Industrie Service

Mehr Sicherheit.
Mehr Wert.

# PRÜFBERICHT

# Unabhängige Expertenanalyse

**für den Standort**

Datum: 09.12.2014
Revision: 09

Unsere Zeichen:
IS-FSW-RGB/DP

# STRAUBENHARDT (BW)

Das Dokument besteht aus
47 Seiten.
Seite 1 von 47

**Bericht Nr.: MS-1309-173-BW-de**

**Revision 09**

**Datum: 09.12.2014**

Die auszugsweise Wiedergabe des Dokumentes und die Verwendung zu Werbezwecken bedürfen der schriftlichen Genehmigung der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

## Prüfung der Standorteignung gemäß DIBt 2012

Die Prüfergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die untersuchten Prüfgegenstände.

DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle

DIN EN ISO/IEC 17025/2005
Akkr.-Nr.: D-PL-14153-02

Certified System SWISSTS ISO 9001

Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV
unter www.tuev-sued.de/impressum

Aufsichtsrat:
Karsten Xander (Vorsitzender)
Geschäftsführer:
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),
Dr. Ulrich Klotz, Thomas Kainz

Telefon: +49 941 460212-0
Telefax: +49 941 460212-29
**www.tuev-sued.de/is**

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Abteilung Wind Cert Services
Ludwig-Eckert-Str. 8
93049 Regensburg
Deutschland

Industrie Service

| | |
|---|---|
| **Auftraggeber:** | **Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG**<br>Schwetzinger Straße 22-26<br>D-68753 Waghäusel |
| **Auftragnehmer:** | **TÜV SÜD Industrie Service GmbH**<br>**Abteilung Wind Cert Services**<br>Ludwig-Eckert-Str. 8<br>D-93049 Regensburg |
| **Angebot Nr.:** | **AN-WG-1411-516-BW** |
| **Berichtart:** | **Prüfung der Standorteignung nach DIBt 2012 für eine Konfiguration** |
| **Standortbezeichnung:** | **Straubenhardt** |
| **Land:** | **Baden Württemberg / Deutschland** |
| **Bericht Nr.:** | **MS-1309-173-BW-de** |
| **Revision:** | **09** |
| **Ausstellungsdatum:** | **09.12.2014** |
| **Status:** | **Endbericht** |
| **Vertraulichkeitsstufe:** | ☐ A ☐ B ☒ C |
| **Verteiler:** | 2 x Auftraggeber<br>1 x Auftragnehmer |

**Bericht verfasst von:**

**M.Sc. Geoökol. Daniela Pfab**
**(Abteilung Wind Cert Services)**

**Bericht geprüft von:** **prüfzeichnungsberechtigt**

**Dipl.-Met. Katja Kroll**
**(Abteilung Wind Cert Services)**

Industrie Service

## Haftungsausschluss

Der vorliegende Bericht wurde sorgfältig und fachgerecht nach bestem Wissen und Gewissen und nach allgemeinen Regeln der Technik angefertigt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass das durch den Auftraggeber bzw. Dritte zur Verfügung gestellte Material (Daten, Schriften, Aufzeichnungen, Diagramme, etc.) zur Erstellung der Dienstleistung nicht vollständig auf Richtigkeit geprüft werden kann. Es kann daher keine Fehlerfreiheit der dargestellten Ergebnisse garantiert und keine Haftung übernommen werden. Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse sind nur im Kontext mit dem gesamten Gutachten und unter besonderer Berücksichtigung der Hinweise und der berechneten Unsicherheiten zu den Ergebnissen zu verstehen.

Industrie Service

## Ausgehändigte Berichte

| Revision | Datum | Titel des Berichts |
|---|---|---|
| o. Nr. | 23.09.2013 | Unterlagenanforderung |
| o. Nr. | 07.10.2013 | Agenda der Standortbesichtigung |
| o. Nr. | 14.10.2013 | Protokoll der Standortbesichtigung |
| 00 | 06.11.2013 | Unabhängiges Windgutachten |
| 01 | 15.01.2014 | Unabhängiges Windgutachten |
| 02 | 02.10.2014 | Schallgutachten |
| 03 | 19.09.2014 | Addendum Windgutachten |
| 04 | 23.09.2014 | 60%-Referenzertrag-Nachweis |
| 05 | 14.10.2014 | Gutachterliche Stellungnahme |
| 06 | 10.10.2014 | Prüfung der Standorteignung |
| 07 | 07.10.2014 | Schattenwurfgutachten |
| 08 | 05.12.2014 | Gutachterliche Stellungnahme zur Eiserkennung |
| 09 | 09.12.2014 | Prüfung der Standorteignung |

## Änderungsverzeichnis

| Revision | Datum | Zusammenfassung der Änderungen |
|---|---|---|
| 00 | 06.11.2013 | Vollständiger Endbericht |
| 01 | 15.01.2014 | Vollständiger Endbericht nach 12 Monaten Messung |
| 02 | 02.10.2014 | Vollständiger Endbericht |
| 03 | 19.09.2014 | Änderung Windparklayout, Änderung Konfigurationen, Änderung Schallreduzierung |
| 04 | 23.09.2014 | Nachweis des 60%-Referenzertrages |
| 05 | 14.10.2014 | Zusammenfassung der Messung in Straubenhardt |
| 06 | 10.10.2014 | Vollständiger Endbericht |
| 07 | 07.10.2014 | Vollständiger Endbericht |
| 08 | 05.12.2014 | Gutachterliche Stellungnahme zur Eiserkennung, Vermeidung von Eiswurf |
| 09 | 09.12.2014 | Vollständiger Endbericht; Änderung im Vergleich zu Rev. 06: Einbindung der Ergebnisse der Lastberechnung des Anlagenherstellers |

Industrie Service

**Definition der Vertraulichkeitsstufe**

Im nachfolgenden wird die Klassifikation der jeweiligen Vertraulichkeitsstufe beschrieben. Die Definition der jeweiligen Vertraulichkeitsstufe soll dem Auftraggeber die Möglichkeit liefern, das Projekt und die auszustellende Dienstleistung gegenüber dem Zugriff Dritter zu schützen. Hierzu werden 3 Stufen (Klassifikationen) unterschieden, die im Feld Definition näher beschrieben sind. Die Vertraulichkeitsstufe wird bei der Beauftragung der Dienstleistung vorab durch den Auftraggeber festgelegt. Änderungen der Klassifikationen bedürfen der Schriftform seitens des Auftraggebers.

| Stufe | Klassifikation | Definition |
|---|---|---|
| A | Streng vertraulich | Nur die als Empfänger namentlich unter Angabe der Firmenanschrift genannten Personen erhalten Informationen zu diesem Projekt. |
| B | Betriebsgeheimnis | Nur die als Auftraggeber genannte Firma und deren Beschäftigten erhalten Informationen zu diesem Projekt. |
| C | Geheim | Die vom Auftraggeber genannten Firmen dürfen Informationen zu diesem Projekt erhalten. |

**Festlegung der Vertraulichkeitsstufe**

| | |
|---|---|
| Auftraggeber<br>Firmenanschrift; Name | **Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG**<br>Herr Simon Schunter<br>Schwetzinger Straße 22-26<br>D-68753 Waghäusel |
| Vertraulichkeitsstufe (A-C) | C |
| Verteiler | 1 x Auftragnehmer<br>2 x Auftraggeber |

Industrie Service

## Inhalt

**0 Einleitung ..... 8**
**1 Zusammenfassung der Ergebnisse ..... 9**
1.1 Einstufung der Anlagenstandorte mit Siemens SWT-3.0-113 nach DIBt 2012 ..... 10
**2 Theorie ..... 13**
2.1 Anforderungen der Richtlinien - Definition der Windzonen ..... 13
2.2 Methodik der Turbulenzermittlung ..... 14
2.2.1 Die Ermittlung der freien Umgebungsturbulenz ..... 14
2.2.2 Die Ermittlung der charakteristischen Turbulenz ..... 15
2.2.3 Die Ermittlung der repräsentativen Turbulenz ..... 16
2.2.4 Die Ermittlung der effektiven Turbulenz ..... 16
2.3 Methodik der Ermittlung der mittleren Windgeschwindigkeit ..... 18
2.4 Methodik der Extremwindermittlung (50-Jahres-Windgeschwindigkeit) ..... 18
2.5 Methodik der Ermittlung der Schräganströmung ..... 19
2.6 Methodik der Ermittlung des Windgradienten ..... 19
2.7 Methodik der Ermittlung der Luftdichte ..... 20
**3 Topographische Eingangsdaten für den Windpark ..... 21**
3.1 Verwendete Kartenblattinformationen ..... 21
3.2 Landnutzung ..... 21
3.3 Orographie ..... 21
3.4 Hindernisse ..... 22
3.5 Tabellarische Darstellung der Windparkkoordinaten ..... 23
3.6 Grafische Darstellung des Windparks ..... 24
3.7 Anlagenspezifische Eingangsdaten ..... 24
**4 Ermittlung einer standortspezifischen Windrichtungsverteilung ..... 26**
**5 Ergebnisse der mittleren Windgeschwindigkeit ..... 27**
**6 Ermittlung der Turbulenzintensität ..... 29**
6.1 Turbulenz für die Windmessung Straubenhardt ..... 29
6.1.1 Einstufung in eine Turbulenzklasse der Messwerte auf 99.5 m über Grund ..... 29
6.1.2 Einstufung in eine Turbulenzklasse der Messwerte auf 141 m über Grund ..... 31
6.2 Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität (DIBt 2012) für den Anlagentyp Siemens SWT-3.0-113 ..... 33
**7 Ermittlung der Extremwindgeschwindigkeiten – gemäß Windzonenkarte ..... 37**
**8 Ermittlung des Anströmwinkels ..... 38**
**9 Ermittlung des Windgradienten ..... 39**
**10 Ermittlung der Luftdichte ..... 40**
**11 Hinweise zur Erstellung der Analyse ..... 41**
**12 Literaturverzeichnis ..... 43**

Industrie Service

**13 Anhang ..... 45**
13.1 Abkürzungsverzeichnis ..... 45
13.2 Panorama-Fotos am Standort des Windparks ..... 46
13.3 $C_t$-Kennlinien der verwendeten Anlagen ..... 47

# 0 Einleitung

Dieser hier vorliegende Bericht beruht auf dem Angebot mit der Nr. AN-WG-1411-516-BW vom 04.12.2014 [18]. Der Auftraggeber hat dieses am 04.12.2014 per Email beauftragt [19]. Es wurden folgende Positionen des Angebotes beauftragt:

- Pos. 1 Prüfung der Standorteignung nach DIBt 2012, Einbindung der Lastberechnungen des Herstellers.

Das vorliegende Gutachten deckt die oben aufgeführte Position 1 ab.

Der zu begutachtende Windpark trägt den Projektnamen Straubenhardt. Die grobe Lokalisierung kann durch die Ortschaften Straubenhardt, Dobel und Dennach im Landkreis Enzkreis in Baden Württemberg erfolgen. Vom Auftraggeber wurde eine Parkkonfiguration mit den jeweiligen Koordinaten der geplanten Windenergieanlagen (WEA) vorgegeben [21].

Für die Ermittlung der zu erwartenden Windverteilung, Turbulenzintensität, Extremwindgeschwindigkeit und weiterer Standortparameter wurde folgende Parkkonfiguration verwendet:

- Parkkonfiguration IV: 12 x Siemens SWT-3.0-113 mit 3.0 MW Leistung und 142.5 m Nabenhöhe

Die untersuchten Positionen in diesem Bericht aus den oben genannten Auftragspositionen umfassen folgende Ergebnisse:

- Darstellung der Windparameter gemäß DIBt 2012 [6] / DIN EN 61400-1 [4][5] (mittlere Windgeschwindigkeit, Formparameter der Weibullfunktion, mittlerer Höhenexponent, mittlere Luftdichte, Schräganströmung, Windrichtungsverteilung) entsprechend den Ergebnissen eines akkreditierten Windgutachtens durch TÜV SÜD [28].
- Abschätzung der standortspezifischen freien Umgebungsturbulenz auf Basis der am Standort vorhandenen Rauigkeiten.
- Berechnung der repräsentativen Turbulenzintensität nach der Norm DIBt 2012 [6] / DIN EN 61400-1 [4][5].
- Berechnung der effektiven Turbulenz für die gewählten Referenzpunkte in verschiedenen Windgeschwindigkeitsklassen.
- Einstufung des Standortes in die jeweilige Turbulenzklasse nach DIBt 2012 [6] / DIN EN 61400-1 [4][5].
- Bestimmung der Referenzwindgeschwindigkeit auf Basis der Windzonenkarte nach DIN EN 1991-1-4:2010-08 [7] und DIN EN 1991-1-4/NA [8].
- Ausgabe der Referenzwindgeschwindigkeit für die geplanten Anlagenstandorte innerhalb des Windparks.
- Einstufung des Standortes in die jeweilige Windzone nach DIBt 2012 [6] / DIN EN 61400-1 [4][5] ohne Erdbeben und Eislasten.

Weitere darüber hinaus gehende Analysen werden im Zuge dieses Berichtes nicht durchgeführt. Diese hier vorliegende Analyse wurde von TÜV SÜD IS erstellt, um die effektive Turbulenz am Standort zu ermitteln. Die Durchführung der Dienstleistung erfolgte gemäß der AAWCS-004 [22] der Abteilung Wind Cert Services. Desweiteren wurden die Standortparameter entsprechend der Norm DIBt 2012 [6] (ohne Eislasten und Erdbeben) ermittelt.

Zwischen Auftraggeber und Auftragnehmer existieren keine weiteren geschäftlichen Verbindungen zu diesem hier durchgeführten Projekt.

# 1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Für den geplanten WEA-Typ der Siemens SWT-3.0-113, wurde durch den Kunden mitgeteilt, dass ein gültiges Typenzertifikat nach DIBt 2012 für Turbulenzklasse A und Windzone 2 (Geländekategorie II) vorliegt. Die Standorteignung wurde anhand dieser Zertifizierung der Anlage und den zugrundeliegenden Parametern geprüft.

Die Standorteignung kann hinsichtlich mittlerer Windgeschwindigkeit und 50-Jahres-Windgeschwindigkeit DIBt Zone 1 Geländekategorie 3 für den Anlagentypen bestätigt werden.

Allerdings wird die Turbulenzklasse A überschritten. Dies erfordert gemäß DIBt 2012 [6] 16.2.c eine Prüfung der erweiterten Standortparameter nach Punkt 16.2.a.

Bei diesen weiteren Parametern handelt es sich um die mittlere Windverteilung, die Extremwindverteilung, die Schräganströmung, den Höhenexponenten sowie die Luftdichte am geplanten Standort. Wie in der DIBt 2012 [6] angegeben, werden die Standortparameter, abgesehen von der Referenzgeschwindigkeit, in Anlehnung an die DIN EN 61400-1 ermittelt. Für den Standort Straubenhardt wurde die Referenzgeschwindigkeit anhand der Windzonenkarte ermittelt.

Durch den Anlagenhersteller wurde eine unabhängige Lastberechnung durchgeführt, wobei die Ergebnisse dieses Turbulenzgutachtens als Eingangsdaten verwendet wurden [32]. Als Ergebnis wurde ausgegeben, dass keine Überschreitungen im Hinblick auf Betriebslasten vorliegen wenn die Abschaltwindgeschwindigkeit von 25 m/s auf 20 m/s reduziert wird. Folglich wurde nachgewiesen, dass die Überschreitungen der Turbulenzintensität unter Berücksichtigung der anderen standortspezifischen Parameter die Standsicherheit der geplanten Anlagen nicht gefährden.

Die mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe für die jeweiligen Anlagenstandorte wurde dem Windgutachten [28] für den Standort Straubenhardt entnommen. Hierbei wurden als Eingangsdatensatz zur Bewertung der Windhäufigkeits- sowie Windgeschwindigkeitsverteilung Daten der Mastmessung in Straubenhardt verwendet. Zur Modellvalidierung wurden zusätzlich Daten der LIDAR-Messung am Standort verwendet. Außerdem wurden Ertragsdaten der WEA Schömberg herangezogen.

