



Gutachterliche Stellungnahme
zur
Turbulenzbelastung

im Windpark
Boizenburg

Nr. TU190911-00

01. November 2019

Dipl. Phys. Rainer Cordsen
Overspeed GmbH & Co. KG
Marie-Curie-Str. 1
26129 Oldenburg

Auftraggeber:
ENERKRAFT GmbH
Wallfahrtsteich 27
32425 Minden



Titel: Turbulenzgutachten am Standort Boizenburg
 Datum: 01.11.2019
 Status: vorläufige Version
 Version: 1.0
 Auftraggeber: Firma
 Auftragnehmer: Overspeed GmbH & Co. KG
 Autor: Rainer Cordsen
 Co-Autor: Thomas Pahlke
 Einstufung: vertraulich
 Kontakt: r.cordsen@overspeed.de
 Datei: TU190911-00_Turbulenzgutachten_Boizenburg_V0.9_OV_2019.11.01
 Dok. Nr.: TU190911-00

Historie:

Dok. Nr.	Datum	Beschreibung	Autor
TU190911-00	01.11.2019	vorläufige Version	rc

Oldenburg, 01.11.2019

Verantwortlicher Bearbeiter:

Abgenommen durch:

 Rainer Cordsen
 Dipl. Phys.

 Thomas Pahlke
 Dipl. Phys.

© 2019 Overspeed GmbH & Co. KG
Marie-Curie-Str. 1
26129 Oldenburg
Germany



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Methodik	5
2.1	Standortbegehung	5
2.2	Das Verfahren nach dem Europäischen Windatlas	5
2.3	Umgebungsturbulenz und effektive Turbulenzintensität	6
2.4	DIBt Windzone und 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	6
3	Eingangsgrößen für die Umgebungsturbulenzermittlung	7
3.1	Übersichtskarte des Standortes	7
3.2	Beschreibung des Windparkstandortes Boizenburg	8
3.3	Beschreibung der DWD-Windmessung am Standort Boizenburg	9
3.4	Fotodokumentation des Referenzstandortes im Windparkgebiet Boizenburg	10
3.5	Meteorologische Basisdaten für die Berechnung	14
3.6	Technische Daten der Windenergieanlagen	14
3.7	Konfiguration des Windparks.....	15
3.8	Beschreibung der Windpark-Szenarien zur Turbulenzberechnung.....	15
4	Ergebnisse	17
4.1	Übersicht.....	17
4.2	Abstände der WEA.....	17
4.3	Umgebungsturbulenz.....	17
4.4	Effektive Turbulenz.....	20
4.4.1	Szenario 1: Windpark mit allen Standorten	20
4.4.2	Szenario 2: Windpark mit allen Standorten unter Berücksichtigung von Sektormanagement.....	24
4.5	50-Jahres-Windgeschwindigkeit	27
4.6	Unsicherheitsangaben	28
4.7	Verifizierung der Ergebnisse	28
5	Zusammenfassung	29
6	Erläuterungen zu den Ergebnissen	30
7	Quellen	31
7.1	Literaturverzeichnis	31
7.2	Verwendete Programme	31
8	Anhang	32
8.1	Effektive Turbulenzintensität – Detaillierte Berechnungsergebnisse	32
8.1.1	Szenario 1	32
8.1.2	Szenario 2: Sektormanagement.....	36
8.2	Verwendete Kennlinien	40
8.2.1	Nordex, N163-5.7MW	40
8.2.2	Vestas, V162-5600	41



1 Einleitung

Am Standort Boizenburg im Landkreis Ludwigslust-Parchim in Mecklenburg-Vorpommern ist die Neuerrichtung von drei Windenergieanlagen (WEA) vom Typ Nordex N163 5.7MW mit einem Rotordurchmesser von 163m und einer Nabenhöhe von 164m geplant (Windpark Boizenburg). Parallel dazu ist eine weitere WEA vom Typ Vestas V162 5.6MW mit einem Rotordurchmesser von 163m und einer Nabenhöhe von 119m geplant.

Es muss geprüft werden, ob die standortspezifische effektive Turbulenzintensität sämtlicher WEA im Windpark unterhalb der in aktuell gültigen Richtlinien angegebenen Grenzwerte liegt, da ansonsten die Standsicherheit der WEA bezüglich Turbulenz gefährdet ist.

Gegenstand dieser Ermittlung ist

- die Bestimmung der Umgebungsturbulenz in Abhängigkeit der Windrichtung am Windparkstandort für die verschiedenen Nabenhöhen der WEA
- die Bestimmung der standortspezifischen effektiven (designäquivalenten) Turbulenz für verschiedene Wöhlerkurven für alle WEA im Windpark
- die Bestimmung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit entsprechend DIBt Windzonenkarte
- eine Optimierung bzgl. der Turbulenzgrenzwerte durch Sektormanagement der Nordex N163



2 Methodik

2.1 Standortbegehung

Für jede Energieertrags- und Turbulenzermittlung erfolgt eine Standortbegehung mit Foto-Dokumentation. Das für den Windpark ausgewählte Gebiet sowie die Umgebung werden besichtigt. Vorhandene Hindernisse, Rauigkeiten und Höhenprofile werden mit den vorhandenen topografischen Karten verglichen und gegebenenfalls mit zusätzlichen Informationen ergänzt. Soweit zutreffend, werden die Standorte vorhandener WEA mit Hilfe von GPS Systemen überprüft sowie Nabenhöhen plausibilisiert.

Zusätzlich werden, soweit noch nicht erfolgt bzw. notwendig, nächstgelegene meteorologische Messstationen besichtigt, deren Daten für Berechnungen verwendet werden sollen. Die nahe und weitere Umgebung sowie der Messmast selbst werden dabei detailliert inspiziert und dokumentiert. Bei einem Messmast ist es besonders wichtig, Abschattungseinflüsse von Hindernissen und Mastelementen sowie mangelhafte Installationen festzustellen.

2.2 Das Verfahren nach dem Europäischen Windatlas

Die Ermittlung der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit bzw. Windgeschwindigkeitsstatistiken für die Standorte der Windenergieanlagen erfolgt nach dem Europäischen Windatlas-Verfahren mit dem "Wind Atlas Analysis and Application Program" (WAsP) des Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark.

Für die Berechnung muss auf vorhandene langjährige Messungen bestehender meteorologischer Basisstationen zurückgegriffen werden. Standort und Basisstation sollten dabei in derselben Region liegen bzw. in einer Region mit weitgehend konstantem Windklima, damit die Windbedingungen in großen Höhen (geostrophischer Wind) vergleichbar sind.

Die Windgeschwindigkeit, die an einer meteorologischen Station gemessen wird, ist im Wesentlichen von zwei Faktoren abhängig: den regionalen Windbedingungen und der Topographie des Umfeldes bis zu einem Bereich von 10 Kilometern. Die Messungen an einer meteorologischen Station sind damit nur für diesen Standort repräsentativ und können nicht direkt herangezogen werden, um für einen benachbarten Standort mit einer im Allgemeinen anderen Topographie die Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe von WEA zu bestimmen.

Der "Europäische Wind Atlas" ist ein Verfahren, das die standortspezifischen Messdaten von den Einflüssen der Topographie bereinigt und auf ein nicht standortspezifisches, allgemeines regionales Windklima hochrechnet. Aus diesem regionalen Windklima kann dann mit der umgekehrten Anwendung des Verfahrens das Windklima an einem anderen Standort unter Berücksichtigung der dort vorliegenden speziellen Topographie bestimmt werden. Das Modell basiert auf den physikalischen Prinzipien von Strömungen in atmosphärischen Grenzschichten und berücksichtigt mit Hilfe vereinfachter Modellansätze die Reduktion der Windgeschwindigkeit durch Vegetation und sonstigen Bodenrauigkeiten, Abschattungseffekte von Gebäuden und anderen Hindernissen sowie die Änderung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung durch orographische Effekte (Berge, Täler).

Zur Anwendung des Verfahrens wird die Bodenrauigkeit in der Umgebung des zu untersuchenden Standortes (und ggf. der Basisstation) durch die Zuordnung von Rauigkeitslängen beschrieben, die Lage und Höhe eventueller Hindernisse erfasst und ggf. eine orographische Beschreibung der Umgebung anhand der Höhenlinien aus topografischen Karten angefertigt. Es wird ein Bereich im Umkreis von bis zu 10 km oder mehr um den Standort berücksichtigt.

Mit dieser Standortbeschreibung wird aus dem regionalen Windklima für eine vorgegebene Höhe des zu untersuchenden Standortes der Mittelwert und die Statistik der Wind-



geschwindigkeiten berechnet, im Einzelnen die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten (Parameter der Weibullverteilung) für jeden von 12 Windrichtungssektoren. Mit Hilfe dieser standorttypischen Verteilungen und der Leistungskennlinie der WEA wird die mittlere zu erwartende Jahresenergieproduktion berechnet.

Für die richtige Bewertung und Bestimmung der Eingangsdaten für dieses Verfahren sind umfassende Erfahrungen mit den Prinzipien und der Sensitivität des Windatlas-Verfahrens erforderlich. Die Basisstation hat starken Einfluss auf das Ergebnis und muss hinsichtlich der Lage und des Messzeitraums geeignet ausgewählt werden.

2.3 Umgebungsturbulenz und effektive Turbulenzintensität

Zur Untersuchung der Standsicherheit der geplanten und der bestehenden WEA muss die standortspezifische effektive Turbulenzintensität für alle WEA-Standorte bestimmt werden. Die Bestimmung der effektiven (designäquivalenten) Turbulenz wird gemäß Richtlinien DIN EN 61400-1 [1], DiBt 2012/2015 [3] sowie IEC 61400-1 [2] nach dem Frandsen-Modell [5] durchgeführt.

Für die Berechnung der Umgebungsturbulenz an jedem Anlagenstandort gehen unter anderem standortspezifische Parameter wie Höhenprofil, Rauigkeitskarten und Windrichtungsverteilungen ein. Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität wird neben der Umgebungsturbulenz die turbulenz erzeugenden Nachlaufströmungen der benachbarten WEA berücksichtigt. Bei nicht regelmäßig angeordneten WEA, die in den Normen bzgl. der räumlichen Erfassung bei der windparkinternen Turbulenzberechnung nicht explizit beschrieben sind, wird zur Berechnung auf Standardprogramme [S1][S2][S3] mit angepassten Verfahren zurückgegriffen. Die effektive Turbulenz wird durch Integrieren der Turbulenzintensitäten der verschiedenen Windrichtungen und Gewichten in Bezug auf die Windrichtungshäufigkeit bestimmt. Sie wird für typische Wöhler-Exponenten für alle WEA-Standorte bestimmt.

