

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"
	Ostwert	Nordwert	Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
			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 drei Windenergieanlagen Typ Nordex N163 und Nordex N149 mit einer jeweiligen Nabenhöhe von 164 und einem jeweiligen Rotordurchmesser von 149 und 163 m und einer Nennleistung von 5,7 MW, sowie der Bau der jeweiligen Zufahrt von vorhandener öffentlicher Straße bzw. Wirtschaftswegen bis zur WEA, bestehend aus Fundament, Turm, Gondel, Generator,													

Antragsteller: mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 11.07.2023 Version: 6 Erstellt mit: ELiA-2.8-b3

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
Rotorblättern, Nabe und Blatt verstellung. Außerdem zur Anlage zählen die Kranstell- und Lagerflächen sowie der Kranausleger und die Hilfskra- nflächen WEA 1 - Nordex N149, Gemarkung Rottensdorf, Flur 1, Flurstück 48 WEA 2 - Nordex N163, Gemarkung Rottensdorf, Flur 1, Flurstück 47 WEA 3 - Nordex N163, Gemarkung Retelsdorf, Flur 1, Flurstück 28													

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Anlagen:

- 16.1.2 Auszug ROP Entwurf3-2021.pdf

REGIONALES RAUMENTWICKLUNGSPROGRAMM WESTMECKLENBURG



Teilfortschreibung des Kapitels 6.5 Energie Dokumentation der Potenzialflächenanalyse

Stand: Mai 2021



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Dokumentation der Potenzialflächenanalyse	5
2.1	Lesehilfe.....	5
2.2	Eignungsgebiete für Windenergieanlagen	6
	WEG 01/21 Rieps	6
	WEG 02/21 Löwitz West	9
	WEG 03/21 Schönberg	13
	WEG 04/21 Menzendorf	17
	WEG 05/21 Grieben Ost.....	21
	WEG 06/21 Groß Voigtshagen	24
	WEG 07/21 Questin.....	27
	WEG 08/21 Grevesmühlen	30
	WEG 09/21 Rohlfstorf.....	33
	WEG 10/21 Mühlen Eichsen	37
	WEG 11/21 Gadebusch Süd.....	40
	WEG 12/21 Renzow West	44
	WEG 13/21 Renzow Ost.....	48
	WEG 14/21 Groß Welzin	53
	WEG 15/21 Parum.....	57
	WEG 16/21 Stralendorf.....	60
	WEG 17/21 Alt Zachun	64
	WEG 18/21 Lübesse.....	67
	WEG 19/21 Plate	70
	WEG 20/21 Hoort	74
	WEG 21/21 Boizenburg	79
	WEG 22/21 Gresse.....	83
	WEG 23/21 Vellahn	87
	WEG 24/21 Kloddram	91
	WEG 25/21 Alt Krenzlin	94
	WEG 26/21 Wöbbelin	97
	WEG 27/21 Bresegard und 28/21 Karenz	103
	WEG 30/21 Steesow.....	108
	WEG 31/21 Milow	112
	WEG 32/21 Grabow.....	116
	WEG 33/21 Muchow	119
	WEG 34/21 Brunow	122
	WEG 35/21 Parchim	126
	WEG 36/21 Gischow.....	129

WEG 37/21 Lübz Süd	134
WEG 38/21 Kreien	138
WEG 39/21 Wendisch Priborn	142
WEG 40/21 Barkow	145
WEG 41/21 Plauerhagen	148
WEG 42/21 Daschow	152
WEG 43/21 Sehlsdorf	157
WEG 44/21 Werder	160
WEG 45/21 Granzin	165
WEG 46/21 Kladrum	168
WEG 47/21 Severin	172
WEG 48/21 Wessin	177
WEG 49/21 Groß Hundorf	180
WEG 50/21 Lüttow-Valluhn	184
WEG 51/21 Klein Dammerow	187
WEG 52/21 Runow	191
2.3 entfallende Eignungsgebiete für Windenergieanlagen	195
WEG 19/18 Waschow	195
WEG 24/18 Ludwigslust Ost	196
WEG 28/18 Gorlosen	198
WEG 27/18 Wanzlitz	199
2.4 entfallende Eignungsgebiete für Windenergieanlagen (bedingte Festlegung)	200
bedingtes WEG 46/18* Rütting	200
bedingtes WEG 47/18* Paetrow	201
bedingtes WEG 48/18* Klein Trebbow	203
bedingtes WEG 49/18* Beckentin	204
bedingtes WEG 51/18* Wamckow	205
2.5 weitere Potenzialflächen	207

1 Einleitung

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

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

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

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

2 Dokumentation der Potenzialflächenanalyse

2.1 Lesehilfe

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











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

Legende für Kapitel 2.2 bis 2.4

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

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

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

Potenzialfläche_3Entwurf	
Potenzialfläche_entfallen	
Potenzialfläche_neu	
WEG_3Entwurf	
Gemeindegrenzen	
WEG_3Entwurf_2500m_Abstand	
WEA_Bestand_2500m_Abstand	
WEA_Bestand_Westmecklenburg_2020	
WEA_Westmecklenburg_Errichtung_vor_2002	
WEA_Bestand_Brandenburg	

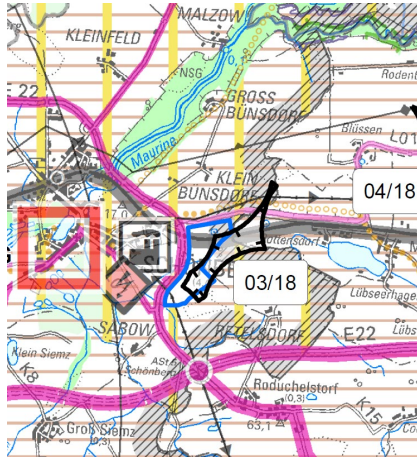
Das Kapitel 2.5 der weiteren Potenzialflächen hat eine eigenständige Legende.

WEG 03/21 Schönberg

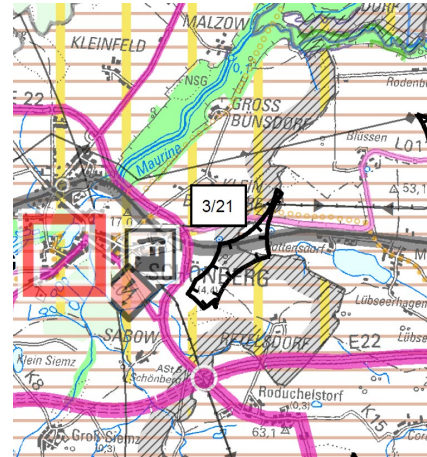
Größe	77 ha
Landkreis	NWM
Gemeinden	Stadt Schönberg und Menzendorf

1. Vergleich der WEG-Entwürfe der Beteiligungsverfahren

2. Entwurf

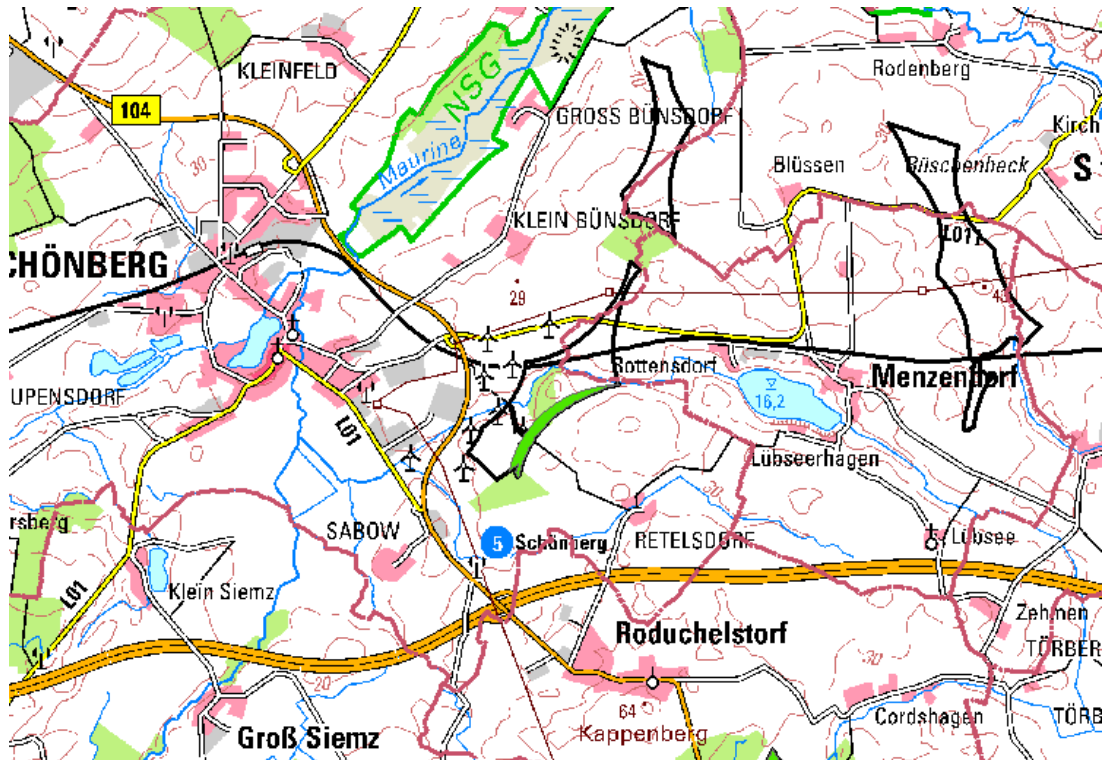


3. Entwurf



2. Begründung

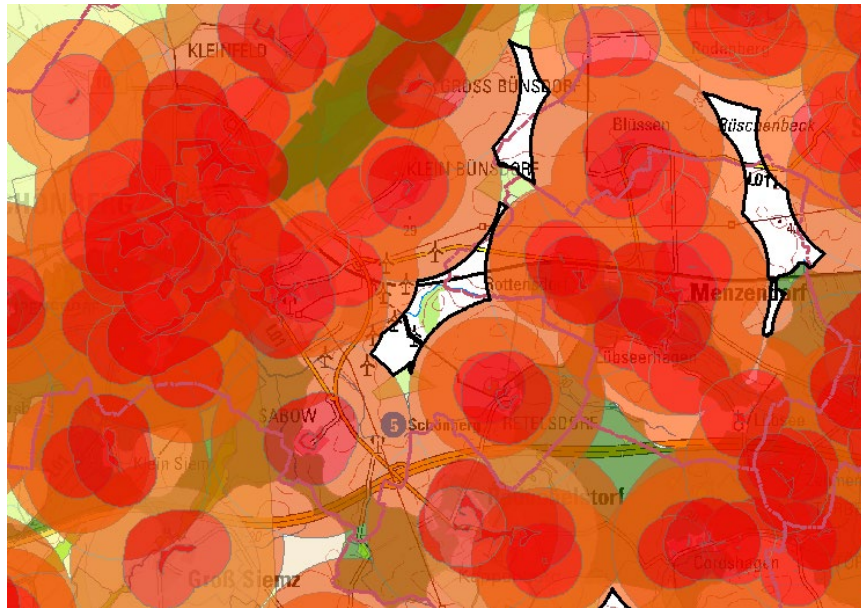
Änderung der Potenzialfläche gegenüber dem 2. Entwurf



Ergebnis der Umweltprüfung

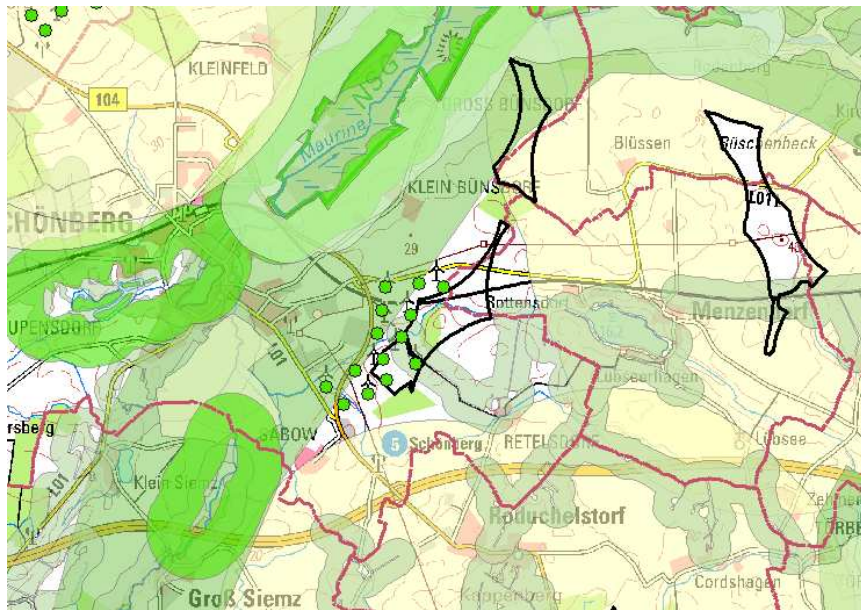
Es sind keine Belange bekannt, die auf Ebene der Regionalplanung der Ausweisung als Eignungsgebiet für Windenergieanlagen entgegenstehen. Mögliche Prüferfordernisse im Genehmigungsverfahren sind dem Umweltbericht zu entnehmen.

Anwendung der Ausschlusskriterien



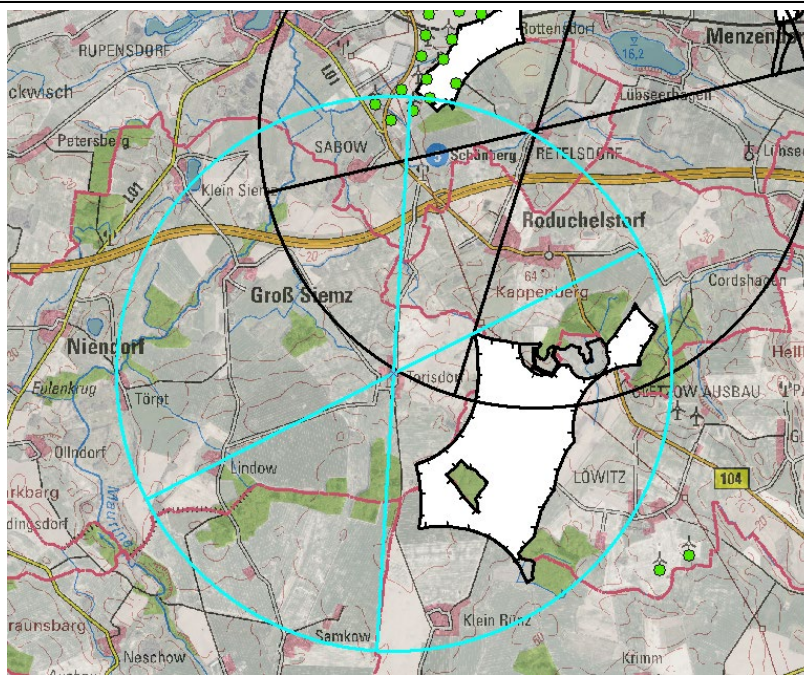
Bereich	Abgrenzung	Änderung gegenüber 2. Entwurf
Norden	weiche Ausschlusskriterien	
	<ul style="list-style-type: none"> - 1.000 m Abstand zur Ortslage Klein Bünsdorf - Waldflächen ab 10 ha 	
Westen	weiche Ausschlusskriterien	
	<ul style="list-style-type: none"> - 1.000 m Abstand zur Ortslage Schönberg - 800 m Abstand zu Einzelhaus östlich Ortslage Schönberg 	
Süden	weiche Ausschlusskriterien	
	<ul style="list-style-type: none"> - 1.000 m Abstand zur Ortslage Sabow und Retelsdorf - Waldflächen ab 10 ha 	<ul style="list-style-type: none"> - Erweiterung der Potenzialfläche durch 800 m Abstand zu Wohngebäude nordwestlich Ortslage Retelsdorf (außerhalb Mischgebiet, zuvor 1.000 m Abstand)
Osten	weiche Ausschlusskriterien	
	<ul style="list-style-type: none"> - 1.000 m Abstand zur Ortslage Rottensdorf - 800 m Abstand zu Einzelhaus westlich Ortslage Rottensdorf 	
Zentral	weiches Ausschlusskriterien	
	<ul style="list-style-type: none"> - Biotop ab 5 ha (für die Darstellung im WEG generalisiert) 	

Überlagerung durch Restriktionskriterien



Bereich	Restriktionskriterium	Umweltprüfung / naturschutzfachliche Bewertung	planerische Bewertung
Süden	- 200 m Abstandspuffer zu Biotopen ab 5 ha	- 200 m-Puffer zu einer weitläufigen linearen Heckenstruktur, so dass die Anwendung des Restriktionskriteriums aus fachlicher Sicht nicht begründet ist	- Abstandspuffer wird überwunden - betreffender Bereich der Potenzialfläche wird zum WEG
WEG	- Mindestabstand von 2,5 km zum Windpark Schönberg	-	- Erweiterung des Windparks - Mindestabstand von 2,5 km wird nicht angewendet

Vermeidung von Umfassung



- Torisdorf**
- Abdeckung des zulässigen Umfassungswinkels von ca. 120° im Uhrzeigersinn ausgehend von der nordwestlichen Grenze des WEG Löwitz West
 - Siedlung ist im 60° Freihaltekorridor durch das WEG Schönberg marginal in der Tiefe umfasst, was keine zusätzliche optische Bedrängung darstellt
 - **betreffender Bereich der Potenzialfläche wird zum WEG**
- Ergebnis**
- keine erheblich beeinträchtigende Umfassung von Siedlungen innerhalb des 3,5 km Abstands

weitere Hinweise / Besonderheiten	
Belang	planerische Bewertung
<ul style="list-style-type: none"> - Bebauungsplan Nr. 10 „Windpark südöstlich der Stadt Schönberg“ mit Sonderbaufläche Windenergieanlage der Stadt Schönberg 	<ul style="list-style-type: none"> - Plan wurde 2016 durch Stadtvertretung aufgehoben - wird nicht berücksichtigt
<ul style="list-style-type: none"> - Flächennutzungsplan mit Sondergebiet Windenergieanlage der Stadt Schönberg 	<ul style="list-style-type: none"> - ursprünglicher Plan vom VG Schwerin 2007 für inzident unwirksam erklärt - 4. Änderung des Flächennutzungsplans übernimmt das damalige Eignungsgebiet nachrichtlich - teilweise Überlagerung durch Ausschlusskriterien - Ausschlussbereich des gesamtträumlichen Planungskonzeptes ist höher gewichtet, als Sondergebiet - vom Ausschlussbereich überlagerte Fläche wird nicht berücksichtigt - mit WEG deckungsgleiche Fläche wird berücksichtigt

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Anlagen:

- 16.1.3 f2e_gutachten_schoenberg_rev0.pdf



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

Referenz-Nummer:

F2E-2020-TGF-028, Rev. 0 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

Plan BC GmbH
Rosestraße 22, 95448 Bayreuth

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, 04.06.2020

Gepprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahn, Sachverständiger, Hamburg, 04.06.2020

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 Bauteilversagen.....	7
2.4	Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken.....	8
2.5	Vereisungshäufigkeiten.....	8
2.6	Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken.....	10
2.7	Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen.....	12
2.8	Grenzwerte und Risikobewertung.....	12
2.8.1	Grenzwerte individuelles Risiko.....	12
2.8.2	Grenzwerte kollektives Risiko.....	14
2.8.3	Risikobewertung.....	15
2.8.4	Risikomindernde Maßnahmen.....	17
2.8.5	Addition von Risiken.....	18
3	Eingangsdaten.....	21
3.1	Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	21
3.2	Winddaten am Standort.....	25
3.3	Aufenthaltshäufigkeiten.....	25
3.4	Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko.....	26
3.5	Eiserkennung.....	26
3.5.1	Eiserkennungssystem.....	26
3.5.2	Zustand nach Abschaltung.....	27
3.5.3	Risikoreduzierende Maßnahmen.....	27
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	27
4.1	Standortbesichtigung.....	27
4.2	Vereisungshäufigkeit am Standort.....	27
4.3	Anzahl sich lösender Eisstücke.....	28
4.4	Ermittlung der Gefährdungsbereiche.....	28
4.4.1	Bauteilversagen.....	28
4.4.2	Eiswurf und Eisfall.....	29
4.5	Betrachtung der Einzelrisiken.....	30
4.5.1	Eiswurf.....	30
4.5.2	Eisfall.....	30
4.5.3	Bauteilversagen.....	30
4.6	Bewertung des Gesamtrisikos.....	31
5	Weitere Maßnahmen.....	32



5.1 Eisfall.....	32
6 Zusammenfassung.....	33
7 Formelzeichen und Abkürzungen.....	34
8 Literaturangaben.....	35
Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen.....	37
A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken.....	37
A.2 Turmversagen.....	38
A.3 Verlust der Gondel bzw. des Rotors.....	38
A.4 Schadenshäufigkeiten.....	38
Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall.....	42
B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten.....	42
B.2 Schadenshäufigkeiten.....	43

1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall 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.

