



## **Bewertung der Standorteignung von Windenergieanlagen für einen geplanten Windparkstandort**

**Standort: Lamstedt, Niedersachsen**

Im Auftrag von

**NeXtWind Windpark Beteiligung II GmbH & Co KG**  
Marburger Straße 3  
10789 Berlin  
Deutschland

**Deutsche WindGuard Consulting GmbH**  
Oldenburger Straße 65  
26316 Varel  
Deutschland

Projekt-Nr.: VC24145  
Bericht-Nr.: SA24024.A0  
Berichtsdatum: 05.07.2024

# Bewertung der Standorteignung von Windenergieanlagen für einen geplanten Windparkstandort

## Standort: Lamstedt, Niedersachsen

|                                |   |
|--------------------------------|---|
| Beauftragt von:                | NeXtWind Windpark Beteiligung II GmbH & Co KG<br>Marburger Straße 3<br>10789 Berlin<br>Deutschland  |
| Kontakt (Auftraggeber):        | Herr Stefan Mutz  |
| Erstellt von:                  | Deutsche WindGuard Consulting GmbH<br>Oldenburger Straße 65<br>26316 Varel<br>Deutschland<br>Telefon: +49 4451 95 15 0<br>Fax: +49 4451 95 15 29<br>E-Mail: info@windguard.de |
| Projekt-Nr.:                   | VC24145   |
| Bericht-Nr.:                   | SA24024.A0  |
| Datum:                         | 05.07.2024  |
| Ersteller und Ansprechpartner: | <br>Dipl.-Geoökol. Leonhard Marr   |
| Prüfer:                        | <br>Dipl.-Ing. (FH) Tjado Osten  |

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



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, Schattenwurferrmittlung durch Berechnung, Ermittlung von Geräuschen und Belastungsmessungen an Windenergieanlagen.

## Revisionen

| Revisions-Nr. | Datum      | Status     | Änderung |
|---------------|------------|------------|----------|
| A0            | 05.07.2024 | Endbericht |          |
|               |            |            |          |
|               |            |            |          |

Hinweis: Die letzte Revision ersetzt alle vorangehenden Revisionen.

**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 derzeit 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.*

## Inhalt

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>0</b> | <b>Zusammenfassung</b>   | <b>6</b>  |
| <b>1</b> | <b>Projektübersicht und Aufgabenstellung</b>   | <b>8</b>  |
| <b>2</b> | <b>Einleitung</b>  | <b>9</b>  |
| <b>3</b> | <b>Standortbeschreibung</b>  | <b>10</b> |
| 3.1      | Geplante WEA-Konfiguration   | 11        |
| 3.2      | Lageplan   | 13        |
| 3.3      | Umgebungskarte   | 14        |
| 3.4      | Fotodokumentation des Standortes   | 15        |
| 3.5      | Bewertung der Standortkomplexität  | 16        |
| <b>4</b> | <b>WEA-Auslegungswerte</b>   | <b>17</b> |
| 4.1      | Geplante WEA   | 17        |
| 4.1.1    | Enercon E-175 EP5 6.0 MW mit Nabenhöhe von 132.5 m   | 17        |
| 4.1.2    | Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW mit Nabenhöhe von 160.0 m   | 18        |
| 4.2      | Bestehende WEA   | 18        |
| <b>5</b> | <b>Vergleich der Standortparameter gemäß DIBt 2012</b>   | <b>19</b> |
| 5.1      | Mittlere Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ , Formparameter $k$ der Weibullverteilung und Windrichtungsverteilung | 20        |
| 5.2      | Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit  | 24        |
| 5.3      | Turbulenzintensität  | 24        |
| 5.3.1    | Abschätzung der Umgebungsturbulenzintensität   | 25        |
| 5.3.2    | Berechnung der lastrelevanten effektiven Turbulenzintensität   | 26        |
| 5.3.3    | Effektive Turbulenzintensität für die geplanten WEA  | 28        |
| 5.3.4    | Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität an den benachbarten WEA  | 30        |
| 5.3.5    | Effektive Turbulenzintensität für die relevanten bestehenden WEA   | 31        |
| 5.3.6    | Lastrechnung durch Dritte  | 32        |
| <b>6</b> | <b>Zusammenfassung und Bewertung</b>   | <b>33</b> |
| 6.1      | Geplante WEA   | 33        |
| 6.1.1    | Enercon E-175 EP5 6.0 MW mit Nabenhöhe von 132.5 m   | 33        |
| 6.1.2    | Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW mit Nabenhöhe von 160.0 m   | 33        |
| 6.2      | Bestehende WEA   | 35        |
| 6.3      | Gesamtbewertung  | 35        |
| <b>7</b> | <b>Referenzen</b>  | <b>36</b> |
| <b>8</b> | <b>Anhang</b>  | <b>38</b> |
| 8.1      | Schubbeiwerte ( $c_i$ ) der geplanten und bestehenden WEA  | 38        |
| 8.1.1    | Enercon E-175 EP5 6.0 MW   | 38        |
| 8.1.2    | Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW   | 38        |
| 8.1.3    | Enercon E70 E4-2000 kW   | 39        |

## Verwendete Abkürzungen

|      |  |
|------|--|
| BDB  | Betreiber-Datenbasis   |
| DIBt | Deutsches Institut für Bautechnik                                    |
| DWG  | Deutsche WindGuard Consulting  |
| FGW  | Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e. V. |
| TR6  | Technische Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 6 [5]             |
| NH   | Nabenhöhe  |
| NHN  | Normalhöhennull (Bezugsgröße für Höhe über dem Meeresspiegel)        |
| REWC | Regional Extreme Wind Climate  |
| WEA  | Windenergieanlage  |

## 0 Zusammenfassung

Im Auftrag der NeXtWind Windpark Beteiligung II GmbH & Co KG wurde eine Bewertung der Standorteignung von

- acht geplanten Windenergieanlagen (WEA) des Typs Enercon E-175 EP5 6.0 MW mit einer Nabenhöhe von 132.5 m und
- einer geplanten Windenergieanlage (WEA) des Typs Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW mit einer Nabenhöhe von 160.0 m

für den Windparkstandort Lamstedt in Niedersachsen durchgeführt.

Die nach Errichtung dieser WEA am Standort bestehenden WEA waren als Vorbelastung zu berücksichtigen und ebenfalls bezüglich der Turbulenzeinwirkungen zu beurteilen.

Die Bewertung erfolgte auf Basis einer Ermittlung bzw. Abschätzung der *standortspezifischen Windbedingungen*. Die Standorteignung wurde nach der DIN 18088 [1] (Anhang C) bewertet. Es sei darauf hingewiesen, dass die vorliegende Bewertung auch die Anforderungen der DIBt-Richtlinie 2012 (korrigierte Fassung 2015) [2] abdeckt.

Eine Typenprüfung/Lastgutachten liegt für keine der geplanten WEA-Typen vor. Die Auslegungsparameter wurden den Herstellerinformationen ([19], [20]) entnommen. Darauf basierend führte die Bewertung der Standorteignung für die vom Auftraggeber geplanten WEA zu folgenden Ergebnissen:

- Die prognostizierte mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ( $v_{ave}$ ) liegt im Fall der
  - WEA 02 bis WEA 09 vom Typ Enercon E-175 EP5 6.0 MW ca. 4 % unterhalb des Auslegungswertes von 7.2 m/s. Der Formparameter  $k$  der Weibull-Funktion ist größer als 2.
  - WEA 01 vom Typ Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW ca. 5 % unterhalb des Auslegungswertes von 7.7 m/s. Der Formparameter  $k$  der Weibull-Funktion ist größer als 2.
- Gemäß Regionalem Extremwind-Klima (REWC) des Gitterpunkts *Nord 54.28°, Ost 9.38°* liegt die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ( $v_{m50}$ ) unterhalb der Auslegungswerte.
- Die mit dem Wöhler-Exponenten  $m = 14$  (CFK) berechnete effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  **überschreitet** die Auslegungswerte bei allen geplanten WEA in bestimmten Windgeschwindigkeitsbereichen (sofern keine sektoralen Abschaltungen implementiert werden).

Aufgrund der Überschreitung der Auslegungswerte bzgl. der effektiven Turbulenzintensität kann die Eignung der geplanten WEA für den Standort Lamstedt über den Vergleich der *Windbedingungen* nach dem vereinfachten Verfahren gemäß Anhang C der DIN 18088 [1], bzw. DIBt-Richtlinie 2012 [2], Abschnitt 16.2 b **nicht nachgewiesen** werden.

Um die geplanten WEA dennoch errichten zu können, sind folgende Möglichkeiten gegeben:

- a) Der Nachweis der Standsicherheit wird durch eine Berechnung der *standortspezifischen Betriebslasten* dieser WEA erbracht. Hierbei werden standortspezifischen Betriebslasten mit den Lastannahmen der Auslegung bzw. Typenprüfung verglichen. Werden dabei die Lastannahmen der Auslegung nicht überschritten, wäre die Standorteignung der WEA nachgewiesen. Der Nachweis der Einhaltung der Lastannahmen der Auslegung kann beispielsweise durch den WEA-Hersteller oder ein anderes dafür geeignetes Unternehmen erbracht werden.
- b) Durch ein sog. „Wind-Sektor-Management“ kann generell eine Reduzierung der Turbulenzeinwirkungen erreicht werden. Hierbei wird die betroffene (oder alternativ die turbulenzverursachende WEA) in den betroffenen Richtungssektoren und Windgeschwindigkeitsbereichen abgeschaltet oder gedrosselt. Die entsprechenden Abschaltbedingungen können ggf. von DWG (oder vom Hersteller) bereitgestellt werden.

**Die angenommenen Werte bzgl. der Auslegung müssen vor der Errichtung der WEA mittels Typenprüfung bestätigt werden.**

Für die benachbarten bestehenden WEA gilt Folgendes:

- An fünf benachbarten WEA kommt es zu einer relevanten Erhöhung bei gleichzeitiger Überschreitung der Auslegungswerte bzgl. der effektiven Turbulenzintensität durch die geplanten WEA.
- Um die geplanten WEA dennoch errichten zu können, sind folgende Möglichkeiten gegeben:
  - a) Der Nachweis der Standsicherheit der betroffenen WEA wird durch eine Berechnung der *standortspezifischen Betriebslasten* dieser WEA erbracht. Hierbei werden *standortspezifischen Betriebslasten* mit den Lastannahmen der Auslegung bzw. Typenprüfung verglichen. Werden dabei die Lastannahmen der Auslegung nicht überschritten, wäre die Standorteignung der WEA weiterhin nachgewiesen. Der Nachweis der Einhaltung der Lastannahmen der Auslegung kann beispielsweise durch den WEA-Hersteller oder ein anderes dafür geeignetes Unternehmen erbracht werden.
  - b) Alternativ kann jeweils die geplante WEA (oder alternativ die bestehenden WEA) in den betroffenen Richtungssektoren und Windgeschwindigkeitsbereichen abgeschaltet oder gedrosselt werden („Wind-Sektor-Management“). Die entsprechenden Abschaltbedingungen können ggf. von DWG bereitgestellt werden.