2.4 DIBt Windzone und 50-Jahres-Windgeschwindigkeit

Die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit wird entsprechend DIBt Windzonenkarte [3] bestimmt und entsprechend dem nach DIBt definierten Windprofil auf die Nabhöhen umgerechnet.



3 Eingangsgrößen für die Umgebungsturbulenzermittlung

3.1 Übersichtskarte des Standortes



Abbildung 1: Übersichtskarte der Umgebung des Windparkgebietes (blaue Markierungen) und der DWD-Station Boizenburg (rote Markierung)



3.2 Beschreibung des Windparkstandortes Boizenburg

Der Windparkstandort Boizenburg befindet sich im Landkreis Ludwigslust-Parchim in Mecklenburg-Vorpommern, ca. 3 km nordöstlich der Ortschaft Boizenburg. Es dehnt sich ca. 1.5 km in nordwestlicher Richtung aus.

Direkt östlich des Gebietes befindet sich ein Waldstreifen von ca. 1500 m Breite und 2800 m Länge in nordöstlicher Richtung. Die Anlagen befinden sich auf landwirtschaftlich genutzten Feldern.

Die weitere Umgebung des Windparks ist geprägt durch landwirtschaftliche Nutzung und kleinere bis mittelgroße Waldgebiete.



Abbildung 2: Übersichtskarte des Windparkstandortes mit den neu geplanten (rote Markierungen) Anlagen.



3.3 Beschreibung der DWD-Windmessung am Standort Boizenburg

Die Windmessung des Deutschen Wetterdienstes DWD erfolgt etwa 2 km vom nordwestlichen Rand Boizenburgs im Ortsteil Streitheide. Das flach wellige bis hügelige Gelände der Umgebung fällt im Süden zum breiten Urstromtal der Elbe stark, nach Westen und Nordwesten zur anmoorigen Niederung der Strecknitz langsam ab. Nördlich der Windmessung befinden sich in kurzer Entfernung das Stationsgebäude sowie außerhalb des Stationsgrundstücks ein mit hohen Bäumen und landwirtschaftlichen Gebäuden bestandenes Hofgelände. Im Süden wachsen in etwa 70 m Entfernung einige hohe Robinien. In den übrigen Richtungen ist die Windmessung frei von größeren Hinderniseinflüssen. Die Region wird überwiegend landwirtschaftlich, im Norden, Nordosten und Südwesten auch forstwirtschaftlich genutzt. Sie ist geprägt durch den Übergang zwischen Heidelandschaften im Westen Mecklenburgs und der Elbeniederung.

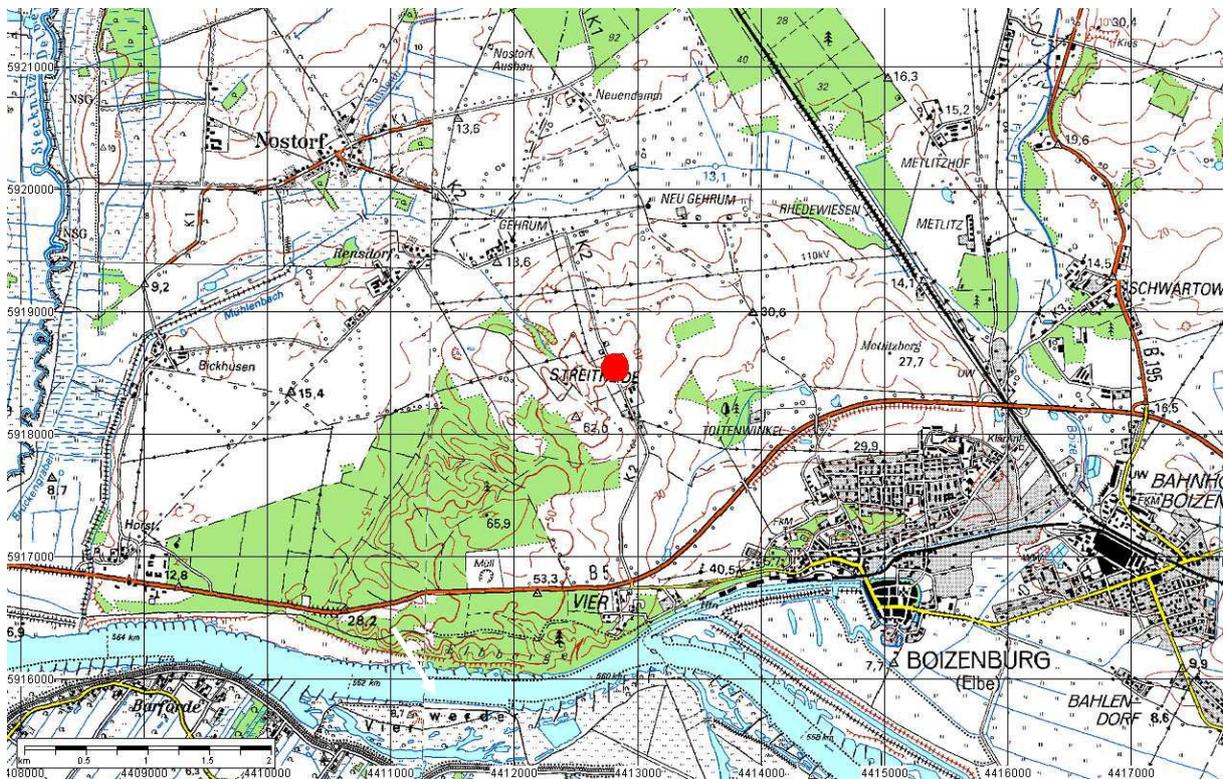


Abbildung 3: Übersichtskarte des Messmast-Standortes (roter Kreis).



3.4 Fotodokumentation des Referenzstandortes im Windparkgebiet Boizenburg

Aufnahmen im Windparkgebiet in alle Himmelsrichtungen:



Ost



Südost



Süd



Südwest







3.5 Meteorologische Basisdaten für die Berechnung

Für die Berechnungen wurden folgende Daten verwendet:

DWD Station Boizenburg

Messhöhe:	18 m
Zeitraum:	01.01.1992 - 31.12.2001, 10 Jahre
Koordinaten:	UTM 33, ETRS89: 213324Ost, 5924490Nord
Mittlere Windgeschwindigkeit:	3.9 m/s
Verfügbarkeit:	98.2 %
Datenformat:	WAsP-Statistik

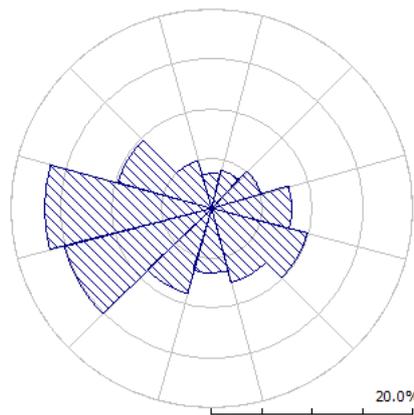


Abbildung 4: Windrichtungsverteilung der DWD-Station Boizenburg

Der Standort des Messmastes des Deutschen Wetterdienstes befindet sich im Nordwesten der Ortschaft Boizenburg im Ortsteil Streitheide, ca. 5 km südwestlich des Windparkgebietes.

3.6 Technische Daten der Windenergieanlagen

Technische Daten der bestehenden und geplanten Windenergieanlagen und die verwendeten Kennlinien sind im Folgenden sowie im Anhang beschrieben.

Die Turbulenzkriterien wurden den Anlagenspezifikationen [6] bzw. telefonischen Aussagen des Herstellers [7] entnommen, da für die geplanten WEA keine Typenprüfungen vorlagen.

Die vorliegenden Schubbeiwert-Kennlinien der Nordex N163 und Vestas V162 sind theoretische Kennlinien nach Herstellerangaben.

Allgemeiner Hinweis:

Theoretische Leistungskennlinien und theoretische Schubbeiwert-Kennlinien (ct) können mit großen Unsicherheiten behaftet sein, die sich als Unsicherheiten in den berechneten Jahresenergieerträgen und den berechneten Turbulenzintensitäten niederschlagen. Wir empfehlen, neben vermessenen Leistungskennlinien auch vermessene ct-Kennlinien zu verwenden.



3.7 Konfiguration des Windparks

In Tabelle 1 sind die Koordinaten der vorhandenen WEA zusammengestellt. Die Koordinaten wurden vom Auftraggeber vorgegeben und von uns plausibilisiert (siehe auch Abbildung 5).

Tabelle 1: Koordinaten und Nabenhöhen der WEA im Windparkgebiet Boizenburg

WEA Bez.	Typ	Standorthöhe über NN [m]	Nabenhöhe [m]	Koordinaten (UTM-33, ETRS 89)	
				RW [m]	HW [m]
WEA 1	N163	27	164	217915	5926908
WEA 2	N163	29	164	218213	5926327
WEA 4 Neu	N163	25	164	218549	5925654
UKA WEA	V162	30	119	218564	5926071

3.8 Beschreibung der Windpark-Szenarien zur Turbulenzberechnung

Zur Optimierung bzgl. der Turbulenzgrenzwerte der WEA wurden folgende Szenarien berechnet:

1. Berechnung mit allen WEA.
2. Bei Überschreitung der Turbulenzgrenzwerte Sektormanagement der Nordex WEA bis die Turbulenzgrenzwerte eingehalten werden.

