



Gutachterliche Stellungnahme zum Nachweis der Standorteignung

Windenergieanlagen EW_02 bis EW_09_1
Windenergieprojekt Windpark Ohrenbach /
Nordrhein-Westfalen

Bericht:
1_21_005_SSN_8WEA-WEP-WP-Ohrenbach_Rev02

Auftraggeber

Krug Energie GmbH & Co. KG
Dorfstraße 53
35117 Münchhausen

Auftragnehmer

GEO-NET Umweltconsulting GmbH
Große Pfaßstraße 5a
30161 Hannover

Hannover, den 17.09.2021

 GEO-NET
Umweltconsulting GmbH
Geschäftsführer:
Dipl.-Geogr. Thorsten Frey
Dipl.-Geogr. Peter Trute

Große Pfaßstraße 5a
30161 Hannover
Germany
Tel. +49 (0) 511 388 72 00
Fax +49 (0) 511 388 72 01

info@geo-net.de
www.geo-net.de

Amtsgericht Hannover
HRB 61218

Hannoversche Volksbank eG
BIC VOHADE2H
IBAN DE81 2519 0001
0532 2480 00

VAT DE 228892587
STEUER-NR. 25/204/02568





Revisionsverlauf

Revision	Datum	Details
Revision 00	25.08.2015	Originaler Bericht: 1_15_109_TG_6WEA-WP-Ohrenbach_Rev00
Revision 01	18.11.2016	Neuer Bericht: 1_15_109_TG_6WEA-WP-Ohrenbach_Rev01 <ul style="list-style-type: none"> • Änderung des Parklayouts aufgrund von Koordinatenverschiebungen an 4 der 6 geplanten WEA • Neue Berechnungen hinsichtlich Wind- und Turbulenzbedingungen • Überprüfung dieser neuen Werte anhand der Auslegungswerte von IEC und DIBt
Revision 02	17.09.2021	Neuer Bericht: 1_21_005_SSN_8WEA-WEP-WP-Ohrenbach_Rev02 <ul style="list-style-type: none"> • Zusammenlegung der bisherigen Projekte Ohrenbach (1_15_109) und Bad Berleburg (1_15_110) • Fortführung des zusammengelegten Projektes unter neuer Projektnummer 1_21_005 • Reduzierung Standortanzahl bei geänderten Standortkoordinaten • Änderung des WEA-Typs samt Nabenhöhe • Nutzung aktueller Windeingangsdaten • Neuberechnung der Wind- und Turbulenzbedingungen inklusive Überprüfung dieser Werte mit der Auslegung



Die GEO-NET Umweltconsulting GmbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 u.a. für die Bereiche Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen mittels Messmast, LiDAR- und SoDAR-Messgeräten; Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen; Bestimmung der Standortgüte; Bestimmung des Referenzertrages von Windenergieanlagen; Windfeldsimulation mittels Mesoskalenmodellen; Führung des Nachweises der Standorteignung (Turbulenzgutachten) akkreditiert.



Inhaltsverzeichnis

Auftragsverhältnis	3
1. Rahmenbedingungen	4
1.1 Windbedingungen als vergleichende Größe	4
1.2 Betriebs- und Extremlasten als vergleichende Größen	6
1.3 Auslegungswerte als Berechnungsgrundlage	6
2. Untersuchungsgrundlagen	9
2.1 Lageangaben und WEA-Typen	9
2.2 Auslegungswerte der Planung	10
2.3 Windpotential	10
2.4 Standortbesichtigung und -beschreibung	13
2.5 Geländemodell und Landnutzung	14
2.6 Abschaltregelungen und Leistungsbegrenzungen	14
3. Darstellung und Überprüfung der Windverhältnisse und Turbulenzintensitäten	15
3.1 Bestimmung der Geländesituation	15
3.2 Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50}	16
3.3 Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave}	17
3.4 Bestimmung der Turbulenzintensitäten	23
3.4.1 Umgebungsturbulenzintensität, charakteristische und repräsentative Turbulenzintensität	23
3.4.2 Effektive Turbulenzintensitäten	25
3.5 Weitere Windbedingungen.....	28
3.5.1 Höhenexponent α	28
3.5.2 Luftdichte ρ	29
3.5.3 Neigung der Anströmung	30
3.6 Nachweis der Standsicherheit durch Lastenvergleich.....	30
3.7 Modell- und Datenunsicherheiten	31
4. Betriebseinschränkungen zur Einhaltung der Standsicherheit.....	31
5. Fazit	32
Abweichungen zur DIBt 2012 bzw. zum akkreditierten Verfahren PB_07-03-01	33
Geltungsvoraussetzungen und Disclaimer	34
Abkürzungen	35
Quellen.....	36

**Auftragsverhältnis**

Auftrag: Gutachterliche Stellungnahme zum Nachweis der Standorteignung für die Windenergieanlagen EW_02 bis EW_09_1 im Windenergieprojekt Windpark Ohrenbach in Nordrhein-Westfalen nach Punkt 16 der DIBt-Richtlinie von 2012 für einen Betriebszeitraum von 20 Jahren auf Basis der PB_07-03-01

Auftraggeber: Krug Energie GmbH & Co. KG
Dorfstraße 53
35117 Münchhausen
Ansprechpartner: Hr. Hans-Hermann Zacharias & Hr. Carsten Szemkus (Windenergie Wenger-Rosenau GmbH & Co. KG)

Auftrag vom: 25.01.2021 mit den Ergänzungen vom 28.06.2021 und 26.07.2021

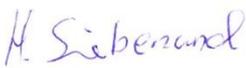
Auftragnehmer: GEO-NET Umweltconsulting GmbH
Große Pfahlstraße 5a
30161 Hannover
Ansprechpartner: Hr. Henning Siebenand, Hr. Dominik Adler & Hr. Thorsten Frey

Projektnummer: 1_21_005

Revisionsstand: 02

Kennzeichnung des Ergebnisdokuments: 1_21_005_SSN_8WEA-WEP-WP-Ohrenbach_Rev02 (36 Seiten ohne Deckblatt)

Erstellungsdatum: 17.09.2021

Erstellt von: 

Dipl.-Met. Henning Siebenand
(Sachverständiger)

Geprüft von: 

Dipl.-Met. Dominik Adler
(Prokurist)

Freigegeben von: 

Dipl.-Geogr. Thorsten Frey
(Geschäftsführer)



1. Rahmenbedingungen

Die Funktionsfähigkeit von Komponenten einer Windenergieanlage über einen mindestens 20-jährigen Betriebszeitraum wird neben technischen, elektrischen und umweltbedingten Einflüssen durch die windklimatischen Verhältnisse beeinflusst. Für den Nachweis der Standsicherheit einer WEA sind vor allem die windklimatischen Bedingungen von Bedeutung.

In Deutschland sind deshalb auf Basis der Parameter Windgeschwindigkeit und Turbulenz Windzonen für die Auslegung einer WEA definiert. Die Werte für Windgeschwindigkeit und Turbulenz sind dabei so festgelegt, dass der Großteil der Anwendungsfälle von den ausgewiesenen Zonen abgedeckt wird. Aufgrund des großen Spektrums an möglichen Umgebungsbedingungen sind diese Angaben jedoch nicht für die genaue Darstellung eines spezifischen Standortes geeignet. Folglich sind die Parameter und damit die Standorteignung einer WEA für jeden Standort nachzuweisen.

Jeder WEA-Typ muss für eine spezifische Nabenhöhe eine Zertifizierung nachweisen. Zudem ist für jede Kombination aus WEA-Typ und Nabenhöhe eine Typenprüfung nach IEC bzw. DIBt notwendig, die wesentliche Informationen zu den Wind- und Turbulenzbedingungen liefert. Im Normalfall sind dort Wind- und Turbulenzklasse notiert, in speziellen Fällen sogar extra vom Anlagenhersteller errechnete Auslegungswerte für Wind- und Turbulenzbedingungen, die von denjenigen der IEC (IEC, 2010) abweichen können.

Grundsätzlich sind zwei Verfahren zum Nachweis der Standorteignung möglich und unter gewissen Voraussetzungen auch notwendig. Sie basieren auf Gegenüberstellungen zum Einem von den Windbedingungen und zum Anderem von den Lasten, jeweils ermittelt für einen spezifischen Standort, zu den dazugehörigen Werten aus der Typenprüfung. Die Überprüfung der Auslegungswerte für die Windverhältnisse und Turbulenzintensitäten kann im Rahmen eines Standsicherheitsnachweises durch einen Gutachter erfolgen. Ein Anlagenhersteller kann zudem auf Grundlage der durch den Gutachter ermittelten Werte für die Wind und Turbulenzintensitäten standorttypische Lasten berechnen und diese mit den Lasten der Typenprüfung vergleichen.

Die im weiteren Verlauf ermittelten Werte der effektiven Turbulenzintensitäten können als Grenzwerte für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen des Antrages nach dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) genutzt werden. Hintergrund ist, dass keine allgemein gültigen Grenzwerte für Immissionen für die durch benachbarte WEA verursachten Turbulenzbelastungen an einer WEA vorgegeben sind.

1.1 Windbedingungen als vergleichende Größe

Durch die IEC (IEC, 2010) sind für geplante WEA Kriterien zu den vorherrschenden Windbedingungen definiert worden, die für jeden Einzelstandort in Abhängigkeit von der Nabenhöhe begutachtet werden müssen. Folgende Prüfungen sind durchzuführen:

- Bestimmung der Windgeschwindigkeitsverteilung im Bereich von $0,2 - 0,4v_{ref}$
- Bestimmung des Höhenexponenten α des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils
- Bestimmung der mittleren Luftdichte p
- Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} als 10-Minuten-Mittelwert
- Bestimmung der Turbulenzintensität der Windgeschwindigkeiten im Bereich von $0,2 - 0,4v_{ref}$
- Bestimmung der mittleren Neigung der Anströmung



Wird ein geplanter Standort nach dem Verfahren der IEC (IEC, 2010) als nicht komplex bewertet, kann auf Grundlage der DIBt (DIBt, 2015) ein vereinfachtes Verfahren angesetzt werden. In diesem Verfahren fällt der Umfang der Überprüfung geringer aus, und zwar müssen folgende Schritte durchgeführt werden:

- Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} als 10-Minuten-Mittelwert
- Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave}
- Bestimmung der Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten im Bereich von $0,2 - 0,4v_{ref}$

Für nicht geplante Standorte, die im jeweiligen Windparkareal zum Bestand bzw. zur Vorbelastung gehören und deren Standsicherheitsnachweise nach den DIBt-Richtlinien von 1993 bzw. 2004 (DIBt, 1993; DIBt, 2004) erstellt wurden, dürfen weiterhin mit den in der DIBt 2004 festgehaltenen Verfahren berechnet werden. Folglich gilt für diese Standorte auch keine Pflicht zur Standortbesichtigung. Für die Neuplanungen nach der DIBt 2012 sind hingegen Standortbesichtigungen verpflichtend.

Unter den im normalen als auch im vereinfachten Verfahren zu untersuchenden Kriterien ist die zu berechnende Turbulenzintensität der einzige Parameter, der nicht nur durch die Rauigkeiten der Oberfläche und das Relief, sondern auch durch benachbarte WEA beeinflusst wird. In der Regel führen benachbarte WEA zu einer Erhöhung der Turbulenzbelastung. Gemäß der DIBt-Richtlinie 2012 (DIBt, 2015) haben alle bestehenden WEA einen Einfluss auf die Turbulenz an den geplanten Standorten, wenn sie weniger als acht Rotordurchmesser entfernt sind. Dieses Vorgehen ist für Binnenlandstandorte typisch. Für küstennahe Standorte müssen hingegen nur WEA berücksichtigt werden, die weniger als fünf Rotordurchmesser entfernt sind. Der Rotordurchmesser D wird hier definiert durch den größten Rotor der zu betrachtenden WEA. Bei Planungen in bestehenden Windparks kann es vorkommen, dass eine bereits bestehende WEA einen deutlich größeren Rotor aufweist als die geplanten. In diesen Fällen ist folglich der Rotor der bestehenden WEA als Rotordurchmesser D anzusetzen. Eine Beeinflussung der WEA untereinander ist bei größeren Abständen als $5D$ bzw. $8D$ demnach in der Regel nicht zu erwarten. Hier in den Berechnungen wird ein konservatives Szenario gewählt, indem immer der größere Einflussbereich von $8D$ Berücksichtigung findet.

Um die Beeinflussung der WEA untereinander berechnen zu können, hat Frandsen (FRANSEN, S. T., 2007) ein Verfahren vorgestellt, in welchem die Bewertung dieser Beeinflussung auf Basis einer fiktiven Größe, der effektiven Turbulenzintensität, erfolgt. Die effektive Turbulenzintensität kann dabei eher als eine konstruierte statt einer technischen Größe verstanden werden. Dieses Verfahren ist aktueller Stand der Technik und wird sowohl von der IEC als auch der DIBt gestützt. Die Berechnung der effektiven Turbulenzintensitäten wird im weiteren Verlauf mit Hilfe des Moduls SITE COMPLIANCE von windPRO 3.4 (EMD, 2021) durchgeführt. Im Berechnungsverlauf werden zudem auch die Modelle WaSP und WEng (DTU, 2021) genutzt.

Die mit diesem Verfahren ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} werden anschließend mit den entsprechenden Turbulenzintensitäten der entsprechenden Windzone verglichen. Sind Werte für I_{eff} unterhalb bzw. auf Höhe der Auslegungswerte der Turbulenzintensität, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt werden, so ist die Standsicherheit der WEA bezüglich der Turbulenzintensität und folglich bezüglich des gegenseitigen Einflusses der WEA gegeben. Liegen die Werte der I_{eff} oberhalb der Auslegungswerte der Turbulenzintensität, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA verwendet wurden, ist eine Gefährdung der Standsicherheit der betroffenen WEA anzunehmen.



1.2 Betriebs- und Extremlasten als vergleichende Größen

Wird eine der in Kapitel 1.1 oder unter den Punkten 16.2.a bzw. 16.2.b in der DIBt 2012 (DIBt, 2015) dargelegten Bedingungen nicht erfüllt, kann unter Berücksichtigung dieser Angaben ein Verfahren angewendet werden, welches die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten bzw. der Extremlasten durchführt. Diese Berechnungen sind in der Regel sehr umfangreich und werden zumeist durch den Anlagenhersteller durchgeführt.

