F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Marsberg-Padberg

Referenz-Nummer:
2025-C-123-P3-R0

Auftraggeber:
WestfalenWIND Planungs GmbH & Co. KG
Vattmannstr. 6, 33100 Paderborn

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:
Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasst von:

M.Sc. Marius Wigger, Sachverständiger, Hamburg, 22.01.2026

Geprüft von:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger, Hamburg, 22.01.2026

Urheber- und Nutzungsrecht:

Urheber des Gutachtens ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG behält an den von ihr erbrachten Leistungen, soweit sie urheberrechtsfähig sind, das Urheberrecht.

Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Insoweit darf der Auftraggeber das im Rahmen des Auftrages gefertigte Gutachten mit allen Aufstellungen, Berechnungen und sonstigen Einzelheiten nur für den Zweck verwenden, für den es vereinbarungsgemäß bestimmt ist.

Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden, es sei denn, die Übertragung erfolgt im Rahmen der Gesamtveräußerung eines Unternehmens oder der Veräußerung von Teilen eines Unternehmens.

Eine darüber hinausgehende Weitergabe des Gutachtens an Dritte, eine andere Art der Verwendung oder eine Textänderung oder -kürzung ist dem Auftraggeber nur mit Einwilligung der Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG gestattet.

Eine Veröffentlichung und Bereitstellung des Gutachtens zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien ist nicht gestattet.

Für eine Einsichtnahme des Gutachtens gemäß UVPG §23 (2) über die zentralen Internetportale von Bund und Ländern gemäß UVPG §20 Absatz (1) ist die Nutzung erlaubt, sofern die Unterschriften aus dem Dokument geschwärzt oder entfernt wurden.

Andere Formen der Veröffentlichung bedürfen in jedem Fall der Einwilligung der Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG.

Nutzungsvorbehalt nach § 44b, Abs. 3 UrhG, Nutzungseinschränkung / Verbot für KI-Training

Die Urheberin dieses Dokumentes untersagt hiermit ausdrücklich jede Nutzung dieses Werkes – ganz oder teilweise – für das Text und Data Mining und für das Training, Fine-Tuning, Pre-Training oder sonstige Anpassung oder Evaluierung von Modellen der Künstlichen Intelligenz (KI) / Artificial Intelligence (AI) / Machine Learning (ML) unabhängig von der kommerziellen oder nicht-kommerziellen Zielsetzung.

Dieses Dokument darf nicht, auch nicht teilweise, in Datensätzen, Korpora oder sonstigen Datenaggregationen verwendet oder gespeichert werden, die für das Training, die Verbesserung, die Optimierung oder das Benchmarking von KI-/AI-/ML-Systemen oder automatisierten Modellen bestimmt sind.

Die Weitergabe, Speicherung oder Verarbeitung dieses Werkes zu diesem Zweck wird hiermit ausdrücklich und vollumfänglich untersagt.

Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung....4
2 Grundlagen....5
2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen....5
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....12
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 Signifikante Einzelstrukturen und orografische Hindernisse....15
2.4.4 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten....15
2.4.5 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten....17
2.4.6 Bestimmung der Luftdichte....17
2.4.7 Bestimmung des Höhenexponenten....18
2.4.8 Bestimmung der Schräganströmung....18
2.4.9 Extrapolation der Winddaten....19
2.5 Gültigkeit der Ergebnisse....19
2.5.1 Betriebsbeschränkungen....21
2.6 Darstellung und Ermittlung von Betriebsbeschränkungen im Gutachten....21
2.6.1 Einfluss von benachbarten Windenergieanlagen....21
2.6.2 Alternative Betriebsbeschränkungen....22
2.6.3 Einfluss der Umgebungsbedingungen....23
2.6.4 Ermittlung von Betriebsbeschränkungen....24
3 Eingangsdaten....25
3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte....25
3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort....26
3.3 Extremwind am Standort....26
3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort....26
3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen....26
4 Bestimmung der Standortbedingungen....27
4.1 Standortbesichtigung....27
4.2 Ergebnisse Standortbedingungen....28
4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren....29
5 Nachweis der Standorteignung....30
5.1 Allgemeine Hinweise....30

5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen.....30
5.2.1 Erläuterungen und Hinweise.....32
5.2.2 Betriebsbeschränkungen.....32
5.2.3 Einschränkungen.....33
5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten.....33
6 Zusammenfassung.....34
7 Literaturangaben.....36
Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Marsberg-Padberg A.1

1 Aufgabenstellung

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

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

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

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

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

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

2 Grundlagen

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

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

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

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

Abbildung 2.1.1 gibt einen Überblick über das Prüfverfahren.

2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen

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

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

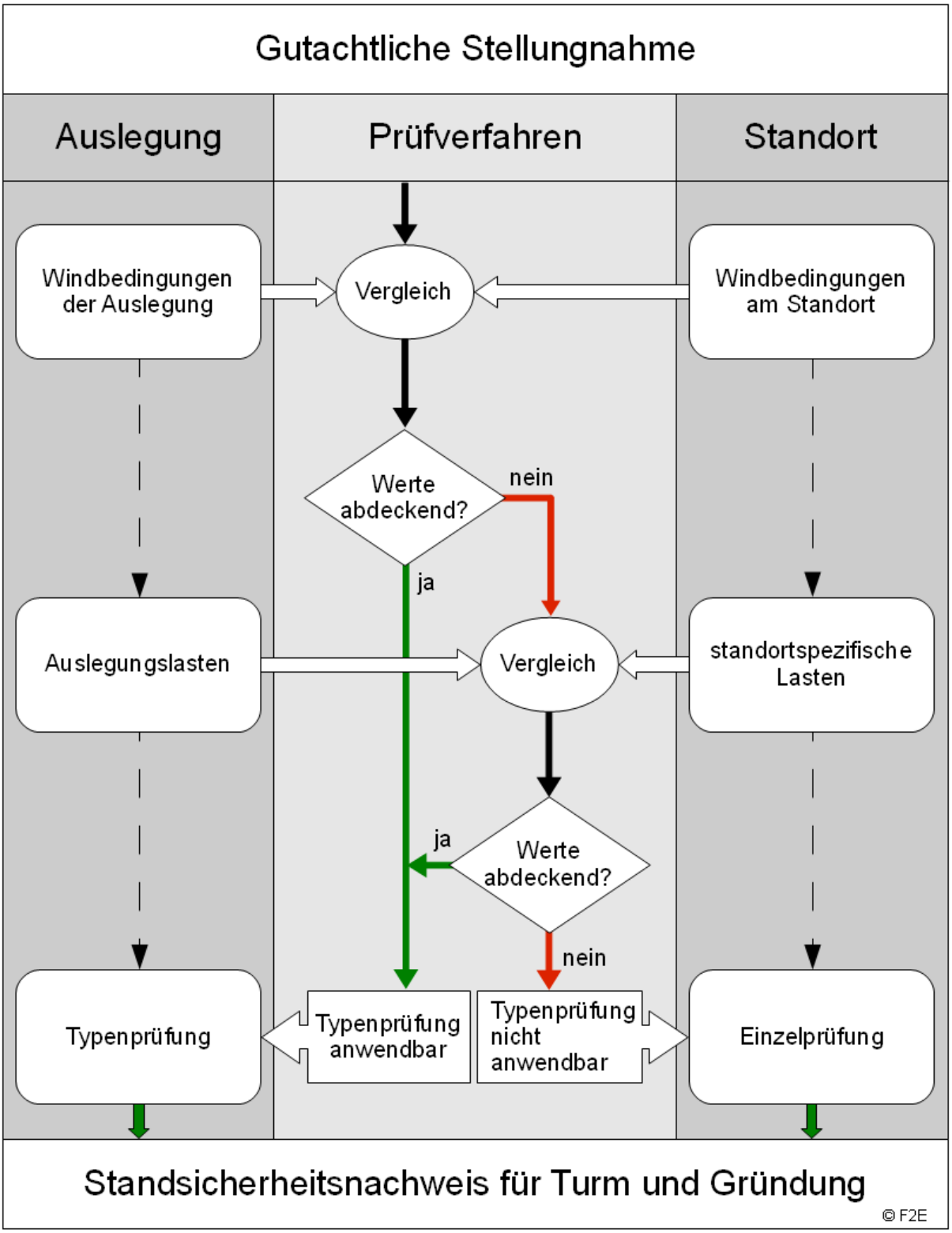

***Abbildung 2.1.1**: Schematische Darstellung des Prüfverfahrens.*

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

In /2.4/ wurde der Windgeschwindigkeitsbereich, für den die Windgeschwindigkeitsverteilung und die Turbulenzintensität nachgewiesen werden müssen, von $0.2v_{ref}$ – $0.4v_{ref}$ auf v_{ave} – $2v_{ave}$ geändert. Dieser Windgeschwindigkeitsbereich kann daher alternativ zugrunde gelegt werden. Abhängig vom Lastniveau der WEA kann es erforderlich sein, den Bewertungsbereich auszudehnen. Dies ist insbesondere bei sehr engen Anlagenabständen zu erwarten, die bei der Formulierung der Windgeschwindigkeitsbereiche in der Norm nicht explizit berücksichtigt wurden.

