Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen

nach DIBt 2012 für den Windpark Westheim

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2025-417 Rev.01

Deutsche Akkreditierungsstelle
D-PL-21268-01-00

I17-Wind GmbH & Co. KG --- Robert-Koch-Straße 29 --- 25813 Husum

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den

Windpark Westheim

Bericht-Nr.:	I17-SE-2025-417 Rev.01
Auftraggeber:	Windpark Meierberg GmbH & Co. KG Zur Egge 17 D-34431 Marsberg
Auftragnehmer:	I17-Wind GmbH & Co. KG Robert-Koch-Straße 29 D-25813 Husum Tel.: 04841 – 87596 – 0 E-Mail: mail@i17-wind.de Internet: www.i17-wind.de
Datum:	09. Juni 2026

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.

Akkreditierung

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 durch die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH (DAkkS) für die Bereiche „Erstellen von Schallimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Erstellen von Schattenwurfimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Prüfung der Standorteignung von Windenergieanlagen mittels Berechnung (Turbulenzgutachten)“ akkreditiert. Die Registriernummer der Urkunde lautet D-PL-21268-01-00. Diese kann angefragt, oder in der Datenbank der akkreditierten Stellen der DAkkS eingesehen werden.

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 λ 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	Verfasst
0 – Entwurf	16.06.2025	Entwurfsbericht zur Lastrechnung	Rohde
1 – Entwurf	30.03.2026	Standortverschiebung der WEA W5 und geänderte Vorbelastung – Entwurfsbericht zur Lastrechnung	Rohde
1	09.06.2026	Bericht mit vorläufigen Betriebsbeschränkungen	Rohde

Verfasst:

M. Sc. Niklas Rohde, Sachverständiger

Husum, 09.06.2026

Geprüft:

M. Sc. Yannik Holste, Sachverständiger

Husum, 17.06.2026

Freigegeben:

M. Sc. Niklas Rohde, Sachverständiger

Husum, 17.06.2026

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 Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten ... 8
1.2.2 Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten ... 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 ... 12
2 Aufgabenstellung und Standort ... 13
2.1 Umfang des Gutachtens ... 13
2.2 Standortbeschreibung ... 13
2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA ... 13
3 Vergleich der Windbedingungen ... 16
3.1 Grundlagen ... 16
3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50} ... 17
3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} ... 17
3.2.2 Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} ... 17
3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} ... 18
3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität ... 18
3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität ... 20
3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} ... 22
3.4 Schräganströmung δ ... 28
3.5 Höhenexponent α ... 28
3.6 Luftdichte ρ ... 29
3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext} ... 30
4 Zusammenfassung ... 31
4.1 Neu geplante WEA ... 31
4.2 Bestehende WEA ... 32
5 Standortbesichtigung ... 33
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis ... 34
Literaturverzeichnis ... 36
Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort ... 38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2] 15

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration 14
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA 14
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1] 16
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA.. 17
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA 18
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität19
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]..... 21
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort..... 22
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau) 25
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau)..... 26
Tabelle 3.9: Geforderte Betriebsbeschränkung bis zur Vorlage der Lastrechnung 27
Tabelle 3.10 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA..... 28
Tabelle 3.11 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA..... 28
Tabelle 3.12: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA..... 29
Tabelle 3.13: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ 30
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA..... 31
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA..... 32
Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1] 38

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_{eff}, welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

Nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [9] ist bei zylindrischen Bauwerken die Untersuchung von Interferenzeffekten oder wirbelerregten Schwingungen zu führen, wenn deren Abstand untereinander den in [9] definierten Mindestabstand unterschreitet. Diese Untersuchung ist nicht Bestandteil der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] und wird daher im vorliegenden Gutachten nicht durchgeführt, sondern hat durch einen dritten unabhängigen Gutachter oder Prüfstatiker zu erfolgen.

