



Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Nortorf

Referenz-Nummer:

F2E-2019-TGW-012, Rev. 1.B - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

Windpark Nortorf West Verwaltungs GmbH
Wetterndorf 4, 25572 Landscheide

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

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

Verfasser:

B.Eng. Philipp Kluth, Sachverständiger,

Hamburg, 01.07.2019

Geprüft:

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

Hamburg, 01.07.2019

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 53303680-0

Fax: 040 53303680-79

Philipp Kluth: kluth@f2e.de oder Silva Mäusling: maeusling@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.....	12
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.....	22
3.3 Extremwind am Standort.....	22
3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort.....	22
3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen.....	22
4 Bestimmung der Standortbedingungen.....	23
4.1 Standortbesichtigung.....	23
4.2 Ergebnisse Standortbedingungen.....	23
4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren.....	24
5 Nachweis der Standorteignung.....	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 Einschränkungen.....	25
5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten.....	26
5.3.1 Erläuterungen und Hinweise.....	26
5.3.2 Einschränkungen.....	27
6 Zusammenfassung.....	27
7 Literaturangaben.....	29
Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Nortorf	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 $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$,

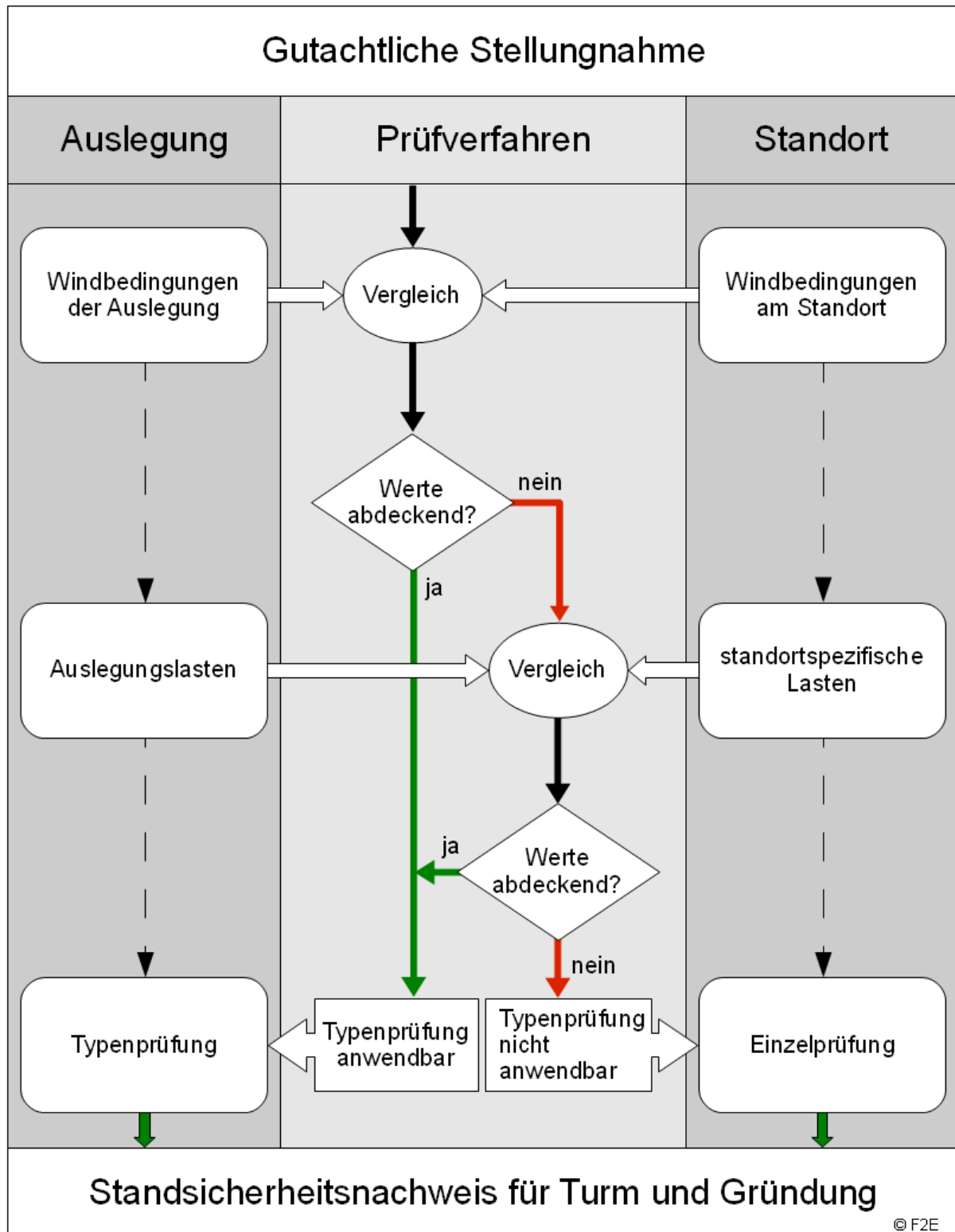


Abbildung 2.1.1: Schematische Darstellung des Prüfverfahrens.



- 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.