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

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

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

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

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

- mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,
- Turbulenzintensität,
- 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem

Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50} (nur wenn die Windzone der Typenprüfung nicht die Windzone des jeweiligen Standortes der WEA abdeckt).

Nach /2.8/ muss dabei die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe 5% kleiner sein als der Auslegungswert oder die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe muss kleiner gleich dem Auslegungswert und der Formparameter k der Weibull-Verteilung gleichzeitig größer gleich 2 sein.

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

Im Rahmen der Überarbeitung der internationalen Richtlinie /2.2, 2.3/ wurde ein Verfahren entwickelt, das die Bewertung der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf Basis der Parameter der entsprechenden Weibull-Verteilung ermöglicht /2.4/. Dieses Verfahren kann angewendet werden, wenn sich die standortspezifische Kurve der Häufigkeitsverteilung und die der Auslegung schneiden. Gemäß /2.4/ sind verschiedene Kombinationen des Formparameters k der Weibull-Verteilung und der normierten mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe möglich, die durch den schraffierten Bereich in Abbildung 2.1.2 dargestellt sind. Für WEA, die nicht für einen Formparameter der Weibullverteilung von k = 2 ausgelegt sind, kann das Diagramm in konservativer Weise angepasst werden.

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

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

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

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

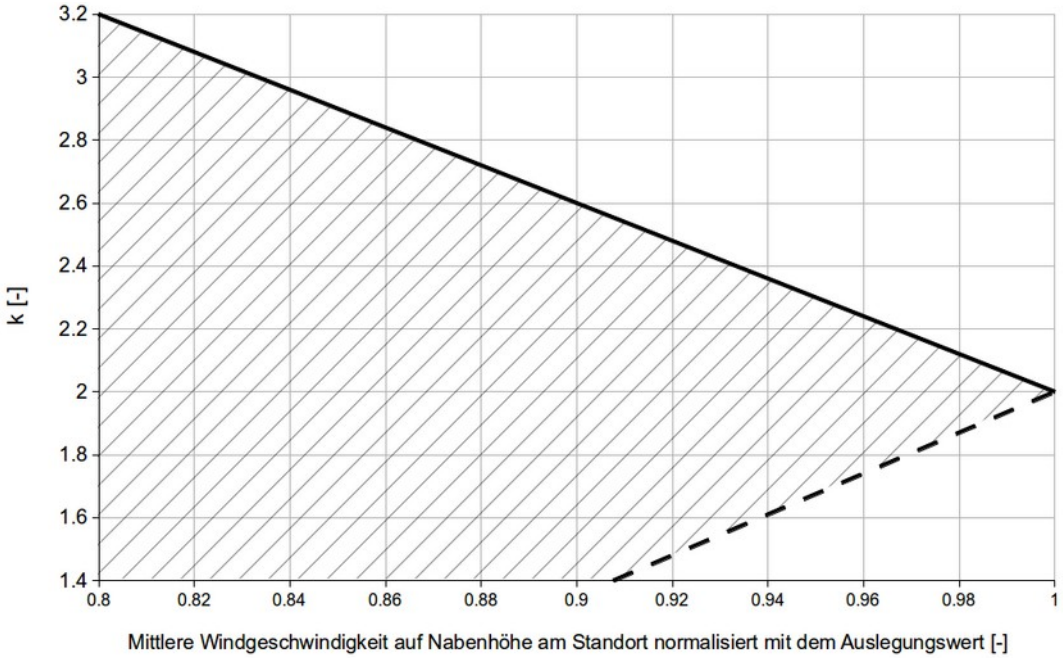

Abbildung 2.1.2: *Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich).*

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

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

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

Abbildung 2.1.3 gibt einen Überblick über die jeweils nachzuweisenden Windbedingungen.

Liegt eine der oben aufgeführten für den Nachweis der Standorteignung erforderli-

chen Windbedingungen oberhalb des entsprechenden Auslegungswertes, der bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurde, ist ein Nachweis der Standorteignung der WEA durch einen Vergleich der Windbedingungen nicht möglich.

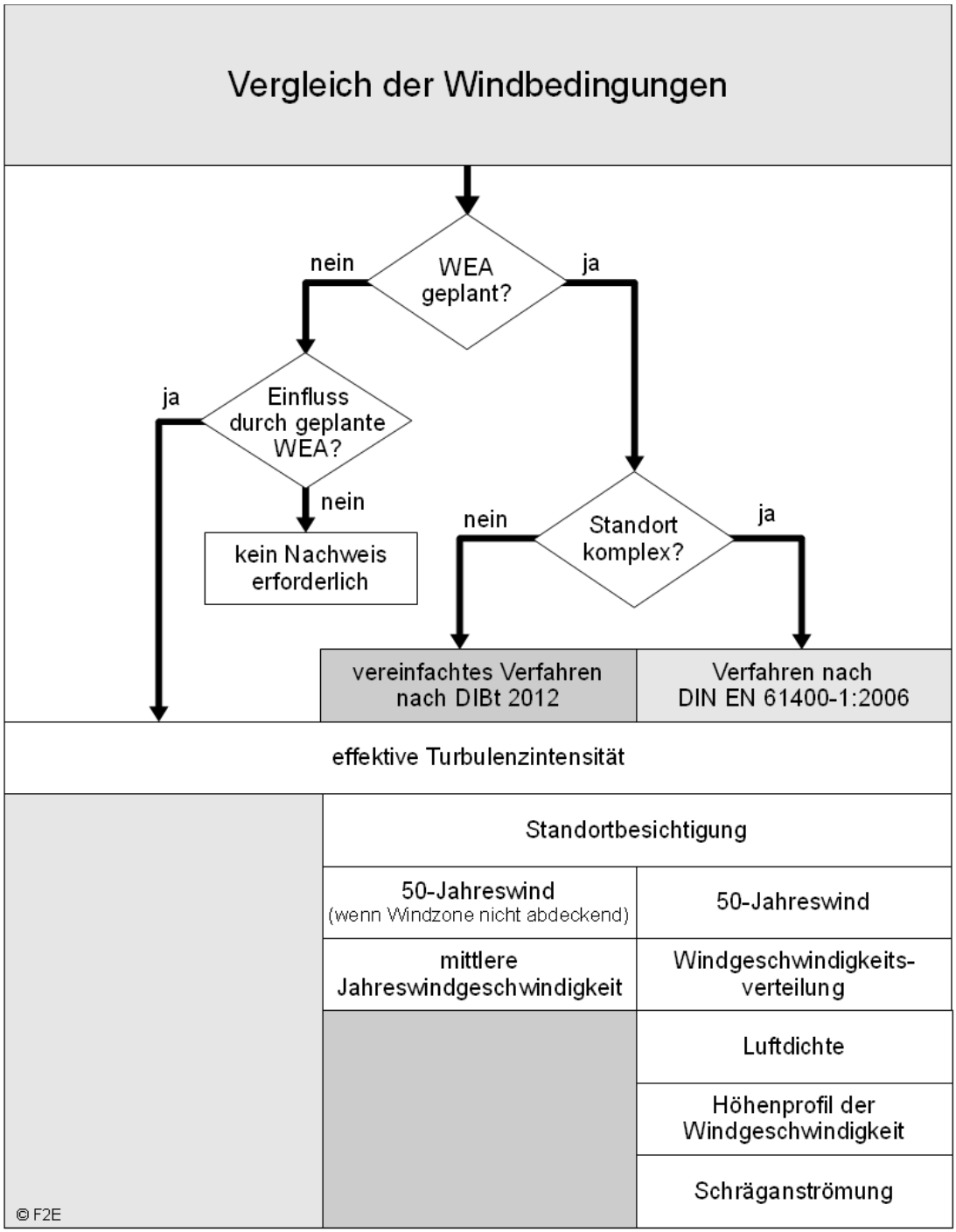

***Abbildung 2.1.3**: Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen gemäß /2.8/.*

2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten

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

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

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

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

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

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

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

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

2.3 Auslegungswerte

2.3.1 Turbulenzintensität

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

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

2.3.2 Windgeschwindigkeit

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

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

2.3.3 Weitere Windbedingungen

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

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

- mittlere Neigung der Anströmung: 8°,
- mittlere Luftdichte: ρ = 1.225 kg/m³.

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, 2.4/ durch einen Turbulenzstrukturparameter erfasst werden, der als Faktor auf die Turbulenzintensität wirkt.

