



Gutachterliche Stellungnahme zur
Standorteignung nach DIBt 2012 für den
Windpark Glandorf-Schwege
Deutschland

Bericht Nr.: I17-SE-2016-214 Rev.02

Gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den
Windpark Glandorf-Schwege

Bericht-Nr. I17-SE-2016-214 Rev.02

Auftraggeber: Wöstenwind GmbH & Co. KG
Füchtenweg 2
D-49219 Glandorf

Auftragsnehmer: 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

Bearbeiter: Guido Köhler (M. Sc.)

Prüfer: Heiko Pauls (B. Eng.)

Datum: 23. Mai 2017

Haftungsausschluss

Der vorliegende Nachweis wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik ausgeführt. Für die Daten, die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG gemessen, erhoben und verarbeitet wurden, kann keine Garantie übernommen werden. Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit ausdrücklicher Zustimmung der I17-Wind GmbH & Co. KG erlaubt.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V. und erfüllt damit die Voraussetzung zur Anerkennung der gutachterlichen Stellungnahme eines Sachverständigen gemäß Anlage 2.7/12 Fußnote 2 der Musterliste der Technischen Baubestimmungen über die örtlich auftretende Turbulenzbelastung und über die Zulässigkeit von vorgesehenen Abständen zu benachbarten Windenergieanlagen in Bezug auf die Standsicherheit der geplanten und bestehenden Anlagen.

Zusatz bezüglich der Anlagenzertifizierung

Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung lag die Typenprüfung für die geplante Anlage vom Typ GE 3.6-137 mit einer Nabenhöhe von 131.4m noch nicht vor. Bis zum Zeitpunkt der Fertigstellung gilt die vorliegende Stellungnahme zur Standorteignung der Windenergieanlage GE 3.6-137 mit einer Nabenhöhe von 131.4m als vorläufig und behält ihre Gültigkeit nur im Falle einer Typenprüfung, welche die der vorliegenden Stellungnahme zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt.

Revisionsnummer	Revisionsdatum	Änderung	Bearbeiter
0	09.08.2016	Erstellung Bericht I17-SE-2016-214	Köhler
1	22.05.2017	Änderung des Anlagentyps der neu geplanten Anlagen	Köhler
2	23.05.2017	Einarbeitung einer sektoriellen Betriebsweise bis zur Vorlage der Lastenrechnung durch GE	Köhler

Bearbeiter

M. Sc. Guido Köhler,
Sachverständiger
Friedrichstadt, 23.05.2017



Geprüft

B. Eng. Heiko Pauls,
Sachverständiger
Friedrichstadt, 23.05.2017



Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	8
1.1	Allgemeines	8
1.2	Geführte Nachweise.....	8
1.2.1	Prüfung der Standorteignung an nicht topografisch komplexen Standorten.....	9
1.2.2	Prüfung der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten.....	9
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen.....	10
1.3	Änderungen bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität	10
1.4	Abweichungen von den Richtlinien.....	11
2	Aufgabenstellung.....	12
2.1	Umfang der Stellungnahme	12
2.2	Standortbeschreibung.....	12
3	Vergleich der Windverhältnisse	14
3.1	Grundlagen.....	14
3.2	Auslegungswerte der geplanten WEA.....	14
3.2.1	Auslegungswerte der GE 3.6-137 auf 131.4m Nabenhöhe.....	14
3.3	Vorherrschende Windverhältnisse am Standort.....	15
3.3.1	Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	15
3.3.2	50-Jahres-Windgeschwindigkeit.....	16
3.4	Ergebnis.....	16
4	Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff}	17
4.1	Methoden des Nachweises der Standorteignung bezüglich I_{eff}	17
4.1.1	Nachweis durch Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten.....	17
4.1.2	Nachweis durch eine standortspezifische Lastenberechnung	17
4.2	Bedingungen am Standort.....	18
4.2.1	Aktuelle Windparkkonfiguration	18
4.3	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	18
4.3.1	Datengrundlage.....	18
4.3.2	Vorgehensweise	18
4.3.3	Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte.....	19
4.3.4	Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters	20
4.3.5	Unsicherheiten	21
4.3.6	Repräsentative Turbulenzintensität.....	21
4.4	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	22
4.4.1	Vorbemerkungen.....	22
4.4.2	Vorgehensweise	23
4.4.3	Gültigkeit bzgl. der effektiven Turbulenzintensität.....	23
4.4.4	Ergebnis	25

4.4.5	Geforderte sektorische Betriebseinschränkungen bis zu Vorlage der Lastenrechnung.	26
5	Zusammenfassung.....	27
6	Standortbesuch	28
6.1	Durchführung und Ergebnis	28
6.2	Auszug aus der Fotodokumentation	28
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	32
	Literaturverzeichnis.....	34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Neu geplante Anlagen am Standort, Kartenmaterial [18]	13
Abbildung 6.1: Übersichtskarte Fotopunkte und Neuanlagen.....	28
Abbildung 6.2: Fotopunkt 1, Blick Richtung Norden	29
Abbildung 6.3: Fotopunkt 1, Blick Richtung Osten.....	29
Abbildung 6.4: Fotopunkt 1, Blick Richtung Süden	29
Abbildung 6.5: Fotopunkt 2, Blick Richtung Norden.....	29
Abbildung 6.6: Fotopunkt 2, Blick Richtung Osten.....	29
Abbildung 6.7: Fotopunkt 2, Blick Richtung Südosten	29
Abbildung 6.8: Fotopunkt 2, Blick Richtung Süden	30
Abbildung 6.9: Fotopunkt 2, Blick Richtung Westen.....	30
Abbildung 6.10: Fotopunkt 2, Blick Richtung Nordwesten	30
Abbildung 6.11: Fotopunkt 3, Blick Richtung Norden	30
Abbildung 6.12: Fotopunkt 3, Blick Richtung Osten.....	30
Abbildung 6.13: Fotopunkt 3, Blick Richtung Süden	30
Abbildung 6.14: Fotopunkt 3, Blick Richtung Südwesten	31
Abbildung 6.15: Fotopunkt 3, Blick Richtung Westen.....	31
Abbildung 6.16: Fotopunkt 3, Blick Richtung Nordwesten	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Neu geplante Anlagen am Standort	12
Tabelle 3.1: Anlagen für den durchzuführenden Vergleich der Windbedingungen	14
Tabelle 3.2: Auslegungswindbedingungen GE 3.6-137 auf 131.4m Nabenhöhe [24].....	14
Tabelle 3.3: Windverhältnisse am Standort auf einer Höhe 139m [23].....	15
Tabelle 3.4: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten Anlagen.....	15
Tabelle 3.5: Windzonenvergleich zwischen Standort und Typenprüfung bezogen auf DIBt 2012	16
Tabelle 4.1: Koordinaten der zu berücksichtigten Anlagen.....	18
Tabelle 4.2: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5]	19
Tabelle 4.3: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter [5].....	20
Tabelle 4.4: Ermittelte Turbulenzstrukturparameter für alle in Betracht zu ziehenden Anlagen	20
Tabelle 4.5: Ermittelte, repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort	21
Tabelle 4.6: Vergleich der Auslegungsturbulenzen verschiedener DIBt-Richtlinien.....	24
Tabelle 4.7: Der Turbulenzermittlung zu Grunde gelegte Richtlinien.....	25
Tabelle 4.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff}	25
Tabelle 4.9: Sektorielle Betriebseinschränkung zum Schutz von W1	26
Tabelle 4.10: Sektorielle Betriebseinschränkung zum Schutz von W2	26

Tabelle 4.11: Sektorielle Betriebseinschränkung zum Schutz von W3	26
Tabelle 4.12: Sektorielle Betriebseinschränkung zum Schutz von W4	26
Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse Neuanlagen	27

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

Das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt hat Anfang des Jahres 2013 die neue Fassung Oktober 2012 der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ [1] veröffentlicht, welche die Fassung März 2004 [2] ablösen wird. Nach einer bauaufsichtlichen Einführung dieser neuen Richtlinie durch die Musterliste der Technischen Baubestimmungen Fassung September 2012 [4], wird der bisherige, nach Fassung März 2004 zu führende Nachweis „6.3.3 Einflüsse benachbarter baulicher Anlagen auf die Windlasten“ [2] durch den der Richtlinie Fassung Oktober 2012 „16. Standorteignung von Windenergieanlagen“ [1] ersetzt (im Folgenden Standorteignung genannt). Dieser Nachweis bezieht sich auf die Abschnitte „7.3.2 Windbedingungen“ mit allen Unterabschnitten, sowie „7.3.3 Einflüsse benachbarter baulicher Anlagen, Geländerauigkeit und Topografie auf die Standorteignung“.