1.2.1 Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten

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 Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten

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 δ darf den vorgegebenen Wert von +/- 8°, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.

ii. Der über alle Richtungen und Windgeschwindigkeiten energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α 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 ρ darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit v_r den Wert 1.225 kg/m³ oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von 1.225 kg/m³ oder dem in der Typenprüfung angegeben Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

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

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 Lastvergleichs 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 einer Lastrechnung, sowohl eines Anlagenherstellers als auch eines dritten, unabhängigen Gutachters, 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 τ_{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 Wahrscheinlichkeits-dichtefunktion 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 Wahrscheinlichkeitsdichte-funktionen 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.

Kann der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert nach DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] nicht erbracht werden, wird sich zur Definition von sektoriellen Betriebsbeschränkungen vorbehalten den Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} nach [6] durchzuführen, da dieses Verfahren das in [1.1] geforderte Verfahren konservativ mit abdeckt.

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 Windgeschwindigkeits-bereich 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 ρ 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 Herstellers 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 λ, 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 ± 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.

Werden in unserem Gutachten Angaben zur Fundamenterhöhung gemacht, so beschreibt diese ausschließlich die relative Höhenabweichung zum Gelände und nicht der Geländehöhe selbst. Änderungen der für die Berechnung relevanten Windbedingungen über Grund ergeben sich lediglich bei einer Änderung der Fundamenterhöhung und nicht bei der Geländehöhe. Bei einer Abweichung der Fundamenterhöhung von maximal ± 2 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 fünf WEA des Typs Enercon E-175 EP5 E2 / 7000 kW auf 174.5 m Nabenhöhe am Standort Westheim in Nordrhein-Westfalen.

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 [21.1 – 21.4] und in Abbildung 2.1 dargestellten WEA zu erstellen. Auf Grund des Abstandes von mindestens 2.5 km zu weiteren als Bestands zu betrachtenden WEA, wurden diese Bestands-WEA nicht im vorliegenden Gutachten berücksichtigt. 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 vorgegebenen Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand *s* einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.02, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser *D*. Dies betrifft die WEA W2 und W67.

