

12.1 Antragsformular für den baulichen Teil

Bauantrag gem. § 63 bzw. § 64 der Niedersächsischen Bauordnung (NBauO)

Zutreffendes bitte ankreuzen oder ausfüllen. Felder mit "*" sein keine Pflichtfelder.
Sollten die Eingabefelder nicht ausreichen, fügen Sie bitte entsprechende Anlagen bei.

An die Bauaufsichtsbehörde Untere Bauaufsichtsbehörde / Landkreis Aurich Fischteichweg 7-13 26603 Aurich	Eingangsstempel der Bauaufsichtsbehörde	Aktenzeichen der Bauaufsichtsbehörde
Hiermit beantrage ich gemäß § 63 bzw. § 64 der Niedersächsischen Bauordnung (NBauO) für die nachstehend bezeichnete Baumaßnahme die Baugenehmigung. Die erforderlichen Bauvorlagen sind diesem Bauantrag gemäß der aktuellen Niedersächsischen Bauvorlagenverordnung (NBauVorIVO) beigelegt.		
Identifikationsnummer des Erhebungsbogens des Landesamts für Statistik Niedersachsen:		

1. Bezeichnung der Baumaßnahme

Repowering WP Hinte I Abbau von 8 Altanlagen und Neubau von 7 Windenergieanlagen des Herstellers ENERCON E-160 EP5 E3, 5560 kW mit einer Nabhöhe von 119,8m und einer Gesamthöhe von 199,8m. Die Erschließungswege führen zum Teil auf den angrenzenden landwirtschaftlich genutzten Flächen (Flurstücke) und sind Bestandteil der Baumaßnahme.

2. Baugrundstück

Gemeinde Hinte	Ortsteil Groß Middlum und Westerhusen		
Straße	Hausnummer		
Gemarkung	Flur	Flurstück (Zähler)	Flurstück (Nenner)
Groß Middlum	1	21	
Westerhusen	1	2	
Westerhusen	1	3	1
Groß Middlum	1	29	
Westerhusen	1	21	
Westerhusen	1	22	
Westerhusen	1	78	11
Westerhusen	1	26	
Westerhusen	1	53	
Westerhusen	1	69	

3. Bauherr / Bauherrin

Firmenname (wenn zutreffend. Bei Gesellschaften bzw. juristischen Personen ist dann im Folgenden der Vertretungsberechtigte anzugeben)		
WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG		
Name Bauherrin / Bauherr (bei juristischen Personen Vertretungsberechtigte)		
Vorname/n	Nachname	
Maike	Bredehöft	
Straße	Hausnummer	* Telefon (mit Vorwahl)
Süderstraße	32	04954-93999-78
PLZ	Ort	* E-Mail
26802	Neermoor	bredehoeft@wea-gmbh.de

4. Entwurfsverfasserin / Entwurfsverfasser

Firmenname (wenn zutreffend)		
Enercon GmbH		
Name Entwurfsverfasserin / Entwurfsverfasser (natürliche Person)		
Vorname/n	Nachname	
Josef	Schmidt	
Berufsbezeichnung		
Dipl.-Ing. (FH) Architekt		
Straße	Hausnummer	* Telefon (mit Vorwahl)
Robert-Koch-Straße	50 / D	06131-21407-48
PLZ	Ort	* E-Mail
55129	Main	Josef.Schmidt@enercon.de

ist für die beantragte Baumaßnahme bauvorlageberechtigt nach

<input checked="" type="checkbox"/> § 53 Abs. 3 Satz 2 NBauO nach	
<input checked="" type="checkbox"/> Nr. 1 Architektin / Architekt, eingetragen in Liste der Architektenkammer Nr.	108789
<input type="checkbox"/> Nr. 2 Entwurfsverfasser/in (bis 30.11.2024), eingetragen in Liste der Architektenkammer Nr.	
<input type="checkbox"/> Nr. 3 Entwurfsverfasser/in, eingetragen in Liste der Ingenieurkammer Nr.	
<input type="checkbox"/> Nr. 3 Entwurfsverfasser/in, eingetragen im Verzeichnis Nr. des Bundeslandes	
<input type="checkbox"/> Nr. 3 Entwurfsverfasser/in nach § 20 NIngG gleichgestellt (europäischer Dienstleistungsverkehr), niedergelassen im Staat	
<input type="checkbox"/> Nr. 4 öffentlich Bedienstete / öffentlich Bediensteter	
<input type="checkbox"/> Nr. 5 Innenarchitektin / Innenarchitekt, eingetragen in Liste der Architektenkammer Nr.	
<input type="checkbox"/> § 53 Abs. 4 NBauO nach	
<input type="checkbox"/> Nr. 1 Landschaftsarchitektin / Landschaftsarchitekt, eingetragen in Liste der Architektenkammer Nr.	
<input type="checkbox"/> Nr. 2 Handwerksmeisterin / Handwerksmeister oder diesen nach § 7 Abs. 3, 7 oder 9 HwO gleichgestellt	
<input type="checkbox"/> Nr. 3 staatlich geprüfte Technikerin / staatlich geprüfter Techniker	
<input type="checkbox"/> Nr. 4 Technikerin / Techniker mit gleichwertigem Ausbildungsnachweis	
<input type="checkbox"/> § 53 Abs. 5 NBauO	
<input type="checkbox"/> Handwerksmeisterin / Handwerksmeister, gleichgestellt im europäischen Dienstleistungsverkehr, niedergelassen im Staat	
<input type="checkbox"/> Technikerin / Techniker, gleichgestellt im europäischen Dienstleistungsverkehr, niedergelassen im Staat	

darf als Entwurfsverfasserin / Entwurfsverfasser tätig werden nach

<input type="checkbox"/> § 53 Abs. 9 NBauO	
--	--

5. Tragwerksplanerin / Tragwerksplaner

Firmenname (wenn zutreffend)					
Name Tragwerksplanerin / Tragwerksplaner (natürliche Person)					
Vorname/n		Nachname			
Berufsbezeichnung					
Straße		Hausnummer			
* Telefon (mit Vorwahl)					
PLZ	Ort	* E-Mail			
ist zur Erstellung des Nachweises der Standsicherheit für die beantragte Baumaßnahme berechtigt nach					
<input type="checkbox"/> § 65 Abs. 4 NBauO <table border="1" style="margin-left: 20px; width: 200px;"> <tr> <td><input type="checkbox"/> Tragwerksplaner/in, eingetragen in der Liste der Ingenieurkammer Niedersachsen Nr.</td> </tr> <tr> <td><input type="checkbox"/> Tragwerksplaner/in, eingetragen im Verzeichnis Nr. des Bundeslandes</td> </tr> <tr> <td><input type="checkbox"/> Tragwerksplaner/in nach § 21 Abs. 5 NIngG gleichgestellt (europäischer Dienstleistungsverkehr), niedergelassen im Staat</td> </tr> </table>			<input type="checkbox"/> Tragwerksplaner/in, eingetragen in der Liste der Ingenieurkammer Niedersachsen Nr.	<input type="checkbox"/> Tragwerksplaner/in, eingetragen im Verzeichnis Nr. des Bundeslandes	<input type="checkbox"/> Tragwerksplaner/in nach § 21 Abs. 5 NIngG gleichgestellt (europäischer Dienstleistungsverkehr), niedergelassen im Staat
<input type="checkbox"/> Tragwerksplaner/in, eingetragen in der Liste der Ingenieurkammer Niedersachsen Nr.					
<input type="checkbox"/> Tragwerksplaner/in, eingetragen im Verzeichnis Nr. des Bundeslandes					
<input type="checkbox"/> Tragwerksplaner/in nach § 21 Abs. 5 NIngG gleichgestellt (europäischer Dienstleistungsverkehr), niedergelassen im Staat					
<input type="checkbox"/> § 86 Abs. 5 NBauO (Übergangsregelung) - (Standsicherheitsnachweis ist ggf. prüfpflichtig) <input type="checkbox"/> § 65 Abs. 1 S. 2 i. V. m. § 53 Abs. 3 Satz 2 Nrn. 1 bis 4, Abs. 4 Nrn. 2 bis 4 sowie Abs. 5 bis 8 NBauO (Standsicherheitsnachweis ist prüfpflichtig)					
Datum, Unterschrift der Tragwerksplanerin / des Tragwerksplaners					

6. Erschließung

6.1 Zugang/Zufahrt zum Grundstück erfolgt				
<input checked="" type="checkbox"/> von öffentlicher Verkehrsfläche	<input checked="" type="checkbox"/> über Grundstück im Miteigentum	<input checked="" type="checkbox"/> über anderes Grundstück (ggf. Baulast/Grunddienstbarkeit erforderlich)		
6.2 Niederschlagswasserbeseitigung erfolgt durch				
<input type="checkbox"/> die Einleitung in ein kommunales Regenwassersystem	<input type="checkbox"/> Einleitung in ein Gewässer	<input checked="" type="checkbox"/> die ungezielte, breitflächige Versickerung auf Grundstücksflächen	<input type="checkbox"/> die gezielte Versickerung auf Grundstücksflächen	<input type="checkbox"/> Sonstiges <input type="text"/>
6.3 Sonstige Abwasserbeseitigung erfolgt durch				
<input type="checkbox"/> kommunales Abwassersystem	<input type="checkbox"/> Kleinkläranlage	<input type="checkbox"/> Sonstiges:	<input type="text"/>	
6.4 Trinkwasserversorgung erfolgt durch				
<input type="checkbox"/> zentrales Wasserwerk oder dezentrales kleines Wasserwerk	<input type="checkbox"/> Sonstiges:	<input type="text"/>		
6.5 Löschwasserversorgung erfolgt durch				
<input type="checkbox"/> öffentliche Wasserversorgung	<input type="checkbox"/> Feuerlöschbrunnen	Entfernung [m]:	<input type="text"/>	
<input type="checkbox"/> Feuerlöschteich	<input type="checkbox"/> offene Gewässer	<input type="checkbox"/> Sonstiges:	Entfernung [m]:	<input type="text"/>

7. Arbeitsstättenrecht

Die Vereinbarkeit der Bauvorlagen mit den Anforderungen der Arbeitsstättenverordnung wird nur geprüft, wenn die Bauherrin oder der Bauherr dies verlangt.

- Gem. § 64 Satz 2 NBauO - auch in Verbindung mit § 63 Abs. 1 Satz 3 NBauO - wird um Prüfung der Anforderungen auf Vereinbarkeit mit der Arbeitsstättenverordnung im Rahmen des Baugenehmigungsverfahrens gebeten.

Datum, Unterschrift der Bauherrin / des Bauherrn (oder der Bevollmächtigten / des Bevollmächtigten)

8. Zustellung der Baugenehmigung an Nachbarn

- Es wird erbeten, die Baugenehmigung oder Teilbaugenehmigung nach § 70 Abs. 5 NBauO den in der Anlage näher bezeichneten Nachbarn zuzustellen.



Datum, Unterschrift der Bauherrin / des Bauherrn (oder der Bevollmächtigten / des Bevollmächtigten)

Hinweise:

Die Bauherrin oder der Bauherr ist dafür verantwortlich, dass die von ihr oder ihm veranlasste Baumaßnahme dem öffentlichen Baurecht entspricht. Die Entwurfsverfasserin oder der Entwurfsverfasser ist dafür verantwortlich, dass der Entwurf für die Baumaßnahme dem öffentlichen Baurecht entspricht. **Über erforderliche Ausnahmen, Befreiungen und Zulassungen von Abweichungen von Vorschriften wird nur auf besonderen Antrag entschieden (Der Antrag ist unter Kapitel 12.9 "Sonstiges" einzufügen).**

Datenschutz:

Die elektronische Verarbeitung der in diesem Formular enthaltenen personenbezogenen Daten ist für die Durchführung dieses Verwaltungsverfahrens gem. § 67 Abs. 1 Satz 2 NBauO erforderlich und gem. §§ 3 und 5 NDSG zulässig. Empfänger dieser Daten sind die Gemeinde, die untere Bauaufsichtsbehörde sowie andere Behörden (§ 69 Abs. 3 NBauO) und ggfs. Nachbarn sowie die zu beteiligende Öffentlichkeit (§ 68 NBauO). Bauvorlagen in elektronischer Form können dauerhaft gespeichert werden. Zudem werden die Daten regelmäßig an die zuständige Finanzbehörde (§ 29 BewG), den zuständigen Unfallversicherungsträger (§ 195 Abs. 3 SGB VII) und das Vermessungs- und Katasteramt (§ 5 NVerMG) übermittelt. Nähere Informationen und die Kontaktdaten der Datenschutzbeauftragten entnehmen Sie bitte den Internetseiten des Adressaten dieses Antrages.

Datum, Unterschrift der Entwurfsverfasserin / des Entwurfsverfassers	* Datum, Unterschrift der Bauherrin / des Bauherrn (Kenntnisnahme)
	22.10.24 

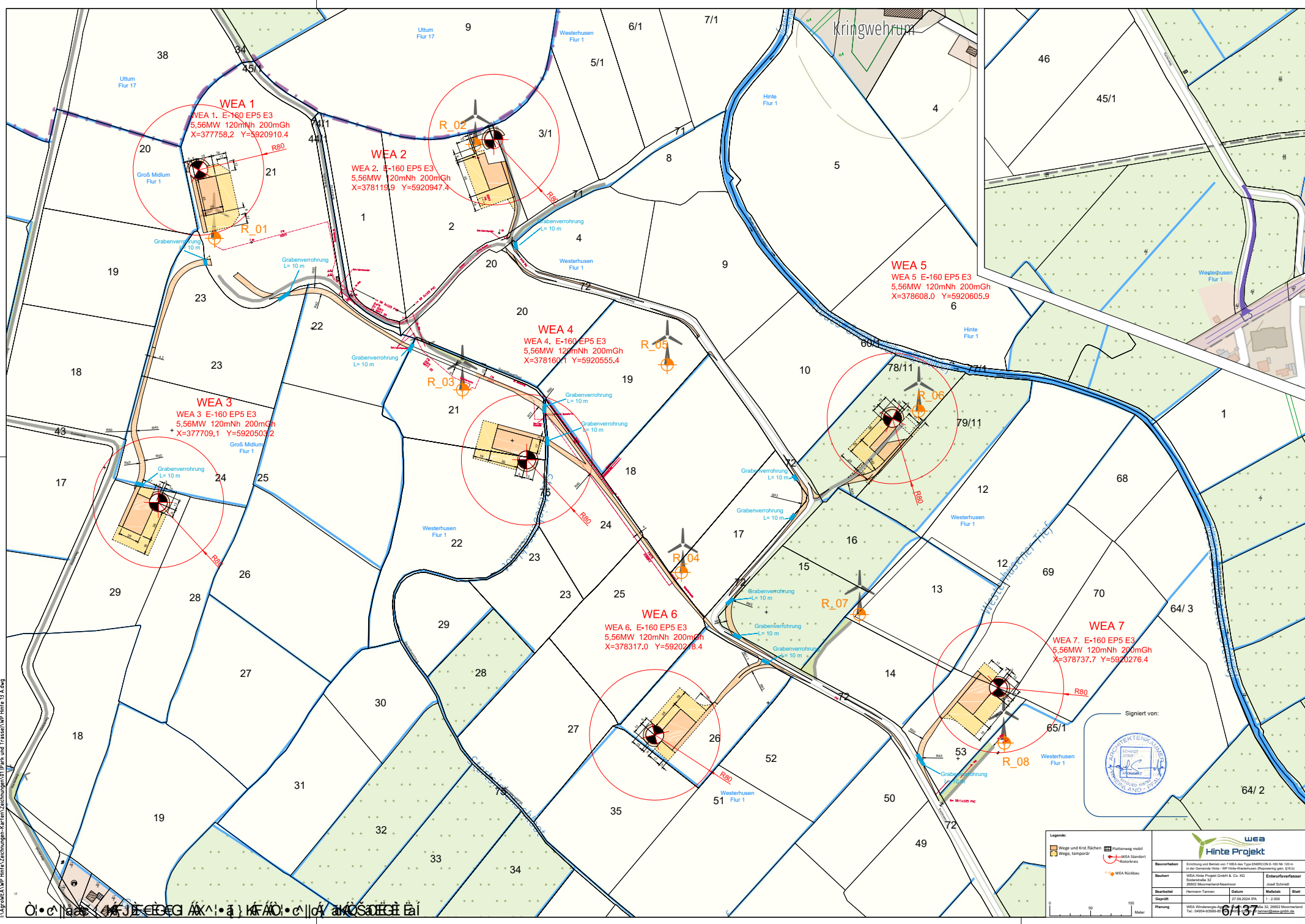
22 October 2024 | 17:50 MESZ

12.2 Lagepläne

siehe auch Kapitel 2.2 und 2.3

Anlagen:

- WP_Hinte_13_Antrag-A1_2000_Park_b.pdf



I:\Agro\EA\WP\Hinter-Zeichnungen\Karten\Zeichnungen\01 (Park und Trasse)\WP_Hinter_03_A.dwg



Legende:

- Weg und Krs.flächen
- Weg, temporär
- Weg, mobil
- WEA Standort
- WEA Rückbau

Signiert von:

WEA Hinte Projekt

Bearbeiter	Entwurf und Betrieb von 7 WEA des Typs ENRCON E-160 M, 120 m, in der Größe Höhe: 160 m, Hersteller: Pfeifferwerk, 01/13	Entwurfverfasser	Josef Schmitt
Bauherr	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG Güterstraße 29 25802 Marktandorf/Neumarkt	Datum	17.03.2019
Standort	Herrmann Tannen	Maßstab	1:1.000
Planung	WEA Wiederaufbau Tel.: 04954-9299-80	Blatt	6/137

12.3 Bauzeichnungen (Grundrisse, Ansichten, Schnitte)

siehe Kapitel 2.2 und 2.3 Lagepläne

siehe Kapitel 3.7 Maschinzeichnungen

siehe Kapitel 16.1.6 Spezifikation Zuwegung und Kranstellfläche

12.4 Baubeschreibung, Betriebsbeschreibung

Die geplanten Anlagen sind nach §2 Abs. 3 NBauO der **Gebäudeklasse 1** zuzuordnen und gelten als Sonderbauten nach §2 Abs. 5 NBauO.

Die Angaben zum Rohbau- und Herstellungswert sind in Kapitel 1.3 beigefügt.

Angaben zum Baugrund befinden sich im Kapitel 17 Sonstige Unterlagen.

In der Technischen Beschreibung Fundamente bzw. im Fundamentdatenblatt in Kapitel 3 werden die Fundamente beschrieben.

Angaben zum Turm: In Kapitel 3.1 befinden sich alle Angaben zum Turm.

Angaben zur Gondel: In Kapitel 3.7 befinden sich das Datenblatt Gondelabmessungen und der Gondelschnitt.

12.5 Berechnungen/Nachweise

Die Herstellkosten der WEA setzen sich aus den Rohbaukosten und den Maschinenbaulichen sowie elektrotechnische Komponenten zusammen:

Je Windenergieanlagen (WEA) betragen diese 272.2000 €

Bei 7 WEA betragen die Herstellkosten 19.054.000 €

zzgl. für die Erschließung der Wege und Kranstellflächen mit einer Größe von ca. 10190 m² (10190 m² x 100 €/m²) betragen die Erschließungskosten 1.019.000 €.

Die Herstellungskosten betragen insgesamt 20.073.000 €

Die **Baulasten** werden vor Erteilung der BImSchG-Genehmigung erstellt und ins Baulastenverzeichnis eingetragen. Diese Unterlagen sind zurzeit in Bearbeitung!

Anlagen:

- SL_AU_Herstellkosten_E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01_TG_rev01.pdf

Rohbaukosten (brutto):

Die Rohbaukosten beinhalten die Kosten für das Tiefgründungsfundament, den Hybrid-Stahlurm, das Maschinenhaus und die Rotorblattanlage:

Tiefgründungsfundament:	308.000 €
Hybrid Stahlurm:	508.000 €
Gondel, Maschinenverkleidung, Nabe, Rotor:	864.000 €

Gesamt: 1.680.000 €

Herstellkosten (brutto):

Die Herstellkosten umfassen die Rohbaukosten zuzüglich der Kosten für die maschinenbaulichen und elektrotechnischen Komponenten:

a) Rohbaukosten:	1.680.000 €
b) Maschinenbauliche und elektrotechnische Komponenten:	1.042.000 €

Gesamt: 2.722.000 €

In den Herstell- und Rohbaukosten ist die gesetzliche Mehrwertsteuer von 19% enthalten.

Die Herstellkosten entsprechen nicht dem Kaufpreis der Anlage, der weitere Kosten, z.B. schwankende Materialpreise, Forschungs- und Entwicklungskosten u.v.m. abdecken muss, die jedoch für die Ermittlung der Genehmigungsgebühren nicht relevant sind.

Der Transformator ist in die Anlage integriert. Es tritt keine separate Trafostation optisch in Erscheinung.

12.5.1 Berechnung des Bruttonrauminhaltes

12.5.2 Berechnung der Grund- und Geschossflächenzahl

12.5.3 Berechnung der Vollgeschosse

12.5.4 Nachweis der notwendigen Einstellplätze

12.6 Bautechnische Nachweise

12.6.1 Nachweis der Standsicherheit
--

Typenprüfung

E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01Rev.2 befinden sich in den Ordner Nr. 2

Die Typenprüfung beinhaltet Betriebsgeheimnisse des Herstellers Enercon und darf daher nicht im Original veröffentlicht werden!

Die nachfolgende Version für die Veröffentlichung ist ein Auszug der Typenprüfung mit dem Inhaltsverzeichnis und dem Prüfbescheid!

Anlagen:

- TP E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C01_rev2_für öffentliche Auslegung .pdf
- 241011_l17-SE-2024-653_Hinte Gutachten Standorteignung 161024.pdf

Zusammenstellung der typengeprüften Dokumentationen

ENERCON

E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01

ENERCON GmbH
Dreekamp 5
D - 26605 Aurich
Telefon: 0 49 41 – 927–0
Telefax: 0 49 41 – 927–109

Rev. 2

1. Prüfbescheid zur Typenprüfung **T-7004/22-1 Rev.2**
vom 08.02.2024

Hybrid-Stahlurm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01
Varianten R0 & R1

1.1. Zusammenstellung Turm Statik **D0993210-05**

2. Flachgründung Ø 22,40m **T-7004/22-4 Rev.0**
vom 08.02.2024

- 2.1. Schalplan** **D02658442-1**
- 2.2. Bewehrungsplan 1** **D02658443-2**
- 2.3. Bewehrungsplan 2** **D02658444-2**
- 2.4. Fundamentdatenblatt** **D02748130-4**

3. Tiefgründung Ø 19,40m **T-7004/22-3 Rev. 2**
vom 08.02.2024

3.1. Fundamentdatenblatt **D0956331-1**

- 3.2. Fundamentpläne R0**
 - 3.2.1. Schalplan Variante A** **D0956319-1**
 - 3.2.2. Schalplan Variante B** **D0956320-1**
 - 3.2.3. Schalplan Variante C** **D0956321-1**
 - 3.2.4. Schalplan Variante D** **D0956322-1**
 - 3.2.5. Bewehrungsplan 1** **D0956323-0**
 - 3.2.6. Bewehrungsplan 2** **D02786080-0**
 - 3.2.7. Bewehrungsplan 3** **D02786081-0**
 - 3.2.8. Bewehrungsplan 4** **D02786082-0**
 - 3.2.9. Bewehrungsplan 5** **D02786084-0**

- 3.3. Fundamentpläne R1**
 - 3.3.1. Schalplan Variante A** **D0956297-3**
 - 3.3.2. Schalplan Variante B** **D0956298-3**

3.3.3. Schalplan Variante C	D0956299-3
3.3.4. Schalplan Variante D	D0956300-2
3.3.5. Bewehrungsplan 1	D0956301-2
3.3.6. Bewehrungsplan 2	D0956302-2
3.3.7. Bewehrungsplan 3	D0956303-2
3.3.8. Bewehrungsplan 4	D0956304-2
3.3.9. Bewehrungsplan 5	D0956306-3

4. Gutachterliche Stellungnahmen

4.1. Gutachterliche Stellungnahmen R0 & R1

4.1.1. Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau

8119201822-1 D I Rev. 2 vom 19.12.2022

4.1.2. Maschinenbauliche Komponenten

8119201822-004-001 D I Rev. 4 vom 27.11.2023

4.1.3. Diverse Komponenten

8119616205-100-002 Rev.2 vom 07.02.2024

4.2. Gutachtliche Stellungnahmen R0

4.2.1. Lastannahmen für Turm und Fundament

8119208822-1 D I Rev.1 vom 01.11.2022

4.2.2. Turmkopfflansch

8119616205-11 D I Rev. 1 vom 29.11.2021

4.3. Gutachtliche Stellungnahmen R1

4.3.1. Lastannahmen für Turm und Fundament

8120863590-1 D I Rev.0 vom 04.05.2023

4.3.2. Turmkopfflansch

8121329336-11 D I Rev. 1 vom 15.11.2023

Mit Ausnahme des Prüfbescheids und der Inhaltsübersicht ist die Zusammenstellung der typengeprüften Dokumentation streng vertraulich zu behandeln, da es sich um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse handelt, diese dürfen daher nicht öffentlich ausgelegt werden.

