433	0.236	0.218	0.242	0.247	0.234	0.253	0.456	0.234	0.217	0.226	0.219	0.248
8	0.200	0.228	0.218	0.252	0.400	0.222	0.197	0.226	0.232	0.209	0.230	0.412	0.214	0.203	0.219	0.208	0.232
9	0.182	0.210	0.195	0.234	0.370	0.203	0.177	0.205	0.212	0.193	0.210	0.362	0.195	0.192	0.213	0.200	0.220
10	0.170	0.199	0.181	0.213	0.334	0.191	0.165	0.191	0.197	0.179	0.197	0.330	0.180	0.183	0.207	0.193	0.210
11	0.158	0.188	0.167	0.191	0.297	0.180	0.153	0.179	0.183	0.166	0.184	0.293	0.164	0.176	0.201	0.188	0.201
12	0.145	0.174	0.152	0.171	0.264	0.168	0.141	0.167	0.168	0.154	0.170	0.251	0.149	0.170	0.195	0.183	0.195
13	0.135	0.162	0.141	0.155	0.237	0.155	0.132	0.154	0.154	0.144	0.159	0.214	0.137	0.165	0.190	0.179	0.189
14	0.127	0.152	0.132	0.142	0.215	0.145	0.125	0.145	0.142	0.136	0.150	0.181	0.129	0.161	0.184	0.176	0.184
15	0.122	0.143	0.125	0.132	0.198	0.136	0.121	0.136	0.134	0.129	0.142	0.154	0.124	0.157	0.180	0.173	0.180
16	0.119	0.136	0.121	0.125	0.183	0.128	0.117	0.130	0.128	0.124	0.136	0.137	0.121	0.154	0.176	0.171	0.176
17	0.116	0.130	0.117	0.120	0.172	0.123	0.115	0.125	0.124	0.121	0.131	0.127	0.118	0.151	0.173	0.169	0.173
18	0.115	0.126	0.115	0.116	0.162	0.118	0.113	0.121	0.120	0.118	0.127	0.122	0.116	0.149	0.170	0.167	0.170
19	0.113	0.123	0.113	0.114	0.154	0.114	0.111	0.118	0.117	0.116	0.123	0.119	0.115	0.146	0.168	0.165	0.167
20	0.112	0.120	0.112	0.112	0.147	0.112	0.109	0.116	0.115	0.114	0.121	0.116	0.113	0.144	0.165	0.163	0.165
21	0.111	0.118	0.110	0.110	0.141	0.110	0.108	0.114	0.113	0.113	0.118	0.114	0.112	0.142	0.163	0.162	0.163
22	0.110	0.115	0.109	0.108	0.136	0.108	0.107	0.112	0.111	0.112	0.116	0.112	0.111	0.141	0.161	0.161	0.161
23	0.109	0.113	0.108	0.107	0.132	0.107	0.106	0.110	0.109	0.111	0.114	0.110	0.110	0.139	0.159	0.159	0.159
24	0.108	0.111	0.107	0.106	0.129	0.106	0.105	0.108	0.108	0.110	0.112	0.109	0.109	0.138	0.157	0.158	0.157
25	0.107	0.110	0.106	0.105	0.125	0.105	0.104	0.107	0.107	0.109	0.110	0.108	0.108	0.136	0.156	0.157	0.156
DIBt 1993	0.178	0.204	0.000	0.230	0.362	0.195	0.000	0.000	0.000	0.200	0.215	0.353	0.194	0.200	0.000	0.000	0.200

Differenz von I_{eff} zur Auslegungskurve

v_{hub} [m/s]	WEA 01[B]	WEA 02[B]	WEA 03[S]	WEA 04[B]	WEA 05[B]	WEA 06[B]	FWEA 01[S]	FWEA 02[S]	FWEA 03[S]	FWEA 04[A]	FWEA 05[A]	FWEA 06[A]	FWEA 07[A]	Klasse B	S[WEA 03]	S[FWEA 01], S[FWEA 02], S[FWEA 03]	Klasse A
3	-0.081	-0.057	0.037	0.077	0.371	-0.049	-0.041	-0.030	0.025	-0.057	-0.030	0.007	-0.056	0.366	0.274	0.332	0.419
4	-0.045	-0.016	0.030	0.080	0.286	-0.028	-0.018	-0.005	0.011	-0.006	0.010	0.124	-0.047	0.301	0.255	0.282	0.344
5	-0.012	0.020	0.038	0.068	0.262	0.002	0.004	0.020	0.023	-0.011	0.006	0.211	-0.026	0.262	0.244	0.253	0.299
6	-0.003	0.026	0.027	0.065	0.244	0.015	0.002	0.026	0.030	-0.010	0.006	0.212	-0.018	0.236	0.232	0.233	0.269
7	0.001	0.029	0.015	0.056	0.216	0.019	-0.001	0.023	0.028	-0.014	0.005	0.208	-0.014	0.217	0.226	0.219	0.248
8	-0.003	0.025	-0.001	0.049	0.197	0.019	-0.011	0.018	0.024	-0.023	-0.002	0.180	-0.018	0.203	0.219	0.208	0.232
9	-0.010	0.017	-0.018	0.041	0.178	0.011	-0.023	0.005	0.012	-0.027	-0.009	0.142	-0.024	0.192	0.213	0.200	0.220
10	-0.013	0.016	-0.026	0.029	0.151	0.008	-0.028	-0.002	0.004	-0.031	-0.013	0.120	-0.030	0.183	0.207	0.193	0.210
11	-0.018	0.011	-0.034	0.015	0.121	0.004	-0.035	-0.009	-0.005	-0.036	-0.018	0.091	-0.037	0.176	0.201	0.188	0.201
12	-0.025	0.003	-0.043	0.001	0.094	-0.003	-0.042	-0.016	-0.015	-0.041	-0.024	0.057	-0.045	0.170	0.195	0.183	0.195
13	-0.031	-0.003	-0.049	-0.010	0.072	-0.010	-0.047	-0.025	-0.025	-0.045	-0.030	0.025	-0.051	0.165	0.190	0.179	0.189
14	-0.034	-0.009	-0.052	-0.019	0.054	-0.016	-0.051	-0.031	-0.034	-0.048	-0.034	-0.003	-0.055	0.161	0.184	0.176	0.184
15	-0.035	-0.014	-0.055	-0.025	0.041	-0.022	-0.052	-0.037	-0.039	-0.050	-0.038	-0.026	-0.056	0.157	0.180	0.173	0.180
16	-0.035	-0.018	-0.055	-0.029	0.029	-0.026	-0.054	-0.041	-0.043	-0.052	-0.040	-0.039	-0.055	0.154	0.176	0.171	0.176
17	-0.035	-0.021	-0.056	-0.031	0.021	-0.029	-0.054	-0.044	-0.045	-0.052	-0.042	-0.045	-0.054	0.151	0.173	0.169	0.173
18	-0.034	-0.023	-0.055	-0.032	0.014	-0.031	-0.054	-0.046	-0.047	-0.052	-0.043	-0.048	-0.054	0.149	0.170	0.167	0.170
19	-0.033	-0.024	-0.055	-0.033	0.008	-0.032	-0.054	-0.047	-0.048	-0.051	-0.044	-0.048	-0.053	0.146	0.168	0.165	0.167
20	-0.032	-0.024	-0.053	-0.033	0.003	-0.032	-0.054	-0.047	-0.048	-0.051	-0.044	-0.048	-0.052	0.144	0.165	0.163	0.165
21	-0.032	-0.025	-0.053	-0.032	-0.001	-0.033	-0.054	-0.048	-0.049	-0.050	-0.045	-0.049	-0.051	0.142	0.163	0.162	0.163
22	-0.031	-0.025	-0.052	-0.032	-0.004	-0.032	-0.054	-0.049	-0.050	-0.049	-0.045	-0.049	-0.050	0.141	0.161	0.161	0.161
23	-0.031	-0.026	-0.051	-0.032	-0.007	-0.032	-0.053	-0.049	-0.050	-0.048	-0.045	-0.048	-0.049	0.139	0.159	0.159	0.159
24	-0.030	-0.026	-0.050	-0.032	-0.009	-0.032	-0.053	-0.050	-0.050	-0.048	-0.046	-0.048	-0.048	0.138	0.157	0.158	0.157
25	-0.029	-0.027	-0.050	-0.031	-0.011	-0.032	-0.053	-0.050	-0.050	-0.047	-0.046	-0.048	-0.048	0.136	0.156	0.157	0.156
DIBt 1993	0.178	0.204	0.000	0.230	0.362	0.195	0.000	0.000	0.000	0.200	0.215	0.353	0.194	0.200	0.000	0.000	0.200

Vergleich I_{eff} vor und nach Zubau

Absolut

v_{hub} [m/s]	FWEA 01	FWEA 02	FWEA 03	FWEA 04	FWEA 05	FWEA 06	FWEA 07
3	0.90%	-1.00%	-0.10%	0.00%	0.00%	11.40%	0.00%
4	3.30%	0.10%	0.00%	0.00%	0.10%	20.30%	0.50%
5	5.70%	0.20%	0.20%	0.10%	0.70%	27.90%	1.50%
6	5.50%	0.10%	0.10%	0.10%	0.90%	27.10%	1.80%
7	5.30%	0.20%	0.10%	0.00%	1.20%	26.40%	2.20%
8	4.30%	0.10%	0.10%	0.10%	1.30%	23.40%	1.80%
9	3.20%	0.10%	0.10%	0.10%	1.10%	19.70%	1.40%
10	2.70%	0.10%	0.10%	0.10%	1.10%	17.50%	1.40%
11	2.00%	0.10%	0.10%	0.10%	1.10%	14.60%	1.20%
12	1.30%	0.20%	0.10%	0.10%	0.90%	11.20%	0.80%
13	0.80%	0.10%	0.20%	0.10%	0.80%	8.10%	0.40%
14	0.40%	0.30%	0.20%	0.10%	0.60%	5.30%	0.20%
15	0.20%	0.20%	0.30%	0.00%	0.50%	3.00%	0.10%
16	0.10%	0.30%	0.30%	0.00%	0.40%	1.60%	0.10%
17	0.10%	0.30%	0.30%	0.10%	0.30%	0.90%	0.00%
18	0.10%	0.30%	0.20%	0.00%	0.20%	0.60%	0.00%
19	0.00%	0.20%	0.20%	0.00%	0.10%	0.50%	0.00%
20	0.00%	0.30%	0.20%	0.00%	0.10%	0.30%	0.00%
21	0.00%	0.30%	0.20%	0.00%	0.10%	0.20%	0.00%
22	0.00%	0.20%	0.10%	0.10%	0.10%	0.20%	0.00%
23	0.00%	0.20%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.00%
24	0.00%	0.10%	0.10%	0.00%	0.00%	0.10%	0.00%
25	0.00%	0.20%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
DIBt 1993	0.00%	0.00%	0.00%	0.10%	0.80%	18.70%	1.30%

Effektive Turbulenzintensität I_{eff} nach WSM

v_{hub} [m/s]	WEA 01[B]	WEA 02[B]	WEA 03[S]	WEA 04[B]	WEA 05[B]	WEA 06[B]	FWEA 01[S]	FWEA 02[S]	FWEA 03[S]	FWEA 04[A]	FWEA 05[A]	FWEA 06[A]	FWEA 07[A]	Klasse B	S[WEA 03]	S[FWEA 01], S[FWEA 02], S[FWEA 03]	Klasse A
3	0.285	0.304	0.000	0.000	0.000	0.336	0.291	0.312	0.358	0.362	0.389	0.314	0.363	0.366	0.274	0.332	0.419
4	0.254	0.275	0.000	0.000	0.000	0.276	0.264	0.276	0.293	0.338	0.353	0.272	0.292	0.301	0.255	0.282	0.344
5	0.199	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.200	0.271	0.274	0.287	0.298	0.231	0.258	0.262	0.244	0.253	0.299
6	0.180	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.180	0.258	0.262	0.258	0.267	0.210	0.234	0.236	0.232	0.233	0.269
7	0.164	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.165	0.240	0.246	0.234	0.241	0.192	0.212	0.217	0.226	0.219	0.248
8	0.179	0.000	0.178	0.000	0.000	0.000	0.154	0.225	0.231	0.209	0.217	0.178	0.196	0.203	0.219	0.208	0.232
9	0.166	0.000	0.164	0.000	0.000	0.000	0.145	0.204	0.211	0.192	0.199	0.165	0.181	0.192	0.213	0.200	0.220
10	0.158	0.000	0.154	0.000	0.000	0.000	0.138	0.190	0.196	0.179	0.186	0.155	0.166	0.183	0.207	0.193	0.210
11	0.149	0.000	0.144	0.000	0.000	0.000	0.133	0.178	0.182	0.165	0.173	0.147	0.152	0.176	0.201	0.188	0.201
12	0.139	0.000	0.136	0.000	0.000	0.168	0.141	0.165	0.167	0.154	0.161	0.149	0.141	0.170	0.195	0.183	0.195
13	0.135	0.162	0.141	0.155	0.000	0.155	0.132	0.153	0.153	0.144	0.159	0.160	0.137	0.165	0.190	0.179	0.189
14	0.127	0.152	0.132	0.142	0.000	0.145	0.125	0.143	0.141	0.136	0.149	0.148	0.129	0.161	0.184	0.176	0.184
15	0.122	0.143	0.125	0.132	0.000	0.136	0.121	0.134	0.133	0.129	0.142	0.138	0.124	0.157	0.180	0.173	0.180
16	0.119	0.136	0.121	0.125	0.000	0.128	0.117	0.128	0.127	0.124	0.136	0.131	0.121	0.154	0.176	0.171	0.176
17	0.116	0.130	0.117	0.120	0.000	0.122	0.115	0.123	0.123	0.121	0.131	0.126	0.118	0.151	0.173	0.169	0.173
18	0.115	0.126	0.115	0.116	0.000	0.118	0.113	0.119	0.120	0.118	0.127	0.122	0.116	0.149	0.170	0.167	0.170
19	0.113	0.123	0.113	0.114	0.000	0.114	0.111	0.116	0.117	0.116	0.123	0.119	0.115	0.146	0.168	0.165	0.167
20	0.112	0.120	0.112	0.112	0.000	0.112	0.109	0.114	0.115	0.114	0.121	0.116	0.113	0.144	0.165	0.163	0.165
21	0.111	0.118	0.110	0.110	0.141	0.110	0.108	0.114	0.113	0.113	0.118	0.114	0.112	0.142	0.163	0.162	0.163
22	0.110	0.115	0.109	0.108	0.136	0.108	0.107	0.112	0.111	0.112	0.116	0.112	0.111	0.141	0.161	0.161	0.161
23	0.109	0.113	0.108	0.107	0.132	0.107	0.106	0.110	0.109	0.111	0.114	0.110	0.110	0.139	0.159	0.159	0.159
24	0.108	0.111	0.107	0.106	0.129	0.106	0.105	0.108	0.108	0.110	0.112	0.109	0.109	0.138	0.157	0.158	0.157
25	0.107	0.110	0.106	0.105	0.125	0.105	0.104	0.107	0.107	0.109	0.110	0.108	0.108	0.136	0.156	0.157	0.156
DlBt 1993	0.155	0.035	0.000	0.010	0.000	0.042	0.000	0.000	0.000	0.200	0.208	0.168	0.181	0.200	0.000	0.000	0.200

Berücksichtigtes WSM:

WEA	Einstellung zum Schutze von WEA	Abstand s [RD]	Startwinkel [°]	Endwinkel [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
WEA 01	WEA 01		0	59	7	8	Abschaltung
WEA 02	WEA 02		0	359	5	12	Abschaltung
WEA 03	WEA 03		0	359	3	7	Abschaltung
WEA 04	WEA 04		0	359	3	12	Abschaltung
WEA 05	WEA 05		0	359	3	20	Abschaltung
WEA 06	WEA 06		0	359	5	11	Abschaltung

Differenz von I_{eff} mit WSM zur Auslegungskurve

v_{hub} [m/s]	WEA 01[B]	WEA 02[B]	WEA 03[S]	WEA 04[B]	WEA 05[B]	WEA 06[B]	FWEA 01[S]	FWEA 02[S]	FWEA 03[S]	FWEA 04[A]	FWEA 05[A]	FWEA 06[A]	FWEA 07[A]	Klasse B	S[WEA 03]	S[FWEA 01], S[FWEA 02], S[FWEA 03]	Klasse A
3	-0.081	-0.063	-0.274	-0.366	-0.366	-0.030	-0.041	-0.020	0.026	-0.057	-0.030	-0.104	-0.056	0.366	0.274	0.332	0.419
4	-0.047	-0.026	-0.255	-0.301	-0.301	-0.025	-0.018	-0.006	0.011	-0.006	0.009	-0.072	-0.052	0.301	0.255	0.282	0.344
5	-0.063	-0.262	-0.244	-0.262	-0.262	-0.262	-0.053	0.018	0.021	-0.012	-0.001	-0.068	-0.041	0.262	0.244	0.253	0.299
6	-0.056	-0.236	-0.232	-0.236	-0.236	-0.236	-0.053	0.025	0.029	-0.011	-0.003	-0.060	-0.035	0.236	0.232	0.233	0.269
7	-0.053	-0.217	-0.226	-0.217	-0.217	-0.217	-0.054	0.021	0.027	-0.014	-0.007	-0.056	-0.036	0.217	0.226	0.219	0.248
8	-0.024	-0.203	-0.041	-0.203	-0.203	-0.203	-0.054	0.017	0.023	-0.023	-0.015	-0.054	-0.036	0.203	0.219	0.208	0.232
9	-0.026	-0.192	-0.049	-0.192	-0.192	-0.192	-0.055	0.004	0.011	-0.027	-0.020	-0.055	-0.039	0.192	0.213	0.200	0.220
10	-0.025	-0.183	-0.053	-0.183	-0.183	-0.183	-0.055	-0.003	0.003	-0.031	-0.024	-0.055	-0.044	0.183	0.207	0.193	0.210
11	-0.027	-0.176	-0.057	-0.176	-0.176	-0.176	-0.055	-0.010	-0.006	-0.036	-0.029	-0.055	-0.050	0.176	0.201	0.188	0.201
12	-0.031	-0.170	-0.059	-0.170	-0.170	-0.003	-0.042	-0.018	-0.016	-0.041	-0.033	-0.046	-0.054	0.170	0.195	0.183	0.195
13	-0.031	-0.003	-0.049	-0.010	-0.165	-0.010	-0.047	-0.026	-0.026	-0.045	-0.030	-0.029	-0.051	0.165	0.190	0.179	0.189
14	-0.034	-0.009	-0.052	-0.019	-0.161	-0.016	-0.051	-0.033	-0.035	-0.048	-0.035	-0.036	-0.055	0.161	0.184	0.176	0.184
15	-0.035	-0.014	-0.055	-0.025	-0.157	-0.022	-0.052	-0.039	-0.040	-0.050	-0.038	-0.041	-0.056	0.157	0.180	0.173	0.180
16	-0.035	-0.018	-0.055	-0.029	-0.154	-0.026	-0.054	-0.043	-0.044	-0.052	-0.040	-0.045	-0.055	0.154	0.176	0.171	0.176
17	-0.035	-0.021	-0.056	-0.031	-0.151	-0.029	-0.054	-0.046	-0.046	-0.052	-0.042	-0.047	-0.054	0.151	0.173	0.169	0.173
18	-0.034	-0.023	-0.055	-0.032	-0.149	-0.031	-0.054	-0.048	-0.047	-0.052	-0.043	-0.048	-0.054	0.149	0.170	0.167	0.170
19	-0.033	-0.024	-0.055	-0.033	-0.146	-0.032	-0.054	-0.049	-0.048	-0.051	-0.044	-0.048	-0.053	0.146	0.168	0.165	0.167
20	-0.032	-0.024	-0.053	-0.033	-0.144	-0.032	-0.054	-0.049	-0.048	-0.051	-0.044	-0.048	-0.052	0.144	0.165	0.163	0.165
21	-0.032	-0.025	-0.053	-0.032	-0.001	-0.033	-0.054	-0.048	-0.049	-0.050	-0.045	-0.049	-0.051	0.142	0.163	0.162	0.163
22	-0.031	-0.025	-0.052	-0.032	-0.004	-0.032	-0.054	-0.049	-0.050	-0.049	-0.045	-0.049	-0.050	0.141	0.161	0.161	0.161
23	-0.031	-0.026	-0.051	-0.032	-0.007	-0.032	-0.053	-0.049	-0.050	-0.048	-0.045	-0.048	-0.049	0.139	0.159	0.159	0.159
24	-0.030	-0.026	-0.050	-0.032	-0.009	-0.032	-0.053	-0.050	-0.050	-0.048	-0.046	-0.048	-0.048	0.138	0.157	0.158	0.157
25	-0.029	-0.027	-0.050	-0.031	-0.011	-0.032	-0.053	-0.050	-0.050	-0.047	-0.046	-0.048	-0.048	0.136	0.156	0.157	0.156
DIBt 1993	0.155	0.035	0.000	0.010	0.000	0.042	0.000	0.000	0.000	0.200	0.208	0.168	0.181	0.200	0.000	0.000	0.200

Vergleich I_{eff} vor und nach Zubau mit WSM

v_{hub} [m/s]	FWEA 01	FWEA 02	FWEA 03	FWEA 04	FWEA 05	FWEA 06	FWEA 07
3	0.90%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	0.00%
4	3.30%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.70%	0.00%
5	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
6	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
7	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
8	0.00%	0.00%	0.00%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%
9	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
10	0.00%	0.00%	0.00%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%
11	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
12	1.30%	0.00%	0.00%	0.10%	0.00%	1.00%	0.00%
13	0.80%	0.00%	0.10%	0.10%	0.80%	2.70%	0.40%
14	0.40%	0.10%	0.10%	0.10%	0.50%	2.00%	0.20%
15	0.20%	0.00%	0.20%	0.00%	0.50%	1.40%	0.10%
16	0.10%	0.10%	0.20%	0.00%	0.40%	1.00%	0.10%
17	0.10%	0.10%	0.20%	0.10%	0.30%	0.80%	0.00%
18	0.10%	0.10%	0.20%	0.00%	0.20%	0.60%	0.00%
19	0.00%	0.00%	0.20%	0.00%	0.10%	0.50%	0.00%
20	0.00%	0.10%	0.20%	0.00%	0.10%	0.30%	0.00%
21	0.00%	0.30%	0.20%	0.00%	0.10%	0.20%	0.00%
22	0.00%	0.20%	0.10%	0.10%	0.10%	0.20%	0.00%
23	0.00%	0.20%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.00%
24	0.00%	0.10%	0.10%	0.00%	0.00%	0.10%	0.00%
25	0.00%	0.20%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
DIBt 1993	0.00%	0.00%	0.00%	0.10%	0.10%	0.20%	0.00%



Ergebnisübersicht

Projekt: Menzendorf
Projekt ID: 2215733
Layout: Layout 02
Layout ID: 2217488
Erstellungsdatum: 24.02.2023
Berichtsnummer: 24.02.2023_I17-SE-IND-15783

Verwendungszweck und Haftungsausschluss

Das vorliegende Dokument wurde automatisch erstellt und führt die zu erwartenden Ergebnisse hinsichtlich der Standorteignung nach DIBt 2012 auf. Das Dokument darf nicht im Genehmigungsverfahren verwendet werden, bzw. einer Behörde übermittelt werden, da es nicht durch die I17-Wind GmbH & Co. KG geprüft wurde. Die I17-Wind GmbH & Co. KG übernimmt für Aussagen, die auf Basis dieses Dokuments getroffen werden, keine Haftung. Alle Bezeichnungen, die auf eine Vorläufigkeit der zu Grunde gelegten Daten der WEA hindeuten, insbesondere „Preliminary“ und „Vorläufig“ weisen darauf hin, dass es sich bei diesen Daten um Werte handelt, die keinem offiziellen Dokument entnommen sind und die vom jeweiligen Hersteller explizit als nicht endgültig deklariert wurden, da sich die WEA noch in der Entwicklung befindet. Belastbare Ergebnisse werden grundsätzlich nur in einem Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 von der I17-Wind GmbH & Co. KG ausgewiesen, dem eine Abstimmung der Werte mit dem jeweiligen Anlagenhersteller vorangeht.

An jedem Standort einer neu geplanten WEA werden, unabhängig von der topografischen Komplexität, die folgenden Untersuchungen und Bewertungen basierend auf der DIBt 2012 und der DIN EN IEC 61400-1:2019 durchgeführt:

- i. Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit:
 1. Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort $v_{ave,NH}$ ist um mindestens 5% kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung oder
 2. die mittlere Windgeschwindigkeit $v_{ave,NH}$ ist kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung und für den Formparameter k_{NH} der Weibull-Funktion gilt: $k_{NH} \geq 2$.
 3. Wenn der Typenprüfung der zu prüfenden WEA ein Formparameter $k_{TP} \neq 2$ zu Grunde liegt, erfolgt der Vergleich $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ in einem definierten Windgeschwindigkeitsintervall.
- ii. Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit:
 1. Die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes entsprechend der Windzonenkarte ab, oder
 2. die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50,TP}$ gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50,NH}$ am Standort ab. (Ggf. ist der Nachweis durch ein Extremwindgutachten erforderlich).
- iii. Der energiegewichtete Mittelwert der Schräganströmung δ_{NH} über alle Windrichtungen auf Nabenhöhe muss ermittelt, und der Nachweis erbracht werden, dass die Schräganströmung auf Nabenhöhe den vorgegebenen Wert von +/- 8°, bzw. den in der Typen-/Einzelprüfung angegebenen Wert δ_{TP} nicht überschreitet.
- iv. Der energiegewichtete Mittelwert des Höhenexponenten α_{NH} über alle Windrichtungen auf Nabenhöhe muss ermittelt, und der Nachweis erbracht werden, dass dieser den Bereich ($0.05 \leq \alpha_{NH} \leq 0.25$) oder den in der Typen-/Einzelprüfung angegeben nicht über- bzw. unterschreitet.
- v. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität auf Nabenhöhe $I_{eff,NH}$ mit der Auslegungsturbulenz nach NTM je nach Typen-/Einzelprüfung (Klasse A+, A, B oder C) oder der in der Typen-/Einzelprüfung definierten Klasse S.
- vi. Der Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit den in der Norm ($\rho_{TP} \leq 1.225 \text{ kg/m}^3$) oder der Typen-/Einzelprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten.
- vii. Die standortspezifische extreme Turbulenz muss ermittelt, und der Nachweis erbracht werden, dass die Auslegungswerte des ETM im Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit nicht überschritten werden.

Hinweise zu den Ergebnissen

Matrix Distanz [RD]

Grünes Feld:

Der Abstand ist größer oder gleich 2.0 RD und die Ergebnisse sind in jedem Fall belastbar.

Rotes Feld:

Der Abstand ist kleiner 2.0 RD und die Ergebnisse sind nicht mehr belastbar, somit bedarf es in dieser Nachlaufsituation einer sektoriellen Betriebsbeschränkung in Form einer Abschaltung.

Vergleich I_{eff} vor und nach Zubau

Grünes Feld:

Kein signifikanter Einfluss am zu betrachtenden Bestand durch den geplanten Zubau.

Oranges Feld:

Der Einfluss muss durch die I17-Wind GmbH & Co. KG überprüft werden. Ein signifikanter Einfluss durch den geplanten Zubau kann nicht ausgeschlossen werden.

Rotes Feld:

Der Zubau verursacht einen signifikanten Einfluss am zu betrachtenden Bestand.

Stammdaten des Layouts

Unternehmen:	Ingenieurbüro Jannes Henkel
Nutzer:	jannes.henkel
Layout:	Layout 02
Layout ID:	2217488
Projekt:	Menzendorf
Projekt ID:	2215733
Systemversion bei letzter Berechnung:	5.0.7
Letzte Berechnung:	2023-02-24 16:11:25
Koordinatensystem:	UTM ETRS 89 Zone 33
Turbulenzmodell:	TNO
Komplexitätsberechnung:	Komplexität nach Edition 4
CORINE:	CORINE 18



(C) OpenStreetMap und Mitwirkende, SRTM | Kartendarstellung: (C) OpenTopoMap (CC-BY-SA)
 (C) 2019 Microsoft Corporation | (C) 2019 DigitalGlobe | (C)CNES (2019) Distribution Airbus DS

 Neuanlagen
  Bestandsanlagen
 


 Referenzwindverteilungen

Referenzwindverteilungen WV 1/1

Bezeichnung: A_CERRA
Geländekategorie : 2
Rechtswert X [m]: 237727
Hochwert Y [m]: 5974754
Höhe ü. Grund [m] : 170.00
Anzahl der Sektoren : 12

Sektor / Bezeichnung	A [m/s]	k [-]	p [%]	v_{ave} [m/s]
0	6.44	1.955	4.1	
1	6.85	2.018	4.9	
2	7.50	2.674	6.2	
3	7.92	3.182	7.3	
4	8.14	3.268	7.1	
5	8.48	3.123	7.2	
6	8.91	2.936	8.6	
7	9.25	2.713	11.9	
8	9.40	2.381	15.3	
9	8.91	2.209	13.8	
10	7.98	2.158	9.1	
11	6.74	1.904	4.6	
Summe / Mittelwert	8.42	2.393	100.1	7.46

Windenergieanlagen

Name	Rechtswert X [m]	Hochwert Y [m]	Hersteller	Anlage	Nabenhöhe	Fundament	Betriebsmodus	Bestand	Wöhlerkoeffizient	Geländekategorie	Referenz Windverteilung
WEA 01	238086	5976031	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Mode 0 (5.700 kW)	0	0.0	0	WV 1/1
WEA 02	238503	5975881	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Mode 0 (5.700 kW)	0	0.0	0	WV 1/1
WEA 03	238315	5975588	Nordex	N133/4800 (NH 164 m)	164.0	0.0	Mode 0	0	0.0	0	WV 1/1
WEA 04	238771	5974441	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Mode 0 (5.700 kW)	0	0.0	0	WV 1/1
WEA 05	239066	5974165	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Mode 0 (5.700 kW)	0	0.0	0	WV 1/1
WEA 06	238909	5973740	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Mode 0 (5.700 kW)	0	0.0	0	WV 1/1
FWEA 01	238750	5973382	Nordex	N149/5700	164.0	3.0	Mode 0 (5.700 kW)	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 02	239549	5974341	Nordex	N149/5700	164.0	3.0	Mode 0 (5.700 kW)	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 03	239325	5974614	Nordex	N149/5700	164.0	3.0	Mode 0 (5.700 kW)	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 04	238607	5975098	Enercon	E-147 EP5 / 4.300 kW (Pitch) (Vorläufig)	126.4	-0.9	0dB mode [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 05	238914	5974804	Enercon	E-147 EP5 / 4.300 kW (Pitch) (Vorläufig)	126.4	-0.9	0dB mode [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 07	238494	5974711	Enercon	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW	130.6	0.0	OM 0s	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 08	241629	5973305	Enercon	E-141 EP4 / 4.200 kW	159.0	0.0	BM 0 s [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1

Name	Rechtswert X [m]	Hochwert Y [m]	Hersteller	Anlage	Nabenhöhe	Fundament	Betriebsmodus	Bestand	Wöhlerkoeffizient	Geländekategorie	Referenz Windverteilung
FWEA 09	241883	5973050	Enercon	E-141 EP4 / 4.200 kW	159.0	0.0	BM 0 s [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 10	242085	5973373	Enercon	E-141 EP4 / 4.200 kW	159.0	0.0	BM 0 s [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1
FWEA 11	242390	5973180	Enercon	E-141 EP4 / 4.200 kW	159.0	0.0	BM 0 s [TSR]	1	0.0	0	WV 1/1

Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen

WEA-Informationen	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	WEA 05	WEA 06	FWEA 01	FWEA 02	FWEA 03	FWEA 04	FWEA 05	FWEA 07
Neuplanung [Ja / Nein]	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
Hersteller	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Nordex	Enercon	Enercon
WEA-Typ	N163/5700	N163/5700	N133/4800 (NH 164 m)	N163/5700	N163/5700	N163/5700	N149/5700	N149/5700	N149/5700	E-147 EP5 / 4.300 kW (Pitch) (Vorläufig)	E-147 EP5 / 4.300 kW (Pitch) (Vorläufig)	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW
Nabenhöhe [m]	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	126.4	126.4	130.6
Rotordurchmesser [m]	163.0	163.0	133.2	163.0	163.0	163.0	149.1	149.1	149.1	147.0	147.0	138.3
Prüfgrundlage DIBt	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012
Auslegungslebensdauer [a]	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	25
Wöhlerlinienkoeffizient m [-]	14	14	14	14	14	14	14	14	14	10	10	10
Turbulenzkategorie	B	B	S	B	B	B	S	S	S	A	A	A
Ergebnisse Auslegungswindbedingungen	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	WEA 05	WEA 06	FWEA 01	FWEA 02	FWEA 03	FWEA 04	FWEA 05	FWEA 07
Topografisch komplex [Ja / Nein]	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
C _{ct} [-]	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Nachbar-WEA 1	WEA 02	WEA 03	WEA 02	FWEA 07	WEA 04	FWEA 01	-	-	-	-	-	-
Abstand zur Nachbar-WEA 1 [D]	2.72	2.14	2.14	2.37	2.48	2.40	-	-	-	-	-	-
Nachbar-WEA 2	WEA 03	WEA 01	WEA 01	FWEA 05	WEA 06	WEA 05	-	-	-	-	-	-
Abstand zur Nachbar-WEA 2 [D]	3.06	2.72	3.06	2.39	2.78	2.78	-	-	-	-	-	-
Nachbar-WEA 3	FWEA 04	FWEA 04	FWEA 04	WEA 05	FWEA 02	WEA 04	-	-	-	-	-	-
Abstand zur Nachbar-WEA 3 [D]	6.56	4.85	3.88	2.48	3.15	4.38	-	-	-	-	-	-
v _{ave} [m/s]	7.41	7.41	7.41	7.41	7.41	7.41	-	-	-	-	-	-
pdf eingehalten [Ja / Nein]	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	-	-	-	-	-	-
Windzone WZ [-]	3	3	3	3	3	3	-	-	-	-	-	-
Geländekategorie GK [-]	2	2	2	2	2	2	-	-	-	-	-	-
v ₅₀ [m/s]	43.02	43.02	43.02	43.02	43.02	43.02	-	-	-	-	-	-
Höhenexponent α [-]	0.143	0.143	0.142	0.143	0.142	0.143	-	-	-	-	-	-
Schräganströmung δ [°]	-0.2	-0.3	-0.5	0.1	-0.3	0.1	-	-	-	-	-	-
Luftdichte ρ [kg/m³]	1.227	1.228	1.228	1.226	1.227	1.226	-	-	-	-	-	-
I _{eff} eingehalten [Ja / Nein]	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	-	-	-	-	-	-
I _{eff} vor Zubau eingehalten [Ja / Nein]	-	-	-	-	-	-	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja
I _{eff} nach Zubau eingehalten [Ja / Nein]	-	-	-	-	-	-	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja
Erhöhung I _{eff} durch Zubau [Ja / Nein]	-	-	-	-	-	-	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja

Windparkgeometrie

Matrix Distanz [RD]

WEA Bezeichnung	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	WEA 05	WEA 06	FWEA 01	FWEA 02	FWEA 03	FWEA 04	FWEA 05	FWEA 07
WEA 01	0.00	2.72	3.06	10.62	12.93	14.93	16.75	13.71	11.55	6.56	9.08	8.48
WEA 02	2.72	0.00	2.14	8.99	11.08	13.37	15.41	11.42	9.27	4.85	7.07	7.18
WEA 03	3.74	2.61	0.00	9.27	12.08	14.57	16.88	13.17	10.53	4.28	7.41	6.72
WEA 04	10.62	8.99	7.57	0.00	2.48	4.38	6.50	4.81	3.56	4.15	2.39	2.37
WEA 05	12.93	11.08	9.87	2.48	0.00	2.78	5.18	3.15	3.18	6.38	4.03	4.85
WEA 06	14.93	13.37	11.91	4.38	2.78	0.00	2.40	5.39	5.94	8.53	6.53	6.48
FWEA 01	18.32	16.84	15.08	7.10	5.66	2.63	0.00	8.37	9.12	11.55	9.60	9.08
FWEA 02	14.99	12.49	11.77	5.26	3.45	5.89	8.37	0.00	2.37	8.11	5.27	7.50
FWEA 03	12.62	10.13	9.41	3.89	3.48	6.49	9.12	2.37	0.00	5.81	3.04	5.61
FWEA 04	7.27	5.37	3.88	4.61	7.07	9.46	11.71	8.22	5.89	0.00	2.89	2.74
FWEA 05	10.07	7.84	6.71	2.65	4.47	7.24	9.74	5.35	3.08	2.89	0.00	2.93
FWEA 07	9.99	8.46	6.47	2.80	5.72	7.64	9.79	8.08	6.05	2.92	3.11	0.00

Effektive Turbulenzintensität I_{eff} vor Zubau

v_{hub} [m/s]	FWEA 01[S]	FWEA 02[S]	FWEA 03[S]	FWEA 04[A]	FWEA 05[A]	FWEA 07[A]	S[FWEA 01], S[FWEA 02], S[FWEA 03]	Klasse A
3	0.276	0.296	0.356	0.362	0.388	0.362	0.332	0.419
4	0.227	0.272	0.292	0.338	0.353	0.291	0.282	0.344
5	0.198	0.270	0.274	0.287	0.298	0.257	0.253	0.299
6	0.178	0.257	0.262	0.258	0.266	0.233	0.233	0.269
7	0.164	0.240	0.246	0.233	0.241	0.211	0.219	0.248
8	0.153	0.224	0.231	0.208	0.217	0.195	0.208	0.232
9	0.144	0.203	0.211	0.192	0.199	0.180	0.200	0.220
10	0.138	0.190	0.196	0.178	0.185	0.165	0.193	0.210
11	0.132	0.178	0.182	0.165	0.172	0.151	0.188	0.201
12	0.128	0.165	0.166	0.153	0.161	0.140	0.183	0.195
13	0.124	0.152	0.151	0.143	0.151	0.132	0.179	0.189
14	0.121	0.142	0.139	0.135	0.143	0.127	0.176	0.184
15	0.119	0.133	0.130	0.129	0.137	0.123	0.173	0.180
16	0.116	0.126	0.124	0.124	0.132	0.120	0.171	0.176
17	0.114	0.121	0.120	0.120	0.128	0.118	0.169	0.173
18	0.112	0.117	0.117	0.118	0.125	0.116	0.167	0.170
19	0.111	0.114	0.115	0.116	0.122	0.115	0.165	0.167
20	0.109	0.112	0.113	0.114	0.120	0.113	0.163	0.165
21	0.108	0.110	0.111	0.113	0.117	0.112	0.162	0.163
22	0.107	0.108	0.109	0.111	0.115	0.111	0.161	0.161
23	0.106	0.107	0.108	0.110	0.113	0.110	0.159	0.159
24	0.105	0.106	0.107	0.110	0.112	0.109	0.158	0.157
25	0.104	0.104	0.106	0.109	0.110	0.108	0.157	0.156
DIBt 1993	0.000	0.000	0.000	0.199	0.207	0.180	0.000	0.200

Effektive Turbulenzintensität I_{eff} nach Zubau

v_{hub} [m/s]	WEA 01[B]	WEA 02[B]	WEA 03[S]	WEA 04[B]	WEA 05[B]	WEA 06[B]	FWEA 01[S]	FWEA 02[S]	FWEA 03[S]	FWEA 04[A]	FWEA 05[A]	FWEA 07[A]	Klasse B	S[WEA 03]	S[FWEA 01], S[FWEA 02], S[FWEA 03]	Klasse A
3	0.286	0.309	0.311	0.398	0.308	0.293	0.291	0.300	0.357	0.362	0.389	0.363	0.366	0.274	0.332	0.419
4	0.256	0.285	0.285	0.368	0.280	0.268	0.264	0.277	0.293	0.338	0.354	0.297	0.301	0.255	0.282	0.344
5	0.250	0.282	0.282	0.308	0.273	0.263	0.257	0.273	0.276	0.288	0.305	0.273	0.262	0.244	0.253	0.299
6	0.232	0.262	0.259	0.273	0.252	0.251	0.235	0.259	0.263	0.259	0.276	0.252	0.236	0.232	0.233	0.269
7	0.218	0.246	0.241	0.246	0.235	0.236	0.218	0.242	0.247	0.234	0.253	0.234	0.217	0.226	0.219	0.248
8	0.200	0.228	0.218	0.220	0.216	0.222	0.197	0.226	0.232	0.209	0.230	0.214	0.203	0.219	0.208	0.232
9	0.182	0.210	0.195	0.199	0.196	0.203	0.177	0.205	0.212	0.193	0.210	0.195	0.192	0.213	0.200	0.220
10	0.170	0.199	0.181	0.185	0.184	0.191	0.165	0.191	0.197	0.179	0.197	0.180	0.183	0.207	0.193	0.210
11	0.158	0.188	0.167	0.170	0.172	0.180	0.153	0.179	0.183	0.166	0.184	0.164	0.176	0.201	0.188	0.201
12	0.145	0.174	0.152	0.156	0.159	0.168	0.141	0.167	0.168	0.154	0.170	0.149	0.170	0.195	0.183	0.195
13	0.135	0.162	0.141	0.145	0.148	0.155	0.132	0.154	0.154	0.144	0.159	0.137	0.165	0.190	0.179	0.189
14	0.127	0.152	0.132	0.135	0.139	0.145	0.125	0.145	0.142	0.136	0.150	0.129	0.161	0.184	0.176	0.184
15	0.122	0.143	0.125	0.128	0.132	0.136	0.121	0.136	0.134	0.129	0.142	0.124	0.157	0.180	0.173	0.180
16	0.119	0.136	0.121	0.123	0.126	0.128	0.117	0.130	0.128	0.124	0.136	0.121	0.154	0.176	0.171	0.176
17	0.116	0.130	0.117	0.119	0.121	0.122	0.115	0.125	0.124	0.121	0.131	0.118	0.151	0.173	0.169	0.173
18	0.115	0.126	0.115	0.116	0.118	0.118	0.113	0.121	0.120	0.118	0.127	0.116	0.149	0.170	0.167	0.170
19	0.113	0.123	0.113	0.113	0.115	0.114	0.111	0.118	0.117	0.116	0.123	0.115	0.146	0.168	0.165	0.167
20	0.112	0.120	0.112	0.112	0.113	0.112	0.109	0.116	0.115	0.114	0.121	0.113	0.144	0.165	0.163	0.165
21	0.111	0.118	0.110	0.110	0.110	0.110	0.108	0.114	0.113	0.113	0.118	0.112	0.142	0.163	0.162	0.163
22	0.110	0.115	0.109	0.108	0.109	0.108	0.107	0.112	0.111	0.112	0.116	0.111	0.141	0.161	0.161	0.161
23	0.109	0.113	0.108	0.107	0.107	0.107	0.106	0.110	0.109	0.111	0.114	0.110	0.139	0.159	0.159	0.159
24	0.108	0.111	0.107	0.106	0.106	0.106	0.105	0.108	0.108	0.110	0.112	0.109	0.138	0.157	0.158	0.157
25	0.107	0.110	0.106	0.105	0.105	0.105	0.104	0.107	0.107	0.109	0.110	0.108	0.136	0.156	0.157	0.156
DIBt 1993	0.178	0.204	0.000	0.209	0.194	0.195	0.000	0.000	0.000	0.200	0.215	0.194	0.200	0.000	0.000	0.200

