DEUTSCHE
WINDGUARD

Bewertung der Standorteignung von Windenergieanlagen für einen geplanten Windparkstandort

Standort: Lehmden-Liethe, Niedersachsen

Im Auftrag von

Windkonzept Projektentwicklungs GmbH & Co. KG
Mannsholter Straße 30
26215 Wiefelstede
Deutschland

Deutsche WindGuard Consulting GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel
Deutschland

Projekt-Nr.: VC16298
Bericht-Nr.: SA16012.A0
Berichtsdatum: 01.08.2016

Bewertung der Standorteignung von Windenergieanlagen für einen geplanten Windparkstandort

Standort: Lehmden-Liethe, Niedersachsen

Beauftragt von:	Windkonzept Projektentwicklungs GmbH & Co. KG Mannsholter Straße 30 26215 Wiefelstede Deutschland
Kontakt (Auftraggeber):	Herr Dirk Schröder
Erstellt von:	Deutsche WindGuard Consulting GmbH Oldenburger Straße 65 26316 Varel Deutschland Telefon: +49 4451 95 15 0 Fax: +49 4451 95 15 29 E-Mail: info@windguard.de
Projekt-Nr.:	VC16298
Bericht-Nr.:	SA16012.A0
Datum:	01.08.2016
Ersteller:	M. Eng. Dmytro Goncharenko
Prüfer und Ansprechpartner:	Dipl.-Geoökol. Leonhard Marr

Deutsche WindGuard Consulting GmbH
Oldenburger Straße 65
D-26316 Varel
Tel.: 04451 / 95 15 - 0 · Fax: 95 15 - 29

DAkkS
Deutsche Akkreditierungsstelle
D-PL-18020-01-00

Die Deutsche WindGuard Consulting GmbH ist ein von der Deutschen Akkreditierungsstelle (DAkkS) akkreditiertes Prüflaboratorium nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 in den Bereichen Leistungskurvenvermessungen, Windmessungen an Standorten und potenziellen Standorten von Windenergieanlagen, Standortbezogene Energieertragsermittlung von Windparks, Site Suitability Studies, Schallemissions- und Schallimmissionsmessungen, Schallimmissionsermittlung durch Berechnung, Schattenwurfermittlung durch Berechnung, Ermittlung von Geräuschen und Belastungsmessungen an Windenergieanlagen.

Revisionen

Revisions-Nr.	Datum	Status	Änderung
A0	01.08.2016	Endbericht	

Hinweis: Die letzte Revision ersetzt alle vorangehenden Revisionen.

Inhalt

0 Zusammenfassung 6
1 Projektübersicht und Aufgabenstellung 8
2 Einleitung 9
3 Standortbeschreibung 10
3.1 Geplante Windparkkonfiguration 11
3.2 Lageplan 12
3.3 Umgebungskarte 13
3.4 Fotodokumentation des Standortes 14
3.5 Bewertung der Standortkomplexität 15
4 Auslegungswerte des WEA-Typs ENERCON E-82 E2/2.3 MW 16
4.1 Weitere zu betrachtende WEA 16
5 Ermittlung der Standortparameter gemäß DIBt-Richtlinie 17
5.1 Mittlere Luftdichte ρ 17
5.2 Mittlerer Höhenexponent α 17
5.3 Mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave}, Formparameter k der Weibullverteilung und Windrichtungsverteilung 18
5.4 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50} 21
5.5 Turbulenzintensität 23
5.5.1 Abschätzung der Umgebungsturbulenzintensität 23
5.5.2 Berechnung der lastrelevanten effektiven Turbulenzintensität 26
5.6 Bewertung der Schräganströmung 32
6 Zusammenfassender Vergleich der ermittelten Standortparameter mit den Auslegungswerten des WEA-Typs ENERCON E-82 E2/2.3 MW 34
7 Referenzen 37
8 Anhang 38
8.1 Schubbeiwerte c_t der WEA ENERCON E-82 E2/2.3 MW 38
8.2 Ergänzende Standortparameter für die bestehenden WEA 39

Verwendete Abkürzungen

BDB	Betreiber-Datenbasis
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DWD	Deutscher Wetterdienst
DWG	Deutsche WindGuard Consulting
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e. V.
TR6	Technische Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 6 [2]
NH	Nabenhöhe
NN	Normalnull (Bezugsgröße für Höhe über dem Meeresspiegel)
WEA	Windenergieanlage

Disclaimer:

Es wird versichert, dass die vorliegenden Ermittlungen unparteiisch, gemäß dem Stand der Technik und nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt wurden. Für die ermittelten Ergebnisse und die Richtigkeit der Darstellung in diesem Bericht übernimmt die Deutsche WindGuard GmbH keine Gewähr. Das diesem Bericht zugrunde gelegte Prüfverfahren entspricht den derzeitig gültigen Richtlinien des entsprechenden Qualitätsmanagementsystems der Deutsche WindGuard GmbH. Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit schriftlicher Genehmigung der Deutsche WindGuard GmbH, Varel erlaubt. Es wird darauf hingewiesen, dass sich die Ergebnisse des vorliegenden Berichts ausschließlich auf den untersuchten Prüfgegenstand beziehen.

Dieser Bericht umfasst 39 Seiten.

0 Zusammenfassung

Im Auftrag der Windkonzept Projektentwicklungs GmbH & Co. KG wurde eine Bewertung der Standorteignung von drei Windenergieanlagen des Typs ENERCON E-82 E2/2.3 MW (Nabenhöhe 108.38 m) für den *geplanten* Windparkstandort Lehmden-Liethe in Niedersachsen sowie die Bewertung des Einflusses auf die *bestehenden* Nachbarwindenergieanlagen durchgeführt. Die Bewertung erfolgte auf Basis einer Ermittlung bzw. Abschätzung der *standortspezifischen Windbedingungen*. Die Standorteignung wurde nach der DIBt-Richtlinie 2012 (Kapitel 16) bewertet.

Die Bewertung führte bei den geplanten WEA zu folgenden Ergebnissen:

- Die abgeschätzte mittlere Luftdichte ρ in Nabenhöhe der geplanten WEA überschreitet die Luftdichte bei Standardbedingungen (1.225 kg/m^3).
- Der mittlere Höhenexponent α (Windgradient) überschreitet den Auslegungswert den Berechnungen zufolge an allen drei geplanten WEA-Standorten.
- Die Auslegungswerte für die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} und die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50} werden den Auswertungen zufolge an allen drei geplanten WEA-Standorten eingehalten.
- Die effektive Turbulenzintensität I_{eff} überschreitet die Auslegungswerte im Fall aller geplanten WEA.

Für die insgesamt 9 am Standort bereits bestehenden WEA lässt sich folgendes zusammenfassen:

- Bei einziger bestehenden WEA vom Typ ENERCON E-58/10.58-1.0 MW – „B-WEA 9" – wird Auslegungsturbulenzintensität (20% nach DIBt 1993/1995) den Berechnungen zufolge in bestimmten Windgeschwindigkeitsbereichen überschritten. Der Einfluss der durch die drei geplanten WEA zusätzlich hervorgerufenen Turbulenz ist deutlich, lässt sich aber durch die *sektorale Abschaltung* (engl. *„sector management control"*) der 3 geplanten WEA eliminieren.
- Von den insgesamt 8 bestehenden WEA des Typs NEG MICON NM52-900/900 kW befinden sich nur die B-WEA 1, B-WEA 2, B-WEA-3 und B-WEA 5 in relevanten Entfernungen zu den neu geplanten WEA (d. h. < 8 Rotordurchmesser lt. DIBt-Richtlinie 2012). Bei allen relevanten 8 WEA wird die Auslegungsturbulenzintensität (20%) den Berechnungen zufolge in bestimmten Windgeschwindigkeitsbereichen überschritten, aber nur bei B-WEA 1 und B-WEA 2 ist der Einfluss der durch die drei geplanten WEA zusätzlich hervorgerufenen Turbulenz deutlich. Dieser Einfluss lässt sich aber ebenfalls durch die *sektorale Abschaltung* der 3 geplanten WEA eliminieren.

Aufgrund der Überschreitung der Auslegungswerte bzgl. der mittleren Luftdichte, Turbulenzintensität und Windgradienten kann die Eignung der 3 für den Standort geplanten Windenergieanlagen über den Vergleich der *Windbedingungen* dagegen nicht nachgewiesen werden. Daher ist im Weiteren eine Berechnung der *standortspezifischen Betriebslasten* der WEA 1, WEA 2 und WEA 3 – diese erfolgt in der Regel durch den WEA-Hersteller – erforderlich, um diese mit den Lastannahmen der Typenprüfung zu vergleichen. Werden letztere nicht überschritten, wäre die Standorteignung der 3 geplanten WEA nachgewiesen. Anderenfalls ließe sich deren Standorteignung durch gezielte, sektorale Abschaltungen benachbarter WEA

oder der betreffenden WEA selbst erreichen (zur Reduzierung der Turbulenzeinwirkungen).

Die bestehenden B-WEA 1 (ENERCON E-58/10.58-1.0MW), B-WEA 1 und B-WEA 2 sind von Turbulenzüberschreitungen betroffen (d. h. mit merklichem Einfluss durch die geplanten WEA). Diese ist den Berechnungen zufolge auch vor dem Zubau der geplanten WEA schon vorhanden. Für diese Bestands-WEA kann die Standsicherheit ebenfalls durch eine Berechnung der *standortspezifischen Betriebslasten* erfolgen, um diese mit den Lastannahmen der Typenprüfung zu vergleichen. Werden letztere nicht überschritten, wäre die Standsicherheit der bestehenden WEA nachgewiesen. Anderenfalls ließe sich eine weitere Turbulenzerhöhung durch die geplanten WEA ebenfalls durch gezielte, sektorale Abschaltungen letzterer erreichen.

1 Projektübersicht und Aufgabenstellung

Auftraggeber:	Windkonzept Projektentwicklungs GmbH & Co. KG
Standort (Projekt):	
Ortsteil/Gemeinde:	Rastede
Landkreis:	Ammerland
Bundesland:	Niedersachsen
Koordinaten:	RW (32)446 200, HW 5 903 850 (UTM ETRS 89)
Geplante Windenergieanlagen:	
Anzahl:	3
Anlagentyp:	ENERCON E-82 E2/2.3 MW, Nabenhöhe 108.38 m
Gesamtleistung:	6.9 MW
Konfigurationsentwurf:	vorgegeben durch den Auftraggeber

Aufgabenstellung:

- Ermittlung der standortspezifischen Windbedingungen für den geplanten Windparkstandort Lehmden-Liethe in Niedersachsen gemäß Kapitel 16 der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, „Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung", Fassung Oktober 2012 [1] – im Folgenden „DIBt-Richtlinie 2012" genannt; Die Ermittlung erfolgte auf Basis der vom Auftraggeber bereitgestellten Daten bzgl. der Windparkkonfiguration.
- Bewertung der Standorteignung von vier Windenergieanlagen (WEA) für den geplanten Windparkstandort Lehmden-Liethe in Anlehnung an Kapitel 16 der DIBt-Richtlinie 2012 [1]; Die Bewertung erfolgte auf Basis der vom Auftraggeber bzw. Anlagenhersteller bereitgestellten Daten und Informationen hinsichtlich der bei der WEA-Auslegung zugrunde gelegten Windbedingungen [5], [6].
- Im Falle von Überschreitungen der Auslegungswerte durch die ermittelten standortspezifischen Windbedingungen sollen letztere dem Auftraggeber als Grundlage dienen für eine weitergehende Prüfung der Standorteignung der geplanten WEA bzw. der Windparkkonfiguration auf Basis eines standortspezifischen Lastvergleichs. Letzterer erfolgt in der Regel durch den WEA-Hersteller.