Die Ermittlung der Betriebsfestigkeitslasten ist immer dann notwendig, wenn mindestens eine der Bedingungen hinsichtlich der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe oder die Turbulenzintensität im Windgeschwindigkeitsbereich von $0,2 - 0,4v_{ref}$ nicht durch die Auslegungswerte der Typenprüfungen abgedeckt werden. Gemäß der IEC (IEC, 2010) ist zur Bestimmung der Betriebsfestigkeitslasten der Design Load Case (DLC) 1.2 zu berechnen. Die im Rahmen des Standsicherheitsnachweises ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten sind dabei als Eingangsparameter zu verwenden. Extremlasten sind immer dann durch den Anlagenhersteller zu berechnen, wenn die Bedingungen der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} nicht mehr durch die Auslegungswerte aus der Typenprüfung abgedeckt werden. Nach IEC (IEC, 2010) sind hierfür die Auslegungsfälle DLC 1.1 oder DLC 1.3 sowie DLC 1.5 zu bestimmen.

Die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten sind bei geringeren WEA-Abständen als $2,5D$ nur bedingt geeignet. Unterschreiten die WEA-Abstände diesen Grenzwert von $2,5D$ um weniger als 10%, so wird eine Einzelfallbetrachtung durchgeführt und projektabhängig entschieden, ob die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten als Eingangsparameter zur Berechnung der Betriebsfestigkeitslasten verwendet werden können. Bei geringeren WEA-Abständen sollten die im Rahmen dieses Standsicherheitsnachweises ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nicht als Eingangsparameter zur Berechnung der Betriebsfestigkeitslasten verwendet werden.

Nach Berechnung der Werte für die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten durch z.B. den Anlagenhersteller können diese mit den Auslegungslasten der Typenprüfung verglichen werden. Sind die standortspezifischen Lastwerte unterhalb oder auf demselben Niveau wie die Auslegungslasten, so ist die Standorteignung nachgewiesen. Werden die Auslegungslasten jedoch durch die Lastberechnung überschritten, so kann keine Standorteignung gewährleistet werden. An dieser Stelle wird eine Einzelfallprüfung durch den Anlagenhersteller angeraten bzw. notwendig.

1.3 Auslegungswerte als Berechnungsgrundlage

Eine nach DIBt 2012 erstellte Typenprüfung, die sowohl WEA-Typ abhängig als auch nabenhöhenspezifisch ist, beinhaltet immer die Angabe einer bestimmten Windzone. In Deutschland werden die Auslegungswerte der Windgeschwindigkeit durch die DIBt 2012 in vier Windzonen unterteilt. Die Windzonen I bis IV sind dabei so gewählt, dass Windzone 1 die windschwächste und die Windzone 4 die windstärkste ist. Von dieser Windzone ausgehend kann, soweit nicht anders in der Typenprüfung angegeben, sowohl der Auslegungswert des 10-Minuten-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit v_{ref} in Nabenhöhe für einen 50jährigen Zeitraum als auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} rechnerisch ermittelt werden. Zur Ermittlung dieser Werte können entweder die Verfahren nach DIN EN 1991-1-4 (DIN, 1991) oder auf Basis einer vereinfachten Herangehensweise diejenigen Verfahren nach DIBt 2012 (DIBt, 2015) genutzt werden. Zur rechnerischen Ermittlung von v_{ref} und v_{ave} ist neben der Angabe der Windzone auch eine Angabe der Geländekategorie notwendig. Mit Hilfe dieser Werte und den entsprechenden Formeln aus der DIN und der DIBt lassen sich die notwendigen Werte für v_{ref} und v_{ave} berechnen, sofern diese nicht in der Typenprüfung angegeben sind. Die zugehörige



Windgeschwindigkeitsverteilung geht in der Regel auf die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit und eine zugrundeliegende Rayleigh-Verteilung zurück.

Nach der DIBt-Richtlinie 1993 (DIBt, 1993) ist der Auslegungswert der effektiven Turbulenzintensitäten für alle Windzonen 0,2 (20%), nach den DIBt-Richtlinien 2004 (DIBt, 2004) und 2012 (DIBt, 2015) ist es die Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1 (DIN, 2006). Während es in der IEC-61400-1 Ed.2 (IEC, 1999) nur zwei Turbulenzkategorien mit A und B gibt, wird in der IEC-61400-1 Ed.3 (IEC, 2010) zwischen drei Turbulenzkategorien A, B und C unterschieden. Weiterhin gibt es zudem noch die Turbulenzkategorie S. Für diese Kategorie können im Rahmen von Typenprüfungsberichten und – bescheiden entsprechende Auslegungswerte festgelegt sein.

Für den ausgewählten Windgeschwindigkeitsbereich zwischen 3 m/s bis 25 m/s werden die Auslegungswerte in der Tabelle 1 aufgelistet.

Windenergieprojekt Ohrenbach – Auslegungswerte der Turbulenzintensitäten

Windgeschwindigkeit [m/s]	DIBt 1993 [%]	IEC 61400-1 Ed. 2 [%]		IEC 61400-1 Ed. 3 [%]		
		A	B	A	B	C
3	20	42,0	32,0	41,9	36,6	31,4
4		34,5	27,0	34,4	30,1	25,8
5		30,0	24,0	29,9	26,2	22,4
6		27,0	22,0	26,9	23,6	20,2
7		24,9	20,6	24,8	21,7	18,6
8		23,3	19,5	23,2	20,3	17,4
9		22,0	18,7	22,0	19,2	16,5
10		21,0	18,0	21,0	18,3	15,7
11		20,2	17,5	20,1	17,6	15,1
12		19,5	17,0	19,5	17,0	14,6
13		18,9	16,6	18,9	16,5	14,2
14		18,4	16,3	18,4	16,1	13,8
15		18,0	16,0	18,0	15,7	13,5
16		17,6	15,8	17,6	15,4	13,2
17		17,3	15,5	17,3	15,1	13,0
18		17,0	15,3	17,0	14,9	12,7
19		16,7	15,2	16,7	14,6	12,5
20		16,5	15,0	16,5	14,4	12,4
21		16,3	14,9	16,3	14,2	12,2
22		16,1	14,7	16,1	14,1	12,1
23		15,9	14,6	15,9	13,9	11,9
24		15,8	14,5	15,7	13,8	11,8
25		15,6	14,4	15,6	13,6	11,7

Tabelle 1 Auslegungswerte der Turbulenzintensität für alle WEA-Klassen nach DIBt 1993, IEC 61400-1 Ed. 2 und IEC 61400-1 Ed. 3

Entsprechend des Punktes 11.3 in der IEC 61400-1 von 2010 sind zusätzlich zu den schon aufgeführten Windbedingungen noch weitere zu begutachten. Hierbei handelt es sich um

- den Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils: $\alpha = 0,2$,
- der mittleren Neigung der Anströmung: 8° ,
- der mittleren Luftdichte: $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$.



Für die Turbulenzkategorie S können im Rahmen einer Typenprüfung diese Werte WEA-spezifisch abgeändert werden. In den vorliegenden Dokumenten vom Anlagenhersteller zu den Auslegungslasten und -werte sind die oben aufgelisteten Windbedingungen nicht identisch. Die projekt- und WEA-spezifischen Auslegungslasten und –werte sind der Tabelle 5 im Kapitel 2.2 sowie Tabelle 21 im Kapitel 0 zu entnehmen.



2. Untersuchungsgrundlagen

2.1 Lageangaben und WEA-Typen

In Nordrhein-Westfalen im Kreis Siegen-Wittgenstein plant der Auftraggeber den Bau von 8 WEA im Windenergieprojekt Ohrenbach. Die geplanten WEA-Standorte befinden sich östlich der Stadt Bad Berleburg und stellen eine Parkneuplanung dar. Zwischen den geplanten WEA-Standorten sind vier WEA bisher schon genehmigt, welche aufgrund des geringeren Abstandes von 8D als Vorbelastung zu betrachten sind.

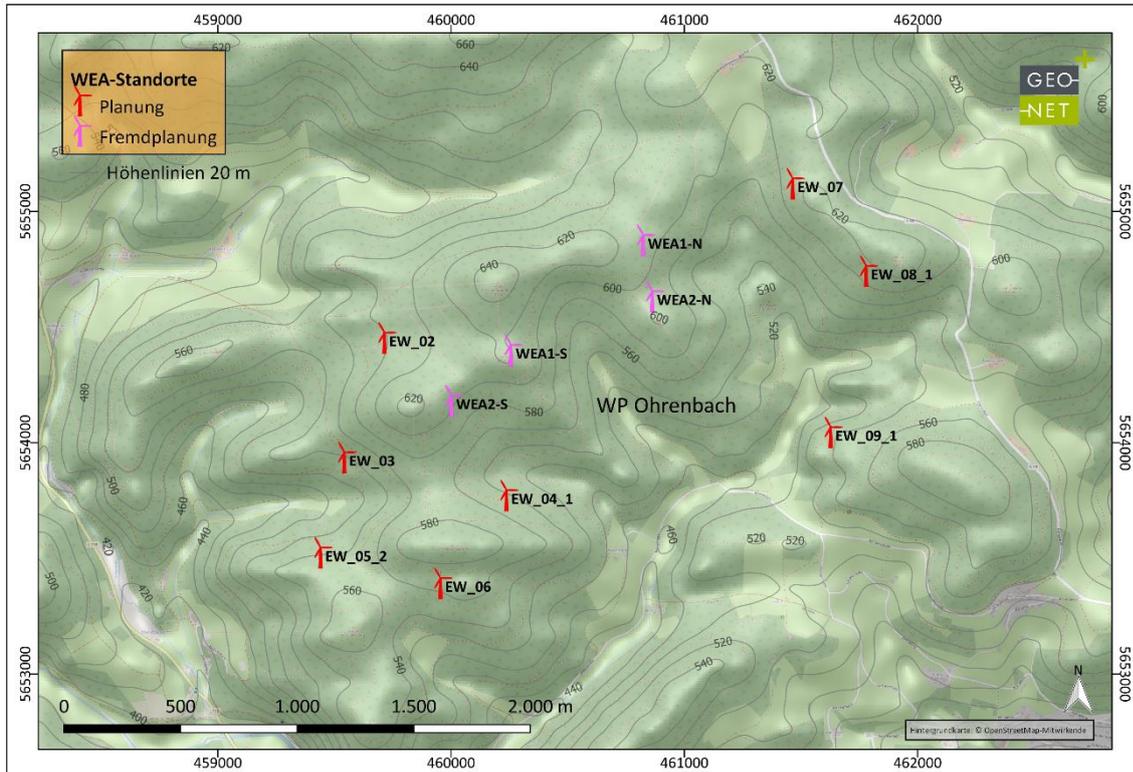


Abbildung 1 Lage von geplanten und fremdgeplanten WEA-Standorten im WP Ohrenbach sowie im WP Eder Energy (KRUG, 2021)

Windenergieprojekt Ohrenbach

Name	Bezeichnung	Status	Konvertertyp	Nabenhöhe [m]	Höhe ü. NN [m]	UTM-K Z 32 (ETRS89)	
						Ost	Nord
Ohrenbach	EW_02	geplant	V162-6.0MW	169,0	578,2	459717	5654401
	EW_03	geplant	V162-6.0MW	169,0	531,0	459545	5653884
	EW_04_1	geplant	V162-6.0MW	169,0	551,7	460240	5653720
	EW_05_2	geplant	V162-6.0MW	169,0	549,2	459443	5653472
	EW_06	geplant	V162-6.0MW	169,0	558,3	459957	5653340
	EW_07	geplant	V162-6.0MW	169,0	612,9	461467	5655068
	EW_08_1	geplant	V162-6.0MW	169,0	698,4	461782	5654690
	EW_09_1	geplant	V162-6.0MW	169,0	549,5	461630	5653993

Tabelle 2 Angaben zu geplanten WEA-Standorten im WP Ohrenbach (KRUG, 2021)



Windenergieprojekt Ohrenbach

Name	Bezeichnung	Status	Konvertertyp	Nabenhöhe [m]	Höhe ü. NN [m]	UTM-K Z 32 (ETRS89)	
						Ost	Nord
Eder Energy	WEA1-N	Fremdplanung	V126-3.6MW Htq	137	607,2	460826	5654823
	WEA2-N	Fremdplanung	V126-3.6MW Htq	137	596,2	460865	5654580
	WEA1-S	Fremdplanung	V126-3.6MW Htq	137	619,7	460259	5654348
	WEA2-S	Fremdplanung	V126-3.6MW Htq	137	596,3	460004	5654129

Tabelle 3 Angaben zu bestehenden WEA-Standorten im WP Ohrenbach (KRUG, 2021)

2.2 Auslegungswerte der Planung

Für die betrachteten WEA werden die in Tabelle 4 dargestellten Auslegungswerte zugrunde gelegt, welche aus den Dokumenten zu den Auslegungswerten des WEA-Herstellers (VESTAS, 2021a) entnommen worden sind.

Windenergieprojekt Ohrenbach - Auslegungswerte

Auslegungswerte	EW_02	EW_03	EW_04_1	EW_05_2	EW_06	EW_07	EW_08_1	EW_09_1
Richtlinie	DIBt 2012							
Turbulenzkategorie	S	S	S	S	S	S	S	S
Windzone / Geländekategorie	WZ S / GK S							
v_{ref} [m/s]	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6
v_{ave} [m/s]	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5

Tabelle 4 Auslegungswerte der betrachteten WEA

Windenergieprojekt Ohrenbach - weitere Windbedingungen

Höhenexponent α des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils	0,27
Mittlere Neigung der Anströmung [°]	8
Mittlere Luftdichte [kg/m ³]	1,225

Tabelle 5 Weitere Windbedingungen

Die in der Tabelle 5 aufgelisteten Auslegungswerte der weiteren Windbedingungen werden in den dokumentierten Berechnungsergebnissen Berücksichtigung finden.