Differenz von I_{eff} zur Auslegungskurve

v_{hub} [m/s]	WEA 01[B]	WEA 02[B]	WEA 03[S]	WEA 04[B]	WEA 05[B]	WEA 06[B]	FWEA 01[S]	FWEA 02[S]	FWEA 03[S]	FWEA 04[A]	FWEA 05[A]	FWEA 07[A]	Klasse B	S[WEA 03]	S[FWEA 01], S[FWEA 02], S[FWEA 03]	Klasse A
3	-0.081	-0.057	0.037	0.032	-0.059	-0.073	-0.041	-0.032	0.025	-0.057	-0.030	-0.056	0.366	0.274	0.332	0.419
4	-0.045	-0.016	0.030	0.067	-0.021	-0.033	-0.018	-0.005	0.011	-0.006	0.010	-0.047	0.301	0.255	0.282	0.344
5	-0.012	0.020	0.038	0.046	0.011	0.002	0.004	0.020	0.023	-0.011	0.006	-0.026	0.262	0.244	0.253	0.299
6	-0.003	0.026	0.027	0.038	0.016	0.015	0.002	0.026	0.030	-0.010	0.006	-0.018	0.236	0.232	0.233	0.269
7	0.001	0.029	0.015	0.029	0.018	0.019	-0.001	0.023	0.028	-0.014	0.005	-0.014	0.217	0.226	0.219	0.248
8	-0.003	0.025	-0.001	0.017	0.013	0.019	-0.011	0.018	0.024	-0.023	-0.002	-0.018	0.203	0.219	0.208	0.232
9	-0.010	0.017	-0.018	0.007	0.004	0.011	-0.023	0.005	0.012	-0.027	-0.009	-0.024	0.192	0.213	0.200	0.220
10	-0.013	0.016	-0.026	0.001	0.001	0.008	-0.028	-0.002	0.004	-0.031	-0.013	-0.030	0.183	0.207	0.193	0.210
11	-0.018	0.011	-0.034	-0.006	-0.004	0.004	-0.035	-0.009	-0.005	-0.036	-0.018	-0.037	0.176	0.201	0.188	0.201
12	-0.025	0.003	-0.043	-0.014	-0.011	-0.003	-0.042	-0.016	-0.015	-0.041	-0.024	-0.045	0.170	0.195	0.183	0.195
13	-0.031	-0.003	-0.049	-0.021	-0.017	-0.010	-0.047	-0.025	-0.025	-0.045	-0.030	-0.051	0.165	0.190	0.179	0.189
14	-0.034	-0.009	-0.052	-0.026	-0.022	-0.016	-0.051	-0.031	-0.034	-0.048	-0.034	-0.055	0.161	0.184	0.176	0.184
15	-0.035	-0.014	-0.055	-0.029	-0.026	-0.022	-0.052	-0.037	-0.039	-0.050	-0.038	-0.056	0.157	0.180	0.173	0.180
16	-0.035	-0.018	-0.055	-0.031	-0.028	-0.026	-0.054	-0.041	-0.043	-0.052	-0.040	-0.055	0.154	0.176	0.171	0.176
17	-0.035	-0.021	-0.056	-0.032	-0.030	-0.029	-0.054	-0.044	-0.045	-0.052	-0.042	-0.054	0.151	0.173	0.169	0.173
18	-0.034	-0.023	-0.055	-0.033	-0.031	-0.031	-0.054	-0.046	-0.047	-0.052	-0.043	-0.054	0.149	0.170	0.167	0.170
19	-0.033	-0.024	-0.055	-0.033	-0.031	-0.032	-0.054	-0.047	-0.048	-0.051	-0.044	-0.053	0.146	0.168	0.165	0.167
20	-0.032	-0.024	-0.053	-0.033	-0.032	-0.032	-0.054	-0.047	-0.048	-0.051	-0.044	-0.052	0.144	0.165	0.163	0.165
21	-0.032	-0.025	-0.053	-0.032	-0.032	-0.033	-0.054	-0.048	-0.049	-0.050	-0.045	-0.051	0.142	0.163	0.162	0.163
22	-0.031	-0.025	-0.052	-0.032	-0.032	-0.032	-0.054	-0.049	-0.050	-0.049	-0.045	-0.050	0.141	0.161	0.161	0.161
23	-0.031	-0.026	-0.051	-0.032	-0.032	-0.032	-0.053	-0.049	-0.050	-0.048	-0.045	-0.049	0.139	0.159	0.159	0.159
24	-0.030	-0.026	-0.050	-0.032	-0.032	-0.032	-0.053	-0.050	-0.050	-0.048	-0.046	-0.048	0.138	0.157	0.158	0.157
25	-0.029	-0.027	-0.050	-0.031	-0.031	-0.032	-0.053	-0.050	-0.050	-0.047	-0.046	-0.048	0.136	0.156	0.157	0.156
DIBt 1993	0.178	0.204	0.000	0.209	0.194	0.195	0.000	0.000	0.000	0.200	0.215	0.194	0.200	0.000	0.000	0.200

Vergleich I_{eff} vor und nach Zubau

Absolut

v_{hub} [m/s]	FWEA 01	FWEA 02	FWEA 03	FWEA 04	FWEA 05	FWEA 07
3	1.50%	0.40%	0.10%	0.00%	0.10%	0.10%
4	3.70%	0.50%	0.10%	0.00%	0.10%	0.60%
5	5.90%	0.30%	0.20%	0.10%	0.70%	1.60%
6	5.70%	0.20%	0.10%	0.10%	1.00%	1.90%
7	5.40%	0.20%	0.10%	0.10%	1.20%	2.30%
8	4.40%	0.20%	0.10%	0.10%	1.30%	1.90%
9	3.30%	0.20%	0.10%	0.10%	1.10%	1.50%
10	2.70%	0.10%	0.10%	0.10%	1.20%	1.50%
11	2.10%	0.10%	0.10%	0.10%	1.20%	1.30%
12	1.30%	0.20%	0.20%	0.10%	0.90%	0.90%
13	0.80%	0.20%	0.30%	0.10%	0.80%	0.50%
14	0.40%	0.30%	0.30%	0.10%	0.70%	0.20%
15	0.20%	0.30%	0.40%	0.00%	0.50%	0.10%
16	0.10%	0.40%	0.40%	0.00%	0.40%	0.10%
17	0.10%	0.40%	0.40%	0.10%	0.30%	0.00%
18	0.10%	0.40%	0.30%	0.00%	0.20%	0.00%
19	0.00%	0.40%	0.20%	0.00%	0.10%	0.00%
20	0.00%	0.40%	0.20%	0.00%	0.10%	0.00%
21	0.00%	0.40%	0.20%	0.00%	0.10%	0.00%
22	0.00%	0.40%	0.20%	0.10%	0.10%	0.00%
23	0.00%	0.30%	0.10%	0.10%	0.10%	0.00%
24	0.00%	0.20%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%
25	0.00%	0.30%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%
DIBt 1993	0.00%	0.00%	0.00%	0.10%	0.80%	1.40%

Effektive Turbulenzintensität I_{eff} nach WSM

v_{hub} [m/s]	WEA 01[B]	WEA 02[B]	WEA 03[S]	WEA 04[B]	WEA 05[B]	WEA 06[B]	FWEA 01[S]	FWEA 02[S]	FWEA 03[S]	FWEA 04[A]	FWEA 05[A]	FWEA 07[A]	Klasse B	S[WEA 03]	S[FWEA 01], S[FWEA 02], S[FWEA 03]	Klasse A
3	0.285	0.304	0.000	0.000	0.305	0.294	0.291	0.301	0.357	0.362	0.388	0.362	0.366	0.274	0.332	0.419
4	0.254	0.275	0.000	0.000	0.268	0.268	0.264	0.277	0.293	0.338	0.353	0.292	0.301	0.255	0.282	0.344
5	0.199	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.198	0.270	0.274	0.287	0.298	0.257	0.262	0.244	0.253	0.299
6	0.180	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.178	0.257	0.262	0.258	0.266	0.233	0.236	0.232	0.233	0.269
7	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.164	0.240	0.246	0.233	0.241	0.211	0.217	0.226	0.219	0.248
8	0.000	0.000	0.168	0.000	0.000	0.000	0.153	0.224	0.231	0.209	0.217	0.195	0.203	0.219	0.208	0.232
9	0.166	0.000	0.164	0.000	0.000	0.000	0.144	0.203	0.211	0.192	0.199	0.180	0.192	0.213	0.200	0.220
10	0.158	0.000	0.154	0.000	0.000	0.000	0.138	0.190	0.196	0.179	0.185	0.165	0.183	0.207	0.193	0.210
11	0.149	0.000	0.144	0.170	0.166	0.000	0.133	0.179	0.183	0.166	0.184	0.164	0.176	0.201	0.188	0.201
12	0.139	0.000	0.136	0.156	0.159	0.168	0.141	0.167	0.168	0.154	0.170	0.149	0.170	0.195	0.183	0.195
13	0.135	0.162	0.141	0.145	0.148	0.155	0.132	0.154	0.154	0.144	0.159	0.137	0.165	0.190	0.179	0.189
14	0.127	0.152	0.132	0.135	0.139	0.145	0.125	0.145	0.142	0.136	0.150	0.129	0.161	0.184	0.176	0.184
15	0.122	0.143	0.125	0.128	0.132	0.136	0.121	0.136	0.134	0.129	0.142	0.124	0.157	0.180	0.173	0.180
16	0.119	0.136	0.121	0.123	0.126	0.128	0.117	0.130	0.128	0.124	0.136	0.121	0.154	0.176	0.171	0.176
17	0.116	0.130	0.117	0.119	0.121	0.122	0.115	0.125	0.124	0.121	0.131	0.118	0.151	0.173	0.169	0.173
18	0.115	0.126	0.115	0.116	0.118	0.118	0.113	0.121	0.120	0.118	0.127	0.116	0.149	0.170	0.167	0.170
19	0.113	0.123	0.113	0.113	0.115	0.114	0.111	0.118	0.117	0.116	0.123	0.115	0.146	0.168	0.165	0.167
20	0.112	0.120	0.112	0.112	0.113	0.112	0.109	0.116	0.115	0.114	0.121	0.113	0.144	0.165	0.163	0.165
21	0.111	0.118	0.110	0.110	0.110	0.110	0.108	0.114	0.113	0.113	0.118	0.112	0.142	0.163	0.162	0.163
22	0.110	0.115	0.109	0.108	0.109	0.108	0.107	0.112	0.111	0.112	0.116	0.111	0.141	0.161	0.161	0.161
23	0.109	0.113	0.108	0.107	0.107	0.107	0.106	0.110	0.109	0.111	0.114	0.110	0.139	0.159	0.159	0.159
24	0.108	0.111	0.107	0.106	0.106	0.106	0.105	0.108	0.108	0.110	0.112	0.109	0.138	0.157	0.158	0.157
25	0.107	0.110	0.106	0.105	0.105	0.105	0.104	0.107	0.107	0.109	0.110	0.108	0.136	0.156	0.157	0.156
DIBt 1993	0.116	0.035	0.000	0.027	0.050	0.041	0.000	0.000	0.000	0.200	0.208	0.182	0.200	0.000	0.000	0.200

Berücksichtigtes WSM:

WEA	Einstellung zum Schutze von WEA	Abstand s [RD]	Startwinkel [°]	Endwinkel [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
WEA 01 WEA 01		0	359	7	8		Abschaltung
WEA 02 WEA 02		0	359	5	12		Abschaltung
WEA 03 WEA 03		0	359	3	7		Abschaltung
WEA 04 WEA 04		0	359	3	10		Abschaltung
WEA 05 WEA 05		0	359	5	10		Abschaltung
WEA 06 WEA 06		0	359	5	11		Abschaltung

Differenz von I_{eff} mit WSM zur Auslegungskurve

v_{hub} [m/s]	WEA 01[B]	WEA 02[B]	WEA 03[S]	WEA 04[B]	WEA 05[B]	WEA 06[B]	FWEA 01[S]	FWEA 02[S]	FWEA 03[S]	FWEA 04[A]	FWEA 05[A]	FWEA 07[A]	Klasse B	S[WEA 03]	S[FWEA 01], S[FWEA 02], S[FWEA 03]	Klasse A
3	-0.081	-0.063	-0.274	-0.366	-0.061	-0.072	-0.041	-0.031	0.025	-0.057	-0.031	-0.057	0.366	0.274	0.332	0.419
4	-0.047	-0.026	-0.255	-0.301	-0.033	-0.033	-0.018	-0.005	0.011	-0.006	0.009	-0.052	0.301	0.255	0.282	0.344
5	-0.063	-0.262	-0.244	-0.262	-0.262	-0.262	-0.055	0.017	0.021	-0.012	-0.002	-0.042	0.262	0.244	0.253	0.299
6	-0.056	-0.236	-0.232	-0.236	-0.236	-0.236	-0.055	0.024	0.029	-0.011	-0.003	-0.036	0.236	0.232	0.233	0.269
7	-0.217	-0.217	-0.226	-0.217	-0.217	-0.217	-0.055	0.021	0.027	-0.015	-0.007	-0.037	0.217	0.226	0.219	0.248
8	-0.203	-0.203	-0.051	-0.203	-0.203	-0.203	-0.055	0.016	0.023	-0.023	-0.015	-0.037	0.203	0.219	0.208	0.232
9	-0.026	-0.192	-0.049	-0.192	-0.192	-0.192	-0.056	0.003	0.011	-0.027	-0.021	-0.040	0.192	0.213	0.200	0.220
10	-0.025	-0.183	-0.053	-0.183	-0.183	-0.183	-0.055	-0.003	0.003	-0.031	-0.025	-0.045	0.183	0.207	0.193	0.210
11	-0.027	-0.176	-0.057	-0.006	-0.010	-0.176	-0.055	-0.009	-0.005	-0.036	-0.018	-0.037	0.176	0.201	0.188	0.201
12	-0.031	-0.170	-0.059	-0.014	-0.011	-0.003	-0.042	-0.016	-0.015	-0.041	-0.024	-0.045	0.170	0.195	0.183	0.195
13	-0.031	-0.003	-0.049	-0.021	-0.017	-0.010	-0.047	-0.025	-0.025	-0.045	-0.030	-0.051	0.165	0.190	0.179	0.189
14	-0.034	-0.009	-0.052	-0.026	-0.022	-0.016	-0.051	-0.031	-0.034	-0.048	-0.034	-0.055	0.161	0.184	0.176	0.184
15	-0.035	-0.014	-0.055	-0.029	-0.026	-0.022	-0.052	-0.037	-0.039	-0.050	-0.038	-0.056	0.157	0.180	0.173	0.180
16	-0.035	-0.018	-0.055	-0.031	-0.028	-0.026	-0.054	-0.041	-0.043	-0.052	-0.040	-0.055	0.154	0.176	0.171	0.176
17	-0.035	-0.021	-0.056	-0.032	-0.030	-0.029	-0.054	-0.044	-0.045	-0.052	-0.042	-0.054	0.151	0.173	0.169	0.173
18	-0.034	-0.023	-0.055	-0.033	-0.031	-0.031	-0.054	-0.046	-0.047	-0.052	-0.043	-0.054	0.149	0.170	0.167	0.170
19	-0.033	-0.024	-0.055	-0.033	-0.031	-0.032	-0.054	-0.047	-0.048	-0.051	-0.044	-0.053	0.146	0.168	0.165	0.167
20	-0.032	-0.024	-0.053	-0.033	-0.032	-0.032	-0.054	-0.047	-0.048	-0.051	-0.044	-0.052	0.144	0.165	0.163	0.165
21	-0.032	-0.025	-0.053	-0.032	-0.032	-0.033	-0.054	-0.048	-0.049	-0.050	-0.045	-0.051	0.142	0.163	0.162	0.163
22	-0.031	-0.025	-0.052	-0.032	-0.032	-0.032	-0.054	-0.049	-0.050	-0.049	-0.045	-0.050	0.141	0.161	0.161	0.161
23	-0.031	-0.026	-0.051	-0.032	-0.032	-0.032	-0.053	-0.049	-0.050	-0.048	-0.045	-0.049	0.139	0.159	0.159	0.159
24	-0.030	-0.026	-0.050	-0.032	-0.032	-0.032	-0.053	-0.050	-0.050	-0.048	-0.046	-0.048	0.138	0.157	0.158	0.157
25	-0.029	-0.027	-0.050	-0.031	-0.031	-0.032	-0.053	-0.050	-0.050	-0.047	-0.046	-0.048	0.136	0.156	0.157	0.156
DIBt 1993	0.116	0.035	0.000	0.027	0.050	0.041	0.000	0.000	0.000	0.200	0.208	0.182	0.200	0.000	0.000	0.200

Vergleich I_{eff} vor und nach Zubau mit WSM

v_{hub} [m/s]	FWEA 01	FWEA 02	FWEA 03	FWEA 04	FWEA 05	FWEA 07
3	1.50%	0.50%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%
4	3.70%	0.50%	0.10%	0.00%	0.00%	0.10%
5	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
6	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
7	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
8	0.00%	0.00%	0.00%	0.10%	0.00%	0.00%
9	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
10	0.00%	0.00%	0.00%	0.10%	0.00%	0.00%
11	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	1.20%	1.30%
12	1.30%	0.20%	0.20%	0.10%	0.90%	0.90%
13	0.80%	0.20%	0.30%	0.10%	0.80%	0.50%
14	0.40%	0.30%	0.30%	0.10%	0.70%	0.20%
15	0.20%	0.30%	0.40%	0.00%	0.50%	0.10%
16	0.10%	0.40%	0.40%	0.00%	0.40%	0.10%
17	0.10%	0.40%	0.40%	0.10%	0.30%	0.00%
18	0.10%	0.40%	0.30%	0.00%	0.20%	0.00%
19	0.00%	0.40%	0.20%	0.00%	0.10%	0.00%
20	0.00%	0.40%	0.20%	0.00%	0.10%	0.00%
21	0.00%	0.40%	0.20%	0.00%	0.10%	0.00%
22	0.00%	0.40%	0.20%	0.10%	0.10%	0.00%
23	0.00%	0.30%	0.10%	0.10%	0.10%	0.00%
24	0.00%	0.20%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%
25	0.00%	0.30%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%
DIBt 1993	0.00%	0.00%	0.00%	0.10%	0.10%	0.20%



Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Menzendorf, Variante B

Referenz-Nummer:

2023-B-003-P3-R1-VB - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern
Obotritenring 40, 19053 Schwerin

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:

Dipl.-Ing. (FH) Silva Mäusling, Sachverständige,

Hamburg, 01.06.2023

Geprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 01.06.2023

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 5330368-0

Fax: 040 53303680-79

Silva Mäusling: maeusling@f2e.de oder Dr. Thomas Hahm: hahm@f2e.de

Urheber- und Nutzungsrecht:

Urheber des Gutachtens ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden. Eine Veröffentlichung und Bereitstellung der ungekürzten Fassung des Gutachtens zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten. Eine Einsichtnahme der gekürzten Fassung des Gutachtens gemäß UVPG §23 (2) über die zentralen Internetportale von Bund und Ländern gemäß UVPG §20 Absatz (1) wird gestattet.



Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung.....	3
2 Grundlagen.....	4
2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen.....	4
2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten.....	10
2.3 Auslegungswerte.....	11
2.3.1 Turbulenzintensität.....	11
2.3.2 Windgeschwindigkeit.....	11
2.3.3 Weitere Windbedingungen.....	11
2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden.....	12
2.4.1 Bestimmung der Komplexität.....	12
2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität.....	13
2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten.....	14
2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten.....	16
2.4.5 Bestimmung der Luftdichte.....	16
2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten.....	16
2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung.....	17
2.4.8 Extrapolation der Winddaten.....	17
2.5 Gültigkeit der Ergebnisse.....	18
2.5.1 Betriebsbeschränkungen.....	19
3 Eingangsdaten.....	21
3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte.....	21
3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort.....	21
3.3 Extremwind am Standort.....	22
3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort.....	22
3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen.....	22
4 Bestimmung der Standortbedingungen.....	22
4.1 Standortbesichtigung.....	22
4.2 Ergebnisse Standortbedingungen.....	23
4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren.....	24
5 Nachweis der Standorteignung.....	25
5.1 Allgemeine Hinweise.....	25
5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen.....	25
5.2.1 Erläuterungen und Hinweise.....	26
5.2.2 Betriebsbeschränkungen.....	26
5.2.3 Einschränkungen.....	27
5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten.....	28
6 Zusammenfassung.....	28
7 Literaturangaben.....	30
Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Menzendorf	A.1



1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, Windenergieanlagen (WEA) hinsichtlich ihrer Standorteignung gemäß Kapitel 16 (Standorteignung von Windenergieanlagen) der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ zu betrachten und zu bewerten.

Voraussetzung für einen Nachweis der Standorteignung ist gemäß /2.8/ das Vorliegen einer gültigen Typenprüfung bzw. Einzelprüfung für die WEA. Im Folgenden ist die Möglichkeit der Einzelprüfung stets eingeschlossen, wenn von Typenprüfung gesprochen wird, auch wenn dies nicht explizit erwähnt wird.

Der Nachweis der Standorteignung der WEA erfolgt entweder durch einen Vergleich der am jeweiligen Standort der WEA herrschenden Windbedingungen mit den Windbedingungen, die der Typenprüfung zugrunde liegen, oder durch einen Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lasten, die der Typenprüfung zugrunde liegen (siehe auch Kapitel 2).

Die Windbedingungen sind in den jeweiligen DIBt-Richtlinien /2.6, 2.7, 2.8/ festgelegt und Bestandteil der Typenprüfung einer WEA. Auf Basis dieser Windbedingungen und der daraus resultierenden Lasten garantiert eine Typenprüfung nach /2.6, 2.7, 2.8/ eine Entwurfslebensdauer der WEA von mindestens 20 Jahren.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch Nachbar-WEA erhöhte Turbulenzbelastung einer WEA können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines BImSchG-Antrages herangezogen werden. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA zumutbar sind, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt.

Das vorliegende Gutachten zur Standorteignung ist daher gleichzeitig eine Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG.



2 Grundlagen

WEA sind Umweltbedingungen und elektrischen Bedingungen ausgesetzt, die Belastung, Haltbarkeit und den Betrieb beeinflussen können. Die Umweltbedingungen werden in Wind- und andere Umweltbedingungen unterteilt. Für die Integrität der Konstruktion sind die Windbedingungen die primär zu berücksichtigenden Einflussfaktoren.

Der Nachweis der Standsicherheit von Turm und Gründung einer WEA wird in Form einer Typenprüfung nach der jeweils gültigen DIBt-Richtlinie /2.6, 2.7, 2.8/ geführt. Hierzu definieren die Richtlinien Windzonen in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Turbulenzparametern, welche die meisten Anwendungsfälle erfassen sollen, jedoch keinen spezifischen Standort einer WEA exakt abbilden. Auf Basis der Windbedingungen der Windzone werden anschließend die Lasten der WEA durch den Hersteller ermittelt.

Das vom Hersteller verwendete Modell zur Berechnung der Lasten und die Berechnungsergebnisse werden durch unabhängige Berechnungen im Rahmen der Typenprüfung durch eine akkreditierte Stelle geprüft und bestätigt.

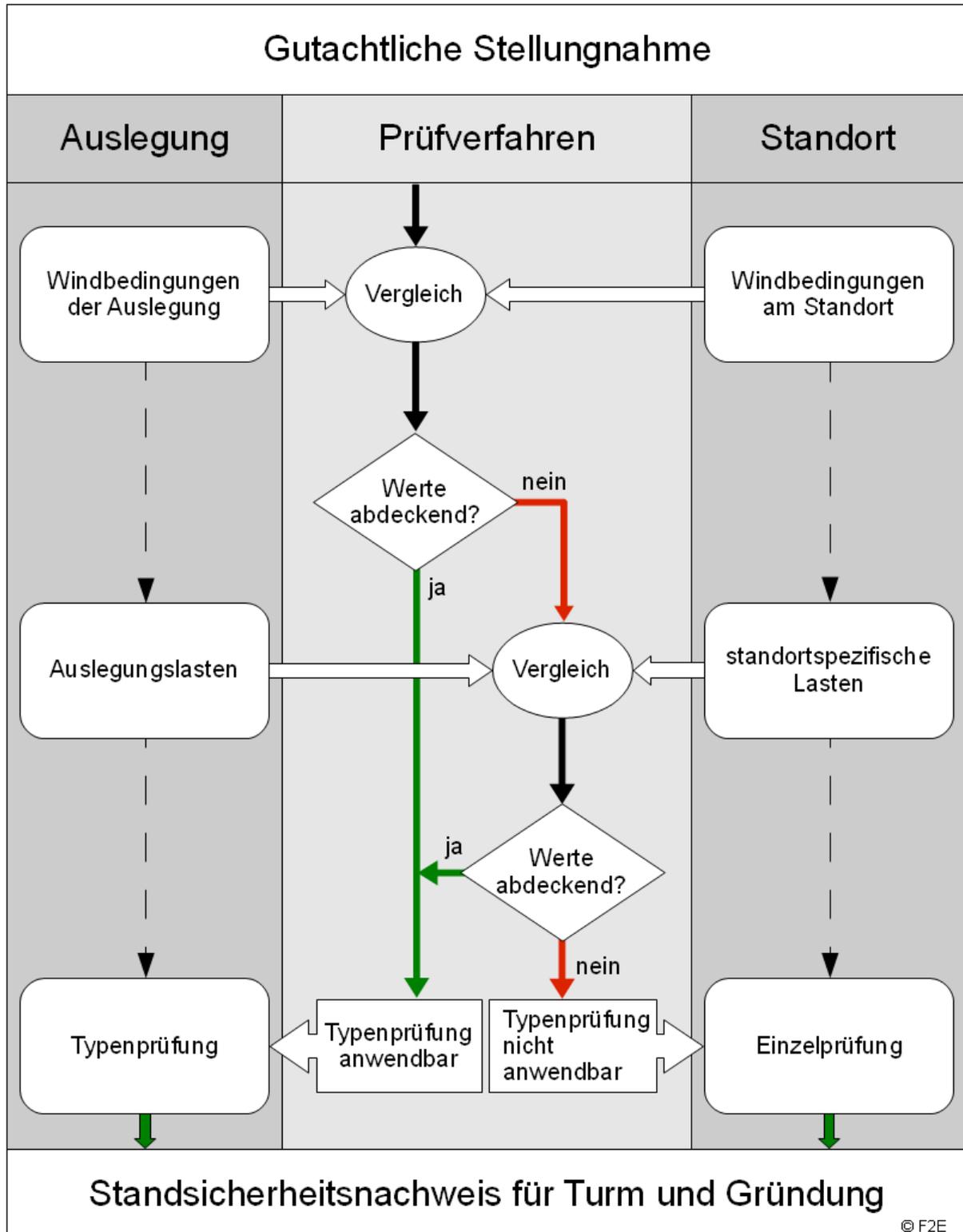
Im konkreten Einzelfall der Errichtung einer WEA ist die Anwendbarkeit der Typenprüfung nachzuweisen. Dies kann auf zwei Wegen geschehen. Zum einen durch einen Vergleich der standortspezifischen Windbedingungen mit den Windbedingungen der Typenprüfung oder zum anderen durch einen Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lasten der Typenprüfung. Im zweiten Fall dienen die standortspezifischen Windbedingungen als Eingangswerte für die Ermittlung der standortspezifischen Lasten. Das bedeutet insbesondere, dass kein neuer Standsicherheitsnachweis für Turm und Gründung geführt wird, sondern dass jeweils die Randbedingungen der Typenprüfung, also des bestehenden Standsicherheitsnachweises, überprüft werden.

Abbildung 2.1.1 gibt einen Überblick über das Prüfverfahren.

2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen

Gemäß /2.2, 2.3/ sind für neu geplante WEA folgende Windbedingungen auf Nabenhöhe nachzuweisen:

- 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50} ,
- Windgeschwindigkeitsverteilung im Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$
- Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$





- Extremwerte der Turbulenzintensität,
- Höhenexponent α des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils,
- mittlere Neigung der Anströmung,
- mittlere Luftdichte ρ für Windgeschwindigkeiten $\geq v_r$.

In /2.4/ wurde der Windgeschwindigkeitsbereich, für den die Windgeschwindigkeitsverteilung und die Turbulenzintensität nachgewiesen werden müssen, von $0.2v_{\text{ref}} - 0.4v_{\text{ref}}$ auf $v_{\text{ave}} - 2v_{\text{ave}}$ geändert. Dieser Windgeschwindigkeitsbereich kann daher alternativ zugrunde gelegt werden.

Überschreitungen der Extremwerte der Turbulenzintensität treten typischerweise stets mit Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität auf. Für einen Nachweis durch einen Vergleich der Windbedingungen werden die Extremwerte der Turbulenzintensität daher nicht explizit ausgewiesen. Diese sind gegebenenfalls dann im Rahmen eines Nachweises durch einen Vergleich der Lasten (siehe Kapitel 2.2) zu berücksichtigen und werden daher in den Ergebnissen im Anhang aufgeführt.

Zusätzlich werden in /2.3/ Nachweise für Extremwerte des Windgradienten gefordert. Der Nachweis für Extremwerte des Windgradienten ist mit /2.4/ wieder entfallen und wird daher hier nicht berücksichtigt.

Werden abweichend von den in /2.2 - 2.4/ definierten Turbulenzkategorien individuelle Auslegungswerte der Turbulenzintensität definiert, kann es notwendig sein, den zu bewertenden Windgeschwindigkeitsbereich auf den gesamten Betriebsbereich der WEA auszudehnen.

Den Ermittlungen der Standortbedingungen ist nach /2.8/ dabei eine Standortbesichtigung zugrunde zu legen.

Alternativ zum oben genannten Nachweis nach /2.2, 2.3/ kann nach /2.8/ ein vereinfachtes Verfahren angewendet werden, wenn der jeweilige Standort der geplanten WEA nicht orografisch komplex gemäß der Definition in /2.2, 2.3/ ist. Nach dem vereinfachten Verfahren sind folgende Windbedingungen auf Nabenhöhe nachzuweisen:

- mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,
- Turbulenzintensität,
- 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50} (nur wenn die Windzone der Typenprüfung nicht die Windzone des jeweiligen Standortes der WEA abdeckt).

Nach /2.8/ muss dabei die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe



5% kleiner sein als der Auslegungswert oder die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe muss kleiner gleich dem Auslegungswert und der Formparameter k der Weibull-Verteilung gleichzeitig größer gleich 2 sein.

Das vereinfachte Verfahren setzt an dieser Stelle voraus, dass der Auslegungswert des Formparameters der Weibullverteilung einen Wert von 2.0 aufweist. Bei abweichenden Auslegungswerten muss die Bewertung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit und des Formparameter k der Weibull-Verteilung über einen Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Verteilung der Auslegung entsprechend /2.2, 2.3/ erfolgen.

Im Rahmen der Überarbeitung der internationalen Richtlinie /2.2, 2.3/ wurde ein Verfahren entwickelt, das die Bewertung der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf Basis der Parameter der entsprechenden Weibull-Verteilung ermöglicht /2.4/. Dieses Verfahren kann angewendet werden, wenn sich die standortspezifische Kurve der Häufigkeitsverteilung und die der Auslegung schneiden. Gemäß /2.4/ sind verschiedene Kombinationen des Formparameters k der Weibull-Verteilung und der normierten mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe möglich, die durch den schraffierten Bereich in Abbildung 2.1.2 dargestellt sind.

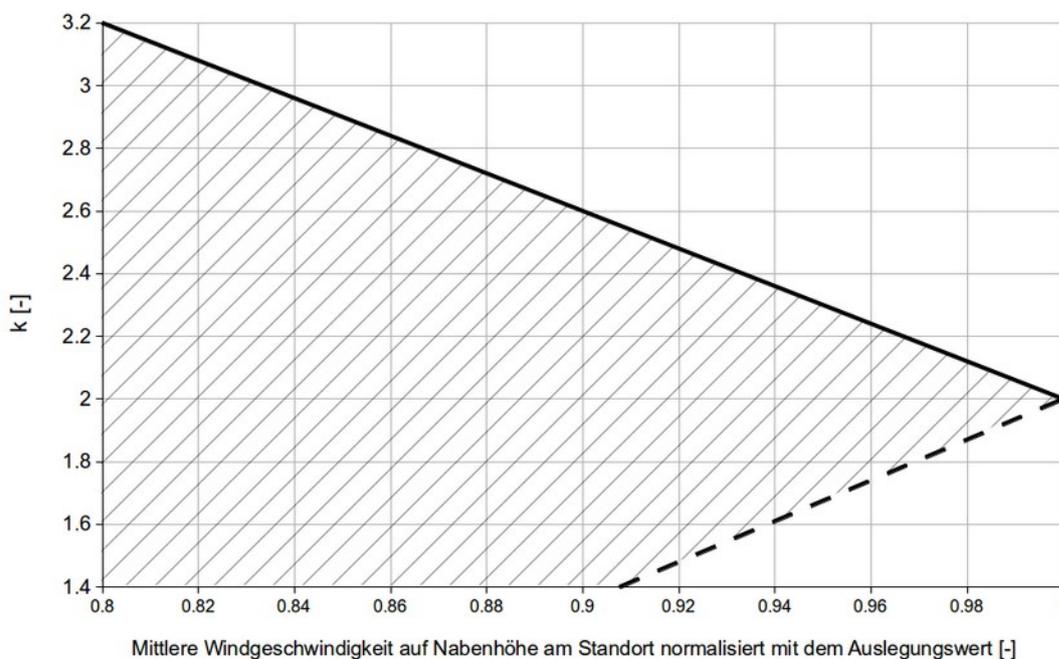


Abbildung 2.1.2: Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich).



Für bestehende WEA, die nach den DIBt-Richtlinien von 1995 bzw. 2004 /2.6, 2.7/ errichtet wurden, darf der Nachweis der Standorteignung weiterhin nach dem in der DIBt-Richtlinie von 2004 /2.7/ genannten Verfahren erfolgen.

Gemäß /2.4/ kann bei Luftdichten, die die Auslegungswerte überschreiten, der Nachweis alternativ erbracht werden, indem gezeigt wird, dass folgende Bedingung erfüllt ist:

$$\rho_{\text{Auslegung}} \cdot (V_{\text{ave, Auslegung}})^2 \geq \rho_{\text{Standort}} \cdot (V_{\text{ave, Standort}})^2$$

Die Bedingung entspricht einem Vergleich des standortspezifischen, mittleren Geschwindigkeitsdrucks mit dem Wert der Auslegung.

Der nachzuweisenden Turbulenzintensität kommt insofern eine besondere Bedeutung zu, da die Turbulenzintensität die einzige Windbedingung ist, über die eine Bewertung des Einflusses der WEA untereinander erfolgt.

Dieser Einfluss ist nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ zu berücksichtigen, wenn der auf den Rotordurchmesser D der jeweils größeren WEA bezogene Abstand zwischen zwei WEA für typische küstennahe Standorte kleiner gleich fünf und für typische Binnenstandorte kleiner gleich acht Rotordurchmesser beträgt /2.8/. Für größere Abstände braucht eine Beeinflussung der WEA untereinander nicht betrachtet zu werden. Im Folgenden wird dabei konservativ immer der größere Einflussbereich von 8D zugrunde gelegt.

Hieraus folgen unmittelbar die benachbarten WEA, für die eine Standorteignung im Rahmen des betrachteten Zubaus der geplanten WEA erneut nachzuweisen ist. Da es einen Einfluss der geplanten WEA auf diese benachbarten WEA nur in Form einer Erhöhung der Turbulenzintensität gibt, ist für benachbarte WEA unabhängig von der anzuwendenden DIBt-Richtlinie auch nur diese Windbedingung erneut zu überprüfen.

Abbildung 2.1.3 gibt einen Überblick über die jeweils nachzuweisenden Windbedingungen.

Liegt eine der oben aufgeführten für den Nachweis der Standorteignung erforderlichen Windbedingungen oberhalb des entsprechenden Auslegungswertes, der bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurde, ist ein Nachweis der Standorteignung der WEA durch einen Vergleich der Windbedingungen nicht möglich.



2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten

Die entsprechend dem in Kapitel 2.1 beschriebenen Verfahren ermittelten Windbedingungen können als Eingangsparameter für einen standortspezifischen Nachweis durch einen Vergleich der Lasten verwendet werden.

Im Falle eines Windparks mit entsprechendem Einfluss von benachbarten WEA sind nach /2.2/ sowohl die Betriebs- als auch die Extremlasten nachzuweisen. Für die Betriebslasten sind gemäß /2.2, 2.3/ hierzu der Auslegungslastfall DLC 1.2 unter Berücksichtigung der effektiven Turbulenzintensität und für die Extremlasten die Auslegungslastfälle DLC 1.1 oder 1.3 sowie der DLC 1.5 nachzurechnen.

Alternativ hierzu kann nach /2.8/ ein vereinfachtes Verfahren angewendet werden, wenn der jeweilige Standort der geplanten WEA nicht orografisch komplex gemäß der Definition in /2.2, 2.3/ ist. Nach dem vereinfachten Verfahren sind folgende Lasten zu ermitteln:

- Betriebslasten, wenn die mittlere Windgeschwindigkeit oder die Turbulenzintensität überschritten sind.
- Extremlasten, wenn der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} überschritten ist.

Eine solche standortspezifische, detaillierte Lastberechnung ist im Vergleich zu dem in Kapitel 2.1 dargestellten Nachweis durch einen Vergleich der Windbedingungen sehr aufwändig. Sie kann in der Regel nur vom jeweiligen Hersteller durchgeführt werden.

Diese standortspezifischen Lasten können mit den entsprechenden Auslegungslasten der Typenprüfung verglichen werden. Liegen die standortspezifischen Lasten unterhalb bzw. auf dem Niveau der Auslegungslasten, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurden, ist die Standorteignung der WEA gegeben.

Liegen die standortspezifischen Lasten oberhalb der Auslegungslasten, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurden, ist ein Nachweis der Standorteignung der WEA durch einen Vergleich der Lasten nicht möglich.

In diesem Fall kann die Typenprüfung der WEA nicht angewendet werden und ein Einzelnachweis durch den Hersteller ist erforderlich.



2.3 Auslegungswerte

2.3.1 Turbulenzintensität

Die Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in den DIBt-Richtlinien von 1993/1995 /2.6/ und 2004 /2.7/ noch unabhängig von der Windzone definiert. Der Auslegungswert liegt gemäß DIBt-Richtlinie von 1993/1995 konstant bei 0.2 (20%). Die DIBt-Richtlinie von 2004 /2.7/ schreibt die Turbulenzkategorie A nach /2.1/ vor.

In der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ wird die Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1:2006 /2.2/ nur noch empfohlen. Grundsätzlich können auch andere Auslegungswerte der Turbulenzintensität zugrunde gelegt werden. In vielen Fällen finden hier die in den internationalen Richtlinien /2.2, 2.3, 2.4/ definierten Turbulenzkategorien Anwendung.

2.3.2 Windgeschwindigkeit

Die Typenprüfung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ erfolgt für eine bestimmte Windzone. Abhängig von der Windzone ist sowohl der Auslegungswert des 10-min-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} als auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} definiert. Diese Werte sind abhängig von der Nabenhöhe und unterscheiden sich in den einzelnen Windzonen. Der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} kann weiterhin entweder gemäß /2.9/ oder nach einer vereinfachten Formel gemäß /2.8/ bestimmt werden. Die Auslegungswerte sind daher der individuellen Typenprüfung der WEA zu entnehmen und können nicht allgemeingültig angegeben werden. Die Windgeschwindigkeitsverteilung ergibt sich in allen Fällen aus der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe unter Verwendung einer Rayleigh-Verteilung.

Nach den DIBt-Richtlinien /2.6, 2.7, 2.8/ werden die Auslegungswerte der Windgeschwindigkeit in die Windzonen 1 bis 4 bzw. I bis IV unterteilt, wobei die Windzone 4 oder IV die höchsten Auslegungswerte aufweist. In der zitierten Literatur werden hier sowohl arabische als auch römische Zahlen verwendet.

2.3.3 Weitere Windbedingungen

Den nach /2.2, 2.3/ zusätzlich nachzuweisenden Windbedingungen liegen im allgemeinen nach den DIBt-Richtlinien /2.7, 2.8/ folgende Auslegungswerte zugrunde:

- Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils: $\alpha = 0.2$,



- mittlere Neigung der Anströmung: 8° ,
- mittlere Luftdichte: $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$.

2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden

Kommen im Einzelfall andere Berechnungsmethoden oder Eingangsdaten zur Anwendung als hier aufgeführt wird dies in Kapitel 4 entsprechend dargestellt.

2.4.1 Bestimmung der Komplexität

Große Geländesteigungen und Höhenunterschiede können zu erhöhten Umgebungsturbulenzintensitäten führen und müssen daher in orografisch komplexem Gelände bewertet werden. Der Einfluss der Geländeorografie kann nach /2.2, 2.3/ durch einen Turbulenzstrukturparameter erfasst werden, der als Faktor auf die Turbulenzintensität wirkt. Nach /2.2/ kann ein richtungsunabhängiger Turbulenzstrukturparameter definiert werden, der abhängig vom Anteil des Windes aus orografisch komplexen Richtungssektoren zwischen 1.0 und 1.15 liegt. Da im Folgenden die Umgebungsturbulenzintensitäten richtungsabhängig bestimmt werden, wird abweichend hiervon der Turbulenzstrukturparameter ebenfalls richtungsabhängig bestimmt. Dabei wird jedem Richtungssektor, der als orografisch komplex einzustufen ist, der maximale Turbulenzstrukturparameter von 1.15 zugeordnet.

Die Bewertung der orografischen Komplexität einer Koordinate erfolgt auf Basis von Geländesteigungen und Geländedifferenzen zu einer Ausgleichsebene, die durch die jeweilige zu betrachtende Koordinate gelegt wird. Die Ausgleichsebenen werden mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate durch die Höhendaten gelegt. Die Bewertung erfolgt entsprechend /2.2/ auf Nabenhöhe der WEA.