**Die hier getroffene Annahme der Auslegung bzgl. Turbulenzintensität der benachbarten WEA (Turbulenzklasse A) muss vor einer Genehmigung bzw. im Rahmen eines Nachweises mittels Lastrechnung abschließend bestätigt werden.**

## 1 Projektübersicht und Aufgabenstellung

|                              |   |
|------------------------------|---|
| Auftraggeber:                | NeXtWind Windpark Beteiligung II GmbH & Co KG |
| Standort (Projekt):          |   |
| Gemeinde                     | Lamstedt                                      |
| Landkreis:                   | Cuxhaven                                      |
| Bundesland:                  | Niedersachsen                                 |
| Koordinaten:                 | RW (32)503 000, HW 5 943 000 (UTM ETRS 89)    |
| Geplante Windenergieanlagen: |   |
| Anzahl:                      | 9   |
| Anlagentyp A:                | 8 x Enercon E-175 EP5 6.0 MW, NH 132.5 m      |
| Anlagentyp B:                | 1 x Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW, NH 160.0 m  |
| Gesamtleistung:              | 52.26 MW                                      |
| Konfigurationsentwurf:       | vorgegeben durch den Auftraggeber             |

### Aufgabenstellung:

- Ermittlung der standortspezifischen Windbedingungen für den geplanten Windparkstandort Lamstedt in Niedersachsen gemäß Kapitel 16 „Standorteignung von Windenergieanlagen“ der DIBt-Richtlinie 2012 [2]; Die Ermittlung erfolgte auf Basis der vom Auftraggeber bereitgestellten Daten bzgl. der Windparkkonfiguration.
- Bewertung der Standorteignung von Windenergieanlagen (WEA) für den geplanten Windparkstandort Lamstedt nach Kapitel 16 der DIBt-Richtlinie 2012 [2]; Die Bewertung erfolgte auf Basis der vom Auftraggeber bzw. Anlagenhersteller bereitgestellten Daten und Informationen hinsichtlich der bei der WEA-Auslegung zugrunde gelegten Windbedingungen.

## 2 Einleitung

Für Windenergieanlagen (WEA), die nach deutschem Baurecht errichtet werden, ist in aller Regel ein Standsicherheitsnachweis erforderlich. Dieser erfolgt im Allgemeinen auf Basis der WEA-Typenprüfung. Letztere beinhaltet herstellerseitige Lastberechnungen, und zwar unter Berücksichtigung festgelegter Windbedingungen, die für die zugelassene Windzone der WEA gemäß DIBt-Richtlinie 2012 [2] für Windenergieanlagen (bzw. inzwischen auch DIN 18088 [1]) 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. Ebenso ist die Einhaltung der Auslegungsturbulenzintensität der WEA standortspezifisch zu prüfen.

Überschreiten die standortspezifischen Wind- oder Turbulenzbedingungen 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 Betriebsfestigkeitslasten der geplanten 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 einen Nachweis der Standorteignung nach Kapitel 16 „Standorteignung von Windenergieanlagen“ der DIBt-Richtlinie 2012 [2] ist somit generell das Vorliegen einer Typen- bzw. Einzelprüfung für die WEA. Liegt eine Typen- oder Einzelprüfung für den geplanten WEA-Typen noch nicht vor, können die geplanten Auslegungsparameter den Angaben des WEA-Herstellers entnommen werden. In diesem Fall müssen vor der Errichtung der WEA die verwendeten Angaben des Herstellers mit den Angaben in der Typen- bzw. Einzelprüfung abgeglichen werden.

Der vorliegende Bericht befasst sich ausschließlich mit der Ermittlung bzw. Abschätzung der standortspezifischen Windbedingungen am geplanten Windparkstandort Lamstedt, nicht jedoch mit den standortspezifischen Betriebslasten. Die durchgeführte Ermittlung erfolgt unter Berücksichtigung von Kapitel 16 „Standorteignung von Windenergieanlagen“ der DIBt-Richtlinie 2012 [2].

Die standortspezifischen mittleren Windbedingungen wurden ausgewertet auf der Basis der Ergebnisse einer von der Deutschen WindGuard Consulting (DWG) durchgeführten Windpotenzialermittlung (zurzeit in Bearbeitung), die nach dem Verfahren der Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 6 (TR6) [5], erfolgte (inklusive Standortbegehung).

Die ermittelten Wind- und Turbulenzbedingungen werden mit den bei der WEA-Auslegung angenommenen Werten verglichen, um eine Aussage über die Standorteignung der WEA vom Typ Enercon E-175 EP5 6.0 MW, NH 132.5 m und vom Typ Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW, NH 160.0 m zu treffen.

### 3 Standortbeschreibung

Der Standort der geplanten Windenergieanlagen befindet sich ca. 1.5 km westlich der Ortschaft Lamstedt im Landkreis Cuxhaven (Niedersachsen). Eine Ortsbegehung wurde am 17.06.2024 von der Deutsche WindGuard Mitarbeiterin Saskia Hibben durchgeführt und durch Fotografien sowie schriftliche Aufzeichnungen dokumentiert.

Das nähere Umfeld der geplanten WEA ist durch überwiegend landwirtschaftlich genutzte Flächen charakterisiert. In der Windparkfläche befinden sich einige Waldstücke. Auch im weiteren Umkreis gibt es einige Waldstücke und auch größere Waldgebiete mit dichtem Baumbestand. Der Wald erhöht die Geländerauigkeit. Auch Dörfer und Streusiedlungen in der Umgebung sind meist von höheren Bäumen umstanden.

Die Wohnbebauung in der Umgebung ist geprägt durch den Hauptort Lamstedt und kleinere Dörfer und Streusiedlungen. Die dem Standort nächstgelegenen Ortschaften sind die Dörfer bzw. Siedlungen (ca. 1.5 km östlich vom Standort), Mittelstenahne (ca. 1.5 km nördlich) und Armstorf (ca. 3 km südlich). Die Stadt Bremerhaven liegt ca. 20 km westlich des Standortes.

Das Gelände ist nahezu eben und steigt von West nach Ost leicht an und erreicht ca. 2.5 km nordöstlich seinen höchsten Punkt mit ca. 60 m bevor es in das Tal der Oste (auf ca. 0 m) abfällt. Ca. 1 km westlich des Windparks erreicht das Gelände ca. 6 m und verweilt dann auf geringem Niveau. Die WEA-Standorte weisen Geländehöhen von ca. 11 m – 19 m ü. NHN auf.

Am Standort Lamstedt selbst und in der Umgebung sind bereits einige WEA in Betrieb, von denen teils die Betriebsergebnisse vorliegen. Diese Betriebsergebnisse wurden zur Plausibilisierung bzw. für einen Abgleich der Windverhältnisse für die neu geplanten Anlagen verwendet. Die existierenden WEA dienen somit als sog. Vergleichs-WEA im Sinne der TR6 [5].

Eine Standortbesichtigung der Vergleichs-WEA wurde ebenfalls durchgeführt. Die Koordinaten der Vergleichs-WEA wurden mittels GPS oder Luftaufnahmen verifiziert.

Für die Berechnungen der Windverhältnisse und der Turbulenzbedingungen wurden die Geländerauigkeiten und die Orographie detailliert in einem Umkreis von mindestens 10 km um die Vergleichsstandorte und um den geplanten 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 der geplanten WEA 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 Lamstedt sind in Abbildung 3 gegeben.

### 3.1 Geplante WEA-Konfiguration

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

| WEA       | Koordinaten                       |           | Höhe<br>ü. NN | Hersteller | Typ          | Lei-<br>stung | Rotor<br>durchm. | Naben-<br>höhe |
|-----------|-----------------------------------|-----------|---------------|------------|--------------|---------------|------------------|----------------|
|           | (UTM (north)-ETRS 89<br>Zone: 32) |           |               |            |              |               |                  |                |
|           | Rechtswert                        | Hochwert  | [m]           |            |              | [kW]          | [m]              | [m]            |
| WEA 01    | 502 184                           | 5 941 963 | 12            | ENERCON    | E-138 EP3 E3 | 4 260         | 138              | 160.0          |
| WEA 02    | 502 734                           | 5 942 224 | 15            | ENERCON    | E-175 EP5    | 6 000         | 175              | 132.5          |
| WEA 03    | 503 091                           | 5 942 569 | 18            | ENERCON    | E-175 EP5    | 6 000         | 175              | 132.5          |
| WEA 04    | 503 576                           | 5 942 681 | 18            | ENERCON    | E-175 EP5    | 6 000         | 175              | 132.5          |
| WEA 05    | 504 117                           | 5 942 884 | 17            | ENERCON    | E-175 EP5    | 6 000         | 175              | 132.5          |
| WEA 06    | 504 540                           | 5 943 220 | 19            | ENERCON    | E-175 EP5    | 6 000         | 175              | 132.5          |
| WEA 07    | 502 739                           | 5 941 776 | 15            | ENERCON    | E-175 EP5    | 6 000         | 175              | 132.5          |
| WEA 08    | 503 226                           | 5 941 962 | 17            | ENERCON    | E-175 EP5    | 6 000         | 175              | 132.5          |
| WEA 09    | 503 899                           | 5 942 394 | 18            | ENERCON    | E-175 EP5    | 6 000         | 175              | 132.5          |
| Ex_781036 | 502 392                           | 5 942 843 | 13            | ENERCON    | E-70 E4      | 2 000         | 71               | 64             |
| Ex_781037 | 502 852                           | 5 942 839 | 15            | ENERCON    | E-70 E4      | 2 000         | 71               | 64             |
| Ex_781039 | 502 568                           | 5 942 536 | 14            | ENERCON    | E-70 E4      | 2 000         | 71               | 64             |
| Ex_781040 | 502 093                           | 5 942 206 | 10            | ENERCON    | E-70 E4      | 2 000         | 71               | 64             |
| Ex_781041 | 502 151                           | 5 942 531 | 10            | ENERCON    | E-70 E4      | 2 000         | 71               | 64             |

Tabelle 1: Standortkoordinaten sowie Typ und Nabenhöhe der geplanten und bestehenbleibenden Windenergieanlagen am Standort Lamstedt; Die benachbarten WEA, die hinsichtlich Turbulenz zu berücksichtigen waren, sind grau hinterlegt.

Da es sich um ein Repowering-Projekt handelt, existieren im Moment noch die folgenden WEA an der Stelle der neu geplanten WEA.

| WEA          | Koordinaten<br>(UTM (north)-ETRS 89<br>Zone: 32) |           | Höhe<br>ü. NN<br>[m] | Hersteller | Typ           | Lei-<br>stung<br>[kW] | Rotor<br>durchm.<br>[m] | Naben-<br>höhe<br>[m] |
|--------------|--|-----------|----------------------|------------|---------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
|              | Rechtswert                                       | Hochwert  |                      |            |               |                       |                         |                       |
| WEA_1_782124 | 502 739  | 5 942 224 | 15                   | ENERCON    | E-70 E4-2,000 | 2 000                 | 71                      | 64                    |
| WEA_2_782125 | 502 872  | 5 941 812 | 15                   | ENERCON    | E-70 E4-2,000 | 2 000                 | 71                      | 64                    |
| WEA_3_782126 | 502 957  | 5 942 541 | 17                   | ENERCON    | E-70 E4-2,000 | 2 000                 | 71                      | 64                    |
| WEA_4_782127 | 503 126  | 5 942 199 | 17                   | ENERCON    | E-70 E4-2,000 | 2 000                 | 71                      | 64                    |
| WEA_5_782128 | 503 239  | 5 941 921 | 18                   | ENERCON    | E-70 E4-2,000 | 2 000                 | 71                      | 64                    |
| WEA_6_782132 | 504 126  | 5 942 545 | 16                   | ENERCON    | E-70 E4-2,000 | 2 000                 | 71                      | 64                    |
| WEA_7_782133 | 504 466  | 5 942 809 | 18                   | ENERCON    | E-70 E4-2,000 | 2 000                 | 71                      | 64                    |
| WEA_8_782134 | 504 700  | 5 943 269 | 20                   | ENERCON    | E-70 E4-2,000 | 2 000                 | 71                      | 64                    |

Tabelle 2: Standortkoordinaten sowie Typ und Nabenhöhe der zurzeit noch bestehenden WEA am Standort Lamstedt; Diese WEA werden abgebaut und durch die neu geplanten WEA ersetzt (Repowering).

