

3.1 Beschreibung der zum Betrieb erforderlichen technischen Einrichtungen und Nebeneinrichtungen sowie der vorgesehenen Verfahren

Siehe Anlage

Spezifikation/Transformatorstation entfällt, da bei dem Enercon Typ E-138/EP3 E3, sich der 20KV/0,4KV Transformator oben in der Gondel befindet und die 20KV Schaltanlage im Turmfuß.

In den zurzeit eingesetzten SF6 Schaltanlagen befinden sich 3 kg SF6 Isolier- und Löschgas. Da der Verbau solcher SF Schaltanlagen ab dem 01.01.2026 verboten ist, wird bei den neuen Schaltanlagen entweder G3 (Green Gas for Grid) oder Nowec 4710 Isolier- und Löschgas verbaut, welches nicht Umweltschädlich ist.

Anlagen:

- 3.1.1.2._TP_E-138_EP3_E3-HST-111-FB-C-01_Rev.0.pdf
- 3.1.1.1._D0215274_19.0_de_Technische Beschreibung_Eigenbedarf.pdf
- 3.1.1.3._D1018637_4.0_Technische_Beschreibung_E-138 EP3_E3_4260_kW-de.pdf
- 3.1.1.4._D1018642_5.0_Technische Daten E-138 EP3 E3 de.pdf
- 3.1.1.5._D1018674_5.0_de_General Design Conditions E-138 EP3 E3-4260 kW.pdf
- 3.1.1.6._D02346141_4.0_de-en_Technical data sheet_Tower E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01.pdf
- 3.1.1.7._D02346172_3.1_de_Technical description_Tower E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01.pdf
- 3.1.1.8._D02412093_2.0_de_Technische Beschreibung_Fundamente E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01.pdf
- 3.1.1.9._D02162602_3.0_de Standard 6 E-138 EP3 E3 4260 kW.pdf
- 3.1.1.10._D1018700_4.0_de_Octave Band Level operating mode 0 s-E-138 EP3 E3-4260 kW with TES.pdf
- 3.1.1.11._D0917105-1_#_de_#_Aufstiegshilfe.pdf

Zusammenstellung der typengeprüften Dokumentationen

ENERCON

E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01

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

Rev. 0

1. Prüfbescheid zur Typenprüfung T-7005/22-1 Rev. 0 vom 18.11.2022
Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01**1.1. Zusammenstellung Turm Statik D02437752-6****2. Flachgründung Ø 19,80m T-7005/22-4 Rev. 0 vom 18.11.2022**

2.1. Schalplan	D02458327-0
2.2. Bewehrungsplan 1	D02458328-1
2.3. Bewehrungsplan 2	D02458329-1
2.4. Fundamentdatenblatt	D02457817-2

3. Flachgründung Ø 20,10m T-7005/22-2 Rev. 0 vom 18.11.2022

3.1. Schalplan	D02458324-2
3.2. Bewehrungsplan 1	D02421770-2
3.3. Bewehrungsplan 2	D02421771-2
3.4. Fundamentdatenblatt	D02393170-4

4. Tiefgründung Ø 16,60m T-7005/22-3 Rev. 0 vom 18.11.2022

4.1. Schalplan Variante A	D02421795-1
4.2. Schalplan Variante B	D02421796-1
4.3. Schalplan Variante C	D02421797-1
4.4. Bewehrungsplan 1	D02421805-1
4.5. Bewehrungsplan 2	D02421806-1
4.6. Fundamentdatenblatt	D02411880-3

5. Gutachterliche Stellungnahmen

5.1. Lastannahmen für Turm und Fundament

81189224863-1 D I Rev.0 vom 06.09.2022

5.2. Turmkopfflansch

8119224863-11 D Rev.0 vom 07.02.2022

5.3. Diverse Komponenten

8119616205-100 D II Rev.0 vom 14.11.2022

6. Revisionstabelle

Datum	Änderung
02.12.2021 Rev. 0	Dokument erstellt 1. Prüfbescheid zur Typenprüfung T-7005/22-1 Rev. 0 vom 18.11.2022 Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 1.1. Zusammenstellung Turm Statik D02437752-6 2. Flachgründung Ø 19,80m T-7005/22-4 Rev. 0 vom 18.11.2022 2.1. Schalplan D02458327-0 2.2. Bewehrungsplan 1 D02458328-1 2.3. Bewehrungsplan 2 D02458329-1 2.4. Fundamentdatenblatt D02457817-2 3. Flachgründung Ø 20,10m T-7005/22-2 Rev. 0 vom 18.11.2022 3.1. Schalplan D02458324-2 3.2. Bewehrungsplan 1 D02421770-2 3.3. Bewehrungsplan 2 D02421771-2 3.4. Fundamentdatenblatt D02393170-4 4. Tiefgründung Ø 16,60m T-7005/22-3 Rev. 0 vom 18.11.2022 4.1. Schalplan Variante A D02421795-1 4.2. Schalplan Variante B D02421796-1 4.3. Schalplan Variante C D02421797-1 4.4. Bewehrungsplan 1 D02421805-1 4.5. Bewehrungsplan 2 D02421806-1 4.6. Fundamentdatenblatt D02411880-3 5. Gutachterliche Stellungnahmen 5.1. Lastannahmen für Turm und Fundament 81189224863-1 D I Rev.0 vom 06.09.2022 5.2. Turmkopfflansch 8119224863-11 D Rev.0 vom 07.02.2022 5.3. Diverse Komponenten 8119616205-100 D II Rev.0 vom 14.11.2022

Prüfbescheid zur Typenprüfung

**Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02,
DIBt Windzone S, Geländekategorie S**

- Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 -

Prüfbescheid Nr.:	T-7005/22-1 Rev. 0
Gegenstand der Prüfung:	Standicherheit des Hybrid-Stahlurms E-138 EP3 E3 HST-111-FB-C-01 für die oben genannte Windenergieanlage gemäß DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015)
Anlagenhersteller (Antragsteller):	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Dokumentation:	H+P Ingenieure GmbH Kackertstraße 10 52072 Aachen 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 17 Seiten und 13 Anlagen, die Bestandteil dieses Prüfbescheides sind.

Revision	Datum	Änderungen
0	18.11.2022	Erstausgabe

Inhaltsverzeichnis

0	Allgemeine Bestimmungen	3
1	Dokumente	4
	1.1 Geprüfte Dokumente	4
	1.2 Dazugehörige Dokumente.....	5
2	Prüfgrundlagen	8
3	Einleitung	9
4	Beschreibung.....	9
	4.1 Turm.....	9
	4.2 Lastannahmen	10
	4.3 Baustoffe	10
5	Prüfung	11
	5.1 Methodik.....	11
	5.2 Anmerkungen zur Prüfung	12
	5.3 Ergebnisse	13
	5.4 Schnittstellen.....	13
6	Auflagen.....	16
7	Zusammenfassung	16

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] H+P Ingenieure GmbH:
„STATISCHE BERECHNUNG TURMSTATIK E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01
Bauteil: Stahlurm (HST) Projekt: E21-019“,
Dokument-Nr.: D02453860, Rev. 2.0, Datum: 15.06.2022
- [1.1.2] H+P Ingenieure GmbH:
„ERGÄNZUNGSSTATIK TURMSTATIK E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Bau-
teil: Stahlurm (HST) Projekt: E21-019.1“,
Dokument-Nr.: D02490515, Rev. 2.0, Datum: 15.06.2022

Anlagen zum Prüfbescheid zur Typenprüfung

Anforderungen an das Fundament

- [1.1.3] ENERCON GmbH:
„Bauvorlage E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Fundamentlasten“,
Dokument-Nr.: D02378600, Rev. 2.2, Datum: 29.07.2021
- [1.1.4] ENERCON GmbH:
„Bauvorlage Fundamentkorb E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01“,
Dokument-Nr.: D02402550, Rev. 2.1, Datum: 29.07.2021

Zeichnungen - Basisturm

- [1.1.5] ENERCON GmbH:
„Stahlurm“,
Zeichnungs-Nr.: D02437752, Rev. 6.0, Datum: 05.04.2022
- [1.1.6] ENERCON GmbH:
„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01-S3 Stahlsektion“,
Zeichnungs-Nr.: D02436897, Rev. 4.0, Datum: 05.04.2022

Zeichnungen - Turmvariante

- [1.1.7] ENERCON GmbH:
„Stahlurm Modell der zusammenfassenden Struktur des Turms“,
Zeichnungs-Nr.: D02498466, Rev. 3.0, Datum: 19.04.2022
- [1.1.8] ENERCON GmbH:
„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01-S3 Stahlsektion“,
Zeichnungs-Nr.: D02497242, Rev. 2.0, Datum: 14.04.2022

Zeichnungen - Beide Turmvarianten

- [1.1.9] ENERCON GmbH:
„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01-S1 Stahlsektion“,
Zeichnungs-Nr.: D02433658, Rev. 2.0, Datum: 29.11.2021
- [1.1.10] ENERCON GmbH:
„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01-S2 Stahlsektion“,
Zeichnungs-Nr.: D02433923, Rev. 1.0, Datum: 19.08.2021
- [1.1.11] ENERCON GmbH:
„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01-S4 Stahlsektion“,
Zeichnungs-Nr.: D02435885, Rev. 1.0, Datum: 05.04.2022
- [1.1.12] ENERCON GmbH:
„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01-S5 Stahlsektion“,
Zeichnungs-Nr.: D02433793, Rev. 3.0, Datum: 19.01.2022
- [1.1.13] ENERCON GmbH:
„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01-S6 Stahlsektion“,
Zeichnungs-Nr.: D02429092, Rev. 0.0, Datum: 05.08.2021
- [1.1.14] ENERCON GmbH:
„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Fundamentkorb“,
Zeichnungs-Nr.: D02434516, Rev. 0.0, Datum: 05.08.2021

Spannanweisung

- [1.1.15] H+P Ingenieure GmbH:
„Spannanweisung Fundamentkorb ENERCON E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Bauteil: Fundamentkorb“,
Dokument-Nr.: D02437082, Rev. 1.1, Datum: 30.05.2022

1.2 Dazugehörige Dokumente

Lastannahmen

- [1.2.1] ENERCON GmbH:
„Lastenbericht Turm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Abdeckende Betriebs- und Extremasten für den Turm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 der WEA E-138 EP3 E3 mit dem Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 nach DIBt und IEC“,
Dokument-Nr.: D02397553, Rev. 0.4, Datum: 30.09.2021
- [1.2.2] TÜV NORD CERT GmbH:
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, NH 110.396 m (E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01), DIBt WZ S, GK S - Lastannahmen für Turm und Fundament -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D I Rev.0, Datum: 06.09.2022

Kopfflansch

[1.2.3] ENERCON GmbH:

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

[1.2.4] ENERCON GmbH:

„Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 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.: D02524598, Rev. 2.0, Datum: 14.01.2022

[1.2.5] TÜV NORD CERT GmbH:

„Gutachtliche Stellungnahme für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, verschiedene Konfigurationen, WZ S, GK S
- Turmkopfflanschbaugruppe -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-11 D Rev. 0, Datum: 07.02.2022

Spezifikationen

[1.2.6] ENERCON GmbH:

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

[1.2.7] ENERCON GmbH:

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

[1.2.8] ENERCON GmbH:

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

[1.2.9] ENERCON GmbH:

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

[1.2.10] ENERCON GmbH:

„Spezifikation Verschrauben von Ringflanschen“,
Dokument-Nr.: D0215476, Rev. 2, Datum: 05.01.2017

[1.2.11] ENERCON GmbH:

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

[1.2.12] ENERCON GmbH:

„Minimum Bolting Specification HST“,

Dokument-Nr.: D02454031, Rev. 0.0, Datum: 04.03.2022

Allgemeine Bauartgenehmigung

[1.2.13] Deutsches Institut für Bautechnik - DIBt:

„Allgemeine Bauartgenehmigung; Nummer: Z-30.6-78; Gegenstand dieses Bescheides: Schweißdetails mit spezifischen Kerbfallkategorien in Stahlrohrtürmen“, gültig vom 10.10.2022 bis 21.12.2026

Reibkoeffizienten und Setzungen von gleitfesten Schraubverbindungen

[1.2.14] Fraunhofer IGP:

„Ermittlung der Haftreibungszahl beschichteter Oberflächen in Anlehnung an EN 1090-2, Anhang G“,

Dokument-Nr.: D02596625, Rev. 0, Datum: 31.01.2022

[1.2.15] 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

Anlagenbeschreibung

[1.2.16] ENERCON GmbH:

„Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3“,

Dokument-Nr.: D1018637, Rev. 4.0, Datum: 07.07.2022

Übersichtszeichnung

[1.2.17] ENERCON GmbH:

„Ansichtszeichnung Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01“,

Zeichnungs-Nr.: EP3.00.247 - 4, Rev. 4, Datum: 17.02.2022

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

[1.2.18] ENERCON GmbH:

„Stellungnahme Verwendbarkeit IEC ed.3 anstatt IEC ed.4 für ENERCON WEA“,

Dokument-Nr.: D02759428, Rev. 0.0, Datum: 06.09.2022

[1.2.19] TÜV NORD CERT GmbH:

„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3 IEC 61400-1 Ed. 3 - Diverse Komponenten -“,

TÜV NORD Bericht Nr.: 8119616205-100 D II Rev. 0, Datum: 14.11.2022

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 1993-1-6:2010-12 + DIN EN 1993-1-6/NA:2010-12:
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-6: Festigkeit und Stabilität von Schalen“
- [2.7] 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“
- [2.8] 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“
- [2.9] 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 Dickenrichtung“
- [2.10] 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“
- [2.11] DIN EN 1998-6:2006-03:
„Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben - Teil 6: Türme, Maste und Schornsteine; Deutsche Fassung EN 1998-6:2005“

- [2.12] Verein Deutscher Ingenieure:
„Systematische Berechnung hochbeanspruchter Schraubenverbindungen - Zylindrische Einschraubenverbindungen“, VDI 2230 Blatt 1, 11.2015
- [2.13] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
„Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen mit Erläuterungen zu den Nachweisen gemäß CEB-FIB Model Code 1990“, DAfStb Heft 439, 1994
- [2.14] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
„Erläuterungen zu DIN EN 1992-1-1 und DIN EN 1992-1-1/NA (Eurocode 2)“, DAfStb Heft 600, 2012

3 Einleitung

Gegenstand dieses Prüfbescheids ist die Typenprüfung des Hybrid-Stahlurms E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 und des zugehörigen Ankerkorbs, welche nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015) ausgelegt wurden.

4 Beschreibung

4.1 Turm

Der Turm hat eine Höhe von 105,268 m (OK Fundament bis OK Kopfflansch). Er besteht aus drei annähernd zylindrischen Sektionen, zwei polygonalen Sektionen und einer kurzen unteren Sektion, die in einem T-Flansch endet. Bei den zylindrischen Sektionen handelt es sich um werkseitig geschweißte Stahlblechkonstruktionen. Die Sektionen werden mittels vorgespannter, innenliegender L-Ringflanschverbindungen auf der Baustelle zusammengeschraubt.

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.

Die Prüfung umfasst zwei Varianten, den in [1.1.5] dargestellten Basisturm und die in [1.1.7] dargestellte Turmvariante. Der Unterschied zwischen den beiden Varianten liegt in der Stahlsektion 3, wo sich der Übergang vom zylindrischen zum polygonalen Querschnitt befindet. Beim Basisturm wird der Übergang durch ein Anschweißen des polygonalen Querschnitts an das T-förmige, untere Ende der zylindrischen Sektion realisiert, während bei der Turmvariante der polygonale Querschnitt mit dem deutlich verdickten, zylindrischen Mantel verschweißt wird.

Der Turmanschluss an das Fundament erfolgt durch den unteren T-Flansch mit 2 x 88 vorgespannten Ankerbolzen M36 - 10.9.

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

Die folgende Anlagenkonfiguration wurde bei der Prüfung des Turms berücksichtigt:

Nr.	WEA Bezeichnung	Max. Nennleistung	Rotorblatt	Windzone (DIBt 2012)	Geländekategorie	Turmnachweise
1	E-138 EP3 E3	4260 kW	E-138 EP3-RB-02	WZ S	GK S	[1.1.1], [1.1.2]

Tabelle 4.1: Geprüfte Konfiguration für Turmnachweise

Die betrachtete Windenergieanlage hat folgende technische Basisdaten:

Nabenhöhe:	110,396 m
Gondelmasse (inkl. Rotor):	289,8 t
Rotordurchmesser:	138,59 m

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

$$f_0 = 0,201 \text{ Hz bei elastischer Einspannung (} k_{\varphi, \text{dyn}} = 150\,000 \text{ MNm/rad)}$$

$$f_0 = 0,206 \text{ Hz bei starrer Einspannung}$$

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)	Geländekategorie	spezifiziert in	geprüft in
1	E-138 EP3 E3	110,396 m	4260 kW	E-138 EP3-RB-02	WZ S	GK S	[1.2.1]	[1.2.2]

Tabelle 4.2: Lastannahmen

Die Lastannahmen sind für die in [1.2.1] angegebenen Turmeigenfrequenzen mit einem zulässigen Intervall von ± 5 % gültig.

Das in der Lastberechnung verwendete Modell hat eine ungekoppelte erste Eigenfrequenz von 0,199 Hz (Schwingungen in Schubrichtungen, elastische Einspannung).

Die Auslegungslbensdauer beträgt 25 Jahre.

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 [1.2.3] (Turmkopfflansch) entnommen werden.

Turm

Baustahl:	S355	DIN EN 10025-2 bis -3
	S460	DIN EN 10025-3
L-Flanschschrauben:	HV-Garnituren	DIN EN 14399 / DAST-RiLi 021
	Festigkeitsklasse 10.9	DIN EN ISO 898-1
Gleitfeste Verbindungen:	HRC-Garnituren M27	DIN EN 14399
	Festigkeitsklasse 10.9	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 [1.2.4] die folgenden Streckgrenzen angenommen:

- Kopfflansch: $R_{eH} = 265 \text{ MPa}$
- übrige L-Flansche: $t \leq 120 \text{ mm}$: $R_{eH} = 325 \text{ MPa}$
 $120 \text{ mm} < t \leq 130 \text{ mm}$: $R_{eH} = 322 \text{ MPa}$
 $t \leq 165 \text{ mm}$: $R_{eH} = 314 \text{ MPa}$

Ankerkorb

Ankerring:	S235J0	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.

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 [1.2.19] 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 Turmkopf-flanschbaugruppe (Kopfflansch und Schrauben der Flanschverbindung zwischen dem Turmkopf und der Turbine) wurde separat in [1.2.5] geprüft.

Wirbelerregte Querschwingungen wurden gemäß DIBt-Richtlinie, Abschnitt 9.4, für den betriebsbereiten Endzustand und für verschiedene Montagezustände berücksichtigt (s. [1.1.1]). Weitere Montagezustände sowie Zustände während des Transports sind nicht Bestandteil der Prüfung.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden in [1.1.1] berücksichtigt. Die Berechnung erfolgte für die Erdbebenzone 3, Baugrundklasse C, Untergrundklasse T, gemäß DIN EN 1998-1/NA.