2 Einleitung

Für nach deutschem Baurecht errichtete Windenergieanlagen ist in der Regel ein Standsicherheitsnachweis erforderlich. Dieser erfolgt im Allgemeinen im Rahmen der WEA-Typenprüfung. Hierbei werden herstellerseitig Lastberechnungen durchgeführt, und zwar unter Berücksichtigung festgelegter Windbedingungen, die für die zugelassene Windzone der WEA gemäß DIBt-Richtlinie definiert sind. Auch eine individuelle Definition von Standortbedingungen („S-Klasse") ist zulässig. Die Eignung einer WEA an einem konkreten Standort ist somit gegeben, wenn die dortigen, standortspezifischen Windbedingungen die für die entsprechende Windzone (bzw. „S-Klasse") definierten Bedingungen nicht überschreiten.

Überschreiten die standortspezifischen Windbedingungen dagegen die bei der WEA-Auslegung angenommenen Bedingungen, kann die Eignung der WEA für den Standort über einen Vergleich der Windbedingungen nicht nachgewiesen werden. In diesem Fall ist im Weiteren eine Berechnung der standortspezifischen Betriebslasten der WEA erforderlich (in der Regel durch den WEA-Hersteller), um diese mit den Lastannahmen der Typenprüfung zu vergleichen. Werden letztere nicht überschritten, wäre die Standorteignung der WEA ebenfalls gegeben. Im Falle einer Überschreitung der Auslegungslasten ist die Typenprüfung nicht anwendbar und es wäre abschließend eine Einzelprüfung bzgl. der Standorteignung durch den Hersteller erforderlich.

Voraussetzung für den Nachweis der Standorteignung nach DIBt-Richtlinie 2012 [1] ist somit generell das Vorliegen einer Typen- bzw. Einzelprüfung für die WEA.

Der vorliegende Bericht befasst sich ausschließlich mit der Ermittlung bzw. Abschätzung der standortspezifischen Windbedingungen am geplanten Windparkstandort Lehmden-Liethe, nicht jedoch der standortspezifischen Betriebslasten. Die durchgeführte Ermittlung erfolgt unter Berücksichtigung von Kapitel 16 der DIBt-Richtlinie 2012 [1].

Die standortspezifischen Windbedingungen wurden ausgewertet auf der Basis der Ergebnisse einer von der Deutschen WindGuard Consulting (DWG) durchgeführten Windpotenzialermittlung, die in Anlehnung an das Verfahren der Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 6 (TR6) [2], erfolgte (inklusive Standortbegehung). Die ermittelten Ergebnisse werden mit den bei der WEA-Auslegung angenommenen Werten verglichen, um eine Aussage über die Standorteignung der WEA vom Typ ENERCON E-82 E2/2.3 MW (NH 108 m) zu treffen. Die Informationen bzgl. der für die Auslegung getroffenen Annahmen entstammen der vom Kunden bereitgestellten technischen Spezifikationen [5] der WEA.

3 Standortbeschreibung

Der Standort der geplanten Windenergieanlagen befindet sich ca. 10 km westlich von Uelzen (Niedersachsen). Eine Ortsbegehung wurde am 21.04.2016 von Markus Meyer zu Himmern, Mitarbeiter der Deutschen WindGuard Consulting GmbH, durchgeführt.

Das nahe Umfeld der geplanten Windenergieanlagen (WEA) ist durch relativ offene, landwirtschaftlich genutzte Flächen charakterisiert. In der weiteren Umgebung befinden sich ausgedehnte Waldstücke mit dichtem und hohem Baumbestand, welche die Geländerauigkeit erhöhen. Auch Dörfer und Streusiedlungen in der Umgebung sind häufig von Bäumen umstanden bzw. durchsetzt.

Die Wohnbebauung in der Umgebung ist geprägt durch kleinere Dörfer und Streusiedlungen. Die dem Standort nächstgelegenen Ortschaften sind die ca. 1 – 2.5 km entfernten Dörfer bzw. Siedlungen Wittenwater, Melzingen, Barnsen, Gerdau, Groß Süstedt, Linden und Stadorf.

Das Gelände ist leicht wellig. Die WEA-Standorte weisen Geländehöhen zwischen ca. 60 m – 70 m über NN auf. Eine Bewertung der Komplexität des Standortes im Sinne der IEC-Norm 61400-1, Ed. 3 (inkl. Amendment 1) [7], erfolgt in Abschnitt 3.5.

In relevanten Entfernungen von 8 Rotordurchmessern (vgl. DIBt-Richtlinie 2012 [1], Abschnitt 7.3.3) zu den geplanten WEA befinden sich zahlreiche bestehende WEA, die im Hinblick auf die Turbulenzeinwirkungen infolge der Nachlaufströmung der geplanten WEA gesondert betrachtet werden müssen.

Für die im Rahmen der Ermittlung der standortspezifischen Windbedingungen durchgeführte Windfeldmodellierung wurden die Geländerauigkeiten und die Orographie in einem Umkreis von mindestens 10 km um den Standort beschrieben. Die Beschreibung der Rauigkeit, der Orographie und der Windhindernisse erfolgte auf Basis von topografischen Karten im Maßstab von 1:25 000, Luftaufnahmen sowie auf der Grundlage der Informationen aus der Standortbesichtigung.

Die zugrunde gelegte Konfiguration des geplanten Windparks ist in Tabelle 1 dargestellt. Ein Lageplan der geplanten Windenergieanlagen und eine Umgebungskarte des Standortes sind in Abbildung 1 bzw. Abbildung 2 gezeigt. Panoramafotos vom Standort Lehmden-Liethe sind in Abbildung 3 gegeben.

3.1 Geplante Windparkkonfiguration

Die Standortkoordinaten sowie Typ und Nabenhöhe aller geplanten und bestehenden WEA am Standort Lehmden-Liethe sind in der folgenden Tabelle aufgelistet. Die Daten beruhen auf den Angaben des Auftraggebers. Der entsprechende Lageplan ist in Abbildung 1 dargestellt.

WEA	Koordinaten (UTM WGS84, Z. 32)		Hersteller	Typ	Leistung	Rotor-durch-messer	Naben-höhe
	Rechtswert	Hochwert			[kW]	[m]	[m]
Geplante Anlagen							
WEA 1	446 026	5 904 036	ENERCON	E-82 E2	2 300	82	108.38
WEA 2	446 048	5 903 762	ENERCON	E-82 E2	2 300	82	108.38
WEA 3	446 341	5 903 894	ENERCON	E-82 E2	2 300	82	108.38
Bestehende Anlagen							
B-WEA 1	445 758	5 903 575	NEG MICON	NM52-900	900	52	73.8
B-WEA 2	445 994	5 903 518	NEG MICON	NM52-900	900	52	73.8
B-WEA 3	445 881	5 903 323	NEG MICON	NM52-900	900	52	73.8
B-WEA 4	445 675	5 903 205	NEG MICON	NM52-900	900	52	73.8
B-WEA 5	446 040	5 903 162	NEG MICON	NM52-900	900	52	73.8
B-WEA 6	445 753	5 902 988	NEG MICON	NM52-900	900	52	73.8
B-WEA 7	445 948	5 902 887	NEG MICON	NM52-900	900	52	73.8
B-WEA 8	446 170	5 902 941	NEG MICON	NM52-900	900	52	73.8
B-WEA 9	445 768	5 904 163	ENERCON	E-58/10.58	1 000	58	70.5

Tabelle 1: Standortkoordinaten (UTM WGS 84 Zone 32) sowie Typ und Nabenhöhe der drei geplanten und 9 bestehenden Windenergieanlagen am Standort Lehmden-Liethe.

3.2 Lageplan

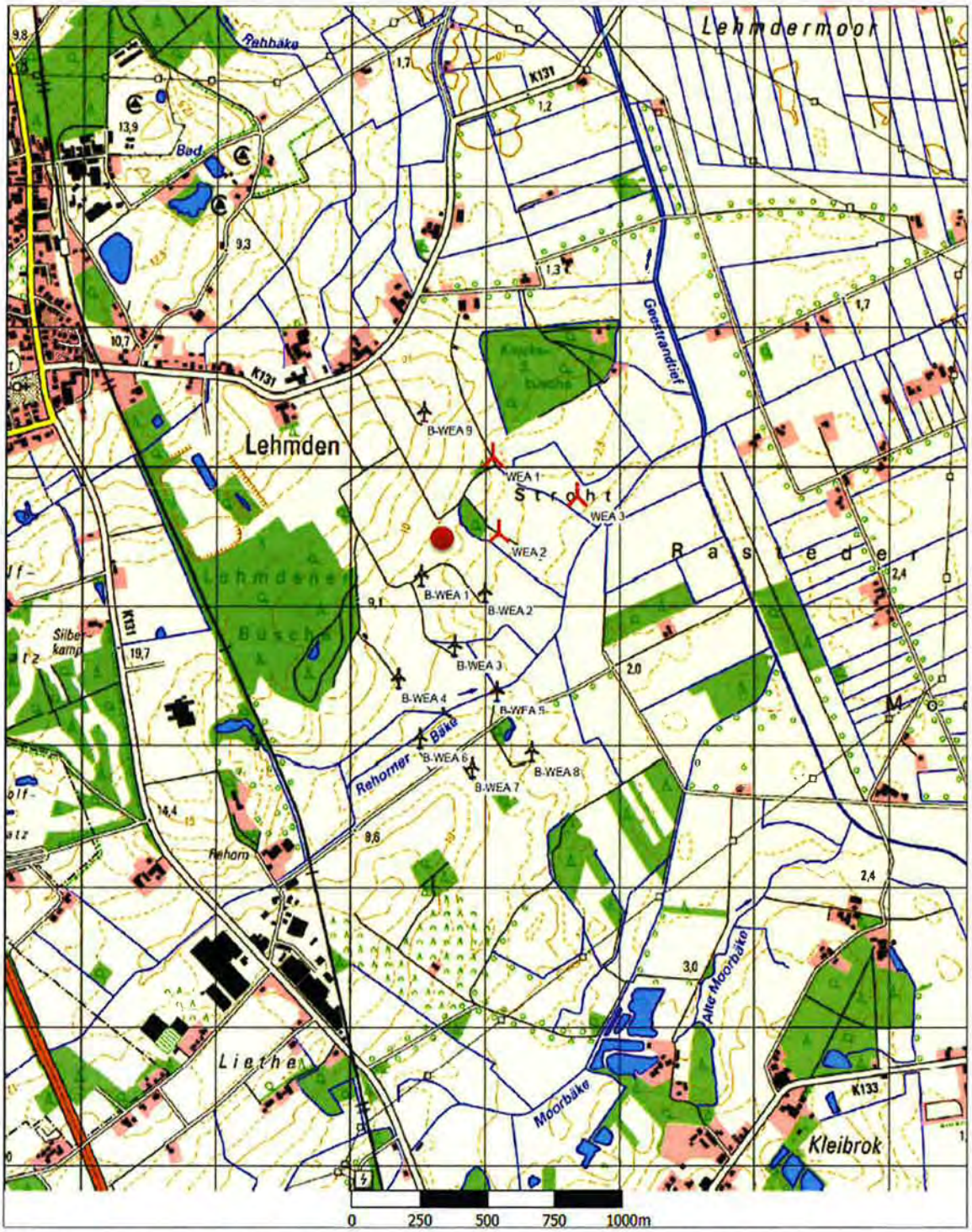


Abbildung 1: Lageplan der Windenergieanlagen am Standort Lehmden-Liethe; Die drei vom Auftraggeber geplanten Anlagen sind durch rote Symbole (人) gekennzeichnet. Die am Standort bereits bestehenden WEA vom Typ NEG MOCON NM52-900 und ENERCON E58/10.58 sind durch schwarzen (人) Symbole gekennzeichnet. Eine Lage des Standortes für Fotodokumentation (s. Kapitel 3.4) ist durch einen roten Kreis (●) dargestellt.