## 3.2 Lageplan

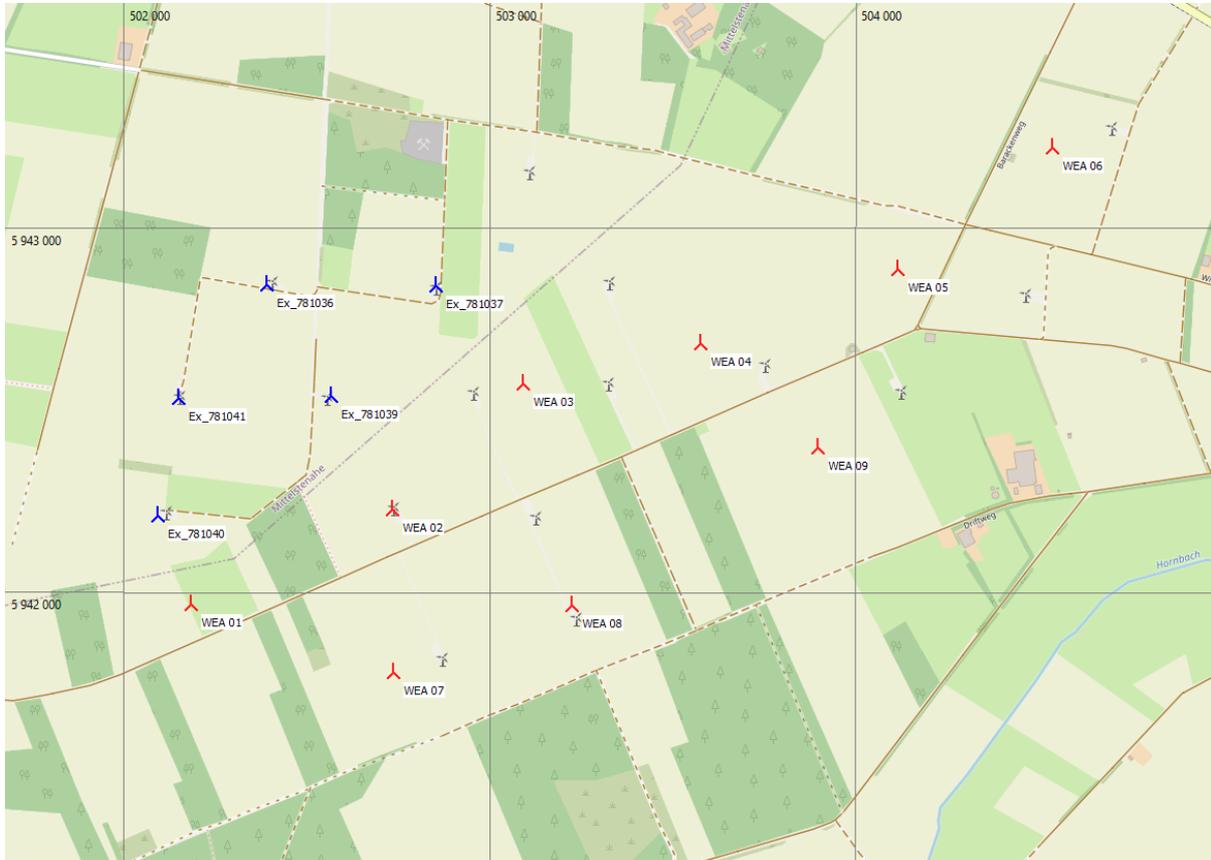


Abbildung 1: Lageplan der Windenergieanlagen am Standort Lamstedt; Die neun geplanten Anlagen (WEA 01 bis WEA 09) sind durch rote Symbole (♣) gekennzeichnet und die bereits am Standort bestehenden (und verbleibenden) WEA sind durch blaue Symbole (♣) dargestellt. Die im Gegenzug zur Errichtung abzubauenen WEA sind hier nicht farblich dargestellt.

### 3.3 Umgebungskarte



Abbildung 2: Umgebungskarte des Standortes Lamstedt

### 3.4 Fotodokumentation des Standortes



Abbildung 3: Panoramafoto, aufgenommen nahe der geplanten WEA 04 (RW 503428, HW 5942586)

### 3.5 Bewertung der Standortkomplexität

Die Geländekomplexität wird gemäß Kapitel 11.2 der DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 [6], 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 genauen Kriterien zur Definition der Geländekomplexität sind der o. g. Norm [6] zu entnehmen.

Die entsprechende Bewertung für den Standort Lamstedt erfolgte auf der Grundlage der digitalisierten Höhenlinien.

**Der Standort wird als nicht komplex im Sinne der DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 [6] eingestuft.**

Damit ist im Fall des Projektes Lamstedt 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 [2], Kapitel 16.2 b, erfolgen kann.

## 4 WEA-Auslegungswerte

### 4.1 Geplante WEA

#### 4.1.1 Enercon E-175 EP5 6.0 MW mit Nabenhöhe von 132.5 m

Eine Typenprüfung liegt für den geplanten Typ Enercon E-175 EP5 6.0 MW, NH 132.5 m nicht vor. Die Auslegungsparameter wurden den Herstellerinformationen [19] entnommen. Die Auslegungswerte für den geplanten WEA-Typ werden dort wie folgt angegeben:

| Auslegungskriterien   | Auslegungswert  |
|---|---|
| Windzone, Geländeklasse nach DIBt [2]                                   | WZ S  |
| Mittlere Windgeschwindigkeit $v_{ave}$                                  | 7.2 m/s   |
| Formparameter der Weibull-Funktion ( $k$ )                              | 2.0   |
| Turbulenzkategorie  | A<br>(gemäß IEC 61400-1, Ed.4 /Ed. 3 [6],[7] <sup>1</sup> ) |
| Extremwindgeschwindigkeit ( $v_{m50}$ ) in Nabenhöhe nach DIBt 2012 [2] | 42.5 m/s  |
| Auslegungslebensdauer   | 25 Jahre  |

Tabelle 3: Auslegungsparameter für den WEA-Typ Enercon E-175 EP5 6.0 MW, NH 132.5 m gemäß Angaben des Herstellers [19]

**Die Werte müssen vor der Errichtung der WEA mittels Typenprüfung bestätigt werden.**

<sup>1</sup> Anmerkung: IEC 61400-1, Ed. 3 [7] hat die gleiche Turbulenzkategorie A wie die neuere DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 [6].

#### 4.1.2 Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW mit Nabenhöhe von 160.0 m

Eine Typenprüfung liegt für den geplanten Typ Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW, NH 160.0 m nicht vor. Die Auslegungsparameter wurden den Herstellerinformationen [20] entnommen. Die Auslegungswerte für den geplanten WEA-Typ werden dort wie folgt angegeben:

| Auslegungskriterien   | Auslegungswert                                |
|---|---|
| Windzone, Geländeklasse nach DIBt [2]                                   | WZ 2 /GK II                                   |
| Mittlere Windgeschwindigkeit $v_{ave}$                                  | 7.71 m/s                                      |
| Formparameter der Weibull-Funktion ( $k$ )                              | 2.0   |
| Turbulenzkategorie  | A<br>(gemäß IEC 61400-1, Ed.4 /Ed. 3 [6],[7]) |
| Extremwindgeschwindigkeit ( $v_{m50}$ ) in Nabenhöhe nach DIBt 2012 [2] | 38.96 m/s                                     |
| Auslegungslebensdauer   | 25 Jahre                                      |

Tabelle 4: Auslegungsparameter für den WEA-Typ Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW (Nabenhöhe 160.0 m) gemäß Angaben des Herstellers [20]

**Die Werte müssen vor der Errichtung der WEA mittels Typenprüfung bestätigt werden.**

#### 4.2 Bestehende WEA

- **WEA-Typ Enercon E-70 E4 2000 kW**

Auf Grund des Datums der Inbetriebnahme (12/2006) kann davon ausgegangen werden, dass die WEA vom Typ Enercon E-70 E4 nach der DIBt 2004 [3] zertifiziert wurde und daher für die Turbulenzklasse A ausgelegt ist.

**Diese Annahme muss vor der Errichtung der geplanten WEA oder im Rahmen eines Nachweises mittels Lastrechnung abschließend bestätigt werden.**

## 5 Vergleich der Standortparameter gemäß DIBt 2012

Gemäß DIBt-Richtlinie 2012 [2], Kapitel 16.2 a, werden generell folgende Angaben für einen Nachweis der Standorteignung von Windenergieanlagen an Land benötigt:

- i) Jahresmittel der Windgeschwindigkeit ( $v_{ave}$ );
- ii) Formparameter der Weibull-Funktion ( $k$ );
- iii) Mittlerer Höhenexponent ( $\alpha$ );
- iv) Mittlere Luftdichte ( $\rho$ );
- v) Effektive Turbulenzintensität im geforderten Windgeschwindigkeitsbereich;
- vi) Mittlere 50-Jahreswindgeschwindigkeit ( $v_{m50}(z)$ ) entsprechend Windzonenkarten oder geeigneter Extremwindmodelle;
- vii) Windrichtungsverteilung der zu betrachtenden Anlagen

Anhand der oben genannten Angaben 1), 5) und 6) kann ein vereinfachter Vergleich durchgeführt werden. Die übrigen Parameter gehen indirekt über die Berechnung der Windverhältnisse und der Turbulenzintensitäten ein.

Werden die folgenden Bedingungen erfüllt, kann die Standorteignung der WEA gemäß DIBt-Richtlinie 2012 [2], Kapitel 16.2 b, bestätigt werden:

- i) Vergleich mittlere Windgeschwindigkeit
  - (1) Mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5% kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung oder
  - (2) Mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung und Formparameter  $k$  der Weibull-Funktion ist größer gleich 2.
- ii) Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011-08 zwischen  $0.2 v_{m50}(h)$  und  $v_{m50}(h)$  der Auslegungsturbulenz NTM
- iii) Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit:
  - (1) Windzone und Geländekategorie entsprechend Typ-/Einzelprüfung deckt die Windzone und Geländekategorie des betrachteten Standortes entsprechend Windzonenkarte nach DIN EN 1991-1-4/NA ab (die detaillierten Regelungen nach DIN EN 1991-1-4: 2010-12, 4.3.3 einschließlich NA für nicht ebene Geländelagen sind gegebenenfalls zu beachten); oder
  - (2) 50-Jahres-Windgeschwindigkeit ( $v_{m50}(z)$ ) entsprechend Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit am Standort ab.