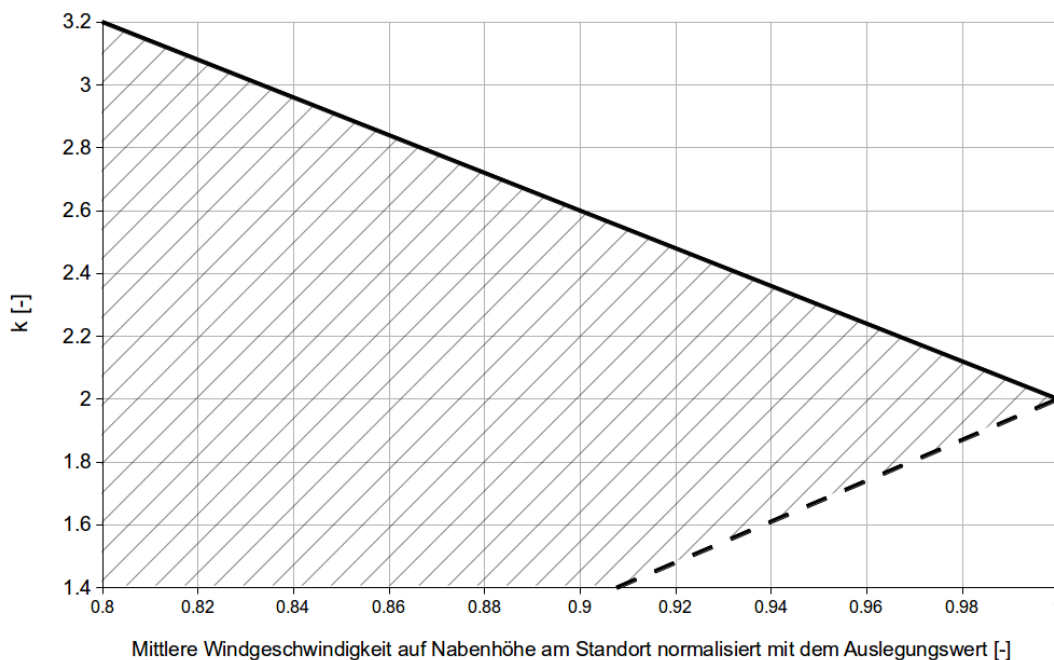


Abbildung 2.1.2: Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich).



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.

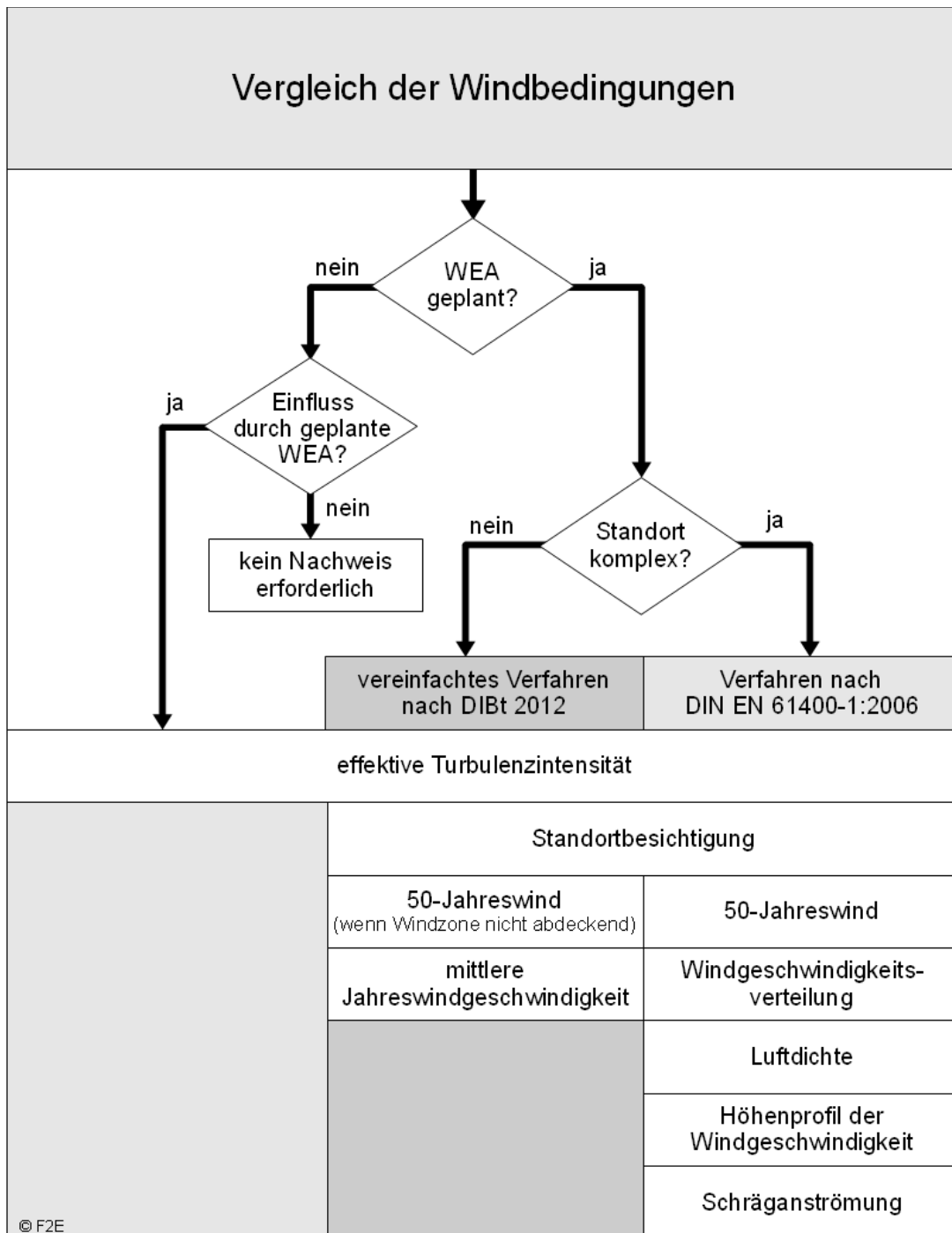


Abbildung 2.1.3: Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen gemäß /2.8/.



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.

Bei Anlagenabständen unterhalb von 2.3 Rotordurchmesser sollten die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nicht mehr ohne weiteres als Eingangsparameter für einen Vergleich der Lasten verwendet werden. Hier werden eventuell weitergehende detaillierte Modellberechnungen erforderlich.



Zwischen 2.3 und 2.5 Rotordurchmesser ist ein Vergleich der Lasten auf Basis effektiver Turbulenzintensitäten in vielen Fällen noch möglich. Im konkreten Einzelfall ist hier immer eine Überprüfung vor Erstellung eines entsprechenden Gutachtens notwendig.

Oberhalb von 2.5 Rotordurchmesser ist ein Vergleich der Lasten immer möglich.

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 á 30° bewertet, wodurch sich gewichtete Mittel für die



Rauigkeiten in den jeweiligen Sektoren ergeben.

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

Die zu berücksichtigenden Umgebungsturbulenzintensitäten sind im Gegensatz zu den Rauigkeiten nicht nur richtungsabhängig, sondern auch abhängig von der Windgeschwindigkeit und Höhe über Grund und werden entsprechend für die verschiedenen Richtungen und Windgeschwindigkeiten für jede einzelne WEA auf Nabenhöhe ermittelt und in den weiteren Berechnungen berücksichtigt. Der Windgeschwindigkeitsverlauf orientiert sich dabei am Normalen Turbulenzmodell (NTM) der IEC 61400-1 /2.3/.

