



## **Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Vierherrenwald Süd**

**Referenz-Nummer:**

F2E-2018-TGN-006, Revision 3

**Auftraggeber:**

GAIA mbH

Jahnstraße 28, 67245 Lamsheim

**Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:**

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, [www.f2e.de](http://www.f2e.de)

**Verfasser:**

---

M.Sc. Christian Weder, Sachverständiger,

Hamburg, 28.09.2018

**Geprüft:**

---

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

Hamburg, 28.09.2018

**Für weitere Auskünfte:**

Tel.: 040 53303680-0

Fax: 040 53303680-79

Christian Weder: [weder@f2e.de](mailto:weder@f2e.de) oder Silva Mäusling: [maeusling@f2e.de](mailto: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. Veröffentlichung und Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten, soweit nicht ausdrücklich gestattet.



## Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung.....	3
2 Grundlagen.....	4
2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen.....	6
2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten.....	11
2.3 Auslegungswerte.....	12
2.3.1 Turbulenzintensität.....	12
2.3.2 Windgeschwindigkeit.....	12
2.3.3 Weitere Windbedingungen.....	13
2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden.....	13
2.4.1 Bestimmung der Komplexität.....	13
2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität.....	14
2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten.....	15
2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten.....	17
2.4.5 Bestimmung der Luftdichte.....	17
2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten.....	17
2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung.....	18
2.4.8 Extrapolation der Winddaten.....	18
2.5 Gültigkeit der Ergebnisse.....	19
2.5.1 Betriebsbeschränkungen.....	20
3 Eingangsdaten.....	21
3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte.....	21
3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort.....	23
3.3 Extremwind am Standort.....	23
3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort.....	23
4 Bestimmung der Standortbedingungen.....	23
4.1 Standortbesichtigung.....	23
4.2 Ergebnisse Standortbedingungen.....	24
4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren.....	24
5 Nachweis der Standorteignung.....	25
5.1 Allgemeine Hinweise.....	25
5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen.....	25
5.2.1 Betriebsbeschränkungen.....	26
5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten.....	27
6 Zusammenfassung.....	28
7 Literaturangaben.....	29
Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Vierherrenwald Süd .....	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 Einflüssen ausgesetzt, die Belastung, Haltbarkeit und den Betrieb beeinträchtigen 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 gibt einen Überblick über das Prüfverfahren.

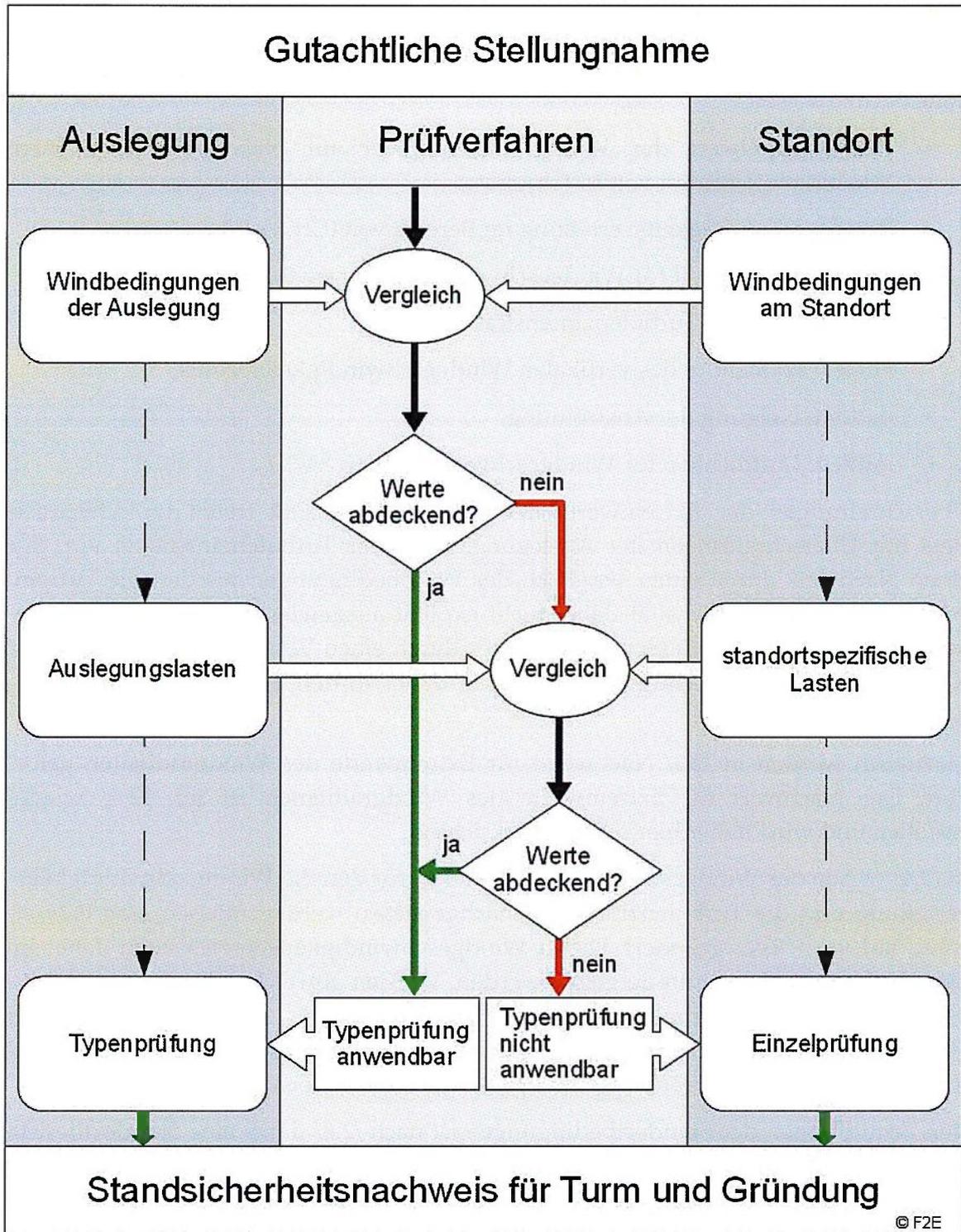


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des Prüfverfahrens.



## 2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen

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

- 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren  $v_{50}$ ,
- Windgeschwindigkeitsverteilung im Bereich von  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ ,
- Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten von  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ ,
- Extremwerte der Turbulenzintensität,
- Höhenexponent  $\alpha$  des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils,
- mittlere Neigung der Anströmung,
- mittlere Luftdichte  $\rho$  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 nach-



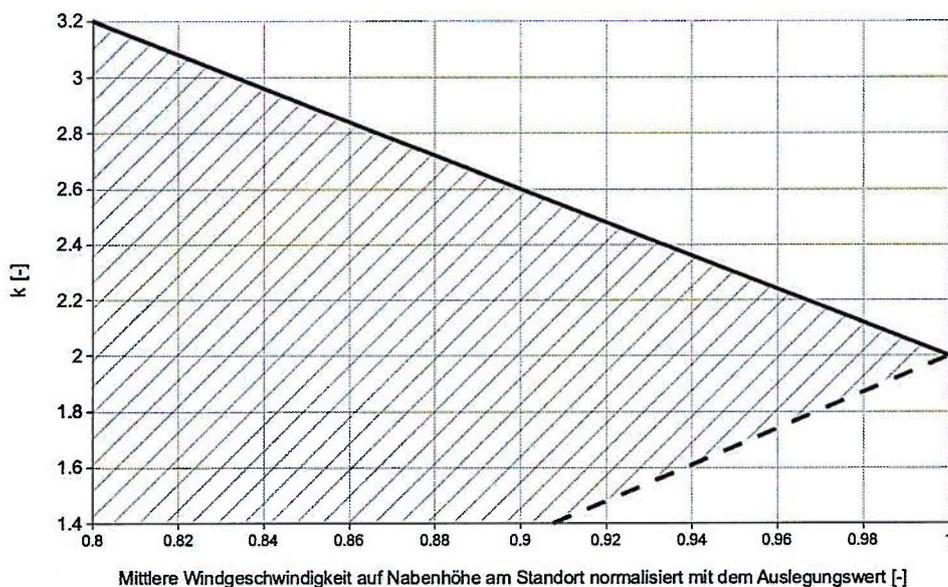
zuweisen:

- 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 2.1.1 dargestellt sind.



**Abbildung 2.1.1:** Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter  $k$  der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich).

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

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

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

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

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

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



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

Abbildung 2.1.2 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.

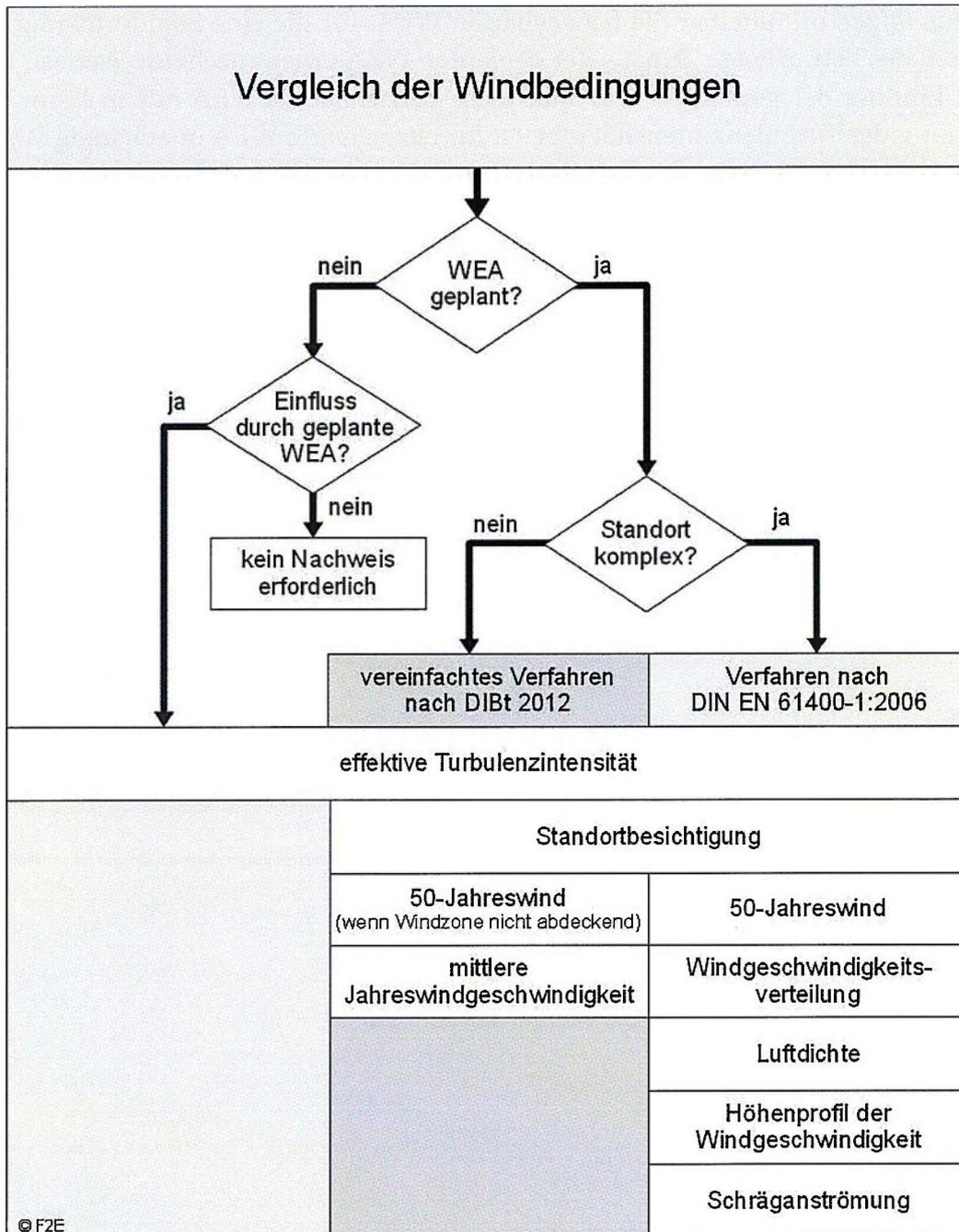


Abbildung 2.1.2: Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen gemäß /2.8/.