Die Bestimmung der Komplexität kann gemäß DIBt-Richtlinie /2.8/ auf Basis der IEC 61400-1 Edition 3 /2.3/ erfolgen. Da die Bewertung der Komplexität in der IEC 61400-1 mit der Edition 4 /2.4/ maßgeblich überarbeitet wurde, erfolgt im Folgenden die Bestimmung der Komplexität gemäß /2.4/.

Die Bewertung der orografischen Komplexität eines WEA-Standortes erfolgt nach /2.4/ auf Basis von Geländesteigungen und Geländedifferenzen zu insgesamt 39 Ausgleichsebenen. Die Ausgleichsebenen werden mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate durch die Höhendaten gelegt. Zur Bewertung werden in /2.4/ Kriterien definiert, nach denen sowohl eine bestimmte Anströmrichtung als auch der gesamte Standort als „non complex“, „low complex“ (L), „medium complex“ (M) oder „high complex“ (H) charakterisiert werden kann.

Den einzelnen Komplexitätskategorien wird dann ein Turbulenzstrukturparameter gemäß Tabelle 2.4.1.1 zugeordnet. Der maximale sektorielle Turbulenzstrukturparameter, der für eine Anströmrichtung ermittelt wird, wirkt dabei als Faktor auf die aus dieser Richtung ermittelte Umgebungsturbulenzintensität.

Tabelle 2.4.1.1: Turbulenzstrukturparatemer C_{CT} für die verschiedenen Komplexitätskategorien L, M und H nach /2.4/.

	Komplexitätskategorie		
	L	M	H
C_{CT}	1.05	1.10	1.15

Das vereinfachte Verfahren zur Bewertung der Standorteignung nach /2.8/ wird im

Weiteren nur angewandt, wenn der gesamte Standort gemäß /2.4/ als nicht komplex eingestuft werden kann.

2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität

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

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

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

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

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

Die zu berücksichtigenden Umgebungsturbulenzintensitäten sind im Gegensatz zu

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

2.4.3 Signifikante Einzelstrukturen und orografische Hindernisse

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. Potentiell relevante Einzelstrukturen im näheren Umfeld der WEA können im Rahmen der Standortbesichtigung identifiziert werden (siehe hierzu Kapitel 4.1).

Bei der Um- bzw. Überströmung orografischer Strukturen, wie einzelner Hügel, Berge oder Bergketten kann es zu Strömungsablösungen und Rezirkulationszonen im Lee dieser Strukturen kommen, deren Einfluss aufgrund der Größe der auftretenden Wirbelsysteme noch weit windabwärts der Struktur wirksam sein kann. Die Ausbildung der genannten Phänomene ist dabei von der umliegenden Orografie, der Windgeschwindigkeit und Anströmrichtung aber auch von der Temperaturschichtung der Atmosphäre und Wärmeflüssen in die bodennahe Grenzschicht abhängig. Es ist daher schwer abzuschätzen, ob und vor allem wie häufig solche Phänomene an einem Standort auftreten können.

Da eine Identifizierung dieser Risiken im Rahmen der Standortbesichtigung nur schwer möglich ist, erfolgt eine erste Einschätzung für die Möglichkeit kritischer Strömungsablösungen in orografisch komplexem Gelände auf Basis der Höhendaten in der Umgebung jeder einzelnen WEA.

Auf der Grundlage verschiedener Kenngrößen kann dann die Wahrscheinlichkeit für potentiell kritische Strömungsablösungen eingestuft werden.

2.4.4 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten

In /1.4/ ist ein Verfahren beschrieben, um den Einfluss mehrerer, verschieden weit entfernter WEA unter Berücksichtigung der Häufigkeit der Nachlaufsituationen zu bewerten. Die Bewertung erfolgt mit Hilfe einer effektiven Turbulenzintensität. Die effektive Turbulenzintensität ist eine Ersatzgröße, welche über die gesamte Lebensdauer der WEA anzusetzen ist. Sie gewichtet die Belastung durch die

Umgebungsturbulenzintensität und die zusätzlich durch die Nachlaufsituation induzierte Belastung. Das Verfahren wird sowohl im internationalen Regelwerk als auch in der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ empfohlen. Eine zusätzliche Belastung besteht nach diesem Berechnungsverfahren nicht mehr, wenn der Abstand zur benachbarten WEA mehr als zehn Rotordurchmesser beträgt. Da dieses Berechnungsverfahren im Folgenden Anwendung findet, wird bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einer WEA daher der Einfluss aller benachbarten WEA berücksichtigt, die bis zu 10D (bezogen auf ihren jeweiligen Rotordurchmesser) entfernt stehen.

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

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

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

Die Ausdehnung des Nachlaufs wird auch in vertikaler Richtung berücksichtigt, so

dass bei ausreichendem Höhenunterschied kein Einfluss des Nachlaufs auf die deutlich niedrigere bzw. höhere WEA mehr besteht.

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

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

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

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

2.4.5 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.

2.4.6 Bestimmung der Luftdichte

Zur Berechnung der Luftdichte wird die mittlere Temperatur in 2m Höhe über den

Zeitraum von 1981 bis 2010 aus einem 1km-Raster des Deutschen Wetterdienstes zugrunde gelegt /1.9/. Die Luftdichte auf Nabenhöhe der WEA wird anschließend auf Grundlage der Berechnungsvorschrift nach DIN ISO 2533 /2.12/ ermittelt und gemäß /2.4/ für Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit korrigiert.

2.4.7 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.

2.4.8 Bestimmung der Schräganströmung

Die Bewertung der Schräganströmung kann gemäß /2.3/ auf Basis der durch die Höhendaten am Standort gelegten Ausgleichsebenen erfolgen. Da die Bewertung der Komplexität des Standortes, für den diese Ausgleichsebenen erzeugt werden, hier entsprechend der IEC 61400-1 Ed. 4 /2.4/ erfolgt, wird abweichend von der DIBt-Richtlinie /2.8/ die Bewertung der Schräganströmung ebenfalls nach /2.4/ durchgeführt. Dies ist erforderlich, um ein Bewertungsverfahren zu verwenden, das konform mit den Komplexitätskriterien nach /2.4/ ist.

Gemäß /2.4/ kann dabei angenommen werden, dass das energiegewichtete Mittel der Steigungen der sektoriellen Ausgleichsebenen, ermittelt für einen Umkreis vom fünffachen der Nabenhöhe der WEA, ein Maß für die Schräganströmung des WEA-Standortes darstellt.

Im Falle ausgeprägter Kuppen- oder Kammlagen, sind eventuell weitere Ausgleichsebenen gemäß Kapitel 2.4.1 heranzuziehen und werden dann zusätzlich in Kapitel 4 ausgewiesen.

2.4.9 Extrapolation der Winddaten

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

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

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

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

2.5 Gültigkeit der Ergebnisse

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

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

Umgebungsturbulenzintensität zugrunde zu legen ist.

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

Änderungen in der Nabenhöhe und in den Koordinaten der WEA von ±2m liegen innerhalb der Toleranzen und sind durch die Ergebnisse abgedeckt.

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. Für alle betrachteten WEA wird für die Bewertung die Entwurfslebensdauer der Typenprüfung zugrunde gelegt.

Für bestehende WEA, die ihre Entwurfslebensdauer bereits überschritten haben, kann es durch eine Neuplanung zu einer Verkürzung der möglichen Weiterbetriebszeit kommen. Eine Bewertung der Zumutbarkeit dieses Einflusses ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Die ermittelten Ergebnisse können aber als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebslasten verwendet werden, um den Einfluss der geplanten WEA auf die mögliche Weiterbetriebszeit zu ermitteln.

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.

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

2.6 Darstellung und Ermittlung von Betriebsbeschränkungen im Gutachten

In Tabelle A.2.2.1 ist die Windparkkonfiguration dargestellt, die den für die WEA berücksichtigten Betriebsmodus aufführt. Der Begriff Betriebsbeschränkungen umfasst jegliche Änderungen dieses Betriebsmodus, die sich auf das Lastniveau im Windpark auswirken. Es können dabei entweder Abschaltungen oder eine veränderte Betriebsweise zum Tragen kommen. Eine Abschaltung schließt den Trudelbetrieb der WEA mit ein.

2.6.1 Einfluss von benachbarten Windenergieanlagen

Betriebsbeschränkungen, bei denen der Einfluss einer windaufwärts gelegenen WEA auf eine windabwärts gelegene WEA reduziert oder ausgeschlossen wird, werden in Kapitel A.2.6 des Anhangs aufgeführt.

Für verschiedene Berechnungsvarianten können dabei unterschiedliche Betriebsbeschränkungen definiert werden. Die Betriebsbeschränkungen werden daher in Gruppen zusammengefasst. Diese Betriebsbeschränkungs-Gruppen werden dann den Berechnungsvarianten zugeordnet. Die Zuordnung ist in der Übersicht der Berechnungsvarianten in Kapitel A.2.5 des Anhangs dargestellt.