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

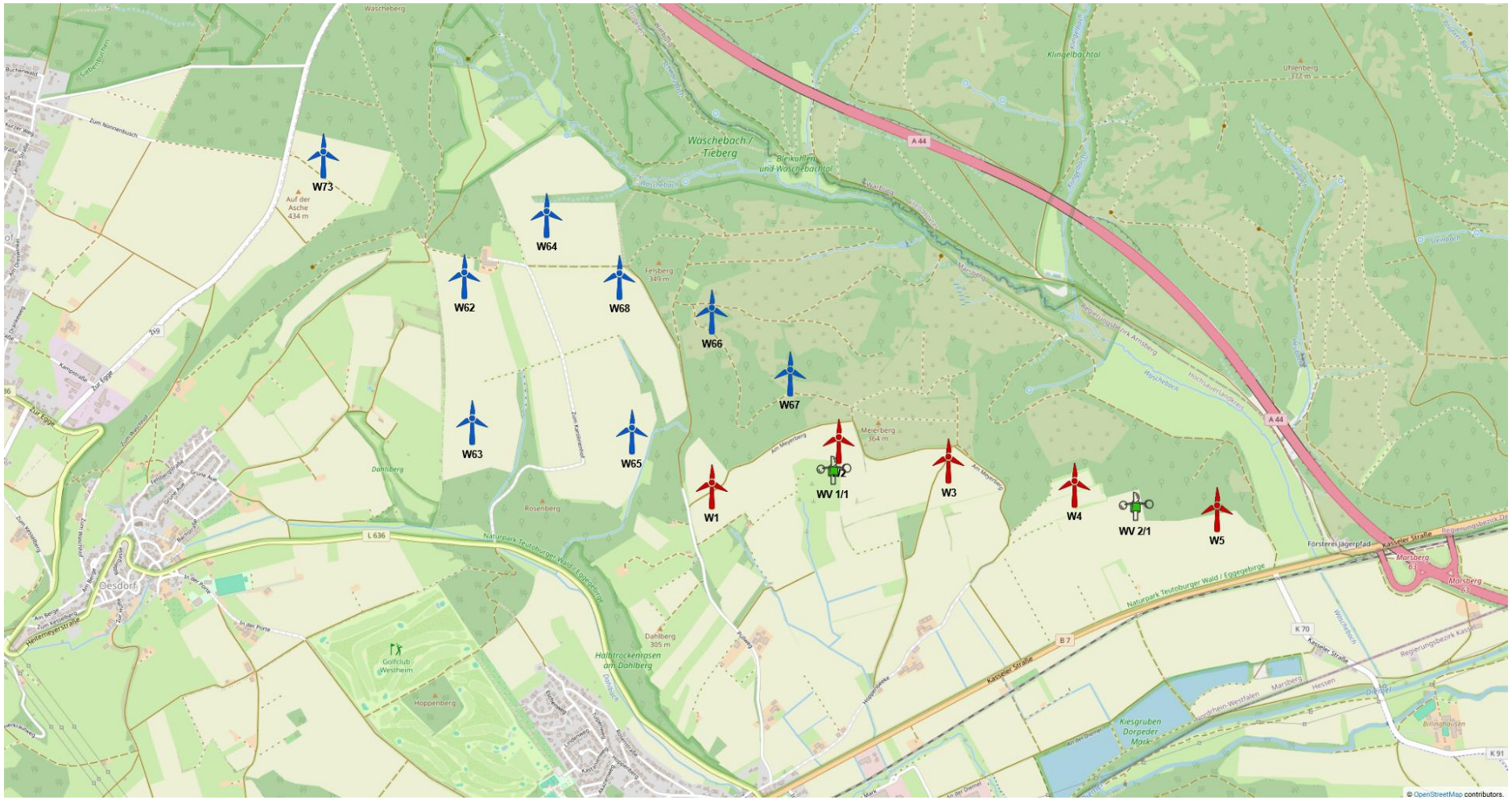
Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 *D*	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	*NH*[1] [m]	*D* [m]	Betriebsmodus	*FEH*[2] [m]	P_N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungs-lebensdauer τ_{TP} [a]	$m_{max,\,TP}$ [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	*X* [m]	*Y* [m]												
W1	WEA 01	Neu	Ja	Nein	-	493826	5706352	Enercon	E-175 EP5 E2 / 7000 kW	174.5	175.0	OM0s	0.0	7000	2012	A	25	14	WV 1/1
W2	WEA 02	Neu	Ja	Nein	-	494366	5706541	Enercon	E-175 EP5 E2 / 7000 kW	174.5	175.0	OM0s	0.0	7000	2012	A	25	14	WV 1/1
W3	WEA 03	Neu	Ja	Nein	-	494833	5706457	Enercon	E-175 EP5 E2 / 7000 kW	174.5	175.0	OM0s	0.0	7000	2012	A	25	14	WV 1/1
W4	WEA 04	Neu	Ja	Nein	-	495366	5706355	Enercon	E-175 EP5 E2 / 7000 kW	174.5	175.0	OM0s	0.0	7000	2012	A	25	14	WV 2/1
W5	WEA 05	Neu	Ja	Nein	-	495972	5706251	Enercon	E-175 EP5 E2 / 7000 kW	174.5	175.0	OM0s	0.0	7000	2012	A	25	14	WV 2/1
W62	-	Bestand	Ja	Nein	-	492778	5707241	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	160.0	BM 0 s-1	0.0	5560	2012	B	25	10	WV 1/1
W63	-	Bestand	Ja	Nein	-	492810	5706622	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	160.0	BM 0 s-1	0.0	5560	2012	B	25	10	WV 1/1
W64	-	Bestand	Ja	Nein	-	493128	5707498	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	160.0	BM 0 s-1	0.0	5560	2012	B	25	10	WV 1/1
W65	-	Bestand	Ja	Nein	-	493487	5706581	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	160.0	BM 0 s-1	0.0	5560	2012	B	25	10	WV 1/1
W66	-	Bestand	Ja	Nein	-	493829	5707089	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	160.0	BM 0 s-1	0.0	5560	2012	B	25	10	WV 1/1
W67	-	Bestand	Ja	Nein	-	494159	5706828	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	160.0	BM 0 s-1	0.0	5560	2012	B	25	10	WV 1/1
W68	-	Bestand	Ja	Nein	-	493437	5707236	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	160.0	BM 0 s-1	0.0	5560	2012	B	25	10	WV 1/1
W73	WEA Asche	Bestand	Nein	-	-	492179	5707753	Enercon	E-175 EP5 / 6000 kW	162.0	175.0	OM0-1	0.0	6000	2012	A	25	14	WV 1/1