## 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:  $8^\circ$ ,
- 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 Nabhöhe 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·z <sub>hub</sub>	ein Sektor á 360°	10°	0.3·z <sub>hub</sub>
10·z <sub>hub</sub>	zwölf Sektoren á 30°		0.6·z <sub>hub</sub>
20·z <sub>hub</sub>	zwölf Sektoren á 30°		1.2·z <sub>hub</sub>

## 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 /1.8/, 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 /1.5/ 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 /1.5/ dargestellten Form des Berechnungsverfahrens verwenden wir das Verfahren mit zwei Modifikationen, welche im Folgenden erläutert werden.

Das in /1.5/ 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 /1.5/ 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 /1.5/. 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  $m = 10$  /1.6/ 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 hervorgerufen. 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 /1.10/. 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 Nabhöhe ( $z_{hub}$ ) 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, Nabhöhe, 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:** Beispiel für alternative Betriebsbeschränkungen (Erläuterungen zu den Symbolen siehe Anhang Kapitel A.5).

Alternative	Eingeschränkte WEA	Zu schützende WEA	Abschaltung	Betriebsmodus	$\beta$ [°]	$\gamma_{\text{start}}$ [°]	$\gamma_{\text{stop}}$ [°]	$v_{\text{start}}$ [m/s]	$v_{\text{stop}}$ [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 Vierherrenwald Süd (Rheinland-Pfalz) plant der Auftraggeber die Errichtung von fünf Windenergieanlagen (WEA 1 - 5). Am Standort befindet sich keine 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.

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.



**Table 3.1.1: Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA.**

WEA		Auslegungswerte									
Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone	Turbulenzkategorie	$\tau_{\text{design}}$ [a]	$V_{\text{ave}}$ [m/s]	k	$V_{\text{ref}}$ [m/s]	$\alpha$ [-]	$\varphi$ [°]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	Quelle
1 - 3	DIBt 2012	WZ 2 GK II	B nach IEC Ed. 3 /2.2/	20	7.5	2.0	37.7	---	---	---	/3.3/
4, 5	DIBt 2012	WZ 2 GK II	A nach IEC Ed. 3 /2.2/	20	7.71	2.0	38.96	0.2	8	1.225	/3.4, 3.5/

---\*: Da die Standorte der geplanten WEA nicht komplex sind, ist ein Vergleich mit diesen Auslegungswerten nicht erforderlich.



### **3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort**

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten zum Standort Vierherrenwald Süd 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 Vierherrenwald Süd 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 /1.9/.

## **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 wurde am 24.07.2018 von Mitarbeitern der Firma GAIA mbH besichtigt. Als Ergebnis dieser Besichtigung liegen uns folgende Unterlagen vor:

- Übersichtskarte und Fotos vom Standort Vierherrenwald Süd /3.2/,
- Standortbeschreibung zum Standort Vierherrenwald Süd /3.2/.

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

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

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

## **4.2 Ergebnisse Standortbedingungen**

Die ermittelten Standortbedingungen sind in den Tabellen A.3.1.1 - 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.

### **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 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).

*Tabelle 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	$I_{eff}$	$\alpha$	$\varphi$	$\rho$	$v_{50}$	A, k			
 1	VHS 01	-	---*			+	+	-	ja	
 2	VHS 02	-	---*			+	+	-	ja	
 3	VHS 03	-	---*			+	+	-	ja	
 4	VHS 04	+	+	+	+	+	+	+	---	
 5	VHS 05	+	+	+	+	+	+	+	---	

---\*: Da die Standorte der geplanten WEA 1 - 3 nicht komplex sind, ist ein Vergleich mit diesen Auslegungswerten nicht erforderlich.



## 5.2.1 Betriebsbeschränkungen

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

Die Standorteignung der betroffenen WEA 1 - 3 kann hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität in der geplanten Windparkkonfiguration durch eine Betriebsbeschränkung gewährleistet werden.

Die geplante Windparkkonfiguration wurde durch erneute Berechnungen dahingehend geprüft, ob bei den gewählten Betriebsbeschränkungen die Auslegungswerte der Turbulenzintensität an den betroffenen WEA eingehalten werden.

Die notwendigen Betriebsbeschränkungen sind in den Tabellen 5.2.1.1 - 5.2.1.3 dargestellt.

**Tabelle 5.2.1.1:** Vorgaben für die sektorielle Betriebsbeschränkung zur Gewährleistung der Standorteignung der WEA 1 hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität.

Definition der sektoriellen Betriebsbeschränkung		
Art der Beschränkung	Sektor (0° = geografisch Nord)	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
Abschaltung WEA 1	225° - 255°	v-in - v-out
	104.2° - 149.6°	v-in - 10.5
	54.0° - 89.6°	3.5 - 9.5
	3.8° - 41.6°	4.5 - 10.5

**Tabelle 5.2.1.2:** Vorgaben für die sektorielle Betriebsbeschränkung zur Gewährleistung der Standorteignung der WEA 2 hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität.

Definition der sektoriellen Betriebsbeschränkung		
Art der Beschränkung	Sektor (0° = geografisch Nord)	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
Abschaltung WEA 2	284.2° - 329.6°	v-in - 12.5
	0.7° - 42.9°	3.5 - 11.5



**Tabelle 5.2.1.3:** Vorgaben für die sektorielle Betriebsbeschränkung zur Gewährleistung der Standorteignung der WEA 3 hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität.

Definition der sektoriellen Betriebsbeschränkung		
Art der Beschränkung	Sektor (0° = geografisch Nord)	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
Abschaltung WEA 3	225° - 255°	v-in - v-out
	234.0° - 269.6°	3.5 - 11.5
	291.6° - 336.0°	3.5 - 11.5
	180.7° - 222.9°	4.5 - 10.5

### 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.

Ein entsprechender Berechnungsbericht liegt für die WEA 1 - 3 nicht vor.



## 6 Zusammenfassung

Am Standort Vierherrenwald Süd (Rheinland-Pfalz) plant der Auftraggeber die Errichtung von fünf Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befindet sich keine 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.

*Tabelle 6.1: Ergebnisübersicht für alle zu betrachtenden WEA.*

Getroffene Aussagen zu den WEA	WEA Ifd. Nr.	Einschränkungen	
		BBS	Sonstige
<b>Standorteignung der geplanten WEA:</b>			
Die Standorteignung folgender WEA ist durch einen Vergleich mit den Windbedingungen der Auslegung nachgewiesen.	4, 5	---	---
	1	Tabelle 5.2.1.1*	---
	2	Tabelle 5.2.1.2*	---
	3	Tabelle 5.2.1.3*	---

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



## 7 Literaturangaben

### Allgemein

- /1.1/ Verein Deutscher Ingenieure; VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Dezember 2000; Düsseldorf, Deutschland.
- /1.2/ ECN Solar & Wind Energy; Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II; 1998; Petten, Netherlands.
- /1.3/ Risø National Laboratory; European Wind Atlas; 1989; Risø, Denmark.
- /1.4/ ECN Solar & Wind Energy; Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II; 1998; Petten, Netherlands.
- /1.5/ 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.
- /1.6/ 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.
- /1.7/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /1.8/ European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2012, Version 18.5.1; September 2016; Copenhagen, Denmark.
- /1.9/ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara; Hole-filled seamless SRTM data V3; International Centre for Tropical Agriculture (CIAT); 2006; Washington, USA.
- /1.10/ 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\_nach\_Verwaltungsgrenzen.xls'; Fassung April 2015.
- /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/ EnBW Energie Baden-Württemberg AG; WindPRO Ergebnisausdruck, PARK - Analyse der Windverhältnisse; Projekt: VG\_Rhaunen\_Vierherrenwald; 02.08.2018; Stuttgart, Deutschland.
- /3.2/ GAIA mbH; Standortdokumentation Windenergieprojekt Vierherrenwald Süd; 26.07.2018.
- /3.3/ Senvion GmbH; Standard-Einsatzbedingungen [3.6M140 EBC/DIBt/50Hz], Vertriebsdokument; Dok.-Nr.: SD-3.20-WT.SC.00-B-DE-C; 02.08.2017; Hamburg, Deutschland.
- /3.4/ TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Prüfbescheid zur Typenprüfung; Windenergieanlage Senvion 3.6M140 EBC - 50Hz mit Rotorblatt Typ RE68.5, Türme und Fundamente für die Nabenhöhen 110 m, 130 m und 160 m 3600 kW; Prüfnummer 2722577-24-d Rev. 1; 26.07.2017; München, Deutschland.
- /3.5/ Senvion GmbH; Angaben zu den Auslegungswerten per E-Mail vom Hersteller am 12.12.2016.