1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 schreibt ein vereinfachtes Verfahren zur Prüfung der Standorteignung vor, dass jedoch nur angewendet werden darf, wenn der Standort nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] als nicht komplex eingestuft wird. Ist dieser als komplex einzustufen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung um Kriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] Abschnitt 11.9 erweitert. Die folgenden Abschnitte stellen beide Verfahrensweisen dar. Die Vergleiche der Auslegungswerte nach Typen- bzw. Einzelprüfung für die zu untersuchenden Größen sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typen-/ bzw. einzelgeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / Parkerweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 geführt werden [1], siehe hierzu Abschnitt 4.4.3.

Die Richtlinie DIBt 2012 [1] lässt folgende Möglichkeiten, bzw. möglich auftretende Konfigurationen in Bezug auf die Typenprüfung und die darin zu Grunde gelegte 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] Richtlinie zu Grunde.

Am 17.11.2014 wurde seitens des MT01 Spiegelgremiums K383.01 des DKE ein Vorschlag erarbeitet, der dem DIBt übersandt wurde [1.1]. Eine Einarbeitung, bzw. Kommentierung in die Richtlinie DIBt 2012 [1] dieses Vorschlages steht noch aus. Bis zur Kommentierung, bzw. Einarbeitung des erarbeiteten Vorschlags in die Richtlinie werden für die zwei beschriebenen Fälle die nicht durch die DIBt 2012 [1] abgedeckt werden, folgende Verfahrensweisen gemäß [1.1] 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], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004, bzw. IEC 61400-1 ed.2.
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1] die Standorteignung bezüglich der Windbedingungen in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

Die dargestellte Verfahrensweise wurde in Abstimmung mit den Anlagenherstellern erarbeitet und findet Verwendung bis eine eindeutige Regelung durch das DIBt erfolgt ist [1].

1.2.1 Prüfung der Standorteignung an nicht topografisch komplexen Standorten

Die nach der DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1] vereinfachte Prüfung zur Standorteignung verlangt folgende, zu erbringende Nachweise:

- 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. Der Schätzwert der longitudinalen Komponente der Turbulenzintensität muss erhöht werden, um der Deformation der turbulenten Anströmung Rechnung zu tragen. Dies erfolgt durch die Ermittlung und Anwendung eines Turbulenzstrukturparameters C_{CT} nach der DIN EN 61400-1:2011-08 [5].
- iii. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] zwischen v_{in} und $0.4 v_{50}$ mit der Auslegungsturbulenz nach NTM (Normalturbulenzmodell).
- iv. Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit (50-Jahres Extremwindgeschwindigkeit)
 - 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 [7] für nicht ebene Geländelagen sind ggf. zu beachten) oder
 - 2) die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit am Standort ab (z.B. Nachweis durch ein Extremwindgutachten).
- v. Eine Standortbesichtigung ist der Ermittlung der Standortbedingungen zu Grunde zu legen.

1.2.2 Prüfung der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN 61400-1:2011-08 [5] um einen topografisch komplexen Standort, wird die vereinfachte Standorteignungsprüfung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Berechnungen, bzw. Nachweise basierend auf DIN EN 61400-1:2011-08 [5], erweitert:

- vi. Die sektoriellen Anströmwinkel in Nabenhöhe müssen ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass der Anströmwinkel in Nabenhöhe den vorgegebenen Wert von 8° nicht überschreitet.
- vii. Der Standortmittelwert des Höhenexponenten α , bzw. der Windscherung muss auf Basis der Topografie und der Rauigkeit ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass dieser für jeden Sektor unter dem Maximal, bzw. über dem Minimalwert liegt, der in der Norm festgesetzt ist ($0 \leq \alpha \leq 0.2$).
- viii. Der Standortmittelwert der Luftdichte darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit den in der Norm festgesetzten Wert nicht überschreiten ($\rho \leq 1.225 \text{ kg/m}^3$).
- ix. Die standortspezifische extreme Turbulenz muss ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass die Auslegungswerte des ETM (Extremturbulenzmodell) im Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit nicht überschritten werden.

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen

Wenn eine der Bedingungen aus den Abschnitten 1.2.1 oder bei topografisch komplexen Standorten zusätzlich 1.2.2 nicht eingehalten wird, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der standortspezifischen Betriebsfestigkeits- und / oder Extremlasten mit den Lastannahmen der Typen-/Einzelprüfung nachgewiesen werden. In diesem Fall wird der Nachweis durch den / die Hersteller der betroffenen Anlagen geführt und der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt.

1.3 Änderungen bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität

Im Gegensatz zur DIBt Richtlinie Fassung März 2004 [2], sind bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 [1] vier maßgebliche Änderungen zu beachten, welche im Folgenden kurz erläutert werden:

- I. Als Eingangsparemeter zur Prüfung von Anlagen, die nach DIBt 2012 [1] typen-/einzelgeprüft wurden, dient nicht mehr die charakteristische Turbulenzintensität I_{char} nach DIN EN 61400-1:2004 [6], sondern die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} nach der aktuell gültigen Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [5]. Für WEA, die nach DIBt 2004 [2] oder DIBt 1993 [3] typen-/einzelgeprüft wurden, darf weiterhin die charakteristische Turbulenzintensität herangezogen werden.
- II. Die Forderung nach einer Auslegungsturbulenzklasse A nach DIN EN 61400-1:2004 [6] wurde durch eine Empfehlung für eine Auslegungsturbulenzklasse A nach DIN EN 61400-1:2011-8 [5] ersetzt. Demnach können Anlagen, die nach Fassung Oktober 2012 typen-/ einzelgeprüft werden, auch für andere Turbulenzverläufe typen-/einzelgeprüft werden und müssen dementsprechend nachgewiesen werden.
- III. Die dem Normalturbulenzmodell (NTM) nach der Richtlinie DIN EN 61400-1:2011-08 [5] zu Grunde gelegte Gleichung hat sich dahingehend geändert, dass sich diese auf einen variablen Referenzwert der Turbulenzintensität bei 15 m/s bezieht.
- IV. Die Geländekomplexität ist zu berücksichtigen und wird nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] bestimmt.

Die effektiven Turbulenzen sind nach der DIBt 2012 Richtlinie [1] für den Bereich zwischen der Einschaltwindgeschwindigkeit v_{in} und der 0.4-fachen 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50} zu ermitteln. Danach ist ein Windgeschwindigkeitsbereich von Einschaltwindgeschwindigkeit bis 20 m/s auf einer Nabenhöhe von maximal 150m für alle Windzonen in Deutschland abdeckend.

1.4 Abweichungen von den Richtlinien

Folgende von der DIBt 2012 Richtlinie [1] abweichende Verfahren wurden für die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung gewählt:

- I. Die Richtlinie des Deutschen Institutes für Bautechnik DIBt sieht die Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität für die Geländekategorie I und II nach vereinfachten Formeln vor [1]. Für Geländekategorie III muss die Turbulenzintensität nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [7] ermittelt werden. Abweichend davon, wird für die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung die Umgebungsturbulenz mittels eines numerischen Verfahrens und der Spektralmethode nach *Kaimal et. al 1972* [5] ermittelt. Dieses Verfahren eignet sich für alle vier Geländekategorien die in der Norm [7] beschrieben sind und wird ebenfalls im aktuellen Regelwerk [5] vorgeschlagen, sowie in der Richtlinie des Germanischen Lloyds zur Zertifizierung von Windenergieanlagen [11] als grundsätzlich zulässig aufgeführt.
- II. Die effektiven Turbulenzintensitäten werden über die Anforderung hinaus bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit der zu betrachtenden Anlage -meist 25 m/s- ermittelt und nachgewiesen.
- III. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität werden über die Anforderung hinaus grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis von 10-fachem Rotordurchmesser RD der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen.
- IV. Der Standortmittelwert der Luftdichte wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.
- V. Die standortspezifische extreme Turbulenz wird nicht nur für den Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit, sondern für alle Sektoren ermittelt. Der höchste ermittelte Wert wird ausgewiesen und mit der Referenzkurve des ETM verglichen.