Entsprechend /2.2/ sind für jede WEA 25 Ausgleichsebenen zu ermitteln (siehe Tabelle 2.4.1.1). Wird eines der in Tabelle 2.4.1.1 genannten Kriterien überschritten, so ist der betreffende Sektor als komplex anzusehen. Der jeweilige Standort der WEA ist komplex, wenn mehr als 15% der im Wind enthaltenen Energie aus komplexen Sektoren kommt.

Tabelle 2.4.1.1: Komplexitätskriterien /2.3/.

Ausgleichsebenen		Komplexitätskriterien	
Radius	Azimut Winkel	Maximale Steigung	Maximale Geländedifferenz
$5 \cdot z_{\text{hub}}$	ein Sektor á 360°	10°	$0.3 \cdot z_{\text{hub}}$
$10 \cdot z_{\text{hub}}$	zwölf Sektoren á 30°		$0.6 \cdot z_{\text{hub}}$
$20 \cdot z_{\text{hub}}$	zwölf Sektoren á 30°		$1.2 \cdot z_{\text{hub}}$



2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität

Die Turbulenzintensität ist definiert als das Verhältnis der Standardabweichung der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilung zu ihrem Mittelwert bezogen auf ein Intervall von 600s. Die Umgebungsturbulenzintensität beschreibt dabei ausschließlich die Turbulenz der freien Strömung ohne den Einfluss von WEA.

Für die spätere Berechnung der effektiven Turbulenzintensität ist nicht die mittlere Umgebungsturbulenzintensität sondern abhängig von der Auslegung der jeweiligen WEA die charakteristische Turbulenzintensität (DIBt 1993/95, DIBt 2004 und IEC 61400-1 Edition 2) bzw. die repräsentative Turbulenzintensität (DIBt 2012, IEC 61400-1 Edition 3) zugrunde zu legen. Die charakteristische Turbulenzintensität ergibt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der einfachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität. Die repräsentative Turbulenzintensität ergibt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität.

Wenn keine ausreichenden Messdaten zur Turbulenzintensität am Standort vorliegen, wird die mittlere langfristig zu erwartende Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch ermittelt.

Im Bereich der atmosphärischen Bodengrenzschicht ergibt sich die zu berücksichtigende Umgebungsturbulenzintensität im Wesentlichen aus dem Einfluss der Rauigkeitselemente des Bodens wie Bäumen, Büschen, Bauwerken etc.. Hierzu erfolgt eine Typisierung von Geländeoberflächen hinsichtlich ihres Bewuchses, ihrer Bebauung und Nutzung auf Basis detaillierter Satellitendaten zur Bodenbedeckung /1.7/, wobei Geländeabschnitte bis 25km Entfernung um die jeweilige Koordinate einbezogen werden. Den einzelnen Geländeabschnitten werden anschließend Rauigkeitsklassen gemäß der Empfehlungen des für die Kommission der Europäischen Gemeinschaften veröffentlichten Europäischen Windatlanten /1.3/ zugeordnet. Der Einfluss der verschiedenen Geländeabschnitte wird abhängig vom Abstand zur Koordinate in zwölf Richtungssektoren à 30° bewertet, wodurch sich gewichtete Mittel für die Rauigkeiten in den jeweiligen Sektoren ergeben.

Auf Grundlage dieser Rauigkeitsklassifizierung werden die notwendigen Werte von uns auf Basis der Empfehlungen der VDI-Richtlinie VDI 3783 Blatt 12 /1.1/ sowie der DIN EN 1991-1-4 /2.9/ bestimmt.

Die zu berücksichtigenden Umgebungsturbulenzintensitäten sind im Gegensatz zu den Rauigkeiten nicht nur richtungsabhängig, sondern auch abhängig von der Windgeschwindigkeit und Höhe über Grund und werden entsprechend für die



verschiedenen Richtungen und Windgeschwindigkeiten für jede einzelne WEA auf Nabenhöhe ermittelt und in den weiteren Berechnungen berücksichtigt. Der Windgeschwindigkeitsverlauf orientiert sich dabei am Normalen Turbulenzmodell (NTM) der IEC 61400-1 /2.3/.

Einzelstrukturen und orografische Hindernisse, die auf Grund ihrer Entfernung und Höhe so groß sind, dass der direkte Einfluss der Nachlaufströmung dieser Einzelstrukturen und orografischen Hindernisse auf den Rotor einer WEA nicht ausgeschlossen werden kann, können nicht als Rauigkeitselemente aufgelöst werden. Ihr Einfluss ist gegebenenfalls gesondert zu bewerten (siehe hierzu Kapitel 4.1).

2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten

In /1.4/ ist ein Verfahren beschrieben, um den Einfluss mehrerer, verschieden weit entfernter WEA unter Berücksichtigung der Häufigkeit der Nachlaufsituationen zu bewerten. Die Bewertung erfolgt mit Hilfe einer effektiven Turbulenzintensität. Die effektive Turbulenzintensität ist eine Ersatzgröße, welche über die gesamte Lebensdauer der WEA anzusetzen ist. Sie gewichtet die Belastung durch die Umgebungsturbulenzintensität und die zusätzlich durch die Nachlaufsituation induzierte Belastung. Das Verfahren wird sowohl im internationalen Regelwerk als auch in der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ empfohlen. Eine zusätzliche Belastung besteht nach diesem Berechnungsverfahren nicht mehr, wenn der Abstand zur benachbarten WEA mehr als zehn Rotordurchmesser beträgt. Da dieses Berechnungsverfahren im Folgenden Anwendung findet, wird bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einer WEA daher der Einfluss aller benachbarten WEA berücksichtigt, die bis zu 10D (bezogen auf ihren jeweiligen Rotordurchmesser) entfernt stehen.

Gegenüber der in /1.4/ dargestellten Form des Berechnungsverfahrens verwenden wir das Verfahren mit zwei Modifikationen, welche im Folgenden erläutert werden.

Das in /1.4/ eingesetzte Modell für die zusätzlich im Nachlauf produzierte Turbulenzintensität ist abhängig vom Schubbeiwert c_T der WEA. Hier verwenden wir für die Modellierung der zusätzlich im Nachlauf produzierten Turbulenzintensität ein aufwändigeres Modell nach /1.2/, in das neben dem Schubbeiwert c_T der WEA auch die Schnelllaufzahl der WEA und die Umgebungsturbulenzintensität als Parameter eingehen. Ist es möglich eine WEA leistungsreduziert oder in einem veränderten Betriebsmodus zu betreiben, verwenden wir die zur jeweiligen Nennleistung bzw. dem Betriebsmodus gehörenden oder abdeckende Parameter. Sowohl in /1.4/ als auch im internationalen Regelwerk /2.2, 2.3/ ist weiterhin ein Modell zur Bestimmung der zusätzlich im Nachlauf produzierten Turbulenzintensität angegeben, das



ganz ohne anlagenspezifische Parameter auskommt. Hier wird ein generalisierter, konservativer Verlauf der Schubbeiwerte zugrunde gelegt /1.4/. Dieses Modell wird von uns verwendet, wenn für eine WEA die anlagenspezifischen Parameter nicht vorliegen oder diese einen Verlauf zeigen, der deutlich von denen der WEA abweicht, die der ursprünglichen Validierung zugrunde lagen.

Die zweite Modifikation betrifft die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation, die nach /2.8/ mit 6% angenommen werden kann. Dieser konstanten Häufigkeit liegt die Annahme eines voll ausgebildeten Nachlaufs (far wake) zugrunde, der sich typischerweise drei bis fünf Rotordurchmesser hinter der WEA einstellt. Um auch für geringe Anlagenabstände konservative Werte zu erhalten, wird die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation von uns davon abweichend auf Basis der realen geometrischen Verhältnisse im Windpark und unter Berücksichtigung der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen berechnet. Zusätzliche Sicherheit für den Nahbereich entsteht durch die Annahme, dass der Nachlauf der WEA von Anfang an eine deutlich größere Ausdehnung als der Rotor aufweist.

Die Ausdehnung des Nachlaufs wird auch in vertikaler Richtung berücksichtigt, so dass bei ausreichendem Höhenunterschied kein Einfluss des Nachlaufs auf die deutlich niedrigere bzw. höhere WEA mehr besteht.

Für den materialspezifischen Wöhlerlinien-Koeffizienten m wird der höchste Koeffizient für die schwächste Strukturkomponente der WEA zugrunde gelegt. Daraus ergibt sich ein abdeckender Wert von $m = 10$ /1.5/ für glasfaserverstärkte Kunststoffe mit einem Faseranteil von 30 bis 55 Volumen-% /2.5/. Für kohlefaserverstärkte Kunststoffe mit einem Faseranteil von 50 bis 60 Volumen-% wird nach /2.5/ ein Wert von $m = 14$ zugrunde gelegt. Herstellerspezifisch können abweichende Wöhlerlinien-Koeffizienten für die schwächste Strukturkomponente der WEA verwendet werden. Wenn nicht anders gekennzeichnet, beziehen sich die hier dargestellten effektiven Turbulenzintensitäten auf einen Wöhlerlinien-Koeffizienten von $m = 10$.

Die DIBt von 2004 und 2012 /2.7, 2.8/ definiert die Auslegungswerte der Turbulenzintensität windgeschwindigkeitsabhängig. Demgegenüber definiert die DIBt von 1995 /2.6/ einen konstanten mittleren Auslegungswert für die Turbulenzintensität von 20%, der allen Windgeschwindigkeiten zugeordnet ist.

Da im Falle eines standortspezifischen Nachweises der Betriebslasten diese auf Basis der ermittelten windgeschwindigkeitsabhängigen effektiven Turbulenzintensitäten berechnet werden müssen, werden für alle betrachteten WEA die windgeschwindigkeitsabhängigen Werte ausgewiesen.

Für die WEA, für die Auslegungswerte der Turbulenzintensität auf Basis der DIBt



von 1995 (1993) /2.6/ zugrunde gelegt werden, sind entsprechende konstante mittlere effektive Turbulenzintensitäten ausgewiesen. Benachbarte WEA mit einer sehr geringen oder sehr hohen Leistung pro Quadratmeter der Rotorfläche oder benachbarte WEA mit einer sehr niedrigen oder sehr hohen Nennwindgeschwindigkeit können dabei qualitativ abweichende Ergebnisse im Vergleich zu einer Bewertung auf Basis von windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten hervorrufen. In diesen Fällen kann der Vergleich mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten zugrunde gelegt werden.

2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten

Die Extremwerte der Turbulenzintensität werden entsprechend den Vorgaben in /2.3/ unter Berücksichtigung der Nachlaufsituationen bestimmt. Als Maß dient der über alle Richtungen gebildete Maximalwert der Turbulenzintensität im Zentrum des Nachlaufs.

2.4.5 Bestimmung der Luftdichte

Zur Berechnung der Luftdichte wird die mittlere Temperatur in 2m Höhe über den Zeitraum von 1981 bis 2010 aus einem 1km-Raster des Deutschen Wetterdienstes zugrunde gelegt /1.9/. Die Luftdichte auf Nabenhöhe der WEA wird anschließend auf Grundlage der Berechnungsvorschrift nach DIN ISO 2533 /2.12/ ermittelt und gemäß /2.4/ für Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit korrigiert.

2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten

Der Höhenexponent unterliegt sehr starken tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen. Die Stabilität der Atmosphäre beeinflusst den Höhenexponenten dabei maßgeblich. Stabilitätsbedingte große Höhenexponenten sind dabei jedoch oft mit niedrigen Turbulenzen korreliert und werden bezüglich der Lasten durch diese oft ausgeglichen. Da entsprechend dem Regelwerk ein einziger über alle Zeiten, Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten gemittelter Wert gefordert wird, erfolgt die Berechnung des mittleren Höhenexponenten daher alleine auf Basis der ermittelten Rauigkeiten. Einflüsse der Stabilität der Atmosphäre werden im Mittel dabei vernachlässigt.

Der Einfluss des Höhenexponenten auf die Lasten der einzelnen Komponenten einer WEA ist sehr unterschiedlich. Sowohl sehr kleine als auch sehr große Werte des Höhenexponenten können zu einer Erhöhung der Lasten führen. Ein einfacher Vergleich mit dem Auslegungswert des Höhenexponenten ist daher nicht möglich. Der Mittelwert des Höhenexponenten sollte bei einem Auslegungswert von 0.2



gemäß /2.4/ in einem Wertebereich von 0.05 bis 0.25 liegen und kann damit um 25% nach oben und um 75% nach unten abweichen. Für andere Auslegungswerte des Höhenexponenten können analoge Gültigkeitsbereiche definiert werden.

Stehen die geplanten WEA in orografisch exponierter Lage auf oder in der Nähe von Hügelkuppen oder sind schroffe Geländekanten oder Steilhänge in direkter Umgebung vorhanden, ist zu überprüfen, ob es zu erhöhten Windgeschwindigkeitsgradienten in vertikaler Richtung im Bereich des Rotors der WEA kommen kann. Falls erforderlich, wird hierauf in Kapitel 4 hingewiesen.

2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung

Gemäß /2.3/ kann angenommen werden, dass die Anströmung parallel zu der in Kapitel 2.4.1 definierten Ausgleichsebene für einen Radius von fünffacher Nabenhöhe läuft. Die Steigung dieser Ausgleichsebene dient daher als Maß für die Schräganströmung. Im Falle ausgeprägter Kuppen- oder Kammlagen, sind eventuell weitere Ausgleichsebenen gemäß Kapitel 2.4.1 heranzuziehen und werden dann zusätzlich in Kapitel 4 ausgewiesen.

2.4.8 Extrapolation der Winddaten

Die zur Verfügung gestellten Winddaten werden nicht in der Horizontalen umgerechnet. Es findet vielmehr in Abstimmung mit dem Auftraggeber eine Zuordnung der WEA-Standorte zu dem oder den Windreferenzpunkten statt. Diese Zuordnung kann dem Anhang entnommen werden.

Besteht ein signifikanter Höhenunterschied zwischen Bezugshöhe der Winddaten und Nabenhöhe der WEA findet eine Umrechnung der Winddaten in der Vertikalen statt. Diese Extrapolation erfolgt unter Annahme eines logarithmischen Höhenprofils der Windgeschwindigkeit. Die erforderlichen mittleren Rauigkeitslängen werden für die WEA auf Basis der Rauigkeitsklassifizierung ermittelt.

Eine Haftung für die Richtigkeit der extrapolierten Werte wird nicht übernommen.

Mit zunehmendem Höhenunterschied zwischen Bezugshöhe der Winddaten und Nabenhöhe der WEA steigen die mit der Umrechnung verbundenen Unsicherheiten. Gleiches gilt für einen zunehmenden Abstand zwischen den WEA-Standorten und den Referenzpunkten der Winddaten. Diese Unsicherheiten können die Verwendung der Winddaten insbesondere als Eingangsdaten für eine standortspezifische Lastrechnung einschränken. Auf eine solche Einschränkung wird gegebenenfalls im Gutachten hingewiesen.



2.5 Gültigkeit der Ergebnisse

Alle Werte mit Höhenbezug beziehen sich, wenn nichts anderes angegeben ist, auf die Nabenhöhe (z_{hub}) der entsprechenden WEA.

Die für den Nachweis der Standorteignung notwendige effektive Turbulenzintensität hängt von mehreren Faktoren ab. Dies sind die Windparkkonfiguration in Form der WEA-Daten (Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Nennleistung und eventuelle vorhandene Betriebsbeschränkungen), die Windbedingungen (Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, sektorielle Weibull-Parameter der Windgeschwindigkeitsverteilung sowie die Umgebungsturbulenzintensität) und die Typenprüfung der WEA, die festlegt, welcher statistische Wert der Umgebungsturbulenzintensität zugrunde zu legen ist.

Jede Änderung dieser Randbedingungen erfordert daher eine Neubewertung der Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität.

Da bei den betrachteten WEA anlagenspezifische Werte (siehe Kapitel 2.1) berücksichtigt werden, kann insbesondere bei einem Wechsel auf einen anderen WEA-Typ mit z.B. kleinerem Rotordurchmesser nicht unterstellt werden, dass die Aussage des Gutachtens weiterhin gültig ist.

Bei den verwendeten anlagenspezifischen Werten (siehe Kapitel 2.1) kann es sich um berechnete oder gemessene Größen des Herstellers handeln. Diese können voneinander abweichen und zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.

Die Ergebnisse beziehen sich dabei auf eine vorliegende gültige Typenprüfung für die betrachteten WEA. Der Typenprüfung müssen mindestens die jeweils aufgeführten Auslegungswerte zugrunde liegen. Es wird davon ausgegangen, dass alle betrachteten WEA die in der Typenprüfung zugrunde gelegte Entwurfslebensdauer noch nicht überschritten haben.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens steht nicht fest, welche Dokumente im Rahmen des Genehmigungsverfahrens später bei der Behörde eingereicht werden. Die im Gutachten zitierten Quelldokumente der verwendeten Auslegungswerte müssen daher nicht zwingend mit den Dokumenten übereinstimmen, welche im Rahmen des Bauantrages bzw. der Baugenehmigung vorgelegt werden. Sie dienen hier lediglich als Quellenangabe für die verwendeten Auslegungswerte.

Wenn in den uns vorliegenden Dokumenten zur Auslegung der WEA kein eindeutiger Rückschluss auf Auslegungswerte möglich ist, verwenden wir konservativ abdeckende Werte. Eine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte wird nicht übernommen.



Auf Basis des Gutachtens ist zu prüfen, ob die im Gutachten aufgeführten Auslegungswerte mit den Auslegungswerten in den zur Baugenehmigung vorgelegten Dokumenten übereinstimmen. Wenn die Auslegungswerte übereinstimmen ist die Gültigkeit des Gutachtens unabhängig von den zitierten Quelldokumenten gegeben.

Die bei sehr geringen Abständen mögliche gegenseitige Beeinflussung benachbarter WEA durch die Nachlaufschleppe der Turmbauwerke wird nicht betrachtet. Ebenso wird ein möglicher Einfluss von sehr nahe liegenden großen Einzelstrukturen wie z.B. hohen Gebäuden auf betrachtete WEA nicht untersucht.

2.5.1 Betriebsbeschränkungen

Wenn bei sonst gleichbleibenden Randbedingungen WEA entfallen oder zusätzliche Betriebsbeschränkungen definiert werden, führt dies stets zu gleichbleibenden bzw. niedrigeren effektiven Turbulenzintensitäten. Die getroffenen Aussagen zur Standorteignung sind daher in diesen Fällen weiterhin anwendbar.

Der Einfluss neu geplanter WEA auf bestehende WEA kann sich aber stärker abbilden. Aussagen zu einem nicht signifikanten Einfluss neu geplanter WEA auf bestehende WEA behalten in diesen Fällen daher nicht immer ihre Gültigkeit und sind neu zu bewerten.

Da die Lasten bei einer abgeschalteten WEA auch in der erhöhten Turbulenz der Nachlaufströmung der verursachenden Nachbar-WEA geringer sind als im Betrieb bei ungestörter Anströmung, kann statt der windaufwärts gelegenen, verursachenden WEA die zu schützende WEA abgeschaltet werden. Alternative 1b in Tabelle 2.5.1.1 ist also äquivalent zu 1a und umgekehrt. Der in Tabelle 2.5.1.1 angegebene Windgeschwindigkeitsbereich bezieht sich stets auf die Nabenhöhe der eingeschränkten WEA. Bei unterschiedlichen Nabenhöhen ist daher darauf zu achten, dass bei einem Wechsel von Alternativen 1a auf 1b und umgekehrt der Windgeschwindigkeitsbereich auf die andere Nabenhöhe umgerechnet werden muss.

Betriebsbeschränkungen, bei denen für einen bestimmten Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsbereich Abschaltungen definiert sind, decken Betriebsbeschränkungen, bei denen ein anderer Betriebsmodus oder eine Blattwinkelverstellung für dieselben Bereiche definiert wird ab. Alternative 2 (Blattwinkelverstellung) oder 3 (Betriebsmodus) in Tabelle 2.5.1.1 sind durch die Alternativen 1a und 1b in beiden Fällen abgedeckt.

In den Ergebnissen wird in der Regel nur eine der Abschaltungsvarianten dargestellt. D.h., wenn Alternative 1a aus Tabelle 2.5.1.1 dargestellt wird, ist Alternative 1b möglich und umgekehrt. Wenn Alternative 2 oder 3 dargestellt wird, sind auch die Alternativen 1a und 1b möglich.



Tabelle 2.5.1.1: Allgemeines Beispiel für alternative Betriebsbeschränkungen (Erläuterungen zu den Symbolen siehe Anhang Kapitel A.6).

Alternative	Beschränkte WEA	Zu schützende WEA	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1a	WEA n	WEA m	X	-	-	10.2	44.7	5.5	9.5
1b	WEA m	WEA m	X	-	-	10.2	44.7	5.5	9.5
2	WEA n	WEA m	-	-	3	10.2	44.7	5.5	9.5
3	WEA n	WEA m	-	1.6MW	-	10.2	44.7	5.5	9.5

Aufgeführte Betriebsbeschränkungen stellen Mindestanforderungen dar. Eine Prüfung der technischen Umsetzbarkeit wird nicht vorgenommen.



3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte

Am Standort Menzendorf (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von sechs Windenergieanlagen (WEA 1 - 6). Am Standort befinden sich zehn weitere benachbarte WEA.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle A.2.2.1 des Anhangs bzw. in Abschnitt A.2.7 des Anhangs dargestellt.

Die Zuordnung der einzelnen WEA zu den Winddatensätzen (Kapitel A.2.4 des Anhangs und gegebenenfalls zu den Datensätzen der Umgebungsturbulenzintensität (Kapitel A.2.1 des Anhangs) kann den letzten beiden Spalten (Datensatz-Nr.) der Tabelle A.2.2.1 des Anhangs entnommen werden.

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Nr.) in Tabelle A.2.2.1 des Anhangs.

Für die zu betrachtenden WEA werden die in Tabelle 3.1.1 dargestellten Auslegungen zugrunde gelegt.

Die zu den Auslegungen gehörenden Auslegungswerte sind im Anhang in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2 dargestellt.

Tabelle 3.1.1: Auslegungen der zu betrachtenden WEA (Detailwerte und Quellenangaben siehe Anhang Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2 sowie A.5).

WEA		Auslegung	
	Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone
	1 - 6*	DIBt 2012	WZ S
	7 - 11, 13	DIBt 2012	---

*: Da zur Entwurfslebensdauer der WEA 3 keine Informationen vorlagen, ist die gemäß DIBt-Richtlinie mindestens anzusetzende Entwurfslebensdauer von 20 Jahren aufgeführt.

3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden in Absprache mit dem Auftraggeber durch die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland /3.1/ bestimmt. Eine Haftung für die Richtigkeit der in /3.1/ ermittelten Ergebnisse wird nicht übernommen.



3.3 Extremwind am Standort

Durch die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde in /3.3/ der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren daher standortspezifisch ermittelt.

Der in /3.3/ ermittelte Wert ist in Tabelle 3.3.1 aufgeführt.

Tabelle 3.3.1: 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren /3.3/.

WEA		v_{50} [m/s]
	Lfd. Nr.	
	1 - 6	34.58

3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort

Die Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität erfolgt gemäß Kapitel 2.4.2 und den dort genannten Eingangsdaten.

Die Bewertung des Orografieeinflusses erfolgt im vorliegenden Fall auf Basis von Höhendaten nach /1.8/.

3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen

Die jeweils in den Berechnungsvarianten im Anhang berücksichtigten Betriebsbeschränkungen sind in Kapitel A.2.6 des Anhangs dargestellt.

4 Bestimmung der Standortbedingungen

4.1 Standortbesichtigung

Gemäß DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ ist eine Standortbesichtigung durchzuführen. Im Rahmen des Nachweises der Standorteignung dient die Standortbesichtigung der Dokumentation der aktuellen Situation vor Ort und der Bestimmung der Geländekategorie nach /2.9/.

Weiterhin sollen Einzelstrukturen und orografische Hindernisse identifiziert werden, die auf Grund ihrer Entfernung und Höhe so groß sind, dass der direkte Einfluss der Nachlaufströmung dieser Einzelstrukturen und orografischen Hindernisse auf den Rotor einer WEA nicht ausgeschlossen werden kann. Diese Einzelstrukturen können dann nicht als Rauigkeitselement aufgelöst werden und ihr Einfluss ist gesondert zu bewerten.

Im schwächer gestörten Bereich hinter einer Einzelstruktur kommt es dabei im



Wesentlichen zu erhöhten Turbulenzintensitäten und der Einfluss auf eine WEA kann in Form erhöhter Umgebungsturbulenzintensitäten berücksichtigt werden. Dieser Einfluss ist auch für bestehende WEA zu berücksichtigen, da diese im Zuge des Zubaus hinsichtlich der Turbulenzintensität bewertet werden. Im Falle orografischer Hindernisse im weiteren Umfeld der WEA erfolgt eine solche Bewertung automatisch durch die Bestimmung des Orografiebeiwertes (siehe Kapitel 2.4.1).

Im stärker gestörten Bereich hinter einer Einzelstruktur kommt es zu weiteren Effekten, die detaillierte Untersuchungen durch z.B. eine dreidimensionale Strömungsberechnung erfordern. Dieser Einfluss ist nur für die geplanten WEA zu untersuchen.

Benachbarte WEA sind nicht als Einzelstrukturen zu betrachten. Die Verifizierung der Windparkkonfiguration (siehe Kapitel 3) ist daher nicht Umfang der Standortbesichtigung.

Der Standort wurde am 20.04.2023 von einem Mitarbeiter der Firma Ingenieurbüro Jegelka besichtigt. Als Ergebnis dieser Besichtigung liegen uns folgende Unterlagen vor:

- Panoramafotos vom Standort Menzendorf /3.2/,
- Standortbeschreibung inklusive Übersichtskarte zum Standort Menzendorf /3.2/.

Die im vorliegenden Bericht /3.2/ gemachten Angaben werden im Folgenden als richtig vorausgesetzt.

Der Standort wurde in den vorliegenden Unterlagen /3.2/ in die Geländekategorie II nach /2.9/ eingeordnet.

Relevante Einzelstrukturen, deren Nachlaufströmungen gesondert zu betrachten wären, konnten anhand der vorliegenden Unterlagen /3.2/ nicht identifiziert werden.

4.2 Ergebnisse Standortbedingungen

Die ermittelten Standortbedingungen sind in den Tabellen A.3.2.1 - A.3.2.3 des Anhangs dargestellt. Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in Tabelle A.3.2.1 des Anhangs rot markiert.

Entsprechend der DIBt-Richtlinie /2.8/ werden die Ergebnisse für alle WEA ausgewiesen, deren Abstand bezogen auf den Rotordurchmesser D der geplanten WEA kleiner gleich acht Rotordurchmesser ist. Diese Betrachtungsweise ist abdeckend für alle Referenzwindgeschwindigkeiten v_{ref} (siehe Kapitel 2).



Die WEA, an deren Standorten mehr als 15% der Energie des Windes aus komplexen Sektoren kommt, sind in Tabelle A.3.2.3 des Anhangs als komplex markiert. Für diese WEA kann das vereinfachte Verfahren zum Nachweis der Standorteignung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ nicht angewendet werden.

In Tabelle A.2.5.1 ist eine Übersicht aller durchgeführten Berechnungsvarianten dargestellt.

Es ist zusätzlich in der Tabelle A.3.1.1 des Anhangs die Situation vor dem Zubau der WEA 1 - 6 dargestellt.

Es sind zusätzlich in den Tabellen A.3.3.1 - A.3.5.1 des Anhangs effektive Turbulenzintensitäten für die Wöhlerlinien-Koeffizienten $m = 4, 9$ und 10 dargestellt.

4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren

Die Windzone der Standorte der geplanten WEA und der zugehörige 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren wurden gemäß /2.10/ bzw. /2.11/ ermittelt und können Tabelle A.3.2.3 des Anhangs entnommen werden.

Sofern in Kapitel 3.3 kein standortspezifischer Wert ermittelt wurde, finden diese Werte Anwendung.

Sofern es sich um einen küstennahen Standort der höchsten Windzone handelt wird der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren sowohl für die Geländekategorie I als auch für die Geländekategorie II angegeben. Der Wert für die Geländekategorie I ist zu verwenden, wenn die Standortbesichtigung eine Einordnung in Geländekategorie I ergeben hat (siehe Kapitel 4.1). In allen anderen Fällen kann der Wert der Geländekategorie II angesetzt werden.



5 Nachweis der Standorteignung

5.1 Allgemeine Hinweise

- Bezüglich der Gültigkeit der getroffenen Aussagen gelten die in Kapitel 2.5 genannten Anmerkungen.

5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen

In Tabelle 5.2.1 ist das Ergebnis des Nachweises der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen sowie die Einzelergebnisse für die einzelnen Windparameter in einer Übersicht dargestellt. Die Bewertung beruht auf einem Vergleich der in Tabelle 3.3.1 sowie in den Tabellen A.3.2.1 und A.3.2.3 des Anhangs dargestellten Werte mit den Auslegungswerten in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2. Für die Bewertung der Windgeschwindigkeitsverteilung werden die Parameter A und k der Weibullverteilung dabei nicht direkt verglichen, sondern dienen als Eingangswerte für die in Kapitel 2.1 aufgeführten Nachweismethoden.

Die in Tabelle 5.2.1 dargestellten Ergebnisse wurden unter Berücksichtigung der Betriebsbeschränkungen gemäß Tabelle A.2.6.1.1 des Anhangs ermittelt (siehe auch Kapitel 3.5).

Das Gesamtergebnis ist nur positiv, wenn alle Einzelergebnisse positiv bewertet sind. Für bestehende WEA wird nur der Einfluss der geplanten WEA auf Auslegungswerte der Turbulenzintensität betrachtet (siehe Kapitel 2.1).

Tabelle 5.2.1: Übersicht über das Ergebnis des Nachweises der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen (+: erfüllt, -: nicht erfüllt, ---: Bewertung nicht erforderlich).

WEA			Einzelergebnisse						Gesamtergebnis
	Lfd. Nr.	Bezeichnung	I_{eff}	α	φ	ρ	A, k	v_{50}	
	1	Menz WEA 1	+	---	---	---	-	+	-
	2	Menz WEA 2	-	---	---	---	-	+	-
	3	Menz WEA 3	-	---	---	---	-	+	-
	4	Menz WEA 4	-	---	---	---	-	+	-
	5	Menz WEA 5	-	---	---	---	-	+	-
	6	Menz WEA 6	-	---	---	---	-	+	-
	7	Menz WEA V1	+	---					+
	8	Menz WEA V2	+	---					+
	9	Menz WEA V3	-	---					-



WEA			Einzelergebnisse						Gesamt- ergebnis
Lfd. Nr.	Bezeichnung	I_{eff}	α	φ	ρ	A, k	v_{50}		
	10	Menz WEA V4	+			---		+	
	11	Menz WEA V5	+			---		+	
	13	Menz WEA V7	+			---		+	

5.2.1 Erläuterungen und Hinweise

- Laut DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ ist eine Verwendung von Windgeschwindigkeitsklassen mit einer Klassenbreite von 2m/s zulässig. Die geringfügige Überschreitung bei der effektiven Turbulenzintensität in einem einzelnen Windgeschwindigkeitsbereich mit einer Breite von nur 1m/s an den WEA 1, 8 und 11 wird daher als vernachlässigbar bewertet.
- Die WEA 9 weist bereits vor dem Zubau der hier als geplant betrachteten WEA Überschreitungen bei den effektiven Turbulenzintensitäten auf.
- Bezüglich der in /3.3/ getroffenen Aussage zum 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren ist gemäß /3.3/ die Möglichkeit einer Überschreitung des in /3.3/ ausgewiesenen Extremwertes nicht auszuschließen, da Extremwinde nicht vorher-sagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind und somit Extremwinde eines längeren Bezugszeitraumes auch in einem kürzeren Zeitraum auftreten können.

5.2.2 Betriebsbeschränkungen

Alle aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen Mindestanforderungen dar. Eine Prüfung der technischen Umsetzbarkeit wurde nicht vorgenommen.

Der Einfluss der geplanten WEA 4 und 5 auf die WEA 9 ist so groß, dass sich durch die geplanten WEA 4 und 5 eine signifikante Erhöhung der effektiven Turbulenzintensitäten an der WEA 9 ergibt (siehe Tabellen A.3.1.1 und A.3.2.1 des Anhangs).

Der signifikante Einfluss der WEA 4 und 5 auf die WEA 9 kann in der geplanten Windparkkonfiguration durch Ausschluss des Betriebes der WEA 9 in der Nachlaufströmung der WEA 4 und 5 unterbunden werden. Dies kann durch das Abschalten der WEA 4 und 5 bei Auftreten der entsprechenden Nachlaufsituation erreicht werden.



Alternativ kann ein signifikanter Einfluss durch einen veränderten Betriebsmodus der entsprechenden benachbarten WEA bei Auftreten der jeweiligen Nachlaufsituation ausgeschlossen werden.

Gemäß /2.4/ ist ein Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Verteilung der Auslegung im Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ durchzuführen.

Da für die WEA 1 - 6 die standortspezifische Kurve der Häufigkeitsverteilung nicht vollständig durch die der Auslegung abgedeckt ist, kann die Standorteignung der betroffenen WEA 1 - 6 durch eine Betriebsbeschränkung gewährleistet werden. Dies kann durch das Abschalten der betroffenen WEA bei den Windgeschwindigkeiten erfolgen, die am Standort häufiger auftreten als in der Auslegung angenommen.

Die notwendigen Betriebsbeschränkungen für die WEA 1 - 6 sind in der nachfolgend aufgeführten Tabelle 5.2.2.1 dargestellt und decken die Überschreitungen der Auslegungswerte der effektiven Turbulenzintensität im zu betrachtenden Windgeschwindigkeitsbereich der WEA 2 - 6 (siehe Kapitel 2.1) mit ab.

Tabelle 5.2.2.1: Vorgaben für die sektorielle Betriebsbeschränkung zur Gewährleistung der Standorteignung der WEA 1 - 6 hinsichtlich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit.

Definition der sektoriellen Betriebsbeschränkung		
Art der Beschränkung	Sektor (0° = geografisch Nord)	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
Abschaltung WEA 1, 2, 4 - 6	alle	6.5 - 13.0
Abschaltung WEA 3	alle	6.5 - 14.4

In Kapitel A.3.6 in Tabelle A.3.6.1 sind die Ergebnisse unter Berücksichtigung der Betriebsbeschränkungen dargestellt. Die Überschreitungen bei der effektiven Turbulenzintensität an den WEA 2 - 6 und 11 liegen außerhalb des zu betrachtenden Windgeschwindigkeitsbereiches (siehe Kapitel 2.1) und werden als vernachlässigbar bewertet.

5.2.3 Einschränkungen

Die Aussagen zum Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen unterliegen keinen Einschränkungen.



5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten

Die in den Tabellen A.3.2.1 - A.3.2.3 und A.3.3.1 - A.3.5.1 des Anhangs dargestellten Werte oder diese bezüglich der Lasten abdeckende Werte können als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebs- und Extremlasten durch den Hersteller verwendet werden, um die Standorteignung der zu betrachtenden WEA durch einen Vergleich mit den Auslegungslasten zu überprüfen.

Die Komplexität von WEA-Standorten kann dabei entweder in der effektiven Turbulenzintensität über entsprechende Turbulenzstrukturparameter erfasst werden oder sie ist in den standortspezifischen Berechnungen der Betriebslasten gemäß /2.2, 2.3/ durch eine Erhöhung der lateralen und vertikalen Komponente der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit auf den einfachen bzw. den 0.7fachen Wert der longitudinalen Komponente zu berücksichtigen.

Die Richtlinien /2.1 - 2.4, 2.6 - 2.8/ definieren keine Anwendungsgrenzen für die Verwendung effektiver Turbulenzintensitäten als Eingangsdaten für eine Lastrechnung hinsichtlich enger Abstände zwischen den WEA. Grundsätzlich gelten die effektiven Turbulenzintensitäten auch im sogenannten near-wake-Bereich, der sich auf einen Abstand von etwa 2 bis 3 Rotordurchmesser hinter der WEA erstreckt /1.4/. Werden Lastrechnungsmodelle im near-wake-Bereich eingesetzt, wird deren Anwendbarkeit vorausgesetzt. Besondere Anforderungen an die Modellierung, die eventuell in den verschiedenen Lastrechnungsmodellen für den near-wake-Bereich existieren, obliegen der Verantwortung des Erstellers der Lastrechnung und sind nicht Teil der hier durchgeführten Plausibilitätsprüfung der Lastrechnung.

Ein entsprechender Berechnungsbericht liegt für die WEA 1 - 6 und 9 nicht vor.

6 Zusammenfassung

Am Standort Menzendorf (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von sechs Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befinden sich zehn weitere benachbarte WEA.

Die Planung wurde von uns daraufhin bewertet, ob die Standorteignung der zu betrachtenden WEA gemäß DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ gewährleistet ist.

Die Ergebnisse beziehen sich dabei auf eine vorliegende gültige Typenprüfung für die betrachteten WEA. Der Typenprüfung müssen mindestens die in den Tabellen



A.2.3.1 und A.2.3.2 aufgeführten Auslegungswerte zugrunde liegen.

Die berücksichtigte Entwurfslebensdauer der geplanten WEA ist in Tabelle A.2.3.1 dargestellt.

Die Ergebnisse dienen gleichzeitig als Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG. Das heißt, die Immissionen sind zumutbar, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt.

Die abschließenden Aussagen zur Standorteignung der geplanten WEA bzw. der weiteren zu betrachtenden WEA sind in Tabelle 6.1 dargestellt.

Alternativen zu den in Tabelle 6.1 aufgeführten Betriebsbeschränkungen sind in Kapitel 2.5.1 erläutert.

Tabelle 6.1: Ergebnisübersicht für alle zu betrachtenden WEA.

Getroffene Aussagen zu den WEA	WEA lfd. Nr.	Einschränkungen	
		BBS	Sonstige
Standorteignung der geplanten WEA:			
Die Standorteignung folgender WEA ist durch einen Vergleich mit den Windbedingungen der Auslegung nachgewiesen.	1 - 6	Tabelle 5.2.2.1*	---
Standorteignung der weiteren zu betrachtenden WEA:			
Die Standorteignung folgender WEA ist hinsichtlich des Einflusses benachbarter WEA durch einen Vergleich mit den Windbedingungen der Auslegung nachgewiesen.	7, 8, 10, 11, 13	---	---
Die Standorteignung folgender WEA lässt sich durch einen Vergleich mit den Windbedingungen der Auslegung nicht nachweisen. Ein weiterer signifikanter Einfluss wird durch die definierten Betriebsbeschränkungen unterbunden.	9	Nr. 3 Tabelle A.2.6.2.1*	

*: Die Betriebsbeschränkung kann entfallen, wenn auf Basis der hier ermittelten Windbedingungen ein Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten erbracht wird (siehe Kapitel 5.3).



7 Literaturangaben

Allgemein

- /1.1/ Verein Deutscher Ingenieure; VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Dezember 2000; Düsseldorf, Deutschland.
- /1.2/ ECN Solar & Wind Energy; Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II; 1998; Petten, Netherlands.
- /1.3/ Risø National Laboratory; European Wind Atlas; 1989; Risø, Denmark.
- /1.4/ Risø National Laboratory; Frandsen, St. T.; Turbulence and turbulence-generated structural loading in windturbine clusters; Wind Energy Department; Januar 2007; Roskilde, Risø-R-1188(EN), Denmark.
- /1.5/ Kunte A.; Landesamt für Landwirtschaft; Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, Seite 28-30; Seevetal, Deutschland.
- /1.6/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /1.7/ European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2018, Version 20.0; Juni 2019; Copenhagen, Denmark.
- /1.8/ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara; Hole-filled seamless SRTM data V3; International Centre for Tropical Agriculture (CIAT); 2006; Washington, USA.
- /1.9/ Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0; Offenbach, Deutschland.

Normen

- /2.1/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 2, 1999-02; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:1999); August 2004; Berlin, Deutschland).
- /2.2/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2005-08; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005); Juli 2006; Berlin, Deutschland).
- /2.3/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Amendment 1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2010-10; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2011-08; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); August 2011; Berlin, Deutschland).
- /2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland).



- /2.5/ Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Guidelines for the Certification of Wind Turbines; 2010; Hamburg, Deutschland.
- /2.6/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Aufl., 1995; Berlin, Deutschland.
- /2.7/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Berlin, Deutschland.
- /2.8/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 sowie korrigierte Fassung März 2015; Berlin, Deutschland.
- /2.9/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und DIN EN 1991-1-4/NA (Nationaler Anhang); Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten; Dezember 2010; Berlin, Deutschland.
- /2.10/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen, 'Windzonen_Formular_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx'; Fassung April 2019.
- /2.11/ DIN Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN 4131; Antennentragwerke aus Stahl; November 1991; Berlin, Deutschland.
- /2.12/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979; Berlin, Deutschland.

Projektspezifisch

- /3.1/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; anemos Windatlas für Deutschland, <https://awis.anemos.de/>, Winddaten zum Standort Menzendorf heruntergeladen am 04.05.2020.
- /3.2/ Ingenieurbüro Jegelka; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 ; Standort Menzendorf in Mecklenburg-Vorpommern ; Revision 1 ; 21.04.2023; Berlin, Deutschland.
- /3.3/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Menzendorf; Berichts-Nr.: 20-088-7020255-Rev00-EX-MS; 15. Mai 2020; Reppenstedt, Deutschland.

A.1 Allgemeine Daten

A.1.1 Einstellungen

Benutzername	Silva Mäusling, F2E
Kunde	mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern
Projektname	Menzendorf
Referenznummer	2023-B-003-P3-R1-VB
Software	Wake2e 3.11.1.2 WEA-Bibliothek Version 7.406.0
Koordinatensystem	UTM WGS84/ETRS89, Nord-Hemisphäre
Abstand der relevanten WEA	8.0D

A.1.2 Filter-Einstellungen

Geplante WEA	Angezeigt
Relevante WEA	Angezeigt
Vorhandene WEA	Eingabedaten angezeigt, Ergebnisse nicht angezeigt
Irrelevante WEA	Eingabedaten angezeigt, Ergebnisse nicht angezeigt
Inaktive WEA	Nicht angezeigt

A.1.3 Standortbesichtigung

Datum der Besichtigung	20.04.2023
Durchgeführt von	Ingenieurbüro Jegelka
Ermittelte Geländekategorie	II
Orografisch relevante Struktur	Nein

A.1.4 Erläuterungen und Hinweise

WEA 12 ist inaktiv.



