



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen  
nach DIBt 2012 für den Windpark Torisdorf

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2021-117 Rev.01

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den  
Windpark Torisdorf

Bericht-Nr.: I17-SE-2021-117 Rev.01

Auftraggeber: eno energy GmbH  
Straße am Zeltplatz 7  
D- 18230 Ostseebad Rerik

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG  
Am Westersielzug 11  
25840 Friedrichstadt  
Tel.: 04881 – 936 498 – 0  
Fax.: 04881 – 936 498 – 19  
E-Mail: mail@i17-wind.de  
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 02. Juli 2021

## **Haftungsausschluss und Urheberrecht**

Das vorliegende Gutachten wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik erstellt. Für vom Auftraggeber und vom Anlagenhersteller bereitgestellte Daten, die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG erhoben oder ermittelt wurden, kann keine Gewähr für deren Korrektheit übernommen werden. Diese werden als richtig vorausgesetzt.

Urheber des vorliegenden Gutachtens zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 ist die I17-Wind GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erhält nach § 31 Urheberrechtsgesetz das einfache Nutzungsrecht, welches nur durch Zustimmung des Urhebers übertragen werden kann. Eine Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien ist ohne gesonderte Zustimmung des Urhebers nicht gestattet.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V.

## **Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA**

Wenn zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung die Typenprüfung oder Einzelprüfung für die geplanten WEA noch nicht vorlag, wurde der Vergleich auf Basis vom Hersteller übermittelter Auslegungswerte der geplanten WEA durchgeführt. Es besteht die Möglichkeit, dass die im Genehmigungsverfahren eingereichten Dokumente bezüglich der Auslegungswerte der betrachteten WEA nicht mit den im vorliegenden Gutachten zitierten Dokumenten übereinstimmen. Die zitierten Dokumente entsprechen dem aktuellen Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Bei abweichenden Dokumenten behält das vorliegende Gutachten dennoch seine Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswerte durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswerte abgedeckt sind. Im Folgenden ist der Begriff Einzelprüfung stets durch den Begriff Typenprüfung mit abgedeckt, auch wenn dies nicht explizit erwähnt wird.

Änderungen der berücksichtigten Anlagenparameter wie  $c_t$ -Kurve und Schnelllaufzahl  $\lambda$  sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei einer Änderung der Anlagenparameter gegenüber dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung verliert das vorliegende Gutachten seine Gültigkeit.

---

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	30.03.2021	Erste Ausgabe – Entwurfsbericht zur Lastrechnung	Lenz
1	02.07.2021	Einarbeitung von sektoriellen Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W1 und W4	Ziemer

---

**Verfasser:**

M. Eng. Inga Ziemer  
Friedrichstadt, 02.07.2021



**Geprüft:**

M. Sc. Kristine Lenz, Sachverständige  
Friedrichstadt, 02.07.2021



**Freigegeben:**

B. Eng. Heiko Pauls, Sachverständiger  
Friedrichstadt, 02.07.2021



---

Dieses Dokument wurde digital signiert und die Integrität des Dokuments wurde überprüft. Das zugehörige Zertifikat kann von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Anfrage gerne zur Verfügung gestellt werden.

## Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines .....	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.2	Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten .....	9
1.3	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien.....	10
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	11
2	Aufgabenstellung und Standort .....	12
2.1	Umfang des Gutachtens .....	12
2.2	Standortbeschreibung.....	12
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA .....	12
3	Vergleich der Windbedingungen.....	15
3.1	Grundlagen.....	15
3.2	Vergleich $v_{ave}$ und $v_{m50}$ .....	16
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ .....	16
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$ .....	16
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$ .....	17
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität .....	17
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität .....	19
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$ .....	21
3.4	Schräganströmung $\delta$ .....	27
3.5	Höhenexponent $\alpha$ .....	27
3.6	Luftdichte $\rho$ .....	28
3.7	Extreme Turbulenzintensität $I_{ext}$ .....	29
4	Zusammenfassung.....	30
4.1	Neu geplante WEA .....	30
4.2	Bestehende WEA.....	31
5	Standortbesichtigung .....	32
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	33
	Literaturverzeichnis.....	35

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]..... 14

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration .....	13
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA .....	13
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort [22.1].....	15
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	16
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA	17
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und $C_{CT}$ nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	20
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	21
Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1 [26] .....	23
Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4 [26] .....	23
Tabelle 3.9: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.....	23
Tabelle 3.10: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W3.....	24
Tabelle 3.11: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.....	24
Tabelle 3.12: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W10.....	24
Tabelle 3.13: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W13.....	24
Tabelle 3.14: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten $I_{eff}$ .....	25
Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9.....	26
Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung $\delta_{NH}$ der neu geplanten WEA.....	27
Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten $\alpha_{NH}$ der neu geplanten WEA.....	27
Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte $\rho_{NH}$ der neu geplanten WEA.....	28
Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ .....	29
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	30
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	31

# 1 Vorbemerkung

## 1.1 Allgemeines

Das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt hat Anfang des Jahres 2013 die Fassung Oktober 2012 der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ veröffentlicht und im März 2015 eine korrigierte Fassung herausgegeben [1.1], auf deren Grundlage das vorliegende Gutachten erstellt wurde.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch benachbarte Windenergieanlagen verursachten erhöhten Turbulenzbelastungen an einer WEA, können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines Antrages nach dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) herangezogen werden. Eine Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA sind zumutbar, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt. Somit stellt das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA zusätzlich eine Turbulenzimmissionsprognose im Sinne des BImSchG dar und kann als Bestandteil der Antragsstellung nach dem BImSchG verwendet werden.

## 1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] fordert in Kapitel 16 ein alternatives, vereinfachtes Verfahren zum Nachweis der Standorteignung von WEA, das jedoch nur angewendet werden darf, wenn die Standorte der geplanten WEA nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] als nicht topografisch komplexe Standorte zu bezeichnen sind. Im Dezember 2019 wurde die Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] veröffentlicht, welche die Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [7] ersetzt. Entsprechend der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] ist die jeweils angewendete Ausgabe der Norm DIN EN (IEC) 61400-1, entsprechend [6] oder [7], in Ihrer Gesamtheit anzuwenden, weshalb auch die Ermittlung der topografischen Komplexität im vorliegenden Gutachten nach [6] erfolgt. Sind vereinzelte Standorte neu geplanter WEA als topografisch komplex zu bezeichnen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung nach [1.1] um die Kriterien nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6], Abschnitt 11.9, erweitert. Die Vergleiche der Auslegungswerte für die zu untersuchenden Größen mit den im Rahmen dieses Gutachtens ermittelten Werten sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1.1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typengeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / -erweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 erbracht werden [1.1].

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] lässt folgende Möglichkeiten, bzw. mögliche auftretende Konfigurationen, in Bezug auf die Typenprüfung und die dieser zu Grunde gelegten Richtlinie, unberücksichtigt:

- i. Der geplanten Anlage liegt eine Typenprüfung nach der Richtlinie DIBt 2004 [2] zu Grunde.
- ii. Einer oder mehrerer zu berücksichtigender Bestandsanlagen liegt eine Typenprüfung nach der DIBt 2012 [1.1] Richtlinie zu Grunde.