5.0. Revisionstabelle

Datum	Änderung
02.06.2023 Rev.1	<p>1.Prüfbescheid zur Typenprüfung T-7004/22-1 Rev.1 vom 02.06.2023 Hybrid-Stahlurm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 1.1.Zusammenstellung Turm Statik D0961425-4</p> <p>2.Flachgründung Ø 22,65m T-7004/22-2 Rev.0 vom 07.11.2022 2.1.Schalplan D0956286-1 2.2.Bewehrungsplan 1 D0956287-1 2.3.Bewehrungsplan 2 D0956288-1 2.4.Bewehrungsplan 3 D0956289-1 2.5.Bewehrungsplan 4 D0956290-0 2.6.Fundamentdatenblatt D0956329-1</p> <p>3.Tiefgründung Ø 19,40m T-7004/22-3 Rev.0 vom 07.11.2022 3.1.Schalplan Variante A D0956297-1 3.2.Schalplan Variante B D0956298-1 3.3.Schalplan Variante C D0956299-1 3.4.Schalplan Variante D D0956300-0 3.5.Bewehrungsplan 1 D0956301-0 3.6.Bewehrungsplan 2 D0956302-0 3.7.Bewehrungsplan 3 D0956303-0 3.8.Bewehrungsplan 4 D0956304-0 3.9.Bewehrungsplan 5 D0956306-1 3.10.Fundamentdatenblatt D0956331-1</p> <p>4.Gutachterliche Stellungnahmen 4.1.Lastannahmen für Turm und Fundament 8119201822-1 D V Rev.1 vom 01.11.2022 4.2.Turmkopfflansch 8119616205-11 D Rev.1 vom 29.11.2021 4.3.Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau 8119201822-1 D IV Rev. 2 vom 19.12.2022 4.4.Maschinenbauliche Komponenten 8119201822-4 D Rev. 3 vom 02.02.2023 4.5.Diverse Komponenten 8119616205-100 D III Rev. 1 vom 13.04.2023</p>

11.04.2024 Rev.2	<p>1. Prüfbescheid zur Typenprüfung T-7004/22-1 Rev.2 vom 08.02.2024 Hybrid-Stahlurm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Varianten R0 & R1</p> <p>1.2. Zusammenstellung Turm Statik D0993210-05</p> <p>2. Flachgründung Ø 22,40m T-7004/22-4 Rev.0 vom 08.02.2024</p> <p>2.1. Schalplan D02658442-1 2.2. Bewehrungsplan 1 D02658443-2 2.3. Bewehrungsplan 2 D02658444-2 2.4. Fundamentdatenblatt D02748130-4</p> <p>3. Tiefgründung Ø 19,40m T-7004/22-3 Rev. 2 vom 08.02.2024</p> <p>3.1. Fundamentdatenblatt D0956331-1</p> <p>3.2. Fundamentpläne R0 3.2.1. Schalplan Variante A D0956319-1 3.2.2. Schalplan Variante B D0956320-1 3.2.3. Schalplan Variante C D0956321-1 3.2.4. Schalplan Variante D D0956322-1 3.2.5. Bewehrungsplan 1 D0956323-0 3.2.6. Bewehrungsplan 2 D02786080-0 3.2.7. Bewehrungsplan 3 D02786081-0 3.2.8. Bewehrungsplan 4 D02786082-0 3.2.9. Bewehrungsplan 5 D02786084-0</p> <p>3.3. Fundamentpläne R1 3.3.1. Schalplan Variante A D0956297-3 3.3.2. Schalplan Variante B D0956298-3 3.3.3. Schalplan Variante C D0956299-3 3.3.4. Schalplan Variante D D0956300-2 3.3.5. Bewehrungsplan 1 D0956301-2 3.3.6. Bewehrungsplan 2 D0956302-2 3.3.7. Bewehrungsplan 3 D0956303-2 3.3.8. Bewehrungsplan 4 D0956304-2 3.3.9. Bewehrungsplan 5 D0956306-3</p> <p>4. Gutachterliche Stellungnahmen</p> <p>4.1. Gutachterliche Stellungnahmen R0 & R1 4.1.1. Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau 8119201822-1 D I Rev. 2 vom 19.12.2022 4.1.2. Maschinenbauliche Komponenten 8119201822-004-001 D I Rev. 4 vom 27.11.2023 4.1.3. Diverse Komponenten 8119616205-100-002 Rev.2 vom 07.02.2024</p> <p>4.2. Gutachtliche Stellungnahmen R0 4.2.1. Lastannahmen für Turm und Fundament 8119208822-1 D I Rev.1 vom 01.11.2022 4.2.2. Turmkopfflansch 8119616205-11 D I Rev. 1 vom 29.11.2021</p> <p>4.3. Gutachtliche Stellungnahmen R1 4.3.1. Lastannahmen für Turm und Fundament 8120863590-1 D I Rev.0 vom 04.05.2023 4.3.2. Turmkopfflansch 8121329336-11 D I Rev. 1 vom 15.11.2023</p>
------------------	---

Prüfbescheid zur Typenprüfung

**Windenergieanlage E-160 EP5 E3 u. E-160 EP5 E3 R1,
Rotorblatt LM 78.3 P, DIBt Windzone S, Geländekategorie S**

- Hybrid-Stahlurm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 -

Prüfbescheid Nr.:	T-7004/22-1 Rev. 2
Gegenstand der Prüfung:	Standicherheit des Hybrid-Stahlurms E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 für die oben genannte Windenergieanlage gemäß DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015)
Anlagenhersteller (Antragsteller):	ENERCON Global GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Dokumentation:	k2 E+C GmbH Ditmar-Koel-Str. 24 20459 Hamburg Deutschland ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Geltungsdauer bis:	30.11.2027

Dieser Prüfbescheid wird ausschließlich dem oben genannten Anlagenhersteller bzw. Antragsteller zur Verfügung gestellt. Eine Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Prüfbescheids ist nur nach vorheriger, schriftlicher Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH oder des oben genannten Anlagenherstellers bzw. Antragstellers gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist nicht gestattet.

Der Prüfbescheid umfasst 21 Seiten und 11 Anlagen, die Bestandteil dieses Prüfbescheides sind.

Revision	Datum	Änderungen
0	07.11.2022	Erstausgabe
1	02.06.2023	<ul style="list-style-type: none"> - Neue Rev. der Turmstatik [1.1.1]. - Nachtragsstatik [1.1.3] ergänzt. - Neue Rev. der Turmzeichnungen [1.1.5] bis [1.1.8]. - Neue Rev. des Lastenberichts Maschinenbau [1.2.11], der gutachtlichen Stellungnahmen [1.2.12], [1.2.14] und [1.2.36], der allgemeinen Bauartgenehmigung [1.2.24], der Spezifikation [1.2.30] sowie der Anlagenbeschreibung [1.2.32]. - Redaktionelle Änderungen in der Tabelle 4.1, im Abschnitt 4.2 und in der Schnittstelle 5.4.2. - Das in der Rev. 0 dieses Prüfbescheids enthaltene Gutachten [1.2.19], die Schnittstellen 5.4.4 und 5.4.12 sowie die Auflage 6.2 entfallen.
2	08.02.2024	<ul style="list-style-type: none"> - Ergänzung der Anlagenkonfiguration E-160 EP5 E3 R1 (Konfiguration Nr. 2). - Die Bauvorlage Fundamentlasten [1.1.4] zählt nicht mehr zu den Anlagen zum Prüfbescheid. - Dazugehörige Dokumente [1.2.3] bis [1.2.6], [1.2.15] bis [1.2.18] und [1.2.33] ergänzt. - Neue Rev. der gutachtlichen Stellungnahmen [1.2.14] und [1.2.36]. - Redaktionelle Änderungen in den Abschnitten 4.2, 4.3, 5.1, 5.2 und 5.3. - Redaktionelle Änderungen in der Schnittstelle 5.4.1 sowie in den Auflagen 6.1 und 6.3. - Ergänzung der Auflage 6.7.

Hinweis:

Die Dokumentverweise vorheriger Revisionsstände könnten sich im Zuge der Revisionshistorie geändert haben und wären somit nicht mehr aktuell.

Inhaltsverzeichnis

0	Allgemeine Bestimmungen	4
1	Dokumente	5
	1.1 Geprüfte Dokumente	5
	1.2 Dazugehörige Dokumente.....	6
2	Prüfgrundlagen	11
3	Einleitung	12
	3.1 Beschreibung von Änderungen	12
4	Beschreibung	13
	4.1 Turm.....	13
	4.2 Lastannahmen	14
	4.3 Baustoffe	15
5	Prüfung	15
	5.1 Methodik.....	15
	5.2 Anmerkungen zur Prüfung	17
	5.3 Ergebnisse	17
	5.4 Schnittstellen.....	18
6	Auflagen.....	20
7	Zusammenfassung	21

0 Allgemeine Bestimmungen

Diese Typenprüfung entbindet die Bauaufsichtsbehörde zwar von der Verpflichtung zur nochmaligen Prüfung in statischer Hinsicht, nicht jedoch von der Verpflichtung zu überwachen, ob die Bauausführung mit diesem Prüfbescheid zur Typenprüfung und seinen unter 1.1 aufgeführten Anlagen übereinstimmt.

Bei Abweichungen von diesem Prüfbescheid zur Typenprüfung oder seinen Anlagen ist die Standsicherheit im Einzelfall nachzuweisen und zu prüfen.

Der Prüfbescheid ersetzt nicht die Bestätigung des Auflagenvollzugs. Des Weiteren ersetzt er keine für die Durchführung von Bauvorhaben erforderlichen Genehmigungen.

Dieser Prüfbescheid zur Typenprüfung darf nur vollständig - nicht auszugsweise - und seine Anlagen (siehe 1.1) dürfen nur zusammen mit diesem Prüfbescheid zur Typenprüfung verwendet oder veröffentlicht werden.

Zur Verlängerung der Geltungsdauer dieses Prüfbescheids zur Typenprüfung ist ein Antrag erforderlich.

Das Recht auf vorzeitigen Widerruf bleibt dem Prüfamts für Baustatik der TÜV NORD CERT GmbH vorbehalten.

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

Berechnungen

- [1.1.1] k2 E+C GmbH:
„Turmstatik Stahlurm für die ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5-E3-HST-120-FB-C-01“,
Dokument-Nr.: D0961425, Rev. 4.0, Datum: 09.02.2023
- [1.1.2] ENERCON GmbH:
„Certification Report ENERCON Wind Energy Converter Converter E- 160 EP5 E3 HST-120-FB-C-01 Tower transition piece SAP 1020246 Ultimate und Fatigue Strength for loads according to: IEC 61400-1 ed. 4, WC S, Normal and Loading Climate DIBt 2012, WZ S“,
Dokument-Nr.: D02684121, Rev. 1.0, Datum: 25.05.2022
- [1.1.3] ENERCON GmbH:
„Technical Report, Omission of Retightening of Flange Bolts considering 70% of $F_{p,C}$ “,
Dokument-Nr.: D02761494, Rev. 0.0, Datum: 09.09.2022
- [1.1.4] ENERCON GmbH:
„Bauvorlage E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Fundamentlasten“,
Dokument-Nr.: D02337207, Rev. 4.2, Datum: 11.11.2021

Anlagen zum Prüfbescheid zur Typenprüfung

Zeichnungen

- [1.1.5] ENERCON GmbH:
„E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Stahlurm - Zusammenfassung“,
Zeichnungs-Nr.: D0993210, Rev. 5.0, Datum: 09.02.2023
- [1.1.6] ENERCON GmbH:
„E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Sektion 1“,
Zeichnungs-Nr.: D0993201, Rev. 3.0, Datum: 09.02.2023
- [1.1.7] ENERCON GmbH:
„E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Sektion 2“,
Zeichnungs-Nr.: D0993202, Rev. 4.0, Datum: 09.02.2023
- [1.1.8] ENERCON GmbH:
„E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Sektion 3“,
Zeichnungs-Nr.: D0993203, Rev. 5.0, Datum: 21.09.2022

- [1.1.9] ENERCON GmbH:
„E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Sektion 4”,
Zeichnungs-Nr.: D0993204, Rev. 2.0, Datum: 18.05.2022
- [1.1.10] ENERCON GmbH:
„E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Sektion 5”,
Zeichnungs-Nr.: D0993205, Rev. 2.0, Datum: 16.05.2022
- [1.1.11] ENERCON GmbH:
„E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Sektion 6”,
Zeichnungs-Nr.: D0993206, Rev. 2.0, Datum: 16.05.2022
- [1.1.12] ENERCON GmbH:
„E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Sektion 7”,
Zeichnungs-Nr.: D0993207, Rev. 2.0, Datum: 19.05.2022
- [1.1.13] ENERCON GmbH:
„E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Sektion 8”,
Zeichnungs-Nr.: D0993208, Rev. 1.0, Datum: 12.01.2022
- [1.1.14] ENERCON GmbH:
„E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Fundamentkorb”,
Zeichnungs-Nr.: D0993209, Rev. 1.0, Datum: 12.01.2022

Spannanweisung

- [1.1.15] ENERCON GmbH:
„Bauvorlage ENERCON E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Spannanweisung
Fundamentkorb E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01”,
Dokument-Nr.: D02630078, Rev. 1.0, Datum: 27.06.2022

1.2 Dazugehörige Dokumente

Lastannahmen Konfiguration Nr. 1

- [1.2.1] ENERCON GmbH:
„Load report Tower E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Envelope of fatigue and
ultimate loads for the tower E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 of the WEC E-160
EP5 E3 with the rotor blade LM783P_2P as per DIBt and IEC ed. 4”,
Dokument-Nr.: D02527437, Rev. 0.2, Datum: 11.02.2022
- [1.2.2] TÜV NORD CERT GmbH:
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-160 EP5 E3, RB LM 78.3 P
NH 119.99 m (E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01) DIBt WZ S, GK S
- Lastannahmen für Turm und Fundament -”,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119201822-1 D V Rev.1, Datum: 01.11.2022

Lastannahmen Konfiguration Nr. 2

[1.2.3] ENERCON GmbH:

„Load report Tower E-160 EP5 E3R1-HST-120-FB-C-01 Envelope of fatigue and ultimate loads for the tower E-160 EP5 E3R1-HST-120-FB-C-01 of the WEC E-160 EP5 E3R1 with the rotor blade LM78.3P_2P as per DIBt and IEC ed. 4.“,

Dokument-Nr.: D02772408, Rev. 0.3, Datum: 06.02.2023

[1.2.4] ENERCON GmbH:

„Statement of the Load Simulation Department E-160 EP5 E3R1-HST-120-FB-C-01 tower loads comparison statement“,

Dokument-Nr.: D02785982, Rev. 0.0, Datum: 28.10.2022

[1.2.5] TÜV NORD CERT GmbH:

„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1, RB LM 78.3 P, NH 119,827 m (E-160 EP5 E3 R1-HST-120-FB-C-01), DIBt WZ S, GK S - Lastannahmen für Turm und Fundament -“,

TÜV NORD Bericht Nr.: 8120863590-1 D III Rev.0, Datum: 04.05.2023

Prüfanmerkungen zum Lastvergleich für die Konfiguration Nr. 2

[1.2.6] TÜV NORD CERT GmbH:

„Comment Sheet“,

Dokument-Nr.: CS-812086390-006-002, Rev. 1, Datum: 12.06.2023

Kopfflansch Konfiguration Nr. 1

[1.2.7] ENERCON GmbH:

„Turmflansch Spezifikation-D3868-150xM30“,

Zeichnungs-Nr.: D02133917, Rev. 0.1, Datum: 05.02.2021

[1.2.8] ENERCON GmbH:

„Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-160 EP5 E3 Bolted Connection - Yaw Bearing and Tower Head Flange Statics und Fatigue Strength for Loads according to: IEC ed. 4, WC IIA, Normal Climate DIBt 2012, WZ S“,

Dokument-Nr.: D02459007, Rev. 0.5, Datum: 25.08.2021

[1.2.9] ENERCON GmbH:

„Machine Loads E-160 EP5 E3 Fatigue and ultimate loads for the Machine E-160 EP5 E3“,

Dokument-Nr.: D02435821, Rev. 0.0, Datum: 21.07.2021

[1.2.10] TÜV NORD CERT GmbH:

„Gutachtliche Stellungnahme für die Windenergieanlage E-160 EP5 E3, verschiedene Nabenhöhen und Windzonen - Turmkopfflansch -“,

TÜV NORD Bericht-Nr.: 8119616205-11 D Rev.1, Datum: 29.11.2021

Lastvergleich Kopfflansch

[1.2.11] ENERCON GmbH:

„Load report Machine E-160 EP5 E3 Covering fatigue and extreme loads for the E-160 EP5 E3 with the rotor blade LM783P_2P as per DIBt und IEC“,
Dokument-Nr.: D02463290, Rev. 5.1, Datum: 16.11.2022

[1.2.12] TÜV NORD CERT GmbH:

„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-160 EP5 E3, RB LM 78.3 P, verschiedene NH DIBt WZ S, GK S - Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119201822-1 D IV Rev.2, Datum: 19.12.2022

[1.2.13] Lagerwey Wind BV:

„Load set comparison EP5 - E-160 E3 - t98m, t99m, t114m, t120m & t166m IIIA WZ S & IIB WZ S 25yr and Hor W40 + W110 25yr“,
Dokument-Nr.: M00-C2-40-000875-R2, Rev. 2, Datum: 09.08.2022

[1.2.14] TÜV NORD CERT GmbH:

„GUTACHTLICHE STELLUNGNAHME Windenergieanlagen ENERCON EP5 - Maschinenbauliche Komponenten -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: GS-8119201822-004-001-04, Datum: 27.11.2023

Kopfflansch Konfiguration Nr. 2

[1.2.15] ENERCON GmbH:

„Turmflansch Spezifikation-D3868-150xM30“,
Zeichnungs-Nr.: D02133917, Rev. 0.1, Datum: 05.02.2021

[1.2.16] ENERCON GmbH:

„Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-160 EP5 E3 R1 Bolted Connection - Yaw Bearing and Tower Head Flange Ultimate and Fatigue Strength for Loads according to: IEC ed. 4, WC IIA, Normal Climate DIBt 2012, WZ S“,
Dokument-Nr.: D02811369, Rev. 1.0, Datum: 18.01.2023

[1.2.17] ENERCON GmbH:

„Certification Report ENERCON Wind Energy Converter E-160 EP5 E3 R1 Load Comparison Ultimate and Fatigue Strength for Loads according to: IEC 61400-1 ed. 4, WC IIIA, Normal Climate DIBt 2012, WZ2“,
Dokument-Nr.: D02833193, Rev. 0.2, Datum: 31.01.2023

[1.2.18] TÜV NORD CERT GmbH:

„Gutachtliche Stellungnahme für die Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1, verschiedene Nabenhöhen und Windzonen - Turmkopfflansch -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8121329336-11 D Rev. 1, Datum: 15.11.2023

Experimentell ermittelte Wöhlerlinien

[1.2.19] (entfällt)

Numerisch ermittelte Ermüdungsfestigkeit von vorgespannten Löchern

[1.2.20] k2 E+C GmbH:

„Untersuchung der Öffnungen für die Turmbefeuerng“,
Dokument-Nr.: D0961428, Rev. 1.0, Datum: 21.07.2022

[1.2.21] TÜV NORD CERT GmbH:

„Gutachtliche Stellungnahme ENERCON Windenergieanlage, verschiedene
Plattformen - Bemessungswöhlerlinie von vorgespannten Öffnungen für Flugbe-
feuerungen -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8120153430-6 D Rev. 0, Datum: 02.09.2022

Reibkoeffizienten und Setzungen von gleitfesten Schraubverbindungen

[1.2.22] Fraunhofer IGP:

„Ermittlung der Haftreibungszahl beschichteter Oberflächen in Anlehnung an
EN 1090-2, Anhang G“,
Dokument-Nr.: D02596625, Rev. 0, Datum: 31.01.2022

[1.2.23] Stranghörer Ingenieure GmbH:

„Untersuchungen zur Erlangung einer aBG für gleitfeste Verbindungen mit
HRC-Schrauben M27 in Turmbauteilen“,
Dokument-Nr.: D02733567, Rev. 0.0, Datum: 24.03.2022

Allgemeine Bauartgenehmigung

[1.2.24] Deutsches Institut für Bautechnik - DIBt:

„Allgemeine Bauartgenehmigung; Nummer: Z-30.6-78; Gegenstand dieses Be-
scheides: Konstruktionsdetails mit spezifischen Kerbfallkategorien in Stahltür-
men“, gültig vom 23.02.2023 bis 21.12.2026

Fundament

[1.2.25] Heinz Lunte GmbH:

„Bauforhaben: Neubau einer Winenergieanlage des Typ E-160 EP5 E3-HST-
120-FB-C-01 Bauteil: Schalplan Flachgründung Auftrag: 4505 - 21 Blatt-Nr. S01
Index: a“,
Zeichnungs-Nr.: D0956286, Rev. 1.0, Datum: 31.03.2022

Spezifikationen

[1.2.26] ENERCON GmbH:

„Spezifikation Temporäre Teilvorspannung bei Fundamentkörben bzw. Verbin-
dungsflanschen“,
Dokument-Nr.: D0193587, Rev. 2, Datum: 07.08.2014

[1.2.27] ENERCON GmbH:

„Spezifikation Abstände zwischen Kerbdetails“,
Dokument-Nr.: D0985961, Rev. 1.2, Datum: 16.04.2021

[1.2.28] ENERCON GmbH:

„Spezifikation Anbauteile an Turmwänden in Kerbfallklasse 100 für Stahlrohr-
türme“,
Dokument-Nr.: D0935173, Rev. 3, Datum: 25.03.2021

[1.2.29] ENERCON GmbH:

„Spezifikation Stumpfnähte bei ENERCON Stahlrohrtürmen“,
Dokument-Nr.: D0973115, Rev. 2, Datum: 16.04.2021

[1.2.30] ENERCON GmbH:

„Specification, MDV-Preloading of Ring Flange Bolts without Retightening“,
Dokument-Nr.: D02693123, Rev. 0.2, Datum: 08.09.2022

[1.2.31] ENERCON GmbH:

„Spezifikation Oberflächenbehandlung Stahlurm“,
Dokument-Nr.: D1005701, Rev. 9, Datum: 05.10.2021

Anlagenbeschreibung Konfiguration Nr. 1

[1.2.32] ENERCON GmbH:

„Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3“,
Dokument-Nr.: D02225927, Rev. 7.0, Datum: 09.02.2022

Anlagenbeschreibung Konfiguration Nr. 2

[1.2.33] ENERCON GmbH:

„Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 /
5560 kW“,
Dokument-Nr.: D02730135, Rev. 2.1, Datum: 23.02.2023

Übersichtszeichnung

[1.2.34] ENERCON GmbH:

„Ansicht Hybrid-Stahlurm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01“,
Zeichnungs-Nr.: EP5.00.008 - 3, Rev. 3, Datum: 04.05.2022

Prüfung der Auslegungsanforderungen der DIN EN 61400-1:2011-08

[1.2.35] ENERCON GmbH:

„Stellungnahme Verwendbarkeit IEC ed.3 anstatt IEC ed.4 für ENERCON
WEA“,
Dokument-Nr.: D02759428, Rev. 0.0, Datum: 06.09.2022

[1.2.36] TÜV NORD CERT GmbH:
„GUTACHTLICHE STELLUNGNAHME Windenergieanlage E-160 EP5 E3 und
E-160 EP5 E3 R1 IEC 61400-1 Ed. 3“,
TÜV NORD Bericht Nr.: GS-8119616205-100-002-02, Datum: 07.02.2024

2 Prüfgrundlagen

- [2.1] Deutsches Institut für Bautechnik - DIBt:
„Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, korrigierte Fassung, 03.2015
- [2.2] DIN EN 61400-1:2011-08:
„Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010“
- [2.3] DIN EN 1991-1-4:2010-12 + DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12:
„Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten“
- [2.4] DIN EN 1992-1-1:2011-01 + A1:2015-03 + DIN EN 1992-1-1/NA:2013-04 + NA/A1:2015-12: „Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken - Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau“
- [2.5] DIN EN 1993-1-1:2010-12 + DIN EN 1993-1-1/NA:2010-12:
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau“
- [2.6] DIN EN 1993-1-5:2019-10 + Berichtigung 1:2020-07 +
DIN EN 1993-1-5/NA:2018-11:
„Eurocode 3 - Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-5: Plattenförmige Bauteile“
- [2.7] DIN EN 1993-1-6:2010-12 + DIN EN 1993-1-6/NA:2010-12:
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-6: Festigkeit und Stabilität von Schalen“
- [2.8] DIN EN 1993-1-8:2010-12 + DIN EN 1993-1-8/NA:2010-12:
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-8: Bemessung von Anschlüssen“
- [2.9] DIN EN 1993-1-9:2010-12 + DIN EN 1993-1-9/NA:2010-12:
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-9: Ermüdung“

- [2.10] DIN EN 1993-1-10:2010-12 + DIN EN 1993-1-10/NA:2016-04:
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-10:
Stahlsortenauswahl im Hinblick auf Bruchzähigkeit und Eigenschaften in Di-
ckenrichtung“
- [2.11] DIN EN 1998-1:2010-12 + DIN EN 1998-1/NA:2011-01:
„Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben - Teil 1: Grundlagen,
Erdbebeneinwirkungen und Regeln für Hochbauten“
- [2.12] Verein Deutscher Ingenieure:
„Systematische Berechnung hochbeanspruchter Schraubenverbindungen - Zy-
lindrische Einschraubenverbindungen“, VDI 2230 Blatt 1, 11.2015
- [2.13] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
„Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen mit Erläuterun-
gen zu den Nachweisen gemäß CEB-FIB Model Code 1990“, DAfStb Heft 439,
1994

3 Einleitung

Gegenstand dieses Prüfbescheids ist die Typenprüfung des Hybrid-Stahlturms E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 und des zugehörigen Ankerkorbs, welche nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015) ausgelegt wurden.

3.1 Beschreibung von Änderungen

Mit der Revision 1 des Prüfbescheids werden die folgenden Änderungen berücksichtigt:

- Die Turmstatik [1.1.1] liegt in einer neuen Revision vor.
- Bei den beiden Ringflanschverbindungen $\varnothing 4020$ mm (86,276 m über FOK) und $\varnothing 4308$ mm (63,076 m über FOK) soll auf das Nachspannen der HV-Schrauben innerhalb des 1. Halbjahres nach der Montage verzichtet werden. Hierzu wurde die Nachtragsstatik [1.1.3] eingereicht, in der die Ermüdungsnachweise der Schrauben mit einer abgeminderten Schraubenvorspannkraft geführt werden (statt 90 nun 70 % der Regelvorspannkraft $F_{p,c}^*$). Die neue Spezifikation [1.2.30] ersetzt die in der Rev. 0 dieses Prüfbescheids aufgeführte „Spezifikation Verschrauben von Ringflanschen“ (Dokument-Nr. D0215476). Ferner kann nun die Schnittstelle 5.4.12 entfallen.
- Die Turmzeichnungen [1.1.5] bis [1.1.8] liegen in einer neuen Revision vor.
- Der Lastenbericht Maschinenbau [1.2.11], die gutachtlichen Stellungnahmen [1.2.12], [1.2.14] und [1.2.36], die allgemeine Bauartgenehmigung [1.2.24] sowie die Anlagenbeschreibung [1.2.32] liegen ebenfalls in einer neuen Revision vor.
- Die im Ermüdungsnachweis der Turmwand angesetzten Kerbfälle sind nun durch die aktualisierte, allgemeine Bauartgenehmigung [1.2.24] abgedeckt. Somit ist die Betriebsdauer der Windenergieanlage nicht mehr auf 10 Jahre zu begrenzen. Das Gutachten [1.2.19], die Schnittstelle 5.4.4 und die Auflage 6.2 können somit entfallen.

- Redaktionelle Änderungen in der Tabelle 4.1, im Abschnitt 4.2 und in der Schnittstelle 5.4.2.

Mit der Revision 2 des Prüfbescheids werden die folgenden Änderungen berücksichtigt:

- Berücksichtigung der neuen Anlagenkonfiguration Nr. 2 (siehe Tabellen 4.1 und 4.2).
- Die neuen Auslegungslasten hierzu [1.2.3] wurden in dem hierzu eingereichten Lastvergleich [1.2.4] den ursprünglichen Auslegungslasten gegenübergestellt und in [1.2.5] bestätigt.
- Für die Anlagenkonfiguration Nr. 2 wurden außerdem die folgenden Dokumente ergänzt:
 - Prüfanmerkungen zum Lastvergleich [1.2.6]
 - Zeichnung [1.2.15] sowie Nachweise des Kopfflansches [1.2.16] und [1.2.17], geprüft in [1.2.18]
 - Anlagenbeschreibung [1.2.33]
- Die Bauvorlage Fundamentlasten [1.1.4] zählt nicht mehr zu den Anlagen zum Prüfbescheid.
- Die gutachtlichen Stellungnahmen [1.2.14] und [1.2.36] liegen in einer neuen Revision vor.
- Redaktionelle Änderungen in den Abschnitten 4.2, 4.3, 5.1, 5.2 und 5.3.
- Redaktionelle Änderungen in der Schnittstelle 5.4.1 sowie in den Auflagen 6.1 und 6.3.
- Ergänzung der Auflage 6.7.

4 Beschreibung

4.1 Turm

Der Turm hat eine Höhe von 115,176 m (OK Fundament bis OK Kopfflansch). Er besteht aus drei annähernd zylindrischen Sektionen, einer konischen Sektion, drei polygonalen Sektionen und einer kurzen unteren Sektion, die in einem T-Flansch endet. Bei den zylindrischen Sektionen handelt es sich um werksseitig geschweißte Stahlblechkonstruktionen. Die Sektionen werden mittels vorgespannter, innenliegender L-Ringflanschverbindungen auf der Baustelle zusammengeschaubt.

Die polygonalen Sektionen bestehen aus mehreren gekanteten Blechen, die mit axial verlaufenden Verbindungsblechen verschraubt werden. Benachbarte Polygonsektionen werden über horizontal angeordnete, zweischnittige Verbindungsbleche miteinander verschraubt. Die untere Sektion besteht aus mehreren Teilen, die durch Überlappungsbleche verbunden sind.

Der Turmanschluss an das Fundament erfolgt durch den unteren T-Flansch mit 2 x 96 vorgespannten Ankerbolzen M36 - 10.9.

Weitere Details können den geprüften Zeichnungen (siehe Abschnitt 1.1) entnommen werden.

Die folgenden Anlagenkonfigurationen wurden bei der Prüfung des Turms berücksichtigt:

Nr.	WEA Bezeichnung	Max. Nennleistung	Rotorblatt	Windzone (DIBt 2012)	Gelände-kategorie	Turmnachweise
1	E-160 EP5 E3	5560 kW	LM 78.3 P	WZ S	GK S	[1.1.1] - [1.1.3]
2	E-160 EP5 E3 R1	5560 kW	LM 78.3 P	WZ S	GK S	Lastvergleich [1.2.4]

Tabelle 4.1: Geprüfte Konfigurationen für Turmnachweise

Die betrachtete Windenergieanlage hat folgende technische Basisdaten:

Nabenhöhe: 119,99 m
 Gondelmasse (inkl. Rotor): 330,1 t
 Rotordurchmesser: 160,0 m

In [1.1.1] wurde die erste Turmeigenfrequenz bei elastischer und bei starrer Fundamenteinspannung ermittelt:

$f_0 = 0,176$ Hz bei elastischer Einspannung ($k_{\phi, \text{dyn}} = 100\,000$ MNm/rad)
 $f_0 = 0,183$ Hz bei starrer Einspannung

4.2 Lastannahmen

Die Lastannahmen wurden mit einem gesamtdynamischen Modell der Anlage unter Berücksichtigung der Elastizität von Turm und Rotorblättern bestimmt.

Die folgenden Lastannahmen liegen der Turmberechnung zugrunde:

Nr.	WEA Bezeichnung	Nabenhöhe	Max. Nennleistung	Rotorblatt	Windzone (DIBt 2012)	Gelände-kategorie	spezifiziert in	geprüft in
1	E-160 EP5 E3	119,99 m	5560 kW	LM 78.3 P	WZ S	GK S	[1.2.1]	[1.2.2]
2	E-160 EP5 E3 R1	119,99 m	5560 kW	LM 78.3 P	WZ S	GK S	[1.2.3]	[1.2.5]

Tabelle 4.2: Lastannahmen

Die Lastannahmen sind für die in [1.2.1] (Konfiguration Nr. 1) bzw. [1.2.3] (Konfiguration Nr. 2) angegebenen Turmeigenfrequenzen mit einem zulässigen Intervall von ± 5 % gültig.

Das in der Lastberechnung für die Konfiguration Nr. 1 verwendete Modell hat eine ungekoppelte erste Eigenfrequenz von 0,177 Hz (Schwingungen in Schubrichtungen, elastische Einspannung). Bei der Konfiguration Nr. 2 beträgt die ungekoppelte erste Eigenfrequenz 0,180 Hz.

Die Auslegungslbensdauer beträgt 20 bzw. 25 Jahre (je nach Windbedingungen, siehe [1.2.2] bzw. [1.2.5]).

4.3 Baustoffe

In diesem Abschnitt werden die Hauptbaustoffe und -produkte der tragenden Bauteile aufgeführt. Weitere Details können den geprüften Anlagen (siehe Abschnitt 1.1) bzw. der Zeichnung [1.2.7] (Turmkopfflansch) entnommen werden.

Turm

Baustahl:	S355	DIN EN 10025-2 bis -3
L-Flanschschrauben:	HV-Garnituren Festigkeitsklasse 10.9	DAST-RiLi 021 DIN EN ISO 898-1
Gleitfeste Verbindungen:	HRC-Garnituren Festigkeitsklasse 10.9	DIN EN 14399 DIN EN ISO 898-1

Darüber hinaus basiert die Auslegung des Turms auf folgenden Annahmen:

Die Ringflansche werden nahtlos geschmiedet. Für die Ringflansche werden in [1.1.1] und [1.2.8] bzw. [1.2.16] die folgenden Streckgrenzen angenommen:

- Kopfflansch (Konfiguration Nr. 1): $R_{eH} = 265 \text{ MPa}$
- Kopfflansch (Konfiguration Nr. 2): $R_{eH} = 275 \text{ MPa}$
- übrige L-Flansche: $R_{eH} = 295 \text{ MPa}$

Ankerkorb

Baustahl:	S235	DIN EN 10025-2
Ankerbolzen:	Festigkeitsklasse 10.9	DIN EN ISO 898-1
Gewinde, Muttern und Unterlegscheiben:	M36	DIN EN 1993-1-8, Bezugsnormengruppe 4
Fundamentbeton:	C35/45	DIN EN 206-1, DIN 1045-2

5 Prüfung

5.1 Methodik

Die Standsicherheitsnachweise (Grenzzustände der Tragfähigkeit und der Gebrauchstauglichkeit) wurden in den eingereichten statischen Berechnungen geführt und durch Vergleichsrechnung geprüft.

Für den Nachweis der Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 (Konfiguration Nr. 2) wurde der Lastvergleich [1.2.4] eingereicht, in welchem die neuen Extrem- und Ermüdungslasten [1.2.3], geprüft in [1.2.5], den ursprünglichen Auslegungslasten [1.2.1] gegenübergestellt wurden.

Der Turm und die Windenergieanlage wurden zunächst mit Einwirkungen nach DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 ausgelegt und geprüft. Gemäß der gutachtlichen Stellungnahme [1.2.36] kann für die dort unter [1.2] aufgeführten, gutachtlichen Stellungnahmen sowie die dazugehörige Prüfung von Turm und Gründung die Erfüllung der technischen Auslegungsanforderungen der DIN EN 61400-1 Ed. 3 [2.2] ebenfalls bestätigt werden.

Die Prüfung umfasst den Hybrid-Stahlurm, den Ankerkorb, die Spannkraftverluste der Ankerbolzen und den mit den Stahlteilen in Verbindung stehenden Beton. Die Turmkopfflanschbaugruppe (Kopfflansch und Schrauben der Flanschverbindung zwischen dem Turmkopf und der Turbine) wurde separat in [1.2.10] bzw. in [1.2.18] geprüft.

Wirbelerregte Querschwingungen wurden gemäß DIBt-Richtlinie, Abschnitt 9.4, für den betriebsbereiten Endzustand und für verschiedene Montagezustände berücksichtigt. Weitere Montagezustände sowie Zustände während des Transports sind nicht Bestandteil der Prüfung.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden in [1.1.1] für die Konfiguration Nr. 1 berücksichtigt. Die Berechnung für Erdbebenzone 3, Untergrundverhältnisse A-R bis C-S, deckt alle Erdbebenzonen und Untergrundverhältnisse Deutschlands gemäß DIN EN 1998-1/NA ab. Falls bei der Konfiguration Nr. 2 Erdbebenlasten zu berücksichtigen sind, sind diese standortspezifisch zu ermitteln und mit den entsprechenden Betriebslasten in [1.2.3] zu überlagern.

Darüber hinaus wurde die Konformität mit dem Turmmodell aus der Lastrechnung hinsichtlich folgender Punkte überprüft:

- zulässiger Turmeigenfrequenzbereich gemäß Abschnitt 4.2
- Turmaußenabmessungen hinsichtlich des verbleibenden Freigangs bei durchgebogenen Rotorblättern

Der Abstand zwischen dem Turm und den ausgelenkten Rotorblättern wurde in [1.2.2] und in [1.2.5] geprüft.

Turmeinbauten (z.B. Arbeitsbühnen, Leitern oder Befahreinrichtungen) sowie zugehörige Schweißanschlüsse oder Verankerungen sind nicht Gegenstand dieser Prüfung.

Lageplan und Baugrundgutachten (s. [2.1], Kapitel 3, Buchstaben B und H) sind nicht Bestandteil der Prüfung, Transportzustände ebenfalls nicht.

Die angesetzten Lasten aus der Windturbine werden in den gutachtlichen Stellungnahmen [1.2.2], [1.2.5], [1.2.12] und [1.2.36] bestätigt.

Die Bewertung des Sicherheitssystems und der Handbücher, des Rotorblatts, der maschinenbaulichen Komponenten, der Maschinenhausverkleidung sowie der elektrischen Komponenten und des Blitzschutzes erfolgt in den in [1.2.36] unter [1.2] aufgeführten, gutachtlichen Stellungnahmen für die Windenergieanlagen E-160 EP5 E3 und E-160 EP5 E3 R1.

Die Bewertung verbleibender Restsicherheiten ist nicht Bestandteil der Prüfung.

5.2 Anmerkungen zur Prüfung

Für die Bemessung wurden die Teilsicherheitsbeiwerte gemäß DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015) berücksichtigt.

Der Materialteilsicherheitsbeiwert für die Ermüdung der Schweiß- und Schraubverbindungen wurde mit $\gamma_{Mf} = 1,15$ angesetzt.

Zur Erfassung von Herstellungs- und Montageungenauigkeiten, Einflüssen aus einseitiger Sonneneinstrahlung und ungleichmäßiger Fundamentsetzung wurde eine Schiefstellung der Turmachse von 8 mm/m angenommen.

Eine Erhöhung der Turmfußmomente durch den Einfluss der statischen Bodendrehfeder $k_{\phi, \text{stat}} = 12\,500$ MNm/rad wurde ebenfalls berücksichtigt.

Das Auftreten wirbelerregter Querschwingungen bei wartungsbedingten Stillstandszeiten (Turm inklusive Gondel und Rotor) wurde für einen Zeitraum von 1,25 Jahren berücksichtigt.

Der Nachweis der gleitfesten Schraubenverbindungen berücksichtigt 90 % der nominalen Vorspannung der HRC- Schrauben. Diese Annahme wird in [1.2.23] bestätigt.

Der Haftreibungskoeffizient $\mu = 0,52$ für thermisch gespritztes Aluminium mit Ethylzinksilikat-Versiegelung wird in [1.2.22] experimentell bestätigt.

Der Kopfflansch für die Windenergieanlage E-160 EP5 E3 einschließlich der Schweißnahtverbindung mit dem Turm wurde mittels der FE-Berechnung in [1.2.8] und des Lastvergleichs in [1.2.13] nachgewiesen. Die FE-Berechnung wurde in [1.2.10] und der Lastvergleich in [1.2.14] geprüft. Für die Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 erfolgte der Nachweis in [1.2.16] und [1.2.17], die Prüfung in [1.2.18].

Die unter 1.1 aufgeführten Unterlagen sind mit einem TÜV NORD Stempel versehen.

5.3 Ergebnisse

Die geprüften Standsicherheitsnachweise sind vollständig und in statischer Hinsicht korrekt.

Der Lastvergleich [1.2.13] zeigt keine Lastüberschreitungen.

Der Lastvergleich [1.2.4] wurde in [1.2.5] zunächst ohne die Bewertung von Lastüberschreitungen geprüft. Bei der Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 (Konfiguration Nr. 2) treten im Vergleich mit den ursprünglichen Auslegungslasten des Turms lediglich bei den Betriebslasten Überschreitungen auf, welche mit Erdbebenlasten zu überlagern sind (s. Prüfanmerkungen [1.2.6]).

5.4 Schnittstellen

Maschinenbauliche Komponenten

5.4.1 Die in den gutachtlichen Stellungnahmen [1.2.10] und [1.2.18] aufgeführten Schnittstellen wurden berücksichtigt und sind erfüllt.

Einbauten

5.4.2 Für den Ermüdungsnachweis der Turmwand wurden die Kerbfallklassen 112, 100 und 71 nach [1.2.20] und [1.2.24] gemäß DIN EN 1993-1-9 berücksichtigt.

5.4.3 Schweißnähte an Buchsen mit einem Außendurchmesser ≤ 45 mm, wie in [1.2.28] definiert, die für Einbauten verwendet werden sowie die umlaufenden Stumpfnähte der Turmschale wurden mit der Kerbfallklasse 100 geprüft. Die Anwendbarkeit dieser Kerbfallklasse bei einer spezifischen Schweißnahtvorbereitung bzw. -nachbehandlung wurde in [1.2.24] bewertet. Für die Durchführung der Schweißarbeiten sind die Anforderungen der allgemeinen Bauartgenehmigung [1.2.24] einzuhalten.

5.4.4 (entfällt)

Fundament

5.4.5 Die Anforderungen an das Fundament sind in [1.1.4], die Anforderungen an die geometrischen Abmessungen und das Vorspannen der Ankerstangen in [1.1.15] spezifiziert. Das in [1.1.4] definierte Kollektiv für ΔMXY deckt die Einwirkung, die sich sowohl aus den in Querrichtung wirkenden als auch aus Querschwingungen resultierenden Lasten zusammensetzt, ab.

5.4.6 Um die Funktionsfähigkeit der Anlage nicht zu beeinträchtigen, darf durch Setzungsunterschiede eine Fundamentneigung (Schiefstellung der Turmachse) von 3 mm/m innerhalb der Auslegungsdauer nicht überschritten werden.

5.4.7 Der Nachweis des T-Flansches am Turmfuß basiert auf den Annahmen in [1.1.14], [1.1.15] und [1.2.25].

Montage & Inbetriebnahme

5.4.8 Das Auftreten wirbelerregter Querschwingungen während der Errichtung wurde für die folgenden Zeiträume berücksichtigt:

Turm mit Gondel, Generator und Nabe:	24 Tage
Turm mit Gondel, Generator:	24 Tage
Turm mit Gondel:	21 Tage
Turm ohne Gondel und Rotor:	12 Tage

5.4.9 Falls die unter 5.4.8 genannten Zeiträume nicht eingehalten werden, darf die jeweils am oberen Turmende gemessene Windgeschwindigkeit einen Wert von $0,8 \times v_{crit}$ nicht überschreiten. Die maximal zulässigen Windgeschwindigkeiten betragen somit:

Turm mit Gondel, Generator und Nabe:	3,6 m/s
Turm mit Gondel und Generator:	3,9 m/s
Turm mit Gondel:	5,4 m/s
Turm ohne Gondel und Rotor:	8,5 m/s
Turm ohne die oberste Sektion:	15,2 m/s
Turm ohne die oberen zwei Sektionen:	25,8 m/s
Turm ohne die oberen drei Sektionen:	47,4 m/s

Bei Bauzuständen, die oben nicht aufgeführt sind, gibt es keine Einschränkungen in Bezug auf die Windgeschwindigkeit.

5.4.10 Die in [1.1.15] definierten Anforderungen an das Vorspannen der Ankerstangen sind einzuhalten.

5.4.11 Die Vorspannkraft der Ankerbolzen darf erst aufgebracht werden, wenn der Beton seine Nenndruckfestigkeit erreicht hat.

Wiederkehrende Prüfungen / Wartungen

5.4.12 (entfällt)

5.4.13 Der Korrosionsschutz ist regelmäßig zu überprüfen und bei Bedarf zu erneuern.

5.4.14 Bei wiederkehrenden Prüfungen ist Kapitel 15 der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen zu beachten.

5.4.15 Etwaige Schäden an den in Betrieb genommenen Windenergieanlagen, wie z.B. unzulässige Risse, und daraus abgeleitete Reparatur- bzw. Sanierungsmaßnahmen sind dem Prüfamts für Baustatik der TÜV NORD CERT GmbH mitzuteilen.

Weiterbetrieb

5.4.16 Ist nach Ablauf der Auslegungslbensdauer ein Weiterbetrieb der Windenergieanlage geplant, so ist hierzu Kapitel 17 der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen zu beachten.