A.2 Eingabedaten

A.2.1 Umgebungsturbulenzintensitäten

Methode Rauigkeitsdaten für jeden WEA-Standort aus den Landnutzungsdaten
Datensatz European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2018, Version 20; June 2019; Copenhagen, Denmark.
Höhendaten "USGS EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global" by Earth Resources Observation and Science (EROS) Center - July 30, 2018

A.2.2 Windparkkonfiguration

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

WEA						Koordinaten		Datensatz-Nr.		
	Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P _N [MW]	Z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	1	Menz WEA 1	Nordex N163/5.X not HH 108m Mode 0 5.7MW	5.7	164	163	32632568	5970556	1	—
	2	Menz WEA 2	Nordex N163/5.X not HH 108m Mode 0 5.7MW	5.7	164	163	32632996	5970442	1	—
	3	Menz WEA 3	Nordex N133/4800 HH >= 110m Mode 0 4.8MW	4.8	164	133.2	32632833	5970134	1	—
	4	Menz WEA 4	Nordex N163/5.X not HH 108m Mode 0 5.7MW	5.7	164	163	32633384	5969030	1	—
	5	Menz WEA 5	Nordex N163/5.X not HH 108m Mode 0 5.7MW	5.7	164	163	32633701	5968781	1	—
	6	Menz WEA 6	Nordex N163/5.X not HH 108m Mode 0 5.7MW	5.7	164	163	32633580	5968344	1	—
	7	Menz WEA V1	Nordex N149/4.0-4.5 Mode 0 N149/4500 4.5MW	4.5	167	149.1	32633453	5967974	1	—
	8	Menz WEA V2	Nordex N149/4.0-4.5 Mode 0 N149/4500 4.5MW	4.5	167	149.1	32634167	5968996	1	—
	9	Menz WEA V3	Nordex N149/4.0-4.5 Mode 0 N149/4500 4.5MW	4.5	167	149.1	32633921	5969249	1	—
	10	Menz WEA V4	Lagerwey L147 4.3MW Mode OM0 restricted	4.36	125.5	147	32633165	5969671	1	—
	11	Menz WEA V5	Lagerwey L147 4.3MW Mode OM0 restricted	4.36	125.5	147	32633496	5969404	1	—
	13	Menz WEA V7	ENERCON E-138 EP3 E2 4.2MW Mode OM0s	4.2	131	138.25	32633085	5969276	1	—
	14	Menz WEA V8	ENERCON E-141 EP4 4.2MW BM 0s	4.2	159	141	32636326	5968140	1	—
	15	Menz WEA V9	ENERCON E-141 EP4 4.2MW BM 0s	4.2	159	141	32636601	5967908	1	—
	16	Menz WEA V10	ENERCON E-141 EP4 4.2MW BM 0s	4.2	159	141	32636774	5968247	1	—
	17	Menz WEA V11	ENERCON E-141 EP4 4.2MW BM 0s	4.2	159	141	32637094	5968080	1	—

A.2.3 Auslegungswerte

Tabelle A.2.3.1: WEA-Auslegung

	Nr.	Richtlinie	WZ	I_{amb}	I_{des}	τ_{design}	v_{ave}	k	α_{min}	α_{max}	φ	ρ	v_{50}	Quellen
	1	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	6	20	6.5	2.4	0.3	0.3	8	1.237	40.4	/A.1/
	2	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	6	20	6.5	2.4	0.3	0.3	8	1.237	40.4	/A.1/
	3	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	40	20	7.2	2.4	0.28	0.28	8	1.237	40.3	/A.2/
	4	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	6	20	6.5	2.4	0.3	0.3	8	1.237	40.4	/A.1/
	5	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	6	20	6.5	2.4	0.3	0.3	8	1.237	40.4	/A.1/
	6	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	6	20	6.5	2.4	0.3	0.3	8	1.237	40.4	/A.1/
	7	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	20	20	7.2	2.4	0.25	0.25	8	1.237	40.3	/A.3-A.4/
	8	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	20	20	7.2	2.4	0.25	0.25	8	1.237	40.3	/A.3-A.4/
	9	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	20	20	7.2	2.4	0.25	0.25	8	1.237	40.3	/A.3-A.4/
	10	DIBt 2012	WZ 3 GK II	Repräsentativ	5	20	7.43	2	0.2	0.2	8	1.225	41.27	/A.5/
	11	DIBt 2012	WZ 3 GK II	Repräsentativ	5	20	7.43	2	0.2	0.2	8	1.225	41.27	/A.5/
	13	—	—	Repräsentativ	5	—	—	—	—	—	—	—	—	

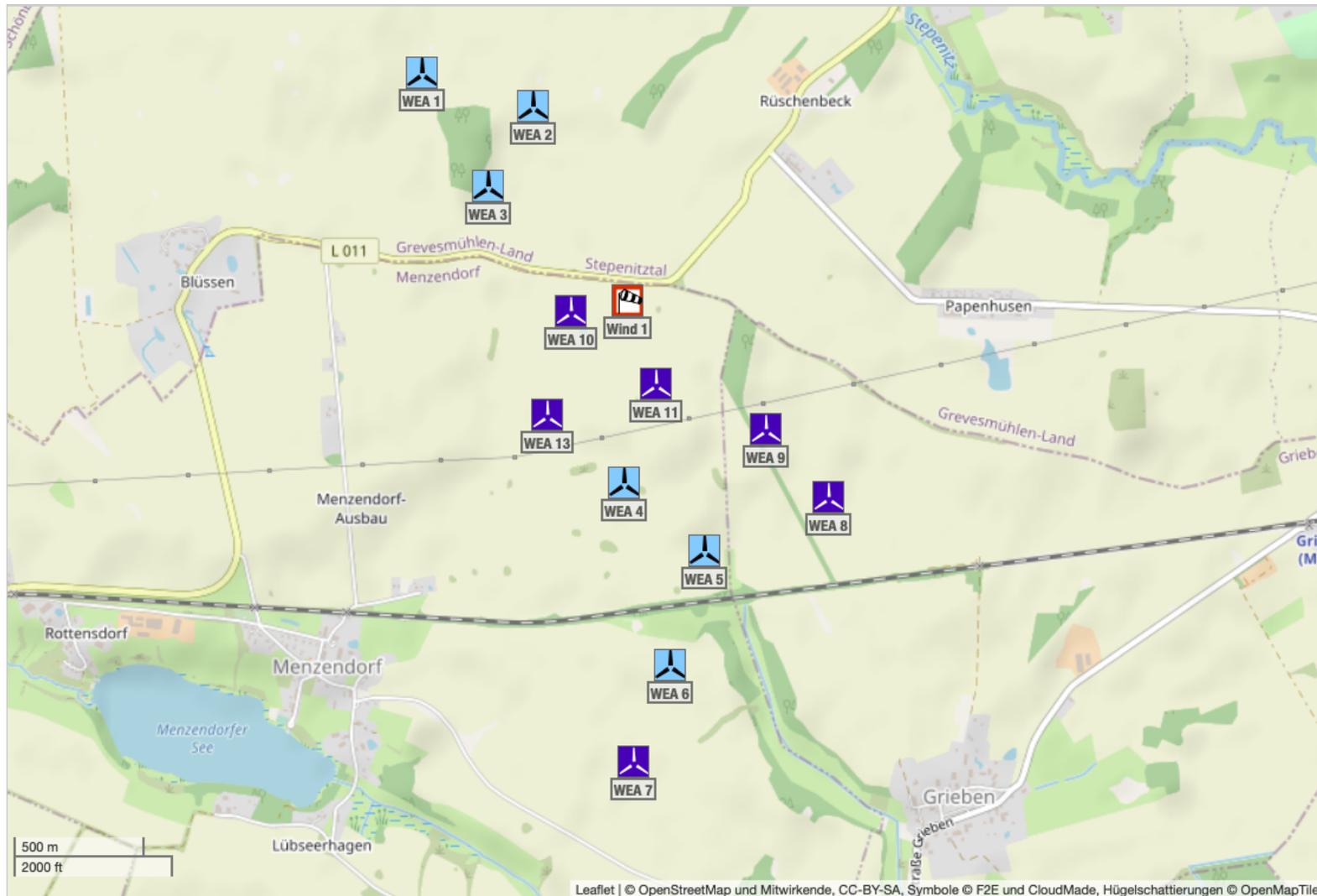
Tabelle A.2.3.2: Auslegungswerte der Turbulenzintensität I_{des} [%]

WEA		Auslegungswerte für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
Id	Turbulenzkategorie	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
5	IEC Ed.3/4 A	—	41.9	34.4	29.9	26.9	24.8	23.2	22.0	21.0	20.1	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5	16.3	16.1	15.9	15.7	15.6	15.4	15.3	15.2	15.1
6	IEC Ed.3/4 B	—	36.6	30.1	26.2	23.6	21.7	20.3	19.2	18.3	17.6	17.0	16.5	16.1	15.7	15.4	15.1	14.9	14.6	14.4	14.2	14.1	13.9	13.8	13.6	13.5	13.4	13.3	13.2
20	Nordex N149/4500 DIBt	—	32.1	29.9	28.0	26.1	24.4	22.9	21.5	20.2	19.1	18.2	17.3	16.5	15.8	15.1	14.5	13.9	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.4	11.2	11.1	—	—	—
40	Nordex N133/4800 HH164m DIBt	—	32.0	30.4	28.5	26.6	25.0	23.3	21.9	20.4	19.3	18.2	17.4	16.5	15.8	15.1	14.5	13.9	13.4	12.8	12.4	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	11.0	11.0	—

Tabelle A.2.6.1.2: Betriebsbeschränkungen der BBS-Gruppe 3 - Details

Nr.	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	4	Menz WEA 4	9	Menz WEA V3	-	Mode 14 3.45MW	-	230.5	268.5	9.5	10.5
	4	Menz WEA 4			-	Mode 16 2.98MW	-	230.5	268.5	10.5	11.5
	4	Menz WEA 4			-	Mode 13 3.7MW	-	230.5	268.5	11.5	12.5
	4	Menz WEA 4			-	Mode 18 2.58MW	-	230.5	268.5	12.5	13.5
	4	Menz WEA 4			X	-	-	230.5	268.5	13.5	26.4
	5	Menz WEA 5			X	-	-	185.3	228.3	3.5	5.5
	5	Menz WEA 5			-	Mode 12 3.99MW	-	185.3	228.3	5.5	6.5
	5	Menz WEA 5			-	Mode 6 5.04MW (not HH148m)	-	185.3	228.3	6.5	7.5
	5	Menz WEA 5			-	Mode 2 5.5MW	-	185.3	228.3	7.5	8.5
	5	Menz WEA 5			-	Mode 14 3.45MW	-	185.3	228.3	8.5	10.5
	5	Menz WEA 5			-	Mode 16 2.98MW	-	185.3	228.3	10.5	11.5
	5	Menz WEA 5			X	-	-	185.3	228.3	11.5	26.4

A.2.7 Karte des Windparks



A.2.8 Abstände zwischen aktiven Windenergieanlagen

Tabelle A.2.8.1: Abstände zu den nächsten fünf aktiven WEA in Rotordurchmessern der jeweiligen Nachbar-WEA

	WEA		Nachbar 1		Nachbar 2		Nachbar 3		Nachbar 4		Nachbar 5	
	Nr.	Bezeichnung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung
	1	Menz WEA 1	2	2.72	3	3.74	10	7.26	13	9.99	11	10.06
	2	Menz WEA 2	3	2.62	1	2.72	10	5.37	11	7.84	13	8.46
	3	Menz WEA 3	2	2.14	1	3.06	10	3.88	13	6.47	11	6.71
	4	Menz WEA 4	5	2.47	11	2.66	13	2.80	9	3.89	6	4.38
	5	Menz WEA 5	4	2.47	6	2.78	8	3.44	9	3.47	11	4.46
	6	Menz WEA 6	7	2.62	5	2.78	4	4.38	8	5.88	9	6.49
	7	Menz WEA V1	6	2.40	5	5.18	4	6.49	8	8.36	9	9.11
	8	Menz WEA V2	9	2.37	5	3.15	4	4.81	11	5.34	6	5.38
	9	Menz WEA V3	8	2.37	11	3.08	5	3.17	4	3.56	10	5.89
	10	Menz WEA V4	11	2.89	13	2.92	4	4.16	3	4.28	2	4.84
	11	Menz WEA V5	4	2.40	10	2.89	9	3.03	13	3.11	5	4.02
	13	Menz WEA V7	4	2.38	10	2.74	11	2.93	5	4.85	9	5.61

A.3 Ergebnisse

A.3.1 Situation vor dem Zubau

BBS definiert Nein
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Ja

Tabelle A.3.1.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																													
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29		
	7	Menz WEA V1	14	—	25.6	21.1	18.3	16.5	15.2	14.2	13.4	12.8	12.3	11.8	11.5	11.2	10.9	10.7	10.5	10.3	10.1	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.1	—	—	—
	8	Menz WEA V2	14	—	28.1	26.3	26.7	26.1	24.3	22.4	19.3	17.1	15.5	14.0	12.7	11.8	11.3	10.9	10.6	10.4	10.2	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	9.9	—	—	—
	9	Menz WEA V3	14	—	34.1	28.7	28.1	27.6	25.8	24.1	21.0	18.8	17.3	15.6	14.2	13.0	12.2	11.6	11.1	10.8	10.5	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.0	9.9	—	—	—		
	10	Menz WEA V4	10	—	35.1	31.7	27.0	23.9	21.5	20.0	18.6	17.1	15.6	14.2	13.2	12.5	11.9	11.5	11.1	10.9	10.6	10.4	10.4	10.4	10.4	10.3	10.3	—	—	—	—		
	11	Menz WEA V5	10	—	35.2	30.7	27.1	24.9	22.9	21.4	19.8	18.3	16.9	15.6	14.5	13.6	12.9	12.3	11.9	11.5	11.2	10.9	10.8	10.7	10.6	10.5	10.5	—	—	—	—		
	13	Menz WEA V7	10	—	36.9	29.3	25.6	22.9	20.5	18.6	17.0	15.4	14.0	12.9	12.2	11.7	11.3	11.0	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—	

A.3.2 Situation nach dem Zubau

BBS definiert Nein
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.2.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	Menz WEA 1	14	—	27.6	25.4	25.2	23.4	21.9	20.0	18.0	16.8	15.5	14.2	13.1	12.2	11.5	11.0	10.7	10.4	10.2	10.1	10.0	10.0	10.0	10.0	9.9	9.9	—	—	—
	2	Menz WEA 2	14	—	28.8	27.3	27.8	26.2	24.8	23.1	21.2	20.1	18.9	17.3	16.0	14.8	13.8	12.9	12.3	11.8	11.4	11.1	11.0	10.9	10.8	10.8	10.7	10.6	—	—	—
	3	Menz WEA 3	14	—	31.4	29.7	30.1	27.6	25.6	22.9	20.2	18.5	16.7	14.9	13.4	12.3	11.5	11.0	10.7	10.4	10.2	10.0	10.0	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9	9.9	9.8	—
	4	Menz WEA 4	14	—	38.3	34.8	29.9	26.8	24.6	22.7	20.7	19.1	17.5	15.8	14.5	13.4	12.5	11.8	11.3	10.9	10.6	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1	—	—	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.3.2.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	5	Menz WEA 5	14	—	29.8	27.9	28.1	26.1	24.6	22.5	20.3	19.0	17.6	16.2	14.9	13.9	13.0	12.4	11.9	11.5	11.2	11.0	10.9	10.8	10.8	10.7	10.7	10.7	—	—	—
	6	Menz WEA 6	14	—	28.1	26.3	26.4	25.9	24.4	23.0	20.3	18.5	17.2	15.8	14.6	13.5	12.8	12.2	11.7	11.4	11.2	11.0	10.9	10.8	10.7	10.6	10.6	10.6	—	—	—
	7	Menz WEA V1	14	—	28.1	26.5	26.5	24.3	22.5	20.2	17.8	16.3	14.8	13.3	12.2	11.5	11.0	10.7	10.5	10.3	10.2	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.1	—	—	—
	8	Menz WEA V2	14	—	28.3	26.5	26.9	26.2	24.4	22.6	19.5	17.6	16.2	14.8	13.7	12.9	12.2	11.8	11.4	11.1	10.8	10.6	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.2	—	—	—
	9	Menz WEA V3	14	—	34.1	28.9	28.2	27.6	25.9	24.1	21.1	19.0	17.5	15.9	14.5	13.5	12.7	12.1	11.7	11.3	11.0	10.8	10.7	10.7	10.6	10.6	10.5	10.5	—	—	—
	10	Menz WEA V4	10	—	35.2	31.8	27.1	24.1	21.8	20.2	18.7	17.2	15.7	14.4	13.3	12.6	12.0	11.5	11.2	10.9	10.7	10.5	10.4	10.4	10.4	10.3	10.3	—	—	—	—
	11	Menz WEA V5	10	—	35.4	31.3	28.7	26.6	24.9	23.1	21.2	19.8	18.3	16.9	15.6	14.6	13.8	13.1	12.6	12.2	11.9	11.6	11.5	11.4	11.3	11.2	11.1	—	—	—	—
	13	Menz WEA V7	10	—	37.0	30.1	28.0	25.7	23.7	21.5	19.3	17.8	16.2	14.6	13.4	12.5	11.8	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—

Tabelle A.3.2.2: Extremwerte der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
	Nr.	Bezeichnung	m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	Menz WEA 1	14	30.2	28.8	28.9	26.8	25.1	23.0	20.7	19.4	18.0	16.5	15.3	14.2	13.3	12.6	12.1	11.7	11.3	11.1	10.9	10.7	10.6	10.6	10.6	10.6	—	—	—
	2	Menz WEA 2	14	31.1	30.4	31.3	29.3	27.6	25.7	23.5	22.2	20.8	19.0	17.5	16.0	14.9	13.8	13.0	12.4	11.9	11.5	11.3	11.2	11.0	10.8	10.6	10.5	—	—	—
	3	Menz WEA 3	14	34.9	34.0	35.0	32.6	30.6	27.9	25.1	23.4	21.6	19.6	17.9	16.5	15.3	14.4	13.6	13.1	12.6	12.3	12.0	11.8	11.5	11.3	11.1	11.0	10.5	10.5	—
	4	Menz WEA 4	14	42.7	39.2	32.7	29.0	27.3	24.9	22.4	21.0	19.4	17.7	16.3	15.1	14.1	13.3	12.7	12.3	11.9	11.6	11.4	11.2	11.0	10.8	10.7	10.6	—	—	—
	5	Menz WEA 5	14	32.0	30.8	31.2	28.9	27.2	24.8	22.4	20.9	19.3	17.7	16.3	15.1	14.0	13.3	12.7	12.2	11.8	11.6	11.3	11.1	10.9	10.8	10.7	10.5	—	—	—
	6	Menz WEA 6	14	30.5	29.6	30.0	29.5	27.8	26.0	22.8	20.6	19.1	17.5	16.0	14.7	13.9	13.1	12.6	12.1	11.8	11.5	11.3	11.1	10.9	10.8	10.6	10.5	—	—	—
	7	Menz WEA V1	14	31.2	30.5	31.0	28.8	27.1	24.7	22.2	20.8	19.2	17.5	16.1	14.9	13.8	13.0	12.4	12.0	11.6	11.3	11.1	10.8	10.6	10.5	10.3	10.3	—	—	—
	8	Menz WEA V2	14	30.9	30.0	30.9	30.6	28.8	27.0	23.5	21.2	19.5	17.8	16.2	14.7	13.8	13.0	12.4	11.9	11.6	11.3	11.1	10.8	10.6	10.5	10.5	10.4	—	—	—
	9	Menz WEA V3	14	39.4	31.8	31.9	31.6	29.8	27.9	24.3	21.9	20.2	18.4	16.8	15.3	14.4	13.5	12.9	12.5	12.1	11.8	11.6	11.3	11.1	10.9	10.7	10.6	—	—	—
	10	Menz WEA V4	10	41.4	38.7	32.3	28.1	25.3	23.7	22.2	20.5	18.9	17.2	15.9	14.8	13.9	13.2	12.6	12.1	11.7	11.4	11.2	11.0	10.9	10.9	10.8	—	—	—	—
	11	Menz WEA V5	10	41.9	36.3	32.3	30.0	28.2	25.8	23.2	21.7	20.1	18.3	16.8	15.6	14.5	13.7	13.1	12.6	12.2	11.9	11.7	11.4	11.2	11.1	10.9	—	—	—	—
	13	Menz WEA V7	10	43.6	35.2	32.5	30.2	28.3	25.9	23.3	21.8	20.1	18.4	16.9	15.6	14.5	13.7	13.1	12.6	12.2	11.9	11.7	11.4	11.2	11.1	11.0	10.8	10.7	10.7	—

Tabelle A.3.2.3: Eigenschaften und Windbedingungen der jeweiligen WEA

WEA-Eigenschaften					Nächste WEA		Ergebnisse															
	Nr.	WEA-Typ	Zhub [m]	D [m]	BBS	Abstand in D	Nr.	Geschützt durch BBS	m [-]	Komplex (Ed. 3)	Komplex (Ed. 4)	α_n [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	v ₅₀ GK2 [m/s]	v ₅₀ GK1 [m/s]	A [m/s]	A _{korrr} [m/s]	k [-]	v _{ave} [m/s]	v _{ave} korrr [m/s]
	1	Nordex N163/5.X not HH 108m Mode 0 5.7MW	164	163	Nein	2.717	2	Nein	14	Nein	Nein	0.12	0.5	1.236	3 / II	43		8.85	8.85	2.457	7.85	7.85
	2	Nordex N163/5.X not HH 108m Mode 0 5.7MW	164	163	Nein	2.616	3	Nein	14	Nein	Nein	0.12	0.5	1.237	3 / II	43		8.85	8.85	2.457	7.85	7.85
	3	Nordex N133/4800 HH >= 110m Mode 0 4.8MW	164	133.2	Nein	2.137	2	Nein	14	Nein	Nein	0.12	0.7	1.236	3 / II	43		8.85	8.85	2.457	7.85	7.85
	4	Nordex N163/5.X not HH 108m Mode 0 5.7MW	164	163	Nein	2.473	5	Nein	14	Nein	Nein	0.12	0.2	1.235	3 / II	43		8.85	8.85	2.457	7.85	7.85
	5	Nordex N163/5.X not HH 108m Mode 0 5.7MW	164	163	Nein	2.473	4	Nein	14	Nein	Nein	0.12	0.4	1.236	3 / II	43		8.85	8.85	2.457	7.85	7.85
	6	Nordex N163/5.X not HH 108m Mode 0 5.7MW	164	163	Nein	2.623	7	Nein	14	Nein	Nein	0.12	0.2	1.235	3 / II	43		8.85	8.85	2.457	7.85	7.85
	7	Nordex N149/4.0-4.5 Mode 0 N149/4500 4.5MW	167	149.1	Nein	2.399	6	Nein	14	Nein	Nein	0.12	0.6	1.235	3 / II	43.1		8.87	8.86	2.457	7.87	7.86
	8	Nordex N149/4.0-4.5 Mode 0 N149/4500 4.5MW	167	149.1	Nein	2.366	9	Nein	14	Nein	Nein	0.12	0.4	1.236	3 / II	43.1		8.87	8.87	2.457	7.87	7.86
	9	Nordex N149/4.0-4.5 Mode 0 N149/4500 4.5MW	167	149.1	Nein	2.366	8	Nein	14	Nein	Nein	0.12	0.3	1.235	3 / II	43.1		8.87	8.86	2.457	7.87	7.86
	10	Lagerwey L147 4.3MW Mode OM0 restricted	125.5	147	Nein	2.892	11	Nein	10	Nein	Nein	0.12	0.6	1.240	3 / II	41.2		8.58	8.63	2.38	7.61	7.65
	11	Lagerwey L147 4.3MW Mode OM0 restricted	125.5	147	Nein	2.395	4	Nein	10	Nein	Nein	0.12	0.3	1.240	3 / II	41.2		8.58	8.63	2.38	7.61	7.65
	13	ENERCON E-138 EP3 E2 4.2MW Mode OM0s	131	138.25	Nein	2.375	4	Nein	10	Nein	Nein	0.12	0.5	1.240	3 / II	41.5		8.62	8.68	2.391	7.64	7.69

A.3.3 Berechnungsvariante "Woehlerlinien-Koeffizient 4"

BBS definiert Nein
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.3.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																														
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29			
	1	Menz WEA 1	4	—	27.6	23.8	22.1	20.2	18.7	17.2	15.8	14.8	13.8	12.9	12.2	11.7	11.3	10.9	10.6	10.4	10.2	10.0	10.0	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9	—	—	—			
	2	Menz WEA 2	4	—	28.5	25.3	24.4	22.8	21.6	20.2	18.7	17.9	16.9	15.7	14.8	13.9	13.2	12.6	12.2	11.8	11.5	11.3	11.3	11.3	11.2	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—
	3	Menz WEA 3	4	—	29.9	26.3	24.5	21.9	19.8	17.7	15.9	14.7	13.6	12.7	12.0	11.5	11.2	10.8	10.6	10.4	10.2	10.0	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9	9.9	9.8	9.8	—	—	—	
	4	Menz WEA 4	4	—	34.7	30.7	27.4	24.6	22.4	20.5	18.7	17.2	15.8	14.4	13.4	12.6	11.9	11.4	11.0	10.7	10.5	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—	—	—
	5	Menz WEA 5	4	—	30.0	26.8	25.7	23.9	22.4	20.7	18.8	17.6	16.5	15.3	14.4	13.6	13.0	12.5	12.1	11.8	11.6	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.5	11.6	11.6	11.6	—	—	—	
	6	Menz WEA 6	4	—	28.6	24.9	23.3	21.8	20.3	19.0	17.2	16.0	15.0	14.1	13.3	12.7	12.2	11.8	11.5	11.3	11.1	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	11.0	—	—	—		
	7	Menz WEA V1	4	—	28.1	24.0	21.9	19.5	17.6	15.9	14.5	13.5	12.7	12.1	11.6	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.1	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	—	—	—	
	8	Menz WEA V2	4	—	28.4	25.0	23.6	22.1	20.6	19.0	17.3	16.2	15.3	14.4	13.7	13.0	12.5	12.1	11.7	11.5	11.2	11.0	10.9	10.9	10.8	10.8	10.8	10.7	—	—	—	—		
	9	Menz WEA V3	4	—	30.9	27.0	25.6	24.2	22.6	21.1	19.2	17.8	16.6	15.4	14.5	13.7	13.0	12.5	12.2	11.8	11.6	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.5	11.4	—	—	—		
	10	Menz WEA V4	4	—	32.8	28.6	25.1	22.4	20.4	18.8	17.3	16.0	14.8	13.8	13.0	12.4	11.9	11.5	11.1	10.9	10.7	10.5	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	—	—	—	—		
	11	Menz WEA V5	4	—	33.2	29.6	27.5	25.6	23.9	22.4	20.8	19.5	18.2	16.8	15.8	14.8	14.1	13.5	13.0	12.6	12.3	12.1	11.9	11.9	11.8	11.7	11.7	—	—	—	—			
	13	Menz WEA V7	4	—	34.3	28.3	25.7	23.3	21.2	19.2	17.3	15.9	14.7	13.6	12.7	12.1	11.6	11.2	10.9	10.7	10.5	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—	

A.3.4 Berechnungsvariante “Woehlerlinien-Koeffizient 9”

BBS definiert Nein
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.4.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																												
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
	1	Menz WEA 1	9	—	27.4	24.5	23.9	22.1	20.6	18.8	17.0	15.9	14.7	13.5	12.6	11.9	11.3	10.9	10.7	10.4	10.2	10.0	10.0	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9	—	—	—	
	2	Menz WEA 2	9	—	28.5	26.3	26.6	25.0	23.7	22.1	20.3	19.3	18.1	16.7	15.5	14.4	13.5	12.7	12.1	11.7	11.3	11.1	11.0	11.0	10.9	10.8	10.8	10.8	—	—	—	
	3	Menz WEA 3	9	—	30.5	28.2	27.9	25.4	23.4	20.8	18.3	16.6	15.0	13.5	12.5	11.7	11.2	10.9	10.6	10.4	10.2	10.0	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.8	—	—
	4	Menz WEA 4	9	—	36.8	33.2	29.0	26.0	23.8	21.9	20.0	18.4	16.8	15.2	14.0	13.0	12.2	11.6	11.1	10.8	10.5	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1	—	—	—	

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.3.5.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	9	Menz WEA V3	10	—	32.8	28.2	27.3	26.5	24.8	23.1	20.3	18.5	17.0	15.5	14.3	13.4	12.7	12.1	11.7	11.4	11.1	10.9	10.8	10.8	10.7	10.7	10.7	10.6	—	—	—
	10	Menz WEA V4	10	—	35.2	31.8	27.1	24.1	21.8	20.2	18.7	17.2	15.7	14.4	13.3	12.6	12.0	11.5	11.2	10.9	10.7	10.5	10.4	10.4	10.4	10.3	10.3	—	—	—	—
	11	Menz WEA V5	10	—	35.4	31.3	28.7	26.6	24.9	23.1	21.2	19.8	18.3	16.9	15.6	14.6	13.8	13.1	12.6	12.2	11.9	11.6	11.5	11.4	11.3	11.2	11.1	—	—	—	—
	13	Menz WEA V7	10	—	37.0	30.1	28.0	25.7	23.7	21.5	19.3	17.8	16.2	14.6	13.4	12.5	11.8	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—

A.3.6 Berechnungsvariante “Betriebsbeschränkungen”

BBS definiert Ja
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.6.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	Menz WEA 1	14	—	27.6	25.4	25.2	23.4	21.9	20.0	18.0	16.8	15.5	14.2	13.1	12.2	11.5	11.0	10.7	10.4	10.2	10.1	10.0	10.0	10.0	10.0	9.9	9.9	—	—	—
	2	Menz WEA 2	14	—	28.8	27.3	27.8	26.2	24.8	23.1	21.2	20.1	18.9	17.3	16.0	14.8	13.8	12.9	12.3	11.8	11.4	11.1	11.0	10.9	10.8	10.8	10.7	10.6	—	—	—
	3	Menz WEA 3	14	—	31.4	29.7	30.1	27.6	25.6	22.9	20.2	18.5	16.7	14.9	13.4	12.3	11.5	11.0	10.7	10.4	10.2	10.0	10.0	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9	9.9	9.8	—
	4	Menz WEA 4	14	—	38.3	34.8	29.9	26.8	24.6	22.7	20.7	19.1	17.5	15.8	14.5	13.4	12.5	11.8	11.3	10.9	10.6	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1	—	—	—
	5	Menz WEA 5	14	—	29.8	27.9	28.1	26.1	24.6	22.5	20.3	19.0	17.6	16.2	14.9	13.9	13.0	12.4	11.9	11.5	11.2	11.0	10.9	10.8	10.8	10.7	10.7	10.7	—	—	—
	6	Menz WEA 6	14	—	28.1	26.3	26.4	25.9	24.4	23.0	20.3	18.5	17.2	15.8	14.6	13.5	12.8	12.2	11.7	11.4	11.2	11.0	10.9	10.8	10.7	10.6	10.6	10.6	—	—	—
	7	Menz WEA V1	14	—	28.1	26.5	26.5	24.3	22.5	20.2	17.8	16.3	14.8	13.3	12.2	11.5	11.0	10.7	10.5	10.3	10.2	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.1	—	—	—
	8	Menz WEA V2	14	—	28.3	26.5	26.9	26.2	24.4	22.6	19.5	17.6	16.2	14.8	13.7	12.9	12.2	11.8	11.4	11.1	10.8	10.6	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.2	—	—	—
	9	Menz WEA V3	14	—	34.1	28.8	28.1	27.6	25.9	24.1	21.1	18.9	17.3	15.7	14.2	13.0	12.2	11.6	11.2	10.8	10.6	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.1	—	—	—
	10	Menz WEA V4	10	—	35.2	31.8	27.1	24.1	21.8	20.2	18.7	17.2	15.7	14.4	13.3	12.6	12.0	11.5	11.2	10.9	10.7	10.5	10.4	10.4	10.4	10.3	10.3	—	—	—	—
	11	Menz WEA V5	10	—	35.4	31.3	28.7	26.6	24.9	23.1	21.2	19.8	18.3	16.9	15.6	14.6	13.8	13.1	12.6	12.2	11.9	11.6	11.5	11.4	11.3	11.2	11.1	—	—	—	—
	13	Menz WEA V7	10	—	37.0	30.1	28.0	25.7	23.7	21.5	19.3	17.8	16.2	14.6	13.4	12.5	11.8	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—

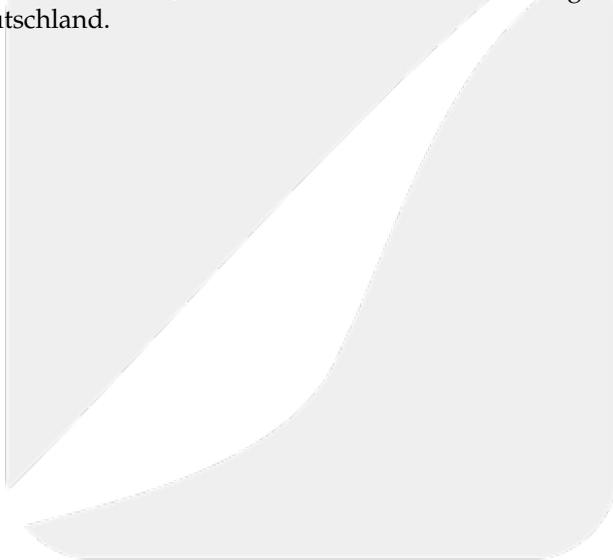
A.4 Legende

Erläuterung der Begriffe		
	Geplante WEA	WEA, deren Standorteignung im Rahmen des Gutachtens zu bewerten ist.
	Benachbarte WEA	Alle weiteren WEA, die vom Auftraggeber übermittelt wurden. Es ist dabei unerheblich, ob sich einzelne benachbarte WEA ebenfalls in Planung oder Bau befinden. Entscheidend ist die Windparkkonfiguration, die als Vorbelastung für die geplanten WEA zu unterstellen ist. Alle benachbarten WEA gehen in die Berechnungen ein.
	Inaktive WEA	WEA, die nicht als Vorbelastung zu berücksichtigen sind und daher nicht in die Berechnungen eingehen. Diese WEA werden in der Regel nicht im Gutachten aufgeführt.
	Betrachtete WEA	Für alle betrachteten WEA werden Ergebnisse ausgewiesen und abschließende Aussagen getroffen.
	Windpark	Der Begriff wird im Sinne des Anhangs A der DIBt-Richtlinie von 2004 verwendet und umfasst "geplante" und "benachbarte" WEA.
	Referenzpunkt der Winddaten	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.

Farbliche Zuordnung der Symbole	
	Geplante WEA
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA zu betrachten sind.
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA nicht zu betrachten sind, die aber Einfluss auf die zu betrachtenden WEA () ausüben. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in der Kartendarstellung abgebildet.
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA nicht zu betrachten sind und die keinen Einfluss auf die zu betrachtenden WEA () ausüben. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in der Kartendarstellung abgebildet.
	Inaktive WEA.
	Referenzpunkte der Winddaten.
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.

A.5 Literaturangaben

- /A.1/ Nordex Energy SE & Co. KG; Design Information for Wind & Site Assessment, N163/5.7 Delta NCV 50Hz TCS164B-01 (N21) DIBt S; 16.08.2021; Hamburg, Germany.
- /A.2/ Nordex Energy SE & Co. KG; Design Information for Wind & Site Assessment N133/4.8 50Hz NCV TCS164B-00 (N20) DIBt; 17.06.2021; Hamburg, Germany.
- /A.3/ Nordex Energy GmbH; Angaben zu den Auslegungswerten per E-Mail vom Hersteller; 06.09.2017.
- /A.4/ Nordex Energy GmbH; Design Information for Wind & Site Assessment N149/4.5 Delta 50Hz NCV TCS164 DIBt S; 28.11.2019; Hamburg, Germany.
- /A.5/ ENERCON GmbH; Datenblatt ENERCON Windenergieanlage L147 LP4 / 4300 kW General Design Conditions; Dokument-ID: D0815511-0; 12.04.2019; Aurich, Deutschland.



A.6 Abkürzungen und Formelzeichen

WEA	Windenergieanlage	D	Rotordurchmesser	[m]
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik	z_{hub}	Nabenhöhe der WEA	[m]
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission	P_N	Nennleistung der WEA	[MW]
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz	c_T	Schubbeiwert des Rotors	[-]
NTM	Normales Windturbulenzmodell	C_{ct}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
DLC	Auslegungslastfall	I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität	[-]
PD	Potsdam-Datum	A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	k	Formparameter der Weibull-Verteilung	[-]
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	h	Höhe über Grund	[m]
WGS84	World Geodetic System 1984	m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
WZ	Windzone	v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
BBS	Betriebsbeschränkung	v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
LR	Lastrechnung	v_{ref}	Referenz-Windgeschwindigkeit (Auslegungswert für v_{50})	[m/s]
GK	Geländekategorie	v_{50}	10-min-Mittel der extremen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren	[m/s]
üNN	über Normal-Null	v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
		v_{in}	Einschaltwingsgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
		v_{out}	Abschaltwingsgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
		Σ	Summe	[-]
		α	Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils	[-]
		α_n	Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils für neutrale Schichtung	[-]
		φ	Neigung der Anströmung	[°]
		β	Blattwinkelverstellung	[°]
		γ_{start}	Startwinkel der BBS	[°]
		γ_{stop}	Endwinkel der BBS	[°]
		v_{start}	Startwindgeschwindigkeit der BBS	[m/s]
		v_{stop}	Endwindgeschwindigkeit der BBS	[m/s]
		ρ	Mittlere Luftdichte	[kg/m ³]
		τ_{design}	Entwurfslebensdauer in Jahren	[a]
			Altgrad (Vollkreis = 360°)	[°]

16.1.5 Anlagenwartung

Anlagen:

- 16.1.5.1 E0004345392_R10_DE_Allgemeine-Wartungsanleitung-Delta4000.pdf
- 16.1.5.2_BWE_Hintergrundpapier_Sicherheit_von_WIndenergieanlagen_01.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. 2.	Handlungsanleitung mehrschrittig. 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.

3. **Wartungstypen**

Die einzelnen Anlagenkomponenten einer WEA sind in unterschiedlichen Zeiträumen und in unterschiedlichem Umfang zu warten und zu prüfen.

Für die Delta4000-Generation wird zwischen 2 Wartungstypen unterschieden:

- **Erstwartung:** Beginn frühestens nach 500 Betriebsstunden nach der Inbetriebnahme. Abschluss spätestens nach 1500 Betriebsstunden nach der Inbetriebnahme.
- **Jahreswartung:** Jährliche Wartung, erstmals ein Jahr nach der Erstwartung. Beginn frühestens 10 Monate nach Beendigung des letztjährigen Erst- bzw. Jahreswartung. Abschluss spätestens 14 Monate nach Beendigung der letztjährigen Erst-bzw. Jahreswartung.

Für die Jahreswartung wird der Wartungsumfang durch folgende Symbole genauer definiert.

- **X*:** Wartungsumfang jedes Jahr, jedoch abhängig von landesspezifischen Richtlinien
- **X:** Wartungsumfang jedes Jahr
- **X1:** Wartungsumfang 1. Betriebsjahr
- **X3:** Wartungsumfang alle 3 Betriebsjahre
- **X5:** Wartungsumfang alle 5 Betriebsjahre
- **X7:** Wartungsumfang alle 7 Betriebsjahre
- **X10:** Wartungsumfang alle 10 Betriebsjahre
- **X20:** Wartungsumfang alle 20 Betriebsjahre

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.

BWE-Hintergrundpapier Sicherheit von Windenergieanlagen

Oktober 2018

Windenergieanlagen (WEA) werden in Deutschland auf Basis der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) typengeprüft und genehmigt. Diese Typenprüfung bildet die Basis für BImSchG-Genehmigungen. Die Standards für Konstruktion, Errichtung und Betrieb entsprechen sowohl den allgemein anerkannten Regeln der Technik als auch dem Stand der Technik. In Deutschland produzieren inzwischen knapp 30.000 WEA preiswert sauberen Strom. Die hohen Standards bei der Anlagenherstellung und immer weiter professionalisierte Service- und Wartung stellen heute sicher, dass WEA eine technische Verfügbarkeit von etwa 98 % erreichen. Auch das Regelwerk zur Überprüfung der Windenergieanlagen wurde kontinuierlich weiterentwickelt.

Die im BWE organisierten Betreiber, Betriebsführer, Hersteller, Sachverständige sind sich ihrer Verantwortung für den sicheren Betrieb von WEA bewusst. Aus diesem Grund wird stetig an der Verbesserung technischer Grundlagen und Richtlinien gearbeitet. Nachfolgend wird das vorhandene Regelwerk zur Prüfung der Windenergieanlagen sowie die ständige Weiterentwicklung der technischen Richtlinien dargestellt.

I. Bestehende Regelungen zur Prüfung von Windenergieanlagen

Es muss zwischen der Anlagen- und Standsicherheit und dem Arbeitsschutz unterschieden werden:

- Im Rahmen der technischen Prüfanforderungen aus der BImSchG-Genehmigung bezogen auf die Typenprüfung und die DIBt-Richtlinie liegt der Focus auf dem gefahrlosen Betrieb der WEA als Bauwerk unter Berücksichtigung der Einwirkungen aus der Maschine. Adressat ist der Betreiber als Inhaber der genehmigten WEA.
- Dem gegenüber richten sich die übrigen technischen Regelungen und Auflagen an das Sicherheitskonzept des Arbeitsschutzes und beziehen sich dementsprechend entweder auf Anlagen als Arbeitsmittel, auf Bauteile als

überwachungsbedürftige Anlagen oder auf Anforderungen an die Betriebsstätte WEA (BetrSichV, DIN VDE 0105-100, DGUV V3, etc.). Die technischen Regelwerke sind häufig auch Umsetzungen europarechtlicher Richtlinien und beinhalten die Schutzkonzepte.