## A.1 Allgemeine Daten

### A.1.1 Einstellungen

Benutzername	Christian Weder, F2E
Kunde	GAIA mbH
Projektname	Vierherrenwald Süd
Variante	–
Referenznummer	F2E-2018-TGN-006
Revision	3
Software	Wake2e 3.9.8.1 WEA-Bibliothek Version 1.6.263
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	24.07.2018
Durchgeführt von	Annika Rudolph, Marcel Infuso, GAIA mbH
Ermittelte Geländekategorie	III
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

Tabella A.2.2.1: Windparkkonfiguration

Nr.	Bezeichnung	Koordinaten		WEA-Typ	P <sub>N</sub> [MW]	D [m]	z hub [m]	Turbulenzintensität			Datensatz-Nr.	
		Ost	Nord					Umgebung	Auslegung	Wind	Turbulenz	
1	VHS 01	32373900	5520202	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	3.6	140	130	Repräsentativ	6	1	1	—
2	VHS 02	32374243	5519932	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	3.6	140	130	Repräsentativ	6	2	2	—
3	VHS 03	32374426	5520361	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	3.6	140	130	Repräsentativ	6	3	3	—
4	VHS 04	32374112	5520677	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	3.6	140	160	Repräsentativ	5	4	4	—
5	VHS 05	32374579	5521097	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	3.6	140	160	Repräsentativ	5	5	5	—

### A.2.3 Auslegungswerte

Tabella 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
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

### A.2.4 Winddaten

Quelle Externe Datei  
 Dateiname vierherrenwald\_sued\_winddaten.csv

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

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
A [m/s]	6.12	6.76	7.15	6.96	5.59	4.9	5.87	8.33	9.34	8.82	7.24	5.9
k [-]	2.545	2.67	2.518	2.557	2.623	2.678	2.322	2.299	2.459	2.479	2.436	2.607
Häufigkeit (100%=1)	0.053	0.066	0.07	0.069	0.064	0.039	0.04	0.096	0.176	0.191	0.082	0.054

Mittelwerte über alle Richtungen	
A [m/s]	7.59
k [-]	2.197
v <sub>ave</sub> [m/s]	6.72

Koordinaten des Referenzpunkts	
Höhe über Grund [m]	130
Ost	32373900
Nord	5520202

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

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
A [m/s]	5.97	6.85	7.28	6.96	5.55	4.94	5.68	8.26	9.69	8.71	7.13	5.88
k [-]	2.545	2.662	2.518	2.557	2.627	2.674	2.318	2.299	2.463	2.482	2.443	2.607
Häufigkeit (100%=1)	0.053	0.067	0.07	0.069	0.064	0.04	0.04	0.096	0.175	0.191	0.082	0.054

Mittelwerte über alle Richtungen	
A [m/s]	7.61
k [-]	2.170
v <sub>ave</sub> [m/s]	6.74

Koordinaten des Referenzpunkts	
Höhe über Grund [m]	130
Ost	32374243
Nord	5519932

Tabelle A.2.4.3: Wind-Datensatz "Wind 3"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
A [m/s]	6.05	6.93	7.14	6.8	5.64	4.94	5.71	8.32	9.41	8.52	6.97	5.89
k [-]	2.549	2.662	2.518	2.568	2.615	2.674	2.314	2.299	2.463	2.479	2.451	2.6
Häufigkeit (100%=1)	0.054	0.068	0.069	0.066	0.063	0.04	0.041	0.099	0.179	0.185	0.08	0.054

Mittelwerte über alle Richtungen	
A [m/s]	7.51
k [-]	2.197
v <sub>ave</sub> [m/s]	6.65

Koordinaten des Referenzpunkts	
Höhe über Grund [m]	130
Ost	32374426
Nord	5520361

Tabelle A.2.4.4: Wind-Datensatz "Wind 4"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
A [m/s]	7.09	7.51	7.64	7.61	6.89	6.16	7.17	9.56	10.3	9.96	8.48	7.42
k [-]	2.451	2.389	2.381	2.58	2.689	2.682	2.338	2.342	2.436	2.408	2.385	2.525
Häufigkeit (100%=1)	0.049	0.069	0.063	0.068	0.067	0.044	0.043	0.094	0.164	0.191	0.086	0.059

Mittelwerte über alle Richtungen	
A [m/s]	8.60
k [-]	2.217
v <sub>ave</sub> [m/s]	7.62

Koordinaten des Referenzpunkts	
Höhe über Grund [m]	160
Ost	32374112
Nord	5520677



**F2E**

Tabelle A.2.4.5: Wind-Datensatz "Wind 5"

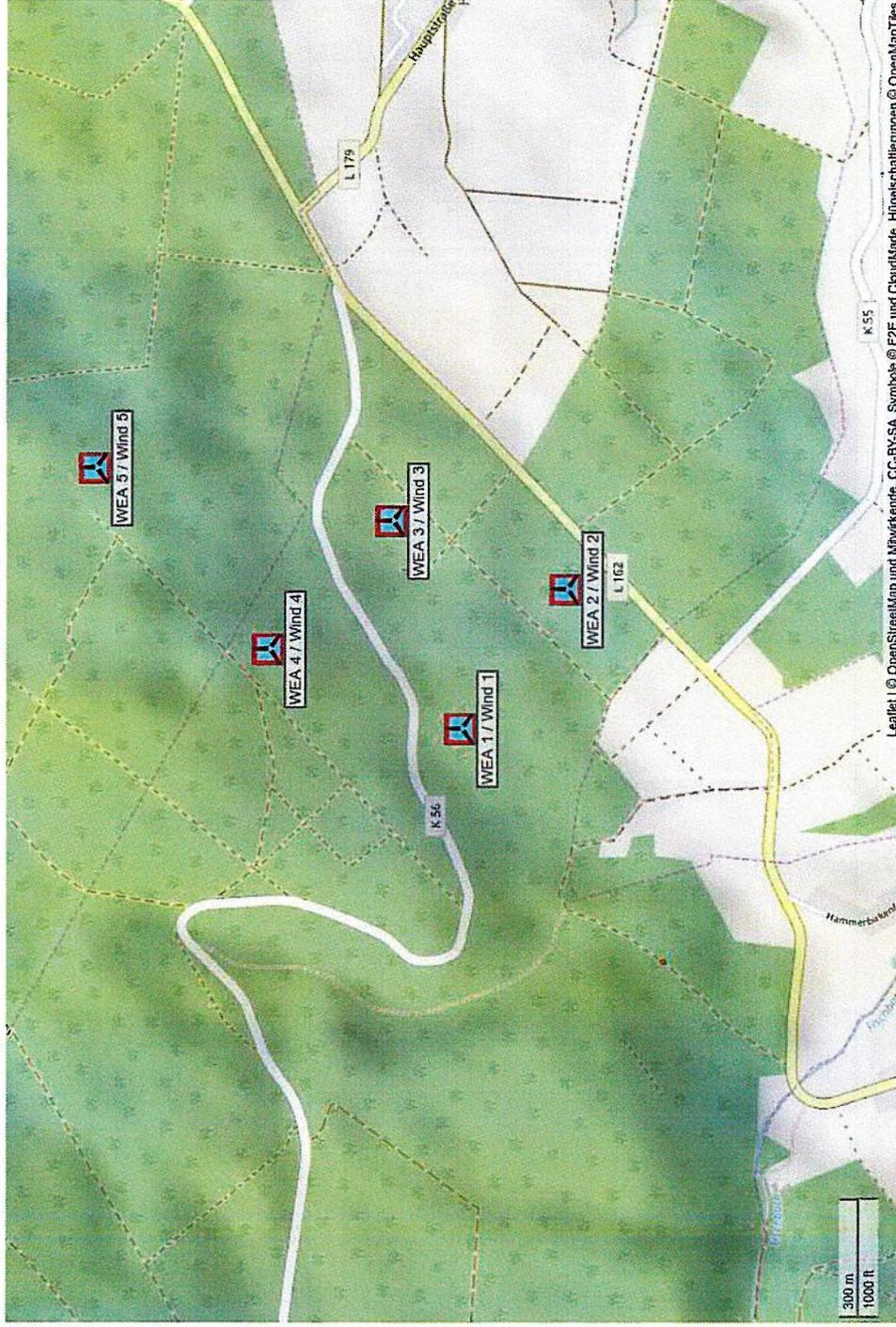
	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7.17	7.52	7.44	7.35	6.8	6.41	7.26	9.48	9.95	9.62	8.45	7.47	Höhe über Grund [m]	160
k [-]	2.447	2.389	2.377	2.58	2.689	2.682	2.299	2.35	2.439	2.412	2.377	2.518	k [-]	32374579
Häufigkeit (100%=1)	0.052	0.07	0.061	0.066	0.068	0.046	0.046	0.097	0.161	0.186	0.088	0.062	v <sub>ave</sub> [m/s]	5521097
Mittelwerte über alle Richtungen														
													8.43	
													2.248	
													7.47	
													Ost	
													Nord	

## A.2.5 Betriebsbeschränkungen (BBS)

### A.2.5.1 Situation nach dem Zubau

Für diese Berechnungsvariante wurden keine Einschränkungen definiert.

### A.2.6 Karte des Windparks



### 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 [%]

Nr.	Bezeichnung	m	Ergebnisse																												
			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	VHS 01	10	—	37.3	31.7	29.7	27.4	25.2	23.5	21.8	19.7	18.2	17.2	16.5	16.0	15.7	15.4	15.1	14.9	14.7	14.5	14.5	14.5	—	—	—	—	—	—	—	—
2	VHS 02	10	—	37.5	32.2	30.6	28.5	26.5	24.9	23.3	20.9	18.8	17.3	16.3	15.7	15.2	14.8	14.5	14.2	14.0	13.8	13.8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	VHS 03	10	—	37.6	32.3	30.6	28.6	26.7	25.3	24.1	22.0	20.2	18.8	17.8	17.0	16.5	16.0	15.6	15.3	15.0	14.8	14.7	14.7	—	—	—	—	—	—	—	—
4	VHS 04	10	—	34.8	29.3	27.1	25.0	23.1	21.6	20.3	18.6	17.2	16.3	15.6	15.1	14.8	14.4	14.1	13.9	13.7	13.5	13.5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5	VHS 05	10	—	34.8	29.0	26.2	24.1	22.4	21.2	20.2	18.9	17.7	16.8	16.1	15.6	15.1	14.7	14.4	14.1	13.8	13.6	13.6	13.5	—	—	—	—	—	—	—	—

Tabelle A.3.1.2: 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	VHS 01	10	41.5	36.0	34.3	31.9	29.6	27.8	26.3	24.0	21.8	20.2	18.9	18.0	17.3	16.6	16.1	15.8	15.4	15.1	15.0	14.9	—	—	—	—	—	—	—	—	
2	VHS 02	10	41.9	36.7	35.4	33.1	30.8	29.0	27.4	24.7	22.3	20.5	19.1	18.0	17.3	16.6	16.0	15.7	15.3	15.0	14.9	14.7	—	—	—	—	—	—	—	—	
3	VHS 03	10	41.4	36.4	35.4	33.1	30.7	28.9	27.3	24.7	22.2	20.3	18.9	17.9	17.2	16.6	16.1	15.8	15.4	15.1	15.0	14.9	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4	VHS 04	10	36.0	31.0	30.4	28.4	26.4	24.9	23.5	21.1	18.8	17.3	16.3	15.8	15.4	15.1	14.8	14.6	14.3	14.1	14.1	14.1	—	—	—	—	—	—	—	—	
5	VHS 05	10	38.6	33.1	30.9	28.6	26.5	24.9	23.5	21.6	19.9	18.6	17.5	16.7	16.2	15.6	15.2	14.9	14.6	14.3	14.2	14.2	—	—	—	—	—	—	—	—	