2.3 Windpotential

Das Windpotential wurde im Vorfeld ermittelt und in Form von relativen Häufigkeiten der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit an den geplanten Standorten vorgegeben (GEO-NET, 2021b). Dazu sind aus den mit FITNAH-3D (Flow Over Irregular Terrain With Natural And Anthropogenic Heat Sources) modellierten Windfelder an den entsprechenden Standorten in der jeweils geplanten Nabenhöhe einzelne Windstatistiken ausgewertet und mit Hilfe von windPRO 3.4 (EMD, 2021) zu Weibull-Verteilungen umgerechnet worden. Da in FITNAH-3D-Modell rasterbasierte Nutzungs- und Höheninformationen als Grundlage zur Berechnung dienen, basieren die in den folgenden Tabellen 6-13 angegebenen Parameter schon auf Informationen zu Geländehöhe und Landnutzung. Diese Daten sind, da sie horizontal und vertikal lagegenau vorliegen, repräsentativ für die geplanten Standorte.



Windenergieprojekt Ohrenbach – Planungs-WEA EW_02

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,6	2,63	-
N	6,2	2,76	4,97
NNO	6,9	2,73	3,04
ONO	7,4	3,11	4,40
O	7,8	2,94	8,14
OSO	6,6	2,60	8,86
SSO	5,7	2,53	6,12
S	6,8	2,59	7,33
SSW	7,5	2,84	8,40
WSW	8,3	2,99	12,80
W	8,3	2,77	16,28
WNW	8,6	2,56	10,85
NNW	7,6	2,74	8,83

Tabelle 6 Sektorale A- und k-Parameter für den geplanten Standort EW_02 im WP Ohrenbach für die Höhe 169,0 m ü.G., Basis: FITNAH-Simulationsdaten

Windenergieprojekt Ohrenbach – Planungs-WEA EW_03

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	6,9	2,60	-
N	5,5	2,69	4,21
NNO	6,1	2,72	3,02
ONO	6,9	3,04	4,34
O	7,4	2,90	9,84
OSO	5,7	2,50	7,55
SSO	5,4	2,40	6,24
S	6,2	2,64	6,75
SSW	6,9	2,85	8,45
WSW	7,7	2,97	12,53
W	7,2	2,67	16,28
WNW	7,7	2,53	11,33
NNW	7,3	2,75	9,47

Tabelle 7 Sektorale A- und k-Parameter für den geplanten Standort EW_03 im WP Ohrenbach für die Höhe 169,0 m ü.G., Basis: FITNAH-Simulationsdaten

Windenergieprojekt Ohrenbach – Planungs-WEA EW_04_1

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,3	2,60	-
N	5,9	2,85	3,84
NNO	6,8	2,73	3,05
ONO	7,4	2,96	4,66
O	7,7	2,94	8,69
OSO	6,4	2,57	8,10
SSO	5,3	2,57	5,71
S	6,6	2,64	7,32
SSW	7,2	2,84	8,20
WSW	8,1	3,00	12,43
W	8,1	2,69	18,22
WNW	8,0	2,57	11,39
NNW	6,6	2,69	8,41

Tabelle 8 Sektorale A- und k-Parameter für den geplanten Standort EW_04_1 im WP Ohrenbach für die Höhe 169,0 m ü.G., Basis: FITNAH-Simulationsdaten


Windenergieprojekt Ohrenbach – Planungs-WEA EW_05_2

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,5	2,62	-
N	6,0	2,74	4,52
NNO	6,5	2,69	3,07
ONO	7,4	2,98	4,25
O	8,2	2,99	8,86
OSO	6,1	2,61	8,36
SSO	6,1	2,47	6,45
S	6,8	2,62	6,63
SSW	7,7	2,83	8,56
WSW	8,3	3,00	13,07
W	8,2	2,68	16,58
WNW	8,0	2,54	10,85
NNW	7,6	2,82	8,81

Tabelle 9 Sektorale A- und k-Parameter für den geplanten Standort EW_05_2 im WP Ohrenbach für die Höhe 169,0 m ü.G., Basis: FITNAH-Simulationsdaten

Windenergieprojekt Ohrenbach – Planungs-WEA EW_06

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,7	2,60	-
N	6,4	2,85	4,15
NNO	7,3	2,73	3,11
ONO	8,0	3,08	4,82
O	8,5	2,89	8,96
OSO	6,2	2,57	7,82
SSO	6,0	2,45	6,04
S	6,6	2,69	6,80
SSW	7,5	2,80	7,81
WSW	8,2	3,01	12,50
W	8,6	2,73	17,45
WNW	8,5	2,56	11,53
NNW	7,5	2,69	9,03

Tabelle 10 Sektorale A- und k-Parameter für den geplanten Standort EW_06 im WP Ohrenbach für die Höhe 169,0 m ü.G., Basis: FITNAH-Simulationsdaten

Windenergieprojekt Ohrenbach – Planungs-WEA EW_07

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,6	2,69	-
N	7,7	2,71	5,72
NNO	7,6	2,69	3,08
ONO	7,9	3,08	5,61
O	7,7	2,82	7,97
OSO	6,1	2,64	7,47
SSO	6,2	2,58	6,44
S	7,0	2,74	7,54
SSW	7,6	2,85	8,62
WSW	7,8	3,00	12,63
W	8,4	2,76	15,70
WNW	8,1	2,55	10,87
NNW	7,8	2,86	8,36

Tabelle 11 Sektorale A- und k-Parameter für den geplanten Standort EW_07 im WP Ohrenbach für die Höhe 169,0 m ü.G., Basis: FITNAH-Simulationsdaten


Windenergieprojekt Ohrenbach – Planungs-WEA EW_08_1

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,6	2,69	-
N	7,9	2,87	6,02
NNO	7,4	2,70	3,50
ONO	8,2	3,03	5,84
O	7,4	2,80	7,61
OSO	6,2	2,62	7,39
SSO	6,1	2,59	6,54
S	6,6	2,59	6,91
SSW	7,8	2,84	8,68
WSW	8,1	3,00	13,33
W	8,1	2,82	15,48
WNW	8,0	2,55	10,75
NNW	7,8	2,84	7,98

Tabelle 12 Sektorale A- und k-Parameter für den geplanten Standort EW_08_1 im WP Ohrenbach für die Höhe 169,0 m ü.G., Basis: FITNAH-Simulationsdaten

Windenergieprojekt Ohrenbach – Planungs-WEA EW_09_1

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,0	2,70	-
N	6,8	2,73	5,56
NNO	5,8	2,65	3,26
ONO	7,4	3,04	5,59
O	6,7	2,94	8,24
OSO	5,9	2,66	7,21
SSO	6,1	2,64	7,00
S	6,7	2,65	7,08
SSW	7,6	2,82	9,23
WSW	7,7	2,91	14,03
W	7,2	2,77	15,17
WNW	7,1	2,55	10,26
NNW	6,7	2,83	7,37

Tabelle 13 Sektorale A- und k-Parameter für den geplanten Standort EW_09_1 im WP Ohrenbach für die Höhe 169,0 m ü.G., Basis: FITNAH-Simulationsdaten

2.4 Standortbesichtigung und -beschreibung

Unter Punkt 16.2 in der DIBt-Richtlinie von 2012 (DIBt, 2015) wird eine Standortbesichtigung zur Ermittlung bzw. Überprüfung der Standortbedingungen gefordert. Mit Hilfe der Standortbesichtigung sollen die aktuellen Gegebenheiten vor Ort erfasst werden. Dazu werden in der Regel an allen geplanten und zugänglichen Standorten 360°-Rundumsichten aufgenommen, um ein besseres Bild von den vorhandenen Einzelstrukturen und/oder Waldgebieten zu bekommen. Einzelstrukturen oder Waldgebiete können aufgrund ihrer Dimensionen einen Einfluss auf den Rotor haben. Bei den Nabenhöhen, die derzeit überwiegend geplant sind, spielt der Einfluss durch Waldgebiete oder Waldkanten nur noch eine geringere Rolle. Neben der Beschreibung des Reliefs und der Landnutzung an den geplanten Standorten soll auch eine Einteilung des Geländes in die Geländekategorien der DIN EN 1991-1-4 (DIN, 1991) erfolgen.



Die geplanten Standorte im WP Ohrenbach sind am 15.09.2021 von Dipl.-Met. Sebastian Mester besichtigt und fotografisch festgehalten worden. Die Fotos in Form von 360°-Rundumsichten liegen GEO-NET vollständig vor.

Die geplanten WEA-Standorte im WP Ohrenbach liegen im Bundesland Nordrhein-Westfalen im Kreis Siegen-Wittgenstein in einer Höhenlage von 531,0 m bis 612,9 m ü. NN, etwa 1,2 km bis 3,3 km nördlich von Arfeld. Westlich des geplanten Windparks befindet sich in einer Entfernung von 1,8 km bis 3,8 km die Stadt Bad Berleburg. Südwestlich in einer Entfernung von 1,4 km bis 3,3 km liegt der Ort Schwarzenau. Alle acht geplanten Standorte befinden sich auf Waldflächen in einem großen zusammenhängenden Waldgebiet. Der Windpark ist in zwei Teile unterteilt. Im westlichen Teil befinden sich fünf Standorte. Im östlichen Teil befinden sich die drei restlichen WEA, welche in einer von Nord nach Süd verlaufenden Reihe geplant sind. Beide Teilwindparks befinden sich auf Bergkuppen. Zwischen diesen beiden Teilparks befindet sich das Tal des Baches Arfe. In diesen Tallagen sind auch Wiesen und Ackerflächen vorzufinden. Das Relief des Windparks ist sehr zerklüftet und insgesamt als leicht gebirgig zu bezeichnen, da zwischen den Kamm- und Tallagen bis zu 200 m Höhenunterschied aufzufinden sind. Unmittelbar an den geplanten Standorten befinden sich fast durchweg Nadelwälder in Form von Fichten mit maximalen Höhen bis zu 30 m. Im weiteren Verlauf des Waldes gibt es auch Bereiche mit Laubwaldanteil. Aufgrund des großen Waldgebietes und dem Umstand, dass die geplanten Standorte nicht waldrandnah gebaut werden sollen, kann das Gelände in die Kategorie III der DIN EN 1991-1-4 eingeordnet werden. Relevante Einzelstrukturen sind anhand der vorliegenden Unterlagen nicht zu identifizieren.

2.5 Geländemodell und Landnutzung

Neben den Winddaten, dargestellt in Kapitel 2.3, werden sowohl zur Berechnung der topographischen Komplexität als auch zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensitäten Eingangsdaten in Form von Höhen- und Landnutzungsinformationen benötigt.

Als Eingangsdaten für die Höheninformationen werden die Daten des Digitalen Geländemodells (DGM) von Nordrhein-Westfalen (BK, 2021) mit einer horizontalen Auflösung von 25 m verwendet und liegen für ein Modellgebiet von 20 x 20 km vor.

Für die Informationen der Landnutzung werden CORINE-Daten der European Environment Agency aus dem Jahre 2018 (EEA, 2019) verwendet. Diese Daten werden aus hochauflösenden Satellitenbeobachtungen gewonnen und zur weiteren Verwendung in 44 Landnutzungsklassen unterteilt, denen wiederum eine entsprechende Rauigkeitslänge zugeteilt ist.

Projektspezifisch werden diese Daten anhand von topografischen Karten im Maßstab 1:25.000 (BK, 2021) überprüft und gegebenenfalls korrigiert. Strukturen, die durch die Standortbesichtigung oder auf aktuellen Satellitenbildern ersichtlich sind, werden ebenfalls korrigierend übernommen.

2.6 Abschaltregelungen und Leistungsbegrenzungen

In die in Kapitel 3 dokumentierten Berechnungsergebnisse gingen keine sektoriellen Abschaltregelungen und Leistungsbegrenzungen ein.



3. Darstellung und Überprüfung der Windverhältnisse und Turbulenzintensitäten

Folgende WEA aus den Tabellen 2 und 3 werden für die zu betrachtende Turbulenzintensitätsberechnung herangezogen und sind in der Tabelle 14 aufgelistet.

Windenergieprojekt Ohrenbach

Name	Bezeichnung	Status	Konvertertyp / Nennleistung	Naben- höhe [m]	Höhe ü. NN [m]	UTM-K Z32 (ETRS89)	
						Ost	Nord
Ohrenbach	EW_02	geplant	V162-6.0MW	169,0	578,2	459717	5654401
	EW_03	geplant	V162-6.0MW	169,0	531,0	459545	5653884
	EW_04_1	geplant	V162-6.0MW	169,0	551,7	460240	5653720
	EW_05_2	geplant	V162-6.0MW	169,0	549,2	459443	5653472
	EW_06	geplant	V162-6.0MW	169,0	558,3	459957	5653340
	EW_07	geplant	V162-6.0MW	169,0	612,9	461467	5655068
	EW_08_1	geplant	V162-6.0MW	169,0	698,4	461782	5654690
	EW_09_1	geplant	V162-6.0MW	169,0	549,5	461630	5653993
Eder Energy	WEA1-N	Fremdplanung	V126-3.6MW Htq	137	607,2	460826	5654823
	WEA2-N	Fremdplanung	V126-3.6MW Htq	137	596,2	460865	5654580
	WEA1-S	Fremdplanung	V126-3.6MW Htq	137	619,7	460259	5654348
	WEA2-S	Fremdplanung	V126-3.6MW Htq	137	596,3	460004	5654129

Tabelle 14 Angaben zu geplanten und fremdgeplanten WEA-Standorten im WP Ohrenbach und Eder Energy (KRUG, 2021)

3.1 Bestimmung der Geländesituation

Neben den windklimatischen Bedingungen müssen zusätzlich die seismischen Verhältnisse, die topographischen Verhältnisse und die Bodenverhältnisse der WEA-Standorte untersucht werden. Für den Nachweis der geeigneten Bodenverhältnisse gibt es separate Gutachten. Eine Begutachtung der Seismik ist in Deutschland aufgrund der nur äußerst geringen Erdbebenaktivitäten vernachlässigbar. Deutlich wichtiger hingegen ist der Nachweis der topographischen Komplexität an den geplanten Standorten. Da die Umgebungsturbulenzintensität sowohl durch die Rauigkeiten der Geländeoberfläche als auch durch das Relief beeinflusst wird, ist es wichtig zu wissen, ob ein geplanter Standort als komplex eingestuft wird. Schließlich können große Geländesteigungen und Höhenunterschiede die Umgebungsturbulenzintensitäten markant beeinflussen.