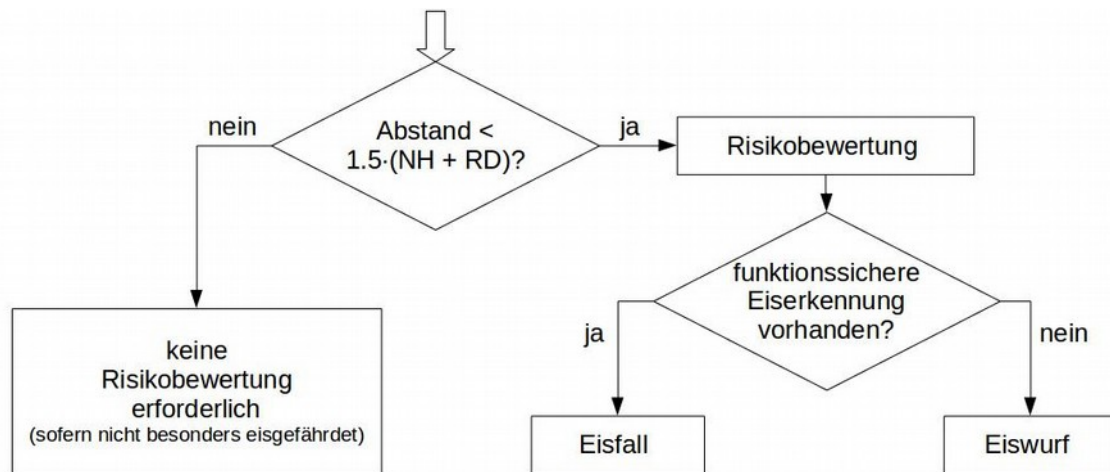


Abbildung 2.2.1: Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall.

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 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 Versagenshäufigkeiten pro WEA pro Jahr genannt:

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

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



Die Erwartungswerte zuzüglich des Sicherheitszuschlages werden im Folgenden als Eintrittshäufigkeiten zugrunde gelegt.

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

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.

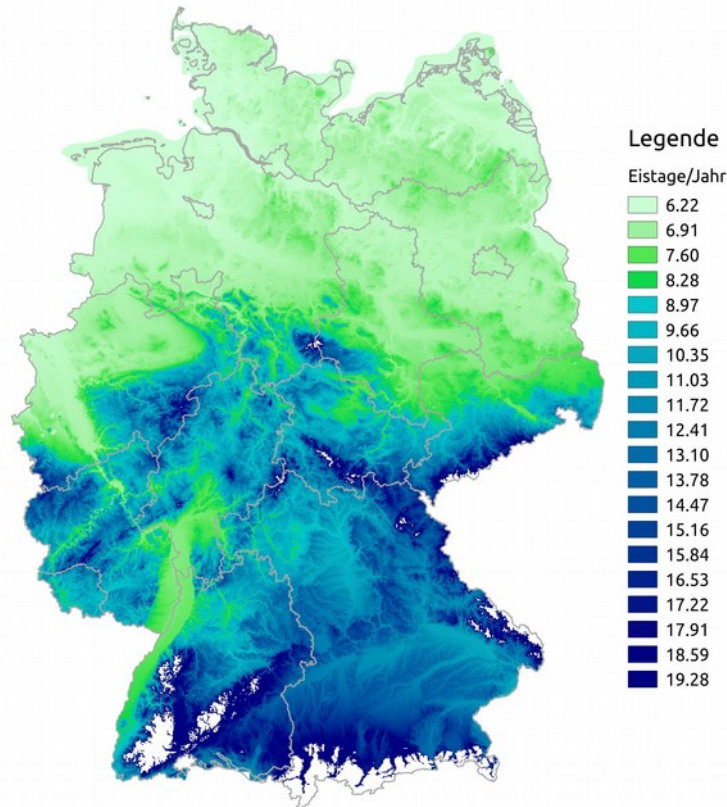


Abbildung 2.5.1: Eistage pro Jahr gemäß den Ergebnissen aus /1.8/ für Höhen bis 700m üNN.

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.

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.

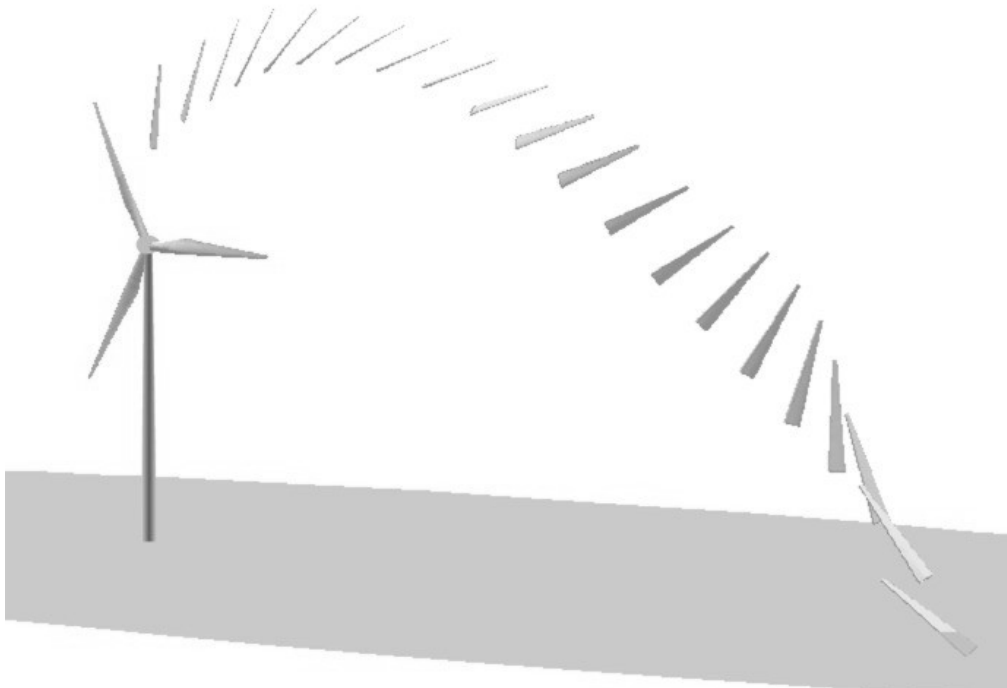


Abbildung 2.6.1: Beispielhafte Flugbahn eines Blattbruchstückes /1.12/.

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.

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.

In der Summe wurden ca. 5.5 Millionen Flugbahnen ausgewertet.

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.

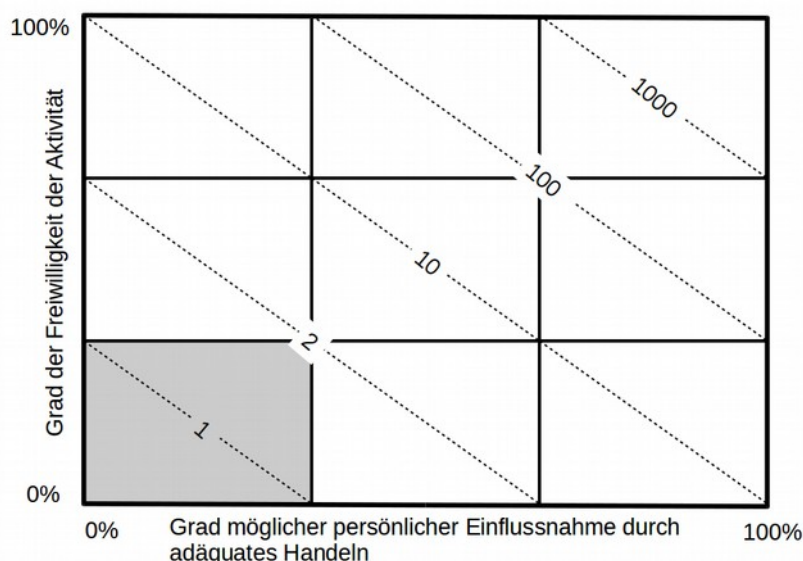


Abbildung 2.8.1.1: Akzeptiertes Todesfallrisiko pro 100 000 Personen /1.7/. Grau hinterlegter Bereich entspricht dem MEM-Kriterium /2.3/.

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.
- Ein Eisstück, das direkt auf ein Fahrzeug im Bereich der Frontscheibe auftrifft,



führt stets zu einer schweren Verletzung oder zum Tode der Insassen. 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. Die so standortspezifisch ermittelten Risikogrenzwerte werden bei Bedarf 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 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.).

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 2.8.3.1). Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht akzeptabel.

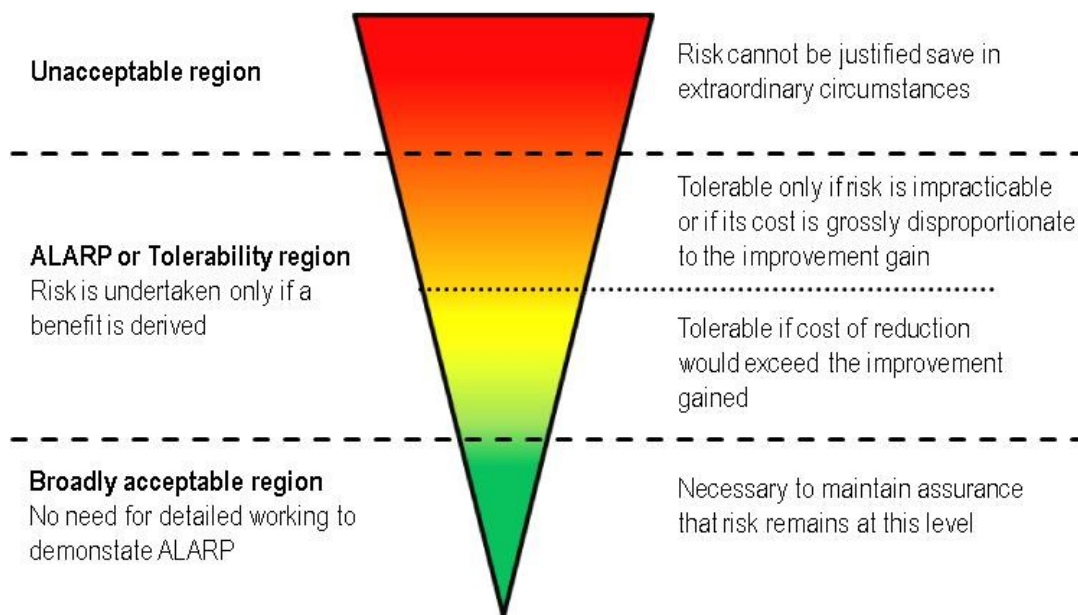


Abbildung 2.8.3.1: ALARP-Prinzip /1.9/. Die Grenze zum roten inakzeptablen Bereich wird für das individuelle Risiko durch das MEM-Kriterium /2.3/ definiert.

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 zwei Größenordnungen unterhalb des MEM-Kriteriums, ist es ohne weitere Maßnahmen uneingeschränkt akzeptabel.

Bei der Bewertung der individuellen und kollektiven Risiken wird entsprechend zwischen den vier in Tabelle 2.8.3.1 genannten Bereichen unterschieden.

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.



Table 2.8.3.1: Risikobereiche für das individuelle und kollektive Risiko nach /2.1/.

Individuelles Risiko	Kollektives Risiko	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 akzeptabel - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
10^{-7} bis 10^{-6}	10^{-5} bis 10^{-4} oder standortspezifisch	Gelber Bereich: Risiko akzeptabel - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
$< 10^{-7}$	$< 10^{-5}$ oder standortspezifisch	Grüner Bereich: Risiko uneingeschränkt akzeptabel

2.8.4 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,



- Warningschilder,
- Warnleuchten, die mit dem Eiserkennungssystem der WEA gekoppelt sind,
- Physische Barrieren wie Schranken sofern dies vor Ort umgesetzt werden kann.

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.

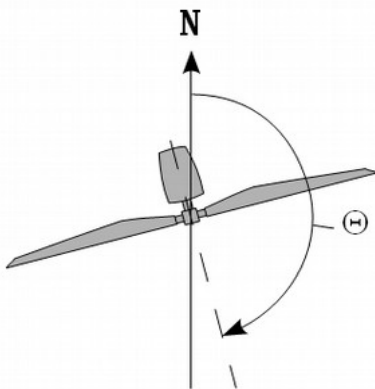


Abbildung 2.8.4.1: Definition des Azimutwinkels Θ .

2.8.5 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 mit Grenzwerten verglichen wird, die auf die gefahrene Strecke bezogen sind (siehe Kapitel 2.8.2).

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 betrachtenden 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 2.8.3)
- 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.

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



Tabelle 2.8.5.1: 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 4.3.1 aufgeführt.
	„Referenzpunkt der Winddaten“	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.
Farbliche Zuordnung der Symbole		
	Zu betrachtende 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 betrachtenden 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 betrachtenden WEA () zu berücksichtigen sind. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in Abbildung 3.1.1 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 Schönberg (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von drei Windenergieanlagen (WEA 1 - 3).

















Am Standort befinden sich weitere WEA, von denen die benachbarten WEA 11 - 15 aufgrund ihrer Nähe zu den geplanten WEA eventuell zu berücksichtigen sind.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle 3.1.1 bzw. Abbildung 3.1.1 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 2.8.4.1).

Die WEA 1 - 3 liegen in unmittelbarer Nähe zu den Schutzobjekten und werden im Folgenden hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen betrachtet.

Tabelle 3.1.1: Windparkkonfiguration

	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 32)		Hersteller	WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]
			East	North					
	1	Schö WEA 1	32630165	5968499	Nordex	Nordex N149 5.X	5.70	164.0	149.1
	2	Schö WEA 2	32630239	5968161	Nordex	Nordex N163 5.X	5.70	164.0	163.0
	3	Schö WEA 3	32629914	5967965	Nordex	Nordex N163 5.X	5.70	164.0	163.0
	4	Schö WEA VB1	32628479	5967098	ENERCON	V80-2.0 MW	2.00	78.0	80.0
	5	Schö WEA VB2	32628964	5967052	ENERCON	E-82 E2	2.30	138.4	82.0
	6	Schö WEA VB3	32629168	5967228	ENERCON	E-82 E2	2.30	138.4	82.0
	7	Schö WEA VB4	32629104	5967468	ENERCON	E-92 2.3 MW	2.35	138.4	92.0
	8	Schö WEA V01	32628696	5966918	ENERCON	E-92 / 2.35 MW	2.35	138.4	92.0
	9	Schö WEA V02	32628803	5967301	ENERCON	E-92 / 2.35 MW	2.35	138.4	92.0
	10	Schö WEA V03	32629018	5967744	ENERCON	E-92 / 2.35 MW	2.35	138.4	92.0
	11	Schö WEA V04	32629041	5968011	ENERCON	E-92 / 2.35 MW	2.35	138.4	92.0
	12	Schö WEA V05	32629373	5967995	ENERCON	E-92 / 2.35 MW	2.35	138.4	92.0
	13	Schö WEA V06	32629054	5968280	ENERCON	E-92 / 2.35 MW	2.35	138.4	92.0
	14	Schö WEA V07	32629439	5968358	ENERCON	E-92 / 2.35 MW	2.35	138.4	92.0
	15	Schö WEA V08	32629721	5968336	ENERCON	E-92 / 2.35 MW	2.35	138.4	92.0
	16	Schö WEA V09	32629287	5967728	ENERCON	E-92 / 2.35 MW	2.35	138.4	92.0



	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 32)		Hersteller	WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]
			East	North					
	17	Schö WEA V10	32629472	5967442	ENERCON	E-92 / 2.35 MW	2.35	138.4	92.0
	18	Schö WEA V12	32630283	5969021	Siemens	SG 170-6.0	6.00	167.0	170.0

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.1.1.