Zu unterscheiden sind folgende zeitliche und inhaltliche Prüfbereiche in der Betriebsphase einer WEA:

Bauwerk/ Maschine	Arbeitssicherheit/ Arbeitsschutz/überwachungsbedürftige Anlagen
Ausführungs-/Bauüberwachung und Bauabnahme	Gefährdungsbeurteilung zur einzelnen Bauteilen oder zur WEA in Abhängigkeit der Schutzvorschriften und Adressaten einschließlich Festlegung maximaler Prüffristen Inbetriebnahmeprüfungen überwachungsbedürftiger Anlagen, BetrSichV Inbetriebnahmeprüfung elektrischer Anlagen oder Errichterbestätigung, DGUV V3
Wiederkehrende Prüfung nach DIBt-Richtlinie, Auflage aus BImSchG-Genehmigung/Typenprüfung	Wiederkehrende Sachkundeprüfung, Wiederkehrende Prüfungen nach Herstellervorgaben, Typenprüfung
Zustandsorientierte Prüfung	Wiederkehrende DGUV Vorschrift 3 Prüfung
Prüfung Weiterbetrieb/ Standsicherheitsnachweis	Wiederkehrende ZÜS-Prüfungen Aufzüge und Druckbehälter

1. Typenprüfung, Genehmigung und Bauüberwachung

WEA werden in Deutschland auf Basis der jeweils geltenden Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung- des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) typenzertifiziert und genehmigt. Gleiches gilt für die selteneren Einzelprüfungen. Die Typen-/Einzelprüfung bildet die Grundlage für die Genehmigungen nach BImSchG. Wichtigster Inhalt dieser Typenprüfung ist die Bemessung und Bewertung der Standsicherheit über die angesetzte Lebensdauer. Diese sogenannte Entwurfslebensdauer ist mit mindestens 20 Jahren vorgeschrieben. Hierfür werden die diesbezüglichen Lastannahmen und Sicherheitsbeiwerte definiert und bezogen auf die Entwurfslebensdauer berücksichtigt. Ergänzend erfolgt eine standortspezifische Prüfung zur Standorteignung um sicherzustellen, dass ein Abgleich und eine Einhaltung der Lastannahmen mit den Standortwindbedingungen und lokalen Turbulenzen erfolgt.

Während der Bauausführung der WEA findet eine gesetzlich geregelte Bauüberwachung und Bauabnahme durch sogenannte staatlich anerkannte Sachverständige bzw. Prüfingenieure (landesspezifische Bezeichnung) statt.

2. Betrieb und Instandhaltung, Wiederkehrende Prüfungen im Betrieb

Während des Betriebes werden WEA regelmäßig durch eine Kombination von Fernüberwachung, Inspektionen, Wartungen und Wiederkehrenden Prüfungen (WKP) kontrolliert. Die Inspektion und Wartung der gesamten WEA erfolgt ab Inbetriebnahme regelmäßig durch Fachunternehmen aus dem Bereich Service-/ Wartung gemäß Wartungspflichtenheft der Hersteller (regelmäßig Auflage der BImSchG-Genehmigung). Parallel hierzu erfolgen Wiederkehrende Prüfungen an der WEA u.a. gemäß den Vorgaben der DIBt- Richtlinie und BetrSichV durch unabhängige Sachverständige bzw. zugelassene Überwachungsstellen (ZÜS). Die Instandhaltung wird bei vielen WEA in Anlehnung an DIN 31051 im Rahmen umfangreicher Instandhaltungsverträge (sogenannte Vollwartung) vollzogen.

Folgende Prüfzyklen sind für WEA verbindlich bzw. branchenüblich:

a) Bauwerk/ Maschine

- Wartung von Hersteller/ Serviceanbieter gemäß Wartungspflichtenheft: halbjährlich oder jährlich (abhängig von der Typenzertifizierung)
- Wiederkehrende Prüfung: alle 2- 4 Jahre gem. DIBt – Richtlinie
 - Umfasst alle standsicherheitsrelevante Komponenten (Tragstruktur, Maschine einschließlich elektrotechnischen Einrichtungen des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems, Rotorblätter)
- Zustandsorientierte Prüfung: gem. Vorgaben der Versicherer
 - Feststellung des momentanen technischen Zustands zur Früherkennung von Schäden
- Gutachten zum Weiterbetrieb/ Standsicherheitsnachweis – mit zeitlichem Ablauf der Entwurfslebensdauer gem. DIBt- Richtlinie

b) Arbeitssicherheit/ Arbeitsschutz

- Revision Gefährdungsbeurteilung: anlassbezogen, mindestens jährlich
- Wiederkehrende Prüfung der elektrischen Anlagen (DGUV Vorschrift 3): 2- bzw. maximal 4-jährlich (in Abhängigkeit der Gefährdungsbeurteilung)
- Wiederkehrende ZÜS Prüfung Aufzüge und Aufstiegshilfe: jährlich (abwechselnd Haupt-/Zwischenprüfung)
- Wiederkehrende ZÜS Prüfung Druckbehälter Festigkeitsprüfung maximal 10 Jahre
- Wiederkehrende Prüfung Feuerlöscher und Brandschutzanlagen (Herstellervorgaben)

3. Prüfung und Bewertung im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb

Die Entwurfslebensdauer einer WEA richtet sich nach ihrer jeweiligen und maßgeblichen Typen-/Einzelprüfung mit den dazugehörigen Lastannahmen. Als Entwurfslebensdauer versteht man dabei die der Auslegung der WEA zugrunde gelegte rechnerische Zeitdauer für den Nachweis der Standsicherheit des Turms, der Gründung und der übrigen lastabtragenden Bauteile.

Im Rahmen der jeweiligen Typen-/Einzelprüfung wird damit für die Auslegung der WEA eine rechnerische Mindest-Zeitdauer mit den dazugehörigen Lastannahmen zugrunde gelegt. Oftmals werden im Betrieb die der Entwurfslebensdauer zugrundeliegenden Lastannahmen real nicht erreicht. Die tatsächliche



Lebensdauer/Gesamtnutzungsdauer wird daher in der Regel größer sein als die zeitlich angesetzte Entwurfslebensdauer von 20 Jahren. Ein Weiterbetrieb der WEA über den Zeitraum der Entwurfslebensdauer hinaus ist nach dem technischen Regelwerk grundsätzlich möglich, erfordert aber eine individuelle Prüfung und Bewertung anhand normierter Methoden. Was ein sicherer Weiterbetrieb erfordert und wie die Bewertung umgesetzt werden kann, regelt die DIBt-Richtlinie Windenergie 2012 (korrigierte Fassung 2015) mit ihren Anforderungen zur Bewertung und Dokumentation eines sogenannten Standsicherheitsnachweises.

II. Was passiert bei einem Schadensereignis?

WEA sind gemäß der jeweils gültigen IEC 61400 bzw. DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen zertifiziert. Dort sind Windzonen und Lasten beschrieben, für die diese WEA mindestens ausgelegt werden müssen. Dabei sind auch Extremlasten (50-Jahresbö/1-Jahresbö) erfasst. So wird gewährleistet, dass WEA in der Auslegung den hohen Sicherheitsanforderungen entsprechen und diesen standhalten können. Über die Anforderungen aus der Produktsicherheit werden weitere hohe Sicherheitsanforderungen an die WEA als Maschine gestellt.

Angesichts von knapp 30.000 WEA lassen sich Schadensereignisse und Unfälle nicht zu 100% ausschließen. Unfälle, die mit einem schweren Personenschaden oder Großschaden der WEA verbunden sind, sind sehr seltene Ereignisse. Darüber hinaus werden Besonderheiten aus der Windenergie in vielen Regelungen speziell erfasst. Bei Bränden bspw. handeln die Feuerwehren in Deutschland nach der Fachempfehlung des Deutschen Feuerwehrverbands (DFV)-Einsatzstrategien an Windenergieanlagen- Fachempfehlung Nr.1 vom 7. März 2008 (redaktionell überarbeitet 16. Mai 2012).

Eine Analyse solcher Ereignisse erfolgt bei einem Personenschaden über die Berufsgenossenschaften (ggf. auch Landesämter) und über Sachverständige zur Klärung von Ursachen und Auswirkungen. Egal ob es sich um einen Brand, ein Problem mit dem Rotorblatt oder der gesamten Anlage handelt: Gutachter untersuchen auch im Fall von Sachschäden im Auftrag des Herstellers, der Betreiber und von Versicherungen jeden einzelnen Fall. Werden dabei einzelne Bauteile als ursächlich und mögliche Schwachstelle erkannt, werden diese in nachfolgenden Wartungen in sämtlichen baugleichen Anlagen überprüft erforderlichenfalls instandgesetzt. Die Auswertung dieser Ereignisse und der stetige Prozess tragen dazu bei, die Anlagensicherheit immer weiter zu verbessern; einen Zusammenhang zwischen dem Alter oder bestimmten Typen von WEA gibt es dabei nicht.

Der Betrieb und damit verbundene Risiken werden üblicherweise durch eine sogenannte Betreiberhaftpflichtversicherung (inklusive Umwelthaftpflicht-, Umweltschadenversicherung) für Risiken Dritter (z.B. Sach-, Personen-, Umweltschäden) abgesichert.

III. Kontinuierliche Weiterentwicklung technischer Grundlagen, Richtlinien und Normen

Die im BWE organisierten Betreiber, Betriebsführer, Hersteller und Sachverständige sind sich ihrer Verantwortung für den sicheren Betrieb von WEA bewusst. Aus diesem Grund wird stetig an der Verbesserung technischer Vorgaben und Richtlinien gearbeitet. Hierzu zählt der fachliche Austausch mit Behörden, die Mitarbeit und Beteiligung an DIN-Normenausschüssen, den Arbeitskreisen der Fördergesellschaft Windenergie (FGW) sowie der Erstellung



brancheneinheitlicher Prüfstandards durch die Mitglieder des BWE- Sachverständigenbeirats. Ergebnisse aus dieser kontinuierlichen Arbeit sind u.a.:

- Grundsätze für die „Wiederkehrende Prüfung von Windenergieanlagen“ (Fassung 2012)
- Erstellung Prüfbescheinigung „Wiederkehrende Prüfung“ in Zusammenarbeit mit dem Regierungspräsidium Kassel/ Land Hessen (Fassung 2015)
- Grundsätze für die Durchführung einer Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (BPW) an Land (Fassung 2017)
- Grundsätze für die „Prüfung zur zustandsorientierten Instandhaltung von Windenergieanlagen“ (Fassung 2007)

Im Zuge einer stetigen Weiterentwicklung gibt es aktuell weitere gremienübergreifende Arbeiten zu:

1. Differenzierte Festlegung von Prüfumfängen und Standardisierung von Prüfberichten
2. Empfehlungen zu Mindestprüfintervallen (soweit nicht bereits in technischen Regelwerken normiert)
3. Konkretisierung und Übernahme bestehender Vorgaben in neue Regelungen (z.B. Normenreihe DIN 18088 "Tragstrukturen für Windenergieanlagen")

IV. Fazit

Mit den bestehenden Regelungen, Richtlinien, Normen und Gesetzen besteht ein anerkanntes, gefestigtes und in der Praxis bewährtes System unterschiedlicher Überwachungen und Prüfungen von WEA. Korrespondierend mit den Prüfanforderungen gibt es ein breites Spektrum von behördlich anerkannten, unabhängigen Sachverständigen und Prüfinstitutionen, um ein verlässliches und ausreichend hohes Sicherheitsniveau im Rahmen der Windenergienutzung zu erreichen. Weder aus den tatsächlichen Unfällen noch aus den faktischen Ergebnissen der Prüfungen wird eine Änderung des Prüfsystems notwendig. Gleichwohl gilt es, die technischen Regelungen kontinuierlich weiterzuentwickeln, was heute bereits unter Teilnahme mehrerer technischer Prüforganisationen im Rahmen eines etablierten Erfahrungsaustausches im BWE- Sachverständigenbeirat erfolgt. Eine Änderung der Gesamtsystematik ist aber nicht erforderlich.

Anhang

- Pflichtprüfungen von Windenergieanlagen

					(aus: Gutachterhandbuch, Deutsche Windtechnik und angepasst)
Pflichtprüfungen von Windenergieanlagen					
Prüfungsart	Richtlinien/Norm/Spezifikationen*	Ordnungsprüfung (Dokumente)*	Prüfer/Zuständiger	Prüfintervall*	
1. Wiederkehrende Prüfung durch Sachverständige	Prüfbericht gem. Typenprüfung, DIBt-Richtlinie, IEC 61400-22, Niederspannungsrichtlinie, Maschinenrichtlinie oder/und zusätzliche Vorgaben, z.B. aus BImSchG-Genehmigungsgenehmigung oder Prüfristermittlung gemäß Gefährdungsbeurteilung		Sachverständige	Gem. DIBt ergeben sich die Prüfintervalle aus den gutachterlichen Stellungnahmen zur Maschine. Sie betragen höchstens zwei Jahre, dürfen jedoch auf vier Jahre verlängert werden, wenn durch von der Herstellerfirma autorisierte Sachkundige eine laufende (mindestens jährliche) Überwachung und Wartung der WEA durchgeführt wird.	
	Mitgeltende Unterlagen /Auflagen/Nebenbestimmungen	Genehmigungsunterlagen		IB, WkP	
	Sachverständigenprüfung, entspricht Nachweisprüfung	Inbetriebnahmedokumentation	Hersteller oder Sachverständiger	IB, WkP	
	Gem. BetrSichV §3 regelmäßig überprüft und fortgeschrieben	Gefährdungsbeurteilung gemäß Regelungsbereich mit sicherheitstechnischer Bewertung und Prüfristen, Notfall- und Rettungsplan	Betreiber	IB; bei Änderung (Revisionsfordernis)	
Entsprechend Typenprüfung und DIBt-Richtlinie	Prüfunterlagen vergangener wiederkehrender Prüfungen	Sachverständige	IB, WkP		
2. DGUV V3-Prüfung	DGUV V3, alle elektrischen Komponenten (VDE-Richtlinie)	Bescheinigung gem. DGUV V3	Elektrofachkraft	IB, WkP, max. alle 4 Jahre	
3. Prüfung Aufzug/Serviceclift	Gem. BetrSichV GB + SB bei PVI	Prüfbuch Aufzüge	Zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS), Abnahmeprotokoll durch befähigte Person	PVI; ZP alle 2 Jahre; HP alle 2 Jahre, ZP und HP versetzt Befähigte Person, jährlich	
4. Prüfung Steigweg (Leiter, Absturzsicherung, mitlaufendes Auffanggerät), Anschlagpunkte und Plattformen	DIN EN 353-1 (Steigschutzeinrichtung), UVV ASR 20, DGUV R 198, DIN EN 18799, DIN EN 14122-4, (Steigweg), PSA-Benutzerverordnung, DIN EN 50308	Prüfunterlagen	Befähigte Person	IB, jährlich	
5. Prüfung Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz (PSAgA)	BetrSichV, Betriebsanleitung des Herstellers, Gefährdungsanalyse oder Notfall- und Rettungskonzept des Betreibers; ggf. UVV prüfen, DGUV R 198, PSA-Benutzerverordnung	Prüfunterlagen Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz (PSAgA)	Befähigte Person	jährlich	
6. Prüfung Abseil- und Rettungsgerät (Hinweisschild im Turmfuß), Anschlagpunkte	BetrSichV, Betriebsanleitung des Herstellers, Gefährdungsanalyse oder Notfall- und Rettungskonzept des Betreibers; UVV prüfen, DGUV R 199, PSA-Benutzerverordnung, DIN EN 50308	Prüfunterlagen Abseil- und Rettungsgerät (Hinweisschild im Turmfuß), Anschlagpunkte	Befähigte Person	jährlich	
7. Prüfung Winden, Hub- und Zuggeräte	BetrSichV, DGUV V54 §25, 26	Prüfunterlagen Winden, Hub- und Zuggeräte	Bis 1t: Befähigte Person > 1t: Sachverständige	IB; jährlich; evtl. Austausch nach 10 Jahren	
8. Prüfung Krane	BetrSichV, DGUV V52	Prüfunterlagen Krane	Bis 1t: Befähigte Person > 1t: Kransachverständige	IB; jährlich; evtl. Austausch nach 10 Jahren	
9. Prüfung Druckgeräte	BetrSichV, Prüfung vor Inbetriebnahme (PVI), GB + SB	Prüfbuch Druckgeräte	Zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS)	Alle Behälter >200 (Liter x bar Produkt); PVI; >1.000 (Liter x bar Produkt): Prüfung oder Austausch nach 10 Jahren	
10. Blitz- oder Überspannungsschutzprüfung	VDE 0185-305; siehe Homepage BWE	Prüfbericht	Befähigte Person	IB; spätestens alle 3 Jahre	
11. Brandbekämpfungsmittel (Feuerlöscher, Decke, Fluchthauben etc.)	GUV-R 133, EN 3, TRBS 1203-2, gem. Betriebsanleitung, Verfallsdaten, Plaketten (GUV-R 133 im Jahr 2013 zurückgezogen, richtig: ASR A2.2)	Prüfbericht zur Typenprüfung	Befähigte Person	alle 2 Jahre	
12. Beschilderung/Kennzeichnung	ISO 7010/ISO A1.3, DGUV V54	Prüfhinweis PVI, WkP	Befähigte Person	IB, WkP	
13. Verbandskasten, Notduschen, Löschdecken, Rettungsringe, Rettungsleinen, Sprungtücher, Schneidgeräte, Atemgeräte, Meldeeinrichtungen und Rettungstransportmittel	ASR 39 (1/3); DGUV V1	Prüfhinweis PVI, WkP	Befähigte Person	Gem. Verfallsdatum; empfohlen alle 5 Jahre	
14. Brandschutzsystem (z.B. Gaslöschsystem)	Konformitätserklärung, Betriebsanleitung		Befähigte Person	IB, jährlich	
15. Rettungs- und Fluchtwege	ASR A2.3	Prüfhinweis PVI, WkP	Befähigte Person	IB, jährlich	
16. Brandmeldeanlage	Betriebsanleitung, Auflage BImSchG-Genehmigung		Sachverständige, Hersteller	IB, wiederkehrend nach Auflage	
17. Hindernisbefreiung	Betriebsanleitung, Auflage BImSchG-Genehmigung		Sachverständige, Hersteller	IB, wiederkehrend nach Auflage	
18. Sichtweitemessanlage	Betriebsanleitung, Auflage BImSchG-Genehmigung		Sachverständige, Hersteller	IB, wiederkehrend nach Auflage	
19. Schattenwurfabschaltung	Betriebsanleitung, Auflage BImSchG-Genehmigung		Sachverständige, Hersteller	IB, wiederkehrend nach Auflage	
20. Eisdetektor	Betriebsanleitung, Auflage BImSchG-Genehmigung		Sachverständige, Hersteller	IB, wiederkehrend nach Auflage	
21. Optionale Ausrüstung	Betriebsanleitung, Auflage BImSchG-Genehmigung		Sachverständige, Hersteller	IB, wiederkehrend nach Auflage	
22. Weiterbetriebsprüfung nach Erreichen Entwurfslebensdauer	DIBt-Richtlinie		Sachverständige	Zum Ablauf der Entwurfslebensdauer; i.d.R. 20 Jahre	

***Legende**

ASR = Arbeitsstättenrichtlinie
BetrSichV = Betriebssicherheitsverordnung
GB + SB = Gefährdungsbeurteilung + Sicherheitstechnische
Bewertung (gem. BetrSichV und Arbeitsschutzgesetz)
HP = Hauptprüfung
IB = Inbetriebnahmeprüfung
MaschR = Maschinenrichtlinie
PSAgA = Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz
PVI = Prüfung vor Inbetriebnahme
UVV = Unfallverhütungsvorschrift
VDE= Verband der Elektrotechnik
WKP = Wiederkehrende Prüfung
ZP = Zwischenprüfung

Ansprechpartner**Stefan Grothe**

Fachreferent Technik/ Fachgremien

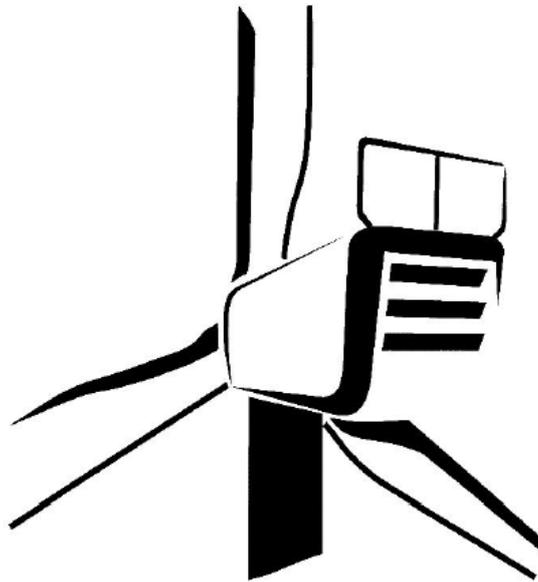
Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin
T +49 (0)30 / 212341-129
s.grothe@wind-energie.de

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Anlagen:

- 16.1.6.1 E0004928868_DE_R08_Transport_Zuwegung_Krananforderung_D4k_5.X.pdf
- 16.1.6.2 E0003937100_DE_R17_Transport_Zuwegung_Krananforderungen_D4k.pdf

	<p>ALLGEMEINE DOKUMENTATION</p>	<p>Doc.: E0004928868</p>
<p>TRANSPORT, ZUWEGUNG UND KRANANFORDERUNGEN</p> <p>DELTA4000/5.X</p>		<p>Rev.: 08</p> <p>Page: 1 / 40</p>



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

<p>Done</p> <p>03-01-2023</p>	<p>Reviewed</p> <p> A.G.L. 13-01-2023</p>	<p>Approved</p> <p> A.G.L. 13-01-2023</p>
-------------------------------	--	--

© 2023 NORDEX GROUP. All rights reserved.

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

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

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N149/5.X, N163/5.X

Inhalt

1.	Grundlagen	5
2.	Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung	7
2.1	Maschinenhaus.....	7
2.2	Triebstrang	8
2.3	Rotornabe	8
2.4	Rotorblatt.....	9
2.5	Maße der Komponenten am Kranhaken.....	10
2.5.1	Maße beim Transport (mit Transportgestell).....	10
2.5.2	Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)	10
2.6	Transportvorrichtungen	11
2.7	Türme.....	13
2.8	Ankerkörbe.....	14
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	30
5.	Krananforderungen	31
6.	Kranstellfläche	32
6.1	Allgemein	32
6.2	Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Stahlrohrturm	37
6.3	Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Hybridturm TCS164B-01	38
6.4	Daten Kranstellflächen	39
6.5	Vormontagefläche für Betonsektion des Hybridturms TCS168N-00.....	39

1. Grundlagen

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

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

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

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

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

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

Bei Überschreitung der Mindestanforderungen, können zusätzliche Sicherungsmaßnahmen notwendig sein, die im Vorfeld mit Nordex schriftlich abzustimmen sind (siehe Kapitel 4.1 "Steigungen, Gefälle und vertikale Radien").

HINWEIS

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

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

Für den Transport können weitere Anweisungen bei Nordex angefordert werden.

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

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

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

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

2. Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung

2.1 Maschinenhaus

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

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

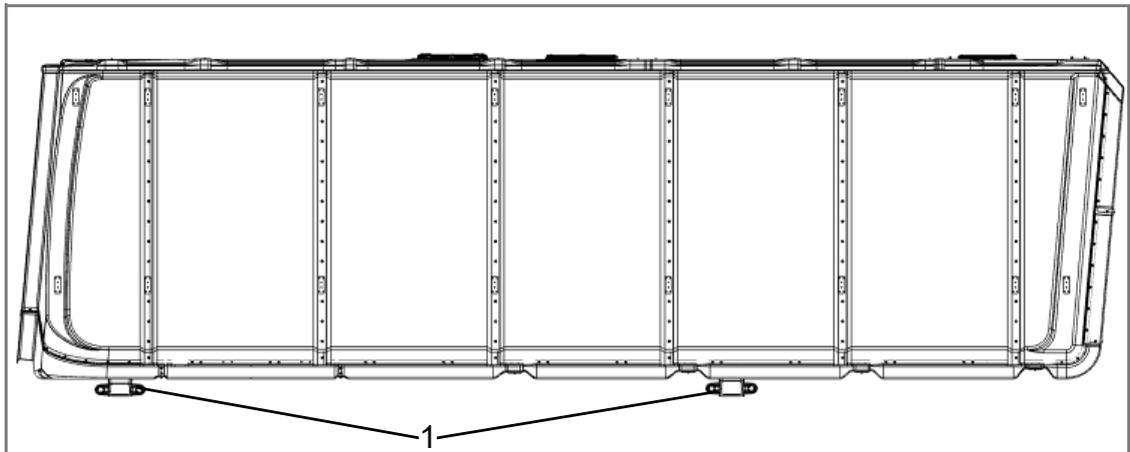


Abb. 1: Beispieldarstellung Maschinenhaus, Ansicht seitlich mit Transportfüßen (1)

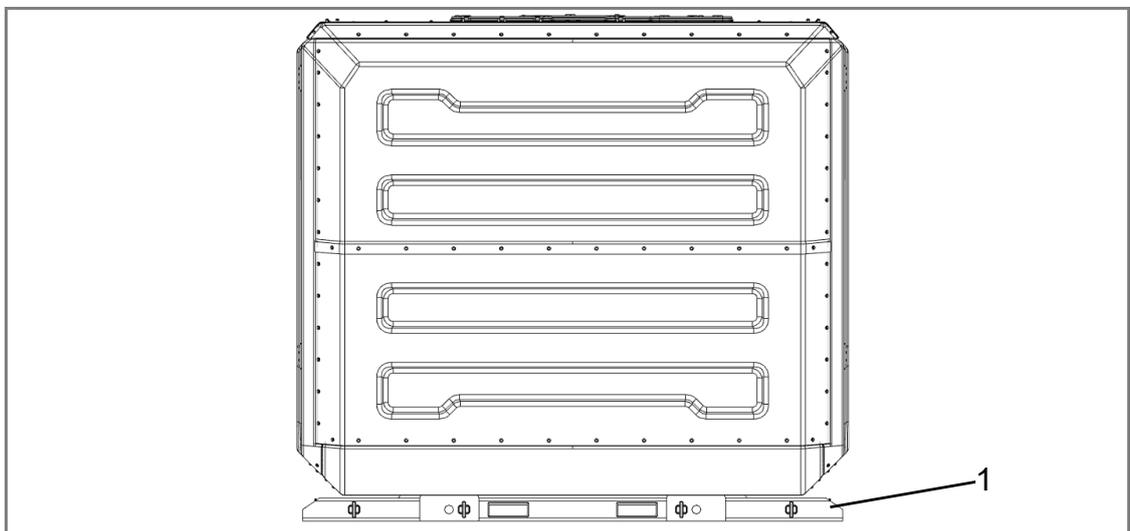


Abb. 2: Beispieldarstellung Maschinenhaus, Ansicht von hinten mit Transportfüßen (1)

2.2 Triebstrang

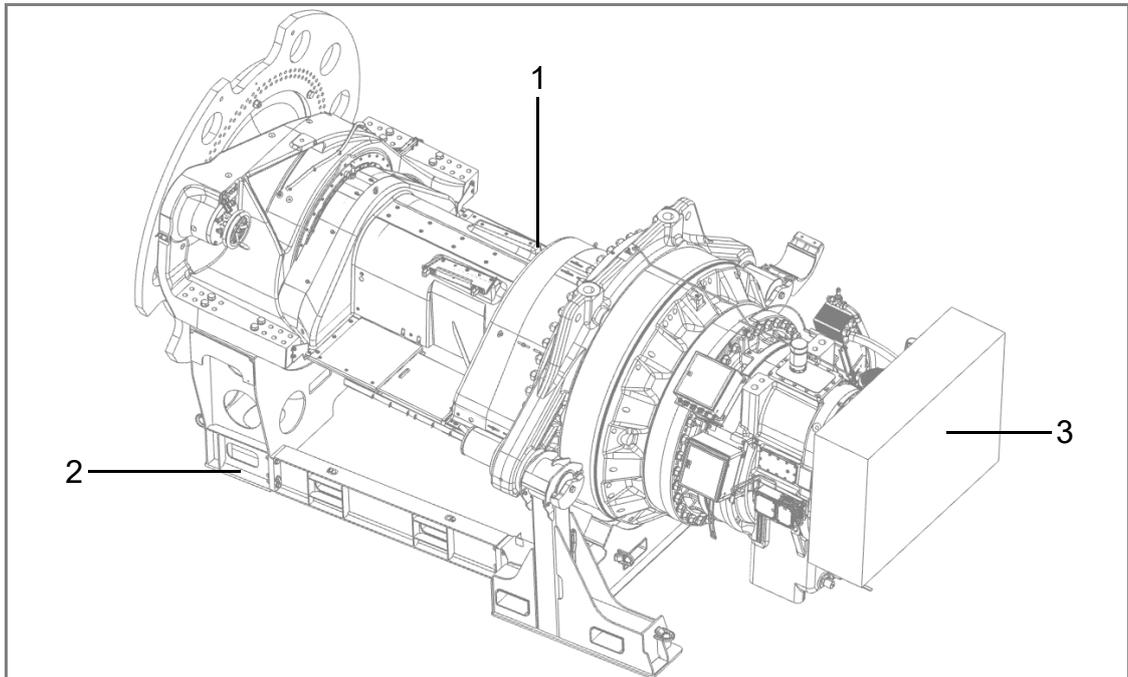


Abb. 3: Bsp. für Triebstrang (1) auf Transportgestell (2) mit Holzabdeckung (3)

2.3 Rotornabe

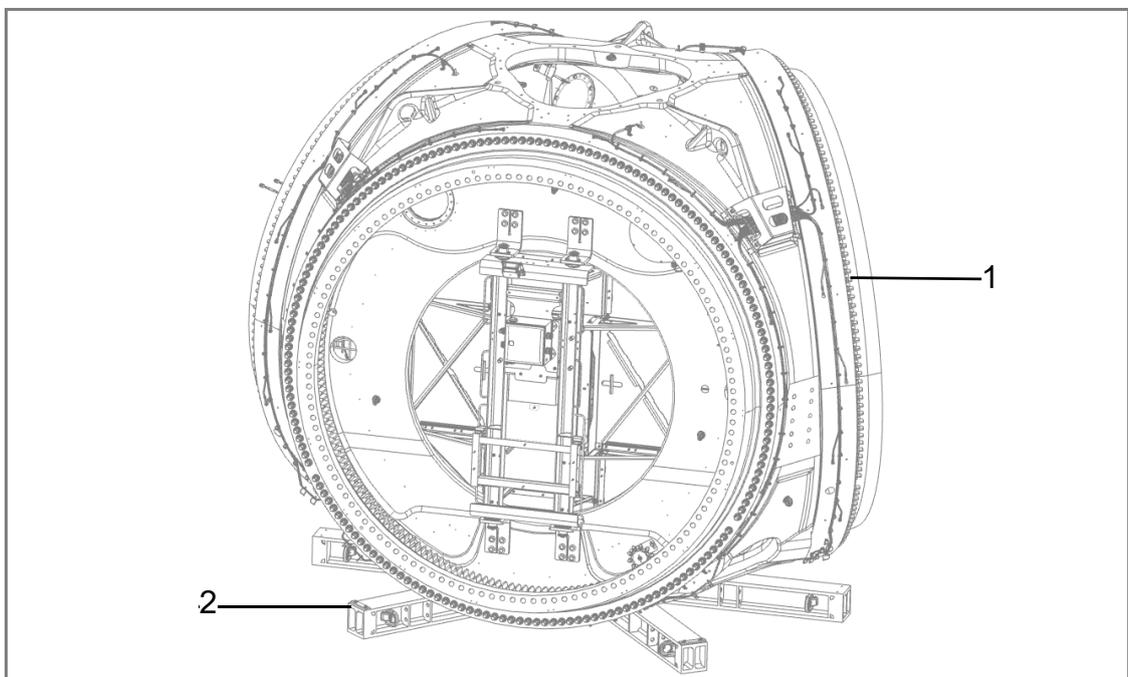


Abb. 4: Bsp. für Rotornabe (1) auf Transportgestell (2) im Transportzustand

Der Nabenkörper wird ohne montierten Spinner auf einem teilbaren Transportgestell geliefert. Der Transport muss auf Antirutschmatten erfolgen. Die Spinnerteile werden vor Ort neben der Kranstellfläche auf der eigens dafür vorgesehenen Nabenvormontagefläche (siehe Abb. 21, Seite 34 und Abb. 22, Seite 35) montiert.

2.4 Rotorblatt

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

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

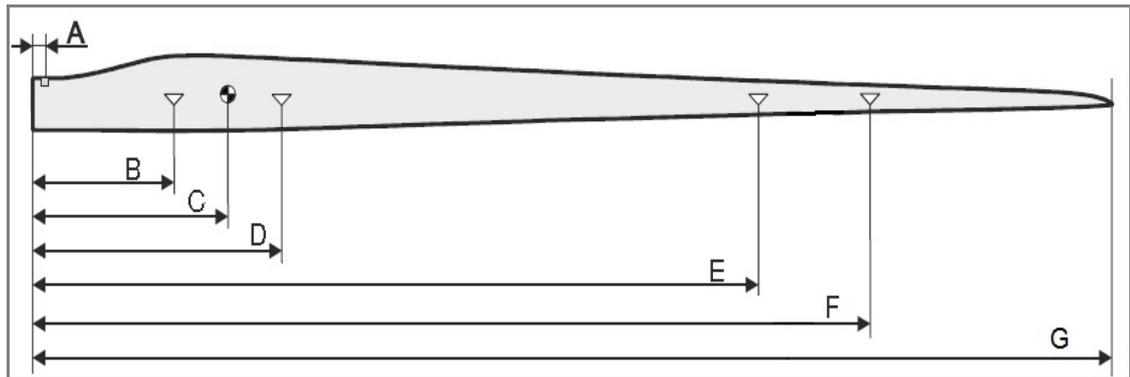


Abb. 5: Transportabmessungen Rotorblatt Seitenansicht

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

		NR74.5 [m]	NR81.5 [m]
A	Hebepunkt Wurzel	0,40/1,00 ¹⁾	0,50/1,00 ¹⁾
B	Hebepunkt Einzelblattmontage	auf Anfrage	
C	Schwerpunkt	19,60–20,00 ⁴⁾	ca. 20,40
D	Hebepunkt EBM	auf Anfrage	
E	Beginn Hebebereich ³⁾	46,50	45,00
F	Ende Hebebereich ³⁾	62,50	53,50
G	Länge	72,40	79,70
J	Transportbreite	ca. 4,50	ca. 4,40
K	Transporthöhe	max. 4,00 ²⁾	max. 4,00 ²⁾
–	Auflagepunkt Transportgestell	47/52/57,5/62,5	47/57,5/62

1) Hebepunkt ohne/mit Regenabweiser

2) Mit Tipuntergestell auf Boden.

3) Unter Berücksichtigung der zulässigen Flächenpressung

4) Abhängig von Variante (mit/ohne AIS)

- Details sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

- Einzelblattmontage mithilfe von Traversen am Schwerpunkt

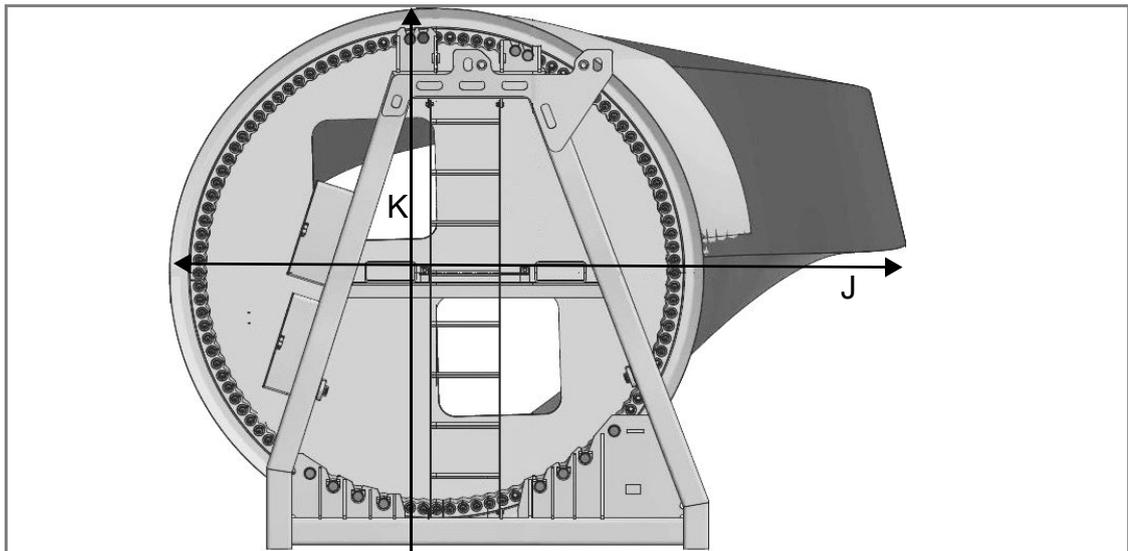


Abb. 6: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel

2.5 Maße der Komponenten am Kranhaken

2.5.1 Maße beim Transport (mit Transportgestell)

Maschinenhaus	
Höhe/Breite/Länge - ohne Aufbauten	4,03 m/4,33 m/12,77 m
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang*	max. 68,1 t

Triebstrang	
Höhe/Breite/Länge	3,25 m/3,40 m/6,73 m
Gewicht nur Triebstrang*	max. 73,4 t

Rotornabe	N149	N163
Höhe/max. Breite/max. Länge ohne Spinner	N149: 4,00 m/4,68 m/5,28 m N163: 4,00 m/4,38 m/4,78 m	
Gewicht*	max. 63,5 t	max. 55,2 t

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.5.2 Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)

Maschinenhaus	
Höhe/Breite/Länge mit Dachaufbauten und Blitzrezeptoren	6,87 m/5,11 m/13,25 m
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang	max. 68,9 t
Gewicht nur Triebstrang	max. 71,8 t

Rotornabe	N149	N163
Höhe/Breite/Länge mit Spinner und Blitzrezeptoren	5,22 m/5,70 m/5,47 m	
Gewicht*	max. 69,9 t	max. 58,3 t

Rotorblatt	N149	N163
Gewicht je Blatt	max. 21,5 t	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	NR74.5	NR81.5
Maschinenhaus	1,3 t	1,3 t
Triebstrang	2,6 t	2,6 t
Rotornabe	1,7 t	1,7 t
Rotorblatt (Wurzel/Spitze) je nach Transporttechnik	Tip-Rahmen	
	2,88 t (zweiteilig)	2,5 t (zweiteilig)
	Wurzelrahmen	
	Straßentransport	
	1,13 t	1,33 t
	Seetransport	
2,93 t zusätzlich	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.

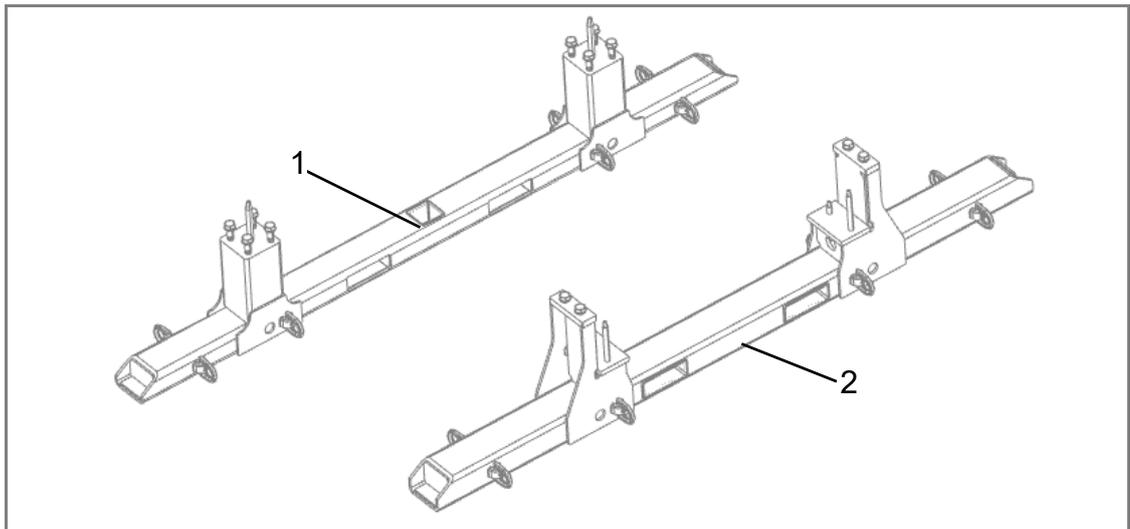


Abb. 7: Transportfüße Maschinenhaus vorn (1) und hinten (2), Abb. ähnlich

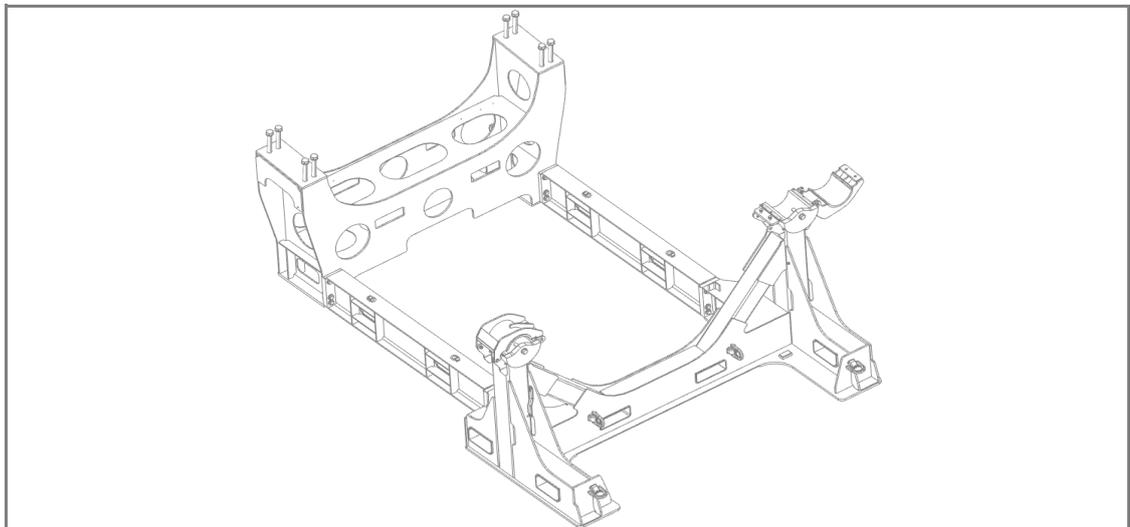


Abb. 8: Transportvorrichtung Triebstrang , Abb. ähnlich

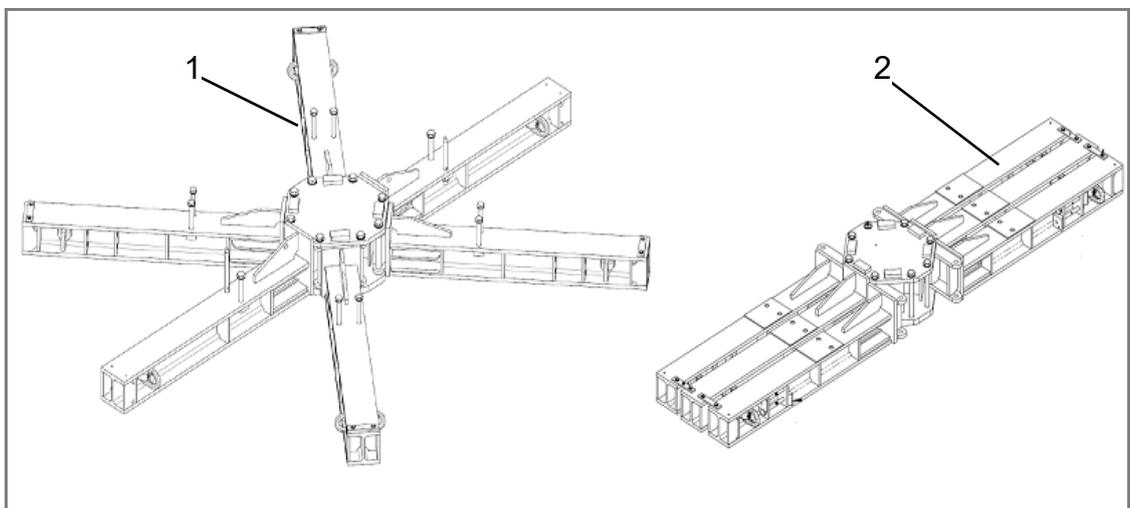


Abb. 9: Transportvorrichtung Nabe aufgebaut (1) und demontiert (2)

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.