**F2E**

**Tabelle A.3.1.3: Eigenschaften und Windbedingungen der jeweiligen WEA**

Nr.	WEA-Eigenschaften					Ergebnisse															
	WEA-Typ	z <sub>hub</sub> [m]	D [m]	BBS	Abstand in D	Nr.	Geschützt durch BBS	I <sub>eff</sub> [-]	m	Komplex	α <sub>n</sub> [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	V50 GK2 [m/s]	V50 GK1 [m/s]	A [m/s]	A <sub>Q korr.</sub> [m/s]	k [-]	v <sub>ave</sub> [m/s]	v <sub>ave</sub> Q korr. [m/s]
1	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	130	140	Nein	3.117	2	Nein	-	10	Nein	0.16	7	1.167	1/1	33.9		7.59	7.41	2.197	6.72	6.56
2	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	130	140	Nein	3.117	1	Nein	-	10	Nein	0.15	3.3	1.172	1/1	33.9		7.61	7.44	2.17	6.74	6.59
3	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	130	140	Nein	3.181	4	Nein	-	10	Nein	0.15	6.3	1.171	1/1	33.9		7.51	7.34	2.197	6.65	6.5
4	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	160	140	Nein	3.181	3	Nein	✓	10	Nein	0.15	6.9	1.158	1/1	35.1		8.6	8.36	2.217	7.62	7.41
5	Senvion 3.6M140 EBC 3.6MW	160	140	Nein	4.486	4	Nein	✓	10	Nein	0.15	7.2	1.159	1/1	35.1		8.43	8.2	2.248	7.47	7.27

## 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.



**F2E**

## 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	Poisdam-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 <sub>hub</sub>	Nabenhöhe der WEA	[m]
P <sub>N</sub>	Nennleistung der WEA	[MW]
C <sub>r</sub>	Schubbeiwert des Rotors	[-]
k <sub>eff</sub>	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 <sub>ave</sub>	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v <sub>ref</sub>	Referenz-Windgeschwindigkeit (Auslegungswert für v <sub>50</sub> )	[m/s]
v <sub>50</sub>	10-min-Mittel der extremen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren	[m/s]
v <sub>r</sub>	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v <sub>in</sub>	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v <sub>out</sub>	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
α <sub>n</sub>	Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils für neutrale Schichtung	[-]
φ	Neigung der Anströmung	[°]
β	Blattwinkelverstellung	[°]
γ <sub>start</sub>	Startwinkel der BBS	[°]
γ <sub>stop</sub>	Endwinkel der BBS	[°]
v <sub>start</sub>	Startwindgeschwindigkeit der BBS	[m/s]
v <sub>stop</sub>	Startwindgeschwindigkeit der BBS	[m/s]
ρ	Mittlere Luftdichte	[kg/m <sup>3</sup> ]
τ <sub>design</sub>	Entwurfslaufzeitdauer in Jahren	[a]
	Altgrad (Vollkreis = 360°)	[°]

**Senvion 3.6M140EBC**

**Stellungnahme zur Standorteignung**

**Vierherrenwald Süd, Deutschland**

Dok-No.: U-3.20-LA.LS.46-A-DE-A  
Datum : 08.03.2019

Senvion GmbH  
Überseering 10  
22297 Hamburg  
Germany

Tel.: +49 - 40 - 5555090 - 0  
Fax: +49 - 40 - 5555090 - 3999

[www.senvion.com](http://www.senvion.com)

Copyright © 2019 Senvion GmbH

Sämtliche Rechte vorbehalten.

Disclaimer

Schutzvermerk DIN ISO 16016: Die Reproduktion, der Vertrieb und die Verwendung dieses technischen Dokuments sowie die Kommunikation seines Inhalts an Dritte ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung seitens der Senvion GmbH ist untersagt. Zuwiderhandelnde haften für den dadurch eingetretenen Schaden. Im Falle der Gewährung eines Patents, eines Gebrauchsmusters oder Musters sind sämtliche Rechte vorbehalten.

Bitte stellen Sie die Verwendung der geltenden Spezifikationen in ihrer jeweils letzten Fassung sicher. Bilder und Skizzen stellen nicht notwendigerweise den exakten Lieferumfang dar und können jederzeit technischen Änderungen unterliegen. Bitte beachten Sie, dass dieses technische Dokument unter Umständen nicht notwendiger Weise mit den projektspezifischen Anforderungen übereinstimmt.

Arbeitsverfahren, die gegebenenfalls in diesem technischen Dokument aufgezeigt sind, entsprechen sowohl deutschen Sicherheitsvorschriften und Bestimmungen als auch den eigenen internen Sicherheitsvorschriften und Bestimmungen der Senvion GmbH. Im Rahmen nationaler Gesetze anderer Länder können unter Umständen andere oder darüber hinausgehende Sicherheitsanforderungen gestellt werden.

Es ist unerlässlich, dass sämtliche Sicherheitsmaßnahmen, sowohl projekt- als auch länderspezifischer Art strikt eingehalten werden. Es ist die Pflicht eines Kunden, sich entsprechend zu informieren und diese Maßnahmen umzusetzen und einzuhalten.

Die Anwendbarkeit und Gültigkeit der relevanten gesetzlichen und/oder vertraglichen Bestimmungen, der technischen Richtlinien, DIN-Standards und sonstiger vergleichbarer Vorschriften werden durch den Inhalt des technischen Dokuments bzw. darin enthaltenen Inhalte nicht ausgeschlossen. Vielmehr gelten diese Bestimmungen und Vorschriften weiterhin ohne Einschränkung.

Sämtliche in diesem technischen Dokument enthaltenen Informationen können jederzeit ohne Mitteilung an den Kunden oder Zustimmung durch den Kunden Änderungen unterliegen.

Die Senvion GmbH übernimmt keinerlei Haftung für Fehler oder Auslassungen in Bezug auf den Inhalt dieses technischen Dokuments. Rechtliche Ansprüche gegenüber der Senvion GmbH, die auf Schäden durch die Nutzung oder Nichtnutzung der hier vorgelegten Informationen oder auf der Nutzung von fehlerhaften oder unvollständigen Informationen beruhen, sind ausgeschlossen.

Sämtliche in diesem technischen Dokument genannten Marken oder Produktnamen sind Eigentum ihrer jeweiligen Inhaber.

## Änderungsverzeichnis:

Version	Short	Date
A	Erstausgabe	08.03.2019

## Zugehörige Dokumente:

	Bezeichnung	Dokumenten-Nr	Version	Ausgabedatum
/1/	F2E, Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Vierherrenwald Süd, Germany	F2E-2018-TGK-064	02	2018-08-06
/2/	Prüfbescheid zur Typenprüfung Windenergieanlage Senvion 3.6M140 EBC 50Hz mit Rotorblatt Typ RE68.5, Türme und Fundamente für die Nabenhöhen 110 m, 130 m, 160 m 3600 kW [SAP no.: N/A]	2722577-24-d	2	2018-08-08
/3/	Gutachtliche Stellungnahme, Windenergieanlagen Senvion 3.4M140 3400 kW / 3.6M140 3600 kW 50 Hz (mit Tower control) Rotorblatt Typ RE68.5 130 m Nabenhohe über Geländeoberkante Lastannahmen und Lastvergleich für Maschine, Turm und Rotorblätter WEA Klasse IIIA gemäß DIN EN 61400-1:2011 (IEC 61400-1:2005 + A1 :2010) und Windzone 2, Gelandekategorie II Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0 gemäß DIBt 2012 [SAP no.: N/A]	2595293-3-d	1	2016-12-03

## **Inhaltsverzeichnis**

<b>1 Einleitung</b>	<b>5</b>
<b>2 Windbedingungen am Standort Vierherrenwald Süd, Deutschland</b>	<b>6</b>
2.1 Maximale Effektive Turbulenzintensität	7
2.2 Extremwindgeschwindigkeit	9
<b>3 Detaillierte Lastberechnungen</b>	<b>10</b>
3.1 Detaillierte Beurteilung der Betriebsfestigkeitslasten basierend auf der effektiven Turbulenzintensität	10
3.1.1 Vergleich der Betriebsfestigkeitslasten zur Lasteinhüllenden	10
3.1.2 Diskussion der Betriebsfestigkeitslasten	11
3.2 Extremlasten	12
3.2.1 Vereinfachte Beurteilung der Extremlasten	12
<b>4 Zusammenfassung</b>	<b>13</b>
<b>Anhang</b>	<b>14</b>
<b>I. Koordinatensysteme</b>	<b>14</b>

## 1 Einleitung

Das "Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Vierherrenwald Süd" /1/ beinhaltet alle relevanten Windbedingungen für eine Standorteignungsprüfung gemäß IEC 61400-1:2005 + A1:2010 für 3 x Senvion 3.6M140EBC auf 130 m Nabenhöhe. Es ist zu beachten, dass eine Prüfung gemäß IEC61400-1:2005+A1:2010 die Prüfung gemäß DIBt 2004 und DIBt 2012 abdeckt.

Die Windbedingungen in diesem Dokument sind für eine Nabenhöhe von 130 m angegeben.

Die Senvion 3.6M140EBC ist für eine Nabenhöhe von 130 m gemäß DIBt 2012 WZ2GK2 typengeprüft /2/, /3/.

Die Standorteignung der Windenergieanlagen Senvion 3.6M140EBC auf 130 m Nabenhöhe für das Projekt Vierherrenwald Süd, Deutschland gemäß IEC61400-1:2005 + A1:2010 wird durchgeführt durch:

- Detaillierte Beurteilung der Betriebsfestigkeitslasten
- Vereinfachte Beurteilung der Extremlasten

## 2 Windbedingungen am Standort Vierherrenwald Süd, Deutschland

Basis für die Windbedingungen der Stellungnahme zur Standorteignung Vierherrenwald Süd, Deutschland ist das "Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Vierherrenwald Süd" /1/. Der Windpark besteht aus 3 x Senvion 3.6M140EBC auf 130 m Nabenhöhe sowie 2 x Senvion 3.6M140EBC auf 160 m Nabenhöhe. Die Stellungnahme zur Standorteignung wird benötigt für 3 x Senvion 3.6M140EBC auf 130 m Nabenhöhe.

Die relevanten Windbedingungen für eine Stellungnahme zur Standorteignung gemäß DIBt 2012 WZ2GK2 werden für eine Senvion 3.6M140EBC auf 130 m Nabenhöhe zusammengefasst /2/, /3/.

