



Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Hirschweg WEA 6N

Referenz-Nummer:

F2E-2022-TGB-026-P3-R0 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

EFG Energie GmbH & Co.KG
An der Grotte 17, 33181 Bad Wünnenberg

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

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

Verfasser:

M.Sc. Susann Heise, Sachverständige,

Hamburg, 25.04.2023

Gepüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 25.04.2023

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 5330368-0

Fax: 040 53303680-79

Susann Heise: heise@f2e.de oder Dr. Thomas Hahm: hahm@f2e.de

Urheber- und Nutzungsrecht:

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



Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung.....	3
2 Grundlagen.....	4
2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen.....	4
2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten.....	10
2.3 Auslegungswerte.....	11
2.3.1 Turbulenzintensität.....	11
2.3.2 Windgeschwindigkeit.....	11
2.3.3 Weitere Windbedingungen.....	11
2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden.....	12
2.4.1 Bestimmung der Komplexität.....	12
2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität.....	13
2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten.....	14
2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten.....	16
2.4.5 Bestimmung der Luftdichte.....	16
2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten.....	16
2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung.....	17
2.4.8 Extrapolation der Winddaten.....	17
2.5 Gültigkeit der Ergebnisse.....	18
2.5.1 Betriebsbeschränkungen.....	19
3 Eingangsdaten.....	21
3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte.....	21
3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort.....	22
3.3 Extremwind am Standort.....	22
3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort.....	22
3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen.....	22
4 Bestimmung der Standortbedingungen.....	22
4.1 Standortbesichtigung.....	22
4.2 Ergebnisse Standortbedingungen.....	23
4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren.....	24
5 Nachweis der Standorteignung.....	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
6 Zusammenfassung.....	27
7 Literaturangaben.....	28
Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Hirschweg WEA 6N.....	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 $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$

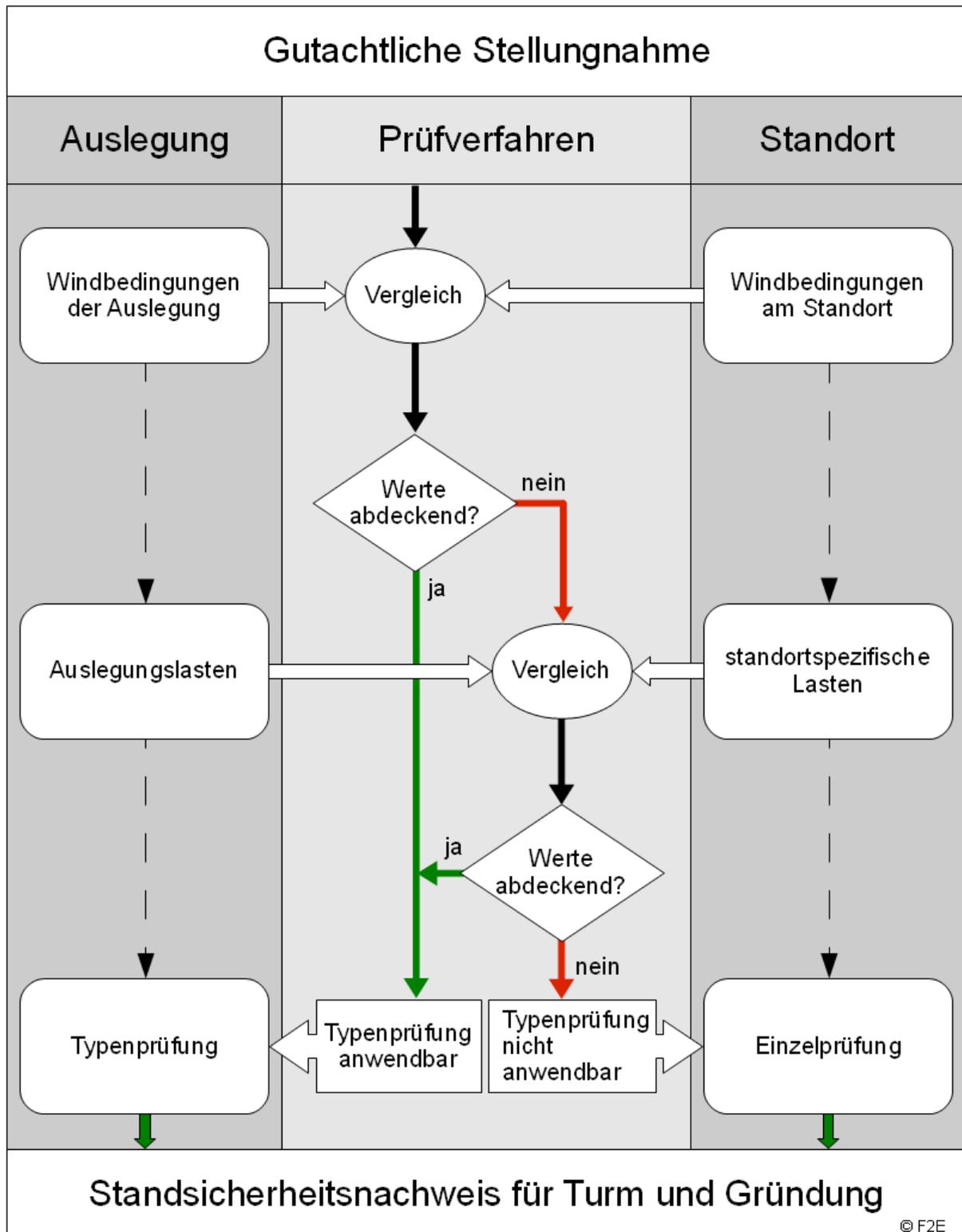


Abbildung 2.1.1: Schematische Darstellung des Prüfverfahrens.