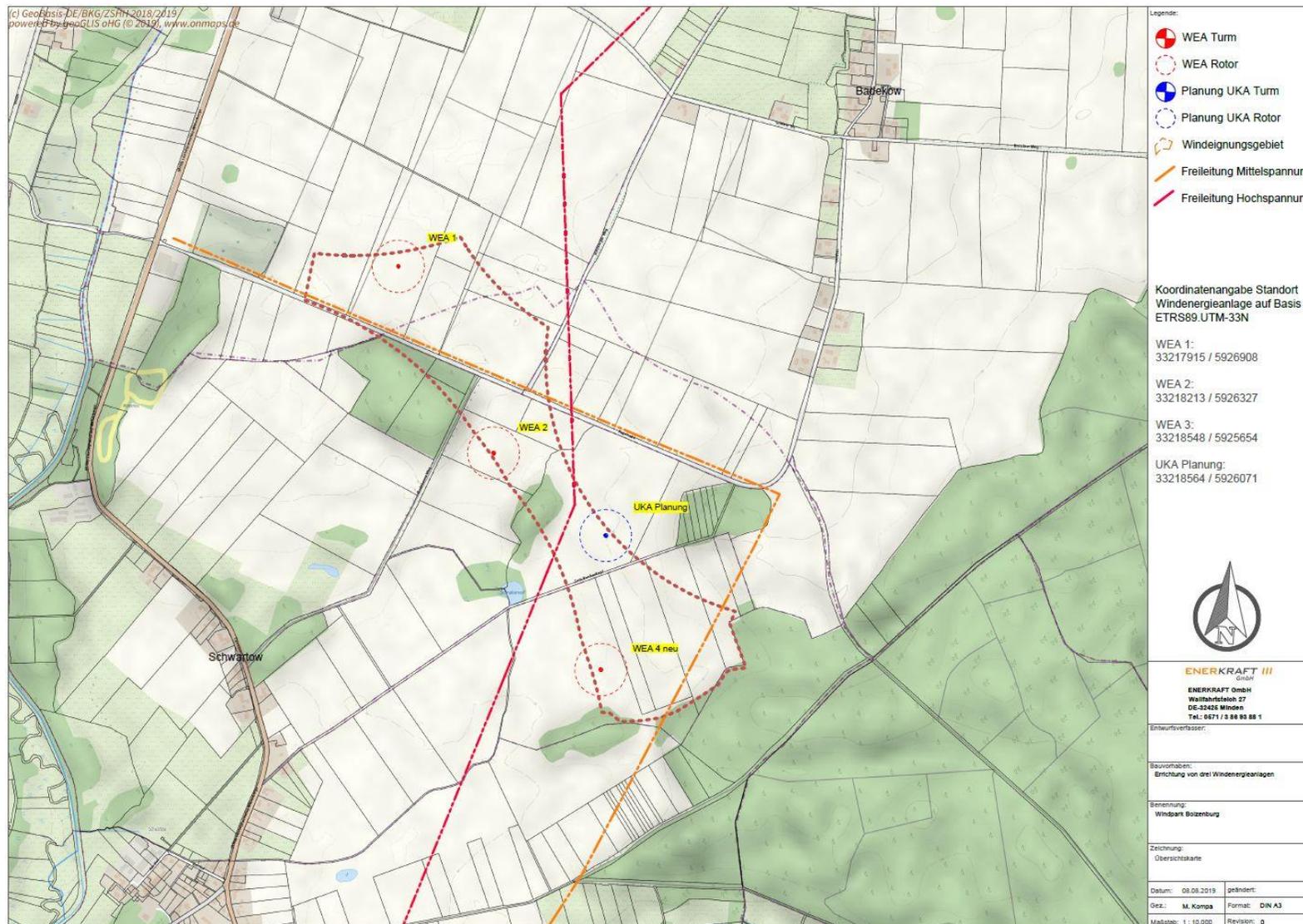


Abbildung 5: Lage der vom Auftraggeber geplanten (rote Markierungen) und der parallel geplanten (blaue Markierung) WEA in Windpark Boizenburg. Quelle: Enerkraft GmbH

4 Ergebnisse

4.1 Übersicht

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Berechnungen nach dem in Kapitel 2 beschriebenen Verfahren aufgeführt. Zunächst werden die WEA-Abstände und die für die verschiedenen WEA-Standorte berechneten windrichtungsabhängigen Umgebungsturbulenzen für die vier WEA-Standorte dargestellt. Die dargestellten Ergebnisse geben die Umgebungsturbulenz am jeweiligen Standort bei freier ungestörter Anströmung wieder (ohne Windparkabschattungseffekte, unter Berücksichtigung der Orographie und der Rauigkeiten (Siehe Abbildung 6)).

Anschließend (Abschnitt 4.4) werden die Ergebnisse der Turbulenzberechnungen aufgeführt und ein Vergleich der Szenarien durchgeführt. Den Berechnungen liegen die Umgebungsturbulenzen, die meteorologischen Bedingungen (Windrichtung, Windgeschwindigkeit) der DWD-Station Boizenburg und die Schubbeiwert-Kennlinien (c_t - Kennlinie) der ausgewählten WEA zugrunde. Die verwendeten Kennlinien sind im Anhang aufgeführt.

Die Bestimmung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit entsprechend DIBt Windzonenkarte ist in Abschnitt 4.5 dargestellt.

4.2 Abstände der WEA

Tabelle 2: Abstände der WEA zueinander in m (oben) und in Rotordurchmessern D (unten)

Abstände WEA [m]	WEA-1	WEA-2	WEA-4	UKA-WEA
WEA-1	-	653	1405	1059
WEA-2	653	-	752	434
WEA-4	1405	752	-	417
UKA-WEA	1059	434	417	-

Abstände WEA [D]	WEA-1	WEA-2	WEA-4	UKA-WEA
WEA-1	-	4.0	8.6	6.5
WEA-2	4.0	-	4.6	2.7
WEA-4	8.6	4.6	-	2.6
UKA-WEA	6.5	2.7	2.6	-

4.3 Umgebungsturbulenz

In den folgenden Tabellen ist die Umgebungsturbulenz für die vier WEA-Standorte im Windparkgebiet dargestellt. Es ergibt sich für eine Nabenhöhe von 164 m eine mittlere Umgebungsturbulenzintensität von 11.7-11.9 % an den neu geplanten Standorten. Am Standort der parallel geplanten V162 ergibt sich in 119 m Nabenhöhe eine Umgebungsturbulenz von 12.4 %.

Da keine geeigneten Windmessungen zur Turbulenzbestimmung vorlagen, wurde die Umgebungsturbulenz mit einem Standardverfahren [S2] basierend auf Rauigkeits- und Höhenkarten bestimmt.



Tabelle 3: Mittlere Rauigkeitslänge, Umgebungsturbulenz und Häufigkeit der Windrichtung der einzelnen Windrichtungssektoren am Standort der geplanten WEA 1 (N163) im Windpark Boizenburg. Höhe: 164 m über Grund.

Sektor [°]	Häufigkeit [%]	Referenz- Rauigkeitslänge [m]	Umgebungsturbulenz [%]
0	3.24	0.105	13.1
30	4.11	0.117	13.2
60	6.09	0.122	12.0
90	7.79	0.097	12.7
120	11.55	0.091	11.6
150	7.06	0.082	11.4
180	6.31	0.087	11.3
210	11.75	0.097	12.0
240	16.68	0.097	11.7
270	11.42	0.085	11.9
300	9.76	0.096	11.8
330	4.23	0.104	12.8
		gesamt:	11.9

Tabelle 4: Mittlere Rauigkeitslänge, Umgebungsturbulenz und Häufigkeit der Windrichtung der einzelnen Windrichtungssektoren am Standort der geplanten WEA2 (N163) im Windpark Boizenburg. Höhe: 164 m über Grund.

Sektor [°]	Häufigkeit [%]	mittlere Rauigkeitslänge [m]	Umgebungsturbulenz [%]
0	3.59	0.084	11.4
30	4.10	0.061	11.7
60	5.31	0.085	12.1
90	7.83	0.099	11.9
120	9.72	0.112	13.3
150	7.71	0.074	10.4
180	6.52	0.064	10.9
210	9.15	0.073	10.6
240	15.23	0.073	11.3
270	16.59	0.068	11.3
300	9.35	0.099	12.9
330	4.92	0.117	13.1
		gesamt:	11.7



Tabelle 5: Mittlere Rauigkeitslänge, Umgebungsturbulenz und Häufigkeit der Windrichtung der einzelnen Windrichtungssektoren am Standort der geplanten WEA 4 Neu (N163) im Windpark Boizenburg. Höhe: 164 m über Grund.

Sektor [°]	Häufigkeit [%]	mittlere Rauigkeitslänge [%]	Umgebungsturbulenz [%]
0	3.53	0.091	11.9
30	4.01	0.062	12.4
60	5.22	0.107	13.0
90	7.90	0.124	12.0
120	9.86	0.117	12.8
150	7.77	0.073	10.3
180	6.47	0.073	11.0
210	8.88	0.069	10.8
240	15.05	0.081	11.2
270	16.70	0.057	11.4
300	9.70	0.087	12.4
330	4.93	0.110	12.9
		gesamt:	11.7

Tabelle 6: Mittlere Rauigkeitslänge, Umgebungsturbulenz und Häufigkeit der Windrichtung der einzelnen Windrichtungssektoren am Standort der parallel geplanten UKA WEA (V162) im Windpark Boizenburg. Höhe: 119 m über Grund.

Sektor [°]	Häufigkeit [%]	mittlere Rauigkeitslänge [%]	Umgebungsturbulenz [%]
0	3.64	0.094	11.9
30	4.12	0.061	12.5
60	5.31	0.095	12.7
90	7.75	0.106	13.2
120	9.66	0.120	14.3
150	7.80	0.077	10.9
180	6.64	0.070	11.3
210	9.17	0.064	11.1
240	15.08	0.076	11.6
270	16.39	0.070	12.1
300	9.43	0.093	14.0
330	5.02	0.105	13.4
		gesamt:	12.4

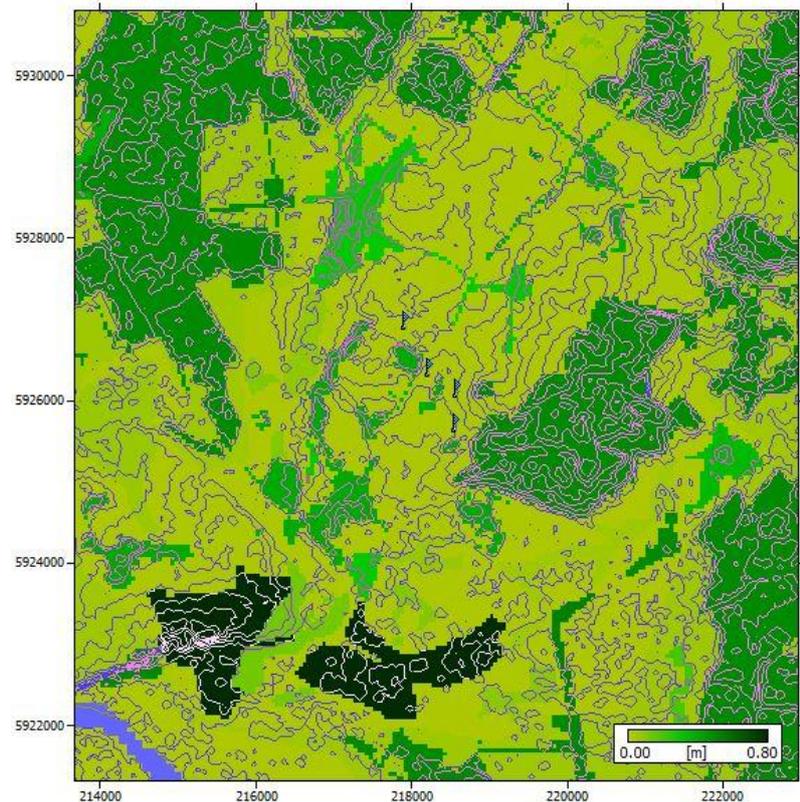


Abbildung 6: Ausschnitt der zur Bestimmung der Umgebungsturbulenz am Standort Boizenburg verwendeten Rauigkeits- und Höhenkarte. Die Fächer markieren die WEA im Windpark Boizenburg.