Für diese zwei beschriebenen Fälle, die nicht durch die DIBt 2012 [1.1] abgedeckt sind, werden folgende Verfahrensweisen gemäß [1.2] als Quasistandard angewandt:

- i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1.1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [8], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [4].
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] die Standorteignung in deren Genehmigungsverfahren

nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht lediglich der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$ , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

### 1.2.1 Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Der nach der DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] vereinfachte Nachweis zur Standorteignung verlangt folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA:

- i. Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit.
  - (1) Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5 % kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung, oder
  - (2) die mittlere Windgeschwindigkeit ist kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung und für den Formparameter  $k$  der Weibull-Funktion gilt:  $k \geq 2$ .
- ii. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] zwischen  $0.2 v_{m50}(h)$  und  $0.4 v_{m50}(h)$  mit der Auslegungsturbulenz nach NTM.
- iii. Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit.
  - (1) Die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes entsprechend der Windzonenkarte ab (die detaillierten Regelungen gemäß DIN EN 1991-1-4, Absatz 4.3.3 einschließlich NA [9] für nicht ebene Geländelagen sind ggf. zu beachten), oder
  - (2) die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50}(h)$  gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort ab (z.B. Nachweis durch eine Extremwindabschätzung).

### 1.2.2 Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] um einen als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort der Kategorie L, M oder H und liegt der zu untersuchenden WEA eine Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] zu Grunde, wird der vereinfachte Nachweis zur Standorteignung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA, basierend auf DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] erweitert.

- i. Der windenergiegewichtete Mittelwert aller Richtungen der Schräganströmung  $\delta$  darf den vorgegebenen Wert von  $\pm 8^\circ$ , bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- ii. Der über alle Richtungen und Windgeschwindigkeiten energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten  $\alpha$  darf den Wert von  $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$ , bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte  $\rho$  darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit  $v_r$  den Wert  $1.225 \text{ kg/m}^3$  oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von  $1.225 \text{ kg/m}^3$  oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

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

- iv. Es ist der Nachweis zu erbringen, dass die Auslegungswerte des ETM auch unter Berücksichtigung der Nachlaufsituation mit der höchsten Nachlaufturbulenz im Zentrum des Nachlaufs, nicht überschritten werden.



### 1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

Kann der vereinfachte Nachweis der Windbedingungen nach DIBt 2012 [1.1] aus Abschnitt 1.2.1 nicht geführt werden, da die zu prüfenden Parameter mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  oder effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung durch einen Lastvergleich (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) der Betriebsfestigkeitslasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) zu führen. Wird der Auslegungswert  $v_{m50}$  nicht eingehalten, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

Kann der Nachweis der Windbedingungen an einem als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort nach Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 nicht geführt werden, da einer oder mehrere der zu prüfenden Werte nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung entsprechend DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 durchgeführt werden. Demnach ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) und/oder der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

In beiden Fällen werden die der Typenprüfung zu Grunde gelegten Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten, die auf Basis der standortspezifischen Windbedingungen aus dem vorliegenden Gutachten ermittelt werden, verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten oder diese einhalten, ist eine Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nachgewiesen. Werden die Auslegungslasten nicht eingehalten, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Betriebseinschränkung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie innerhalb der Auslegungslasten liegen, oder die Standorteignung kann nicht durch einen Vergleich der Lasten nachgewiesen werden.

Die Berechnung der standortspezifischen Lasten erfolgt in der Regel durch den Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Zudem ist es möglich die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten einer WEA basierend auf einem generischen Anlagenmodell zu ermitteln und mit den Auslegungslasten, welche mittels des identischen generischen Anlagenmodells ermittelt werden, zu vergleichen. Diese Berechnungen erfolgen in der Regel nicht durch den Anlagenhersteller, sondern durch einen dritten unabhängigen Gutachter. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, dass die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis einer Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt. Eine Haftung für die Richtigkeit der Lastrechnung wird nicht übernommen.

### 1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] und der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] abweichende, jedoch konservativ abdeckende, Verfahren wurden für das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA gewählt:

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer  $\tau_{TP}$  noch nicht überschritten hat.
- III. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_{ave}$  mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter  $k$  der Weibullverteilung von  $k = 2.0$  ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter  $k \neq 2.0$  ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion  $pdf_{NH}$  der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion  $pdf_{TP}$  der Typenprüfung in einem Bereich von  $v_{ave} - 2v_{ave}$  fordert. Zusätzlich wird der Bereich von  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$  nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung  $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$  erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen  $pdf_{NH}$  und  $pdf_{TP}$  erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte  $A_{NH}$  und  $k_{NH}$  bzw. der Auslegungswerte  $A_{TP}$  und  $k_{TP}$  der zu untersuchenden WEA.
- IV. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 und 1.2.2, hat der Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensität und der Auslegungsturbulenz nach NTM in dem Bereich zwischen  $0.2v_{m50}(h)$  und  $0.4v_{m50}(h)$  zu erfolgen [1.1]. Liegt einer zu betrachtenden WEA keine Auslegungsturbulenz nach NTM vor, erfolgt der Vergleich mit der in der Typenprüfung aufgeführten Auslegungsturbulenz. Entsprechend [6] hat der Vergleich in dem Bereich zwischen  $v_{ave}$  und  $2v_{ave}$  zu erfolgen. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nach Abschnitt 1.2.3, sind der Lastberechnung nach [1.1] mindestens die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten von  $v_{in}$  bis  $0.4v_{m50}(h)$  bzw. von  $v_{in}$  bis  $v_{out}$  entsprechend DLC 1.2 nach [6] zu Grunde zu legen. Im vorliegenden Gutachten werden die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mindestens im Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw.  $v_{out}$  wenn  $v_{out} < 25$  m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und auch [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von  $v_{in}$  bis  $v_{out}$  zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde, erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.
- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers  $D$  der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte  $\rho$  wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.

- VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Hersteller nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

#### **1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle**

Alle im Rahmen des vorliegenden Gutachtens ermittelten Ergebnisse und Zwischenergebnisse basieren einerseits auf Angaben, die vom Auftraggeber übermittelt wurden und andererseits auf Berechnungsergebnissen, die durch die I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelt wurden. Zu den Unsicherheiten der den Eingangsdaten vom Auftraggeber zu Grunde gelegten Berechnungsmodellen kann seitens der I17-Wind GmbH & Co. KG keine Aussage getroffen werden. Diese Eingangsdaten werden im Weiteren als richtig und repräsentativ für den betrachteten Standort vorausgesetzt.

Die in den Berechnungen herangezogenen Anlagenparameter, Schubbeiwert  $c_t$  und Schnelllaufzahl  $\lambda$ , werden in der Regel vom Anlagenhersteller bereitgestellt. Diese Werte werden als richtig vorausgesetzt. Die berücksichtigten Werte entsprechen dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Änderungen sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei Anlagen, für die keine Informationen vorliegen, werden konservativ abdeckende, generische Anlagenparameter angesetzt, wobei keine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte übernommen wird.

Die im vorliegenden Gutachten angegebenen Nabenhöhen der geplanten WEA entsprechen stets der aktuell vorliegenden Dokumentation. In der Entwicklungsphase einer WEA sind geringfügige Änderungen der Nabenhöhe ohne eine Änderung der zu Grunde gelegten Auslegungswindbedingungen möglich, sodass die im vorliegenden Gutachten betrachtete Nabenhöhe von der in den Antragsunterlagen ausgewiesenen Nabenhöhe geringfügig abweichen kann. Das gleiche gilt für die in den Genehmigungen dokumentierten Nabenhöhen bestehender WEA, die ebenfalls geringfügig von aktuellen Werten abweichen können. Bei einer Abweichung der Nabenhöhe von maximal  $\pm 1$  m behält das vorliegende Gutachten seine vollumfängliche Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswindbedingungen durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswindbedingungen abgedeckt sind.