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	$v_{ave,TP}$ [m/s]	k_{TP} [-]	$v_{m50,TP}$ [m/s]	TK	δ_{TP} [°]	α_{TP} [-]	ρ_{TP} [kg/m³]	Auslegungs-lebensdauer τ_{TP} [a]	Quelle
W1 – W5	DIBt 2012	S	S	7.31	2.00	40.63	A	8.0	0.40	1.225	25	[24.1, 24.2]

[1] *Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3*

[2] *Siehe Kapitel 1.4 Absatz 4*



Neuanlagen Bestandsanlagen Referenzwindverteilung

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 α. 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. Wenn mehrere Windverteilungen zu Grunde gelegt wurden, werden diese im Anhang ausgewiesen.

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v_{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h_{WV} [m]				
494342	5706450	174.5				
Sektor | Windrichtung [°]						
N | 0			5.07	2.27	3.47	---
NNO | 30			5.27	2.38	3.45	---
ONO | 60			5.67	2.47	4.63	---
O | 90			6.33	2.48	6.38	---
OSO | 120			5.99	2.64	5.77	---
SSO | 150			5.82	2.58	5.30	---
S | 180			7.25	2.67	8.60	---
SSW | 210			8.60	2.85	12.65	---
WSW | 240			8.58	2.69	12.97	---
W | 270			9.39	2.51	16.00	---
WNW | 300			8.09	2.44	14.12	---
NNW | 330			5.99	2.46	6.67	---
Gesamt			**7.57**	**2.30**	**100.00**	**6.71**

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 – W3	6.71	7.31	2.30	2.00	0.92	-	Ja	Nein
W4 & W5	6.31	7.31	2.30	2.00	0.86	-	Ja	Nein

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 [13.1], 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_{TP}	GK_{TP}	$v_{m50,\,TP}$ [m/s]	WZ_{NH}	GK_{NH}	$v_{m50,\,NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50,\,NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W5	S	S	40.63	1	II	35.55	-	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, wird nicht die in [3] definierte mittlere Turbulenzintensität von 0.20, sondern ebenfalls die in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definierte windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt.

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 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				
	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	durch den WEA-Hersteller definiert
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	

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 [13.1] und der Topografie [13.2] 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 σ 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 σ_σ [4, 8] und I_{rep} durch Addition der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ [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 [13.1] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13.1] 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 σ_σ unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzturbulenzintensität nach NTM und dem 1fachen σ_σ 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 [13.2] 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 [13.2] 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]

<table>
<tr><th rowspan="3">Radius der Kreisfläche um die WEA [m]</th><th rowspan="3">Sektoramplitude der angenäherten Ausgleichsebene [°]</th><th colspan="6">Schwellenwerte (untere Grenze)</th></tr>
<tr><th colspan="3">Index der Geländeneigung TSI [°]</th><th colspan="3">Index der Geländeabweichung TVI [%]</th></tr>
<tr><th>L</th><th>M</th><th>H</th><th>L</th><th>M</th><th>H</th></tr>
<tr><td>5 z_{hub}</td><td>360</td><td rowspan="4">10</td><td rowspan="4">15</td><td rowspan="4">20</td><td rowspan="4">2</td><td rowspan="4">4</td><td rowspan="4">6</td></tr>
<tr><td>5 z_{hub}</td><td rowspan="3">30</td></tr>
<tr><td>10 z_{hub}</td></tr>
<tr><td>20 z_{hub}</td></tr>
<tr><td rowspan="3"></td><td colspan="7">Kategorie</td></tr>
<tr><td>L</td><td colspan="3">M</td><td colspan="3">H</td></tr>
<tr><td>C_{CT}</td><td>1.05</td><td colspan="3">1.10</td><td colspan="3">1.15</td></tr>
</table>