Für bestehende WEA, die ggf. durch die geplanten WEA beeinflusst werden, ist nur der Nachweis der Einhaltung der Auslegungsturbulenzintensität erforderlich: Die Windbedingungen an den bestehenden WEA wurden bei der Errichtung bereits geprüft und werden durch die hinzukommenden WEA nicht bezüglich der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit oder der Extremwindgeschwindigkeit verändert.

## 5.1 Mittlere Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ , Formparameter $k$ der Weibullverteilung und Windrichtungsverteilung

Im Rahmen der Standorteignungsbewertung ist von der Deutschen WindGuard Consulting GmbH eine Windpotenzialermittlung für den geplanten Windpark Lamstedt durchgeführt worden. Diese genügt den Anforderungen der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 („TR6“ [5]).

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

Die Betriebsergebnisse der Vergleichsanlagen, die teilweise nur für einen begrenzten Zeitraum von einigen Jahren vorlagen, wurden mit Hilfe der ERA5- und der MERRA2-Reanalysedaten ([9], [10]) 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 2004-2023 bezogen werden. Das bedeutet, dass sich die mittleren, für die Betriebsdauer der geplanten WEA am Standort Lamstedt 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*) [8] unter Verwendung der Windstatistik, die aus den WRF-Daten<sup>2</sup> [11] erzeugt wurde, prognostiziert. Dieses Prognosemodell wurde detailliert mit den langzeitbezogenen Energieerträgen der Vergleichsanlagen abgeglichen. Die Gewichtung der verschiedenen Vergleichs-WEA 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.

Im Rahmen dieser Windpotenzialermittlung sind die relevanten Ergebnisse bzgl. der prognostizierten mittleren Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{ave}$ , des Formparameters  $k$  der Weibull-Verteilung und der Windrichtungsverteilung (jeweils in Nabenhöhe der WEA) ermittelt worden und im Folgenden dargestellt.

Die folgenden Abbildungen zeigen die langfristig prognostizierte Windgeschwindigkeitsverteilung (für 30°-Sektoren sowie die Gesamtverteilung) in der jeweiligen Nabenhöhe der geplanten und bestehenden 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 5.3).

---

<sup>2</sup> Das Mesoskalenmodell WRF wird von EMD International A/S mit einer räumlichen Auflösung von 3 km × 3 km und einer stündlichen zeitlichen Auflösung betrieben. Als globaler Randdatensatz wurden ERA5-Daten des *Copernicus Climate Change Service (C3S)* und des *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF)* verwendet. Es wurden die Daten auf 150 m Höhe seit 1999 ausgewertet.

**Standortkoordinaten**

UTM (north)-ETRS89 Zone: 32  
Ost: 503 576 Nord: 5 942 681  
E-175 EP5 - WEA 04

**Windstatistiken**

DE EMD-WRF-EU\_150.00 m\_FinalScal\_E-175\_0k80912.lib

**Weibull-Daten**

**Aktueller Standort**

| Sektor | A-Parameter [m/s] | Windgeschwindigkeit [m/s] | k-Parameter | Frequenz [%] |
|--------|-------------------|---------------------------|-------------|--------------|
| 0 N    | 5.42              | 4.81                      | 1.924       | 4.4          |
| 1 NNO  | 5.57              | 4.93                      | 2.045       | 3.9          |
| 2 ONO  | 6.82              | 6.04                      | 2.443       | 5.2          |
| 3 O    | 7.34              | 6.52                      | 2.658       | 7.3          |
| 4 OSO  | 7.58              | 6.73                      | 2.592       | 7.5          |
| 5 SSO  | 7.43              | 6.60                      | 2.561       | 6.3          |
| 6 S    | 7.87              | 6.99                      | 2.600       | 7.5          |
| 7 SSW  | 8.88              | 7.95                      | 3.154       | 13.0         |
| 8 WSW  | 9.06              | 8.11                      | 3.143       | 15.9         |
| 9 W    | 8.31              | 7.37                      | 2.494       | 11.0         |
| 10 WNW | 7.57              | 6.71                      | 2.385       | 10.4         |
| 11 NNW | 6.46              | 5.72                      | 2.143       | 7.8          |
| Gesamt | 7.78              | 6.90                      | 2.482       | 100.0        |

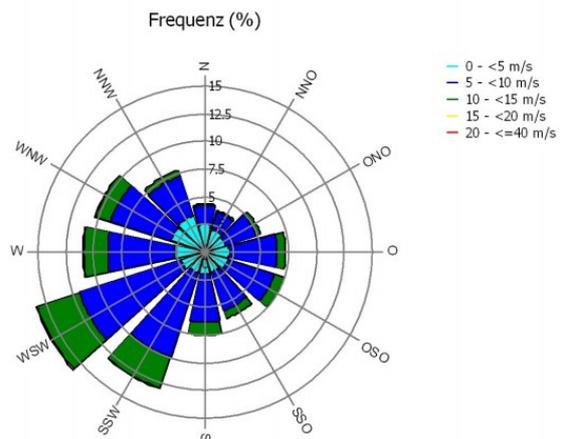
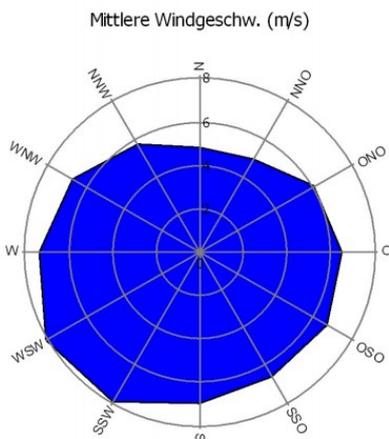
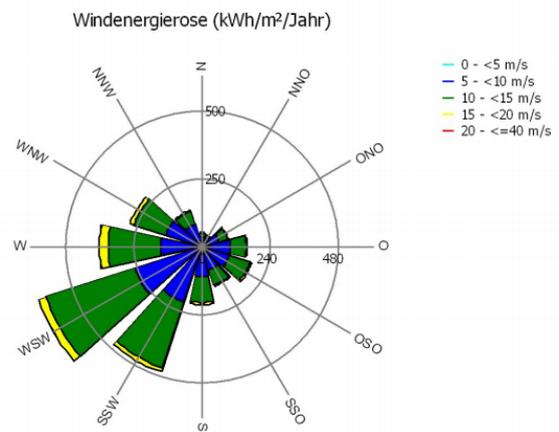
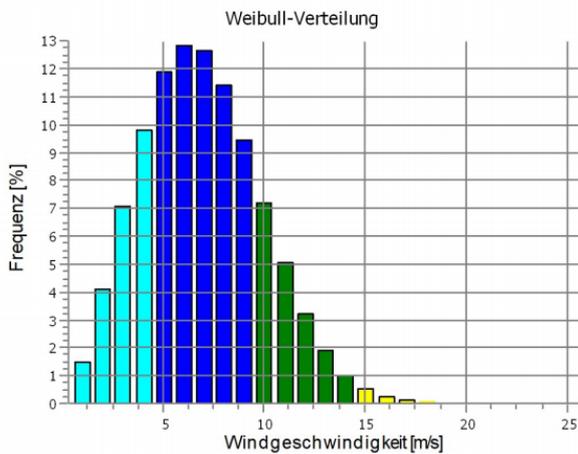


Abbildung 4: Prognostizierte Windverhältnisse am Standort Lamstedt in Nabenhöhe von 132.5 m am Referenzpunkt der WEA 04

**Standortkoordinaten**

UTM (north)-ETRS89 Zone: 32  
 Ost: 502 184 Nord: 5 941 963  
 E-138 EP3 E3 - WEA 01

**Windstatistiken**

DE EMD-WRF-EU\_150.00 m\_FinalScal\_E-138\_0k816104.lib

**Weibull-Daten**

| Sektor | A-Parameter [m/s] | Windgeschwindigkeit [m/s] | k-Parameter | Frequenz [%] |
|--------|-------------------|---------------------------|-------------|--------------|
| 0 N    | 5.74              | 5.09                      | 1.904       | 4.4          |
| 1 NNO  | 6.08              | 5.39                      | 2.014       | 3.9          |
| 2 ONO  | 7.19              | 6.38                      | 2.420       | 5.2          |
| 3 O    | 7.76              | 6.90                      | 2.631       | 7.2          |
| 4 OSO  | 7.82              | 6.95                      | 2.572       | 7.4          |
| 5 SSO  | 7.94              | 7.05                      | 2.529       | 6.3          |
| 6 S    | 8.34              | 7.41                      | 2.576       | 7.6          |
| 7 SSW  | 9.41              | 8.42                      | 3.127       | 13.0         |
| 8 WSW  | 9.47              | 8.47                      | 3.115       | 15.9         |
| 9 W    | 8.63              | 7.65                      | 2.467       | 10.9         |
| 10 WNW | 8.02              | 7.10                      | 2.357       | 10.3         |
| 11 NNW | 6.93              | 6.14                      | 2.123       | 7.8          |
| Gesamt | 8.20              | 7.28                      | 2.471       | 100.0        |

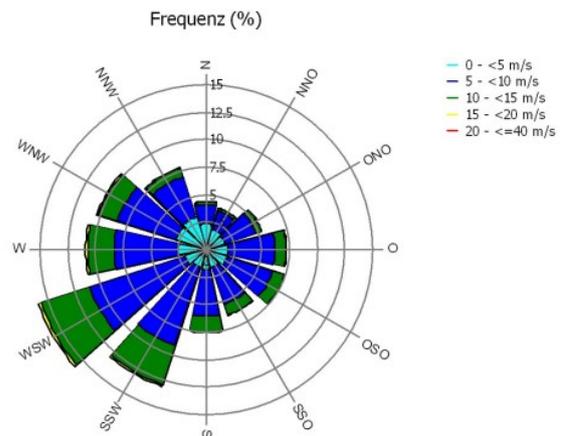
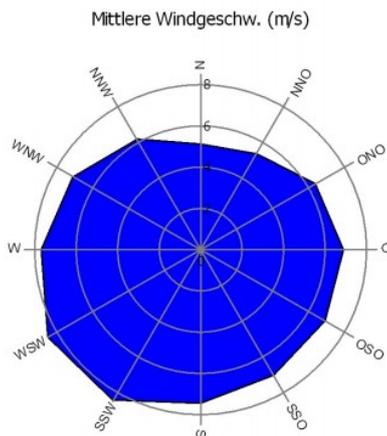
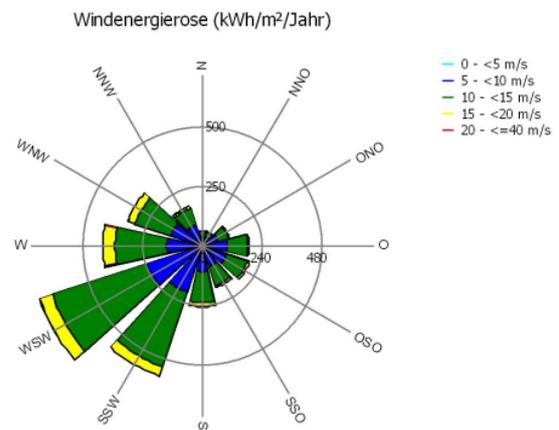
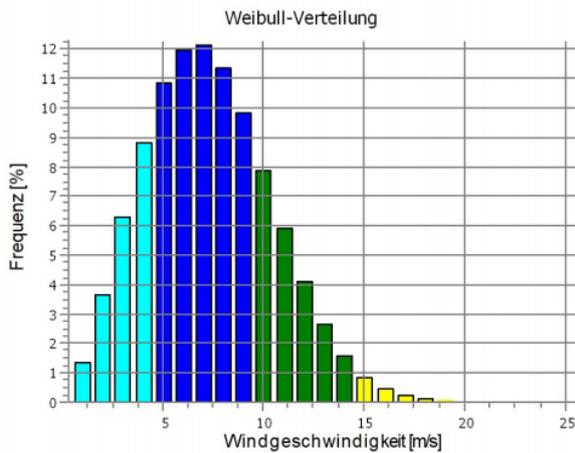