N149/5.X

Türme	TS100-00	TS105-01	TS125-04	TS155-02
Nabenhöhe	100,4 m	104,7 m	125,4 m	154,9 m
Turmtyp	Stahlrohrturm			
Anzahl Sektionen	4	4	6	6
Maximale Sektionslänge	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m
Max. Sektionsgewicht	96 t	80 t	80 t	98 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	4,30 m	4,31 m	5,30 m

N163/5.X

Türme	TS100-00	TS108-01	TS108-05
Nabenhöhe	100,4 m	107,5 m	108,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm		
Anzahl Sektionen	4	4	5
Maximale Sektionslänge	35,00 m	35,40 m	35,00 m
Max. Sektionsgewicht	96 t	80 t	72 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	4,30 m	4,30 m

Türme	TS118-00	TS148-00	TS159-00	TCS168N
Nabenhöhe	118,0 m	148,0 m	158,5 m	168,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm			Hybridturm
Anzahl Sektionen	5	6	7	3 Stahlsekt. 1 Betonteil
Maximale Sektionslänge	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m*
Max. Sektionsgewicht	80 t	98 t	100 t	71,6 t*
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	5,00 m	5,30 m	4,30 m*

N149/5.X und N163/5.X

Türme	TC120N	TCS164B-01
Nabenhöhe	120,0 m	164,0 m
Turmtyp	Betonturm	Hybridturm
Anzahl Sektionen	Betonturm	3 Stahlsektionen 1 Betonteil
Maximale Sektionslänge	20,00 m	30,00 m*
Max. Sektionsgewicht	ca. 260 t	72 t*
Max. Sektionsdurchmesser	9,00 m	4,30 m*

* Für Stahlteil des Turmes.

Durch Transporthilfsmittel kann die Transporthöhe um 7 cm größer als der Turm-durchmesser sein. Die Anschlagmittel haben eine Bauhöhe von jeweils 15 cm, verlängern also die Turmsektionen. Gewichtsangaben berücksichtigen Transportausrüstung. Die Gesamtgewichtstoleranz beträgt ± 2000 kg. 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.

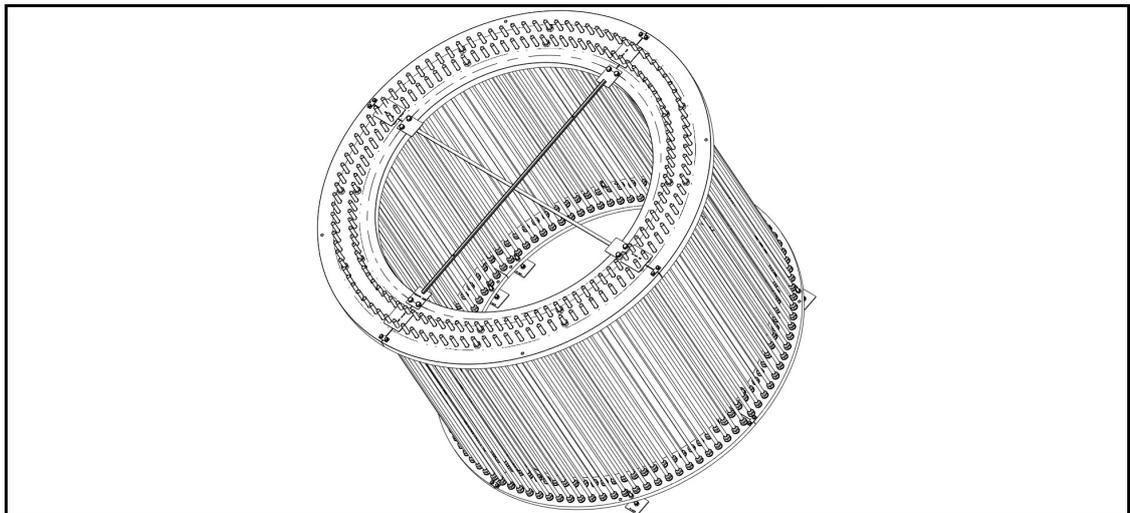


Abb. 10: Beispiel für einen Ankerkorb mit 4 x 50 Ankerbolzen

WEA	Bezeichnung	Teile	Dicke [mm]	Abmessungen maximal [mm]	Gewicht maximal [t]
bspw. N149/5.X TS105-01	Lastverteilblech	4	140	außen Ø 4700	ca. 8
	Ankerplatte	4	60	außen Ø 4480	ca. 3
	Ankerbolzen	200	M42	L=3800	ca. 8
	Scheiben, Muttern, Kleinteile				ca. 0,5

Dieser Ankerkorb hat mit Transporthilfsmitteln ein Gewicht von ca. 20,0 t.

3. Anforderungen an die Zugangswege

3.1 Generelle Anforderungen

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

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

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



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

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

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

3.2 Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen

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

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

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

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

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

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

4. Belastungen

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

Fahrzeugaufkommen je Windenergieanlage

- bis zu 200 Fahrzeuge bei Stahlrohtürmen (TS)
- bis zu 270 Fahrzeuge bei Hybridtürmen (TCS) und Betontürmen (TC)
- 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. 83,5 m (N149) oder ca. 90,5 m (N163) 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.

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

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

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.

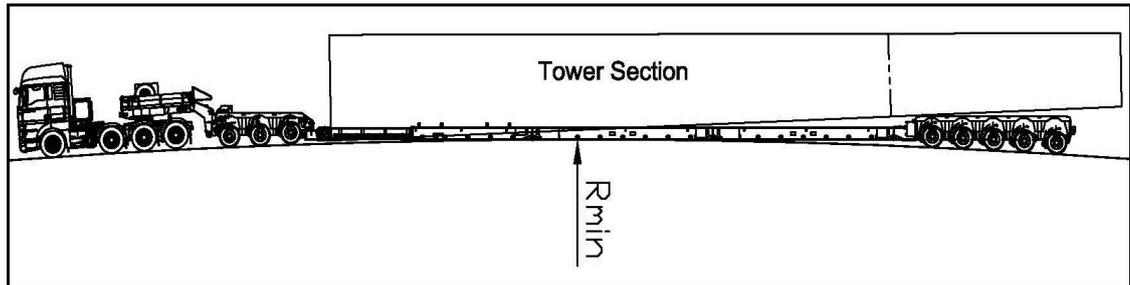


Abb. 11: Vertikaler Radius Kuppe

4.1.3 Lichtraumprofil auf gerader Strecke

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

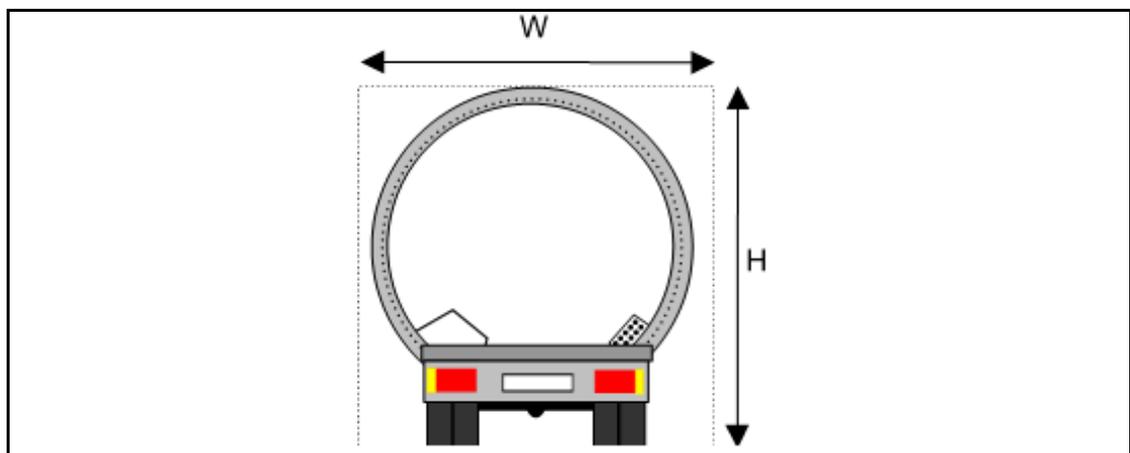


Abb. 12: Lichtraumprofil

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 6,80 m und eine Lichtraumbreite von mindestens 6 m zu gewährleisten.

Sollte der Einsatz, der bis zur Baustelleneinfahrt verwendeten Transporttechnik aufgrund lokaler Gegebenheiten (Topographie, Streckenführung, Hindernisse) auf der internen Baustellenzuwegung nicht möglich sein, so können Komponenten bei Bedarf auf andere Transporttechnik umgeladen werden, die die Lieferung zur Kranstellfläche ermöglichen. Die für solche Zwecke notwendigen Krankapazitäten und baustellennahen bzw. -internen Umladeflächen sind mit Nordex im Vorwege

abzustimmen. Ein entsprechendes Liefer-, Umlade- und Lagerkonzept wird unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und möglicher umsetzbarer Maßnahmen ausgearbeitet. In diesem Fall sind 6 m Lichtraumprofil (Höhe) Mindestvoraussetzung.

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

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



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

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

4.2 Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter

4.2.1 Kurven

Im folgenden sind Beispiele für benötigten Platz für Anlagenkomponenten der Anlagen Nordex N149 und N163 in verschiedenen Kurven aufgeführt. Die gezeigten Beispiele gelten für Links- und Rechtskurven.

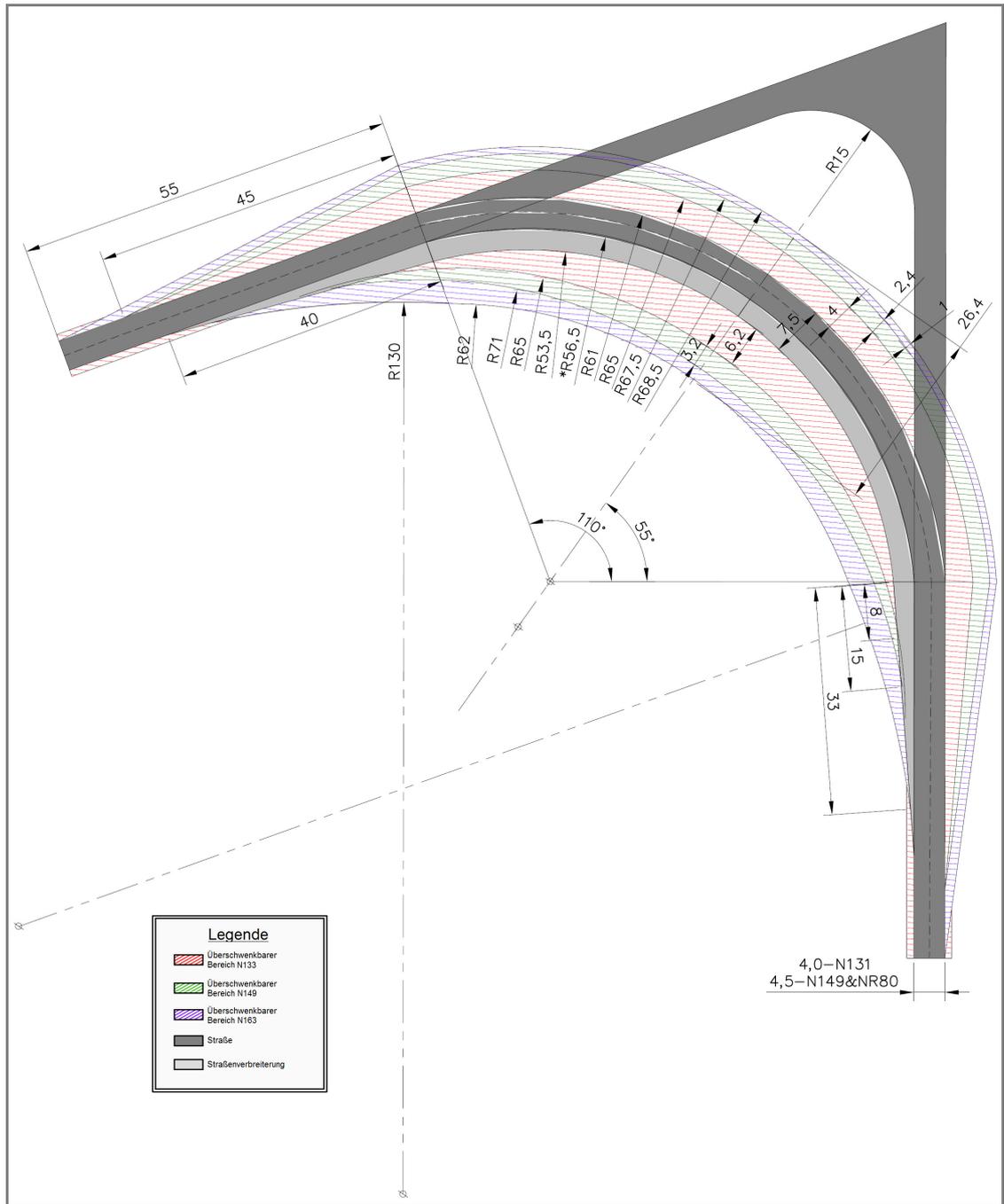


Abb. 13: Minimaler Ausbau 70°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

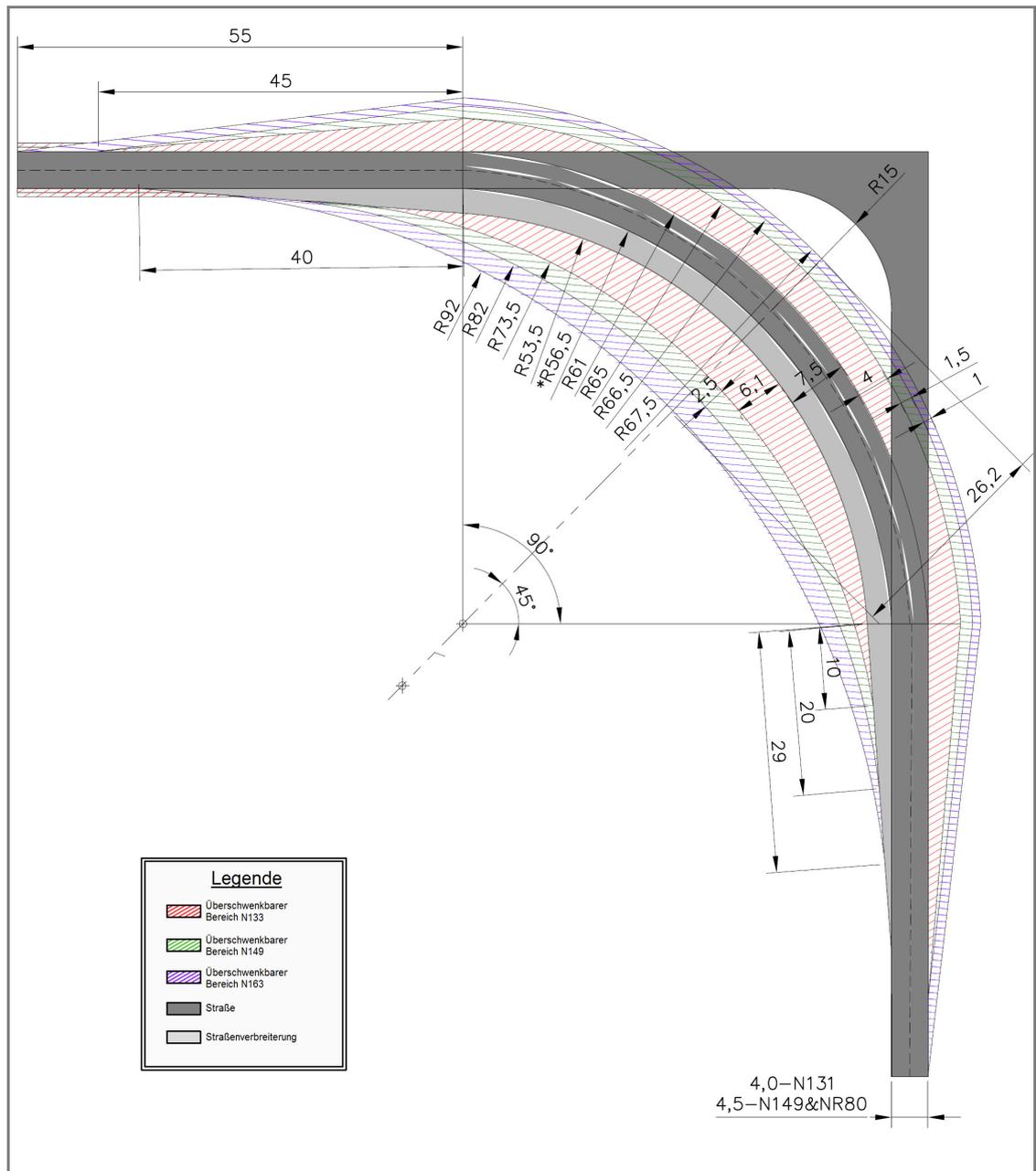


Abb. 14: Minimaler Ausbau 90°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätlichen Schlepphilfe

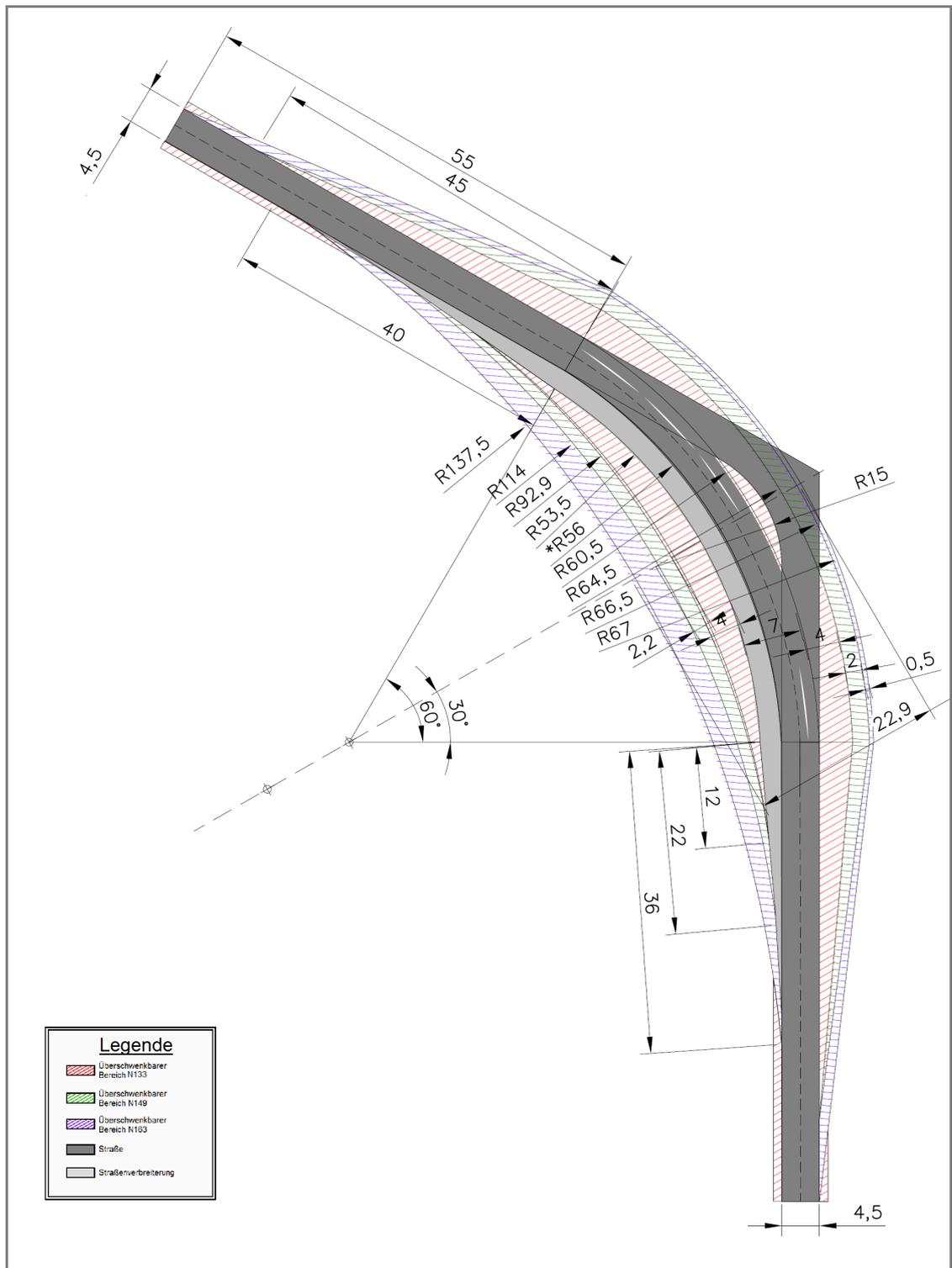


Abb. 15: Minimaler Ausbau 120°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe



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 80m vor bis 80 m nach (N149) bzw. 85m vor bis 85 m nach (N163) 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 vorwärts fahrend zu ermöglichen. Mit strategischen Knotenpunkten ist hierbei gemeint, dass die Trichter so zu platzieren sind, das Rückwärtsfahrten über 500 m vermieden werden sollten, da sie zeitintensiv sind und sich negativ auf den internen Baustellenverkehr sowie auf den Errichtungsprozess auswirken. Ferner müssen bestimmte Komponenten, in Abhängigkeit von der eingesetzten Krantechnik oder der Montageweise, vorwärts und/oder rückwärts an den jeweiligen Standort transportiert werden. Das Transport- und Errichtungskonzept ist individuell vor Ort abzustimmen.

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

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



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

4.2.3 Wegebau

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

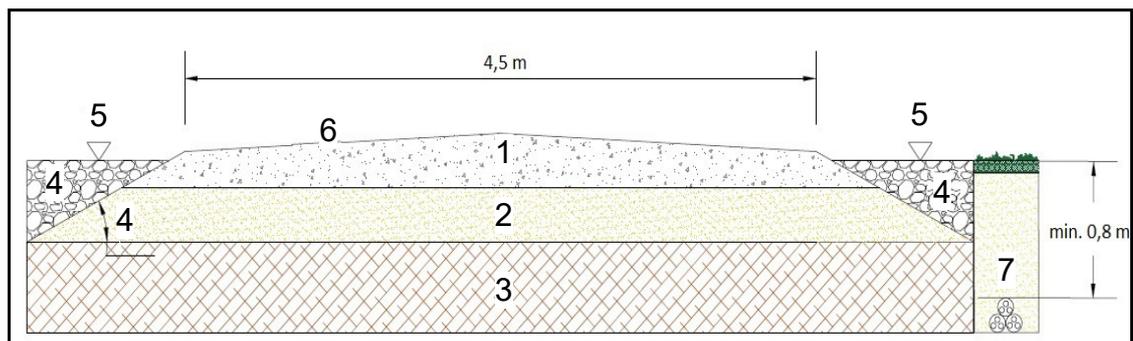


Abb. 16: Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

- | | | | |
|---|--|---|-------------------------------|
| 1 | 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 | 8 | |

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

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

4.2.4 Ausweichflächen

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

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

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

Bei längeren einspurigen Hauptzufahrten (ab ca. 750 m) sollten alle 500 m Ausweichflächen (Parkbuchten) mit den Längen $L=90\text{ m}$ (N149) bzw. $L=100\text{ m}$ (N163) zusätzlich zu der bestehenden Hauptzufahrtsstraße geschaffen werden, sodass entgegengerichtete 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 $L=270\text{ m}$ (N149) bzw. $L=300\text{ m}$ (N163) 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.

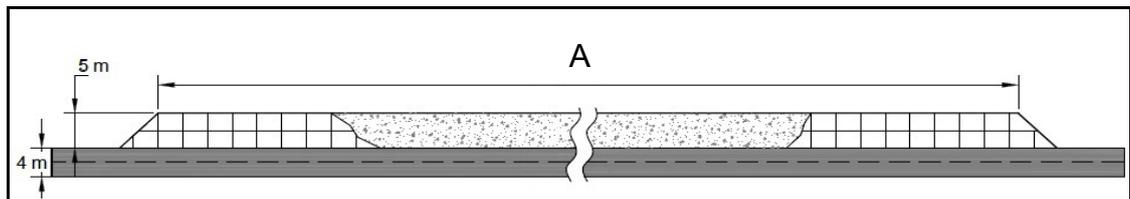


Abb. 17: Normale Ausweichflächen (ohne Integration in Hilfskranflächen)

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: $3 \times 90\text{ m}$ oder 270 m

N163: $3 \times 100\text{ m}$ oder 300 m

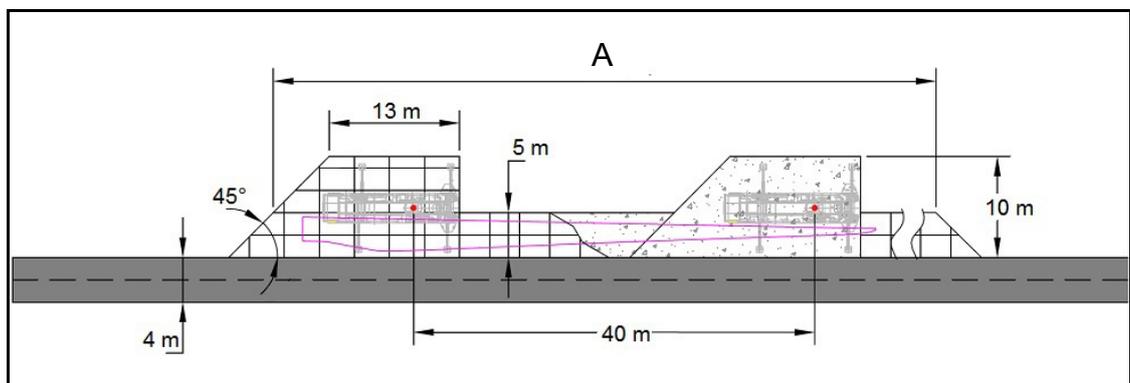


Abb. 18: Ausweichflächen mit Integration in Hilfskranflächen

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: $3 \times 90\text{ m}$ oder 270 m

N163: $3 \times 100\text{ m}$ oder 300 m

4.2.5 Lagerflächen und Baubüro

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

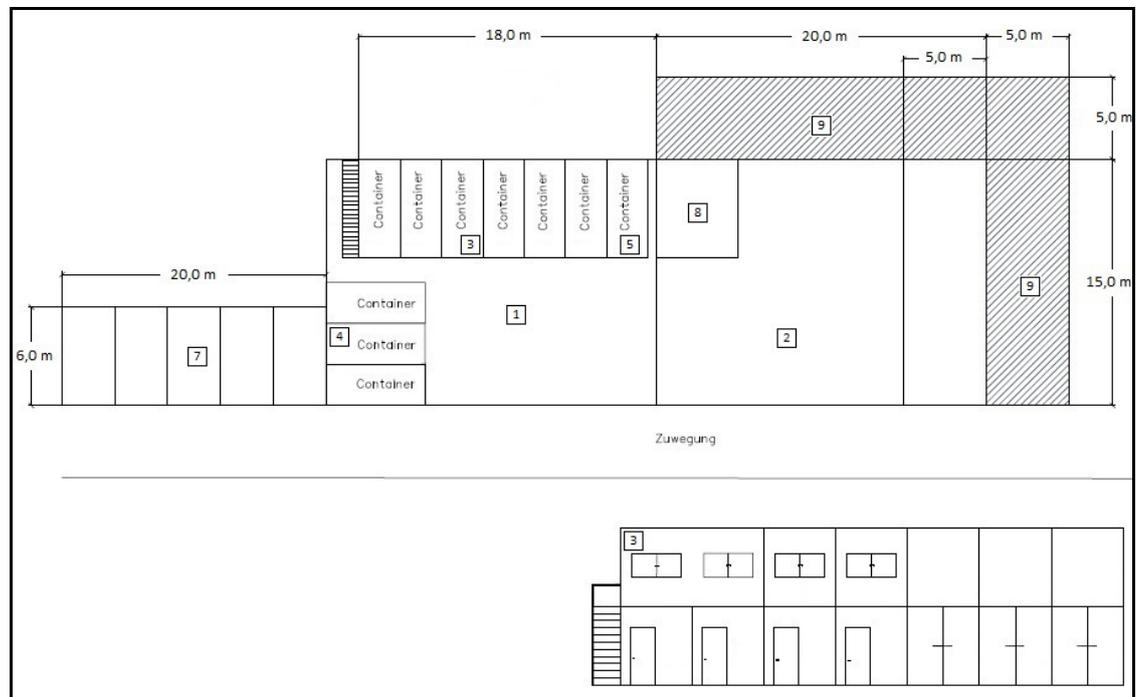


Abb. 19: Nordex Baustellenbüro (Beispiel)

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

Anforderungen für die Bürofläche

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

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

- Nordex Büro 20-ft-Container

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

4.2.6 Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen

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

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

*Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

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

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



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

4.3 Reibseilabspannung

Während der Montage bzw. Demontage von 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 (Lichtraumprofil 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 das mit dem lokalen Kranunternehmen abgestimmt sein.

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

Turm	Abspannradius [m]
N149/5.X TS100-00	48
N149/5.X TS105-01	45
N149/5.X TS125-04	36
N149/5.X TS155-02	63
N163/5.X TS100-00	48
N163/5.X TS108-01	45
N163/5.X TS118-00	55
N163/5.X TS148-00	53
N163/5.X TS159-00	63

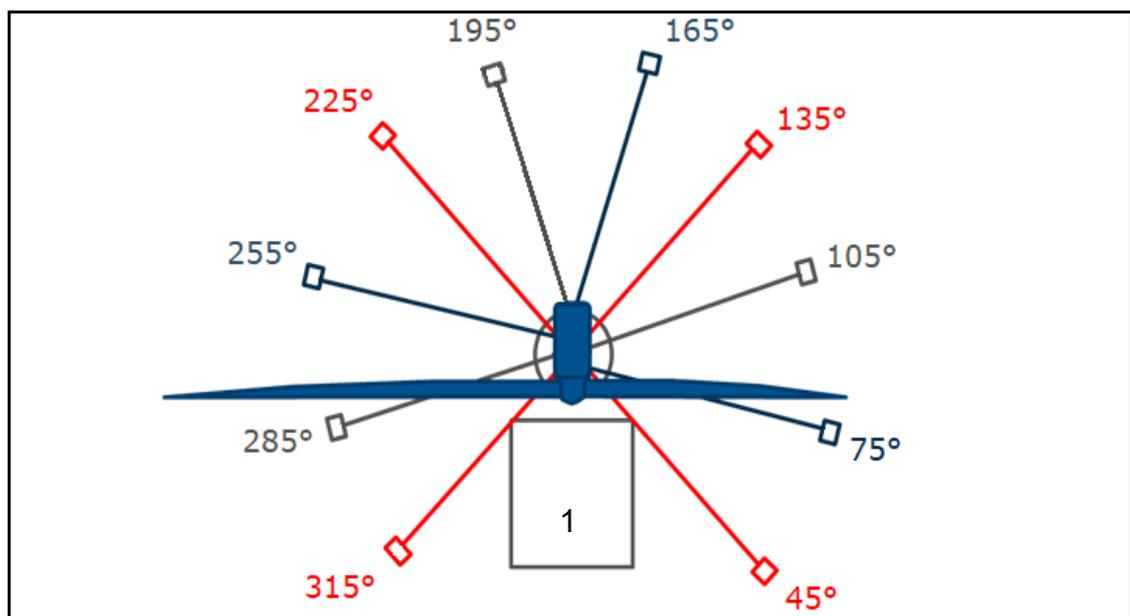


Abb. 20: Draufsicht, allgemeiner Fall, Aufstellvarianten für Gestelle, Kranstellfläche (1)

4.4 Öffentliche Straßen

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

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

6. Kranstellfläche

6.1 Allgemein

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.

Beim Hybridturm TCS164B-01 ist der Übergang (Auffahrrampe, siehe Abb. 27) zwischen Kranstellfläche und dem verfüllten Fundament mit einer Steigung von maximal 10° in geschotterter Bauweise mit einer Tragfähigkeit von 120 kN herzustellen, sodass Baustellenfahrzeuge den Fundamentbereich montagebedingt befahren können. Die Rampe ist so anzusetzen, dass der Hauptkran uneingeschränkt arbeiten kann und die Rettungswege ebenfalls uneingeschränkt erhalten bleiben. Bei Stahlrohtürmen kann alternativ anstelle der Rampe ein Aufgang ausgebaut werden, siehe Abb. 25 und Abb. 26.

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

Aushub/Abraum ist lediglich hinter dem Fundament (siehe Abb. 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.

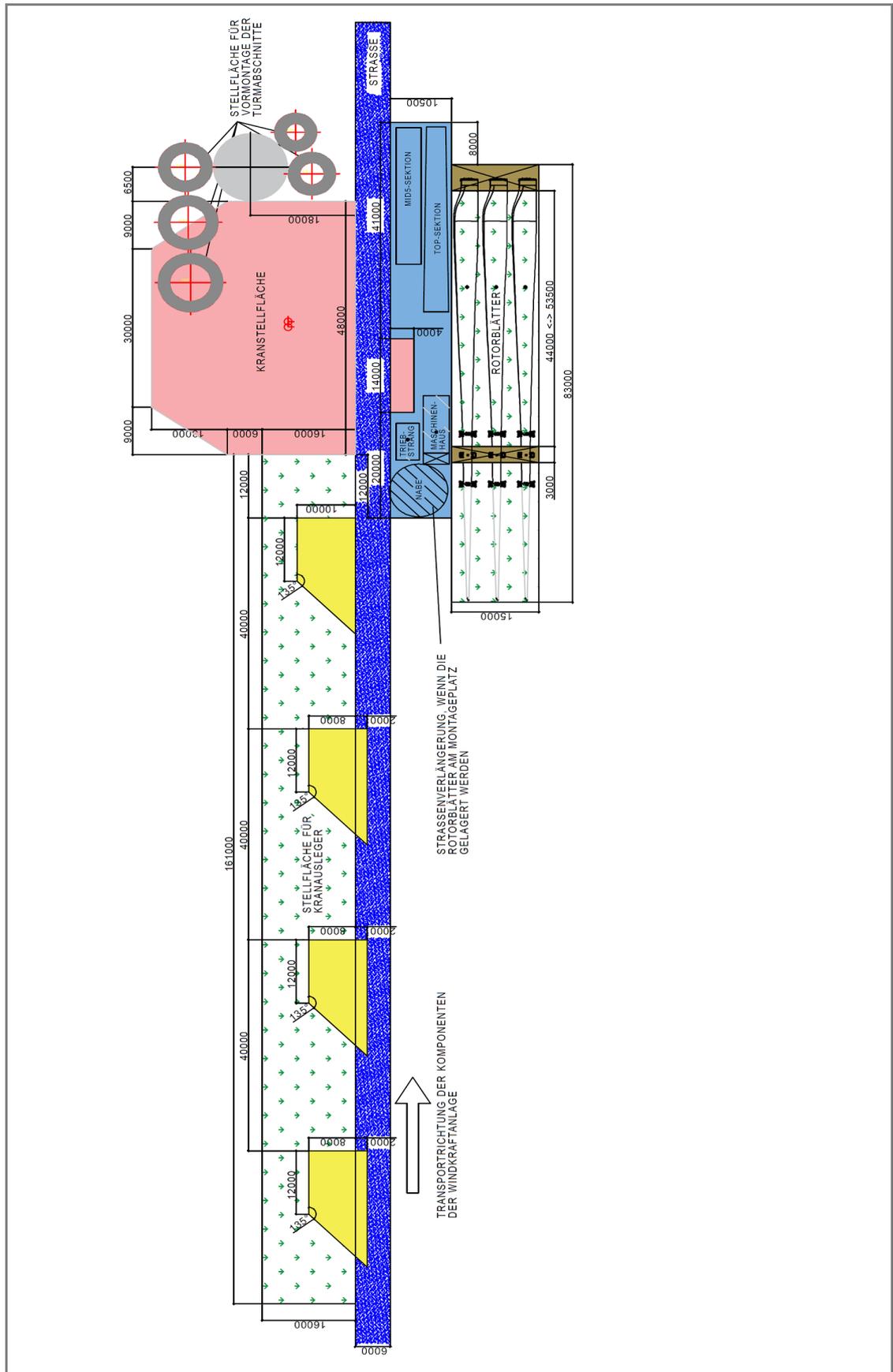


Abb. 23: Anforderungen Kranstellfläche für TCS168N

6.2 Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Stahlrohrturm

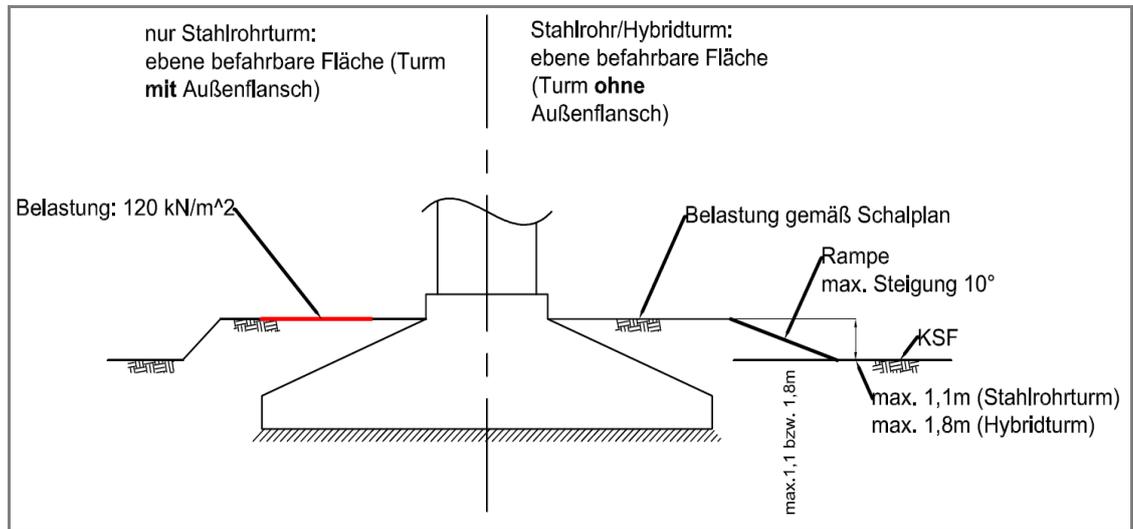


Abb. 24: Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Turm, Seitenansicht

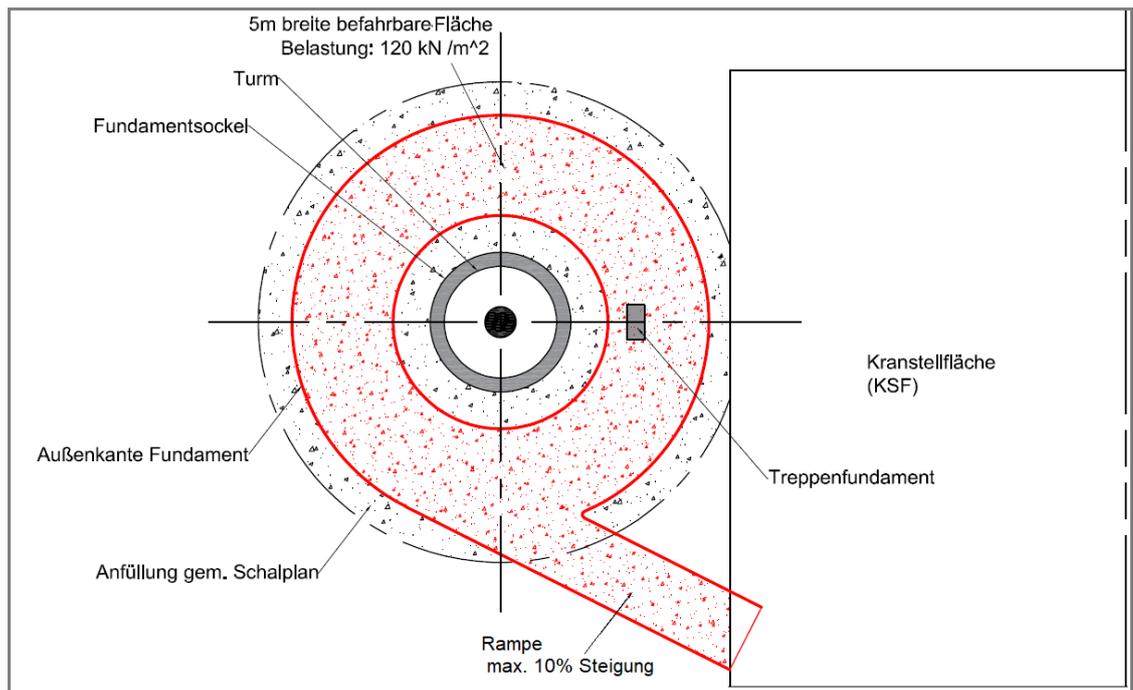


Abb. 25: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm mit Außenflansch

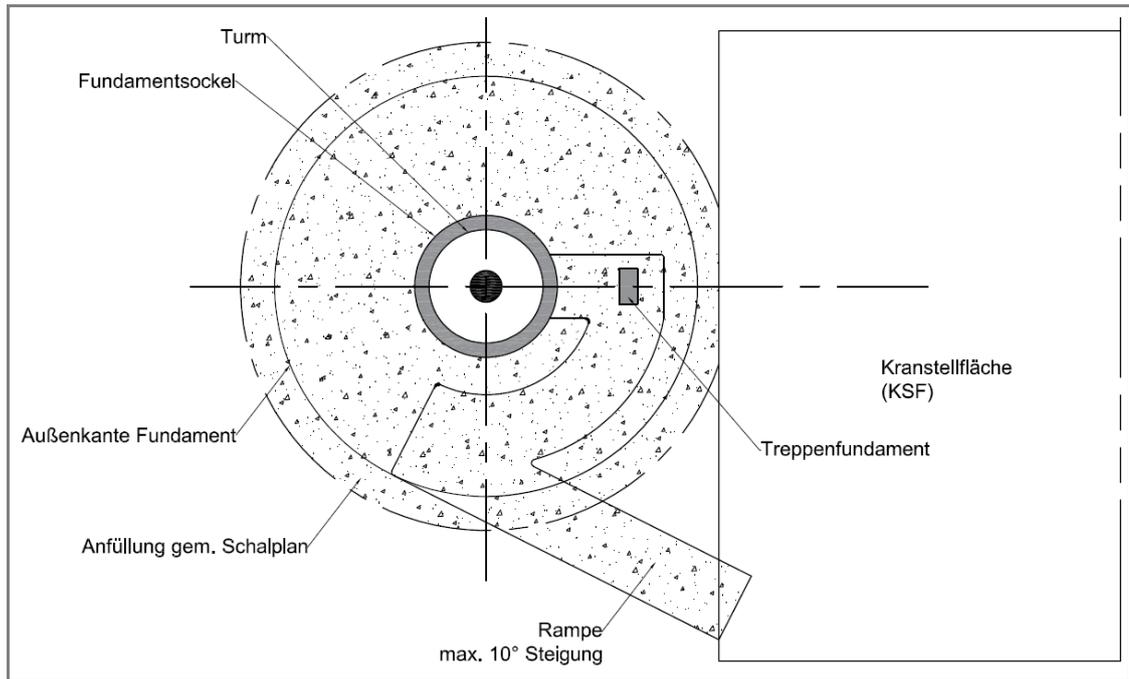


Abb. 26: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm ohne Außenflansch

6.3 Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Hybridturm TCS164B-01

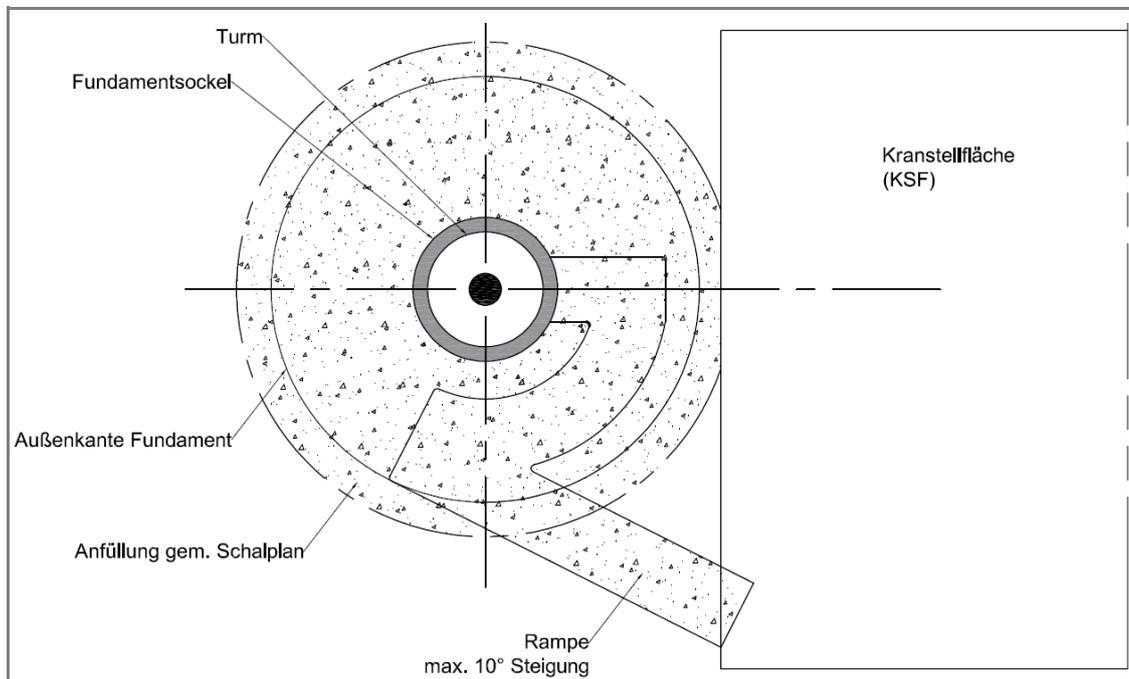


Abb. 27: Fläche um den Hybridturm TCS164B-01 in Draufsicht

6.4 Daten Kranstellflächen

Kranstellfläche	Alle TS-Türme [m]	TCS164B-01 [m]
A - Länge Kranstellfläche (KSF)	40	45
B - Breite KSF	35	35
C - Länge Rodungsbereich für Blattlagerfläche	N149: 78 N163: 85	N149: 78 N163: 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*	N149: 15 x 76 N163: 15 x 83	N149: 15 x 76 N163: 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.