4.4 Effektive Turbulenz

Die effektive Turbulenz an jedem WEA-Standort in Nabenhöhe darf die nach DIN EN 61400-1 [1] festgelegten windgeschwindigkeitsabhängigen Turbulenzintensitäten in definierten Bereichen nicht überschreiten.

Hinweis: Die genaue Spezifikation der Anlagenklasse S lag nur für die Vestas V162 vor, für die Nordex N163 lagen keine Angaben vor, da sich die Anlage noch im Spezifikationsprozess befindet. Daher wurden bei den Berechnungen der Nordex-Anlagen die Turbulenzgrenzwerte der Vestas V162 angenommen. Die endgültige Eignung der WEA für den Standort ist anschließend unter Berücksichtigung dieser Ergebnisse mit dem Hersteller abzustimmen.

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Berechnung der effektiven Turbulenz an den Anlagenstandorten für die verschiedenen Szenarien dargestellt.

4.4.1 Szenario 1: Windpark mit allen Standorten

Folgende Anlagen wurden berücksichtigt: WEA 1, WEA 2, WEA 4 Neu und UKA WEA.

Der für die effektive Turbulenzintensität relevante Windgeschwindigkeitsbereich nach DIBt [3] entspricht $V_{\text{cut-in}}$ bis $0.4 \cdot v_{b,0}$, hier also 3 bis 16 m/s (siehe 4.5).

Es ergibt sich, dass für die geplanten WEA 1 und WEA 4 Neu die kritische Turbulenz (nach Anlagenspezifikation [6] für Klasse S (19 % bei 15 m/s), siehe blaue Kurve in Abbildung 7), im relevanten Windgeschwindigkeitsbereich unterschritten wird, bei WEA 2 und der parallel geplanten UKA-WEA werden die Turbulenzgrenzwerte im relevanten



Windgeschwindigkeitsbereich teilweise überschritten (siehe Tabelle 7, Abbildung 7 und Abbildung 8).

Die neu geplanten WEA 1 und WEA 4 neu erfüllen in dieser Windparkkonfiguration damit die Anforderungen der Richtlinien bezüglich Turbulenz für die verschiedenen Wöhler-Exponenten unter Annahme der Turbulenzgrenzwerte der Vestas WEA. Bei WEA 2 und der parallel geplanten UKA-WEA ist aufgrund der Überschreitung der Turbulenzgrenzwerte eine Optimierung durch Sektormanagement notwendig, siehe Kapitel 4.4.2.

Hinweis: Die Berechnungen wurden für übliche, materialspezifische Wöhler-Koeffizienten (4,7,10 und 12) durchgeführt. Aufgrund der fehlenden Angaben für die Nordex Anlagen ist die Gültigkeit dieser Ergebnisse, vor allem der Turbulenzgrenzwerte und der für den Anlagentypen anzusetzenden Wöhlerkoeffizienten, vom Anlagenhersteller zu bestätigen.

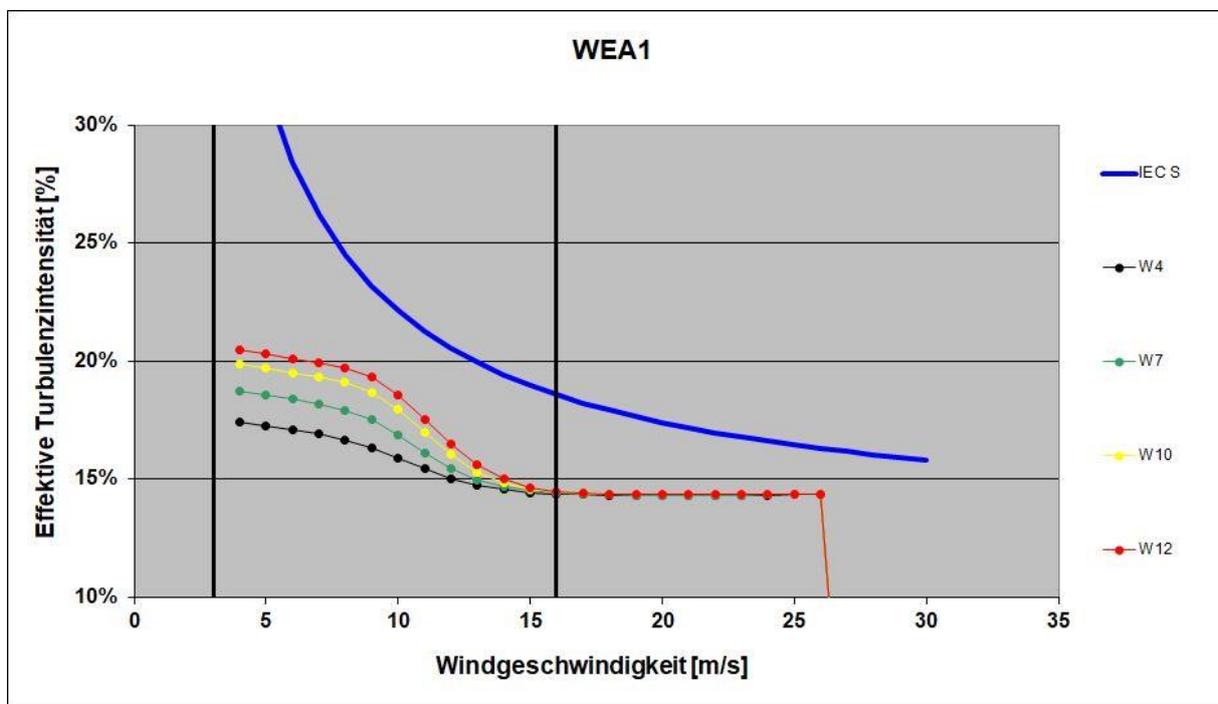


Abbildung 7: Szenario1(Basis-Szenario inklusive aller WEA): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} für verschiedene Wöhler-Exponenten an der WEA 1 (N163). Die schwarzen Linien kennzeichnen den relevanten Windgeschwindigkeitsbereich.

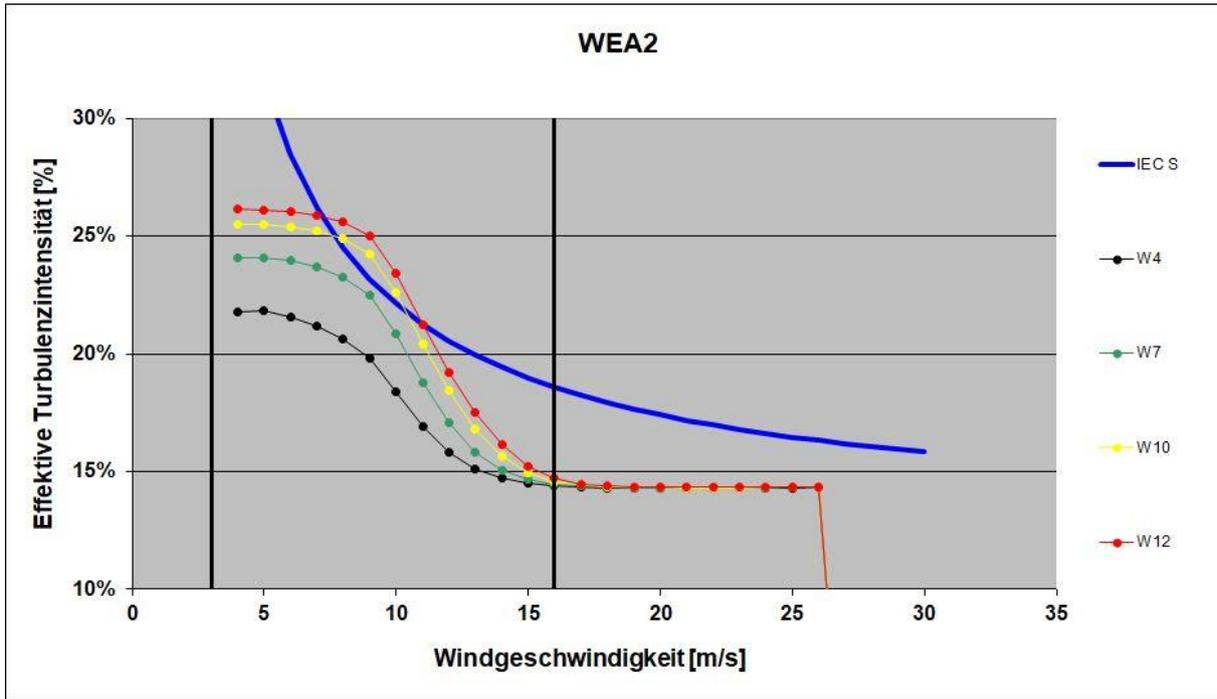


Abbildung 8: Szenario1(Basis-Szenario inklusive aller WEA): Effektive Turbulenzintensität Ieff für verschiedene Wöhler-Exponenten an der WEA 2 (N163). Die schwarzen Linien kennzeichnen den relevanten Windgeschwindigkeitsbereich.