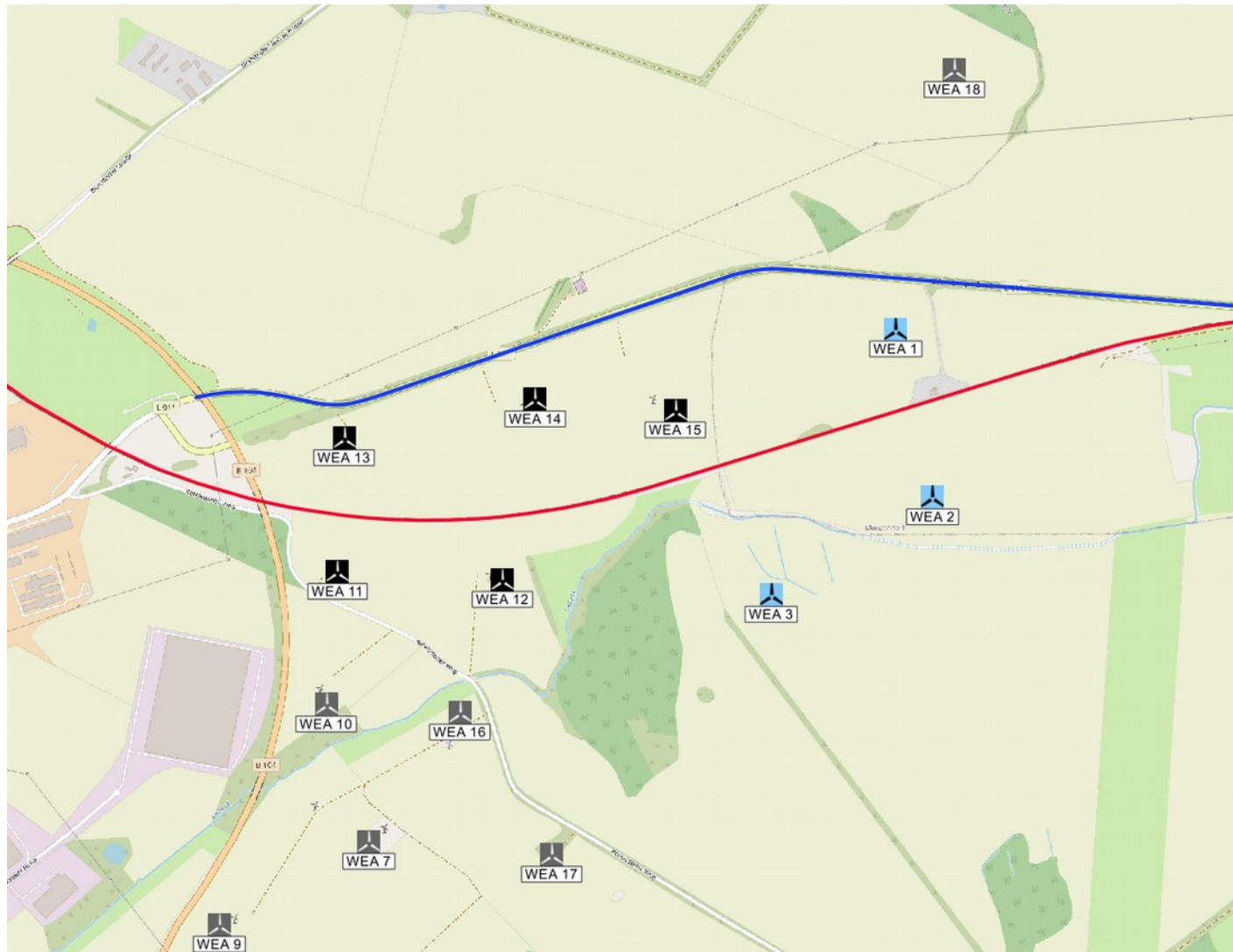





Abbildung 3.1.1:
Lage des Standortes,
Karte /1.4/.

-  zu betrachtende WEA
-  zu berücksichtigende WEA
-  weitere WEA

Schutzobjekte:

- blau: L011
- rot: Bahnstrecke



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 Schönberg 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 Perioden gefiltert, bei denen Eiswurf oder Eisfall potentiell auftreten kann. Die gefilterten Daten sind in Tabelle 3.2.1 aufgetragen und werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung bei potentiellen Vereisungsbedingungen am Standort Schönberg vorausgesetzt.

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

Ref.-Pkt.		N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Ges.
Wind 1	A	5.90	6.28	7.10	7.94	7.92	7.99	8.37	9.94	10.57	9.86	8.71	6.78	8.73
	k	2.06	2.26	2.45	2.47	2.61	2.54	2.47	2.84	3.12	2.96	2.65	2.27	2.45
	f	0.042	0.046	0.054	0.067	0.072	0.070	0.070	0.108	0.163	0.151	0.109	0.050	1.000
Wind 2	A	6.71	7.24	7.66	8.29	8.25	8.38	8.63	9.80	10.14	9.14	8.59	7.52	8.55
	k	2.20	2.52	2.81	2.85	3.31	2.98	2.86	3.02	3.30	2.68	2.47	2.44	2.64
	f	0.054	0.064	0.069	0.094	0.097	0.089	0.073	0.089	0.130	0.092	0.087	0.063	1.000
Bezugswerte														
Koordinaten des Referenzpunktes (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)									East			North		
Wind 1 (ungefiltert)									629914			5967965		
Wind 2 (gefiltert nach Vereisungsperioden)														
Höhe über Grund h									164m					

Die Parameter der Weibull-Verteilung werden genutzt, um die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen auf die jeweiligen Windgeschwindigkeiten umzurechnen.

3.3 Aufenthaltshäufigkeiten

Nach /3.2/ wurde am Zählpunkt 0028 auf der L011 zwischen Schönberg und Blüssen eine Verkehrsbelastung von 2225 Kfz pro Tag ermittelt.

Auf Grund von Straßenbeschaffenheit und -verlauf wird davon ausgegangen, dass



die mittlere Fahrzeug-Geschwindigkeit 70 Kilometer pro Stunde beträgt.

Nach /3.3/ wurden täglich jeweils 19 Züge pro Richtung auf der Bahnstrecke Lübeck - Güstrow ermittelt. Im Folgenden wird von 38 Zügen pro Tag auf der Bahnstrecke ausgegangen. Gemäß /3.9/ sind die Züge im Mittel mit 40 Personen besetzt. Auf der Bahnstrecke gilt eine Geschwindigkeitsbegrenzung von 120 Kilometern pro Stunde.

3.4 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 3.4.1 listet die ermittelten oberen Grenzwerte für ein inakzeptables Risiko. Die weiteren Risikobereiche gemäß Tabelle 2.8.3.1 liegen jeweils eine Zehnerpotenz niedriger und sind nicht extra aufgeführt.

Tabelle 3.4.1: 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)

Für Kreisstraßen und sonstige Straßen, für die das kollektive Risiko maßgeblich ist, gilt der pauschale Grenzwert für das kollektive Personenrisiko von $1.0 \cdot 10^{-3}$ (siehe Kapitel 2.8.2).

3.5 Eiserkennung

3.5.1 Eiserkennungssystem

Die WEA 1 - 3 sind 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/.

Das verwendete System IDD.Blade zur Eiserkennung ist entsprechend der Richtlinie des Germanischen Lloyd für die Zertifizierung von Systemen zur Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen /2.5/ typgeprüft /3.5/. In /3.6/ 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. Die Windenergieanlagen des Typs N149/5.X und N163



werden in /3.7/ nicht erfasst.

3.5.2 Zustand nach Abschaltung

Nach einer Abschaltung durch das Eiserkennungssystem geht die WEA in einen definierten Zustand. Angaben zu Trudeldrehzahlen, Blattstellung und Windnachführung der WEA wurden gemäß /3.7/ umgesetzt.

3.5.3 Risikoreduzierende Maßnahmen

In den in Anhang A dargestellten Ergebnissen wurden keine risikoreduzierenden Maßnahmen berücksichtigt.

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 Vereisungshäufigkeit am Standort

Entsprechend Kapitel 2.5 ergibt sich am Standort Schönberg eine Vereisungshäufigkeit von 1.8% entsprechend 6.5 Vereisungstagen pro Jahr.



4.3 Anzahl sich lösender Eisstücke

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. Die Anzahl ist dabei unabhängig davon, ob ein Risiko durch Eisfall oder Eiswurf betrachtet wird, und ergibt im vorliegenden Fall für die einzelnen WEA-Typen die in Tabelle 4.3.1 dargestellten Eisstücke pro Vereisung und Eisstücke pro Jahr.

Tabelle 4.3.1: Eisstücke pro Vereisung und Jahr in Abhängigkeit vom WEA-Typ.

WEA-Typ	Eisstücke pro Vereisung	Eisstücke pro Jahr
N149	165.3	1074
N163	197.8	1286

4.4 Ermittlung der Gefährdungsbereiche

4.4.1 Bauteilversagen

Folgende Abstände wurden für die betreffenden WEA ermittelt:

Tabelle 4.4.1.1: Abstände zu den Schutzobjekten.

	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Schutzobjekt	Abstand [m]
	1	Schö WEA 1	L011	~99
			Bahnstrecke	~156
	2	Schö WEA 2	L011	~430
			Bahnstrecke	~184
	3	Schö WEA 3	Bahnstrecke	~277

Aus dem Vergleich mit den Wurfweiten entsprechend Tabelle 2.3.1 ergibt sich für die zu betrachtenden WEA:

- Eine Gefährdung durch Verlust der Gondel bzw. des Rotors ist nicht zu unter-






stellen.

- Eine Gefährdung durch ein Versagen des Turmes ist für die WEA 3 nicht zu unterstellen.
- Eine Gefährdung durch Abwurf eines ganzen Rotorblattes ist für die WEA 1 zu unterstellen. Da die Wurfweiten für Blattbruchstücke deutlich größer sein können, ist eine Gefährdung durch Blattbruch auch für größere Bruchstücke für alle betrachteten WEA zu unterstellen.

4.4.2 Eiswurf und Eisfall

Auf Grundlage der potentiellen Gefahrenbereiche der WEA vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser (siehe Kapitel 2.2) ergeben sich für die einzelnen WEA die in Tabelle 4.4.2.1 aufgeführten zu betrachtenden Schutzobjekte.

Tabelle 4.4.2.1: Zu betrachtende Schutzobjekte.

	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Potentieller Gefährdungsbereich	
			Radius [m]	Schutzobjekte im Bereich
	1	WEA 1	469.7	L011 Bahnstrecke
	2	WEA 2	490.5	L011 Bahnstrecke
	3	WEA 3	490.5	Bahnstrecke

Bei den WEA 4 - 18 handelt es sich um bereits bestehende WEA, deren Gefährdung im Rahmen dieses Gutachtens nicht zu bewerten ist.

Wenn die Gefährdungsbereiche der bestehenden WEA sich mit den Gefährdungsbereichen der geplanten WEA überlappen (siehe Kapitel 2.8.5), wird das Risiko der betreffenden bestehenden WEA entsprechend berücksichtigt.

Wenn entlang eines Weges die Gefährdungsbereiche der geplanten und der bestehenden WEA passiert werden (siehe Kapitel 2.8.5), wird das Risiko der betreffenden bestehenden WEA entsprechend berücksichtigt.



4.5 Betrachtung der Einzelrisiken

Aus der in Kapitel 4.3 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.

4.5.1 Eiswurf

Aufgrund der vorhandenen zertifizierten Systeme zur Eiserkennung kann der Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz ausgeschlossen werden. Damit ergibt sich keine Gefährdung durch Eiswurf von den betrachteten WEA.

4.5.2 Eisfall

Entsprechend Kapitel 2.2 besteht auch bei vorhandener funktionssicherer Eiserkennung stets ein Risiko durch Eisfall in der Umgebung einer WEA. Dieses Risiko ist daher standortspezifisch zu bewerten.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang B dargestellt.

4.5.3 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.



4.6 Bewertung des Gesamtrisikos

Mit den Detailergebnissen für Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen ergeben sich am Standort Schönberg folgende Gesamtrisiken:

Tabelle 4.6.1: Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Schönberg.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
Bewertung der einzelnen WEA:			
1	L011	$2.11 \cdot 10^{-3}$ (einmal in 475 Jahren)	$1.26 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 790 000 Jahren)
	Bahnstrecke	$4.92 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 203 000 Jahren)	$2.26 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 4.4 Mio. Jahren)
2	Bahnstrecke	$5.69 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 175 000 Jahren)	$2.46 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 4.0 Mio. Jahren)
3	Bahnstrecke	$1.48 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 6.7 Mio. Jahren)	$4.32 \cdot 10^{-10}$ (einmal in 2.3 Mrd. Jahren)
Bewertung addierter Risiken:			
1 - 3	Bahnstrecke	$1.08 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 92 000 Jahren)	$4.72 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 2.1 Mio. Jahren)

Wie in Kapitel 2.8 dargestellt, erfolgt die Bewertung des individuellen und kollektiven Risikos durch eine Einteilung in vier Bereiche von inakzeptabel bis uneingeschränkt akzeptabel. Damit ergeben sich bezogen auf die betrachteten WEA folgende Ergebnisse für das Gesamtrisiko. Es ist in Tabelle 4.6.2 jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt (siehe Kapitel 2.8).



Tabelle 4.6.2: Gefährdung durch Eisfall und Bauteilversagen am Standort Schönberg.

Gesamtbewertung der einzelnen WEA			
Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
Bewertung der einzelnen WEA:			
1	L011	akzeptabel - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen	---
	Bahnstrecke	uneingeschränkt akzeptabel	akzeptabel - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
2	Bahnstrecke	uneingeschränkt akzeptabel	akzeptabel - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
3	Bahnstrecke	uneingeschränkt akzeptabel	uneingeschränkt akzeptabel
Bewertung addierter Risiken:			
1 - 3	Bahnstrecke	akzeptabel - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich	akzeptabel - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich

Da die Risiken aller geplanten WEA entlang der Bahnstrecke im akzeptablen Bereich liegen, ist eine weitere Betrachtung addierter Risiken (siehe auch Kapitel 2.8.5) innerhalb des Windparks nicht erforderlich. Die Risiken liegen für die WEA 1 und 2 jedoch deutlich außerhalb des uneingeschränkt akzeptablen Bereiches, so dass weitere risikomindernde Maßnahmen empfohlen werden.

5 Weitere Maßnahmen

5.1 Eisfall

Für die WEA 1 und 2 empfehlen wir nach Abschaltung auf Grund von Eisansatz den Rotor der WEA so auszurichten, dass möglichst wenige Eisstücke die L011 sowie die Bahnstrecke treffen und entsprechend den Vorgaben des Herstellers die Azimutposition des Rotors bis zur maximal möglichen Windgeschwindigkeit beizubehalten. Die erforderlichen Werte sind in Tabelle 5.1.1 dargestellt (zur Definition des Azimutwinkels siehe Abbildung 2.8.4.1).

Tabelle 5.1.1: Empfohlene Azimut-Positionen nach Abschaltung auf Grund von Eisansatz für den Rotor der WEA.

Lfd. Nr. WEA	Azimutwinkel bei Stillstand [°]
1	5
2	343



6 Zusammenfassung

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

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 betrachtenden WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt. Zu berücksichtigende benachbarte WEA (siehe Kapitel 2.8.5) sind in der Bewertung enthalten. Schutzobjekte, die von der jeweiligen WEA nicht getroffen werden, sind in Tabelle 6.1 nicht aufgeführt.

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

Maßnahmen, die umgesetzt werden sollten, weil das Risiko im oberen ALARP-Bereich (siehe Kapitel 2.8) liegt, werden in der Spalte „Maßnahmen - empfohlen“ aufgeführt.

Tabelle 6.1: Bewertung des Gesamtrisikos.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Risiko- bewertung	Maßnahmen	
			erforderlich	empfohlen
1	L011	akzeptabel	---	Kapitel 5
	Bahnstrecke	akzeptabel	---	Kapitel 5
2	Bahnstrecke	akzeptabel	---	Kapitel 5
3	Bahnstrecke	akzeptabel	---	---



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/ Bredesen, R. E.; Kjeller Vindteknikk AS; Icethrow from wind turbines - Assessment and risk management; IEA Wind Task 19, Präsentation bei der Winterwind International Wind Energy Conference, Åre 2017.
- /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; International Recommendations



- for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; October 2018.
- /2.2/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen - Fassung Juni 2015 bzw. Veröffentlichung der Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen, Ausgabe 2017/1.
- /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 Ed. 4, Wind turbines - Part 1: Design requirements; 88/521/CD Committee Draft, 22. Oktober 2015.
- /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.

Projektspezifisch

- /3.1/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; anemos Windatlas für Deutschland, <https://awis.anemos.de/>, Winddaten zum Standort Menzendorf heruntergeladen am 13.05.2020.
- /3.2/ Landesamt für Straßenbau und Verkehr Mecklenburg-Vorpommern; Verkehrsmengenkarte Mecklenburg-Vorpommern 2015, Stand Januar 2017.
- /3.3/ DB Regio AG, Regio Nordost; RE4 Streckenfahrplan, 09.12.2018 - 06.09.2019, Lübeck - Bad Kleinen - Güstrow - Neubrandenburg - Pasewalk - Szczecin/Ueckermünde; Stand: 20.10.2018; Schwerin, Deutschland.
- /3.4/ Nordex Energy GmbH; Option Rotorblatt-Eisdetektion in Nordex-Windenergieanlagen, Gültig für Nordex K08-Anlagen Generation gamma und delta; Dokument K0801_055240_DE; Hamburg, April 2016.
- /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.: 8111 327 215 Rev.1; 06.03.2019; Hamburg, Deutschland.
- /3.6/ DNV-GL; Type Certificate, Damage Detection System SHM.BLade; Certificate No. TC-DNVGL-SE-0439-04906-0; Hamburg, 2019-06-12.
- /3.7/ Nordex Energy GmbH; Trudelbetrieb bei Eisansatz von Nordex Anlagen; per Email am 18.09.2019.
- /3.8/ Udo Bauch; Zugunglück von Eschede überlebt: Mein schwerer Weg zurück ins Leben. Ein Opfer berichtet über seine Erfahrungen; 2013, BoD - Books on Demand.
- /3.9/ DB Regio AG; Fahrgastzahlen für Schönberg der Linie RE 4; per Email am 05.04.2017.



Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen

A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken

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 Schönberg.

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
1	389.4
2	421.9
3	420.8

In der Abbildung A.1.1 sind die daraus für die Umgebung der WEA 1 - 3 resultierenden Auftreffhäufigkeiten pro Rasterfläche (25m²) und Jahr dargestellt. Erkennbar sind die größeren Auftreffhäufigkeiten quer zur Hauptwindrichtung.