6.5 Vormontagefläche für Betonsektion des Hybridturms TCS168N-00

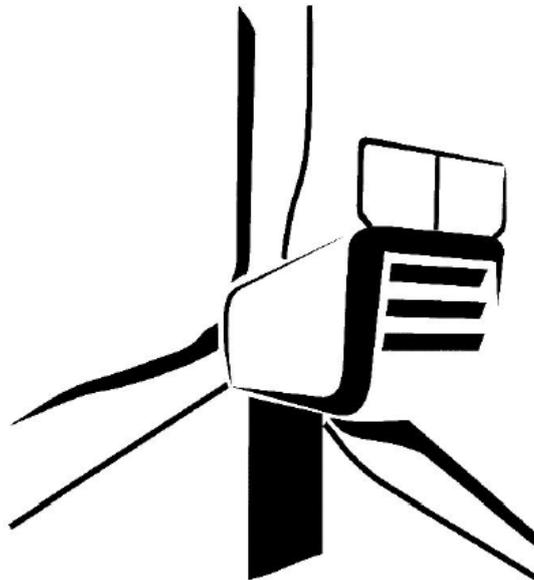
Um den Sockel des Fundaments herum muss eine geräumte, eingeebnete, verdichtete Fläche mit einer Schottertragschicht angelegt werden, um darauf verschiedene Betonplatten zu verlegen. Diese Platten werden für die Montage des Schlusssteins und die Formgebung der Turmteile verwendet. Diese Betonplatten können entweder fest in allen Fundamentplattformen installiert werden oder wiederverwendbar sein, indem sie zwischen den Plattformen verschoben werden. Bei Verwendung der wiederverwendbaren Platten muss die endgültige Anzahl der Platten mit Nordex im Vorfeld abgestimmt werden.

Der Bereich der Betonflächen sollte sich auf dem gleichen Niveau wie die Kranstellfläche befinden. Für den Fall einer komplizierten Topographie, muss Nordex im Voraus kontaktiert werden, um die beste Lösung für die Position der vormontierten Platten und damit der Kranaufstellung zu finden.

Es muss sichergestellt sein, dass die Platten vollständig auf dem Boden aufliegen. Wenn dies nicht möglich ist, sollte unmittelbar vor dem Auflegen der Platten auf den Boden eine Sandschicht aufgebracht werden. Dies gehört nicht zum Lieferumfang von Nordex, sofern nicht anders vereinbart. Diese Sandschicht muss die Nordex-Spezifikationen erfüllen



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



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

<p>Done</p> <p>03-01-2023</p>	<p>Reviewed</p> <p> A.G.L. 13-01-2023</p>	<p>Approved</p> <p> A.G.L. 13-01-2023</p>
-------------------------------	--	--

© 2023 NORDEX GROUP. All rights reserved.

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2022 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

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

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

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

Inhalt

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

1. Grundlagen

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

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

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

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

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

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

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

HINWEIS

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

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

Für den Transport können weitere Anweisungen bei Nordex angefordert werden.

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

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

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

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

2. Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung

2.1 Maschinenhaus

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

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

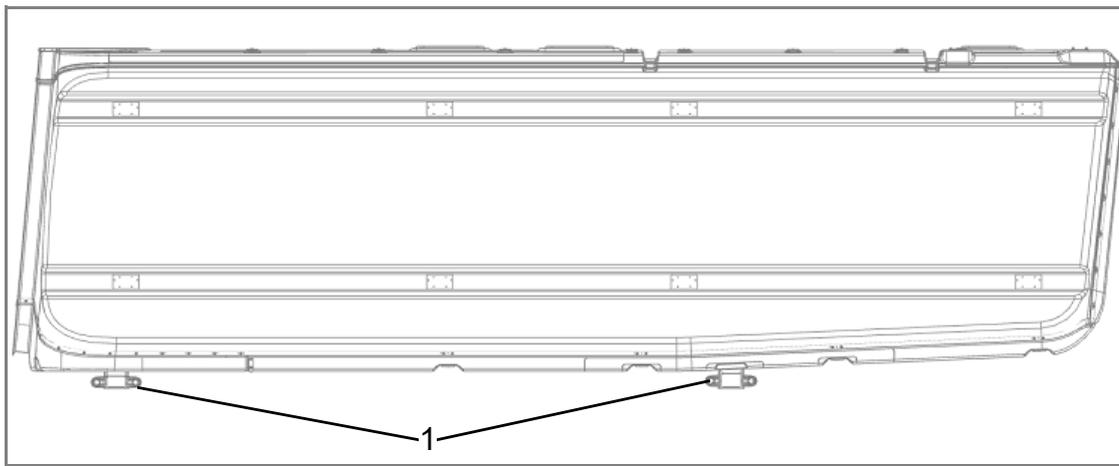


Abb. 1: Maschinenhaus, Ansicht seitlich mit Transportfüßen (1)

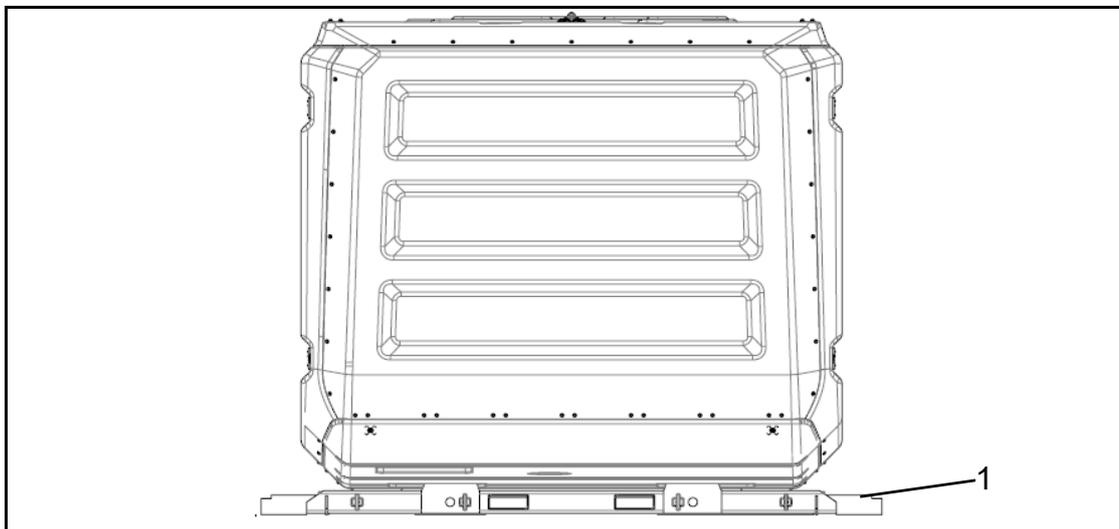


Abb. 2: Maschinenhaus, Ansicht von hinten mit Transportfüßen (1)

2.2 Triebstrang

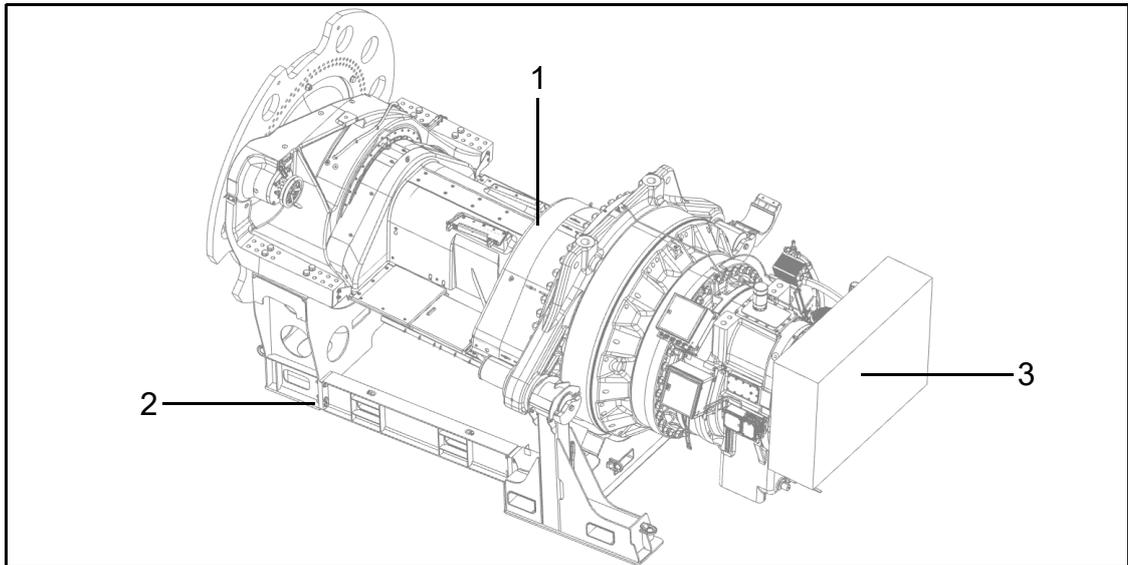


Abb. 3: Bsp. für Triebstrang (1) auf Transportgestell (2) mit Holzabdeckung (3)

2.3 Rotornabe

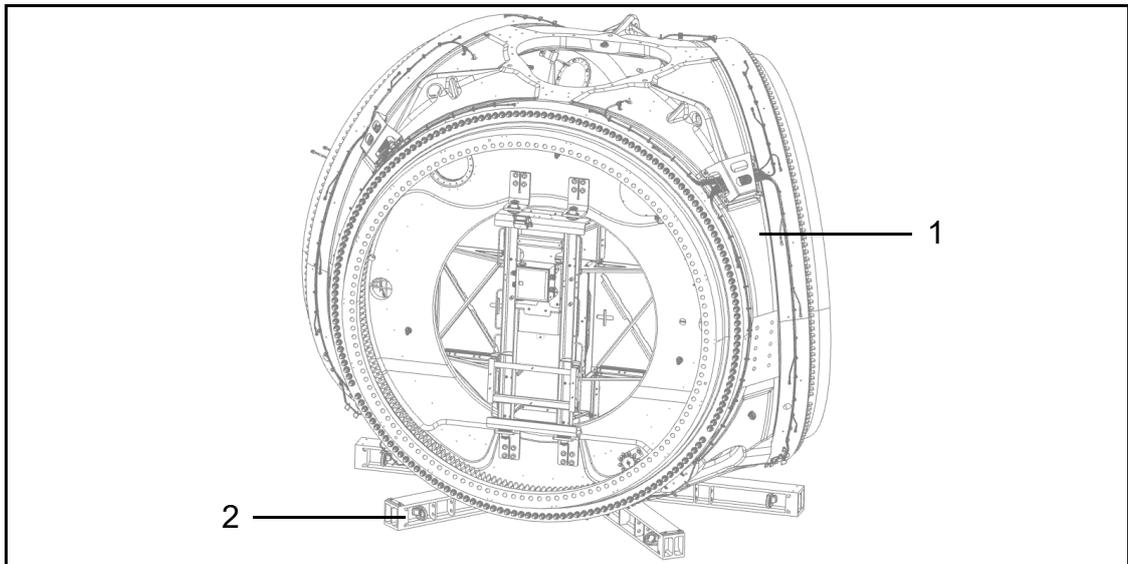


Abb. 4: Bsp. für Rotornabe (1) auf Transportgestell (2) im Transportzustand

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

2.4 Rotorblatt

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

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

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

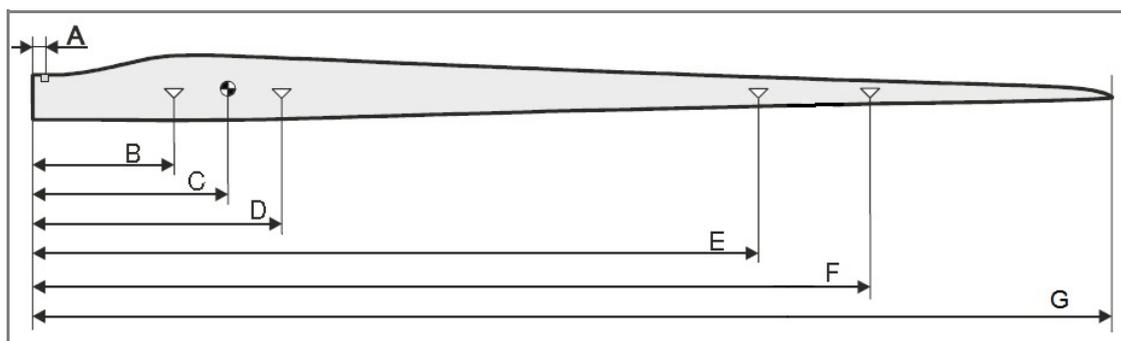


Abb. 5: Transportabmessungen Rotorblatt Seitenansicht

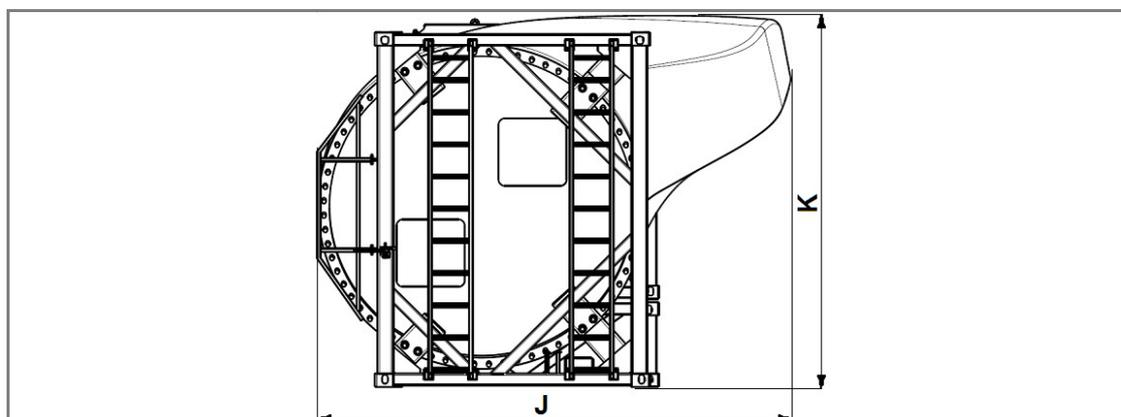


Abb. 6: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel (NR65.5 Transportgestell)

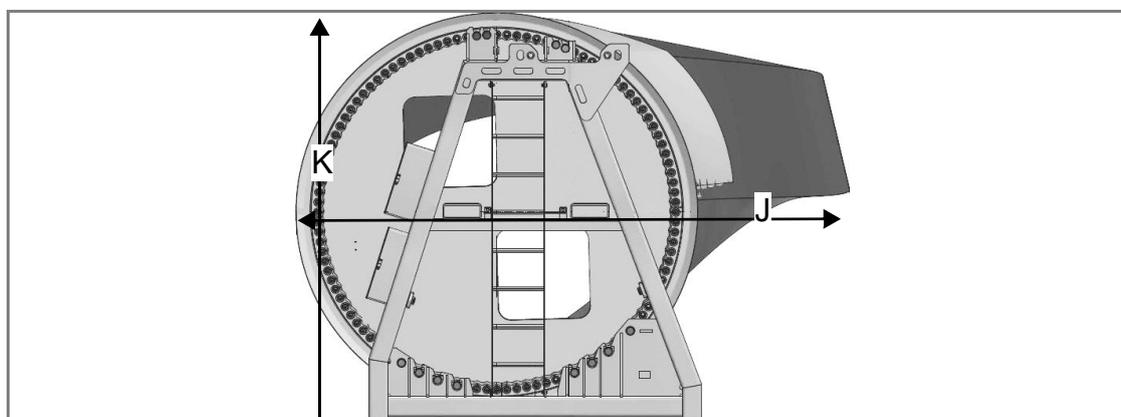


Abb. 7: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel (NR74.5 Transportgestell)

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

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

1) Abhängig von Verwendung eines zusätzlichen Untergestells.

2) Mit Tipuntergestell auf Boden.

3) Unter Berücksichtigung der zulässigen Flächenpressung

4) Abhängig von Variante (mit/ohne AIS)

5) Hebepunkt ohne/mit Regenabweiser

- Details sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

- Einzelblattmontage mithilfe von Traversen am Schwerpunkt

2.5 Maße der Komponenten am Kranhaken

2.5.1 Maße beim Transport (mit Transportgestell)

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

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

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

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.5.2 Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)

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

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

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

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.6 Transportvorrichtungen

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

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

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

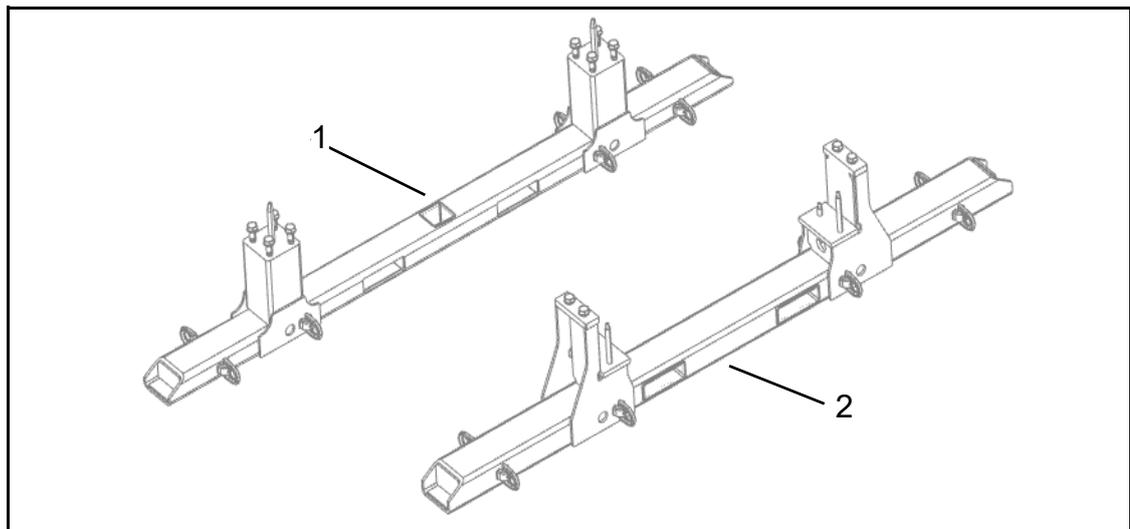


Abb. 8: Transportfüße Maschinenhaus vorn (1) und hinten (2), Abb. ähnlich

2.7 Türme

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

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

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

N133/4.8

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

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

N149/4.0-4.5

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

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

* Turm nicht mehr im aktiven Vertrieb

2.8 Ankerkörbe

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

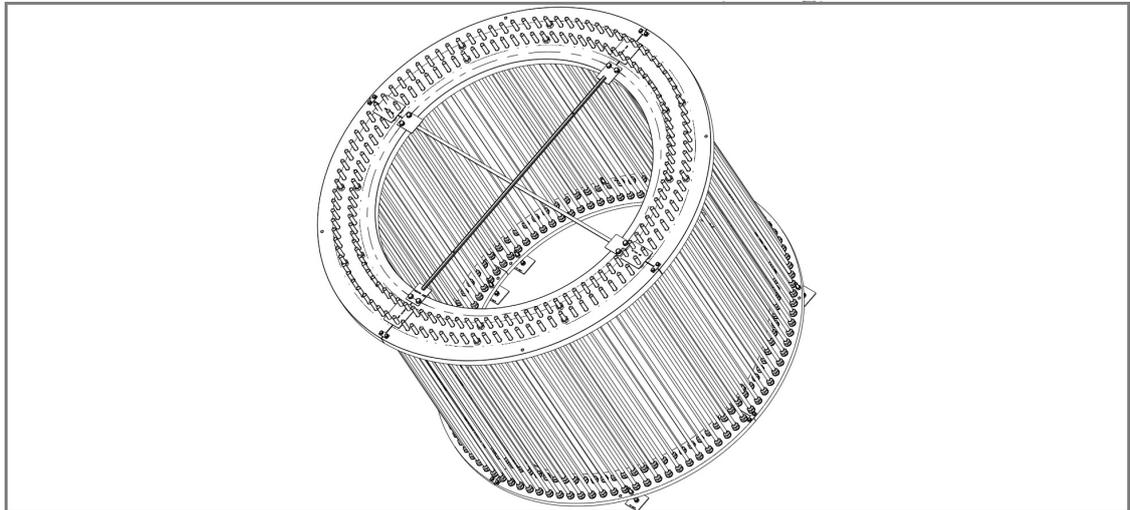


Abb. 11: Beispiel für einen Ankerkorb mit 4 x 50 Ankerbolzen

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

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

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

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

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

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

3. Anforderungen an die Zugangswege

3.1 Generelle Anforderungen

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

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

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



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

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

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

3.2 Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen

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

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

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

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

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

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

4. Belastungen

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

Fahrzeugaufkommen je Windenergieanlage

- bis zu 200 Fahrzeuge bei 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. 85 m für Rotorblatttransport und 49 m für Turmtransport
- erforderliche Lichtraumbreite auf öffentlichen Straßen, ab Baustelleneinfahrt: 6 m
- diverse Baufahrzeuge

Fahrzeuggewichte

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

4.1 Steigungen, Gefälle und vertikale Radien

4.1.1 Steigungen und Gefälle

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

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

Gegen entsprechende Mehrkosten müssen zusätzliche Zug- und Schubmaschinen sowie Zugfahrzeuge mit geeigneter Zugvorrichtung (Registerkupplung) eingesetzt werden, wodurch bei geeigneter Oberflächenbeschaffenheit/gebundener 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, so dass der Einsatz zusätzlicher Zugmaschinen oder Bremsfahrzeuge erforderlich werden kann.

4.1.2 Vertikale Radien

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

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

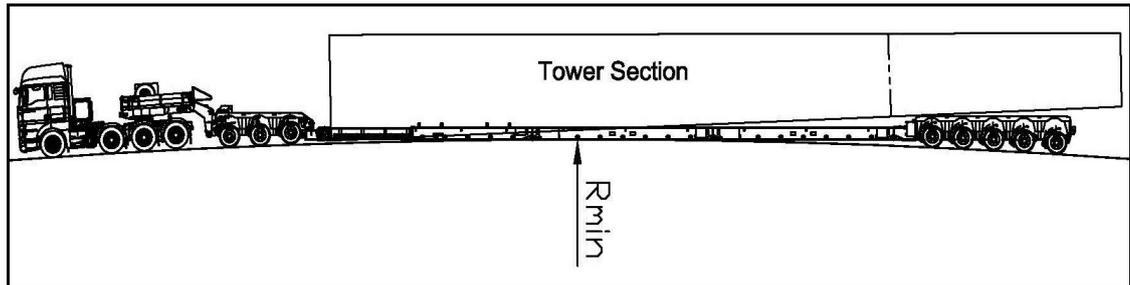


Abb. 12: Vertikaler Radius Kuppe

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

4.1.3 Lichtraumprofil auf gerader Strecke

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

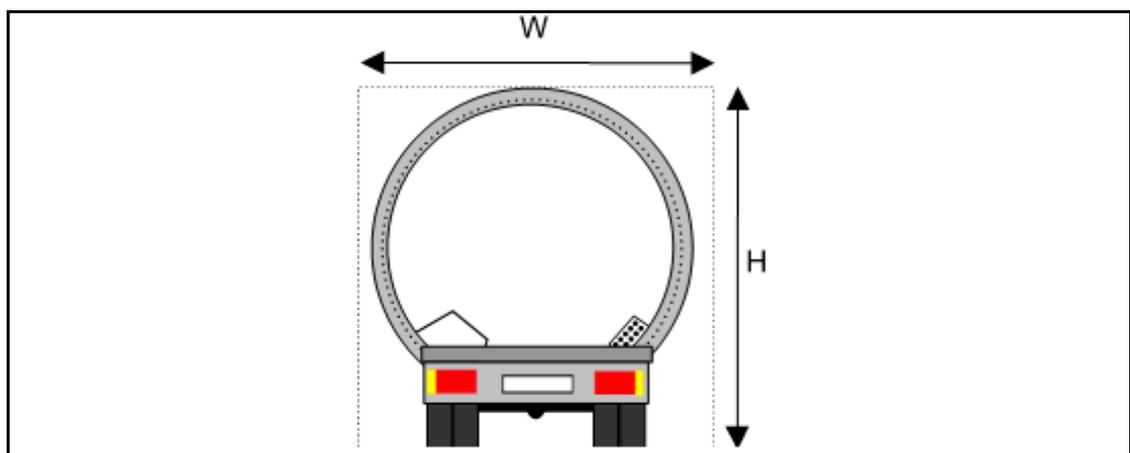


Abb. 13: Lichtraumprofil

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

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

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

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



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

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

4.2 Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter

4.2.1 Kurven

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

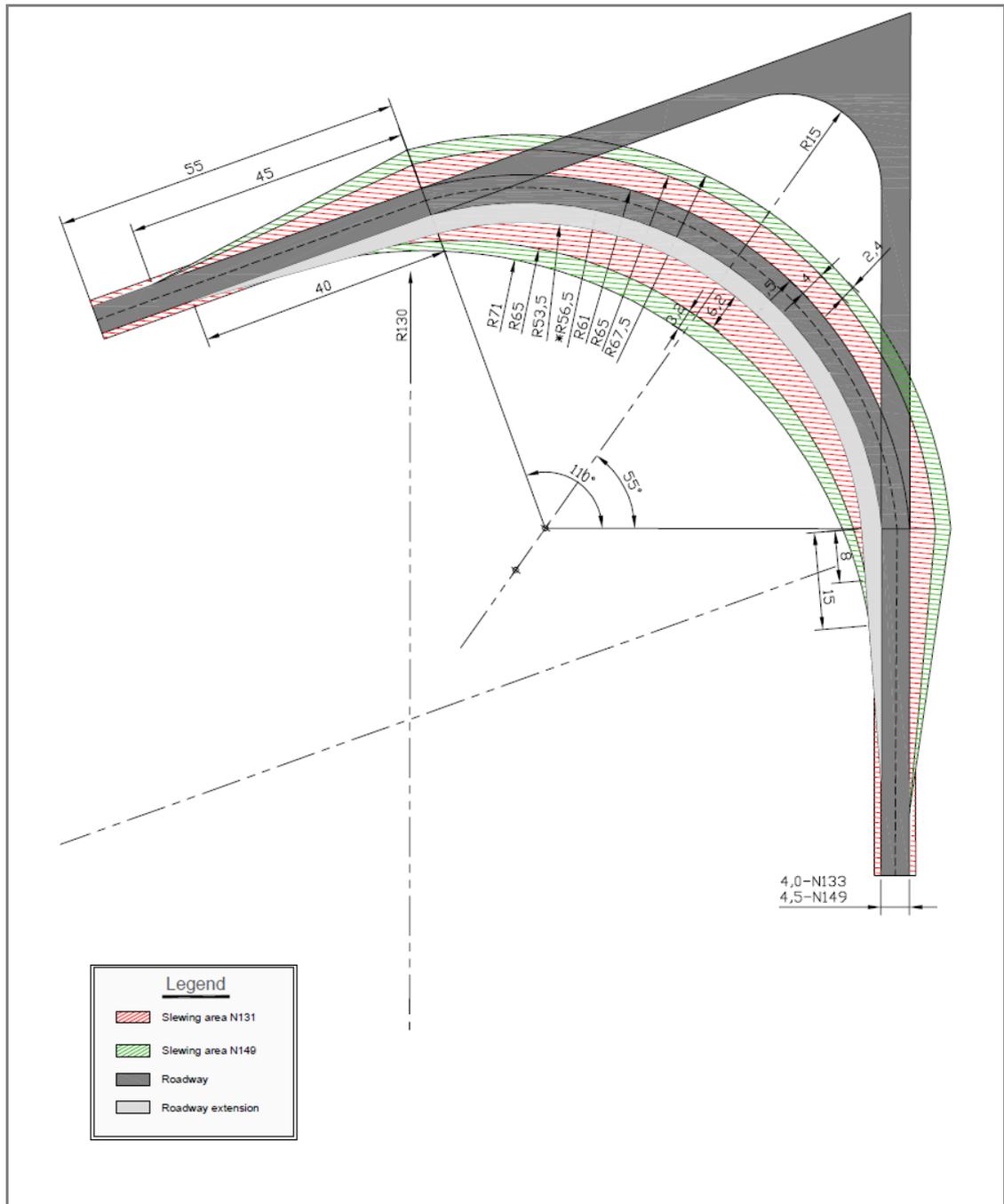


Abb. 14: Minimaler Ausbau 70°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

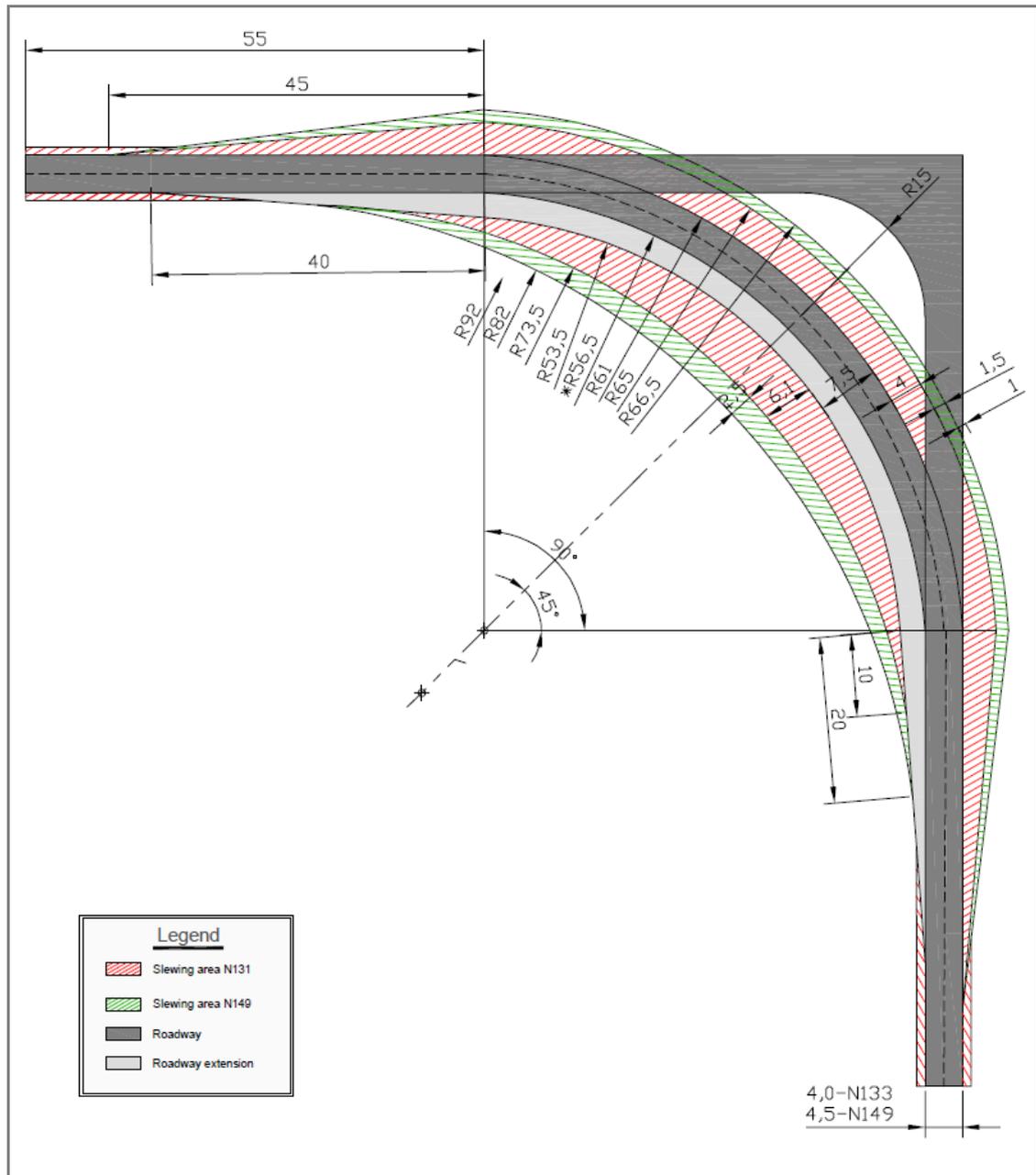


Abb. 15: Minimaler Ausbau 90°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

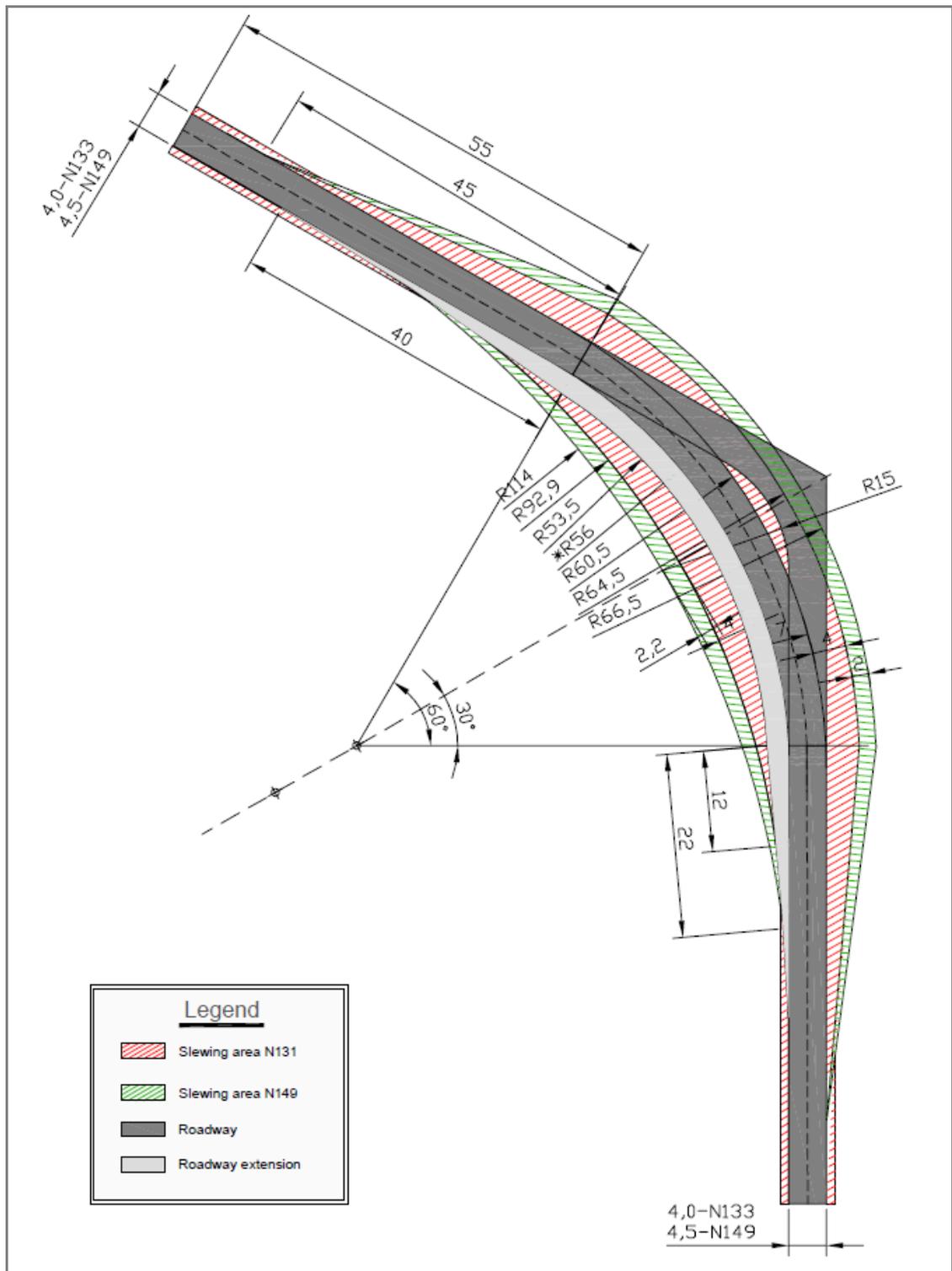


Abb. 16: Minimaler Ausbau 120°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe



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

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

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

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

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



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

4.2.2 Wendemöglichkeit und Trichter

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

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

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

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



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

4.2.3 Wegebau

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

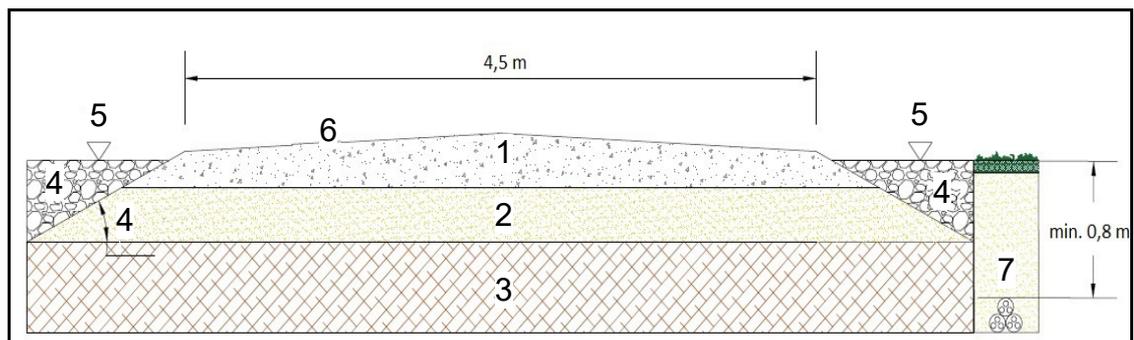


Abb. 17: Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

- | | | | |
|---|--|---|-------------------------------|
| 1 | 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 sind an den entsprechenden Stellen Leerrohre zu verlegen. Das Einbetten sowie das Verfüllen der Kabelgräben hat mit adäquatem Material in entsprechender Bauweise gemäß Nordex Anforderungen zu erfolgen.
- Auf geraden, ebenen Streckenabschnitten (projektspezifisch) ist eine befahrbare Breite von 4,5 m ausreichend. Diese darf nicht unterschritten werden. Ansonsten gelten die angegebenen Mindestanforderungen. Hierbei gilt, dass die Seitenbereiche der Fahrbahn tragfähig sind und mit einem minimalen Böschungswinkel von 1:2 konstruiert wurden. Der Lastabtragungswinkel ist unbedingt einzuhalten.