Durch den Auftraggeber werden am Standort Straubenhardt 12 Anlagen einer Konfiguration geplant:

- Parkkonfiguration IV: 12 x Siemens SWT-3.0-113 mit 3.0 MW Leistung und 142.5 m Nabenhöhe

Die Koordinaten sowie die Angabe zum Anlagentyp wurden durch den Auftraggeber mitgeteilt [21].

Um den Standort hinsichtlich der repräsentativen Turbulenzintensität gemäß DIBt 2012 [6] und DIN EN 61400-1:2011 [4] einzustufen, fand eine Berechnung auf Basis der Windmessung Straubenhardt verwendet. Die Datengrundlage auf Basis dieser Windmessung über einen Messzeitraum von 13 Monaten in 99.5 m Höhe, kann als ausreichend lang betrachtet werden. Wohingegen die vertikale Extrapolation von 99.5 m auf die geplanten Nabenhöhe von 142.5 m mit erhöhten Unsicherheiten verbunden ist.

Normalerweise ist von einer Abnahme der Turbulenz mit der Höhe auszugehen. Für die Ermittlung der Turbulenzbedingungen auf Nabenhöhe wurde für die geplante Nabenhöhe eine vertikale Extrapolation der Turbulenzen gewählt und die Standardabweichung der in 99.5 m gemessenen Windgeschwindigkeit auf 141 m extrapoliert. Die vertikale Extrapolation ist mit erhöhten Unsicherheiten verbunden.

Industrie Service

Zur Berechnung der effektiven Turbulenzintensität wurden die Standorte der geplanten Anlagen in das Modell eingefügt. Auf Basis der ausgewählten Referenzdaten wurden mit WAsP Engineering [17] und WindPro SiteCompliance [16] die effektiven Turbulenzen berechnet. Als Parkmodell wurde das Sten-Frandsen Model nach DIN EN 61400-1:2011 (Amendment) [5] zugrundegelegt (Vgl. Abschnitt 2.2.4).

Die Standorte der geplanten WEA können damit wie folgt eingestuft werden.

## 1.1 Einstufung der Anlagenstandorte mit Siemens SWT-3.0-113 nach DIBt 2012

| Konfiguration IV | mittl. Windgeschw. $v_{ave}$ | Weibull-Formparameter k | 50-Jahres-Wind $v_{50}$ | WEA-Klasse DIBt 2012 |
|---|---|---|---|---|
| **WEA Bezeichnung** | **[m/s]** | **[-]** | **[m/s]** | **[-]** |
| **Grenzwert** | **7.6 (WZ 2, GK II)** | **(2.00)** | **38.2** (WZ 2, GK II) | **WZ 2, GK II, IEC A** |
| V14-01 | 6.1 | 1.75 | 31.1 | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-02 | 6.4 | 1.74 | | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-03 | 6.7 | 1.75 | | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-04 | 6.4 | 1.72 | | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-05 | 6.7 | 1.72 | | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-06 | 6.5 | 1.69 | | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-10 | 7.0 | 1.72 | | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-11 | 6.6 | 1.74 | | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-12 | 6.0 | 1.78 | | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-13 | 6.6 | 1.75 | | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-14 | 6.6 | 1.73 | | WZ 1, GK III, IEC S |
| V14-15 | 6.2 | 1.73 | | WZ 1, GK III, IEC S |

**Tabelle 1: Klassifizierung des Standortes Straubenhardt gemäß DIBt 2012 (Konfiguration IV) hinsichtlich mittlerer Windgeschwindigkeit, Extremwindgeschwindigkeit und Turbulenzklasse. Die Windgeschwindigkeit ist entsprechend der Unsicherheit dem zugrunde liegenden Windgutachten mit einem Unsicherheitsaufschlag versehen.**

Industrie Service

| WEA Bezeichnung Konfiguration IV | Nabenhöhe [m] | repräsentative Turbulenzintensität v = 15 m/s | effektive Turbulenzintensität v = 15 m/s | Überschreitung im Verlauf | Turbulenzklasse gemäß DIN EN 61400-1:2011 |
|---|---|---|---|---|---|
| V14-01 | 142.5 | 19.7% | 21.3% | ja | S |
| V14-02 | 142.5 | 19.2% | 20.2% | ja | S |
| V14-03 | 142.5 | 18.7% | 20.3% | ja | S |
| V14-04 | 142.5 | 19.0% | 21.3% | ja | S |
| V14-05 | 142.5 | 18.5% | 18.5% | ja | S |
| V14-06 | 142.5 | 19.0% | 19.1% | ja | S |
| V14-10 | 142.5 | 18.1% | 18.6% | ja | S |
| V14-11 | 142.5 | 18.7% | 20.1% | ja | S |
| V14-12 | 142.5 | 19.9% | 20.0% | ja | S |
| V14-13 | 142.5 | 18.4% | 19.8% | ja | S |
| V14-14 | 142.5 | 18.9% | 18.9% | ja | S |
| V14-15 | 142.5 | 19.3% | 21.1% | ja | S |

**Tabelle 2:** **Klassifizierung des Standortes Straubenhardt gemäß DIBt 2012 (äquivalent zu DIN EN 61400-1) (Konfiguration IV). Die Klassifizierung beruht auf dem Turbulenzverlauf über alle relevanten Windgeschwindigkeiten. Der Wert bei 15 m/s ist zu Vergleichszwecken angegeben. Die Angabe der Grenzwerte bezieht sich auf die Klasse III A gemäß DIN EN 61400-1:2011.**

| Konfiguration IV | Anströmwinkel | Höhenexponent für Referenzanlage α | Luftdichte ρ |
|---|---|---|---|
| WEA Bezeichnung | [°] | [-] | [kg/m³] |
| **Grenzwert** | **±8** | **0.20** | **1.225** |
| V14-01 | -3.7 | 0.24 | 1.153 |
| V14-02 | -3.4 | | |
| V14-03 | 1.2 | | |
| V14-04 | 4.9 | | |
| V14-05 | -1.4 | | |
| V14-06 | 4.9 | | |
| V14-10 | 2.2 | | |
| V14-11 | 3.9 | | |
| V14-12 | 4.4 | | |
| V14-13 | 5.9 | | |
| V14-14 | -6.4 | | |
| V14-15 | -5.2 | | |

**Tabelle 3:** **Weitere Parameter der Prüfung der Standorteignung des Standortes Straubenhardt gemäß DIBt 2012 / DIN EN 61400-1 (Konfiguration IV). Die Angabe der Grenzwerte bezieht sich auf die DIN EN 61400-1:2011.**

Alle Anlagen sind in die Turbulenzklasse S nach DIN EN 61400-1:2011 einzustufen. Eine standortspezifische Lastberechnung durch den Anlagenhersteller hat nachgewiesen, dass die Überschreitungen der Turbulenzintensität unter Berücksichtigung der anderen standortspezifischen Parameter die Standsicherheit der geplanten Anlagen nicht gefährden wenn die Abschaltwindgeschwindigkeit von 25 m/s auf 20 m/s reduziert wird [32].

Basierend auf den Ergebnissen der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit entsprechend der Windzonenkarte nach DIN EN 1991-1-4 [7][8] können alle Anlagen des Standortes Straubenhardt in die Windzone I (Geländekategorie III) eingestuft werden. Laut Typenzertifikat ist der Anlagentyp Siemens SWT-3.0-113 3.0 MW Nennleistung, 113 m Rotordurchmesser und 142.5 m Nabenhöhe für Windzone 2 und Geländekategorie II ausgelegt. Da jedoch die 50-Jahres-Windgeschwindkeit von 38.2 m/s nicht überschritten wird, ist die Prüfung hinsichtlich der Extremwindgeschwindigkeit als erfüllt zu bewerten.

Desweiteren ergibt sich basierend auf den Angaben des Typenzertifikats ein Grenzwert der Jahresmittelwindgeschwindigkeit von 7.6 m/s. Die im Windgutachten ermittelten Windgeschwindigkeiten, welche um einen Unsicherheitsfaktor erhöht wurden, erfüllen die Bedingung der DIBt 2012 [6], dass sie um mindestens 5% kleiner als der Auslegungswert sind. Somit ist auch die Prüfung hinsichtlich der mittleren Windgeschwindigkeit als erfüllt zu bewerten.

Die in der Ertragsabschätzung aufgeführten Werte des Weibull-Formparameters k erscheinen niedrig. Allerdings haben diese Werte aufgrund der deutlichen Unterschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit keinen Einfluss auf die Bewertung der Prüfung der Standorteignung.

Da die Turbulenzintensität für alle Anlagen überschritten wird, erfolgt gemäß DIBt 2012 die Prüfung der weiteren Standortparameter. Die Prüfung ergab folgende Ergebnisse:

Für den Standort wurde eine mittlere Luftdichte von 1.153 kg/m³ ermittelt, welche kleiner als die nach DIN EN 61400-1 [4] maximal zulässige Luftdichte von 1.225 kg/m³ ist.

Der ermittelte Wert für die Schräganströmung liegt für jeden WEA-Standort innerhalb des nach DIN EN 61400-1 [4] zulässigen Wertes von -8° bis +8°.

Nach DIN EN 61400-1 [4] ist ein Höhenexponent über die Rotorfläche von maximal 0.2 zulässig, für die Referenzanlage V14-03 wird dieser Wert überschritten. Hierbei wird der Standort der Referenzanlage als repräsentativ für den gesamten Windpark angesehen. Eine standortspezifische Lastberechnung durch den Anlagenhersteller hat nachgewiesen, dass die Überschreitungen unter Berücksichtigung der anderen standortspezifischen Parameter die Standsicherheit der geplanten Anlagen nicht gefährden, wenn die Abschaltwindgeschwindigkeit von 25 m/s auf 20 m/s reduziert wird [32]

# 2 Theorie

## 2.1 Anforderungen der Richtlinien - Definition der Windzonen

Die in diesem Bericht durchgeführte Prüfung der Standorteignung basiert entsprechend den Auslegungswerten der zu betrachtenden Windkraftanlagen auf den Festlegungen der Normen und Richtlinien DIBt 2012 [6] und DIN EN 61400-1:2011 [4][5].

Gemäß der Norm DIBt 2012 sind im Rahmen einer Standortprüfung die nachfolgend aufgelisteten Parameter auszuweisen (Punkt 16.2.a).

- Mittlere Windgeschwindigkeit - $v_{ave}$
- Formparameter der Weibullfunktion - k
- Mittlerer Höhenexponent - $\alpha$
- Mittlere Luftdichte - $\rho$
- Mittlere Turbulenzintensität und Standardabweichung der Turbulenzintensität
- 50-Jahres-Windgeschwindigkeit – $v_{50}$ bzw.$v_{b,0}$
- Windrichtungsverteilung

Anhand dieser Angaben wird ein vereinfachter Vergleich durchgeführt. Werden die folgenden Bedingungen erfüllt, kann die Standorteignung als bestätigt erachtet werden.

i. Vergleich mittlere Windgeschwindigkeit: Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5% kleiner als gemäß Typenprüfung oder kleiner als gemäß Typenprüfung und der Formparameter der Weibullfunktion k ≥ 2.

ii. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2006 zwischen $v_{in}$ und $0.4*v_{50}$ der Auslegungsturbulenz NTM.

iii. Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwidnigkeit: Windzone gemäß Typenprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes gemäß Windzonenkarte ab oder 50-Jahres-Windgeschwindigkeit gemäß Typenprüfung deckt die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit am Standort ab.

Wird eine der Bedingungen nicht erfüllt, kann unter Berücksichtigung aller Angaben aus Punkt 16.2.a ein Vergleich der standortspezifischen Lasten durchgeführt werden. In diesem Fall werden die Parameter Luftdichte, Anströmwinkel und Höhenexponent ausgewiesen und gemäß DIN EN 61400-1:2011 überprüft.

Die Grenzwerte der weiteren Standortparameter nach DIN EN 61400-1:2011 sind den Kapiteln 2.5 bis 2.7 zu entnehmen.

In der folgenden Tabelle sind die Basiswindgeschwindigkeit $v_{b,0}$ der jeweiligen Windzone (bezogen auf Geländekategorie II und eine Höhe über Grund von 10 m) nach DIBt 2012 [6] als auch die Einteilung der Geländekategorien mit der jeweiligen mittleren Rauigkeitslänge $z_0$ wie in der Norm DIN EN 1991-1-4/NA [8] dargestellt.

| Windzone | 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|---|
| $v_{b,0}$ [m/s] | 22.5 | 25.0 | 27.5 | 30.0 |
| **Geländekategorie** | **I** | **II** | **III** | **IV** |
| $z_0$ [m] | 0.01 | 0.05 | 0.30 | 1.05 |

**Tabelle 4: Basiswindgeschwindigkeiten der Windzonen sowie Rauigkeitslängen der Geländekategorien nach DIBt 2012 / DIN EN 1991-1-4/NA.**

Desweiteren kann der Standort alternativ entsprechend der DIN EN 61400-1 wie folgt in eine WEA-Klasse eingeordnet werden. Tabelle 5 stellt die nach DIN EN 61400-1 [3][4] festgelegte Einteilung der WEA-Klassen nach der Referenzwindgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert der Bezugswindgeschwindigkeit) dar:

| WEA-Klasse | I | II | III | S |
|---|---|---|---|---|
| $v_{ref}$ [m/s] | 50.0 | 42.5 | 37.5 | Werte sind vom Hersteller anzugeben |
| $v_{ave}$ [m/s] | 10.0 | 8.5 | 7.5 | |

**Tabelle 5: Bezugswindgeschwindigkeiten der WEA-Klassen nach DIN EN 61400-1.**

Demnach muss die für den Standort ermittelte Extremwindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einer Wiederkehrzeit von 50 Jahren und einem Mittelungszeitraum von 10 Minuten ($v_{m50}$) kleiner als die entsprechende Bezugswindgeschwindigkeit ($v_{ref}$) der WEA-Klasse sein. Die ebenfalls in der Tabelle aufgeführte mittlere Windgeschwindigkeit ergibt sich als 1/5 der Referenzwindgeschwindigkeit.

Bezugnehmend auf die Turbulenzintensität ist in der DIN EN 61400-1 der Grenzwert bei 15 m/s wie in der folgenden Tabelle aufgelistet, aufgeführt.

| Turbulenz-Klasse | A | B | C | S |
|---|---|---|---|---|
| $I_{ref}$ [-] | 0.16 | 0.14 | 0.12 | Werte sind vom Hersteller anzugeben |
| $I_{rep}$ [-] | 0.180 | 0.157 | 0.135 | |

**Tabelle 6: Erwartungswert der Turbulenzintensität $I_{ref}$ sowie die entsprechenden repräsentativen Werte der Turbulenzintensität $I_{rep}$ bei 15 m/s nach DIN EN 61400-1.**

## 2.2 Methodik der Turbulenzermittlung

### 2.2.1 Die Ermittlung der freien Umgebungsturbulenz

Als natürliche Turbulenz oder auch freie Umgebungsturbulenz bezeichnet man die turbulenten Schwankungen der Windströmung, die durch Orographie, Rauigkeit der Landoberfläche und der Stabilität der atmosphärischen Luftschichtung bestimmt wird. Windhindernisse, wie Bauwerke und weitere WEA werden hierbei nicht berücksichtigt. Turbulenz kann durch mechanische Reibung (sich unterschiedlich schnell bewegende horizontale Luftschichten) und durch thermische Erwärmung (auftriebsbedingte vertikale Umlagerung) ausgelöst werden.