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

2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten

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

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

Das in /1.4/ eingesetzte Modell für die zusätzlich im Nachlauf produzierte Turbulenzintensität ist abhängig vom Schubbeiwert c_T der WEA. Hier verwenden wir für die Modellierung der zusätzlich im Nachlauf produzierten Turbulenzintensität



ein aufwändigeres Modell nach /1.2/, in das neben dem Schubbeiwert c_T der WEA auch die Schnelllaufzahl der WEA und die Umgebungsturbulenzintensität als Parameter eingehen. Ist es möglich eine WEA leistungsreduziert oder in einem veränderten Betriebsmodus zu betreiben, verwenden wir die zur jeweiligen Nennleistung bzw. dem Betriebsmodus gehörenden oder abdeckende Parameter. Sowohl in /1.4/ als auch im internationalen Regelwerk /2.2, 2.3/ ist weiterhin ein Modell zur Bestimmung der zusätzlich im Nachlauf produzierten Turbulenzintensität angegeben, das ganz ohne anlagenspezifische Parameter auskommt. Hier wird ein generalisierter, konservativer Verlauf der Schubbeiwerte zugrunde gelegt /1.4/. Dieses Modell wird von uns verwendet, wenn für eine WEA die anlagenspezifischen Parameter nicht vorliegen oder diese einen Verlauf zeigen, der deutlich von denen der WEA abweicht, die der ursprünglichen Validierung zugrunde lagen.

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

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

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

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



Turbulenzintensität von 20%, der allen Windgeschwindigkeiten zugeordnet ist.

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

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

2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten

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

2.4.5 Bestimmung der Luftdichte

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

2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten

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



ermittelten Rauigkeiten. Einflüsse der Stabilität der Atmosphäre werden im Mittel dabei vernachlässigt.

Der Einfluss des Höhenexponenten auf die Lasten der einzelnen Komponenten einer WEA ist sehr unterschiedlich. Sowohl sehr kleine als auch sehr große Werte des Höhenexponenten können zu einer Erhöhung der Lasten führen. Ein einfacher Vergleich mit dem Auslegungswert des Höhenexponenten ist daher nicht möglich. Der Mittelwert des Höhenexponenten sollte bei einem Auslegungswert von 0.2 gemäß /2.4/ in einem Wertebereich von 0.05 bis 0.25 liegen und kann damit um 25% nach oben und um 75% nach unten abweichen. Für andere Auslegungswerte des Höhenexponenten können analoge Gültigkeitsbereiche definiert werden.

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

2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung

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

2.4.8 Extrapolation der Winddaten

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

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



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 Nortorf (Schleswig-Holstein) plant der Auftraggeber die Errichtung von zwei Windenergieanlagen (WEA 18 und 19). Am Standort befinden sich 17 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.




Bei den WEA 2 und 5 - 10 handelt es sich dabei um WEA vom Typ Micon 1500 mit 1.5MW.

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 Auslegungswerte zugrunde gelegt. Der zu den Turbulenzkategorien gehörende windgeschwindigkeitsabhängige Verlauf ist im Anhang in Tabelle A.2.3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1.1: Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA.

WEA		Auslegungswerte										
	Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone	Turbulenzkategorie	τ_{design} [a]	v_{ave} [m/s]	k [-]	v_{ref} [m/s]	α [-]	φ [°]	ρ [kg/m ³]	Quelle
	18, 19	IEC Ed. 3 /2.2/	---**	A nach IEC Ed. 3 /2.2/	20*	7.5	2.0	37.5	0.2	8	1.225	/3.3, 3.4/
	1, 4, 11 - 13	DIBt 2004	---*	A nach IEC Ed. 2 /2.1/	---*	---*	---*	---*	---*	---*	---*	---
	2, 5, 7, 8	DIBt 1993/1995	---*	konstant 20%	---*	---*	---*	---*	---*	---*	---*	---

*: 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, sind weitere Auslegungswerte nicht erforderlich (siehe Kapitel 2.1).

---***: Da sich die Auslegung nicht auf die DIBt Richtlinie bezieht, kann keine Windzone angegeben werden.



3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten zum Standort Nortorf wurden vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt /3.1/ und sind in Kapitel A.2.4 des Anhangs dargestellt.

Die in Kapitel A.2.4 des Anhangs dargestellten Koordinaten werden eventuell nicht im Original-Koordinatensystem aus /3.1/ dargestellt, sondern auf das hier verwendete Koordinatensystem umgerechnet (siehe Kapitel A.1.1 des Anhangs). Für die Umrechnung der Koordinaten wird keine Gewähr übernommen.


Die verwendeten Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung im Windpark am Standort Nortorf vorausgesetzt.

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.	
	18, 19	36.22

3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort

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

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

3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen

Die jeweils in den Berechnungsvarianten im Anhang berücksichtigten Betriebsbeschränkungen sind in Kapitel A.2.5 des Anhangs dargestellt.



4 Bestimmung der Standortbedingungen

4.1 Standortbesichtigung

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

Weiterhin sollen Einzelstrukturen und orografische Hindernisse identifiziert werden, die auf Grund ihrer Entfernung und Höhe so groß sind, dass der direkte Einfluss der Nachlaufströmung dieser Einzelstrukturen und orografischen Hindernisse auf den Rotor einer WEA nicht ausgeschlossen werden kann. Diese Einzelstrukturen können dann nicht als Rauigkeitselement aufgelöst werden und ihr Einfluss ist gesondert zu bewerten. Benachbarte WEA sind nicht als Einzelstrukturen zu betrachten. Die Verifizierung der Windparkkonfiguration (siehe Kapitel 3) ist daher nicht Umfang der Standortbesichtigung.

Der Standort Nortorf wurde am 16.07.2018 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 18 und 19 dargestellt. Es sind zusätzlich in Tabelle A.3.3.1 des Anhangs effektive Turbulenzintensitäten für den Wöhlerlinien-Koeffizienten $m = 4$ 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 der Tabelle 3.1.1. 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.

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).



Table 5.2.1: Übersicht über das Ergebnis des Nachweises der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen.