Den von der I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelten Ergebnissen liegen unterschiedliche, vereinfachte physikalische Modelle zu Grunde, die nur annähernd die Realität abbilden, jedoch als konservativ zu bewerten sind. Des Weiteren werden bei den Berechnungen teilweise vereinfachende Annahmen getroffen, die jedoch allesamt ebenfalls als konservativ zu bewerten sind.

## 2 Aufgabenstellung und Standort

### 2.1 Umfang des Gutachtens

Da im geplanten Windpark kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] als topografisch komplexer Standort zu bezeichnen ist, findet für alle WEA das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 Anwendung.

### 2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von vier WEA des Typs eno 152-5.6 MW auf 165.0 m Nabhöhe am Standort Torisdorf in Mecklenburg-Vorpommern.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, ein Gutachten zur Standorteignung von WEA nach der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.1 aufgeführten [21] und in Abbildung 2.1 dargestellten WEA zu erstellen. Tabelle 2.1 führt neben den Spezifikationen der WEA am Standort auch die der Typenprüfung zu Grunde gelegten, bzw. bei fehlender Information unterstellten, Richtlinien auf. Des Weiteren wird aufgeführt, welcher Wöhlerlinienkoeffizient  $m$  und welcher Betriebsmodus für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1. Wenn über den Betriebsmodus keine Informationen in den Eingangsdaten vorliegen, wird stets mit dem Betriebsmodus gerechnet, der die konservativsten Ergebnisse liefert, was dem offenen, nicht leistungsreduzierten Betriebsmodus entspricht.

Die Spalte „Innerhalb 10  $D$ “ weist aus, welche WEA sich innerhalb eines Umkreises von 10  $D$  um die geplanten WEA befinden. Für diese WEA hat nach [6] und [7] eine Bewertung der topografischen Komplexität und der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  zu erfolgen.

Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle Bezeichnungen auf die interne, laufende W-Nummer. Wird eine Größe mit dem Index  $_{TP}$  bezeichnet, handelt es sich um den Auslegungswert der zu betrachtenden WEA. Eine Bezeichnung mit dem Index  $_{NH}$  weist auf den standortspezifischen Wert der betrachteten Anlage hin.

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand  $s$  einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 1.82, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser  $D$ . Dies betrifft die WEA W2 und W10 bzw. W3 und W4.

### 2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

Die Auslegungswindbedingungen werden entweder der Typenprüfung entnommen oder vom Hersteller übermittelt. Da der Vergleich der Auslegungswindbedingungen, abgesehen von  $I_{eff}$ , mit den standortspezifischen Bedingungen nur für neu geplante WEA zu führen ist, werden in Tabelle 2.2 nur die Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA aufgeführt.

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bez. Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM WGS84 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH <sup>1</sup> [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P <sub>N</sub> [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	m <sub>TP</sub> <sup>max</sup> [-]
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]										
W1	WEA 1	Neu	Ja	Nein	-	629581	5962726	eno energy	eno 152-5.6 MW	165.0	152.0	mode 5600-102	0.0	5600	2012	A	10
W2	WEA 2	Neu	Ja	Nein	-	629455	5962427	eno energy	eno 152-5.6 MW	165.0	152.0	mode 5600-102	0.0	5600	2012	A	10
W3	WEA 3	Neu	Ja	Nein	-	630383	5962101	eno energy	eno 152-5.6 MW	165.0	152.0	mode 5600-102	0.0	5600	2012	A	10
W4	WEA 4	Neu	Ja	Nein	-	630530	5961867	eno energy	eno 152-5.6 MW	165.0	152.0	mode 5600-102	0.0	5600	2012	A	10
W5	WKA 1	Bestand	Nein	-	-	629968	5964314	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	10
W6	WKA 2	Bestand	Nein	-	-	630256	5964174	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	10
W7	WKA 3	Bestand	Ja	Nein	-	630109	5963784	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	10
W8	WKA 4	Bestand	Ja	Nein	-	630559	5963740	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	10
W9	WKA 5	Bestand	Ja	Nein	-	629887	5962822	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	10
W10	WKA 6	Bestand	Ja	Nein	-	629731	5962401	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	10
W11	WKA 7	Bestand	Ja	Nein	-	629723	5961942	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	10
W12	WKA 8	Bestand	Nein	-	-	631792	5964315	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	10
W13	WKA 9	Bestand	Ja	Nein	-	630206	5961870	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	10
W14	WKA 10	Bestand	Ja	Nein	-	630755	5961492	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	150.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	10
W15	WKA A1	Bestand	Nein	-	-	632897	5961770	Südwind	S77/1500	61.5	77.0	Standard	0.0	1500	1993	A	10
W16	WKA A2	Bestand	Nein	-	-	632550	5961552	Südwind	S77/1500	61.5	77.0	Standard	0.0	1500	1993	A	10

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	v <sub>ave,TP</sub> [m/s]	k <sub>TP</sub> [-]	v <sub>m50,TP</sub> [m/s]	TK	δ <sub>TP</sub> [°]	α <sub>TP</sub> [-]	ρ <sub>TP</sub> [kg/m <sup>3</sup> ]	Auslegungslbensdauer τ <sub>TP</sub> [a]	Quelle
W1 – W4	DIBt 2012	3	II	7.75	2.0	43.07	A	8.0	0.2	1.225	20	[24]