6 Auflagen

Allgemeines

- 6.1 Für jeden geplanten WEA-Standort ist ein Nachweis der Standorteignung gemäß DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen, Abschnitt 16.2 vorzulegen, dem die in [1.2.2] bzw. in [1.2.5] aufgeführten Auslegungsparameter für die Windzone S zu Grunde liegen.
- 6.2 (entfällt)
- 6.3 Die Auflagen in den gutachtlichen Stellungnahmen (s. [1.2.2], [1.2.5], [1.2.10], [1.2.12], [1.2.14], [1.2.18], [1.2.21] und [1.2.36]) sind zu beachten. Die gutachtlichen Stellungnahmen sind zur Bauakte zu nehmen.
- 6.4 Der Anlagenhersteller hat mittels Erklärung zu bescheinigen, dass die Auflagen in den gutachtlichen Stellungnahmen erfüllt sind und dass die Windenergieanlage gemäß den geprüften Anlagen in dem Prüfbescheid zur Typenprüfung errichtet worden ist. Diese Herstellererklärung ist der Bauaufsichtsbehörde vorzulegen und zur Bauakte zu nehmen.
- 6.5 Alle Bescheinigungen und Protokolle sind vom Betreiber aufzubewahren und müssen auf Verlangen der zuständigen Baubehörde vorgelegt werden.
- 6.6 Die Anforderungen der in dem jeweiligen Bundesland geltenden Landesbauordnung sind zu beachten.
- 6.7 Falls bei der Konfiguration Nr. 2 Erdbebenlasten zu berücksichtigen sind, sind diese standortspezifisch zu ermitteln und mit den entsprechenden Betriebslasten in [1.2.3] zu überlagern.

Stahlteil

- 6.8 Für die Ausführung der Stahlsektionen gilt DIN EN 1090. Als Mindestanforderung für Windenergieanlagen gilt die Ausführungsklasse EXC3.
- 6.9 Die Spezifikationen [1.2.26] bis [1.2.31] sowie die Spannanweisung [1.1.15] sind ist zu beachten.
- 6.10 Die Streckgrenze des für die Flansche verwendeten Materials muss mindestens den in Kapitel 4.3 genannten Werten entsprechen.
- 6.11 Die in der allgemeinen Bauartgenehmigung [1.2.24] aufgeführten Anforderungen an die Fertigung sind zu erfüllen.

7 Zusammenfassung

Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Schnittstellen und Auflagen erfüllen der hier geprüfte Hybrid-Stahlurm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 und der zugehörige Ankerkorb die Anforderungen der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen [2.1].

Der Prüfbescheid zur Typenprüfung gilt für die in Tabelle 4.1 aufgeführten Windenergieanlagenkonfigurationen.

Die in diesem Prüfbescheid aufgeführten, gutachtlichen Stellungnahmen sind hinsichtlich der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015), Kapitel 3, Abschnitt I, vollständig und können für diese Windenergieanlagen verwendet werden.

Alle relevanten Schnittstellen (Maschine/Turm) wurden überprüft.

Statisch relevante, konstruktive Änderungen am Turm oder am Ankerkorb sind dem Prüfamt für Baustatik der TÜV NORD CERT GmbH mitzuteilen und einer Bewertung zu unterziehen. Ansonsten verliert dieser Prüfbescheid seine Gültigkeit.

Der Leiter



Dipl.-Ing. T. Krause



An der Prüfung beteiligt:

Dr.-Ing. T. Rutkowski

M.Eng. C. Gröning



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Hinte
Deutschland
Bericht-Nr.: I17-SE-2024-653



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

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

Bericht-Nr.: I17-SE-2024-653

Auftraggeber: WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
Süderstraße 32
D- 26802 Moormerland-Neermoor

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: 11. Oktober 2024

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

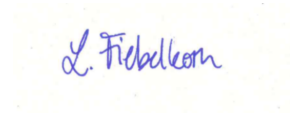
Wenn zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung die Typenprüfung oder Einzelprüfung für die geplanten WEA noch nicht vorlag, wurde der Vergleich auf Basis vom Hersteller übermittelter Auslegungswerte der geplanten WEA durchgeführt. Es besteht die Möglichkeit, dass die im Genehmigungsverfahren eingereichten 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	Verfasser
0	11.10.2024	Erste Ausgabe	Fiebelkorn

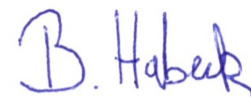
Verfasser:

M. Sc. Lisa Fiebelkorn, Sachverständige
Husum, 11.10.2024



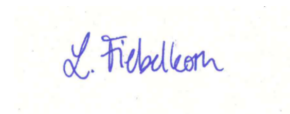
Geprüft:

B. Eng. Benjamin Habeck, Sachverständiger
Husum, 16.10.2024



Freigegeben:

M. Sc. Lisa Fiebelkorn, Sachverständige
Husum, 16.10.2024



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	27
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
4.1.1	Nachweis der Standorteignung mittels eines Lastvergleichs durch den Hersteller....	31
4.1.2	Zusammenfassung.....	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
----------------	---	----

Bericht-Nr.: I17-SE-2024-653

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 im Windpark Hinte

Seite 5 von 40

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 Turbulenzintensität	19
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} - Teil 1	25
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} - Teil 2	26
Tabelle 3.9 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	27
Tabelle 3.10 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	28
Tabelle 3.11: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.12: 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
Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort WV 3/1 [22.1]	38
Tabelle A.3: Windverhältnisse am Standort WV 4/1 [22.1]	39
Tabelle A.4: Windverhältnisse am Standort WV 5/1 [22.1]	39
Tabelle A.5: Windverhältnisse am Standort WV 6/1 [22.1]	40
Tabelle A.6: Windverhältnisse am Standort WV 7/1 [22.1]	40

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 $\pm 8^\circ$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- ii. Der über alle Richtungen und Windgeschwindigkeiten energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten 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/m^3 oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von 1.225 kg/m^3 oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

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

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

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

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

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

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

Die Berechnung der standortspezifischen Lasten erfolgt in der Regel durch den Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Zudem ist es möglich die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten einer WEA basierend auf einem generischen Anlagenmodell zu ermitteln und mit den Auslegungslasten, welche mittels des identischen generischen Anlagenmodells ermittelt werden, zu vergleichen. Diese Berechnungen erfolgen in der Regel nicht durch den Anlagenhersteller, sondern durch einen dritten unabhängigen Gutachter. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, dass die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis einer Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt. Eine Haftung für die Richtigkeit 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 Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ fordert. Zusätzlich wird der Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen pdf_{NH} und pdf_{TP} erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte A_{NH} und k_{NH} bzw. der Auslegungswerte A_{TP} und k_{TP} der zu untersuchenden WEA.

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 Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw. v_{out} wenn $v_{out} < 25$ m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und auch [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von v_{in} bis v_{out} zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde,

erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.

- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers D der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte 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 Nabhöhen 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.

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 sieben WEA des Typs Enercon E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW auf 119.8 m Nabhöhe am Standort Hinte in Niedersachsen.

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, 21.2] und in Abbildung 2.1 dargestellten WEA zu erstellen. Tabelle 2.1 führt neben den Spezifikationen der WEA am Standort auch die der Typenprüfung zu Grunde gelegten, bzw. bei fehlender Information unterstellten, Richtlinien auf. Des Weiteren wird aufgeführt, welcher Wöhlerlinienkoeffizient m und welcher Betriebsmodus für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1. Wenn über den Betriebsmodus keine Informationen in den Eingangsdaten vorliegen, wird stets mit dem Betriebsmodus gerechnet, der die konservativsten Ergebnisse liefert, was dem offenen, nicht leistungsreduzierten Betriebsmodus entspricht.

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

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

Im vorgegebenen Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.22, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W5 und W7.

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.

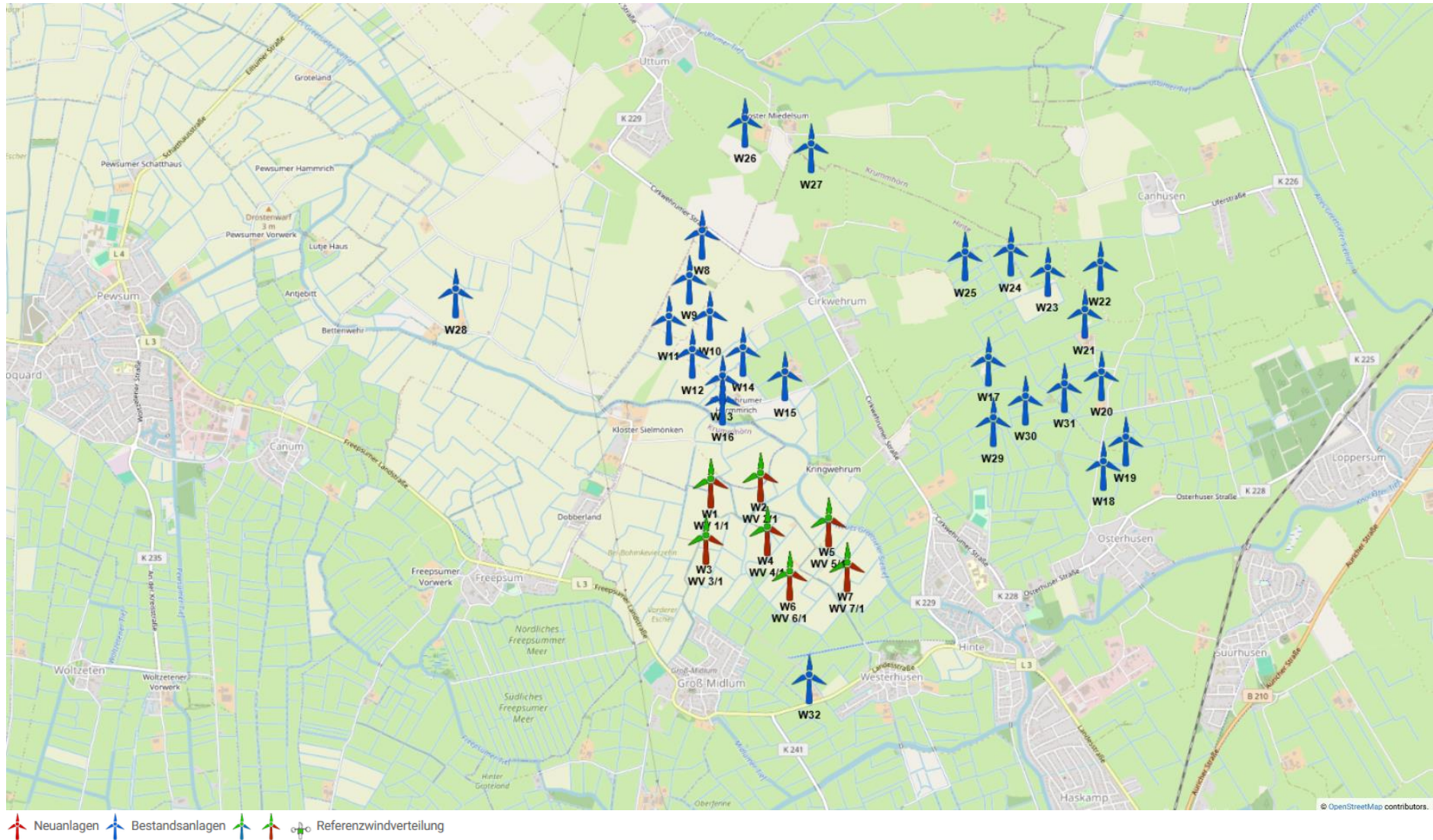


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

Bericht-Nr.: I17-SE-2024-653

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 im Windpark Hinte

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]				
377758	5920910	119.8				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			6.76	2.267	4.73	---
NNO 30			6.83	2.515	4.47	---
ONO 60			7.65	2.854	5.74	---
O 90			8.09	2.862	7.60	---
OSO 120			8.06	2.886	7.20	---
SSO 150			7.65	2.639	5.77	---
S 180			8.72	2.644	8.55	---
SSW 210			10.21	3.215	14.78	---
WSW 240			9.99	2.913	14.10	---
W 270			9.47	2.234	9.02	---
WNW 300			8.68	2.178	9.85	---
NNW 330			7.78	2.138	8.18	---
Gesamt			8.74	2.479	99.99	7.75

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	7.75	8.50	2.48	2.00	0.91	-	Ja	Nein
W2	7.74	8.50	2.48	2.00	0.91	-	Ja	Nein
W3	7.75	8.50	2.48	2.00	0.91	-	Ja	Nein
W4	7.74	8.50	2.48	2.00	0.91	-	Ja	Nein
W5	7.73	8.50	2.48	2.00	0.91	-	Ja	Nein
W6	7.73	8.50	2.48	2.00	0.91	-	Ja	Nein
W7	7.72	8.50	2.48	2.00	0.91	-	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 Übergangsbereichen 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 – W7	S	S	37.50	4	II	44.63	35.01	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]				S [-]
	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	
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 Referenzsturbulenzintensität 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]

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

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

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

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

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W4	NH: 119.8 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.109
NNO	30	0.110
ONO	60	0.109
O	90	0.111
OSO	120	0.109
SSO	150	0.121
S	180	0.117
SSW	210	0.105
WSW	240	0.107
W	270	0.104
WNW	300	0.103
NNW	330	0.101

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

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

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität 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 Nabhöhenunterschied 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 sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorische 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 sektorischen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt.

3.3.3.3 Ergebnis

Tabelle 3.7 und Tabelle 3.8 stellen 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} - Teil 1

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	Referenz Klasse B
3	0.359	0.365	0.334	0.376	0.374	0.353	0.355	0.366
4	0.308	0.312	0.283	0.321	0.321	0.299	0.299	0.301
5	0.266	0.268	0.242	0.275	0.276	0.255	0.255	0.262
6	0.241	0.243	0.217	0.248	0.250	0.229	0.228	0.236
7	0.220	0.222	0.197	0.225	0.228	0.208	0.207	0.217
8	0.198	0.200	0.176	0.202	0.204	0.186	0.185	0.203
9	0.188	0.192	0.166	0.191	0.194	0.176	0.176	0.192
10	0.175	0.179	0.153	0.178	0.181	0.163	0.165	0.183
11	0.162	0.168	0.142	0.165	0.168	0.150	0.154	0.176
12	0.148	0.155	0.130	0.151	0.154	0.138	0.143	0.170
13	0.137	0.144	0.121	0.139	0.143	0.128	0.134	0.165
14	0.126	0.135	0.114	0.129	0.133	0.120	0.126	0.161
15	0.119	0.128	0.109	0.122	0.125	0.114	0.120	0.157
16	0.113	0.122	0.105	0.117	0.119	0.110	0.116	0.154
17	0.107	0.116	0.102	0.112	0.114	0.106	0.111	0.151
18	0.103	0.111	0.100	0.108	0.109	0.103	0.108	0.149
19	0.100	0.109	0.098	0.105	0.106	0.101	0.105	0.146
20	0.098	0.106	0.096	0.103	0.103	0.099	0.103	0.144
21	0.096	0.103	0.094	0.100	0.101	0.097	0.101	0.142
22	0.094	0.101	0.093	0.098	0.098	0.094	0.098	0.141
23	0.093	0.098	0.092	0.096	0.096	0.093	0.096	0.139
24	0.092	0.096	0.091	0.094	0.094	0.091	0.094	0.138
25	0.091	0.093	0.090	0.091	0.091	0.089	0.091	0.136

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} - Teil 2

v_{hub}	W9	W10	W11	W12	W13	W14	W15	W16	W29	Referenz Klasse A
3	0.311	0.314	0.314	0.320	0.321	0.303	-	-	0.297	0.419
4	0.266	0.268	0.269	0.273	0.274	0.261	-	-	0.254	0.344
5	0.240	0.242	0.243	0.246	0.246	0.239	0.214	0.229	0.229	0.299
6	0.222	0.224	0.224	0.226	0.227	0.225	0.194	0.206	0.211	0.269
7	0.208	0.211	0.210	0.211	0.211	0.214	0.180	0.189	0.197	0.248
8	0.195	0.199	0.196	0.197	0.196	0.204	0.168	0.173	0.184	0.232
9	0.187	0.192	0.187	0.188	0.187	0.199	0.160	0.163	0.175	0.220
10	0.180	0.186	0.178	0.179	0.177	0.195	0.154	0.153	0.166	0.210
11	0.174	0.181	0.170	0.171	0.169	0.191	0.149	0.144	0.158	0.201
12	0.147	0.155	0.142	0.143	0.140	0.161	0.136	0.133	0.132	0.195
13	0.128	0.135	0.121	0.123	0.121	0.138	0.127	0.125	0.116	0.189
14	0.118	0.124	0.111	0.113	0.112	0.127	0.121	0.119	0.108	0.184
15	0.111	0.117	0.105	0.106	0.107	0.119	0.117	0.114	0.104	0.180
16	0.106	0.112	0.100	0.102	0.103	0.113	0.113	0.110	0.100	0.176
17	0.101	0.107	0.097	0.098	0.099	0.107	0.110	0.107	0.097	0.173
18	0.097	0.103	0.094	0.096	0.097	0.103	0.107	0.105	0.095	0.170
19	0.094	0.100	0.093	0.094	0.095	0.100	0.105	0.103	0.093	0.167
20	0.092	0.098	0.091	0.092	0.093	0.097	0.104	0.101	0.091	0.165
21	0.090	0.096	0.090	0.091	0.091	0.095	0.102	0.100	0.089	0.163
22	0.088	0.093	0.089	0.090	0.090	0.092	0.100	0.099	0.087	0.161
23	0.087	0.092	0.088	0.089	0.089	0.091	0.099	0.098	0.086	0.159
24	0.087	0.090	0.087	0.088	0.088	0.090	0.098	0.097	0.085	0.157
25	0.086	0.089	0.086	0.087	0.087	0.088	0.097	0.097	0.084	0.156

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

Tabelle 3.9 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	0.0
W2	0.0
W3	0.0
W4	0.0
W5	0.0
W6	0.0
W7	0.0

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 3.10 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.10 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.13
W2	0.13
W3	0.13
W4	0.13
W5	0.13
W6	0.13
W7	0.13

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

Tabelle 3.11: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.234
W2	1.235
W3	1.235
W4	1.234
W5	1.234
W6	1.234
W7	1.234

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

Tabelle 3.12: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
3	0.416	0.424	0.386	0.438	0.448	0.402	0.414
4	0.355	0.362	0.329	0.375	0.384	0.343	0.354
5	0.305	0.311	0.283	0.322	0.330	0.294	0.304
6	0.276	0.281	0.255	0.291	0.298	0.266	0.274
7	0.252	0.257	0.233	0.266	0.272	0.242	0.250
8	0.227	0.231	0.210	0.239	0.244	0.217	0.224
9	0.217	0.221	0.200	0.228	0.233	0.208	0.214
10	0.203	0.206	0.187	0.213	0.218	0.194	0.199
11	0.189	0.192	0.174	0.198	0.203	0.180	0.185
12	0.175	0.178	0.161	0.183	0.186	0.166	0.170
13	0.163	0.165	0.150	0.169	0.172	0.154	0.157
14	0.152	0.154	0.140	0.157	0.159	0.142	0.145
15	0.144	0.146	0.132	0.149	0.150	0.134	0.137
16	0.138	0.139	0.126	0.141	0.143	0.128	0.130
17	0.131	0.132	0.120	0.134	0.135	0.121	0.123
18	0.127	0.127	0.116	0.129	0.130	0.116	0.118
19	0.124	0.124	0.113	0.126	0.126	0.113	0.115
20	0.121	0.121	0.110	0.123	0.123	0.110	0.112
21	0.118	0.118	0.108	0.120	0.120	0.108	0.109
22	0.115	0.115	0.105	0.117	0.117	0.105	0.106
23	0.113	0.113	0.103	0.114	0.114	0.102	0.103
24	0.110	0.110	0.100	0.111	0.111	0.099	0.100
25	0.106	0.106	0.097	0.107	0.106	0.096	0.096

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– W7 keine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{\text{hub, NH}}$ im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit $v_{\text{hub, TP}}$ aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 – W7 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2),
- iii. W1, W2, W4 und W5 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3) und
- iv. W3, W6 und W7 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 W3, W6 und W7 durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

4.1.1 Nachweis der Standorteignung mittels eines Lastvergleichs durch den Hersteller

Für die WEA W1, W2, W4 und W5 hat eine seitens des Herstellers Enercon durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden [25]. Die Ergebnisse in [25] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1, W2, W4 und W5 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25] durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

4.1.2 Zusammenfassung

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-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	0.0	Ja
W2	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	0.0	Ja
W3	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	0.0	Ja
W4	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	0.0	Ja
W5	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	0.0	Ja
W6	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	0.0	Ja
W7	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	0.0	Ja

4.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W9 – W16 und W29 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

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
W9	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W10	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W11	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W12	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W13	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W14	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W15	NORDTANK	NTK 500/41	50.0	0.0	Ja
W16	NORDTANK	NTK 500/41	50.0	0.0	Ja
W29	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	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 19.04.2024 durch den Auftraggeber 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 Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

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

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
c_t	Schubbeiwert	[-]
D	Rotordurchmesser	[m]
FEH	Fundamenterrhöhung	[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/m ³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamts Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 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] *WEA Windenergie - Agentur GmbH; E-Mail mit dem Betreff: „WG: Koordinaten Turbulenzgutachten, Projektdaten: SE_160/2024“ vom 22.04.2024; Datei: Koordinaten Turbulenzgutachten WEAs-Hinte.xlsx; und E-Mail mit dem Betreff: „AW: Koordinaten Turbulenzgutachten, Projektdaten: SE_160/2024“ vom 22.04.2024;*
- [21.2] *WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: „Auftrag gem. Angebot Nr. SE_501/2021“ vom 02.11.2021; Datei: Bestands-WEA 3 km_2021-11-02.pdf;*
- [22.1] *Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz; Windgutachten für sieben Windenergieanlagen am Standort Hinte I Repowering; Bericht-Nr. 4772-24-W2; 29.02.2024;*
- [22.2] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Aktualisierung der Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Hinte; Berichts-Nr.: 21-143-7241544-Rev.00-EX-MEK; 09.10.2024;*
- [23] *WEA Windenergie – Agentur GmbH; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Hinte; Bericht-Nr.: I17-SE-160-2024; 21.05.2024;*
- [24.1] *ENERCON GmbH; Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 / 5560 kW; D02693145/3.0-de; 26.04.2023;*
- [24.2] *ENERCON GmbH; Ansicht Hybrid-Stahlurm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01; EP5.00.008-2; 25.11.2021;*
- [24.3] *ENERCON GmbH; Informationen zu den Kennlinien; Dateiname: D02428600_0.1-en.xlsx;*
- [25] *ENERCON GmbH; Load Comparison Report; Wind Farm Hinte; Version 6; Document no.: D03062207/0.0; 22.08.2024;*

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]				
378120	5920947	119.8				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			6.75	2.265	4.73	---
NNO 30			6.83	2.520	4.47	---
ONO 60			7.64	2.850	5.74	---
O 90			8.09	2.863	7.60	---
OSO 120			8.06	2.887	7.20	---
SSO 150			7.60	2.627	5.77	---
S 180			8.72	2.640	8.55	---
SSW 210			10.19	3.215	14.78	---
WSW 240			9.97	2.907	14.10	---
W 270			9.45	2.231	9.02	---
WNW 300			8.67	2.177	9.85	---
NNW 330			7.78	2.140	8.18	---
Gesamt			8.73	2.477	99.99	7.74

Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort WV 3/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
377709	5920503	119.8				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			6.76	2.269	4.73	---
NNO 30			6.83	2.519	4.47	---
ONO 60			7.65	2.851	5.74	---
O 90			8.06	2.859	7.60	---
OSO 120			8.07	2.884	7.20	---
SSO 150			7.64	2.638	5.77	---
S 180			8.72	2.644	8.55	---
SSW 210			10.20	3.212	14.78	---
WSW 240			9.99	2.909	14.10	---
W 270			9.50	2.235	9.02	---
WNW 300			8.67	2.176	9.85	---
NNW 330			7.77	2.140	8.18	---
Gesamt			8.73	2.477	99.99	7.75