Die freie longitudinale Umgebungsturbulenz wird im Allgemeinen messtechnisch bestimmt. Hierzu wird die Standardabweichung der horizontalen Windgeschwindigkeit ($\sigma_v$) durch die horizontale Windgeschwindigkeit (v) dividiert, wobei nach dem Stand der allgemeinen Technik 10 min-Mittelwerte der Messdaten verwendet werden.

$$I_{v,frei,10min} = \frac{\sigma_{v,10min}}{v_{10min}} \qquad [2.1]$$

Liegen keine Messdaten am Standort vor, so kann die freie Umgebungsturbulenz für jeden der 12 Windrichtungssektoren nach dem Europäischen Windatlas-Verfahren [3] nach folgendem Formalismus abgeschätzt werden.

$$I_{v,frei,Sek} \cong \frac{1}{\left(ln\left(\frac{z}{z_0}\right)\right)} \qquad [2.2]$$

Diese Formel gilt im Allgemeinen für orographisch einfaches Gelände ohne Hindernisse in der unmittelbaren Umgebung des Referenzstandortes. Weiterhin wird thermisch neutrale Schichtung der Atmosphäre vorausgesetzt. In der obigen Formel bezeichnet z die Höhe über Grund und $z_0$ die gemittelte sektorielle Rauigkeit für den Windrichtungssektor $Sek_n$. Die Rauhigkeitsmittelung für jeden Windrichtungssektor erfolgt nach dem Europäischen Windatlas-Verfahren [2].

Entsprechend der für den Windpark berechneten Windrichtungsverteilung werden die ermittelten Werte aller Sektoren zu einer mittleren Turbulenzintensität nach folgender Formel zusammengefasst.

$$I_{v,frei} = \sum_{n=1}^{n=12} fi\ (Sek_n) \cdot I_{v,frei,Sek_n} \qquad [2.3]$$

### 2.2.2 Die Ermittlung der charakteristischen Turbulenz

Als charakteristische Umgebungsturbulenz $I_{v,k}$ nach DIN EN 61400-1:2004 [3] bezeichnet man die Addition der freien Umgebungsturbulenz $I_{v,frei}$ mit der Standardabweichung der Turbulenzintensität $\sigma_{Iv,frei}$ . In diesem Wert werden die turbulenten Schwankungen der freien Umgebungsturbulenz selbst berücksichtigt.

$$I_{v,k} = I_{v,frei} + \sigma_{I_{v,frei}} \qquad [2.4]$$

Für einen Standort, an dem keine Windmessung durchgeführt wurde, kann vereinfacht die mittlere freie Umgebungsturbulenz durch Multiplikation mit dem Faktor 1.2 zu einem charakteristischen Wert, unter der Annahme einer Gauß'schen Normalverteilung umgerechnet werden.

$$I_{v,k} \approx I_{v.frei} + 0.2 \cdot I_{v.frei} = 1.2\ I_{v.frei} \qquad [2.5]$$

Falls die charakteristische Turbulenz $I_{v,k}$ nicht von aufgezeichneten Windmessdaten einer durchgeführten Windmessung berechnet werden kann, ist eine exakte Berechnung nicht möglich.

Zudem kann nach DIN EN61400-1:2005 die charakteristische Turbulenz $I_{v15,k}$ (auch als $I_{15}$ bezeichnet) berechnet werden. Hierbei ist dieser Wert der charakteristische Wert der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe bei einem 10-Minuten-Mittelwert der Windgeschwindigkeit von 15 m/s. Für die Ermittlung des Mittelwerts und der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit werden nur Werte größer 10 m/s berücksichtigt.

Tendenziell zeigt die Turbulenz für niedrigere Windgeschwindigkeiten höhere Werte auf, da die Unterschiede in der Windgeschwindigkeit proportional stärker in die Standardabweichungen eingehen. Dies wird auch von aufgezeichneten Windmesseinrichtungen in mäßig strukturierten Gebieten so wiedergegeben.

Falls die Ermittlung der charakteristischen Turbulenz nach [2.4] erfolgt ist, kann eine Darstellung von windgeschwindigkeitsabhängigen Turbulenzen in einem idealisierten theoretischen Prozess durchgeführt werden. Dies geschieht auf Grundlage der DIN EN 61400-1:2005 unabhängig von den lokalen Eigenheiten des jeweiligen Standortes. Für das normale Turbulenzmodell wird die folgende Gleichung angegeben:

$$I_{v,k} \cdot v_{hub} = I_{15}\ \left(15\frac{m}{s} + a \cdot v_{hub}\right) / (a+1) \qquad [2.6]$$

Für den Wert $I_{15}$ wird der jeweilig aus der theoretischen Abschätzung heraus erhaltene charakteristische Wert der Turbulenz verwendet. Der Faktor a ist eine Konstante, die für einen Wert von $I_{15} \leq 16.0\%$ mit 3 und für einen Wert von $I_{15} \geq 18.0\%$ mit 2 angenommen wird. Mittels Interpolation zwischen diesen beiden Werten, wird a für jeden weiteren Wert der charakteristischen Turbulenzintensität abgeschätzt.

### 2.2.3 Die Ermittlung der repräsentativen Turbulenz

Auf Grundlage der DIN EN 61400-1:2011 [4][5] wird die repräsentative Turbulenz $I_{v,rep}$ ermittelt durch

$$I_{v,rep} = I_{v,frei} + 1.28 \cdot \sigma_{I_{v,frei}} \qquad [2.7]$$

Sollte keine Windmessung am Standort vorhanden sein, so kann die Standartabweichung $\sigma_{Iv,frei}$ mit einer Gauß'schen Normalverteilung nach Gleichung [2.5] abgeschätzt werden zu

$$I_{v,rep} \approx I_{v,frei} + 1.28 \cdot (0.2 \cdot I_{v,frei}) \qquad [2.8]$$

Anlagen die hinsichtlich DIBt 2012 [6] eingestuft werden, verlangen die Angabe der Turbulenz nach der aktuell gültigen Norm DIN EN 61400-1. Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung ist dies die DIN EN 61400-1:2011 [4], wonach die repräsentative Turbulenz herangezogen wird.

### 2.2.4 Die Ermittlung der effektiven Turbulenz

Die freie sowie die charakteristische bzw. die repräsentative Umgebungsturbulenz aus den vorherigen Abschnitten stellen die Turbulenz am Standort dar. D. h. die natürliche Turbulenz, wie sie sich aus der vorhandenen natürlichen Strömung inklusive aller Hindernisse (z. B. Wälder, Bodenrauigkeit, etc.) ergibt.

Durch das Errichten des Windparks kommt es zu zusätzlichen Einflüssen auf die Strömung, die auch die Turbulenzintensität beeinflussen. Dies ist abhängig von den verschiedenen Charakteristika der jeweiligen Anlage (Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Blattgeometrie, etc.). Anlagen in der Nachlaufströmung von anderen Anlagen „sehen" somit eine erhöhte Turbulenz. Diese Belastung ändert sich je nach der Richtung des einwirkenden Windes. Hierfür ist auch der Abstand der WEA untereinander ein wichtiges Indiz, da die Nachlaufströmung als Summe von Wirbeln verstanden werden kann. Je weiter entfernt die Anlagen zueinander stehen, umso feiner fallen diese Wirbel aus und umso mehr kann sich die Strömung regenerieren. Bei einem nur relativ geringen Abstand der WEA zueinander (< 5-facher Rotordurchmesser an küstennahen Standorten, < 8-facher Rotordurchmesser an typischen Binnenstandorten) kommt es aus bestimmten Sektoren zu einer erhöhten Belastung der betroffenen Anlage. Die Wirbel sind in diesem Fall immer noch stark von dem Drall der vorherigen Anlage beeinflusst und beanspruchen die auftreffende WEA. Die effektive Turbulenz stellt damit die tatsächliche Turbulenz dar, die im Windpark auf eine WEA einwirkt. Gewöhnlich wird als Eingabeparameter die sektorielle charakteristische Turbulenz verwendet.

S. Frandsen und M.L. Thøgersen [5, 6, 9] veröffentlichten ein empirisches Turbulenzmodell zur Berechnungen des Nachlaufeffektes von WEA. Dieses Modell berücksichtigt die unterschiedlichen Belastungseffekte auf die verwendeten Materialien (z. B. Stahl in den Fundamenten und Türmen, glasfieberverstärktes Epoxidharz in den Blättern). Um die Auswirkungen auf eine vollständige WEA beurteilen zu können, werden die Berechnungen mit einem Wöhlerkoeffizienten von m = 10 durchgeführt. Dieser ist repräsentativ für den Werkstoff Glasfaser, da die größtenteils daraus bestehenden Rotorblätter die höchsten Beanspruchungen erleiden und Überlastungen gegenüber am empfindlichsten sind. Die folgenden Glei-

chungen gehen davon aus, dass die Windrichtungen gleichmäßig verteilt sind. In diesem Zusammenhang soll auf [9] verwiesen werden.

Dieses Modell wurde durch das Amendment 2010 [5] der IEC 61400-1 [4] nochmals überarbeitet, wobei auch hier das Modell nur als informativ und nicht normativ angeführt ist. Unter anderem wird darin eine anlagenspezifische Schubbeiwertkennlinie angewendet.

Die Turbulenz wird dabei sektoriell betrachtet und die standortspezifische Windrichtungsverteilung wird berücksichtigt.

$$I_{eff}(V_{hub}) = \left\{\int_0^{2\pi} p(\theta|V_{hub}) I^m(\theta|V_{hub}) d\theta\right\}^{1/m} \qquad [2.9]$$

Für jeden Sektor wird die effektive Standardabweichung für alle relevanten Windgeschwindigkeitsintervalle nach folgender Formel berechnet.

$$I_{eff}(V_{hub}) = \frac{\sigma_{eff}}{V_{hub}} = \frac{1}{V_{hub}}\left[(1 - N\, p_w)\sigma_c^m + p_w \sum_{i=1}^{N} \sigma_T^m(d_i)\right]^{1/m} \qquad [2.10]$$

Die induzierte Turbulenzstandardabweichung $\sigma_T$ wird dabei über den Anlagenparameter $C_t$ berechnet.

$$\sigma_T = \sqrt{\frac{V_{hub}^2}{\left(1.5 + \frac{0.8\, d_i}{\sqrt{C_t}}\right)^2} + \sigma_c^2}$$

$p_W$ = 0.06 (Auftretenswahrscheinlichkeit der Nachlaufströmung)

$d_i = x_i / D$

N: Anzahl der benachbarten WEA

m: materialspezifischer Exponent der Wöhlerkurve

v: mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

$x_i$: Distanz zur i-ten WEA

D: Rotordurchmesser

$\sigma_c$ : Charakteristische Turbulenzstandardabweichung

$\sigma_T$: Standardabweichung der maximalen Turbulenzintensität in Nabenhöhe im Mittelpunkt der Nachlaufströmung

Bezugnehmend auf DIBt 2012 [6] Punkt 7.3.3 braucht der Einfluss der lokalen Turbulenzerhöhung auf die Standorteignung nicht untersucht zu werden, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

a ≥ 8D für $v_{b,0}(h) \leq 40$ m/s

a ≥ 5D für $v_{b,0}(h) \geq 45$ m/s

In diesem Bericht wird allerdings die konkretisierende Norm DIN EN 61400-1:2011 [4] herangezogen nach der alle Anlagen in einem Abstand vom 10-fachen Rotordurchmesser zu berücksichtigen sind. Hiermit ergibt sich eine eher konservative Betrachtungsweise.

Falls der Windpark mehr als fünf Reihen besitzt, dann beeinflusst der Windpark selbst sehr stark das umgebende Windklima. Ebenso tritt ein erhöhtes Turbulenzniveau auf, wenn die WEA innerhalb von Reihen, die sich senkrecht zur Hauptwindrichtung befinden, weniger Distanz als den dreifachen Rotordurchmesser zueinander aufweisen. Dies wird berücksichtigt,

in dem man die Umgebungsturbulenzen aus den Gleichungen [2.9] und [2.10] mit den Turbulenzen aus [2.11] und [2.12] ersetzt.

$$I_T^* = 0.50 \cdot \left( \sqrt{I_W^2 + I_T^2} + I_T \right) \qquad [2.11]$$

$$I_W = \frac{0.36}{1+0.2\sqrt{\frac{s_r s_f}{c_T}}} \qquad [2.12]$$

mit:

$s_r = x_r / D$,

$s_f = x_f / D$,

$s_r$: Abstand innerhalb der Reihe

$s_f$: Abstand zwischen den Reihen.

## 2.3 Methodik der Ermittlung der mittleren Windgeschwindigkeit

Die Ermittlung der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe wurde im Rahmen des Windgutachtens [28] durchgeführt. Als meteorologischer Eingangsdatensatz wurden die Messdaten des Messmasten in Straubenhardt zur Berechnung der langjährig zu erwartenden Erträge herangezogen. Desweitern wurden die Daten der LIDAR-Messung am Standort Straubenhardt zur Modellvalidierung verwendet. Außerdem wurden Ertragsdaten einer Validierungsanlage herangezogen.

Wie im Windgutachten [28] beschrieben, sind die berechneten Ergebnisse mit Unsicherheiten behaftet. Daher wurde die Windstatistik mit einem Unsicherheitszuschlag versehen, dem die Unsicherheitsbetrachtung des Windgutachtens [28] hinsichtlich der meteorologischen Eingangsdaten und der Windfeldmodellierung am Standort zugrunde liegt. Hierbei wurden der Skalierungsparameter der Weibull-Funktion sowie die mittlere Windgeschwindigkeit entsprechend einer 25-prozentigen Überschreitungswahrscheinlichkeit erhöht, sodass die Verteilung der Windgeschwindigkeiten als eher konservativ betrachtet werden kann.

## 2.4 Methodik der Extremwindermittlung (50-Jahres-Windgeschwindigkeit)

Gemäß DIBt 2012 [6] erfolgt die Ermittlung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit ($v_{b,0}$) basierend auf der Windzonenkarte entsprechend der Norm DIN EN 1991-1-4 oder abweichend dazu nach der Gumbel-Methode.

In diesem vorliegenden Berichte wurde die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit basierend auf der Windzonenkarte ermittelt.

Die Ermittlung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit basiert auf den Festlegungen der DIBt 2012 mit dem Verweis auf die Windzonenkarte Deutschland nach DIN EN 1991-1-4 [7] und dem nationalen Anhang [8]. Hierbei fließen der Grundwert der Basiswindgeschwindigkeit $v_{b,0}$ der jeweiligen Windzone sowie die Geländekategorie als auch die geplante Bauwerkshöhe (Nabenhöhe) in die Ermittlung ein.

Sofern der geplante Standort die Geländehöhe von 1‘100 m ü. NN nicht übersteigt, kann die Windzone und damit der festgelegte Grundwert der Basiswindgeschwindigkeit aus [8] Abbildung NA.A.1 und Tabelle NA.B.2 entnommen werden. Sollte die Geländehöhe größer als 1‘100 m ü. NN betragen, sind gemäß [8] besondere Überlegungen erforderlich.

Da sowohl der Richtungsfaktor als auch der Jahreszeitenbeiwert mit 1 angesetzt werden (keine Abhängigkeit der Windrichtung und der Jahreszeit) ist die Basiswindgeschwindigkeit dem Grundwert der Basiswindgeschwindigkeit gleich zu setzen ($v_{b,0} = v_b$).

Der Grundwert der Basiswindgeschwindigkeit beschreibt einen charakteristischen Wert der mittleren 10-Minuten-Windgeschwindigkeit bezogen auf 10 m Höhe in ebenem, offenem Gelände mit niedriger Vegetation (Geländekategorie II). Unter Verwendung der Formeln in Tabelle NA.B.2 in [8] ergibt sich die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit für den geplanten Standort.

Die Einteilung der Windzonen und Geländekategorien ist Tabelle 4 in Abschnitt 2.1 zu entnehmen.

## 2.5 Methodik der Ermittlung der Schräganströmung

Die Schräganströmung resultiert aus der Geländeform des Untersuchungsstandortes. Sie wird mittels der Software WindPRO (Modul SITE COMPLIANCE) [16], wobei die Software WAsP [15] in diesem Modul implementiert ist, berechnet. Nach DIN EN 61400-1:2011 ist in allen Lastfällen der Einfluss einer Schräganströmung von bis zu 8° bezogen auf eine horizontale Ebene zu berücksichtigen [4]. Die Schräganströmung wird dabei als unabhängig von der Höhe angenommen.

Größere Anströmwinkel führen also auch zu größeren Lasten, kleinere entsprechend zu geringeren Lasten, die damit durch das Typenzertifikat abgedeckt sind.