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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

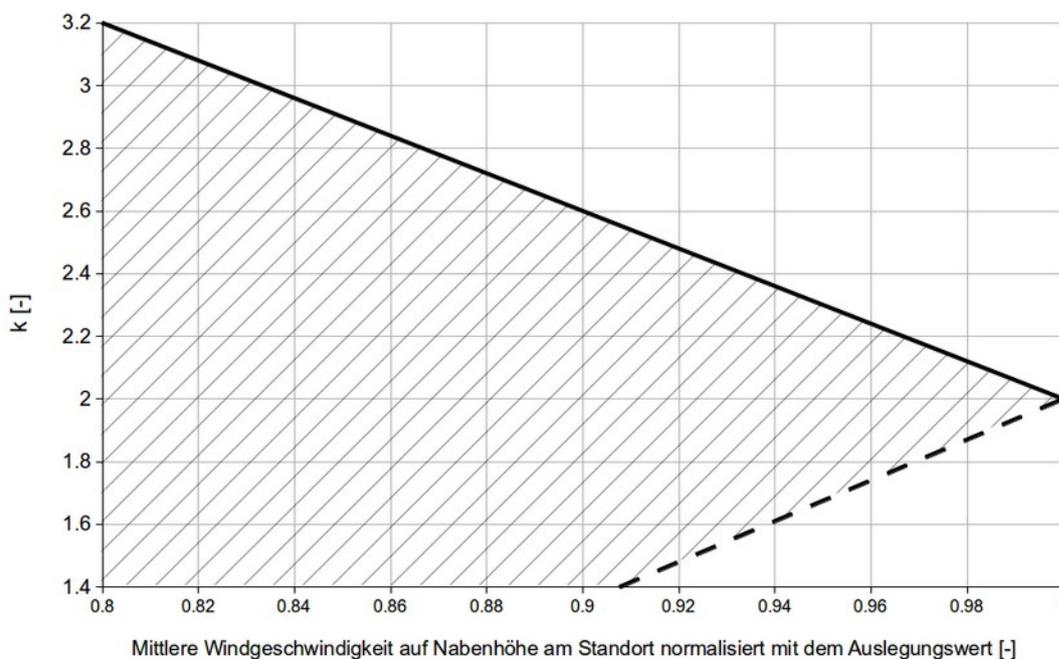


Abbildung 2.1.2: Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich).



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

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

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

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.

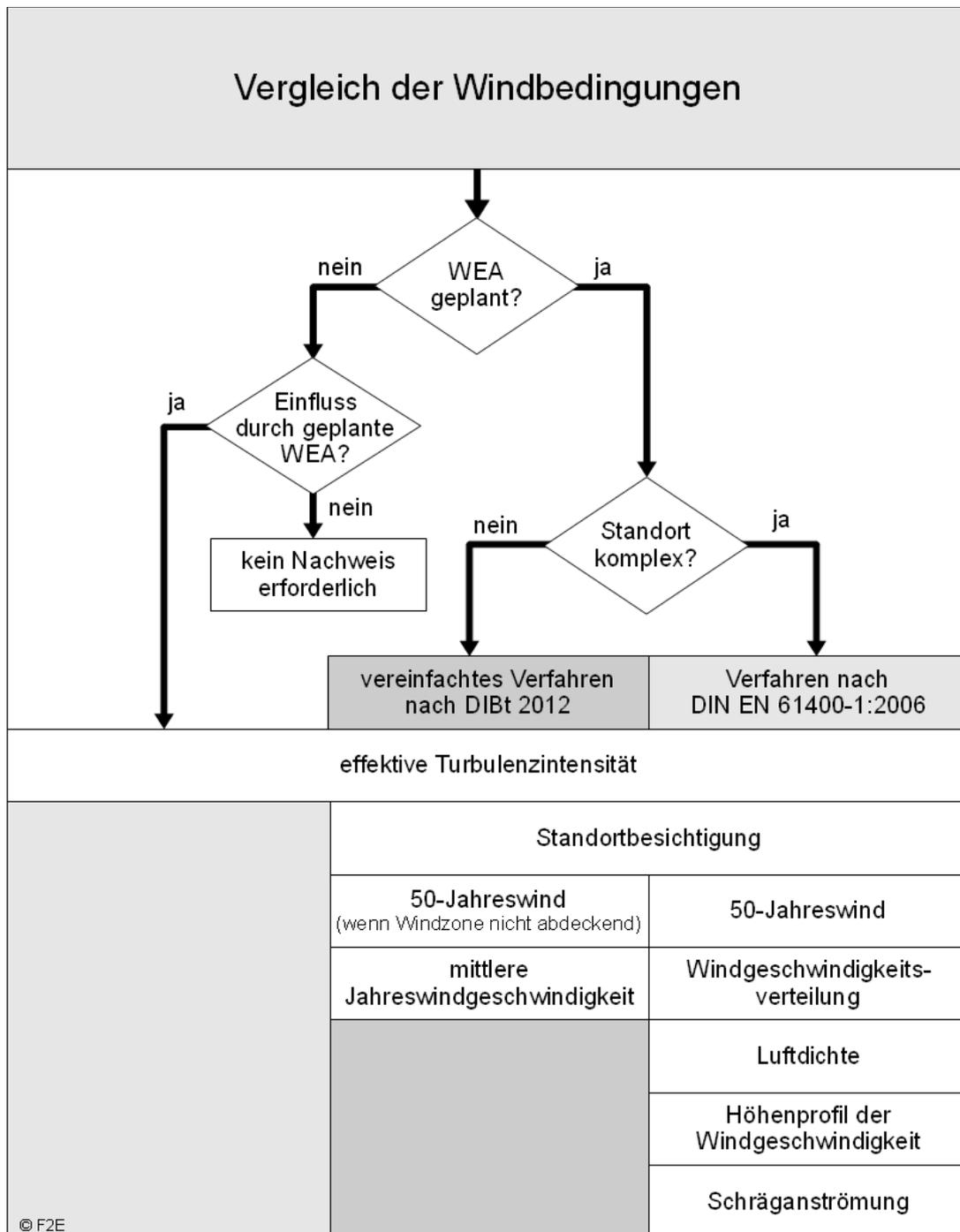


Abbildung 2.1.3: Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen gemäß /2.8/.



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 abweichen. Für andere Auslegungswerte des Höhenexponenten können analoge Gültigkeitsbereiche definiert werden.

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

2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung

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

2.4.8 Extrapolation der Winddaten

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

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

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

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



2.5 Gültigkeit der Ergebnisse

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

2.5.1 Betriebsbeschränkungen

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

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

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

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

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



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

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

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



3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte

Am Standort Hirschweg WEA 6N (Nordrhein-Westfalen) plant der Auftraggeber die Errichtung einer Windenergieanlage (WEA 165). Am Standort befinden sich 160 weitere benachbarte WEA.