WEA	[-]	Senvion 3.6M140EBC	DIBT 2012 WZ2GK2
Nabenhöhe	[m]	130	130
Mittlere Windgeschwindigkeit	[m/s]	6.7	7.5
Form-Faktor (k)	[-]	2.20	2.0
Mittlere Luftdichte	[kg/m <sup>3</sup> ]	1.172	1.225
Vertikaler Anströmwinkel	[°]	7.0	8
Extremwind	[m/s]	33.9	37.7
Windscherung	[-]	0.16	0.2
Windfarmkorrektur	[-]	Nein	-
Orografie	[-]	Nicht komplex	-

**Tabelle 1 Vergleich der Windbedingungen am Standort**

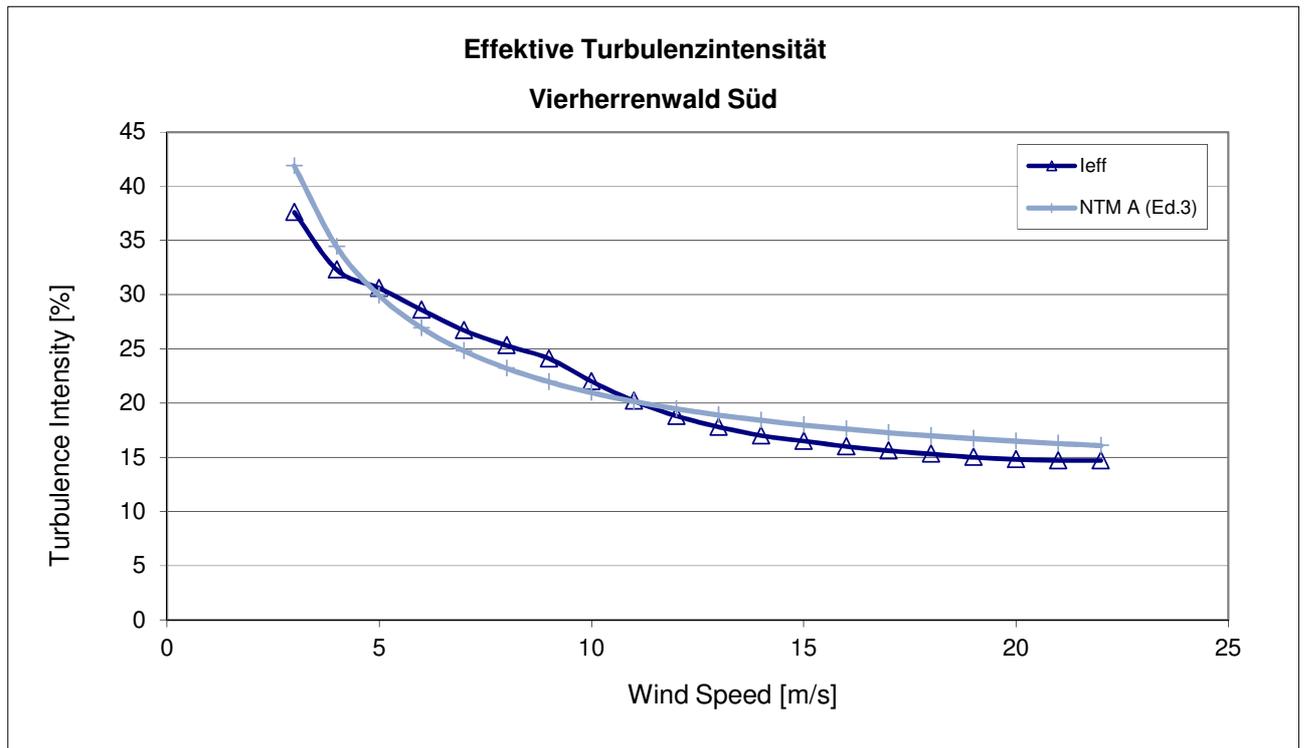
## 2.1 Maximale Effektive Turbulenzintensität

Basierend auf dem Sten Frandsen Modell ist die effektive Turbulenzintensität für einen Wöhler-Exponenten von  $m = 10$  immer höher als im Vergleich zu  $m = 4$ . Aus diesem Grund wird die weitere Bewertung mit einem Wöhlerexponenten von  $m = 10$  durchgeführt um den Worst Case abzubilden (konservativer Ansatz).

Für die Betriebsfestigkeitslastrechnungen wird der Ansatz der verteilten Turbulenzen gemäß IEC 61400-1 verwendet.

Windgeschwindigkeit	$I_{eff}$	NTM A
[m/s]	[%]	[%]
3	37.6	41.9
4	32.3	34.4
5	30.6	29.9
6	28.6	26.9
7	26.7	24.8
8	25.3	23.2
9	24.1	22.0
10	22.0	21.0
11	20.2	20.1
12	18.8	19.5
13	17.8	18.9
14	17.0	18.4
15	16.5	18.0
16	16.0	17.6
17	15.6	17.3
18	15.3	17.0
19	15.0	16.7
20	14.8	16.5
21	14.7	16.3
22	14.7	16.1

**Tabelle 2 Effektive TI am Standort basierend auf /1/ im Vergleich zur Auslegung**



**Abbildung 2-1 Effektive TI am Standort im Vergleich zur Auslegung**

## 2.2 Extremwindgeschwindigkeit

Für die Beurteilung der Extremwindgeschwindigkeit wird auch der dynamische Druck berücksichtigt.

Der dynamische Druck berechnet sich wie folgt:

$$p_{\text{dynamic}} = \frac{\rho}{2} \cdot v^2$$

$p_{\text{dynamic}}$  = Dynamischer Druck

$\rho$  = Luftdichte

$v$  = Windgeschwindigkeit (z.B. Extremwindgeschwindigkeit)

Der dynamische Druck berücksichtigt den Effekt von niedrigerer oder höherer Luftdichte auf die Extremlasten.

	Vierherrenwald Süd, Deutschland /I/, 3.6M140EBC auf 130 m	Auslegungswerte DIBT 2012 WZ2GK2
Extremwindgeschwindigkeit [m/s]	33.9	37.7
Luftdichte [kg/m <sup>3</sup> ]	1.172	1.225
Dynamischer Druck [N/m <sup>2</sup> ]	673	871

**Tabelle 3 Dynamischer Druck am Standort im Vergleich zur Auslegung**

### 3 Detaillierte Lastberechnungen

Auf Basis der in /1/ definierten Windbedingungen werden die Betriebsfestigkeitslasten und Extremlasten für Vierherrenwald Süd, Deutschland berechnet.

#### 3.1 Detaillierte Beurteilung der Betriebsfestigkeitslasten basierend auf der effektiven Turbulenzintensität

Die Betriebsfestigkeitslasten werden basierend auf den Windbedingungen gemäß Tabelle 1 und den effektiven Turbulenzen gemäß Abbildung 2-1 berechnet.

##### 3.1.1 Vergleich der Betriebsfestigkeitslasten zur Lasteshüllenden

Der Vergleich ist dargestellt als Lastüberhöhungsfaktor (engl. „Load Increase Factor“, LIF).

$$\text{Load Increase Factor} = \text{LIF} = \frac{\text{Fatigue Site Loads}}{\text{Load Envelope}}$$

Werte größer eins stellen eine Lastüberhöhung gegenüber den Auslegungslasten dar und werden entsprechend rot markiert. Werte zwischen 0.97 und 1 werden orange markiert. Alle folgenden Vergleiche basieren auf dieser Formel.

##### 3.1.1.1 Senvion 3.6M140EBC auf 130 m

###### 3.1.1.1.1 Maschinenbau

blade flange stationary	MxB1	MyB1	MzB1
LIF	-	-	-
m = 3	0.69	0.55	0.73
m = 5	0.72	0.60	0.77
m = 7	0.73	0.64	0.73
m = 10	0.73	0.67	0.62

tower top rotating	MxTTr	MyTTr	MzTT
LIF	-	-	-
m = 3	0.55	0.61	0.58
m = 5	0.72	0.62	0.60
m = 7	0.79	0.63	0.62
m = 10	0.85	0.66	0.67

hub flange stationary	MxHC	MyHFf	MzHFf
LIF	-	-	-
m = 3	0.56	0.60	0.58
m = 5	0.75	0.62	0.59
m = 7	0.82	0.63	0.62
m = 10	0.85	0.66	0.67

hub flange rotating	MxHC	MyHFf	MzHFf
LIF	-	-	-
m = 3	0.56	0.61	0.61
m = 5	0.75	0.64	0.63

hub flange rotating	MxHC	MyHFr	MzHFr
m = 7	0.82	0.64	0.64
m = 10	0.85	0.67	0.67

rotor bearing stationary	MxHC	MyNf	MzNf
LIF	-	-	-
m = 3	0.56	0.60	0.58
m = 5	0.75	0.62	0.59
m = 7	0.82	0.63	0.62
m = 10	0.85	0.66	0.67

rotor bearing rotating	MxHC	MyNr	MzNr
LIF	-	-	-
m = 3	0.56	0.67	0.66
m = 5	0.75	0.69	0.69
m = 7	0.82	0.69	0.69
m = 10	0.85	0.68	0.68

### 3.1.1.1.2 Getriebe

Basierend auf dem Vergleich der Windbedingungen und der effektiven Turbulenzintensität /1/ mit den Auslegungswerten erwartet Senvion keine Überschreitungen der Getriebebetriebsfestigkeitslasten.

### 3.1.1.1.3 Turm

tower top	MxTTr	MyTTr	MzTT
LIF	-	-	-
m = 3	0.55	0.61	0.58
m = 5	0.72	0.62	0.60
m = 7	0.79	0.63	0.60
m = 10	0.85	0.66	0.62

tower base	MyTBf
LIF	-
m = 3	0.77
m = 5	0.86
m = 7	0.90
m = 10	0.95

### 3.1.1.1.4 Rotorblatt

blade	MeB1S01	MfB1S01
LIF	-	-
m = 9	0.97	0.85
m = 10	0.97	0.86

## 3.1.2 Diskussion der Betriebsfestigkeitslasten

Abweichungen von bis zu 3% liegen im Rahmen der Simulationsgenauigkeit. Diese Abweichungen sind abgedeckt durch Sicherheitsfaktoren für einzelne Komponenten der Windenergieanlage. Somit gefährden bis zu 3% höhere LIF's nicht die strukturelle Integrität der einzelnen Komponenten.

### **3.1.2.1 Senvion 3.6M140 EBC auf 130 m Nabenhöhe**

#### **3.1.2.1.1 Maschinenbau**

Keine höheren Lasten.

#### **3.1.2.1.2 Getriebe**

Keine höheren Lasten.

#### **3.1.2.1.3 Turm**

Keine höheren Lasten.

#### **3.1.2.1.4 Rotorblatt**

Keine höheren Lasten.

## **3.2 Extremlasten**

### **3.2.1 Vereinfachte Beurteilung der Extremlasten**

In Bezug auf Tabelle 3 zeigen sowohl der Extremwind als auch der dynamische Druck keine Überschreitung der Auslegungswerte. Höhere Extremlasten aufgrund von Extremwinden sind daher unwahrscheinlich.

## 4 Zusammenfassung

Die Stellungnahme zur Standorteignung Vierherrenwald Süd, Deutschland zeigt die generelle Eignung der Windenergieanlage Senvion 3.6M140EBC 50 Hz auf 130 m Nabenhöhe für eine Lebensdauer von 20 Jahren.