3.3 Umgebungskarte

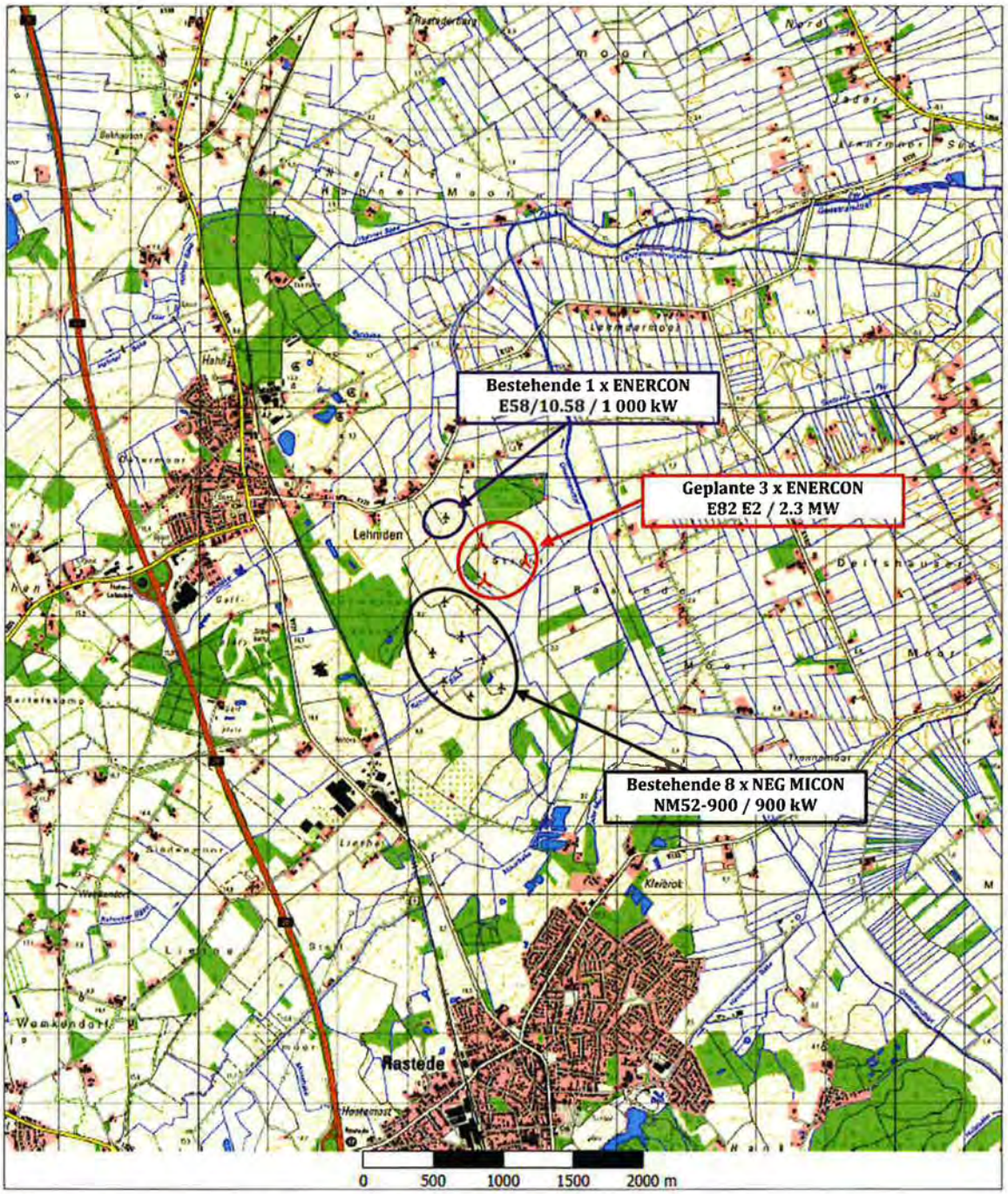


Abbildung 2: Umgebungskarte des Standortes Lehmden-Liethe.

3.4 Fotodokumentation des Standortes

Abbildung 3: Panoramafoto, aufgenommen von Pos. 445 920 / 5 903 695 (UTM WGS 84, Zone 32), d. h. ca. 150 westlich vom geplanten Standort der WEA 1.

3.5 Bewertung der Standortkomplexität

Die Geländekomplexität wird gemäß Kapitel 11.2 der IEC-Norm 61400-1, Ed. 3 (inkl. Amendment 1) [7], zum einen anhand der Geländesteigung und zum anderen anhand der Geländevariation bzw. -abweichung von einer mathematisch an die Oberfläche angenäherten Ebene („best fit" nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate) charakterisiert. Die Ebenen verlaufen stets durch den Turmfuß der WEA des jeweils betrachteten Standortes und werden innerhalb definierter Radien und Sektoren an die Erdoberfläche angenähert. Die Geländesteigung wird aus der Neigung der Ebenen abgeschätzt und die Geländevariation aus dem vertikalen Abstand zwischen Ebene und Erdoberfläche. Die Kriterien zur Definition der Geländekomplexität gemäß der o. g. IEC-Norm [7] sind in der folgenden Tabelle 2 dargestellt. Das Gelände ist nach [7] als „komplex" einzustufen, wenn mindestens 15 % der im Wind enthaltenen Energie aus Sektoren kommt, die gemäß den in der Tabelle zusammengefassten Kriterien als „komplex" bewertet werden.

Entfernungsbereich zur WEA	Sektorenbreite	Maximale Steigung der Ebene	Maximale Geländevariation
5-fache Nabenhöhe	360°	10°	0.3-fache Nabenhöhe
10-fache Nabenhöhe	30°		0.6-fache Nabenhöhe
20-fache Nabenhöhe	30°		1.2-fache Nabenhöhe

Tabelle 2: Kriterien zur Bewertung der Geländekomplexität gemäß [7]

Die entsprechende Bewertung für den Standort Lehmden-Liethe erfolgte auf der Grundlage der digitalisierten Höhenlinien.

Der Standort wird – in Anlehnung an die o. g. Kriterien gemäß Kapitel 11.2 der IEC-Norm 61400-1, Ed. 3 (inkl. Amendment 1) [7] – als nicht komplex eingestuft.

Damit ist im Fall des Projektes Lehmden-Liethe die grundsätzliche Voraussetzung gegeben, dass der Vergleich der standortspezifischen Windbedingungen mit den Auslegungswerten der WEA zwecks Bewertung der Standorteignung nach dem vereinfachten Verfahren gemäß DIBt-Richtlinie 2012 [1], Abschnitt 16.2 b, erfolgen kann.

4 Auslegungswerte des WEA-Typs ENERCON E-82 E2/2.3 MW

Die Auslegungswerte gemäß Typenprüfung [5] zur WEA ENERCON E-82 E2/2.3 MW – diese erfolgte u. a. nach der DIBt-Richtlinie 2004 – werden für die Nabenhöhe von 108 m wie folgt angegeben:

Auslegungskriterien nach DIBt-Richtlinie 2004	Auslegungswert
Windzone/Geländeklasse	WZ III nach DIBt 2004 [2] bzw. WZ 4/GK I nach DIN 1055-4 [17]
Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit v_{ave}	8.5 m/s [5] (8.48 m/s [17])
50-Jahres-Windgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittel) v_{50}	42.5 m/s [5] (47.12 m/s [17])
Turbulenzkategorie	A (gemäß IEC 61400-1, Ed. 2 [11])
Luftdichte ρ	1.225 kg/m³
Höhenexponent α	0.2

Tabelle 3: Auslegungsparameter für den WEA-Typ ENERCON E-82 E2/2.3 MW (Nabenhöhe 108.38 m) gemäß den technischen Spezifikationen [5].

4.1 Weitere zu betrachtende WEA

Für die benachbarten WEA vom Typ AN Bonus AN1000/54 und Enercon E-66/15.66 wird aufgrund deren Alters davon ausgegangen, dass eine Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 1993/1995 [3] vorgelegen hat. Daher wurde eine windgeschwindigkeitsunabhängige Auslegungsturbulenzintensität von 0.20 (20 %) gemäß DIBt-Richtlinie 1993/1995 angesetzt.

5 Ermittlung der Standortparameter gemäß DIBt-Richtlinie

Gemäß Kapitel 16 der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen [1] werden für den Standort Lehmden-Liethe folgende, für den vereinfachten Vergleich mit den Auslegungswerten relevanten Standortparameter ermittelt bzw. abgeschätzt:

- mittlere Luftdichte ρ
- mittlerer Höhenexponent α
- mittlere Windbedingungen (mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave}, Formparameter k der Weibull-Verteilung sowie die Windrichtungsverteilung; Letztere fließt in die Turbulenzberechnungen ein.)
- 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50}
- mittlere Turbulenzintensität bzw. deren Standardabweichung

5.1 Mittlere Luftdichte ρ

Die mittlere Luftdichte ρ in Nabenhöhe der betrachteten WEA-Standorte wurde in Anlehnung an die IEC-Norm 61400-12-1 [9] abgeschätzt. Die Werte wurden berechnet aus einer mittleren Jahrestemperatur von 10.0°C (langjähriges Mittel im Zeitraum 1990-2015 der DWD-Messstation Oldenburg), die auf die Standort- bzw. Nabenhöhe der jeweiligen WEA umgerechnet wurde. Die Korrektur des Luftdrucks erfolgte ebenfalls entsprechend der Standort- und Nabenhöhe der WEA. In der folgenden Tabelle ist die mittlere Luftdichte für jede betrachteten WEA des geplanten Windparks Lehmden-Liethe dargestellt.

WEA-Nr.	Mittlere Luftdichte ρ
	[kg/m³]
WEA 1	1.233
WEA 2	1.233
WEA 3	1.233

Tabelle 1: Mittlere Luftdichte in Nabenhöhe der geplanten WEA.