Im vorliegenden Nachweis ist mit der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} immer das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe gemeint.

2 Aufgabenstellung

2.1 Umfang der Stellungnahme

Da im Windpark Glandorf-Schwege kein Anlagenstandort nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] als topografisch komplexer Standort zu bewerten ist, findet das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 für alle Anlagen Anwendung. Die Ermittlung der Geländekomplexität wird in Abschnitt 4.3.2 beschrieben.

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von vier Windenergieanlagen (WEA) des Typs GE 3.6-137 auf 131.4m Nabenhöhe. In der näheren Umgebung des Standortes sind keine weiteren Anlagen errichtet. Das Standortzentrum liegt ca. 1.5 km nordöstlich des Ortsteils Schwege der Gemeinde Glandorf im Landkreis Osnabrück in Niedersachsen. Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, eine gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach der „Richtlinie für Windenergieanlagen...“ DIBt 2012 [1] für die geplanten WEA abzugeben, welche an den in Tabelle 2.1 aufgeführten und in Abbildung 2.1 dargestellten Koordinaten errichtet werden sollen. Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle Bezeichnungen auf die interne laufende W-Nummer.

Interne lfd. Nr.	Neu / Bestand	Bezeichnung Kunde	Hersteller	WEA	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 32	
						X [m]	Y [m]
W1	Neu	WEA 1	GE	GE 3.6-137	131.4	427298	5772036
W2	Neu	WEA 2	GE	GE 3.6-137	131.4	427350	5771685
W3	Neu	WEA 3	GE	GE 3.6-137	131.4	427883	5771407
W4	Neu	WEA 4	GE	GE 3.6-137	131.4	427668	5771143

Tabelle 2.1: Neu geplante Anlagen am Standort

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand einer neu geplanten Anlage zu einer anderen Anlage von 2.5 RD. Dies betrifft die Anlagen W3 und W4.

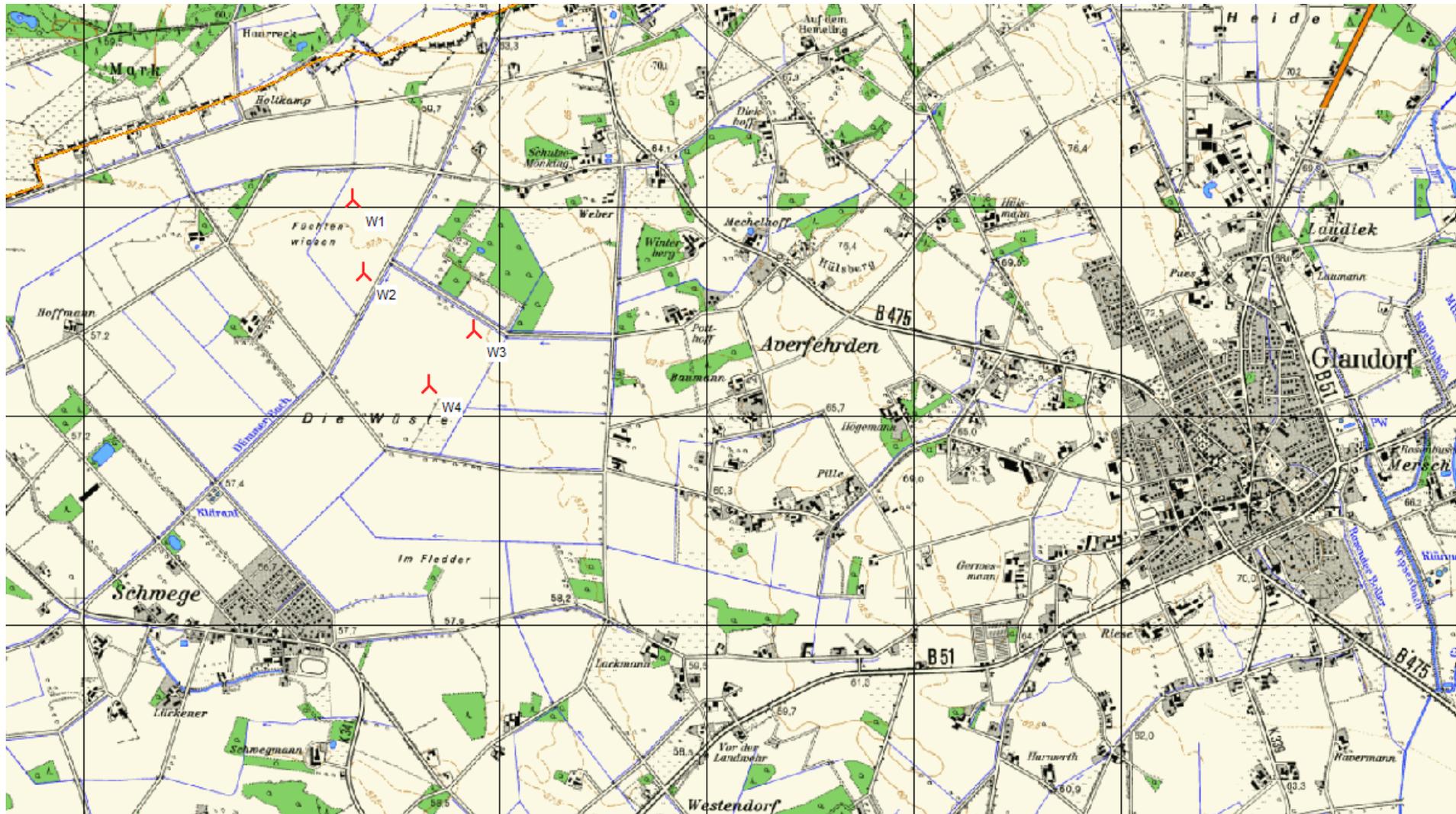


Abbildung 2.1: Neu geplante Anlagen am Standort, Kartenmaterial [18]
Rote Kreuze: Neu geplante Anlagen.

3 Vergleich der Windverhältnisse

3.1 Grundlagen

Vom Auftraggeber wurde eine Windverteilung übermittelt [23]. Für das exakte Verfahren zur Ermittlung der Windverhältnisse wird direkt auf [23] verwiesen. Der Vergleich der Windverhältnisse am Standort mit den Auslegungsbedingungen ist nach DIBt 2012 [1] nur für Neuanlagen zu führen, die nach ebendieser geprüft wurden. Dies betrifft folgende, in Tabelle 3.1 aufgelisteten Anlagen.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	WEA	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 32	
				X [m]	Y [m]
W1	GE	GE 3.6-137	131.4	427298	5772036
W2	GE	GE 3.6-137	131.4	427350	5771685
W3	GE	GE 3.6-137	131.4	427883	5771407
W4	GE	GE 3.6-137	131.4	427668	5771143

Tabelle 3.1: Anlagen für den durchzuführenden Vergleich der Windbedingungen

3.2 Auslegungswerte der geplanten WEA

Wie bereits in Abschnitt 1.2 beschrieben, muss der Nachweis geführt werden, dass die Windbedingungen die der Typen/- Einzelprüfung zu Grunde gelegten Werte nicht überschreiten. Dieser Nachweis bezieht sich auf die mittlere Windgeschwindigkeit und die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe. Die Ermittlung der Auslegungswindbedingungen erfolgt nach den resultierenden Gleichungen bezüglich der Windzone und der Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [7], wenn die zu betrachtende Anlage nach der DIBt Fassung 2012 [1] typen-/ einzelgeprüft ist, bzw. eine solche Typen-/ Einzelprüfung angestrebt wird. Handelt es sich um eine zu betrachtende Anlage, deren Typen/- Einzelprüfung auf Auslegungswerten nach der DIBt Richtlinie Fassung 2004 [2] basiert, werden die Auslegungswindbedingungen entsprechend der Staudruckzonen (Windzonen) und Gleichungen aus Anhang B der DIBt Fassung 2004 [2] berechnet. Muss eine WEA standortspezifisch nach „Klasse S“ geprüft werden, werden die vom Hersteller übermittelten Auslegungsbedingungen zu Grunde gelegt.