Bei Berufung auf die Inhalte der IEC-Richtlinie von 2010 (IEC, 2010) ist der Einfluss von komplexem Gelände mit der Multiplikation eines Korrekturfaktors für die Turbulenzstruktur C_{CT} zu erfassen. Dieser zusätzliche Faktor wird mit der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität multipliziert und kann einen minimalen Wert von 1,0 und einen maximalen Wert von 1,15 aufweisen. Der exakte Wert ergibt sich daraus, wie viel Energie (in %) in komplexen Sektoren erzeugt wird. Ist der Anteil kleiner als 5%, so ist der Wert für die Turbulenzstruktur $C_{CT}=1$, beträgt hingegen der Anteil mehr als 15%, so ist der Wert für die Turbulenzstruktur auf 1,15 festgelegt. Zwischen diesen Werten verhält sich C_{CT} linear. Die Bestimmung des Turbulenzstrukturwertes erfolgt gemäß IEC (IEC, 2010) richtungsabhängig. Für eine vereinfachte Herangehensweise wird ein worst-case-Szenario geschaffen, in dem jedem 30° Sektor, der als komplex bewertet wird, ein Turbulenzstrukturwert von 1,15 zugeordnet wird.



Zur Bestimmung der Komplexität eines Standortes müssen die Neigung des Terrains und die Abweichungen der Topographie des Geländes von einer angenäherten Ebene berechnet werden. Die notwendigen Ebenen laufen durch den Fußpunkt des geplanten WEA-Standortes und nähern innerhalb von bestimmten Abständen für Windrichtungssektoren das Gelände an. In Summe ist ein Standort dann komplex, wenn mindestens 15% der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 15 nicht erfüllen. Als nicht komplex wird ein Standort dann betrachtet, wenn nicht mehr als 5% der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 15 nicht erfüllen.

Windenergieprojekt Ohrenbach – Komplexitätskriterien

Abstand von der WEA	Sektoramplitude	Größte Steigung der angenäherten Ebene	Größte Geländeabweichung
< 5 NH	1 Sektor a 360°	< 10°	< 0,3 NH
< 10 NH	12 Sektoren a 30°		< 0,6 NH
< 20 NH	12 Sektoren a 30°		< 1,2 NH

Tabelle 15 Komplexitätskriterien nach IEC 61400-1 von 2010 (IEC, 2010)

Mit den Höhendaten aus Kapitel 2.5 können die Bewertungen der Komplexität für jeden geplanten Standort entsprechend der Kriterien der Tabelle 15 durchgeführt werden. Von den geplanten WEA-Standorten überschreitet mehrere die Kriterien in Tabelle 15, so dass die WEA-Standorte EW_02, EW_04_1, EW_05_2, EW_06, EW_07 und _EW_08_1 im erweiterten Umfang zu bewerten ist.

Dieses hat zur Folge, dass gemäß der DIBt-Richtlinie von 2012 (DIBt, 2015) das vereinfachte Verfahren nur für die WEA EW_03 und EW_09 zur Anwendung kommt, während für die WEA EW_02, EW_04_1, EW_05_2, EW_06, EW_07 und _EW_08_1 das erweiterte Verfahren angewendet werden muss.

3.2 Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50}

Die Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} kann gemäß Punkt 16.2.b der DIBt 2012 (DIBt, 2015) auf zwei unterschiedlichen Wegen erfolgen. Der einfachere Weg ist der Nachweis der in der Auslegung festgelegten Windzone per Windzonenkarte der DIBt (DIBt, 2021). Die DIBt gibt eine Windzonenkarte heraus, in welcher die Bundesländer und Landkreise, teilweise sogar einzelne Gemeinden den vier Windzonen zugeteilt sind. Ist die in der Windzonenkarte dargestellte Windzone kleiner oder entspricht diejenige der Auslegung, so ist eine exaktere Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} nicht notwendig.

An Standorten, an denen die Windzone der Auslegung kleiner ist als diejenige der Windzonenkarte, ist eine genauere Berechnung dieser 50-Jahreswindgeschwindigkeit notwendig. Dieses ist gemäß der DIBt der zweite, jedoch deutlich umfangreichere Weg des Nachweises.

Gemäß der Windzonenkarte liegen alle geplanten WEA-Standorte in der Windzone 1. Da in der Tabelle 4 die Windzone der Auslegung als S festgehalten ist, kann die einfache Überprüfung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} nicht auf Basis des Vergleichs der Windzonen erfolgen. Stattdessen ist auf Basis der Einteilung der Windzone gemäß Windzonenkarte und der Geländekategorie gemäß Standortbesichtigung und -einstufung die extreme Windgeschwindigkeit v_{50} zu berechnen. Die entsprechenden theoretischen Zusammenhänge sind in der DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 (DIN, 2010) festgehalten.



Windenergieprojekt Ohrenbach

Bezeichnung	WEA-Typ	Nabenhöhe [m]	Windzone gemäß DIBt 2012	Basiswindgeschwindigkeit $v_{b,0}$ [m/s]	Geländekategorie	Extreme Windgeschwindigkeit v_{50} [m/s]
EW_02	V162-6.0MW	169,0	WZ 1	22,5	III	32,3
EW_03	V162-6.0MW	169,0	WZ 1	22,5	III	32,3
EW_04_1	V162-6.0MW	169,0	WZ 1	22,5	III	32,3
EW_05_2	V162-6.0MW	169,0	WZ 1	22,5	III	32,3
EW_06	V162-6.0MW	169,0	WZ 1	22,5	III	32,3
EW_07	V162-6.0MW	169,0	WZ 1	22,5	III	32,3
EW_08_1	V162-6.0MW	169,0	WZ 1	22,5	III	32,3
EW_09_1	V162-6.0MW	169,0	WZ 1	22,5	III	32,3

Tabelle 16 Extreme Windgeschwindigkeit v_{50} auf Nabenhöhe nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 (DIN, 2010) für die geplanten Standorte im WP Ohrenbach

Die ermittelten Werte der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} sind in Tabelle 16 dargestellt und der Vergleich mit den Auslegungswerten aus Tabelle 4 für v_{ref} zeigt, dass die extremen Windgeschwindigkeiten unterhalb der Auslegung liegen, folglich die Standsicherheit nachgewiesen ist.

3.3 Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave}

Gemäß Punkt 16.2.b der DIBt 2012 ist ebenfalls die Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe zur weiteren Beurteilung der Standorteignung erforderlich. Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit lässt sich ebenfalls auf zwei Wegen ermitteln: Sind die in den Tabellen 6-13 genutzten Winddaten exakt für die geplante Nabenhöhe zutreffend, so kann daraus auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe für jeden WEA-Standort ermittelt werden. Stammen die Winddaten nicht aus der geplanten Nabenhöhe, so müssen selbst bei nur geringfügigen Höhendifferenzen Umrechnungen stattfinden, die auf einem in der DIBt 2012 dargestellten Verfahren basieren. Für das Verfahren ist jedoch die Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} in Kapitel 3.2 notwendig.

Da die vorliegenden Winddaten in den Tabellen 6 - 13 mit dem anerkannten Windfeldmodell FITNAH-3D für die geplante Nabenhöhe ermittelt worden sind, kann der einfachere Weg gewählt werden. Die sich aus dem Modell ergebenden Jahreswindgeschwindigkeiten und Formparameter k der Weibullverteilung in Nabenhöhe sind für die geplanten Standorte in der Tabelle 17 dargestellt.

Da die geplanten Standorte EW_03 und EW_09 gemäß Komplexitätsprüfung als nicht komplex eingestuft werden, kann das vereinfachte Verfahren für diese WEA-Standorte entsprechend dem Punkt 16.2.b der DIBt 2012 Anwendung finden. Hiernach ist nachzuweisen, dass die Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe an den jeweiligen WEA-Standorten mindestens 5% unterhalb derjenigen Windgeschwindigkeit der Auslegung liegt. Ist der Formparameter k der Weibullverteilung jedoch größer als 2, so muss nur nachgewiesen werden, dass die Jahreswindgeschwindigkeit unterhalb derjenigen der Auslegung liegt.



Windenergieprojekt Ohrenbach

Bezeichnung	Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit [m/s]	Formparameter k der Weibull-Verteilung [-]
EW_03	6,14	2,60
EW_09	6,20	2,70

Tabelle 17 Mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten und Formparameter k der Weibullverteilung an den geplanten Standorten im WP Ohrenbach auf Basis der FITNAH-Modellierung

Die in Tabelle 17 dargelegten mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten liegen für die beiden Standorte unterhalb der in der Auslegung definierten Windgeschwindigkeit. Da der Formparameter k größer als 2 ist muss lediglich nachgewiesen werden, dass die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit unterhalb derjenigen der Auslegung liegt.

Für geplante Standorte, welche im Rahmen der Komplexitätsprüfung als komplex bewertet werden, kann nicht das vereinfachte Verfahren der DIBt 2012 Anwendung finden. Stattdessen ist wie in der IEC von 2010 schon erfasst ein Vergleich der Häufigkeitsverteilung mit der Verteilung der Auslegung im Bereich von $0,2v_{ref}$ bis $0,4v_{ref}$ durchzuführen. Für die komplex bewerteten Standorte EW_02, EW_04_1, EW_05_2, EW_06, EW_07 und _EW_08_1 sind die Häufigkeitsverteilungen in den Abbildungen 2 bis 7 dargestellt.

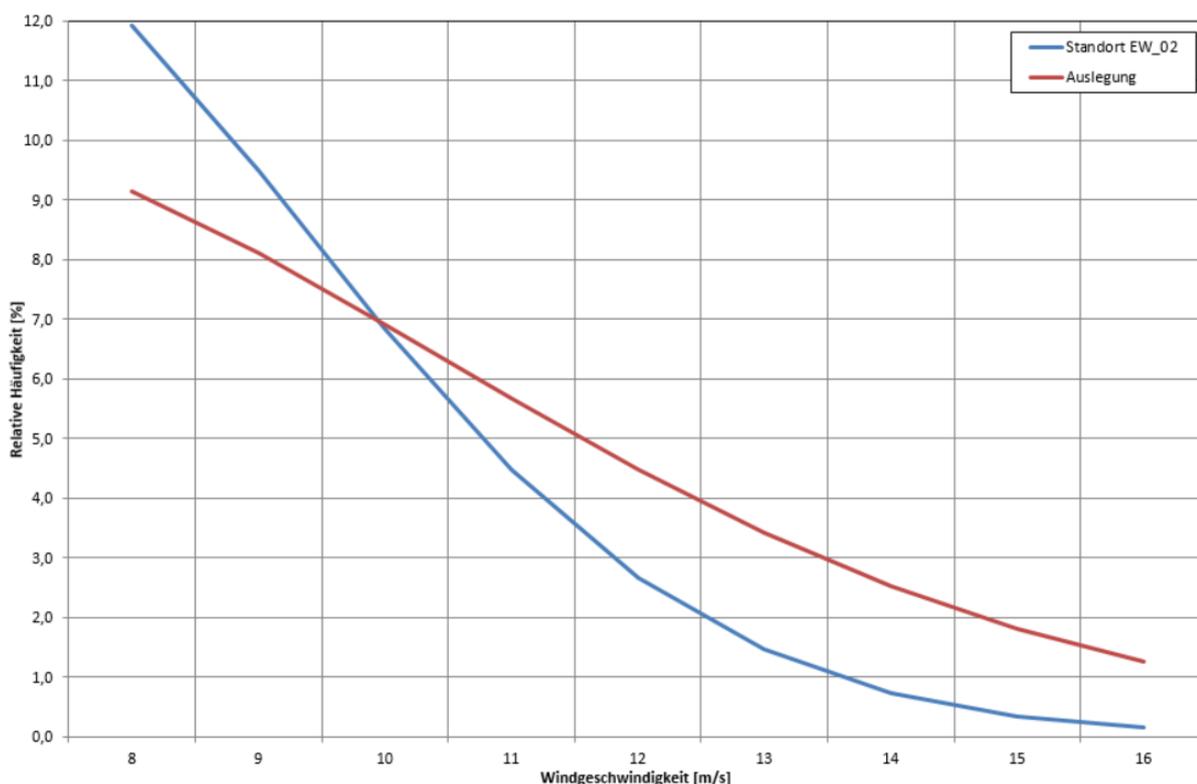


Abbildung 2 Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Standort EW_02 im WP Ohrenbach mit der Auslegung

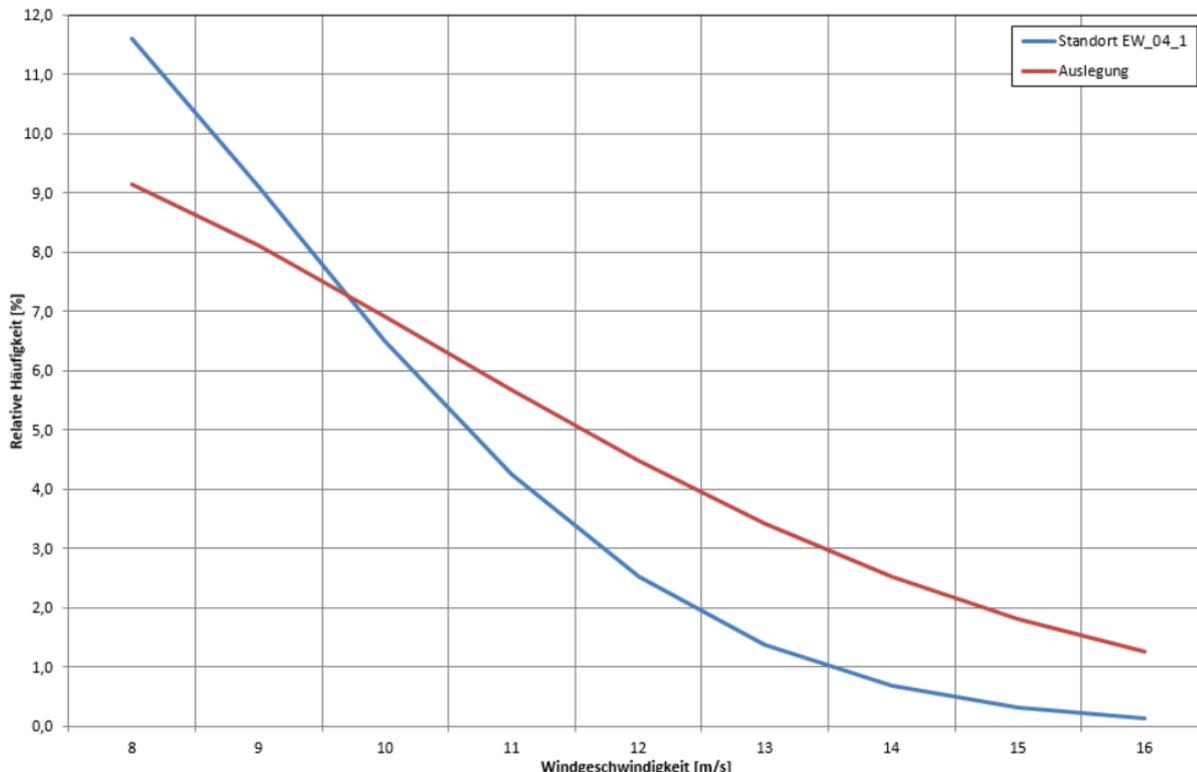


Abbildung 3 Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Standort EW_04_1 im WP Ohrenbach mit der Auslegung