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] 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] und [1.2.19] 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 [1.2.19] unter 1.2 aufgeführten, gutachtlichen Stellungnahmen für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3.

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 $k_{\phi, \text{stat}} = 18\,750 \text{ MNm/rad}$ 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. Dies ist, verglichen mit den Anforderungen der DIN EN 1993-1-8, eine konservative Annahme, die zu einem effektiven Reibbeiwert führt, welcher unterhalb des gemäß DIN EN 1993-1-8 erlaubten Koeffizienten liegt.

Der Haftreibungskoeffizient $\mu = 0,52$ für thermisch gespritztes Aluminium mit Ethylzinksilikat-Versiegelung wird in [1.2.14] experimentell bestätigt.

Beim Nachweis der vertikalen Schraubverbindungen innerhalb einer modularen Sektion wurde auf der Einwirkungsseite ein Lasterhöhungsfaktor von 1,1 angesetzt. Zusätzlich wurde beim Nachweis des Nettoquerschnitts ein Schraubenkraftabminderungsfaktor von 0,88 berücksichtigt.

Die in [1.1.9] dargestellte Kopfflanschgeometrie stimmt mit den Angaben in [1.2.3] überein. Die strukturelle Integrität des Kopfflansches und seiner Schrauben wurde in [1.2.4] nachgewiesen und in [1.2.5] geprüft. Die beim Kopfflanschnachweis angesetzten Maschinenlasten wurden mit den Turmlasten [1.2.1] verglichen.

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.

5.4 Schnittstellen

Maschinenbauliche Komponenten

5.4.1 Die in der gutachtlichen Stellungnahme [1.2.5] aufgeführten Schnittstellen 5.4.1 bis 5.4.3 wurden berücksichtigt und sind erfüllt.

Einbauten

- 5.4.2 Für den Ermüdungsnachweis der Turmwand wurden die Kerbfallklassen 100 und 71 entsprechend der Tabelle 5.1 angesetzt. In den folgenden Bereichen dürfen keine Einbauten geschweißt werden:
- Bis zu einer Turmhöhe von 24,158 m ab UK Turm
 - Turmoberkante bis 600 mm unterhalb der Kopfflanschoberkante

Kerbfall [MPa]	Turmvariante	Minimal zulässiger Abstand ab UK Turm [m]	Maximal zulässiger Abstand ab UK Turm [m]
100	Basisturm	25,750	102,268
	Turmvariante		
71	Basisturm	102,268	104,668
	Turmvariante		

Tabelle 5.1: Angesetzte Kerbfälle und ihre Grenzabstände

- 5.4.3 Schweißnähte an Buchsen mit einem Außendurchmesser ≤ 50 mm, wie in [1.2.8] 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 [1.2.13] bewertet. Für die Durchführung der Schweißarbeiten sind die Anforderungen der allgemeinen Bauartgenehmigung [1.2.13] einzuhalten.

Fundament

- 5.4.4 Die Anforderungen an das Fundament sind in [1.1.3] und [1.1.4] spezifiziert. Das in [1.1.3] definierte Kollektiv für ΔMXY deckt die Einwirkung, die sich sowohl aus den in Querrichtung wirkenden als auch aus Querschwingungen resultierenden Lasten zusammensetzt, ab.
- 5.4.5 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.
- 5.4.6 Der Nachweis des T-Flansches am Turmfuß basiert auf den Annahmen in [1.1.14] und [1.1.15].

Montage & Inbetriebnahme

- 5.4.7 Bei der Montage und Inbetriebnahme des Turms sind die Anforderungen der Spezifikation [1.2.12] einzuhalten.
- 5.4.8 Das Auftreten wirbelerregter Querschwingungen während der Errichtung wurde für die folgenden Zeiträume berücksichtigt:

Turm ohne Gondel und Rotor:	36 Tage
Turm mit Gondel, ohne Rotor:	182 Tage
Turm mit Gondel und Rotor:	456 Tage

Bei dem unten genannten Bauzustand darf die am oberen Turmende gemessene Windgeschwindigkeit einen Wert von $0,8 \times v_{crit}$ nicht überschreiten. Die maximal zulässige Windgeschwindigkeit beträgt somit:

Turm ohne Topsektion:	17,4 m/s
-----------------------	----------

Falls diese Bedingungen nicht erfüllt werden, sind geeignete Maßnahmen zur Sicherung gegen wirbelerregte Querschwingungen zu treffen. Bei Bauzuständen, die oben nicht aufgeführt sind, gibt es keine Einschränkungen.

- 5.4.9 Die in [1.1.15] definierten Anforderungen an das Vorspannen der Ankerstangen sind einzuhalten.
- 5.4.10 Die Vorspannkraft der Ankerbolzen darf erst aufgebracht werden, wenn der Beton seine Nenndruckfestigkeit erreicht hat.

Wiederkehrende Prüfungen / Wartungen

- 5.4.11 Innerhalb des 1. Halbjahres nach der Montage (jedoch nicht unmittelbar nach Inbetriebnahme) ist die planmäßige Vorspannung der Schrauben in den L-Flanschverbindungen durch Nachspannen sicherzustellen.
- 5.4.12 Der Korrosionsschutz ist regelmäßig zu überprüfen und bei Bedarf zu erneuern.
- 5.4.13 Bei wiederkehrenden Prüfungen ist Kapitel 15 der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen zu beachten.
- 5.4.14 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

- 5.4.15 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] aufgeführten Auslegungsparameter für die Windzone S zu Grunde liegen.
- 6.2 Die Auflagen in den gutachtlichen Stellungnahmen (s. [1.2.2], [1.2.5] und [1.2.19]) sind zu beachten. Die gutachtlichen Stellungnahmen sind zur Bauakte zu nehmen.
- 6.3 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.
- 6.4 Alle Bescheinigungen und Protokolle sind vom Betreiber aufzubewahren und müssen auf Verlangen der zuständigen Baubehörde vorgelegt werden.
- 6.5 Die Anforderungen der in dem jeweiligen Bundesland geltenden Landesbauordnung sind zu beachten.

Stahlteil

- 6.6 Für die Ausführung der Stahlsektionen gilt DIN EN 1090. Als Mindestanforderung für Windenergieanlagen gilt die Ausführungsklasse EXC3.
- 6.7 Die Spezifikationen [1.2.6] bis [1.2.12] sowie die Spannanweisung [1.1.15] sind zu beachten.
- 6.8 Die Streckgrenze des für die Flansche verwendeten Materials muss mindestens den in Kapitel 4.3 genannten Werten entsprechen.
- 6.9 Die in der allgemeinen Bauartgenehmigung [1.2.13] 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-138 EP3 E3-HST-111-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 aufgeführte Windenergieanlagenkonfiguration.

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

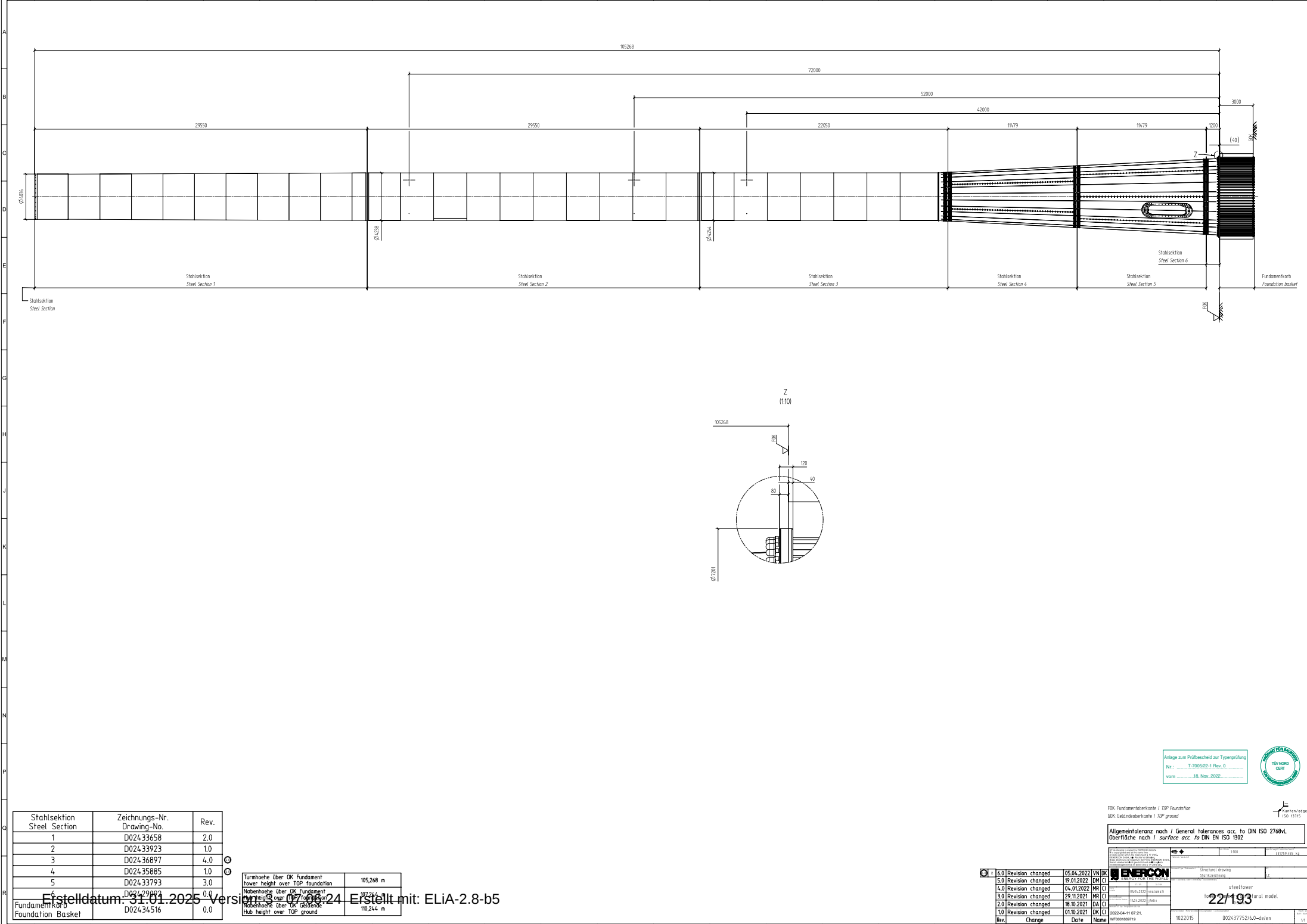
Dipl.-Ing. T. Krause



An der Prüfung beteiligt:

M.Sc. E. Grove

B.Eng. / M.Sc. P. Roycroft



Stahlsektion Steel Section	Zeichnungs-Nr. Drawing-No.	Rev.
1	D02433658	2.0
2	D02433923	1.0
3	D02436897	4.0
4	D02435885	1.0
5	D02433793	3.0
6	D02433993	0.0
Fundamentkorb Foundation Basket	D02434516	0.0

Turnhöhe über OK Fundament tower height over TOP foundation	105,268 m
Nabenhöhe über OK Fundament hub height over TOP foundation	107,244 m
Nabenhöhe über OK Gelände hub height over TOP ground	110,244 m

Erstelldatum: 31.01.2025 Version: 3.07-06-24 Erstellt mit: ELIA-2.8-b5

FKK Fundamentoberkante / TOP Foundation
GOK Geländeoberkante / TOP ground

Allgemeintoleranz nach / General tolerances acc. to DIN ISO 2768-M
Oberfläche nach / surface acc. to DIN EN ISO 1302

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ENERCON																							
Structure drawing																							
to 22/193																							
B02457752/6.0-Defen																							



Prüfbescheid zur Typenprüfung

**Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02,
Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01,
DIBt Windzone S, Geländekategorie S**

- Flachgründung, D=19,80 m -

Prüfbescheid Nr.:	T-7005/22-4 Rev. 0
Gegenstand der Prüfung:	Standicherheit der Flachgründung für die oben genannte Windenergieanlage gemäß DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015)
Anlagenhersteller (Antragsteller):	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Dokumentation:	H+P Ingenieure GmbH Kackertstraße 10 52072 Aachen 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. Dieser Prüfbescheid gilt nur zusammen mit dem Prüfbescheid zur Typenprüfung [1.2.1].

Der Prüfbescheid umfasst 10 Seiten und 4 Anlagen, die Bestandteil dieses Prüfbescheides sind.

Revision	Datum	Änderungen
0	18.11.2022	Erstausgabe

Inhaltsverzeichnis

0	Allgemeine Bestimmungen	3
1	Dokumente	3
1.1	Geprüfte Dokumente	3
1.2	Dazugehörige Dokumente.....	4
2	Prüfgrundlagen	5
3	Einleitung	6
4	Beschreibung.....	6
4.1	Fundament	6
4.2	Lastannahmen	6
4.3	Baustoffe	7
5	Prüfung	7
5.1	Umfang und Methodik	7
5.2	Anmerkungen zur Prüfung	8
5.3	Ergebnisse	8
5.4	Schnittstellen	8
6	Auflagen.....	9
7	Zusammenfassung	10

0 Allgemeine Bestimmungen

Dieser Prüfbescheid zur Typenprüfung beinhaltet als Ergänzung zum Prüfbescheid [1.2.1] die zweite Flachgründung des Hybrid-Stahlurms E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01.

Es gelten die Allgemeinen Bestimmungen des Prüfbescheids [1.2.1].

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

Berechnungen

- [1.1.1] H+P Ingenieure GmbH:
„STATISCHE BERECHNUNG FLACHGRÜNDUNG E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Projekt: E21-037 (B500B, B400B)“,
Dokument-Nr.: D02457816, Rev. 1.0, Datum: 15.06.2022

Anlagen zum Prüfbescheid zur Typenprüfung

Zeichnungen

- [1.1.2] H+P Ingenieure GmbH:
„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Schalplan Ortbetonfundament Flachgründung (Fg) Projekt-Nr.: E21-037 Ff“,
Zeichnungs-Nr.: D02458327, Rev. 0.0, Datum: 09.02.2022
- [1.1.3] H+P Ingenieure GmbH:
„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Bewehrungsplan 1 Ortbetonfundament Flachgründung (Fg) Projekt-Nr.: E21-037 Ff“,
Zeichnungs-Nr.: D02458328, Rev. 1.0, Datum: 15.06.2022
- [1.1.4] H+P Ingenieure GmbH:
„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Bewehrungsplan 2 Ortbetonfundament Flachgründung (Fg) Projekt-Nr.: E21-037 Ff“,
Zeichnungs-Nr.: D02458329, Rev. 1.0, Datum: 15.06.2022

Spezifikationen

- [1.1.5] ENERCON GmbH:
„Technisches Datenblatt E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Flachgründung WZ S GK II (DIBt-Richtlinie, Fassung Oktober 2012)“,
Dokument-Nr.: D02457817, Rev. 2.0, Datum: 24.06.2022

1.2 Dazugehörige Dokumente

Turm

- [1.2.1] TÜV NORD CERT GmbH:
„Prüfbescheid zur Typenprüfung Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt
E-138 EP3-RB-02, DIBt Windzone S, Geländekategorie S
- Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 -“,
Prüfbescheid Nr.: T-7005/22-1 Rev. 0, Datum: 18.11.2022
- [1.2.2] ENERCON GmbH:
„Bauvorlage E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Fundamentlasten“,
Dokument-Nr.: D02378600, Rev. 2.2, Datum: 29.07.2021
- [1.2.3] ENERCON GmbH:
„Bauvorlage Fundamentkorb E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01“,
Dokument-Nr.: D02402550, Rev. 2.1, Datum: 29.07.2021
- [1.2.4] ENERCON GmbH:
„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Fundamentkorb“,
Zeichnungs-Nr.: D02434516, Rev. 0.0, Datum: 05.08.2021
- [1.2.5] H+P Ingenieure GmbH:
„Spannanweisung Fundamentkorb ENERCON E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-
01 Bauteil: Fundamentkorb“,
Dokument-Nr.: D02437082, Rev. 1.1, Datum: 30.05.2022

Spezifikationen

- [1.2.6] ENERCON GmbH:
„Hinweise zur Bauausführung Turmtypen: E-XX EX/XX/XX/XX/XX &
E-XX EX/XX/XX/XX/XX Für alle Fundamenttypen“,
Dokument-Nr.: D0748193, Rev. 0a, Datum: 12.09.2018
- [1.2.7] ENERCON GmbH:
„Materialspezifikation Betonstahl“,
Dokument-Nr.: D0181818, Rev. 2, Datum: 22.05.2017

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

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

- [1.2.9] TÜV NORD CERT GmbH:
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3 IEC 61400-1
Ed. 3 - Diverse Komponenten -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119616205-100 D II Rev. 0, Datum: 14.11.2022

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 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“
- [2.4] DIN EN 1997-1:2009-09 + DIN EN 1997-1/NA:2010-12:
„Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik – Teil 1: Allgemeine Regeln“
- [2.5] DIN 1054:2010-12 + A1:2012-08 + A2:2015-11:
„Baugrund – Sicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau – Ergänzende Regelungen zu DIN EN 1997-1“
- [2.6] 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“
- [2.7] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
„Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen mit Erläuterungen zu den Nachweisen gemäß CEB-FIB Model Code 1990“, DAfStb Heft 439, 1994
- [2.8] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
„Erläuterungen zu DIN EN 1992-1-1 und DIN EN 1992-1-1/NA (Eurocode 2)“, DAfStb Heft 600, 2012
- [2.9] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
„Massige Bauteile aus Beton“, 2010-04

3 Einleitung

Gegenstand dieses Prüfbescheids ist die Typenprüfung einer Flachgründung, welche nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015) ausgelegt wurde.

4 Beschreibung

4.1 Fundament

Das Fundament dient zur Aufnahme des Hybrid-Stahlurms E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01, welcher in [1.2.1] geprüft wurde.

Das Kreisfundament weist einen Außendurchmesser von 19,80 m auf.

Unterhalb des Sockels befindet sich eine 50 cm dicke Fundamentvertiefung. Die Gesamthöhe des Sockels inkl. der Vertiefung beträgt 3,40 m. Die Fundamentsohle, bzw. die Oberkante der Fundamentvertiefung, liegt wegen der Sauberkeitsschicht 10 cm über der Oberkante des umgebenden Geländes.

Der Turm ist über einen Ankerkorb mit dem Fundament verbunden.

Weitere Details können dem Schalplan [1.1.2] und dem Fundamentdatenblatt [1.1.5] (siehe Abschnitt 1.1) entnommen werden.