Innerhalb der Betriebsbeschränkungs-Gruppe werden die einzelnen Betriebsbeschränkungen durchnummeriert.

2.6.2 Alternative Betriebsbeschränkungen

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 alternativ auch die zu schützende WEA abgeschaltet werden.

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.

Es ergeben sich also zu jeder definierten Betriebsbeschränkung automatisch entweder zwei mögliche Alternativen (Beispiel a in Abbildung 2.6.2.1) oder eine mögliche Alternative (Beispiel b in Abbildung 2.6.2.1).

In den Ergebnissen wird oft nur eine der Betriebsbeschränkungsvarianten dargestellt. Die genannten Alternativen sind aber stets möglich.

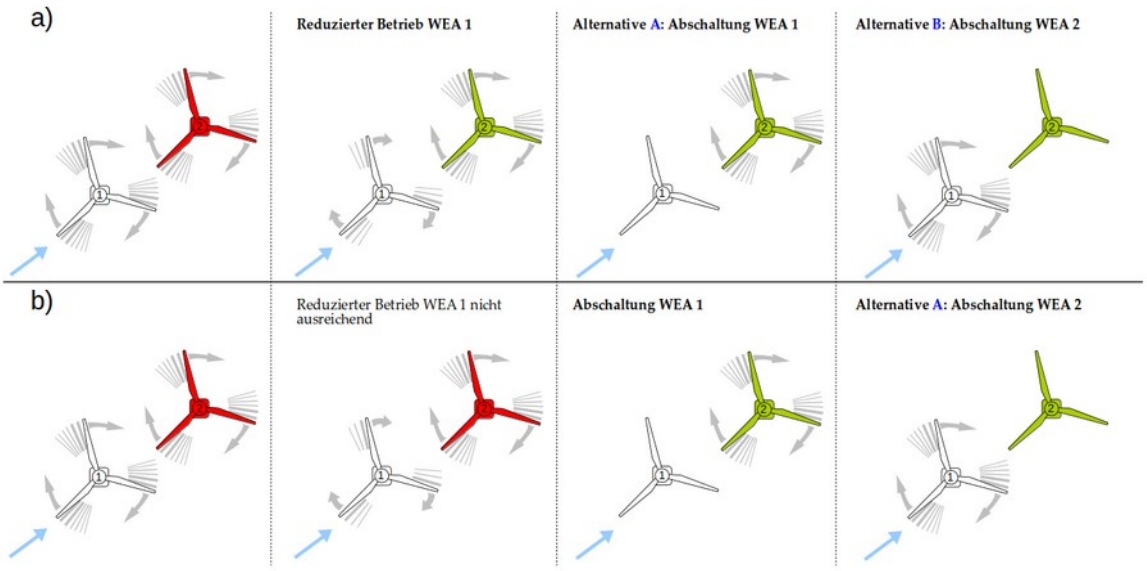

Abbildung 2.6.2.1: *Betriebsbeschränkung mit zwei Alternativen (a) und mit nur einer Alternative (b) für die verursachende WEA 1 und die zu schützende WEA 2.*

Abbildung 2.6.2.2 zeigt ein Beispiel für die Darstellung einer Betriebsbeschränkungs-Gruppe mit zwei Betriebsbeschränkungen im Gutachten, wenn auch die Alternativen mit aufgeführt werden.

In der obersten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 wird zunächst eine Übersicht dargestellt. Die WEA 3 wird zum Schutz der WEA 2 bei einigen Windgeschwindigkeiten in einem anderen Betriebsmodus betrieben (Betriebsbeschränkung Nr. 1). Die WEA 3 wird weiterhin zum Schutz der WEA 4 bei einigen Windgeschwindigkeiten abgeschaltet (Betriebsbeschränkung Nr. 2).

In der zweiten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 sind die Details der Betriebsbeschränkung dargestellt.

In der dritten und vierten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 folgen dann die oben genannten Alternativen, die sich automatisch ergeben. Die Betriebsbeschränkung Nr. 2 besitzt dabei nur eine mögliche, sich automatisch ergebende Alternative. Die Betriebsbeschränkung Nr. 2 ist daher in der zweiten und dritten Tabelle identisch.

Für jede Betriebsbeschränkung muss eine der Alternativen umgesetzt werden. Es ist aber nicht erforderlich für alle Betriebsbeschränkungen die Alternativen aus der selben Tabelle umzusetzen. Für die Betriebsbeschränkung Nr. 1 kann also z.B. die Variante aus der zweiten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 und für die Betriebsbeschränkung Nr. 2 die Variante aus der vierten Tabelle gewählt werden.

Betriebsbeschränkungen - Übersicht (A = Abschaltung, R = Eingeschränkter Betrieb)

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Wind-Bin																										
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	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	3	WEA03	2	WEA02						R																					
2	3	WEA03	4	WEA04	A																										

Betriebsbeschränkungen - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	3	WEA03	2	WEA02	-	Mode SO5 (v-out 20m/s)	-	135.1	190.5	6.5	8.5
	3	WEA03			-	Mode SO4 (v-out 20m/s)	-	135.1	190.5	8.5	9.5
2	3	WEA03	4	WEA04	X	-	-	283.3	302.9	v-in	9.8

Betriebsbeschränkungen - Alternative A - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	3	WEA03	2	WEA02	X	-	-	135.1	190.5	6.5	9.5
2	3	WEA03	4	WEA04	X	-	-	283.3	302.9	v-in	9.8

Betriebsbeschränkungen - Alternative B - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	2	WEA02	2	WEA02	X	-	-	135.1	190.5	6.5	9.5
2	4	WEA04	4	WEA04	X	-	-	283.3	302.9	v-in	9.5

Abbildung 2.6.2.2: *Beispiel für die Darstellung einer Betriebsbeschränkungs-Gruppe mit zwei Betriebsbeschränkungen und dargestellten Alternativen.*

2.6.3 Einfluss der Umgebungsbedingungen

Betriebsbeschränkungen, die erforderlich sind, weil die Umgebungswindbedingungen die jeweiligen Auslegungswerte der WEA

überschreiten, werden in Kapitel 5.2 dargestellt. Zu diesen Betriebsbeschränkungen können keine alternativen Betriebsbeschränkungen definiert werden.

Dies kann z.B. Überschreitungen bei der Windgeschwindigkeitsverteilung, der Schräganströmung aber auch bei der Turbulenzintensität betreffen, wenn im letzteren Fall bereits die Umgebungsturbulenzintensität die Auslegung überschreitet.

2.6.4 Ermittlung von Betriebsbeschränkungen

Gemäß /2.4/ ist ein Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Verteilung der Auslegung im Bereich von v_{ave} – $2v_{ave}$ durchzuführen. Für Überschreitungen der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit bzw. für Überschreitungen der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit wird daher dieser Bereich für die Ermittlung der notwendigen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt. Da eine Abschaltung für die betroffenen Windgeschwindigkeiten konservativ jeweils für alle Richtungssektoren definiert wird, ist eine Ausweitung der Betriebsbeschränkung über den Bereich von v_{ave} – $2v_{ave}$ hinaus in der Regel nicht erforderlich.

Im Fall von Überschreitungen der Turbulenzintensität kann durch entsprechende Betriebsbeschränkungen der geplanten WEA entweder die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität betroffener WEA gewährleistet oder der Einfluss auf betroffene WEA unterbunden werden. Gemäß /2.4/ ist ein Vergleich der effektiven Turbulenzintensität mit der Turbulenzintensität der Auslegung im Bereich von v_{ave} – $2v_{ave}$ durchzuführen. Betriebsbeschränkungen werden daher vorrangig im Bereich von v_{ave} – $2v_{ave}$. definiert. Für die Notwendigkeit von Betriebsbeschränkungen außerhalb dieses Bereiches werden weitere Kriterien herangezogen.

3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte

Am Standort Marsberg-Padberg (Nordrhein-Westfalen) plant der Auftraggeber die Errichtung von drei Windenergieanlagen (WEA 1 - 3). Am Standort befinden sich zwei weitere benachbarte WEA.

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

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

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

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

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

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

WEA		Auslegung	
	Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone
	1	DIBt 2012	WZ S
	2, 3	DIBt 2012	WZ S GK S
	4, 5	DIBt 2012	---

3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden in Absprache mit dem Auftraggeber durch die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland /3.1/ bestimmt.

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

3.3 Extremwind am Standort

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

3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort

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

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

3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen

Die in Tabelle 5.2.1 dargestellten Ergebnisse berücksichtigen keine Betriebsbeschränkungen.