Abbildung 5: Prognostizierte Windverhältnisse am Standort Lamstedt in Nabenhöhe von 160.0 m am Standort der WEA 01

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 DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 [6] abgeleitet wurde. Für den Standort wurde in Nabenhöhe eine Luftdichte von

$$\rho_{site} = 1.227 \text{ bis } 1.230 \text{ kg/m}^3 \text{ ermittelt.}$$

Dieser Wert liegt im Mittel geringfügig über der Luftdichte unter Standardbedingungen, so dass in diesem Fall die Luftdichtekorrektur sehr gering ausfällt. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

| WEA    | Nabenhöhe | Mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe | Weibull-Parameter A | Weibull-Parameter k | Bzgl. Luftdichte korrigierte Werte        |                     |                     |
|--------|-----------|---|---------------------|---------------------|---|---------------------|---------------------|
|        |           |   |                     |                     | Mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe | Weibull-Parameter A | Weibull-Parameter k |
|        | [m]       | [m/s]                                     | [m/s]               | [-]                 | [m/s]                                     | [m/s]               | [-]                 |
| WEA 01 | 160.0     | 7.28                                      | 8.20                | 2.47                | 7.29                                      | 8.22                | 2.47                |
| WEA 02 | 132.5     | 6.88                                      | 7.76                | 2.49                | 6.89                                      | 7.78                | 2.49                |
| WEA 03 | 132.5     | 6.92                                      | 7.80                | 2.48                | 6.93                                      | 7.82                | 2.48                |
| WEA 04 | 132.5     | 6.90                                      | 7.78                | 2.48                | 6.91                                      | 7.80                | 2.48                |
| WEA 05 | 132.5     | 6.88                                      | 7.75                | 2.48                | 6.89                                      | 7.78                | 2.48                |
| WEA 06 | 132.5     | 6.90                                      | 7.78                | 2.48                | 6.91                                      | 7.80                | 2.48                |
| WEA 07 | 132.5     | 6.87                                      | 7.74                | 2.49                | 6.88                                      | 7.77                | 2.49                |
| WEA 08 | 132.5     | 6.89                                      | 7.76                | 2.49                | 6.90                                      | 7.79                | 2.49                |
| WEA 09 | 132.5     | 6.87                                      | 7.75                | 2.49                | 6.88                                      | 7.77                | 2.49                |

Tabelle 5: Prognostizierte Windverhältnisse am Standort der geplanten Windenergieanlage in der jeweiligen Nabenhöhe

Damit ergibt sich folgende Bewertung:

- Die Auslegungswindgeschwindigkeit der geplanten **WEA\_01** von 7.71 m/s wird am Standort eingehalten. Die Mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe liegt ca. 5 % niedriger als die Auslegungswindgeschwindigkeit. Damit muss gemäß DIBt 2012 der Weibull-Parameter k nicht weiter betrachtet werden.
- Die Auslegungswindgeschwindigkeit der geplanten **WEA 02 bis WEA 09** von 7.2 m/s wird am Standort eingehalten. Die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe liegt ca. 4 % unter der Auslegungswindgeschwindigkeit. Damit muss der Weibull-Parameter k gemäß Vorgaben der DIBt-Richtlinie 2012 [2] größer als 2 sein. Diese Bedingung wird eingehalten.

**Damit wird die Auslegungswindgeschwindigkeit  $v_{ave}$  der geplanten WEA am Standort eingehalten.**

## 5.2 Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit

Die 50-Jahres-Extremwindgeschwindigkeit (d. h. die höchste erwartete 10-Minuten-Durchschnittswindgeschwindigkeit, die während eines 50-Jahres-Zeitraums auf Nabenhöhe erwartet wird) kann gemäß [1] bzw. [2] alternativ zur Verwendung der Windzonenkarte auch mit Hilfe geeigneter Extremwindmodelle (z. B. Gumbel-Theorie [9]) abgeschätzt werden.

Risø/DTU hat eine Methode entwickelt [14], den Extremwind aus den langjährigen Zeitreihen (1979 bis 2004) des NCEP/NCAR-Reanalysedatensatzes abzuleiten. Für jeden NCEP/NCAR-Gitterpunkt stellt Risø/DTU ein Regionales Extremwind-Klima (REWC) zur Verfügung.

Die Abschätzung der 50-Jahres-Extremwindgeschwindigkeit für den Standort Lamstedt wurde mit der Software *WAsP Engineering* [13] (Version 4.1) durchgeführt. Als Eingangswerte wurde das von Risø/DTU ermittelte Regionale Extremwind-Klima (REWC) des Gitterpunkts *Nord 54.28°, Ost 9.38°* genutzt und mit Hilfe des Programms auf den Standort Lamstedt und die geplante Nabenhöhe der WEA übertragen.

Nach dem oben beschriebenen Verfahren ergab sich für den Standort Lamstedt eine 50-Jahres-Windgeschwindigkeit von

**38.2 m/s** für die WEA vom Typ Enercon E-175 EP5 6.0 MW mit 132.5 m Nabenhöhe

**38.8 m/s** für die WEA vom Typ Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW mit 160.0 m Nabenhöhe

**Damit werden die Auslegungswerte bezüglich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit am geplanten Standort Lamstedt bei allen WEA eingehalten.**

## 5.3 Turbulenzintensität

Da eine standortspezifische Windmessung am Standort Lamstedt 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 abgeschätzten Umgebungsturbulenzintensität werden die zusätzlichen, durch die Nachlaufströmung der WEA hervorgerufenen Turbulenzen mittels Berechnung der lastrelevanten effektiven Turbulenzintensität abgeschätzt. Die Ergebnisse werden im Hinblick auf die Auslegungsbedingungen der WEA bewertet.

### 5.3.1 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, abgeschätzt. Hierfür wird die Software *WASP Engineering* [13] (Version 4.0) verwendet. Das dieser Software zugrunde liegende Modell [14] [15] 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 für den relevanten Windgeschwindigkeitsbereich eine gute 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 und wird daher als das 0.3-fache der mittleren Turbulenzintensität angenommen. Nach Erfahrungen aus zahlreichen ausgewerteten Windmessungen (Svenningsen et al. [17]) stellt dieser Ansatz eine gute Schätzung der Standardabweichung der Turbulenz über den gesamten relevanten Windgeschwindigkeitsbereich dar:

$$\sigma_I(v) = 0.3 * I_{mittel}$$

Die sektoralen Werte der Umgebungsturbulenz und deren Standardabweichung,  $I_{mittel}$  und  $\sigma_I(v)$ , dienen als Eingangsgrößen für die darauffolgenden Berechnungen der zusätzlichen, durch die Nachlaufströmung der WEA hervorgerufenen Turbulenz (s. nachfolgende Abschnitte).

Gemäß DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 [6] ist für die Umgebungsturbulenz der sog. repräsentative Wert ( $I_{rep}$ ) bei den Berechnungen anzusetzen, d. h., die mittlere Turbulenzintensität ist um das 1.28-fache einer Standardabweichung zu erhöhen. Die mittlere Umgebungsturbulenz sowie deren Standardabweichung wurden für jeden geplanten WEA-Standort ermittelt. Die Ergebnisse in Nabenhöhe von 132.5 m sind in der folgenden Tabelle und Abbildung dargestellt.

| Sektor        |      | Häufigkeit   | Mittlere Turbulenzintensität | Repräsentative Turbulenzintensität bei 15 m/s |
|---------------|------|--------------|------------------------------|---|
| [--]          | [--] | [%]          | [%]                          | [%]   |
| 0             | N    | 4.4          | 11.1                         | 15.4  |
| 1             | NNO  | 3.9          | 12.2                         | 16.9  |
| 2             | ONO  | 5.2          | 11.0                         | 15.2  |
| 3             | O    | 7.3          | 11.4                         | 15.8  |
| 4             | OSO  | 7.5          | 11.0                         | 15.2  |
| 5             | SSO  | 6.3          | 11.3                         | 15.6  |
| 6             | S    | 7.5          | 11.3                         | 15.6  |
| 7             | SSW  | 13.0         | 11.3                         | 15.6  |
| 8             | WSW  | 15.9         | 11.2                         | 15.5  |
| 9             | W    | 11.0         | 10.9                         | 15.1  |
| 10            | WNW  | 10.4         | 11.0                         | 15.2  |
| 11            | NNW  | 7.8          | 11.5                         | 15.9  |
| <b>Gesamt</b> |      | <b>100.0</b> | <b>11.2</b>                  | <b>15.6</b>                                   |

Tabelle 6: Abgeschätzte Umgebungsturbulenzintensität in Nabenhöhe, beispielhaft für den geplanten Standort der WEA 04; Dargestellt sind für jeden Windrichtungssektor die relative Häufigkeit, die mittlere Turbulenzintensität und die repräsentative Turbulenzintensität bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s.

### 5.3.2 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 [2] bzw. der DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 [6] – d. h. auf der Grundlage der Methode nach Frandsen [16] – 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 die geplanten WEA-Typen Enercon E-175 EP5 6.0 MW und Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW mit  $m = 14$  (für CFK) angesetzt.

Es wurden für alle WEA die vom Hersteller berechnete Schubbeiwerte ( $c_t$ ) angesetzt. Die detaillierten Werte sind im Anhang 8.1 dargestellt.

|   |   |
|---|---|
| <b>Schubbeiwerte (<math>c_t</math>)</b> | WEA-Typ: Enercon E-175 EP5 6.0 MW   |
| berechnet (Hersteller)                  | gemäß Enercon-Dokument „D02772017_1.0_de_Betriebsmodus OM-0-E-175 EP5-6000 kW.pdf“ vom 04.05.2023           |
| <b>Schubbeiwerte (<math>c_t</math>)</b> | WEA-Typ: Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW   |
| berechnet (Hersteller)                  | gemäß Enercon-Dokument „D1018685_4.0_de_Operating Mode 0 s-E-138 EP3 E3-4260 kW mit TES.pdf“ vom 17.01.2023 |
| <b>Schubbeiwerte (<math>c_t</math>)</b> | WEA-Typ: Enercon E-70 E4 -2000 kW   |
| berechnet (Hersteller)                  | gemäß Enercon-Dokument „SA-002-ct_E70_2_0MW-Rev2_0ger-ger.pdf“ vom 02.08.2006                               |

Die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität erfolgte mit dem Berechnungsprogramm WindPro, Modul „SiteCompliance“, Version 4.0 [18].