Die folgende Anlagenkonfiguration wurde bei der Prüfung des Fundaments berücksichtigt:

Nr.	WEA Bezeichnung	Nabenhöhe	Max. Nennleistung	Rotorblatt	Windzone (DIBt 2012)	Geländekategorie	Fundamentnachweise
1	E-138 EP3 E3	110,396 m	4260 kW	E-138 EP3-RB-02	WZ S	GK S	[1.1.1]

Tabelle 4.1: Geprüfte Konfiguration für Fundamentnachweise

4.2 Lastannahmen

Die angesetzten Turmfußlasten decken folgende Konfiguration ab und sind in den aufgelisteten Dokumenten spezifiziert und geprüft worden:

Nr.	WEA Bezeichnung	Nabenhöhe	Max. Nennleistung	Rotorblatt	Windzone (DIBt 2012)	Geländekategorie	spezifiziert in	geprüft in
1	E-138 EP3 E3	110,396 m	4260 kW	E-138 EP3-RB-02	WZ S	GK S	[1.2.2]	[1.2.1]

Tabelle 4.2: Lastannahmen

Die Auslegungslbensdauer beträgt 25 Jahre.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden berücksichtigt (s. [1.2.1]).

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 $k_{\phi, \text{stat}} = 18\,750 \text{ MNm/rad}$ wurde ebenfalls berücksichtigt.

Die dynamische Bodendrehfeder wurde mit $k_{\phi, \text{dyn}} = 150\,000 \text{ MNm/rad}$ angesetzt.

Verkehrslasten im Bereich der Erdaufschüttung auf der Fundamentplatte wurden nicht berücksichtigt.

Das Fundament wurde mit und ohne Belastung aus Auftrieb berechnet. In der statischen Berechnung wurde angenommen, dass der maximale Wasserstand aus Schichten- und Oberflächenwasser oder Grundwasser 3,00 m unter der Oberkante des Fundamentsockels und somit auf Höhe des umgebenden Geländes liegt.

Die Werte der Vorspannung wurden [1.2.3] bis [1.2.5] entnommen und in [1.2.1] geprüft.

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 Spezifikation [1.2.7] entnommen werden.

Fundamentplatte:	C35/45	DIN EN 206-1, DIN 1045-2
Betonstahl:	B500	DIN 488

5 Prüfung

5.1 Umfang und Methodik

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

Die Windenergieanlage, der Turm und die Fundamente und wurden zunächst mit Einwirkungen nach DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 ausgelegt und geprüft. Gemäß der gutachtlichen Stellungnahme [1.2.9] 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 das Fundament sowie die Beton- und Bewehrungsnachweise im Bereich der Lasteinleitung.

Der Turm, die Stahlbauteile des Ankerkorbs und die geotechnischen Nachweise sind nicht Gegenstand dieser Prüfung.

Der Hybrid-Stahlurm und die Stahlbauteile des Ankerkorbs wurden in [1.2.1] geprüft.

Die Bewertung verbleibender Restsicherheiten ist nicht Bestandteil der Prüfung.

5.2 Anmerkungen zur Prüfung

Allgemeines

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

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

Fundament

Eine Mindestbewehrung zur Sicherstellung eines duktilen Bauteilverhaltens wurde nicht berücksichtigt. Es wird vorausgesetzt, dass ein duktils Bauteilverhalten durch Umlagerung des Sohldrucks bzw. des Erddrucks sichergestellt werden kann.

5.3 Ergebnisse

Die geprüften Standsicherheitsnachweise sind vollständig und in statischer Hinsicht korrekt.

5.4 Schnittstellen

Turm

5.4.1 Es wurde überprüft, ob das Fundament die im Prüfbescheid [1.2.1] spezifizierten Anforderungen erfüllt.

5.4.2 Es wurde geprüft, ob die für die Beton- und Bewehrungsnachweise im Lasteinleitungsbereich angesetzten Geometrien mit den in [1.2.4] dargestellten Ankerkorb-Geometrien übereinstimmen.

Geotechnische Nachweise

5.4.3 Alle geotechnischen Nachweise inklusive der nachfolgend aufgeführten Anforderungen an den Baugrund sind durch einen Gutachter für Geotechnik für den jeweiligen Gründungsbereich nachzuweisen.

5.4.4 Der Baugrund muss die in [1.1.5] spezifizierten Anforderungen erfüllen.

Montage & Inbetriebnahme

- 5.4.5 Hinsichtlich der Vorspannung der Ankerbolzen gelten die Anforderungen des Prüfbescheids [1.2.1].
- 5.4.6 Zusätzlich zum Endzustand wurde der Montagezustand des Turms (Lastfall-Gruppe DLC 8.1/8.2/8.3) mit Gondel und Rotor vor der Aufbringung der verdichteten Bodenaufschüttung nachgewiesen (s. [1.1.2]). Wiederkehrende Prüfungen / Wartungen
- 5.4.7 Bei wiederkehrenden Prüfungen ist Kapitel 15 der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen zu beachten. Etwaige Schäden an den in Betrieb genommenen Windenergieanlagen, wie z.B. unzulässige Risse, und daraus abgeleitete Reparatur- bzw. Sanierungsmaßnahmen sind dem Prüfamf für Baustatik der TÜV NORD CERT GmbH mitzuteilen.

Weiterbetrieb

- 5.4.9 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 Die Anforderungen der in dem jeweiligen Bundesland geltenden Landesbauordnung sind zu beachten.
- 6.2 Alle Bescheinigungen und Protokolle sind vom Betreiber aufzubewahren und müssen auf Verlangen bei der zuständigen Baubehörde vorgelegt werden.

Fundament

- 6.3 Bei der Herstellung und Ausführung des Fundaments sind die Bestimmungen der DIN EN 13670, der DIN 1045-3 und der Spezifikation [1.2.6] zu beachten. Für den Beton sind Eignungs- und Güteprüfungen gemäß DIN 1045-2 in Verbindung mit DIN EN 206-1 durchzuführen.

- 6.4 Wegen der großen Abmessungen des Fundaments ist zur Vermeidung schädlicher Auswirkungen infolge Abbindewärme und Schwindwirkungen ein Betontechnologie hinzuzuziehen. Die Betongüten sind durch Betonprüfzeugnisse der Lieferfirmen nachzuweisen. Auf die Einhaltung der geforderten Betondeckung sowie auf die fachgerechte Verlegung der Bewehrung ist zu achten. Bei Bauteilen des Gründungskörpers, die höchstens einen halben Meter in das Erdreich hineinreichen, wurde die rechnerische Rissbreite auf 0,2 mm begrenzt, bei allen übrigen Bauteilen des Gründungskörpers auf 0,3 mm. Sollten nach dem Aushärten des Betons unzulässig breite Risse festgestellt werden, sind diese fachgerecht zu sanieren.

Anforderungen an den Baugrund

- 6.5 Die Drehfedersteifigkeit des Fundaments hängt von den Bodenkennwerten ab und ist für jeden Standort zu bestätigen.

7 Zusammenfassung

Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Schnittstellen und Auflagen erfüllt die hier geprüfte Flachgründung die Anforderungen der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen [2.1].

Der Prüfbescheid zur Typenprüfung gilt für die in Tabelle 4.1 aufgeführte Windenergieanlagenkonfiguration.

Alle relevanten Schnittstellen (Turm/Fundament) wurden überprüft.

Statisch relevante, konstruktive Änderungen am Fundament sind dem Prüfamts für Bau- statik der TÜV NORD CERT GmbH mitzuteilen und einer Bewertung zu unterziehen. Ansonsten verliert dieser Prüfbescheid seine Gültigkeit.

Dieser Prüfbescheid gilt nur zusammen mit dem Prüfbescheid zur Typenprüfung [1.2.1].

Der Leiter

Dipl.-Ing. T. Krause



[illegible]

Draufsicht Fundament / Top view foundation
 Maßstab / Scale 1:50

The drawing shows a top view of a foundation with the following details:

- III**: Label at the top of the vertical centerline.
- II** and **A**: Label at the left end of the horizontal centerline.
- IV** and **A**: Label at the right end of the horizontal centerline.
- I**: Label at the bottom of the vertical centerline.
- Detail 2**: Label pointing to the outermost circular layer.
- 2x88 Ø52mm St./Schauworte Polyurethane foam pipe**: Label pointing to a specific layer of the foundation.
- 2x100**: Label pointing to a radial dimension or layer thickness.
- 2x100**: Label pointing to another radial dimension or layer thickness.
- Verfüllbereich (unbewehrter Stützmaterial) (unreinforced filling material) $\gamma \sim 24 \text{ kN/m}^3$** : Label pointing to the central square area.
- Rest soil**: Label pointing to the area between the foundation and the outermost circle.

Detail 1

Maßstab / Scale 1:10
Angaben in [mm]

Technical drawing of a detail of a building's exterior wall and foundation. The drawing shows a cross-section of a wall with a lower slab and a foundation. The wall has a radius $R=3600.5$ and a thickness of 100. The lower slab has a radius $R=3306.5$ and a thickness of 100. The foundation has a radius $R=3186.5$ and a thickness of 100. The drawing also shows a "Bauteil" (part) and a "Fundamentkern" (foundation core). The foundation core is made of concrete and has a radius $R=3186.5$. The foundation core is surrounded by a "TOK-Band 40x20mm GEMISO" (TOK-Band 40x20mm GEMISO) and is surrounded by a "PU-Schaumrohr Ø33mm / Polyurethane foam pipe Ø33mm". The drawing also shows a "TOK-Band 40x20mm GEMISO" (TOK-Band 40x20mm GEMISO) and is surrounded by a "PU-Schaumrohr Ø33mm / Polyurethane foam pipe Ø33mm". The drawing also shows a "TOK-Band 40x20mm GEMISO" (TOK-Band 40x20mm GEMISO) and is surrounded by a "PU-Schaumrohr Ø33mm / Polyurethane foam pipe Ø33mm".

Der Beton unterhalb des T-Flanges ist nur von einer Seite einzufüllen und zu verdichten, um Fehlstellen und Luftschichten unterhalb des T-Flanges zu vermeiden. In der Fuge T-Flansch zu Fundamentoberkante ist ein vollständiger und kraftschlüssiger Kontakt herzustellen. Die Betonoberfläche ist außen bis zur Oberseite des TOK-Bandes hochzuführen. /

The concrete underneath the T-flange must be filled and compacted from one side only to prevent defects and air pockets underneath the T-flange in the joint T-flange to foundation concrete a full-surface and force fit contact must be established. The concrete surface must be elevated on the outside to the top of the TOK-Band.

Detail 2
 Maßstab 1 Scale 1:25
 Angaben in [cm/mm]

III

2x Leuchtrohr /
dust DN150

1.00

2.1

0.64

0.3

1.042

27.5

Bx Leuchtrohr /
dust DN150

Anordnung gemäß Leuchtrohr-
und Blitzschutzplan /
Arrangement according to dust and
lightning protection plan

II

Verfüßbereich (unbewehrter
ringförmiger Linsenrand)
Y=24 KPa/m²

ANMERKUNG:
Bei Ausführung des Fundamentes gemäß des vorliegenden Schallplans, einschließlich der zugehörigen Bewehrungspläne, sind Betonierungen im Fundament nicht zulässig. Falls eine Betonierunge erforderlich ist, so ist hierfür rechtzeitig ein Baubeweis ein zusätzlicher Nachweis zu erbringen, und eine Anpassung der Fundamentbewehrung ist zwingend erforderlich. In diesem Fall ist WRO umgehend zu informieren.

ATTENTION:
If the foundation is executed according to the present formwork drawing, including the corresponding reinforcement drawings, no concrete pours are permitted inside the foundation. If an in-situ concrete pour is required, an additional verification must be provided timely before start of work, and a modification of the foundation reinforcement is mandatory. In this case, WRO must be informed immediately.

Baugrunderfordernisse

- Die zulässige charakteristische Bodeneinwirkung muss mindestens 280 kN/m² betragen.
- Zwischen Baugrund und Unterbau (Stützenoberseite) muss ein Reibungsvermögen von mindestens 20° vorhanden sein.
- Die Baugrunderfordernisse sind von einem ordnungsgemäßen Baugrunderkundlicher Standortzeugnis zu bezeugen.
- Der maximale Grundwasseranstieg liegt auf Höhe der Geländeoberseite.

Geol. Anforderungen

- The permissible characteristic soil pressure has to be at least 280 kN/m².
- In between subsoil and substructure (subsoil has to be a hollow angle of at least 20°).
- The requirements of the subsoil are to be verified by a geotechnical report on every location.
- The maximum permissible soil water level is at height of the ground level.

[illegible][illegible]

Zugehörige Zeichnungen / respective drawings Zugehörige statische Berechnungen / respective design calculation	
Stützplan / Substation layout no.	024049327
Beauftragungsplan / Auftrag / Orderplan / Auftrag no. 00000	024049328, 024049329
Beauftragungsplan / Auftrag / Orderplan / Auftrag no. 00000	024049330, 024049332
rechnerische Berechnung 0000 - rechnerische Art. 00000	024049331
rechnerische Berechnung 0000 - rechnerische Art. 00000	024049333
Spezifikation / Specification	
rechnerische Berechnung / Design calculation	024049334, 00000, 024049336

 ENERCON GmbH Dreierkamp 5 38435 Aurich Germany	 Höpfer + Partner Hof-Ingénieur GmbH (Höpfer + Partner) Kiensteindale 12 80753 München
--	--

[illegible]

Standard / Location:			
Theatral / context: Schöplinger Orchestral Foundation Shuttering drawing cast-in-place foundation			
Fachgemeinschaft #8/g / Fachkategorie #28			
33/193			
Geometrie / Project: 09.02.2022 VV		Geometrie / Project: 09.02.2022 PB	
Maßstab: scale: wie angegeben / as shown		Benutzungs/Schneid scale: DIN A0	
		Projekt/Schneid scale: E21-037 F1	

Erstelldatum: 31.01.2025 Version: 3 - 07.06.24 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

Einbauteile / Cast-in Elements			
Pos	Stück / Quantity	Bezeichnung / Description	Hersteller / Manufacturer
E1	1	Fundamentbohle / foundation board	nach Angabe ENERCON wie in ENERCON (ZfV_030402050)

Verbleibende Aufschüttung / Compacted backfill
Die statische erhebliche dauerhafte Aufschüttung ist zum höchstmöglichen Zeitpunkt auf das Fundament aufzubringen und mit geeigneten Verfahren zu verfestigen, um die angestrebte Mindestbodensteife im Einflussbereich zu erreichen. Nach Beendigung des Tunnelbaus, spätestens jedoch nach vollständiger Montage der Windenergieanlage, muss die verbleibende Aufschüttung auf dem Fundament vorhanden sein. Mit dem Aufbringen der Aufschüttung darf nicht auf die Verankerung der Windenergieanlage gewartet werden. Die prognostizierten Verringerungen Windenergie: ≥ 21 nach BS1 sind vorzeitig entsprechende Maßnahmen zu treffen.

The permanent backfill required for structural reasons must be applied to the foundation at the earliest possible time, and must be compacted by appropriate methods within the specified minimum soil weight in each-moulded part of the foundation. After completion of the tunnel construction, at the latest after the complete installation of the wind turbine, the compacted backfill must be available on the foundation. It is not permitted to apply the compacted backfill just before putting the wind turbine into operation. If extreme wind conditions ≥ 21 m/s (Bauslast II) are predicted, appropriate measures must be taken in advance.

Technisches Datenblatt

Technical Data Sheet

E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01

Flachgründung
Flat Foundation

WZ S GK II (DIBt-Richtlinie, Fassung Oktober 2012)
WK SA Normal Climate (IEC 61400-1, 4th Edition, 2019)

Anlage zum Prüfbescheid zur Typenprüfung
Nr.: T-7005/22-4 Rev. 0
vom 18. Nov. 2022



ENERCON

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, Jost Backhaus, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle 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.

Publisher	ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany Phone: +49 4941 927-0 ▪ Fax: +49 4941 927-109 E-mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de Managing Directors: Dr. Jürgen Zeschky, Jost Backhaus, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 411 VAT ID no.: DE 181 977 360
------------------	--

Copyright notice	The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.
-------------------------	--



ENERCON GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks	Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.
------------------------------	---

Reservation of right of modification	ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.
---	--

Dokumentinformation / Document details

Dokument-ID Document ID	D02457817-2.0		
Vermerk Note	Originaldokument Original document		
Datum Date	Sprache Language	DCC	Werk / Abteilung Plant / Department
2022-03-01	de;en	DA	WRD / Türme und Fundamente WRD / Towers and Foundations

Ergänzende Angaben / Additional notes

Angaben zum Original (ger;eng) Original document details		Angaben zur Übersetzung (--) Translation details	
Erstellt/Datum: Created/Date:	Büttgenbach (H+P Ingenieure GmbH) / 2022-03-01	Übersetzt/Datum: Translated/Date:	
Geprüft/Datum: Checked/Date:	Axmacher (H+P Ingenieure GmbH) / 2022-03-01	Geprüft/Datum: Checked/Date:	

Revisionen / Revisions

Rev.	Datum/Date	Änderung/Change	Erstellt/Created
0.0	2022-03-01	Dokument erstellt (Vorabzug) Document created (preliminary)	H+P
1.0	2022-06-15	Stahlgewicht nach TÜV-Prüfung angepasst	H+P
2.0	2022-06-24	Allgemeine Anpassungen / General adjustments	H+P

Dieses Dokument wurde auf Anfrage bzw. für einen bestimmten Auftrag verschickt. Der Empfänger wurde nicht registriert.
Der Empfänger wird bei Änderung nicht automatisch informiert.

This document has been forwarded upon request or with regard to a specific order. The recipient has not been registered.
The recipient will not be automatically notified about any amendments.