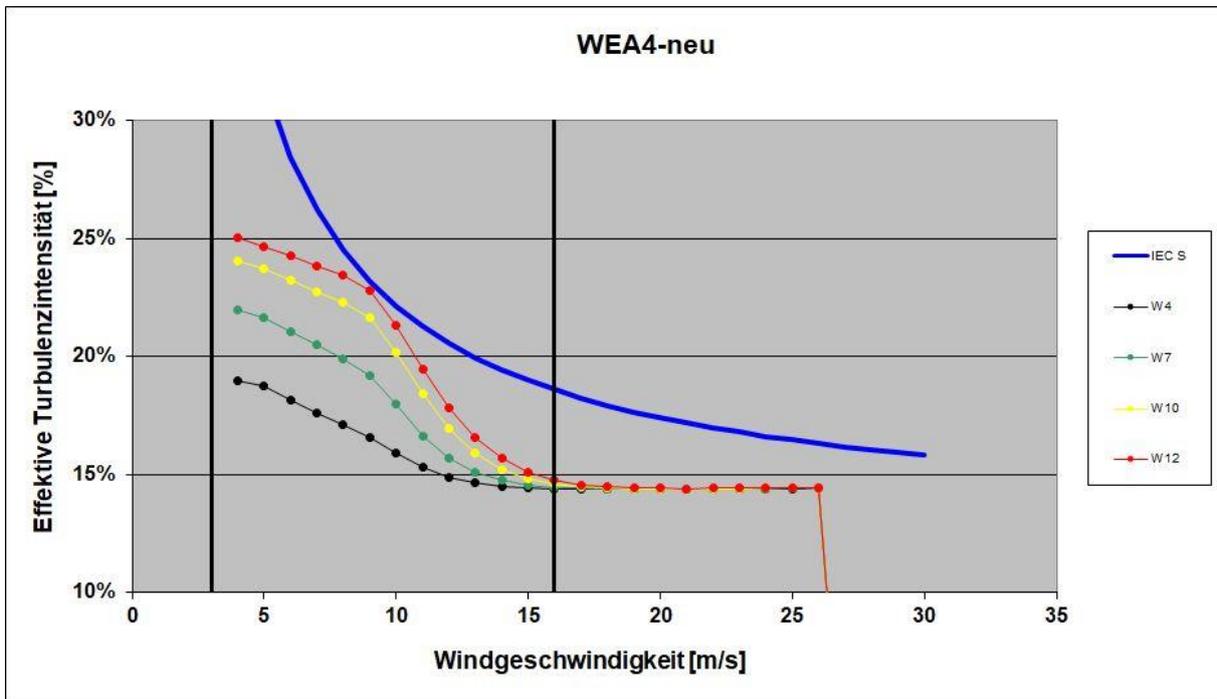


Abbildung 9: Szenario1(Basis-Szenario inklusive aller WEA): Effektive Turbulenzintensität Ieff für verschiedene Wöhler-Exponenten an der WEA 4 Neu (N163). Die schwarzen Linien kennzeichnen den relevanten Windgeschwindigkeitsbereich.

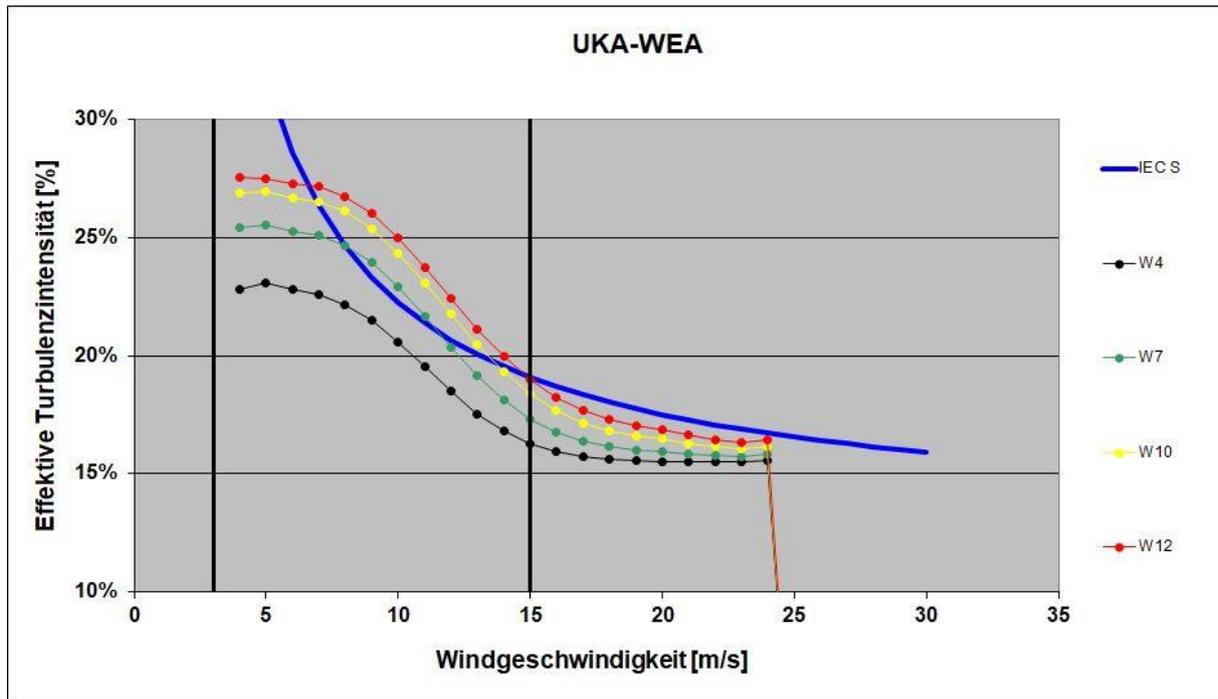


Abbildung 10: Szenario1(Basis-Szenario inklusive aller WEA): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} für verschiedene Wöhler-Exponenten an der UKA WEA (V162). Die schwarzen Linien kennzeichnen den relevanten Windgeschwindigkeitsbereich.

Der Vollständigkeit halber sind in der folgenden Tabelle zum Vergleich mit früheren Berechnungsmethoden die früher relevanten Ergebnisse bei 15 m/s dargestellt.

Tabelle 7: Szenario1(Basis-Szenario inklusive aller WEA): Effektive Turbulenzintensität I_{eff15} der einzelnen WEA für verschiedene Wöhler-Koeffizienten bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s. Werte, die den Grenzwert überschreiten, in roter Schrift. Grenzwert: 19.0 %

WEA	I_{eff15} Wöhler: 4	I_{eff15} Wöhler: 7	I_{eff15} Wöhler: 10	I_{eff15} Wöhler: 12
WEA 1	14.4%	14.5%	14.6%	14.7%
WEA 2	14.5%	14.7%	14.9%	15.2%
WEA 4 neu	14.4%	14.6%	14.8%	15.1%
UKA-WEA	16.3%	17.3%	18.4%	19.0%



4.4.2 Szenario 2: Windpark mit allen Standorten unter Berücksichtigung von Sektormanagement

Folgende Anlagen wurden berücksichtigt: WEA 1, WEA 2, WEA 4 Neu und UKA WEA, Sektormanagement an WEA 2 und WEA 4 Neu.

Der für die effektive Turbulenzintensität relevante Windgeschwindigkeitsbereich nach DIBt [3] entspricht $V_{\text{cut-in}}$ bis $0.4 \cdot v_{b,0}$, hier also 3 bis 16 m/s (siehe 4.5).

Die Berechnung erfolgte unter der Annahme, dass WEA 2 und WEA 4 Neu unter den in Tabelle 8 dargestellten Bedingungen für Windrichtung und Windgeschwindigkeit abgeschaltet wird.

Tabelle 8: Sektormanagementeinstellungen: Die dargestellten WEA werden in den angegebenen Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsbereichen abgeschaltet

WEA	Windrichtung von ... bis	Windgeschwindigkeit von ... bis
WEA 2	105-165 Grad 290-350 Grad	7.1-9.0 m/s 7.1-16.0 m/s
WEA 4 Neu	160-200 Grad	6.1-13.0 m/s

Aus den Berechnungen ergibt sich, dass für alle vier WEA die kritische Turbulenzintensität im relevanten Windgeschwindigkeitsbereich unterschritten wird (siehe folgende Tabelle und Abbildungen).

Die geplanten WEA erfüllen in dieser Windparkkonfiguration die Anforderungen der Richtlinien und der Anlagenspezifikation [6] bezüglich Turbulenz für verschiedene Wöhler-Exponenten.

Die Abschaltung von Anlagen bei definierten Windrichtungen und -geschwindigkeiten führt zu einem Energieertragsverlust. Der Verlust beträgt im vorliegenden Fall ca. 5.5 % bezogen auf die drei vom Auftraggeber geplanten Nordex-Anlagen. Dieser Wert dient nur der Orientierung und sollte in einem separaten Ertragsgutachten genauer bestimmt werden.

Die detaillierten Ergebnisse sind in Anhang 8.1.2 dargestellt.

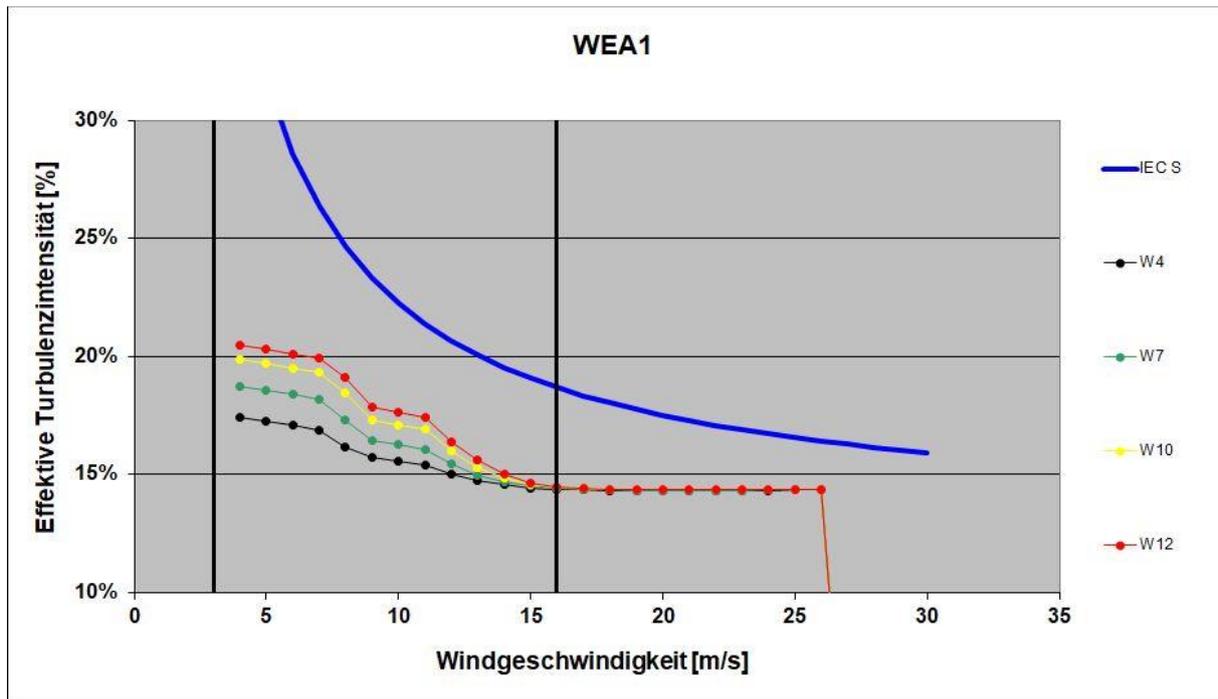


Abbildung 11: Szenario2 (Sektormanagement): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} für verschiedene Wöhler-Exponenten an WEA 1. Die schwarzen Linien kennzeichnen den relevanten Windgeschwindigkeitsbereich.