Die Windbedingungen in /1/ führen keinen relevant höheren Betriebsfestigkeitslasten- und Extrembelastungen für die Hauptkomponenten der Senvion 3.6M140EBC 50 Hz auf 130 m Nabenhöhe

Somit ist die Standorteignung für die Windenergieanlagen des Typ Senvion 3.6M140EBC 50 Hz auf 130 m Nabenhöhe im Windparklayout in Vierherrenwald Süd, Deutschland unter den im Bericht /1/ aufgeführten Bedingungen nicht gefährdet.

Es wird darauf aufmerksam gemacht, dass Umgebungsbedingungen, die nicht im Anwendungsbereich dieses Berichtes liegen separat ausgewertet werden müssen.

## Anhang

### I. Koordinatensysteme

Die verwendeten Koordinatensysteme entsprechen den in der GL-Richtlinie vorgeschlagenen Koordinatensystemen.

**Blades (see Image 1):**

**Origin: blade section**

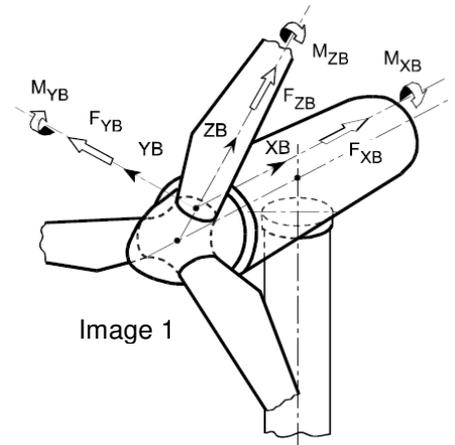
**Stationary**

<b>FxB*S#</b>	Force along X-Axis
<b>FyB*S#</b>	Force along Y- Axis
<b>FzB*S#</b>	Force along Z- Axis
<b>FrB*S#</b>	Resulting Force (XY)
<b>MxB*S#</b>	Moment along X-Axis
<b>MyB*S#</b>	Moment along Y-Axis
<b>MzB*S#</b>	Moment along Z-Axis
<b>MrB*S#</b>	Resulting Moment (XY)

**Rotating**

<b>MfB*S#</b>	Bending Moment perpendicular to Cord-Axis
<b>MeB*S#</b>	Bending Moment parallel to Cord-Axis
<b>FfB*S#</b>	Shear Force perpendicular to Cord-Axis
<b>FeB*S#</b>	Shear Force parallel to Cord-Axis
<b>MB*BB</b>	Blade Bolt Bending Moment

\* = blade Number, S# = blade section Number



**Hub (see Image 2):**

**Origin: hub center (intersection of blade and shaft axis)**

**Stationary**

<b>FxHC</b>	Force along X-Axis
<b>FyHCf</b>	Force along Y- Axis
<b>FzHCf</b>	Force along Z- Axis
<b>FrHC</b>	Resulting Force (YZ)
<b>MxHC</b>	Moment along X-Axis
<b>MyHCf</b>	Moment along Y-Axis
<b>MzHCf</b>	Moment along Z-Axis
<b>MrHC</b>	Resulting Moment (YZ)

**Rotating**

<b>FxHC</b>	Force along X-Axis
<b>FyHCr</b>	Force along Y- Axis
<b>FzHCr</b>	Force along Z- Axis
<b>MxHC</b>	Moment along X-Axis
<b>MyHCr</b>	Moment along Y-Axis
<b>MzHCr</b>	Moment along Z-Axis

**Rotor flange (see Image 2):**

**Origin: 1.34 m (3XM-Series) / 1.52 m (3XM140EBC) from hub center along X-Axis**

**Stationary**

<b>MyHFf</b>	Moment along Y-Axis
<b>MzHFf</b>	Moment along Z-Axis
<b>MrHF</b>	Resulting Moment (YZ)

**Rotating**

<b>MyHFr</b>	Moment along Y-Axis
<b>MzHFr</b>	Moment along Z-Axis

**Main shaft at rotor bearing (see Image 2; no bearing reaction forces)**

**Origin: 2.19 m (3XM-Series) / 2.62 (3XM140EBC) from hub center along X-Axis**

**Stationary**

<b>MyNf</b>	Moment along Y-Axis
<b>MzNf</b>	Moment along Z-Axis
<b>MrN</b>	Resulting Moment (YZ)

**Rotating**

<b>MyNr</b>	Moment along Y-Axis
<b>MzNr</b>	Moment along Z-Axis

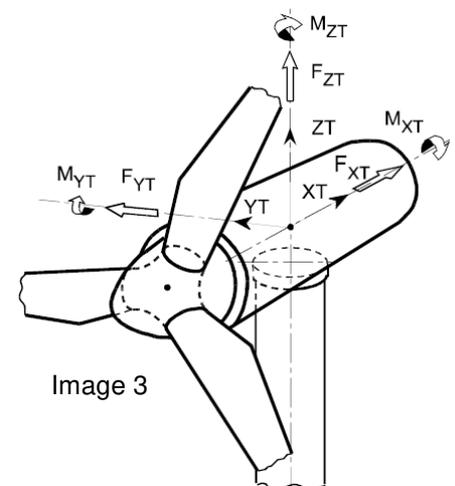
**Tower (see Image 3):**

**Origin: top ground surface not like in Image 3**

**Stationary:**

<b>FxTS#</b>	Force along X-Axis
<b>FyTS#</b>	Force along Y- Axis
<b>FzTS#</b>	Force along Z- Axis
<b>FrTS#</b>	Resulting Force (XY)
<b>MxTS#</b>	Moment along X-Axis
<b>MyTS#</b>	Moment along Y-Axis
<b>MzTS#</b>	Moment along Z-Axis
<b>MrTS#</b>	Resulting Moment (XY)

S# = tower section Number / tower section name (e.g. TT)



Senvion GmbH · Überseering 10 · 22297 Hamburg · Deutschland

EnBW Energie Baden-Württemberg AG  
Schelmwasenstraße 15 · 70567 Stuttgart

**Senvion GmbH**  
Überseering 10  
22297 Hamburg  
Deutschland  
T +49 40 5555 090-0  
F +49 40 5555 090-3999  
info@senvion.com  
www.senvion.com

Datum: 09.05.2019

## **Ergänzende Stellungnahme der Senvion GmbH hinsichtlich der Umgebungsbedingungen der Senvion 3.6M140 EBC, Projekt Vierherrenwald Süd**

Sehr geehrte Damen und Herren,

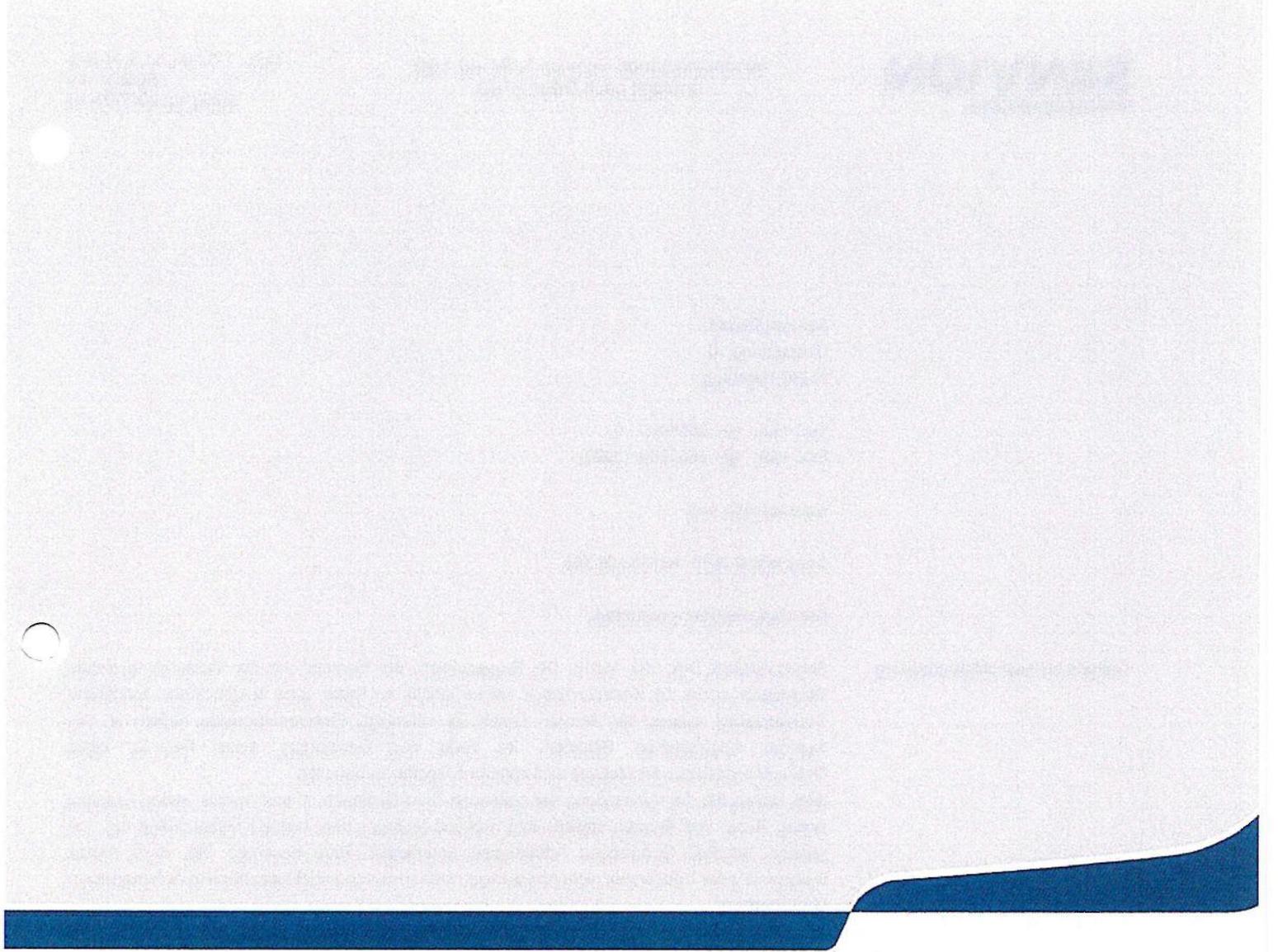
in Bezug auf die Stellungnahme zur Standorteignung Vierherrenwald Süd, Deutschland Dok-No.: U-3.20-LA.LS.46-A-DE-A vom 08.03.2019 und darin befindlichen Hinweis: „Es wird darauf aufmerksam gemacht, dass Umgebungsbedingungen, die nicht im Anwendungsbereich dieses Berichts liegen separat ausgewertet müssen“ im Folgenden stellen wir die Bedeutung dieses Hinweises und die entsprechende Maßnahmen der Steuerung und der Technologie der WEA im Falle der zusätzlichen Umgebungsbedingungen auf die WEA an sich dar.