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*: 174.5 m	I_{rep} [-]
Sektor	**Windrichtung [°]**	
N	**0**	0.137
NNO	**30**	0.139
ONO	**60**	0.132
O	**90**	0.127
OSO	**120**	0.126
SSO	**150**	0.139
S	**180**	0.124
SSW	**210**	0.126
WSW	**240**	0.137
W	**270**	0.129
WNW	**300**	0.133
NNW	**330**	0.137

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 glasfaser-verstärkte 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 Umgebungs-turbulenzintensität σ_σ 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 λ 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 λ 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. Eine Ausnahme bilden Abstände s von unter 2.0 D in Verbindung mit einem großen Nabenhöhenunterschied der betrachteten WEA. In solch einer Situation kann es durch die geometrischen Verhältnisse dazu kommen, dass der Nachlauf der turbulenzinduzierenden WEA über bzw. unter der Rotorkreisfläche der beeinflussten WEA strömt. In diesem Fall sind keine Betriebsbeschränkungen bzw. Abschaltungen 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.

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} wurden keine sektoriellen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt.

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.7 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.8 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit 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 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)

v_{hub}	W62[B]	W64[B]	W66[B]	W67[B]	W68[B]	Referenz Klasse B
3	***0.378***	***0.397***	***0.402***	***0.385***	***0.408***	0.366
4	***0.319***	***0.340***	***0.343***	***0.328***	***0.348***	0.301
5	***0.273***	***0.294***	***0.297***	***0.283***	***0.300***	0.262
6	***0.244***	***0.266***	***0.269***	***0.257***	***0.271***	0.236
7	***0.221***	***0.244***	***0.246***	***0.235***	***0.247***	0.217
8	0.199	***0.221***	***0.223***	***0.214***	***0.223***	0.203
9	0.186	***0.211***	***0.213***	***0.205***	***0.212***	0.192
10	0.172	***0.198***	***0.201***	***0.192***	***0.198***	0.183
11	0.159	***0.186***	***0.189***	***0.181***	***0.185***	0.176
12	0.149	***0.173***	***0.176***	0.169	***0.172***	0.170
13	0.142	0.162	***0.166***	0.159	0.161	0.165
14	0.137	0.152	0.156	0.151	0.152	0.161
15	0.133	0.145	0.149	0.144	0.145	0.157
16	0.129	0.138	0.143	0.139	0.140	0.154
17	0.126	0.133	0.138	0.134	0.134	0.151
18	0.123	0.128	0.133	0.130	0.130	0.149
19	0.121	0.125	0.130	0.127	0.127	0.146
20	0.119	0.122	0.127	0.124	0.124	0.144
21	0.117	0.120	0.124	0.121	0.122	0.142
22	0.115	0.118	0.121	0.119	0.119	0.141
23	0.114	0.116	0.119	0.117	0.117	0.139
24	0.112	0.114	0.116	0.115	0.115	0.138
25	0.111	0.112	0.113	0.113	0.112	0.136

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau)