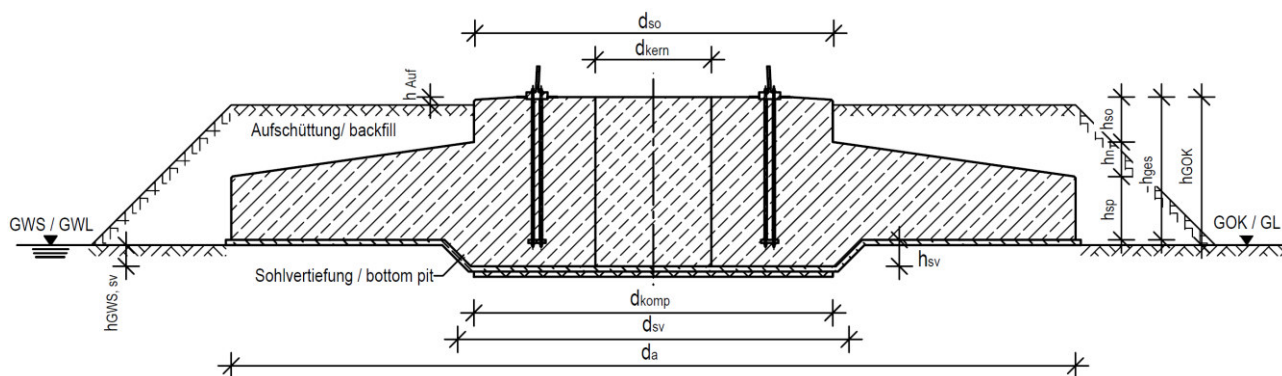
1 Allgemeine Angaben / General information

Statische Berechnung	H+P Ingenieure GmbH	Structural analysis
Flachgründung	Ø 19,80 m	Flat foundation
Dokument ID	D02457816	Document ID



2 Fundamentgeometrie / Foundation dimensions

Außendurchmesser	d_a	19,80 m	Outer diameter
Sockeldurchmesser	d_{so}	9,00 m	Base diameter
Durchmesser Fundamentkern	d_{kern}	4,50 m	Diameter of foundation core
Durchmesser kompressible Einlage	d_{komp}	9,00 m	Compressible layer diameter
Fundamenthöhe	h_{ges}	2,90 m	Foundation height
Sockelhöhe	h_{so}	0,65 m	Base height
Höhe Spornneigung	h_n	1,45 m	Spur incline height
Spornhöhe	h_{sp}	0,80 m	Spur height
Mittlerer Durchmesser Sohlvertiefung	d_{sv}	9,50 m	Average diameter of bottom pit
Höhe Sohlvertiefung	h_{sv}	0,50 m	Height of bottom pit
Höhe OK Fundament bis OK Aufschüttung	h_{Auf}	0,15 m	Height from top of foundation to top of backfill
Höhe OK Fundament bis OK Gelände	h_{GOK}	3,00 m	Height from top of foundation to ground level
Einbindetiefe	h_{eb}	0,00 m	Embedment depth
Höhe maximal zulässiger Grundwasserstand GWS über Sohlvertiefung	$h_{GWS,sv}$	0,40 m	Height of maximum permissible groundwater level GWL above bottom pit
Fundamentvariante DIBt: Betongüte und Volumen	C 35/45	569,1 m ³	Foundation option DIBt: Concrete quality and volume
Stahlgewicht	B 500B	46,6 t	Steel weight
Fundamentvariante IEC: Betongüte und Volumen	C 35/45	569,1 m ³	Foundation option IEC: Concrete quality and volume
Stahlgewicht	B 400B	48,5 t	Steel weight



3 Baugrund-Mindestdrehfedersteifigkeit Subsoil minimum rotational spring stiffness

Die folgenden Mindestwerte für die Drehfedersteifigkeit müssen vom Baugrund eingehalten werden:

The following minimum values for the rotational spring stiffness must be satisfied by the subsoil:

Statische Drehfeder	$k_{\phi, \text{stat, subsoil}} = 18750 \text{ MNm/rad}$	Static rotational spring
Dynamische Drehfeder	$k_{\phi, \text{dyn, subsoil}} = 150000 \text{ MNm/rad}$	Dynamic rotational spring

Die angegebene Werte sind durch einen Baugrundgutachter zu bestätigen.

The specified values must be confirmed by a geotechnical expert.

4 Zulässige Setzungen / Permissible settlements

Maximal zulässige Differenzsetzung und Gesamtsetzung in 25 Jahren, bezogen auf den Außendurchmesser:

Maximum permissible differential settlement and total settlement within 25 years, related to the outer foundation diameter:

Differenzsetzung (Schiefstellung)	$\Delta s \leq 3 \text{ mm/m}$	Differential settlement (misalignment)
Gesamtsetzung	$s_{\text{ges.}} \leq 3 \text{ mm/m}$	Total settlement

5 Bodenpressung / Soil bearing pressure

Der anstehende Baugrund muss mindestens folgende Bodenpressung aufnehmen können:

The in-situ subsoil must be able to bear at least the following soil pressure:

Kantenpressung	$\max \sigma_k = 280 \text{ kN/m}^2$	Edge pressure
-----------------------	--	----------------------

Der angegebene Wert ist durch einen Baugrundgutachter zu bestätigen.

The specified value must be confirmed by a geotechnical expert.

6 Sohlreibungswinkel / Angle of internal friction

Mindestreibungswinkel des Baugrundes unterhalb des Gründungskörpers:

Minimum friction angle of the subsoil below the foundation body:

$$\phi = 20^\circ$$

Der angegebene Wert ist durch einen Baugrundgutachter zu bestätigen.

The specified value must be confirmed by a geotechnical expert.



7 Lasten an Fundamentunterkante Loads at foundation bottom edge

Die hier angegebenen F_z -Lasten enthalten ein Fundamentwichte $\gamma = 25 \text{ kN/m}^3$ sowie eine Bodenwichte $\gamma = 16 \text{ kN/m}^3$ für die Aufschüttung.

The F_z loads specified here include a dead unit weight of foundation $\gamma = 25 \text{ kN/m}^3$ and a soil unit weight $\gamma = 16 \text{ kN/m}^3$ for the backfill.

Charakteristische Lastfälle / Characteristic load cases

Lastfall Load case	$(\gamma_{G,\min}/\gamma_{G,\max})$	F_{xy} in kN	$F_{z,\min}$ in kN ohne Auftrieb without buoyancy	$F_{z,\max}$ in kN mit Auftrieb with buoyancy	M_{xy} in kNm	M_z in kNm
NTM DLC D.3	(1.00/1.00)	690	-25527	-24502	71201	3400
N / T / DLC 8.2	(1.00/1.00)	940	-25527	-24502	99676	-9150
N / A / T	(1.00/1.00)	1130	-25527	-24502	116477	-9950
DLC 8.1/8.2/8.3	(1.00/1.00)	730	-20484	-19490	77717	4900

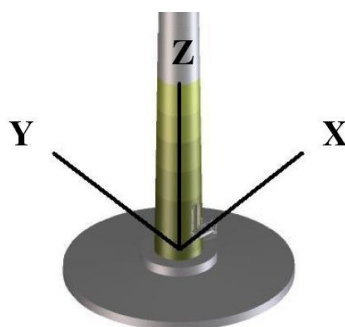
alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_F = 1,00$)

*Loads do not include partial safety factors
($\gamma_F = 1.00$)*

F_z ständige Lasten
 $F_{xy}/M_{xy}/M_z$ veränderliche Lasten

*F_z permanent loads
 $F_{xy}/M_{xy}/M_z$ variable loads*

8 Koordinatensystem / Coordinate system



Prüfbescheid zur Typenprüfung

**Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02,
Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01,
DIBt Windzone S, Geländekategorie S**

- Flachgründung, D=20,10 m -

Prüfbescheid Nr.:	T-7005/22-2 Rev. 0
Gegenstand der Prüfung:	Standicherheit der Flachgründung für die oben genannte Windenergieanlage gemäß DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015)
Anlagenhersteller (Antragsteller):	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Dokumentation:	H+P Ingenieure GmbH Kackertstraße 10 52072 Aachen 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. Dieser Prüfbescheid gilt nur zusammen mit dem Prüfbescheid zur Typenprüfung [1.2.1].

Der Prüfbescheid umfasst 10 Seiten und 4 Anlagen, die Bestandteil dieses Prüfbescheides sind.

Revision	Datum	Änderungen
0	18.11.2022	Erstausgabe

Inhaltsverzeichnis

0	Allgemeine Bestimmungen	3
1	Dokumente	3
1.1	Geprüfte Dokumente	3
1.2	Dazugehörige Dokumente.....	4
2	Prüfgrundlagen	5
3	Einleitung	6
4	Beschreibung.....	6
4.1	Fundament	6
4.2	Lastannahmen	6
4.3	Baustoffe	7
5	Prüfung	7
5.1	Umfang und Methodik	7
5.2	Anmerkungen zur Prüfung	8
5.3	Ergebnisse	8
5.4	Schnittstellen	8
6	Auflagen.....	9
7	Zusammenfassung	10

0 Allgemeine Bestimmungen

Dieser Prüfbescheid zur Typenprüfung beinhaltet als Ergänzung zum Prüfbescheid [1.2.1] die Flachgründung des Hybrid-Stahlurms E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01.

Es gelten die Allgemeinen Bestimmungen des Prüfbescheids [1.2.1].

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

Berechnungen

- [1.1.1] H+P Ingenieure GmbH:
„STATISCHE BERECHNUNG FLACHGRÜNDUNG E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Projekt: E21-026“,
Dokument-Nr.: D02190566, Rev. 1.0, Datum: 22.11.2021

Anlagen zum Prüfbescheid zur Typenprüfung

Zeichnungen

- [1.1.2] H+P Ingenieure GmbH:
„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Schalplan Ort betonfundament Flachgründung (Fg) Projekt-Nr.: E21-026 Ff“,
Zeichnungs-Nr.: D02458324, Rev. 2.0, Datum: 17.01.2022
- [1.1.3] H+P Ingenieure GmbH:
„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Bewehrungsplan 1 Ort betonfundament Flachgründung (Fg) Projekt-Nr.: E21-026 Ff“,
Zeichnungs-Nr.: D02421770, Rev. 2.0, Datum: 17.01.2022
- [1.1.4] H+P Ingenieure GmbH:
„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Bewehrungsplan 2 Ort betonfundament Flachgründung (Fg) Projekt-Nr.: E21-026 Ff“,
Zeichnungs-Nr.: D02421771, Rev. 2.0, Datum: 17.01.2022

Spezifikationen

- [1.1.5] ENERCON GmbH:
„Technisches Datenblatt E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Flachgründung WZ S GKII (DIBt, Fassung Oktober 2012)“,
Dokument-Nr.: D02393170, Rev. 4, Datum: 27.01.2022

1.2 Dazugehörige Dokumente

Turm

- [1.2.1] TÜV NORD CERT GmbH:
„Prüfbescheid zur Typenprüfung Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt
E-138 EP3-RB-02, DIBt Windzone S, Geländekategorie S
- Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 -“,
Prüfbescheid Nr.: T-7005/22-1 Rev. 0, Datum: 18.11.2022
- [1.2.2] ENERCON GmbH:
„Bauvorlage E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Fundamentlasten“,
Dokument-Nr.: D02378600, Rev. 2.2, Datum: 29.07.2021
- [1.2.3] ENERCON GmbH:
„Bauvorlage Fundamentkorb E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01“,
Dokument-Nr.: D02402550, Rev. 2.1, Datum: 29.07.2021
- [1.2.4] ENERCON GmbH:
„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Fundamentkorb“,
Zeichnungs-Nr.: D02434516, Rev. 0.0, Datum: 05.08.2021
- [1.2.5] H+P Ingenieure GmbH:
„Spannanweisung Fundamentkorb ENERCON E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-
01 Bauteil: Fundamentkorb“,
Dokument-Nr.: D02437082, Rev. 1.1, Datum: 30.05.2022

Spezifikationen

- [1.2.6] ENERCON GmbH:
„Hinweise zur Bauausführung Turmtypen: E-XX EX/XX/XX/XX/XX &
E-XX EX/XX/XX/XX/XX Für alle Fundamenttypen“,
Dokument-Nr.: D0748193, Rev. 0a, Datum: 12.09.2018
- [1.2.7] ENERCON GmbH:
„Materialspezifikation Betonstahl“,
Dokument-Nr.: D0181818, Rev. 2, Datum: 22.05.2017

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

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

- [1.2.9] TÜV NORD CERT GmbH:
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3 IEC 61400-1
Ed. 3 - Diverse Komponenten -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119616205-100 D II Rev. 0, Datum: 14.11.2022

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 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“
- [2.4] DIN EN 1997-1:2009-09 + DIN EN 1997-1/NA:2010-12:
„Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik – Teil 1: Allgemeine Regeln“
- [2.5] DIN 1054:2010-12 + A1:2012-08 + A2:2015-11:
„Baugrund – Sicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau – Ergänzende Regelungen zu DIN EN 1997-1“
- [2.6] 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“
- [2.7] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
„Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen mit Erläuterungen zu den Nachweisen gemäß CEB-FIB Model Code 1990“, DAfStb Heft 439, 1994
- [2.8] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
„Erläuterungen zu DIN EN 1992-1-1 und DIN EN 1992-1-1/NA (Eurocode 2)“, DAfStb Heft 600, 2012
- [2.9] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
„Massige Bauteile aus Beton“, 2010-04

3 Einleitung

Gegenstand dieses Prüfbescheids ist die Typenprüfung einer Flachgründung, welche nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015) ausgelegt wurde.

4 Beschreibung

4.1 Fundament

Das Fundament dient zur Aufnahme des Hybrid-Stahlurms E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01, welcher in [1.2.1] geprüft wurde.

Das Kreisfundament weist einen Außendurchmesser von 20,10 m auf.

Unterhalb des Sockels befindet sich eine 50 cm dicke Fundamentvertiefung. Die Gesamthöhe des Sockels inkl. der Vertiefung beträgt 3,40 m. Die Fundamentsohle, bzw. die Oberkante der Fundamentvertiefung, liegt wegen der Sauberkeitsschicht 10 cm über der Oberkante des umgebenden Geländes.

Der Turm ist über einen Ankerkorb mit dem Fundament verbunden.

Weitere Details können dem Schalplan [1.1.2] und dem Fundamentdatenblatt [1.1.5] (siehe Abschnitt 1.1) entnommen werden.

Die folgende Anlagenkonfiguration wurde bei der Prüfung des Fundaments berücksichtigt:

Nr.	WEA Bezeichnung	Nabenhöhe	Max. Nennleistung	Rotorblatt	Windzone (DIBt 2012)	Geländekategorie	Fundamentnachweise
1	E-138 EP3 E3	110,396 m	4260 kW	E-138 EP3-RB-02	WZ S	GK S	[1.1.1]

Tabelle 4.1: Geprüfte Konfiguration für Fundamentnachweise

4.2 Lastannahmen

Die angesetzten Turmfußlasten decken folgende Konfiguration ab und sind in den aufgelisteten Dokumenten spezifiziert und geprüft worden:

Nr.	WEA Bezeichnung	Nabenhöhe	Max. Nennleistung	Rotorblatt	Windzone (DIBt 2012)	Geländekategorie	spezifiziert in	geprüft in
1	E-138 EP3 E3	110,396 m	4260 kW	E-138 EP3-RB-02	WZ S	GK S	[1.2.2]	[1.2.1]

Tabelle 4.2: Lastannahmen

Die Auslegungslbensdauer beträgt 25 Jahre.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden berücksichtigt (s. [1.2.1]).

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 $k_{\phi, \text{stat}} = 18\,750 \text{ MNm/rad}$ wurde ebenfalls berücksichtigt.

Die dynamische Bodendrehfeder wurde mit $k_{\phi, \text{dyn}} = 150\,000 \text{ MNm/rad}$ angesetzt.

Verkehrslasten im Bereich der Erdaufschüttung auf der Fundamentplatte wurden nicht berücksichtigt.

Das Fundament wurde mit und ohne Belastung aus Auftrieb berechnet. In der statischen Berechnung wurde angenommen, dass der maximale Wasserstand aus Schichten- und Oberflächenwasser oder Grundwasser 3,00 m unter der Oberkante des Fundamentsockels und somit auf Höhe des umgebenden Geländes liegt.

Die Werte der Vorspannung wurden [1.2.3] bis [1.2.5] entnommen und in [1.2.1] geprüft.

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 Spezifikation [1.2.7] entnommen werden.

Fundamentplatte:	C35/45	DIN EN 206-1, DIN 1045-2
Betonstahl:	B500	DIN 488

5 Prüfung

5.1 Umfang und Methodik

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

Die Windenergieanlage, der Turm und die Fundamente und wurden zunächst mit Einwirkungen nach DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 ausgelegt und geprüft. Gemäß der gutachtlichen Stellungnahme [1.2.9] 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 das Fundament sowie die Beton- und Bewehrungsnachweise im Bereich der Lasteinleitung.

Der Turm, die Stahlbauteile des Ankerkorbs und die geotechnischen Nachweise sind nicht Gegenstand dieser Prüfung.

Der Hybrid-Stahlurm und die Stahlbauteile des Ankerkorbs wurden in [1.2.1] geprüft.

Bei der Berechnung des Fundaments wurde die im Schalplan [1.1.2] dargestellte, optionale Arbeitsfuge berücksichtigt.

Die Bewertung verbleibender Restsicherheiten ist nicht Bestandteil der Prüfung.

5.2 Anmerkungen zur Prüfung

Allgemeines

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

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

Fundament

Eine Mindestbewehrung zur Sicherstellung eines duktilen Bauteilverhaltens wurde nicht berücksichtigt. Es wird vorausgesetzt, dass ein duktilen Bauteilverhalten durch Umlagerung des Sohldrucks bzw. des Erddrucks sichergestellt werden kann.

5.3 Ergebnisse

Die geprüften Standsicherheitsnachweise sind vollständig und in statischer Hinsicht korrekt.

5.4 Schnittstellen

Turm

5.4.1 Es wurde überprüft, ob das Fundament die im Prüfbescheid [1.2.1] spezifizierten Anforderungen erfüllt.

5.4.2 Es wurde geprüft, ob die für die Beton- und Bewehrungsnachweise im Lasteinleitungsbereich angesetzten Geometrien mit den in [1.2.4] dargestellten Ankerkorb-Geometrien übereinstimmen.

Geotechnische Nachweise

5.4.3 Alle geotechnischen Nachweise inklusive der nachfolgend aufgeführten Anforderungen an den Baugrund sind durch einen Gutachter für Geotechnik für den jeweiligen Gründungsbereich nachzuweisen.

5.4.4 Der Baugrund muss die in [1.1.5] spezifizierten Anforderungen erfüllen.

Montage & Inbetriebnahme

5.4.5 Hinsichtlich der Vorspannung der Ankerbolzen gelten die Anforderungen des Prüfbescheids [1.2.1].

5.4.6 Zusätzlich zum Endzustand wurde der Montagezustand des Turms (Lastfall-Gruppe DLC 8.1/8.2/8.3) mit Gondel und Rotor vor der Aufbringung der verdichteten Bodenaufschüttung nachgewiesen (s. [1.1.2]). Wiederkehrende Prüfungen / Wartungen

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

5.4.9 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 Die Anforderungen der in dem jeweiligen Bundesland geltenden Landesbauordnung sind zu beachten.

6.2 Alle Bescheinigungen und Protokolle sind vom Betreiber aufzubewahren und müssen auf Verlangen bei der zuständigen Baubehörde vorgelegt werden.

Fundament

6.3 Bei der Herstellung und Ausführung des Fundaments sind die Bestimmungen der DIN EN 13670, der DIN 1045-3 und der Spezifikation [1.2.6] zu beachten. Für den Beton sind Eignungs- und Güteprüfungen gemäß DIN 1045-2 in Verbindung mit DIN EN 206-1 durchzuführen.

- 6.4 Wegen der großen Abmessungen des Fundaments ist zur Vermeidung schädlicher Auswirkungen infolge Abbindewärme und Schwindwirkungen ein Betontechnologie hinzuzuziehen. Die Betongüten sind durch Betonprüfzeugnisse der Lieferfirmen nachzuweisen. Auf die Einhaltung der geforderten Betondeckung sowie auf die fachgerechte Verlegung der Bewehrung ist zu achten. Bei Bauteilen des Gründungskörpers, die höchstens einen halben Meter in das Erdreich hineinreichen, wurde die rechnerische Rissbreite auf 0,2 mm begrenzt, bei allen übrigen Bauteilen des Gründungskörpers auf 0,3 mm. Sollten nach dem Aushärten des Betons unzulässig breite Risse festgestellt werden, sind diese fachgerecht zu sanieren.

Anforderungen an den Baugrund

- 6.5 Die Drehfedersteifigkeit des Fundaments hängt von den Bodenkennwerten ab und ist für jeden Standort zu bestätigen.