Generell ist zu beachten, dass die Belastbarkeit des Frandsen-Modells, welches dem hier verwendeten Berechnungsverfahren zugrunde liegt, für geringe WEA-Abstände im Bereich  $<2 D$  ( $D$ : Rotordurchmesser der WEA) eingeschränkt ist. Am Standort Lamstedt liegt der kleinste Abstand zwischen den WEA 01 und WEA Ex781040 bei ca. 260 m. Dies entspricht ca.  $1.9 D$  bezogen auf den Rotordurchmesser der Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW. Der Abstand zwischen den WEA 02 und WEA Ex781039 liegt bei ca. 353 m. Dies entspricht ca.  $2.0 D$  bezogen auf den Rotordurchmesser der Enercon E-175 EP5 6.0 MW. Für kleine WEA-Abstände im Bereich  $2 D$  müssen die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität im Zuge der Lastrechnung vom Hersteller bewertet werden.

### 5.3.3 Effektive Turbulenzintensität für die geplanten WEA

Im Folgenden sind die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität für die vom Auftraggeber 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. Gemäß der DIBt-Richtlinie 2012 [2] müssen die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten zwischen  $0.2 v_{m50}(h)$  und  $0.4 v_{m50}(h)$  durch die Auslegungswerte der Turbulenzintensität entsprechend Typen-/Einzelpfung abgedeckt werden.

| vN    | Auslegung<br>Kat. A | WEA 01 | WEA 02 | WEA 03 | WEA 04 | WEA 05 | WEA 06 | WEA 07 | WEA 08 | WEA 09 |
|-------|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|       |                     | m= 14  |
| [m/s] | [%]                 | [%]    | [%]    | [%]    | [%]    | [%]    | [%]    | [%]    | [%]    | [%]    |
| 3     | 41.9                | 24.1   | 27.2   | 26.1   | 27.2   | 25.6   | 23.6   | 26.9   | 25.7   | 27.7   |
| 4     | 34.4                | 23.9   | 26.9   | 26.0   | 26.9   | 25.4   | 23.7   | 26.2   | 25.5   | 27.1   |
| 5     | 29.9                | 23.8   | 26.8   | 26.2   | 27.0   | 25.6   | 24.1   | 25.8   | 25.6   | 27.0   |
| 6     | 26.9                | 23.7   | 26.8   | 26.3   | 27.1   | 25.7   | 24.4   | 25.5   | 25.7   | 26.8   |
| 7     | 24.8                | 23.6   | 26.8   | 26.5   | 27.1   | 25.9   | 24.7   | 25.1   | 25.8   | 26.6   |
| 8     | 23.2                | 23.3   | 26.4   | 26.3   | 26.8   | 25.7   | 24.7   | 24.5   | 25.6   | 26.2   |
| 9     | 22.0                | 22.7   | 25.7   | 25.8   | 26.2   | 25.2   | 24.3   | 23.6   | 25.1   | 25.4   |
| 10    | 21.0                | 21.8   | 24.5   | 24.7   | 25.0   | 24.2   | 23.4   | 22.3   | 24.1   | 24.1   |
| 11    | 20.1                | 21.0   | 23.3   | 23.5   | 23.7   | 23.1   | 22.3   | 20.9   | 22.9   | 22.8   |
| 12    | 19.5                | 20.3   | 22.0   | 22.2   | 22.2   | 21.8   | 21.1   | 19.6   | 21.7   | 21.4   |
| 13    | 18.9                | 18.9   | 20.9   | 21.1   | 21.2   | 20.9   | 20.2   | 18.6   | 20.7   | 20.4   |
| 14    | 18.4                | 17.9   | 19.9   | 20.0   | 20.1   | 19.9   | 19.3   | 17.8   | 19.8   | 19.5   |
| 15    | 18.0                | 17.2   | 19.2   | 19.2   | 19.3   | 19.1   | 18.6   | 17.3   | 19.0   | 18.8   |
| 16    | 17.6                | 16.7   | 18.6   | 18.5   | 18.7   | 18.5   | 18.0   | 17.0   | 18.4   | 18.3   |
| 17    | 17.3                | 16.3   | 18.1   | 17.9   | 18.2   | 17.9   | 17.5   | 16.7   | 18.0   | 17.9   |
| 18    | 17.0                | 16.1   | 17.8   | 17.5   | 17.9   | 17.6   | 17.1   | 16.6   | 17.7   | 17.8   |
| 19    | 16.7                | 15.9   | 17.3   | 16.9   | 17.4   | 17.0   | 16.5   | 16.3   | 17.2   | 17.3   |
| 20    | 16.5                | 15.7   | 17.0   | 16.5   | 17.1   | 16.6   | 16.1   | 16.2   | 16.9   | 17.1   |
| 21    | 16.3                | 15.5   | 16.4   | 16.0   | 16.6   | 16.1   | 15.8   | 16.0   | 16.4   | 16.5   |
| 22    | 16.1                | 15.4   | 16.2   | 15.8   | 16.6   | 16.1   | 15.6   | 15.9   | 16.4   | 16.5   |
| 23    | 15.9                | 15.3   | 16.0   | 15.7   | 16.6   | 16.0   | 15.6   | 15.8   | 16.4   | 16.5   |
| 24    | 15.7                | 15.3   | 15.9   | 15.6   | 16.6   | 16.0   | 15.5   | 15.7   | 16.4   | 16.4   |
| 25    | 15.6                | 15.2   | 15.7   | 15.5   | 16.6   | 16.0   | 15.5   | 15.7   | 16.3   | 16.4   |

Tabelle 7: Gegenüberstellung der für die geplanten WEA berechneten effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  mit den Auslegungswerten in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe  $v_N$ . Es wurde mit einem Wöhler-Exponenten von  $m = 14$  (für CFK) gerechnet. Windgeschwindigkeitsbereiche mit Überschreitungen sind rot gekennzeichnet.

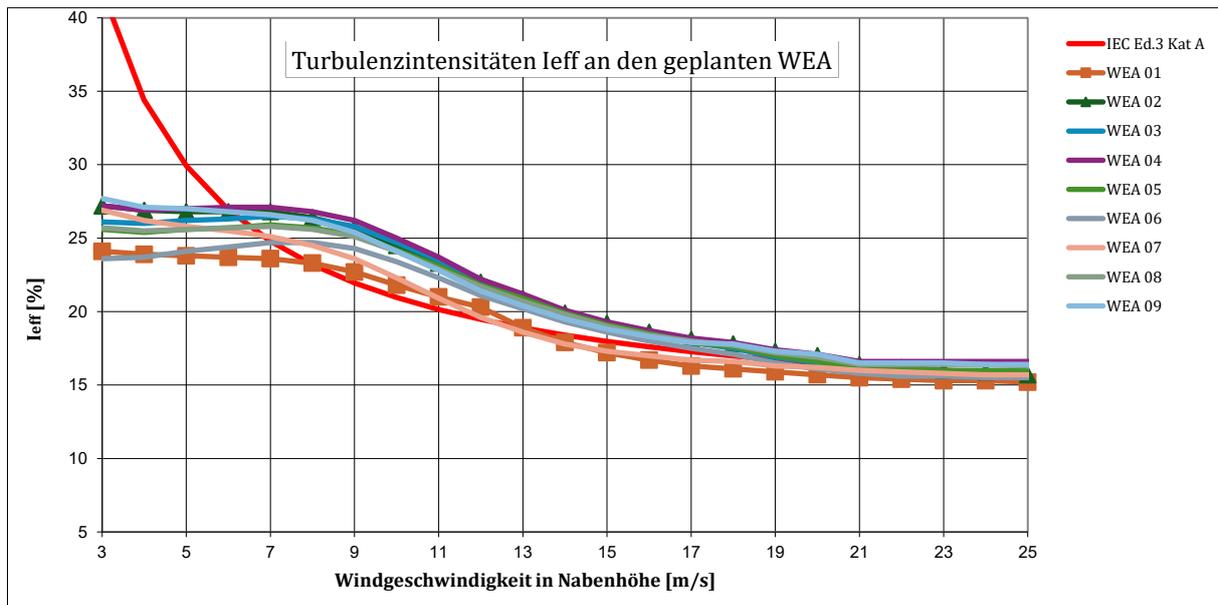


Abbildung 6: Gegenüberstellung der berechneten effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  mit den Auslegungswerten in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe  $v_N$ . Es wurde mit einem Wöhler-Exponenten von  $m = 14$  (für CFK) gerechnet.

Aus der Tabelle 7 und Abbildung 6 ist zu entnehmen, dass die mit dem Wöhler-Exponenten  $m = 14$  berechneten effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  die Auslegungswerte (Kat. A nach) bei allen WEA in bestimmten Windgeschwindigkeitsbereichen überschreiten.

### 5.3.4 Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität an den benachbarten WEA

Um zu prüfen, welche benachbarten WEA eine signifikante Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch die Neuplanung erfahren, wurde zusätzlich eine Turbulenzberechnung für aktuelle Situation am Standort Lamstedt WEA (Vorbelastung ohne die neu geplanten WEA) durchgeführt.

Die Erhöhung der Turbulenzintensität infolge eines Zubaus der neu geplanten WEA ist für die benachbarten WEA in der folgenden Tabelle aufgeführt.

| vN    | Ex_781036 | Ex_781037 | Ex_781039 | Ex_781040 | Ex_781041 |
|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| [m/s] | [%-Pkt.]  | [%-Pkt.]  | [%-Pkt.]  | [%-Pkt.]  | [%-Pkt.]  |
| 3     | 0.0       | 0.1       | 0.1       | 0.2       | 0.0       |
| 4     | 2.3       | 7.8       | 7.9       | 10.4      | 3.1       |
| 5     | 2.0       | 7.5       | 7.7       | 10.5      | 2.8       |
| 6     | 1.9       | 7.3       | 7.7       | 10.4      | 2.8       |
| 7     | 1.9       | 7.1       | 7.7       | 10.5      | 2.7       |
| 8     | 1.8       | 6.9       | 7.6       | 10.5      | 2.6       |
| 9     | 1.5       | 6.3       | 7.2       | 10.1      | 2.2       |
| 10    | 1.1       | 5.4       | 6.5       | 9.4       | 1.8       |
| 11    | 0.6       | 4.1       | 5.3       | 8.3       | 1.1       |
| 12    | 0.4       | 2.7       | 4.1       | 7.2       | 0.7       |
| 13    | 0.3       | 1.6       | 2.7       | 6.1       | 0.5       |
| 14    | 0.2       | 1.3       | 2.4       | 5.1       | 0.5       |
| 15    | 0.2       | 1.0       | 2.0       | 4.1       | 0.4       |
| 16    | 0.2       | 0.6       | 1.5       | 3.3       | 0.4       |
| 17    | 0.2       | 0.4       | 1.1       | 2.7       | 0.3       |
| 18    | 0.1       | 0.2       | 0.8       | 2.1       | 0.2       |
| 19    | 0.1       | 0.2       | 0.6       | 1.5       | 0.2       |
| 20    | 0.1       | 0.1       | 0.4       | 1.0       | 0.1       |
| 21    | 0.0       | 0.1       | 0.2       | 0.6       | 0.1       |

Tabelle 8: Vergleich der berechneten effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  vor und nach dem Zubau der neu geplanten WEA; Die Änderungen sind in Prozentpunkten angegeben. Signifikante Zunahmen der Turbulenzbelastung (größer 0.2 %-Punkte) bei gleichzeitiger Überschreitung der Auslegungsturbulenz sind rot hervorgehoben.