v_{hub}	W1[A]	W2[A]	W3[A]	W4[A]	W5[A]	W62[B]	W63[B]	W64[B]	W65[B]	W66[B]	W67[B]	W68[B]	Referenz Klasse A	Referenz Klasse B
3	0.401	***0.439***	0.358	0.341	0.328	***0.378***	0.340	***0.397***	***0.375***	***0.402***	***0.412***	***0.409***	0.419	0.366
4	0.342	***0.377***	0.314	0.296	0.280	***0.319***	0.283	***0.340***	***0.325***	***0.344***	***0.363***	***0.349***	0.344	0.301
5	0.295	***0.324***	0.281	0.264	0.249	***0.273***	0.243	***0.294***	***0.286***	***0.297***	***0.321***	***0.300***	0.299	0.262
6	0.267	***0.293***	0.261	0.244	0.229	***0.244***	0.217	***0.266***	***0.261***	***0.269***	***0.294***	***0.271***	0.269	0.236
7	0.245	***0.268***	0.247	0.230	0.216	***0.221***	0.197	***0.244***	***0.242***	***0.247***	***0.274***	***0.247***	0.248	0.217
8	0.222	***0.243***	***0.236***	0.219	0.206	0.199	0.180	***0.221***	***0.223***	***0.224***	***0.253***	***0.223***	0.232	0.203
9	0.211	***0.229***	0.219	0.204	0.192	0.186	0.168	***0.211***	***0.201***	***0.214***	***0.230***	***0.212***	0.220	0.192
10	0.197	***0.212***	0.202	0.190	0.180	0.172	0.158	***0.198***	0.181	***0.201***	***0.208***	***0.198***	0.210	0.183
11	0.185	0.197	0.188	0.177	0.169	0.159	0.150	***0.186***	0.166	***0.189***	***0.191***	***0.185***	0.201	0.176
12	0.172	0.181	0.176	0.167	0.160	0.149	0.144	***0.173***	0.155	***0.176***	***0.176***	***0.172***	0.195	0.170
13	0.161	0.169	0.165	0.157	0.152	0.142	0.139	0.162	0.148	***0.166***	0.164	0.161	0.189	0.165
14	0.151	0.157	0.155	0.150	0.145	0.137	0.135	0.152	0.142	0.156	0.154	0.152	0.184	0.161
15	0.145	0.149	0.148	0.144	0.140	0.133	0.131	0.145	0.138	0.149	0.147	0.145	0.180	0.157
16	0.139	0.143	0.143	0.139	0.136	0.129	0.128	0.138	0.134	0.144	0.141	0.140	0.176	0.154
17	0.134	0.137	0.138	0.135	0.132	0.126	0.125	0.133	0.131	0.138	0.135	0.134	0.173	0.151
18	0.130	0.132	0.134	0.131	0.129	0.123	0.123	0.128	0.128	0.133	0.130	0.130	0.170	0.149
19	0.127	0.129	0.130	0.128	0.126	0.121	0.121	0.125	0.125	0.130	0.127	0.127	0.167	0.146
20	0.125	0.125	0.127	0.125	0.123	0.119	0.119	0.122	0.123	0.127	0.124	0.124	0.165	0.144
21	0.122	0.122	0.124	0.123	0.121	0.117	0.117	0.120	0.121	0.124	0.121	0.122	0.163	0.142
22	0.120	0.120	0.121	0.120	0.118	0.115	0.116	0.118	0.119	0.121	0.119	0.119	0.161	0.141
23	0.118	0.117	0.118	0.117	0.116	0.114	0.114	0.116	0.117	0.119	0.117	0.117	0.159	0.139
24	0.116	0.115	0.116	0.115	0.114	0.112	0.113	0.114	0.115	0.116	0.115	0.115	0.157	0.138
25	0.113	0.113	0.113	0.113	0.112	0.111	0.112	0.112	0.113	0.113	0.113	0.112	0.156	0.136

3.3.3.4 Sektorielle Betriebsbeschränkungen bis zur Vorlage der Lastrechnung

Aufgrund von Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} an den neu geplanten WEA WEA W2 und W3 und den als Bestand zu betrachtenden WEA W65 und W67 wird eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers Enercon für diese WEA durchgeführt. Bis zur Vorlage der standortspezifischen Lastrechnung sind die folgenden sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig, um die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} zu verhindern bzw. nicht weiter zu erhöhen.

Tabelle 3.9: Geforderte Betriebsbeschränkung bis zur Vorlage der Lastrechnung

Eingeschränkte WEA	Geschützte WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	W2	294	354	v_{in}	10.5	Abschaltung
W3	W3	254	306	7.5	8.5	Abschaltung
W1	W5	97	151	v_{in}	9.5	Abschaltung
W1	W67	194	236	v_{in}	16.5	Abschaltung
W2	W67	114	174	v_{in}	13.5	Abschaltung

3.4 Schräganströmung δ

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 δ_{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 3.10 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.10 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	1.2
W2	2.4
W3	1.7
W4	0.7
W5	-0.8

3.5 Höhenexponent α

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. Bei einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller kann ein alternativer, konservativ abdeckender Höhenexponenten 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 α_{NH} ist für alle zu betrachtenden Anlagen in einem Bereich von der unteren Blattspitze bis zur oberen Blattspitze zu ermitteln.