7 Zusammenfassung

Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Schnittstellen und Auflagen erfüllt die hier geprüfte Flachgründung die Anforderungen der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen [2.1].

Der Prüfbescheid zur Typenprüfung gilt für die in Tabelle 4.1 aufgeführte Windenergieanlagenkonfiguration.

Alle relevanten Schnittstellen (Turm/Fundament) wurden überprüft.

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

Dieser Prüfbescheid gilt nur zusammen mit dem Prüfbescheid zur Typenprüfung [1.2.1].

Der Leiter

Dipl.-Ing. T. Krause



An der Prüfung beteiligt:
B.Eng. / M.Sc. P. Roycroft
Dipl.-Ing. (FH) / M.Sc. U. Lingslebe



Obere Bewehrung /
Top reinforcement

Radialbew.
der Leerro.
Radial rein
locally in the

Obere Bewehrung Sockel /
Top reinforcement plinth

Detail
ope / protection cap

Schutzkappe temporär auf die Enden aller aufrecht stehenden Betonstabilitäten aufstecken. Vor dem Betonieren sind alle Schutzkappen wieder zu entfernen. / A safety cap must be set temporarily onto the endings of all upright steel bars. Before pouring the concrete, all protection caps

1

Maßstab / scale :	Plan-Nr. / plan no. :	Strukturtafel / sheet size :	Projekt-Nr. / project number :
wie angezeigt / as shown	D0242177/2.0	DIN A0	E21-026 F1

Technisches Datenblatt

Technical data sheet

E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01

Flachgründung
Flat Foundation

WZ S GKII (DIBt, Fassung Oktober 2012)
WK SA (IEC 61400-1, 4rd Edition, 2019)

Anlage zum Prüfbescheid zur Typenprüfung

Nr.: T-7005/22-2 Rev. 0

vom 18. Nov. 2022



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: Momme Janssen, Jost Backhaus, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle 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.
Publisher	ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany Phone: +49 4941 927-0 ▪ Fax: +49 4941 927-109 E-mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de Managing Directors: Momme Janssen, Jost Backhaus, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 411 VAT ID no.: DE 181 977 360
Copyright notice	The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable. ENERCON GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation. The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof. If and to the extent that ENERCON GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.
Registered trademarks	Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.
Reservation of right of modification	ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.



Dokumentinformation / Document details

Dokument-ID Document ID	D02393170/4.0		
Vermerk Note	Originaldokument Original document		
Datum Date	Sprache Language	DCC	Werk / Abteilung Plant / Department
2020-10-067	de;en	DA	WRD / Türme und Fundamente WRD / Towers and Foundations

Ergänzende Angaben / Additional notes

Angaben zum Original (ger;eng) Original document details		Angaben zur Übersetzung (--) Translation details	
Erstellt/Datum: Created/Date:	Behrms, M./ 2021-06-07	Übersetzt/Datum: Translated/Date:	
Geprüft/Datum: Checked/Date:	Villada Gonzalez, J./ 2021-06-07	Geprüft/Datum: Checked/Date:	

Revisionen / Revisions

Rev.	Datum/Date	Änderung/Change	Erstellt/Created
0	2021-06-07	Dokument erstellt Document created	MAB
1	2021-06-22	Lasten, Bodenkennwerte und die Windzone angepasst / Loads, Ground parameters and the Wind zone adjusted	JAV
2	2021-08-04	Entwurf entfernt / remove preliminary	MAB
3	2021-10-21	Stahlgewicht / Steel weight	EKA
4	2022-01-27	Stahlgewicht / Steel weight	EKA

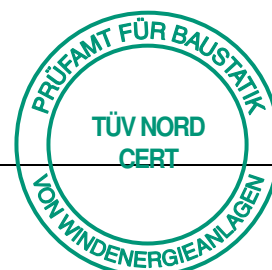


Dieses Dokument wurde auf Anfrage bzw. für einen bestimmten Auftrag verschickt. Der Empfänger wurde nicht registriert.
Der Empfänger wird bei Änderung nicht automatisch informiert.

This document has been forwarded upon request or with regard to a specific order. The recipient has not been registered.
The recipient will not be automatically notified about any amendments.

1 Allgemeine Angaben / General information

Statische Berechnung	H+P Ingenieure GmbH	Structural analysis
Flachgründung	Ø 20,10 m	Flat foundation
Dokument ID	D02190566	Document ID

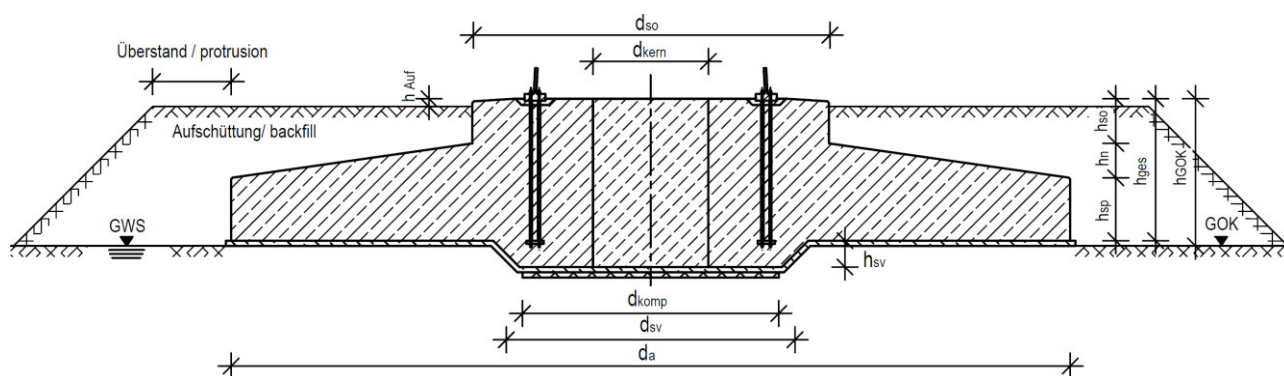


D02393170/4.0 / DA

3 von / of 6

2 Fundamentgeometrie / Foundation dimensions

Außendurchmesser	d_a	20,10 m	<i>Outer diameter</i>
Sockeldurchmesser	d_{so}	9,00 m	<i>Base diameter</i>
Durchmesser Fundamentkern	d_{kern}	4,50 m	<i>Diameter of foundation core</i>
Durchmesser kompressible Einlage	d_{komp}	9,00 m	<i>Compressible layer diameter</i>
Fundamenthöhe	h_{ges}	2,90 m	<i>Foundation height</i>
Sockelhöhe	h_{so}	0,65 m	<i>Base height</i>
Höhe Spornneigung	h_n	1,15 m	<i>Spur incline height</i>
Spornhöhe	h_{sp}	1,10 m	<i>Spur height</i>
Höhe OK Fundament bis OK Aufschüttung	h_{Auf}	0,15 m	<i>Height from top of foundation to top of backfill</i>
Höhe OK Fundament bis OK Gelände	h_{GOK}	3,00 m	<i>Height from top of foundation to ground level</i>
Mittlerer Durchmesser Sohlvertiefung	d_{sv}	9,50 m	<i>Average diameter of bottom pit</i>
Höhe Sohlvertiefung	h_{sv}	0,50 m	<i>Height of bottom pit</i>
Betongüte und Volumen	C 35/45	626 m ³	<i>Concrete quality and volume</i>
Stahlgewicht, ohne Arbeitsfuge	B 500B	51.5 t	<i>Steel weight, without construction joint</i>
Stahlgewicht, mit Arbeitsfuge	B 500B	62.2 t	<i>Steel weight, with construction joint</i>
Stahlgewicht, ohne Arbeitsfuge	B 400B	51.2 t	<i>Steel weight, without construction joint</i>
Stahlgewicht, mit Arbeitsfuge	B 400B	62.0 t	<i>Steel weight, with construction joint</i>



Maximal zulässiger Grundwasserstand (GWS) bis zur Geländeoberkante (GOK).

The maximum permissible groundwater level (GWS) is up to ground level (GOK).

Der erforderliche Überstand der Aufschüttung über die Fundamentaßenkanten ist durch den verantwortlichen Baugrundgutachter festzulegen.

The required protrusion of the backfill beyond the outer foundation edges must be defined by the responsible geotechnical expert.

3 Mindestdrehfedersteifigkeiten Minimum rotational spring stiffness

Für die elastische Fundamenteinspannung zwischen Fundament und Baugrund sind folgende Mindestwerte einzuhalten:

Observe the following minimum values with regard to elastic clamping between foundation and subsoil:

Min. Bodendrehfederkonstante / Min. value of rotational spring	$k_{\phi, \text{stat}} = 18750 \text{ MNm/rad}$
	$k_{\phi, \text{dyn}} = 150000 \text{ MNm/rad}$

Die erforderlichen dynamischen Steifemodule $E_{\text{oed, dyn}}$ ergeben sich für Kreisfundamente wie folgt:

The required dynamic stiffness moduli $E_{\text{oed, dyn}}$ result for circular foundations as follows:

$$E_{\text{oed, dyn}} = k_{\phi} \cdot \frac{3}{4} \cdot \frac{1}{r^3} \cdot \frac{(1+\nu) \cdot (1-\nu)^2}{1-\nu-2 \cdot \nu^2}$$

Unter Berücksichtigung von:

Under consideration of:

$$k_{\phi} = \frac{8 \cdot G \cdot r^3}{3 \cdot (1-\nu)}$$

G = Schubmodul / *Shear modulus* in MN/m^2

r = Radius / *Radius* in m

ν = Querdehnzahl / *Poisson's ratio*

4 Zulässige Schiefstellung / Allowed misalignment

Maximal zulässige Schiefstellung infolge Baugrundsetzung in 25 Jahren, bezogen auf den Außendurchmesser:

Maximum allowed misalignment due to subsoil settlement within 25 years, related to the outer foundation diameter:

$$\Delta s \leq 3 \text{ mm/m}$$

5 Bodenpressung / Soil bearing pressure

Der anstehende Baugrund muss mindestens folgende Bodenpressung aufnehmen können:

The in-situ subsoil must be able to bear the following minimum pressure:

$$\max \sigma_k = 265 \text{ kN/m}^2$$

6 Sohlreibungswinkel / Angle of internal friction

Mindestreibungswinkel zwischen Baugrund und Fundament:

Minimum angle of internal friction between subsoil and foundation:

$$\phi = 20^\circ$$

7 Lasten an der Fundamentunterkante Loads at the bottom edge of the foundation

Die hier angegebenen F_z -Lasten enthalten ein Fundamenteigengewicht $\gamma = 25 \text{ kN/m}^3$ sowie eine Aufschüttung $\gamma = 16 \text{ kN/m}^3$ (Boden) im erdfeuchten Zustand.

The F_z loads specified here include a dead weight of foundation $\gamma = 25 \text{ kN/m}^3$ and a backfill weight $\gamma = 16 \text{ kN/m}^3$ (soil) in earth-moist condition.

7.1 Charakteristische Lastfälle / Characteristic load cases

Lastfall Load case	$(\gamma_{G,min}/\gamma_{G,max})$	F_{xy} in kN	$F_{z,min}$ in kN ohne Auftrieb without buoyancy	$F_{z,max}$ in kN mit Auftrieb with buoyancy	M_{xy} in kNm	M_z in kNm
NTM DLC D.3	(1.00/1.00)	690	-26444	-25491	71201	-
N / T / DLC 8.2	(1.00/1.00)	940	-26444	-25491	99676	-9150
N / A / T	(1.00/1.00)	1130	-26444	-25491	116477	-9950

alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_F = 1,00$)

Loads do not include partial safety factors
($\gamma_F = 1.00$)

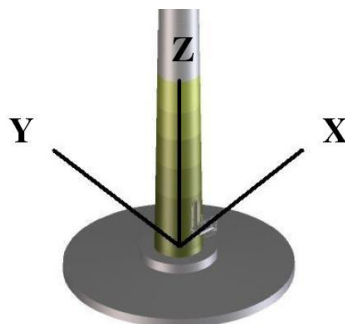
7.2 Bemessungswerte der Lastfälle / Load case design values

Lastfall Load case	$(\gamma_{G,min}/\gamma_{G,max})$	F_{xy} in kN	$F_{z,min}$ in kN ohne Auftrieb without buoyancy	$F_{z,max}$ in kN mit Auftrieb with buoyancy	M_{xy} in kNm	M_z in kNm
N / A / T	(1.35/0.90)	1330	-34156	-22885	132857	-12350

alle Lasten inklusive Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_{\text{Auftrieb}} = 1,10$)

All loads include partial safety factors
($\gamma_{\text{Buoyancy}} = 1.10$)

8 Koordinatensystem / Coordinate system



Prüfbescheid zur Typenprüfung

**Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02,
Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01,
DIBt Windzone S, Geländekategorie S**

- Tiefgründung, D=16,60 m -

Prüfbescheid Nr.:	T-7005/22-3 Rev. 0
Gegenstand der Prüfung:	Standicherheit der Tiefgründung für die oben genannte Windenergieanlage gemäß DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015)
Anlagenhersteller (Antragsteller):	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Dokumentation:	H+P Ingenieure GmbH Kackertstraße 10 52072 Aachen 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. Dieser Prüfbescheid gilt nur zusammen mit dem Prüfbescheid zur Typenprüfung [1.2.1].

Der Prüfbescheid umfasst 11 Seiten und 6 Anlagen, die Bestandteil dieses Prüfbescheides sind.

Revision	Datum	Änderungen
0	18.11.2022	Erstausgabe

Inhaltsverzeichnis

0	Allgemeine Bestimmungen	3
1	Dokumente	3
1.1	Geprüfte Dokumente	3
1.2	Dazugehörige Dokumente.....	4
2	Prüfgrundlagen	5
3	Einleitung	6
4	Beschreibung.....	6
4.1	Fundament	6
4.2	Lastannahmen	7
4.3	Baustoffe	7
5	Prüfung	8
5.1	Umfang und Methodik	8
5.2	Anmerkungen zur Prüfung	8
5.3	Ergebnisse	8
5.4	Schnittstellen	8
6	Auflagen.....	10
7	Zusammenfassung	10

0 Allgemeine Bestimmungen

Dieser Prüfbescheid zur Typenprüfung beinhaltet als Ergänzung zum Prüfbescheid [1.2.1] die Tiefgründung des Hybrid-Stahlurms E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01.

Es gelten die Allgemeinen Bestimmungen des Prüfbescheids [1.2.1].

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

Berechnungen

- [1.1.1] H+P Ingenieure GmbH:
„STATISCHE BERECHNUNG TIEFGRÜNDUNG E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Projekt: E21-027“,
Dokument-Nr.: D02190552, Rev. 1.0, Datum: 02.02.2022

Anlagen zum Prüfbescheid zur Typenprüfung

Zeichnungen

- [1.1.2] H+P Ingenieure GmbH:
„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Schalplan Übersicht Variante A: 30-x Ortbetonrammpfähle mit Ø51cm Tiefgründung (Tg) Projekt-Nr.: E21-027 Df“,
Zeichnungs-Nr.: D02421795, Rev. 1.0, Datum: 04.02.2022
- [1.1.3] H+P Ingenieure GmbH:
„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Schalplan Übersicht Variante B: 24x Ortbetonrammpfähle mit Ø=56cm Tiefgründung (Tg) Projekt-Nr.: E21-027 Df“,
Zeichnungs-Nr.: D02421796, Rev. 1.0, Datum: 04.02.2022
- [1.1.4] H+P Ingenieure GmbH:
„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Schalplan Übersicht Variante C: 14x Bohrpfähle mit Ø=100cm Tiefgründung (Tg) Projekt-Nr.: E21-027 Df“,
Zeichnungs-Nr.: D02421797, Rev. 1.0, Datum: 04.02.2022
- [1.1.5] H+P Ingenieure GmbH:
„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Bewehrungsplan 1 Ortbetonfundament Tiefgründung (Tg) Projekt-Nr.: E21-027 Df“,
Zeichnungs-Nr.: D02421805, Rev. 1.0, Datum: 04.02.2022

[1.1.6] H+P Ingenieure GmbH:

„Turmtyp: E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Planinhalt: Bewehrungsplan 2 Ort-
betonfundament Tiefgründung (Tg) Projekt-Nr.: E21-027 Df“,
Zeichnungs-Nr.: D02421806, Rev. 1.0, Datum: 04.02.2022

Spezifikationen

[1.1.7] ENERCON GmbH:

„Technisches Datenblatt E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Tiefgründung WZ S
GKII (DiBt, Fassung Oktober 2012)“,
Dokument-Nr.: D02411880, Rev. 3, Datum: 10.02.2022

1.2 Dazugehörige Dokumente

Turm

[1.2.1] TÜV NORD CERT GmbH:

„Prüfbescheid zur Typenprüfung Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt
E-138 EP3-RB-02, DiBt Windzone S, Geländekategorie S
- Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 -“,
Prüfbescheid Nr.: T-7005/22-1 Rev. 0, Datum: 18.11.2022

[1.2.2] ENERCON GmbH:

„Bauvorlage E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Fundamentlasten“,
Dokument-Nr.: D02378600, Rev. 2.2, Datum: 29.07.2021

[1.2.3] ENERCON GmbH:

„Bauvorlage Fundamentkorb E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01“,
Dokument-Nr.: D02402550, Rev. 2.1, Datum: 29.07.2021

[1.2.4] ENERCON GmbH:

„E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Fundamentkorb“,
Zeichnungs-Nr.: D02434516, Rev. 0.0, Datum: 05.08.2021

[1.2.5] H+P Ingenieure GmbH:

„Spannanweisung Fundamentkorb ENERCON E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-
01 Bauteil: Fundamentkorb“,
Dokument-Nr.: D02437082, Rev. 1.1, Datum: 30.05.2022

Spezifikationen

[1.2.6] ENERCON GmbH:

„Hinweise zur Bauausführung Turmtypen: E-XX EX/XX/XX/XX/XX &
E-XX EX/XX/XX/XX/XX Für alle Fundamenttypen“,
Dokument-Nr.: D0748193, Rev. 0a, Datum: 12.09.2018

- [1.2.7] ENERCON GmbH:
„Materialspezifikation Betonstahl“,
Dokument-Nr.: D0181818, Rev. 2, Datum: 22.05.2017

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

- [1.2.8] ENERCON GmbH:
„Stellungnahme Verwendbarkeit IEC ed.3 anstatt IEC ed.4 für ENERCON
WEA“,
Dokument-Nr.: D02759428, Rev. 0.0, Datum: 06.09.2022
- [1.2.9] TÜV NORD CERT GmbH:
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3 IEC 61400-1
Ed. 3 - Diverse Komponenten -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119616205-100 D II Rev. 0, Datum: 14.11.2022

2 Prüfgrundlagen

- [2.1] Deutsches Institut für Bautechnik - DIBt:
„Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnach-
weise 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 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 Re-
geln für den Hochbau“
- [2.4] DIN EN 1997-1:2009-09 + DIN EN 1997-1/NA:2010-12:
„Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik –
Teil 1: Allgemeine Regeln“
- [2.5] DIN 1054:2010-12 + A1:2012-08 + A2:2015-11:
„Baugrund – Sicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau – Ergänzende Rege-
lungen zu DIN EN 1997-1“
- [2.6] 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“
- [2.7] 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

- [2.8] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
 „Erläuterungen zu DIN EN 1992-1-1 und DIN EN 1992-1-1/NA (Eurocode 2)“,
 DAfStb Heft 600, 2012
- [2.9] Deutscher Ausschuss für Stahlbeton:
 „Massige Bauteile aus Beton“, 2010-04

3 Einleitung

Gegenstand dieses Prüfbescheids ist die Typenprüfung einer Tiefgründung, welche nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015) ausgelegt wurde.