Dieser Hinweis bedeutet letztendlich, dass die in dem Dokument U-3.20-LA.LS.46-A-DE-A aufgeführte Berechnungen und Ergebnisse sich nur auf den Nachweis der Standsicherheit am Standort Vierherrenwald Süd unter den dort aufgeführten Windbedingungen bezieht. Weitere Umgebungsbedingungen wie z.B. Erdbebenrisiko, Eisansatz, Schall- und Schattenwurfausbreitung usw. sind nicht Bestandteil dieser Stellungnahme. Hierfür sind separate Nachweise zu erbringen.

Generell sind unseren Anlagen jedoch durch entsprechende Schwingungssensoren so ausgelegt, dass die WEA im Falle von Unregelmäßigkeiten (Lastfälle durch Schräganströmung, Windrichtungswechsel, Windfluktuation, etc.) abschalten, sobald die Grenzen erreicht werden.

Mit freundlichen Grüßen  
**Senvion GmbH**

Henning Ströh  
Team Leader Technical Sales Management



## **Senvion 3.6M140 EBC**

### **Mindestabstände** *ermittelt nach DIBt (2012)*

Senvion GmbH  
Überseering 10  
22297 Hamburg

Tel.: +49 - 40 - 5555090 - 0  
Fax: +49 - 40 - 5555090 - 3999

[www.senvion.com](http://www.senvion.com)

Copyright © 2017 Senvion GmbH

Sämtliche Rechte vorbehalten.

#### Disclaimer/ Ausschlussklärung

Schutzvermerk DIN ISO 16016: Die Reproduktion, der Vertrieb und die Verwendung dieses Dokuments sowie die Kommunikation seines Inhalts an Dritte ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung seitens der Senvion GmbH ist untersagt. Zuwiderhandelnde haften für den dadurch eingetretenen Schaden. Im Falle der Gewährung eines Patents, eines Gebrauchsmusters oder Musters sind sämtliche Rechte vorbehalten.

Bitte stellen Sie die Verwendung der geltenden Spezifikationen in ihrer jeweils letzten Fassung sicher. Bilder und Skizzen stellen nicht notwendigerweise den exakten Lieferumfang dar und können jederzeit technischen Änderungen unterliegen. Bitte beachten Sie, dass dieses Dokument unter Umständen nicht notwendiger Weise mit den projektspezifischen Anforderungen übereinstimmt.

Arbeitsverfahren, die gegebenenfalls in diesem Dokument aufgezeigt sind, entsprechen sowohl deutschen Sicherheitsvorschriften und Bestimmungen als auch den eigenen internen Sicherheitsvorschriften und Bestimmungen der Senvion GmbH. Im Rahmen nationaler Gesetze anderer Länder können unter Umständen andere oder darüber hinausgehende Sicherheitsanforderungen gestellt werden.

Es ist unerlässlich, dass sämtliche Sicherheitsmaßnahmen, sowohl projekt- als auch länderspezifischer Art, strikt eingehalten werden. Es ist die Pflicht eines Kunden, sich entsprechend zu informieren und diese Maßnahmen umzusetzen und einzuhalten.

Die Anwendbarkeit und Gültigkeit der relevanten gesetzlichen und/oder vertraglichen Bestimmungen, der technischen Richtlinien, DIN-Standards und sonstiger vergleichbarer Vorschriften werden durch den Inhalt des Dokumentes bzw. darin enthaltenen Inhalte nicht ausgeschlossen. Vielmehr gelten diese Bestimmungen und Vorschriften weiterhin ohne Einschränkung.

Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen können jederzeit ohne Mitteilung an den Kunden oder Zustimmung durch den Kunden Änderungen unterliegen.

Die Senvion GmbH übernimmt keinerlei Haftung für Fehler oder Auslassungen in Bezug auf den Inhalt dieses Dokumentes. Rechtliche Ansprüche gegenüber der Senvion GmbH, die auf Schäden durch die Nutzung oder Nichtnutzung der hier vorgelegten Informationen oder auf der Nutzung von fehlerhaften oder unvollständigen Informationen beruhen, sind ausgeschlossen.

Sämtliche in diesem Dokument genannten Marken oder Produktnamen sind Eigentum ihrer jeweiligen Inhaber.

## Änderungsverzeichnis:

Version	Änderungen	Date
A	Neuauflage	2016-08-30
B	Aktualisierung Leistungskennlinie & Schallleistungspegel [3.6M140/50Hz] /1/ Einpflegen der Gutachtlichen Stellungnahmen /2/ & /3/	2017-02-10

## Zugehörige aktuelle Dokumente dieser Unterlage:

	Bezeichnung	Dokumenten-Nr	Version	Ausgabedatum
/1/	Leistungskennlinie [3.6M140/50Hz/offen]	SD-3.20-WT.PC.00-B	A	2016-09-21
/2/	Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlagen Senvion 3.4M140 3400 kW / 3.6M140 3600 kW 50Hz (mit „Tower Control“) Rotorblatt Typ RE68.5 110 m Nabenhöhe über Geländeoberkante Lastannahmen für Maschine, Turm und Rotorblätter WEA Klasse IIIA gemäß DIN EN 61400-1:2011 (IEC 61400-1:2005+A1:2010) und Windzone 3 Geländekategorie II, Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0 gemäß DIBt 2012 [SAP No.:5 005 634 – 01]	2622313-1-d	0	2016-11-25
/3/	Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlagen Senvion 3.4M140 3400 kW / 3.6M140 3600 kW 50Hz (mit „Tower Control“) Rotorblatt Typ RE68.5 130 m Nabenhöhe über Geländeoberkante Lastannahmen für Maschine, Turm und Rotorblätter WEA Klasse IIIA gemäß DIN EN 61400-1:2011 (IEC 61400-1:2005+A1:2010) und Windzone 2 Geländekategorie II, Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0 gemäß DIBt 2012 [SAP No.:5 005 477 – 02]	2595293-3-d	1	2016-12-13

## Inhaltsverzeichnis

Einführung	5
Geltungsbereich der Mindestabstände	6
Grundlage zur Bestimmung der Mindestabstände	7
Sten Frandsen Modell	7
Windparkanordnung	8
Windparkanordnung Reihe (n = 2)	8
Windparkanordnung Cluster (n = 8)	8
Charakteristische/Repräsentative Turbulenzintensität $I_{90}$	9
Mindestabstand Reihe	10
Mindestabstand Cluster	10
Grafik Mindestabstände	11

## Einführung

Das folgende Dokument soll die Bestimmung der Mindestabstände für die Windenergieanlage [WEA] Senvion 3.6M140 EBC nach DIBt (2012)<sup>1</sup> aufzeigen. Die Mindestabstände sind als Anhaltswerte für die Windparkplanung zu verstehen. Es gibt viele Faktoren an einem Standort, die die Lasten und somit die Lebensdauer einer Windenergieanlage beeinflussen, allerdings können nicht alle bei der Bestimmung der Mindestabstände berücksichtigt werden. Die Bewertung der Mindestabstände impliziert die Anforderungen der DIBt (2012) nach einem vereinfachten Vergleich. (Kapitel 16.2.b).

Die Senvion GmbH behält sich das Recht vor, jeden einzelnen Standort und dessen Windparkplanung detailliert zu beurteilen und von den angegebenen Mindestabständen abzuweichen.

---

<sup>1</sup> Deutsches Institut für Bautechnik; Richtlinien für Windenergieanlagen; Einwirkung und Standsicherheitsnachweis für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012

## Geltungsbereich der Mindestabstände

Die Mindestabstände werden als Funktion der charakteristischen / repräsentativen Turbulenzintensität dargestellt. Dabei werden Annahmen getroffen, die von den in der jeweiligen Konstruktionsprüfung berücksichtigten Richtlinie abhängig sind. Die Mindestabstände sind für die folgenden Bedingungen gültig:

- Einzelprüfung oder Typenprüfung nach DIBt (2012)
- die Mindestabstände beziehen sich nur auf den Anlagentyp Senvion 3.6M140 EBC untereinander
- der Standort ist nach der Definition der DIN EN 61400-1:2011-08<sup>2</sup> als nicht komplex einzustufen
- die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5% kleiner gemäß der Typen-/Einzelprüfung, wenn der Formparameter k der Weibull-Funktion kleiner 2 ist

3.6M140 EBC	110 m /2/	130 m /3/	160 m <sup>3</sup>
$V_{ave} - 5\%$	$\leq 7.1$ m/s	$\leq 7.1$ m/s	$\leq 7.3$ m/s
k	< 2	< 2	< 2

- die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist kleiner gemäß Typen-/Einzelprüfung, wenn der Formparameter k der Weibull-Funktion größer gleich 2 ist

3.6M140 EBC	110 m /2/	130 m /3/	160 m <sup>3</sup>
$V_{ave}$	$\leq 7.5$ m/s	$\leq 7.5$ m/s	$\leq 7.7$ m/s
k	$\geq 2$	$\geq 2$	$\geq 2$

- die Windzone [WZ] gemäß der Einzelprüfung oder Typenprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes gemäß Windzonenkarte DIN EN 1991-1-4 ab. Bitte beachten, Geländekategorie 2 [GK2] entspricht dem Mischprofil Binnenland und Geländekategorie 1 [GK1] dem Mischprofil Küste.

3.6M140 EBC	110 m /2/	130 m /3/	160 m <sup>3</sup>
Windzone	WZ3-GK2	WZ2-GK2	WZ2-GK2

- die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit gemäß Einzelprüfung oder Typenprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort ab.

3.6M140 EBC	110 m /2/	130 m /3/	160 m <sup>3</sup>
$V_{50}$	40.4 m/s	37.7 m/s	39.0 m/s

<sup>2</sup> IEC 61400-1:2005 + A1:2010

<sup>3</sup> Nur zur Information – geplante Nabenhöhe – Prüfung nicht abgeschlossen

## Grundlage zur Bestimmung der Mindestabstände

Die Grundlage zur Bestimmung der Mindestabstände stellt das Sten Frandsen Modell<sup>4</sup> zur Bestimmung der effektiven Turbulenzintensität dar. Mit Hilfe dieses Modells wird an Hand des Abstandes, der Schubkurvencharakteristik und der charakteristischen/repräsentativen Turbulenzintensität die effektive Turbulenzintensität berechnet. Hierbei wird die Wöhlerliniensteigung  $m = 10$  zu Grunde gelegt. Das Sten Frandsen Model wird hierbei nach DIN EN 61400-1:2011-08 angewandt.