Die folgende Tabelle 3.11 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.11 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.17
W2	0.17
W3	0.17
W4	0.16
W5	0.16

3.6 Luftdichte ρ

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 ρ_{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 3.12 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.12: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m³]
W1	1.186
W2	1.185
W3	1.184
W4	1.189
W5	1.193

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 3.13 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{ext,\ NH}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar.

Tabelle 3.13: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext,\ NH}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5
3	0.456	0.495	0.408	0.383	0.372
4	0.390	0.426	0.360	0.335	0.322
5	0.336	0.367	0.322	0.298	0.286
6	0.304	0.332	0.297	0.275	0.262
7	0.278	0.303	0.280	0.258	0.246
8	0.251	0.272	0.266	0.244	0.233
9	0.240	0.260	0.245	0.226	0.216
10	0.224	0.243	0.225	0.208	0.200
11	0.210	0.226	0.207	0.193	0.186
12	0.194	0.208	0.193	0.181	0.175
13	0.181	0.193	0.179	0.169	0.165
14	0.169	0.179	0.168	0.159	0.156
15	0.161	0.169	0.159	0.152	0.149
16	0.154	0.161	0.153	0.146	0.144
17	0.147	0.153	0.147	0.141	0.140
18	0.142	0.147	0.142	0.137	0.136
19	0.138	0.143	0.138	0.133	0.133
20	0.135	0.139	0.135	0.130	0.130
21	0.132	0.136	0.131	0.128	0.127
22	0.129	0.132	0.128	0.125	0.125
23	0.126	0.129	0.125	0.122	0.122
24	0.123	0.126	0.122	0.120	0.120
25	0.120	0.121	0.120	0.117	0.118

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. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

i. W1 – W5 keine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{hub,\ NH}$ im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit $v_{hub,\ TP}$ aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),

ii. W1 – W5 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50,\ TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2),

iii. W2 und W3 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3) und

iv. W1, W4 und W5 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W5 durch das vorliegende Gutachten unter Berücksichtigung der sektoriellen Betriebsbeschränkungen gemäß Abschnitt 3.3.3.4 nachgewiesen.

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der geplanten WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	*NH* [m]	*FEH* [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Enercon	E-175 EP5 E2 / 7000 kW	174.5	0.0	Ja
W2	Enercon	E-175 EP5 E2 / 7000 kW	174.5	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W3	Enercon	E-175 EP5 E2 / 7000 kW	174.5	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W4	Enercon	E-175 EP5 E2 / 7000 kW	174.5	0.0	Ja
W5	Enercon	E-175 EP5 E2 / 7000 kW	174.5	0.0	Ja

4.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W63 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W62, W64, W66 und W68 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W62, W64, W66 und W68 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W65 weist Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht werden. Um die Standorteignung dieser WEA auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

Die Bestands-WEA W67 weist sowohl vor Zubau als auch nach Zubau Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau erhöht werden. Um die Standorteignung der dieser WEA auch nach Zubau nachweisen zu können bzw. die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nicht signifikant zu erhöhen, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig. Bei der Festlegung der Betriebseinschränkungen wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der Bestands-WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	*NH* [m]	*FEH* [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W62	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	0.0	Ja
W63	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	0.0	Ja
W64	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	0.0	Ja
W65	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W66	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	0.0	Ja
W67	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W68	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	0.0	Ja

5 Standortbesichtigung

Die Notwendigkeit einer Standortbesichtigung ergibt sich sowohl aus der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1], als auch dem Mindeststandard des BWE-Windgutachterbeirats [14]. Entsprechend wurde diese am 18.02.2025 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13.1] und ggf. zu den Höhenlinien [13.2]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standort-dokumentation 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
WV	Windverteilung
WZ	Windzone