3.2.1 Auslegungswerte der GE 3.6-137 auf 131.4m Nabenhöhe

Die geplante Anlage des Typs GE 3.6-137 auf 131.4m Nabenhöhe wird derzeit basierend auf der DIBt Richtlinie von 2012 [1] zertifiziert und typengeprüft [24]. Die Anlage wird voraussichtlich für die **Windzone S** ausgelegt werden. Die vorläufigen Auslegungsbedingungen werden in Tabelle 3.2 dargestellt.

DIBt 2012	
Referenzgröße mit Bezugshöhe	Auslegungswert
V_{ave} [m/s] [131.4m]:	7.50
V_{50} [m/s] [131.4m]:	39.3
Turbulenzintensität bei 15 m/s[%] [131.4m]:	15.73

Tabelle 3.2: Auslegungswindbedingungen GE 3.6-137 auf 131.4m Nabenhöhe [24]

3.3 Vorherrschende Windverhältnisse am Standort

3.3.1 Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe an jedem Anlagenstandort zu ermitteln, wird die Methode nach dem Europäischen Windatlas [12] angewandt. Als Eingangswert für die Berechnung wird die in der folgenden Tabelle 3.3 aufgeführte Windstatistik auf 139m Höhe [23] herangezogen und auf die Anlagenstandorte umgerechnet.

[23]	Höhe: 139m	A Parameter [m/s]	k Parameter [-]	Häufigkeit [%]	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]
UTM ETRS89 Zone 32					
427650	5771571				
0		5.90	2.756	3.3	5.25
30		5.53	2.646	3.1	4.91
60		6.11	2.268	8.1	5.41
90		6.25	2.053	10.8	5.54
120		5.56	2.131	6.8	4.93
150		5.98	2.475	5.2	5.30
180		6.75	2.674	6.4	6.00
210		7.64	2.889	14.7	6.81
240		8.35	2.811	17.5	7.44
270		7.68	2.365	11.7	6.81
300		6.63	2.291	8.0	5.87
330		6.72	2.518	4.5	5.96
Gewichtetes Mittel		6.98	2.357	-	6.19
Summe		-	-	100.0	-

Tabelle 3.3: Windverhältnisse am Standort auf einer Höhe 139m [23]

Das Ergebnis der Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe jeder zu betrachtenden Anlage ist in Tabelle 3.4 dargestellt. Des Weiteren werden dort die Ergebnisse mit den Auslegungswerten der Anlage nach Tabelle 3.2 verglichen. Überschreitungen des Auslegungswertes werden **fett** dargestellt und in der relativen Betrachtung mit einem positiven Vorzeichen versehen. Unterschreitungen werden normal dargestellt und in der relativen Betrachtung mit einem negativen Vorzeichen versehen.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	WEA	NH [m]	v_{ave} (Standort) [m/s]	v_{ave} (Auslegung) [m/s]	$v_{ave}(\text{Standort}) / v_{ave}(\text{TP})$ [%]	Einhaltung der Auslegungswerte
W1	GE	GE 3.6-137	131.4	6.09	7.50	-18.8	Ja
W2	GE	GE 3.6-137	131.4	6.09	7.50	-18.8	Ja
W3	GE	GE 3.6-137	131.4	6.09	7.50	-18.8	Ja
W4	GE	GE 3.6-137	131.4	6.10	7.50	-18.7	Ja

Tabelle 3.4: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten Anlagen

Die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} am Standort unterschreitet die Auslegungswerte für alle WEA des Typs GE 3.6-137 auf 131.4m Nabenhöhe nach Tabelle 3.2 um mindestens 5%, somit ist die Standorteignung in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} am Standort nachgewiesen.

3.3.2 50-Jahres-Windgeschwindigkeit

Der Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50} am Standort mit dem Auslegungswert kann auf zwei Wegen erfolgen. Wenn die Anlage in einer Windzone errichtet wird, die niedriger oder gleich der Windzone liegt, die der Typen-/ Einzelprüfung zu Grunde gelegt wurde, reicht der Nachweis, dass die Windzone gemäß Typen/- Einzelprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdeckt [1]. Ist dies nicht der Fall, muss nachgewiesen werden, dass die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50} gemäß Typen-/Einzelprüfung die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit am Standort abdeckt [1]. Hierzu muss die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit mittels einer geeigneten Methode (z.B. der *Gumbel-Methode* [10]) am Standort ermittelt werden.

Im Abschnitt 3.2 werden die Auslegungsbedingungen bezüglich v_{50} der zu betrachtenden Anlagen dargestellt und in der folgenden Tabelle 3.5 mit den Bedingungen am Standort verglichen.

Alle zu betrachtenden Standorte liegen in Windzone 2 [19] und Geländekategorie II nach DIBt 2012 [1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [7]. Die folgende Tabelle 3.5 stellt den Vergleich zwischen der Auslegungswindbedingung und der dem Standort zugeordneten Windzone dar.

WEA-Typ	NH [m]	Typenprüfung	v_{50} Auslegung	v_{50} Standort nach DIBt 2012	Standortklasse nach DIBt 2012	Einhaltung der Auslegungs- werte
GE 3.6-137	131.4	Klasse S nach DIBt 2012	39.30	37.73	WZ 2, GK II	Ja

Tabelle 3.5: Windzonenvergleich zwischen Standort und Typenprüfung bezogen auf DIBt 2012

Die geplanten Anlagen sollen in einer Windzone errichtet werden, die durch die Auslegungswerte hinsichtlich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe nach Tabelle 3.2 abgedeckt ist. Die Standorteignung hinsichtlich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit ist somit für die geplanten Anlagen des Typs GE 3.6-137 auf 131.4m Nabenhöhe nachgewiesen.

3.4 Ergebnis

Der Vergleich der Windverhältnisse im Windpark Glandorf-Schwege hat gezeigt, dass die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit am Standort die Auslegungswerte an allen zu betrachtenden Anlagen des Typs GE 3.6-137 auf 131.4m Nabenhöhe unterschreitet. Somit gilt eine Standorteignung der geplanten Anlagen bezogen auf die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe als nachgewiesen.

Des Weiteren hat der Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit gezeigt, dass alle geplanten Anlagen in einer Windzone errichtet werden, welche die Auslegungsbedingungen des geplanten WEA-Typs nach Tabelle 3.2. hinsichtlich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit nicht überschreitet.

4 Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff}

WEA sind für eine bestimmte mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ausgelegt, welche sich durch die der Typen-/Einzelprüfung zugrunde gelegten Windzone ergibt. Wird durch Messung oder ein Gutachten gezeigt, dass die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe innerhalb der Auslegungswerte der Typenprüfung liegen, kann eine Anlage des betrachteten Typs in Erwägung gezogen werden – siehe hierzu Abschnitt 3. Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe existieren ebenfalls Auslegungswerte, welche in der aktuellen Norm DIN EN 61400-1:2011-8 [5] unter anderem in die drei Klassen A, B und C unterteilt sind. Im Gegensatz zur Windgeschwindigkeit – einer atmosphärisch auferlegten Größe – kann sich die Turbulenzintensität in Windfarmen derart erhöhen, dass die Auslegungswerte bezüglich dieser Größe überschritten werden. Ist dies der Fall, arbeitet eine WEA außerhalb der definierten Grenzwerte, was eine Verkürzung der festgelegten Betriebsdauer von 20 Jahren zur Folge haben kann. Um einen Betrieb innerhalb der Auslegungslasten hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität zu gewährleisten, gibt es wie beim Nachweis der Windverhältnisse auf Nabenhöhe zwei Möglichkeiten. Diese werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch benachbarte Windenergieanlagen verursachten erhöhten Turbulenzbelastungen an einer WEA können ersatzweise die Kriterien der Standsicherheit 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 Standsicherheit hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt. Somit stellt die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung zusätzlich eine Turbulenzimmissionsprognose im Sinne des BImSchG dar, und kann somit als Bestandteil der Antragsstellung nach dem BImSchG verwendet werden.