4 Bestimmung der Standortbedingungen

4.1 Standortbesichtigung

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

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

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

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

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

Der Standort wurde am 27.05.2025 und am 02.12.2025 von einem Mitarbeiter der Firma WestfalenWIND Planungs GmbH & Co. KG besichtigt. Als Ergebnis dieser Besichtigung liegen uns folgende Unterlagen vor:

- Fotos vom Standort Marsberg-Padberg /3.2/,
- Standortbeschreibung inklusive Übersichtskarte zum Standort Marsberg-Padberg /3.2/.

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

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

Etwa 1 km westlich und nordwestlich des Standortes Marsberg-Padberg befinden sich zwei Steinbrüche mit Höhen bis ca. 80 m /3.2/. Diese stellen potentiell relevante Einzelstrukturen dar, deren möglicher Einfluss zu untersuchen ist.

Aufgrund ihrer Abmessungen und Entfernungen zu den WEA konnten die Einzelstrukturen auf Basis empirischer Formeln als nicht relevant eingestuft werden.

Weitere 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.3.1.4 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).

Für die WEA, die in Tabelle A.3.1.4 des Anhangs als komplex markiert sind, kann das vereinfachte Verfahren zum Nachweis der Standorteignung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ nicht angewendet werden.

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

Es ist zusätzlich in der Tabelle A.3.1.1 des Anhangs die Situation vor dem Zubau der WEA 1 - 3 dargestellt.

Für die WEA 1 - 5 sind zusätzlich in Tabelle A.3.2.1 des Anhangs effektive Turbulenzintensitäten ohne Berücksichtigung der Turbulenzstrukturparameter dargestellt.

Die in Tabelle A.3.2.1 des Anhangs dargestellten effektiven Turbulenzintensitäten der WEA 1 - 5 können nicht mit den Auslegungswerten verglichen werden, da der Einfluss der Komplexität des Geländes in den effektiven Turbulenzintensitäten nicht enthalten ist.

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.3.1.4 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.3.1.4 des Anhangs dargestellten Werte mit den Auslegungswerten in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2. Für die Bewertung der Windgeschwindigkeitsverteilung werden die Parameter A und k der Weibullverteilung dabei nicht direkt verglichen, sondern dienen als Eingangswerte für die in Kapitel 2.1 aufgeführten Nachweismethoden.

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

Laut DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ ist eine Verwendung von Windgeschwindigkeitsklassen mit einer Klassenbreite von 2m/s zulässig. Überschreitungen bei der effektiven Turbulenzintensität in einzelnen isolierten Windgeschwindigkeitsbereichen mit einer Breite von nur 1m/s können daher in der Regel als vernachlässigbar bewertet werden.

Die Bewertung der effektiven Turbulenzintensität in Tabelle 5.2.1 bezieht sich auf den zu bewertenden Windgeschwindigkeitsbereich (siehe Kapitel 2.1). Überschreitungen außerhalb dieses Bereiches können unter Berücksichtigung weiterer Kriterien ggf. als vernachlässigbar bewertet werden.

Weisen zu betrachtende WEA bereits vor dem Zubau der hier als geplant betrachteten WEA Überschreitungen bei der effektiven Turbulenzintensität auf, wird in Tabelle 5.2.1 darauf hingewiesen, ob es zu einer signifikanten Erhöhung dieser Werte und damit zu einem signifikanten Einfluss der geplanten WEA kommt.

Betriebsbeschränkungen, die als Randbedingungen in die Berechnung eingehen, werden in Tabelle 5.2.1 jeweils der zu schützenden WEA zugeordnet. Verwiesen wird dabei jeweils auf die Übersichtstabelle der Betriebsbeschränkungen im Anhang. Details und mögliche Alternativen können den darauffolgenden Tabellen des jeweiligen Kapitels im Anhang entnommen werden (siehe auch Kapitel 2.6.2).

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

WEA			Randbedingungen	Einzelergebnisse						Gesamt-ergebnis	Kommentar
	Lfd. Nr.	Bezeichnung	BBS	I_{eff}	α	φ	ρ	A, k	v_{50}		
	1	1	---	+	+	+	+	-	+	-	---
	2	2	---	-	+	+	+	+	+	-	---
	3	3	---	-	+	+	+	+	+	-	---
	4	4	---	-	---					-	Einfluss durch signifikant
	5	5	---	-	---					-	Einfluss durch signifikant

5.2.1 Erläuterungen und Hinweise

- Die in der Tabelle A.3.2.1 im Anhang dargestellten effektiven Turbulenzintensitäten der WEA 1 - 5 können nicht mit den Auslegungswerten verglichen werden, da der Einfluss der Komplexität des Geländes in den effektiven Turbulenzintensitäten nicht enthalten ist.
- Bezüglich der in /3.1/ getroffenen Aussage zu den langjährigen mittleren Windverhältnissen ist gemäß /3.1/ die Möglichkeit einer Fehleinschätzung der in /3.1/ ausgewiesenen langjährigen mittleren Windverhältnisse bei einem natürlichen Parameter wie der Windgeschwindigkeit nicht auszuschließen, da die langjährigen mittleren Windverhältnisse nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind.

5.2.2 Betriebsbeschränkungen

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

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

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

Die notwendigen Betriebsbeschränkungen für die WEA 1 sind in der nachfolgend aufgeführten Tabelle 5.2.2.1 dargestellt.

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

Definition der sektoriellen Betriebsbeschränkung			
Nr.	Art der Beschränkung	Sektor (0° = geografisch Nord)	Windgeschwindigkeits-bereich [m/s]
1	Abschaltung WEA 1	alle	7.25 – 13.70

Die zusätzlich notwendigen Betriebsbeschränkungen hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in der Übersichtstabelle A.2.6.1.1 dargestellt. Für jede notwendige Betriebsbeschränkung zwischen zwei WEA können die Details

(Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsbereich sowie Art der Beschränkung und gegebenenfalls mögliche Alternativen) den darauffolgenden Tabellen desselben Kapitels im Anhang entnommen werden. Zu den implizit mit abgedeckten alternativen Betriebsbeschränkungen siehe Kapitel 2.6.2.

Aufgrund der vorhandenen Überschreitungen bei der effektiven Turbulenzintensität und des Lastniveaus der WEA 4 und 5 wurde der Bewertungsbereich für die Turbulenzintensität auf den Bereich $v_{ave} – v_{out}$ erweitert (siehe Kapitel 2.1).

5.2.3 Einschränkungen

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

5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten

Die in den Tabellen A.3.1.1 - A.3.1.4 und A.3.2.1 des Anhangs dargestellten Werte oder diese bezüglich der Lasten abdeckende Werte können als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebs- und Extremlasten durch den Hersteller verwendet werden, um die Standorteignung der zu betrachtenden WEA durch einen Vergleich mit den Auslegungslasten zu überprüfen.

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

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

Ein entsprechender Berechnungsbericht liegt für die WEA 1 - 5 nicht vor.

6 Zusammenfassung

Am Standort Marsberg-Padberg (Nordrhein-Westfalen) plant der Auftraggeber die Errichtung von drei Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befinden sich zwei weitere benachbarte WEA.

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

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

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

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

Die abschließenden Aussagen zur Standorteignung der geplanten WEA bzw. der weiteren zu betrachtenden WEA sind in Tabelle 6.1 dargestellt. Gemäß DIBt-Richtlinie /2.8/ erfolgt der Nachweis der Standorteignung der weiteren zu betrachtenden WEA, sofern keine Lastrechnung vorliegt, hinsichtlich des Einflusses benachbarter WEA.

Für WEA, für die in Tabelle 6.1 ein vernachlässigbarer Einfluss durch die neu geplanten WEA ausgewiesen wird, ist ein abschließender Nachweis der Standorteignung im Rahmen des Zubaus der geplanten WEA nicht erforderlich und wurde nicht erbracht, da die Standorteignung dieser WEA durch den Zubau der geplanten WEA nicht gefährdet wird.

Betriebsbeschränkungen werden in Tabelle 6.1 jeweils der zu schützenden WEA zugeordnet. Verwiesen wird dabei jeweils auf die Übersichtstabelle der Betriebsbeschränkungen im Anhang. Details und mögliche Alternativen können den darauffolgenden Tabellen des jeweiligen Kapitels im Anhang entnommen werden (siehe auch Kapitel 2.6.2).

***Tabelle 6.1**: Übersicht über die Bewertung der Standorteignung für die geplanten WEA und für die weiteren zu betrachtenden WEA (Bewertungen: - = nicht nachgewiesen, Δ≈0 = vernachlässigbarer Einfluss durch die geplanten WEA, + = nachgewiesen).*

	Lfd. Nr. WEA	Bewertung	Lastrechnung berücksichtigt	Einzuhaltende BBS	Einschränkungen
	1	+	---	Nr. 1 Tabelle 5.2.2.1*	---
	2	+	---	Nr. 1 Tabelle A.2.6.1.1*	---
	3	+	---	Nr. 2 Tabelle A.2.6.1.1*	---
	4	Δ≈0	---	Nr. 3 Tabelle A.2.6.1.1*	---
	5	Δ≈0	---	Nr. 4 Tabelle A.2.6.1.1*	---

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

7 Literaturangaben

Allgemein

/1.1/ Verein Deutscher Ingenieure; VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Dezember 2000; Düsseldorf, Deutschland.