Tabelle A.3: Windverhältnisse am Standort WV 4/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	V _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
378160	5920555	119.8				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			6.75	2.268	4.73	---
NNO 30			6.83	2.517	4.47	---
ONO 60			7.63	2.848	5.74	---
O 90			8.07	2.857	7.60	---
OSO 120			8.06	2.888	7.20	---
SSO 150			7.61	2.628	5.77	---
S 180			8.73	2.643	8.55	---
SSW 210			10.18	3.212	14.78	---
WSW 240			9.97	2.906	14.10	---
W 270			9.47	2.232	9.02	---
WNW 300			8.65	2.175	9.85	---
NNW 330			7.77	2.139	8.18	---
Gesamt			8.72	2.476	99.99	7.74

Tabelle A.4: Windverhältnisse am Standort WV 5/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	V _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
378608	5920606	119.8				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			6.74	2.267	4.73	---
NNO 30			6.83	2.519	4.47	---
ONO 60			7.63	2.848	5.74	---
O 90			8.07	2.857	7.60	---
OSO 120			8.08	2.885	7.20	---
SSO 150			7.56	2.623	5.77	---
S 180			8.71	2.642	8.55	---
SSW 210			10.19	3.214	14.78	---
WSW 240			9.94	2.908	14.10	---
W 270			9.45	2.230	9.02	---
WNW 300			8.65	2.176	9.85	---
NNW 330			7.76	2.141	8.18	---
Gesamt			8.71	2.477	99.99	7.73

Tabelle A.5: Windverhältnisse am Standort WV 6/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	V _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
378317	5920218	119.8				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			6.75	2.268	4.73	---
NNO 30			6.84	2.519	4.47	---
ONO 60			7.63	2.848	5.74	---
O 90			8.05	2.858	7.60	---
OSO 120			8.06	2.887	7.20	---
SSO 150			7.58	2.628	5.77	---
S 180			8.72	2.639	8.55	---
SSW 210			10.19	3.212	14.78	---
WSW 240			9.93	2.901	14.10	---
W 270			9.47	2.231	9.02	---
WNW 300			8.64	2.175	9.85	---
NNW 330			7.76	2.140	8.18	---
Gesamt			8.71	2.476	99.99	7.73

Tabelle A.6: Windverhältnisse am Standort WV 7/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	V _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
378738	5920276	119.8				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			6.74	2.265	4.73	---
NNO 30			6.83	2.518	4.47	---
ONO 60			7.62	2.850	5.74	---
O 90			8.06	2.853	7.60	---
OSO 120			8.07	2.885	7.20	---
SSO 150			7.54	2.624	5.77	---
S 180			8.69	2.643	8.55	---
SSW 210			10.20	3.215	14.78	---
WSW 240			9.92	2.902	14.10	---
W 270			9.45	2.234	9.02	---
WNW 300			8.63	2.176	9.85	---
NNW 330			7.75	2.140	8.18	---
Gesamt			8.71	2.476	99.99	7.72

12.6.2 Ausführungszeichnungen

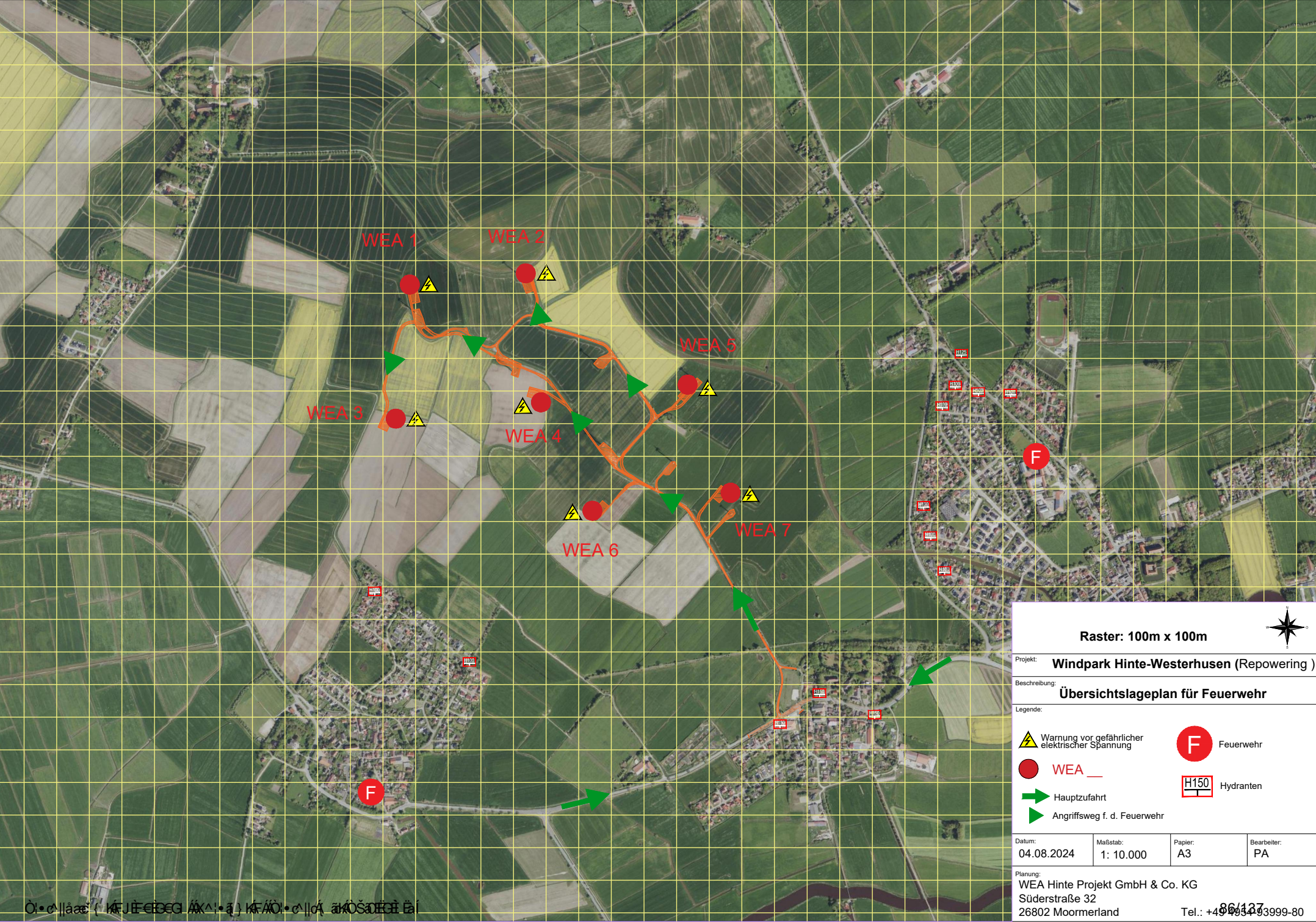
12.6.3 Nachweis der Feuerwiderstandsdauer

12.6.4 Nachweis zum Brandschutz

Anlagen:

- Feuerwehrplan WP Hinte 15-Feuer 10000 Luft_110924.pdf
- Feuerwehrplan WP Hinte 15-Feuer 10000_050924.pdf
- Feuerwehrplan WP Hinte 15-Feuer 30000_050924.pdf
- D02745729_1.0_BSK E-160 EP5 E3 R1 NH 120 HST.PDF
- D0736681_8.0_de_Technische Beschreibung_Brandschutz EP5.pdf

I:\AgrowEA\WP Hinte\Zeichnungen-Karten\Zeichnungen\01 (Park und Trasse)\WP Hinte 15.dwg









Raster: 100m x 100m



Projekt: **Windpark Hinte-Westerhusen (Repowering)**

Beschreibung: **Übersichtslageplan für Feuerwehr**

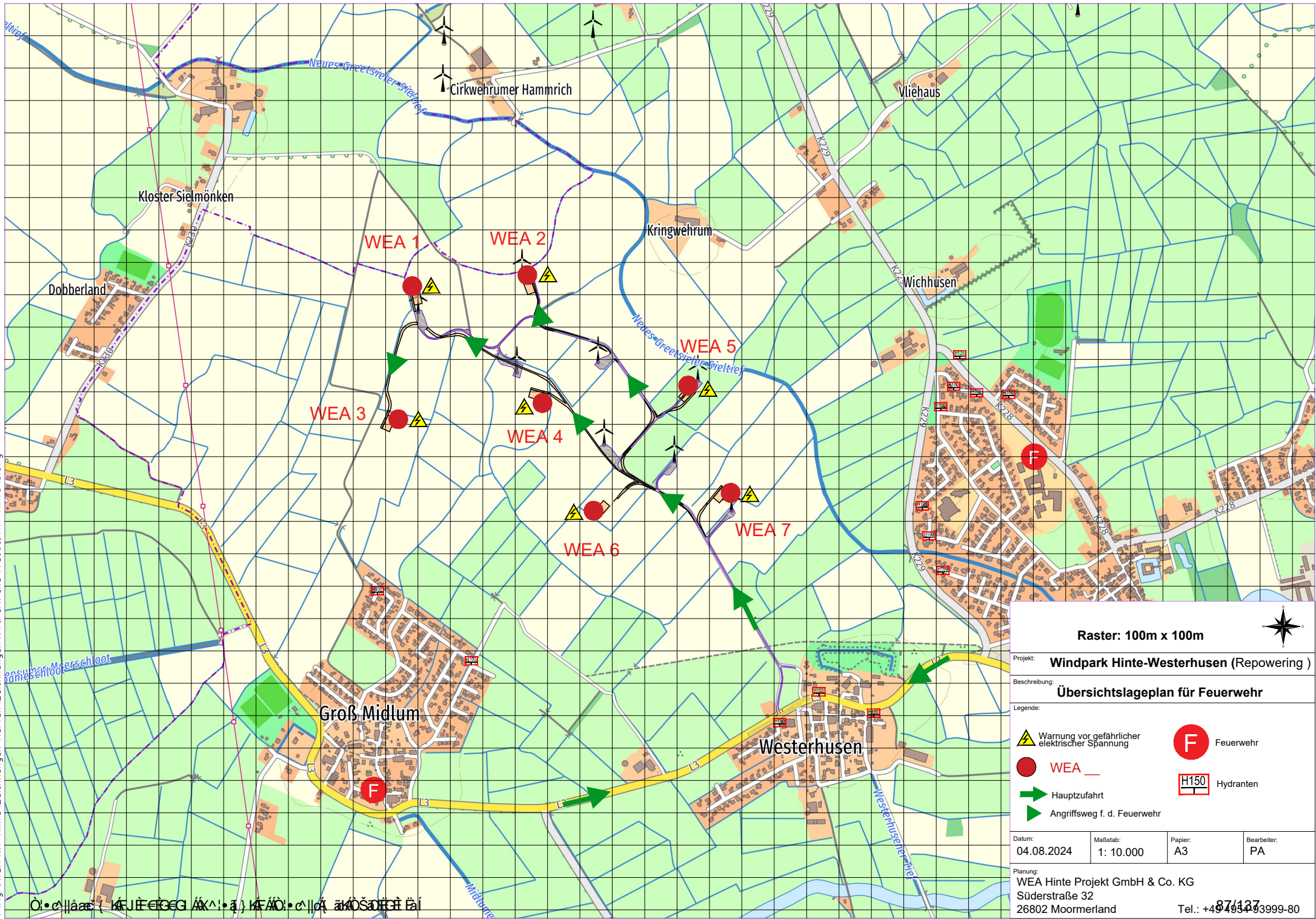
- Legende:
-  Warnung vor gefährlicher elektrischer Spannung
 -  Feuerwehr
 -  WEA ___
 -  Hydranten
 -  Hauptzufahrt
 -  Angriffsweg f. d. Feuerwehr

Datum: 04.08.2024	Maßstab: 1: 10.000	Papier: A3	Bearbeiter: PA
----------------------	-----------------------	---------------	-------------------

Planung:
WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
 Süderstraße 32
 26802 Moormerland
 Tel.: +49 434 93999-80

© 2024 WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG

I:\AgroWEA\WP_Hinte\Zeichnungen\Karten\Zeichnungen\01 (Park und Trasse)\WP_Hinte_15.dwg



Raster: 100m x 100m

Projekt: **Windpark Hinte-Westerhusen (Repowering)**

Beschreibung: **Übersichtslageplan für Feuerwehr**

Legende:

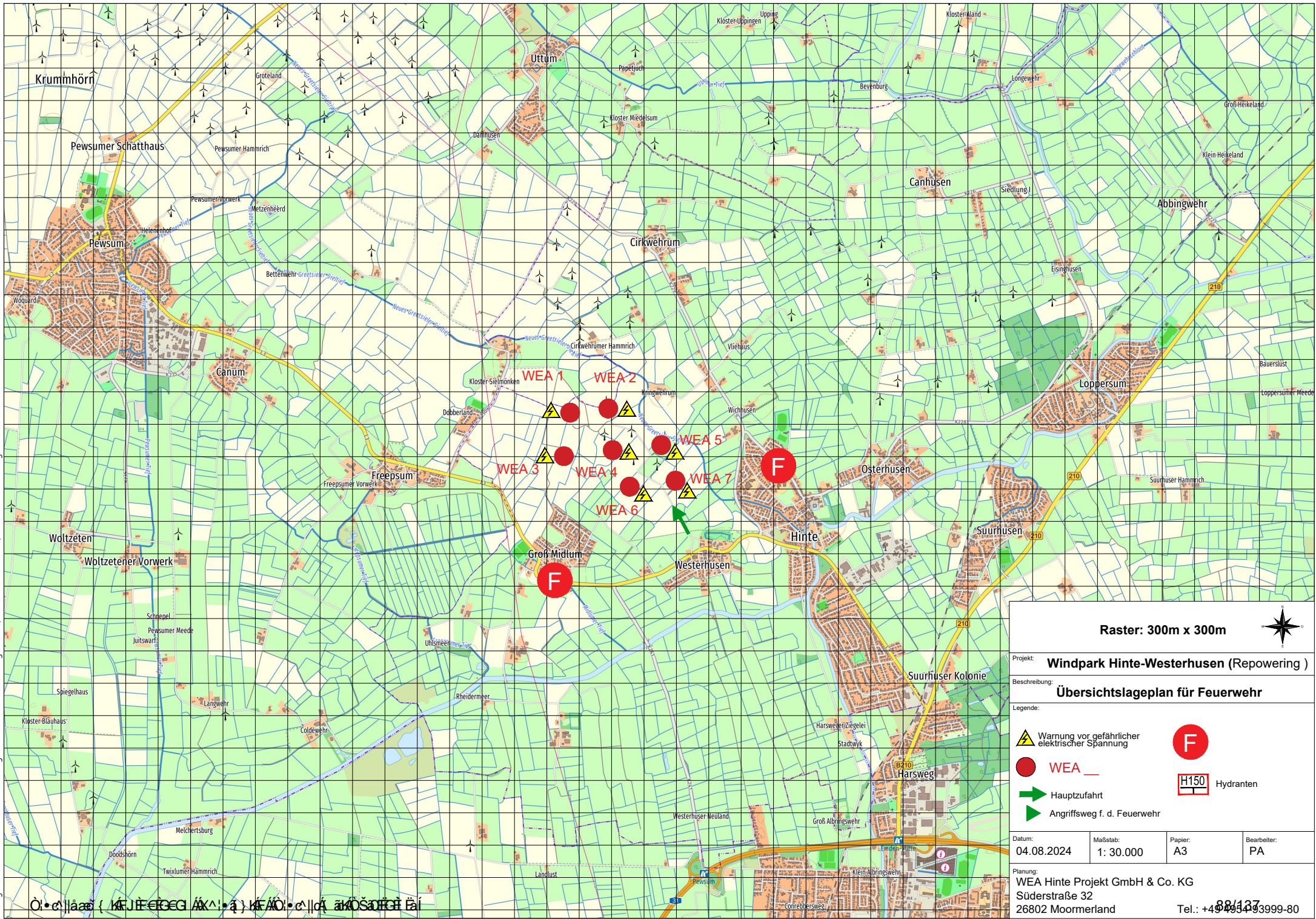
<ul style="list-style-type: none"> Warnung vor gefährlicher elektrischer Spannung WEA __ Hauptzufahrt Angriffsweg f. d. Feuerwehr 	<ul style="list-style-type: none"> Feuerwehr Hydranten
---	--

Datum: 04.08.2024	Maßstab: 1: 10.000	Papier: A3	Bearbeiter: PA
----------------------	-----------------------	---------------	-------------------

Planung:
WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
Süderstraße 32
26802 Moormerland

Tel.: +49 4934 93999-80 **871137**

I:\AgrowEA\WP_Hinte\Zeichnungen-Karten\Zeichnungen\01 (Park und Trasse)\WP_Hinte_15.dwg



Raster: 300m x 300m				
Projekt: Windpark Hinte-Westerhusen (Repowering)				
Beschreibung: Übersichtslageplan für Feuerwehr				
Legende:				
	Warnung vor gefährlicher elektrischer Spannung			
	WEA __			
	Hauptzufahrt			
	Angriffsweg f. d. Feuerwehr			
	Hydranten			
Datum:	Maßstab:	Papier:	Bearbeiter:	
04.08.2024	1: 30.000	A3	PA	
Planung:				
WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG				
Süderstraße 32				
26802 Moormerland				
				88/137 Tel.: +49 434 93999-80

BV-Nr. E-160EP5/E3/R1/120/HST
Index B

28.11.2022

Allgemeines Brandschutzkonzept

für die Errichtung
einer
Windenergieanlage

des Typs ENERCON

E-160 EP5 E3 R1

mit 120 m Nabenhöhe

Auftraggeber: WRD Management Support GmbH
Borsigstr. 26
26607 Aurich

INHALTSÜBERSICHT

Seite

1	Einleitung.....	4
1.1	Auftrag	4
1.2	Gesetzliche Grundlagen, Regelwerke	5
1.3	Verwendete Unterlagen	5
1.4	Schutzziele	6
1.5	Bestimmung der Gesamthöhe	6
1.6	Einstufung des Gebäudes	6
1.7	Risikobeurteilung der Maschine.....	7
2	Gebäudetechnische Daten und Nutzungen	8
2.1	Allgemein.....	8
2.2	Äußere Erschließung	8
2.3	Innere Erschließung	8
2.4	Nutzung der Windenergieanlage	9
2.4.1	Allgemeines.....	9
2.4.2	Funktion.....	9
2.4.3	Zahl der Nutzer.....	9
2.4.4	Betrieb; Wartung.....	9
2.4.5	Beschreibung der Einrichtungen der WEA.....	10
2.5	Risikoanalyse	11
2.5.1	Brandlasten und Brandgefährdungspotential	11
2.5.2	Wahrscheinlichkeit eines Brandereignisses	12
3	Vorbeugender Brandschutz	14
3.1	System der äußeren und inneren Abschottungen; Anforderungen an Bauteile und Baustoffe	14
3.1.1	Anordnung und Lage von Rauchabschnitten	14
3.1.2	Brandschutztechnische Abschnittsbildung	14
3.1.3	Feuerwiderstandsdauer der tragenden und aussteifenden Bauteile.....	14
3.1.4	Nichttragende Außenwände und -bekleidungen	14
3.2	Flucht- und Rettungswege.....	14
4	Vorbeugender anlagentechnischer Brandschutz.....	15
4.1	Brandmeldeanlage	15
4.2	Alarmierungseinrichtung	15
4.3	Anlagentechnische Branderkennung und Brandmeldung.....	15
4.3.1	Sensoren.....	16
4.3.2	Rauchschalter.....	16
4.4	Lüftungsanlagen	17
4.5	Rauch- und Wärmeabzugsanlagen	17
4.6	Blitzschutz	17
5	Organisatorischer Brandschutz.....	18
5.1	Betriebliche Maßnahmen zur Brandverhütung und Brandbekämpfung sowie zur Rettung von Personen.....	18
5.2	Kennzeichnung von Rettungswegen	18
5.3	Flucht- und Rettungspläne.....	18
5.4	Alarmierung der Feuerwehr	18
5.5	Einrichtungen zur Brandbekämpfung	19
5.6	Prüfungen technischer Anlagen und Einrichtungen	19
5.7	Übung mit der Zuständigen Feuerwehr	19
6	Abwehrender Brandschutz.....	20
6.1	Flächen für die Feuerwehr.....	20
6.2	Löschwasserversorgung.....	20

6.3	Löschwasserrückhaltung	20
6.4	Feuerwehrpläne.....	21
6.5	Hydrantenpläne	21
6.6	Brandbekämpfung	21
6.6.1	Brand im Turmfuß.....	21
6.6.2	Brand in der Gondel.....	22
6.6.3	Brand der Rotorblätter	22
6.6.4	Brandweiterleitung auf die Umgebung	22
7	Verwendete Rechenverfahren nach Methoden des Brandschutzingenieurwesens	23
8	Abweichungen.....	23
9	Zusammenfassung	24

1 Einleitung

1.1 Auftrag

Die Unterzeichnerin wurde am 26.10.2022 beauftragt, für die Errichtung einer Windenergieanlage (WEA) des Typs ENERCON E-160 EP5 E3 R1 mit 120 m Nabenhöhe, ein Brandschutzkonzept gemäß Musterbauordnung (MBO) zu erstellen.

Ein Brandschutzkonzept ist eine zielorientierte Gesamtbewertung des baulichen und abwehrenden Brandschutzes bei Gebäuden besonderer Art oder Nutzung. Bauliche Anlagen sind so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass der Entstehung eines Brandes und der Ausbreitung von Feuer und Rauch vorgebeugt wird. Die nachfolgend aufgeführten Maßnahmen berücksichtigen die Anforderungen für dieses Objekt.

Das Brandschutzkonzept beinhaltet die Einzelmaßnahmen aus

- vorbeugendem Brandschutz
- organisatorischem (betrieblichem) Brandschutz und
- abwehrendem Brandschutz.

Unter Berücksichtigung

- der Nutzung
- des Brandrisikos und
- des zu erwartenden Schadenausmaßes

werden im Brandschutzkonzept die Einzelkomponenten und ihre Verknüpfung im Hinblick auf die Schutzziele beschrieben.

Es werden nur die brandschutztechnischen Belange berücksichtigt, Eiswurf oder immissionsschutzrechtliche Belange werden nicht betrachtet.