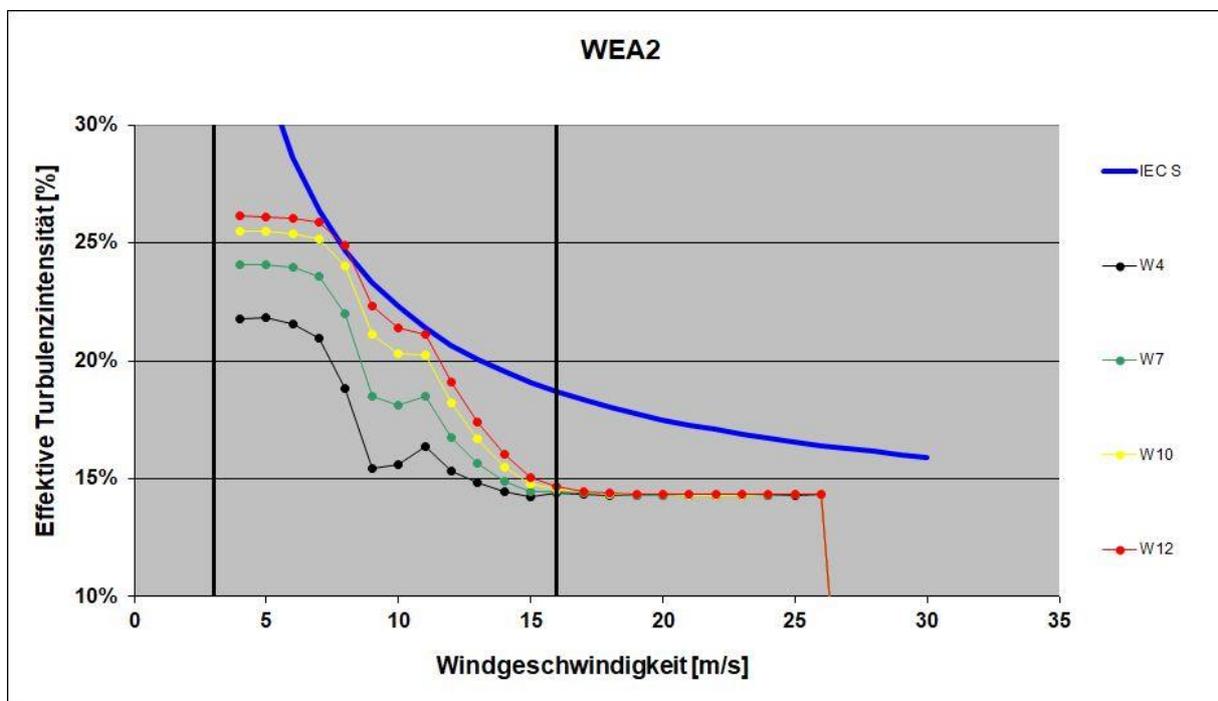


Abbildung 12: Szenario2 (Sektormanagement): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} für verschiedene Wöhler-Exponenten an WEA 2. Die schwarzen Linien kennzeichnen den relevanten Windgeschwindigkeitsbereich.

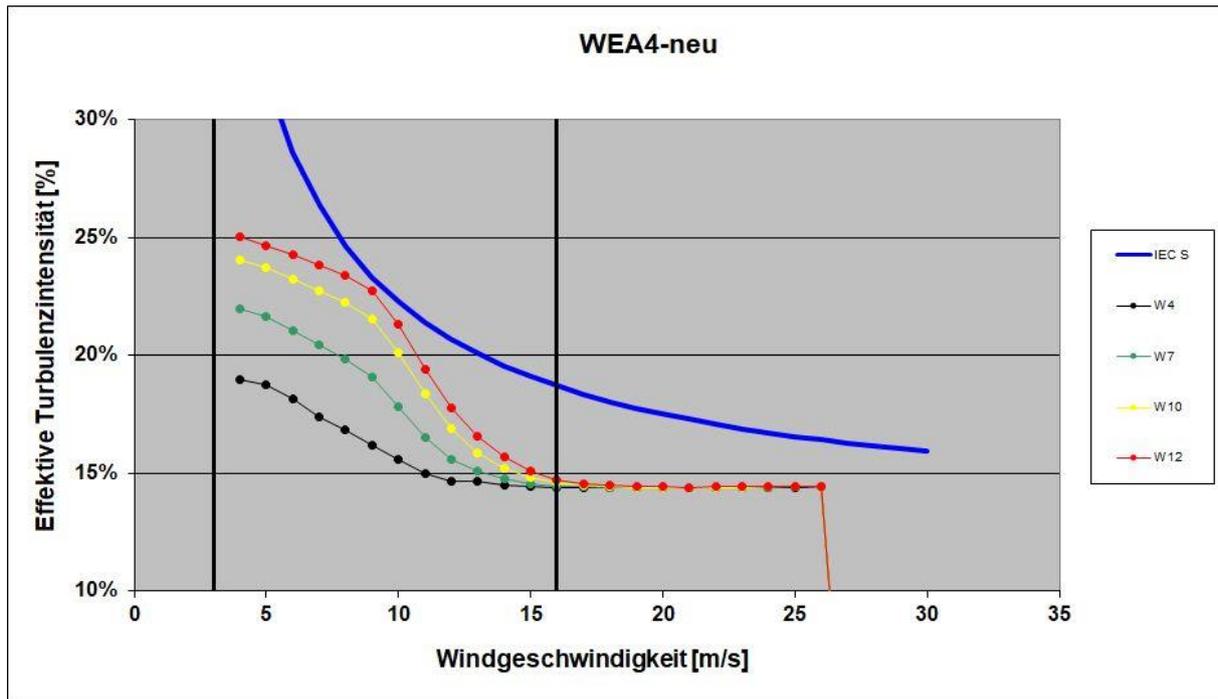


Abbildung 13: Szenario2 (Sektormanagement): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} für verschiedene Wöhler-Exponenten an WEA 4 Neu. Die schwarzen Linien kennzeichnen den relevanten Windgeschwindigkeitsbereich.

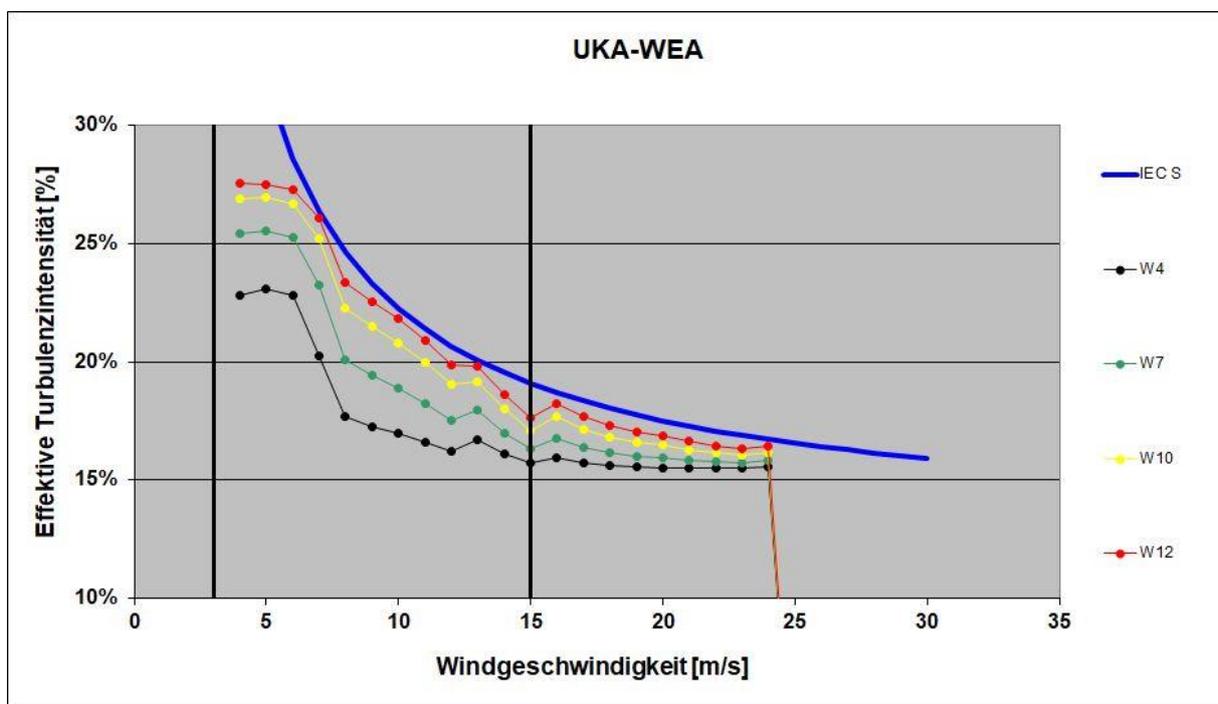


Abbildung 14: Szenario2 (Sektormanagement): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} für verschiedene Wöhler-Exponenten an der parallel geplanten UKA WEA. Die schwarzen Linien kennzeichnen den relevanten Windgeschwindigkeitsbereich.



Der Vollständigkeit halber sind in der folgenden Tabelle zum Vergleich mit früheren Berechnungsmethoden die früher relevanten Ergebnisse bei 15 m/s dargestellt.

Tabelle 9: Szenario2 (Berücksichtigung von Sektormanagement): Effektive Turbulenzintensität $I_{\text{eff}15}$ der einzelnen WEA für verschiedene Wöhler-Koeffizienten bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s. Grenzwert: 19.0 %

WEA	$I_{\text{eff}15}$ Wöhler: 4	$I_{\text{eff}15}$ Wöhler: 7	$I_{\text{eff}15}$ Wöhler: 10	$I_{\text{eff}15}$ Wöhler: 12
WEA1	14.4%	14.5%	14.6%	14.7%
WEA2	14.2%	14.5%	14.8%	15.1%
WEA4-neu	14.4%	14.6%	14.8%	15.1%
UKA-WEA	15.7%	16.3%	17.1%	17.7%

4.5 50-Jahres-Windgeschwindigkeit

Die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{b,0}$ wurde als konservativer Ansatz entsprechend DIN EN 1991-1-4 Windzonenkarte [4] in 10 m Höhe bestimmt und entsprechend DIN auf die Nabenhöhen der WEA im Windpark hochgerechnet. Es ergeben sich die 50-Jahres-Windgeschwindigkeiten, die in Tabelle 10 dargestellt sind.

Tabelle 10: 50-Jahres-Windgeschwindigkeit nach DIBt [3] in Abhängigkeit von der Nabenhöhe.