<sup>1</sup> Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

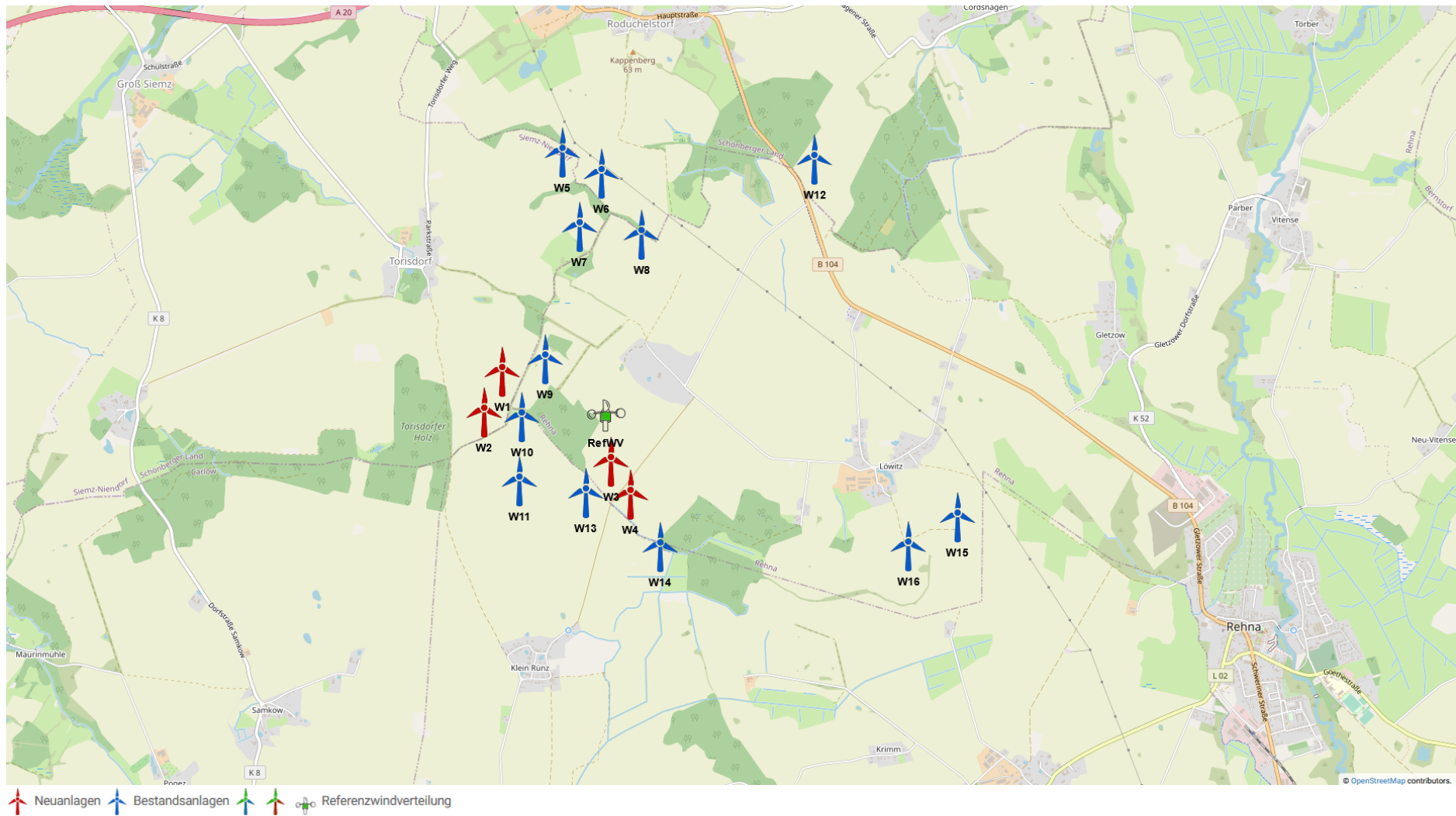


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]



### 3 Vergleich der Windbedingungen

#### 3.1 Grundlagen

Vom Auftraggeber wurden standortbezogene Windverhältnisse, unterteilt in mindestens 12 Sektoren, übermittelt [22.1]. Diese werden als richtig und für den Standort repräsentativ vorausgesetzt.

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe an jedem Anlagenstandort zu ermitteln, werden die Daten der Windverhältnisse [22.1] auf alle notwendigen Höhen umgerechnet, sofern diese nicht vorliegen. Die Umrechnung erfolgt auf Basis eines logarithmischen Windprofils und des am Standort der Windverteilung ermittelten Höhenexponenten  $\alpha$ . Bei der vertikalen Umrechnung wird der Formparameter  $k$  als invariant mit der Höhe angenommen und lediglich der Skalenparameter  $A$  umgerechnet. Eine horizontale Umrechnung vom Standort der Winddaten zu den jeweiligen WEA Standorten erfolgt nicht. Liegen in [22.1] mehrere Windverteilungen vor, werden diese den jeweiligen WEA zugeordnet. Tabelle 3.1 führt eine der in [22.1] übermittelten Windbedingungen am Standort auf.

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort [22.1]

Höhe: 161 m ü. Grund				A [m/s]	k [-]	p [%]
UTM WGS84 Zone 32						
X [m]	630333	Y [m]	5962486			
Sektor	Windrichtung [°]					
N	0			7.37	2.139	4.9
NNO	30			7.07	2.221	4.7
ONO	60			7.08	2.299	5.4
O	90			9.29	2.580	9.0
OSO	120			8.22	2.557	8.3
SSO	150			8.11	2.568	5.9
S	180			7.46	2.342	7.7
SSW	210			9.19	2.541	14.6
WSW	240			10.68	2.596	16.3
W	270			9.29	2.385	12.0
WNW	300			8.29	2.311	6.6
NNW	330			7.48	2.057	4.6
Gesamt				<b>8.75</b>	<b>2.307</b>	<b>100.0</b>
v <sub>ave</sub> [m/s]				<b>7.75</b>		

### 3.2 Vergleich $v_{ave}$ und $v_{m50}$

#### 3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter  $k$  mit  $k = 2.0$  zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  auf Nabenhöhe jeder geplanten WEA so zu führen, dass gilt:

- i.  $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 0.95$   
oder
- ii.  $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 1.00$  und  $k_{NH} \geq 2.00$

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter  $k$  mit  $k \neq 2.0$  zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  jeder geplanten WEA wie folgt zu führen:

- i. Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten  $pdf_{NH}$  mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung  $pdf_{TP}$  in einem Bereich von  $v_{ave} - 2v_{ave}$  nach [6] bzw.  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$  nach [7]. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung  $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$  erfüllt sein.

Das Ergebnis der Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  und der Formparameter  $k$  der Weibullverteilung auf Nabenhöhe jeder neu geplanten WEA sind in Tabelle 3.2 dargestellt und werden mit den Auslegungswindbedingungen der jeweiligen WEA verglichen.

Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	$k_{NH}$ [-]	$k_{TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} = 2$ : $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$ : $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W4	7.77	7.75	2.31	2.00	1.003	-	Nein	Ja

#### 3.2.2 Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$

Der Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, NH}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA mit dem Auslegungswert kann auf zwei Wegen erfolgen. Wenn die WEA in einer Windzone errichtet werden soll, die niedriger oder gleich der Windzone ist, die der Typenprüfung zu Grunde liegt, reicht der Nachweis, dass die Windzone gemäß Typenprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdeckt [1.1]. Ist dies nicht der Fall, muss nachgewiesen werden, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, TP}$  gemäß Typenprüfung die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der geplanten WEA am Standort abdeckt [1.1, 4, 5]. Hierzu muss die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, NH}$  mittels einer geeigneten Methode (z.B. der Gumbel-Methode [10]) am Standort ermittelt werden.

Den nachzuweisenden Standorten wird nach DIBt 2012 [1.1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [9] die in Tabelle 3.3 aufgeführte Windzone entsprechend [11] und die Geländekategorie, basierend auf den durch den Standortbesuch gewonnenen Erkenntnissen und den verwendeten Satellitendaten [13], zu Grunde gelegt. Da, nach [1.1], in Übergangsgebieten der Geländekategorien stets die Gleichungen der niedrigeren Kategorie anzusetzen sind, wird der Vergleich in solchen Fällen auf Basis der Gleichungen für die niedrigere Geländekategorie durchgeführt.