Bei der als Vorbelastung zu betrachtenden WEA tritt bei fünf WEA eine Erhöhung der Turbulenzintensität in Höhe von mehr als 0.2 %-Punkten durch die vom Auftraggeber neu geplanten WEA im Vergleich zur Situation vor der Errichtung auf (bei gleichzeitiger Überschreitung der Auslegungsturbulenzen).

### 5.3.5 Effektive Turbulenzintensität für die relevanten bestehenden WEA

Für die im vorigen Kapitel identifizierten bestehenden WEA, an denen es zu einer signifikanten Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität kommt, sind im Folgenden die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität 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.

| v <sub>N</sub> | IEC Ed.2<br>Kat A | Ex_781036 | Ex_781037 | Ex_781039 | Ex_781040 | Ex_781041 |
|----------------|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                |                   | m= 10     |
| [m/s]          | [m/s]             | [m/s]     | [m/s]     | [m/s]     | [m/s]     | [m/s]     |
| 3              | 42.0              | 22.2      | 27.9      | 28.7      | 29.9      | 23.3      |
| 4              | 34.5              | 22.1      | 27.7      | 28.5      | 29.7      | 23.1      |
| 5              | 30.0              | 22.1      | 27.6      | 28.4      | 29.4      | 23.1      |
| 6              | 27.0              | 22.1      | 27.5      | 28.3      | 29.3      | 23.0      |
| 7              | 24.9              | 22.1      | 27.3      | 28.1      | 29.0      | 22.9      |
| 8              | 23.3              | 21.8      | 26.8      | 27.6      | 28.4      | 22.5      |
| 9              | 22.0              | 21.4      | 25.9      | 26.8      | 27.5      | 22.0      |
| 10             | 21.0              | 20.9      | 24.6      | 25.4      | 26.3      | 21.3      |
| 11             | 20.2              | 20.6      | 23.2      | 24.1      | 25.0      | 20.8      |
| 12             | 19.5              | 20.4      | 22.0      | 22.7      | 23.7      | 20.5      |
| 13             | 18.9              | 19.3      | 20.7      | 21.5      | 22.4      | 19.4      |
| 14             | 18.4              | 18.6      | 19.7      | 20.5      | 21.3      | 18.7      |
| 15             | 18.0              | 18.1      | 18.9      | 19.7      | 20.3      | 18.2      |
| 16             | 17.6              | 17.6      | 18.3      | 19.1      | 19.6      | 17.8      |
| 17             | 17.3              | 17.2      | 17.8      | 18.6      | 18.8      | 17.4      |
| 18             | 17.0              | 16.9      | 17.5      | 18.2      | 18.1      | 17.1      |
| 19             | 16.7              | 16.7      | 17.2      | 17.8      | 17.5      | 16.9      |
| 20             | 16.5              | 16.5      | 17.1      | 17.5      | 17.0      | 16.8      |
| 21             | 16.3              | 16.5      | 16.9      | 17.3      | 16.7      | 16.7      |
| 22             | 16.1              | 16.4      | 16.9      | 17.2      | 16.5      | 16.6      |
| 23             | 15.9              | 16.4      | 16.8      | 17.0      | 16.4      | 16.6      |
| 24             | 15.8              | 16.4      | 16.7      | 17.0      | 16.4      | 16.6      |
| 25             | 15.6              | 16.4      | 16.7      | 16.9      | 16.4      | 16.5      |

Tabelle 9: Gegenüberstellung der für die relevanten benachbarten WEA berechneten effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  mit den Auslegungswerten (Kat. A) 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.

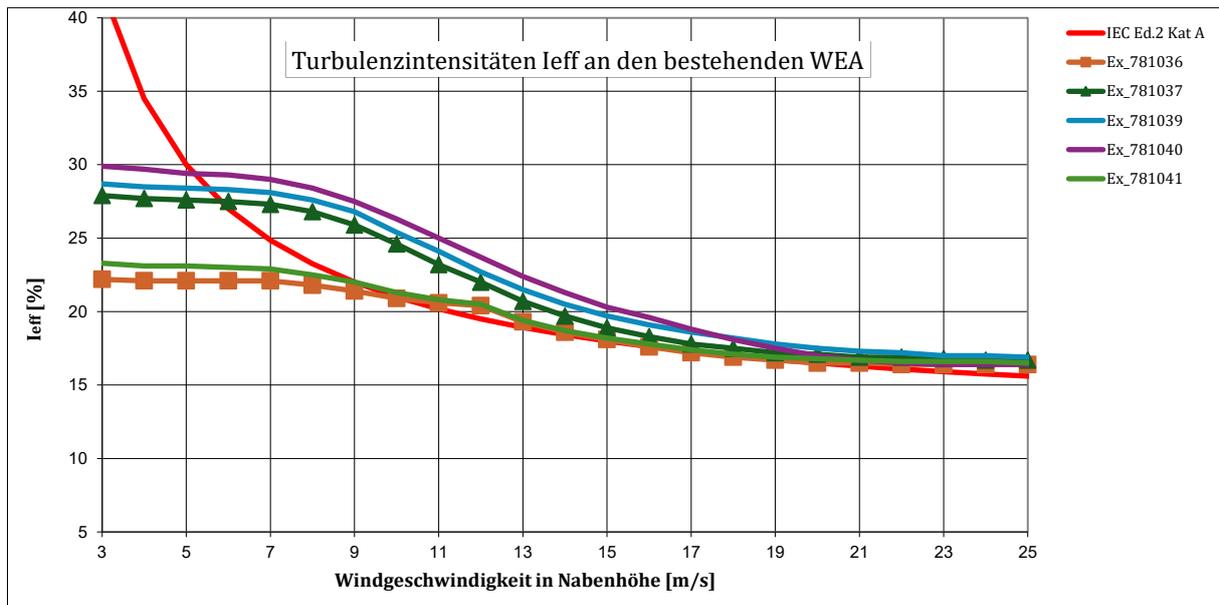


Abbildung 7: Gegenüberstellung der berechneten effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  mit dem Auslegungswert (d. h. Kat. A gemäß [7]) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe  $v_N$ . Es wurde mit einem Wöhler-Exponenten von  $m = 10$  (für GFK) gerechnet.

**Aus der Tabelle 9 und Abbildung 7 ist zu entnehmen, dass die mit dem Wöhler-Exponenten  $m = 10$  berechneten effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  den Auslegungswert bei fünf benachbarten WEA nicht einhalten.**

### 5.3.6 Lastrechnung durch Dritte

Aufgrund der in den vorigen Abschnitten dargestellten Überschreitungen der Auslegungswerte ist von Dritten – in der Regel ist dies der WEA-Hersteller – eine Lastrechnung durchzuführen, um die Standorteignung der WEA abschließend zu beurteilen.

## 6 Zusammenfassung und Bewertung

Die Auswertungen bzw. Vergleiche nach dem vereinfachten Verfahren gemäß DIN18088 [1], Anhang C, lassen sich wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt zusammenfassen. Es sei darauf hingewiesen, dass die vorliegende Bewertung auch die Anforderungen der DIBt-Richtlinie 2012 (korrigierte Fassung 2015) [2] abdeckt.

### 6.1 Geplante WEA

#### 6.1.1 Enercon E-175 EP5 6.0 MW mit Nabenhöhe von 132.5 m

Für den betrachteten WEA-Typ liegt noch keine Typenprüfung vor. Die Auslegungsparameter wurden den Herstellerinformationen [19] entnommen.

| Kriterium  | Auslegung WEA | Geplanter Standort     | Prüfung  |
|--|---------------|------------------------|----------|
| mittlere Windgeschwindigkeit $v_{ave}$             | 7.2 m/s       | 6.9 m/s                | OK       |
| Weibull k  | 2.0           | 2.5                    |          |
| Mittlere 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50}(z)$ | 42.5          | 38.2                   | OK       |
| Turbulenzklasse / effektive Turbulenzintensität    | A             | A<br>nicht eingehalten | Nicht OK |

#### 6.1.2 Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW mit Nabenhöhe von 160.0 m

Für den betrachteten WEA-Typ liegt noch keine Typenprüfung vor. Die Auslegungsparameter wurden den Herstellerinformationen [20] entnommen.

| Kriterium  | Auslegung WEA | Geplanter Standort     | Prüfung  |
|--|---------------|------------------------|----------|
| mittlere Windgeschwindigkeit $v_{ave}$             | 7.7 m/s       | 7.3 m/s                | OK       |
| Weibull k  | 2.0           | 2.5                    |          |
| Mittlere 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50}(z)$ | 38.96         | 38.8                   | OK       |
| Turbulenzklasse / effektive Turbulenzintensität    | A             | A<br>nicht eingehalten | Nicht OK |

**Die Auslegungswerte müssen vor der Errichtung der WEA jeweils mittels Typenprüfung bestätigt werden.**

Die Auswertungen bzw. Vergleiche nach dem vereinfachten Verfahren gemäß DIBt-Richtlinie 2012 [2], Abschnitt 16.2 b bzw. Anhang C der DIN 18088 [1], lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die prognostizierte mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ( $v_{ave}$ ) liegt im Fall der
  - WEA 02 bis WEA 09 vom Typ Enercon E-175 EP5 6.0 MW ca. 4 % unterhalb des Auslegungswertes von 7.2 m/s. Der Formparameter  $k$  der Weibull-Funktion ist größer als 2.
  - WEA 01 vom Typ Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW ca. 5 % unterhalb des Auslegungswertes von 7.7 m/s.
- Gemäß Windzonenkarte liegt die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ( $v_{m50}$ ) unterhalb der Auslegungswerte.
- Die mit dem Wöhler-Exponenten  $m = 14$  (CFK) berechnete effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  **überschreitet** die Auslegungswerte bei allen geplanten WEA in bestimmten Windgeschwindigkeitsbereichen (sofern keine sektoralen Abschaltungen implementiert werden).

Aufgrund der Überschreitung der Auslegungswerte bzgl. der effektiven Turbulenzintensität kann die Eignung der geplanten WEA für den Standort Lamstedt über den Vergleich der *Windbedingungen* nach dem vereinfachten Verfahren gemäß Anhang C der DIN 18088 [1], bzw. DIBt-Richtlinie 2012 [2], Abschnitt 16.2 b **nicht nachgewiesen** werden.