WEA			Einzelergebnisse					Gesamt- ergebnis	LR möglich	
Lfd. Nr.	Bezeichnung	I_{eff}	α	φ	ρ	v_{50}	A, k			
	1	WKA Enercon E-70 E4	+						+	---
	2	WEA 2	-						-	ja
	4	WEA ZB 1	-						-	ja
	5	WEA 1	-						-	ja
	7	WKA Micon 1500	+						+	---
	8	WEA 1	+						+	---
	11	WKA 1 Repower 3.2M	+						+	---
	12	WKA 2 Repower 3.2M	+						+	---
	13	WKA 3 Repower 3.2M	+						+	---
	18	WEA 1	+	+	+	+	+	+	+	---
	19	WEA 2	+	+	+	+	+	+	+	---

5.2.1 Erläuterungen und Hinweise

- Der Einfluss der geplanten WEA auf die WEA 2 und 5 ist so gering, dass sich durch die geplanten WEA keine signifikante Erhöhung der effektiven Turbulenzintensitäten an den WEA 2 und 5 ergibt. Die Überschreitungen an den WEA 2 und 5 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 Abweichung der extremen Windverhältnisse als auch der anzunehmenden Unsicherheiten (Standardabweichung des Verfahrens) sehr unwahrscheinlich, aber nicht ganz auszuschließen, da Extremwinde nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen und somit stärkere Ereignisse nicht ausgeschlossen sind.

5.2.2 Einschränkungen

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



5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten

Die in den Tabellen A.3.2.1 - A.3.2.3 und A.3.3.1 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.

Ein entsprechender Berechnungsbericht liegt für die WEA 2 und 5 nicht vor.

Die Windbedingungen der Lastrechnung müssen die hier genannten Werte abdecken. Für Windbedingungen, die im Rahmen dieses Gutachtens nicht ermittelt wurden, können die entsprechenden Auslegungswerte verwendet werden. Standortspezifische Windbedingungen, die in diesem Gutachten nicht ermittelt wurden, werden im Rahmen der Prüfung der Lastrechnung nur auf Plausibilität überprüft.

Mit /3.6/ liegt uns eine Stellungnahme eines unabhängigen Gutachters zu der WEA 4 vor. Laut dieser Stellungnahme wurden auf Basis der Windbedingungen am Standort Nortorf die Betriebsfestigkeitslasten an Turmkopf und Turmfuß, an der Blattwurzel und an diversen Blattschnitten sowie an Nabe / Triebstrang anhand des in /3.6/ beschriebenen generischen Lastrechnungsmodelles berechnet und bewertet.

Als Ergebnis ist laut Aussage dieses unabhängigen Gutachters die WEA 4 über eine Lebensdauer von 20 Jahren als lasttechnisch standortgeeignet anzusehen.

5.3.1 Erläuterungen und Hinweise

Die in /3.6/ getroffenen und überprüften Aussagen unterliegen den folgenden Auflagen und Annahmen:

- Es wird vorausgesetzt, dass das in /3.6/ verwendete generische Modell der WEA 4 die zertifizierten Lasten dieser WEA konservativ abbildet.
- Es wird in /3.6/ davon ausgegangen, dass die WEA 4 der in der Typen-/Einzelprüfung /3.7/ beschriebenen WEA entsprechen.



Die vorliegende Stellungnahme /3.6/ für die WEA 4 gilt nur vorbehaltlich einer vorliegenden gültigen Typen- bzw. Einzelprüfung für die WEA 4. Der Typen- bzw. Einzelprüfung müssen dabei mindestens die in /3.6/ unterstellten Auslegungslasten zugrunde liegen, die zu den in Tabelle 5.3.1.1 dargestellten Auslegungswerten gehören.

Tabelle 5.3.1.1: In /3.6/ zugrunde gelegte Auslegungswerte.

WEA		Auslegungswerte				
	Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone	Turbulenzkategorie	τ_{design} [a]	v_{ave} [m/s]
	4	DIBt 2004	WZ 3	A	20	8.5

5.3.2 Einschränkungen

Die in /3.6/ getroffenen und überprüften Aussagen unterliegen folgender Einschränkung:

- In /3.6/ wird im Kapitel zu den Unsicherheiten darauf hingewiesen dass Modellrechnungen die Realität nur annähernd erfassen und daher nur als Hilfsmittel zur Entscheidungsfindung zu verwenden sind und dass die ermittelten Ergebnisse aufgrund der Vereinfachungen nur Orientierungswerte sein können und nur unter den genannten Randbedingungen gelten.

6 Zusammenfassung

Am Standort Nortorf (Schleswig-Holstein) plant der Auftraggeber die Errichtung von zwei Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befinden sich 17 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 der Tabelle 3.1.1 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.



Table 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.	18, 19	---	---
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.	1, 7, 8, 11 - 13	---	---
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.	2, 5	---	---
Die Standorteignung folgender WEA ist hinsichtlich des Einflusses benachbarter WEA unter Berücksichtigung der genannten Auflagen und Annahmen laut Aussage eines unabhängigen Gutachters durch einen Vergleich mit den Auslegungslasten nachgewiesen.	4	---	Kap. 5.3.2



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) 2012, Version 18.5.1; September 2016; 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/ DNV GL Energy, Renewables Advisory Germany (RAG) - Project Development and Analytics; Berechnung des Windpotentials und des Energieertrags; Nortorf (Schleswig-Holstein); Dokumentennummer.: 10118572-A-1-A; Entwurf; 20.09.2018; Kaiser-Wilhelm-Koog, Deutschland.
- /3.2/ Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Bewertung der Standorteignung von WEA am Standort Nortorf; Referenz-Nr.: F2E-2018-TGJ-025-P1; August 2018; Hamburg, Deutschland.
- /3.3/ Siemens Gamesa Renewable Energy; Entwicklerpaket, SG 6.0-155; Dokument-ID: WP TE 10-0000009946-00; 2018.09.14.
- /3.4/ Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG; Angaben zu den Auslegungswerten per E-Mail vom Hersteller am 06.12.2018.
- /3.5/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Nortorf; Berichts-Nr.: 19-051-7019170-Rev.00-EX-AS; 27.03.2019; Reppenstedt, Deutschland.
- /3.6/ TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG; Gutachtliche Stellungnahme zur Überprüfung der Standorteignung (lastseitig) einer Windenergieanlage des Typs ENERCON E-70 E4 im Windpark Nortorf mittels generischer Lastrechnungen; Referenz-Nr.: 2019-SGT-027; Revision 0; 03.06.2019; Hamburg, Deutschland.
- /3.7/ TÜV Süd Industrie Service, Prüfamts für Standsicherheit für die Bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen: Prüfbericht über eine Verlängerung einer Typenprüfung; Anlage: Stahlrohrturm für die Windenergieanlage vom Typ „Enercon E-70 E4“ mit Nabenhöhe 64 m (mit Fundamenteinbauteil, ohne Fundament) Prüfnummer 517342 Rev.2 (d), 25.01.2013; München, Deutschland.