## 2.6 Methodik der Ermittlung des Windgradienten

Der Windgradient ergibt sich in Bezug auf die DIN EN 61400-1:2011 als die vertikale Variation der mittleren Windgeschwindigkeit über die Rotorfläche (Nabenhöhe, Nabenhöhe minus Rotorradius und Nabenhöhe plus Rotorradius) des betrachteten WEA-Typen. Die Bewertung des Windgradienten erfolgt anhand des Höhenexponenten $\alpha$ des exponentiellen Windprofils, der durch Messungen am Standort oder Berechnungen anhand der Orographie und Rauigkeit ermittelt wird.

Der Auslegungswert entsprechend der DIN EN 61400-1:2011 liegt zwischen 0 und 0.2.

Die Norm ist nicht eindeutig hinsichtlich der Aussage eines “mittleren Windgradienten” welches die Annahme eines Höhenexponenten des Windprofils über alle Windrichtungen oder den Mittelwert über alle Höhenexponenten der sektoriellen Windprofile meint. Im hier vorliegenden Bericht wird der Höhenexponent des Windprofils über alle Windrichtungen herangezogen.

Der Windgradient wird mittels des im Rahmen des Windgutachtens [28] erstellten Modells (Software WindSim [15]) für den Referenzstandort V14-03 ermittelt, wobei dieser Standort als repräsentativ für den gesamten Windpark betrachtet wird. Hierbei wird der mittlere Windgradient anhand der Gewichtung der sektoriellen Windgradienten ermittelt.

## 2.7 Methodik der Ermittlung der Luftdichte

Die Ermittlung der standortspezifischen Luftdichte in Nabenhöhe wurde im Rahmen des Windgutachtens [28] durchgeführt. Sie basiert auf Langzeitdaten der gemessenen Temperatur und der Geländehöhe der meteorologischen Stationen Schömberg, Bad Herrenalb und Dobel. Das Vertikalprofil der Temperatur und des Drucks werden der ISO Standardatmosphäre entnommen.

Der Bemessungswert der Luftdichte nach DIN EN 61400-1:2011 beträgt 1.225 kg/m³.

Die ermittelte Luftdichte am Standort soll kleiner oder gleich diesem Wert sein, da mit niedrigerer Luftdichte auch geringere Lasten für die WEA verbunden sind.

Entsprechend der Richtlinie soll sich diese Luftdichte auf Windgeschwindigkeiten größer oder gleich der Geschwindigkeit bei Nennleistung der jeweiligen WEA beziehen. Nach [16] haben mehrere Testfälle gezeigt, dass der Unterschied zwischen der mittleren und der für Geschwindigkeiten oberhalb der Geschwindigkeit bei Nennleistung gemittelten Luftdichte lediglich 1-2% beträgt. Dieser Unterschied wird im Hinblick auf die Bestimmung der standortspezifischen Luftdichte als vernachlässigbar angesehen. Daraus folgend wird im Rahmen dieses Berichts die mittlere Luftdichte verwendet.

# 3 Topographische Eingangsdaten für den Windpark

Das topographische Modell wurde auf Basis des vorhandenen Kartenmaterials (farbige topographische Karten im Maßstab 1:10'000) angefertigt. Die Eingabe der Höhenlinien erfolgte mit einer Auflösung von mindestens 10 m. Die Modellgrenzen wurden auf ca. 10 km Radius um den Standort gesetzt.

Die Bewertung der Landnutzung sowie der Orographie wurde im Rahmen der Standortbesichtigung bewertet und in die Checkliste Standortbesichtigung eingetragen [20]. Die Standortbesichtigung fand am 10.12.2013 durch den Verfasser Abteilung Wind Cert Services statt.

## 3.1 Verwendete Kartenblattinformationen

Das topographische Modell wurde auf Basis des vorhandenen [25] angefertigt. Das Kartenmaterial [25] steht digital georeferenziert zur Verfügung. Die Richtigkeit der Georeferenzierung wurde stichprobenartig unter Verwendung von Landschaftsmerkmalen überprüft. Die Genauigkeit der Georeferenzierung ist damit hinreichend genau und erfüllt die Anforderungen der AAWCS-008 [23].

## 3.2 Landnutzung

Der Standort liegt im Nordschwarzwald, welcher durch eine starke Reliefenergie geprägt ist. Die prägende Landnutzungsform ist hier die Forstwirtschaft. Der geplante Windpark Straubenhardt befindet sich in einem weit ausgedehnten Waldgebiet. Die Forstflächen werden nur durch die Siedlungen und die Bachtäler unterbrochen. Nach Norden und Westen wird das Waldgebiet vermehrt durch Siedlungsgebiete und landwirtschaftlich genutzte Flächen unterbrochen. Ein größerer Ballungsraum befindet sich mit Pforzheim im Nordosten. Kleinere nahegelegene Siedlungen sind Straubenhardt im Norden, Dobel im Süden und Bad Herrenalb im Südwesten.

Die Gesamtrauigkeit sowie deren Einfluss auf die Turbulenz kann als hoch eingestuft werden.

Die Rauigkeiten wurden innerhalb der Standortbesichtigung bewertet. Mittels Daten der Fernerkundung und Karten wurden die Rauigkeiten bestätigt. Es wurde ein Rauigkeitsmodell in der Umgebung des Standorts angefertigt. Dabei wurden die Modellgrenzen auf 10 km um den Standortmittelpunkt festgelegt. Die Digitalisierung des Rauigkeitsmodells erfolgte auf Grundlage der vorgestellten Kartenwerke. Desweiteren wurde anhand dieser Ergebnisse der Standort Straubenhardt in die Geländekategorie III nach DIN EN 1991-1-4/NA Tabelle NA.B.1 [8] eingestuft.

Das Rauigkeitsmodell wird gemäß Arbeitsanweisung AAWCS-009 [24] erstellt und die Ergebnisse in der Checkliste Check-MS-10 festgehalten.

## 3.3 Orographie

Das Höhenlinienmodell wurde auf Grundlage des digitalen dreidimensionalen Geländemodells (DGM25) [26] erstellt. Dabei beschreibt eine in Lage und Höhe georeferenzierte Punktmenge die Geländeform der Erdoberfläche. Die Gitterweite des DGM25 beträgt 25 m x 25 m. Die aktuelle Höhengenauigkeit für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland beträgt geländetypabhängig ± 1 bis 5 m. Für die grenznahen Bereiche benachbarter Staaten beträgt die aktuelle Höhengenauigkeit geländetypabhängig ± 20 m [27]. Das generierte Höhenmodell wird mit den während der Standortbesichtigung gesammelten Informationen und den Angaben der verwendeten topographischen Kartenwerke überprüft.

Die Eingabe der Höhenlinien erfolgte mit einer Auflösung von mindestens 10 m.

Der Standort befindet sich in einem Gebiet mit Höhendifferenzen im näheren Umfeld (Radius ca. 10 km) bis ca. 550 m. Der Standort selbst zeigt ein Höhenniveau von ca. 450 m bis 670 m über NN auf. Den niedrigsten Punkt im betrachteten Modellgebiet stellt die Rheinebene dar. Der Streitmannsköpfe stellt mit 900 m den höchsten Punkt im Südwesten dar. Insgesamt zeigt das betrachtete Gebiet eine starke Reliefenergie.

Insgesamt zeigt das betrachtete Gebiet bergige Struktur auf.

Die Abweichung der generierten Isohypsen zu den Höhenlinien der verwendeten topographischen Kartenwerke im Maßstab 1:10‘000 beträgt im Mittel 17 m. Die Abweichung ist im Rahmen der Analyse als passabel bewertet worden. Der lokale Einfluss auf die Umgebungsturbulenz durch komplexes Gebiet z.B. durch Strömungsabrisse ist als stark einzustufen.

Die Prüfung der Komplexität des Standortes nach DIN EN 61400-1:2011 zeigt, dass der Standort der WEA V14-03, V14-04, V14-05, V14-10, V14-13 und V14-14 als komplex einzustufen ist. Dadurch sind in die Ermittlung der mittleren Windgeschwindigkeit erhöhte Unsicherheiten eingegangen. Im Rahmen der Turbulenzermittlung nach DIN EN 61400-1:2011 wird dem durch die Verwendung eines Korrekturfaktors aufgrund von Komplexität Rechnung getragen. Desweiteren ist die Anwendung der vereinfachten Standortprüfung nach DIBt 2012 nicht ausreichend und die weiteren Standortparameter nach Punkt 16.2.a werden überprüft.

## 3.4 Hindernisse

Hindernisse in der Nähe einer Windmessung bzw. einer meteorologischen Station führen zu Störungen in der Windströmung und damit zu einer Beeinflussung des in direkter Nähe befindlichen Windprofils. Dabei werden die als Hindernisse identifizierten Objekte aus der Rauhigkeitskarte herausgenommen und detailliert in das Modell eingegeben. Hierbei kann als Hindernis jedes Gebäude bzw. jedes Gewächs dienen. Berücksichtigt werden dabei sowohl die Dimensionen als auch die Porosität des Hindernisses.

Als Voraussetzung zur Identifizierung als Hindernis dient hierbei folgende Grundregel: Das Hindernis muss sich im Bezug zum Messmast innerhalb eines Radius von 50 Hindernishöhen befinden. Ebenso muss sich die Höhe über Grund des betroffenen Anemometers innerhalb der dreifachen Hindernishöhe befinden. Somit kann es bei einer Windmessung mit mehreren Anemometern durchaus vorkommen, dass ein Hindernis nur für einen Teil der Messung als störendes Element betrachtet werden muss.

Bei den Standortbesichtigungen innerhalb des Umfangs dieses Gutachtens wurden keine störenden Hindernisse beobachtet.

Im Rahmen dieses Prüfberichtes wurden keine Hindernisse in das Modell implementiert. Die den Standort umgebende Waldfläche wird als Teil der Umgebungsrauigkeit aufgefasst.

## 3.5 Tabellarische Darstellung der Windparkkoordinaten

Die Standortkoordinaten für den Windpark wurden durch den Auftraggeber vorgegeben [21].

Innerhalb dieser Analyse werden als zu beurteilende Referenzpunkte die Koordinaten der geplanten Anlagen herangezogen. Diese Koordinaten wurden in die verwendete topographische Karte (Maßstab 1:10'000) übertragen. Die Übertragungsgenauigkeit der Koordinaten ist abhängig von der Richtigkeit der topographischen Karte. In der nachfolgenden Tabelle sind die Koordinaten der geplanten WEA dargestellt.

Die Angabe der Nabenhöhe ü. NN in der nachfolgenden Tabelle bezieht sich auf die vom Auftraggeber vorgegebene Nabenhöhe von 142.5 m in Konfiguration IV. Hinsichtlich der Anlagenabstände ist zu sagen, dass innerhalb der betrachteten Anlagen der geringste Abstand dem 3.0-fachen Rotordurchmesser zwischen WEA V14-01 und V14-02 entspricht.

| Windpark Straubenhardt | Koordinatensystem | | | | Höhe ü. NN ca. | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Gauß-Krüger, DHDN , Zone 3 | | Geographisch, WGS 84 | | Fußpunkt | Nabenhöhe |
| | RW | HW | O | N | [m] | [m] |
| V14-01 | 3'465'814 | 5'408'949 | 08°32'0" | 48°49'1" | 596 | 737 |
| V14-02 | 3'465'655 | 5'409'262 | 08°31'53" | 48°49'12" | 587 | 728 |
| V14-03 | 3'464'512 | 5'409'792 | 08°30'56" | 48°49'28" | 560 | 701 |
| V14-04 | 3'464'708 | 5'410'125 | 08°31'6" | 48°49'39" | 530 | 671 |
| V14-05 | 3'464'046 | 5'409'825 | 08°30'34" | 48°49'29" | 551 | 692 |
| V14-06 | 3'464'055 | 5'410'209 | 08°30'34" | 48°49'42" | 516 | 657 |
| V14-10 | 3'465'975 | 5'408'240 | 08°32'9" | 48°48'39" | 670 | 811 |
| V14-11 | 3'465'641 | 5'408'439 | 08°31'52" | 48°48'45" | 652 | 793 |
| V14-12 | 3'465'127 | 5'408'383 | 08°31'27" | 48°48'43" | 621 | 762 |
| V14-13 | 3'464'662 | 5'408'603 | 08°31'4" | 48°48'50" | 630 | 771 |
| V14-14 | 3'464'173 | 5'408'666 | 08°30'40" | 48°48'52" | 600 | 741 |
| V14-15 | 3'465'218 | 5'408'736 | 08°31'31" | 48°48'54" | 612 | 753 |

**Tabelle 7: Koordinaten der Referenzpunkte im geplanten Windpark Straubenhardt (Die angegebene Nabenhöhe bezieht sich auf Konfiguration IV).**

## 3.6 Grafische Darstellung des Windparks

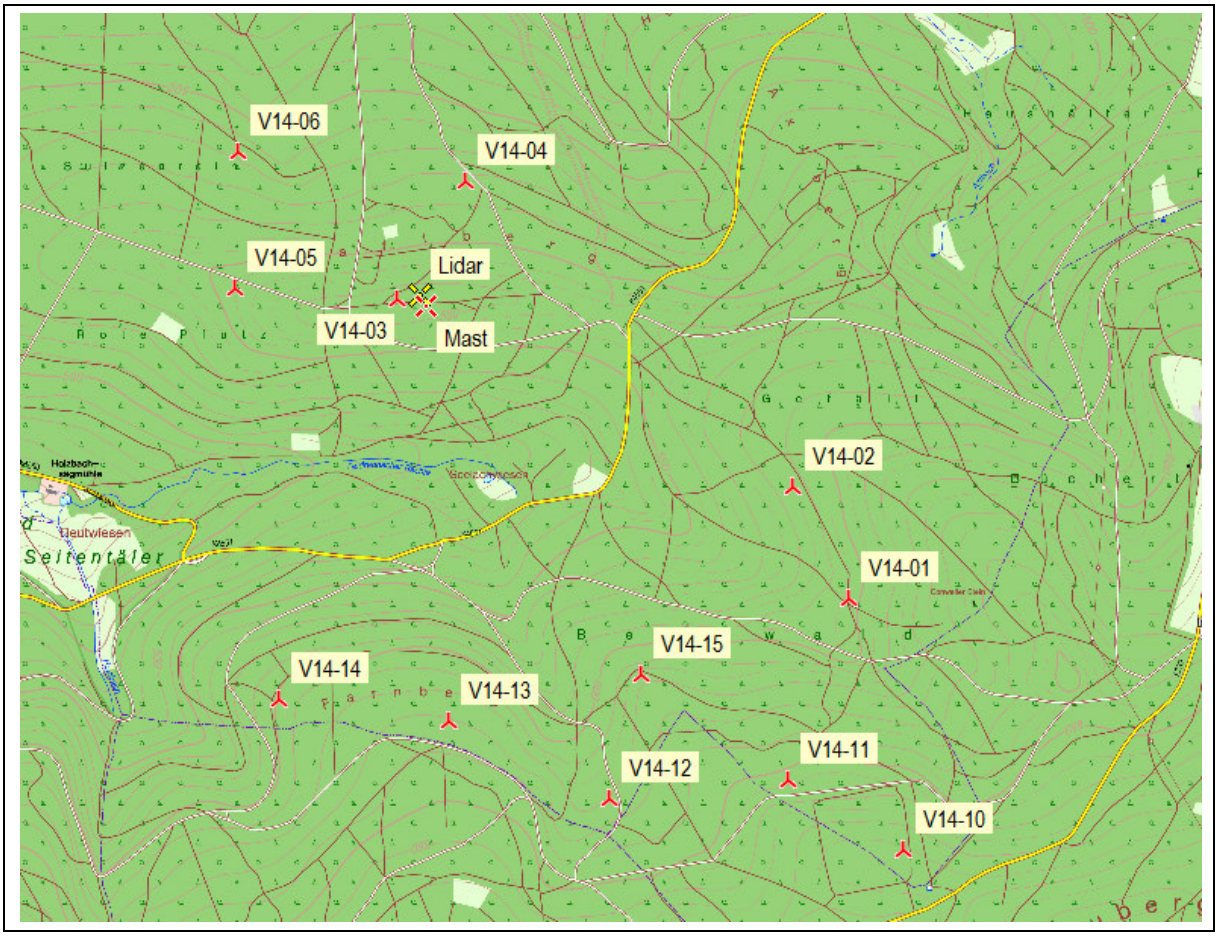


**Abbildung 1:** **Topographische Karte [25] mit Standorten der geplanten WEA (人) am Standort Straubenhardt. Der Standort des Messmasts Straubenhardt ist als rote Kreuzsignatur ersichtlich.**

## 3.7 Anlagenspezifische Eingangsdaten

An den entsprechenden oben angeführten Referenzpunkten werden die folgenden Anlagentypen betrachtet:

| Konfiguration [-] | Hersteller / Typ [-] | Modus [-] | Leistung P [MW] | Rotordurchm. D [m] | Nabenhöhe NH [m] |
|---|---|---|---|---|---|
| IV | Siemens SWT-3.0-113 | 0 | 3.0 | 113 | 142.5 |

**Tabelle 8:** **Technische Daten der geplanten WEA.**

Für Konfiguration IV gilt eine nächtliche Schallreduzierung für V14-12 auf Level 1, V14-13 auf Level 2 und V14-14 auf Level 4 [29]. Die schallreduzierte Betriebsweise im Nachtzeitraum (22:00 Uhr bis 06:00 Uhr) wurde nicht berücksichtigt, da keine signifikanten Änderungen der Turbulenzintensität durch die Berücksichtigung hervorgerufen werden.