1.2 Gesetzliche Grundlagen, Regelwerke

Folgende Gesetze und Richtlinien wurden zur Erstellung des vorliegenden Brandschutzkonzeptes berücksichtigt:

- /1/ MBO – Musterbauordnung, vom 1. November 2002 in der Fassung vom 25.09.2020 (ARGEbau)
- /2/ MBauVorIV – Musterbauvorschriftenverordnung, Muster einer Verordnung über Bauvorschriften und bauaufsichtliche Anzeigen, Fassung Februar 2007 (Fachkommission Bauaufsicht der ARGEBAU)
- /3/ DIN 4102: Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen, in der zurzeit gültigen Fassung und allen veröffentlichten Teilen
- /4/ DIN EN 62305-1, Blitzschutz – Teil 1: Allgemeine Grundsätze, Ausgabe Oktober 2011, Berichtigung 1, Ausgabe Dezember 2015
- /5/ Richtlinie 2006/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Maschinen und zur Änderung der Richtlinie 95/16/EG, vom 17.05.2006
- /6/ 9. ProdSV - Maschinenverordnung, Neunte Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Maschinenrichtlinie) vom 12.05.1993 zuletzt geändert am 27.07.2021
- /7/ M-VVTB – Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen, Ausgabe 2021/1 in der Fassung vom 4. März 2022

1.3 Verwendete Unterlagen

Zur Erstellung standen folgende Unterlagen zur Verfügung:

Unterlagen	Dokumenten-Nr.	Datum
Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1	D02730135/1.0	20.10.2022
Technisches Datenblatt ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1	D02730150/1.0	ohne
Gondelschnitt E-160 EP5 E3 R1	D02793978/0.0	28.11.2022
Technisches Datenblatt Gondelabmessungen E-160 EP5 E3 R1	D02693747/1.0	26.10.2022
Technische Beschreibung Turm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01	D02245386/2.1	ohne
Technisches Datenblatt Turm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01	D02245124/1.2	29.11.2021
Ansichtszeichnung Hybrid-Stahlurm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01 Turm/ Gondel/Blätter	EP5.00.008-3 D02254557-3.0	04.05.2022
Technisches Datenblatt, Rotorblatt LM 78.3 P mit Hinterkantenkamm, E-160 EP5 E3 R1	D02433347/1.0	28.06.2022
Technische Beschreibung Wassergefährdende Stoffe* ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1	D02719495/1.0	03.11.2022
Technische Beschreibung Einrichtungen zum Arbeits-, Personen- und Brandschutz	D0446785/2.3	22.03.2021
Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlagen Blitzschutz	D0260891-15.0	23.09.2022
Technische Beschreibung Kühlsysteme, Enercon Windenergieanlagen EP5	D0912596-0	22.04.2020
Datenblatt Installationsorte der Feuerlöscher	D0648865/9.1	27.09.2022
Technische Beschreibung Anlagensicherheit ENERCON Windenergieanlagen	D0248369/2.2	25.03.2021

Unterlagen	Dokumenten-Nr.	Datum
Technische Beschreibung Warnsignalisierung bei unsicheren Betriebszuständen	D0421975/3.1	29.06.2022
Datenblatt Installationsorte der Rauchschalter	D0701831/5.1	27.09.2022
Verhalten im Notfall	ID0X11	ohne
Technische Beschreibung Brandschutz EP5	D0736681/6.0	27.09.2022
Technische Beschreibung ENERCON Aufstiegshilfe	D0917105-1	12.11.2020

Tabelle 1: Unterlagen

*In dem Dokument Wassergefährdende Stoffe sind alle Stoffe mit Mengenangaben aufgeführt, die in der WEA Verwendung finden, mit der Auflistung der entsprechenden Sicherheitsdatenblätter.

1.4 Schutzziele

Für die Beurteilung der zu errichtenden Windenergieanlagen gelten die materiellen Vorschriften der Musterbauordnung. Bauliche Anlagen sind so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass der Entstehung eines Brandes und der Ausbreitung von Feuer und Rauch (Brandausbreitung) vorgebeugt wird und bei einem Brand die Rettung von Menschen und Tieren sowie wirksame Löscharbeiten möglich sind (§ 14 MBO).

1.5 Bestimmung der Gesamthöhe

Die Windenergieanlage weist eine Nabenhöhe von ca. 120 m auf und der Rotor hat einen Durchmesser von ca. 160 m. Die Rotorblattlänge beträgt ca. 78 m. Damit ergibt sich eine Gesamthöhe von ca. 200 m.

1.6 Einstufung des Gebäudes

In den WEA befinden sich keine Aufenthaltsräume gemäß § 47 MBO. Die Anlagen werden nur temporär zu Wartungs- und Reparaturzwecken begangen.

Sie ist eine freistehende Maschine gemäß Maschinenrichtlinie.

Die WEA mit mehr als 30 m Höhe über der Geländeoberfläche im Mittel werden als Sonderbauten im Sinne des § 2 (4) Nr. 2 MBO eingestuft.

Eine Windenergieanlage ist eine bauliche Anlage besonderer Art und Nutzung, an der im Einzelfall zur Verwirklichung der allgemeinen Anforderungen besondere Anforderungen gestellt werden. Erleichterungen können gestattet werden, soweit es der Einhaltung von Vorschriften wegen der besonderen Art oder Nutzung baulicher Anlagen nicht bedarf.

1.7 Risikobeurteilung der Maschine

Der Hersteller ist verpflichtet für die komplette WEA eine Risikobeurteilung nach Maschinenrichtlinie 2006/42/EG durchzuführen.

Der auf dem Turm angeordnete maschinentechnische Teil der Windenergieanlage, hierzu zählen u.a. die Rotorblätter sowie die Nabe, die regelungs- und elektrotechnischen Komponenten, der Generator, die Lager und die Bremse, entsprechen laut Hersteller den anerkannten Regeln der Technik.

2 Gebäudetechnische Daten und Nutzungen

2.1 Allgemein

Bei dem Bauvorhaben handelt es sich um eine Errichtung einer Windenergieanlage der Firma ENERCON mit der Typbezeichnung E-160 EP5 E3 R1 mit 120 m Nabenhöhe.

Als Träger der Windenergieanlage Typ E-160 EP5 R1 dient ab Fundamentoberkante ein Hybrid-Stahlurm, dieser besteht aus 7 Stahlsektionen.

Die tragende Struktur des Maschinenhauses besteht aus Gusseisen, die Gondelverkleidung besteht aus Stahl. Die Rotorblätter werden aus GFK (glasfaserverstärkter Kunststoff), Polyesterharz, Balsaholz, und Schaumstoff hergestellt.

2.2 Äußere Erschließung

Die äußere Erschließung erfolgt über die öffentliche Verkehrsfläche und weiter über befestigte Wege zur WEA.

2.3 Innere Erschließung

Der Zugang in den Turm erfolgt über eine Außentreppe. Vor der Turmeingangstür ist ein Podest montiert. Im Turm befindet sich auf dieser Höhe das Eingangspodest. Die Turmeingangstür ist abschließbar und kann von innen jederzeit ohne Schlüssel und Werkzeug geöffnet werden. Der Zutritt von außen ist nur mit Schlüssel möglich.

Der Aufstieg im Turm erfolgt über eine Sicherheitssteigleiter in Kombination mit einer Steigschutzeinrichtung gemäß DIN EN ISO 14122-4:2016. Zwischen der Eingangsebene und dem oberen Ende des Turms sind Podeste angeordnet. Diese Podeste werden im Werk vorinstalliert und während des Montageprozesses komplettiert. Sie dienen als feste Arbeitsbühne sowie als Ruhebühne beim Auf- und Abstieg. Zum problemlosen Durchstieg befinden sich in den Podesten mit Klappen abgedeckte Öffnungen. Entlang des Steigwegs befinden sich auch bewegliche Ruhepodeste.

Zusätzlich wird eine Aufstiegshilfe (Nutzlast 240 kg) nach Maschinenrichtlinie 2006/42/EG eingebaut. Sie fährt leitergeführt bis zu einem Podest einige Meter unterhalb des Turmkopfs. Für die restliche Strecke wird die Sicherheitssteigleiter mit Steigschutzeinrichtung benutzt.

Unter der Eingangsebene befindet sich das E-Modul, hier ist ein Energieverteilerschrank, die Mittelspannungsschaltanlage, der Steuerschrank zur Bedienung der Windenergieanlage sowie eine unterbrechungsfreie Stromversorgung untergebracht. Die Bedienung erfolgt über das Human Maschine Interface (HMI), welches sich auf der Eingangsebene befindet.

Der Aufstieg im Turm ist für die Feuerwehr im Brandfall nicht vorgesehen.

2.4 Nutzung der Windenergieanlage

2.4.1 Allgemeines

Die WEA dient zur Wandlung der kinetischen Energie des Windes in elektrische Energie. Durch das getriebelose Anlagenkonzept (Direktantrieb) besitzt der Antriebsstrang keine schnell drehenden Komponenten, kein Getriebeöl. Auf Grund dessen verringert sich wesentlich die Brandentstehungswahrscheinlichkeit.

2.4.2 Funktion

Im Maschinenhaus, das auf dem Turm montiert ist, liefert ein permanenterregter Synchrongenerator, der direkt an der Nabe mit den Rotorblättern verbunden ist, die elektrische Energie. Die erzeugte Energie wird in einem Wechselrichtersystem in eine netzkonforme Spannung umgewandelt. Der Mittelspannungstransformator in der Gondel transformiert die erzeugte Spannung auf das Niveau des Stromnetzes, in das der Strom eingespeist wird. Über die Mittelspannungsschaltanlage im Turmfuß wird der Transformator mit dem aufnehmenden Stromnetz zusammengeschaltet.

2.4.3 Zahl der Nutzer

Die Zahl der Nutzer wird vom Grundsatz mit „keine“ angegeben. Es befinden sich keine Aufenthaltsräume in der Windenergieanlage, nur zu Wartungszwecken halten sich 2 bis 6 Personen in der Anlage auf.

2.4.4 Betrieb; Wartung

Die WEA ist im Betrieb unbemannt und verschlossen. Der Betrieb wird automatisch durch eine Fernabfrage überwacht. Die Daten werden in einer Zentrale ausgewertet, die permanent besetzt ist. Bei Störungen schaltet die WEA selbsttätig ab, wobei die Abschaltung über eine die betriebliche Steuerung überlagernde

Sicherheitssteuerung, auch bei Netzausfall, erfolgt. Die WEA wird bei einer Störung bis zur Reparatur nicht freigegeben.

Die Begehung zur Wartung findet mindestens einmal jährlich routinemäßig statt. Bei den Begehungen ist die Anlage außer Betrieb. Wird ein Probelauf notwendig, muss hierfür das Servicepersonal ihre Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz (PSAgA) tragen, um sich bei eventuellen Störungen oder einem Brand über den 1. Fluchtweg durch den Turm oder bei versperrtem 1. Fluchtweg über den 2. Fluchtweg durch die Luke im Maschinenhaus zu retten.

Die Wartungen werden nur durch Fachpersonal ausgeführt, welches auf die Anlagentechnik und der Rettung aus der Windenergieanlage geschult ist. Für diesen kurzzeitigen Probelauf bestehen aus brandschutztechnischer Sicht keine Bedenken.

2.4.5 Beschreibung der Einrichtungen der WEA

Bezeichnung	Bereich	Anlagen	Zugangsberechtigung
Gondel mit Rotoren	Maschine	Synchrongenerator Nebenaggregate Schaltschränke Transformator	unterwiesenes Personal, Elektrofachkräfte
Turm	Turm	Mittelspannungskabel (20 kV-36 kV) Steuerleitungen Stromversorgung Turmfuß Allgemein-/Notbeleuchtung	unterwiesenes Personal, Elektrofachkräfte
Fuß	E-Modul	Schaltschränke	Feuerwehr / unterwiesenes Personal/ Elektrofachkräfte

Tabelle 2: Beschreibung WEA

2.5 Risikoanalyse

2.5.1 Brandlasten und Brandgefährdungspotential

Die folgende Tabelle dient als Übersicht in welchen Anlagenteilen sich die Brandlasten befinden und wodurch ein Brand entstehen kann:

Bezeichnung	Anlagen	Brandlasten	Brandgefahren
Gondel	Schaltschränke	Kabel	elektrische Störung
	diverse Kabel	Kabel	
	Azimutgetriebe	8 Stellmotoren zur Windnachführung je ca. 21 l Öl	durch Reibung und elektrische Störungen
	Blattflanschlagere-laufbahn	3 Lager mit je 25 l Fett	
	Blattverstellgetriebe	3 Antriebe für die Blattverstellung je 12 l Öl	
	Azimutlager	Ca. 14 l Fett	
	Zentralschmiereinheit	Schmierstoffe insgesamt ca. 27,5 l	
	Rotorlager	Ca. 230 l Fett	
	Transformator	max. 2.103 l synthetische Ester MIDEL 7131	
	Gondelverkleidung	Stahl	
Turm	Mittelspannungskabel 20 kV-36 kV	Kabel	durch elektrische Störungen
	Aufstiegshilfe	Schmierstoffe ca. 2 l	
Fuß	Schaltschränke	Kabel Verteiler	durch elektrische Störungen
	USV-Schaltsschrank Schaltschränke		
Rotor	Rotorblatt	Glasfaserverstärkter Kunststoff, Polyesterharz, Holz, Schaumstoff 25 t	Blitzschlag; Brandüberschlag zwischen Gondel und Rotorblättern

Tabelle 3: Brandlasten

2.5.2 Wahrscheinlichkeit eines Brandereignisses

Der Brand lässt sich nach den Normen der Feuerwehren DIN 14011 als nicht bestimmungsgemäßes Brennen, das sich unkontrolliert ausbreiten kann, definieren. Bei einer Brandentstehung und auch für eine Brandausbreitung müssen bestimmte Voraussetzungen vorhanden sein. Diese Voraussetzungen können in die Gruppe der stofflichen Voraussetzungen und in die Gruppe der energetischen Voraussetzungen unterteilt werden. Damit es zum Brennen kommt, bedarf es eines energetischen Anstoßes, d.h. es muss dem Brandgut genügend Zündenergie zugeführt werden. Neben der Zündtemperatur, die für das Einleiten der Verbrennung bzw. das Entzünden ausschlaggebend ist, wird für das selbstständige Brennen eine Mindestverbrennungstemperatur benötigt. Die Mindestverbrennungstemperatur kennzeichnet den Reaktionszustand eines Systems, bei dem die Reaktionswärme gerade noch ausreicht, um den Energiekreislauf unter Berücksichtigung der Wärmeverluste zu schließen, so dass das Feuer nicht erlischt. Aufgrund der überschüssigen Reaktionswärme, die für die Aufbereitung und Aktivierung nicht verbraucht wird, steigt die Temperatur im System selbständig weiter auf die Brandtemperatur an, welche letztendlich getrennt als Flammentemperatur und als Brandraumtemperatur (Rauchgastemperatur) interpretiert wird.

Brandereignisse sind gefährliche Brände, bei denen angenommen wird, dass sich ein Entstehungsbrand zu einem fortentwickelten Brand ausbreiten kann.

Während zur Gewährleistung der Standsicherheit in der Bauordnung gefordert und formuliert wird, dass die baulichen Anlagen standsicher sein müssen, wird demgegenüber die Anforderung zur Gewährleistung des Brandschutzes auf die Beschaffenheit der baulichen Anlage abgestellt:

Es wird in der Bauordnung offenbar nicht auf eine bestimmte Sicherheit (Brandsicherheit) abgestellt, sondern es werden vielmehr die Schutz- und Sicherungsziele ganz allgemein benannt. Deren Erfüllung entsprechend den bauordnungsrechtlichen Einzelvorschriften ergibt jedoch „stillschweigend“, analog zur Standsicherheit, ein bestimmtes Sicherheitsniveau. Dieses Sicherheitsniveau lässt sich semiprobabilistisch derzeit mittels der Versagenswahrscheinlichkeit von 1×10^{-6} (bei großen Risiken pro Ereignis) bis 1×10^{-5} pro Gebäude je m^2 und Jahr beschreiben. Das Risiko ist theoretisch durch die Wahrscheinlichkeit für die

Entstehung eines Brandes und die Ausbreitung zu einem gefährlichen Brand pro Bezugsfläche und pro Zeiteinheit sowie dem zu erwartenden Schadensumfang gegeben.

Nach der Normdefinition gelten brennbare Stoffe in geschlossenen Behältern aus Stahlblech oder anderen nicht zerbrechlichen und im Brandverhalten vergleichbaren Werkstoffen als „geschützt“ (TSF, Leistungsschrank, Steuerschrank und USV). Die Schutzwirkung der Systeme ist gewährleistet, d.h. die Stahlschränke werden durch das Gehäuse und dadurch, dass kein Sauerstoff zugeführt wird, geschützt.

Zusätzlich wird der Transformator durch einen hermetisch abgeschlossenen Behälter geschützt. In dem hermetisch abgeschlossenen Behälter befindet sich kein Sauerstoff, somit wird das Branddreieck unterbrochen. Die Zündwahrscheinlichkeit von nicht erhitzten Flüssigkeiten mit einem Flammpunkt $> 100^{\circ}\text{C}$ in Maschinen (hier Dielektrikum im Transformator) wird vom DIN-Ausschuss für so gering angesehen, dass hier ein Beitrag zur Brandbelastung nur bei Leckage vorstellbar ist.

Die Mittelspannungs-Schaltanlage ist eine SF₆-gasisolierte Anlage und somit nicht brennbar. Diese Brandlast bleibt unberücksichtigt.

Die Windenergieanlage besitzt ein getriebeloses Antriebssystem. Rotornabe und Ringgenerator sind ohne Getriebe als feste Einheit direkt miteinander verbunden. Das Fehlen von Getriebe und Getriebeöl verringert wesentlich die Brandentstehungswahrscheinlichkeit.

Ein Brand an den Rotorblättern ist unwahrscheinlich, jedoch nicht endgültig auszuschließen. Ein Vollbrand in der Gondel kann Brandursache für den Brand eines Rotorblattes sein.

Bei der E-160 EP5 E3 R1 ist keine Blattheizung vorhanden. Sofern bei einer WEA eine Blattheizung installiert ist, ist sie Teil der Rotoren und unterliegt den allgemein Technischen Regeln für Maschinen. Entsprechend sind anlagentechnische Sicherungen als Konsequenz der Risikobeurteilung des Herstellers eingebaut die dazu führen, dass die Blattheizung oder die gesamte WEA abgeschaltet wird und dass eine Alarmierung über die Weiterschaltung an eine ständig besetzte Stelle erfolgt. Die Folgemaßnahmen sind im organisatorischen Brandschutz unter anderem durch Begutachtung durch das Service-Personal geregelt.

Daraus resultiert, dass aufgrund der besonderen Konstruktionsart und der Anlagenüberwachung der Windenergieanlage der Firma ENERCON keine erhöhte Brandgefährdung besteht und dem Brandschutz anlagentechnisch und organisatorisch erheblich Rechenschaft getragen wird.

3 Vorbeugender Brandschutz

3.1 System der äußeren und inneren Abschottungen; Anforderungen an Bauteile und Baustoffe

3.1.1 Anordnung und Lage von Rauchabschnitten

Eine Unterteilung in Rauchabschnitte ist nicht erforderlich.

3.1.2 Brandschutztechnische Abschnittsbildung

Eine brandschutztechnische Abschnittsbildung in dem Sonderbau ist nicht erforderlich.

3.1.3 Feuerwiderstandsdauer der tragenden und aussteifenden Bauteile

An den Hybrid-Stahlurm werden keine Anforderungen hinsichtlich der Feuerwiderstandsdauer gestellt.

3.1.4 Nichttragende Außenwände und -bekleidungen

Die tragende Struktur des Maschinenhauses besteht aus Gusseisen, die Gondelverkleidung besteht aus Stahl.

Die Rotorblätter bestehen aus GFK-Material mit Polyesterharz/Holz/Schaumstoff. Es sind keine weiteren Maßnahmen notwendig.

3.2 Flucht- und Rettungswege

In der WEA sind keine Aufenthaltsräume vorhanden. Es gelten nicht die Vorschriften an bauliche Rettungswege.

Der Maschinenraum der Gondel wird nur von geschultem Personal begangen, welches über eine persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz (PSAgA) verfügt.

Die Flucht aus der Gondel der WEA erfolgt über eine über die gesamte Turmhöhe zur Verfügung stehende Steigleiter. Für sonstige Notfälle sowie zur Rettung von

Verletzten ist in der Gondel ein Evakuierungsgerät installiert, mit dem ein Notabstieg aus der Windenluke im Heck der Maschine möglich ist. Das Gerät ermöglicht den zweiten Rettungsweg und kann alle Personen in der Gondel nacheinander abseilen, wobei immer zwei Personen, im Pendelhub, zusammen abgeseilt werden. Die Geräte müssen regelmäßig gewartet werden.

Die Flucht- und Rettungswege sind ausreichend.

4 Vorbeugender anlagentechnischer Brandschutz

4.1 Brandmeldeanlage

Es ist keine Brandmeldeanlage erforderlich.

4.2 Alarmierungseinrichtung

Eine Alarmierungseinrichtung ist nicht erforderlich.

Die Gondel wird nur von geschultem Personal zu Wartungszwecke begangen. Für Notfälle trägt das Wartungspersonal immer ein Mobiltelefon bei sich. In der WEA ist weiterhin eine direkte Gegensprechanlage von der Gondel zum Turmfuß vorhanden. Bei detektiertem Rauch schaltet die WEA die optisch-akustischen Signalmelder im Turmfuß, im Maschinenraum und im Rotorkopf ein. Die Signalmelder erzeugen ein rotes Dauersignal mit Lichtblitzen und einen Dauerton mit schnell schwankender Tonhöhe. Die akustische Alarmierung ist nur bei Anwesenheit von Personen aktiv, anwesende Personen werden dadurch gewarnt.

4.3 Anlagentechnische Branderkennung und Brandmeldung

Brandursache aus mechanischer Reibung wird vorgebeugt, indem wenig schnell drehende Teile verwendet werden und kein Getriebe im Haupttriebstrang vorhanden ist. Alle wichtigen Komponenten werden mit Temperaturfühlern überwacht.

Temperaturen, die den Grenzwert für den Normalbetrieb überschreiten, führen zunächst zu einer verminderten Leistung der WEA. Erkennt die Sicherheitssteuerung der Windenergieanlage einen unzulässigen Zustand, wie z. B unzulässig erhöhte Temperaturen oder Überdrehzahl, wird die Windenergieanlage sofort angehalten.

4.3.1 Sensoren

Mögliche Zündquellen werden laufend durch Sensoren überwacht.

Der Generator wird auf Plausibilität geprüft (Temperaturen, Leistung in Abhängigkeit der Drehzahl). Fehler führen zur sofortigen Abschaltung der Anlage und Übermittlung einer Störmeldung auf die Service-Zentrale.

Folgende Parameter werden in der WEA permanent kontrolliert und bei Störungen wird die Anlage automatisch außer Betrieb genommen und die Störmeldung weitergeleitet.

- Temperatur in der Maschine
- Temperatur im Rotorkopf
- Lagertemperaturen der beiden Rotorlager
- Temperatur im Turm
- Außentemperatur
- Temperatur in allen Schaltschränken
- Temperatur, Druck und Öllevel des Transformators
- Funktionsbereitschaft der Kondensatorpakete für die Notabschaltung
- Erdschlusskennung für den Generator
- Differenzstromüberwachung für alle elektrischen Antriebe, um schwergängige bzw. überlastete Antriebe zu erkennen, u.a. Antriebe der Blattverstellung und die Windnachführung
- Fehlerstromerkennung für die Versorgungsleitungen Licht und Steckdose
- Funktion der Fernüberwachung

Jedes der drei Rotorblätter der WEA ist mit einem im Fehlerfall energieautarken Blattverstellungssystem ausgestattet. In diesem Blattverstellungssystem ist eine Sicherheitssteuerung integriert, die die Rotorblätter bei einer Notfahrt gesteuert in Fahnenstellung fahren und beim Erreichen der Fahnenstellung die Energie von den Antriebsmotoren sicher abschaltet.

Bei einer Notbremsung des Rotors wird zusätzlich eine Wirbelstrombremse aktiviert.

4.3.2 Rauchschalter

Zur Detektion von Bränden werden zudem Rauchschalter eingesetzt, die bei Rauch, Verschmutzung, Störung und zu hoher Temperatur reagieren.

Bei den Rauchschaltern handelt es sich um Brandmelder mit optischer Rauchererkennung und zusätzlichem Temperaturfühler, der ab einer Umgebungstemperatur von 70° C anspricht. Es wird ein Signal an die

Sicherheitssteuerung der Anlage gesendet, die einen sicheren Stopp (Verstellung der Rotorblätter in Fahnenstellung) einleitet, alle Lüfter abschaltet und nach kurzer Zeit die MS-Schaltanlage ausschaltet.