WEA	Nabenhöhe	$v_{b,0}$ [m/s]
-	10 m	25.0
V162 (UKA)	119 m	37.2
N163 (WEA 1-4)	164 m	39.1



4.6 Unsicherheitsangaben

Für die Analyse der Umgebungsturbulenz am Standort Boizenburg lagen keine geeigneten Messdaten vor. Zur Berechnung der Umgebungsturbulenz wurde deshalb ein Standardverfahren [S2] verwendet, dem Rauigkeits- und Höhenkarten zugrunde liegen. Dieses Verfahren führt im Ergebnis erfahrungsgemäß zu leicht konservativen (höheren) Werten. Auch das Verfahren zur Berechnung der effektiven Turbulenz im Windpark nach DIN führt in der Regel zu konservativen Ergebnissen. Die absoluten Unsicherheiten liegen abgeschätzt im Bereich +0.5% / -1.5%.

4.7 Verifizierung der Ergebnisse

Eine direkte Verifizierung der Turbulenzberechnungen konnte nicht durchgeführt werden, da für das untersuchte Gebiet keine Messdaten in ausreichender Qualität zur Verfügung standen.



5 Zusammenfassung

Die beiden geplanten Windenergieanlagen WEA 1 und WEA 4 Neu vom Typ Nordex N163 liegen unterhalb der Turbulenzgrenzwerte gemäß aktuell gültiger Richtlinien und unter Annahme der in der Anlagenspezifikation für die UKA-WEA angenommenen Grenzwerte für die betrachteten typischen Wöhler-Exponenten.

WEA 2 vom Typ Nordex N163 und die parallel geplante UKA-WEA vom Typ Vestas V162 bleiben nur dann unter den Grenzwerten der Anlagenspezifikation, wenn an WEA 2 und WEA 4 Neu Sektormanagement verwendet wird, die Anlagen bei definierten Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten also abgeschaltet werden.

Hinweise:

Für die Nordex V163 lag keine Typenprüfung und keine Anlagenspezifikation vor. Die genaue Spezifikation der Anlagenklasse S lag nur für die Vestas V162 [6] vor. Daher wurden bei den Berechnungen der Nordex-Anlagen die Turbulenzgrenzwerte der Vestas V162 angenommen. Nach Aussage des Herstellers soll die endgültige Eignung der WEA für den Standort unter Berücksichtigung dieser Ergebnisse mit dem Hersteller abgestimmt werden [7].

Die Berechnungen wurden für übliche, materialspezifische Wöhler-Koeffizienten (4,7,10 und 12) durchgeführt. Aufgrund der fehlenden Angaben für die Nordex Anlagen ist die Gültigkeit dieser Ergebnisse vom Anlagenhersteller zu bestätigen, gegebenenfalls sind Nachberechnungen für andere Wöhlerkoeffizienten notwendig, sollten die in den Anlagen verwendeten Materialien Koeffizienten > 12 aufweisen.



6 Erläuterungen zu den Ergebnissen

Hinweis:

Für die ermittelten Turbulenzintensitäten übernimmt die Overspeed GmbH & Co. KG keine Gewähr (siehe Absatz 4.6). Die Overspeed GmbH & Co. KG gewährleistet jedoch eine sorgfältige und fachgerechte Bearbeitung nach dem heutigen Stand der Technik und den einschlägigen Vorschriften und Richtlinien.

Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichts ist nur mit einer schriftlichen Genehmigung der Overspeed GmbH & Co. KG erlaubt.

**Overspeed GmbH & Co. KG
Marie-Curie-Str. 1
26129 Oldenburg**



7 Quellen

7.1 Literaturverzeichnis

- [1] DIN EN 61400-1: *DIN EN 61400-1 VDE 0127-1:2011-08:Windenergieanlagen Teil 1: Auslegungsanforderungen*, 08/2011
- [2] IEC 61400-1: *Wind turbines – Part 1: Design requirements, edition 3*, 2005 and *Addendum 61400-1/A1 CDV*, 2008.
- [3] DIBt: *Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung*. Deutsches Institut für Bautechnik - DIBt -, Berlin, 10/2012 und 03/2015.
- [4] DIN EN 1991-1-4:2010-12: *Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten*. 12/2010
- [5] S. Frandsen: *Turbulence and turbulence generated fatigue in wind turbine clusters*. Risø report R-1188, 2007
- [6] Vestas: *Leistungsspezifikationen EnVentus™ 5 MW, V162–5.6MW 50/60 Hz*. Vestas Document no.: 0082-2597 V01. 01/2019
- [7] Werner Zielke, Roland Buschhaus, Nordex. Telefonische Kommunikation vom 19.09.2019.

7.2 Verwendete Programme

- [S1] Risø National Laboratory, Denmark: *'Wind Atlas Analysis and Application Program' (WAsP)*, Version 10.2
- [S2] Risø National Laboratory, Denmark: *'Wind Engineering'*, Version 2.00.0154
- [S3] Garrad Hassan and Partners Ltd: *'Windfarmer'*, Version 4.2.20.0



8 Anhang

8.1 Effektive Turbulenzintensität – Detaillierte Berechnungsergebnisse

8.1.1 Szenario 1

Tabelle 11: Szenario1(Basis-Szenario inklusive aller geplanten WEA): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} der einzelnen WEA für Windgeschwindigkeiten zwischen Cut-in- und Cut-out-Windgeschwindigkeit der jeweiligen WEA.

Wöhler-Exponent: 4

Wind- geschwindigkeit [m/s]	UKA- WEA	WEA1	WEA2	WEA4- neu
1.0				
2.0				
3.0				
4.0	22.8%	17.4%	21.8%	19.0%
5.0	23.1%	17.3%	21.8%	18.7%
6.0	22.8%	17.1%	21.6%	18.1%
7.0	22.6%	16.9%	21.2%	17.6%
8.0	22.2%	16.7%	20.6%	17.1%
9.0	21.5%	16.3%	19.8%	16.6%
10.0	20.6%	15.9%	18.4%	15.9%
11.0	19.5%	15.4%	16.9%	15.3%
12.0	18.5%	15.0%	15.8%	14.9%
13.0	17.6%	14.7%	15.1%	14.7%
14.0	16.8%	14.6%	14.7%	14.5%
15.0	16.3%	14.4%	14.5%	14.4%
16.0	15.9%	14.4%	14.4%	14.4%
17.0	15.7%	14.3%	14.3%	14.4%
18.0	15.6%	14.3%	14.3%	14.4%
19.0	15.6%	14.3%	14.3%	14.4%
20.0	15.5%	14.3%	14.3%	14.4%
21.0	15.5%	14.3%	14.3%	14.4%
22.0	15.5%	14.3%	14.3%	14.4%
23.0	15.5%	14.3%	14.3%	14.4%
24.0	15.6%	14.3%	14.3%	14.4%
25.0		14.3%	14.3%	14.4%
26.0		14.3%	14.3%	14.4%
27.0				
28.0				
29.0				
30.0				



Tabelle 12: Szenario1(Basis-Szenario inklusive aller geplanten WEA): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} der einzelnen WEA für Windgeschwindigkeiten zwischen Cut-in- und Cut-out-Windgeschwindigkeit der jeweiligen WEA.

Wöhler- Exponent: 7

Wind- geschwindigkeit [m/s]	UKA- WEA	WEA1	WEA2	WEA4- neu
1.0				
2.0				
3.0				
4.0	25.4%	18.7%	24.1%	22.0%
5.0	25.6%	18.6%	24.1%	21.6%
6.0	25.3%	18.4%	23.9%	21.1%
7.0	25.1%	18.2%	23.7%	20.5%
8.0	24.7%	17.9%	23.3%	19.9%
9.0	23.9%	17.5%	22.5%	19.2%
10.0	22.9%	16.9%	20.8%	18.0%
11.0	21.7%	16.1%	18.8%	16.6%
12.0	20.4%	15.5%	17.1%	15.7%
13.0	19.2%	15.0%	15.8%	15.1%
14.0	18.1%	14.7%	15.1%	14.8%
15.0	17.3%	14.5%	14.7%	14.6%
16.0	16.7%	14.4%	14.5%	14.5%
17.0	16.4%	14.4%	14.4%	14.4%
18.0	16.1%	14.3%	14.3%	14.4%
19.0	16.0%	14.3%	14.3%	14.4%
20.0	15.9%	14.3%	14.3%	14.4%
21.0	15.8%	14.3%	14.3%	14.4%
22.0	15.8%	14.3%	14.3%	14.4%
23.0	15.7%	14.3%	14.3%	14.4%
24.0	15.8%	14.3%	14.3%	14.4%
25.0		14.3%	14.3%	14.4%
26.0		14.4%	14.3%	14.4%
27.0				
28.0				
29.0				
30.0				



Tabelle 13: Szenario1(Basis-Szenario inklusive aller geplanten WEA): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} der einzelnen WEA für Windgeschwindigkeiten zwischen Cut-in- und Cut-out-Windgeschwindigkeit der jeweiligen WEA.

Wöhler-Exponent: 10

Windgeschwindigkeit [m/s]	UKA-WEA	WEA1	WEA2	WEA4-neu
1.0				
2.0				
3.0				
4.0	26.9%	19.9%	25.5%	24.1%
5.0	26.9%	19.7%	25.5%	23.7%
6.0	26.7%	19.5%	25.4%	23.2%
7.0	26.6%	19.3%	25.2%	22.8%
8.0	26.1%	19.1%	24.9%	22.3%
9.0	25.4%	18.7%	24.2%	21.6%
10.0	24.3%	17.9%	22.6%	20.2%
11.0	23.1%	17.0%	20.4%	18.4%
12.0	21.8%	16.1%	18.4%	16.9%
13.0	20.5%	15.3%	16.8%	15.9%
14.0	19.3%	14.8%	15.7%	15.2%
15.0	18.4%	14.6%	14.9%	14.8%
16.0	17.7%	14.5%	14.6%	14.6%
17.0	17.2%	14.4%	14.4%	14.5%
18.0	16.8%	14.4%	14.4%	14.4%
19.0	16.6%	14.3%	14.3%	14.4%
20.0	16.5%	14.3%	14.3%	14.4%
21.0	16.3%	14.3%	14.3%	14.4%
22.0	16.2%	14.3%	14.3%	14.4%
23.0	16.1%	14.3%	14.3%	14.4%
24.0	16.2%	14.3%	14.3%	14.4%
25.0		14.4%	14.3%	14.4%
26.0		14.4%	14.3%	14.4%
27.0				
28.0				
29.0				
30.0				



Tabelle 14: Szenario1(Basis-Szenario inklusive aller geplanten WEA): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} der einzelnen WEA für Windgeschwindigkeiten zwischen Cut-in- und Cut-out-Windgeschwindigkeit der jeweiligen WEA.