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

Bei WEA 43 handelt es sich dabei um eine WEA vom Typ AN BONUS 600/41 mit 0.6MW.

Bei WEA 65 handelt es sich dabei um eine WEA vom Typ NTK 1500 mit 1.5MW.

Bei WEA 78 handelt es sich um eine dabei WEA vom Typ TW 600e mit 0.6MW.

Bei WEA 89 handelt es sich um eine dabei WEA vom Typ TW 600 mit 0.6MW.

Bei WEA 159 handelt es sich um eine dabei WEA vom Typ NTK 500/41 mit 0.5MW.

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 Auslegungen zugrunde gelegt.

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

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

WEA		Auslegung	
	Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone
	165	DIBt 2012	WZ S GK S
	160, 162, 163*, 164	DIBt 2012	---
	19, 20, 152	DIBt 2004	---

*: Für eine Entwurfslebensdauer von 20 Jahren bzw. 25 Jahren liegen für den WEA-Typ von WEA 163 verschiedene Auslegungen vor. Die Auslegungen unterscheiden sich bei der Turbulenzkategorie und der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit.



3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten zum Standort Hirschweg WEA 6N wurden vom Auftraggeber ausgewählt /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 Hirschweg WEA 6N vorausgesetzt.

3.3 Extremwind am Standort

Als Eingangswert für den 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren wird der Auslegungswert der Windzone verwendet.

3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort

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

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

3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen

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

4 Bestimmung der Standortbedingungen

4.1 Standortbesichtigung

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

Weiterhin sollen Einzelstrukturen und orografische Hindernisse identifiziert werden, die auf Grund ihrer Entfernung und Höhe so groß sind, dass der direkte Einfluss der Nachlaufströmung dieser Einzelstrukturen und orografischen Hindernisse auf den



Rotor einer WEA nicht ausgeschlossen werden kann. Diese Einzelstrukturen können dann nicht als Rauigkeitselement aufgelöst werden und ihr Einfluss ist gesondert zu bewerten.

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

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

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

Der Standort Hirschweg WEA 6N wurde am 22.01.2022 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.

In /3.3/ wird bestätigt, dass sich am Standort Hirschweg WEA 6N seit der Besichtigung im Januar 2022 keine relevanten Veränderungen ergeben haben und keine relevanten Einzelstrukturen hinzugekommen sind.

4.2 Ergebnisse Standortbedingungen

Die ermittelten Standortbedingungen sind in den Tabellen A.3.1.1 - A.3.1.3 des Anhangs dargestellt. Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in Tabelle A.3.1.1 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.3.1.3 des Anhangs als komplex markiert. Für diese WEA kann das vereinfachte Verfahren zum Nachweis der Standorteignung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ nicht angewendet werden.

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

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.3.1.3 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 den Tabellen A.3.1.1 und A.3.1.3 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.

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 (+: erfüllt, -: nicht erfüllt, ---: Bewertung nicht erforderlich).

WEA		Einzelergebnisse							Gesamtergebnis
Lfd. Nr.	Bezeichnung	I_{eff}	α	ψ	ρ	A, k	v_{50}		
	19	01728-11-14 A	+			---			+
	20	01728-11-14 B	+			---			+
	152	42438-14	+			---			+
	160	---	+			---			+
	162	WEA 5	+			---			+
	163	WEA 4N	+			---			+
	164	WEA 3N	+			---			+
	165	WEA 6N	+	---	---	---	+	+	+

5.2.1 Erläuterungen und Hinweise

- Laut DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ ist eine Verwendung von Windgeschwindigkeitsklassen mit einer Klassenbreite von 2m/s zulässig. Die geringfügige Überschreitung bei der effektiven Turbulenzintensität in einem einzelnen Windgeschwindigkeitsbereich mit einer Breite von nur 1m/s an der WEA 20 wird daher als vernachlässigbar bewertet.

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.3.1.1 - A.3.1.3 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.

Da der Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen für alle zu betrachtenden WEA positiv ausfällt (siehe Tabelle 5.2.1), ist ein Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten am Standort Hirschweg WEA 6N nicht erforderlich.

Es besteht die Möglichkeit durch weitergehende Berechnungen die Standorteignung der WEA 163 für eine Entwurfslebensdauer von 25 Jahren zu überprüfen (siehe Kapitel 2.2).



6 Zusammenfassung

Am Standort Hirschweg WEA 6N (Nordrhein-Westfalen) plant der Auftraggeber die Errichtung von einer Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befinden sich 160 weitere benachbarte WEA.

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

Die Ergebnisse beziehen sich dabei auf eine vorliegende gültige Typenprüfung für die betrachteten WEA. Der Typenprüfung müssen mindestens die in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2 aufgeführten Auslegungswerte zugrunde liegen.

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

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

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

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.	165	---	---
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.	19, 20, 152, 160, 162 - 164	---	---



7 Literaturangaben

Allgemein

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

Normen

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



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

Projektspezifisch

- /3.1/ Winddaten zum Standort Name; als Dateien 'Windverhältnisse am Standort H5 Hirschweg.jpg' und 'Windverhältnisse am Standort Schwalkhol.jpg' per E-Mail vom Auftraggeber am 30.04.2019.
- /3.2/ Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Bewertung der Standorteignung von WEA am Standort Hirschweg; Referenz-Nr.: F2E-2022-TGB-024; Januar 2022; Hamburg, Deutschland.
- /3.3/ WBG Energie 1 GmbH & Co.KG; Bestätigung der Standortbesichtigung als Datei 'Standortbesichtigung 03.04.2023 Bestätigung Projekt Hirschweg Bad Wünnenberg.pdf' per E-Mail vom Auftraggeber am 03.04.2023.