4.1 Methoden des Nachweises der Standorteignung bezüglich I_{eff}

4.1.1 Nachweis durch Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten

Wenn nachgewiesen werden kann, dass die an den zu betrachtenden Anlagen ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten unterhalb der Auslegungswerte der Typen-/Einzelprüfung der Anlage liegen, oder diese zumindest nicht überschreiten, kann die betrachtete Windenergieanlage am Standort betrieben werden und die Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität ist nicht gefährdet. Die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} erfolgt hierbei nach dem in Abschnitt 4.4 beschriebenen Verfahren. Wenn effektive Turbulenzintensitäten ermittelt werden, die oberhalb der Auslegungsbedingungen der betrachteten Turbulenzklasse liegen, kann die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität über einen Vergleich nicht gewährleistet werden. In diesem Fall muss das im folgenden Abschnitt beschriebene Verfahren angewendet werden.

4.1.2 Nachweis durch eine standortspezifische Lastenberechnung

Auf Basis des Ergebnisses aus dem vorigen Abschnitt und einer für den Standort repräsentativen Windverteilung kann seitens des Anlagenherstellers nachgewiesen werden, dass die Anlage unter den ermittelten Bedingungen innerhalb der Auslegungslasten arbeitet. Hierzu werden der Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten, ist eine Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität gegeben. Lässt sich nicht nachweisen, dass die standortspezifischen Lasten eingehalten werden, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Betriebseinschränkung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie unterhalb der Auslegungslasten liegen.

4.2 Bedingungen am Standort

4.2.1 Aktuelle Windparkkonfiguration

Der Auftraggeber hat die in Tabelle 2.1 und Abbildung 2.1 dargestellte Windparkkonfiguration übermittelt [22]. Aufgeführt sind alle übermittelten Anlagen – siehe hierzu auch Abschnitt 2.2. Für die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden jedoch nur Anlagen innerhalb eines Radius von 10 RD [5] um die geplanten Anlagen berücksichtigt. Tabelle 4.1 führt die für die Betrachtung der effektiven Turbulenzintensität relevanten Anlagen auf.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	WEA	RD [m]	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 32	
					X [m]	Y [m]
W1	GE	GE 3.6-137	137.0	131.4	427298	5772036
W2	GE	GE 3.6-137	137.0	131.4	427350	5771685
W3	GE	GE 3.6-137	137.0	131.4	427883	5771407
W4	GE	GE 3.6-137	137.0	131.4	427668	5771143

Tabelle 4.1: Koordinaten der zu berücksichtigten Anlagen

4.3 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

4.3.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Vom Auftraggeber wurde eine Windverteilung vom Standort übermittelt [23], mittels des im Europäischen Windatlas beschriebenen Verfahrens [12] auf alle Anlagen umgerechnet und in der vorliegenden gutachterlichen Stellungnahme als Grundlage verwendet. Die Daten enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenz vor Ort, somit wurde diese nach dem in der Norm [5] Anhang B.2 beschriebenen Verfahren für jeden zu betrachtenden Anlagenstandort auf Nabenhöhe ermittelt. Tabelle 3.3 führt eine repräsentative, zu Grunde gelegte Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort auf.

4.3.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität I_{amb} beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem definierten Zeitintervall um ihren Mittelwert. Sie ist nach den geltenden Richtlinien als der Quotient aus der Standardabweichung σ der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} in einem 10 Minuten Intervall zu bilden [5]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann I_{amb} direkt, bzw. I_{rep} durch Addition der 1.28-fachen Standardabweichung σ_{σ} der Turbulenzintensität zu I_{amb} ermittelt werden [5]. Durch Ermittlung der Windscherung kann die auf der Messhöhe ermittelte repräsentative Turbulenzintensität auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Liegt keine Messung vor, muss die Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch, bzw. numerisch ermittelt werden.

Zur Berechnung von I_{amb} wird das in der Norm [5] beschriebene Verfahren, basierend auf einer nach einem Standortbesuch – siehe Abschnitt 6 - modifizierten Rauigkeitskarte [13] – in Grenzgebieten [14] – mit den Koeffizienten nach *Kaimal et al. (1972)* [5], angewendet. Dieses Verfahren wird zusätzlich in der Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen des Germanischen Lloyds [11] als grundsätzlich zulässig aufgeführt. Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [15] deckt eine Distanz von mindestens 10 km von den zu betrachtenden Anlagen bis zum Kartenrand ab. Für die Rauigkeitskarte gilt dasselbe mit mindestens 20 km.

Da in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [1] für die Ermittlung der Standsicherheit bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten Turbulenzwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten gefordert sind, wird den ermittelten Werten für die Turbulenzintensität das NTM nach der geltenden Richtlinie [5] 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_o unterstellt, die ebenfalls dem NTM zu Grunde liegt [17]. Die Werte für die Standardabweichung der Turbulenzintensität σ_o sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzturbulenzintensität nach NTM und 1-fachem σ_o ($\sigma_o=2\%$ für alle Sektoren) die Referenzkurve nach der geltenden Richtlinie [5] ergibt. Ein beispielhaftes Ergebnis ist in Tabelle 4.5 ausgewiesen.

Die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende nach DIBt 2012 [1] typen-/einzelgeprüfte WEA auf Nabenhöhe ermittelt und den weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt. Für bestehende Anlagen, deren Typenprüfung auf der Richtlinie DIBt 2004 [2] oder DIBt 1993 [3] basiert, findet weiterhin die charakteristische Turbulenzintensität I_{char} Anwendung.

4.3.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Die Standorte der nach DIBt 2012 [1] typen-/einzelgeprüften Anlagen wurden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [5] auf Komplexität untersucht. Die Komplexität des Standortes wird dargestellt durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer dem Gelände angenäherten Ebene. Die Beurteilungskriterien sind in Tabelle 4.2 dargestellt.

Abstand von der betrachteten WEA [m]	Sektoramplitude [°]	Größte Neigung der angenäherten Ebene	Größte Geländeabweichung [m]
< 5*NH	360	< 10	< 0.3*NH
< 10*NH	30		< 0.6*NH
< 20*NH	30		< 1.2*NH

Tabelle 4.2: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5]

Der Standort wird als komplex angesehen, wenn 15% der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 4.2 nicht erfüllen [5]. Demnach ist im Windpark Glandorf-Schwege kein Anlagenstandort als topografisch komplex einzustufen.

4.3.4 Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters

Um der Deformation der turbulenten Anströmung durch die Topografie Rechnung zu tragen, erfolgt die Einführung des von der Energieverteilung abhängigen Turbulenzstrukturparameters C_{CT} . Hierfür wird nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] der Komplexitätsindex i_c ermittelt und angesetzt, siehe Tabelle 4.3. Bei der Ermittlung von i_c werden alle Energieanteile aus den Sektoren aufsummiert, welche die Kriterien aus Tabelle 4.2 nicht erfüllen. Der errechnete Turbulenzstrukturparameter C_{CT} kommt dann in jedem dieser Sektoren zum Tragen. Dieser wird auf Basis des verwendeten Höhenmodells [15] und der übermittelten Windverteilung [23] berechnet.

Anteil an der Energieverteilung [%]	Komplexitätsindex i_c [-]	Turbulenzstrukturparameter C_{CT} [-]
0 - 5	0	1.000
6	0.1	1.015
7	0.2	1.030
8	0.3	1.045
9	0.4	1.060
10	0.5	1.075
11	0.6	1.090
12	0.7	1.105
13	0.8	1.120
14	0.9	1.135
15	1	1.150
16 - 100	1	1.150

Tabelle 4.3: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter [5]

Die folgende Tabelle 4.4 führt auf, in welchen Sektoren der für den Standort ermittelte Turbulenzstrukturparameter C_{CT} zum Tragen kommt und welcher Wert errechnet wurde.