Die abgeschätzte mittlere Luftdichte ρ in Nabenhöhe der WEA überschreitet die Luftdichte bei Standardbedingungen (1.225 kg/m³), welche bei der WEA-Auslegung (bzw. Typenprüfung) zugrunde gelegt wird.

5.2 Mittlerer Höhenexponent α

Der Höhenexponent α (auch bekannt als Windgradient oder Windscherung) charakterisiert die Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit von der Höhe und beschreibt damit ggf. unterschiedliche Anströmsituationen und daraus resultierende Lasten innerhalb der Rotorkreisfläche. Somit ist vor allem der Höhenbereich zwischen der untersten und der obersten Rotorblattspitze relevant. Nach IEC 61400-1, Edition 3 [7] ist der mittlere Höhenexponent kritisch, wenn der Höhenexponent größer als 0.2 oder negativ ist.

Da es keine gemessenen Windgeschwindigkeitswerte für die relevanten Höhen vorliegen, werden die relevanten Werte mittels des Europäischen Windatlasverfahrens [10],

d. h. mit Hilfe des Windfeldmodells „*Wind Atlas Analysis and Application Program*" (*WASP*, Version 11.4) des früheren Risø National Laboratory, für jeden Anlagenstandort ermittelt. In folgender Tabelle sind die Ergebnisse des mittleren Windgradienten zusammengefasst.

WEA	Mittlerer Höhenexponent α
	[-]
WEA 1	**0.30**
WEA 2	**0.29**
WEA 3	**0.29**

Tabelle 2: Mittlere Windgradienten, berechnet für die betrachteten WEA-Standorte; Rot gekennzeichnete Werte überschreiten den für die Auslegung zugrunde gelegten Windscherungsexponenten.

Der berechnete mittlere Windgradient α überschreitet den Auslegungswert der WEA von 0.2 (gemäß den technischen Spezifikationen [6]) für alle betrachteten WEA-Standorte.

5.3 Mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave}, Formparameter k der Weibullverteilung und Windrichtungsverteilung

Im Rahmen der vorliegenden Bewertung der Standorteignung der geplanten WEA ist von der Deutschen WindGuard Consulting eine Windpotenzialermittlung für den geplanten Windpark Lehmden-Liethe durchgeführt worden. Diese wurde in Anlehnung an das Verfahren der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 („TR6"[4]) erstellt. Die grobe Vorgehensweise in Bezug auf die Windpotenzialermittlung sowie die Darstellung der relevanten Ergebnisse bzgl. der prognostizierten mittleren Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave}, des Formparameters k der Weibull-Verteilung und der Windrichtungsverteilung (jeweils in Nabenhöhe der WEA) ist im Folgenden zusammengefasst.

Die Windpotenzialermittlung beruht im Wesentlichen auf den Betriebsergebnissen von bestehenden Windenergieanlagen (sog. „Vergleichsanlagen"), die in der Umgebung des geplanten Standortes Lehmden-Liethe betrieben werden. Eine Windmessung wurde durch den Auftraggeber am Standort nicht vorgenommen.

Die Betriebsergebnisse der Vergleichsanlagen, die jeweils nur für einen begrenzten Zeitraum von einigen Monaten bzw. Jahren vorlagen, wurden mit Hilfe der Langzeitdaten des BDB-Indexes durch Korrelationsanalysen auf einen langjährigen Zeitraum bezogen. Die verwendeten Langzeitdaten wurden durch einen detaillierten Vergleich verschiedener Datenquellen verifiziert. Die Betriebsergebnisse der Vergleichsanlagen konnten im Rahmen dieser Langzeitbewertung auf den 20-jährigen Zeitraum 01/1996 - 12/2015 bezogen werden. Das bedeutet, dass sich die mittleren, für die Betriebsdauer des geplanten Windparks Lehmden-Liethe prognostizierten Windgeschwindigkeiten auf ein Windpotenzial beziehen, welches im Mittel in diesem Bezugszeitraum vorgelegen hat.

Die Windbedingungen an den einzelnen Standorten der geplanten WEA wurden mit Hilfe des Europäischen Windatlasverfahrens (Strömungsmodell *WASP*) [10] unter Verwendung der Windeingangsdaten der Wetterstation Oldenburg des Deutschen Wetterdienstes prognostiziert. Dieses Prognosemodell wurde detailliert mit den langzeitbezogenen

Energieerträgen der Vergleichsanlagen abgeglichen. Die Gewichtung der verschiedenen Vergleichsstandorte erfolgte auf Basis einer detaillierten Unsicherheitsanalyse.

Mit Hilfe des abgeglichenen Prognosemodells wurden schließlich die mittleren Windbedingungen in Nabenhöhe der WEA für jeden geplanten WEA-Standort ermittelt. Die zugrunde gelegte Windparkkonfiguration wurde vom Auftraggeber vorgegeben.

Die wesentlichen Ergebnisse der Windpotenzialermittlung sind nachfolgend dargestellt. Tabelle 4 zeigt die prognostizierten mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten v_{ave} in Nabenhöhe sowie die entsprechenden Skalierungsparameter A und die Formparameter k der Weibull-Verteilung für jeden einzelnen WEA-Standort.

Abbildung 4 zeigt die langfristig prognostizierten Windgeschwindigkeitsverteilungen (für 30°-Sektoren sowie die Gesamtverteilung) in Nabenhöhe der geplanten WEA für einen Referenzpunkt im geplanten Windpark zunächst in tabellarischer Form. Graphisch dargestellt sind für diesen Referenzpunkt darüber hinaus die Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeit, die spezifische sektorale Energieproduktion („Windenergierose"), die Windstärkerose sowie die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung. Letztere fließt in die Turbulenzberechnungen ein (s. Abschnitt 5.5).

Für die Bewertung der am Standort vorliegenden Windbedingungen hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen wird die mittlere Windgeschwindigkeit auch bzgl. der standortspezifischen Luftdichte korrigiert. Dazu wurde die Formel

$$V_{ave-korr} = V_{ave} * \sqrt{\frac{\rho_{site}}{\rho_{standard}}}$$

verwendet, die aus der entsprechenden Betrachtung in der IEC 61400-1 Ed. 4 (CDV) [11] abgeleitet wurde. Diese Ergebnisse sind in dem rechten Teil der Tabelle 4 dargestellt.

WEA	Windgeschwindigkeitsverteilung in Nabenhöhe			Windgeschwindigkeitsverteilung, **dichtekorrigiert**, in Nabenhöhe		
	Mittlere Windgeschw v_{ave} [m/s]	Weibull-Parameter A [m/s]	Weibull-Parameter k [-]	Mittlere Windgeschw v_{ave} [m/s]	Weibull-Parameter A [m/s]	Weibull-Parameter k [-]
WEA 1	6.6	7.4	2.45	6.6	7.4	2.45
WEA 2	6.5	7.4	2.44	6.6	7.4	2.44
WEA 3	6.5	7.4	2.44	6.6	7.4	2.44
Mittelwert	**6.5**	**7.4**	**2.44**	**6.6**	**7.4**	**2.44**

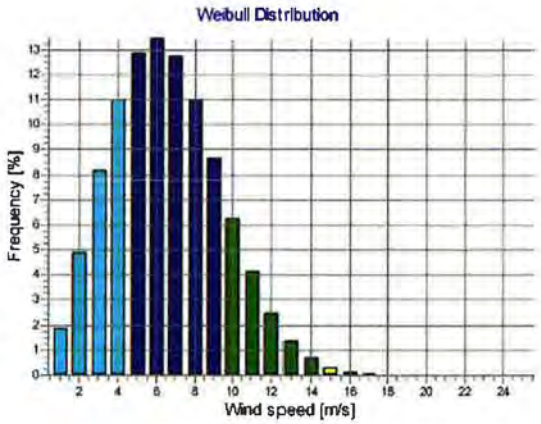
Tabelle 4: Prognostizierte Windverhältnisse an den Standorten der geplanten Windenergieanlagen in der Nabenhöhe von 108 m

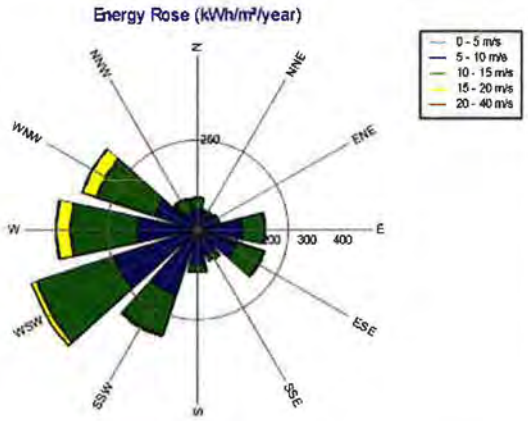
Die prognostizierte mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (v_{ave}) unterschreitet den Auslegungswert der WEA von 8.5 m/s (gemäß Typenprüfung [5]) somit an jedem WEA-Standort. Der prognostizierte Formparameter (k) der Weibull-Verteilung ist jeweils größer als 2.

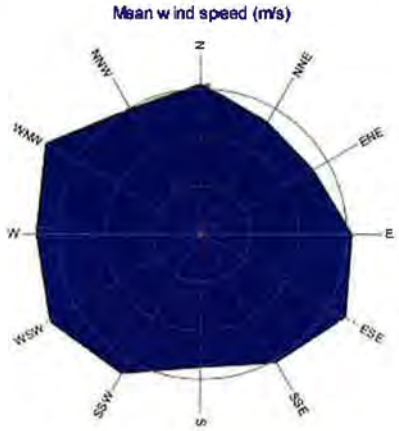
Site coordinates
UTM (north)-ETRS89 Zone: 32
East: 446 048 North: 5 903 762
ENERCON E-82 E2 (TES) 2300 82.0 !O!
Wind statistics
Lehmden-Liethe.LIB

Weibull Data

Sector	Current site A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	7.01	6.22	2.537	4.4
1 NNE	6.03	5.36	2.607	4.5
2 ENE	6.00	5.33	2.584	5.1
3 E	7.00	6.21	2.533	9.2
4 ESE	7.72	6.88	2.787	7.5
5 SSE	6.91	6.16	2.896	5.1
6 S	6.18	5.49	2.592	8.5
7 SSW	7.49	6.66	2.701	13.1
8 WSW	8.14	7.25	2.779	15.9
9 W	7.77	6.88	2.240	12.9
10 WNW	8.41	7.45	2.393	9.2
11 NNW	6.74	5.97	2.225	4.6
All	7.36	6.53	2.443	100.0







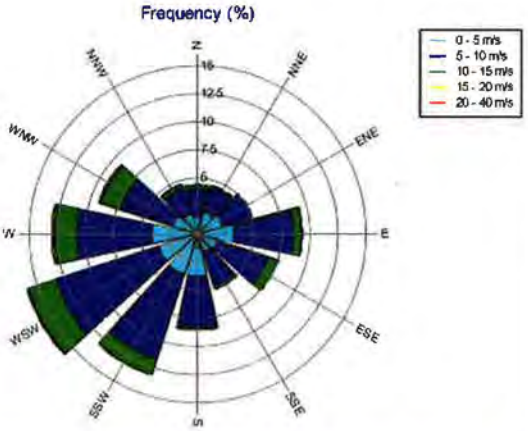


Abbildung 4: Prognostizierte Windverhältnisse am Standort Lehmden-Liethe in Nabenhöhe der geplanten WEA 2.