A.1 Allgemeine Daten

A.1.1 Einstellungen

Benutzername	Susann Heise, F2E
Kunde	EFG Energie GmbH & Co.KG
Projektname	Hirschweg WEA 6N
Variante	—
Referenznummer	F2E-2022-TGB-026-P3-R0
Software	Wake2e 3.10.7.1 WEA-Bibliothek Version 7.403.0
Koordinatensystem	UTM WGS84/ETRS89, Nord-Hemisphäre
Abstand der relevanten WEA	8.0D

A.1.2 Filter-Einstellungen

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

A.1.3 Standortbesichtigung

Datum der Besichtigung	21.01.2022
Durchgeführt von	Dietmar Hahm für F2E
Ermittelte Geländekategorie	II
Orografisch relevante Struktur	Nein

A.1.4 Erläuterungen und Hinweise

Bei WEA 43 handelt es sich um eine WEA vom Typ AN BONUS 600/41 mit 0.6MW.
Bei WEA 65 handelt es sich um eine WEA vom Typ NTK 1500 mit 1.5MW.
Bei WEA 78 handelt es sich um eine WEA vom Typ TW 600e mit 0.6MW.
Bei WEA 89 handelt es sich um eine WEA vom Typ TW 600 mit 0.6MW.
Bei WEA 159 handelt es sich um eine WEA vom Typ NTK 500/41 mit 0.5MW.
Die WEA 7, 8, 76 und 77 sind inaktiv.

A.2 Eingabedaten

A.2.1 Umgebungsturbulenzintensitäten

Methode Rauigkeitsdaten für jeden WEA-Standort aus den Landnutzungsdaten
Datensatz European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2018, Version 20; June 2019; Copenhagen, Denmark.
Höhendaten 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]	Z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	1	00181-13-14 (1)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32485460	5706529	2	—
	2	00181-13-14 (2)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32485439	5706277	2	—
	3	00299-11-14 A	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32485679	5708716	2	—
	4	00299-11-14 B	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32486259	5708749	2	—
	5	00299-11-14 C	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32485888	5708332	2	—
	6	00299-11-14 D	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32486930	5709284	2	—
	9	01166-10-14A	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32475927	5709773	1	—
	10	01166-10-14B	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32475493	5709354	1	—
	11	01166-10-14C	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32475822	5709004	1	—
	12	01418-10-14	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32483070	5711360	2	—
	13	01709-13-14 (1)	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32490753	5714793	2	—
	14	01709-13-14 (2)	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32490516	5715225	2	—
	15	01709-13-14 (3)	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32491336	5715239	2	—
	16	01709-13-14 (4)	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32491029	5715615	2	—
	17	01709-13-14 (5)	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32491680	5715805	2	—

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]	Z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	18	01709-13-14 (7)	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32490373	5716147	2	—
	19	01728-11-14 A	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	135.4	101	32480479	5710600	2	—
	20	01728-11-14 B	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	135.4	101	32480524	5710972	2	—
	21	01909-13-14 (A)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32483006	5711690	2	—
	22	01909-13-14 (B)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32483164	5711538	2	—
	23	02135-13-14	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	138.38	92	32487471	5712695	2	—
	24	02184-13-14	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32483706	5711378	2	—
	25	02186-13-14	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	108.38	82	32482867	5711992	2	—
	26	02526-10	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32475997	5714298	1	—
	27	02609-10-14 A	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32479309	5714777	1	—
	28	02609-10-14 B	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32479766	5714736	1	—
	29	02609-10-14 C	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	108.38	82	32479713	5715419	1	—
	30	02609-10-14 D	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	108.38	82	32480131	5715175	2	—
	31	02610-10-14 A	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32479031	5714338	1	—
	32	1424-07A	ENERCON E-82 E1 2.0MW	2	138.38	82	32478400	5715024	1	—
	33	1424-07B	ENERCON E-82 E1 2.0MW	2	138.38	82	32478496	5714824	1	—
	34	1424-07C	ENERCON E-82 E1 2.0MW	2	138.38	82	32478546	5714588	1	—
	35	1424-07D	ENERCON E-82 E1 2.0MW	2	138.38	82	32478907	5714984	1	—
	36	1424-07E	ENERCON E-82 E1 2.0MW	2	138.38	82	32478864	5715860	1	—
	37	1424-07F	ENERCON E-82 E1 2.0MW	2	138.38	82	32479185	5715818	1	—
	38	1424-07G	ENERCON E-82 E1 2.0MW	2	138.38	82	32479103	5715527	1	—
	39	1424-07H	ENERCON E-82 E1 2.0MW	2	138.38	82	32479326	5715394	1	—
	40	1424-07I	ENERCON E-82 E1 2.0MW	2	138.38	82	32479530	5715734	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]	Z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	41	1424-07J	ENERCON E-82 E1 2.0MW	2	138.38	82	32479622	5716040	1	—
	42	1477-04	Vestas V90 2.0MW Mode 0	2	80	90	32483281	5711214	2	—
	43	170-94-04	Standard WEA bis 65m RD		50	41	32482792	5712847	2	—
	44	1959-03	ENERCON E-40 6.44 600kW	0.6	77.7	44	32482405	5712454	2	—
	45	1983-10-14 (1)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32476418	5709810	1	—
	46	1983-10-14 (10)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32478828	5709540	1	—
	47	1983-10-14 (11)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32477740	5708828	1	—
	48	1983-10-14 (12)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32477902	5710363	1	—
	49	1983-10-14 (13)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32478299	5710958	1	—
	50	1983-10-14 (14)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	108.38	82	32478412	5710450	1	—
	51	1983-10-14 (15)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32478851	5711366	1	—
	52	1983-10-14 (16)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32478732	5710839	1	—
	53	1983-10-14 (17)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32478990	5710506	1	—
	54	1983-10-14 (18)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32479614	5710710	1	—
	55	1983-10-14 (19)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32479500	5711116	1	—
	56	1983-10-14 (20)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	78.33	82	32475904	5709364	1	—
	57	1983-10-14 (21)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32479291	5711313	1	—
	58	1983-10-14 (3)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32477029	5709783	1	—
	59	1983-10-14 (4)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32477188	5709283	1	—
	60	1983-10-14 (5)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32477695	5709827	1	—
	61	1983-10-14 (6)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32477712	5709376	1	—
	62	1983-10-14 (7)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32478244	5709855	1	—
	63	1983-10-14 (8)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32478230	5709345	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]	Z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	64	1983-10-14 (9)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32478851	5709956	1	—
	65	2015-96	Standard WEA bis 65m RD		68	32	32483433	5712350	2	—
	66	2019-08A	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32475940	5715177	1	—
	67	2019-08B	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32475706	5714824	1	—
	68	2019-08C	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32475557	5714336	1	—
	69	2019-08D	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32475921	5714606	1	—
	70	2019-08F	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32476264	5714928	1	—
	71	2019-08G	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32476369	5714654	1	—
	72	2019-08H	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32476453	5714368	1	—
	73	2019-08I	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32476611	5715203	1	—
	74	2019-08J	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32476940	5715061	1	—
	75	2019-08K	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32476783	5714718	1	—
	78	2459-97-04	Standard WEA bis 65m RD		60	46	32482480	5712592	2	—
	79	2837-00	ENERCON E-58 10.58 1000kW	1	70.5	58.6	32482450	5712238	2	—
	80	324-99-04	NEG Micon NM48 750	0.75	70	48.2	32488214	5709663	2	—
	81	326-99-04	NEG Micon NM48 750	0.75	70	48.2	32488161	5709846	2	—
	82	327-99-04	NEG Micon NM48 750	0.75	70	48.2	32488451	5709854	2	—
	83	328-99-04	NEG Micon NM48 750	0.75	70	48.2	32488125	5710132	2	—
	84	330-99-04	NEG Micon NM48 750	0.75	70	48.2	32487732	5710027	2	—
	85	331-99-04	NEG Micon NM48 750	0.75	70	48.2	32487751	5710258	2	—
	86	333-99-04	NEG Micon NM48 750	0.75	70	48.2	32488286	5710028	2	—
	87	334-99-04	NEG Micon NM48 750	0.75	70	48.2	32487967	5710240	2	—
	88	335-99-04	NEG Micon NM48 750	0.75	70	48.2	32487948	5709930	2	—