Interne lfd. Nr.	C_{CT} (0)	C_{CT} (30)	C_{CT} (60)	C_{CT} (90)	C_{CT} (120)	C_{CT} (150)	C_{CT} (180)	C_{CT} (210)	C_{CT} (240)	C_{CT} (270)	C_{CT} (300)	C_{CT} (330)
Alle WEA	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabelle 4.4: Ermittelte Turbulenzstrukturparameter für alle in Betracht zu ziehenden Anlagen

4.3.5 Unsicherheiten

Da es sich beim vorliegenden Verfahren um die Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität auf Basis eines modellierten Strömungsfeldes handelt, sind die Ergebnisse mit Unsicherheiten behaftet. Die angewandte Methode betrachtet folgende Einflussfaktoren auf die Turbulenzintensität:

1. Kompressionseffekte auf die Strömung durch die Geländebeschaffenheit
2. Änderungen der Turbulenzintensität auf Grund von Oberflächenrauigkeiten

Die angewandte Methode vernachlässigt die folgenden Einflussfaktoren auf die Turbulenzintensität:

3. Verwirbelungen auf Grund von Gebäuden und alleinstehenden Objekten
4. Rezirkulationszonen in sehr komplexem Gelände
5. thermische Effekte und Schichtungsstabilität der Atmosphäre

Eine generelle Quantifizierung der Unsicherheiten ist nicht möglich, allerdings konnte durch eine Versuchsreihe gezeigt werden, dass es sich bei dem angewandten Verfahren um eine konservative Methode zur Turbulenzermittlung handelt. Abschließend kann festgestellt werden, dass die vorliegende Methode auf Grund der konservativen Ergebnisse der Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität und der angewandten Sicherheitszuschläge, wie in Abschnitt 4.3.2 beschrieben, als geeignet eingestuft wird.

4.3.6 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 4.5 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen Turbulenzintensitäten bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s für eine Anlagenposition aufgeführt.

W1	NH: 131.4m	I _{rep} [%]
UTM ETRS89 Zone 32		
427298	5772036	
0		12.45
30		12.17
60		11.82
90		11.75
120		11.91
150		11.48
180		11.93
210		11.92
240		11.96
270		11.96
300		12.04
330		12.01
Gewichtetes Mittel		11.92

Tabelle 4.5: Ermittelte, repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

4.4 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

4.4.1 Vorbemerkungen

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 Wöhlerkoeffizient m , welcher in der vorliegenden Stellungnahme mit $m=10$ zu Grunde gelegt wird. Dadurch sind alle Komponenten einer WEA in die Betrachtung mit einbezogen.

Die effektive Turbulenzintensität wird auf Nabenhöhe jeder zu betrachtenden Anlage ausgewiesen. In der Ausarbeitung von Sten Frandsen [16], welche Bestandteil sowohl der nationalen [1, 2], als auch internationalen Richtlinie [8, 9] ist, wird kein relativer Mindestabstand zwischen WEA ausgewiesen, für welchen das Turbulenzmodell seine Gültigkeit behält. In der Zusammenfassung des Vergleichs des Modells mit realen Messungen an Anlagen wird beschrieben, dass das angewandte Modell in den unteren Windgeschwindigkeitsbereichen, in welchen die c_t -Werte am höchsten sind, gute Übereinstimmung mit den Messungen liefert. In höheren Windgeschwindigkeitsbereichen werden die mit Hilfe des Modells ermittelten Lasten durch den Nachlauf anderer Anlagen in allen Fällen überschätzt. Diese Vergleiche des Modells mit realen Messungen wurden bis zu relativen Anlagenabständen von 2.0 RD durchgeführt. Die Versuche fanden im Vergleich zu heutigen Anlagengrößen an sehr kleinen Anlagen statt, sodass eine Übertragbarkeit auf heutige Anlagengrößen nicht uneingeschränkt gegeben ist. Aus diesem Grund wird von einer pauschalen Anwendbarkeit bis 2.0 RD abgesehen und eine Einzelfallprüfung durchgeführt.

Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen von mindestens 2.5 RD können uneingeschränkt für eine standortspezifische Lastenrechnung (siehe Abschnitt 4.1.2) herangezogen werden. Bei relativen Anlagenabständen zwischen 2.0 RD und 2.5 RD wird nach einschlägigen Kriterien im Einzelfall entschieden, ob die Ergebnisse für eine Lastenrechnung verwendet werden können, oder nicht. In der Einzelfallprüfung werden folgende Größen im Bereich der zu untersuchenden Nachlafsituation bewertet:

- Der Formfaktor der Weibullverteilung k
- Der Energieanteil
- Die Erfüllung aller Kriterien nach Tabelle 4.2

Ergibt die Einzelfallprüfung, dass die Ergebnisse nicht für eine Lastenrechnung herangezogen werden können, werden sektorielle Abschaltungen oder Betriebsweisen eingearbeitet, um die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nachzuweisen.

In den zu Grunde gelegten Richtlinien DIBt 2012 [1] und DIBt 2004 [2] dient eine windgeschwindigkeitsabhängige effektive Turbulenzintensität I_{eff} als Grundlage zur Bewertung der Standsicherheit, in der DIBt 1993 Richtlinie [3] eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität I_{eff} . Des Weiteren wird von einer uniformen Windgeschwindigkeitsverteilung ausgegangen. Diese kann jedoch optional durch die am Standort vorherrschende Häufigkeitsverteilung angepasst werden. Im vorliegenden Nachweis werden die auf der vorliegenden Häufigkeitsverteilung basierenden [23], und in Tabelle 3.3 für einen Standort beispielhaft aufgeführten, sektoriellen Windrichtungsverteilungen als Grundlage herangezogen.

4.4.2 Vorgehensweise

Die zusätzliche Turbulenzbelastung wird durch den sogenannten „Wake-Effekt“ erzeugt. Die zu verwendende anlagenspezifische Größe, die diese Nachlaufeffekte beschreibt, ist die c_t -Kurve. Grundsätzlich wird die repräsentative / charakteristische Umgebungsturbulenzintensität I_{rep} / I_{char} als Grundlage herangezogen und die durch benachbarte WEA erzeugte Turbulenz quadratisch hinzuaddiert wenn eine Nachlaufsituation auftritt. Diese Betrachtung muss durchgeführt werden, solange sich WEA in einem Abstand kleiner 10 RD von der zu betrachtenden Anlage befinden [5]. Ist der Abstand aller WEA im Umfeld grösser 10 RD gilt $I_{eff} = I_{rep}$, bzw. $I_{eff} = I_{char}$. Befinden sich Anlagen in einem Abstand kleiner 3 RD rechtwinklig zur betrachteten Windrichtung im Umkreis von 10 RD der zu betrachtenden Anlage, muss eine erweiterte Standardabweichung σ_c' zu Grunde gelegt werden. Dasselbe gilt bei erhöhter Turbulenzbelastung durch einen großen Park [5].

Die ermittelten Werte für I_{eff} werden den Auslegungswerten, die der Typen-/Einzelprüfung der betrachteten Anlage zu Grunde liegen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte unterhalb der Auslegungswerte ist eine Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach der jeweiligen Richtlinie gewährleistet. Liegen die Werte über den Auslegungswerten, muss davon ausgegangen werden, dass eine Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach der zu Grunde gelegten Richtlinie nicht gewährleistet ist, was jedoch durch eine standortspezifische Lastenberechnung seitens des Anlagenherstellers widerlegt werden kann.

4.4.3 Gültigkeit bzgl. der effektiven Turbulenzintensität

Die vorliegenden Ergebnisse für die effektive Turbulenzintensität wurden nach den Vorgaben der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung 2012 des Deutschen Institutes für Bautechnik [1] ermittelt. Alle Forderungen und Vorgaben decken ebenfalls die Forderungen der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung 2004 [2], sowie die der Fassung von 1993, 2. Überarbeitete Auflage 1995 des Deutschen Institutes für Bautechnik [3] ab.