In der folgenden Tabelle 3.3 werden die Auslegungswindbedingungen hinsichtlich  $v_{m50}$  mit den standortspezifischen Windbedingungen verglichen. Wenn die geplanten WEA in einer Windzone errichtet werden sollen, die durch die Auslegungswindbedingungen abgedeckt ist, ist die Standorteignung hinsichtlich  $v_{m50}$  nachgewiesen. Ist der Standort nicht durch die Auslegungswindbedingungen  $v_{m50, TP}$  der geplanten WEA abgedeckt, erfolgt der Nachweis über eine standortspezifische Extremwindabschätzung [22.2]. Die Ergebnisse der standortspezifischen Extremwindabschätzung werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Kann



der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit  $v_{m50}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	WZ <sub>TP</sub>	GK <sub>TP</sub>	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ <sub>NH</sub>	GK <sub>NH</sub>	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W4	3	II	43.07	3	II	43.07	-	Ja	Nein

### 3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$

#### 3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe einer nach der DIBt 2012 [1.1] typengeprüften WEA gibt es windgeschwindigkeitsabhängige Auslegungswerte in fünf Kategorien, welche in der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] aufgeführt sind und der Typenprüfung zu Grunde gelegt werden müssen. Bei den Turbulenzkategorien wird zwischen den vorgegebenen Kategorien A+, A, B, C und der durch den WEA-Hersteller definierbaren Kategorie S unterschieden.

Für WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, muss die windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, welche in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definiert ist, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt sein. Für WEA die nach der DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  von 0.20 als Auslegungswindbedingung anzusetzen.

In Tabelle 3.4 sind die unterschiedlichen Turbulenzkategorien und deren Verläufe dargestellt.

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

$v_{hub}$ [m/s]	DIBt 1993 [3]	DIBt 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				
	Konstanter Mittelwert	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	S [-]
2		0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	-
3		0.420	0.471	0.419	0.366	0.314	-
4		0.345	0.387	0.344	0.301	0.258	-
5		0.300	0.337	0.299	0.262	0.224	-
6		0.270	0.303	0.269	0.236	0.202	-
7		0.249	0.279	0.248	0.217	0.186	-
8		0.233	0.261	0.232	0.203	0.174	-
9		0.220	0.247	0.220	0.192	0.165	-
10		0.210	0.236	0.210	0.183	0.157	-
11		0.202	0.227	0.201	0.176	0.151	-
12		0.195	0.219	0.195	0.170	0.146	-
13		0.189	0.213	0.189	0.165	0.142	-
14		0.184	0.207	0.184	0.161	0.138	-
15		0.180	0.202	0.180	0.157	0.135	-
16	-	0.176	0.198	0.176	0.154	0.132	-
17		0.173	0.194	0.173	0.151	0.130	-
18		0.170	0.191	0.170	0.149	0.127	-
19		0.167	0.188	0.167	0.146	0.125	-
20		0.165	0.185	0.165	0.144	0.124	-
21		0.163	0.183	0.163	0.142	0.122	-
22		0.161	0.181	0.161	0.141	0.121	-
23		0.159	0.179	0.159	0.139	0.119	-
24		0.158	0.177	0.157	0.138	0.118	-
25		0.156	0.175	0.156	0.136	0.117	-
26		0.155	0.174	0.154	0.135	0.116	-
27		0.153	0.172	0.153	0.134	0.115	-
28		0.152	0.171	0.152	0.133	0.114	-
29		0.151	0.170	0.151	0.132	0.113	-
30		0.150	0.169	0.150	0.131	0.112	-
Konstanter Mittelwert	0.200	-	-	-	-	-	-

Der Vergleich des standortspezifischen Turbulenzverlaufes mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten erfolgt bei WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, auf Basis der Werte für die Turbulenzkategorie A nach [1.1, 5, 6, 7], da diese die Werte nach [8] mit abdecken.

### 3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

#### 3.3.2.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz  $I_{amb}$  von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [22.1] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13] und der Topografie [14] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

#### 3.3.2.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität  $I_{amb}$  beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem Zeitintervall von 600 s um ihren Mittelwert. Sie ist als der Quotient aus der Standardabweichung  $\sigma$  der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  in einem 600 s Intervall zu bilden [6, 7, 8]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann  $I_{amb}$  direkt, bzw.  $I_{char}$  durch Addition der 1fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  [4, 8] und  $I_{rep}$  durch Addition der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  [6, 7] zu  $I_{amb}$  ermittelt werden. Durch Ermittlung der Windscherung, kann die auf Messhöhe ermittelte charakteristische, bzw. repräsentative Turbulenzintensität auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Liegt keine Messung vor, muss die Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch ermittelt werden.

Zur Berechnung von  $I_{amb}$  werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge  $z_0$  konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge  $z_0$  abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

Da in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [1.1] für die Ermittlung der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten Turbulenzwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten gefordert sind, wird den ermittelten Werten für die Umgebungsturbulenzintensität das NTM nach [6, 7] zu Grunde gelegt. Der ermittelten Turbulenzkurve wird in Anlehnung an das vom Risø DTU National Laboratory entwickelte Verfahren im Windfarm Assessment Tool eine windgeschwindigkeitsabhängige Standardabweichung  $\sigma_\sigma$  unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzsturbulenzintensität nach NTM und dem 1fachen  $\sigma_\sigma$  die Referenzkurve nach [6, 7] ergibt.

Die repräsentative Turbulenzintensität  $I_{rep}$  wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende, nach DIBt 2012 [1.1] typen-/einzelgeprüfte, WEA auf Nabenhöhe ermittelt und den weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt. Für Anlagen, deren Typen-/Einzelprüfung auf der Richtlinie DIBt 2004 [2] oder DIBt 1993 [3] basiert, findet die charakteristische Turbulenzintensität  $I_{char}$  Anwendung.

### 3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [14] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

Die Standorte aller zu betrachtenden Anlagen werden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf topografische Komplexität untersucht und bewertet, da die topografische Komplexität eine Verzerrung und damit eine Abweichung der Turbulenzstruktur von den Auslegungswindbedingungen verursachen kann.

Die Komplexität eines Standortes wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer angenäherten Ebene dargestellt. Dazu werden mindestens 37 Ausgleichsebenen entsprechend der Kriterien aus [6] mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] lässt die Möglichkeit offen, die angenäherte Ebene für die Kreissektoren mit dem Radius  $5 z_{hub}$  leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um  $2 z_{hub}$  zu erweitern. Diese Erweiterung wird bei der Komplexitätsbewertung im vorliegenden Gutachten angewendet. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen, der Abweichung des digitalen Geländemodells [14] von dieser und des Anteils der Windenergie aus dem betrachteten Sektor, lassen sich die Indizes  $TSI$  für die Geländeneigung und  $TVI$  für die Geländeabweichung berechnen. Überschreitet einer der berechneten Indizes die in Tabelle 3.5 aufgeführten Schwellenwerte, ist der untersuchte Standort als topografisch komplex zu bewerten, wobei der jeweils überschrittene Schwellenwert die Geländekomplexitätskategorie L, M oder H bestimmt.

Nach [6] hat an topografisch komplexen Standorten eine Erhöhung der longitudinalen Komponente der Umgebungsturbulenzintensität durch Multiplikation mit einem Turbulenzstrukturparameter  $C_{CT}$  gemäß Tabelle 3.5 zu erfolgen.

Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und  $C_{CT}$  nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]

Radius der Kreisfläche um die WEA [m]	Sektoramplitude der angenäherten Ausgleichsebene [°]	Schwellenwerte (untere Grenze)					
		Index der Geländeneigung $TSI$ [°]			Index der Geländeabweichung $TVI$ [%]		
		L	M	H	L	M	H
$5 z_{hub}$	360	10	15	20	2	4	6
$5 z_{hub}$	30						
$10 z_{hub}$							
$10 z_{hub}$							
		<b>Kategorie</b>					
	<b>L</b>	<b>M</b>			<b>H</b>		
$C_{CT}$	1.05	1.10			1.15		

Die Ergebnisse der Bewertung der topografischen Komplexität der zu untersuchenden WEA können Tabelle 2.1 entnommen werden.