Bei der Detektion von Feuer oder Rauch schaltet die Leistungselektronik ab, die Blätter drehen aus dem Wind, hierdurch wird die Rotationsbewegung auf ein Minimum reduziert bis hin zum Stillstand. Diese Statusmeldung wird mittels ENERCON SCADA an die ENERCON Service-Zentrale gesendet.

In der Gondel der E-160 EP5 E3 R1 wird die Temperatur an mehreren Stellen gemessen.

In der E-Gondel sind drei Rauchschalter vorhanden, a) im Maschinenhaus, b) im Transformatorraum und c) am Maschinenträger. Der Rauchschalter am Maschinenträger ist im unteren Bereich der Gondel verbaut und dient der Erkennung von Rauch im Turm.

Im unteren Turmbereich befindet sich ein Rauchschalter in der Nähe der Mittelspannungsschaltanlage.

4.4 Lüftungsanlagen

Aus brandschutztechnischer Sicht werden keine Anforderungen an die Lüftung gestellt.

Der Generator ist luftgekühlt, mit einer passiven äußeren Luftkühlung durch den Luftstrom und einer aktiven inneren Luftspaltkühlung.

4.5 Rauch- und Wärmeabzugsanlagen

Es werden aus brandschutztechnischer Sicht keine Rauchabzüge benötigt. Eine Entrauchung ist durch permanente Öffnungen in der Gondel und der Thermik im Turm vorhanden.

4.6 Blitzschutz

Bauliche Anlagen, bei denen nach Lage, Bauart oder Nutzung Blitzschlag leicht eintreten oder zu schweren Folgen führen kann, sind mit dauernd wirksamen Blitzschutzanlagen gemäß DIN EN 62305 zu versehen. Es ist ein integrierter Blitzschutz von der Rotorblattspitze bis ins Fundament vorhanden und notwendig.

Die Blitzschutzanlage wird nach der DIN EN 61400-24 Blitzschutz (Blitzschutzklasse I) für Windenergieanlagen ausgeführt.

5 Organisatorischer Brandschutz

5.1 Betriebliche Maßnahmen zur Brandverhütung und Brandbekämpfung sowie zur Rettung von Personen

Die WEA wird regelmäßig spätestens nach 12 Monaten gewartet und überwacht.

Das Verhalten im Brandfall und die Selbsthilfemaßnahmen werden entsprechend einer Gefährdungsbeurteilung regelmäßig geschult und geübt. Während der Wartung wird die Anlage außer Betrieb genommen, damit ist das Gefahrenrisiko verringert. Das Servicepersonal trägt bei den Wartungsarbeiten und einem eventuell notwendigen Probelauf der WEA seine persönliche Schutzausrüstung, somit ist ein Abseilen aus der Windenluke mit dem Abseilgerät der PSAgA sofort möglich.

5.2 Kennzeichnung von Rettungswegen

Zur Beleuchtung der Wege während der Wartung ist eine Sicherheitsbeleuchtung gemäß ASR A3.4/3 erforderlich und wird installiert.

Die Sicherheitsbeleuchtung der Windenergieanlage entspricht der DIN EN 50308 – Windenergieanlage-Schutzmaßnahmen-Anforderungen für Konstruktion, Betrieb und Wartung – DIN EN1838 – Angewandte Lichttechnik-Notbeleuchtung-, und die DIN EN 50172 –Sicherheitsbeleuchtungsanlagen.

5.3 Flucht- und Rettungspläne

Im Turmfuß und in der Gondel der Windenergieanlage sind jeweils ein Notrufplan und ein Flucht- und Rettungsplan angebracht. Alle notwendigen Informationen, z.B. die Koordinaten der Windenergieanlage und wichtige Rufnummern, sind auf dem Notrufplan zu finden.

5.4 Alarmierung der Feuerwehr

Durch die zuvor beschriebene Anlagentechnik wird die WEA bei einer Detektion von Feuer oder Rauch automatisch abgeschaltet. Dabei wird eine Nachricht an eine vom Betreiber zu bestimmende Service-Zentrale gesendet. Diese benachrichtigt daraufhin die Leitstelle der Feuerwehr.

Gleichzeitig wird das Servicepersonal informiert, um umgehend die Windenergieanlage anzufahren und die Lage zu erkunden.

5.5 Einrichtungen zur Brandbekämpfung

Zur Bekämpfung von Entstehungsbränden während der Wartung sind in der Gondel zwei 5 kg CO₂-Löcher und im Turm auf der Ebene 2 ein 5 kg CO₂-Löcher vorgehalten.

Im Fahrzeug der ENERCON-Servicekräfte wird ein weiterer CO₂-Löcher mitgeführt. Die Feuerlöcher sind mindestens alle zwei Jahre durch einen Sachkundigen zu prüfen. Ein Vermerk über die letzte Prüfung ist fest oder plombiert am Feuerlöcher anzubringen.

5.6 Prüfungen technischer Anlagen und Einrichtungen

Die Prüfungen von technischen Anlagen oder Einrichtungen werden durch Fachpersonal in Abständen von max. 12 Monaten durchgeführt.

5.7 Übung mit der Zuständigen Feuerwehr

Vor Inbetriebnahme ist der örtlichen Feuerwehr und in Abstimmung mit der Brandschutzdienststelle, die Gelegenheit zu geben, sich mit dem Bauwerk vertraut zu machen.

6 Abwehrender Brandschutz

6.1 Flächen für die Feuerwehr

Die Anfahrt zur WEA erfolgt über die öffentliche Straße. Die Anfahrt bis an den Turmfuß geschieht über die befestigte Zuwegung. Die ausreichend befestigte und tragfähige Kranaufstellfläche während der Bauzeit bleibt nach Fertigstellung bestehen und kann durch die Feuerwehr genutzt werden.

Die Zufahrts- und Bewegungsflächen müssen hinsichtlich ihrer Radien und Belastbarkeit der durch die Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen eingeführte Muster-Richtlinie „Flächen für die Feuerwehr“ entsprechen, sowie frei und instandgehalten werden.

6.2 Löschwasserversorgung

Aufgrund der besonderen Konstruktionsart der Windenergieanlagen der Firma ENERCON besteht keine erhöhte Brandlast oder Brandgefährdung. Im Falle eines Brandes werden eine größere Anzahl von Menschen, Tiere oder erhebliche Sachwerte nicht gefährdet.

Deshalb ist eine örtliche Löschwasserbereitstellung (Hydranten, Löschwasserbehälter usw.) nicht notwendig. Zur Erfüllung des abwehrenden Brandschutzes haben die Gemeinden die notwendige Löschwasserversorgung bereitzustellen und zu unterhalten. Bei einem Brand in der Gondel ist zunächst die Sicherung der Umgebung notwendig, und Löschwasser wird erst benötigt, wenn brennende Teile herabstürzen. Bei einem Brand im Turmfuß muss zunächst die Abschaltung der Anlage bestätigt werden, bis Löschwasser benötigt wird.

6.3 Löschwasserrückhaltung

Es ist ein Transformator verbaut, der mit max. 2.103 Liter synthetischer, dielektrischer Flüssigkeit auf Esterbasis, dem Dielektrikum, gefüllt ist. Die Esterflüssigkeit ist ungiftig, leicht biologisch abbaubar und als allgemein wassergefährdend eingestuft. Esterflüssigkeiten zeichnen sich durch einen hohen Flammpunkt $> 300\text{ °C}$ aus. Die Flüssigkeit kann vollständig in einer dafür vorgesehenen Wanne, welche sich unterhalb des Transformators befindet, aufgefangen werden.

Zur Kühlung der Leistungsschränke in der Gondel wird als Kühlmittel 350 Liter Monoethylglykol und Wasser (GLYKOSOL N 45%) eingesetzt. Die Kühlflüssigkeit ist nicht toxisch und gut biologisch abbaubar und in der Wassergefährdungsklasse 1 eingestuft.

Die Flüssigkeiten können vollständig in drei dafür vorgesehenen Stahlblechsektionen auf dem Gondelboden, aufgefangen werden.

Es werden in der WEA keine weiteren Stoffe gelagert. Eine Löschwasser-Rückhaltung ist bei diesen geringen Mengen nicht notwendig.

6.4 Feuerwehrpläne

Der einzige Zugang und die Aufstellfläche der WEA sind eindeutig. Der Turm ist für die Feuerwehr nicht zugänglich und der Turmfuß ist übersichtlich, damit sind keine Feuerwehrpläne notwendig.

6.5 Hydrantenpläne

Hydrantenpläne sind nicht notwendig.

6.6 Brandbekämpfung

Die Verhütung von Brandgefahren (vorbeugender Brandschutz) und die Brandbekämpfung (abwehrender Brandschutz) sind laut § 2 BHKG Aufgaben der Gemeinden und Landkreise sowie des Landes.

Die Brandbekämpfung der WEA muss mit Hilfe der örtlichen Feuerwehr durchgeführt werden.

Es müssen folgende Brandszenarien unterschieden werden:

6.6.1 Brand im Turmfuß

Die Windenergieanlage gilt als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte, die von der Feuerwehr nicht allein oder nur nach Freigabe begangen werden darf. Die gesamte Anlage muss spannungsfrei gemeldet werden. Die ständig besetzte Service-Zentrale informiert die Leitstelle der Feuerwehr.

Ein Brand im Turmfuß ist örtlich begrenzt. Der Brand kann sich weder auf die Gondel ausbreiten noch auf die Umgebung der Windenergieanlage auswirken.

6.6.2 Brand in der Gondel

Ein Brand in der Gondel ist von der Feuerwehr nicht beherrschbar und stellt auch aufgrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit somit das gesellschaftlich akzeptierte Risiko dar. Ein Feuer in der Gondel kann zu einem Ausbrennen der Gondel einschließlich der Gondelhülle und zu einem Übergreifen auf die Rotorblätter führen. Der Brand führt zum Abfallen der Teile. Bei einem Brand in der Gondel ist die Feuerwehr zunächst zum Schützen der Umgebung präsent.

6.6.3 Brand der Rotorblätter

Ein Brand der Rotorblätter ist nicht beherrschbar. Da die Windenergieanlage bei Schäden sofort abgeschaltet ist, werden keine brennenden Teile durch weiter anhaltende Rotation umhergeschleudert. Ein Rotorblatt wiegt ca. 25 t. Es wird direkt herabfallen und dort weiterbrennen, eine Brandweiterleitung auf die Gondel ist nicht auszuschließen. Ein Brand der Rotorblätter führt in der Hauptsache zu brennend direkt herabfallenden mehr oder weniger großen Teilen. Bei einem Brand der Rotorblätter ist die Feuerwehr zunächst zum Schützen der Umgebung präsent.

6.6.4 Brandweiterleitung auf die Umgebung

Die Alarmierung der Feuerwehr ist bei einem Schadenseintritt an der WEA wahrscheinlich früher als bei einem Sekundärbrand. Bei einem der o.g. Brände ist zunächst die Sicherung der Umgebung notwendig. Bei herabfallenden brennenden Teilen wird die Einsatzleitung geeignete Maßnahmen zur Brandbekämpfung nach Erkundung einleiten.

Da die Feuerwehr bereits vor Ort ist, können Entstehungsbrände sofort gelöscht werden. Eine Brandweiterleitung auf die Umgebung wird somit verhindert.

7 Verwendete Rechenverfahren nach Methoden des Brandschutz- ingenieurwesens

Es wurden keine Rechenverfahren des Brandschutzingenieurwesens verwendet.

8 Abweichungen

Es sind keine brandschutztechnischen Abweichungen zu berücksichtigen.

9 Zusammenfassung

Die Unterzeichnerin wurde beauftragt, für die Errichtung einer Windenergieanlage (WEA) des Typs ENERCON E-160 EP5 E3 R1 mit 120 m Nabenhöhe, ein Brandschutzkonzept gemäß Musterbauordnung (MBO) zu erstellen.

Bei Beachtung der dargestellten Maßnahmen, Anforderungen und Hinweise sowie der allgemein anerkannten Regeln der Technik bestehen aus brandschutztechnischer Sicht

keine Bedenken

für die Errichtung der Windenergieanlage Typ ENERCON E-160 EP5 E3 R1.

Vorstehende Stellungnahme wurde nach bestem Wissen und Gewissen unter Zugrundelegung der anerkannten Regeln der Technik ohne Ansehen der Person des Auftraggebers angefertigt.

Aufgestellt

Sandkrug, den 28.11.2022


Dipl.-Ing. Monika Tegtmeier
ö.b.u.v. Sachverständige für den
vorbeugenden baulichen Brandschutz
Prüferin für den Brandschutz (EBA)
Brandamtfrau a.D.



Technische Beschreibung

Brandschutz

ENERCON Windenergieanlagen EP5

Herausgeber ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0736681/8.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-06-23	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Mitgeltende Dokumente

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in Klammern. Die Titel von übergeordneten Normen und Richtlinien werden im Sprachoriginal oder in der englischen Übersetzung angegeben. Die Dokument-ID bezeichnet stets das Sprachoriginal. Enthält die Dokument-ID keinen Revisionsstand, gilt der jeweils neueste Revisionsstand des Dokuments. Diese Liste enthält ggf. Dokumente zu optionalen Komponenten.

Dokument-ID	Dokument
EN 60204-1:2006	Sicherheit von Maschinen - Elektrische Ausrüstung von Maschinen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen
IEC 61100:2008	Einteilung von Isolierflüssigkeiten

Dieses Dokument gilt für ENERCON Windenergieanlagen der Plattform EP5 (E-136 EP5, E-147 EP5, E-147 EP5 E2, E-160 EP5, E-160 EP5 E2, E-160 EP5 E3, E-160 EP5 E3 R1, E-175 EP5).

Brandschutz

Für ENERCON Windenergieanlagen wurden zahlreiche Maßnahmen getroffen, die die Brandeintrittswahrscheinlichkeit, die Brand- und Rauchausbreitung und den Personen- und Sachschaden auf ein Minimum reduzieren.

Technische Brandschutzmaßnahmen

Vermeidung von Zündquellen

Die Windenergieanlage ist mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, das Blitzeinschläge ableitet, ohne dass Schäden an der Windenergieanlage entstehen.

Das Antriebssystem der Windenergieanlage ist getriebelos. Wesentliche Brandgefahren, erzeugt durch heißlaufende Getriebe und entflammbare Getriebeöle, werden dadurch beseitigt.

Die elektrische Ausrüstung und die Überstromschränken entsprechen der EN 60204-1:2006. Am Generator und an der Turmverkabelung der Prototypen werden Thermografieuntersuchungen durch einen Sachverständigen durchgeführt. Anhand der Ergebnisse wird ggf. die Konstruktion angepasst.

Vermeidung der Brandentstehung

Brennbare Baustoffe und Materialien sind möglichst so angeordnet, dass sie durch mögliche Zündquellen (z. B. Wärmeenergie, ungewöhnliche Temperaturanstiege, elektrische Energie, zufällige Funken und Lichtbögen, hoher Spitzenstrom von Transienten und mechanische Energie) nicht entzündet werden können. Elektrische Komponenten werden in Schaltschränken aus Stahlblech gekapselt.

Eingesetzt werden, wo möglich, schwer entflammbare Baustoffe sowie selbstverlöschende/flammwidrige oder nicht brennbare Materialien, z. B. flammwidrige und selbstverlöschende Leistungskabel. Als Isolations- und Kühlungsflüssigkeit des Leistungstransformators wird synthetischer Ester eingesetzt, der schwerentflammbar ist, einen hohen Brennpunkt von $> 300\text{ °C}$ (Kühlmittelart K3 nach IEC 61100:2008) hat und einen geringen spezifischen Heizwert aufweist. Der Einsatz brennbarer Materialien, z. B. geschäumte Kunststoffe wie Polyurethan oder Polystyrol als Dämmstoff oder Kunststoffe für Abdeckungen und sonstige Bauteile, wird, wo möglich, vermieden.

Sensorische Überwachung

Mögliche Zündquellen in der Windenergieanlage werden laufend durch Sensoren überwacht.

Zur Detektion von Bränden werden zudem Rauchschalter eingesetzt. Die Rauchschalter reagieren bei Rauch, Verschmutzung, Störung und zu hoher Temperatur. Die Rauchschalter sind so in der Windenergieanlage positioniert, dass Brände im Turm und in der Gondel erkannt werden. Die genaue Position und die Anzahl der Rauchschalter sind abhängig vom Windenergieanlagentyp.

Wenn die Windenergieanlage eine potentiell sicherheitsrelevante Störung (z. B. Rauch) erkennt, hält die Windenergieanlage an (auch bei Netzausfall) und generiert eine Statusmeldung, die das ENERCON SCADA System sofort an den ENERCON Service weiterleitet.

Fluchtwege

Der erste Fluchtweg führt von der Gondel durch den Turm nach draußen. Dieser Fluchtweg wird benutzt, falls der Abstieg im Turm möglich ist.

Ein alternativer zweiter Fluchtweg führt durch die Kranluke der Gondel nach draußen. Über diesen zweiten Fluchtweg kann die Gondel verlassen werden, ohne dass der Turm betreten werden muss.

In der Windenergieanlage ist entlang der Fluchtwege eine akkugestützte Beleuchtung mit einer Leuchtdauer von mindestens 1 Stunde installiert. Bei einem Netzausfall schaltet sich die Beleuchtung automatisch ein.

Organisatorische Brandschutzmaßnahmen

Schutzmaßnahmen während des Betriebs

Während des Betriebs befinden sich in der Regel keine Personen in der Windenergieanlage. Die Windenergieanlage ist verschlossen.

Falls eine empfangene Statusmeldung auf einen Brand hindeutet, entsendet der ENERCON Service umgehend ein Serviceteam zur Windenergieanlage und alarmiert die Feuerwehr, die vor Ort über weitere Maßnahmen entscheidet. Der ENERCON Service ist täglich 24 Stunden erreichbar.

Schutzmaßnahmen während der Wartung

Die Windenergieanlage wird im Rahmen einer Wartung alle 6 bis 12 Monate von 2 bis 4 Personen betreten. Diese Personen sind mit der Windenergieanlagentechnik und der Rettung aus der Windenergieanlage vertraut. Während der Wartung ist die Windenergieanlage die meiste Zeit außer Betrieb. Die Leistungselektronik ist abgeschaltet. Nur wenige Komponenten, z. B. Beleuchtung, Steckdosen und Steuerung, bleiben aktiv. Dadurch wird das Brandrisiko bei Anwesenheit von Personen reduziert.

Zur Bekämpfung von Entstehungsbränden stehen CO₂-Feuerlöscher im Turmfuß, im Maschinenhaus und im ENERCON Servicefahrzeug bereit. Der Wartungsschalter ist eingeschaltet, wodurch Statusmeldungen nicht an den ENERCON Service weitergeleitet werden. Wartungen an Branderkennungselementen führen somit nicht zu Fehlalarmen beim ENERCON Service.

Für den Brandfall sind alle ggf. benötigten Informationen zur Windenergieanlage (Koordinaten, Anfahrtsbeschreibung, wichtige Rufnummern naher Stellen) und zum Verhalten im Brandfall und bei Unfällen im Notruf-Ablaufplan bzw. im Flucht- und Rettungsplan eingetragen. Der Plan ist im Eingangsbereich des Turms angebracht. Das Verhalten im Brandfall und bei Unfällen wird zusätzlich in der Betriebsanleitung der Windenergieanlage beschrieben.

Brandschutz und Brandbekämpfung durch die Feuerwehr

Die Feuerwehr kann aufgrund der Alarmierung durch den ENERCON Service schnell am Einsatzort sein und Brände ggf. vor der weiteren Ausbreitung löschen. Die Kranstellfläche steht als Stellfläche zur Verfügung. Der Ablauf der Brandbekämpfung durch die Feuerwehr wird im Brandschutzkonzept der Windenergieanlage genauer beschrieben.

Brand im Turmfuß

Ein Brand im Turmfuß ist örtlich begrenzt. Der Brand kann sich weder auf die Gondel ausbreiten noch auf die Umgebung der Windenergieanlage auswirken. Sobald die Windenergieanlage spannungsfrei geschaltet wurde, kann der Brand im Turmfuß gelöscht werden.

Brand in der Gondel

Ein Brand in der Gondel kann zu einem Ausbrennen der Gondel und zu einem Übergreifen auf die Rotorblätter führen. Die Rotorblätter stehen zu diesem Zeitpunkt bereits still. Ein brennendes Rotorblatt wird nach längerer Brandeinwirkung aufgrund seines Gewichts an der Blattwurzel abknicken und auf die Aufstellfläche herabfallen.

Die Feuerwehr kann einen Brand in der Gondel nicht bekämpfen, jedoch den Zugang zum Gefahrenbereich der Windenergieanlage weiträumig absperren und die Gondel und herabfallende Teile kontrolliert abbrennen lassen.

12.7 Sonstige Fachgutachten, Nachweise

Anlagen:

- SL_AU_Grenzabstand Nds_E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01_rev02 (5).pdf

Der Grenzabstand wird nach Nr. 3.5.4.2 des niedersächsischen Windenergieerlasses mit folgender Formel berechnet:

$$\text{Formel a) } 0,5 H: \sqrt{\text{Exzentrizität}^2 + (0,8944 \cdot \text{Radius})^2} + 0,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + 0,4472 \cdot \text{Radius})$$

$$\text{Formel b) } 0,25 H: \sqrt{\text{Exzentrizität}^2 + (0,9701 \cdot \text{Radius})^2} + 0,25 \cdot (\text{Nabenhöhe} + 0,2425 \cdot \text{Radius})$$

Mit: Nabenhöhe = 119,83 Meter
Rotorradius = 80,0 Meter
Exzentrizität = 6,1 Meter

Aus diesen Werten werden folgende Mindestabstände vom Turmmittelpunkt A_m berechnet:

$$\text{Grenzabstand } A_{M(0,5 H)} = 149,6 \text{ m (a)}$$

$$\text{Grenzabstand } A_{M(0,25 H)} = 112,6 \text{ m (b)}$$

12.8 Weitere wichtige Dokumente

12.8.1 Bauvorlageberechtigung

Statische Unterlagen und gutachterliche Stellungnahmen nach DIBt-Richtlinie werden vor Baubeginn nachgereicht.