/1.2/ ECN Solar & Wind Energy; Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II; 1998; Petten, Netherlands.

/1.3/ Risø National Laboratory; European Wind Atlas; 1989; Risø, Denmark.

/1.4/ Risø National Laboratory; Frandsen, St. T.; Turbulence and turbulence-generated structural loading in windturbine clusters; Wind Energy Department; Januar 2007; Roskilde, Risø-R-1188(EN), Denmark.

/1.5/ Kunte A.; Landesamt für Landwirtschaft; Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, Seite 28-30; Seevetal, Deutschland.

/1.6/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: http://www.openstreetmap.org, http://opendatacommons.org, http://creativecommons.org.

/1.7/ European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2018, Version 20.0; Juni 2019; Copenhagen, Denmark.

/1.8/ U.S. Geological Survey (USGS); EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global.

/1.9/ Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0; Offenbach, Deutschland.

Normen

/2.1/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 2, 1999-02; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:1999); August 2004; Berlin, Deutschland).

/2.2/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2005-08; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005); Juli 2006; Berlin, Deutschland).

/2.3/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Amendment 1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2010-10; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2011-08; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); August 2011; Berlin, Deutschland).

/2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland).

/2.5/ Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Guidelines for the Certification of Wind Turbines; 2010; Hamburg, Deutschland.

/2.6/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Aufl., 1995; Berlin, Deutschland.

/2.7/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Berlin, Deutschland.

/2.8/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 sowie korrigierte Fassung März 2015; Berlin, Deutschland.

/2.9/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und DIN EN 1991-1-4/NA (Nationaler Anhang); Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten; Dezember 2010; Berlin, Deutschland.

/2.10/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen, 'Windzonen_Formular_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx'; Fassung April 2019.

/2.11/ DIN Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN 4131; Antennentragwerke aus Stahl; November 1991; Berlin, Deutschland.

/2.12/ Deutsches Institut für Normung e.V; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979; Berlin, Deutschland.

Projektspezifisch

/3.1/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Abschätzung des langjährigen mittleren Windpotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Marsberg-Padberg – Windatlas Vorabschätzung; Berichts-Nr.: 25-1221-7252685-Rev.00-WV-MWE; 27.11.2025; Reppenstedt; Deutschland.

/3.2/ Dokumentation der Standortbesichtigung, per E-Mail vom Auftraggeber am 15.12.2025.

A.1 Allgemeine Daten

A.1.1 Einstellungen

Benutzername	Marius Wigger, F2E
Kunde	WestfalenWIND Planungs GmbH & Co. KG
Projektname	Marsberg-Padberg
Referenznummer	2025-C-123-P3-R0
Software	Wake2e 3.11.6.2
	WEA-Bibliothek Version 7.447.0
Koordinatensystem	UTM WGS84/ETRS89, Nord-Hemisphäre
Abstand der relevanten WEA	8.0D

A.1.2 Filter-Einstellungen

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

A.1.3 Standortbesichtigung

Datum der Besichtigung	02.12.2025
Durchgeführt von	Maximilian Schiemann, WestfalenWIND Planungs GmbH & Co. KG
Ermittelte Geländekategorie	II-III
Orografisch relevante Struktur	Nein

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2 Eingabedaten

A.2.1 Umgebungsturbulenzintensitäten

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

A.2.2 Windparkkonfiguration

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

WEA							Koordinaten		Datensatz-Nr.	
	Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P_N [MW]	z_{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	1	1	ENERCON E-175 EP5 E1 OM-0-1 Mode OM0-1	6	162	175	32479618	5693329	1	—
	2	2	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	32479971	5693957	1	—
	3	3	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	32480310	5693795	1	—
	4	4	Nordex N175/6.X Mode 0	6.8	179	175	32480855	5694030	1	—
	5	5	Nordex N175/6.X Mode 0	6.8	179	175	32481325	5694383	1	—

A.2.3 Auslegungswerte

Tabelle A.2.3.1: WEA-Auslegung

	Nr.	Richtlinie	WZ	I_{amb}	I_{des}	τ_{design}	v_{ave}	k	α_{min}	α_{max}	φ	ρ	v_{50}	Quellen
	1	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	5	25	7.25	2	0.2	0.2	8	1.225	42.5	/A.1/
	2	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.2-A.3/
	3	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.2-A.3/
	4	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	47	25	6.5	2.4	0.25	0.25	8	1.225	40.8	/A.4/

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.3.1: WEA-Auslegung

	Nr.	Richtlinie	WZ	I_{amb}	I_{des}	τ_{design}	v_{ave}	k	α_{min}	α_{max}	φ	ρ	v_{50}	Quellen
	5	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	47	25	6.5	2.4	0.25	0.25	8	1.225	40.8	/A.4/

Tabelle A.2.3.2: Auslegungswerte der Turbulenzintensität I-des [%]

WEA		Auslegungswerte für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
Id	Turbulenzkategorie	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
5	IEC Ed.3/4 A	—	41.9	34.4	29.9	26.9	24.8	23.2	22.0	21.0	20.1	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5	16.3	16.1	15.9	15.7	15.6	15.4	15.3	15.2	15.1
6	IEC Ed.3/4 B	—	36.6	30.1	26.2	23.6	21.7	20.3	19.2	18.3	17.6	17.0	16.5	16.1	15.7	15.4	15.1	14.9	14.6	14.4	14.2	14.1	13.9	13.8	13.6	13.5	13.4	13.3	13.2
47	Nordex N163/7000 DIBt S2 N175/6.X TCS179-00 DIBt S2	—	32.6	30.4	28.5	26.6	24.9	23.3	21.8	20.4	19.2	18.2	17.3	16.5	15.8	15.1	14.5	13.9	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.4	11.2	11.1	11.1	11.1	11.1

A.2.4 Winddaten

Quelle Externe Datei
Dateiname info_se_marsberg_padberg_rev0_hma.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]	5.42	5.35	5.96	6.88	7.05	7.15	9.47	9.75	10.46	10.19	8.54	6.54
k [-]	2.47	2.48	2.5	2.44	2.54	2.47	2.57	2.61	2.69	2.59	2.46	2.46
Häufigkeit (100%=1)	0.0379	0.0307	0.0414	0.0575	0.0622	0.0554	0.0864	0.1002	0.1627	0.1711	0.126	0.0685

Mittelwerte über alle Richtungen		
A [m/s]	8.64	Aus der Eingabedatei
k [-]	2.260	Aus der Eingabedatei
v_{ave} [m/s]	7.66	Aus der Eingabedatei

Koordinaten des Referenzpunkts	
Höhe über Grund [m]	166.6
Ost	32479967
Nord	5693694

A.2.5 Berechnungsvarianten

Tabelle A.2.5.1: Berechnungsvarianten

Id	Beschriftung	BBS-Gruppe	Wöhlerlinien-Koeffizient	Einfluss der Orografie ignorieren	Ergebnisse im Abschnitt
1	Situation vor dem Zubau	—	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.1
2	Situation nach dem Zubau	—	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.2
3	Ohne Orografie	—	Projekt-Vorgabewert	Ja	A.3.3
4	Betriebsbeschraenkungen	1	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.4

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2.6 Betriebsbeschränkungen (BBS)

A.2.6.1 BBS-Gruppe 1

Tabelle A.2.6.1.1: Betriebsbeschränkungen der BBS-Gruppe 1 - Übersicht (A=Abschaltung, R=Eingeschränkter Betrieb)

	Windaufwärts gelegene WEA		Zu schützende WEA		Windgeschwindigkeitsbereiche [m/s]																										
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	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	3	3	2	2							R																				
2	2	2	3	3							R																				
3	3	3	4	4																		A									
4	2	2	5	5														A													
	3	3																A													

Tabelle A.2.6.1.2: Betriebsbeschränkungen der BBS-Gruppe 1 - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	3	3	2	2	-	5.56MW OML 18s	-	84.5	146.1	8.5	9.5
	3	3			-	5.56MW OML 13s	-	84.5	146.1	9.5	10.5
	3	3			-	5.56MW OML 9s	-	84.5	146.1	10.5	11.5
2	2	2	3	3	-	5.56MW OML 20s	-	264.5	326.1	8.5	9.5
	2	2			-	5.56MW OML 17s	-	264.5	326.1	9.5	10.5
	2	2			-	5.56MW OML 16s	-	264.5	326.1	10.5	12.5
	2	2			-	5.56MW OML 14s	-	264.5	326.1	12.5	13.5
3	3	3	4	4	X	-	-	226.8	266.2	19.3	26.2
4	2	2	5	5	X	-	-	244.2	260.4	15.3	26.2
	3	3			X	-	-	229.8	249.6	15.3	26.2