Wenn die ermittelten Werte der effektiven Turbulenzintensität nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie [1] [2] unterhalb der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1] liegen, ist die Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach beiden Richtlinien gewährleistet. Dies lässt sich darin begründen, dass die der DIBt 2012 [1] zu Grunde gelegte Referenzkurve in Klasse A niedriger liegt als die der DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegte Referenzkurve. Siehe hierzu Tabelle 4.6.

Für das Verfahren nach der DIBt Fassung von 1993, 2. Überarbeitete Auflage 1995 [3] ist die Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität weiterhin gewährleistet, wenn der darin geforderte, konstante Mittelwert der effektiven Turbulenzintensität von 20% nicht überschritten wird.

Windgeschwindigkeit [m/s]	Konstanter Mittelwert (DIBt 1993) [%]	NTM A (DIBt2004) [%]	NTM A (DIBt2012) [%]	NTM B (DIBt 2012) [%]	NTM C (DIBt 2012) [%]
2	20	57.00	56.80	49.70	42.60
3		42.00	41.87	36.63	31.40
4		34.50	34.40	30.10	25.80
5		30.00	29.92	26.18	22.44
6		27.00	26.93	23.57	20.20
7		24.86	24.80	21.70	18.60
8		23.25	23.20	20.30	17.40
9		22.00	21.96	19.21	16.47
10		21.00	20.96	18.34	15.72
11		20.18	20.15	17.63	15.11
12		19.50	19.47	17.03	14.60
13		18.92	18.89	16.53	14.17
14		18.43	18.40	16.10	13.80
15		18.00	17.97	15.73	13.48
16		17.63	17.60	15.40	13.20
17		17.29	17.27	15.11	12.95
18		17.00	16.98	14.86	12.73
19		16.74	16.72	14.63	12.54
20		16.50	16.48	14.42	12.36
21		16.29	16.27	14.23	12.20
22		16.09	16.07	14.06	12.05
23		15.91	15.90	13.91	11.92
24		15.75	15.73	13.77	11.80
25		15.60	15.58	13.64	11.69

Tabelle 4.6: Vergleich der Auslegungsturbulenzen verschiedener DIBt-Richtlinien

4.4.4 Ergebnis

Die folgende Tabelle 4.7 führt die den zu betrachtenden Anlagen zu Grunde gelegten, bzw. unterstellten Richtlinien in Bezug auf deren Typenprüfung auf.

Anlage	Nabenhöhe [m]	Zu Grunde gelegte Richtlinie	Turbulenzklasse
GE 3.6-137	131.4	DIBt 2012	B

Tabelle 4.7: Der Turbulenzermittlung zu Grunde gelegte Richtlinien

Die folgende Tabelle 4.8 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1] gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt.

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	Referenz Klasse B
2	0.390	0.392	0.392	0.390	0.497
3	0.317	0.294	0.292	0.320	0.366
4	0.281	0.281	0.299	0.283	0.301
5	0.262	0.260	0.283	0.262	0.262
6	0.251	0.246	0.276	0.249	0.236
7	0.244	0.237	0.272	0.239	0.217
8	0.236	0.225	0.267	0.228	0.203
9	0.222	0.209	0.257	0.212	0.192
10	0.207	0.192	0.243	0.195	0.183
11	0.188	0.173	0.226	0.176	0.176
12	0.171	0.156	0.209	0.160	0.170
13	0.155	0.142	0.194	0.146	0.165
14	0.142	0.132	0.181	0.136	0.161
15	0.130	0.124	0.168	0.127	0.157
16	0.122	0.119	0.157	0.121	0.154
17	0.116	0.115	0.147	0.116	0.151
18	0.113	0.113	0.141	0.113	0.149
19	0.110	0.111	0.131	0.110	0.146
20	0.108	0.109	0.123	0.108	0.144
21	0.107	0.108	0.119	0.106	0.142
22	0.105	0.106	0.113	0.105	0.141
23	0.104	0.105	0.108	0.103	0.139
24	0.103	0.104	0.105	0.102	0.138
25	0.102	0.103	0.103	0.101	0.136

Tabelle 4.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff}

4.4.5 Geforderte sektorielle Betriebseinschränkungen bis zu Vorlage der Lastenrechnung

Bis zur Vorlage der Lastenrechnung durch GE sind die in den folgenden Tabellen aufgeführten sektoriellen Betriebsweisen notwendig, um die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität an den geplanten WEA zu verhindern.

Anlage	Start Intervall [°]	Ende Intervall [°]	Geforderter Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W2	146	198	Aus	5 – 12

Tabelle 4.9: Sektorielle Betriebseinschränkung zum Schutz von W1

Anlage	Start Intervall [°]	Ende Intervall [°]	Geforderter Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W1	326	18	Aus	6 – 10

Tabelle 4.10: Sektorielle Betriebseinschränkung zum Schutz von W2

Anlage	Start Intervall [°]	Ende Intervall [°]	Geforderter Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W4	192	246	Aus	5 – 16

Tabelle 4.11: Sektorielle Betriebseinschränkung zum Schutz von W3

Anlage	Start Intervall [°]	Ende Intervall [°]	Geforderter Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W3	12	66	Aus	5 – 10

Tabelle 4.12: Sektorielle Betriebseinschränkung zum Schutz von W4

5 Zusammenfassung

Am Standort Glandorf-Schwege wurden die Standortbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 für alle Anlagen ermittelt und mit den Auslegungswerten verglichen. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

- i. W1 – W4 keine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.1),
- ii. W1 – W4 in einer Windzone errichtet werden sollen, die den Auslegungswert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.3.2) und
- iii. W1 – W4 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 4.4.4).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1] ist für die geplanten Anlagen W1 – W4 des Typs GE 3.6-137 auf 131.4m Nabenhöhe unter Berücksichtigung der in Abschnitt 4.4.5 aufgeführten sektoriellen Betriebsweisen durch die vorliegende gutachterliche Stellungnahme nachgewiesen.

Die folgende Tabelle 5.1 stellt die Ergebnisse zusammenfassend dar.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 32		Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
				X [m]	Y [m]	
W1	GE	GE 3.6-137	131.4	427298	5772036	Ja, siehe Tabelle 4.9
W2	GE	GE 3.6-137	131.4	427350	5771685	Ja, siehe Tabelle 4.10
W3	GE	GE 3.6-137	131.4	427883	5771407	Ja, siehe Tabelle 4.11
W4	GE	GE 3.6-137	131.4	427668	5771143	Ja, siehe Tabelle 4.12

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse Neuanlagen

6 Standortbesuch

6.1 Durchführung und Ergebnis

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese durchgeführt [25].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13] [14] und ggf. zu den Höhenlinien [15].

Die Ergebnisse in Abschnitt 4.3 basieren auf den Einschätzungen zur Umgebung während des Standortbesuches, sowie den zu Grunde gelegten digitalen und nach dem Standortbesuch modifizierten Geländemodellen [13] [14], [15].

Der folgende Abschnitt zeigt Bilder von der Standortbesichtigung.