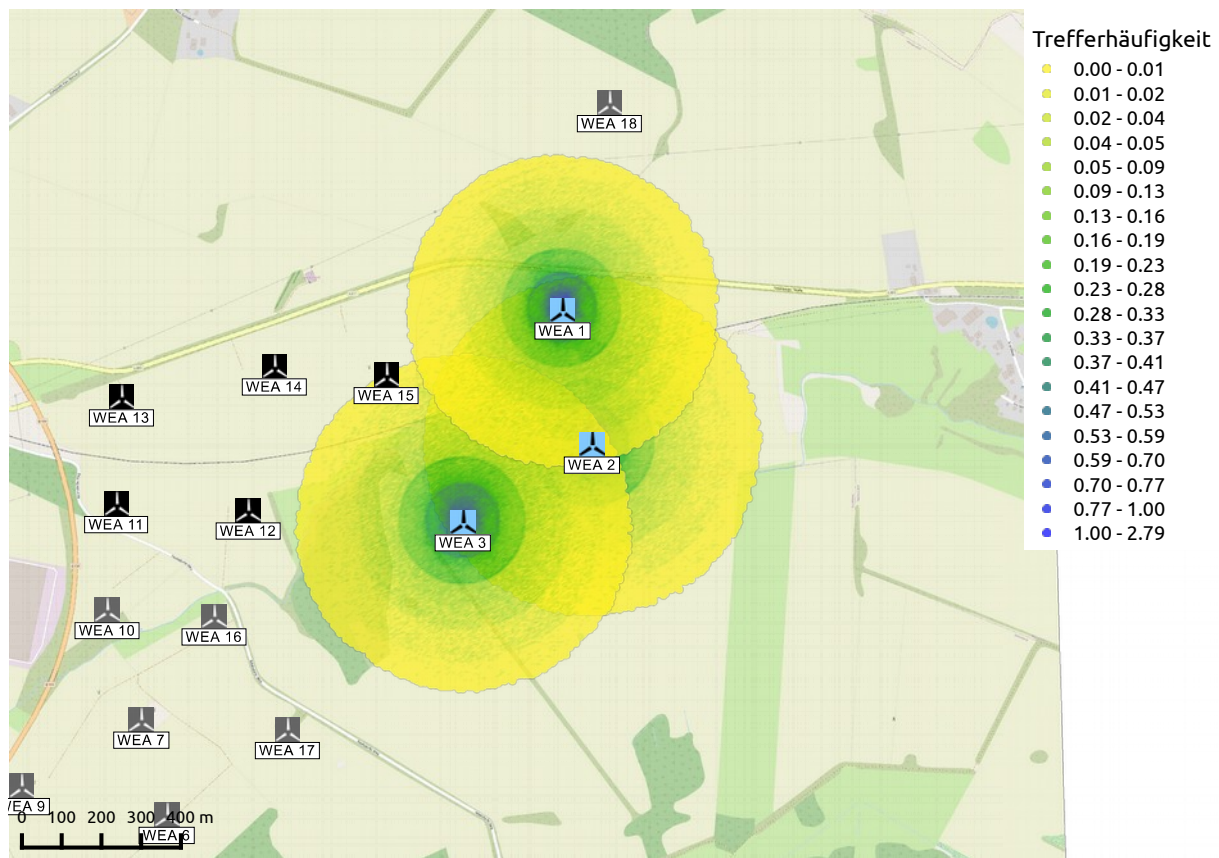


Abbildung A.1.1: Trefferhäufigkeiten von Blattbruchstücken pro Rasterfläche (25m²) in einer Millionen Jahren in der Umgebung der WEA 1 - 3 am Standort Schönberg (Karte /1.4/).

A.2 Turmversagen

Der Abstand zu den Schutzobjekten liegt für die WEA 1 und 2 unterhalb des in Tabelle 2.3.1 genannten maximalen Einflussbereiches für den Fall Turmversagen. Eine Gefährdung der Schutzobjekte infolge Turmversagen ist daher für diese WEA zu unterstellen.

A.3 Verlust der Gondel bzw. des Rotors

Der Abstand der Schutzobjekte liegt oberhalb des in Tabelle 2.3.1 genannten maximalen Einflussbereiches für einen Verlust der Gondel bzw. des Rotors. Eine Gefährdung der Schutzobjekte durch einen Verlust der Gondel bzw. des Rotors wird daher ausgeschlossen.

A.4 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Gefährdungsbereiche der zu



betrachtenden WEA die in Tabelle A.4.1 aufgeführten Auftreffhäufigkeiten für Blattbruchstücke und die in Tabelle A.4.2 aufgeführten Auftreffhäufigkeiten infolge Turmversagens.

Tabelle A.4.1: Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken für die Gefährdungsbereiche am Standort Schönberg.

Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekt	Beiträge WEA	Auftreffhäufigkeit eines Blattbruchstückes pro Jahr
Risiken pro WEA:			
1	L011	1	$3.30 \cdot 10^{-5}$
	Bahnstrecke	1	$1.20 \cdot 10^{-5}$
2	L011	2	0
	Bahnstrecke	2	$1.17 \cdot 10^{-5}$
3	Bahnstrecke	3	$4.99 \cdot 10^{-6}$
Addierte Risiken:			
1 - 3	Bahnstrecke	1 - 3	$2.87 \cdot 10^{-5}$

Tabelle A.4.2: Auftreffhäufigkeiten infolge Turmversagen für die Gefährdungsbereiche am Standort Schönberg.

Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekt	Beiträge WEA	Auftreffhäufigkeit infolge Turmversagens pro Jahr
Risiken pro WEA:			
1	L011	1	$8.02 \cdot 10^{-5}$
	Bahnstrecke	1	$8.31 \cdot 10^{-6}$
2	L011	2	0
	Bahnstrecke	2	$1.84 \cdot 10^{-5}$
3	Bahnstrecke	3	0
Addierte Risiken:			
1, 2	Bahnstrecke	1, 2	$2.67 \cdot 10^{-5}$

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/.



Da die Bahnstrecke Lübeck - Güstrow im betreffenden Bereich nicht elektrisch betrieben wird, kann es zu zwei Unfallszenarien kommen:

- Trümmerteile der WEA treffen den Zug direkt und der Zug entgleist.
- Trümmerteile liegen auf dem Gleis, in die der Zug hinfahren kann.

Konservativ wird davon ausgegangen, dass im Falle eines direkten Treffers 45% der Personen im Zug zu Tode kommen. Diese Abschätzung basiert auf den Zahlen der Toten und Schwerverletzten bei dem schwersten Zugunglück der Bundesrepublik Deutschland in Eschede im Jahr 1998 /3.8/.

Im Falle von Trümmerteilen auf den Gleisen ist davon auszugehen, dass der Zug in diesem Fall in der Regel gebremst und nicht in voller Fahrt auf das Bruchstück trifft. In vielen Fällen wird es auch zu keinem Zusammenstoß kommen, da das Bruchstück rechtzeitig gesehen wird oder der Schaden bereits gemeldet wurde. Mangels belastbarer Daten zu diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass es bei jedem Bruchstück, das die Gleise trifft, im Mittel zu einem Toten kommt.

Mit den genannten Ausführungen ergeben sich die in Tabelle A.4.3 aufgelisteten Unfallhäufigkeiten bzw. Risiken.

Das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko ist in Tabelle A.4.3 jeweils fett gedruckt.

Relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.3.1 bzw. Werte im ALARP-Bereich, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, treten in Tabelle A.4.3 nicht auf.

Tabelle A.4.3: Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Schönberg durch Blattbruch und Turmversagen.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
Risiken pro WEA:			
1	L011	1.83*10⁻⁵ (einmal in 54 000 Jahren)	1.10*10 ⁻⁸ (einmal in 91 Mio. Jahren)
	Bahnstrecke	6.74*10⁻⁷ (einmal in 1,4 Mio. Jahren)	1.97*10⁻⁹ (einmal in 507 Mio. Jahren)
2	Bahnstrecke	1.07*10⁻⁶ (einmal in 935 000 Jahren)	3.13*10⁻⁹ (einmal in 319 Mio. Jahren)



Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
3	Bahnstrecke	$1.48 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 6.7 Mio. Jahren)	$4.32 \cdot 10^{-10}$ (einmal in 2.3 Mrd. Jahren)
Addierte Risiken:			
1 - 3	Bahnstrecke	$1.89 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 528 000 Jahren)	$5.53 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 180 Mio. Jahren)



Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall

B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten

Tabelle B.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Bruchstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf. Die maximale Flugweite bezieht sich auf ein 99.95% Quantil. Einzelne Eisstücke erreichen größere Flugweite, sind aber für die Risikobewertung nicht relevant und werden auch nicht bei den Trefferhäufigkeiten berücksichtigt.

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

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]	Maximale Flugweite / (Nabenhöhe + Rotordurchmesser)
1	264.4	0.844
2	274.6	0.840
3	272.5	0.833

Die Flugweiten erreichen einen Maximalwert vom 0.844fachen aus Nabenhöhe plus Rotordurchmesser der WEA. Sie liegen damit unter dem in /1.1/ bei pauschaler Betrachtung geforderten konservativen Abstand vom 1.5fachen aus Nabenhöhe plus Rotordurchmesser der WEA.

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

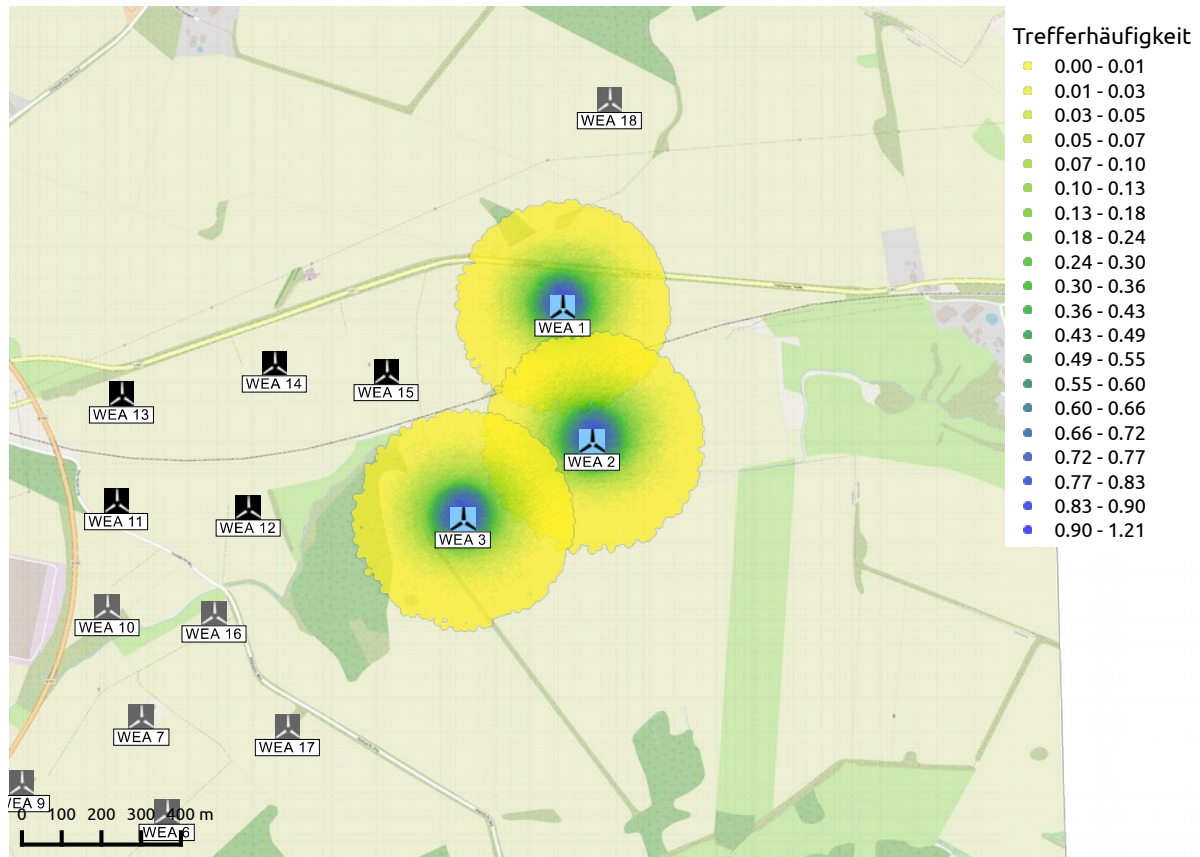


Abbildung B.1.1: Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m²) und Jahr in der Umgebung der WEA 1 - 3 am Standort Schönberg (Karte /1.4/).

B.2 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Gefährdungsbereiche der zu betrachtenden WEA die in Tabelle B.2.1 aufgeführten Randbedingungen.



Tabelle B.2.1: Randbedingungen für die Bewertung von Sach- bzw. Personenschäden am Standort Schönberg.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Beiträge WEA	Anzahl Treffer pro Jahr
1	L011	1	12.4
	Bahnstrecke	1	1.1
2	L011	2	0
	Bahnstrecke	2	1.2
3	Bahnstrecke	3	0

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 Sicherheitsfahrtschaltung (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.

Mit den genannten Ausführungen ergeben sich die in Tabelle B.2.2 aufgelisteten Unfallhäufigkeiten bzw. Risiken.

Das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko ist in Tabelle B.2.2 jeweils fett gedruckt.

Relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.3.1 bzw. Werte im ALARP-Bereich, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, sind in Tabelle B.2.2 jeweils kursiv gedruckt.



Table B.2.2: Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Schönberg.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
Risiken pro WEA:			
1	L011	$2.09 \cdot 10^{-3}$ (einmal in 479 Jahren)	$1.25 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 790 000 Jahren)
	Bahnstrecke	$4.25 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 230 000 Jahren)	$2.24 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 4.4 Mio. Jahren)
2	Bahnstrecke	$4.62 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 216 000 Jahren)	$2.43 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 4.1 Mio. Jahren)
Addierte Risiken:			
1, 2	Bahnstrecke	$8.87 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 112 000 Jahren)	$4.67 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 2.1 Mio. Jahren)

16.1.4 Standsicherheit

Anlagen:

- 16.1.4 f2e_gutachten_schoenberg_rev0_A_final.pdf



Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Schönberg, Variante A

Referenz-Nummer:

F2E-2020-TGF-028, Rev. 0 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

Plan BC GmbH
Rosestraße 22, 95448 Bayreuth

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, 28.05.2020

Geprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 28.05.2020

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 53303680-0

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.....	20
3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte.....	20
3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort.....	21
3.3 Extremwind am Standort.....	21
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.....	23
5 Nachweis der Standorteignung.....	24
5.1 Allgemeine Hinweise.....	24
5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen.....	24
5.2.1 Erläuterungen und Hinweise.....	25
5.2.2 Betriebsbeschränkungen.....	25
5.2.3 Einschränkungen.....	26
5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten.....	27
6 Zusammenfassung.....	27
7 Literaturangaben.....	29
Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Schönberg	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 $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$

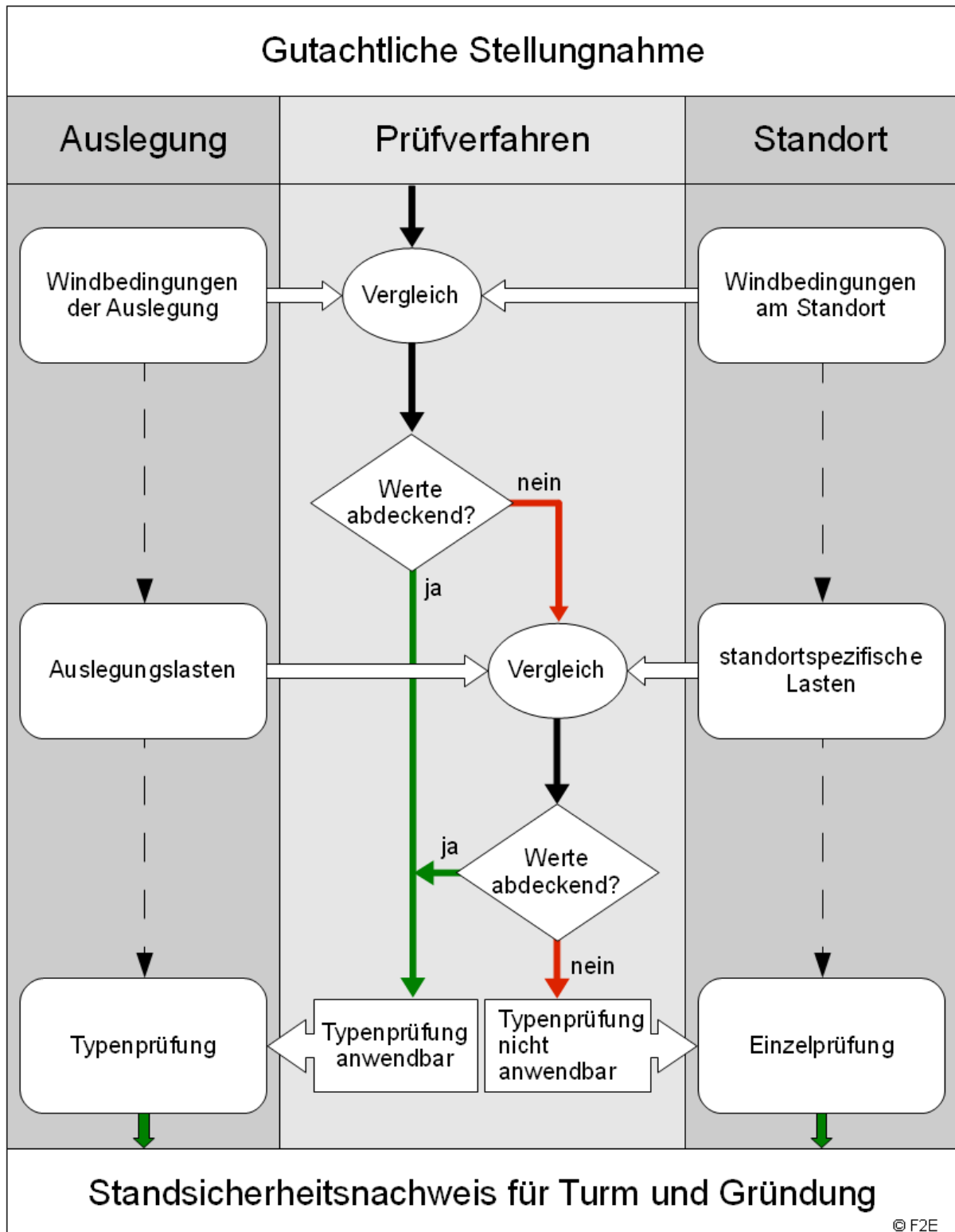


Abbildung 2.1.1: Schematische Darstellung des Prüfverfahrens.



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

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.

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

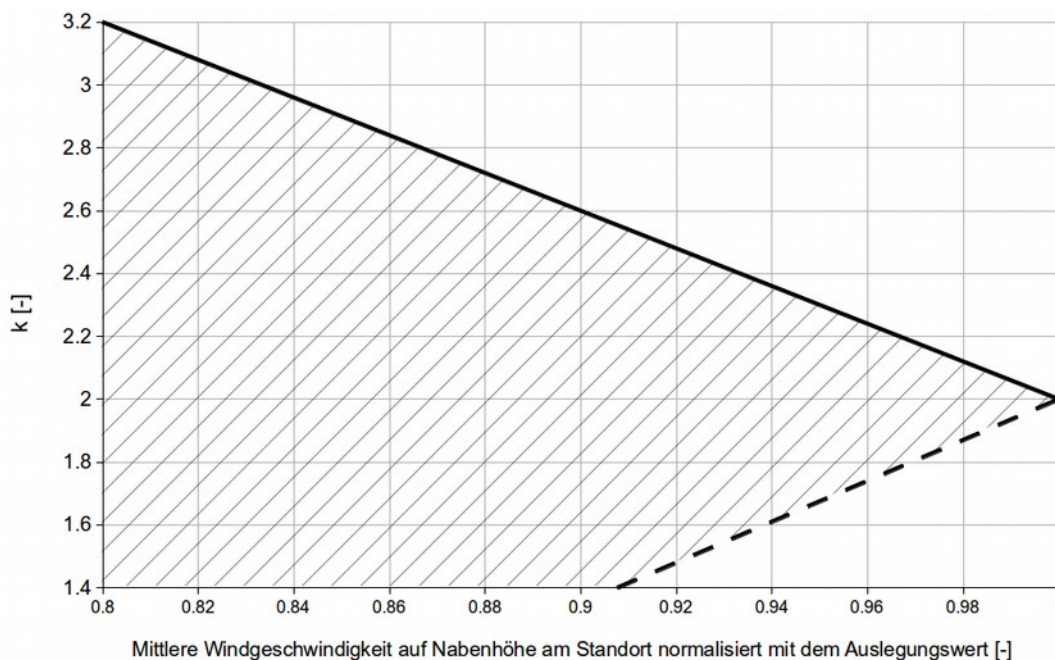


Abbildung 2.1.2: Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich).