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2.7 Karte des Windparks

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2.8 Abstände zwischen aktiven Windenergieanlagen

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

WEA			Nachbar 1		Nachbar 2		Nachbar 3		Nachbar 4		Nachbar 5	
Nr.	Bezeichnung		Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung
1	1		2	4.50	3	5.21	4	8.12	5	11.46		
2	2		3	2.35	1	4.12	4	5.07	5	8.11		
3	3		2	2.35	4	3.39	1	4.77	5	6.70		
4	4		5	3.36	3	3.71	2	5.54	1	8.12		
5	5		4	3.36	3	7.33	2	8.87	1	11.46		

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.3 Ergebnisse

A.3.1 Situation vor dem Zubau

BBS definiert Nein
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Ja

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

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	4	4	14	—	32.0	27.6	26.1	24.1	22.2	19.9	17.9	16.6	15.5	14.7	14.2	13.8	13.5	13.2	12.9	12.7	12.5	12.3	12.3	**12.3**	**12.3**	**12.3**	**12.3**	**12.2**	—	—	—
	5	5	14	—	**33.1**	29.0	28.0	26.4	**25.0**	23.1	21.4	20.3	19.2	18.0	17.1	16.2	15.5	15.0	14.5	**14.2**	**13.8**	**13.5**	**13.5**	**13.4**	**13.4**	**13.3**	**13.3**	**13.3**	—	—	—

Tabelle A.3.1.2: Betrag der Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%] (rot = Überschreitungen)

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	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
	4	4	—	0.6	2.8	2.4	2.5	2.7	3.4	3.9	3.8	3.7	3.5	3.1	2.7	2.3	1.9	1.6	1.2	0.9	0.5	0.1	**0.3**	**0.6**	**0.9**	**1.1**	**1.1**	—	—	—
	5	5	—	**0.5**	1.4	0.5	0.2	**0.1**	0.2	0.4	0.1	0.0	0.2	0.2	0.3	0.3	0.1	0.0	**0.3**	**0.4**	**0.7**	**1.1**	**1.4**	**1.7**	**1.9**	**2.1**	**2.2**	—	—	—

A.3.2 Situation nach dem Zubau

BBS definiert Nein
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

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

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	1	14	—	34.1	28.9	25.0	22.3	20.3	18.6	17.5	16.6	16.0	15.4	15.0	14.6	14.3	14.1	13.8	13.6	13.4	13.2	13.2	13.3	13.3	13.3	13.3	—	—	—	—
	2	2	10	—	**39.0**	**35.7**	**31.2**	**28.0**	**25.6**	**23.1**	**21.6**	**20.0**	**18.2**	16.7	15.6	14.8	14.3	14.0	13.7	13.4	13.2	13.0	13.0	13.0	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	—
	3	3	10	—	**39.6**	**36.4**	**32.1**	**29.0**	**26.7**	**24.2**	**23.0**	**21.6**	**19.9**	**18.3**	**16.9**	15.9	15.0	14.4	14.0	13.6	13.3	13.0	13.0	12.9	12.9	12.9	12.8	12.8	12.8	12.8	—
	4	4	14	—	**33.8**	29.8	27.1	24.9	22.9	20.9	19.5	18.5	17.4	16.5	15.7	15.0	14.5	14.0	13.6	13.3	13.1	12.8	**12.8**	**12.7**	**12.6**	**12.6**	**12.5**	**12.3**	—	—	—
	5	5	14	—	**33.5**	29.3	28.1	26.5	**25.0**	23.1	21.4	20.4	**19.3**	18.1	17.2	16.4	15.7	**15.2**	**14.7**	**14.4**	**14.1**	**13.8**	**13.7**	**13.7**	**13.7**	**13.6**	**13.6**	**13.6**	—	—	—

Tabelle A.3.2.2: Maximale Nachlauf-Turbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																									
	Nr.	Bezeichnung	m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	1	14	38.7	33.7	29.4	26.4	24.3	22.3	21.2	20.1	18.9	17.9	17.0	16.2	15.6	15.1	14.7	14.3	14.0	13.7	13.7	13.6	13.6	13.6	13.6	—	—	—	—
	2	2	10	46.4	42.9	37.5	33.7	30.8	27.8	26.5	24.9	23.1	21.2	19.5	18.2	17.0	16.1	15.4	14.8	14.3	13.8	13.6	13.5	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	—
	3	3	10	45.9	42.5	37.1	33.3	30.5	27.5	26.2	24.6	22.8	20.9	19.3	17.9	16.8	15.9	15.2	14.5	14.0	13.6	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	—
	4	4	14	38.3	34.0	31.0	29.0	27.1	24.8	22.6	21.3	19.9	18.5	17.4	16.4	15.5	14.9	14.3	13.9	13.5	13.1	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	—	—	—
	5	5	14	36.9	33.6	32.6	30.5	28.5	26.0	23.8	22.4	21.0	19.6	18.4	17.3	16.5	15.8	15.2	14.7	14.3	13.9	13.8	13.8	13.7	13.6	13.6	13.6	—	—	—

Tabelle A.3.2.3: Betrag der Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%] (rot = Überschreitungen)

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																									
	Nr.	Bezeichnung	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	1	—	7.8	5.5	4.9	4.6	4.5	4.6	4.5	4.4	4.1	4.1	3.9	3.8	3.7	3.5	3.5	3.4	3.3	3.3	3.1	2.8	2.6	2.4	2.3	—	—	—	—
	2	2	—	**2.4**	**5.6**	**5.0**	**4.4**	**3.9**	**2.8**	**2.4**	**1.7**	**0.6**	0.3	0.9	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5	1.4	1.4	1.2	1.1	1.0	0.9	0.7	0.6	0.5	0.4	—
	3	3	—	**3.0**	**6.3**	**5.9**	**5.4**	**5.0**	**3.9**	**3.8**	**3.3**	**2.3**	**1.3**	**0.4**	0.2	0.7	1.0	1.1	1.3	1.3	1.4	1.2	1.2	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	—
	4	4	—	**1.2**	0.6	1.4	1.7	2.0	2.4	2.3	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.3	1.1	0.9	0.6	0.3	0.0	**0.4**	**0.7**	**0.9**	**1.2**	**1.3**	**1.2**	—	—	—
	5	5	—	**0.9**	1.1	0.4	0.1	**0.1**	0.2	0.4	0.0	**0.1**	0.1	0.1	0.1	0.1	**0.1**	**0.2**	**0.5**	**0.7**	**1.0**	**1.3**	**1.7**	**2.0**	**2.2**	**2.4**	**2.5**	—	—	—

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.3.2.4: Eigenschaften und Windbedingungen der jeweiligen WEA

WEA-Eigenschaften						Nächste WEA		Ergebnisse														
	Nr.	WEA-Typ	z_{hub} [m]	D [m]	BBS	Abstand in D	Nr.	Geschützt durch BBS	m [-]	Komplex	α_n [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	v_{50} GK2 [m/s]	v_{50} GK1 [m/s]	A [m/s]	A ρkorr. [m/s]	k [-]	v_{ave} [m/s]	v_{ave} ρkorr. [m/s]
	1	ENERCON E-175 EP5 E1 OM-0-1 Mode OM0-1	162	175	Nein	4.502	2	Nein	14	Low	0.14	4.4	1.169	1 / I	35.1		8.62	8.42	2.251	7.63	7.46
	2	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	2.348	3	Nein	10	Low	0.14	4.7	1.169	1 / I	35.3		8.64	8.45	2.26	7.66	7.48
	3	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	2.348	2	Nein	10	Low	0.14	2.6	1.168	1 / I	35.3		8.64	8.44	2.26	7.66	7.48
	4	Nordex N175/6.X Mode 0	179	175	Nein	3.358	5	Nein	14	Nein	0.14	2.3	1.165	1 / I	35.7		8.73	8.52	2.26	7.74	7.54
	5	Nordex N175/6.X Mode 0	179	175	Nein	3.358	4	Nein	14	Low	0.14	2.6	1.166	1 / I	35.7		8.73	8.52	2.26	7.74	7.55

A.3.3 Berechnungsvariante “Ohne Orografie”