6.2 Auszug aus der Fotodokumentation

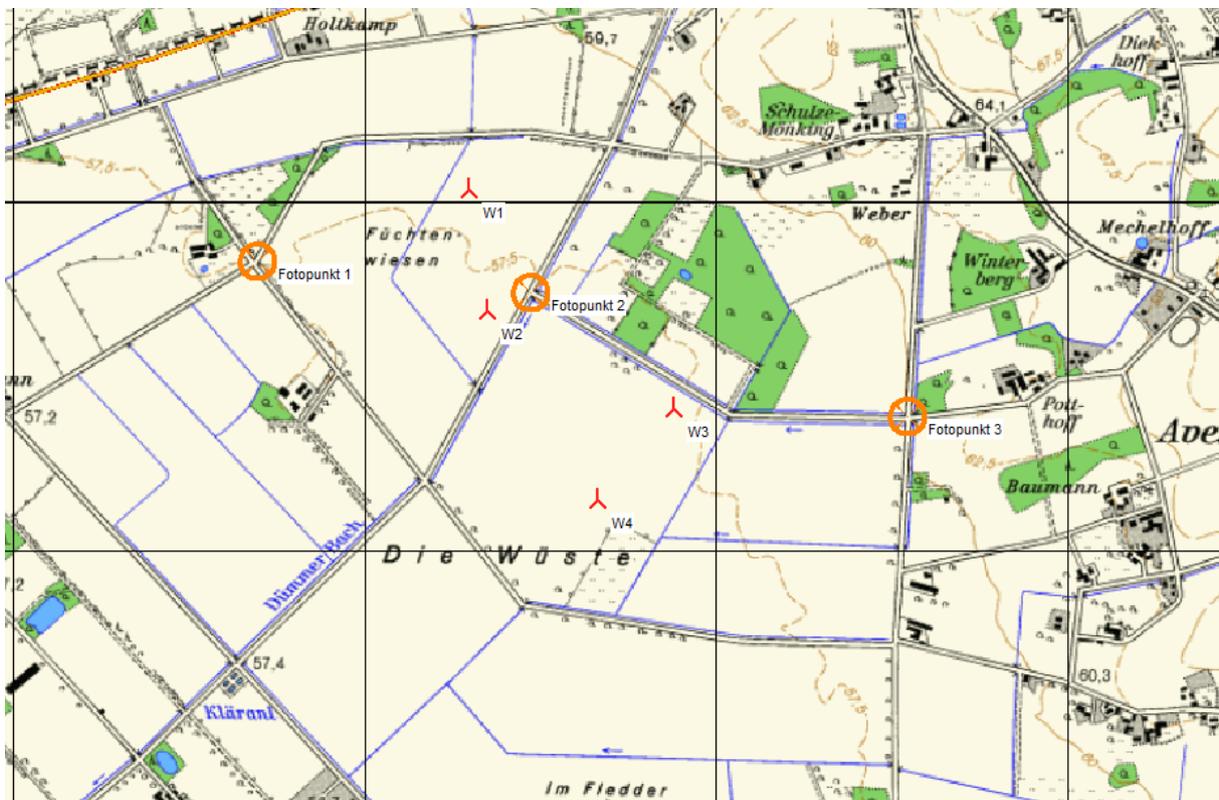


Abbildung 6.1: Übersichtskarte Fotopunkte und Neuanlagen



Abbildung 6.2: Fotopunkt 1, Blick Richtung Norden



Abbildung 6.3: Fotopunkt 1, Blick Richtung Osten



Abbildung 6.4: Fotopunkt 1, Blick Richtung Süden



Abbildung 6.5: Fotopunkt 2, Blick Richtung Norden



Abbildung 6.6: Fotopunkt 2, Blick Richtung Osten



Abbildung 6.7: Fotopunkt 2, Blick Richtung Südosten



Abbildung 6.8: Fotopunkt 2, Blick Richtung Süden



Abbildung 6.9: Fotopunkt 2, Blick Richtung Westen



Abbildung 6.10: Fotopunkt 2, Blick Richtung Nordwesten



Abbildung 6.11: Fotopunkt 3, Blick Richtung Norden



Abbildung 6.12: Fotopunkt 3, Blick Richtung Osten



Abbildung 6.13: Fotopunkt 3, Blick Richtung Süden



Abbildung 6.14: Fotopunkt 3, Blick Richtung Südwesten



Abbildung 6.15: Fotopunkt 3, Blick Richtung Westen



Abbildung 6.16: Fotopunkt 3, Blick Richtung Nordwesten

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

A	Skalen-Parameter der Weibullverteilung
α	Höhenexponent / Windscherung
β	Anströmwinkel bezogen auf die horizontale Ebene auf Nabenhöhe
BImSchG	Bundes Immissions-Schutz Gesetz
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter
C_t	Schubbeiwert
D	Dimensionsloser Abstand bezogen auf den größeren Rotordurchmesser
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
ETM	Extremturbulenzmodell
ETRS 89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauss-Krüger oder Geländekategorie
h_{bot}	Höhe der Blattspitze über Grund, wenn Blatt in tiefster Stellung
H_{min}	Geringste Höhe, bei der die zu Grunde gelegten Gleichungen gültig sind.
H_{top}	Höhe der Blattspitze über Grund, wenn Blatt in höchster Stellung
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität nach [2]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität nach [3]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität
I_{ext}	Extreme Turbulenzintensität
k	Formfaktor der Weibullverteilung
NA	Nationaler Anhang
NH	Nabenhöhe
NTM	Normalturbulenzmodell
RD	Rotordurchmesser
ρ	Luftdichte
TP	Typenprüfung
UTM	Universal Transverse Mercator coordinate system
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe
$v_{horizontal}$	Horizontale Komponente der Windgeschwindigkeit
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit
v_r	Nennwindgeschwindigkeit
v_{ref}	Referenzwindgeschwindigkeit
v_{en}	n-Jahres-Bö
$v_{vertikal}$	Vertikale Komponente der Windgeschwindigkeit
v_{50}	50-Jahres-Windgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert)

WEA	Windenergieanlage
WGS 84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WP	Windpark
WSM	Windsektormanagement (sektorielle Abschaltung)
WZ	Windzone / Staudruckzone
ρ	Luftdichte
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit
σ_{σ}	Standardabweichung der Turbulenzintensität
σ_{σ}'	Erweiterte Standardabweichung

Literaturverzeichnis

- [1] Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;
- [1.1] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/K 383 Windenergieanlagen; Vorschlag zur Modifikation der DIBt2012 als Ergebnis der Diskussion des MT01 Spiegelgremiums K383.01, 17.11.2014;
- [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] Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Musterliste für Baubestimmungen; Fassung September 2012; http://www.dibt.de/de/Geschaeftsfelder/data/Muster-LTB_09_2012.pdf
- [5] Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;
- [6] Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;
- [7] Deutsches Institut für Normung; 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;
- [8] International Electrotechnical Commission; IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;
- [9] International Electrotechnical Commission; IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;
- [10] ENC Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]; European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998,
- [11] Germanischer Lloyd; IV Vorschriften und Richtlinien Industriedienste; Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen; Ausgabe 2010; Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH
- [12] European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;
- [13] DLR, CORINE Land Cover-Germany 2006 Datensatz, http://www.corine.dfd.dlr.de/intro_en.html, [clc06_de_u32.shp](http://www.corine.dfd.dlr.de/clc06_de_u32.shp)
- [14] European Environment Agency; Corine Land Cover 2006 seamless vector data – version 13 (02/20120); <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/clc-2006-vector-data-version>; Download aller shapefiles am 04.05.2010; Zusammenfügung und Bereinigung mit MapWindow GIS Software durch die I17-Wind GmbH & Co. KG
- [15] CGIAR Consortium for Spatial Information (CGIAR-CSI); Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 90m Digital Elevation Data;

-
- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK),*
 - [17] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
 - [18] *MagicMaps GmbH; MagicMaps Tour Explorer 25 Deutschland V5; 04.12.2012;*
 - [19] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; P5_Windzonen_April_2015.xls*
 - [20] *EMD International A/S; WindPRO / ENERGY; Modelling of the variation of air density with altitude through pressure, humidity and temperature; 12.05.2014;*
 - [21] *EMD online Katalog oder Anlagendokumentation der Hersteller*
 - [22] *EEG Energie Expertise GmbH; Heidi Engel-Bilges; 005_160518_Standorte der Anlagen_Glandorf Schwege.pdf; per E-Mail mit dem Betreff „AW: WP Glandorf-Schwege“; 20.06.2016; Zusatz: VAYU Energie UG (haftungsbeschränkt); Reinhard Last; E-Mail mit dem Betreff „Glandorf Schwege“; 08.05.2017;*
 - [23] *EEG Energie Expertise GmbH; 150901_LKOS Fläche 39_Schwege_Glandorf 6 WEA - PARK - Analyse der Windverhältnisse;*
 - [24] *GE Renewable Energy; Auslegungswerte der GE-3.6-137; GE_3.6-137_design_cond_rev_01_I17_20170215.xlsx;*
 - [25] *ENERGO S Energiewirtschaft Landkreis Osnabrück GmbH, Elisabeth Tebbe; Übermittlung der Standortbilder per E-Mail mit dem Betreff „AW: Glandorf-Schwege Übersichtskarte Fotopunkte“ am 09.08.2016;*