5.4 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50}

Es ist keine standortspezifische oder standortnahe, repräsentative Windmessung verfügbar, dessen Daten ausgewertet werden könnten, um eine Einschätzung der zu erwartenden 50-Jahres Extremwindgeschwindigkeit v_{50} abzuleiten. Daher wird zur Einschätzung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50} die Windzonenkarte nach DIN EN 1991-1-4 [12], wie sie im Zuge der DIBt-Richtlinie referenziert wird, ausgewertet.

Nach der Darstellung der Windzonenkarte in Abbildung 5 liegt der Standort Lehmden-Liethe nah an der Grenze zwischen der Windzone WZ 4 und Windzone WZ 3, woraus sich eine Basiswindgeschwindigkeit von $v_{b,0}$ = 30.0 m/s (für die höhere Windzone WZ 4) ableitet. Der Standort liegt auf einer Geländehöhe unterhalb von 800 m, so dass keine Erhöhung der Basiswindgeschwindigkeit aufgrund eines Topographieeinflusses notwendig ist.

Zur Einschätzung der extremen mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ist nach [12] ein Profil in Abhängigkeit der Geländekategorie des Standortes (s. Abbildung 6) anzunehmen. Entsprechend der Umgebungsbedingungen (merklicher Anteil von Wäldern) wird eine Geländekategorie III angenommen[1].

Leitet man aus diesen Werten die maximale Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhe 108.38 m auf Basis der in Tabelle NA.B.2 [12] beschriebenen Profile ab, ergibt sich ein Wert von $\boldsymbol{v_m}$ **= 39.02 m/s.**

Dieser Wert wird als Schätzwert für die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50} angenommen.

Die Auslegungsextremwindgeschwindigkeiten werden somit für den geplanten WEA-Typ eingehalten.

[1] Der berechnete Windgradient (s. Abschnitt 5.2) liegt zwischen den Profilexponenten der Geländekategorien III und IV, was durch lokale Besonderheiten erklärbar sein kann. Die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit für die Geländekategorien III bzw. IV wäre jeweils geringer, insofern ist die getroffene Annahme konservativ bzgl. des Wertes der der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit.

Windzone	$v_{b,0}$	$q_{b,0}$
WZ 1	22,5 m/s	0,32 kN/m²
WZ 2	25,0 m/s	0,39 kN/m²
WZ 3	27,5 m/s	0,47 kN/m²
WZ 4	30,0 m/s	0,56 kN/m²

Abbildung 5: Windzonenkarte für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland nach DIN EN 1991-1-4: 2010-12 (aus [12]). Eine Lage des Standortes Lehmden-Liethe durch einen roten Kreis (●) dargestellt.

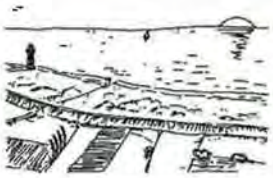
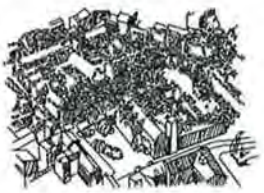
Geländekategorie I Offene See; Seen mit mindestens 5 km freier Fläche in Windrichtung; glattes, flaches Land ohne Hindernisse Rauigkeitslänge $z_0 = 0{,}01$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}12$	
Geländekategorie II Gelände mit Hecken, einzelnen Gehöften, Häusern oder Bäumen, z. B. landwirtschaftliches Gebiet Rauigkeitslänge $z_0 = 0{,}05$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}16$	
Geländekategorie III Vorstädte, Industrie- oder Gewerbegebiete; Wälder Rauigkeitslänge $z_0 = 0{,}30$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}22$	
Geländekategorie IV Stadtgebiete, bei denen mindestens 15 % der Fläche mit Gebäuden bebaut sind, deren mittlere Höhe 15 m überschreitet Rauigkeitslänge $z_0 = 1{,}05$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}30$	

Abbildung 6: Darstellung von Geländekategorien nach DIN EN 1991-1-4:2010-12 zur Berücksichtigung des Einflusses von Geländerauigkeit auf die Windeinwirkungen (aus [12]).

5.5 Turbulenzintensität

Da eine standortspezifische Windmessung am Standort Lehmden-Liethe nicht vorhanden ist, kann zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität sowie deren Standardabweichung und Windgeschwindigkeitsabhängigkeit nicht auf Messdaten zurückgegriffen werden. Daher erfolgt eine Einschätzung der Turbulenzbedingungen am Standort auf Basis der dort vorliegenden Geländerauigkeit, in Verbindung mit einer Modellierung ggf. vorhandener topographischer Einflussfaktoren.

Eine solche Einschätzung stellt eine starke Vereinfachung der tatsächlichen, für die Turbulenz am Standort relevanten Vorgänge dar. Da diese Methodik bei Fehlen einer Messung die einzig realisierbare Basis der Turbulenzbewertung darstellt, sich bei Vergleichen mit Messdaten diese Methodik (insbesondere bei großen Nabenhöhen) meist als tendenziell konservativ darstellt und zudem die Bewertung der Turbulenzergebnisse generell konservative Elemente beinhaltet, ist es branchenüblich, eine auf dieser Basis durchgeführte Bewertung zu Grunde zu legen.

Basierend auf der so eingeschätzten Umgebungsturbulenzintensität werden die zusätzlichen, durch die Nachlaufströmung der WEA hervorgerufenen Turbulenzen mittels Berechnung der lastrelevanten effektiven Turbulenzintensität eingeschätzt. Die Ergebnisse werden im Hinblick auf die Auslegungsbedingungen der WEA bewertet.

5.5.1 Abschätzung der Umgebungsturbulenzintensität

Unter dem Begriff Umgebungsturbulenzintensität wird die Turbulenzintensität der natürlichen Luftströmung am Standort verstanden. Sie enthält nicht die Turbulenzerhöhung, die durch die Nachlaufströmung der WEA hervorgerufen wird.

Die Umgebungsturbulenz I_{amb} wird anhand des erstellten digitalen Geländemodells (s. Kapitel 3), d. h. auf Basis der Geländerauigkeit und der Orographie im Umfeld des Standortes, eingeschätzt. Hierfür wird die Software *WASP Engineering* [13] (Version 3.1) verwendet. Das dieser Software zugrunde liegende Modell [14] führt auf Basis der digitalen Geländebeschreibung eine Umrechnung der Windbedingungen am Standort nach den Prinzipien des Europäischen Windatlas-Verfahrens durch und nimmt eine Schätzung der zu erwartenden Umgebungsturbulenzintensität für jeden der 12 Richtungssektoren (je 30°) vor, abgeleitet aus den Rauigkeitsverhältnissen sowie modifiziert mit orographisch bedingten Einflussfaktoren auf die Turbulenz.

Aufgrund des Fehlens einer Windmessung am Standort ist die standortspezifische Abhängigkeit der Turbulenzintensität von der Windgeschwindigkeit nicht bekannt. Die nach obig beschriebener Methodik aus den Geländeeigenschaften für jeden Windrichtungssektor abgeleitete Turbulenzintensität wird daher als konstant für alle Windgeschwindigkeiten angesetzt, d. h.: $I(v) = I_{mittel}$. Basierend auf Erfahrungen aus ausgewerteten Windmessungen stellt diese Annahme die beste allgemeine Näherung der an verschiedenen Standorten gemessenen realen Bedingungen dar.

Für die weiteren Berechnungen der zusätzlichen durch die Nachlaufströmung der WEA hervorgerufenen Turbulenz wird als Eingangsgröße die Standardabweichung der Turbulenz $\sigma_I(v)$ benötigt. Bei Fehlen einer Windmessung am Standort kann diese nicht aus Messdaten abgeleitet werden. Es ist branchenüblich, diese als das 0.2-fache der mittleren Turbulenzintensität anzunehmen. Nach Erfahrungen aus ausgewerteten Windmessungen stellt dieser Ansatz eine gute Schätzung der Standardabweichung der Turbulenz für die Turbulenz bei 15 m/s (I_{15}-Wert) dar, während sich bei geringeren Windge-

schwindigkeiten die Standardabweichung entsprechend der Windgeschwindigkeit (umgekehrt proportional) erhöht. Daher wird die Standardabweichung der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit σ_σ (welche der Turbulenzintensität zugrunde liegt) als konstant angenommen und mit dem 0.2-fachen des I_{15}-Wertes eingeschätzt:

$$\sigma_I(15m/s) = \frac{\sigma_\sigma}{15\ m/s} = 0.2 \cdot I_{15}$$

Mit der obigen Annahme ergibt sich daraus die windgeschwindigkeitsabhängige Einschätzung der Standardabweichung der Turbulenzintensität:

$$\sigma_I(v) = I_{mittel} \cdot \frac{3}{v}$$

Die sektoralen Werte der Umgebungsturbulenz und deren Standardabweichung, I_{mittel} und $\sigma_I(v)$, dienen als Eingangsgröße für die darauf folgenden Berechnungen der zusätzlichen, durch die Nachlaufströmung der WEA hervorgerufenen Turbulenz (s. Abschnitt 5.5.2).

Gemäß IEC-Norm 61400-1, Ed. 3 [7] ist für die Umgebungsturbulenz der sog. repräsentative Wert (I_{rep}) bei den Berechnungen anzusetzen, d. h., die mittlere Turbulenzintensität ist um das 1.2-fache einer Standardabweichung zu erhöhen. Die mittlere Umgebungsturbulenz sowie deren Standardabweichung wurden für jeden geplanten WEA-Standort ermittelt. Die Ergebnisse in Nabenhöhe sind in der folgenden Tabelle und Abbildung beispielhaft für die WEA 1 dargestellt.

Sektor		Häufigkeit	Mittlere Turbulenzintensität	Charakteristische Turbulenzintensität bei 15 m/s
[--]	[%]	[%]	[%]	[%]
0	4.4	10.6	12.7	15.8
1	4.4	11.5	13.8	16.8
2	5.0	11.7	14.1	15.0
3	9.2	12.7	15.2	14.9
4	7.5	10.9	13.1	17.4
5	5.2	12.3	14.7	15.2
6	8.5	13.8	16.5	16.5
7	13.2	12.6	15.1	16.7
8	15.8	15.1	18.1	15.6
9	12.9	12.4	14.9	16.7
10	9.2	12.7	15.3	15.4
11	4.6	12.8	15.3	15.5
Gesamt		**100.0**	**12.8**	**15.3**

Tabelle 5: Abgeschätzte Umgebungsturbulenzintensität in Nabenhöhe, beispielhaft für den geplanten Standort der WEA 1; Dargestellt sind für jeden Windrichtungssektor die relative Häufigkeit, die mittlere Turbulenzintensität und die charakteristische Turbulenzintensität bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s.