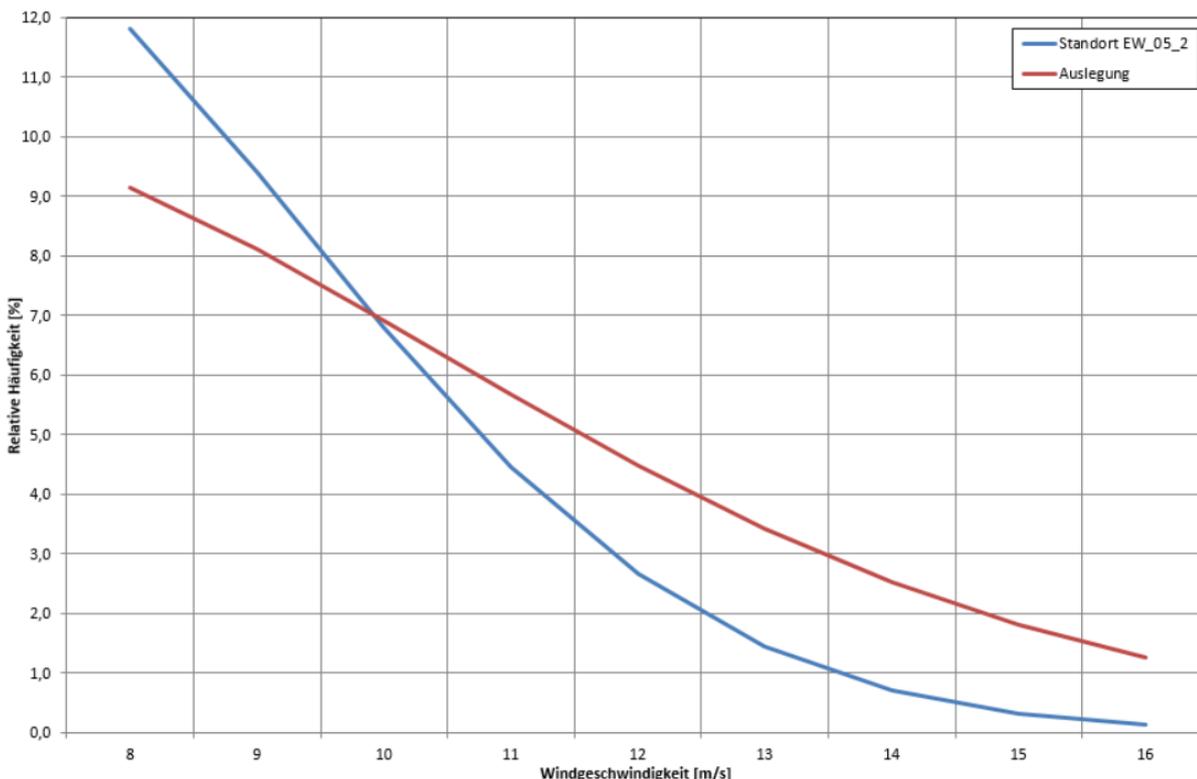


Abbildung 4 Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Standort EW_05_2 im WP Ohrenbach mit der Auslegung

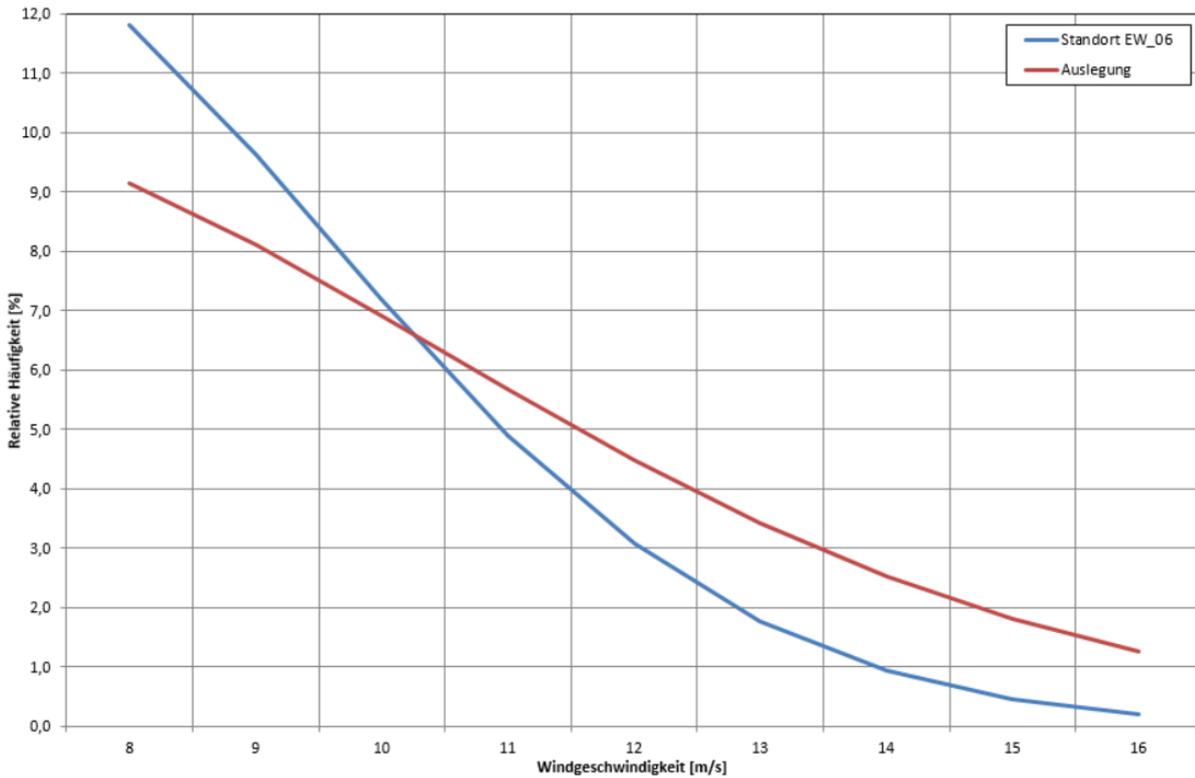


Abbildung 5 Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Standort EW_06 im WP Ohrenbach mit der Auslegung

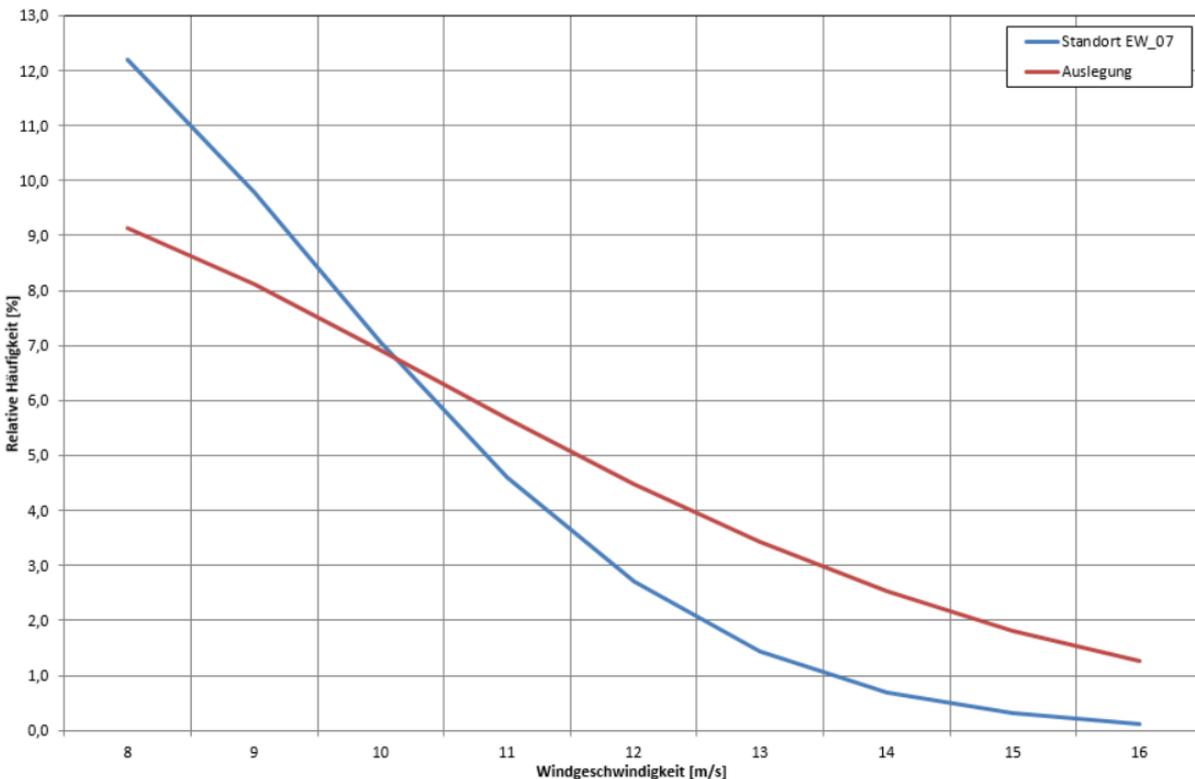


Abbildung 6 Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Standort EW_07 im WP Ohrenbach mit der Auslegung

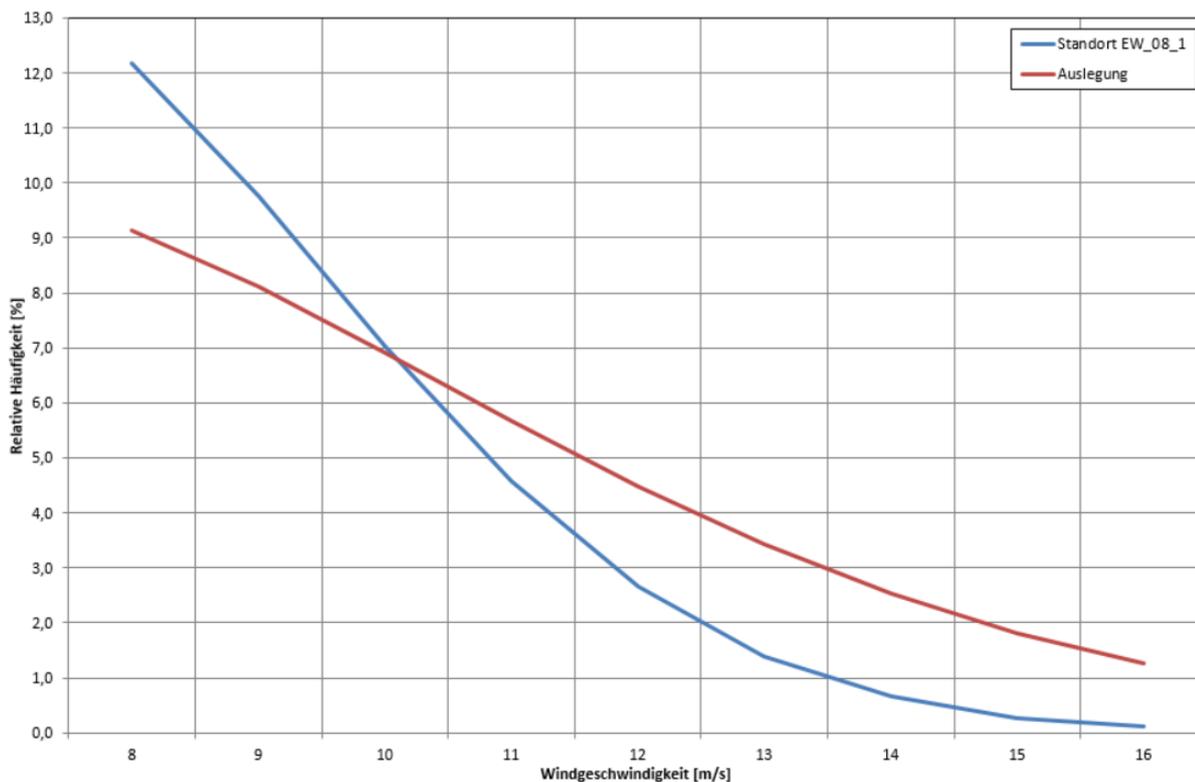


Abbildung 7 Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Standort EW_08_1 im WP Ohrenbach mit der Auslegung

Liegt die standortspezifische Häufigkeitsverteilung im Bereich von $0,2v_{ref}$ bis $0,4v_{ref}$ durchgehend unterhalb der Auslegung so ist nachgewiesen, dass die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit unterhalb derjenigen der Auslegung liegt. Schneidet hingegen die standortspezifische Häufigkeitsverteilung die Auslegung, so kann entsprechend der IEC 61400-1 Ed.4 von 2019 (IEC, 2019) ein Verfahren zur Anwendung kommen, in welchem aus den standortspezifischen Jahresmittelwindgeschwindigkeiten und der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} aus der Auslegung normierte mittlere Windgeschwindigkeiten ermittelt werden. Zusammen mit dem Formparameter k der Weibull-Verteilung sind unterschiedliche Kombinationen möglich, die in der Abbildung 8 als schraffierte Fläche gekennzeichnet sind. Liegen die Kombinationen aus normierter mittlerer Windgeschwindigkeit und Formparameter k innerhalb der schraffierten Fläche, so erfüllt die Jahreswindgeschwindigkeit die Anforderungen der Standorteignung.