Die Schubbeiwertkennlinie der SWT-3.0-113 stellt eine berechnete Kennlinie dar. Die Schubbeiwertkennlinie im Normalbetrieb wurde aus dem Dokument E-W-CTO-40-0000-6695-00 entnommen, sie ist diesem Bericht als Anlage beigefügt.

Für den betrachteten Anlagentypen konnte zum Zeitpunkt der Berichtserstellung kein Typenzertifikat durch den Hersteller zur Verfügung gestellt werden. Durch den Auftraggeber wurde mitgeteilt, dass die Zertifizierung des geplanten Anlagentypen für die Norm DIBt 2012 [6] erfolgen wird. Zusätzlich wurden durch den Auftraggeber die Grenzwerte der Auslegung für die Siemens SWT-3.0-113 mitgeteilt [31].

Industrie Service

# 4 Ermittlung einer standortspezifischen Windrichtungsverteilung

Unter Verwendung der im Windgutachten [28] vorgestellten meteorologischen Eingangsdaten wurde für den Standort Straubenhardt eine standortspezifische Windrichtungsverteilung ermittelt. Diese wird als repräsentativ angenommen und in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

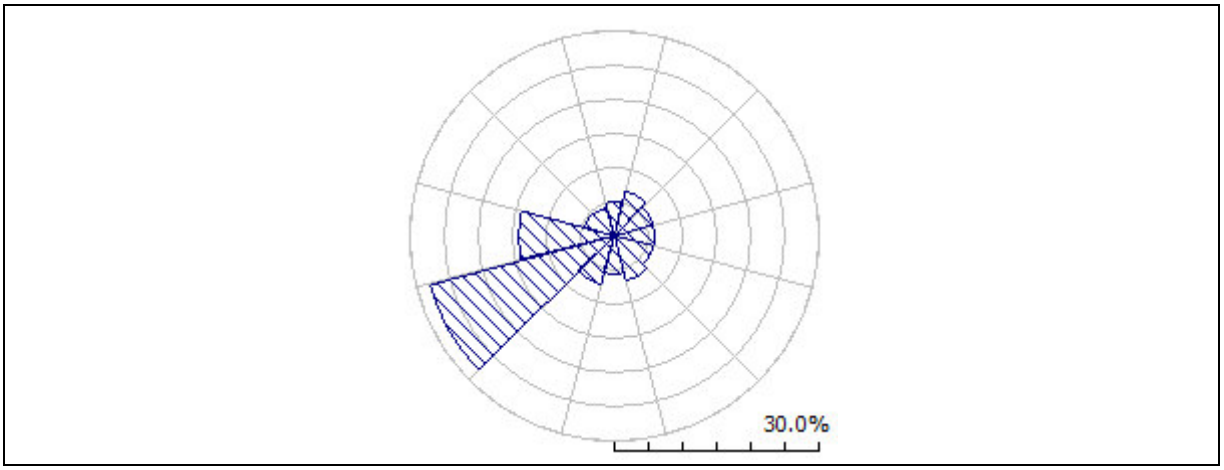


**Abbildung 2: Generierte Windrose für den Standort Straubenhardt für die Höhe z = 99.5 m.**

Desweiteren sind in der nachfolgenden Tabelle für den Standort einer WEA (WEA V14-03) die A- und k-Parameter sowie sektorielle Häufigkeiten aufgeführt.

| Referenzpunkt WEA V14-03 (SWT-3.0-113, 3.0 MW; 142.5 m NH) | | | |
|---|---|---|---|
| Sektor | A-Parameter [m/s] | k-Parameter [-] | Häufigkeit [%] |
| 0-N | 4.0 | 2.00 | 5.0 |
| 1-NNO | 4.5 | 2.21 | 6.6 |
| 2-ONO | 5.2 | 2.16 | 5.8 |
| 3-O | 5.9 | 2.52 | 6.0 |
| 4-OSO | 6.6 | 2.62 | 6.0 |
| 5-SSO | 8.9 | 2.26 | 6.7 |
| 6-S | 9.6 | 2.59 | 5.5 |
| 7-SSW | 8.0 | 1.95 | 8.1 |
| 8-WSW | 9.2 | 1.96 | 27.2 |
| 9-W | 7.6 | 2.05 | 14.0 |
| 10-WNW | 4.9 | 1.89 | 4.7 |
| 11-NNW | 4.1 | 1.62 | 4.3 |
| **Summe / Mittelwert** | **7.2** | **1.75** | **100** |

**Tabelle 9: Sektorielle A- und k-Parameter sowie Häufigkeiten für den Referenzpunkt der V14-03 (ohne Unsicherheitsbetrachtung).**

# 5 Ergebnisse der mittleren Windgeschwindigkeit

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse der mittleren Jahres-Windgeschwindigkeit als auch der Weibull-Parameter für jeden geplanten Anlagenstandort basieren auf dem im Rahmen des Windgutachtens [28] ermittelten Windpotenzial für den Standort Straubenhardt.

Da die verwendete Windstatistik aus Daten einer Messung in 99.5 m Höhe am Standort stammt, ist die Übertragung dieser auf die geplante Nabenhöhe am Standort mit Unsicherheiten verbunden. Daher wurden die ermittelten Windgeschwindigkeiten mit einem Unsicherheitszuschlag versehen, dem die Unsicherheitsbetrachtung des Windgutachtens [28] hinsichtlich der meteorologischen Eingangsdaten und der Windfeldmodellierung am Standort zugrunde liegt. Dies ergibt eine kombinierte Unsicherheit von 12.5% bezogen auf den Energieertrag. Diese Unsicherheit wurde dahingehend angepasst, dass die Windgeschwindigkeit in der dritten Potenz im Energieertrag aufgeht. Folglich ist die Unsicherheit in Bezug auf die Windgeschwindigkeit kleiner. Hierbei wurden die ermittelten Windgeschwindigkeiten als auch die Skalierparameter der Weibullfunktion entsprechend einer 25-prozentigen Überschreitungswahrscheinlichkeit erhöht, sodass diese als eher konservativ betrachtet werden können.

Die Ergebnisse für die WEA-Standorte im Windpark Straubenhardt können den nachfolgenden Tabellen entnommen werden.

| WEA-Bezeichnung | Mittl. Windgeschw. $v_{ave}$ | Weibull-Skalierparameter A | Weibull-Formparameter k |
|---|---|---|---|
| [-] | [m/s] | [m/s] | [-] |
| V14-01 | 6.1 | 6.9 | 1.75 |
| V14-02 | 6.4 | 7.2 | 1.74 |
| V14-03 | 6.7 | 7.5 | 1.75 |
| V14-04 | 6.4 | 7.2 | 1.72 |
| V14-05 | 6.7 | 7.5 | 1.72 |
| V14-06 | 6.5 | 7.3 | 1.69 |
| V14-10 | 7.0 | 7.8 | 1.72 |
| V14-11 | 6.6 | 7.4 | 1.74 |
| V14-12 | 6.0 | 6.8 | 1.78 |
| V14-13 | 6.6 | 7.4 | 1.75 |
| V14-14 | 6.6 | 7.4 | 1.73 |
| V14-15 | 6.2 | 7.0 | 1.77 |

**Tabelle 10: Berechnete mittlere Windgeschwindigkeit sowie Weibullverteilung der WEA-Standorte des geplanten Windparks Straubenhardt (inklusive Unsicherheitsbetrachtung) für Konfiguration IV.**

Nach DIBt 2012 [6] ist die Prüfung hinsichtlich der mittleren Windgeschwindigkeit als positiv zu bewerten, wenn entweder die mittlere Windgeschwindigkeit mindestens 5% niedriger im Vergleich zur ausgewiesenen Windgeschwindigkeit gemäß Typen-/Einzelprüfung (i) oder aber kleiner gemäß Typen-/Einzelprüfung wenn gleichzeitig der Formparameter k ≥ 2 (ii) ist (Vergleich Abschnitt 2.1).

Basierend auf den Angaben des Typenzertifikats ergibt sich ein Grenzwert der Jahresmittelwindgeschwindigkeit von 7.6 m/s. Die im Windgutachten ermittelten Windgeschwindigkeiten, welche um einen Unsicherheitsfaktor erhöht wurden, erfüllen die Bedingung der DIBt 2012 [6], dass sie um mindestens 5% kleiner als der Auslegungswert sein sind. Somit ist auch die Prüfung hinsichtlich der mittleren Windgeschwindigkeit als erfüllt zu bewerten.

Die in der Ertragsabschätzung aufgeführten Werte des Weibull-Formparameters k erscheinen niedrig. Allerdings haben diese Werte aufgrund der deutlichen Unterschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit keinen Einfluss auf die Bewertung der Prüfung der Standorteignung. Ermittlung der Turbulenzintensität

Die Ergebnisse in den folgenden Abschnitten basieren auf den Eingangsdatensätzen aus dem Windgutachten [28]. Die Ermittlung der Turbulenzintensitäten erfolgte dabei nach dem Verfahren mit den Gleichungen [2.1] und [2.7] unter Verwendung der aufgezeichneten (nicht langzeitskalierten) Messdaten.

# 6 Ermittlung der Turbulenzintensität

Die Ergebnisse in den folgenden Abschnitten basieren auf den Eingangsdatensätzen aus dem Windgutachten [28]. Die Ermittlung der Turbulenzintensitäten erfolgte dabei nach dem Verfahren mit den Gleichungen [2.1] und [2.7] unter Verwendung der aufgezeichneten (nicht langzeitskalierten) Messdaten.Die durchgezogene Linie stellt die repräsentative Turbulenzintensität dar. Die senkrechten Linien in den nachfolgenden Grafiken zeigen die verwendete Standardabweichung, die zur Berechnung der repräsentativen Turbulenz (Faktor 1.28) für den jeweiligen Referenzpunkt verwendet wurde. Die Standardabweichung kann als Indikator für die Genauigkeit der Berechnung gewertet werden. Je höher die senkrechen Linien sind umso höher ist die Unsicherheit, dass dieser Wert eingehalten werden kann. Verbindet man die unteren Punkte der Fehlerbalken zu einer Linie, so stellt diese die Umgebungsturbulenz dar.

## 6.1 Turbulenz für die Windmessung Straubenhardt

Nachfolgend sind die ausgewerteten Ergebnisse einerseits für die Messhöhe 99.5 m und andererseits für die Nabenhöhe der geplanten Anlagen von 141 m dargestellt. Zum einen wurde die Windgeschwindigkeit auf 141 m skaliert und zum Anderen wurde eine Extrapolation der Standardabweichung auf 141 m durchgeführt. Eine weiterführende Plausibilisierung des Turbulenzverlaufs mit der Höhe konnte aufgrund mangelnder Datengrundlage nicht durchgeführt werden.

### 6.1.1 Einstufung in eine Turbulenzklasse der Messwerte auf 99.5 m über Grund

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der repräsentativen Turbulenz für die Windmessung Straubenhardt gemäß DIN EN 61400-1:2011 auf 99.5 m über Grund.

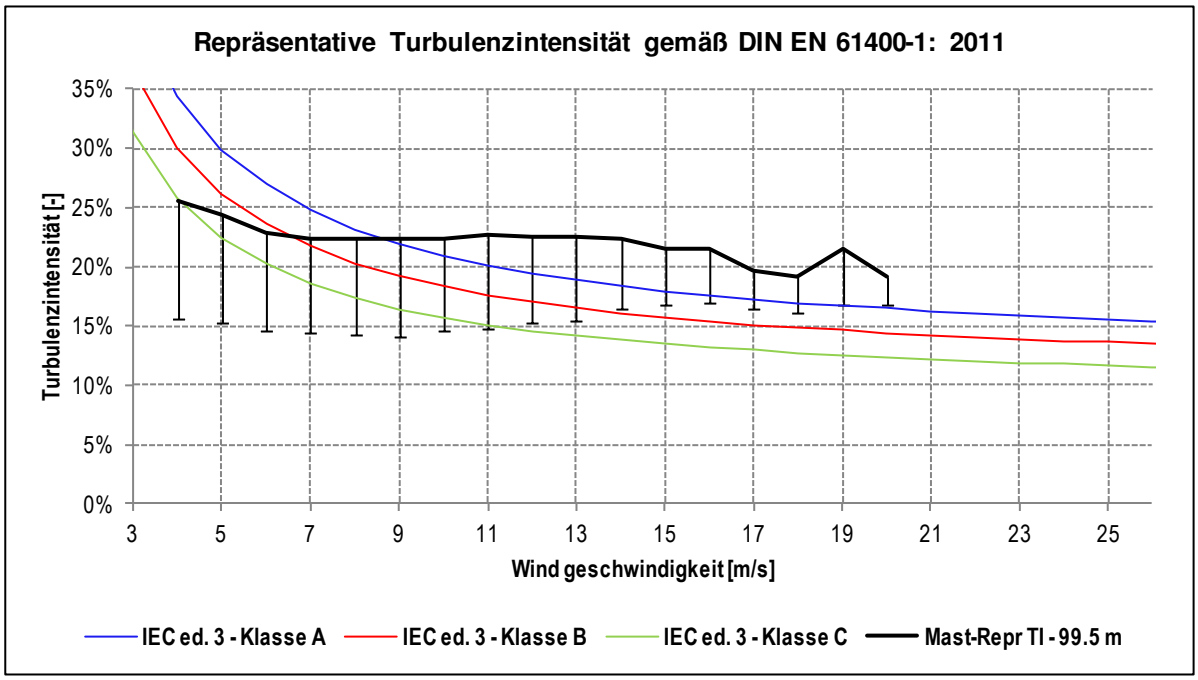


**Abbildung 3: Repräsentative Turbulenzintensität gemäß DIN EN 61400-1: 2011 für die Windmessung Straubenhardt für die Messhöhe 99.5 m. Die Standardabweichung multipliziert mit dem Faktor 1.28 ist als Fehlerbalken dargestellt.**

Wie man in der Grafik (Abbildung 3) erkennen kann, liegt die Windmessung für die betrachteten Windgeschwindigkeitsklassen oberhalb der Turbulenzklasse A.

Für die Windgeschwindigkeit von 15 m/s ergibt sich eine repräsentative Turbulenz von 21.5%.

Angemerkt werden soll, dass für Windgeschwindigkeitsklassen > 13 m/s nur ein geringer Anteil der vorhandenen Daten vorliegen (ca. maximal 2.6%). Der Verlauf der Kurve in diesem Bereich kann also nur als bedingt repräsentativ bezeichnet werden.