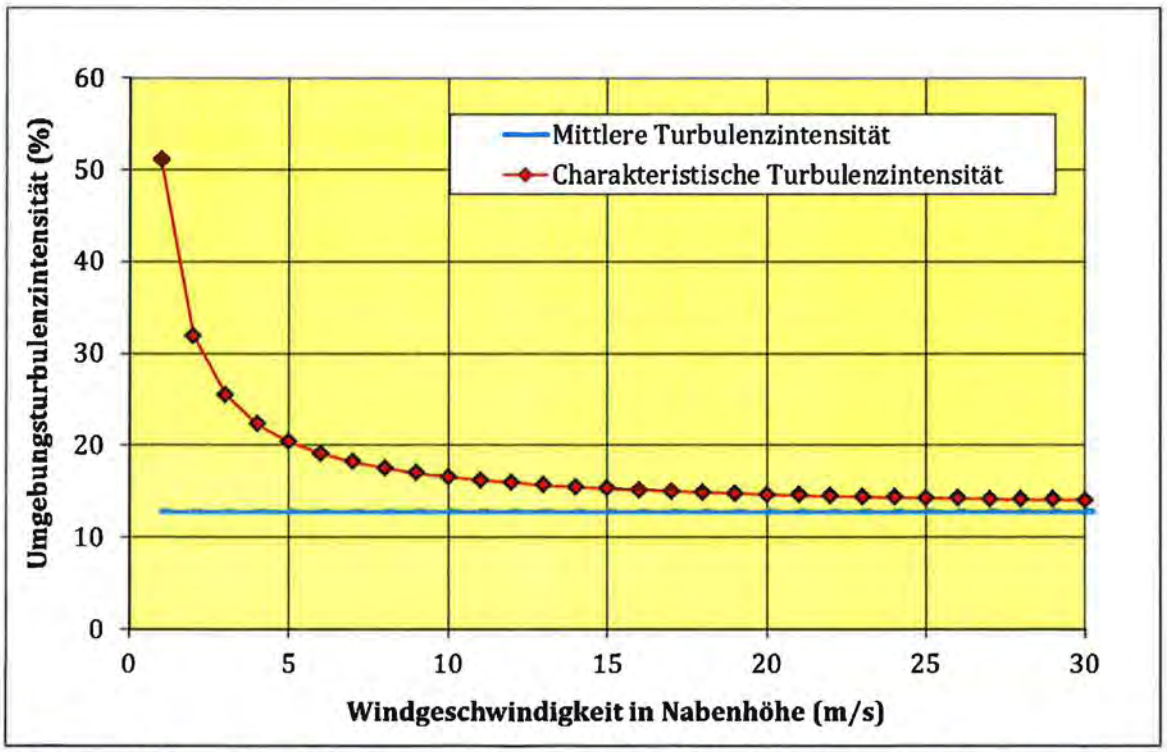


Abbildung 7: Abgeschätzte Umgebungsturbulenzintensität in Nabenhöhe, beispielhaft für den geplanten Standort der WEA 1; Dargestellt die mittlere Turbulenzintensität sowie die charakteristische Turbulenzintensität in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit.

5.5.2 Berechnung der lastrelevanten effektiven Turbulenzintensität

Die effektive Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt neben der Umgebungsturbulenzintensität auch die zusätzliche, belastungserhöhende Turbulenz, die durch die Nachlaufströmung benachbarter WEA hervorgerufen wird. Sie wurde nach der DIBt-Richtlinie 2012 [1] bzw. der IEC-Norm 61400-1, Ed. 3 (inkl. Amendment 1) [7] – d. h. auf der Grundlage der Methode nach Frandsen [15] – ermittelt. Die effektive Turbulenzintensität ergibt sich aus den Einzelbelastungen der verschiedenen Windrichtungen unter Berücksichtigung der Häufigkeitsverteilung und Gewichtung mit den Materialkenngrößen (Wöhler-Linien). Der die Materialeigenschaften der „turbulenzbelasteten" WEA-Komponenten berücksichtigende Wöhler-Exponent wurde für den geplanten WEA-Typ ENERCON E-82 E2/2.3 MW nach Rücksprache mit dem Hersteller mit $m = 10$ (für GFK) angesetzt.

Folgende, vom Hersteller berechnete Schubbeiwerte (c_t) wurden für den WEA-Typ ENERCON E-82 E2/2.3 MW ansetzt. Die detaillierten Werte sind im Anhang 8.1 dargestellt.

Schubbeiwerte (c_t)	
berechnet (Hersteller)	Quelle: ENERCON Dokument: „SIAS-001-ct_E82_E2_2.3MW_Vers.3.1ger-ger", 25.02.2010

Die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität erfolgte mit dem Berechnungsprogramm *WASP Windfarm Assessment Tool (WAT)* [16], Version 4.1.

Generell ist zu beachten, dass die Belastbarkeit des Frandsen-Modells, welches dem hier verwendeten Berechnungsverfahren zugrunde liegt, für geringe WEA-Abstände im Bereich 2-3 D (D: Rotordurchmesser der WEA) eingeschränkt ist bzw. für Abstände < 2 D nicht mehr anwendbar ist. Am Standort Lehmden-Liethe liegen die kleinsten Abstände zwischen den WEA im Windpark bei 3.1 D, bezogen auf den Rotordurchmesser der ENERCON E-82 E2/2.3 MW.

Im Folgenden sind die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität für die geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe tabellarisch und grafisch dargestellt. Die berechneten Werte werden der Auslegungsturbulenzintensität gemäß Kapitel 4 gegenübergestellt und Überschreitungen werden kenntlich gemacht.

5.5.2.1 Neu geplante WEA (ENERCON E-82 E2/2.3 MW)

v_N	Auslegungs-turbulenz Kategorie A [8]	I_{eff}		
		WEA 1	WEA 2	WEA 3
[m/s]	[%]	[%]	[%]	[%]
3	57.0	**59.8**	**60.2**	**58.6**
4	42.0	38.5	36.7	37.5
5	34.5	31.3	29.6	30.6
6	30.0	28.0	27.6	27.5
7	27.0	26.2	25.6	25.9
8	24.9	**25**	24.1	**24.9**
9	23.3	**24.1**	**23.6**	**24.3**
10	22.0	**23.3**	**22.8**	**23.9**
11	21.0	**22.7**	**22.1**	**23.7**
12	20.2	**22.1**	**21.4**	**23.5**
13	19.5	**21.5**	**20.8**	**23.4**
14	18.9	**20.2**	**19.9**	**22.4**
15	**18.4**	**19.0**	**19.0**	**21.1**
16	18.0	**18.2**	**18.4**	**20.1**
17	17.6	17.6	**17.7**	**19.3**
18	17.3	17.1	17.1	**18.6**
19	17.0	16.7	16.5	**17.9**
20	16.7	16.4	16.0	**17.3**
21	16.5	16.1	15.6	**16.8**
22	16.3	15.8	15.3	**16.4**
23	16.1	15.5	15.0	**16.1**
24	15.9	15.3	14.9	15.8
25	15.8	15.1	14.8	15.6

Tabelle 6: Gegenüberstellung der für WEA berechneten effektiven Turbulenzintensität I_{eff} mit den Auslegungswerten (Kat. A nach [8]) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe v_N. Es wurde mit einem Wöhler-Exponenten von m = **10** (für GFK) gerechnet. Windgeschwindigkeitsbereiche mit Überschreitungen sind rot gekennzeichnet.

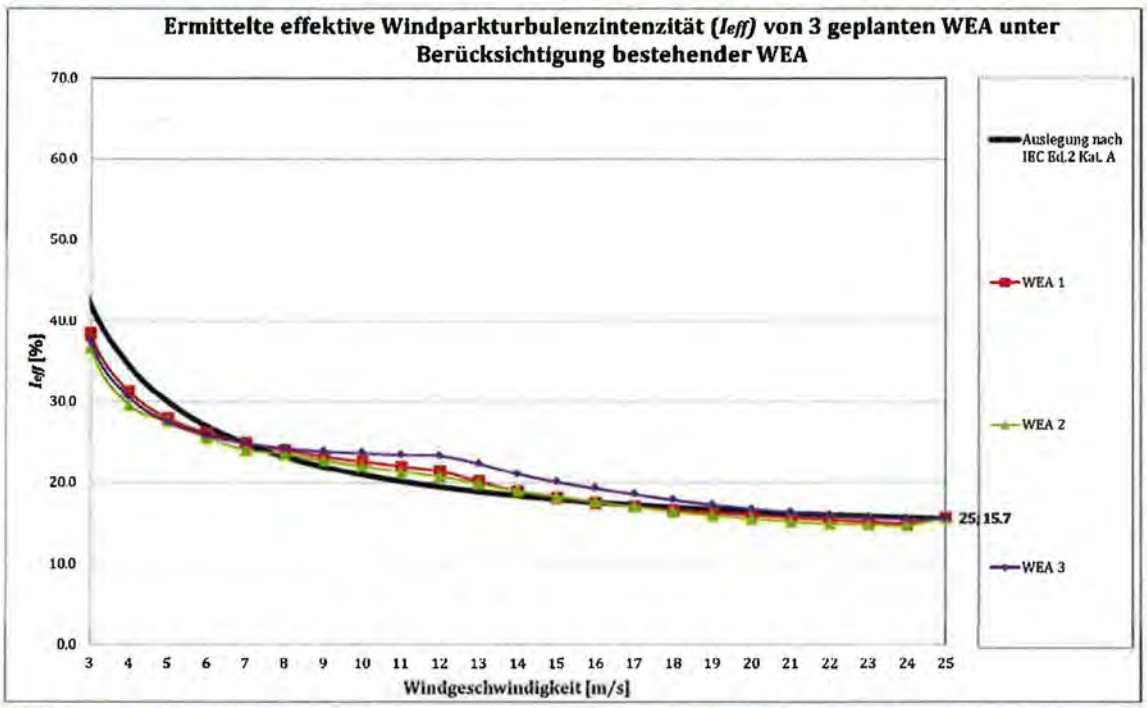


Abbildung 8: Gegenüberstellung der berechneten effektiven Turbulenzintensität I_{eff} mit den Auslegungswerten (Kat. A nach [8]) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe v_N. Es wurde mit einem Wöhler-Exponenten von $m = 10$ (für GFK) gerechnet.

Die mit dem Wöhler-Exponenten m = 10 berechnete effektive Turbulenzintensität I_{eff} überschreitet die Auslegungswerte (Kat. A nach [8]) des WEA-Typs ENERCON E-82 E2/2.3 MW im Fall aller 3 geplanten WEA in bestimmten Windgeschwindigkeitsbereichen.

5.5.2.2 Bestehende WEA

Gemäß Abschnitt 7.3.3 der DIBt-Richtlinie 2012 [1] werden von den bestehenden WEA am Standort nur diejenigen näher bzgl. der Turbulenzerhöhung betrachtet, die sich in einer Entfernung von bis zu 8 Rotordurchmessern von den neu geplanten WEA befinden. Dies sind alle WEA mit Ausnahme der vier südlichsten Anlagen des Typs NEG MICON NM52-900/900 kW (B-WEA4, B-WEA 6, B-WEA 7 und B-WEA 8), s. Tabelle 1 bzw. Abbildung 1).

Für alle bestehenden WEA wird aufgrund deren Alters davon ausgegangen, dass eine Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 1993/1995 [3] vorgelegen hat. Daher wird für diese WEA eine (windgeschwindigkeitsunabhängige) Auslegungsturbulenzintensität von 20% angesetzt.