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]	Z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	89	3459-94-04	Standard WEA bis 65m RD		50	43	32481957	5712412	2	—
	90	3743-99-04	Vestas V66 1.65MW	1.65	78	66	32483522	5711845	2	—
	91	40079-16	ENERCON E-115 3.0MW	3	122.05	115.7	32480196	5715557	2	—
	92	40127-14. 40427-15	Vestas V112 3.3MW Mode 0/0+	3.3	140	112	32484019	5711593	2	—
	93	40151-14	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32486289	5711224	2	—
	94	40204-13	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32488176	5711091	2	—
	95	40333-16 (6)	Nordex N117 NR58.5 3000 delta	3	141	116.8	32487389	5710158	2	—
	96	40338-13.40428-15	Vestas V112 3.0MW Mode 0	3.075	140	112	32479291	5710525	1	—
	97	40406-14 (1)41229-15	Nordex N117 NR58.5 2400 gamma	2.4	140.6	116.8	32487663	5711152	2	—
	98	40406-14 (3)	Nordex N117 NR58.5 2400 gamma	2.4	140.6	116.8	32487984	5710672	2	—
	99	40549-14 (1)	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32486607	5711694	2	—
	100	40549-14 (3)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149	115.7	32486002	5711793	2	—
	101	40549-14(2).41719-15	ENERCON E-115 3.0MW	3	149	115.7	32485631	5712424	2	—
	102	40787-16 (01)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149.08	115.7	32487413	5707474	2	—
	103	40787-16 (02)	ENERCON E-126 EP4 4.2MW OM 0s	4.2	135	127	32487165	5706957	2	—
	104	40910-15	Senvion MM100 2MW	2	100	100	32485252	5711886	2	—
	105	40913-15.41791-15(6)	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32489862	5716128	2	—
	106	41156-14	ENERCON E-70 E4 2.3MW	2.3	85	71	32485833	5712289	2	—
	107	41184-14	Senvion 3.0M122 3MW	3	139	122	32486739	5711395	2	—
	108	41383-16 (05)	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32485682	5708501	2	—
	109	41383-16 (06)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149.08	115.7	32486498	5708544	2	—
	110	41387 a -14 (3)	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	138.38	92	32476859	5709392	1	—
	111	41387 b -14 (4)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149	115.7	32479562	5709916	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]	Z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	112	41387 c -14 (1)	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	138.38	92	32476433	5709532	1	—
	113	41387 d-14 (5)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149	115.7	32480040	5710968	1	—
	114	41389-14	ENERCON E-115 3.0MW	3	149	115.7	32485583	5711900	2	—
	115	41478-15 (10)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149.08	115.7	32485376	5711290	2	—
	116	41478-15 (11)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149.08	115.7	32485891	5711346	2	—
	117	41478-15 (2)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149.08	115.7	32483445	5710686	2	—
	118	41478-15 (4)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149.08	115.7	32483874	5711183	2	—
	119	41478-15 (9)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149.08	115.7	32485332	5710823	2	—
	120	41600-14	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	108.38	82	32477644	5710158	1	—
	121	41600-15 (1)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32483076	5710886	2	—
	122	41600-15 (13)	Vestas V126 3.3MW Mode 0/0+	3.3	149	126	32486504	5710900	2	—
	123	41600-15 (5)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32484270	5711073	2	—
	124	41600-15 (6)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32484469	5711647	2	—
	125	41600-15 (7)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32484886	5711601	2	—
	126	41600-15 (8)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32484818	5711054	2	—
	127	41915-15	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32487676	5713061	2	—
	128	41920-14. 41527-15	Vestas V112 3.3MW Mode 0/0+	3.3	119	112	32479813	5711351	1	—
	129	41989-14	ENERCON E-115 3.0MW	3	149	115.7	32485574	5713064	2	—
	130	42092-14	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32479605	5710313	1	—
	131	42123-14	ENERCON E-115 3.0MW	3	149	115.7	32491581	5716149	2	—
	132	4215-99-04	Vestas V66 1.65MW	1.65	78	66	32482888	5712273	2	—
	133	4216-99-04	Vestas V47 660kW	0.66	65	47	32482677	5712447	2	—
	134	42259-15 (01)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32487623	5713317	2	—