Wie den Abbildungen 2 bis 7 zu entnehmen ist, schneidet jeweils an allen komplex bewerteten, geplanten WEA-Standorten die standortspezifische Häufigkeitsverteilung diejenige der Auslegung. Folglich muss das Verfahren aus der IEC 61400-1 Ed.4 von 2019 zur Anwendung kommen. Die entsprechenden Werte für mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, auf Basis der Auslegung normierte mittlere Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibullverteilung sind in Tabelle 18 dargestellt.



Windenergieprojekt Ohrenbach

WEA-Standort	Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit [m/s]	Normierte mittlere Windgeschwindigkeit [-]	Formparameter der Weibull-Verteilung k [-]
EW_02	6,73	0,897	2,64
EW_05_2	6,69	0,892	2,63
EW_06	6,86	0,915	2,60
EW_07	6,77	0,903	2,69
EW_08_1	6,75	0,900	2,70

Tabelle 18 Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit und normierte mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe für die geplanten und komplex bewerteten WEA im WP Ohrenbach

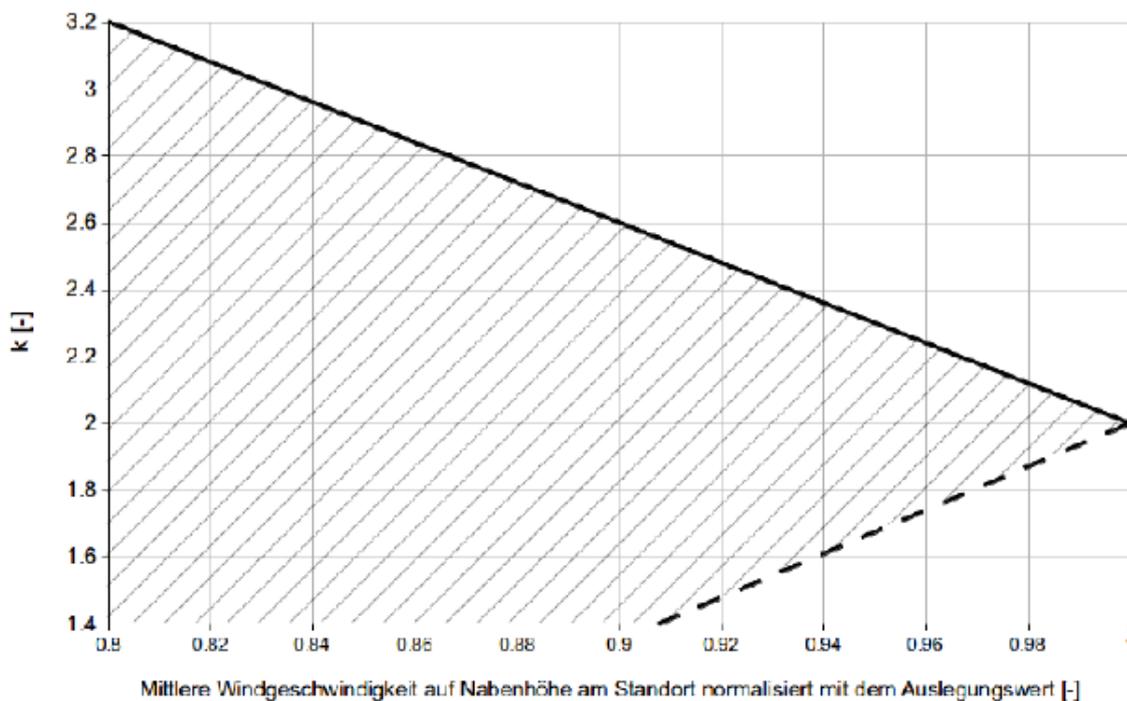


Abbildung 8 Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich)

Die in Tabelle 18 dargestellten Werte zeigen anhand der Grenzwerte aus Abbildung 8 in Abbildung 9, dass die Standorteignung hinsichtlich der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit für nicht alle komplexen Standorte nachgewiesen ist. Für den Standort EW_05_2 ist die Standsicherheit nachgewiesen, für die anderen komplexen Standorte hingegen ist. Dieses hat folglich im Rahmen einer Lastberechnung durch den WEA-Hersteller zu erfolgen. Die entsprechenden Ergebnisse einer durchgeführten Lastberechnung durch Vestas sind in Kapitel 3.6 erfasst.

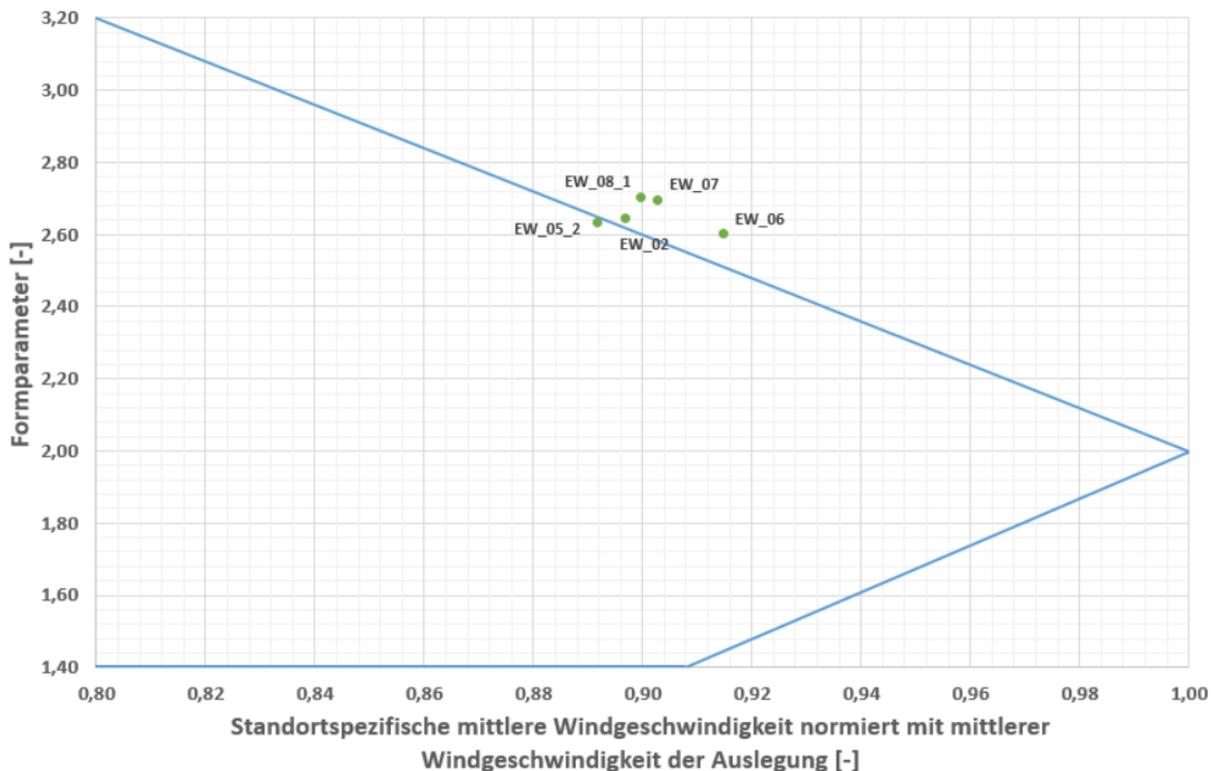


Abbildung 9 Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich)

3.4 Bestimmung der Turbulenzintensitäten

Die Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten an jedem geplanten WEA-Standort sowie an den Standorten der Vorbelastung ist ein maßgeblicher Bestandteil des Standsicherheitsnachweises. Bei der effektiven Turbulenzintensität handelt es sich um eine fiktive Größe, die sich aus zwei wesentlichen Größen zusammensetzt. Nach der IEC 2010 (IEC, 2010) ist dieses einerseits die repräsentative Turbulenzintensität, welche wiederum nur eine rechnerische Größe ist. Diese Turbulenzintensität geht aber auf die mess- und damit belegbare Umgebungsturbulenzintensität zurück (s. Kap. 3.4.1). Die andere Komponente der effektiven Turbulenzintensität stellt die von weiteren WEA in der Umgebung induzierte Belastung dar (s. Kap. 0).

3.4.1 Umgebungsturbulenzintensität, charakteristische und repräsentative Turbulenzintensität

Unter der Umgebungsturbulenzintensität versteht man jene Turbulenz, welche bei freier Anströmung einer WEA durch die Überströmung der Topographie erzeugt wird. Die Turbulenzintensität ist dabei definiert als der Quotient der Standardabweichung einer Windgeschwindigkeitszeitreihe und dem 10-Minuten-Mittelwert dieser Windgeschwindigkeitszeitreihe. Wurden an einem Windmessmast entsprechende Daten aufgezeichnet, so lässt sich daraus ein Wert für die Umgebungsturbulenzintensität ermitteln.



Um die Umgebungsturbulenzintensitäten an den WEA-Standorten modellieren zu können, werden die in den Kapiteln 2.3 und 2.5 erwähnten Eingangsdaten benötigt, die um jeden Standort herum Informationen zu Waldgebieten, Siedlungen, Städten, Gewerbegebiete oder Freiflächen liefern. Ausgehend von diesen Landnutzungsdaten werden in 12 Sektoren für jeden WEA-Standort mittlere Rauigkeitslängen mit dem Abstand vom jeweiligen WEA-Standort gewichtet berechnet. Diese Berechnung sowie die sich daraus zu berechnenden Umgebungsturbulenzintensitäten werden mit Hilfe von WAsP und WAsP Engineering (DTU, 2021) gewonnen.

Wie schon in Kapitel 3.4 erwähnt wird zur Berechnung der effektiven Turbulenzintensität nicht die Umgebungsturbulenzintensität, sondern eine daraus abgeleitete Größe benötigt. Für Standsicherheitsnachweise nach der DIBt von 2004 wurde noch die charakteristische Turbulenzintensität benötigt. Diese setzt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der einfachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität zusammen. Für Standsicherheitsnachweise, die nach den Richtlinien der DIBt von 2012 bzw. IEC von 2010 erstellt werden sollen, ist hingegen die repräsentative Turbulenzintensität erforderlich.

Da in der Regel die Werte für die Umgebungsturbulenzintensität modellbasiert berechnet und nicht gemessen werden, können die Werte für die charakteristische und repräsentative Turbulenzintensität auf vergleichsweise einfachem Wege berechnet werden. Die charakteristische Turbulenzintensität ergibt sich demnach aus der Addition der Umgebungsturbulenzintensität und dem 1,2-fachen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität. Für die repräsentative Turbulenzintensität hingegen ändert sich der Faktor für die Standardabweichung vom 1,2-fachen auf das 1,28-fache.

Entsprechend des Punktes 16.2.a der DIBt (DIBt, 2015) ist die Berechnung der mittleren Umgebungsturbulenzintensität sowie die dazugehörige Standardabweichung bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s gefordert. Aus den Werten lassen sich dann die Werte der charakteristischen und repräsentativen Turbulenzintensitäten bestimmen. In der Tabelle 19 sind beispielhaft für einen WEA-Standort im WP die ermittelten charakteristischen und repräsentativen Turbulenzintensitäten dargestellt.

Windenergieprojekt Ohrenbach – Standort EW_06

Richtungssektoren	Charakteristische Turbulenzintensität [%]	Repräsentative Turbulenzintensität [%]
N	18,5	18,7
NNO	19,1	19,3
ONO	17,7	18,0
O	15,5	15,7
OSO	14,3	14,4
SSO	16,1	16,3
S	17,0	17,2
SSW	17,1	17,3
WSW	17,1	17,3
W	15,7	16,0
WNW	15,9	16,1
NNW	17,0	17,2

Tabelle 19 Beispielhafte charakteristische und repräsentative Turbulenzintensitäten für den geplanten WEA-Standort EW_06 in 169 m Nabenhöhe bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s



3.4.2 Effektive Turbulenzintensitäten

Wie in den vorherigen Kapiteln schon beschrieben ergibt sich die effektive Turbulenzintensität aus der Addition der repräsentativen bzw. charakteristischen Turbulenzintensität und der durch benachbarte WEA hervorgerufenen induzierten Belastung.

Auf die Berechnung der WEA-induzierten Belastung nimmt eine weitere Größe enormen Einfluss. Hierbei handelt es sich um eine spezifische Charakteristik des Materials der turbulenzverursachenden Komponenten einer WEA. Dieser Koeffizient wird als Wöhlerlinien-Koeffizient bezeichnet und in der Regel mit einem Wert von $m = 10$ festgelegt (KUNTE, 2009). Der Wöhlerlinien-Koeffizient variiert je nachdem, wie viel Volumen-% Faseranteil in den glasfaser- bzw. kohlefaserverstärkten Kunststoffen enthalten sind. Für einen Faseranteil von 30 bis 50 Volumen-% ist nach einer Studie von Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH (GLIS, 2010) ein Wert von $m = 10$ anzusetzen. Für Faseranteile, die weniger als 30 Volumen-% bzw. mehr als 50 Volumen-% aufweisen, kann der Wert von m variieren. Insgesamt ist festzuhalten, dass der Wöhlerlinien-Koeffizient materialabhängig ist und jeder WEA-Hersteller unterschiedliche Materialien bzw. Materialkombinationen nutzt. Sofern nicht anders vom Auftraggeber oder WEA-Hersteller angegeben, wird für die folgenden Berechnungen der effektiven Turbulenzintensitäten ein Wöhlerlinien-Koeffizient von $m = 10$ angenommen (KUNTE, 2009).