Gutachterliche Stellungnahme Turbulenzbelastung: siehe Kapitel 16

Baugrundgutachten: siehe Kapitel 17

12.8.2 Vollmacht

Anlagen:

- Betreiberidentität WP Hinte Repowering_inkl Vollmachten_021024.pdf

Betreiberidentität WP Hinte Repowering

WEA 1, E-66/18.70, SN 70372

- a) VH Windenergie GmbH & Co. KG
Im Winkel 2
26759 Hinte
- b) Handelsregister: HRA 100563, Amtsgericht Aurich
- c) Persönlich haftende Gesellschaft: VH Verwaltungs-GmbH
HRB 100468, Amtsgericht Aurich
- d) Geschäftsführer: Friedrich van Hettinga und Cornelius van Hettinga

WEA 2, E-66/18.70, SN 70371

- a) Windpark Hinte GmbH & Co. Nord KG
Gewerbestraße 18
26769 Hinte
- b) Handelsregister: HRA 100493, Amtsgericht Aurich
- c) Persönlich haftende Gesellschaft: Windpark Hinte Verwaltungs-GmbH
HRB 100413, Amtsgericht Aurich
- d) Geschäftsführer: Maike Bredehöft und Wilhelm Wilberts

WEA 3, E-66/18.70, SN 70370

- a) Windpark Hinte GmbH & Co. West KG
Gewerbestraße 18
26769 Hinte
- b) Handelsregister: HRA 100494, Amtsgericht Aurich
- c) Persönlich haftende Gesellschaft: Windpark Hinte Verwaltungs-GmbH
HRA 100413, Amtsgericht Aurich
- d) Geschäftsführer: Maike Bredehöft und Wilhelm Wilberts

WEA 4, E-66/18.70, SN 70369

- a) Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG
Gewerbestraße 18
26769 Hinte
- b) Handelsregister: HRA 100495, Amtsgericht Aurich
- c) Persönlich haftende Gesellschaft: Windpark Hinte Verwaltungs-GmbH
HRA 100413, Amtsgericht Aurich
- d) Geschäftsführer: Maike Bredehöft und Wilhelm Wilberts

WEA 5, E-66/20.70, SN 701847

- a) KL Energy Projekt GmbH
Doornkaatlohne 14A
26506 Norden
- b) Handelsregister: HRB 100584, Amtsgericht Aurich
- c) Gesellschafter: Karin Lindena, Norden *22.04.1943
Jörn Lindena, Wirdum *12.10.1973
- d) Geschäftsführer: Karin Lindena und Jörn Lindena

WEA 6, E-66/20.70, SN 701848

- a) Windpark Hinte GmbH & Co. Süd-Ost KG
Gewerbestraße 18
26769 Hinte
- b) Handelsregister: HRA 100742, Amtsgericht Aurich
- c) Persönlich haftende Gesellschaft: Windpark Hinte Verwaltungs-GmbH
HRA 100413, Amtsgericht Aurich
- d) Geschäftsführer: Maike Bredehöft und Wilhelm Wilberts

WEA 7, E-66/20.70, SN 701849

- a) Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG
Gewerbestraße 18
26769 Hinte
- b) Handelsregister: HRA 100495, Amtsgericht Aurich
- c) Persönlich haftende Gesellschaft: Windpark Hinte Verwaltungs-GmbH
HRA 100413, Amtsgericht Aurich
- d) Geschäftsführer: Maike Bredehöft und Wilhelm Wilberts

WEA 8, Vestas V 39, SN 9209

- a) Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG
Gewerbestraße 18
26769 Hinte
- b) Handelsregister: HRA 100495, Amtsgericht Aurich
- c) Persönlich haftende Gesellschaft: Windpark Hinte Verwaltungs-GmbH
HRA 100413, Amtsgericht Aurich
- d) Geschäftsführer: Maike Bredehöft und Wilhelm Wilberts

Projektdaten Repowering WP Hinte I

WEA Nr.	Anlagentyp	SN	Leistung	Nabenhöhe	Gesamthöhe	Gemarkung	Flur	Flurstück	UTM ETRS89 32U Rechtswert	UTM ETRS89 32U Hochwert	BImSchG Az.:	IB-Datum	Betreiber / Bauherr
vorhandene Altanlagen (R = Rückbau)													
R_01	E-66/18.70	70372	1800 kW	64,8 m	97,8 m	Groß Middlum	1	21	377.778	5.920.827	11936/1998	18.10.2001	VH Windenergie GmbH & Co. KG Im Winkel 2, 26759 Hinte/Groß-Midlum
R_02	E-66/18.70	70371	1800 kW	64,8 m	97,8 m	Westerhusen	1	2	378.097	5.920.942	12465/1999	21.07.2001	Windpark Hinte GmbH & Co. Nord KG Gewerbestraße 18, 26759 Hinte
R_03	E-66/18.70	70370	1800 kW	64,8 m	97,8 m	Westerhusen	1	21	378.082	5.920.641	12466/1999	17.10.2001	Windpark Hinte GmbH & Co. West KG Gewerbestraße 18, 26759 Hinte
R_04	E-66/18.70	70369	1800 kW	64,8 m	97,8 m	Westerhusen	1	17	378.350	5.920.417	12467/1999	09.10.2001	Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG Gewerbestraße 18, 26759 Hinte
R_05	E-66/20.70	701847	2000 kW	64,8 m	99,8 m	Westerhusen	1	19	378.332	5.920.672	10907/2003	09.06.2004	KL Energy Projekt GmbH Doornkaatlohne 14a, 26506 Norden
R_06	E-66/20.70	701848	2000 kW	64,8 m	99,8 m	Westerhusen	1	78/11	378.640	5.920.615	11411/2003	15.06.2004	Windpark Hinte GmbH & Co. Süd-Ost KG Gewerbestraße 18, 26759 Hinte
R_07	E-66/20.70	701849	2000 kW	64,8 m	99,8 m	Westerhusen	1	13	378.567	5.920.366	11412/2003	17.06.2004	Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG Gewerbestraße 18, 26759 Hinte
R_08	Vestas V 39	9209	500 kW	40,5 m	60,0 m	Westerhusen	1	65/1	378.745	5.920.209	222/1993	05.08.1994	Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG Gewerbestraße 18, 26759 Hinte

geplante WEA Repowering Hinte I (O-14449)

WEA 1	E-160 EP5 E3 R1		5560 kW	119,8 m	199,8 m	Groß Middlum	1	21	377.758	5.920.910			WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG Süderstraße 32, 26802 Neermoor
WEA 2	E-160 EP5 E3 R1		5560 kW	119,8 m	199,8 m	Westerhusen	1	2 u. 3/1	378.120	5.920.947			WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG Süderstraße 32, 26802 Neermoor
WEA 3	E-160 EP5 E3 R1		5560 kW	119,8 m	199,8 m	Groß Middlum	1	29	377.709	5.920.503			WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG Süderstraße 32, 26802 Neermoor
WEA 4	E-160 EP5 E3 R1		5560 kW	119,8 m	199,8 m	Westerhusen	1	21 u. 22	378.160	5.920.555			WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG Süderstraße 32, 26802 Neermoor
WEA 5	E-160 EP5 E3 R1		5560 kW	119,8 m	199,8 m	Westerhusen	1	78/11	378.608	5.920.606			WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG Süderstraße 32, 26802 Neermoor
WEA 6	E-160 EP5 E3 R1		5560 kW	119,8 m	199,8 m	Westerhusen	1	26	378.317	5.920.218			WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG Süderstraße 32, 26802 Neermoor
WEA 7	E-160 EP5 E3 R1		5560 kW	119,8 m	199,8 m	Westerhusen	1	53 u. 69	378.738	5.920.276			WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG Süderstraße 32, 26802 Neermoor

VH Windenergie GmbH & Co KG, Im Winkel 2, 26759 Hinte/ Groß Midlum

WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
Süderstraße 32
26802 Moormerland

27.11.2023

Betreff: Bevollmächtigung zum Repowering

Sehr geehrter Herr Wilberts,

hiermit beauftragen wir die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG für unsere Windenergieanlage (Seriennummer 70372) vom Typ Enercon E-66 mit 1,8 MW das Repowering vorzubereiten und effizient für alle Beteiligten des gesamten Windparks umzusetzen.

Dies beinhaltet u.a. die Einholung der erforderlichen Genehmigungen, der Erarbeitung eines Finanzierungskonzepts und der Errichtung der Neuanlagen frühestens im Jahr 2024. Sie soll berechtigt werden, alle hierfür erforderlichen Verträge abzuschließen.

Darüber hinaus ist die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG berechtigt, den Abbau der Altanlagen durchzuführen, sobald die Genehmigungen für ein Repowering vorliegen.

Mit freundlichen Grüßen
VH Windenergie GmbH & Co. KG

(Friedrich u Cornelius van Hettinga, Geschäftsführer)

Bestätigung der WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG:

Der VH Windenergie GmbH & Co. KG wird zugesichert, dass sie bei einem Repowering mindestens die bisherige Einspeiseleistung von 1,8 MW beanspruchen kann.



WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG,

vertreten durch die Wilberts Invest Verwaltungs GmbH,
diese vertreten durch den allein vertretungsberechtigten Geschäftsführer Wilhelm Wilberts



Windpark Hinte Nord

Energie. Natürlich. Vor Ort.

Windpark Hinte GmbH & Co. Nord KG
Gewerbestraße 18 • 26759 Hinte

Windpark Hinte GmbH & Co. Nord KG • Süderstraße 32 • 26802 Moormerland

WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
Süderstraße 32
26802 Moormerland

Ihr Ansprechpartner:

Büro Neermoor (Herr Wilberts)
Süderstraße 32 • 26802 Moormerland
Tel.: 04954 9399980
Fax: 04954 9399979
E-Mail: wilberts@wea-gmbh.de

Büro Neermoor (Frau Bredehöft)
Süderstraße 32 • 26802 Moormerland
Tel.: 04954 93999-78
Fax: 04954 93999-79
E-Mail: bredehoft@wea-gmbh.de

Ihr Sachbearbeiter

Telefonnummer

E-Mail

Datum

26. September 2024

Bevollmächtigung zum Repowering

Sehr geehrter Herr Wilberts,

hiermit informieren wir Sie darüber, dass auf der Gesellschafterversammlung der Windpark Hinte Nord GmbH & Co. KG am 15.11.2022 der folgende Beschluss gefasst wurde:

„Die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG wird beauftragt, für die Windenergieanlage der Windpark Hinte GmbH & Co. Nord KG (Seriennummer 70371) die Planungen für ein Repowering vorzubereiten und effizient für alle Beteiligten umzusetzen. Dies beinhaltet u.a. die Einholung der erforderlichen Genehmigungen, der Erarbeitung eines Finanzierungskonzepts und der Errichtung der Neuanlagen frühestens im Jahr 2024. Sie soll berechtigt werden, alle hierfür erforderlichen Verträge abzuschließen.

Darüber hinaus ist die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG berechtigt, den Abbau der Altanlagen durchzuführen, sobald die Genehmigungen für ein Repowering vorliegen.

Die Windpark Hinte GmbH & Co. Nord KG wird bei einem Repowering mindestens die bisherige Einspeiseleistung von ca. 1,8 MW beanspruchen können.“

Auf der Gesellschafterversammlung waren 66,7 % der Stimmen anwesend. Dem vorgenannten Beschlussvorschlag wurde einstimmig zugestimmt. Im Nachgang ist im schriftlichen Umlaufverfahren mit Datum vom 21.11.2022 die Zustimmung zu 100 % erfolgt.

Mit freundlichen Grüßen

Windpark Hinte GmbH & Co. Nord KG

(Bredehöft, Geschäftsführerin)

Sitz der Gesellschaft:
Gewerbestraße 18
26759 Hinte

Komplementärgesellschaft:
Windpark Hinte Verwaltungs-GmbH
Geschäftsführer:
Wilberts

Amtsgericht Aurich
HRA 100493
St.-Nr.: 58/2011/06845

Bankverbindung: OLB Lönigen
Kto. 350 51465 00 BLZ 280 200 50
IBAN: DE62 2802 0050 3505 1465 00
SWIFT-BIC: OLBODEH2XXX 128/137



Windpark Hinte West

Energie. Natürlich. Vor Ort.

Windpark Hinte GmbH & Co. West KG
Gewerbstraße 18 • 26759 Hinte

Windpark Hinte GmbH & Co. West KG • Süderstraße 32 • 26802 Moormerland

WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
Süderstraße 32
26802 Moormerland

Ihre Ansprechpartner:

Büro Neermoor (Herr Wilberts)
Süderstraße 32 • 26802 Moormerland
Tel.: 04954 9399980
Fax: 04954 9399979
E-Mail: wilberts@wea-gmbh.de

Büro Neermoor (Frau Bredehöft)
Süderstraße 32 • 26802 Moormerland
Tel.: 04954 93999-78
Fax: 04954 93999-79
E-Mail: bredehoeft@wea-gmbh.de

Ihr Sachbearbeiter

Telefonnummer

E-Mail

Datum

27. November 2023

Bevollmächtigung zum Repowering

Sehr geehrter Herr Wilberts,

hiermit beauftragen wir die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG für unsere Windenergieanlage (Seriennummer 70370) vom Typ Enercon E-66/18.70 mit 1,8 MW das Repowering vorzubereiten und effizient für alle Beteiligten des gesamten Windparks umzusetzen.

Dies beinhaltet u.a. die Einholung der erforderlichen Genehmigungen, der Erarbeitung eines Finanzierungskonzepts und der Errichtung der Neuanlagen frühestens im Jahr 2024. Sie soll berechtigt werden, alle hierfür erforderlichen Verträge abzuschließen.

Darüber hinaus ist die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG berechtigt, den Abbau der Altanlage durchzuführen, sobald die Genehmigungen für ein Repowering vorliegen.

Mit freundlichen Grüßen

Windpark Hinte GmbH & Co. West KG

(Bredehöft, Geschäftsführerin)



Windpark Hinte Ost

Energie. Natürlich. Vor Ort.

Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG
Gewerbestraße 18 • 26759 Hinte

Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG • Süderstraße 32 • 26802 Moormerland

WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
Süderstraße 32
26802 Moormerland

Ihre Ansprechpartner:

Büro Neermoor (Herr Wilberts)
Süderstraße 32 • 26802 Moormerland
Tel.: 04954 9399980
Fax: 04954 9399979
E-Mail: wilberts@wea-gmbh.de

Büro Neermoor (Frau Bredehöft)
Süderstraße 32 • 26802 Moormerland
Tel.: 04954 93999-78
Fax: 04954 93999-79
E-Mail: bredehoeft@wea-gmbh.de

Ihr Sachbearbeiter

Telefonnummer

E-Mail

Datum

27. November 2023

Bevollmächtigung zum Repowering

Sehr geehrter Herr Wilberts,

hiermit beauftragen wir die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG für unsere Windenergieanlagen

- (Seriennummer 70369) vom Typ Enercon E-66/18.70 mit 1,8 MW
- (Seriennummer 701849) vom Typ Enercon E-66/20.70 mit 2,0 MW

das Repowering vorzubereiten und effizient für alle Beteiligten des gesamten Windparks umzusetzen.

Dies beinhaltet u.a. die Einholung der erforderlichen Genehmigungen, der Erarbeitung eines Finanzierungskonzepts und der Errichtung der Neuanlagen frühestens im Jahr 2024. Sie soll berechtigt werden, alle hierfür erforderlichen Verträge abzuschließen.

Darüber hinaus ist die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG berechtigt, den Abbau der Altanlagen durchzuführen, sobald die Genehmigungen für ein Repowering vorliegen.

Mit freundlichen Grüßen
Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG

(Bredehöft, Geschäftsführerin)

Sitz der Gesellschaft:
Gewerbestraße 18
26759 Hinte

Komplementärgesellschaft:
Windpark Hinte Verwaltungs-GmbH
Geschäftsführer:

Amtsgericht Aurich
HRA 100495
St.-Nr.: 58/201/06888
USt-ID-Nr.: DE204937315

Bankverbindung: OLB Lönningen
Kto. 350 51630 00 BLZ 280 200 50
IBAN: DE83 2802 0050 3505 1630 00
SWIFT-BIC: OLBODEH2XXX 130/137



KL Energy Projekt GmbH – Doornkaatlohne 14a - 26506 Norden

KL

Energy Projekt GmbH

WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
Süderstraße 32
26802 Moormerland

Telefon: 04931/9730296
Telefax: 04931/9730297
Mobil: 0175/24 42 112
E-Mail: k-lindena@t-online.de

Bevollmächtigung zum Repowering

Sehr geehrter Herr Wilberts,

hiermit beauftragen wir die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG für unsere Windenergieanlage (Seriennummer 701847) vom Typ Enercon E-66 mit 2,0 MW das Repowering vorzubereiten und effizient für alle Beteiligten des gesamten Windparks umzusetzen.

Dies beinhaltet u.a. die Einholung der erforderlichen Genehmigungen, der Erarbeitung eines Finanzierungskonzepts und der Errichtung der Neuanlagen frühestens im Jahr 2024. Sie soll berechtigt werden, alle hierfür erforderlichen Verträge abzuschließen.

Darüber hinaus ist die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG berechtigt, den Abbau der Altanlagen durchzuführen, sobald die Genehmigungen für ein Repowering vorliegen.

Mit freundlichen Grüßen
KL Energy Projekt GmbH

(Lindena, Geschäftsführerin)

Bestätigung der WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG:

Der KL Energy Projekt GmbH wird zugesichert, dass sie bei einem Repowering mindestens die bisherige Einspeiseleistung von 2,0 MW beanspruchen kann.

WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG,
vertreten durch die Wilberts Invest Verwaltungs GmbH,
diese vertreten durch den allein vertretungsberechtigten Geschäftsführer Wilhelm Wilberts

BIC: OLBDEH2XXX
IBAN: DE 98280200508048090800

Handelsregister:
AG Aurich HRB 100564

Geschäftsführer:
Karin Lindena
Jörn Lindena

St.Nr. 58/200/63968
FA Emden – Norden



Windpark Hinte GmbH & Co. Süd-Ost KG
Gewerbstraße 18 • 26759 Hinte

Windpark Hinte GmbH & Co. Süd-Ost KG • Süderstraße 32 • 26802 Moormerland

WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
Süderstraße 32
26802 Moormerland

Ihr Ansprechpartner:

Büro Neermoor (Herr Wilberts)

Süderstraße 32 • 26802 Moormerland

Tel.: 04954 9399980

Fax: 04954 9399979

E-Mail: wilberts@wea-gmbh.de

Büro Neermoor (Frau Bredehöft)

Süderstraße 32 • 26802 Moormerland

Tel.: 04954 93999-78

Fax: 04954 93999-79

E-Mail: bredehoeft@wea-gmbh.de

Ihr Sachbearbeiter

Telefonnummer

E-Mail

Datum

26. September 2024

Bevollmächtigung zum Repowering

Sehr geehrter Herr Wilberts,

hiermit informieren wir Sie darüber, dass auf der Gesellschafterversammlung der Windpark Hinte Süd-Ost GmbH & Co. KG am 15.11.2022 der folgende Beschluss gefasst wurde:

„Die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG wird beauftragt, für die Windenergieanlage der Windpark Hinte GmbH & Co. Süd-Ost KG (Seriennummer 701848) die Planungen für ein Repowering vorzubereiten und effizient für alle Beteiligten umzusetzen. Dies beinhaltet u.a. die Einholung der erforderlichen Genehmigungen, der Erarbeitung eines Finanzierungskonzepts und der Errichtung der Neuanlagen frühestens im Jahr 2024. Sie soll berechtigt werden, alle hierfür erforderlichen Verträge abzuschließen.

Darüber hinaus ist die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG berechtigt, den Abbau der Altanlagen durchzuführen, sobald die Genehmigungen für ein Repowering vorliegen.

Die Windpark Hinte GmbH & Co. Süd-Ost KG wird bei einem Repowering mindestens die bisherige Einspeiseleistung von ca. 2,0 MW beanspruchen können.“

Auf der Gesellschafterversammlung waren 75 % der Stimmen anwesend. Dem vorgenannten Beschlussvorschlag wurde einstimmig zugestimmt.

Mit freundlichen Grüßen

Windpark Hinte GmbH & Co. Süd-Ost KG

(Bredehöft, Geschäftsführerin)



Windpark Hinte Ost

Energie. Natürlich. Vor Ort.

Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG
Gewerbestraße 18 • 26759 Hinte

Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG • Süderstraße 32 • 26802 Moormerland

WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
Süderstraße 32
26802 Moormerland

Ihre Ansprechpartner:

Büro Neermoor (Herr Wilberts)
Süderstraße 32 • 26802 Moormerland
Tel.: 04954 9399980
Fax: 04954 9399979
E-Mail: wilberts@wea-gmbh.de

Büro Neermoor (Frau Bredehöft)
Süderstraße 32 • 26802 Moormerland
Tel.: 04954 93999-78
Fax: 04954 93999-79
E-Mail: bredehoeft@wea-gmbh.de

Ihr Sachbearbeiter

Telefonnummer

E-Mail

Datum

27. November 2023

Bevollmächtigung zum Repowering

Sehr geehrter Herr Wilberts,

hiermit beauftragen wir die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG für unsere Windenergieanlagen

- (Seriennummer 70369) vom Typ Enercon E-66/18.70 mit 1,8 MW
- (Seriennummer 701849) vom Typ Enercon E-66/20.70 mit 2,0 MW

das Repowering vorzubereiten und effizient für alle Beteiligten des gesamten Windparks umzusetzen.

Dies beinhaltet u.a. die Einholung der erforderlichen Genehmigungen, der Erarbeitung eines Finanzierungskonzepts und der Errichtung der Neuanlagen frühestens im Jahr 2024. Sie soll berechtigt werden, alle hierfür erforderlichen Verträge abzuschließen.

Darüber hinaus ist die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG berechtigt, den Abbau der Altanlagen durchzuführen, sobald die Genehmigungen für ein Repowering vorliegen.

Mit freundlichen Grüßen
Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG

(Bredehöft, Geschäftsführerin)

Sitz der Gesellschaft:
Gewerbestraße 18
26759 Hinte

Komplementärgesellschaft:
Windpark Hinte Verwaltungs-GmbH
Geschäftsführer:

Amtsgericht Aurich
HRA 100495
St.-Nr.: 58/201/06888
USt-ID-Nr.: DE204937315

Bankverbindung: OLB Lönningen
Kto. 350 51630 00 BLZ 280 200 50
IBAN: DE83 2802 0050 3505 1630 00
SWIFT-BIC: OLBODEH2XXX 133/137



Windpark Hinte Ost

Energie. Natürlich. Vor Ort.

Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG
Gewerbestraße 18 • 26759 Hinte

Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG • Süderstraße 32 • 26802 Moormerland

WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG
Süderstraße 32
26802 Moormerland

Ihre Ansprechpartner:

Büro Neermoor (Herr Wilberts)
Süderstraße 32 • 26802 Moormerland
Tel.: 04954 9399980
Fax: 04954 9399979
E-Mail: wilberts@wea-gmbh.de

Büro Neermoor (Frau Bredehöft)
Süderstraße 32 • 26802 Moormerland
Tel.: 04954 93999-78
Fax: 04954 93999-79
E-Mail: bredehoeft@wea-gmbh.de

Ihr Sachbearbeiter

Telefonnummer

E-Mail

Datum

26. September 2024

Einverständniserklärung zum Repowering

Sehr geehrter Herr Wilberts,

hiermit beauftragen wir die WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG, unsere Windenergieanlage Vestas V39-500, 40,5 m NH (ID-Nr. 9209) in der Gemeinde Hinte, Gemarkung Westerhusen, Flur 1, Flurstück 65/1 in die Repoweringplanungen des Windparks Hinte I (Westerhusen) mit einzubinden.

Wir erklären uns ferner damit einverstanden, dass die Anlage aus schalltechnischen Gründen, spätestens bei Vorlage der Genehmigungen für ein Repowering, abgebaut wird.

Mit freundlichen Grüßen
Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG

(Bredehöft, Geschäftsführerin)

12.8.3 Erklärung der Anerkennung nach § 33 BauGB

12.9 Sonstiges

Anlagen:

- Bauvorlagebescheinigung_2024.pdf

**Bauvorlagebescheinigung 2024
der Architektenkammer Rheinland-Pfalz
zur Vorlage bei den Baubehörden.**

Bescheinigung 2024 für

Josef Schmidt
Architekt
Dipl.-Ing. (FH)
55118 Mainz

Mitgliedsnummer: 108789

Gemäß § 64, Abs. 2, Nr. 1 der Landesbauordnung Rheinland-Pfalz
ist Herr Josef Schmidt
als Entwurfsverfasser (§ 56 LBauO) zur Bauvorlage berechtigt.

Diese Bescheinigung gilt für das Jahr 2024.
**Sie verliert ihre Gültigkeit mit Löschung der Eintragung
aus dem Berufsverzeichnis.***



Joachim Rind
Präsident



Annette Müller
Hauptgeschäftsführerin



Mehr
(Bau)Ordnung 2024

*Aktueller Stand des Mitgliederverzeichnisses unter
www.diearchitekten.org >> für Bauherren >> Architektenliste oder telefonisch unter: 06131/9960-15