A.1 Allgemeine Daten

A.1.1 Einstellungen

Benutzername	Philipp Kluth, F2E
Kunde	Windpark Nortorf West Verwaltungs GmbH
Projektname	Nortorf
Variante	—
Referenznummer	F2E-2019-TGW-012
Revision	1.B
Software	Wake2e 3.9.9.8 WEA-Bibliothek Version 1.6.289
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	16.07.2018
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) 2012, Version 18.5.1; September 2016; 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		Turbulenzintensität		Datensatz-Nr.	
	Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P _N [MW]	D [m]	z _{hub} [m]	Ost	Nord	Umgebung	Auslegung	Wind	Turbulenz
	1	WKA Enercon E-70 E4	ENERCON E-70 E4 2.3MW	2.3	71	64	32521162	5976030	Charakteristisch	2	1	—
	2	WEA 2	Standard WEA bis 65m RD		64	68	32521417	5976062	Charakteristisch	1	1	—
	3	WKA Enercon E-70 E4	ENERCON E-70 E4 2.3MW	2.3	71	64	32521702	5976101	Charakteristisch	2	1	—
	4	WEA ZB 1	ENERCON E-70 E4 2.3MW	2.3	71	64	32520817	5975845	Charakteristisch	2	1	—
	5	WEA 1	Standard WEA bis 65m RD		64	68	32521042	5975819	Charakteristisch	1	1	—
	6	WKA Micon 1500	Standard WEA bis 65m RD		64	68	32521767	5975869	Charakteristisch	1	1	—
	7	WKA Micon 1500	Standard WEA bis 65m RD		64	68	32521292	5975672	Charakteristisch	1	1	—
	8	WEA 1	Standard WEA bis 65m RD		64	68	32521507	5975419	Charakteristisch	1	1	—
	9	WEA 2	Standard WEA bis 65m RD		64	68	32521652	5975004	Charakteristisch	1	1	—
	10	WEA 3	Standard WEA bis 65m RD		64	68	32521802	5974714	Charakteristisch	1	1	—
	11	WKA 1 Repower 3.2M	Senvion 3.2M114 3.17MW	3.2	114	93	32519232	5974726	Charakteristisch	2	1	—
	12	WKA 2 Repower 3.2M	Senvion 3.2M114 3.17MW	3.2	114	93	32519503	5974541	Charakteristisch	2	1	—
	13	WKA 3 Repower 3.2M	Senvion 3.2M114 3.17MW	3.2	114	93	32519198	5974300	Charakteristisch	2	1	—
	14	WKA 4 Repower 3.2M	Senvion 3.2M114 3.17MW	3.2	114	93	32519530	5973876	Charakteristisch	2	1	—
	15	WKA 5 Repower 3.2M	Senvion 3.2M114 3.17MW	3.2	114	93	32519200	5973681	Charakteristisch	2	1	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

WEA							Koordinaten		Turbulenzintensität		Datensatz-Nr.	
Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P_N [MW]	D [m]	z_{hub} [m]	Ost	Nord	Umgebung	Auslegung	Wind	Turbulenz	
	16 WKA 6 Repower 3.2M	Senvion 3.2M114 3.17MW	3.2	114	93	32519334	5973254	Charakteristisch	2	1	—	
	17 WKA 7 Repower 3.2M	Senvion 3.2M114 3.17MW	3.2	114	93	32519678	5973205	Charakteristisch	2	1	—	
	18 WEA 1	Siemens Gamesa SG 6.0-155 6.0MW	6	155	122.5	32519909	5975292	Repräsentativ	5	2	—	
	19 WEA 2	Siemens Gamesa SG 6.0-155 6.0MW	6	155	122.5	32520366	5975593	Repräsentativ	5	2	—	

A.2.3 Auslegungswerte

Tabelle A.2.3.1: Auslegungswerte der Turbulenzintensität

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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
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
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

A.2.4 Winddaten

Quelle Externe Datei
 Dateiname nortorf_rev0b_var_b_c_wind_data.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]	5.3	5.7	7.1	6.7	6.5	7	8.3	8.7	9.1	9.3	9.2	5.9	A [m/s]	7.80	Höhe über Grund [m]	100
k [-]	2.3	2.1	2.6	2.6	2.8	2.7	2.8	2.8	2.6	2.2	2.4	2	k [-]	2.200	Ost	32520203
Häufigkeit (100%=1)	0.037	0.039	0.065	0.115	0.073	0.06	0.093	0.112	0.121	0.104	0.12	0.061	v_{ave} [m/s]	6.90	Nord	5975226

Tabelle A.2.4.2: Wind-Datensatz "Wind 2"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen		Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	5.5	5.9	7.3	7	6.8	7.3	8.7	9.1	9.4	9.6	9.5	6.1	A [m/s]	8.10	Höhe über Grund [m]	112
k [-]	2.3	2.1	2.6	2.6	2.8	2.7	2.7	2.8	2.6	2.1	2.4	2	k [-]	2.200	Ost	32520203
Häufigkeit (100%=1)	0.037	0.039	0.065	0.115	0.073	0.06	0.093	0.112	0.121	0.104	0.12	0.061	v _{ave} [m/s]	7.20	Nord	5975226