Wie in Tabelle 1 schon dargestellt wird, sind die effektiven Turbulenzintensitäten sowohl in der IEC 61400-1 Ed.2 als auch in der Ed.3 windgeschwindigkeitsabhängig. Dieses hat zur Folge, dass für jedes Windgeschwindigkeits-BIN ein Wert für die effektive Turbulenzintensität ermittelt werden muss. Um diesen Bereich einzugrenzen ist gemäß der IEC (IEC, 2010) und der DIBt 2012 (DIBT, 2015) nur der Bereich von $0,2-0,4v_{ref}$ zu betrachten. Basierend auf den in der Auslegung festgelegten Werte für v_{ref} (s. Tab. 4) ergibt sich somit ein Windgeschwindigkeitsbereich von 7,5 m/s bis 15,1 m/s. Da erfahrungsgemäß Anlagenhersteller einen größeren Bereich als Eingangsparameter für ihre Lastberechnung verwenden, wird der Windgeschwindigkeitsbereich auf 3 m/s bis 25 m/s ausgeweitet.

Die BIN-genaue Darstellung der effektiven Turbulenzintensitäten hat zudem noch den weiteren Vorteil, dass durch Darstellung die ermittelten Werte für standortspezifische Nachweise der Betriebslasten durch den Anlagenhersteller genutzt werden können, sofern sich dies als erforderlich herausstellt. Ist der Nachweis der Betriebslasten für die geplanten WEA notwendig, deren Auslegungen nach den Richtlinien der DIBt von 2004 oder 2012 erstellt worden sind, so sind die aufgeführten windgeschwindigkeitsabhängigen Ergebnisse für den Nachweis der Lasten zwingend anzuwenden.

Die Tabelle 20 zeigt die ermittelten Werte der effektiven Turbulenzintensitäten für die WEA der Vorbelastung ohne den Zubau durch die geplanten WEA, während die Tabelle 21 die Werte für die Parkkonfiguration mit allen zu betrachtenden WEA inklusive der Planung enthält.


Windenergieprojekt Ohrenbach – Vorbelastung

Windgeschwindigkeit [m/s]	IEC 61400-1 Ed.3, A [%]	WEA1-N [%]	WEA2-N [%]	WEA1-S [%]	WEA2-S [%]
3	41,9	27,8	26,9	25,3	27,0
4	34,4	27,1	26,6	25,1	26,6
5	29,9	27,0	26,8	25,2	26,5
6	26,9	26,6	26,8	25,3	26,4
7	24,8	26,2	26,8	25,4	26,4
8	23,2	25,7	26,7	25,4	26,3
9	22,0	25,1	26,5	25,3	26,1
10	21,0	23,9	25,8	24,5	25,2
11	20,1	22,3	24,6	23,3	23,8
12	19,5	20,7	23,2	21,9	22,4
13	18,9	19,4	22,0	20,6	21,3
14	18,4	18,6	21,1	19,6	20,5
15	18,0	18,0	20,3	18,6	19,7
16	17,6	17,7	19,7	17,8	19,2
17	17,3	17,6	19,2	17,1	18,8
18	17,0	17,4	18,9	16,5	18,4
19	16,7	17,4	18,7	16,0	17,9
20	16,5	17,3	18,5	15,7	17,5
21	16,3	17,2	18,4	15,5	17,2
22	16,1	17,2	18,2	15,4	17,0
23	15,9	17,1	18,0	15,3	16,7
24	15,7	17,1	17,7	15,2	16,6
25	15,6	17,1	17,4	15,1	15,9

Tabelle 20 Effektive Turbulenzintensitäten für einen Wöhlerlinien-Koeffizienten $m = 10$ auf Nabenhöhe für die fremdgeplanten WEA **nach Zubau** durch die geplanten Standorte; Überschreitung der Auslegungswerte **fett** gedruckt und bei signifikanter Erhöhung gegenüber Vorbelastungsberechnung **rot** markiert


Windenergieprojekt Ohrenbach – Planung

Windgeschwindigkeit [m/s]	DIBt 2012, S [%]	EW_02 [%]	EW_03 [%]	EW_04_1 [%]	EW_05_2 [%]	EW_06 [%]	EW_07 [%]	EW_08_1 [%]	EW_09_1 [%]
3	39,0	24,7	25,1	23,9	24,9	24,2	24,1	23,6	19,8
4	36,0	24,2	24,8	23,7	24,5	24,0	23,6	23,4	19,6
5	33,4	24,0	24,5	23,6	24,2	23,9	23,2	23,3	19,6
6	30,7	23,8	24,3	23,6	23,9	23,9	22,9	23,3	19,5
7	28,4	23,5	24,1	23,6	23,6	23,9	22,6	23,3	19,5
8	26,5	23,3	23,8	23,5	23,2	23,9	22,3	23,3	19,4
9	25,2	22,9	23,2	23,2	22,7	23,8	21,9	23,2	19,3
10	22,9	21,9	22,0	22,3	21,5	22,9	21,0	22,4	18,8
11	20,7	20,7	20,4	21,0	20,3	21,8	20,0	21,4	18,3
12	18,7	19,6	18,8	19,7	19,1	20,6	19,2	20,4	17,8
13	16,9	18,7	17,6	18,6	18,3	19,8	18,6	19,7	17,4
14	16,0	17,9	16,7	17,8	17,8	19,1	18,3	19,2	17,2
15	15,4	17,3	16,0	17,2	17,4	18,6	18,1	18,7	17,0
16	14,9	16,8	15,5	16,7	17,0	18,2	18,0	18,4	16,8
17	14,5	16,4	15,2	16,3	16,7	17,9	17,8	18,1	16,7
18	14,2	16,0	14,9	16,0	16,5	17,6	17,6	17,8	16,6
19	13,9	15,6	14,7	15,7	16,2	17,3	17,4	17,4	16,5
20	13,7	15,3	14,5	15,5	16,1	17,0	17,2	16,9	16,5
21	13,7	15,0	14,3	15,5	15,9	16,8	16,9	16,4	16,6
22	13,5	14,8	14,1	15,5	15,8	16,6	16,5	15,9	16,6
23	13,3	14,5	13,9	15,5	15,6	16,3	16,0	15,2	16,6
24	13,1	14,2	13,6	15,6	15,5	16,1	15,4	14,6	16,5
25	13,0	13,9	13,2	15,5	15,3	15,6	14,8	13,8	16,3

Tabelle 21 Effektive Turbulenzintensitäten für einen Wöhlerlinien-Koeffizienten $m = 10$ auf Nabenhöhe für die geplanten WEA; Überschreitung der Auslegungswerte **fett** gedruckt

Verglichen mit den Auslegungswerten aus der Tabelle 1 ergeben sich bereits für die Vorbelastung Überschreitungen im Windgeschwindigkeitsbereich von 3 m/s bis 25 m/s an allen der fremdgeplanten WEA. Diese Überschreitungen dürfen sich durch den Zubau nicht weiter erhöhen. Um zu gewährleisten, dass sich die effektiven Turbulenzintensitäten nicht weiter durch den Zubau erhöhen, sind Abschaltungen oder Leistungseinschränkungen der geplanten WEA zum Schutz der fremdgeplanten WEA notwendig. Oder die Überschreitungen können im Rahmen einer Lastberechnung durch den WEA-Hersteller überprüft werden.

Die Turbulenzintensitäten an den geplanten WEA-Standorten im WP Ohrenbach sind in Tabelle 21 dargestellt und weisen in einigen BINs des aufgezeigten Windgeschwindigkeitsbereichs von 3 m/s bis 25 m/s Überschreitungen auf. Diese Überschreitungen können durch Abschaltungen oder Leistungseinschränkungen der geplanten WEA minimiert werden, andernfalls durch Lastberechnung des WEA-Herstellers.



Im Rahmen von Lastberechnungen (Betriebs- und Extremlasten) kann ein Anlagenhersteller eine bisher mit Abschaltungen und Betriebseinschränkungen begutachtete Stellungnahme zur Standorteignung noch positiv (ohne oder mit weniger Abschaltungen/Leistungseinschränkungen) bescheinigen. Hierzu werden u.a. die in den Tabellen 20 bis 21 ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten als Ausgangsparameter für die entsprechenden Lastberechnungen genutzt. Anschließend werden die Ergebnisse der Lastberechnung mit den Auslegungswerten verglichen. Bei Erstellung dieser gutachterlichen Stellungnahme zur Standsicherheit lagen die Ergebnisse von anlagenspezifischen Lastberechnungen vor und sind dem Kapitel 3.6 zu entnehmen.

3.5 Weitere Windbedingungen

Die Kriterien der weiteren zu prüfenden Windbedingungen, welche den mittleren Höhenexponent, die mittlere Neigung der Anströmung sowie die Luftdichte umfassen, müssen für die geplanten WEA im WP Ohrenbach bestimmt werden, da aufgrund der teilweise komplexen Einstufung ihrer Standorte das vereinfachte Verfahren nach DIBt 2012 (DIBt, 2015) nicht für die komplexen Standorte zur Anwendung kommt.

3.5.1 Höhenexponent α

Verschiedenste örtliche oder meteorologische Einflüsse haben eine Auswirkung auf den mittleren Höhenexponenten im Bereich des Rotors, beginnend am unteren Rotordurchgang und endend am oberen Rotordurchgang. Örtliche Gegebenheiten können entweder durch die Orografie oder durch Rauigkeiten definiert sein. Orografie bedingte Einflüsse auf den mittleren Höhenexponenten werden durch dessen Lage hervorgerufen. So ist zu unterscheiden, ob der Standort in exponierter Lage auf einer Kuppe oder einem Kamm oder ob der Standort eher in Hanglage oder sogar ebenem Gelände geplant ist. Hinzukommen Einflüsse durch Rauigkeiten wie Wald oder Bebauungen.

Weiterhin hat die Stabilität der Atmosphäre auch noch einen erheblichen Einfluss auf den mittleren Höhenexponenten. Große vertikale Zunahmen, die durch die Stabilitätseigenschaften der Atmosphäre erzeugt werden und die Standsicherheit der geplanten WEA gefährden können, bilden häufig eine Symbiose mit niedrigen Turbulenzen. In Summe gleichen die niedrigen Turbulenzen die hohen vertikalen Zunahmen aus. Bei der folgenden Betrachtung wird somit der Einfluss der Meteorologie in Form der Stabilität der Atmosphäre nicht berücksichtigt.

Gemäß der IEC 61400-1 Ed.3 von 2010 (IEC, 2010) sollte der standortspezifische, mittlere Höhenexponent α unterhalb des Auslegungswertes von 0,2 liegen. Mit der Überarbeitung dieser IEC von 2019 (IEC, 2019) ist der strikte Auslegungswert auf den Bereich von 0,05 bis 0,25 ausgedehnt worden. Den Angaben der Auslegungswerte in den Auslegungsdokumenten des WEA-Herstellers nach weist der WEA-Typ einen von der IEC abweichenden Höhenexponenten α auf, welcher 0,27 beträgt und folglich als Grenzwert zu betrachten ist.

Die geplanten Standorte EW_02, EW_05_2, EW_06, EW_07 und EW_08_1 stehen in orografisch exponierter Lage. Extreme Geländekonturen wie Steilhänge sind in unmittelbarer Umgebung nicht gegeben. Ebenfalls sind keine hohen Lagerhallen oder Vergleichbares im Umfeld vorhanden. Lediglich der Waldbestand, in welchem die Standorte geplant sind, hat einen geringen Einfluss. Durch diesen kommt es speziell im Bereich von unter 80 m zu höheren Windgeschwindigkeitsgradienten als über Freifläche. Für Standorte mit diesen gegebenen orografischen und rauigkeitsbedingten Charakteristika sind hohe vertikale Zunahmen nur im unteren Bereich des Windgeschwindigkeitsprofils



vorherrschend. Bei Berücksichtigung der großen Nabenhöhen von 169,0 m ist anzunehmen, dass sich der gesamte Rotor außerhalb dieses Bereiches befindet.

Windenergieprojekt Ohrenbach	
WEA-Standort	Mittlerer Höhenexponent α [-]
EW_02	0,27
EW_05_2	0,24
EW_06	0,24
EW_07	0,24
EW_08_1	0,24

Tabelle 22 Mittlerer Höhenexponent α im Bereich des Rotors der geplanten WEA im WP Ohrenbach für den WEA-Typ V162-6.0MW mit 169,0 m Nabenhöhe

Die Tabelle 22 zeigt die mittleren Höhenexponenten für die geplanten WEA-Standorte EW_02, EW_05_2, EW_06, EW_07 und EW_08_1. Der Vergleich mit dem WEA-spezifischen Höhenexponenten der Auslegung zeigt, dass die ermittelten Höhenexponenten kleiner bzw. gleich dem Auslegungswert sind und somit die Standsicherheit hinsichtlich des Höhenexponenten gegeben ist.

3.5.2 Luftdichte ρ

Entsprechend der IEC ist die Luftdichte standortspezifisch zu überprüfen und mit der Auslegung zu vergleichen. Dem Punkt 11.9 in der IEC 61400-1 Ed.3 von 2010 (IEC, 2010) folgend ist nachzuweisen, dass die standortspezifische Luftdichte bei Windgeschwindigkeiten, die größer oder gleich v_{ave} sind, kleiner sein muss als die Luftdichte in der Auslegung. Nach der Ed.4 der IEC 61400-1 von 2019 gibt es hierfür eine weitere Variante. Kann mit der bisherigen Variante die Standorteignung der Luftdichte nicht nachgewiesen werden, so ist hingegen folgendes nachzuweisen:

$$\rho_{Auslegung} \times v_{ave, Auslegung}^2 \geq \rho_{Standort} \times v_{ave, Standort}^2$$

Zur Berechnung der Luftdichte ist die langjährig mittlere Lufttemperatur der Wetterstation Kahler Asten (5,6°C bei 839 m ü. NN) verwendet worden. Auf Basis eines atmosphärischen Temperaturgradienten von -0,0065 K/m und einer linearen Abnahme des Luftdrucks ausgehend von 1013,25 hPa auf Meeresniveau werden Luftdruck und Lufttemperatur in Nabenhöhe berechnet. Aus diesen Werten können dann die standortspezifischen Luftdichten für die WEA-Standorte EW_02, EW_05_2, EW_06, EW_07 und EW_08_1 berechnet werden, welche in Tabelle 23 aufgezeigt werden.