Die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität für die relevanten Bestands-WEA zeigt die folgende Tabelle.

v_N	Auslegungs-turbulenz (nach DIBt 1993/1995)	I_{eff}				
		B-WEA 1	B-WEA 2	B-WEA 3	B-WEA 5	B-WEA 9
[m/s]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
3	20.0	**27.5**	**27.3**	**27.1**	**27.2**	**26.7**
4	20.0	**25.6**	**26.8**	**26.8**	**26.8**	**24**
5	20.0	**23.8**	**25**	**25**	**24.9**	**22.5**
6	20.0	**22.5**	**23.7**	**23.6**	**23.4**	**21.7**
7	20.0	**22**	**23.6**	**23.6**	**23.3**	**21.2**
8	20.0	**21.2**	**22.9**	**22.9**	**22.5**	**20.8**
9	20.0	**20.4**	**22.3**	**22.2**	**21.8**	**20.6**
10	20.0	19.7	**21.7**	**21.5**	**21.2**	**20.4**
11	20.0	18.9	**21**	**20.9**	**20.6**	**20.2**
12	20.0	18.3	**20.3**	**20.2**	**20.1**	19.4
13	20.0	17.7	19.7	19.6	19.7	18.2
14	20.0	17.3	19.3	19.1	19.4	17.3
15	20.0	16.9	19.1	18.6	19.1	16.7
16	20.0	16.6	18.8	18.1	18.9	16.3
17	20.0	16.3	18.6	17.7	18.7	16
18	20.0	16.1	18.3	17.3	18.5	15.8
19	20.0	15.9	18.2	17.1	18.3	15.6
20	20.0	15.7	17.9	16.9	18.1	15.5
21	20.0	15.5	17.8	16.8	18	15.4
22	20.0	15.4	17.7	16.7	17.8	15.3
23	20.0	15.3	17.5	16.6	17.7	15.3
24	20.0	15.1	17.4	16.5	17.5	15.2
25	20.0	15	17.2	16.5	16.8	15.1

Tabelle 7: Gegenüberstellung der für die **Bestands-WEA** berechneten, effektiven Turbulenzintensität I_{eff} mit den Auslegungswerten (Kat. A nach [8]) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe v_N. Es wurde mit einem Wöhler-Exponenten von $m = 10$ (für GFK) gerechnet. Windgeschwindigkeitsbereiche mit Überschreitungen sind rot gekennzeichnet.

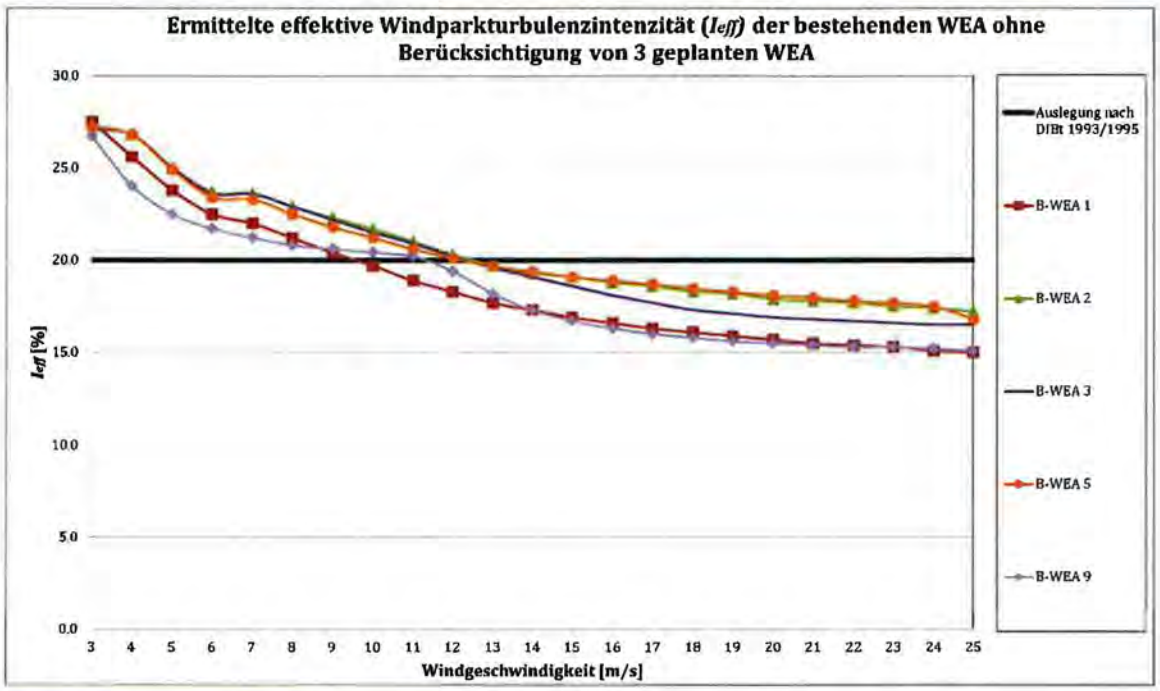


Abbildung 9: Gegenüberstellung der für die relevanten **Bestands-WEA** berechneten, effektiven Turbulenzintensität I_{eff} mit den Auslegungswerten (20% nach [3]) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe v_N. Es wurde mit einem Wöhler-Exponenten von m **= 10** (für GFK) gerechnet.

Die mit dem Wöhler-Exponenten m = 10 berechnete effektive Turbulenzintensität I_{eff} überschreitet die Auslegungswerte (20% nach [3]) aller (relevanten) bestehenden WEA in bestimmten Windgeschwindigkeitsbereichen.

Bei allen (relevanten) Bestands-WEA tritt den Berechnungen zufolge somit eine Überschreitung der Auslegungsturbulenzintensität auf. Die folgende Tabelle zeigt die Differenz der effektiven Turbulenzintensität, die sich für diese WEA nach dem Zubau der drei neu geplanten WEA ergibt. Aus dieser Tabelle wird deutlich, dass sich die Turbulenzintensität in den von Überschreitungen betroffenen Windgeschwindigkeitsbereichen (rot gekennzeichnet) bei den B-WEA 3 und B-WEA 5 nur sehr geringfügig (d. h. um 0.1 – 0.2 Prozentpunkte) erhöht, während bei B-WEA 1, B-WEA 2 und B-WEA-9 die deutlichen Erhöhungen auftreten.

v_N	Erhöhung von I_{eff} nach Zubau der drei geplanten WEA				
	B-WEA 1	B-WEA 2	B-WEA 3	B-WEA 5	B-WEA 9
[m/s]	[%-Pkte]	[%-Pkte]	[%-Pkte]	[%-Pkte]	[%-Pkte]
3	**0.6**	**0.8**	**0.2**	**0.1**	**0.5**
4	**0.4**	**0.5**	0.0	0.0	**0.9**
5	**0.4**	**0.6**	0.0	0.0	**1.2**
6	**0.5**	**0.7**	**0.1**	0.0	**1.6**
7	**0.3**	**0.5**	0.0	0.0	**2.0**
8	**0.3**	**0.6**	0.1	0.0	**2.2**
9	**0.3**	**0.6**	0.0	0.0	**2.6**
10	**0.2**	**0.6**	0.0	0.0	**2.8**
11	**0.1**	**0.5**	**0.1**	0.0	**2.9**
12	**0.1**	**0.3**	0.0	0.0	**2.4**
13	0.0	**0.1**	0.0	0.0	**1.5**
14	0.0	0.0	0.0	0.0	**0.8**
15	0.0	**0.1**	0.0	0.0	**0.4**
16	0.0	0.0	0.0	0.0	**0.2**
17	0.0	0.0	0.0	0.0	**0.1**
18	0.0	0.0	0.0	0.0	**0.1**
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabelle 8: Differenz (Erhöhung) der berechneten effektiven Turbulenzintensität, die sich für die relevanten Bestands-WEA mit berechneten Turbulenzüberschreitungen nach Zubau der drei neu geplanten WEA ergibt; Die von Turbulenzerhöhung betroffenen Windgeschwindigkeitsbereiche sind schwarz gekennzeichnet. Die Zunahmen der Turbulenzbelastung bei gleichzeitiger Überschreitung der Auslegungsturbulenz sind rot hervorgehoben.

5.6 Bewertung der Schräganströmung

Generell können Geländeneigungen in der Nähe von Windkraftstandorten zu Aufwärtsströmung, Turbulenz und Einflüssen auf die Windscherung und somit zu einer möglichen Relevanz für Betriebslasten führen. Nach IEC 61400-1, Edition 3 [7], wird die Geländeneigung kritisch, wenn die resultierende durchschnittliche vertikale Strömungsneigung größer als 8 ° ist.

Bei der Beurteilung des Schräganströmungswinkels wird typischerweise davon ausgegangen, dass der Luftstrom parallel zu einer Ebene in einem Abstand des Fünffachen der Nabenhöhe verläuft. Diese Methode, wie in der IEC 61400-1, Edition 3 [7] definiert, wurde von DWG implementiert und angewendet.

Die auf diese Weise abgeschätzten Anströmwinkelwerte für jede Anlagenposition sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

WEA [-]	Anströmwinkel [°]
WEA 1	0.8
WEA 2	0.7
WEA 3	0.2

Tabelle 3: Ergebnisse der Ermittlung der Anströmwinkel an den geplanten Windenergieanlagenpositionen.

Die berechneten Anströmwinkel unterschreiten den Auslegungswert des WEA-Typs ENERCON E-82 E2/2.3 MW von 8° (nach [7]) an jedem WEA-Standort.

6 Zusammenfassender Vergleich der ermittelten Standortparameter mit den Auslegungswerten des WEA-Typs ENERCON E-82 E2/2.3 MW

Der Vergleich der für die drei geplanten WEA ermittelten Standortparameter mit den jeweiligen Auslegungswerten des WEA-Typs ist in den folgenden Tabellen zusammengefasst. Unkritische Werte sind jeweils grün, Überschreitungen rot gekennzeichnet.

WEA	Mittlere Luftdichte ρ		Mittl. Höhenexponent α	
	Auslegung	Standort	Auslegung	Standort
	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]
WEA 1	1.225	1.233	0.20	0.30
WEA 2		1.233		0.29
WEA 3		1.233		0.29

Tabelle 9: Gegenüberstellung der standortspezifischen mittleren Luftdichte bzw. des mittleren Höhenexponenten (Windgradient) mit den jeweiligen Auslegungswerten des WEA-Typs ENERCON E-82 E2/2.3 MW.

WEA	Mittlere Windgeschwind. v_{ave}		50-Jahres-Windgeschwind. v_{50}		Effektive Turbulenzintens. I_{eff}	
	Auslegung	Standort	Auslegung	Standort	Auslegung	Standort[2]
	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[--]	[--]
WEA 1	8.48	6.6	42.5 [8] (47.12 [12])	39.02	Kat. A gemäß [8]	überschritten
WEA 2		6.5		39.02		überschritten
WEA 3		6.5		39.02		überschritten

Tabelle 10: Gegenüberstellung der standortspezifischen Windbedingungen (Windgeschwindigkeiten und effekt. Turbulenzintensitäten) mit den jeweiligen Auslegungswerten des WEA-Typs ENERCON E-82 E2/2.3 MW.