Die aufgezeichneten Werte zeigen verhältnismäßig große Turbulenzintensitäten im Bereich bis zu 20 m/s. Der Anstieg der Turbulenzintensität mit zunehmender Windgeschwindigkeit ist nicht in Übereinstimmung mit dem Normal-Turbulenz-Model gemäß DIN EN 61400-1:2011.

Es ist zu beachten, dass die in Abbildung 3 dargestellten Turbulenzintensitäten Mittelwerte über alle Windrichtungen veranschaulichen, während die Ermittlung der effektiven Turbulenzen auf der sektoriellen freien Turbulenzintensität basiert.

### 6.1.2 Einstufung in eine Turbulenzklasse der Messwerte auf 141 m über Grund

Die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe wurde bereits im Windgutachten [28] ermittelt. Um die Zeitreihe der Windgeschwindigkeitsmessung von 99.5 m auf 141 m zu extrapolieren wird für jeden Sektor die Zunahme der Windgeschwindigkeit von 99.5 m auf 141 m berechnet. Mit den erhaltenen Faktoren wird die Windgeschwindigkeit auf 141 m extrapoliert.

Mit zunehmender Höhe nimmt die Standardabweichung der gemessenen Windgeschwindigkeit ab, wie die folgende Abbildung für die Mastmessung in Straubenhardt für die Messhöhen 66 m, 85 m und 99.5 m zeigt.

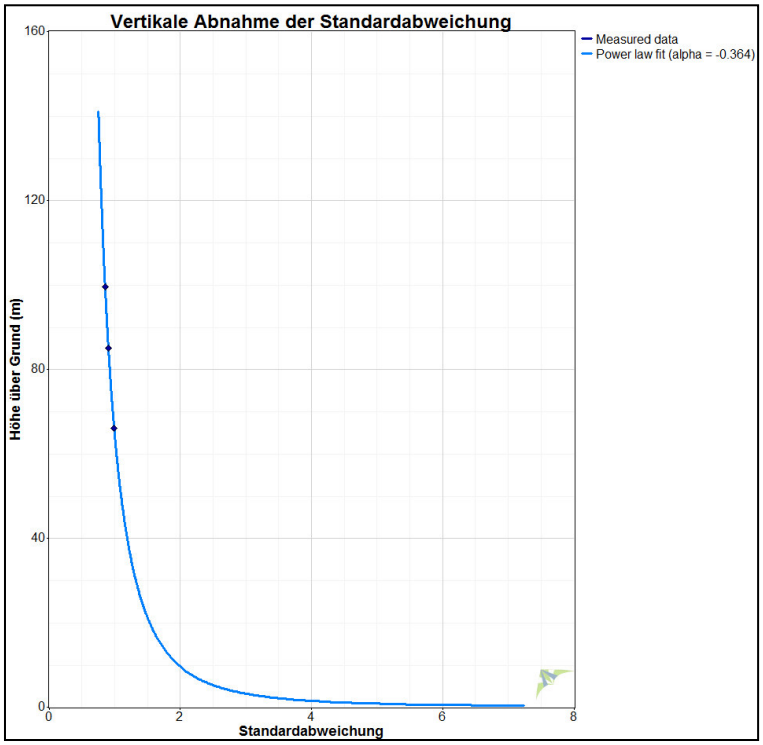


**Abbildung 4: Vertikale Abnahme der gemessenen Standardabweichung der Windgeschwindigkeit am Messmast Straubenhardt.**

Wie auch die mittlere Windgeschwindigkeit kann aus dem dargestellten Zusammenhang (Abbildung 4) auch die Standardabweichung sektoriell von 99.5 m auf 141 m extrapoliert werden.

Damit wird von der allgemeinen Annahme einer konstanten Standardabweichung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe abgewichen. Die Anzahl an Messwerten stellt allerdings ein hinreichendes Maß dar um als standortspezifisch und repräsentativ angenommen zu werden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der repräsentativen Turbulenz für den Standort der Windmessung auf 141 m, berechnet mit der Software WindPRO (Modul SITE COMPLIANCE) unter Verwendung eines konstanten Ausbreitungsmodells. Dies entspricht der Nabenhöhe der geplanten WEA.

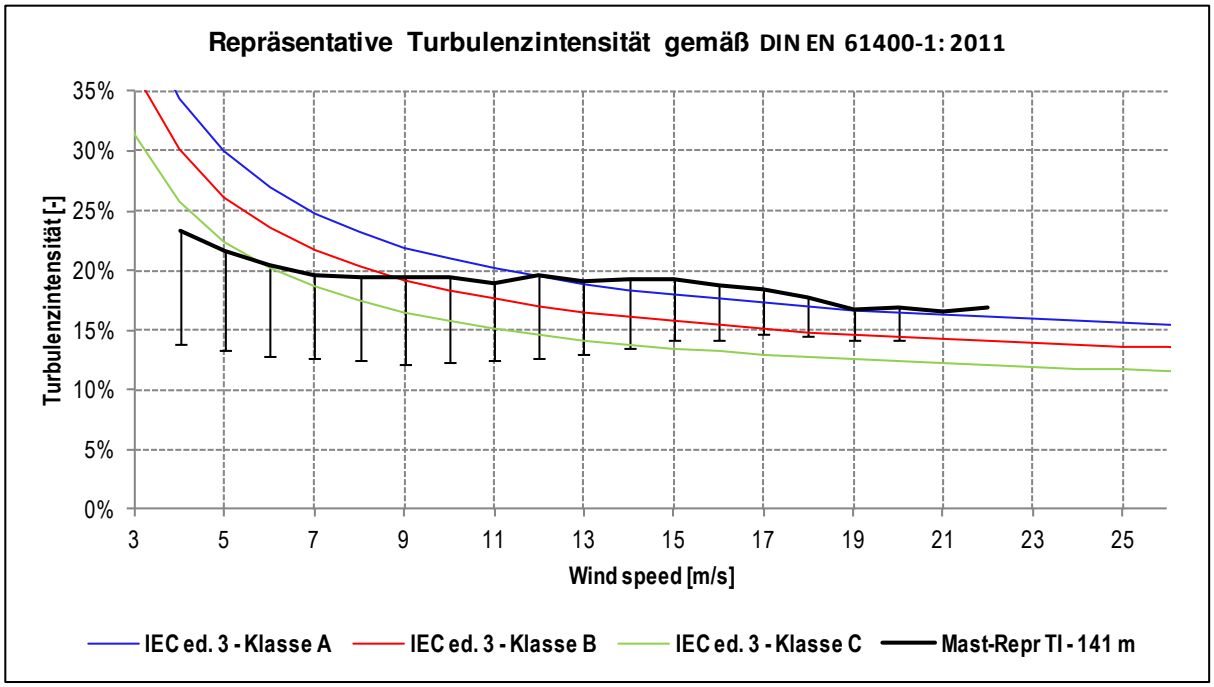


**Abbildung 5: Repräsentative Turbulenzintensität gemäß DIN EN 61400-1:2011 für die Windmessung Straubenhardt für die extrapolierte Höhe 141 m.**

Wie man in der Grafik (Abbildung 5) erkennen kann, liegt die Windmessung für die betrachteten Windgeschwindigkeitsklassen oberhalb der Turbulenzklasse A, auch wenn die Turbulenz im Vergleich zur Messhöhe von 99.5 m bereits niedriger ist.

Für die Windgeschwindigkeit von 15 m/s ergibt sich eine repräsentative Turbulenz von 19.2%.

Die aufgezeichneten Werte zeigen verhältnismäßig hohe Turbulenzintensitäten im Bereich bis zu 20 m/s. Der Anstieg der Turbulenzintensität mit zunehmender Windgeschwindigkeit im Bereich ab 11 m/s ist nicht in Übereinstimmung mit dem Normal-Turbulenz-Model gemäß DIN EN 61400-1:2011.

Es ist zu beachten, dass die in Abbildung 5 dargestellten Turbulenzintensitäten Mittelwerte über alle Windrichtungen veranschaulichen, während die Ermittlung der effektiven Turbulenzen auf der sektoriellen freien Turbulenzintensität basiert.

## 6.2 Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität (DIBt 2012) für den Anlagentyp Siemens SWT-3.0-113

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Turbulenzberechnung für den betrachteten Standort Straubenhardt dargestellt.

| WEA Bezeichnung Konfiguration IV | Nabenhöhe [m] | repräsentative Turbulenzintensität v = 15 m/s | effektive Turbulenzintensität v = 15 m/s | Überschreitung im Verlauf | Turbulenzklasse gemäß DIN EN 61400-1:2011 |
|---|---|---|---|---|---|
| V14-01 | 142.5 | 19.7% | 21.3% | ja | S |
| V14-02 | 142.5 | 19.2% | 20.2% | ja | S |
| V14-03 | 142.5 | 18.7% | 20.3% | ja | S |
| V14-04 | 142.5 | 19.0% | 21.3% | ja | S |
| V14-05 | 142.5 | 18.5% | 18.5% | ja | S |
| V14-06 | 142.5 | 19.0% | 19.1% | ja | S |
| V14-10 | 142.5 | 18.1% | 18.6% | ja | S |
| V14-11 | 142.5 | 18.7% | 20.1% | ja | S |
| V14-12 | 142.5 | 19.9% | 20.0% | ja | S |
| V14-13 | 142.5 | 18.4% | 19.8% | ja | S |
| V14-14 | 142.5 | 18.9% | 18.9% | ja | S |
| V14-15 | 142.5 | 19.3% | 21.1% | ja | S |

**Tabelle 11: Ergebnis der Turbulenzberechnung und Einstufung der Anlagen in Turbulenzklassen, Konfiguration IV.**

Um die Standsicherheit in der vorliegenden Konfiguration zu gewährleisten, muss die entsprechende Anlage ein gültiges Zertifikat gemäß DIBt 2012, welches auf Turbulenzklasse A nach DIN EN 61400-1 verweist, besitzen.

Für alle Anlagen, die nicht in Turbulenzklasse A eingestuft sind, sondern in die Sonderklasse S fallen, muss ein standortspezifischer Nachweis der Lasten erfolgen, damit die Standsicherheit als gewährleistet gilt.

Da bereits die repräsentative Turbulenz oberhalb der Klasse A liegt, zeigt auch die effektive Turbulenz eine Überschreitung der Klasse A.

Durch den Anlagenhersteller wurde eine unabhängige Lastberechnung durchgeführt, wobei die Ergebnisse dieses Turbulenzgutachtens als Eingangsdaten verwendet wurden [32]. Als Ergebnis wurde ausgegeben, dass keine Überschreitungen im Hinblick auf Betriebslasten vorliegen, wenn die Abschaltwindgeschwindigkeit der Anlagen von 25 m/s auf 20 m/s reduziert wird. Folglich wurde nachgewiesen, dass die Überschreitungen der Turbulenzintensität unter Berücksichtigung geänderten Abschaltwindgeschwindigkeit und der anderen standortspezifischen Parameter die Standsicherheit der geplanten Anlagen nicht gefährden.

Die folgende Grafik zeigt eine Windparkübersicht mit der effektiven Turbulenz bei 15 m/s (grüner Kreis), der Anforderung nach DIN EN 61400-1:2011 Turbulenzklasse A (blauer Kreis) und die induzierten Turbulenzen durch die nächsten Windkraftanlagen. Die Kreise sind für die betrachteten Anlagen mit dem jeweiligen Rotordurchmesser skaliert.

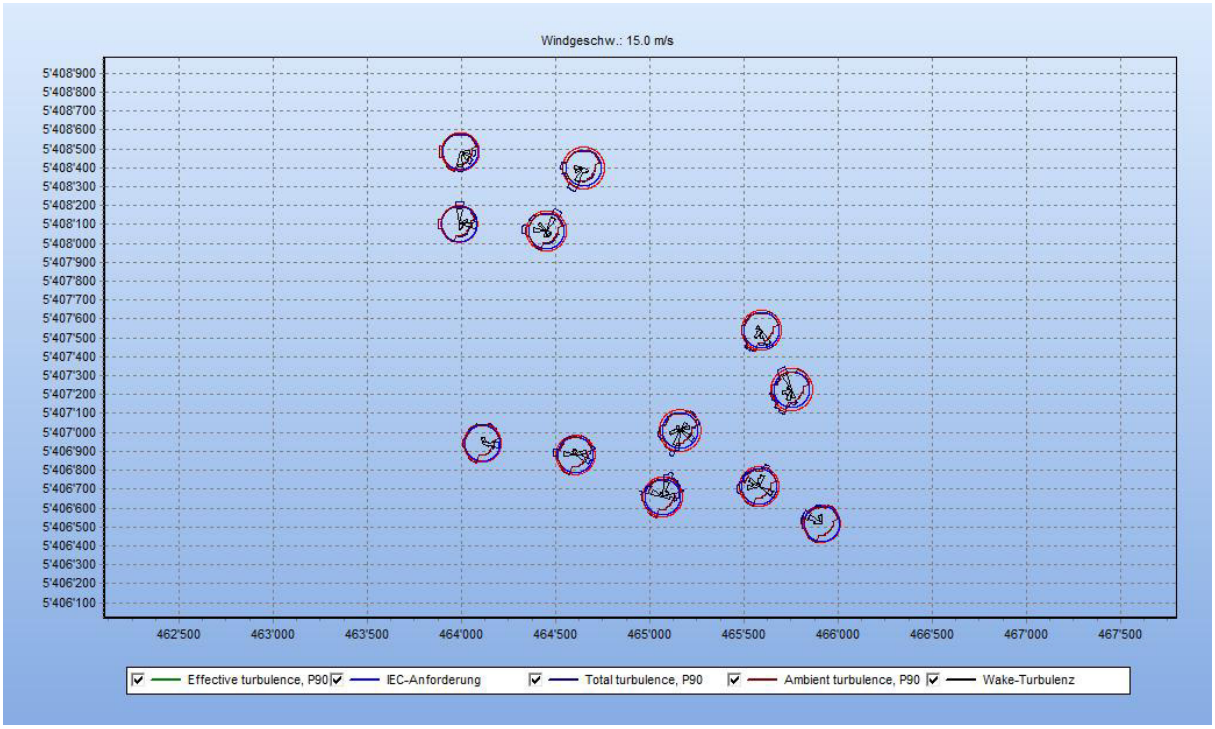


**Abbildung 6: Grafische Darstellung der Turbulenzen für das Windparklayout bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s, Konfiguration IV.**

Die folgende Tabelle listet die Werte der effektiven Turbulenzintensität für jede Anlage auf, wobei Überschreitungen im Verlauf der Geschwindigkeit mit roter Farbe kenntlich gemacht sind. Entsprechend der DIBt 2012 [6] ist der Verlauf für Windgeschwindigkeiten von Einschaltgeschwindigkeit bis zum 0.4-fachen der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit zu überprüfen. Im Rahmen dieses Berichts wird der Verlauf von Einschalt bis Abschaltgeschwindigkeit überprüft. Die hier ermittelten Turbulenzen wurden als Eingangsdaten zum Nachweis der standortspezifischen Lasten verwendet werden.