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
c_t	Schubbeiwert	[-]
D	Rotordurchmesser	[m]
FEH	Fundamenterhöhung	[m]
h_{WV}	Höhe der Windbedingungen / Windverteilung über Grund	[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	[-]
λ	Schnelllaufzahl	[-]
m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
NH	Nabenhöhe	[m]
p	Sektorielle Häufigkeit	[%]
P_N	Nennleistung	[kW]
s	Dimensionsloser Abstand zwischen WEA, bezogen auf den jeweils größeren Rotordurchmesser	[-]

Symbol	Bedeutung	Einheit
τ	Lebensdauer	[a]
TSI	Index der Geländeneigung	[°]
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]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/m³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	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 Comission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*

[5] *International Electrotechnical Comission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Windturbines – 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 02.06.2022;*

[12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*

[13.1] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*

[13.2] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*

[14] *BWE Bundesverband WindEnergie; BWE-Windgutachterbeirat - Mindeststandards zur Dokumentation von gutachterlichen Stellungnahmen zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität; 15.11.2016;*

[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;*

[21.1] *LSF Energy GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: "AW: Daten Westheim (S3)" vom 24.01.2025; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 3741084;*

[21.2] *Hochsauerlandkreis, Fachdienst 42, Immissionsschutz; E-Mail mit dem Betreff: „Wtrlt: [extern] Vorbelastung für Windpark Westheim“ vom 28.01.2025; Anhang: VB_WEA_I17_28.01.2025.xlsx;*

[21.3] *Kreis Höxter, Immissions- und Klimaschutz; E-Mail mit dem Betreff: „Antwort: Vorbelastung für Windpark Westheim“ vom 26.02.2025;*

[21.4] *Regierungspräsidium Kassel, Dezernat Immissions- und Strahlenschutz; E-Mail mit dem Betreff: „AW: Vorbelastung für Windpark Westheim“ und „WG: Vorbelastung für Windpark Westheim“ vom 21.05.2025; Anhang: Kopie von 250521_Vorbelastung_Diemelstadt.xlsx;*

[21.5] *WN Energie GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: "AW: Revisionen WP Westheim" vom 18.03.2026, 27.03.2026, 30.03.2026 und 31.03.2026;*

[22.1] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Abschätzung des langjährigen mittleren Windpotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Westheim; Berichts-Nr.:25-0519-7251193-Rev.00-WV-AR; 12.06.2025*

[22.2] *entfällt;*

[23] *I17-Wind & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Westheim; Bericht-Nr.: I17-SV-2025-073; 19.02.2025;*

[24.1] *ENERCON GmbH; Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-175 EP5 E2 / 7000 kW; Dokument ID: D03058258/5.0-de; 13.10.2025;*

[24.2] *ENERCON GmbH; Informationen zu den Kennlinien; Dateinamen: D03008688_1.0_de-en_Calculation_E-175 EP5 E2- Power Curves for Warranty Data E2V.xlsx und D03060025_0.0-de_en_Calculation_E-175 EP5 E2 Sectorial Curtailment E2V.xlsx;*

Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort

Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			*A* [m/s]	*k* [-]	*p* [%]	v_{ave} [m/s]
X **[m]**	***Y*** **[m]**	h_{WV} **[m]**				
495626	**5706294**	**174.5**				
Sektor | Windrichtung [°]						
N | 0			4.82	2.23	3.43	---
NNO | 30			5.06	2.38	3.83	---
ONO | 60			5.39	2.46	4.88	---
O | 90			5.97	2.48	6.21	---
OSO | 120			5.64	2.64	5.50	---
SSO | 150			5.47	2.57	5.23	---
S | 180			6.79	2.66	8.60	---
SSW | 210			8.15	2.81	13.58	---
WSW | 240			8.13	2.71	12.93	---
W | 270			8.77	2.50	15.62	---
WNW | 300			7.56	2.44	13.88	---
NNW | 330			5.60	2.46	6.31	---
Gesamt			**7.13**	**2.30**	**100.00**	**6.31**