Wöhler-Exponent: 12

Windgeschwindigkeit [m/s]	UKA-WEA	WEA1	WEA2	WEA4-neu
1.0				
2.0				
3.0				
4.0	27.5%	20.5%	26.1%	25.0%
5.0	27.5%	20.3%	26.1%	24.7%
6.0	27.3%	20.1%	26.0%	24.3%
7.0	27.2%	20.0%	25.9%	23.8%
8.0	26.8%	19.7%	25.6%	23.4%
9.0	26.0%	19.3%	25.0%	22.8%
10.0	25.0%	18.6%	23.4%	21.3%
11.0	23.8%	17.5%	21.2%	19.5%
12.0	22.4%	16.5%	19.2%	17.8%
13.0	21.1%	15.6%	17.5%	16.6%
14.0	20.0%	15.0%	16.2%	15.7%
15.0	19.0%	14.7%	15.2%	15.1%
16.0	18.3%	14.5%	14.7%	14.7%
17.0	17.7%	14.4%	14.5%	14.6%
18.0	17.3%	14.4%	14.4%	14.5%
19.0	17.0%	14.4%	14.3%	14.4%
20.0	16.9%	14.3%	14.3%	14.4%
21.0	16.6%	14.3%	14.3%	14.4%
22.0	16.5%	14.3%	14.3%	14.4%
23.0	16.3%	14.4%	14.3%	14.4%
24.0	16.4%	14.4%	14.3%	14.4%
25.0		14.4%	14.3%	14.4%
26.0		14.4%	14.3%	14.4%
27.0				
28.0				
29.0				
30.0				



8.1.2 Szenario 2: Sektormanagement

Tabelle 15: Szenario2 (Berücksichtigung von Sektormanagement): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} der einzelnen WEA für Windgeschwindigkeiten zwischen Cut-in- und Cut-out-Windgeschwindigkeit der jeweiligen WEA.

Wöhler-Exponent: 4

Wind- geschwindigkeit [m/s]	UKA- WEA	WEA1	WEA2	WEA4- neu
1.0				
2.0				
3.0				
4.0	22.8%	17.4%	21.8%	19.0%
5.0	23.1%	17.3%	21.8%	18.7%
6.0	22.8%	17.1%	21.6%	18.1%
7.0	22.6%	16.9%	21.2%	17.6%
8.0	22.2%	16.7%	20.6%	17.1%
9.0	21.5%	16.3%	19.8%	16.6%
10.0	20.6%	15.9%	18.4%	15.9%
11.0	19.5%	15.4%	16.9%	15.3%
12.0	18.5%	15.0%	15.8%	14.9%
13.0	17.6%	14.7%	15.1%	14.7%
14.0	16.8%	14.6%	14.7%	14.5%
15.0	16.3%	14.4%	14.5%	14.4%
16.0	15.9%	14.4%	14.4%	14.4%
17.0	15.7%	14.3%	14.3%	14.4%
18.0	15.6%	14.3%	14.3%	14.4%
19.0	15.6%	14.3%	14.3%	14.4%
20.0	15.5%	14.3%	14.3%	14.4%
21.0	15.5%	14.3%	14.3%	14.4%
22.0	15.5%	14.3%	14.3%	14.4%
23.0	15.5%	14.3%	14.3%	14.4%
24.0	15.6%	14.3%	14.3%	14.4%
25.0		14.3%	14.3%	14.4%
26.0		14.3%	14.3%	14.4%
27.0				
28.0				
29.0				
30.0				



Tabelle 16: Szenario2 (Berücksichtigung von Sektormanagement): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} der einzelnen WEA für Windgeschwindigkeiten zwischen Cut-in- und Cut-out-Windgeschwindigkeit der jeweiligen WEA..

Wöhler-Exponent: 7

Windgeschwindigkeit [m/s]	UKA-WEA	WEA1	WEA2	WEA4-neu
1.0				
2.0				
3.0				
4.0	25.4%	18.7%	24.1%	22.0%
5.0	25.6%	18.6%	24.1%	21.6%
6.0	25.3%	18.4%	23.9%	21.1%
7.0	25.1%	18.2%	23.7%	20.5%
8.0	24.7%	17.9%	23.3%	19.9%
9.0	23.9%	17.5%	22.5%	19.2%
10.0	22.9%	16.9%	20.8%	18.0%
11.0	21.7%	16.1%	18.8%	16.6%
12.0	20.4%	15.5%	17.1%	15.7%
13.0	19.2%	15.0%	15.8%	15.1%
14.0	18.1%	14.7%	15.1%	14.8%
15.0	17.3%	14.5%	14.7%	14.6%
16.0	16.7%	14.4%	14.5%	14.5%
17.0	16.4%	14.4%	14.4%	14.4%
18.0	16.1%	14.3%	14.3%	14.4%
19.0	16.0%	14.3%	14.3%	14.4%
20.0	15.9%	14.3%	14.3%	14.4%
21.0	15.8%	14.3%	14.3%	14.4%
22.0	15.8%	14.3%	14.3%	14.4%
23.0	15.7%	14.3%	14.3%	14.4%
24.0	15.8%	14.3%	14.3%	14.4%
25.0		14.3%	14.3%	14.4%
26.0		14.4%	14.3%	14.4%
27.0				
28.0				
29.0				
30.0				



Tabelle 17: Szenario2 (Berücksichtigung von Sektormanagement): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} der einzelnen WEA für Windgeschwindigkeiten zwischen Cut-in- und Cut-out-Windgeschwindigkeit der jeweiligen WEA.

Wöhler-Exponent: 10

Windgeschwindigkeit [m/s]	UKA-WEA	WEA1	WEA2	WEA4-neu
1.0				
2.0				
3.0				
4.0	26.9%	19.9%	25.5%	24.1%
5.0	26.9%	19.7%	25.5%	23.7%
6.0	26.7%	19.5%	25.4%	23.2%
7.0	26.6%	19.3%	25.2%	22.8%
8.0	26.1%	19.1%	24.9%	22.3%
9.0	25.4%	18.7%	24.2%	21.6%
10.0	24.3%	17.9%	22.6%	20.2%
11.0	23.1%	17.0%	20.4%	18.4%
12.0	21.8%	16.1%	18.4%	16.9%
13.0	20.5%	15.3%	16.8%	15.9%
14.0	19.3%	14.8%	15.7%	15.2%
15.0	18.4%	14.6%	14.9%	14.8%
16.0	17.7%	14.5%	14.6%	14.6%
17.0	17.2%	14.4%	14.4%	14.5%
18.0	16.8%	14.4%	14.4%	14.4%
19.0	16.6%	14.3%	14.3%	14.4%
20.0	16.5%	14.3%	14.3%	14.4%
21.0	16.3%	14.3%	14.3%	14.4%
22.0	16.2%	14.3%	14.3%	14.4%
23.0	16.1%	14.3%	14.3%	14.4%
24.0	16.2%	14.3%	14.3%	14.4%
25.0		14.4%	14.3%	14.4%
26.0		14.4%	14.3%	14.4%
27.0				
28.0				
29.0				
30.0				



Tabelle 18: Szenario2 (Berücksichtigung von Sektormanagement): Effektive Turbulenzintensität I_{eff} der einzelnen WEA für Windgeschwindigkeiten zwischen Cut-in- und Cut-out-Windgeschwindigkeit der jeweiligen WEA.

Wöhler-Exponent: 12

Windgeschwindigkeit [m/s]	UKA-WEA	WEA1	WEA2	WEA4-neu
1.0				
2.0				
3.0				
4.0	27.5%	20.5%	26.1%	25.0%
5.0	27.5%	20.3%	26.1%	24.7%
6.0	27.3%	20.1%	26.0%	24.3%
7.0	27.2%	20.0%	25.9%	23.8%
8.0	26.8%	19.7%	25.6%	23.4%
9.0	26.0%	19.3%	25.0%	22.8%
10.0	25.0%	18.6%	23.4%	21.3%
11.0	23.8%	17.5%	21.2%	19.5%
12.0	22.4%	16.5%	19.2%	17.8%
13.0	21.1%	15.6%	17.5%	16.6%
14.0	20.0%	15.0%	16.2%	15.7%
15.0	19.0%	14.7%	15.2%	15.1%
16.0	18.3%	14.5%	14.7%	14.7%
17.0	17.7%	14.4%	14.5%	14.6%
18.0	17.3%	14.4%	14.4%	14.5%
19.0	17.0%	14.4%	14.3%	14.4%
20.0	16.9%	14.3%	14.3%	14.4%
21.0	16.6%	14.3%	14.3%	14.4%
22.0	16.5%	14.3%	14.3%	14.4%
23.0	16.3%	14.4%	14.3%	14.4%
24.0	16.4%	14.4%	14.3%	14.4%
25.0		14.4%	14.3%	14.4%
26.0		14.4%	14.3%	14.4%
27.0				
28.0				
29.0				
30.0				



8.2 Verwendete Kennlinien

8.2.1 Nordex, N163-5.7MW

Aus Vertraulichkeitsgründen darf die verwendete Kennlinie nicht dargestellt werden, kann aber jederzeit bei Overspeed eingesehen werden.



8.2.2 Vestas, V162-5600

Manufacturer: Vestas
 Turbine Type: V162-5600
 Hub Height: 119 m
 Rated Power: 5600 kW
 Generator-Type: asynchronous

Rotor Diameter: 162 m
 Air Density: 1.225 kg/m³
 Power Limitation: pitch

Power Curve: theoretical, Vestas, 0082-2597 V01, version: 01 (01/19)
 Thrust Curve: theoretical, Vestas, 0082-2597 V01, version: 01 (01/19)
 Comment:

Wind Speed [m/s]	Power [kW]
2.9	0.0
3.0	27.0
3.5	144.0
4.0	289.0
4.5	464.0
5.0	669.0
5.5	919.0
6.0	1220.0
6.5	1574.0
7.0	1990.0
7.5	2467.0
8.0	3010.0
8.5	3617.0
9.0	4257.0
9.5	4834.0
10.0	5256.0
10.5	5482.0
11.0	5578.0
11.5	5598.0
12.0	5600.0
12.5	5600.0
13.0	5600.0
13.5	5600.0
14.0	5600.0
14.5	5600.0
15.0	5600.0
15.5	5600.0
16.0	5600.0
16.5	5600.0
17.0	5600.0
17.5	5600.0
18.0	5600.0
18.5	5568.0
19.0	5418.0
19.5	5179.0
20.0	4894.0
20.5	4609.0
21.0	4329.0
21.5	4043.0
22.0	3764.0
22.5	3488.0
23.0	3203.0
23.5	2914.0
24.0	2616.0
24.1	0.0