**Tabelle 12:** **Verlauf der effektiven Turbulenzintensität sowie der Grenzwert der Turbulenzintensität gemäß DIN EN 61400-1 Klasse A (Überschreitungen sind rot hinterlegt) für Konfiguration IV.**

| Windge-schwindigkeit [m/s] | Turbulenz-klasse A | V14-01 | V14-02 | V14-03 | V14-04 | V14-05 | V14-06 | V14-10 | V14-11 | V14-12 | V14-13 | V14-14 | V14-15 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 101.6% | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 56.8% | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 41.9% | 33.7% | 32.3% | 31.3% | 32.0% | 31.3% | 32.3% | 31.3% | 32.0% | 33.3% | 32.0% | 32.3% | 33.0% |
| 4 | 34.4% | 31.5% | 29.5% | 29.8% | 29.8% | 28.8% | 29.3% | 27.3% | 29.3% | 30.8% | 28.8% | 28.8% | 31.0% |
| 5 | 29.9% | 28.6% | 27.0% | 27.6% | 27.4% | 26.2% | 26.6% | 24.8% | 27.2% | 28.0% | 26.2% | 25.6% | 28.4% |
| 6 | 26.9% | 26.8% | 25.5% | 25.8% | 26.3% | 24.0% | 24.5% | 23.0% | 25.3% | 25.7% | 24.3% | 23.5% | 26.8% |
| 7 | 24.8% | 25.4% | 24.0% | 24.6% | 25.3% | 22.3% | 23.3% | 21.7% | 24.0% | 23.7% | 23.0% | 21.7% | 25.6% |
| 8 | 23.2% | 24.5% | 23.0% | 23.9% | 24.5% | 20.9% | 22.1% | 21.1% | 23.0% | 22.4% | 22.3% | 20.5% | 24.6% |
| 9 | 22.0% | 24.2% | 22.7% | 23.4% | 24.4% | 20.1% | 21.2% | 21.0% | 22.6% | 21.8% | 21.9% | 20.0% | 24.2% |
| 10 | 21.0% | 23.4% | 22.0% | 23.0% | 23.9% | 19.7% | 20.7% | 20.2% | 22.0% | 21.1% | 21.6% | 19.5% | 23.6% |
| 11 | 20.1% | 22.8% | 21.5% | 22.3% | 23.2% | 19.1% | 20.2% | 19.6% | 21.5% | 20.5% | 21.1% | 19.2% | 22.9% |
| 12 | 19.5% | 22.8% | 21.4% | 22.2% | 23.2% | 19.3% | 20.1% | 19.7% | 21.4% | 20.8% | 21.1% | 19.4% | 22.8% |
| 13 | 18.9% | 22.0% | 20.8% | 21.2% | 22.2% | 18.7% | 19.5% | 19.0% | 20.7% | 20.2% | 20.4% | 19.0% | 21.9% |
| 14 | 18.4% | 21.8% | 20.6% | 20.8% | 21.8% | 18.7% | 19.4% | 18.9% | 20.4% | 20.3% | 20.1% | 19.1% | 21.6% |
| 15 | 18.0% | 21.3% | 20.2% | 20.3% | 21.3% | 18.5% | 19.1% | 18.6% | 20.1% | 20.0% | 19.8% | 18.9% | 21.1% |
| 16 | 17.6% | 20.9% | 19.9% | 19.8% | 20.9% | 18.4% | 18.9% | 18.4% | 19.7% | 19.9% | 19.4% | 18.8% | 20.7% |
| 17 | 17.3% | 20.3% | 19.2% | 19.2% | 19.9% | 17.9% | 18.4% | 17.9% | 19.2% | 19.4% | 19.0% | 18.4% | 19.9% |
| 18 | 17.0% | 19.9% | 18.9% | 18.7% | 19.3% | 17.7% | 18.0% | 17.7% | 18.9% | 19.2% | 18.6% | 18.3% | 19.5% |
| 19 | 16.7% | 19.2% | 18.2% | 18.0% | 18.5% | 17.1% | 17.4% | 17.2% | 18.3% | 18.6% | 18.1% | 17.7% | 18.8% |
| 20 | 16.5% | 19.2% | 18.1% | 17.8% | 18.5% | 17.0% | 17.3% | 17.1% | 18.1% | 18.7% | 17.9% | 17.7% | 18.8% |
| 21 | 16.3% | 18.8% | 17.7% | 17.4% | 17.9% | 16.6% | 16.8% | 16.8% | 17.7% | 18.3% | 17.5% | 17.2% | 18.4% |
| 22 | 16.1% | 19.1% | 18.0% | 17.5% | 18.1% | 16.8% | 17.0% | 17.0% | 17.9% | 18.6% | 17.7% | 17.6% | 18.7% |
| 23 | 15.9% | 19.0% | 17.8% | 17.2% | 17.8% | 16.7% | 16.8% | 16.8% | 17.8% | 18.5% | 17.5% | 17.5% | 18.5% |
| 24 | 15.7% | 18.9% | 17.7% | 17.0% | 17.5% | 16.5% | 16.7% | 16.7% | 17.6% | 18.4% | 17.3% | 17.4% | 17.8% |
| 25 | 15.6% | 18.4% | 17.4% | 16.6% | 16.8% | 16.4% | 16.5% | 16.6% | 17.4% | 18.3% | 17.2% | 17.3% | 17.6% |

In den folgenden beiden Abbildungen ist der Verlauf aus obiger Tabelle nochmals grafisch dargestellt, und zwar für jeweils die Anlage mit der höchsten und mit der niedrigsten Turbulenzintensität bei 15 m/s.

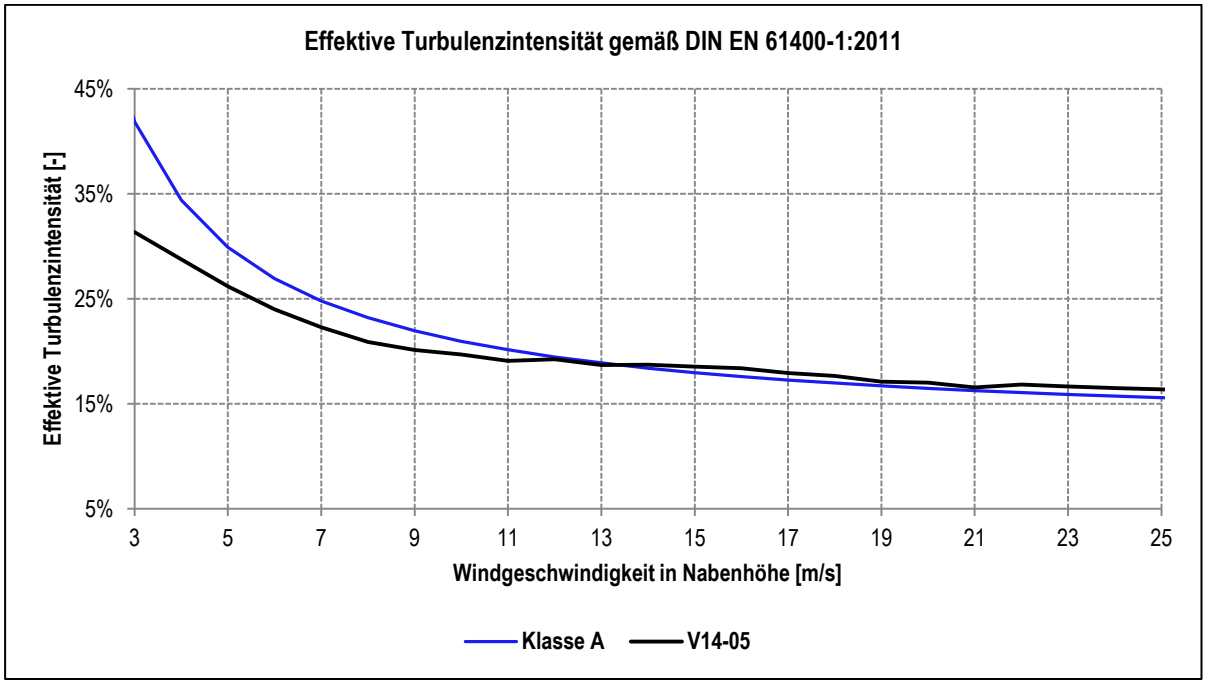


**Abbildung 7: Niedrigste effektive Turbulenzen am Standort der WEA V14-05, Konfiguration IV.**

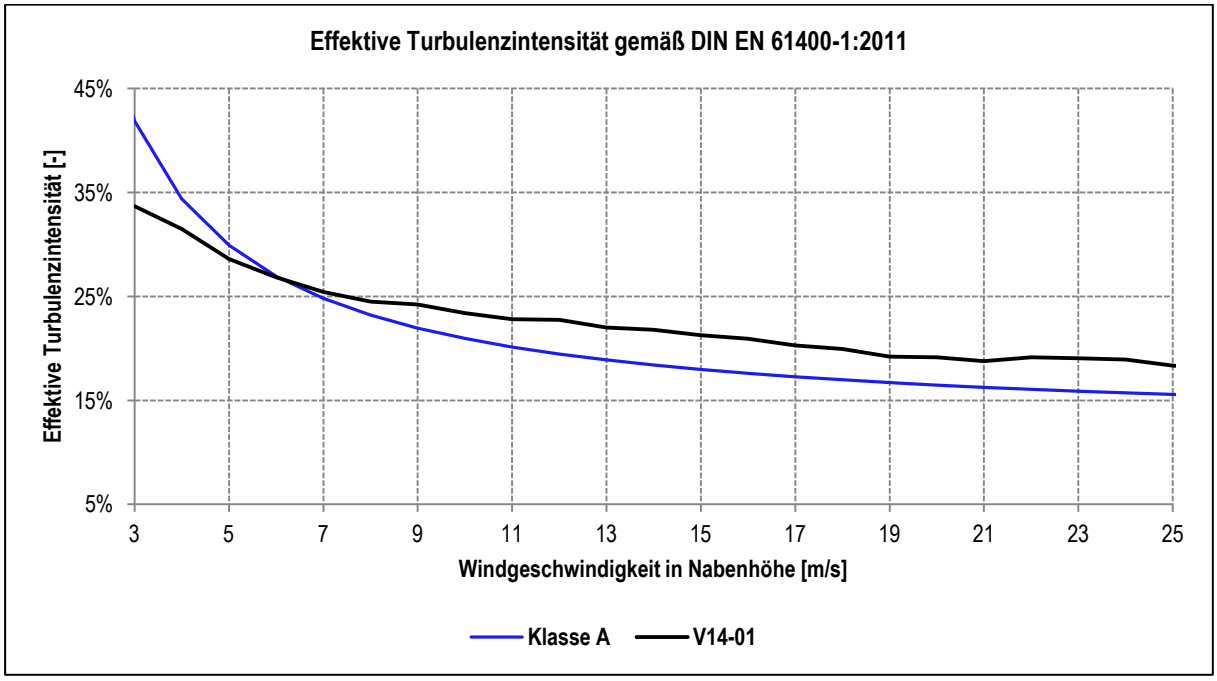


**Abbildung 8: Höchste effektive Turbulenzen am Standort der WEA V14-01, Konfiguration IV.**

# 7 Ermittlung der Extremwindgeschwindigkeiten – gemäß Windzonenkarte

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Ermittlung der Extremwindgeschwindigkeiten für den geplanten Standort Straubenhardt dargestellt, die auf dem in Abschnitt 2.4 beschriebenen Verfahren basieren.

Aufgrund der Geländehöhe von unter 1‘100 m ü. NN kann die Windzonenkarte ohne weiterführende Überlegungen angewendet werden.

Als Zeitperiode wurden nach DIBt 2012 [6] 1 Jahr bzw. 50 Jahre angesetzt. Dies entspricht statistisch dem Wiederkehrzeitraum eines extremen Windereignisses und ist allgemein eine gängige Zeitperiode für Materialauslegungen.

Für die Ermittlung der Extremwindgeschwindigkeiten für den geplanten Standort Straubenhardt sind die folgenden Eingangsparameter entsprechend der spezifizierenden Norm DIN EN 1991-1-4 eingegangen.

- Nabenhöhe der geplanten Anlagen: 142.5 m
- Geländekategorie: III
- Windzone: WZ 1
- Basiswindgeschwindigkeit $v_{b,0}$: 22.5 m/s

Mit den in Anhang NA.B der Norm DIN EN 1991-1-4/NA aufgeführten Formeln ergibt sich für den Standort Straubenhardt auf Nabenhöhe eine 50-Jahres-Windgeschwindigkeit von 31.1 m/s und eine 1-Jahres-Windgeschwindigkeit von 24.9 m/s für den Anlagentyp SWT-3.0-113.

Dementsprechend kann der Standort Straubenhardt auf Basis der vorliegenden Ergebnisse in die Windzone 1 (Geländekategorie III) nach DIBt 2012 eingestuft werden.

Nach der DIBt 2012 [6] soll der ermittelte 10-Minuten-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der geplanten Anlagen mit einer Wiederkehrzeit von 50 Jahren geringer sein als die in der Typenprüfung ausgewiesene 50-Jahres-Windgeschwindigkeit des entsprechenden WEA-typs. Diese Anforderung wird bei dem geplanten Anlagetyp eingehalten.

# 8 Ermittlung des Anströmwinkels

Die Schräganströmung resultiert aus der Geländeform des Untersuchungsstandortes. Sie wird mittels der Software WindPRO (Modul SITE COMPLIANCE) [16], wobei die Software WAsP [15] in diesem Modul implementiert ist, berechnet.

Es wurde der Anströmwinkel für die WEA des Windparks Straubenhardt berechnet. Ausgegeben wird für jede WEA-Position dabei der maximal ermittelte Anströmwinkel. Die Ergebnisse für die WEA-Standorte im Windpark Straubenhardt können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden. Für alle drei Konfigurationen ergeben sich die gleichen Anströmwinkel.

| WEA-Bezeichnung | Max. Anströmwinkel |
|---|---|
| [-] | [°] |
| V14-01 | -3.7 |
| V14-02 | -3.4 |
| V14-03 | 1.2 |
| V14-04 | 4.9 |
| V14-05 | -1.4 |
| V14-06 | 4.9 |
| V14-10 | 2.2 |
| V14-11 | 3.9 |
| V14-12 | 4.4 |
| V14-13 | 5.9 |
| V14-14 | -6.4 |
| V14-15 | -5.2 |

**Tabelle 13: Berechneter maximaler Anströmwinkel der WEA-Standorte des geplanten Windparks Straubenhardt (Konfiguration IV).**

Da die Turbulenzintensität für alle geplanten Anlagen überschritten wird, erfolgt gemäß DIBt 2012 die Prüfung der weiteren Standortparameter. Gemäß der gültigen Normen DIN EN 61400-1 [4] wird der kritische Winkel von ± 8° an keinem der WEA-Standorte unter- bzw. überschritten.

# 9 Ermittlung des Windgradienten

Der Windgradient resultiert aus der Orographie und der Rauigkeit des Untersuchungsstandortes und wurde bereits im Windgutachten [28] über das Programm WindSim [30] ermittelt. Nach DIN EN 61400-1 [4] darf der Höhenexponent nicht kleiner als 0 und nicht größer als 0.2 sein.

Im Rahmen des Windgutachtens [28] wurde für den Standort Straubenhardt das Windprofil ermittelt. Basierend auf diesen Ergebnissen wurde der Höhenexponent über die Rotorfläche (Nabenhöhe, Nabenhöhe plus Rotorradius und Nabenhöhe plus Rotorradius) der betrachteten WEA V14-03 bestimmt. Der Referenzstandort kann als repräsentativ für den gesamten Windpark angesehen werden.

Die Ergebnisse für die WEA-Standorte im Windpark Straubenhardt können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

| WEA V14-03 in Konfiguration | Höhenexponent -$\alpha$ |
|---|---|
| [-] | [-] |
| IV | 0.24 |

**Tabelle 14: Berechneter Höhenexponent der Referenzanlage V14-03 des geplanten Windparks**

Da die Turbulenzintensität für alle Anlagen überschritten wird, erfolgt gemäß DIBt 2012 die Prüfung der weiteren Standortparameter. Gemäß der gültigen Normen DIN EN 61400-1 [4] wird der kritische Wert von 0.2 am Referenzpunk WEA V14-03 überschritten.

Eine standortspezifische Lastberechnung durch den Anlagenhersteller hat nachgewiesen, dass die Überschreitungen unter Berücksichtigung der anderen standortspezifischen Parameter die Standsicherheit der geplanten Anlagen nicht gefährden, wenn die Abschaltwindgeschwindigkeit der Anlagen von 25 m/s auf 20 m/s reduziert wird [32].

# 10 Ermittlung der Luftdichte

Die standortspezifische Luftdichte wurde im Rahmen des Windgutachtens [28] für den geplanten Standort Straubenhardt ermittelt. Sie basiert auf Langzeitdaten der gemessenen Temperatur und der Geländehöhe der meteorologischen Stationen Schömberg, Bad Herrenalb und Dobel. Das Vertikalprofil der Temperatur und des Drucks werden der ISO Standardatmosphäre entnommen.