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:

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

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.

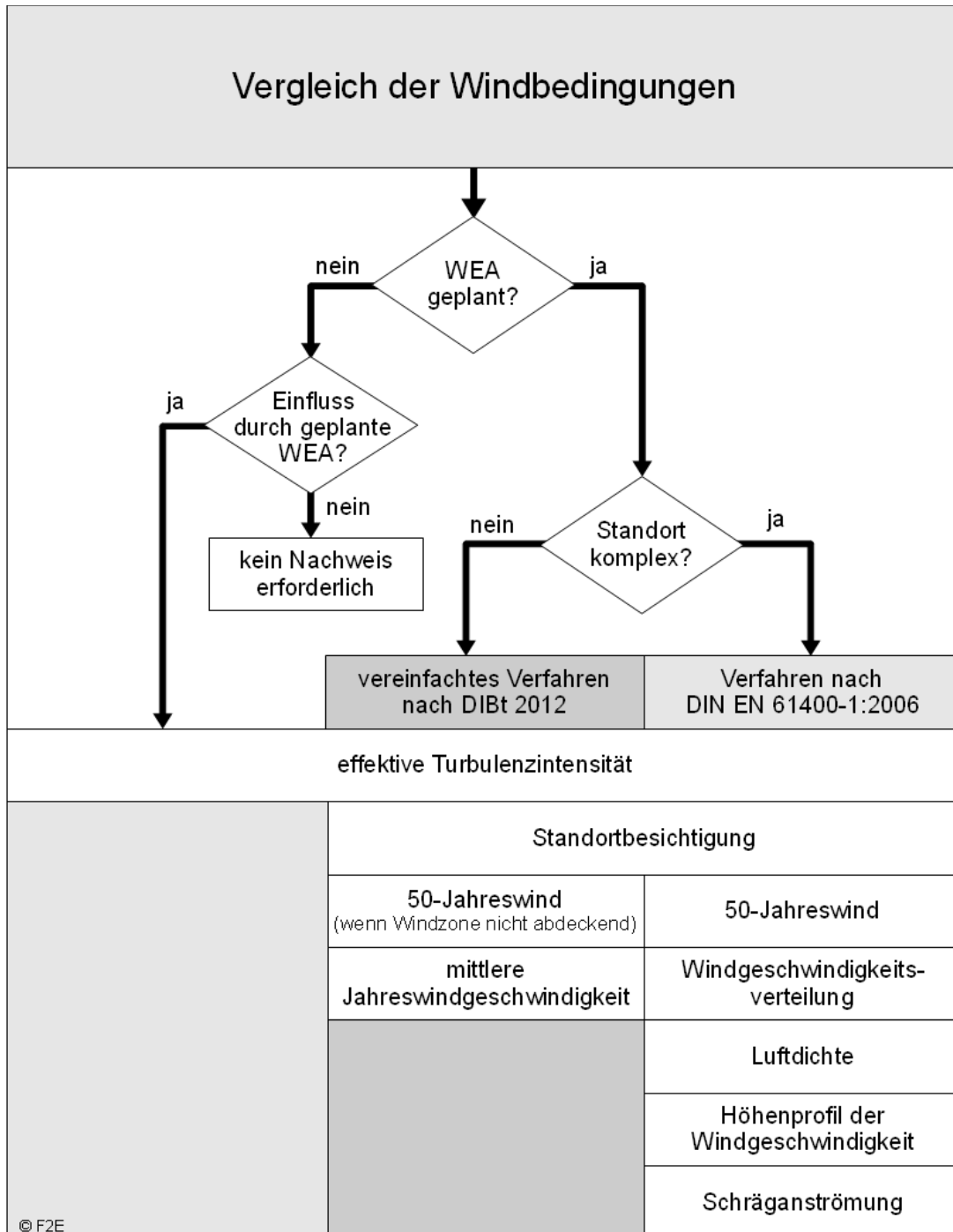


Abbildung 2.1.3: Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen gemäß /2.8/.



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 ab weichen. 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.



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.5).

Alternative	Eingeschränkte 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 Schönberg (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von drei Windenergieanlagen (WEA 1 - 3). Am Standort befinden sich 16 weitere benachbarte WEA.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle A.2.2.1 des Anhangs bzw. in Abschnitt A.2.6 des Anhangs dargestellt.

Für die WEA 19 beträgt die Nabenhöhe 165m zuzüglich einer Fundamenterhöhung von 2m.

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 siehe Anhang Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2).

WEA		Auslegung		
	Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone	Quelle
	1*	DIBt 2012	WZ S	/3.3/
	2, 3*	DIBt 2012	WZ S	/3.4/
	18, 19**	DIBt 2012	---	---
	6, 7, 9 - 17**	DIBt 2004	---	---

*: Da die Standorte der geplanten WEA nicht komplex sind, ist ein Vergleich mit den Auslegungswerten der Luftdichte, des Höhenexponenten und der Schräganströmung nicht erforderlich. Da zur Entwurfslebensdauer keine Informationen vorlagen, ist die gemäß DIBt-Richtlinie minimal anzusetzende Entwurfslebensdauer von 20 Jahren aufgeführt.

** : Da der Nachweis der Standorteignung der WEA nur hinsichtlich des Einflusses benachbarter WEA untereinander durch einen Vergleich mit den Auslegungswerten der Turbulenzintensität erfolgt (siehe Kapitel 2.1), sind für diese WEA nur die entsprechenden Auslegungswerte aus Tabelle A.2.3.2 des Anhanges relevant.

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 /3.5/ der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren standortspezifisch ermittelt.

Der in /3.5/ 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 /3.5/.

WEA		v_{50} [m/s]
	Lfd. Nr.	
	1 - 3	34.09



3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort

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

Die Bewertung des Orografieinflusses 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.2.5 des Anhangs dargestellt.

Bei der in Tabelle A.2.5.2.1 des Anhangs aufgeführten Betriebsbeschränkung handelt es sich um eine Betriebsbeschränkung, die aufgrund eines Anlagenabstandes von weniger als zwei Rotordurchmesser erforderlich ist. Diese Betriebsbeschränkung wurde in der Berechnungsvariante „Situation nach dem Zubau“ sowie in allen weiteren Berechnungsvarianten berücksichtigt.

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

Der Standort Schönberg wurde am 14.04.2020 besichtigt /3.2/.

Der Standort lässt sich in die Geländekategorie II nach /2.9/ einordnen.

Relevante Einzelstrukturen, deren Nachlaufströmungen gesondert zu betrachten wären, wurden nicht identifiziert.



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.

Es ist zusätzlich in der Tabelle A.3.1.1 des Anhangs die Situation vor dem Zubau der WEA 1 - 3 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.2.5.2.1 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						Gesamt- ergebnis	Last- rechnung	
	Lfd. Nr.	Bezeichnung	I_{eff}	α	φ	ρ	A, k	v_{50}			
	1	Schoe WEA 1	-	---	---	---	-	+	-	erforderlich	
	2	Schoe WEA 2	-	---	---	---	-	+	-	erforderlich	
	3	Schoe WEA 3	-	---	---	---	-	+	-	erforderlich	
	6	Schoe WEA VB3	-	---						-	erforderlich
	7	Schoe WEA VB4	+	---						+	---
	9	Schoe WEA V02	+	---						+	---
	10	Schoe WEA V03	+	---						+	---
	11	Schoe WEA V04	+	---						+	---
	12	Schoe WEA V05	+	---						+	---



WEA			Einzelergebnisse						Gesamt- ergebnis	Last- rechnung
Lfd. Nr.	Bezeichnung	I_{eff}	α	φ	ρ	A, k	v_{50}			
	13	Schoe WEA V06	+			---			+	---
	14	Schoe WEA V07	+			---			+	---
	15	Schoe WEA V08	+			---			+	---
	16	Schoe WEA V09	-			---			-	erforderlich
	17	Schoe WEA V10	+			---			+	---
	18	Schoe WEA V11	+			---			+	---
	19	Schoe WEA V12	+			---			+	---

5.2.1 Erläuterungen und Hinweise

- Der Einfluss der geplanten WEA auf die WEA 6 und 16 ist so gering, dass sich durch die geplanten WEA keine signifikante Erhöhung der effektiven Turbulenzintensitäten an den WEA 6 und 16 ergibt. Die Überschreitungen an den WEA 6 und 16 sind daher nicht auf die geplanten WEA zurückzuführen, sondern ergeben sich bereits aus der bestehenden Windparkkonfiguration (siehe Tabellen A.3.1.1 und A.3.2.1 des Anhangs).
- Bezüglich der in /3.5/ getroffenen Aussage zum 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren ist gemäß /3.5/ die Möglichkeit einer Überschreitung des in /3.5/ 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.

Die Standorteignung der betroffenen WEA 1 - 3 kann hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität in der geplanten Windparkkonfiguration durch eine Betriebsbeschränkung benachbarter WEA gewährleistet werden. Dies kann durch das Abschalten oder einen veränderten Betriebsmodus der entsprechenden benachbarten WEA bei Auftreten der jeweiligen Nachlaufsituation erreicht werden.

Die notwendigen Betriebsbeschränkungen sind in Tabelle A.2.5.6.1 dargestellt. Zu den implizit mit abgedeckten alternativen Betriebsbeschränkungen siehe Kapitel 2.5.1.



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 1 - 3 liegen außerhalb des zu betrachtenden Windgeschwindigkeitsbereiches (siehe Kapitel 2.1) und werden als vernachlässigbar bewertet.

Da sich für die WEA 1 - 3 ebenfalls eine Überschreitung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit ergibt, sind für diese WEA zusätzliche Betriebsbeschränkungen erforderlich.

Gemäß /2.2/ ist ein Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Verteilung der Auslegung im Bereich von $0.2v_{ref}$ bis $0.4v_{ref}$ durchzuführen.

Da für die WEA 1 - 3 die standortspezifische Kurve der Häufigkeitsverteilung nicht vollständig durch die der Auslegung abgedeckt ist, kann die Standorteignung der betroffenen WEA 1 - 3 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 - 3 sind in der nachfolgend aufgeführten Tabelle 5.2.2.1 dargestellt und decken die Überschreitungen der Auslegungswerte der effektiven Turbulenzintensität an den WEA 1 - 3 mit ab.

Tabelle 5.2.2.1: Vorgaben für die sektorielle Betriebsbeschränkung zur Gewährleistung der Standorteignung der WEA 1 - 3.

Definition der sektoriellen Betriebsbeschränkung		
Art der Beschränkung	Sektor (0° = geografisch Nord)	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
Abschaltung WEA 1	alle	8.4 - 16.8
Abschaltung WEA 2 und 3	alle	8.1 - 16.1

5.2.3 Einschränkungen

Die Aussagen zum Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen unterliegen folgender Einschränkung:

- Für die WEA 2, 3 und 19 liegen nur vorläufige anlagenspezifische Parameter (Schubbeiwert c_T und Schnelllaufzahl der WEA) vor.



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.

Entsprechende Berechnungsberichte liegen für die WEA 1 - 3, 6 und 16 nicht vor.

6 Zusammenfassung

Am Standort Schönberg (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von drei Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befinden sich 16 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 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 - 3	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, 9 - 15, 17, 19	---	---
	18	Nr. 1 Tabelle A.2.5.2.1	
Die Standorteignung folgender WEA wird durch den Zubau der geplanten WEA nicht gefährdet. Ein abschließender Nachweis der Standorteignung der WEA ist daher im Rahmen des Zubaus der geplanten WEA nicht erforderlich und wurde nicht erbracht.	6, 16	---	---

*: Da für die geplanten WEA nur vorläufige Kennlinien vorliegen, sind die hier getroffenen Aussagen ebenfalls nur vorläufig.

** : 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 Ed. 4, Wind turbines - Part 1: Design requirements; 88/521/CD Committee Draft, 22. Oktober 2015.
- /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 13.05.2020.
- /3.2/ Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Bewertung der Standorteignung von WEA am Standort Schönberg; Referenz-Nr.: F2E-2020-TGF-028; Mai 2020; Hamburg, Deutschland.
- /3.3/ Nordex Energy GmbH; Design Information for Wind & Site Assessment, N149/5.7 Delta 50Hz NCV TCS164N DIBt S / IEC S; 19.09.2019; Hamburg, Germany.
- /3.4/ Nordex Energy GmbH; Design Information for Wind & Site Assessment, N163/5.7 Delta 50Hz NCV TCS164N DIBt S / IEC B; 23.08.2019; Hamburg, Germany.
- /3.5/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Schönberg; Berichts-Nr.: 20-089-7020256-Rev00-EX-MS; 20. Mai 2020; Reppenstedt, Deutschland.

A.1 Allgemeine Daten

A.1.1 Einstellungen

Benutzername	Silva Mäusling, F2E
Kunde	Plan BC GmbH
Projektname	Schönberg
Variante	A
Referenznummer	F2E-2020-TGF-028
Revision	0
Software	Wake2e 3.10.0.18
	WEA-Bibliothek Version 1.6.322
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	14.04.2020
Durchgeführt von	Kai Deponte, F2E
Ermittelte Geländekategorie	II
Orografisch relevante Struktur	Nein
















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 Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara; Hole-filled seamless SRTM data V3; International Centre for Tropical Agriculture (CIAT); 2006; Washington, USA.






A.2.2 Windparkkonfiguration

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

WEA						Koordinaten		Datensatz-Nr.		
	Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P _N [MW]	D [m]	z _{hub} [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	1	Schoe WEA 1	Nordex N149/5.X Mode 0 5.7MW (HH120m on request)	5.7	149.1	164	32630165	5968499	1	—
	2	Schoe WEA 2	Nordex N163/5.X HH 118m 148m 164m Mode 0 5.7MW preliminary	5.7	163	164	32630239	5968161	1	—
	3	Schoe WEA 3	Nordex N163/5.X HH 118m 148m 164m Mode 0 5.7MW preliminary	5.7	163	164	32629914	5967965	1	—
	4	Schoe WEA VB1	Vestas V80 2.0MW	2	80	78	32628479	5967098	1	—
	5	Schoe WEA VB2	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	82	138.4	32628964	5967052	1	—
	6	Schoe WEA VB3	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	82	138.4	32629168	5967228	1	—
	7	Schoe WEA VB4	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32629104	5967468	1	—
	8	Schoe WEA V01	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32628696	5966918	1	—
	9	Schoe WEA V02	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32628803	5967301	1	—
	10	Schoe WEA V03	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32629018	5967744	1	—
	11	Schoe WEA V04	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32629041	5968011	1	—
	12	Schoe WEA V05	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32629373	5967995	1	—
	13	Schoe WEA V06	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32629054	5968280	1	—
	14	Schoe WEA V07	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32629439	5968358	1	—














Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

WEA						Koordinaten		Datensatz-Nr.	
Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P_N [MW]	D [m]	z_{hub} [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	15 Schoe WEA V08	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32629721	5968336	1	—
	16 Schoe WEA V09	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32629287	5967728	1	—
	17 Schoe WEA V10	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	92	138.4	32629472	5967442	1	—
	18 Schoe WEA V11	ENERCON E-138 EP3 3.5MW Mode OM 0s	3.5	138.25	131	32629779	5967682	1	—
	19 Schoe WEA V12	Siemens Gamesa SG 6.0/6.2-170 Mode 1 6.0MW preliminary and restr	6	170	167	32630283	5969021	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}
	1 DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	18	20	7.5	2.4	0.25	0.25	8	1.225	42
	2 DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	6	20	6.5	2.4	0.3	0.3	8	1.225	40.3
	3 DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	6	20	6.5	2.4	0.3	0.3	8	1.225	40.3
	4 —	—	Charakteristisch	1	—	—	—	—	—	—	—	—
	5 DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	20	8.77	2	0.2	0.2	8	1.225	48.51
	6 DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	20	8.77	2	0.2	0.2	8	1.225	48.51
	7 DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71
	8 DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71
	9 DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71
	10 DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71
	11 DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71
	12 DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71
	13 DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

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}
14	DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71
15	DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71
16	DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71
17	DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.8	2	0.2	0.2	8	1.225	48.71
18	DIBt 2012	WZ 2 GK II	Repräsentativ	5	25	7.5	2	0	0.2	8	1.225	37.69
19	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	5	20	7.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5

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
1	DIBt 1993	20.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	IEC Ed.2 A	—	42.0	34.5	30.0	27.0	24.9	23.3	22.0	21.0	20.2	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5	16.3	16.1	15.9	15.8	15.6	15.5	15.3	15.2	15.1
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
18	Nordex N163/5.5 / N149/5.7 / N149/4380 IEC	—	33.2	28.2	25.3	23.3	21.9	20.8	20.0	19.3	18.8	18.3	17.9	17.6	17.3	17.1	16.9	16.7	16.5	16.3	16.2	16.1	15.9	15.8	15.7	15.6	—	—	—
2	DIBt 2004	—	42.0	34.5	30.0	27.0	24.9	23.3	22.0	21.0	20.2	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5	16.3	16.1	15.9	15.8	15.6	15.5	15.3	15.2	15.1

A.2.4 Winddaten

Quelle Externe Datei
 Dateiname winddaten_schoenberg_rev0.csv

Tabelle A.2.4.1: Wind-Datensatz "Wind 1"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen		Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	5.9	6.282	7.096	7.94	7.917	7.988	8.367	9.936	10.572	9.858	8.713	6.784	A [m/s]	8.73	Höhe über Grund [m]	164
k [-]	2.059	2.261	2.455	2.474	2.61	2.536	2.473	2.836	3.117	2.961	2.646	2.269	k [-]	2.448	Ost	32629914
Häufigkeit (100%=1)	0.0415	0.0461	0.0536	0.0667	0.0717	0.0696	0.0704	0.108	0.1629	0.1509	0.109	0.0496	v_{ave} [m/s]	7.74	Nord	5967965

A.2.5 Betriebsbeschränkungen (BBS)

A.2.5.1 Situation vor dem Zubau

Für diese Berechnungsvariante wurden keine Einschränkungen definiert.