### Sten Frandsen Modell

Für den Fall das die Abstände der Windenergieanlagen untereinander weniger als  $s_i < 10D^5$  beträgt

$$I_{\text{eff}} = \left[ (1 - N \cdot p_w) \cdot I_{90}^m + p_w \sum_{i=1}^N I_T^m(s_i) \right]^{1/m}$$

Dabei ist:

- $p_w$  = die Wahrscheinlichkeit der Nachlafsituation (wird nach Empfehlung der DIN EN 61400-1:2011-08) mit 0.06 angenommen
- $I_{90}$  = die charakteristische/repräsentative Umgebungsturbulenz, ausgewertet nach
- $$I_{90} = I_{50} + 1.28 \cdot \text{Std}$$
- $\text{Std}$  = Standartabweichung der Umgebungsturbulenz
- $I_{50}$  = mittlere Umgebungsturbulenz
- $I_T$  = die maximale Turbulenzintensität im Nachlauf

$$I_T = \sqrt{\frac{1}{(1.5 + 0.8 \cdot \frac{s_i}{\sqrt{C_T}})^2} + I_{90}^2}$$

- $s_i$  = der auf den Rotordurchmesser bezogene dimensionsloser Abstand
- $n$  = Anzahl der benachbarten Windenergieanlagen
- $I_{\text{eff}}$  = effektive Turbulenzintensität
- $m$  = der Exponent der Wöhlerliniensteigung ( $m = 10$  für GFK)
- $C_T$  = Schubbeiwert /1/

Auf Grundlage des Sten Frandsen Modell, ergibt sich immer die höchste effektive Turbulenz für die höchste relevante Wöhlerliniensteigung der Windenergieanlage. Im Fall der Senvion 3.6M140 EBC stellen die Blätter aus GFK die höchste relevante Wöhlerliniensteigung von  $m = 10$  dar.

<sup>4</sup> Sten Frandsen; Risø-R-1188(EN); Turbulence and turbulence generated fatigue loading in wind turbine cluster

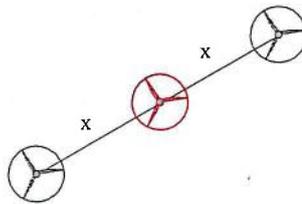
<sup>5</sup>  $xD$  = x-fache des Rotordurchmesser der Senvion 3.6M140 EBC ( $\varnothing = 140$  m)

## Windparkanordnung

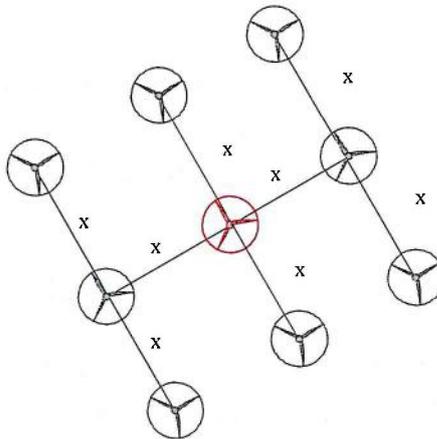
Zur Bestimmung der Mindestabstände werden zwei Windparkanordnungen zu Grunde gelegt.

Windparkanordnung	n	Bezeichnung
Anordnung in einer Reihe	2	Reihe
Innerhalb eines Windparks mit mehr als 2 Reihen	8	Cluster

Windparkanordnung Reihe (n = 2)



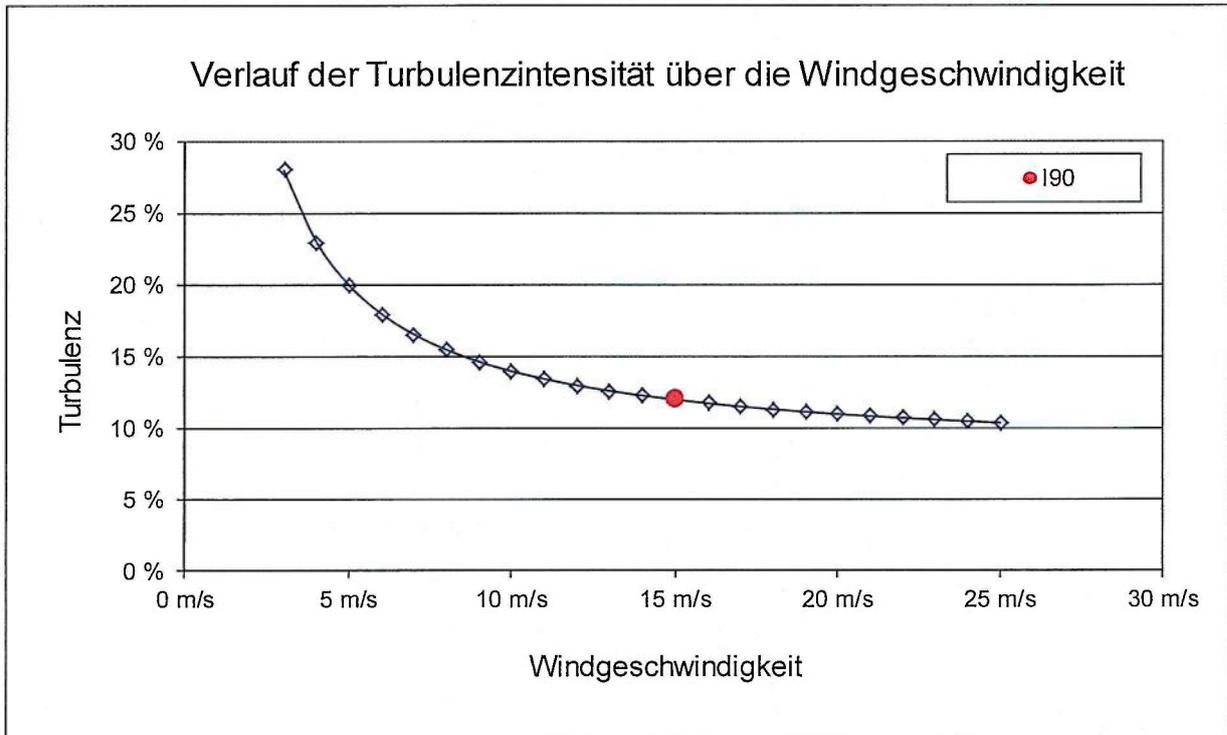
Windparkanordnung Cluster (n = 8)



### Charakteristische/Repräsentative Turbulenzintensität $I_{90}$

Die Mindestabstände der Senvion 3.6M140 EBC werden in Abhängigkeit der charakteristischen/repräsentativen Standortturbulenz auf Nabenhöhe angegeben. Die charakteristische/repräsentative Turbulenzintensität ist bei 15 m/s definiert. Zur Bestimmung der Mindestabstände wird ein Verlauf der charakteristischen/repräsentativen Turbulenzintensität auf Nabenhöhe über die Windgeschwindigkeit nach DIBt (2012) angenommen.

Zum Beispiel  $I_{90} = 12\%$



## Mindestabstand Reihe

Senvion 3.6M140 EBC "Reihe"	
$I_{90}$	Mindestabstand
10%	$2.7 D^6$
12%	3.0 D
14%	3.4 D
15%	3.7 D
16%	4.2 D
17%	5.5 D
>17%	Gesonderte Prüfung notwendig

$I_{90}$  = charakteristische/repräsentative Turbulenzintensität

D = Abstand in Rotordurchmesser

## Mindestabstand Cluster

Senvion 3.6M140 EBC "Cluster"	
$I_{90}$	Mindestabstand
10%	3.2 D
12%	3.6 D
14%	4.3 D
15%	4.9 D
16%	5.8 D
17%	7.4 D
>17%	Gesonderte Prüfung notwendig

$I_{90}$  = charakteristische/repräsentative Turbulenzintensität

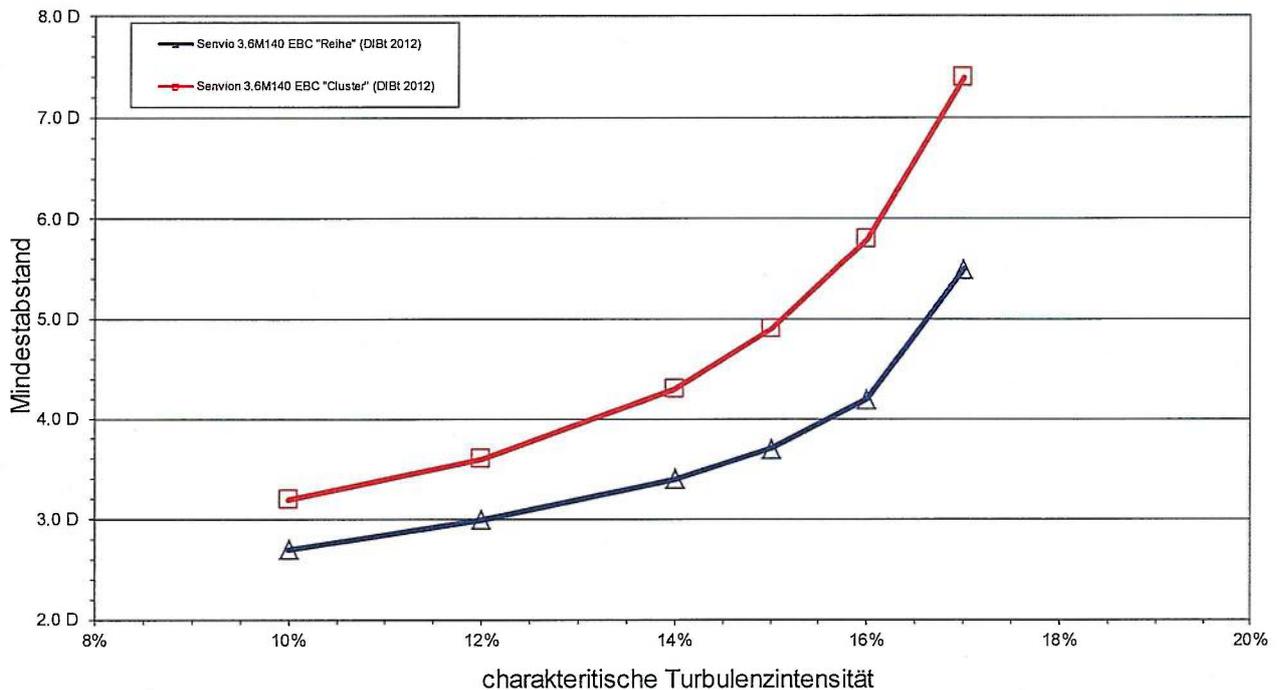
D = Abstand in Rotordurchmesser

Zwischen den Tabellenwerten kann der Mindestabstand durch lineare Interpolation bestimmt oder in der folgenden Grafik abgelesen werden.

<sup>6</sup> Beurteilung der Standsicherheit durch die Senvion GmbH erforderlich

## Grafik Mindestabstände

Mindestabstände Senvion 3.6M140 EBC



**Bemerkung:** Es gibt viele Faktoren an einem Standort die die Lasten und somit die Lebensdauer einer Windenergieanlage beeinflussen, allerdings können nicht alle bei der Bestimmung der Mindestabstände berücksichtigt werden. Daher nimmt die Senvion GmbH sich das Recht vor, jeden einzelnen Standort und dessen Windparkplanung detailliert zu beurteilen und von den angegebenen Mindestabständen abzuweichen. Bei Abständen kleiner dem 3fachen Rotordurchmesser ist eine Beurteilung der Standsicherheit durch die Senvion GmbH erforderlich.