Da die Turbulenzintensität für alle Anlagen überschritten wird, erfolgt gemäß DIBt 2012 die Prüfung der weiteren Standortparameter. Die Luftdichte am Standort beträgt 1.153 kg/m³ und überschreitet somit den kritischen Wert von 1.225 kg/m³ gemäß der gültigen Normen DIN EN 61400-1 [3][4] nicht.

# 11 Hinweise zur Erstellung der Analyse

**Turbulenz:**

- Es treten in den betrachteten Konfigurationen bei allen WEA Überschreitungen der Turbulenzintensität auf.
- Da die effektive Turbulenzintensität überschritten ist, soll nach DIBt 2012 Punkt 16.2.c die weiteren Parameter aus 16.2.a ausgewiesen und überprüft werden. Hierbei werden mit Ausnahme des Höhenexponenten alle weiteren Paramater gemäß den Grenzwerten aus DIN EN61400-1:2011 eingehalten.
- Durch den Anlagenhersteller wurde eine unabhängige Lastberechnung durchgeführt, wobei die Ergebnisse des Turbulenzgutachtens als Eingangsdaten verwendet wurden. Es wurde dabei nachgewiesen, dass die Überschreitungen der Turbulenzintensität und des Windgradienten unter Berücksichtigung der anderen standortspezifischen Parameter die Standsicherheit der geplanten Anlagen nicht gefährden, wenn die Abschaltwindgeschwindigkeit der Anlagen von 25 m/s auf 20 m/s reduziert wird [32].
- Für den Anlagentyp Siemens SWT-3.0-113 wurden die Auslegungsgrenzwerte durch den Kunden mitgeteilt [31].
- Die Bewertung der Rauigkeiten erfolgte unter Zuhilfenahme von Kartenwerken im Maßstab 1:10‘000 sowie Satellitenbildern. Dies garantiert eine hohe Genauigkeit, allerdings führen Fehler im Kartenwerk, insbesondere im Nahbereich des WEA-Standortes, die nicht geprüft und beseitigt werden konnten, zu Fehlern in der Berechnung der ermittelten Turbulenzen.
- In den vorliegenden Ergebnissen sind keine zusätzlichen Sicherheitszuschläge berücksichtigt worden. Im weiteren Sinne kann die Berechnung der repräsentativen Turbulenzintensität (Erhöhung der freien Turbulenzintensität um ca. 25.6%) als Unsicherheitsbetrachtung angesehen werden.
- Die Nachlaufströmung einer WEA ist im Wesentlichen von der Geometrie des Rotorblattes abhängig. Des Weiteren sind die Pitchwinkelsteuerung, die Gondelgröße und –form, sowie der Turm als strömungsbeeinflussende Einheiten zu nennen, die in die Berechnung jedoch nicht eingehen.
- In den Berechnungen wurde mit einem Wöhler-Koeffizienten von m= 10 gerechnet. Sollten andere Koeffizienten anlagenkritisch sein, so müsste mit einem geänderten Wöhlerkoeffizienten gerechnet werden.

**Windverteilung:**

- Die ermittelten Windgeschwindigkeiten für den jeweiligen WEA-Standort beziehen sich auf eine freie Anströmung der WEA. Abschattungseffekte durch benachbarte WEA wurden folglich nicht berücksichtigt. Entsprechend der Unsicherheitsbetrachtung der Windprognose und des Addendums zur Windprognose wurde die ermittelte mittlere Windgeschwindigkeit mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 25% angegeben.

**Extremwind:**

- Es soll darauf hingewiesen werden, dass absolute Extremwindereignisse wie Orkane, Hurricanes, Taifune, Blizzards und weitere 100-Jahres-Ereignisse nicht in dieser Abschätzung berücksichtigt wurden.

**Windgradient:**

- Gemäß der gültigen Normen IEC 61400-1 ed. 2 und 3 wird der kritische Wert von 0.2 für den Windgradienten am Referenzpunkt der WEA V14-03 überschritten. Eine standortspezifische Lastberechnung durch den Anlagenhersteller hat nachgewiesen, dass die Überschreitungen unter Berücksichtigung der anderen standortspezifischen Parameter die Standsicherheit der geplanten Anlagen nicht gefährden, wenn die Abschaltwindgeschwindigkeit der Anlagen von 25 m/s auf 20 m/s reduziert wird [32].

**Standortbesichtigung:**

- Die den Standort umgebenden Rauigkeiten wurden innerhalb der Standortbesichtigung vom 10.12.2013 [21][20] bewertet. Mittels Daten der Fernerkundung und Karten wurden die Rauigkeiten bestätigt.

**Komplexität:**

- Die Komplexität des Standortes wurde in den Berechnungen dahingehend berücksichtigt, dass bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität ein Korrekturfaktor für komplexes Gelände berücksichtigt wurde und bei der Ermittlung der mittleren Windgeschwindigkeit ein Unsicherheitszuschlag angewendet wurde. Desweiteren ist die Anwendung der vereinfachten Standortprüfung nach DIBt 2012 nicht ausreichend und die weiteren Standortparameter nach Punkt 16.2.a werden ausgewiesen und überprüft.

Industrie Service

**Typenzertifikat:**

- Die Aussagen hinsichtlich der Prüfung der Standorteignung sind nur für den Gültigkeitsbereich des jeweils vorliegenden Typenzertifikats und der standortspezifischen Lastberechnung durch den Anlagenhersteller gültig.

Das vorliegende Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen und nach allgemeinen Regeln der Technik angefertigt. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass das durch den Auftraggeber bzw. Dritte zur Verfügung gestellte Material (Schriften, Aufzeichnungen, Daten, Diagramme, etc.) von der TÜV SÜD IS nicht auf Richtigkeit geprüft werden konnte, daher hierfür keine Fehlerfreiheit garantiert und keine Haftung übernommen werden kann.

Die ermittelten Ergebnisse sind nur im Kontext mit dem gesamten Gutachten und unter besonderer Berücksichtigung der Hinweise zu den Ergebnissen zu verstehen. Daher wird bei einer auszugsweisen Vervielfältigung keine Haftung oder Gewähr für die Ergebnisse übernommen.

## 12 Literaturverzeichnis

[1] IEC 60050-415: Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch, Berlin (D), 1999

[2] Troen, Ib; Petersen, Erik L.; European Wind Atlas, Commission of the European Communities, Directorate-General for Science, Research and Development, Brussels, Belgium; Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989

[3] IEC 61400-1 ed. 2: IEC 61400-1:1999, modified: Wind turbine generator systems - Part 1: Safety requirements. German version EN 61400-1:2004 (DIN EN 61400-1 Berichtigung 1:2005)

[4] IEC 61400-1 ed. 3: IEC 61400-1:2005: Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, German version EN 61400-1:2005 (DIN EN 61400-1:2006)

[5] IEC 61400-1 edition 3 Wind turbines –Part 1: Design requirements, Amendment 1, 2010

[6] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBT): Richtlinie für Windenergieanlagen, Berlin (D), 2012

[7] DIN EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010, Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten, 2010-12

[8] DIN EN 1991-1-4/NA, Nationaler Anhang - Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten, 2010-12

[9] DNV/ Risø: Guidelines for Design of Wind Turbines, 2nd Edition, Copenhagen, 2002

[10] IEC 61400-12: Wind turbine power performance testing, International Electrotechnical Commission, Geneva (CH), 1999

[11] IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Geneva (CH), Dec. 2005

[12] Albers, H. Klug, D. Westermann: Outdoor comparison of cup anemometers, DEWI, Wilhelmshaven (D), 2000

[13] Jensen, N.O. A Note on Wind Generator Interaction. Risø-M-2411, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1984

[14] BWE-Windgutachterbeirat: Mindeststandards zur Dokumentation von Gutachten zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität, Kassel, 20.05.2009

[15] WAsP 10.2: Wind Atlas Analysis and Application Programme, Roskilde (DK), 2012

[16] Windpro 2.8 Handbuch, EMD International A/S, Dezember 2012

[17] WAsP Engineering 3.0 Release D, November 2012

[18] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Angebot AN-WG-1405-223-BW REV. 3, Regensburg, 05.06.2014

[19] Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG, Beauftragung WP Straubenhardt, Waghäusel, 06.06.2014

[20] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Cordula Englert und Daniela Pfab: Checkliste Standortbesichtigung: Straubenhardt vom 10.12.2013, Regensburg, 2009

[21] Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG, Eryk Lach, Neue Koordinaten für den Standort Straubenhardt, per E-Mail, 22.08.2014

[22] AAWCS-004: Bestimmung der natürlichen Umgebungsturbulenz, der charakteristischen und effektiven Turbulenz. QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 2

[23] AAWCS-008: Georeferenzierung. QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 0

[24] AAWCS-009: Vergabe der Rauigkeiten. QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 0

[25] Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg, TOP10 Ortsplan 1:10‘000 Baden-Württemberg, Version1, 2008

[26] Landesamt für Vermessung und Geoinformation Bayern, Digitales Geländemodell DGM25, 2009

[27] EADS Deutschland GmbH, Informationen zum Geogrid®-Viewer V6, 2008

[28] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Unabhängiges Wind- und Ertragsgutachten für den Standort Straubenhardt, MS-1309-173-BW Rev. 01 vom 14.01.2014, Regensburg, 2014

[29] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Addendum zum unabhängigen Wind- und Ertragsgutachten für den Standort Straubenhardt, MS-1309-173-BW Rev. 03 vom 19.09.2014, Regensburg, 2014

[30] WindSim 5.1., WindSim AS Tønsberg (N) 2010.

[31] Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG, Eryk Lach, Typenprüfung SWT-3.0-113, per E-Mail, 07.10.2014

[32] Siemens AG, Herr Orlando Wagner, Standsicherheit der Siemens-Windenergieanlagen im Windpark Straubenhardt, Hamburg, 04.12.2014

# 13 Anhang

## 13.1 Abkürzungsverzeichnis

| Abkürzung | Einheit | Bedeutung |
|---|---|---|
| A | [m/s] | Skalenparameter der Weibullverteilung |
| b | [-] | Böe |
| BIN | [-] | Binäre Intervall-Schachtelung |
| cm | [-] | Zentimeter |
| $c_p$ | [-] | Leistungsbeiwert |
| $c_t$ | [-] | Schubbeiwert |
| D | [m] | Rotordurchmesser |
| E | [MWh] | Energie, Jahresenergie |
| $E_f$ | [kWh/m$^2$/a] | Energiefluss, Mittlere Energiedichte |
| frei | [-] | freie Anströmungsbedingungen |
| h | [-] | hour, Stunde |
| HEP | [-] | Horizontale Extrapolation |
| hi | [%] | Häufigkeit im Intervall i |
| HW | [-] | Hochwert |
| i | [-] | Intervall |
| I | [-] | Turbulenz, Turbulenzintensität |
| IEC | [-] | International Electronical Commission |
| J | [-] | Jahr |
| k | [-] | Formparameter der Weibullverteilung |
| LK | [-] | Leistungskennlinie |
| LZK | [-] | Langzeitklima |
| min | [-] | minute, Minute |
| Mode | [-] | Modus, Einstellung |
| N | [-] | Nord, nördlich |
| NH | [m] | Nabenhöhe |
| NN | [-] | Normal Null |
| O | [-] | Ost, östlich |
| P | [kW] | Leistung |
| $P_f$ | [W/m$^2$] | Mittlere Leistungsdichte, Leistungsfluss |
| R | [m] | Rotorradius |
| RW | [-] | Rechtswert |
| s | [-] | second, Sekunde |
| S | [-] | Süd, südlich |
| Sek, sec | [deg] | Windrichtungssektor |
| SN | [-] | Seriennummer |
| U | [-] | Unsicherheit |
| v | [m/s] | Windgeschwindigkeit |
| VEP | [-] | Vertikale Extrapolation |
| W | [-] | West, westlich |
| wake | [-] | Nachlaufströmung |
| WEA | [-] | Windenergieanlage |
| x | [-] | Entfernung |
| r | [kg/m$^3$] | Luftdichte |
| s | [m/s] | Standardabweichung |
| h | [-] | Wirkungsgrad, Parkwirkungsgrad |

## 13.2 Panorama-Fotos am Standort des Windparks

**Nord**

**Nordost**

**Ost**

**Südost**

**Süd**

**Südwest**

**West**

**Nordwest**

## 13.3 $C_t$-Kennlinien der verwendeten Anlagen

Schubbeiwerte Konfiguration IV (SWT-3.0-113)

**SIEMENS**

**Ct Curve, Noise Setting, Rev. 0, SWT-3.0-113**
Document ID: E W CTO-40-0000-5680-00
GBI / 2013.06.27
Restricted
Siemens corporate proprietary information

# SWT-3.0-113
# Ct Curve, Noise Settings, Rev. 0

The calculated power curve data are valid for standard air density conditions of 15 deg.C air temperature, 1013 hPa air pressure and 1.225 kg/m3 air density, clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, normal turbulence intensity and normal wind shear.

| Wind | Ct values [-] at different maximum acoustic emission Settings | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| [m/s] | Standard setting | Setting -1dB | Setting -2dB | Setting -3dB | Setting -4dB | Setting -5dB | Setting -6dB |
| 0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 0.878 | 0.878 | 0.878 | 0.878 | 0.878 | 0.878 | 0.878 |
| 4 | 0.880 | 0.880 | 0.880 | 0.880 | 0.880 | 0.880 | 0.880 |
| 5 | 0.881 | 0.881 | 0.881 | 0.881 | 0.881 | 0.881 | 0.881 |
| 6 | 0.881 | 0.881 | 0.881 | 0.881 | 0.881 | 0.881 | 0.881 |
| 7 | 0.882 | 0.882 | 0.882 | 0.879 | 0.870 | 0.858 | 0.823 |
| 8 | 0.882 | 0.872 | 0.860 | 0.837 | 0.788 | 0.757 | 0.723 |
| 9 | 0.843 | 0.816 | 0.783 | 0.749 | 0.700 | 0.669 | 0.631 |
| 10 | 0.764 | 0.737 | 0.705 | 0.670 | 0.618 | 0.584 | 0.541 |
| 11 | 0.544 | 0.518 | 0.488 | 0.459 | 0.422 | 0.402 | 0.394 |
| 12 | 0.390 | 0.374 | 0.355 | 0.336 | 0.311 | 0.300 | 0.303 |
| 13 | 0.297 | 0.286 | 0.272 | 0.258 | 0.240 | 0.233 | 0.243 |
| 14 | 0.235 | 0.226 | 0.215 | 0.205 | 0.191 | 0.187 | 0.201 |
| 15 | 0.190 | 0.183 | 0.174 | 0.166 | 0.155 | 0.153 | 0.169 |
| 16 | 0.156 | 0.151 | 0.144 | 0.137 | 0.128 | 0.127 | 0.145 |
| 17 | 0.131 | 0.126 | 0.121 | 0.115 | 0.108 | 0.108 | 0.126 |
| 18 | 0.111 | 0.107 | 0.103 | 0.098 | 0.092 | 0.092 | 0.111 |
| 19 | 0.096 | 0.092 | 0.088 | 0.084 | 0.079 | 0.080 | 0.099 |
| 20 | 0.083 | 0.080 | 0.076 | 0.073 | 0.068 | 0.066 | 0.063 |
| 21 | 0.073 | 0.070 | 0.067 | 0.064 | 0.060 | 0.058 | 0.055 |
| 22 | 0.064 | 0.062 | 0.059 | 0.057 | 0.053 | 0.051 | 0.049 |
| 23 | 0.057 | 0.055 | 0.053 | 0.050 | 0.047 | 0.045 | 0.043 |
| 24 | 0.051 | 0.049 | 0.047 | 0.045 | 0.042 | 0.040 | 0.039 |
| 25 | 0.046 | 0.044 | 0.042 | 0.040 | 0.038 | 0.036 | 0.035 |

**Siemens Wind Power A/S**
© All Rights Reserved 2013
Page 1/1
SWT-3.0-113, Power Curve and Ct, Rev. 0, R0T20120120.xls AF27

**Tabelle 15: Schubbeiwertkennlinie der verwendeten Anlagen für Konfiguration IV**