A.2.5.2 Situation nach dem Zubau

Tabelle A.2.5.2.1: Betriebsbeschränkungen der Situation nach dem Zubau

Nr.	Eingeschränkte WEA	Zu schützende WEA	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	WEA 3	WEA 18	X	-	-	351.2	63	v-in	v-out

A.2.5.3 Berechnungsvariante "Woehlerlinienkoeffizient m=4"

Tabelle A.2.5.3.1: Betriebsbeschränkungen der Berechnungsvariante "Woehlerlinienkoeffizient m=4"

Nr.	Eingeschränkte WEA	Zu schützende WEA	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	WEA 3	WEA 18	X	-	-	351.2	63	v-in	v-out

A.2.5.4 Berechnungsvariante "Woehlerlinienkoeffizient m=9"

Tabelle A.2.5.4.1: Betriebsbeschränkungen der Berechnungsvariante "Woehlerlinienkoeffizient m=9"

Nr.	Eingeschränkte WEA	Zu schützende WEA	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	WEA 3	WEA 18	X	-	-	351.2	63	v-in	v-out

A.2.5.5 Berechnungsvariante "Woehlerlinienkoeffizient m=10"

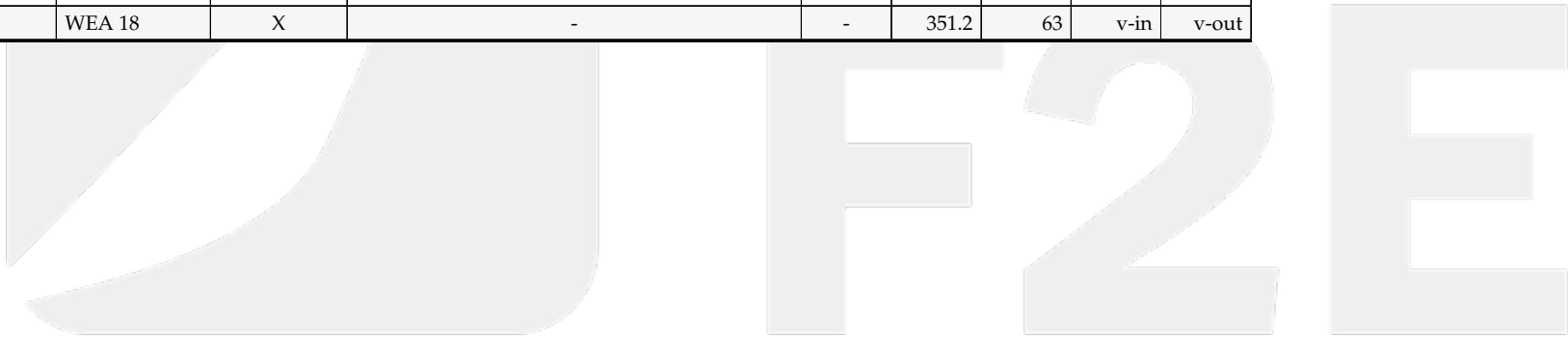
Tabelle A.2.5.5.1: Betriebsbeschränkungen der Berechnungsvariante "Woehlerlinienkoeffizient m=10"

Nr.	Eingeschränkte WEA	Zu schützende WEA	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	WEA 3	WEA 18	X	-	-	351.2	63	v-in	v-out

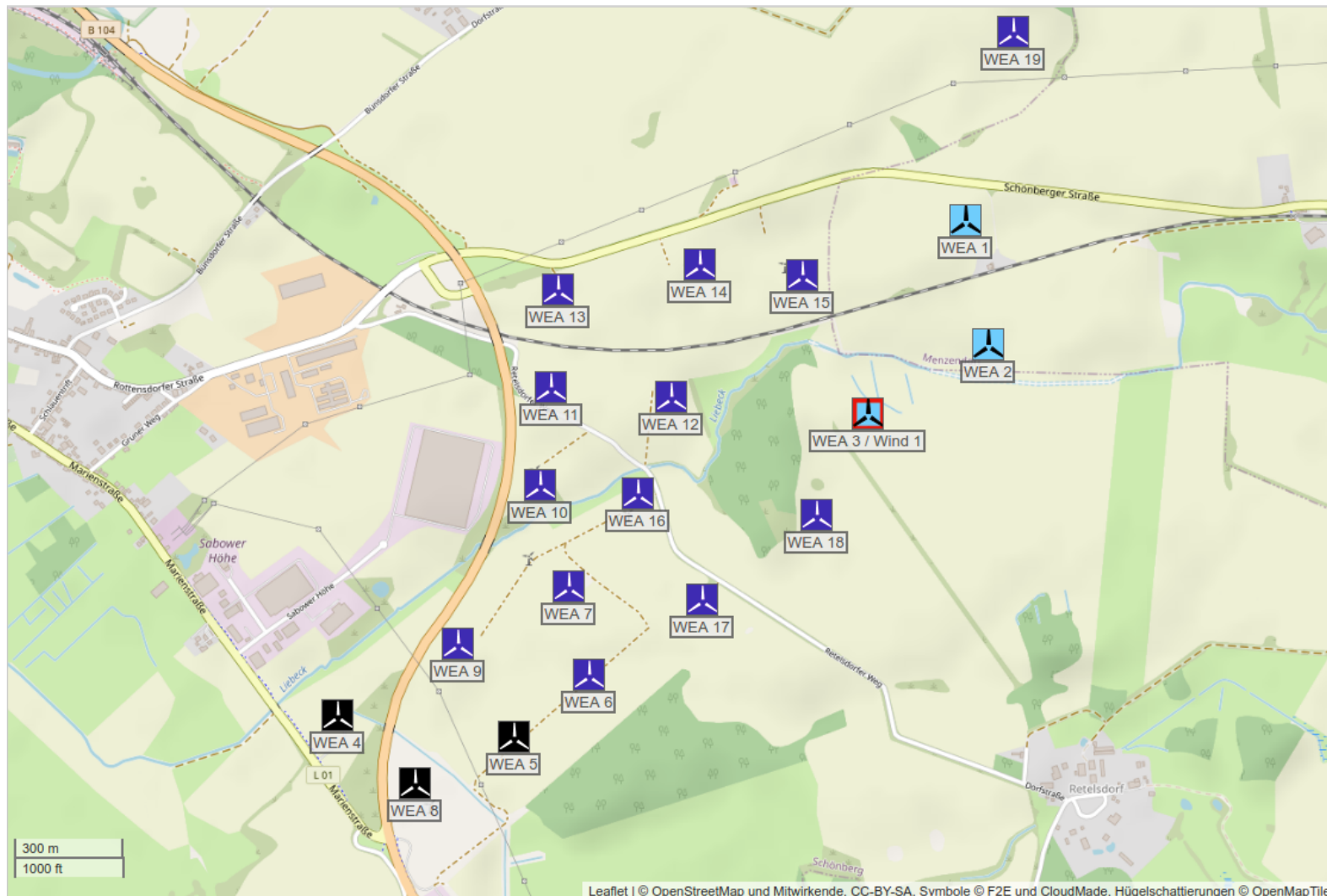
A.2.5.6 Berechnungsvariante "Betriebsbeschränkungen"

Tabelle A.2.5.6.1: Betriebsbeschränkungen der Berechnungsvariante "Betriebsbeschränkungen"

Nr.	Eingeschränkte WEA	Zu schützende WEA	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	WEA 2	WEA 1	-	Mode 18 2.58MW preliminary	-	136.1	202.3	7.5	8.5
	WEA 2		-	Mode 12 3.99MW preliminary	-	136.1	202.3	8.5	10.5
2	WEA 1	WEA 2	X	-	-	316.7	21.7	7.5	8.5
	WEA 1		-	Mode 14 3.92MW	-	316.7	21.7	8.5	9.5
	WEA 3		-	Mode 17 2.8MW preliminary	-	209.5	271.5	7.5	8.5
	WEA 3		-	Mode 15 3.2MW preliminary	-	209.5	271.5	8.5	9.5
	WEA 3		-	Mode 16 2.98MW preliminary	-	209.5	271.5	9.5	10.5
	WEA 3		-	Mode 12 3.99MW preliminary	-	209.5	271.5	10.5	11.5
	WEA 3		-	Mode 3 5.4MW preliminary	-	209.5	271.5	11.5	12.5
	WEA 3		-	Mode 5 5.15MW preliminary	-	29.5	91.5	7.5	8.5
3	WEA 2	WEA 3	-	Mode 5 5.15MW preliminary	-	29.5	91.5	7.5	8.5
	WEA 18		X	-	-	172.4	241.8	7.3	11.2
4	WEA 3	WEA 18	X	-	-	351.2	63	v-in	v-out















A.2.6 Karte des Windparks



A.2.7 Abstände zwischen aktiven Windenergieanlagen

Tabelle A.2.7.1: 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	Schoe WEA 1	2	2.12	19	3.15	3	3.62	15	5.14	18	6.54
	2	Schoe WEA 2	1	2.32	3	2.33	18	4.80	19	5.07	15	5.94
	3	Schoe WEA 3	18	2.27	2	2.33	1	3.96	15	4.55	12	5.89
	6	Schoe WEA VB3	7	2.70	5	3.29	17	4.04	9	4.05	18	5.51
	7	Schoe WEA VB4	6	3.03	10	3.14	16	3.46	9	3.74	17	4.01
	9	Schoe WEA V02	5	3.62	7	3.74	8	4.32	6	4.54	4	4.78
	10	Schoe WEA V03	11	2.91	16	2.93	7	3.14	12	4.73	9	5.35
	11	Schoe WEA V04	10	2.91	13	2.93	12	3.61	16	4.08	3	5.36
	12	Schoe WEA V05	16	3.05	3	3.32	11	3.61	18	3.71	14	4.01
	13	Schoe WEA V06	11	2.93	14	4.27	12	4.65	3	5.62	10	5.84
	14	Schoe WEA V07	15	3.07	3	3.78	12	4.01	13	4.27	1	4.96
	15	Schoe WEA V08	3	2.57	14	3.07	1	3.17	2	3.35	18	4.75
	16	Schoe WEA V09	10	2.93	12	3.05	7	3.46	18	3.57	17	3.70
	17	Schoe WEA V10	18	2.82	16	3.70	7	4.01	3	4.20	6	4.53
	18	Schoe WEA V11	3	1.92	2	4.07	17	4.24	16	5.37	12	5.57
	19	Schoe WEA V12	1	3.59	2	5.28	3	6.86	15	9.63	18	10.35

A.3 Ergebnisse

A.3.1 Situation vor dem Zubau

BBS definiert Ja
 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
	6	Schoe WEA VB3	10	—	35.5	30.3	27.2	25.4	24.0	22.9	22.1	21.6	21.3	17.8	15.4	14.1	13.2	12.5	12.0	11.6	11.2	10.9	10.7	10.6	10.5	10.4	10.3	10.1	10.0	9.9	9.8
	7	Schoe WEA VB4	10	—	36.0	30.8	27.8	25.7	24.1	22.7	21.6	20.8	20.1	16.6	14.4	13.3	12.5	12.0	11.6	11.2	10.9	10.7	10.6	10.5	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2
	9	Schoe WEA V02	10	—	32.5	27.8	25.0	23.0	21.6	20.4	19.4	18.6	17.8	15.4	13.6	12.6	12.0	11.5	11.1	10.8	10.5	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9
	10	Schoe WEA V03	10	—	35.8	30.3	26.9	24.9	23.1	21.1	19.6	18.4	17.7	14.9	13.3	12.4	11.8	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1
	11	Schoe WEA V04	10	—	35.2	29.8	26.4	24.4	22.7	20.8	19.3	18.2	17.5	14.8	13.3	12.4	11.8	11.4	11.1	10.8	10.5	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1
	12	Schoe WEA V05	10	—	34.1	29.3	26.4	24.8	23.5	21.9	20.7	19.8	19.3	16.6	15.0	14.0	13.2	12.6	12.1	11.7	11.3	11.1	11.0	10.9	10.8	10.8	10.7	10.7	10.6	10.6	10.5
	13	Schoe WEA V06	10	—	32.9	28.0	25.0	23.2	21.7	20.0	18.7	17.7	17.0	14.5	13.1	12.3	11.7	11.3	11.0	10.8	10.5	10.4	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1
	14	Schoe WEA V07	10	—	32.7	27.9	24.9	23.2	21.7	20.1	18.9	18.0	17.4	15.1	13.8	12.9	12.3	11.8	11.5	11.1	10.8	10.6	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1
	15	Schoe WEA V08	10	—	34.4	29.9	27.1	25.6	24.3	22.7	21.5	20.6	20.1	17.1	15.3	14.2	13.4	12.7	12.2	11.7	11.4	11.1	10.9	10.8	10.7	10.5	10.4	10.2	10.1	10.0	9.8
	16	Schoe WEA V09	10	—	37.0	31.8	28.7	27.0	25.5	23.8	22.4	21.4	20.9	17.7	15.7	14.5	13.6	12.9	12.3	11.8	11.3	11.1	10.9	10.8	10.7	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1
	17	Schoe WEA V10	10	—	32.4	27.6	24.8	22.9	21.4	20.1	19.1	18.3	17.8	15.5	14.0	13.1	12.4	11.9	11.5	11.2	10.9	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1	10.0	9.9	9.9	9.8
	18	Schoe WEA V11	10	—	31.0	26.3	23.5	21.9	20.6	19.3	18.4	17.6	17.2	15.4	14.3	13.7	13.1	12.7	12.3	11.9	11.7	11.4	11.3	11.3	11.2	11.1	10.9	10.8	10.7	10.6	—
	19	Schoe WEA V12	15	—	25.7	21.2	18.5	16.7	15.5	14.5	13.8	13.2	12.7	12.2	11.9	11.6	11.3	11.0	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—	—	—

A.3.2 Situation nach dem Zubau

BBS definiert Ja
 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	Schoe WEA 1	14	—	30.5	29.4	30.1	28.0	26.3	23.9	21.4	20.0	18.4	16.6	15.2	14.0	13.0	12.4	11.9	11.5	11.2	11.0	10.9	10.8	10.7	10.6	10.6	10.5	—	—	—
	2	Schoe WEA 2	14	—	29.7	28.3	28.9	27.3	25.8	23.8	21.5	20.2	18.7	17.2	15.8	14.7	13.8	13.1	12.5	12.1	11.8	11.5	11.3	11.1	10.9	10.8	10.7	10.5	—	—	—
	3	Schoe WEA 3	14	—	37.2	32.7	30.5	28.2	26.1	24.7	23.3	21.0	18.6	16.5	15.0	14.0	13.3	12.7	12.3	11.8	11.5	11.3	11.2	11.1	11.1	11.0	10.9	10.6	—	—	—
	6	Schoe WEA VB3	10	—	35.5	30.3	27.2	25.4	24.0	22.9	22.1	21.6	21.3	17.8	15.4	14.1	13.2	12.5	12.0	11.6	11.2	10.9	10.7	10.6	10.5	10.4	10.3	10.1	10.0	9.9	9.8
	7	Schoe WEA VB4	10	—	36.0	30.8	27.8	25.7	24.1	22.7	21.6	20.8	20.1	16.6	14.4	13.3	12.5	12.0	11.6	11.2	10.9	10.7	10.6	10.5	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2
	9	Schoe WEA V02	10	—	32.5	27.8	25.0	23.0	21.6	20.4	19.4	18.6	17.8	15.4	13.6	12.6	12.0	11.5	11.1	10.8	10.5	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9
	10	Schoe WEA V03	10	—	35.8	30.3	26.9	24.9	23.1	21.2	19.6	18.4	17.7	14.9	13.3	12.4	11.8	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1
	11	Schoe WEA V04	10	—	35.3	29.8	26.4	24.4	22.7	20.8	19.3	18.2	17.5	14.8	13.3	12.4	11.8	11.4	11.1	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1
	12	Schoe WEA V05	10	—	34.2	29.4	26.6	24.9	23.5	22.0	20.8	19.8	19.3	16.7	15.0	14.0	13.2	12.6	12.1	11.7	11.3	11.1	11.0	10.9	10.8	10.8	10.7	10.7	10.6	10.6	10.5
	13	Schoe WEA V06	10	—	32.9	28.0	25.0	23.2	21.7	20.0	18.7	17.7	17.0	14.5	13.1	12.3	11.7	11.4	11.1	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1
	14	Schoe WEA V07	10	—	32.8	28.0	25.1	23.3	21.8	20.2	19.0	18.0	17.4	15.1	13.8	13.0	12.3	11.9	11.5	11.1	10.8	10.6	10.5	10.5	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1
	15	Schoe WEA V08	10	—	34.5	30.2	27.9	26.2	24.8	23.1	21.7	20.7	20.2	17.2	15.4	14.3	13.4	12.8	12.3	11.8	11.4	11.1	11.0	10.8	10.7	10.5	10.4	10.2	10.1	10.0	9.8
	16	Schoe WEA V09	10	—	37.0	31.8	28.7	27.0	25.5	23.8	22.4	21.4	20.9	17.7	15.7	14.5	13.6	12.9	12.3	11.8	11.3	11.1	10.9	10.8	10.7	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1
	17	Schoe WEA V10	10	—	32.4	27.7	24.9	23.0	21.4	20.1	19.1	18.3	17.8	15.5	14.0	13.1	12.4	11.9	11.5	11.2	10.9	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1	10.0	9.9	9.9	9.8
	18	Schoe WEA V11	10	—	31.1	26.4	23.7	22.0	20.7	19.4	18.4	17.7	17.2	15.4	14.4	13.7	13.1	12.7	12.3	11.9	11.7	11.4	11.3	11.3	11.2	11.1	10.9	10.8	10.7	10.6	—
	19	Schoe WEA V12	15	—	26.4	23.0	22.0	20.8	19.4	18.2	16.7	15.6	14.7	13.7	12.9	12.2	11.7	11.3	11.1	10.8	10.6	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	—	—	—	—

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	Schoe WEA 1	14	33.8	33.6	34.6	32.2	30.3	27.6	24.8	23.1	21.3	19.4	17.7	16.3	15.0	14.1	13.4	12.9	12.4	12.1	11.8	11.5	11.3	11.1	11.1	11.1	—	—	—	
	2	Schoe WEA 2	14	32.0	31.3	32.0	30.4	28.6	26.9	24.3	22.7	21.1	19.4	17.7	16.2	14.9	13.8	13.0	12.3	11.8	11.5	11.3	11.1	11.1	11.1	11.0	11.0	—	—	—	
	3	Schoe WEA 3	14	43.1	37.5	34.2	31.4	28.7	27.4	25.8	23.0	20.1	17.8	16.3	15.1	14.0	13.2	12.6	12.1	11.7	11.4	11.4	11.4	11.3	11.3	11.3	11.2	—	—	—	
	6	Schoe WEA VB3	10	41.1	35.2	31.6	29.5	27.7	26.3	25.2	24.4	23.8	19.6	16.6	15.0	13.8	13.0	12.3	11.7	11.3	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