### 3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 3.6 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 3.3.2.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen Turbulenzintensitäten, bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s, für eine Anlagenposition aufgeführt.

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W3	NH: 165 m	$I_{rep}$ [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.111
NNO	30	0.115
ONO	60	0.118
O	90	0.113
OSO	120	0.119
SSO	150	0.118
S	180	0.124
SSW	210	0.122
WSW	240	0.113
W	270	0.122
WNW	300	0.126
NNW	330	0.120

### 3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$

#### 3.3.3.1 Grundlagen

Die effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  ist definiert als die mittlere Turbulenzintensität, die über die Lebensdauer einer WEA dieselbe Materialermüdung verursacht, wie die am Standort herrschenden, verschiedenen Turbulenzen. Die Materialkennzahl, die maßgeblich in die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einfließt, ist der Wöhlerlinienkoeffizient  $m$ . Im vorliegenden Gutachten liegt jeder zu betrachtenden WEA der anlagenspezifische Wöhlerlinienkoeffizient zu Grunde, der die strukturschwächste Komponente repräsentiert. Hierbei handelt es sich im Regelfall um die Rotorblätter einer WEA, welche durch Wöhlerlinienkoeffizienten zwischen  $m = 10$  für glasfaserverstärkte Verbundwerkstoffe und  $m = 15$  für kohlefaserverstärkte Verbundwerkstoffe abgedeckt werden. Dadurch werden alle Komponenten einer WEA in die Betrachtung mit einbezogen.

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  zu berücksichtigen.

Die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität erfolgt nach den Ausarbeitungen in [10], Kapitel 2.4.4, wenn alle hierfür erforderlichen Anlagenparameter vorliegen oder konservativ abdeckend ermittelt werden konnten. Andernfalls erfolgt die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität nach den Ausarbeitungen in [16], sowie den informativen Anhängen in [6] und [7]. Die generelle Vorgehensweise zur Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  erfolgt in beiden Fällen entsprechend den Anforderungen aus [6] und [7].

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [10] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen der WEA untereinander, der Umgebungsturbulenzintensität und von anlagenspezifischen Kenngrößen abhängig ist. Diese Kenngrößen sind einerseits der windgeschwindigkeitsabhängige Schubbeiwert  $c_t$ , als auch die windgeschwindigkeitsabhängige Schnelllaufzahl  $\lambda$  der turbulenzinduzierenden WEA. Das Modell bildet sowohl den voll ausgebildeten Nachlauf als auch den nicht voll ausgebildeten Nachlauf

hinter einer WEA ab. Die anlagenspezifischen Werte  $c_t$  und  $\lambda$  sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie, wenn möglich, auf Basis der Anlagenparameter wie Drehzahl und Rotordurchmesser ermittelt, oder durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von  $I_{eff}$  werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [10] keine Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, werden sowohl die Bereiche im Volleinfluss (Rotor der WEA steht voll im Nachlauf einer anderen WEA), als auch die Bereiche im Teileinfluss (Rotor der WEA steht nur teilweise im Nachlauf einer anderen WEA) bei der Berechnung von  $I_{eff}$  berücksichtigt, was somit den konservativsten Ansatz darstellt.

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [16] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen  $s$  der WEA untereinander und vom windgeschwindigkeitsabhängigen Schubbeiwert  $c_t$  abhängig ist. Die anlagenspezifischen  $c_t$  Werte sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von  $I_{eff}$  werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [16] eine eindeutige Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, wird genau dieser Bereich bei der Berechnung von  $I_{eff}$  berücksichtigt.

Die Ermittlung der induzierten Turbulenzintensität muss durchgeführt werden, solange sich eine WEA in einem Abstand  $s$  kleiner  $10 D$  von der zu betrachtenden Anlage befindet [6, 7, 8]. Ist der Abstand  $s$  aller WEA im Umfeld grösser  $10 D$ , bezogen auf die jeweils turbulenzinduzierende WEA, muss deren Einfluss nicht mehr berücksichtigt werden.

In keiner der zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen [1.1 - 8] werden hinsichtlich des Abstandes  $s$  von WEA Grenzen definiert, bis zu welchen die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  anwendbar oder belastbar sind. Dasselbe gilt für die in [10] und [16] beschriebenen Turbulenzmodelle. Verschiedene Untersuchungen und Ausarbeitungen haben gezeigt, dass die Turbulenzmodelle auch bei geringen relativen Abständen  $s$  im Bereich  $3 D \geq s \geq 2 D$  konservative Ergebnisse liefern und belastbar sind. Diese Ergebnisse können sowohl für einen Vergleich der Windbedingungen entsprechend Abschnitt 1.2.1 als auch für einen Nachweis gemäß 1.2.3 herangezogen werden. Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen  $s$  von unter  $2.0 D$  sollten nicht mehr für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. In diesen Nachlaufsituationen ist eine Abschaltung erforderlich.

Die ermittelten Werte für  $I_{eff}$  werden den Auslegungswerten, die der Typen-/Einzelprüfung der betrachteten Anlage zu Grunde liegen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte nicht oberhalb der Auslegungswerte, gilt eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität als nachgewiesen. Liegen die Werte über den Auslegungswerten, kann eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nicht durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden. Der Nachweis der Standorteignung kann in diesem Fall jedoch durch eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers oder eines unabhängigen Dritten erfolgen.

### 3.3.3.2 Berücksichtigte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  können sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM) an WEA berücksichtigt werden. Die Betriebsbeschränkungen können sich aus beispielsweise zu geringen Abständen  $s$  ergeben, oder Bestandteil der Genehmigung bereits bestehender WEA sein. Des Weiteren kann ein WSM dafür genutzt werden, den Einfluss einer neu geplanten WEA auf den zu berücksichtigenden Bestand derart zu reduzieren, dass die geplante WEA keinen signifikanten Einfluss mehr auf die effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  einer Bestandsanlage hat oder um Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  an dieser zu verhindern. Die im Folgenden aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen immer eine Mindestanforderung dar, deren technische Umsetzbarkeit nicht geprüft wurde. Wenn möglich, wird für jedes WSM an einer beeinflussenden WEA ein alternatives WSM an der beeinflussten WEA ausgewiesen. Hierbei handelt es sich in der Regel um eine Abschaltung an der beeinflussten WEA, da die Lasten an einer abgeschalteten WEA geringer sind als die Lasten im frei angeströmten Betrieb. Die ausgewiesenen Alternativen stellen einen Vorschlag dar, werden aber nicht in der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$ .

Folgende sektorielle Betriebsbeschränkungen wurden bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  berücksichtigt [26].

Tabelle 3.7: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1 [26]

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W2	173	233	Abschaltung	4.5 – 11.5
Alternativ: W1	173	233	Abschaltung	4.5 – 11.5
W1	43	103	Abschaltung	5.5 – 10.5
Alternativ: W9	43	103	Abschaltung	5.5 – 10.5
W1	127	183	Abschaltung	7.5 – 9.5
Alternativ: W10	127	183	Abschaltung	7.5 – 9.5

Tabelle 3.8: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4 [26]

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W4	241	301	Abschaltung	4.5 – 11.5
Alternativ: W13	241	301	Abschaltung	4.5 – 11.5

Aufgrund des geringen Abstands zwischen einzelner Neuanlagen und Bestandsanlagen von unter  $2.0 D$  sind die folgenden sektoriellen Abschaltungen notwendig und werden bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  berücksichtigt.