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

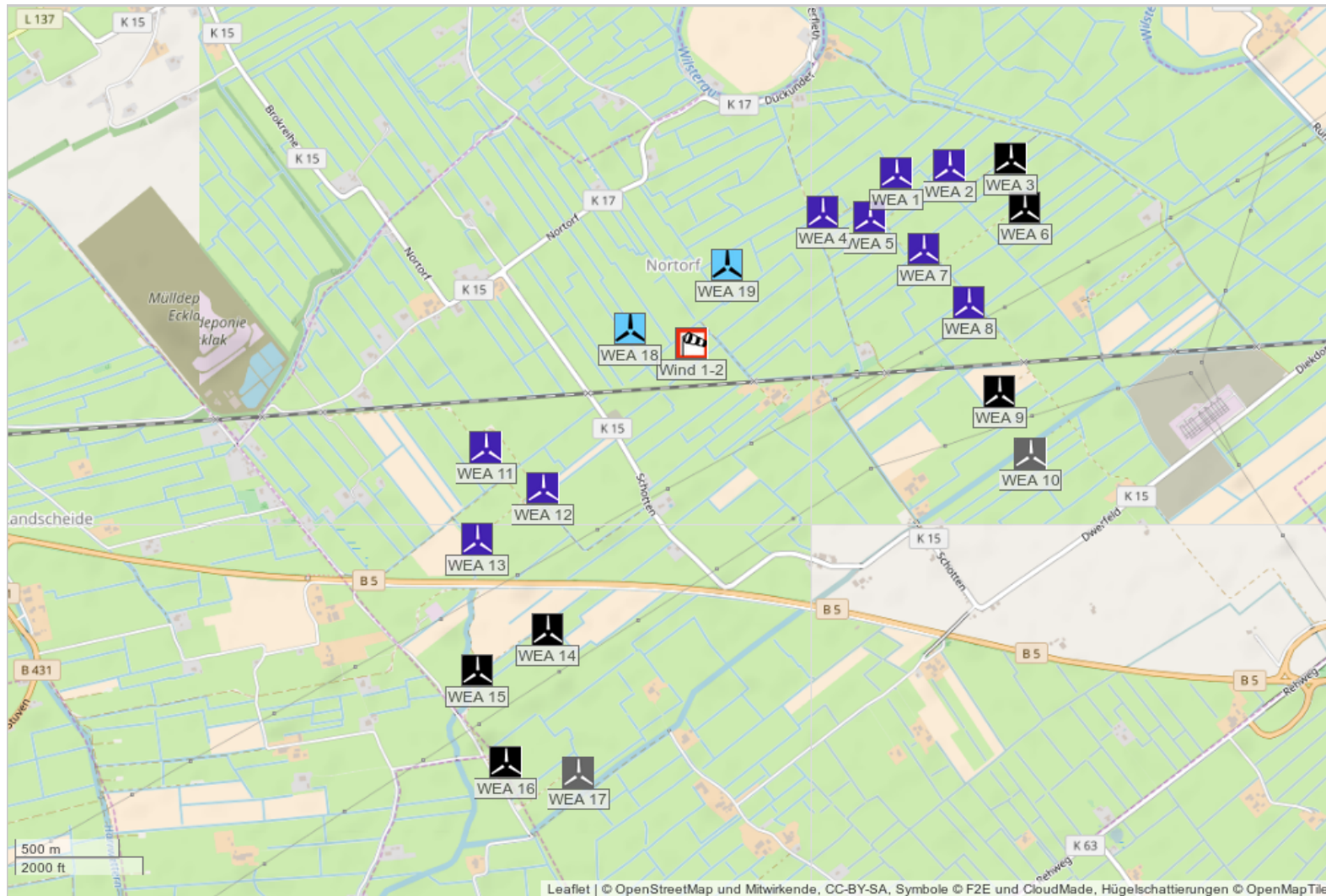
Für diese Berechnungsvariante wurden keine Einschränkungen definiert.

A.2.5.3 Berechnungsvariante "Woehlerlinienkoeffizient 4"

Für diese Berechnungsvariante wurden keine Einschränkungen definiert.














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	Id	Entfernung	Id	Entfernung	Id	Entfernung	Id	Entfernung	Id	Entfernung
	1	WKA Enercon E-70 E4	5	3.79	2	4.02	4	5.51	19	5.86	7	5.95
	2	WEA 2	1	3.62	3	4.05	6	6.25	7	6.4	5	6.98
	4	WEA ZB 1	19	3.33	5	3.54	1	5.51	18	6.86	7	7.9
	5	WEA 1	4	3.19	1	3.42	7	4.53	19	4.6	2	6.98
	7	WKA Micon 1500	5	4.53	8	5.19	1	5.36	19	6	2	6.4
	8	WEA 1	7	5.19	9	6.87	19	7.45	6	8.12	5	9.58
	11	WKA 1 Repower 3.2M	12	2.88	13	3.75	18	5.69	14	7.9	15	9.17
	12	WKA 2 Repower 3.2M	11	2.88	13	3.41	18	5.51	14	5.84	15	8
	13	WKA 3 Repower 3.2M	12	3.41	11	3.75	14	4.72	15	5.43	18	7.87
	18	WEA 1	19	3.53	12	7.49	11	7.74	13	10.71	14	12.86
	19	WEA 2	18	3.53	4	7.28	5	11.14	12	11.94	11	12.52

A.3 Ergebnisse

A.3.1 Situation vor dem Zubau

BBS definiert Nein
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Ja

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

WEA				Ergebnisse																												
	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	WKA Enercon E-70 E4	10	—	34.1	29.8	27.3	25.6	24.5	22.6	20.1	19.0	18.2	16.7	15.2	13.7	12.7	12.0	11.4	10.9	10.6	10.4	10.4	10.4	10.4	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	
	2	WEA 2	10	20.6	35.9	31.0	27.9	25.8	24.3	23.1	22.1	21.5	21.0	20.7	18.7	15.6	14.3	13.4	12.8	12.3	11.9	11.5	11.4	11.3	11.2	11.1	11.0	—	—	—	—	
	4	WEA ZB 1	10	—	35.4	31.1	28.5	26.7	25.3	23.1	20.1	18.6	17.3	15.2	13.4	12.2	11.5	11.1	10.8	10.7	10.5	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	
	5	WEA 1	10	21.9	37.3	32.2	29.0	27.0	25.5	24.4	23.7	23.3	23.0	22.8	20.6	16.9	15.3	14.3	13.5	12.9	12.4	12.0	11.9	11.7	11.6	11.4	11.3	—	—	—	—	
	7	WKA Micon 1500	10	16.0	30.5	25.9	23.2	21.6	20.5	19.2	17.5	16.8	16.4	15.4	14.4	13.6	13.0	12.6	12.2	11.8	11.4	11.2	11.1	11.0	10.8	10.7	10.6	—	—	—	—	
	8	WEA 1	10	14.1	28.9	24.0	21.1	19.2	17.8	16.4	15.0	14.1	13.4	12.7	12.1	11.7	11.3	11.1	10.9	10.7	10.5	10.4	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	—	—	—	—
	11	WKA 1 Repower 3.2M	10	—	30.8	28.2	24.9	23.0	21.5	20.1	18.5	17.1	15.8	13.3	12.1	11.5	11.0	10.7	10.5	10.3	10.1	10.0	10.0	10.0	—	—	—	—	—	—	—	
	12	WKA 2 Repower 3.2M	10	—	31.1	28.4	25.2	23.5	22.4	21.6	20.6	19.7	19.0	16.3	14.8	13.9	13.0	12.4	11.9	11.4	11.1	10.7	10.6	10.4	—	—	—	—	—	—	—	
	13	WKA 3 Repower 3.2M	10	—	29.2	25.9	22.7	20.8	19.4	18.3	17.0	15.8	14.8	12.9	11.9	11.3	10.9	10.6	10.4	10.3	10.1	10.0	10.0	10.0	—	—	—	—	—	—	—	