Die Auswertungen bzw. Vergleiche lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die für den Standort abgeschätzte mittlere Luftdichte (ρ) in Nabenhöhe der geplanten WEA überschreitet die Luftdichte bei Standardbedingungen.
- Der für den Standort abgeschätzte mittlere Höhengradient (α) über die Rotorebene überschreitet den Auslegungswert bei allen drei WEA.
- Die prognostizierte mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (v_{ave}) unterschreitet den Auslegungswert von 8.48 m/s an jedem der drei WEA-Standorte. Der prognostizierte Formparameter (k) der Weibull-Verteilung (s. Abschnitt 5.3) ist jeweils größer als 2.
- Die gemäß Windzonenkarte abgeschätzte 50-Jahres-Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (v_{50}) entspricht dem Auslegungswert von 42.5 m/s.

[2] I_{eff} wurde berechnet für den Wöhler-Exponent m = 10.

- Die mit dem Wöhler-Exponenten m = 10 berechnete effektive Turbulenzintensität I_{eff} überschreitet die Auslegungswerte (Kat. A) im Fall aller 3 neu geplanten WEA in bestimmten Windgeschwindigkeitsbereichen.

In Bezug auf die bereits bestehenden WEA am Standort lässt sich folgendes zusammenfassen:

- Betrachtet wird hier der Parameter der Turbulenzintensität, da sich die Turbulenzeinwirkungen auf diese WEA durch den Zubau der neu geplanten WEA ändern bzw. erhöhen kann.
- Die bestehenden B-WEA 4, B-WEA 6, B-WEA 7 und B-WEA 8 des Typs NEG MICON NM52-900/900 kW liegen außerhalb einer Entfernung von 8 Rotordurchmessern von den neu geplanten WEA und müssen im Rahmen der Turbulenzberechnungen hier somit gemäß DIBt-Richtlinie 2012 [1] nicht gesondert betrachtet bzw. bewertet werden.
- Bei den verbleibenden (relevanten) 4 WEA des Typs NEG MICON NM52-900/900 kW und einer WEA des Typs E-58/10.58 wird die Auslegungsturbulenzintensität (20%) den Berechnungen zufolge in bestimmten Windgeschwindigkeitsbereichen überschritten. Bei den B-WEA 3 und B-WEA 5 ist der Einfluss der durch die drei geplanten WEA zusätzlich hervorgerufenen Turbulenz überwiegend gering. Bei den B-WEA 1, B-WEA 2 und B-WEA 9 ist Einfluss der durch die drei geplanten WEA zusätzlich hervorgerufenen Turbulenz doch merklich.

Fazit:

- **WEA 1, WEA 2 und WEA 3**: Aufgrund der Überschreitung der Auslegungswerte bzgl. der effektiven Turbulenzintensität, mittlerer Luftdichte und Windgradienten kann die Eignung dieser WEA für den Standort über den Vergleich der *Windbedingungen* nicht nachgewiesen werden. Daher ist im Weiteren eine Berechnung der *standortspezifischen Betriebslasten* der geplanten WEA – diese erfolgt in der Regel durch den WEA-Hersteller – erforderlich, um diese mit den Lastannahmen der Typenprüfung zu vergleichen. Werden letztere nicht überschritten, wäre auch die Standorteignung der geplanten WEA 1, WEA 2 und WEA 3 nachgewiesen. Anderenfalls ließe sich deren Standorteignung durch gezielte, sektorale Abschaltungen benachbarter WEA oder der betreffenden WEA selbst erreichen (zur Reduzierung der Turbulenzeinwirkungen).
- **B-WEA 3, B-WEA 4, B-WEA 5, B-WEA 6, B-WEA 7 und B-WEA 8 (NEG MICON NM52-900 / 900kW)**: Bei diesen WEA tritt eine Überschreitung der Auslegungsturbulenzintensität auf. Diese ist den Berechnungen zufolge auch vor dem Zubau der geplanten WEA auf bereits vorhanden. Für diese bestehenden WEA ist der Zubau der geplanten WEA den Berechnungen zufolge unkritisch in Bezug auf die Turbulenzeinwirkungen.
- **B-WEA 1, B-WEA 2 (beide NEG MICON NM52-900/900kW) sowie B-WEA 9 (ENERCON E-58/10.58)**: Bei diesen WEA tritt eine Überschreitung der Auslegungsturbulenzintensität auf. Diese ist den Berechnungen zufolge auch vor dem Zubau der geplanten WEA auf bereits vorhanden. Für diese bestehenden WEA ist der Zubau der geplanten WEA den Berechnungen zufolge kritisch in Bezug auf die Turbulenzeinwirkungen. Somit kann die Standsicherheit für diese bestehenden WEA durch ei-

ne Berechnung der *standortspezifischen Betriebslasten* erfolgen, um diese mit den Lastannahmen der Typenprüfung zu vergleichen. Werden letztere nicht überschritten, wäre die Standsicherheit der WEA nachgewiesen. Anderenfalls ließe sich eine weitere Turbulenzerhöhung durch den Zubau der geplanten WEA durch gezielte, sektorale Abschaltungen letzterer erreichen.

Im Anhang 8.2 werden ergänzend die prognostizierten Windverhältnisse für die bestehenden WEA in der jeweiligen Nabenhöhe dargestellt. Diese können ggf. für die Berechnung der standortspezifischen Lasten verwendet werden.

7 Referenzen

[1] DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Berlin, Reihe B, Heft 8, Fassung Oktober 2012

[2] DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Berlin, Reihe B, Heft 8, Fassung März 2004

[3] DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Berlin, Reihe B, Heft 8, Fassung 1993/1995

[4] Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 9, 22.09.2014, Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V. (FGW)

[5] Verlängerung Nr. T-7015/08 der Typenprüfung Nr. T-7015/08-3 für ENERCON E-82 E2/BF/107/23/01 und E-82 E3/BF/107/23/01 , TÜV NORD CERT GmbH, 31.01.2014

[6] Teschnische Daten E-82 E2 / 2,3MW, Dok.-Ref.: D0364785-0/DA

[7] IEC 61400-1, Wind Turbines, Part 1: Design Requirements, 3. Edition 2005 incl. Amendment A1, 2010

[8] IEC 61400-1, Wind Turbines, Part 1: Safety Requirements, 2. Edition 1999

[9] IEC 61400-12-1, Wind Turbines – Part 12-1: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines, 2005.

[10] Troen, Ib; E.L. Petersen et al: Europäischer Windatlas, Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, 1990

[11] IEC 61400-1, Wind Turbines, Part 1: Design Requirements, 4. Edition 2015 (Committee Draft (CDV)), 22.10.2015

[12] DIN EN 1991-1-4: Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010.

[13] WASP Engineering, DTU Wind Energy; www.vindenergi.dtu.dk

[14] J. Mann, S. Ott, B. Hoffmann Jørgensen, H.P. Frank: WAsP Engineering 2000; Risø–R–1356(EN); Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, August 2002

[15] S. Frandsen: Turbulence and turbulence generated fatigue in wind turbine clusters; Risø–R–1188; Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, 2003

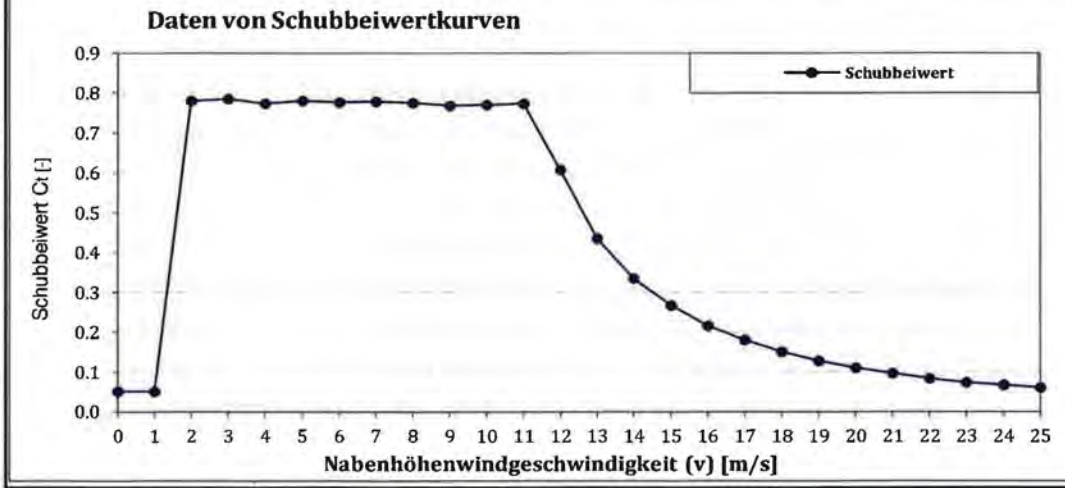
[16] WASP Windfarm Assessment Tool (WAT), DTU Wind Energy; www.vindenergi.dtu.dk

[17] DIN 1055-4:2005-03, Windlasten.

8 Anhang

8.1 Schubbeiwerte c_t der WEA ENERCON E-82 E2/2.3 MW

WEA-Daten ENERCON E-82 E2/ 2300 kW		
	Schubbeiwertkurve	
Datum	2010-02-25	
Dokument	SIAS-001-ct_E82_E2_2.3MW_Vers.3.1ger-ger	
Kommentar	Ref.-Luftdichte: 1.225 kg/m3	
Originaldaten	**v**	**c_t**
	2.00	0.781
	3.00	0.785
	4.00	0.774
	5.00	0.781
	6.00	0.777
	7.00	0.778
	8.00	0.775
	9.00	0.769
	10.00	0.770
	11.00	0.773
	12.00	0.608
	13.00	0.435
	14.00	0.335
	15.00	0.267
	16.00	0.217
	17.00	0.180
	18.00	0.151
	19.00	0.128
	20.00	0.110
	21.00	0.096
	22.00	0.084
	23.00	0.074
	24.00	0.067
	25.00	0.060



8.2 Ergänzende Standortparameter für die bestehenden WEA

- Mittlere Windgeschwindigkeiten v_{ave} und Weibull-Parameter A, k (vgl. Kap. 5.3):

WEA	Typ	Nabenhöhe [m]	Mittlere Windgeschw v_{ave} [m/s]	Weibull-Parameter A [m/s]	Weibull-Parameter k [-]
B-WEA 1	NM52-900	73.8	5.9	6.6	2.39
B-WEA 2	NM52-900	73.8	5.9	6.6	2.39
B-WEA 3	NM52-900	73.8	5.9	6.6	2.39
B-WEA 4	NM52-900	73.8	5.9	6.6	2.39
B-WEA 5	NM52-900	73.8	5.9	6.6	2.38
B-WEA 6	NM52-900	73.8	5.9	6.6	2.37
B-WEA 7	NM52-900	73.8	5.9	6.7	2.37
B-WEA 8	NM52-900	73.8	5.9	6.7	2.37
B-WEA 9	E-58/10.58	70.5	6.0	6.7	2.38

Tabelle 11: Prognostizierte Windverhältnisse an den Standorten der bestehenden WEA in deren Nabenhöhe.