BBS definiert Nein
Einfluss der Orografie bewerten Nein
Ist Vorherfall Nein

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

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	1	14	—	32.6	27.7	23.9	21.3	19.4	17.8	16.7	15.9	15.2	14.7	14.3	13.9	13.6	13.4	13.2	12.9	12.8	12.6	12.6	12.6	12.6	12.7	12.7	—	—	—	—
	2	2	10	—	**37.7**	**34.5**	**30.1**	**27.0**	**24.7**	**22.2**	**20.9**	**19.2**	17.5	16.0	14.9	14.2	13.7	13.3	13.0	12.8	12.6	12.4	12.4	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.2	—
	3	3	10	—	**38.3**	**35.2**	**31.0**	**28.0**	**25.8**	**23.3**	**22.2**	**20.8**	**19.2**	**17.6**	16.3	15.2	14.4	13.8	13.3	13.0	12.7	12.4	12.4	12.3	12.3	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	—
	4	4	14	—	**33.6**	29.7	27.0	24.8	22.9	20.8	19.5	18.5	17.4	16.5	15.6	15.0	14.4	14.0	13.6	13.3	13.0	12.8	**12.7**	**12.7**	**12.6**	**12.6**	**12.5**	**12.3**	—	—	—
	5	5	14	—	32.0	28.1	27.0	25.5	24.1	22.3	20.6	19.6	18.5	17.4	16.5	15.7	15.0	14.5	14.1	13.7	13.4	**13.2**	**13.1**	**13.1**	**13.0**	**13.0**	**13.0**	**12.9**	—	—	—

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.3.3.2: Maximale Nachlauf-Turbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																									
	Nr.	Bezeichnung	m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	1	14	37.1	32.3	28.2	25.4	23.3	21.4	20.3	19.2	18.1	17.1	16.3	15.5	14.9	14.4	14.0	13.7	13.4	13.1	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	—	—	—	—
	2	2	10	44.9	41.6	36.3	32.6	29.8	26.8	25.6	24.0	22.2	20.4	18.8	17.4	16.3	15.4	14.7	14.1	13.6	13.2	13.0	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	—
	3	3	10	44.4	41.1	35.8	32.2	29.4	26.5	25.3	23.7	21.9	20.1	18.5	17.2	16.1	15.2	14.5	13.9	13.4	13.0	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	—
	4	4	14	38.3	34.0	31.0	29.0	27.1	24.8	22.6	21.3	19.9	18.5	17.4	16.4	15.5	14.9	14.3	13.9	13.5	13.1	13.0	12.9	12.9	12.8	12.8	12.8	—	—	—
	5	5	14	35.4	32.3	31.4	29.4	27.4	25.1	22.9	21.6	20.2	18.8	17.6	16.6	15.8	15.1	14.5	14.1	13.7	13.3	13.2	13.1	13.0	13.0	13.0	12.9	—	—	—

Tabelle A.3.3.3: Betrag der Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%] (rot = Überschreitungen)

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																									
	Nr.	Bezeichnung	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	1	—	9.3	6.7	6.0	5.6	5.4	5.4	5.3	5.1	4.9	4.8	4.6	4.5	4.4	4.2	4.1	4.1	3.9	3.9	3.7	3.5	3.3	3.0	2.9	—	—	—	—
	2	2	—	**1.1**	**4.4**	**3.9**	**3.4**	**3.0**	**1.9**	**1.7**	**0.9**	0.1	1.0	1.6	1.9	2.0	2.1	2.1	2.1	2.0	2.0	1.8	1.8	1.6	1.5	1.3	1.2	1.1	1.1	—
	3	3	—	**1.7**	**5.1**	**4.8**	**4.4**	**4.1**	**3.0**	**3.0**	**2.5**	**1.6**	**0.6**	0.2	0.9	1.3	1.6	1.8	1.9	1.9	2.0	1.8	1.8	1.6	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1	—
	4	4	—	**1.0**	0.7	1.5	1.8	2.0	2.5	2.3	1.9	1.8	1.7	1.7	1.5	1.4	1.1	0.9	0.6	0.4	0.0	**0.3**	**0.7**	**0.9**	**1.2**	**1.3**	**1.2**	—	—	—
	5	5	—	0.6	2.3	1.5	1.1	0.8	1.0	1.2	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.4	0.2	0.0	**0.4**	**0.7**	**1.1**	**1.3**	**1.6**	**1.8**	**1.8**	—	—	—

A.3.4 Berechnungsvariante “Betriebsbeschraenkungen”

BBS definiert Ja
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

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

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	1	14	—	34.1	28.9	25.0	22.3	20.3	18.6	17.5	16.6	16.0	15.4	15.0	14.6	14.3	14.1	13.8	13.6	13.4	13.2	13.2	13.3	13.3	13.3	13.3	—	—	—	—
	2	2	10	—	**39.0**	**35.7**	**31.2**	**28.0**	**25.6**	**23.1**	19.2	18.3	17.6	16.7	15.6	14.8	14.3	14.0	13.7	13.4	13.2	13.0	13.0	13.0	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	—
	3	3	10	—	**39.6**	**36.4**	**32.1**	**29.0**	**26.7**	**24.2**	19.2	18.3	17.6	17.0	16.5	15.9	15.0	14.4	14.0	13.6	13.3	13.0	13.0	12.9	12.9	12.9	12.8	12.8	12.8	12.8	—
	4	4	14	—	**33.8**	29.8	27.1	24.9	22.9	20.9	19.5	18.5	17.4	16.5	15.7	15.0	14.5	14.0	13.6	13.3	13.1	12.4	12.4	**12.3**	**12.3**	**12.3**	**12.3**	**12.3**	—	—	—
	5	5	14	—	**33.5**	29.3	28.1	26.5	**25.0**	23.1	21.4	20.4	**19.3**	18.1	17.2	16.4	15.7	15.0	14.5	**14.2**	**13.8**	**13.5**	**13.5**	**13.4**	**13.4**	**13.3**	**13.3**	**13.3**	—	—	—

Tabelle A.3.4.2: Betrag der Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%] (rot = Überschreitungen)

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																												
	Nr.	Bezeichnung	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	1	—	7.8	5.5	4.9	4.6	4.5	4.6	4.5	4.4	4.1	4.1	3.9	3.8	3.7	3.5	3.5	3.4	3.3	3.3	3.1	2.8	2.6	2.4	2.3	—	—	—	—	
	2	2	—	**2.4**	**5.6**	**5.0**	**4.4**	**3.9**	**2.8**	0.0	0.0	0.0	0.3	0.9	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5	1.4	1.4	1.2	1.1	1.0	0.9	0.7	0.6	0.5	0.4	—	
	3	3	—	**3.0**	**6.3**	**5.9**	**5.4**	**5.0**	**3.9**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	1.0	1.1	1.3	1.3	1.4	1.2	1.2	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	—	
	4	4	—	**1.2**	0.6	1.4	1.7	2.0	2.4	2.3	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.3	1.1	0.9	0.6	0.3	0.4	0.0	**0.3**	**0.6**	**0.9**	**1.1**	**1.2**	—	—	—	
	5	5	—	**0.9**	1.1	0.4	0.1	**0.1**	0.2	0.4	0.0	**0.1**	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	**0.3**	**0.4**	**0.7**	**1.1**	**1.4**	**1.7**	**1.9**	**2.1**	**2.2**	—	—	—	

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

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.

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.5 Literaturangaben

/A.1/ ENERCON Global GmbH; Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-175 EP5 E1 / 6000 kW Betriebsmodus OM-0-1; Dokument-ID: D03154779/0.0-de; 14.08.2025; Aurich, Deutschland.

/A.2/ ENERCON GmbH; Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 / 5560 kW; Dokument-ID: D02251887/6.0-de; 28.10.2022; Aurich, Deutschland.

/A.3/ ENERCON Global GmbH; Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 / 5560 kW; Dokument-ID D02693145/5.0-de; 24.06.2025; Aurich, Deutschland.

/A.4/ Nordex Energy SE & Co. KG; Design Information for Wind and Site Assessment N175/6.X TCS179-00; Doc.: 9005881, Rev. 09; 28.03.2025; Hamburg, Germany.

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.6 Abkürzungen und Formelzeichen

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

D	Rotordurchmesser	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der WEA	[m]
P_N	Nennleistung der WEA	[MW]
c_T	Schubbeiwert des Rotors	[-]
C_{ct}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität	[-]
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibull-Verteilung	[-]
h	Höhe über Grund	[m]
m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{ref}	Referenz-Windgeschwindigkeit (Auslegungswert für v_{50})	[m/s]
v_{50}	10-min-Mittel der extremen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
Σ	Summe	[-]
α	Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils	[-]
α_n	Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils für neutrale Schichtung	[-]
φ	Neigung der Anströmung	[°]
β	Blattwinkelverstellung	[°]
γ_{start}	Startwinkel der BBS	[°]
γ_{stop}	Endwinkel der BBS	[°]
v_{start}	Startwindgeschwindigkeit der BBS	[m/s]
v_{stop}	Endwindgeschwindigkeit der BBS	[m/s]
ρ	Mittlere Luftdichte	[kg/m^3]
τ_{design}	Entwurfslebensdauer in Jahren	[a]
	Altgrad (Vollkreis = 360°)	[°]

Copyright © 2026 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.