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. 18 bis Abb.22. Ausweichflächen sollten so angeordnet werden, dass diese unter anderem für Leerfahrzeuge als Ruhezone zu verwenden sind.

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

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

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

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

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

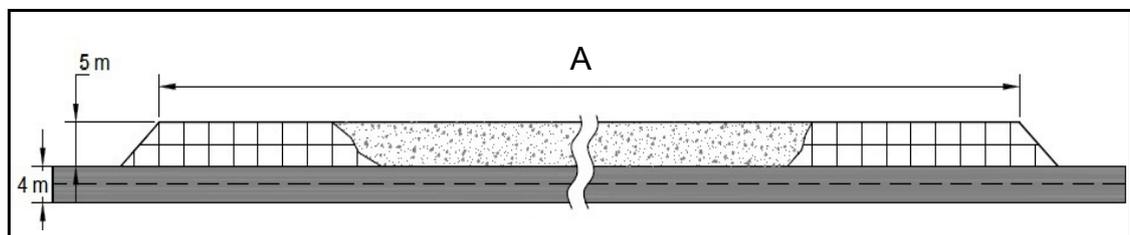


Abb. 18: Normale Ausweichflächen (ohne Integration in Hilfskranflächen)

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: 3 x 90 m oder 270 m

N133: 3 x 80 m oder 240 m

Anforderungen für die Bürofläche

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

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

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

4.2.6 Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen

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

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

*Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

- $Ev2 \geq 100 \text{ MN/m}^2$ und $Ev2/Ev1 \leq 2,3$
- Wenn der $Ev1$ -Wert bereits 60 MN/m^2 erreicht, dann sind auch höhere 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 Wartungsbetriebes ist die Tragfähigkeit an der Zuwegung sowie der Kranstellflächen in regelmäßigen Abständen gemäß der o. g. Qualitätsprüfungen zu überprüfen und nachzuweisen. Bei einem erforderlichen Komponententausch sind die Qualitätsprüfungen inkl. der Nachweiserbringung vor Transportbeginn durchzuführen. Eventuelle Ausbesserungsmaßnahmen müssen vor Beginn der Kranmobilisierung durchgeführt sein.

4.3 Reibseilabspannung

Während der Montage bzw. Demontage von 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 $3 \times 3 \text{ m}$ groß (Lichtraumprofil $10 \times 10 \text{ m}$) sein.

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

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

Tab. 3: Abspannradien der Stahlrohtürme

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

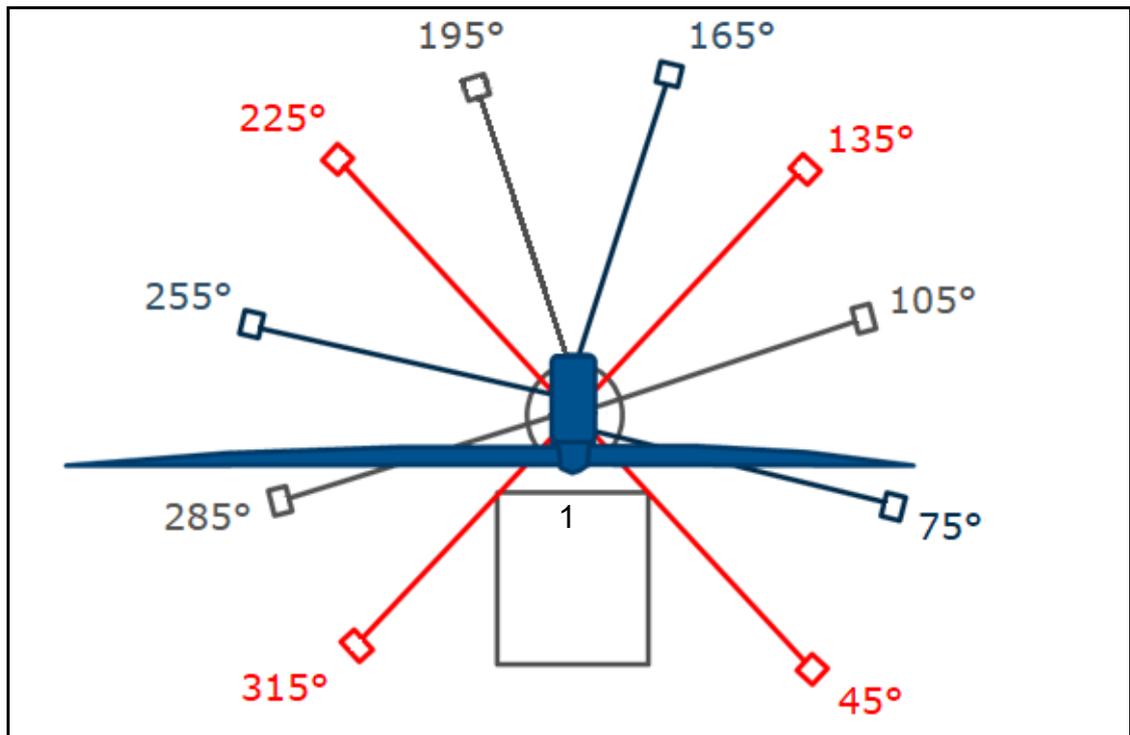


Abb. 21: Draufsicht, allgemeiner Fall, Aufstellvarianten für Gestelle, Kranstellfläche (1)

4.4 Öffentliche Straßen

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

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

5. Krananforderungen

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

Die erforderliche Hakenhöhe beträgt Nabenhöhe + 14 m.

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

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

6. Kranstellfläche

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Stahlrohrturm

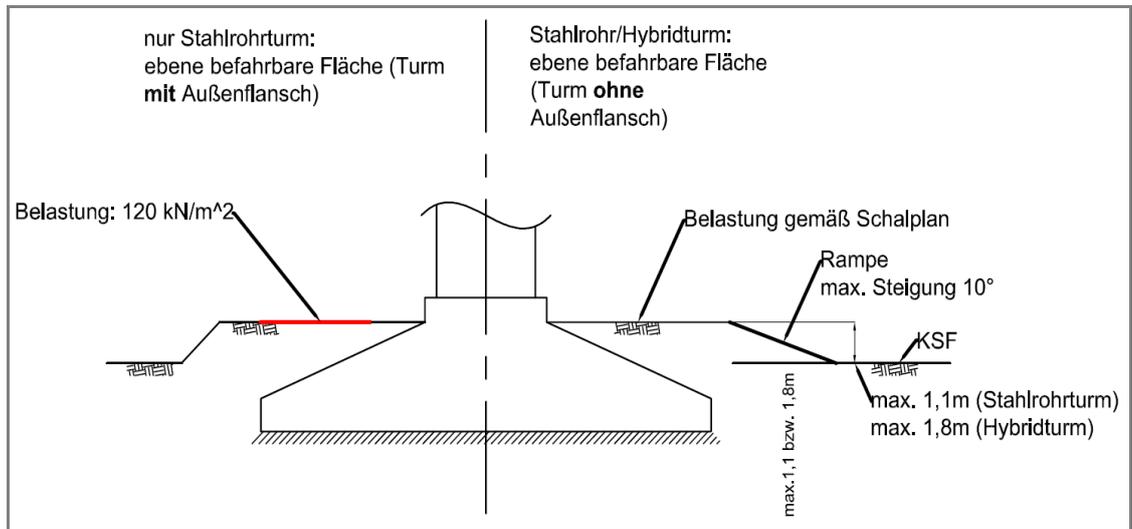


Abb. 24: Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Turm, Seitenansicht

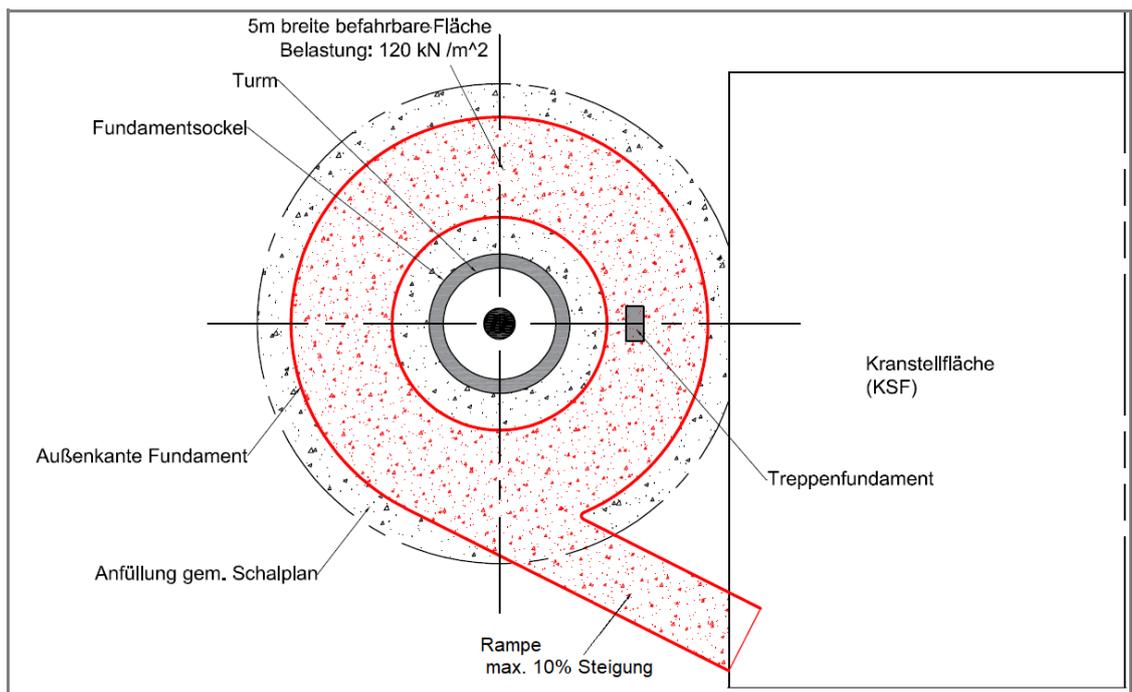


Abb. 25: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm mit Außenflansch

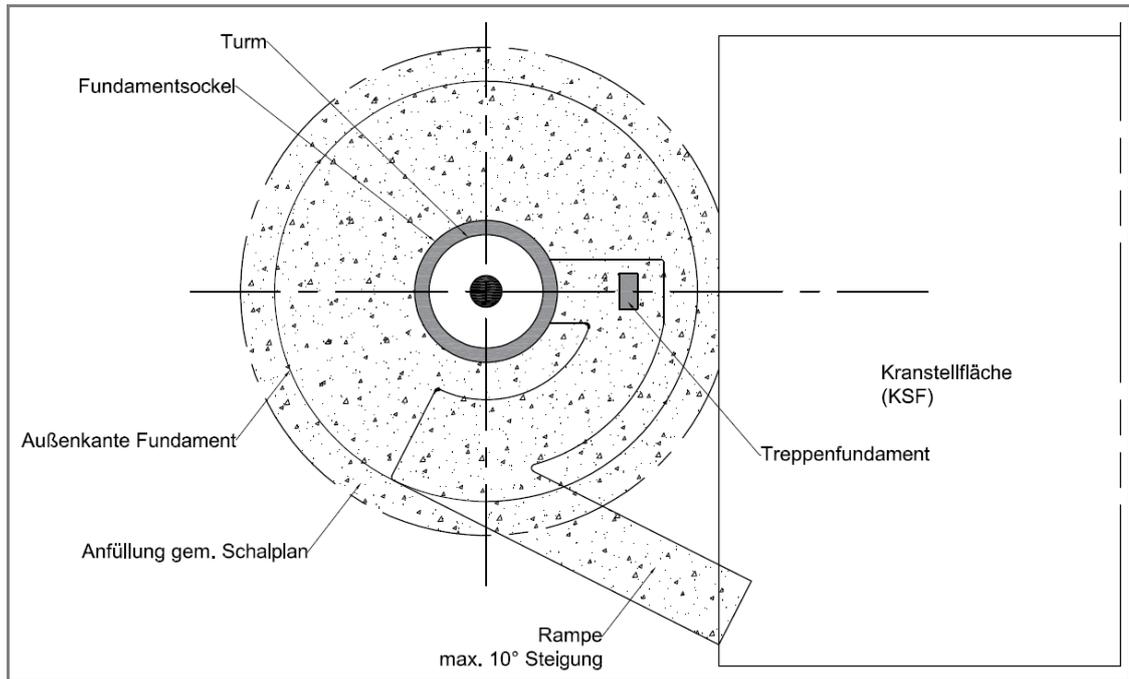


Abb. 26: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm ohne Außenflansch

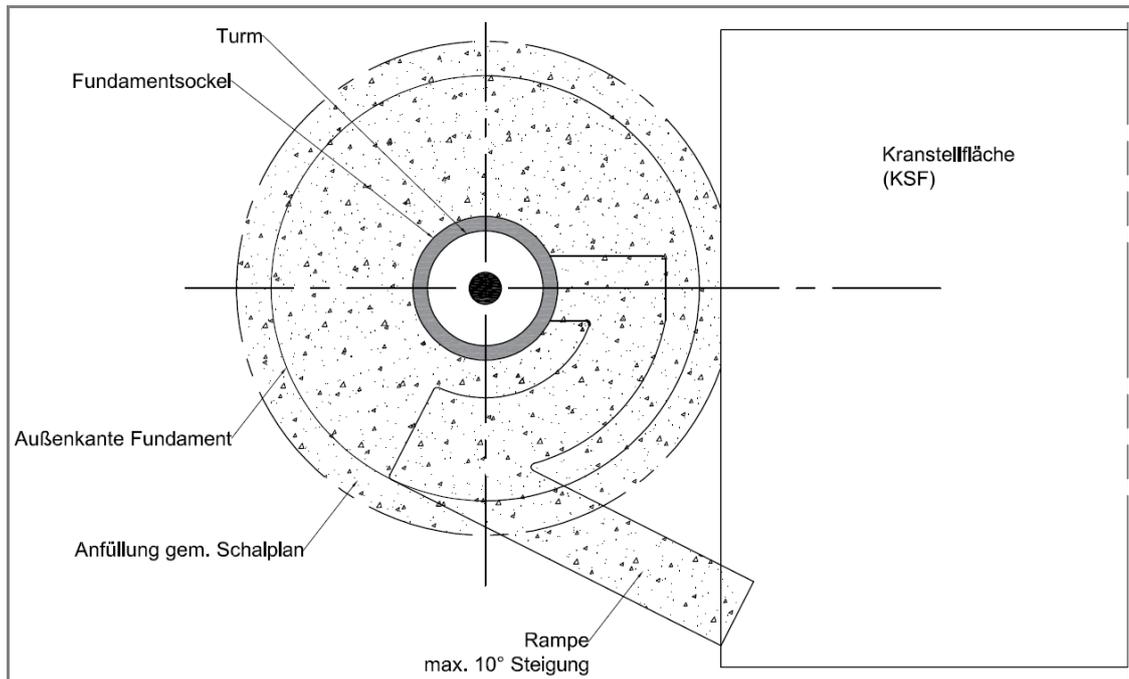


Abb. 27: Fläche um den Turm in Draufsicht, Hybridturm

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

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

Alternative Auslegungsvarianten:

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





16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- 16.1.7.1 Datenblatt Luftfahrtanfragen.pdf
- 16.1.7.2 E0004000420_DE_R06_Kennzeichnungen_allgemein_D4k.pdf
- 16.1.7.3 NALL01_064691_DE_R14_Kennzeichnungen DE.pdf
- 16.1.7.4 Beschreibung des PROTEA BNK.pdf
- 16.1.7.5 Bestätigung USV Zeit nach AVV 2020 6 TF mit IR.pdf

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

Adresse Betreiber: mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH, Obotritenring 40, 19053 Schwerin

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 11/2018													
							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- Störtyp	Latitude Format: 50 32 27,6	Longitude Format 9 17 26,3	Anlagen- nenleistung in KW	Anlagenhöhe über Grund in m	Geländehöhe m NHN im Bezugssystem	Gesamt- höhe mNHN	Gemarkung	Flur	Flurstück
1	Menzendorf 1	WEA 1	Nordex N163 5,X	164	163	D	53° 51' 59,5"	11° 0' 57,9"	5.700	245,50	26,60	272,10	Rodenberg	1	43/5
2	Menzendorf 1	WEA 2	Nordex N163 5,X	164	163	D	53° 51' 55,4"	11° 1' 21,1"	5.700	245,50	25,50	271,00	Rodenberg	1	44/1
3	Menzendorf 1	WEA 3	Nordex N133 4,8	164	133	D	53° 51' 45,6"	11° 1' 11,8"	4.800	230,50	22,50	253,00	Blüssen	1	8/6
4	Menzendorf 1	WEA 4	Nordex N163 5,X	164	163	D	53° 51' 9,4"	11° 1' 40,2"	5.700	245,50	37,50	283,00	Menzendorf	1	119 + 120
5	Menzendorf 1	WEA 5	Nordex N163 5,X	164	163	D	53° 51' 1,0"	11° 1' 57,1"	5.700	245,50	29,50	275,00	Menzendorf	1	130
6	Menzendorf 1	WEA 6	Nordex N163 5,X	164	163	D	53° 50' 47,0"	11° 1' 49,9"	5.700	245,50	40,70	286,20	Menzendorf Dorf	1	17
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															

Erläuterungen:

NH - Nabenhöhe des Anlagentyps
RD - Rotordurchmesser des Anlagentyps

Störtyp:

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>

Gültigkeit

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

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

1. Allgemein

1.1 Verwendungszweck

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

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

1.2 Abkürzungen

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

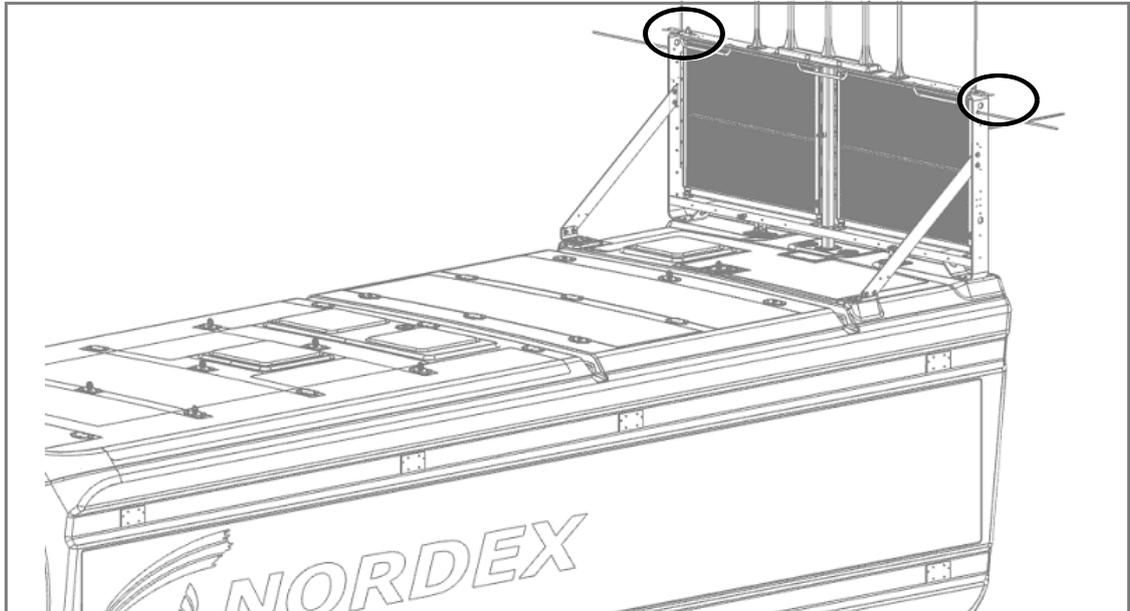


Abb. 1: Beispielhafte Verbauposition Gefahrenfeuer bei Delta4000

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.

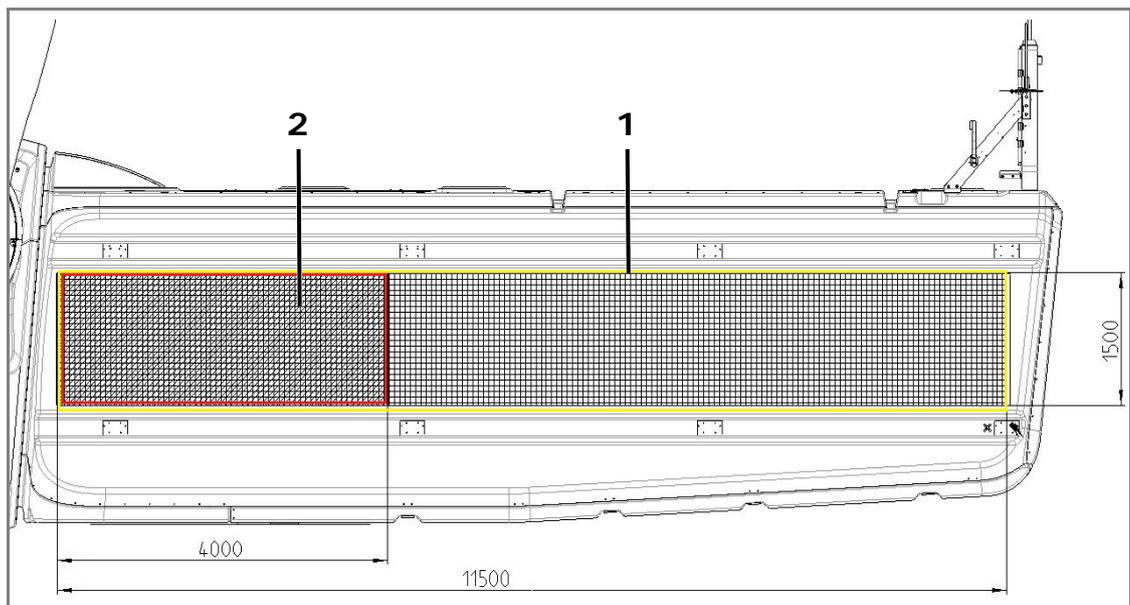


Abb. 3: Position und Größe für Kundenlogos an Delta4000-Anlagen (beidseitig)

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

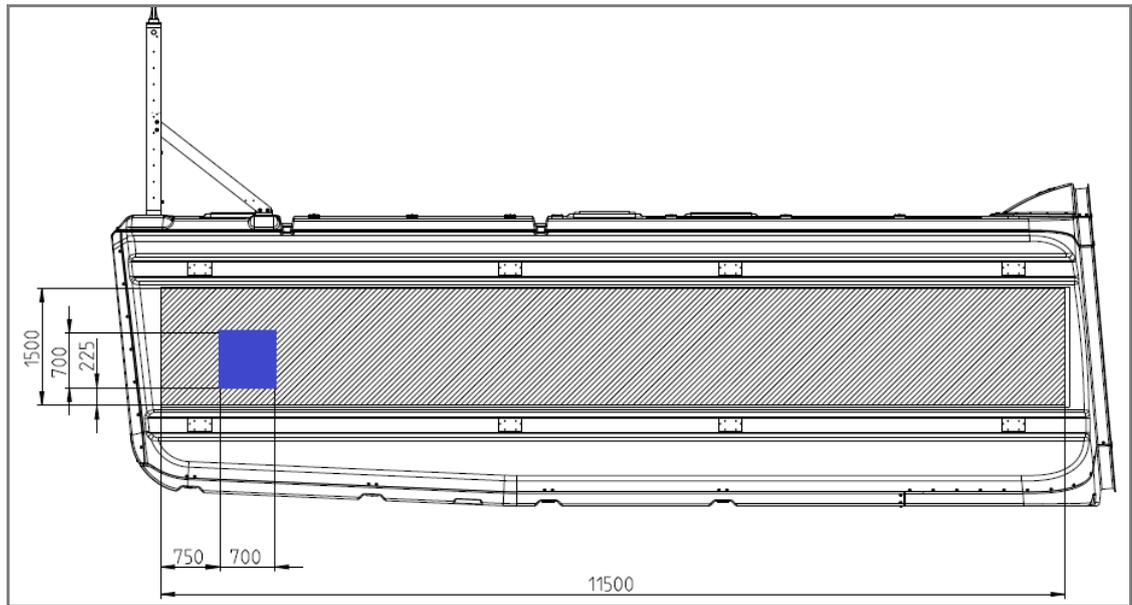


Abb. 4: Ausgenommener Bereich für Kundenlogos bei Delta4000-Anlagen auf rechter Seite bei Bauwerkshöhe unter 150 m



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.

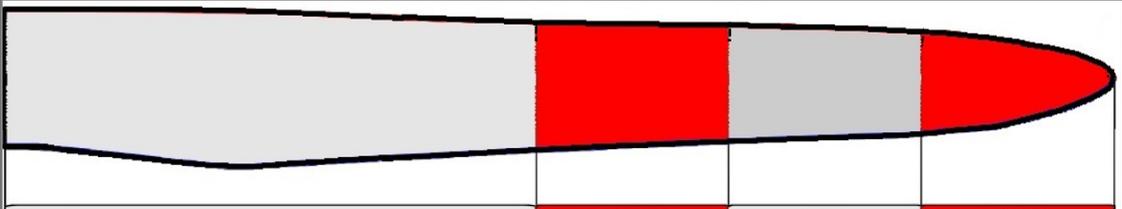
Tab. 1: Mögliche Gefahrenfeuer Turm

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

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*

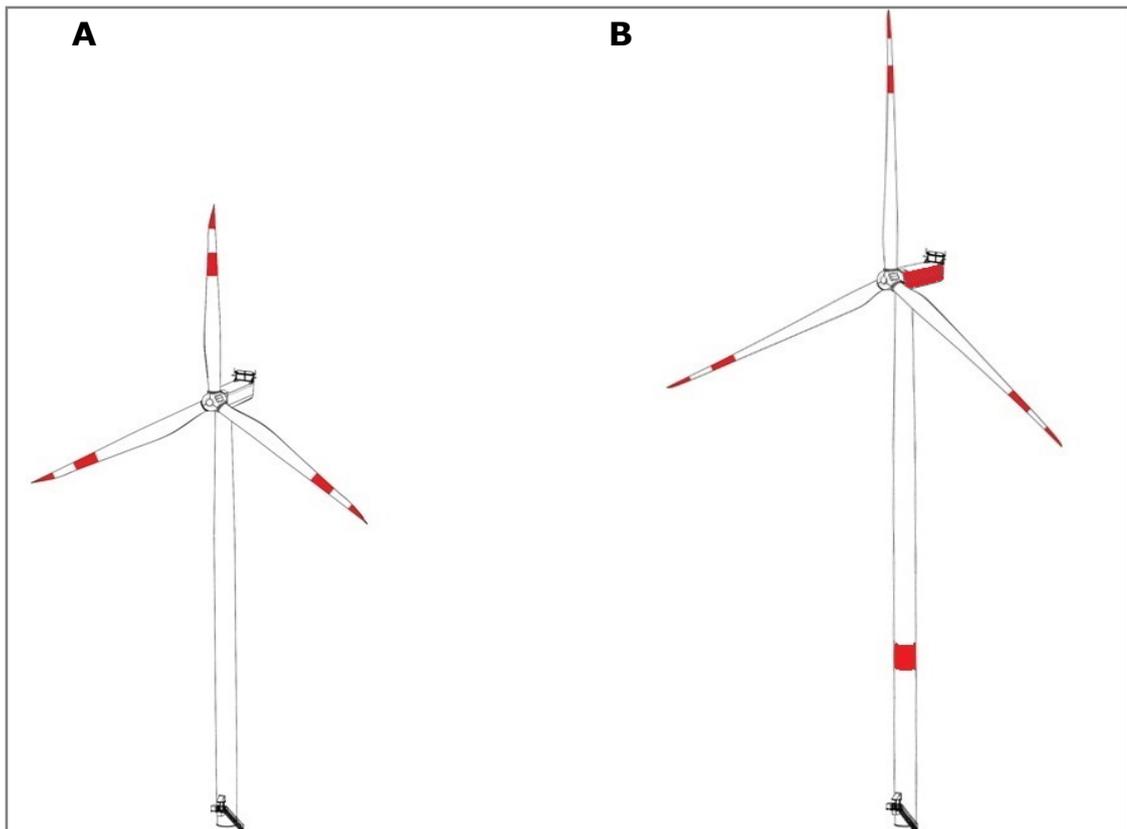


Abb. 1: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Tag

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

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

3. Nachtkennzeichnungen

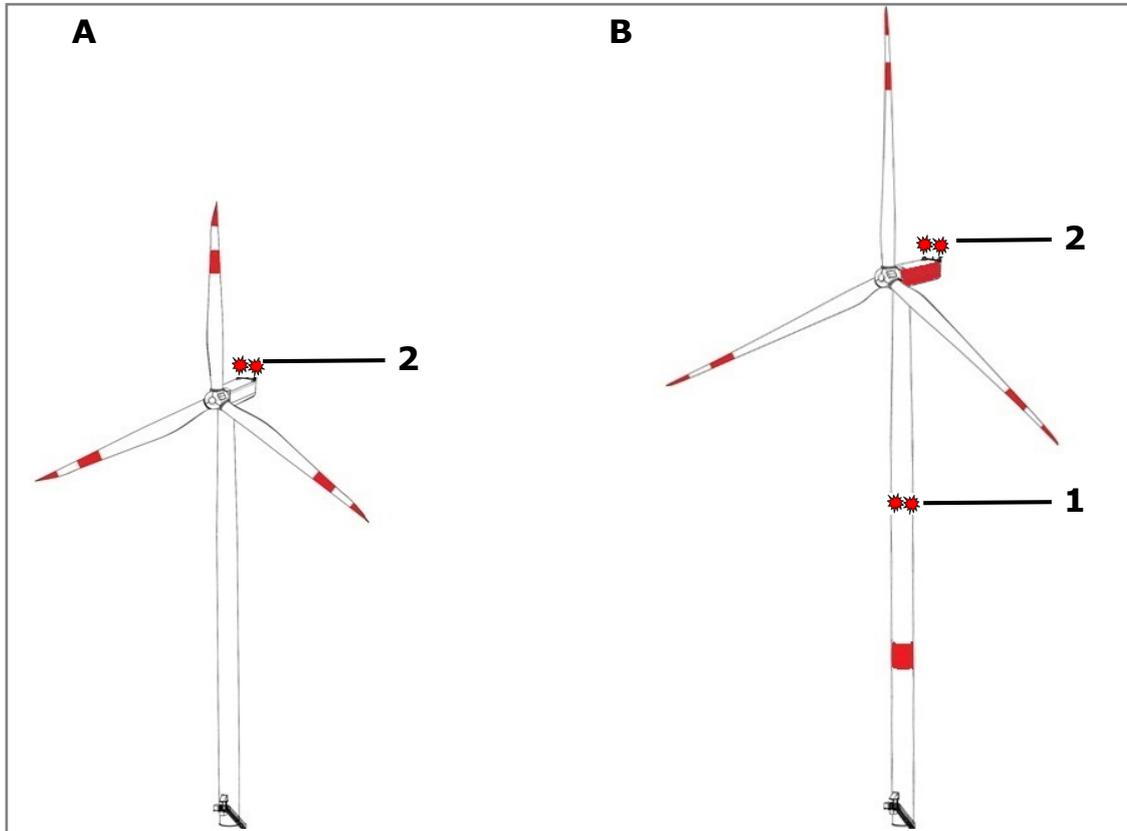


Abb. 2: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Nacht

1 Turmfeuer

2 Maschinenhausbefeuerung

3.1 Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe < 150 m

Blattbefeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhausbefeuerung
	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.



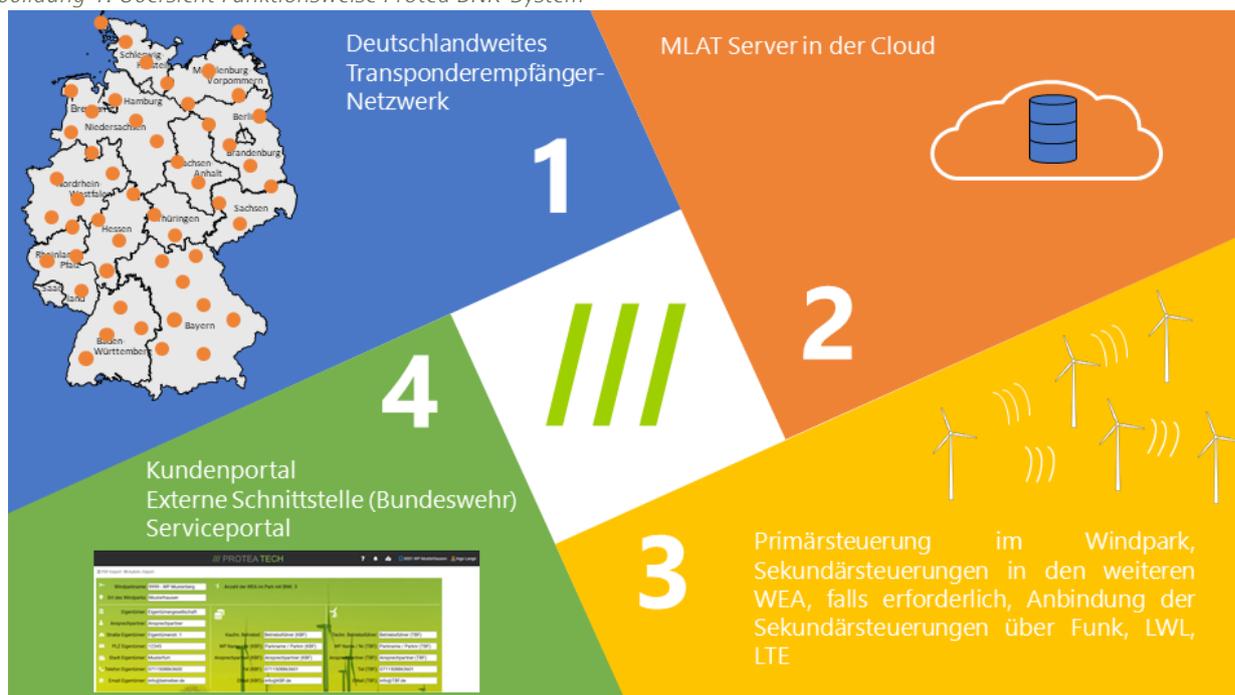


BEDARFSGERECHTE NACHTKENNZEICHNUNG

Beschreibung des PROTEA BNK-System ¹

Das Protea BNK System bietet bedarfsgesteuerte Nacht Kennzeichnung von Windenergieanlagen auf Basis von Transpondersignalen an. Die bedarfsgesteuerte Nacht Kennzeichnung ortet den gesamten deutschen Flugverkehr anhand der Signale die dieser über die installierten Transponder aussendet. Das Empfängernetzwerk sendet die empfangenen Daten an unsere Serverfarm und diese wertet die Signale aus. Der Windpark bekommt dann die Ein- und Ausschalt signale aus unserer Serverfarm.

Abbildung 1: Übersicht Funktionsweise Protea BNK-System



Protea Alleinstellungsmerkmale - Funktionsweise

Der technische Ansatz von Protea ist, dass alles was zentral überwacht und gesteuert werden kann, auch zentral in der Cloud erfolgt. Das bedeutet, dass alle Protea Empfänger an die zentralen Server in der Cloud ihre Transponderdaten senden. Alle aktiven Geräte in Protea BNK System (SPS, Router und Transponderempfänger) werden mittels einer Cloudapplikation überwacht und administriert. Darüberhinaus verbaut Protea eine hochwertige WAGO SPS im Windpark, die zu einem EZA – Regler bei Bedarf aufgerüstet werden kann und damit mehr als nur eine BNK Steuerung ist. Die Datenkosten für die verbauten Simkarten in den Empfängern und Steuereinheiten sind immer inkludiert.

¹ Bedarfsgerechte und bedarfsgesteuerte Nacht Kennzeichnung | BNK Wind (bnk-wind.de)

Abbildung 2: Vorteile Protea-BNK System

- 

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.
- 

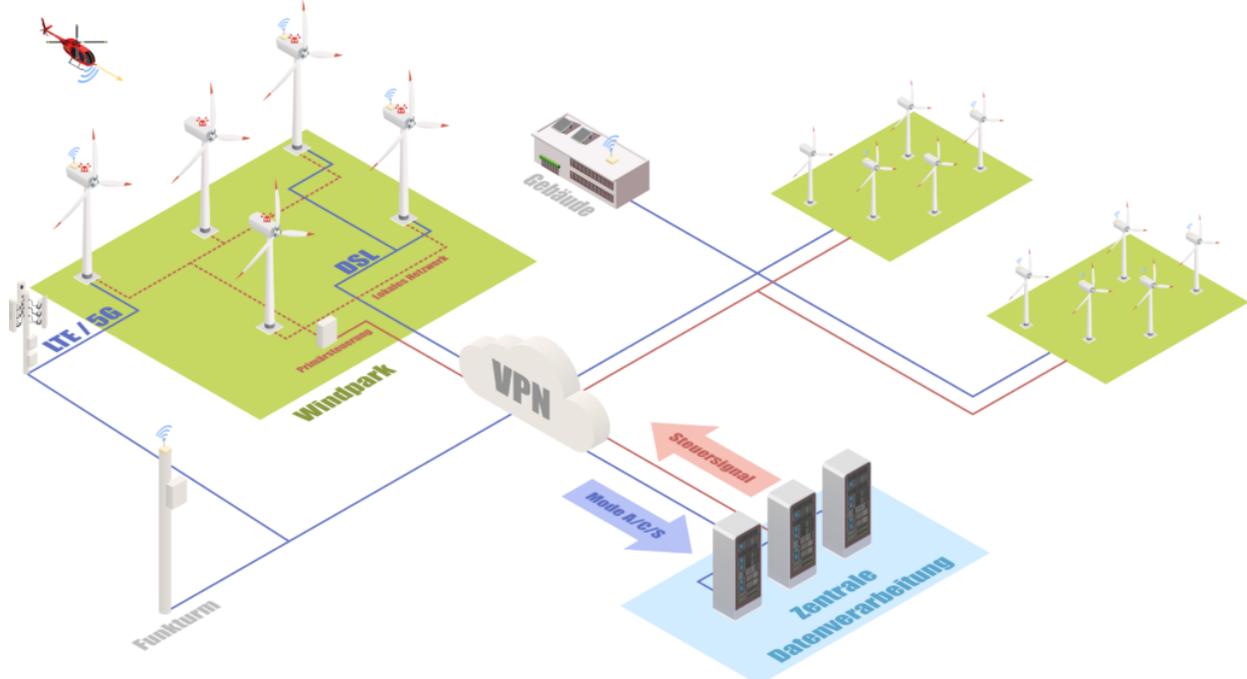
Unabhängig und flexibel
Durch den Aufbau einer eigenen Serverfarm und eines eigenen Transponderempfängernetzwerkes sind wir nicht auf Zuarbeiten von Dritten angewiesen. Wir sind unabhängig von Herstellern und Serviceanbietern.
- 

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

Abbildung 3: Übersichts Funktionsweise Protea BNK System innerhalb des Windparks



Anlage 1: Zertifikat der Flugwarnbefeuerung (QFWE + IR-Feuer)

Anlage 2: Zertifikat der Flugwarnbefeuerung (IR-Feuer)

Anlage 3: Baumusterprüfung

Zertifikat

nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift

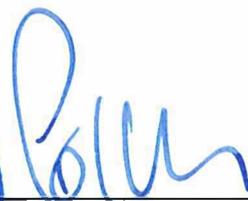
**zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage
bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz**

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

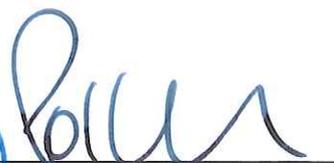
Hersteller **Quantec Networks GmbH**
Rieselwiese 1
D-38690 Goslar

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

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

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 6 Windenergieanl agen Typ Nordex N163 und Nordex N133 mit einer jeweiligen Nabenhöhe von 164m, einem jeweiligen Roto rdurchmesser von 163 und 133 m und einer jeweiligen Nennleistung von 5,7MW und 4,8MW, sowie der Bau der jeweiligen Zufahrt von vorhandener öffentlicher									

Antragsteller: mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 12.11.2024 Version: 5 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrationszone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurchmesser (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Straße bzw. Wirtschaftswegen bis zur WEA, bestehend aus Fundament, Turm, Gondel, Generator, Rotorblättern, Nabe und Blattverstellung. Außerdem zur Anlage zählen die Kranstell- und Lagerflächen sowie der Kranausleger und die Hilfskranflächen									
WEA 1	WP Menzendorf I	Nordex	N163 5.X		164	163	245,5	5,7	Transponder
WEA 2	WP Menzendorf I	Nordex	N163 5.X		164	163	245,5	5,7	Transponder
WEA 3	WP Menzendorf I	Nordex	N133 4.X		164	133	230,5	4,8	Transponder
WEA 4	WP Menzendorf I	Nordex	N163 5.X		164	163	245,5	5,7	Transponder

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
WEA 5	WP Menzendorf I	Nordex	N163 5.X		164	163	245,5	5,7	Transponder
WEA 6	WP Menzendorf I	Nordex	N163 5.X		164	163	245,5	5,7	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 6 Windenergieanlagen Typ Nordex N163 und Nordex N133 mit einer jeweiligen Nabenhöhe von 164m, einem jeweiligen Rotordurchmesser von 163 und 133 m und einer jeweiligen Nennleistung von 5,7 MW und 4,8MW, sowie der Bau der jeweiligen Zufahrt von vorhandener öffentlicher Straße bzw. Wirtschaftswegen bis zur WEA, bestehend aus Fundament, Turm, Gondel, Generator, Rotorblättern, Nabe und Blattverstellung.											

Antragsteller: mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 12.11.2024 Version: 5 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

316/317

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
Außerdem zur Anlage zählen die Kranstell- und Lagerflächen sowie der Kranausleger und die Hilfskranflächen											
WEA 1	nachts		88,9	95,1	98,8	101,4	102,1	99,6	92,0	84,0	107,2
WEA 2	nachts		88,9	95,1	98,8	101,4	102,1	99,6	92,0	84,0	107,2
WEA 3	nachts		86,2	93,2	97,0	97,9	98,4	97,1	92,8	83,6	104,5
WEA 4	nachts		82,7	88,9	92,6	95,2	95,9	93,4	85,8	77,8	101,0
WEA 5	nachts		85,2	91,4	95,1	97,7	98,4	95,9	88,3	80,3	103,5
WEA 6	nachts		86,2	92,4	96,1	98,7	99,4	96,9	89,3	81,3	104,5