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]	Z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	135	42259-15 (03)	Vestas V112 3.45MW power mode	3.45	119	112	32487365	5713013	2	—
	136	42259-15 (08)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32487159	5712641	2	—
	137	42259-15 (09)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32487031	5712999	2	—
	138	42259-15 (10)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32486431	5713297	2	—
	139	42259-15 (11)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32486085	5713485	2	—
	140	42259-15 (12)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32486190	5713033	2	—
	141	42259-15 (13)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32486179	5712692	2	—
	142	42259-15 (14)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32485799	5712804	2	—
	143	42322-15 (04)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32487584	5712319	2	—
	144	42322-15 (05)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32487487	5711937	2	—
	145	42322-15 (06)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32487476	5711574	2	—
	146	42322-15 (07)	Vestas V126 3.45MW power mode	3.45	149	126	32487250	5712341	2	—
	147	42370-14 (4)	Nordex N117 NR58.5 2400 gamma	2.4	140.6	116.8	32487490	5710462	2	—
	148	42370-14 (5)41230-15	Nordex N117 NR58.5 2400 gamma	2.4	140.6	116.8	32487211	5711227	2	—
	149	42385-14 (17)	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32490016	5715838	2	—
	150	42385-14 (18)	ENERCON E-115 3.0MW	3	149	115.7	32490768	5716084	2	—
	151	42385-14 (20)	ENERCON E-92 2.35MW	2.35	138.4	92	32491265	5715935	2	—
	152	42438-14	ENERCON E-115 3.0MW	3	149.08	115.7	32482381	5711546	2	—
	153	42544-15	ENERCON E-82 E2 2.3MW	2.3	138.38	82	32482647	5711827	2	—
	154	42625-16 V (03)	ENERCON E-141 EP4 4.2MW BM 0s	4.2	159	141	32485744	5706697	2	—
	155	42625-16 V (04)	ENERCON E-141 EP4 4.2MW BM 0s	4.2	159	141	32485806	5706306	2	—
	156	42636-14 (2)41231-15	Nordex N117 NR58.5 2400 gamma	2.4	140.6	116.8	32488501	5710949	2	—
	157	42659-14	ENERCON E-115 3.0MW	3	149	115.7	32485429	5712668	2	—

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]	Z_{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	158	545-00-04	ENERCON E-58 10.58 1000kW	1	70.5	58.6	32484076	5712098	2	—
	159	722-94-04	Standard WEA bis 65m RD		50	41	32484057	5712548	2	—
	160	—	Nordex N149/4.0-4.5 Mode 0 N149/4500 4.5MW	4.5	164	149.1	32481116	5711099	2	—
	161	WEA S1 Neu	ENERCON E-138 EP3 E2 4.2MW Mode OM0s	4.2	130.8	138.25	32479348	5710116	1	—
	162	WEA 5	ENERCON E-138 EP3 E2 4.2MW Mode OM0s	4.2	130.8	138.25	32480635	5710176	2	—
	163	WEA 4N	ENERCON E-160 EP5 E3 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	32480911	5710603	2	—
	164	WEA 3N	ENERCON E-160 EP5 E3 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	32481447	5710164	2	—
	165	WEA 6N	ENERCON E-160 EP5 E3 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	32481555	5710645	2	—

A.2.3 Auslegungswerte

Tabelle A.2.3.1: WEA-Auslegung

	Nr.	Richtlinie	WZ	I_{amb}	I_{des}	τ_{design}	v_{ave}	k	α_{min}	α_{max}	φ	ρ	v_{50}	Quellen
	19	—	—	Charakteristisch	2	—	—	—	—	—	—	—	—	
	20	—	—	Charakteristisch	2	—	—	—	—	—	—	—	—	
	152	—	—	Charakteristisch	2	—	—	—	—	—	—	—	—	
	160	—	—	Repräsentativ	20	—	—	—	—	—	—	—	—	
	162	DIBt 2012	WZ S GK II	Repräsentativ	5	25	6.6	2	0	0.2	8	1.225	37.69	/A.1/
	163	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	5	20	7.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.2/
	164	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.2/
	165	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.2/

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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
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
6	IEC Ed.3/4 B	—	36.6	30.1	26.2	23.6	21.7	20.3	19.2	18.3	17.6	17.0	16.5	16.1	15.7	15.4	15.1	14.9	14.6	14.4	14.2	14.1	13.9	13.8	13.6	13.5	13.4	13.3	13.2
20	Nordex N149/4500 DIBt	—	32.1	29.9	28.0	26.1	24.4	22.9	21.5	20.2	19.1	18.2	17.3	16.5	15.8	15.1	14.5	13.9	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.4	11.2	11.1	—	—	—

A.2.4 Winddaten

Quelle Externe Datei
 Dateiname info_hirschweg_wea_6n_rev0_hma.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]	7.79	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	138.4
A [m/s]	4.9	5.19	6	6.71	7.38	7.28	8.45	8.69	9.21	9.21	7.23	5.81	A [m/s]	7.79	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	138.4
k [-]	2.4	2.303	2.154	2.65	2.092	2.537	2.428	2.6	2.775	2.568	2.459	2.354	k [-]	2.271	Aus der Eingabedatei	Ost	32479606
Häufigkeit (100%=1)	0.039	0.034	0.036	0.043	0.082	0.093	0.099	0.105	0.148	0.138	0.119	0.064	v _{ave} [m/s]	6.90	Aus der Eingabedatei	Nord	5710312

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]	7.47	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	135
A [m/s]	5.21	5.4	6.8	6.44	6.02	5.97	7.74	9.43	9.77	8.04	6.53	5.91	A [m/s]	7.47	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	135
k [-]	2.018	2.158	1.967	2.006	2.123	2.111	2.158	2.498	2.58	1.939	2.049	1.967	k [-]	1.975	Aus der Eingabedatei	Ost	32480788
Häufigkeit (100%=1)	0.036	0.056	0.07	0.064	0.092	0.09	0.086	0.127	0.162	0.11	0.063	0.044	v _{ave} [m/s]	6.63	Aus der Eingabedatei	Nord	5710500

A.2.5 Berechnungsvarianten

Tabelle A.2.5.1: Berechnungsvarianten

Id	Beschriftung	BBS-Gruppe	Wöhlerlinien-Koeffizient	Einfluss der Orografie ignorieren	Ergebnisse im Abschnitt
2	Situation nach dem Zubau	—	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.1