4 Beschreibung

4.1 Fundament

Das Fundament dient zur Aufnahme des Hybrid-Stahlurms E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01, welcher in [1.2.1] geprüft wurde.

Das Kreisfundament weist einen Außendurchmesser von 16,60 m auf und ist für die folgenden Pfahlvarianten ausgelegt:

Variante A: 30 Ortbetonrammpfähle mit Ø 51 cm

Variante B: 24 Ortbetonrammpfähle mit Ø 56 cm

Variante C: 14 Bohrpfähle mit Ø 100 cm

Unterhalb des Sockels befindet sich eine 50 cm dicke Fundamentvertiefung. Die Gesamthöhe des Sockels inkl. der Vertiefung beträgt 3,40 m. Die Fundamentsohle, bzw. die Oberkante der Fundamentvertiefung, liegt wegen der Sauberkeitsschicht 10 cm über der Oberkante des umgebenden Geländes.

Der Turm ist über einen Ankerkorb mit dem Fundament verbunden.

Weitere Details können den Schalplänen [1.1.2] bis [1.1.4] und dem Fundamentdatenblatt [1.1.7] (siehe Abschnitt 1.1) entnommen werden.

Die folgende Anlagenkonfiguration wurde bei der Prüfung des Fundaments berücksichtigt:

Nr.	WEA Bezeichnung	Naben- höhe	Max. Nenn- leistung	Rotor- blatt	Windzone (DIBt 2012)	Gelände- kategorie	Fundament- nachweise
1	E-138 EP3 E3	110,396 m	4260 kW	E-138 EP3- RB-02	WZ S	GK S	[1.1.1]

Tabelle 4.1: Geprüfte Konfiguration für Fundamentnachweise

4.2 Lastannahmen

Die angesetzten Turmfußlasten decken folgende Konfiguration ab und sind in den aufgelisteten Dokumenten spezifiziert und geprüft worden:

Nr.	WEA Bezeichnung	Nabenhöhe	Max. Nennleistung	Rotorblatt	Windzone (DIBt 2012)	Geländekategorie	spezifiziert in	geprüft in
1	E-138 EP3 E3	110,396 m	4260 kW	E-138 EP3-RB-02	WZ S	GK S	[1.2.2]	[1.2.1]

Tabelle 4.2: Lastannahmen

Die Auslegungslebensdauer beträgt 25 Jahre.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden berücksichtigt (s. [1.2.1]).

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 $k_{\phi, \text{stat}} = 18\,750 \text{ MNm/rad}$ wurde ebenfalls berücksichtigt.

Die dynamische Bodendrehfeder wurde mit $k_{\phi, \text{dyn}} = 150\,000 \text{ MNm/rad}$ angesetzt.

Verkehrslasten im Bereich der Erdaufschüttung auf der Fundamentplatte wurden nicht berücksichtigt.

Das Fundament wurde mit und ohne Belastung aus Auftrieb berechnet. In der statischen Berechnung wurde angenommen, dass der maximale Wasserstand aus Schichten- und Oberflächenwasser oder Grundwasser 3,00 m unter der Oberkante des Fundamentsockels und somit auf Höhe des umgebenden Geländes liegt.

Die Werte der Vorspannung wurden [1.2.3] bis [1.2.5] entnommen und in [1.2.1] geprüft.

Zusätzlich zum Endzustand wurde ein Bauzustand mit Belastung aus Frischbetoneigen-gewicht nachgewiesen (s. [1.1.1]).

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 Spezifikation [1.2.7] entnommen werden.

Fundamentplatte: C35/45 DIN EN 206-1, DIN 1045-2

Betonstahl: B500 DIN 488

5 Prüfung

5.1 Umfang und Methodik

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

Die Windenergieanlage, der Turm und die Fundamente wurden zunächst mit Einwirkungen nach DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 ausgelegt und geprüft. Gemäß der gutachtlichen Stellungnahme [1.2.9] 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 das Fundament sowie die Beton- und Bewehrungsnachweise im Bereich der Lasteinleitung.

Der Turm, die Stahlbauteile des Ankerkorbs, die innere Tragfähigkeit der Pfähle und die geotechnischen Nachweise (inklusive der äußeren Tragfähigkeit der Pfähle) sind nicht Gegenstand dieser Prüfung.

Der Hybrid-Stahlurm und die Stahlbauteile des Ankerkorbs wurden in [1.2.1] geprüft.

Bei der Berechnung des Fundaments wurde die in den Schalplänen [1.1.2] bis [1.1.4] dargestellte, optionale Arbeitsfuge berücksichtigt.

Die Bewertung verbleibender Restsicherheiten ist nicht Bestandteil der Prüfung.

5.2 Anmerkungen zur Prüfung

Allgemeines

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

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.

5.4 Schnittstellen

Turm

- 5.4.1 Es wurde überprüft, ob das Fundament die im Prüfbescheid [1.2.1] spezifizierten Anforderungen erfüllt.

- 5.4.2 Es wurde geprüft, ob die für die Beton- und Bewehrungsnachweise im Lasteinleitungsbereich angesetzten Geometrien mit den in [1.2.4] dargestellten Ankerkorb-Geometrien übereinstimmen.

Geotechnische Nachweise und Pfähle

- 5.4.3 Alle geotechnischen Nachweise inklusive der nachfolgend aufgeführten Anforderungen an den Baugrund sind durch einen Gutachter für Geotechnik für den jeweiligen Gründungsbereich nachzuweisen.
- 5.4.4 Der Baugrund und das Pfahlsystem müssen die in [1.1.7] spezifizierten Anforderungen erfüllen.
- 5.4.5 Das Pfahlsystem wurde für eine Absetztiefe von 20 m berechnet, bezogen auf die Unterkante der Fundamentplatte. Die Pfahllänge kann je nach Baugrundbeurteilung und nach den örtlichen Bohr- bzw. Rammbedingungen variieren.
- 5.4.6 Für den Nachweis der äußeren Tragfähigkeit der Pfähle sind die in [1.1.7] angegebenen Bemessungslasten zu verwenden.

Montage & Inbetriebnahme

- 5.4.7 Hinsichtlich der Vorspannung der Ankerbolzen gelten die Anforderungen des Prüfbescheids [1.2.1].
- 5.4.8 Zusätzlich zum Endzustand wurde der Montagezustand des Turms (Lastfall-Gruppe DLC 8.1/8.2/8.3) mit Gondel und Rotor vor der Aufbringung der verdichteten Bodenaufschüttung nachgewiesen (s. [1.1.2] bis [1.1.4]).

Wiederkehrende Prüfungen / Wartungen

- 5.4.9 Bei wiederkehrenden Prüfungen ist Kapitel 15 der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen zu beachten.
- 5.4.10 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

- 5.4.11 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 Die Anforderungen der in dem jeweiligen Bundesland geltenden Landesbauordnung sind zu beachten.
- 6.2 Alle Bescheinigungen und Protokolle sind vom Betreiber aufzubewahren und müssen auf Verlangen bei der zuständigen Baubehörde vorgelegt werden.

Fundament und Pfähle

- 6.3 Bei der Herstellung und Ausführung des Fundaments sind die Bestimmungen der DIN EN 13670, der DIN 1045-3 und der Spezifikation [1.2.6] zu beachten. Für den Beton sind Eignungs- und Güteprüfungen gemäß DIN 1045-2 in Verbindung mit DIN EN 206-1 durchzuführen.
- 6.4 Wegen der großen Abmessungen des Fundaments ist zur Vermeidung schädlicher Auswirkungen infolge Abbindewärme und Schwindwirkungen ein Betontechnologe hinzuzuziehen. Die Betongüten sind durch Betonprüfzeugnisse der Lieferfirmen nachzuweisen. Auf die Einhaltung der geforderten Betondeckung sowie auf die fachgerechte Verlegung der Bewehrung ist zu achten. Bei Bauteilen des Gründungskörpers, die höchstens einen halben Meter in das Erdreich hineinreichen, wurde die rechnerische Rissbreite auf 0,2 mm begrenzt, bei allen übrigen Bauteilen des Gründungskörpers auf 0,3 mm. Sollten nach dem Aushärten des Betons unzulässig breite Risse festgestellt werden, sind diese fachgerecht zu sanieren.

Anforderungen an den Baugrund

- 6.5 Die innere Tragfähigkeit der Pfähle muss für jeden Standort nachgewiesen werden. Die in [1.1.1] ermittelten und in [1.1.7] aufgeführten Pfahlbiegemomente und -querkräfte dienen lediglich der Vorbemessung und dürfen nicht für die Auslegung von Pfahlgründungen verwendet werden.
- 6.6 Die Drehfedersteifigkeit des Fundaments hängt von den Bodenkennwerten und dem Pfahlsystem ab und ist für jeden Standort zu bestätigen.

7 Zusammenfassung

Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Schnittstellen und Auflagen erfüllt die hier geprüfte Tiefgründung die Anforderungen der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen [2.1].

Der Prüfbescheid zur Typenprüfung gilt für die in Tabelle 4.1 aufgeführte Windenergieanlagenkonfiguration.

Alle relevanten Schnittstellen (Turm/Fundament) wurden überprüft.

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

Dieser Prüfbescheid gilt nur zusammen mit dem Prüfbescheid zur Typenprüfung [1.2.1].

Der Leiter

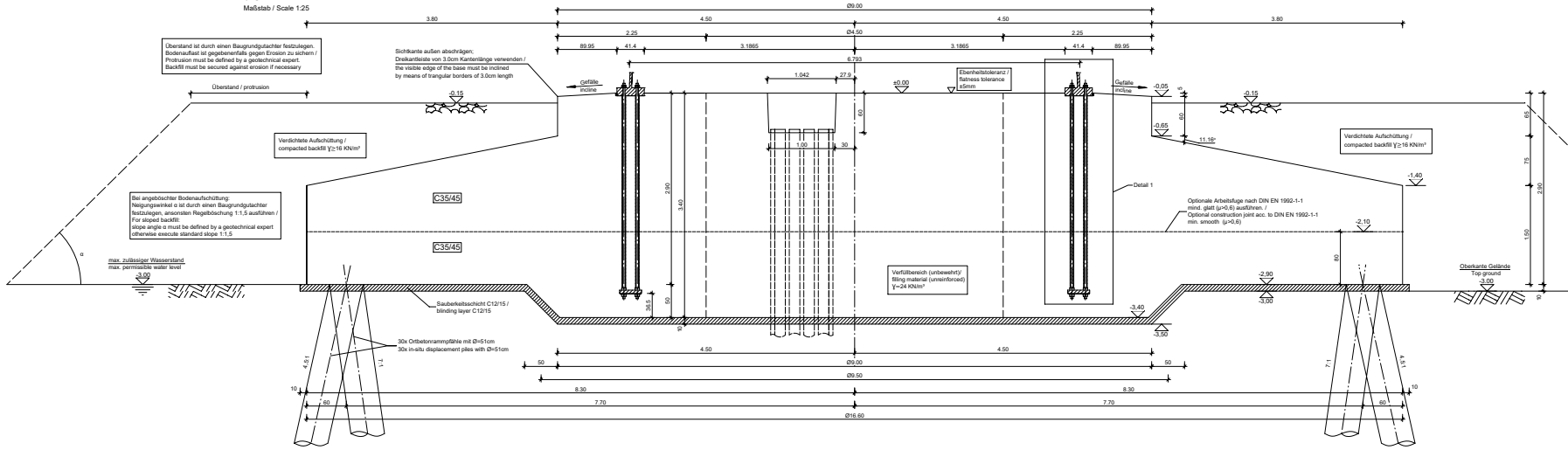
Dipl.-Ing. T. Krause



An der Prüfung beteiligt:

B.Eng. / M.Sc. P. Roycroft

Schnitt / Cross section A-A
Maßstab / Scale 1:25



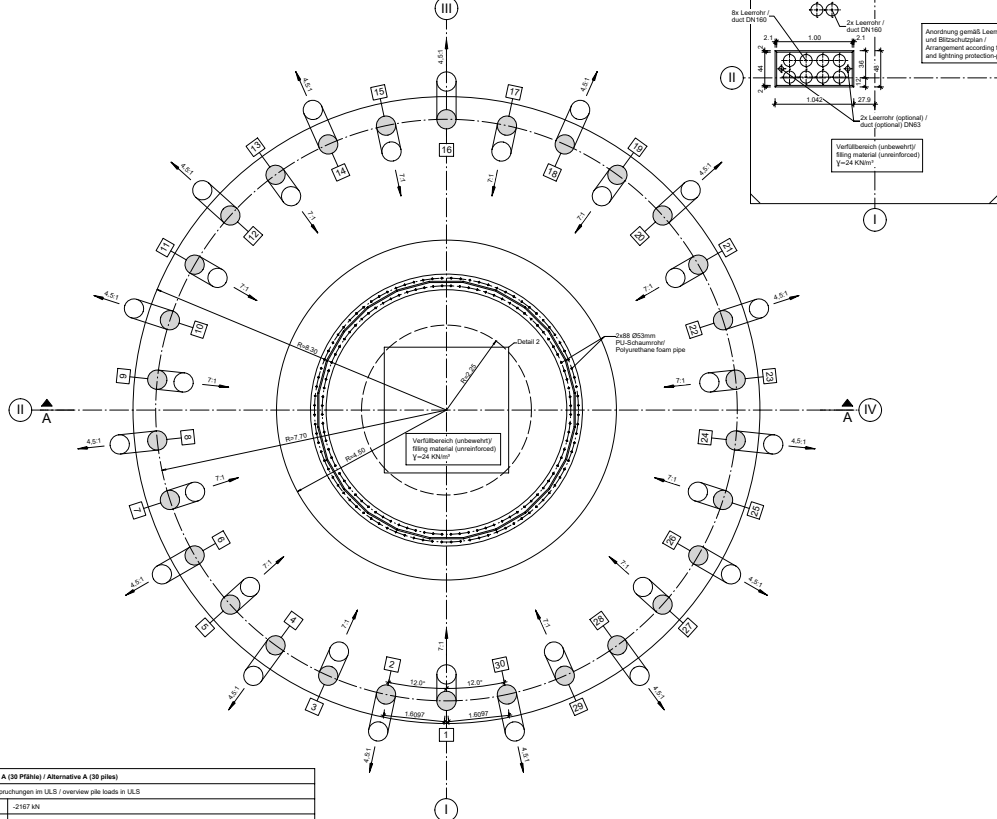
Draufsicht Fundament / Top view foundation

Variante / option A

30x Ortbetonrammpfähle mit Ø=51cm /

30x in-situ displacement piles with Ø=51cm

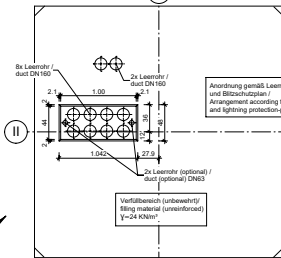
Maßstab / Scale 1:50



Detail 2

Maßstab / Scale 1:25

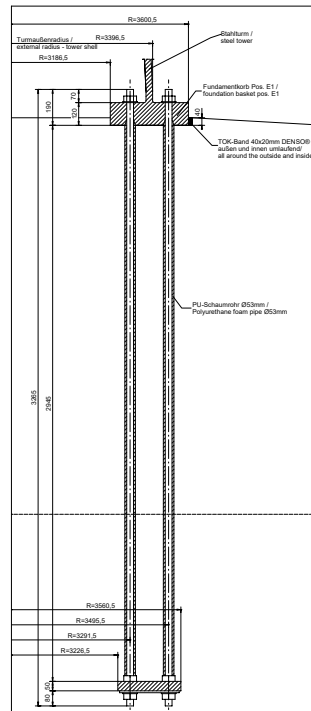
Angaben in [mm]



Detail 1

Maßstab / Scale 1:10

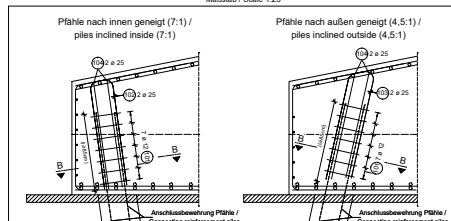
Angaben in [mm]



Exemplarische Anschlussbewehrung Pfähle /

Exemplary connecting reinforcement piles

Maßstab / Scale 1:25



Schnitt / Section B-B

Maßstab / Scale 1:25

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Schnitt / Section B-B

Maßstab / Scale 1:25

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Detail

Schutzkappe / protection cap

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Der Beton unterhalb des T-Flansches ist nur von einer Seite einzufüllen und zu verdichten, um Fehlstellen und Luftblöcke unterhalb des T-Flansches zu vermeiden. In der Folge T-Flächen zu Fundamentboden ist ein vollständiger und luftdichter Kontakt herzustellen. Die Betonoberfläche ist außen bis zur Oberseite des TOK-Bandes herzuführen.

The concrete underneath the T-flange is to be filled and compacted from one side only to prevent defects and air pockets underneath the T-flange in the joint T-flange to foundation concrete a full surface and force fit contact must be established. The concrete surface must be elevated on the outside to the top of the TOK-band.