A.3.2 Situation nach dem Zubau

BBS definiert Nein
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Nein

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


















WEA				Ergebnisse																												
	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	WKA Enercon E-70 E4	10	—	34.1	29.8	27.3	25.6	24.5	22.6	20.1	19.0	18.2	16.7	15.2	13.8	12.8	12.1	11.5	11.0	10.7	10.5	10.4	10.4	10.4	10.4	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	
	2	WEA 2	10	20.6	35.9	31.0	27.9	25.8	24.3	23.1	22.1	21.5	21.0	20.7	18.7	15.6	14.3	13.4	12.8	12.3	11.9	11.6	11.4	11.3	11.2	11.1	11.0	—	—	—	—	
	4	WEA ZB 1	10	—	35.4	31.2	28.7	26.9	25.5	23.4	20.5	19.0	17.7	15.7	14.0	12.9	12.1	11.5	11.1	10.9	10.6	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4
	5	WEA 1	10	21.9	37.3	32.2	29.0	27.0	25.5	24.5	23.7	23.3	23.0	22.8	20.6	16.9	15.3	14.3	13.5	12.9	12.5	12.0	11.9	11.7	11.6	11.4	11.3	—	—	—	—	
	7	WKA Micon 1500	10	16.1	30.6	25.9	23.3	21.6	20.5	19.2	17.6	16.9	16.4	15.4	14.5	13.6	13.0	12.6	12.2	11.8	11.5	11.2	11.1	11.0	10.9	10.8	10.7	—	—	—	—	
	8	WEA 1	10	14.1	28.9	24.0	21.1	19.2	17.8	16.4	15.0	14.2	13.5	12.8	12.2	11.8	11.4	11.2	10.9	10.7	10.6	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.3	—	—	—	—	
	11	WKA 1 Repower 3.2M	10	—	30.8	28.2	24.9	23.0	21.5	20.2	18.6	17.1	15.8	13.3	12.2	11.5	11.0	10.7	10.5	10.3	10.1	10.0	10.0	10.0	—	—	—	—	—	—	—	
	12	WKA 2 Repower 3.2M	10	—	31.1	28.4	25.2	23.5	22.4	21.6	20.6	19.7	19.0	16.3	14.8	13.9	13.0	12.4	11.9	11.4	11.1	10.7	10.6	10.4	—	—	—	—	—	—	—	
	13	WKA 3 Repower 3.2M	10	—	29.2	25.9	22.7	20.8	19.4	18.3	17.0	15.8	14.8	12.9	11.9	11.3	10.9	10.6	10.4	10.3	10.1	10.0	10.0	10.0	—	—	—	—	—	—	—	
	18	WEA 1	15	—	27.5	24.6	24.0	22.2	20.8	19.4	17.8	16.3	14.8	13.4	12.4	11.7	11.2	10.9	10.7	10.5	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.3	10.3	10.3	—	—	
	19	WEA 2	15	—	27.7	24.2	23.4	21.8	20.5	19.4	18.0	16.8	15.5	14.4	13.3	12.4	11.8	11.3	11.0	10.7	10.4	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—	—

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

WEA				Ergebnisse																												
	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	WKA Enercon E-70 E4	10	39.4	34.5	31.6	29.7	28.4	26.3	23.4	22.3	21.5	19.7	18.2	17.2	16.3	15.7	15.1	14.5	14.0	13.8	13.7	13.6	13.5	13.5	13.4	11.5	11.5	11.5	11.5		
	2	WEA 2	10	41.8	36.0	32.5	30.2	28.5	27.1	26.1	25.3	24.6	24.0	21.4	17.7	16.1	15.0	14.2	13.5	13.0	12.6	12.4	12.2	12.1	12.0	12.0	—	—	—	—		
	4	WEA ZB 1	10	41.8	36.8	33.9	32.0	30.8	28.5	25.2	24.0	23.1	21.1	19.4	18.3	17.2	16.5	15.8	15.2	14.6	14.3	14.2	14.2	14.1	14.0	13.9	11.3	11.3	11.3	11.3		
	5	WEA 1	10	44.9	39.1	35.5	33.0	31.1	29.7	28.6	27.8	27.0	26.4	23.4	18.8	16.8	15.4	14.3	13.5	12.8	12.5	12.4	12.4	12.3	12.3	12.2	—	—	—	—		
	7	WKA Micon 1500	10	34.9	30.3	27.6	25.9	24.7	22.9	20.7	20.0	19.4	18.9	17.2	15.2	14.4	13.9	13.4	12.9	12.5	12.3	12.2	12.1	12.1	12.0	12.0	—	—	—	—		
	8	WEA 1	10	33.3	28.7	26.0	24.2	23.0	21.4	19.2	18.3	17.6	16.3	15.2	14.5	13.8	13.3	12.9	12.5	12.1	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	—	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

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

















WEA				Ergebnisse																										
	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
	11	WKA 1 Repower 3.2M	10	36.8	33.8	29.9	27.7	26.1	24.9	23.4	22.1	21.1	17.7	15.8	14.6	13.6	12.9	12.2	11.7	11.4	10.9	10.8	10.6	—	—	—	—	—	—	—
	12	WKA 2 Repower 3.2M	10	37.4	34.4	30.4	28.2	26.6	25.3	23.8	22.5	21.4	18.0	16.1	14.9	13.9	13.2	12.5	12.0	11.7	11.2	11.0	10.9	—	—	—	—	—	—	—
	13	WKA 3 Repower 3.2M	10	34.6	31.3	27.6	25.5	24.0	22.8	21.5	20.3	19.4	16.6	15.0	14.0	13.1	12.6	12.0	11.6	11.3	10.9	10.8	10.7	—	—	—	—	—	—	—
	18	WEA 1	15	30.9	28.7	28.2	26.1	24.5	23.0	21.2	19.5	17.8	16.3	15.0	14.0	13.2	12.6	12.1	11.7	11.4	11.1	11.0	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	—	—
	19	WEA 2	15	31.2	27.6	27.1	25.1	23.6	22.1	20.4	18.8	17.1	16.2	15.0	13.4	12.7	12.1	11.7	11.3	11.2	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	—	—