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
	7	Schoe WEA VB4	10	42.1	36.5	33.2	30.8	29.1	27.8	26.7	25.2	20.6	17.3	15.5	14.3	13.3	12.6	12.0	11.4	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1
	9	Schoe WEA V02	10	38.6	33.2	30.1	27.9	26.3	25.0	24.0	23.2	22.6	18.8	16.1	14.6	13.6	12.8	12.2	11.8	11.6	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
	10	Schoe WEA V03	10	40.0	34.2	30.6	28.6	26.8	24.7	23.2	22.0	21.4	17.9	15.8	14.5	13.5	12.8	12.3	11.7	11.3	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1
	11	Schoe WEA V04	10	40.4	34.5	30.9	28.9	27.1	25.0	23.4	22.2	21.6	18.1	15.9	14.6	13.5	12.8	12.2	11.6	11.3	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1
	12	Schoe WEA V05	10	39.6	33.7	30.0	28.0	26.3	24.3	22.8	21.6	21.0	18.0	16.2	15.1	14.2	13.5	13.0	12.5	12.1	11.9	11.8	11.7	11.6	11.5	11.5	11.4	11.3	11.2	11.2
	13	Schoe WEA V06	10	40.3	34.4	30.8	28.8	27.0	24.9	23.4	22.2	21.5	18.0	15.9	14.6	13.5	12.8	12.2	11.6	11.3	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1
	14	Schoe WEA V07	10	38.7	33.0	29.5	27.5	25.8	23.9	22.4	21.2	20.6	17.3	15.3	14.4	13.6	13.1	12.6	12.2	11.9	11.7	11.6	11.5	11.4	11.4	11.3	11.3	11.2	11.2	11.1
	15	Schoe WEA V08	10	42.8	36.6	32.7	30.5	28.6	26.5	24.8	23.6	22.9	19.4	17.2	15.9	14.8	14.1	13.4	12.8	12.4	12.1	12.0	11.9	11.7	11.6	11.5	11.4	11.4	11.3	11.2
	16	Schoe WEA V09	10	43.7	37.4	33.4	31.2	29.3	27.1	25.4	24.1	23.4	19.7	17.5	16.0	14.9	14.1	13.5	12.9	12.4	12.1	12.0	11.8	11.7	11.6	11.5	11.4	11.3	11.2	11.1
	17	Schoe WEA V10	10	36.3	31.2	28.4	25.9	23.8	22.6	21.3	19.7	19.2	16.5	14.9	14.0	13.2	12.6	12.2	11.7	11.4	11.2	11.2	11.1	11.1	11.0	11.0	11.0	11.0	10.9	10.9
	18	Schoe WEA V11	10	34.8	29.4	26.1	24.1	22.6	20.9	19.6	18.7	18.1	16.0	14.8	14.1	13.5	13.0	12.6	12.3	12.0	11.8	11.7	11.7	11.6	11.6	11.6	11.5	11.5	11.5	—
	19	Schoe WEA V12	15	28.5	26.2	25.5	24.3	22.7	21.4	19.6	18.3	17.3	16.1	15.0	14.0	13.2	12.6	12.0	11.6	11.3	11.0	10.9	10.8	10.8	10.8	10.8	—	—	—	—

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	α_n [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	v ₅₀ GK2 [m/s]	v ₅₀ GK1 [m/s]	A [m/s]	A _ρ [m/s]	k [-]	v _{ave} [m/s]	v _{ave} ρ [m/s]
	1	Nordex N149/5.X Mode 0 5.7MW (HH120m on request)	164	149.1	Nein	2.122	2	Nein	14	Nein	0.12	0.2	1.237	3/II	43		8.73	8.77	2.448	7.74	7.78
	2	Nordex N163/5.X HH 118m 148m 164m Mode 0 5.7MW preliminary	164	163	Nein	2.32	1	Nein	14	Nein	0.12	0.4	1.237	3/II	43		8.73	8.77	2.448	7.74	7.78
	3	Nordex N163/5.X HH 118m 148m 164m Mode 0 5.7MW preliminary	164	163	Ja	2.267	18	Nein	14	Nein	0.12	0.4	1.237	3/II	43		8.73	8.77	2.448	7.74	7.78
	6	ENERCON E-82 E2 2.3MW	138.4	82	Nein	2.699	7	Nein	10	Nein	0.12	0.8	1.240	3/II	41.9		8.55	8.61	2.397	7.58	7.63
	7	ENERCON E-92 2.35MW	138.4	92	Nein	3.029	6	Nein	10	Nein	0.12	0.8	1.240	3/II	41.9		8.55	8.6	2.397	7.58	7.63

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

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	α_n [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	v50 GK2 [m/s]	v50 GK1 [m/s]	A [m/s]	A ρ_{korrr} [m/s]	k [-]	v _{ave} [m/s]	v _{ave} ρ_{korrr} [m/s]
🚩	9	ENERCON E-92 2.35MW	138.4	92	Nein	3.616	5	Nein	10	Nein	0.12	0.9	1.241	3/II	41.9		8.55	8.61	2.397	7.58	7.63
🚩	10	ENERCON E-92 2.35MW	138.4	92	Nein	2.912	11	Nein	10	Nein	0.12	0.6	1.241	3/II	41.9		8.55	8.61	2.397	7.58	7.63
🚩	11	ENERCON E-92 2.35MW	138.4	92	Nein	2.912	10	Nein	10	Nein	0.12	0.5	1.240	3/II	41.9		8.55	8.6	2.397	7.58	7.63
🚩	12	ENERCON E-92 2.35MW	138.4	92	Nein	3.049	16	Nein	10	Nein	0.12	0.2	1.240	3/II	41.9		8.55	8.61	2.397	7.58	7.63
🚩	13	ENERCON E-92 2.35MW	138.4	92	Nein	2.927	11	Nein	10	Nein	0.12	0.5	1.240	3/II	41.9		8.55	8.6	2.397	7.58	7.63
🚩	14	ENERCON E-92 2.35MW	138.4	92	Nein	3.074	15	Nein	10	Nein	0.12	0.2	1.240	3/II	41.9		8.55	8.6	2.397	7.58	7.63
🚩	15	ENERCON E-92 2.35MW	138.4	92	Nein	2.565	3	Nein	10	Nein	0.12	0.1	1.240	3/II	41.9		8.55	8.61	2.397	7.58	7.63
🚩	16	ENERCON E-92 2.35MW	138.4	92	Nein	2.929	10	Nein	10	Nein	0.12	0.5	1.240	3/II	41.9		8.55	8.61	2.397	7.58	7.63
🚩	17	ENERCON E-92 2.35MW	138.4	92	Nein	2.818	18	Nein	10	Nein	0.12	0.5	1.239	3/II	41.9		8.55	8.6	2.397	7.58	7.63
🚩	18	ENERCON E-138 EP3 3.5MW Mode OM 0s	131	138.25	Nein	1.923	3	Ja	10	Nein	0.12	0.6	1.240	3/II	41.5		8.5	8.55	2.382	7.53	7.58
🚩	19	Siemens Gamesa SG 6.0/6.2-170 Mode 1 6.0MW preliminary and restr	167	170	Nein	3.589	1	Nein	15	Nein	0.12	0.6	1.236	3/II	43.1		8.75	8.78	2.448	7.76	7.79

A.3.3 Berechnungsvariante "Woehlerlinienkoeffizient m=4"














BBS definiert Ja
 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	Schoe WEA 1	4	—	29.2	26.1	25.1	23.1	21.6	19.9	18.3	17.2	16.3	15.0	14.0	13.3	12.7	12.3	11.9	11.6	11.3	11.2	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	—	—	—
🚩	2	Schoe WEA 2	4	—	29.9	26.7	25.7	24.1	22.8	21.3	19.8	18.9	17.9	16.8	15.8	15.0	14.4	13.8	13.4	13.0	12.7	12.4	12.3	12.1	11.9	11.7	11.4	11.2	—	—	—		
🚩	3	Schoe WEA 3	4	—	33.4	29.4	27.3	25.3	23.5	22.2	20.9	19.4	17.9	16.3	15.1	14.3	13.8	13.3	12.9	12.5	12.3	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	11.8	—	—	—		

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt




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	
	6	Schoe WEA VB3	4	—	33.4	28.2	25.2	23.3	22.0	21.0	20.3	19.9	19.6	17.0	15.2	14.2	13.5	12.9	12.4	12.0	11.7	11.3	11.2	11.0	10.9	10.7	10.5	10.3	10.1	10.0	9.9	
	7	Schoe WEA VB4	4	—	34.4	29.1	25.9	23.8	22.2	20.7	19.6	18.7	18.1	15.8	14.3	13.4	12.8	12.3	12.0	11.6	11.3	11.1	11.1	11.0	11.0	10.9	10.9	10.7	10.7	10.7	10.7	
	9	Schoe WEA V02	4	—	31.1	26.5	23.5	21.5	20.0	18.8	17.8	17.0	16.2	14.6	13.3	12.5	11.9	11.5	11.1	10.8	10.5	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.0	9.9	9.9	9.9	9.8	
	10	Schoe WEA V03	4	—	34.5	28.8	25.3	23.0	21.2	19.4	17.9	16.8	15.9	14.1	13.0	12.3	11.8	11.4	11.1	10.8	10.6	10.5	10.4	10.4	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	
	11	Schoe WEA V04	4	—	33.8	28.2	24.8	22.6	20.8	19.0	17.6	16.5	15.7	14.0	13.0	12.3	11.8	11.4	11.1	10.8	10.6	10.4	10.4	10.3	10.3	10.3	10.4	10.4	10.4	10.5		
	12	Schoe WEA V05	4	—	32.5	28.0	25.4	23.8	22.5	21.1	20.1	19.2	18.8	16.5	15.0	14.1	13.4	12.9	12.5	12.0	11.8	11.6	11.6	11.5	11.6	11.6	11.6	11.7	11.7	11.7	11.6	
	13	Schoe WEA V06	4	—	30.8	25.9	23.0	21.1	19.5	18.0	16.8	15.9	15.2	13.7	12.8	12.2	11.8	11.4	11.1	10.8	10.6	10.4	10.4	10.4	10.4	10.3	10.3	10.4	10.4	10.4	10.5	
	14	Schoe WEA V07	4	—	30.7	26.2	23.6	21.8	20.5	19.0	17.9	17.0	16.4	14.7	13.6	12.8	12.3	11.8	11.5	11.1	10.9	10.7	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.5	10.5	10.5	10.5
	15	Schoe WEA V08	4	—	30.8	27.3	25.5	24.0	22.7	21.3	20.0	19.2	18.6	16.5	15.1	14.2	13.5	13.0	12.5	12.1	11.7	11.5	11.3	11.2	11.0	10.8	10.7	10.5	10.3	10.1	9.9	
	16	Schoe WEA V09	4	—	35.1	30.0	26.9	25.1	23.6	22.1	20.9	19.9	19.4	16.7	15.1	14.1	13.3	12.7	12.2	11.7	11.4	11.1	11.0	11.0	10.9	10.8	10.8	10.8	10.7	10.7	10.6	
	17	Schoe WEA V10	4	—	31.4	26.6	23.8	22.0	20.6	19.4	18.4	17.7	17.3	15.4	14.1	13.3	12.7	12.3	11.9	11.5	11.2	10.9	10.8	10.7	10.6	10.5	10.3	10.2	10.1	9.9	9.8	
	18	Schoe WEA V11	4	—	30.7	26.2	23.5	21.9	20.6	19.5	18.6	18.0	17.6	16.1	15.1	14.5	14.0	13.5	13.2	12.8	12.5	12.2	12.1	12.0	11.8	11.7	11.5	11.2	11.0	10.8	—	
	19	Schoe WEA V12	4	—	26.5	22.3	20.1	18.4	17.1	16.0	15.0	14.3	13.6	13.0	12.5	12.1	11.8	11.5	11.2	11.0	10.9	10.7	10.7	10.7	10.8	10.8	10.9	—	—	—	—	

A.3.4 Berechnungsvariante "Woehlerlinienkoeffizient m=9"














BBS definiert Ja
 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	Schoe WEA 1	9	—	29.8	27.9	28.2	26.2	24.6	22.4	20.1	18.7	17.4	15.8	14.5	13.5	12.7	12.2	11.8	11.4	11.2	11.0	10.9	10.8	10.8	10.7	10.7	10.7	10.7	—	—	—
	2	Schoe WEA 2	9	—	29.5	27.4	27.6	26.1	24.7	22.8	20.8	19.6	18.3	16.9	15.6	14.6	13.8	13.2	12.6	12.2	11.9	11.7	11.5	11.3	11.1	11.0	10.8	10.6	—	—	—	
	3	Schoe WEA 3	9	—	35.1	31.0	29.1	27.0	25.0	23.7	22.3	20.2	18.1	16.2	14.8	13.9	13.3	12.7	12.3	11.9	11.6	11.4	11.3	11.2	11.3	11.2	11.1	10.9	—	—	—	

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt




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
	6	Schoe WEA VB3	9	—	35.1	29.9	26.9	25.1	23.8	22.7	21.9	21.4	21.1	17.6	15.3	14.1	13.2	12.5	12.0	11.6	11.2	10.9	10.8	10.6	10.5	10.4	10.3	10.1	10.0	9.9	9.8
	7	Schoe WEA VB4	9	—	35.7	30.5	27.4	25.4	23.8	22.4	21.3	20.4	19.8	16.5	14.4	13.3	12.5	12.0	11.6	11.2	10.9	10.7	10.6	10.6	10.5	10.5	10.4	10.3	10.3	10.3	10.3
	9	Schoe WEA V02	9	—	32.2	27.6	24.7	22.8	21.3	20.1	19.1	18.3	17.6	15.2	13.5	12.6	12.0	11.5	11.1	10.8	10.5	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9
	10	Schoe WEA V03	9	—	35.6	30.1	26.6	24.6	22.8	20.9	19.4	18.2	17.4	14.7	13.2	12.4	11.8	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1
	11	Schoe WEA V04	9	—	35.0	29.5	26.1	24.1	22.4	20.5	19.0	17.9	17.2	14.6	13.2	12.4	11.8	11.4	11.1	10.8	10.5	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1
	12	Schoe WEA V05	9	—	33.9	29.2	26.4	24.7	23.4	21.8	20.6	19.7	19.2	16.6	15.0	14.0	13.2	12.6	12.1	11.7	11.3	11.1	11.0	10.9	10.9	10.8	10.8	10.8	10.7	10.6	10.6
	13	Schoe WEA V06	9	—	32.5	27.6	24.6	22.9	21.4	19.7	18.4	17.4	16.7	14.3	13.0	12.3	11.7	11.3	11.0	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1
	14	Schoe WEA V07	9	—	32.4	27.7	24.8	23.1	21.6	20.0	18.8	17.8	17.3	15.0	13.7	12.9	12.3	11.8	11.5	11.1	10.8	10.6	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1
	15	Schoe WEA V08	9	—	33.9	29.8	27.5	25.9	24.5	22.8	21.5	20.5	19.9	17.1	15.3	14.2	13.4	12.7	12.2	11.7	11.4	11.1	11.0	10.8	10.7	10.5	10.4	10.2	10.1	10.0	9.8
	16	Schoe WEA V09	9	—	36.6	31.5	28.4	26.7	25.3	23.5	22.2	21.2	20.7	17.6	15.6	14.4	13.5	12.8	12.3	11.7	11.3	11.1	10.9	10.8	10.7	10.6	10.5	10.4	10.3	10.3	10.2
	17	Schoe WEA V10	9	—	32.2	27.5	24.7	22.8	21.3	20.0	19.0	18.2	17.7	15.4	14.0	13.1	12.5	12.0	11.5	11.2	10.9	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1	10.0	9.9	9.9	9.8
	18	Schoe WEA V11	9	—	30.9	26.3	23.6	21.9	20.6	19.4	18.4	17.6	17.2	15.5	14.4	13.7	13.1	12.7	12.4	12.0	11.7	11.5	11.4	11.3	11.2	11.1	11.0	10.9	10.7	10.6	—
	19	Schoe WEA V12	9	—	26.3	22.5	20.8	19.4	18.1	16.9	15.6	14.7	13.9	13.2	12.5	12.0	11.6	11.3	11.1	10.8	10.7	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	—	—	—

A.3.5 Berechnungsvariante "Woehlerlinienkoeffizient m=10"














BBS definiert Ja
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Nein

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
	1	Schoe WEA 1	10	—	29.9	28.3	28.7	26.7	25.0	22.8	20.4	19.0	17.6	15.9	14.6	13.6	12.8	12.2	11.8	11.4	11.2	11.0	10.9	10.8	10.7	10.7	10.7	10.6	—	—	—
	2	Schoe WEA 2	10	—	29.5	27.6	28.0	26.4	25.0	23.1	20.9	19.7	18.4	16.9	15.7	14.6	13.8	13.1	12.6	12.2	11.9	11.6	11.4	11.2	11.1	10.9	10.8	10.6	—	—	—
	3	Schoe WEA 3	10	—	35.6	31.4	29.5	27.3	25.3	23.9	22.6	20.4	18.2	16.3	14.9	13.9	13.3	12.7	12.3	11.9	11.6	11.4	11.3	11.2	11.2	11.1	11.0	10.8	—	—	—

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
	6	Schoe WEA VB3	10	—	35.5	30.3	27.2	25.4	24.0	22.9	22.1	21.6	21.3	17.8	15.4	14.1	13.2	12.5	12.0	11.6	11.2	10.9	10.7	10.6	10.5	10.4	10.3	10.1	10.0	9.9	9.8
	7	Schoe WEA VB4	10	—	36.0	30.8	27.8	25.7	24.1	22.7	21.6	20.8	20.1	16.6	14.4	13.3	12.5	12.0	11.6	11.2	10.9	10.7	10.6	10.5	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2
	9	Schoe WEA V02	10	—	32.5	27.8	25.0	23.0	21.6	20.4	19.4	18.6	17.8	15.4	13.6	12.6	12.0	11.5	11.1	10.8	10.5	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9
	10	Schoe WEA V03	10	—	35.8	30.3	26.9	24.9	23.1	21.2	19.6	18.4	17.7	14.9	13.3	12.4	11.8	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	
	11	Schoe WEA V04	10	—	35.3	29.8	26.4	24.4	22.7	20.8	19.3	18.2	17.5	14.8	13.3	12.4	11.8	11.4	11.1	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	
	12	Schoe WEA V05	10	—	34.2	29.4	26.6	24.9	23.5	22.0	20.8	19.8	19.3	16.7	15.0	14.0	13.2	12.6	12.1	11.7	11.3	11.1	11.0	10.9	10.8	10.8	10.7	10.7	10.6	10.6	10.5
	13	Schoe WEA V06	10	—	32.9	28.0	25.0	23.2	21.7	20.0	18.7	17.7	17.0	14.5	13.1	12.3	11.7	11.4	11.1	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1
	14	Schoe WEA V07	10	—	32.8	28.0	25.1	23.3	21.8	20.2	19.0	18.0	17.4	15.1	13.8	13.0	12.3	11.9	11.5	11.1	10.8	10.6	10.5	10.5	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1
	15	Schoe WEA V08	10	—	34.5	30.2	27.9	26.2	24.8	23.1	21.7	20.7	20.2	17.2	15.4	14.3	13.4	12.8	12.3	11.8	11.4	11.1	11.0	10.8	10.7	10.5	10.4	10.2	10.1	10.0	9.8
	16	Schoe WEA V09	10	—	37.0	31.8	28.7	27.0	25.5	23.8	22.4	21.4	20.9	17.7	15.7	14.5	13.6	12.9	12.3	11.8	11.3	11.1	10.9	10.8	10.7	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1
	17	Schoe WEA V10	10	—	32.4	27.7	24.9	23.0	21.4	20.1	19.1	18.3	17.8	15.5	14.0	13.1	12.4	11.9	11.5	11.2	10.9	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1	10.0	9.9	9.9	9.8
	18	Schoe WEA V11	10	—	31.1	26.4	23.7	22.0	20.7	19.4	18.4	17.7	17.2	15.4	14.4	13.7	13.1	12.7	12.3	11.9	11.7	11.4	11.3	11.3	11.2	11.1	10.9	10.8	10.7	10.6	—
	19	Schoe WEA V12	10	—	26.3	22.5	21.0	19.7	18.3	17.2	15.8	14.9	14.1	13.3	12.6	12.1	11.6	11.3	11.1	10.8	10.6	10.5	10.5	10.5	10.4	10.4	10.4	—	—	—	—