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

Angaben in [mm]

VARIANTE A (30 Pfähle) / Alternative A (30 piles)	
Pfahlbeanspruchungen in ULB / overview pile loads in ULB	
min N =	-2167 kN
max N =	666 kN
Pfahlbeanspruchungen Gruppe NANT, y=1.0 / overview pile loads group NANT, y=1.0	
min N =	-1912 kN
max N =	419 kN

Erstelldatum: 31.01.2025 Version: 3 - 07.06.24 Erstellt mit: ELIA-2.8-b5

Einbauteile / Cast-in Elements	Pos.	Quantität	Bezeichnung / Description	Hersteller / Manufacturer
ET 1	1	Fundamentbohrung / Foundation borehole	nach Angabe / according to	EMERCON (DN: 004000000)

Quadrat / Square	Größe / Size	Fläche / Area	Umfang / Perimeter	Flächeninhalt / Area content
1	100 mm	0.01 m²	0.4 m	0.01 m²
2	200 mm	0.04 m²	0.8 m	0.04 m²
3	300 mm	0.09 m²	1.2 m	0.09 m²
4	400 mm	0.16 m²	1.6 m	0.16 m²
5	500 mm	0.25 m²	2.0 m	0.25 m²
6	600 mm	0.36 m²	2.4 m	0.36 m²
7	700 mm	0.49 m²	2.8 m	0.49 m²
8	800 mm	0.64 m²	3.2 m	0.64 m²
9	900 mm	0.81 m²	3.6 m	0.81 m²
10	1000 mm	1.00 m²	4.0 m	1.00 m²

ENERCON **HP**

Angabe nach Prüfbericht zur Typengruppe
NOM: T.700522.3 Rev. 9
Vom: 18. Nov. 2022

Typ: T.700522.3 Rev. 9
E-138 EPB E3-HST-111-FB-C-01

Bestell-Nr.: 72193

Projekt: Projekt-Manager
DN 40

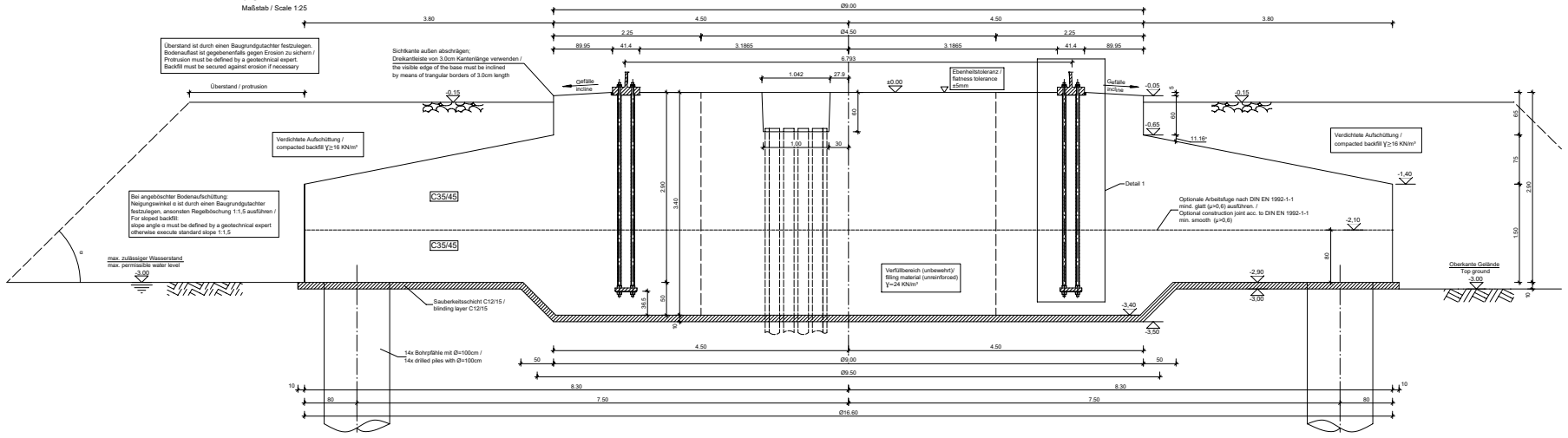
Angabe nach Prüfbericht zur Typengruppe
NOM: T.700522.3 Rev. 9
Vom: 18. Nov. 2022

Typ: T.700522.3 Rev. 9
E-138 EPB E3-HST-111-FB-C-01

Bestell-Nr.: 72193

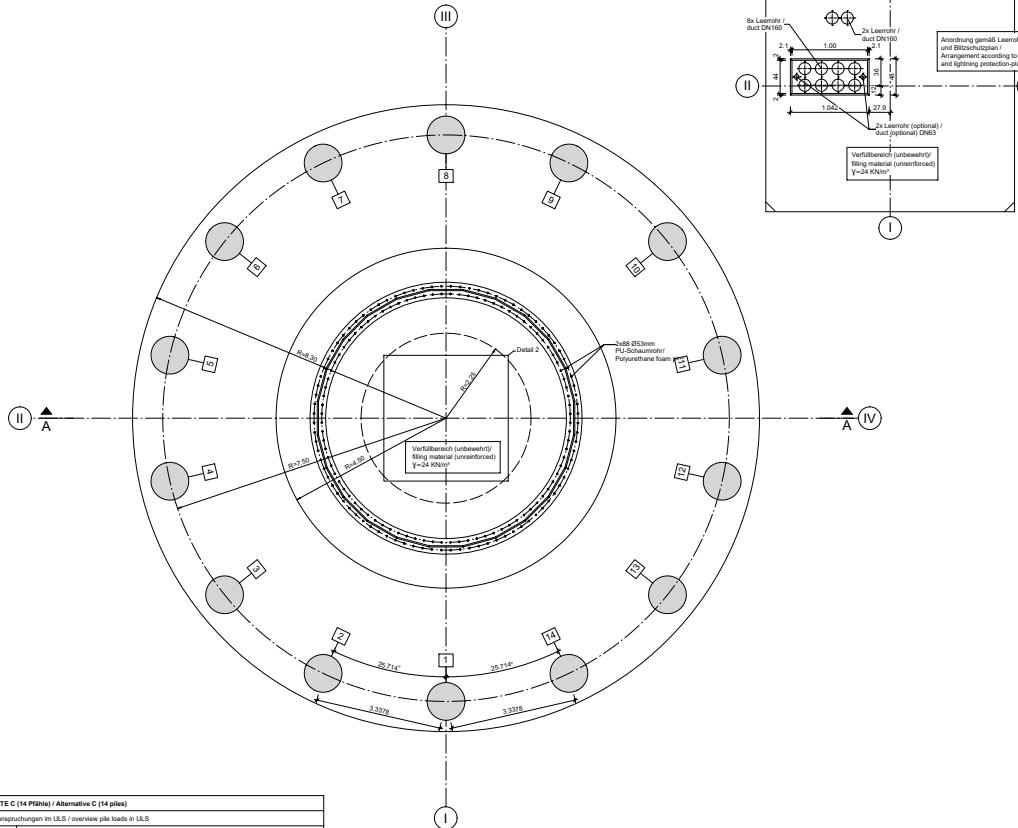
Projekt: Projekt-Manager
DN 40

Schnitt / Cross section A-A
Maßstab / Scale 1:25

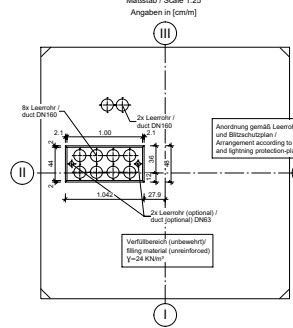


Draufsicht Fundament / Top view foundation
Variante / option C

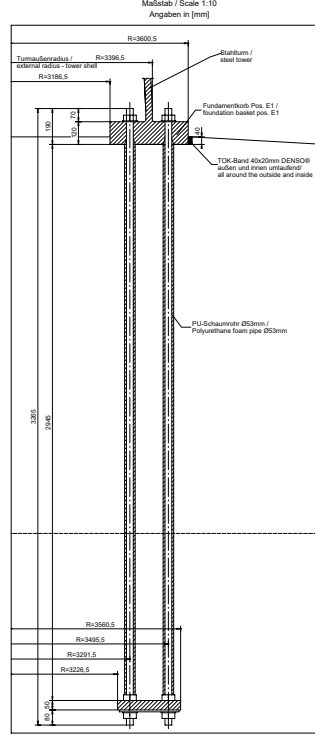
14x Bohrfähle mit Ø=100cm /
14x drilled piles with Ø=100cm
Maßstab / Scale 1:50



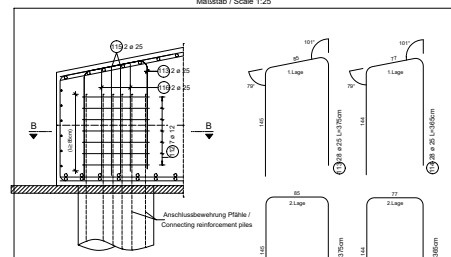
Detail 2
Maßstab / Scale 1:25



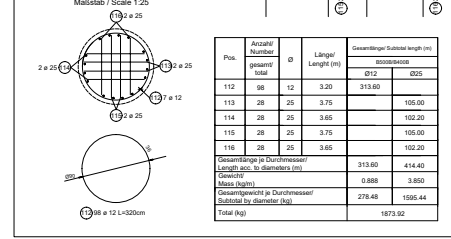
Detail 1
Maßstab / Scale 1:10



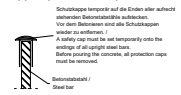
Exemplarische Anschlussbewehrung Pfähle /
Exemplary connecting reinforcement piles



Schnitt / Section B-B
Maßstab / Scale 1:25



Detail
Schutzkappe / protection cap



The concrete underneath the T-Range must be filled and compacted from one side only to prevent defects and all pockets underneath the T-Range in the joint T-Range to foundation concrete a full surface and force fit contact must be established. The concrete surface must be elevated on the outside to the top of the TOK-Band.

VARIANTE C (14 Pflöhe) / Alternative C (14 piles)	
Pflöhebeanspruchungen in ULB / overview pile loads in ULB	
min N	-4427 kN
max N	1218 kN
Pflöhebeanspruchungen Gruppe NANT, y=1.0 / overview pile loads group NANT, y=1.0	
min N	2702 kN
max N	770 kN

Erstelldatum: 31.01.2025 Version: 3 - 07.06.24 Erstellt mit: ELIA-2.8-b5

Einbauteile / Cast-in Elements	
Pos.	Bezeichnung / Description
E1	Fundamentkappe / Foundation base

ENERCON

HP

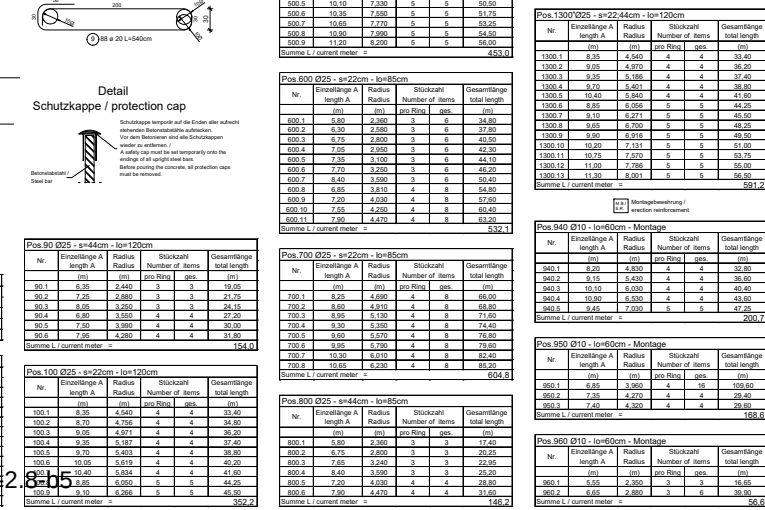
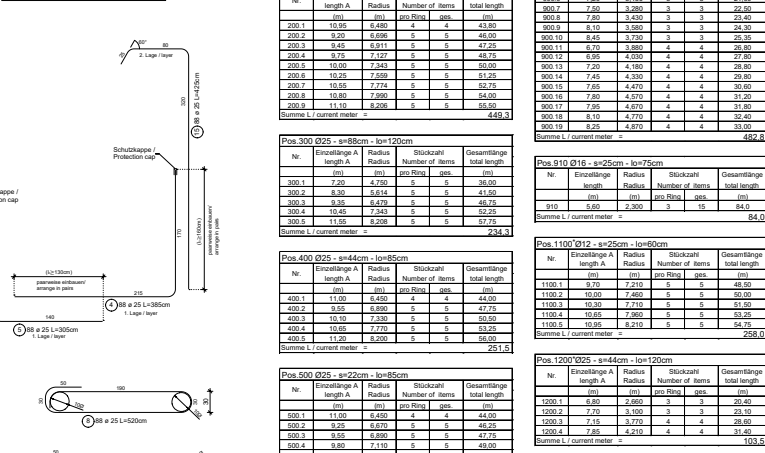
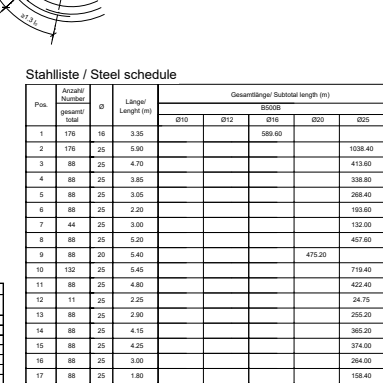
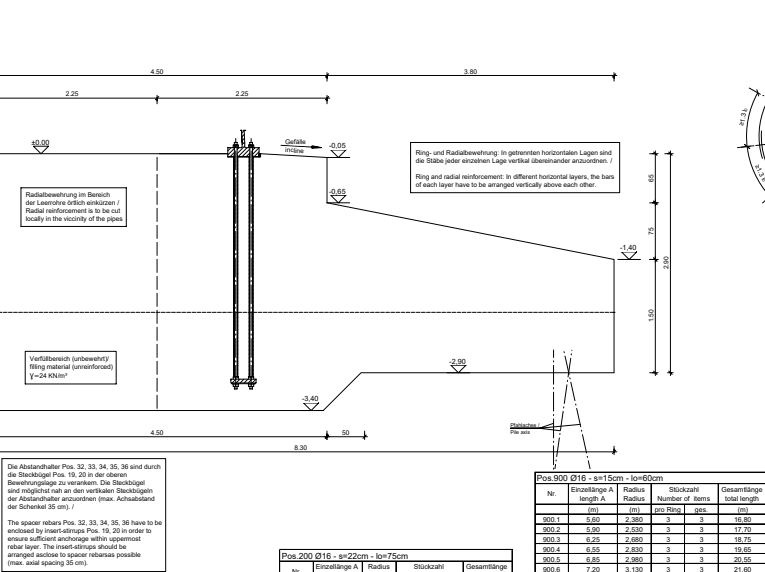
Angabe zum Prüfbereich zur Typengruppe
N: T.7005/22-3 Rev. 0
vom: 18. Nov. 2022

Angabe zum Prüfbereich zur Typengruppe
N: T.7005/22-3 Rev. 0
vom: 18. Nov. 2022

Angabe zum Prüfbereich zur Typengruppe
N: T.7005/22-3 Rev. 0
vom: 18. Nov. 2022

General Information / Allgemeine Angaben:
The design is based on the following assumptions:
The concrete is assumed to be of the type C35/45.
The reinforcement is assumed to be of the type B500S.
The design is based on the following assumptions:
The concrete is assumed to be of the type C35/45.
The reinforcement is assumed to be of the type B500S.
The design is based on the following assumptions:
The concrete is assumed to be of the type C35/45.
The reinforcement is assumed to be of the type B500S.

Maßstab / Scale 1:25



19	110	16	1,85		181,50	
20	176	12	1,35	237,60		
21	44	12	5,45	239,80		
30	22	16	1,93		42,46	
31	22	25	7,09			155,88
32	44	25	4,81			211,66
33	22	25	4,57			190,64
34	44	25	4,33			190,92
35	88	20	4,13		363,44	
36	88	20	3,95		347,60	
40	8	12	8,88	187,20		
50	14	16	8,88		235,20	
60	8	25	8,88			259,20
70	6	16	8,88		333,00	
80	20	25	8,88			516,10
90	6	25	8,88			154,00
100	9	25	8,88			352,30
200	9	16	8,88		448,30	
300	5	25	8,88			234,30
400	5	25	8,88			251,50
500	9	25	8,88			433,00
600	22	25	8,88			532,10
700	16	25	8,88			604,80
800	6	25	8,88			148,20
900	19	16	8,88		482,80	
910	5	16	8,88		54,00	
940	5	10	8,88	303,70		
950	6	10	8,88	168,60		
960	3	10	8,88	56,60		
(accensione) per 3000 giri/min (costo per 1000 giri/min)						
			425,90	684,60	2397,88	1185,24
						6587,83

NettoGewicht	Mass	kg/m	0.617	0.888	1.580	2.470	3.850
Gesamtwegtheit je Durchmessen	Length per, to diameter (kg)		262.78	590.16	3788.62	2300.01	36913.15
Total (kg)						44484.72	

Stahlteile / Steel schedule

Erforderliche Zusatzbewehrung im Falle einer Ausführung mit Arbeitsfüße!
 Required additional reinforcement in case that a construction joint is arranged

Pos.	Anzahl gesamt	Ø	Länger Length (m)	Gesamtgewicht Subtotal length (m)			
				B500B			
				Ø10	Ø12	Ø20	Ø25
1001	44	25	4.69				208.36
1000	44	25	4.49				197.56
1003	22	25	4.41				97.02
1004	44	25	4.23				186.12
1005	44	25	4.33				177.32
1006	176	20	3.30			528.00	
1009	66	25	3.30				318.80
1100	5	12	8.68		268.00		
1203	4	25	8.68				103.50
1300	13	25	8.68				591.20
1400	5	10	8.68	199.60			
Verwöhrung der Durchmessen				109.60	258.00	528.00	1275.88
Length per, to diameter (m)				109.60	258.00	528.00	1275.88
NettoGewicht	Mass	kg/m	0.617	0.888	2.470	3.850	
Gesamtwegtheit je Durchmessen	Length per, to diameter (kg)		123.15	228.10	1304.16	7222.14	
Total (kg)						8676.55	

Pos 1400/Ø10 - 10m60cm - Montage

Nr.	Einzelgröße A length A	Radius Radius	Stückzahl Number of items	Gesamtstange total length
	(m)	(m)		(m)
1400-1	8.70	5.170	4	34.80
1400-2	9.45	5.870	4	37.80
1400-3	9.80	6.670	4	39.80
1400-4	10.40	8.270	4	42.00
1400-5	11.15	9.770	5	45.75
Summe / total				199.6

[illegible]

Technisches Datenblatt

Technical data sheet

E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01

Tiefgründung

Deep Foundation

WZ S GKII (DiBt, Fassung Oktober 2012)

WK SA (IEC 61400-1, 4rd Edition, 2019)

Anlage zum Prüfbescheid zur Typenprüfung

Nr.: T-7005/22-3 Rev. 0

vom 18. Nov. 2022



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, Jost Backhaus, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle 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.

Publisher	ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany Phone: +49 4941 927-0 ▪ Fax: +49 4941 927-109 E-mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de Managing Directors: Dr. Jürgen Zeschky, Jost Backhaus, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 411 VAT ID no.: DE 181 977 360
------------------	--

Copyright notice	The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable. ENERCON GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation. The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof. If and to the extent that ENERCON GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.
-------------------------	--



Registered trademarks	Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.
Reservation of right of modification	ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Dokumentinformation / Document details

Dokument-ID Document ID	D02411880/3.0
Vermerk Note	Originaldokument. Original document

Datum Date	Sprache Language	DCC	Werk / Abteilung Plant / Department
2021-07-01	de;en/en	DA	WRD / Türme und Fundamente WRD / Towers and Foundations

Ergänzende Angaben / Additional notes

Angaben zum Original (de;en) Original document details		Angaben zur Übersetzung (--) Translation details	
Erstellt/Datum: Created/Date:	Behrns, M. / 2021-07-01	Übersetzt/Datum: Translated/Date:	
Geprüft/Datum: Checked/Date:	Villada, J. / 2021-07-01	Geprüft/Datum: Checked/Date:	

Revisionen / Revisions

Rev.	Datum/Date	Änderung/Change	Erstellt/Created
0	2021-07-01	Dokument erstellt als Entwurf Document created as draft	MAB
1	2021-08-04	Entwurf entfernt / remove preliminary	MAB
2	2021-11-26	Stahlgewicht / Steel weight	EKA
3	2022-02-10	Stahlgewicht / Steel weight	EKA



Dieses Dokument wurde auf Anfrage bzw. für einen bestimmten Auftrag verschickt. Der Empfänger wurde nicht registriert.
Der Empfänger wird bei Änderung nicht automatisch informiert.