Windenergieprojekt Ohrenbach	
WEA-Standort	Luftdichte [kg/m ³]
EW_02	1,154
EW_05_2	1,157
EW_06	1,156
EW_07	1,150
EW_08_1	1,152

Tabelle 23 Luftdichte in Nabenhöhe für den geplanten WEA-Standort im WP Ohrenbach

Die aufgezeigten Werte der Luftdichte liegen für alle zu betrachtenden Standorte unterhalb der Auslegung, so dass eine Standorteignung nachgewiesen ist.



3.5.3 Neigung der Anströmung

Unter Punkt 6.3 sowohl in der IEC 61400-1 Ed.3 (IEC, 2010) als auch in der Ed.4 von 2019 wird ein Grenzwert für die Neigung der Anströmung von 8° festgelegt. Den Auslegungsdokumenten der geplanten WEA zur Folge ist ein Grenzwert für die Neigung der Anströmung von 8° vorgegeben. Zur Überprüfung der Neigung der Anströmung fordert die Ed.3, dass die maximale Neigung in jeder Richtung kleiner als der Auslegungswert sein muss. In der Ed.4 ist hingegen gefordert, dass der energiegewichtete Mittelwert der Neigung kleiner als der Auslegungswert sein soll. Die Tabelle 24 zeigt einerseits die maximale Neigung der Anströmung, welche in einem Richtungssektor auftritt und andererseits die mittlere energiegewichtete Neigung der Anströmung für die komplexen Standorte EW_02, EW_05_2, EW_06, EW_07 und EW_08_1.

Windenergieprojekt Ohrenbach

WEA-Standort	Maximale Neigung der Anströmung in 30° Sektor (IEC 61400-1 Ed.3) [°]	Mittlere energiegewichtete Neigung der Anströmung (IEC 61400-1 Ed.4) [°]
EW_02	4,3	3,2
EW_05_2	3,2	2,4
EW_06	3,9	1,8
EW_07	-4,1	2,5
EW_08_1	-5,5	3,3

Tabelle 24 Mittlere und maximale Neigung der Anströmung in 169,0 m Nabenhöhe für die geplanten WEA im WP Ohrenbach

Da sowohl die maximale als auch die mittlere energiegewichtete Neigung unterhalb des Auslegungswertes liegt, ist die Standorteignung hinsichtlich der Anströmung nach der Ed. 3 und somit auch nach der DIBt 2012 nachgewiesen. Der Nachweis ist ebenfalls nach der IEC Ed.4 erbracht.

3.6 Nachweis der Standsicherheit durch Lastenvergleich

Sowohl die in Kapitel 2.3 dargestellten Winddaten als auch die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten (s. Kap. 0) können im Zusammenhang mit weiteren Windbedingungen wie Höhenexponent α , Luftdichte, Extremwindgeschwindigkeit v_{50} etc. als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebslasten durch den Anlagenhersteller verwendet werden. Der Anlagenhersteller vergleicht anschließend die errechneten Betriebslasten mit den Auslegungslasten und kann dadurch gegebenenfalls die Standsicherheit der geplanten WEA vollständig ohne Leistungseinschränkungen oder Abschaltungen gewährleisten oder zur Reduzierung dieser beitragen.

Die bereitgestellten Daten und Informationen zu den Windbedingungen für die geplanten EW_02, EW_03, EW_04_1, EW_05_2, EW_06, EW_07, EW_08_1 und EW_09_1 sowie für die fremdgeplanten WEA1-N, WEA2-N, WEA1-S und WEA2-S werden von Vestas als Eingangsdaten in deren Software zur Bestimmung der standortspezifischen Betriebslasten verwendet.

Der von Vestas übermittelte Bericht (VESTAS, 2021b) mit den Ergebnissen der Lastberechnungen wird als richtig vorausgesetzt und hinsichtlich der genutzten Eingangsdaten geprüft. Basierend auf dem Lastbericht werden die Betriebs- und Extremlasten aller geplanten WEA und aller fremdgeplanten WEA nicht überschritten.

Folglich kann der Anlagenhersteller durch die Lastberechnungen nachweisen, dass die Standsicherheit sowohl der geplanten WEA als auch der fremdgeplanten WEA nach Zubau der geplanten WEA hinsichtlich der Betriebs- und Extremlasten gewährleistet ist.



3.7 Modell- und Datenunsicherheiten

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung sind vereinfachte Annahmen und Randbedingungen getroffen bzw. definiert worden, um den Aufwand in einem angemessenen Rahmen halten zu können. Sämtliche getroffenen Vereinfachungen sind stets konservativ gewählt worden.

Die Realität kann durch den Einsatz von Modellrechnungen nur angenähert aber nie gänzlich erfasst werden. Folglich dienen die Modelle nur als Hilfsmittel zur Entscheidungsfindung. Die ermittelten Ergebnisse sind aufgrund der Vereinfachungen nur Orientierungswerte, welche ausschließlich unter den getroffenen Randbedingungen Gültigkeit haben.

4. Betriebseinschränkungen zur Einhaltung der Standsicherheit

Aus den Vergleichen zwischen Windbedingungen und Auslegungswerten ergeben sich für einen Wöhlerlinien-Koeffizienten von $m = 10$ Überschreitungen bezüglich der Turbulenzintensitäten. Aufgrund der dargelegten Ergebnisse der Lastberechnung sowohl für die geplanten WEA als auch für die fremdgeplanten WEA sind keine Betriebseinschränkungen zur Gewährleistung der Standsicherheit notwendig.



5. Fazit

Das Windenergieprojekt Ohrenbach im Kreis Siegen-Wittgenstein in Nordrhein-Westfalen ist hinsichtlich der Standorteignung nach DIBt 2012 überprüft und bewertet worden. Zur Überprüfung ist durch den Auftraggeber ein Parklayout mit 8 geplanten WEA des WEA-Typs V162-6.0MW und einer Nabenhöhe von 169,0 m vorgegeben worden. Dieser WEA-Typ hat gemäß der DIBt eine Auslegung der Windzone nach S, was auch für die Auslegungswerte der Turbulenzintensität gilt. Weiterhin sind als Vorbelastung vier WEA des Typs VESTAS V126-3.6MW HTq mit 137,0 m Nabenhöhe durch den Auftraggeber vorgegeben.

Die Überprüfungen der Wind- und Turbulenzbedingungen haben gezeigt, dass es sowohl hinsichtlich der Überprüfung der effektiven Turbulenzintensitäten als auch der Windgeschwindigkeitsverteilung Überschreitungen der Auslegungswerte gibt, so dass auf dieser Basis die Standsicherheit der geplanten und fremdgeplanten WEA nicht gewährleistet werden kann. Ergänzend ist folglich eine Lastberechnung für die geplanten und auch fremdgeplanten WEA-Standorte durchgeführt worden, welche zu dem Ergebnis gekommen ist, dass die Überschreitungen der Wind- und Turbulenzbedingungen zu keinen Überschreitungen der Betriebs- und Extremlasten führen, somit also folglich die Standsicherheit aller geplanten und fremdgeplanten WEA nachgewiesen ist.



Abweichungen zur DIBt 2012 bzw. zum akkreditierten Verfahren PB_07-03-01

In der vorliegenden gutachterlichen Stellungnahme zum Nachweis der Standsicherheit des Windenergieprojektes Ohrenbach liegen keine Abweichungen zum akkreditierten Verfahren PB_07-03-01 und zur DIBt 2012 vor. Es handelt sich bei diesem Prüfbericht um eine akkreditierte Leistung nach dem akkreditierten Verfahren PB_07-03-01 und der DIBt 2012.



Geltungsvoraussetzungen und Disclaimer

Die Geltungsdauer der Ergebnisse wird durch das Windparklayout und durch die windklimatischen Bedingungen beeinflusst. Unter dem Begriff „Windparklayout“ sind Begriffe und Größen wie Standortkoordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe und Nennleistung zu verstehen. Windklimatische Einflussfaktoren sind hingegen die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, die sektoriellen Weibull-Parameter sowie die Umgebungsturbulenzintensität. Letztere Angaben entstammen einer FITNAH-3D-Windfeldmodellierung, welche generell durch Unsicherheiten in Höhe von 5 -10% gekennzeichnet ist. Diese haben aber in diese Untersuchungen keinen Eingang gefunden, da wie gefordert nur mit den berechneten, mittleren Windverhältnissen gearbeitet wird. Es wird empfohlen, dass diese vorhandene Unsicherheit bei der Bewertung der Ergebnisse berücksichtigt wird.

Wird eine dieser Größen im Rahmen der Planung durch den Auftraggeber geändert, so sind die bisherigen ermittelten Ergebnisse nicht mehr gültig und bedürfen einer erneuten Überprüfung unter Berücksichtigung der geänderten Parameter.

Ein Wechsel des WEA-Typs zieht oftmals eine ganze Reihe von weiteren Änderungen nach sich. Durch diesen Wechsel ist es möglich, dass sich die bisherige Turbulenzklasse ändert. Parallel dazu geht meistens eine Änderung der Nabenhöhe einher, was zu einer Änderung der windklimatischen Bedingungen führt.

Die Erstellung der gutachterlichen Stellungnahme zum Nachweis der Standorteignung erfolgt nach den dargestellten für den Standort anwendbaren Richtlinien unparteiisch, gemäß dem anzunehmenden Stand der Technik und mit bestem Wissen und Gewissen. Für die zugrunde gelegten Windverhältnisse und deren Auswertungen und Bewertungen werden seitens der Gutachter keine Garantien übernommen und die Ergebnisse haben nur unter den dargelegten Rahmenbedingungen Gültigkeit. Die gutachterliche Stellungnahme bleibt bis zur Abnahme und Bezahlung alleiniges Eigentum des Auftragnehmers. Es kann anschließend vom Auftraggeber im Rahmen von Antrags- und Genehmigungsverfahren verwendet werden. Die Veröffentlichung bzw. Vervielfältigung und Weitergabe der gutachterlichen Stellungnahme bzw. von Auszügen oder Ergebnissen an Dritte bedarf des schriftlichen Einverständnisses von GEO-NET.



Abkürzungen

Darstellung der im Bericht verwendeten Abkürzungen:

BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DGM	Digitales Geländemodell
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DLC	Auslegungslastfall (D esign L oad C ase)
FITNAH	F low over I rregular T errain with N atural and A nthropogenic H eat Sources
GIS	Geo - Informationssysteme (engl. Geographic Information Systems)
IEC	International Electrotechnical Commission
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NCAR	National Center for Atmospheric Research
NCEP	National Center for Environmental Prediction
NH	Nabenhöhe
UTM-K Z	Universal Transverse Mercator Koordinaten Zone
ü.G.	über Grund
ü. NN	über Normalnull (Meeresniveau)
WEA	Windenergieanlage
WP	Windpark



Quellen

- BK, 2021: Digitales Geländemodell mit einer Rasterweite von 25 m (DGM25) und Topographische Karte 1:25.000, Normalausgabe, Bezirksregierung Köln, Köln.
- DIBt, 1993: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Juni 1993, 2. Aufl., 1995, Berlin, Deutschland.
- DIBt, 2004: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), März 2004, Berlin, Deutschland.
- DIBt, 2015: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Oktober 2012 – korrigierte Fassung März 2015, Berlin, Deutschland.
- DIBt, 2021: Zuordnung der Windzonen zu Verwaltungsgrenzen, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Stand 05.Juli 2021, https://www.dibt.de/fileadmin/dibt-website/Dokumente/Referat/P5/Technische_Bestimmungen/Windzonen_Formular_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx (Abrufdatum: 08.09.2021)
- DIN, 1991: Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; DIN EN 1991-1-4 und DIN EN 1991-1-4/NA (Nationaler Anhang); Deutsches Institut für Normung e.V.; Berlin.
- DIN, 2006: Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005) Edition 3, DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1), Juli 2006, Berlin, Deutschland.
- DIN, 2010: Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; DIN EN 1991-1-4:2010 und DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 (Nationaler Anhang); Deutsches Institut für Normung e.V.; Berlin.
- DTU, 2021: Programmpakete WAsP (Version 11) und WAsP Engineering (Version 4), DTU Wind Energy, Roskilde, Denmark.
- EEA, 2019: Corine Land Cover 2018, Corine-Datensatz zur Nutzungsstruktur, European Environment Agency (EEA), Kongens Nytorv 6, 1050 Copenhagen K, Dänemark
- EMD, 2021: Programmpaket windPRO Version 3.4, EMD International A/S.
- FRANSEN, S. T., 2007: Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters, Risø National Laboratory., Wind Energy Department, January 2007, Roskilde, Denmark.
- GEO-NET, 2021a: Standortinformationen zu umliegenden (Vergleichs-)Windparks, GEO-NET Umweltconsulting GmbH, Eigene Erhebung
- GEO-NET, 2021b: Weibullinformationen zu betrachteten WEA-Standorten, GEO-NET Umweltconsulting GmbH, Eigene Erhebung
- GLIS, 2010: Guidelines for the Certification of Wind Turbines, Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, 2010, Hamburg, Deutschland.
- IEC, 1999: Wind turbines – Part 1: Design requirements; Edition 2; IEC 61400-1, 1999-02, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.
- IEC, 2010: IEC 61400-1, Amendment 1, Wind turbines – Part 1: Design requirements, Edition 3, 2010-10, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.
- IEC, 2019: IEC 61400-1 Edition 4, Wind energy generation systems – Part1: Design requirements, 2019-02, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.
- KRUG, 2021: WEA-Typen und Standorte im WP Ohrenbach sowie der fremdgeplanten WEA im WP Eder Energy, Krug Energie GmbH & Co. KG, Münchhausen, Schriftliche Mitteilung
- KUNTE, A., 2009: Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, Seite 28-30, Seevetal, Deutschland.
- VDI, 1999: Umweltmeteorologie – Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht, VDI 3783 Blatt 12, 1999, Düsseldorf, Deutschland.
- VESTAS, 2021a: Leistungsspezifikationen EnVentus™ V162-6.0MW 50/60Hz, Dokument Nr.: 0098-0840 V04, 14.04.2021, Vestas Wind Systems A/S, Aarhus, Denmark.
- VESTAS, 2021b: Vestas Site Specific Load Calculation Ohrenbach – Germany, Dokument-Nr.: 0109-7640 V00, 27.08.2021, Vestas Wind Systems A/S, Aarhus, Denmark.