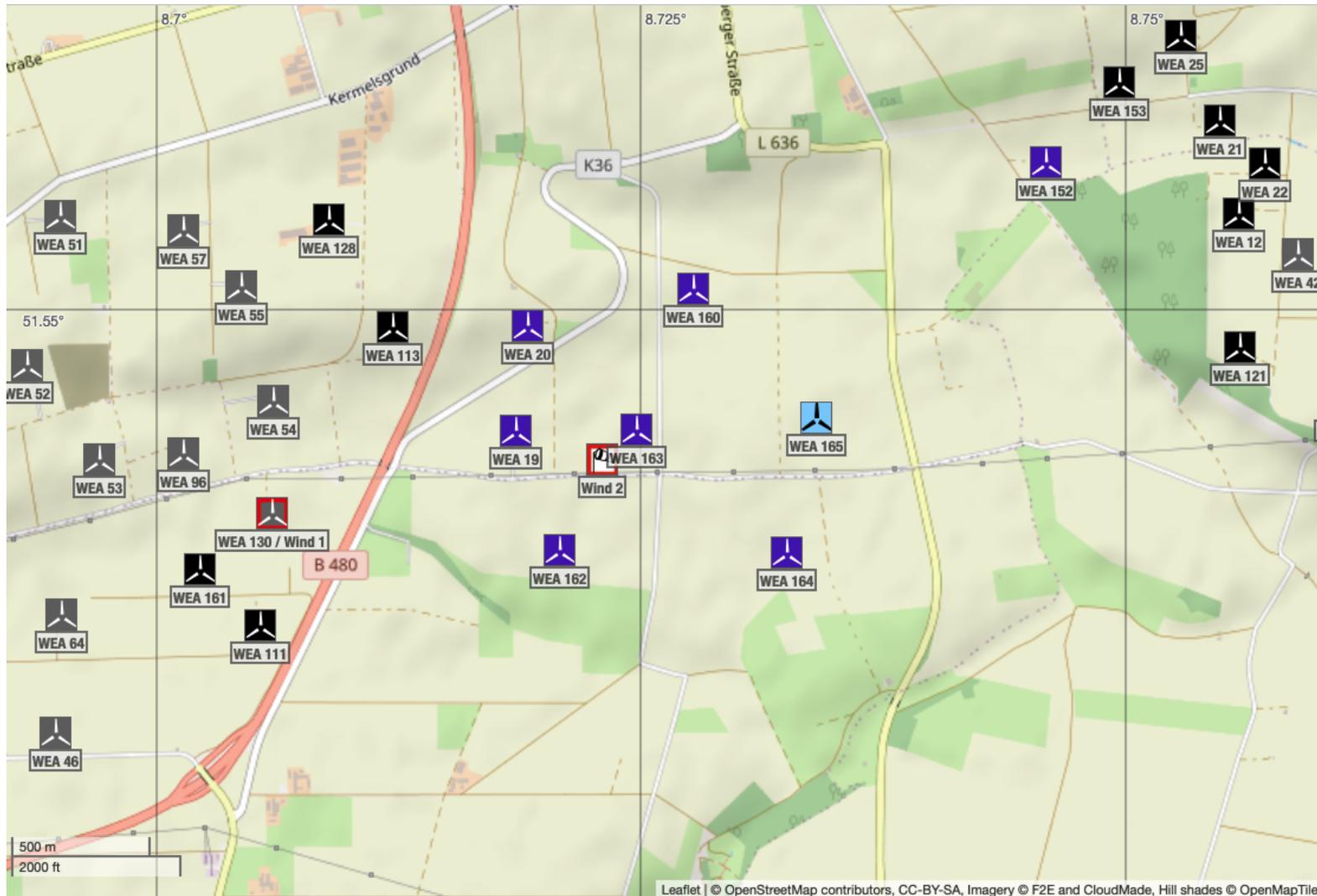
A.2.6 Betriebsbeschränkungen (BBS)

Es gibt in diesem Bericht keine Betriebsbeschränkungen.



F2E

A.2.7 Karte des Windparks



A.2.8 Abstände zwischen aktiven Windenergieanlagen

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

	WEA		Nachbar 1		Nachbar 2		Nachbar 3		Nachbar 4		Nachbar 5	
	Nr.	Bezeichnung	Nr.	Entfernung								
	19	01728-11-14 A	163	2.70	162	3.27	20	3.71	113	4.95	160	5.43
	20	01728-11-14 B	163	3.34	19	3.71	160	4.06	113	4.18	162	5.81
	152	42438-14	153	4.72	121	7.61	165	7.64	21	7.82	25	8.04
	160	—	163	3.35	165	3.95	20	5.99	164	6.20	162	7.53
	162	WEA 5	163	3.18	19	4.47	164	5.08	165	6.45	160	6.98
	163	WEA 4N	160	3.60	162	3.68	165	4.03	19	4.28	164	4.33
	164	WEA 3N	165	3.08	163	4.33	162	5.87	160	6.65	19	10.51
	165	WEA 6N	164	3.08	163	4.03	160	4.24	162	7.47	152	10.56

A.3 Ergebnisse

A.3.1 Situation nach dem Zubau

BBS definiert Nein
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Nein

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
	19	01728-11-14 A	10	—	36.8	32.8	28.4	25.9	24.0	22.1	19.7	18.1	16.6	14.1	13.1	12.4	11.9	11.5	11.3	11.0	10.8	10.6	10.6	10.6	10.5	10.5	10.5	—	—	—	—
	20	01728-11-14 B	10	—	34.9	30.3	27.3	26.0	24.9	23.6	21.4	20.2	19.2	14.8	13.6	12.8	12.2	11.8	11.5	11.2	11.0	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.9	—	—	—	—
	152	42438-14	10	—	29.6	24.8	22.0	19.9	18.3	17.0	15.8	14.9	14.0	12.7	12.0	11.6	11.2	11.0	10.7	10.5	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1	—	—	—	—
	160	—	14	—	32.0	28.2	24.8	22.7	21.2	19.8	18.6	17.7	16.8	15.2	14.3	13.6	13.0	12.5	12.1	11.8	11.5	11.3	11.3	11.2	11.2	11.2	11.2	11.1	—	—	—
	162	WEA 5	10	—	33.5	28.7	25.2	23.1	21.6	20.0	18.1	16.8	15.8	13.8	13.2	12.7	12.4	12.1	11.9	11.7	11.5	11.3	11.3	11.2	11.2	11.2	11.2	11.1	11.1	11.1	—
	163	WEA 4N	10	—	34.6	30.5	27.0	25.2	23.9	22.7	20.7	19.6	18.8	15.5	14.4	13.7	13.0	12.5	12.1	11.8	11.5	11.3	11.2	11.2	11.1	11.1	11.0	10.8	10.8	10.7	—
	164	WEA 3N	10	—	30.9	27.1	23.4	20.8	18.8	17.0	15.9	14.9	13.9	13.2	12.7	12.3	11.9	11.7	11.4	11.2	11.0	10.8	10.8	10.8	10.7	10.7	10.6	10.5	10.4	10.4	—
	165	WEA 6N	10	—	31.2	27.8	24.4	22.2	20.4	18.7	17.7	16.7	15.6	14.6	13.7	13.0	12.5	12.1	11.7	11.4	11.2	11.0	10.9	10.9	10.8	10.7	10.7	10.6	10.5	10.5	—