Tabelle 3.9: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W2	62	128	Abschaltung	Alle
Alternativ: W10	62	128	Abschaltung	Alle

Tabelle 3.10: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W3

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W4	114	182	Abschaltung	Alle
Alternativ: W3	114	182	Abschaltung	Alle
W3	185	249	Abschaltung	Alle
Alternativ: W13	185	249	Abschaltung	Alle

Tabelle 3.11: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W3	294	2	Abschaltung	Alle
Alternativ: W4	294	2	Abschaltung	Alle

Tabelle 3.12: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W10

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W2	242	308	Abschaltung	Alle
Alternativ: W10	242	308	Abschaltung	Alle

Tabelle 3.13: Berücksichtigte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W13

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W3	5	69	Abschaltung	Alle
Alternativ: W13	5	69	Abschaltung	Alle

### 3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.14 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt



Tabelle 3.14: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$

$v_{hub}$	W1[A]	W2[A]	W3[A]	W4[A]	W7[S]	W8[S]	W9[S]	W10[S]	W11[S]	W13[S]	W14[S]	Referenz Klasse A	Referenz Klasse S
3	0.374	0.324	0.278	0.351	0.314	0.316	0.353	0.337	0.308	0.335	0.304	0.419	0.390
4	0.332	0.277	0.237	0.319	0.274	0.275	0.307	0.291	0.265	0.290	0.255	0.344	0.360
5	0.289	0.246	0.210	0.193	0.244	0.245	0.278	0.259	0.235	0.260	0.225	0.299	0.334
6	0.246	0.221	0.192	0.174	0.224	0.226	0.258	0.238	0.216	0.240	0.205	0.269	0.307
7	0.231	0.206	0.179	0.161	0.210	0.213	0.245	0.223	0.202	0.226	0.190	0.248	0.284
8	0.154	0.192	0.170	0.150	0.200	0.204	0.232	0.210	0.192	0.214	0.178	0.232	0.265
9	0.146	0.182	0.164	0.143	0.194	0.199	0.224	0.202	0.186	0.205	0.169	0.220	0.252
10	0.198	0.170	0.154	0.136	0.179	0.185	0.213	0.188	0.173	0.194	0.160	0.210	0.229
11	0.189	0.158	0.142	0.129	0.160	0.167	0.199	0.171	0.156	0.178	0.150	0.201	0.207
12	0.186	0.147	0.132	0.175	0.145	0.151	<b>0.188</b>	0.157	0.143	0.166	0.142	0.195	0.187
13	0.166	0.132	0.125	0.159	0.135	0.140	0.169	0.143	0.134	0.150	0.133	0.189	0.169
14	0.152	0.123	0.119	0.147	0.128	0.133	0.157	0.134	0.127	0.139	0.126	0.184	0.160
15	0.143	0.117	0.115	0.139	0.123	0.127	0.148	0.127	0.123	0.131	0.122	0.180	0.154
16	0.135	0.112	0.111	0.132	0.119	0.123	0.140	0.122	0.119	0.125	0.118	0.176	0.149
17	0.129	0.109	0.108	0.127	0.116	0.119	0.135	0.118	0.116	0.120	0.115	0.173	0.145
18	0.124	0.106	0.105	0.122	0.113	0.116	0.130	0.115	0.113	0.116	0.112	0.170	0.142
19	0.120	0.104	0.103	0.118	0.111	0.113	0.126	0.112	0.110	0.113	0.110	0.167	0.139
20	0.116	0.102	0.100	0.114	0.109	0.111	0.122	0.110	0.108	0.110	0.108	0.165	0.137
21	0.114	0.101	0.098	0.111	0.107	0.108	0.119	0.108	0.107	0.108	0.106	0.163	0.137
22	0.112	0.099	0.096	0.108	0.105	0.107	0.117	0.107	0.105	0.105	0.104	0.161	0.135
23	0.110	0.098	0.095	0.105	0.104	0.105	0.114	0.105	0.104	0.104	0.103	0.159	0.133
24	0.108	0.097	0.093	0.103	0.103	0.103	0.112	0.104	0.102	0.102	0.101	0.157	0.131
25	0.107	0.096	0.092	0.101	0.102	0.102	0.110	0.103	0.101	0.101	0.100	0.156	0.130

### 3.3.3.4 Geforderte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Um die Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität an betroffenen Bestands-WEA zu verhindern bzw. nicht weiter zu erhöhen, sind die folgenden sektorischen Betriebsbeschränkungen notwendig.

*Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9*

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W1	223	283	mode 4500-900	11.5 – 12.5
Alternativ: W9	223	283	Abschaltung	11.5 – 12.5

### 3.4 Schräganströmung $\delta$

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Schräganströmung  $\delta_{NH}$  erfolgt gemäß [6] und entspricht der Neigung der angenäherten Ebene mit einem Radius  $5 z_{hub}$  vor der WEA und  $2 z_{hub}$  hinter der WEA gegenüber der horizontalen Mittelgeraden des betrachteten Sektors.

Die folgende Tabelle 3.16 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung  $\delta_{NH}$  dar.

Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung  $\delta_{NH}$  der neu geplanten WEA

Sektor	$\delta_{NH}$ (W1) [°]	$\delta_{NH}$ (W2) [°]	$\delta_{NH}$ (W3) [°]	$\delta_{NH}$ (W4) [°]
Alle	-0.3	-0.2	-0.3	-0.4

### 3.5 Höhenexponent $\alpha$

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung des Höhenexponenten erfolgt entsprechend der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis der ermittelten Rauigkeiten am Standort. Einflüsse der Stabilität der Atmosphäre werden dabei nicht berücksichtigt. Die Ermittlung berücksichtigt keinen Einfluss der Topografie, der bei den hier untersuchten Nabenhöhen vernachlässigt werden kann, solange sich keine schroffen Geländekanten oder Steilhänge in unmittelbarer Umgebung der betrachteten WEA befinden. Der über alle Windrichtungen energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten  $\alpha_{NH}$  ist für alle zu betrachtenden Anlagen in einem Bereich von der unteren Blattspitze bis zur oberen Blattspitze zu ermitteln.

Die folgende Tabelle 3.17 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten  $\alpha_{NH}$  dar.

Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten  $\alpha_{NH}$  der neu geplanten WEA

Sektor	$\alpha_{NH}$ (W1) [-]	$\alpha_{NH}$ (W2) [-]	$\alpha_{NH}$ (W3) [-]	$\alpha_{NH}$ (W4) [-]
Alle	0.15	0.15	0.14	0.14

### 3.6 Luftdichte $\rho$

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Berechnung der mittleren Luftdichte  $\rho_{NH}$  auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA erfolgt entsprechend der Norm DIN ISO 2553 [17]. Als Datengrundlage dient die mittlere Temperatur in 2 m über Grund, die in einem 1 km Raster über den Zeitraum von 1981 – 2010 vorliegt [18] und entsprechend [17] auf die zu untersuchende Nabenhöhe umgerechnet wird.

Die folgende Tabelle 3.18 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte  $\rho_{NH}$  für jede zu untersuchende WEA dar.

*Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte  $\rho_{NH}$  der neu geplanten WEA*

Interne W-Nr.	$\rho_{NH}$ [kg/m <sup>3</sup> ]
W1	1.222
W2	1.223
W3	1.224
W4	1.224

### 3.7 Extreme Turbulenzintensität $I_{ext}$

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Extremturbulenzintensität erfolgt durch die Betrachtung aller auftretenden Nachlaufsituationen und stellt das Ergebnis mit dem höchsten Wert, im Zentrum aller betrachteten Nachlaufsituationen dar. Wenn keine Nachlaufsituationen zu berücksichtigen sind, wird der Wert der höchsten repräsentativen Turbulenzintensität ausgewiesen. Entsprechend [6] berücksichtigen alle ausgewiesenen Werte den jeweiligen anzusetzenden Turbulenzstrukturparameter  $C_{CT}$ .

Die folgende Tabelle 3.19 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten  $I_{ext, NH}$  in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen dar.

Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten  $I_{ext, NH}$

$v_{hub}$	W1	W2	W3	W4
3	0.408	0.383	0.327	0.313
4	0.352	0.330	0.280	0.264
5	0.236	0.298	0.248	0.232
6	0.216	0.276	0.227	0.211
7	0.201	0.259	0.211	0.196
8	0.190	0.244	0.201	0.185
9	0.183	0.232	0.193	0.178
10	0.172	0.220	0.182	0.168
11	0.159	0.206	0.167	0.156
12	0.207	0.194	0.154	0.147
13	0.185	0.172	0.146	0.140
14	0.169	0.158	0.139	0.135
15	0.158	0.148	0.134	0.131
16	0.149	0.139	0.130	0.127
17	0.142	0.132	0.126	0.124
18	0.137	0.127	0.123	0.122
19	0.132	0.122	0.121	0.119
20	0.127	0.118	0.118	0.117
21	0.124	0.115	0.116	0.115
22	0.121	0.112	0.114	0.113
23	0.118	0.110	0.112	0.112
24	0.116	0.107	0.111	0.111
25	0.114	0.106	0.110	0.110

## 4 Zusammenfassung

### 4.1 Neu geplante WEA

Es wurden die Standortbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 für die neu geplanten WEA ermittelt und mit den Auslegungswerten verglichen. Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  wurden die in Abschnitt 3.3.3.2 ausgewiesenen sektoriellen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

- i. W1 – W4 eine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{hub, NH}$  im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit  $v_{hub, TP}$  aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 – W4 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, TP}$  nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und
- iii. W1 – W4 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Für die WEA W1 – W4 hat eine seitens des Herstellers eno energy durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.2 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen nicht überschritten werden [25]. Die Ergebnisse in [25] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W4 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25] und der in Abschnitt 3.3.3.2 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	eno energy	eno 152-5.6 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W2	eno energy	eno 152-5.6 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W3	eno energy	eno 152-5.6 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W4	eno energy	eno 152-5.6 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2

## 4.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W7, W8, W10, W11, W13 und W14 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität unter Berücksichtigung der sektoriellen Betriebsbeschränkungen gemäß Abschnitt 3.3.3.2 durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W9 weist Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht bzw. erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W9 auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

*Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA*

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W7	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	0.0	Ja
W8	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	0.0	Ja
W9	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W10	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W11	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	0.0	Ja
W13	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.2
W14	Vestas	V150-5.6 MW	166.0	0.0	Ja

---

## 5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 24.07.2019 durch einen Mitarbeiter der enosite GmbH durchgeführt [23].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13] und ggf. zu den Höhenlinien [14]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.



## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ETM	Extremes Turbulenzmodell
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauß-Krüger, Geländekategorie
H	Komplexitätskategorie Stark
IEC	International Electrotechnical Commission
L	Komplexitätskategorie Gering
M	Komplexitätskategorie Mittel
NA	Nationaler Anhang
NTM	Normales Turbulenzmodell
PEL	Pseudo-Äquivalente-Last
pdf	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
TK	Turbulenzkategorie, Auslegungsturbulenz
TP	Typenprüfung
UTM	Universal Transverse Mercator Projection
WEA	Windenergieanlage(n)
WGS84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WSM	Wind Sector Management, Sektorielle Betriebsbeschränkung
WZ	Windzone

Symbol	Bedeutung	Einheit
$A$	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
$C_{CT}$	Turbulenzstrukturparameter	[-]
$C_t$	Schubbeiwert	[-]
$D$	Rotordurchmesser	[m]
$FEH$	Fundamenterhöhung	[m]
$I_{amb}$	Umgebungsturbulenzintensität	[-]
$i_c$	Komplexitätsindex	[-]
$I_{char}$	Charakteristische Turbulenzintensität	[-]
$I_{ext}$	Extreme Turbulenzintensität	[-]
$I_{eff}$	Effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe	[-]
$I_{rep}$	Repräsentative Turbulenzintensität	[-]
$k$	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
$\lambda$	Schnelllaufzahl	[-]
$m$	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
$NH$	Nabenhöhe	[m]
$p$	Sektorielle Häufigkeit	[%]
$P_N$	Nennleistung	[kW]
$s$	Dimensionsloser Abstand zwischen WEA, bezogen auf den jeweils größeren Rotordurchmesser	[-]
$\tau$	Lebensdauer	[a]
$TSI$	Index der Geländeneigung	[°]

Symbol	Bedeutung	Einheit
$TVI$	Index der Geländeabweichung	[%]
$v_{ave}$	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{hub}$	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{in}$	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_{m50}$	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{out}$	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_r$	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_{ref}$	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
$X$	Rechtswert	[m]
$Y$	Hochwert	[m]
$z_0$	Rauigkeitslänge	[m]
$z_{hub}$	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
$\alpha$	Höhenexponent	[-]
$\delta$	Schräganströmung	[°]
$\rho$	Luftdichte	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma$	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
$\sigma_\sigma$	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

## Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen\_nach\_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 11.08.2020;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [14] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*

- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*
- [17] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979;*
- [18] *Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.;*
- [19.1] *OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;*
- [19.2] *Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;*
- [20] *Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;*
- [21] *eno energy GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "AW: Torisdorf - Turbulenzgutachten" vom 12.03.2021; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 1374152;*
- [22.1] *eno energy GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "WG: Torisdorf - Turbulenzgutachten" vom 08.03.2021; Datei: PARK\_Torisdorf 4xGE5.5-158 161m +10xV150\_2020-02-20\_Analyse der Windverhältnisse.pdf;*
- [22.2] *entfällt;*
- [23] *enosite GmbH; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Torisdorf Deutschland; Bericht-Nr.: I17-SV-2021-50; 11.03.2021;*
- [24] *eno energy GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "AW: Unterlagen eno126 & 152 - Angebot Berechnungstool" am 19.10.2020;*
- [25] *eno energy systems GmbH; For Wind Turbine Converter (WTC) eno152 – 165m 5.6 MW at Löwitz-Torisdorf site; Document name: eno152\_165m\_5P6MW\_LowitzTorisdorf\_LoadCalc\_rev0; Revision: 0.0; 01.07.2021;*
- [26] *eno energy GmbH; E-Mail mit dem Betreff: " WP Torisdorf " vom 15.06.2021 und E-Mail mit dem Betreff: „AW: WP Torisdorf“ vom 16.06.2021; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 1474336;*