Tabelle A.3.2.3: Eigenschaften und Windbedingungen der jeweiligen WEA

WEA-Eigenschaften					Nächste WEA		Ergebnisse															
	Nr.	WEA-Typ	z _{hub} [m]	D [m]	BBS	Abstand in D	Nr.	Geschützt durch BBS	I _{eff}	m [-]	Komplex	α _n [-]	φ [°]	ρ [kg/m ³]	WZ	v ₅₀ GK2 [m/s]	v ₅₀ GK1 [m/s]	A [m/s]	A ρ _{kor.} [m/s]	k [-]	v _{ave} [m/s]	v _{ave} ρ _{kor.} [m/s]
	1	ENERCON E-70 E4 2.3MW	64	71	Nein	3.792	5	Nein	✓	10	Nein	0.134	0.0	1.252	3 / III	37		7.36	7.44	2.128	6.52	6.59
	2	Standard WEA bis 65m RD	68	64	Nein	3.619	1	Nein	—	10	Nein	0.132	0.0	1.252	3 / III	37.4		7.42	7.42	2.136	6.57	6.58
	4	ENERCON E-70 E4 2.3MW	64	71	Nein	3.333	19	Nein	—	10	Nein	0.134	0.0	1.252	3 / III	37		7.36	7.44	2.128	6.52	6.59
	5	Standard WEA bis 65m RD	68	64	Nein	3.19	4	Nein	—	10	Nein	0.132	0.0	1.252	3 / III	37.4		7.42	7.43	2.136	6.57	6.58
	7	Standard WEA bis 65m RD	68	64	Nein	4.531	5	Nein	✓	10	Nein	0.132	0.0	1.252	3 / III	37.4		7.42	7.42	2.136	6.57	6.58
	8	Standard WEA bis 65m RD	68	64	Nein	5.187	7	Nein	✓	10	Nein	0.132	0.1	1.252	3 / III	37.4		7.42	7.42	2.136	6.57	6.57
	11	Senvion 3.2M114 3.17MW	93	114	Nein	2.878	12	Nein	✓	10	Nein	0.128	0.1	1.249	3 / III	39.3		7.72	7.8	2.186	6.84	6.9
	12	Senvion 3.2M114 3.17MW	93	114	Nein	2.878	11	Nein	✓	10	Nein	0.128	0.1	1.249	3 / III	39.3		7.72	7.8	2.186	6.84	6.9
	13	Senvion 3.2M114 3.17MW	93	114	Nein	3.409	12	Nein	✓	10	Nein	0.128	0.1	1.249	3 / III	39.3		7.72	7.8	2.186	6.84	6.9
	18	Siemens Gamesa SG 6.0-155 6.0MW	122.5	155	Nein	3.53	19	Nein	✓	15	Nein	0.124	0.0	1.245	3 / III	41.1		8.22	8.29	2.2	7.28	7.34
	19	Siemens Gamesa SG 6.0-155 6.0MW	122.5	155	Nein	3.53	18	Nein	✓	15	Nein	0.124	0.0	1.245	3 / III	41.1		8.22	8.29	2.2	7.28	7.34






A.3.3 Berechnungsvariante “Woehlerlinienkoeffizient 4”










BBS definiert Nein
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Nein

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

WEA				Ergebnisse																													
	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	WKA Enercon E-70 E4	4	—	32.3	27.9	25.2	23.5	22.3	20.7	18.7	17.7	16.9	15.7	14.5	13.3	12.5	11.9	11.5	11.1	10.8	10.5	10.5	10.4	10.4	10.4	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3		
	2	WEA 2	4	17.4	32.6	27.8	24.8	22.8	21.4	20.2	19.2	18.6	18.1	17.8	16.6	14.6	13.7	13.1	12.6	12.2	11.9	11.5	11.4	11.3	11.2	11.1	11.0	—	—	—	—		
	4	WEA ZB 1	4	—	32.1	27.8	25.3	23.4	21.9	20.1	18.1	16.7	15.5	14.2	13.2	12.5	11.9	11.5	11.2	10.9	10.7	10.5	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4		
	5	WEA 1	4	17.7	33.2	28.2	25.1	23.1	21.7	20.5	19.7	19.3	19.2	19.2	17.8	15.4	14.4	13.7	13.2	12.8	12.4	12.1	12.0	11.8	11.7	11.6	11.5	—	—	—	—		
	7	WKA Micon 1500	4	15.1	29.8	24.9	22.0	20.2	18.9	17.7	16.5	15.8	15.3	14.7	13.9	13.3	12.8	12.5	12.2	11.8	11.5	11.3	11.1	11.0	10.9	10.8	10.7	—	—	—	—		
	8	WEA 1	4	13.6	28.5	23.5	20.4	18.4	16.9	15.6	14.5	13.7	13.1	12.5	12.0	11.6	11.3	11.1	10.9	10.7	10.5	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.3	—	—	—	—	
	11	WKA 1 Repower 3.2M	4	—	28.9	25.4	22.4	20.5	19.0	17.7	16.3	15.1	14.1	12.7	11.9	11.4	11.0	10.7	10.5	10.3	10.1	10.0	10.0	10.0	—	—	—	—	—	—	—		
	12	WKA 2 Repower 3.2M	4	—	29.0	25.4	22.6	20.9	19.9	19.3	18.5	18.0	17.6	15.5	14.3	13.6	12.9	12.4	11.9	11.5	11.2	10.8	10.7	10.5	—	—	—	—	—	—	—		
	13	WKA 3 Repower 3.2M	4	—	27.9	24.0	20.9	19.0	17.5	16.4	15.3	14.3	13.5	12.3	11.7	11.3	10.9	10.6	10.4	10.3	10.1	10.0	10.0	10.0	—	—	—	—	—	—	—		
	18	WEA 1	4	—	26.8	22.6	20.3	18.5	17.1	16.0	14.9	14.0	13.2	12.5	11.9	11.5	11.1	10.9	10.7	10.5	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.3	10.3	—	—	
	19	WEA 2	4	—	27.0	22.7	20.5	18.8	17.5	16.6	15.7	14.8	14.0	13.3	12.6	12.0	11.6	11.2	10.9	10.7	10.4	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—	—

A.4 Legende

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

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

A.5 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]
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°)	[°]