Um die geplante WEA dennoch errichten zu können, sind folgende Möglichkeiten gegeben:

- c) Der Nachweis der Standsicherheit wird durch eine Berechnung der *standortspezifischen Betriebslasten* dieser WEA erbracht. Hierbei werden standortspezifischen Betriebslasten mit den Lastannahmen der Auslegung bzw. Typenprüfung verglichen. Werden dabei die Lastannahmen der Auslegung nicht überschritten, wäre die Standorteignung der WEA nachgewiesen. Der Nachweis der Einhaltung der Lastannahmen der Auslegung kann beispielsweise durch den WEA-Hersteller oder ein anderes dafür geeignetes Unternehmen erbracht werden.
- d) Durch ein sog. „Wind-Sektor-Management“ kann generell eine Reduzierung der Turbulenzeinwirkungen erreicht werden. Hierbei wird die betroffene (oder alternativ die turbulenzverursachende WEA) in den betroffenen Richtungssektoren und Windgeschwindigkeitsbereichen abgeschaltet oder gedrosselt. Die entsprechenden Abschaltbedingungen können ggf. von DWG (oder vom Hersteller) bereitgestellt werden.

## 6.2 Bestehende WEA

Das Ergebnis für die betroffenen benachbarten WEA zeigt die folgende Tabelle:

| Kriterium                                 | Auslegung WEA            | Standort (durch Neuplanung) | Prüfung           |
|---|--------------------------|-----------------------------|-------------------|
| effektive Turbulenzintensität bei den WEA | A gemäß [3] (angenommen) | Überschreitung              | nicht eingehalten |

Das Ergebnis für die betroffenen benachbarten WEA lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- An fünf benachbarten WEA kommt es zu einer relevanten Erhöhung bei gleichzeitiger Überschreitung der Auslegungswerte bzgl. der effektiven Turbulenzintensität durch die geplanten WEA.

Um die geplante WEA dennoch errichten zu können, sind folgende Möglichkeiten gegeben:

- c) Der Nachweis der Standsicherheit der betroffenen WEA wird durch eine Berechnung der *standortspezifischen Betriebslasten* dieser WEA erbracht. Hierbei werden *standortspezifischen Betriebslasten* mit den Lastannahmen der Auslegung bzw. Typenprüfung verglichen. Werden dabei die Lastannahmen der Auslegung nicht überschritten, wäre die Standorteignung der WEA weiterhin nachgewiesen. Der Nachweis der Einhaltung der Lastannahmen der Auslegung kann beispielsweise durch den WEA-Hersteller erbracht werden.
- d) Alternativ kann jeweils die geplante WEA (oder alternativ die bestehenden WEA) in den betroffenen Richtungssektoren und Windgeschwindigkeitsbereichen abgeschaltet oder gedrosselt werden („Wind-Sektor-Management“). Die entsprechenden Abschaltbedingungen können ggf. von DWG bereitgestellt werden.

**Die hier getroffene Annahme der Auslegungsturbulenzintensität der benachbarten WEA (Turbulenzklasse A) muss vor einer Genehmigung bzw. im Rahmen eines Nachweises mittels Lastrechnung abschließend bestätigt werden.**

## 6.3 Gesamtbewertung

- Die Standorteignung für die geplanten WEA und für fünf benachbarte WEA muss über einen Lastvergleich nachgewiesen werden.
- Die hier zugrunde gelegten Auslegungswerte der geplanten WEA müssen vor der Errichtung abschließend durch die Typenprüfung bestätigt werden.
- Die hier getroffene Annahme bzgl. der Auslegungsturbulenzintensität der bestehenden WEA (Kat. A gemäß DIN EN IEC 61400-1 Ed.2) muss vor einer Genehmigung bzw. im Rahmen eines Nachweises mittels Lastrechnung abschließend bestätigt werden.

## 7 Referenzen

- [1] DIN 18088-1: Tragstrukturen für Windenergieanlagen und Plattformen –Teil 1: Grundlagen und Einwirkungen, Januar 2019
- [2] DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Berlin, Reihe B, Heft 8, Fassung Oktober 2012 – korrigierte Fassung März 2015
- [3] DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Berlin, Reihe B, Heft 8, Fassung März 2004
- [4] DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Berlin, Reihe B, Heft 8, Fassung 1993/1995
- [5] Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 11, 21.09.2020, Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V. (FGW)
- [6] DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12, Windenergieanlagen, Teil 1: Auslegungsanforderungen, 4. Edition, Dezember 2019
- [7] IEC 61400-1, Wind Turbines, Part 1: Design Requirements, 3. Edition 2005 incl. Amendment A1, 2010
- [8] Troen, Ib; E.L. Petersen et al: Europäischer Windatlas, Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, 1990
- [9] S. Pawson: NASA's Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications, Version 2; <http://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2>, Greenbelt Maryland (USA), 2015
- [10] ERA5(T) data documentation; Paul Berrisford; 2020-02-25; <https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/ERA5%3A+data+documentation>
- [11] EMD International A/S; EmdWrf Europa+; <https://www.emd.dk/data-services/mesoscale-time-series/pre-run-time-series/emd-wrf-europe-mesoscale-data-set/>
- [12] Gumbel: Statistical Theory of Extreme Values and Some Practical Applications. Applied Mathematics, Washington, 1954.
- [13] WASP Engineering, DTU Wind Energy; [www.vindenergi.dtu.dk](http://www.vindenergi.dtu.dk)
- [14] [https://www.wasp.dk/weng#details\\_\\_extreme-wind-atlas](https://www.wasp.dk/weng#details__extreme-wind-atlas)
- [15] J. Mann, S. Ott, B. Hoffmann Jørgensen, H.P. Frank: WASP Engineering 2000; Risø-R-1356(EN); Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, August 2002
- [16] S. Frandsen: Turbulence and turbulence generated fatigue in wind turbine clusters; Risø-R-1188; Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, 2003
- [17] Lasse Svenningsen, Carolin Schmitt and Gudrun Potzka: Accuracy of load assessments based on modelled turbulence - The German example, 2016

[https://help.emd.dk/knowledgebase/content/WindEuropeSummit2016\\_Paper\\_L\\_Svenningsen\\_annex.pdf](https://help.emd.dk/knowledgebase/content/WindEuropeSummit2016_Paper_L_Svenningsen_annex.pdf)

- [18] [www.emd.dk](http://www.emd.dk) // <https://www.emd-international.com/windpro/windpro-modules/load-modules/site-compliance/>
- [19] Enercon: Technisches Datenblatt General design conditions E-175 EP5 / 6000 kW; Dokument-ID D02772001/5.0-de vom 13.12.2023
- [20] Enercon: Technisches Datenblatt General design conditions E-138 EP3 E3 / 4260 kW, Dokument D1018674\_6.0 vom 17.04.2023

## 8 Anhang

### 8.1 Schubbeiwerte ( $c_t$ ) der geplanten und bestehenden WEA

#### 8.1.1 Enercon E-175 EP5 6.0 MW

| Windgeschwindigkeit<br>[m/s] | $c_t$ |
|------------------------------|-------|
| 0.5                          | 0.05  |
| 1.5                          | 0.05  |
| 2.0                          | 0.05  |
| 2.5                          | 0.86  |
| 3.0                          | 0.86  |
| 3.5                          | 0.83  |
| 4.0                          | 0.81  |
| 4.5                          | 0.81  |
| 5.0                          | 0.81  |
| 5.5                          | 0.81  |
| 6.0                          | 0.81  |
| 6.5                          | 0.81  |
| 7.0                          | 0.81  |
| 7.5                          | 0.80  |
| 8.0                          | 0.77  |
| 8.5                          | 0.74  |
| 9.0                          | 0.69  |
| 9.5                          | 0.63  |
| 10.0                         | 0.56  |
| 10.5                         | 0.50  |
| 11.0                         | 0.44  |
| 11.5                         | 0.38  |
| 12.0                         | 0.33  |
| 12.5                         | 0.29  |
| 13.0                         | 0.26  |
| 13.5                         | 0.23  |
| 14.0                         | 0.20  |
| 14.5                         | 0.18  |
| 15.0                         | 0.16  |
| 15.5                         | 0.15  |
| 16.0                         | 0.13  |
| 16.5                         | 0.12  |
| 17.0                         | 0.11  |
| 17.5                         | 0.10  |
| 18.0                         | 0.10  |
| 18.5                         | 0.09  |
| 19.0                         | 0.08  |
| 19.5                         | 0.08  |
| 20.0                         | 0.07  |
| 21.0                         | 0.05  |
| 22.0                         | 0.05  |
| 23.0                         | 0.05  |
| 24.0                         | 0.05  |
| 25.0                         | 0.05  |

#### 8.1.2 Enercon E-138 EP3 E3 4.26 MW

| Windgeschwindigkeit<br>[m/s] | $c_t$ |
|------------------------------|-------|
| 1.5                          | 0.02  |
| 2.0                          | 0.77  |
| 2.5                          | 1.05  |
| 3.0                          | 1.04  |
| 3.5                          | 0.97  |
| 4.0                          | 0.94  |
| 4.5                          | 0.92  |
| 5.0                          | 0.90  |
| 5.5                          | 0.89  |
| 6.0                          | 0.89  |
| 6.5                          | 0.88  |
| 7.0                          | 0.86  |
| 7.5                          | 0.84  |
| 8.0                          | 0.80  |
| 8.5                          | 0.76  |
| 9.0                          | 0.71  |
| 9.5                          | 0.65  |
| 10.0                         | 0.60  |
| 10.5                         | 0.54  |
| 11.0                         | 0.49  |
| 11.5                         | 0.44  |
| 12.0                         | 0.39  |
| 12.5                         | 0.35  |
| 13.0                         | 0.31  |
| 13.5                         | 0.28  |
| 14.0                         | 0.25  |
| 14.5                         | 0.22  |
| 15.0                         | 0.20  |
| 15.5                         | 0.18  |
| 16.0                         | 0.17  |
| 16.5                         | 0.15  |
| 17.0                         | 0.14  |
| 17.5                         | 0.13  |
| 18.0                         | 0.12  |
| 18.5                         | 0.11  |
| 19.0                         | 0.10  |
| 19.5                         | 0.09  |
| 20.0                         | 0.09  |
| 20.5                         | 0.08  |
| 21.0                         | 0.07  |
| 21.5                         | 0.07  |
| 22.0                         | 0.06  |
| 22.5                         | 0.06  |
| 23.0                         | 0.05  |
| 23.5                         | 0.05  |
| 24.0                         | 0.04  |
| 24.5                         | 0.04  |
| 25.0                         | 0.04  |

### 8.1.3 Enercon E70 E4-2000 kW

| Windgeschwindigkeit<br>[m/s] | Ct   |
|------------------------------|------|
| 1.0                          | 0.00 |
| 2.0                          | 0.77 |
| 3.0                          | 0.76 |
| 4.0                          | 0.76 |
| 5.0                          | 0.76 |
| 6.0                          | 0.76 |
| 7.0                          | 0.76 |
| 8.0                          | 0.76 |
| 9.0                          | 0.76 |
| 10.0                         | 0.76 |
| 11.0                         | 0.76 |
| 12.0                         | 0.76 |
| 13.0                         | 0.53 |
| 14.0                         | 0.40 |
| 15.0                         | 0.31 |
| 16.0                         | 0.25 |
| 17.0                         | 0.21 |
| 18.0                         | 0.17 |
| 19.0                         | 0.15 |
| 20.0                         | 0.13 |
| 21.0                         | 0.11 |
| 22.0                         | 0.10 |
| 23.0                         | 0.09 |
| 24.0                         | 0.08 |
| 25.0                         | 0.07 |