Tabelle A.3.1.2: 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
	19	01728-11-14 A	10	45.9	39.6	35.9	34.1	32.8	31.2	28.0	26.5	25.5	18.7	16.9	15.6	14.7	14.0	13.4	13.0	12.6	12.3	12.2	12.1	12.0	11.9	11.8	—	—	—	—
	20	01728-11-14 B	10	43.3	37.4	33.9	32.2	31.0	29.4	26.4	25.0	24.0	17.5	15.7	14.6	13.7	13.0	12.5	12.0	11.7	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	—	—	—	—
	152	42438-14	10	35.4	30.2	27.1	24.9	23.4	22.2	21.2	20.5	19.9	17.1	15.1	14.0	13.2	12.6	12.1	11.7	11.4	11.1	11.0	10.9	10.9	10.9	10.9	—	—	—	—
	160	—	14	35.9	32.2	28.0	25.2	23.7	22.4	20.4	19.4	18.6	16.3	15.3	14.4	13.7	13.1	12.6	12.2	12.0	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	—	—	—
	162	WEA 5	10	41.0	35.1	31.7	29.9	28.6	27.2	24.5	23.2	22.3	17.1	15.6	14.6	13.8	13.3	12.8	12.5	12.3	12.1	12.0	12.0	12.0	12.0	11.9	11.8	11.8	11.8	—
	163	WEA 4N	10	40.2	35.3	31.2	29.5	28.2	26.8	24.2	22.9	22.0	16.6	15.5	14.6	13.8	13.3	12.8	12.4	12.0	11.7	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.3.1.2: 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
	164	WEA 3N	10	37.7	34.1	29.7	26.7	24.4	22.1	21.1	19.8	18.5	17.2	16.0	15.0	14.2	13.6	13.1	12.6	12.3	11.9	11.8	11.7	11.5	11.4	11.3	11.2	11.2	11.2	—
	165	WEA 6N	10	37.6	34.0	29.6	26.6	24.3	22.1	21.0	19.7	18.4	17.1	15.9	14.9	14.2	13.5	13.0	12.6	12.2	11.9	11.7	11.6	11.5	11.4	11.4	11.3	11.2	11.2	—

Tabelle A.3.1.3: 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	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 _{korrr} [m/s]	k [-]	v _{ave} [m/s]	v _{ave} ρ _{korrr} [m/s]
	19	ENERCON E-101 3.05MW	135.4	101	Nein	2.7	163	Nein	10	Nein	0.13	1.9	1.198	1 / II	34.1		7.47	7.4	1.975	6.63	6.56
	20	ENERCON E-101 3.05MW	135.4	101	Nein	3.342	163	Nein	10	Nein	0.13	2.0	1.196	1 / II	34.1		7.47	7.39	1.975	6.63	6.55
	152	ENERCON E-115 3.0MW	149.08	115.7	Nein	4.718	153	Nein	10	Nein	0.13	2.0	1.198	1 / II	34.7		7.57	7.49	1.975	6.71	6.64
	160	Nordex N149/4.0-4.5 Mode 0 N149/4500 4.5MW	164	149.1	Nein	3.354	163	Nein	14	Nein	0.13	1.8	1.195	1 / II	35.2		7.66	7.57	1.975	6.79	6.71
	162	ENERCON E-138 EP3 E2 4.2MW Mode OM0s	130.8	138.25	Nein	3.177	163	Nein	10	Nein	0.13	1.2	1.199	1 / II	33.9		7.45	7.37	1.967	6.6	6.53
	163	ENERCON E-160 EP5 E3 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	3.599	160	Nein	10	Nein	0.13	1.4	1.195	1 / II	35.3		7.68	7.58	1.975	6.81	6.72
	164	ENERCON E-160 EP5 E3 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	3.081	165	Nein	10	Nein	0.13	0.8	1.196	1 / II	35.3		7.68	7.59	1.975	6.81	6.73
	165	ENERCON E-160 EP5 E3 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	3.081	164	Nein	10	Nein	0.13	0.8	1.195	1 / II	35.3		7.68	7.59	1.975	6.81	6.72

A.4 Legende

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

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

A.5 Literaturangaben

- /A.1/ ENERCON GmbH; Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E2 / 4200 kW; Dokument-ID: D0745910-5; 29.06.2020; Aurich, Deutschland.
- /A.2/ ENERCON GmbH; Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 / 5560 kW; Dokument-ID D02693145/1.1-de; 28.10.2022; Aurich, Deutschland.



F2E

A.6 Abkürzungen und Formelzeichen

WEA	Windenergieanlage	D	Rotordurchmesser	[m]
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik	z_{hub}	Nabenhöhe der WEA	[m]
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission	P_N	Nennleistung der WEA	[MW]
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz	c_T	Schubbeiwert des Rotors	[-]
NTM	Normales Windturbulenzmodell	I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität	[-]
DLC	Auslegungslastfall	A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
PD	Potsdam-Datum	k	Formparameter der Weibull-Verteilung	[-]
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	h	Höhe über Grund	[m]
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
WGS84	World Geodetic System 1984	v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
WZ	Windzone	v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
BBS	Betriebsbeschränkung	v_{ref}	Referenz-Windgeschwindigkeit (Auslegungswert für v_{50})	[m/s]
LR	Lastrechnung	v_{50}	10-min-Mittel der extremen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren	[m/s]
GK	Geländekategorie	v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
üNN	über Normal-Null	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°)	[°]