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	Schoe WEA 1	14	—	30.5	29.4	30.1	28.0	26.3	20.7	19.7	18.1	18.4	16.6	15.2	14.0	13.0	12.4	11.9	11.5	11.2	11.0	10.9	10.8	10.7	10.6	10.6	10.5	—	—	—
	2	Schoe WEA 2	14	—	29.7	28.3	28.9	27.3	25.8	20.2	19.2	18.3	17.3	17.0	15.8	14.7	13.8	13.1	12.5	12.1	11.8	11.5	11.3	11.1	10.9	10.8	10.7	10.5	—	—	—
	3	Schoe WEA 3	14	—	37.2	32.7	30.5	28.2	26.1	20.3	19.1	17.7	16.4	16.5	15.0	14.0	13.3	12.7	12.3	11.8	11.5	11.3	11.2	11.1	11.1	11.0	10.9	10.6	—	—	—










Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

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	
	6	Schoe WEA VB3	10	—	35.5	30.3	27.2	25.4	24.0	22.9	22.1	21.6	21.3	17.8	15.4	14.1	13.2	12.5	12.0	11.6	11.2	10.9	10.7	10.6	10.5	10.4	10.3	10.1	10.0	9.9	9.8	
	7	Schoe WEA VB4	10	—	36.0	30.8	27.8	25.7	24.1	22.7	21.6	20.8	20.1	16.6	14.4	13.3	12.5	12.0	11.6	11.2	10.9	10.7	10.6	10.5	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	
	9	Schoe WEA V02	10	—	32.5	27.8	25.0	23.0	21.6	20.4	19.4	18.6	17.8	15.4	13.6	12.6	12.0	11.5	11.1	10.8	10.5	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9	
	10	Schoe WEA V03	10	—	35.8	30.3	26.9	24.9	23.1	21.2	19.6	18.4	17.7	14.9	13.3	12.4	11.8	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1	
	11	Schoe WEA V04	10	—	35.3	29.8	26.4	24.4	22.7	20.8	19.3	18.2	17.5	14.8	13.3	12.4	11.8	11.4	11.1	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	
	12	Schoe WEA V05	10	—	34.2	29.4	26.6	24.9	23.5	22.0	20.8	19.8	19.3	16.7	15.0	14.0	13.2	12.6	12.1	11.7	11.3	11.1	11.0	10.9	10.8	10.8	10.7	10.7	10.6	10.6	10.5	
	13	Schoe WEA V06	10	—	32.9	28.0	25.0	23.2	21.7	20.0	18.7	17.7	17.0	14.5	13.1	12.3	11.7	11.4	11.1	10.8	10.6	10.4	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1	
	14	Schoe WEA V07	10	—	32.8	28.0	25.1	23.3	21.8	20.2	19.0	18.0	17.4	15.1	13.8	13.0	12.3	11.9	11.5	11.1	10.8	10.6	10.5	10.5	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	
	15	Schoe WEA V08	10	—	34.5	30.2	27.9	26.2	24.8	23.1	21.7	20.7	20.2	17.2	15.4	14.3	13.4	12.8	12.3	11.8	11.4	11.1	11.0	10.8	10.7	10.5	10.4	10.2	10.1	10.0	9.8	
	16	Schoe WEA V09	10	—	37.0	31.8	28.7	27.0	25.5	23.8	22.4	21.4	20.9	17.7	15.7	14.5	13.6	12.9	12.3	11.8	11.3	11.1	10.9	10.8	10.7	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1	
	17	Schoe WEA V10	10	—	32.4	27.7	24.9	23.0	21.4	20.1	19.1	18.3	17.8	15.5	14.0	13.1	12.4	11.9	11.5	11.2	10.9	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1	10.0	9.9	9.9	9.8	
	18	Schoe WEA V11	10	—	31.1	26.4	23.7	22.0	20.7	19.4	18.4	17.7	17.2	15.4	14.4	13.7	13.1	12.7	12.3	11.9	11.7	11.4	11.3	11.3	11.2	11.1	10.9	10.8	10.7	10.6	—	
	19	Schoe WEA V12	15	—	26.4	23.0	22.0	20.8	19.4	18.2	16.7	15.6	14.7	13.7	12.9	12.2	11.7	11.3	11.1	10.8	10.6	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	—	—	—	—

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 Abkürzungen und Formelzeichen

WEA	Windenergieanlage
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
NTM	Normales Windturbulenzmodell
DLC	Auslegungslastfall
PD	Potsdam-Datum
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion
WGS84	World Geodetic System 1984
WZ	Windzone
BBS	Betriebsbeschränkung
LR	Lastrechnung
GK	Geländekategorie
üNN	über Normal-Null

D	Rotordurchmesser	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der WEA	[m]
P_N	Nennleistung der WEA	[MW]
c_T	Schubbeiwert des Rotors	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität	[-]
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibull-Verteilung	[-]
h	Höhe über Grund	[m]
m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{ref}	Referenz-Windgeschwindigkeit (Auslegungswert für v_{50})	[m/s]
v_{50}	10-min-Mittel der extremen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren	[m/s]
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 E0004345392_8_DC06_DE_Allgemeine-Wartungsanleitung-Delta4000.pdf

Wartungsanleitung

Allgemeine Wartungsanleitung

Produktreihe Delta4000



Rev. 08/20.08.2021

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.

© 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

Änderungsindex

Rev.	Datum	AST/Bearbeiter	Kapitel	Änderung
08	20.08.2021	24432 / S.Kasprzak INTEC	1.7 7	<ul style="list-style-type: none">• Mitgeltende Dokumente aktualisiert• Prüfpflichtige Ausrüstung aktualisiert

Inhalt

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

1. Zu dieser Anleitung

1.1 Verwendungszweck

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

1.2 Zielgruppe

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



1.3 Inhalt

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

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

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

1.4 Verwendete Zeichen und Symbole

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

SAP-Nr. mit Revisionsangabe

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

SAP-Nr. 1036116-XX

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

1.5 Gestaltung von Warnhinweisen

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

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

1.6 Abkürzungen und Begriffe

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

1.7 Mitgeltende Dokumente

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

2. Sicherheitshinweise



- E0003937116 Sicherheitshandbuch Delta4000
- E0004345155 Bedienungsanleitung Delta4000

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

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

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

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
- **X10:** Wartungsumfang alle 10 Betriebsjahre
- **X20:** Wartungsumfang alle 20 Betriebsjahre

Tabellarische Übersicht über die Wartungen

Betriebszeit	Wartungstyp	Erweiterter Wartungsumfang
500 bis 1500 h	Erstwartung	–
1 Jahr	Jahreswartung	X1
2 Jahre	Jahreswartung	–
3 Jahre	Jahreswartung	X3
4 Jahre	Jahreswartung	–
5 Jahre	Jahreswartung	X5
6 Jahre	Jahreswartung	X3
7 Jahre	Jahreswartung	–
8 Jahre	Jahreswartung	–
9 Jahre	Jahreswartung	X3
10 Jahre	Jahreswartung	X5, X10
11 Jahre	Jahreswartung	–
12 Jahre	Jahreswartung	X3
13 Jahre	Jahreswartung	–
14 Jahre	Jahreswartung	–
15 Jahre	Jahreswartung	X3, X5

Betriebszeit	Wartungstyp	Erweiterter Wartungsumfang
16 Jahre	Jahreswartung	-
17 Jahre	Jahreswartung	-
18 Jahre	Jahreswartung	X3
19 Jahre	Jahreswartung	-
20 Jahre	Jahreswartung	X5, X10, X20
21 Jahre	Jahreswartung	X3
22 Jahre	Jahreswartung	-
23 Jahre	Jahreswartung	-
24 Jahre	Jahreswartung	X3
25 Jahre	Jahreswartung	X5

4. **Wartung bei tiefen Temperaturen**

Prinzipiell ist eine Wartung der WEA bei Temperaturen unter 0 °C möglich.
Dabei die folgenden Einschränkungen und Hinweise beachten

Aufbringen einer Vorspannkraft auf eine Schraubverbindung: bis -20 °C

Bei der Verwendung von Verbrauchsmaterialien die Hinweise der Hersteller beachten.

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:

- ✓ = 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

* 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:	8	Ersteller/Datum:	Kasprzak Samira: 2021-08-16
Sprache:	DE		
Abteilung:	Engineering/CPS	Prüfer/Datum:	Haufft Tobias: 2021-08-20
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose		
Status:	Released	Freigeber/Datum:	Puttkammer Morten: 2021-09-13
Führende AST:	24432		

Die Seite ist Teil des Dokumentes Allgemeine Wartungsanleitung Delta4000, Rev. 8/2021-09-13 mit 17 Seiten
Das Dokument wurde elektronisch erstellt und freigegeben.

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- 16.1.7.1 Datenblatt Luftfahrtanfragen_Rev1.pdf
- 16.1.7.2 Beschreibung des PROTEA BNK.pdf

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

Adresse Betreiber: mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH

Tel. / Fax / E-Mail: _____

Marktstammdatennummer: _____

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- nennleistung in KW	Anlagenhöhe über Grund in m	Geländehöhe m NHN im Bezugssystem	Gesamt- höhe mNHN	Gemarkung	Flur	Flurstück
1	Schönberg	Schö WEA 1	Nordex N149 5,X	164	149	D	53°50'55,2"	10°58'43,3128"	5.700	238,50	27,00	265,50	Rottensdorf	1	48
2	Schönberg	Schö WEA 2	Nordex N163 5,X	164	163	D	53°50'44,196"	10°58'46,8588"	5.700	245,50	22,00	267,50	Rottensdorf	1	47
3	Schönberg	Schö WEA 3	Nordex N163 5,X	164	163	D	53°50'38,1516"	10°58'28,7976"	5.700	245,50	19,00	264,50	Retelsdorf	1	28
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															

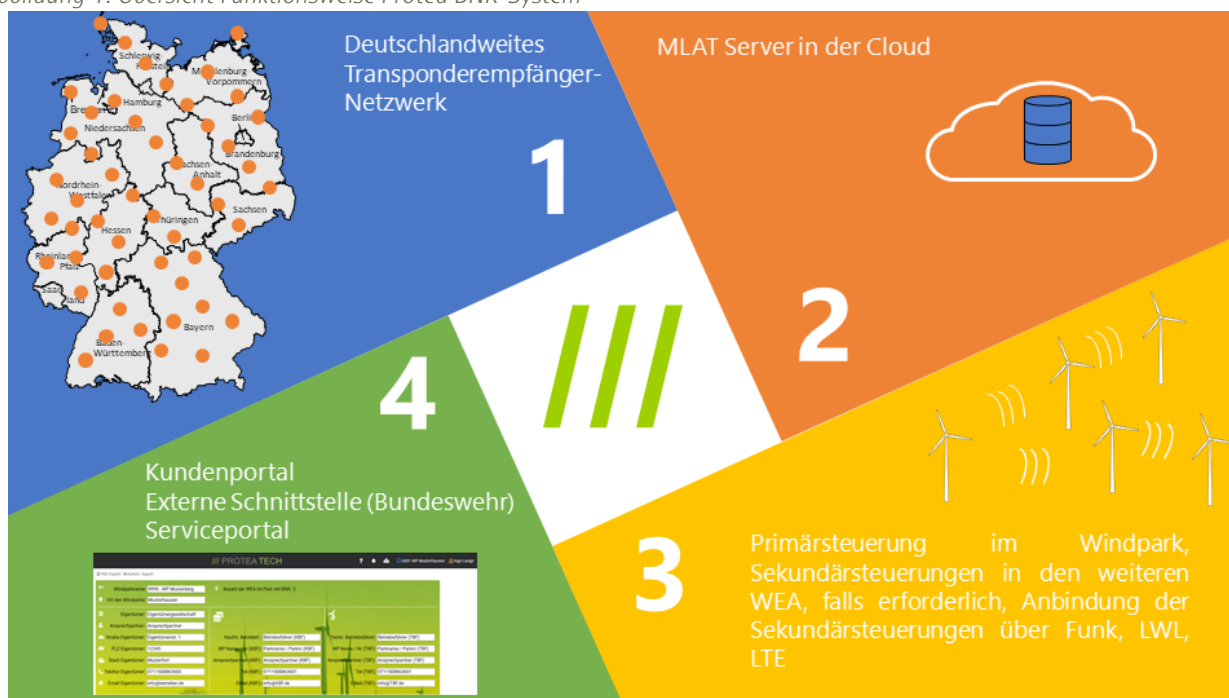
Erläuterungen: **Störtyp:** RD: =
NH - Nabenhöhe des Anlagentyps < 60 m: **B**
RD - Rotordurchmesser des Anlagentyps 60 - 100 m: **C**
> 100 m: **D**

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**

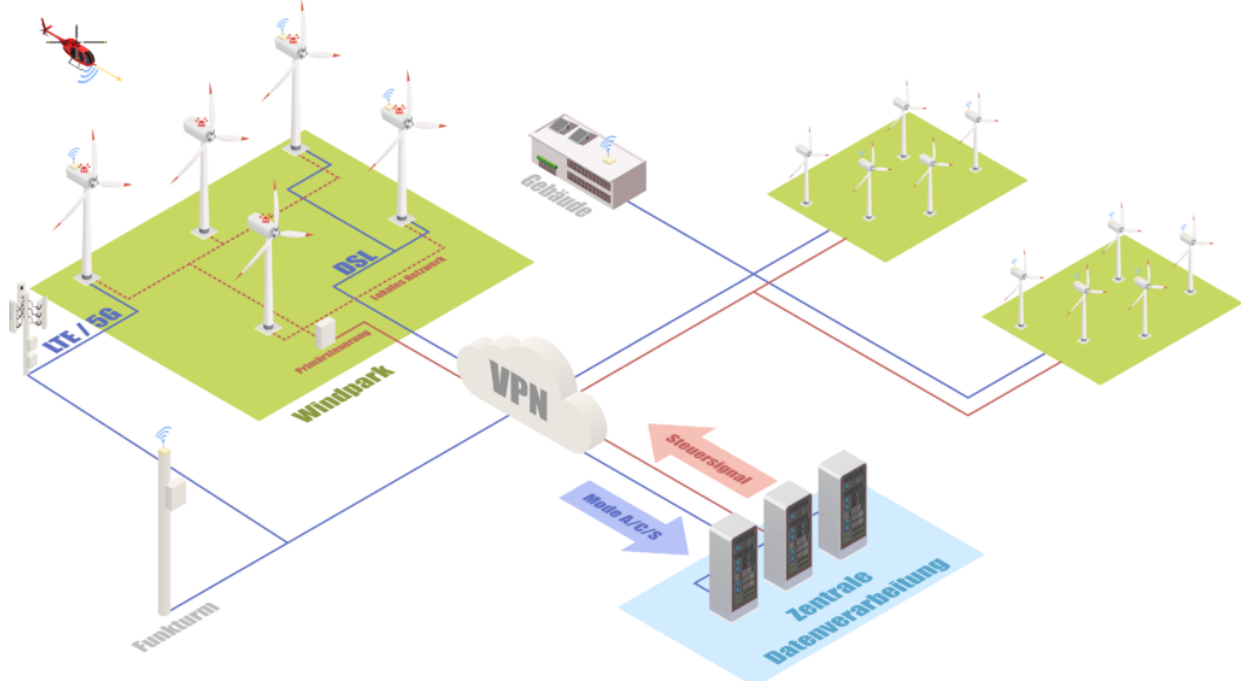
Durch den Aufbau einer eigenen Serverfarm und eines eigenen Transponderempfängernetzwerkes sind wir nicht auf Zuarbeiten von Dritten angewiesen. Wir sind unabhängig von Herstellern und Serviceanbietern.
- Langfristiger Betrieb**

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

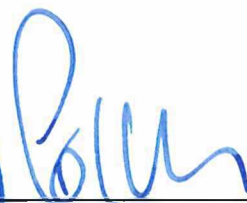
**zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage
bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz**

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

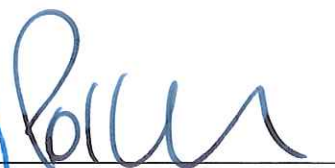
**nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift
zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage
bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz**

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

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 drei Windenergi eanlagen Typ Nordex N163 und Nordex N149 mit einer jeweiligen Nabenhöhe von 164 und einem jeweiligen Roto rdurchmesser von 149 und 163 m und einer Nennleistung von 5,7 MW, sowie der Bau der jeweiligen Zufahrt von vorhandener öffentlicher Straße bzw. Wi rtschaftswegen									

Antragsteller: mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 11.07.2023 Version: 6 Erstellt mit: ELiA-2.8-b3

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
bis zur WEA, bestehend aus Fundament, Turm, Gondel, Generator, Rotorblättern, Nabe und Blatt verstellung. Außerdem zur Anlage zählen die Kranstell- und Lagerflächen sowie der Kran ausleger und die Hilfskra nflächen WEA 1 - Nordex N149, Gemarkung Rottensdorf, Flur 1, Flurstück 48 WEA 2 - Nordex N163, Gemarkung Rottensdorf, Flur 1, Flurstück 47 WEA 3 -									

Antragsteller: mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 11.07.2023 Version: 6 Erstellt mit: ELiA-2.8-b3

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
Nordex N163, Gemarkung Retelsdorf, Flur 1, Flurstück 28									

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 drei Windenergieanlagen Typ Nordex N163 und Nordex N149 mit einer jeweiligen Nabenhöhe von 164 und einem jeweiligen Rotordurchmesser von 149 und 163 m und einer Nennleistung von 5,7 MW, 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. Außerdem zur Anlage zählen die											

Antragsteller: mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 11.07.2023 Version: 6 Erstellt mit: ELiA-2.8-b3

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
Kranstell- und Lagerflächen sowie der Kranausleger und die Hilfskranflächen WEA 1 - Nordex N149, Gemarkung Rottensdorf, Flur 1, Flurstück 48 WEA 2 - Nordex N163, Gemarkung Rottensdorf, Flur 1, Glurstück 47 WEA 3 - Nordex N163, Gemarkung Retelsdorf, Flur 1, Flurstück 28											