This document has been forwarded upon request or with regard to a specific order. The recipient has not been registered.
The recipient will not be automatically notified about any amendments.

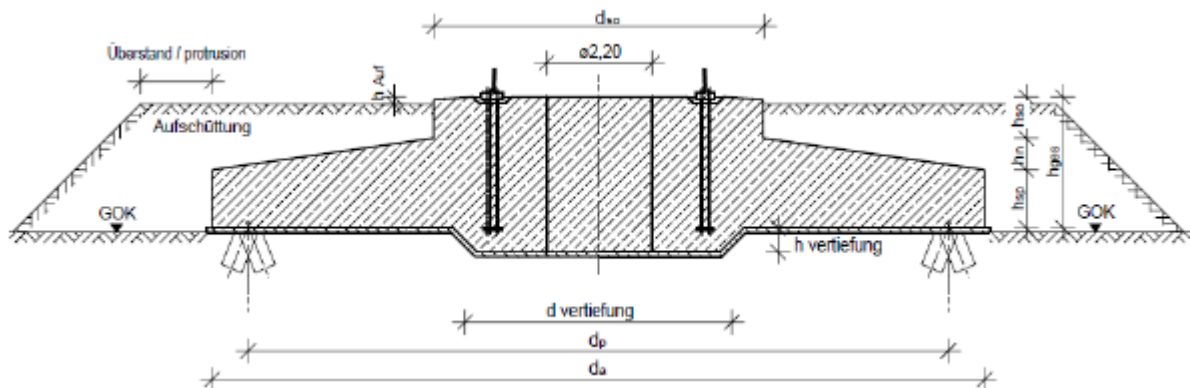
1 Allgemeine Angaben / General information

Typenstatik	H+P Ingenieure GmbH	<i>Design-specific structural analysis</i>
Tiefgründung	Ø 16,60 m	<i>Pile Foundation</i>
Auftrag / Datum	D02190552 / 19.11.2021	<i>Order no./ date</i>



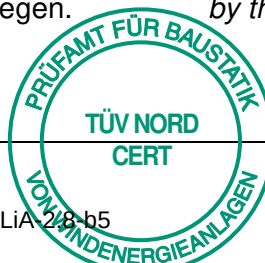
2 Fundamentgeometrie / Foundation dimensions

Außendurchmesser	d_a	16,60	m	Outer diameter
Sockeldurchmesser	d_{so}	9,00	m	Base diameter
Mittelblockdurchmesser (unbewehrt)	d_i	4,50	m	Inner diameter (unreinforced)
Pfahlkreisdurchmesser Var. A, B	d_p	15,40	m	Pile ring diameter Var. A, B
Pfahlkreisdurchmesser Var. C	d_p	15,00	m	Pile ring diameter Var. C
Fundamenthöhe	h_{ges}	2,90	m	Foundation height
Sockelhöhe	h_{so}	0,65	m	Base height
Höhe Spornneigung	h_n	0,75	m	Spur incline height
Spornhöhe	h_{sp}	1,50	m	Spur height
Differenz Fundamentoberkante - GOK	h_{GOK}	3,00	m	Difference between foundation top edge and ground level
Differenz Fundamentoberkante – Oberkante Aufschüttung	h_{Auf}	0,15	m	Difference between foundation top edge and backfill
Durchmesser Fundamentvertiefung (gemittelt)	$d_{vertiefung}$	9,50	m	Diameter of foundation recess (averaged)
Vertiefungshöhe	$h_{vertiefung}$	0,50	m	Recess height
Höhe maximal zulässiger Grundwasserstand GWS über UK Sohlvertiefung	h_{GWS}	0,40	m	Height of maximum permissible groundwater level GWL above bottom pit
Betongüte und Volumen	C 35/45	501	m ³	Concrete quality and volume
Stahlgewicht, ohne Arbeitsfuge	B 500B	46,4	t	Steel weight, without construction joint
Stahlgewicht, mit Arbeitsfuge	B 500B	55,3	t	Steel weight, with construction joint
Stahlgewicht, ohne Arbeitsfuge	B 400B	47,3	t	Steel weight, without construction joint
Stahlgewicht, mit Arbeitsfuge	B 400B	57,3	t	Steel weight, with construction joint



Der erforderliche Überstand der Aufschüttung über die Fundamentaßenkanten ist durch den verantwortlichen Baugrundgutachter festzulegen.

The required protrusion of the backfill beyond the outer foundation edges must be defined by the responsible geotechnical expert.



Pfähle / Piles:

Variante A / Variant A:	30 Fertigteilrammpfähle nach innen und nach außen geneigt 30 pre-cast driven piles inclined inwards and outwards	a / b	45/45 cm
Variante A / Variant A:	30 Ortbetonrammpfähle nach innen und nach außen geneigt 30 rammed in-situ concrete piles inclined inwards and outwards	Ø	51 cm
Variante B / Variant B:	24 Ortbetonrammpfähle nach innen und nach außen geneigt 24 rammed in-situ concrete piles inclined inwards and outwards	Ø	56 cm
Variante C / Variant C:	14 Bohrpfähle vertikal 14 bored piles vertical	Ø	100 cm

2.1 Ergänzende Anforderungen für Tiefgründungen / Additional requirements for deep foundations

Bei allen Tiefgründungen mit Fertigteil- oder Ortbetonpfählen ist vor Beginn der Pfahlarbeiten eine Rammebene gemäß der folgenden Abbildungen vorzubereiten.

Die Rammebene ist auf der Geländeoberkante mit einer Höhe $h=0,8$ m herzustellen. Etwaige Änderungen an Höhe oder Ausführungsebene sind vor der Ausführung mit ENERCON abzusprechen, und von ENERCON freizugeben.

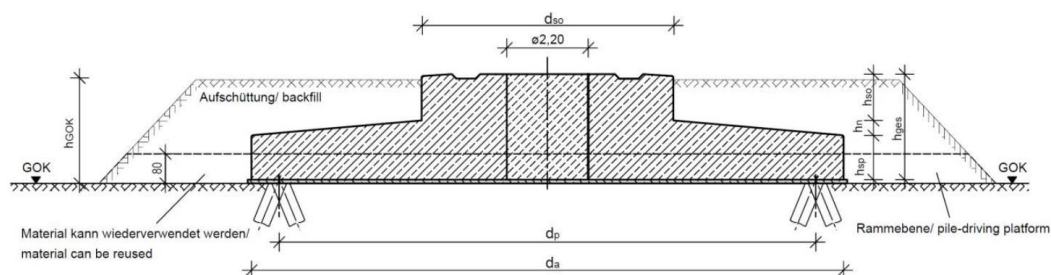
Die Planung der Rammebene obliegt dem verantwortlichen Baugrundgutachter. Dieser hat eine Aussage über das zu verwendende Material sowie über alle auf die Pfähle einwirkenden Zusatzbelastungen, z. B. durch Seitendruck oder Schrägauflast, zu treffen.

For all deep foundations with pre-cast or cast-in-situ concrete piles, a pile-driving platform according to the following illustrations must be prepared before piling works.

The pile-driving platform must be executed with a height $h=0.80$ m on top ground level. Possible changes of the height or the level of execution must be agreed with ENERCON before execution, and must be approved by ENERCON.

The geotechnical expert is responsible for planning the pile-driving platform. A statement about the material to be used for the platform, and also about additional loadings onto the piles, e. g. lateral pressure or sloped backfill, must be made by the geotechnical expert.

Tiefgründung mit Bodenaufschüttung / deep foundation with backfill



3 Mindestdreh- und -wegfedersteifigkeiten Minimum rotational and translational spring stiffness

Folgende Mindestwerte sind einzuhalten:

Observe the following minimum values:

Min. Bodendrehfederkonstanten / Min. value of rotational spring	k _{φ,stat} 18750 MNm/rad
	k _{φ,dyn} 150000 MNm/rad
Min. Bodenwegfederkonstante / Min. value of translational spring	k _{F,dyn} 200 MN/m

Es gelten folgende Beziehungen:

The following relations apply:

$$\frac{1}{k_{\phi, \text{Gesamt}}} = \frac{1}{k_{\phi, \text{Fundament}}} + \frac{1}{k_{\phi, \text{Pfahlsystem}}}$$

$$\frac{1}{k_{\phi, \text{Total}}} = \frac{1}{k_{\phi, \text{Foundation}}} + \frac{1}{k_{\phi, \text{Pilesystem}}}$$

4 Zulässige Schiefstellung / Allowed misalignment

Maximal zulässige Schiefstellung infolge Bau-
grundsetzung in 25 Jahren bezogen auf den
Pfahlkreisdurchmesser.

Maximum allowed misalignment due to subsoil
settlement within 25 years, related to the pile
ring diameter.

$$\Delta s \leq 3 \text{ mm/m}$$

5 Pfahlkräfte / Pile loads

Für den Nachweis der Pfahltragsicherheit sind
sowohl Tragfähigkeitsnachweise wie auch Ge-
brauchstauglichkeitsnachweise zu führen.

Die Pfähle sollten aufgrund der Zugbeanspru-
chung mindestens 5,0 m in den tragfähigen Bau-
grund ($q_c > 7,5 \text{ MN/m}^2$) einbinden.

Durch einen Sachverständigen der Geotechnik
kann diese Einbindetiefe reduziert werden.

Es werden **nur die axialen Pfahllasten** für die
ungünstigste Lastfallkombination angegeben.
Die Lasten beziehen sich auf Oberkante Pfahl
ohne Pfahleigengewicht.

Documented evidence of the structural safety of
piles requires load-carrying analyses and proof of
serviceability.

Due to tensile loads, the piles should bond with
the load-bearing subsoil for a minimum of 5.0 m
($q_c > 7.5 \text{ MN/m}^2$).

This anchoring depth can be reduced by means
of geotechnical expertise.

Only axial pile loads for the worst load case
combination are indicated. Loads refer to the
top edge the pile without considering the pile's
dead load.

5.1 Variante A: Fertigteilrammpfähle oder Ortbetonrammpfähle / Variant A: pre-cast driven piles or cast in-situ concrete piles

Querschnitt Breite/Breite oder	45/45 cm	Cross section width/width or
Querschnitt Durchmesser	51 cm	Cross section diameter
Anzahl	30	Quantity
Pfahllänge (Nachweislänge in statischer Berechnung)	20,0 m	Pile length (proof length in static calculation)
Anzahl Neigung nach außen	15 4,5:1	Quantity outward inclination
Anzahl Neigung nach innen	15 7,0:1	Quantity inward inclination

Charakteristische axiale Pfahllasten / Characteristic axial pile loads

Lastfall / Load case N/A/T	(γ_F / γ_F)	F_{Gk} in kN ohne Auftrieb without buoyancy	F_{Gk} in kN mit Auftrieb with buoyancy	F_{Qk} in kN	ΣF_k in kN
Druck / Compression	(1.00/1.00)	-717	-	-1095	-1812
Zug / Tension	(1.00/1.00)	-	-646	1065	419

alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_F = 1,0$)

Loads do not include partial safety factors
($\gamma_F = 1.0$)

Bemessungswerte der axialen Pfahllasten / Axial Pile load design values

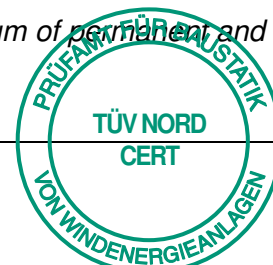
Lastfall / Load case N/A/T	(γ_F / γ_F)	F_{Gd} in kN ohne Auftrieb without buoyancy	F_{Gd} in kN mit Auftrieb with buoyancy	F_{Qd} in kN	ΣF_d in kN
Druck / Compression	(1.35/0.90)	-867	-	-1300	-2167
Zug / Tension	(1.35/0.90)	-	-614	1260	646

alle Lasten inklusive Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_{\text{Auftrieb}} = 1,10$)

All loads include partial safety factors ($\gamma_{\text{buoyancy}} = 1.10$)

Erläuterungen / Explanations:

Anteil infolge ständiger Lasten	F_G	portion due to permanent loads
Anteil infolge veränderlicher Lasten	F_Q	portion due to varying loads
Charakteristische Lasten	F_k	characteristic loads
Bemessungswerte der Lasten	F_d	load design values
Summe aus ständigen und veränderlichen Lasten	ΣF	sum of permanent and varying loads



5.2 Variante B: Ortbetonrammpfähle / Variant B: Rammed in-situ concrete piles

Querschnitt Durchmesser	56 cm	Cross section diameter
Anzahl	24	Quantity
Pfahllänge (Nachweislänge in statischer Berechnung)	20,0 m	Pile length (proof length in static calculation)
Anzahl Neigung nach außen	12 4,5:1	Quantity outward inclination
Anzahl Neigung nach innen	12 7,0:1	Quantity inward inclination

Charakteristische axiale Pfahllasten / Characteristic axial pile loads

Lastfall / Load case N/A/T	(γ_F / γ_F)	F _{Gk} in kN ohne Auftrieb without buoyancy	F _{Gk} in kN mit Auftrieb with buoyancy	F _{Qk} in kN	Σ F _k in kN
Druck / Compression	(1.00/1.00)	-896	-	-1351	-2246
Zug / Tension	(1.00/1.00)	-	-807	1287	480

alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_F = 1,0$)

Loads do not include partial safety factors
($\gamma_F = 1.0$)

Bemessungswerte der axialen Pfahllasten / Axial Pile load design values

Lastfall / Load case N/A/T	(γ_F / γ_F)	F _{Gd} in kN ohne Auftrieb without buoyancy	F _{Gd} in kN mit Auftrieb with buoyancy	F _{Qd} in kN	Σ F _d in kN
Druck / Compression	(1.35/0.90)	-1084	-	-1605	-2689
Zug / Tension	(1.35/0.90)	-	-768	1522	754

alle Lasten inklusive Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_{\text{Auftrieb}} = 1,10$)

All loads include partial safety factors ($\gamma_{\text{buoyancy}} = 1.10$)

Erläuterungen / Explanations:

Anteil infolge ständiger Lasten	F _G	portion due to permanent loads
Anteil infolge veränderlicher Lasten	F _Q	portion due to varying loads
Charakteristische Lasten	F _k	characteristic loads
Bemessungswerte der Lasten	F _d	load design values
Summe aus ständigen und veränderlichen Lasten	Σ F	sum of permanent and varying loads

5.3 Variante C: Bohrpfähle / Variant C: Bored piles

Querschnitt Durchmesser	100 cm	Cross section diameter
Anzahl	14	Quantity
Pfahllänge (Nachweislänge in statischer Berechnung)	20,0 m	Pile length (proof length in static calculation)
Anzahl vertikal	14	Quantity vertical

Charakteristische axiale Pfahllasten / Characteristic axial pile loads

Lastfall / Load case N/A/T	(γ_F / γ_F)	F_{Gk} in kN ohne Auftrieb without buoyancy	F_{Gk} in kN mit Auftrieb with buoyancy	F_{Qk} in kN	ΣF_k in kN
Druck / Compression	(1.00/1.00)	-1535	-	-2167	-3702
Zug / Tension	(1.00/1.00)	-	-1384	2153	770

alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_F = 1,0$)

Loads do not include partial safety factors
($\gamma_F = 1.0$)

Bemessungswerte der axialen Pfahllasten / Axial Pile load design values

Lastfall / Load case N/A/T	(γ_F / γ_F)	F_{Gd} in kN ohne Auftrieb without buoyancy	F_{Gd} in kN mit Auftrieb with buoyancy	F_{Qd} in kN	ΣF_d in kN
Druck / Compression	(1.35/0.90)	-1858	-	-2569	-4427
Zug / Tension	(1.35/0.90)	-	-1316	2534	1219

alle Lasten inklusive Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_{\text{Auftrieb}} = 1,10$)

All loads include partial safety factors ($\gamma_{\text{buoyancy}} = 1.10$)

Erläuterungen / Explanations:

Anteil infolge ständiger Lasten	F_G	portion due to permanent loads
Anteil infolge veränderlicher Lasten	F_Q	portion due to varying loads
Charakteristische Lasten	F_K	characteristic loads
Bemessungswerte der Lasten	F_d	load design values
Summe aus ständigen und veränderlichen Lasten	ΣF	sum of permanent and varying loads

5.4 Bemessungswerte der Pfahlschnittgrößen/ Pile stress resultant design values

Anzahl Pfähle / number of piles		A	B	C
Horizontalkraft (Pfahloberkante) / Horizontal force (top edge of pile)	H _d	67,8 kN	84,1 kN	206,3 kN
Einspannmoment in der Platte / Fixed-end moment in plate	M _d	132,1 kNm*	174,4 kNm*	613,0 kNm*
Max. Moment in Pfahlmitte / Max. moment at centre of pile	M _d	124,0 kNm*	162,7 kNm*	619,2 kNm*

* in Abhängigkeit von der anstehenden Bettung

Die Bemessungswerte der Pfahlschnittgrößen dürfen für eine Vorbemessung verwendet werden und sind mit den Bemessungswerten der Pfahlkräfte ungünstig zu kombinieren.

Pile stress resultant design values may be used for pre-analyses and must be unfavourably combined with pile force design values.

Der Nachweis der inneren Tragfähigkeit ist standortabhängig unter Berücksichtigung des ENERCON-Pflichtenheftes „Nachweisführung der inneren Tragfähigkeit von Pfahlsystemen“ zu führen.

The inner bearing capacity must be verified depending on the location, taking ENERCON's specifications document "Verification of internal pile capacity" into account.

5.5 Baugrundaufbau / Subsoil structure

Die Berechnung der zuvor angegebenen Pfahlkräfte und Pfahlschnittgrößen basiert auf den folgenden angenommenen Bodenparametern.

The calculation of the previously listed pile loads and pile stress resultants is based on the following assumed subsoil parameters.

Diese Parameter sind für jeden Standort durch einen Baugrundgutachter zu überprüfen.

These parameters must be checked for each site by a geotechnical expert.

Tiefe ab Fundamentunterkante / Depth starting at foundation bottom edge	Pfahlvariante / Pile option			
	A – B		C	
	Es,stat	Es,dyn	Es,stat	Es,dyn
0 m – 1 m	0 MN/m ²	0 MN/m ²	0 MN/m ²	0 MN/m ²
1 m – 15 m	3 MN/m ²	30 MN/m ²	3 MN/m ²	30 MN/m ²
15 m – 20 m	30 MN/m ²	144 MN/m ²	30 MN/m ²	144 MN/m ²

6 Lasten an der Fundamentunterkante Loads at the bottom edge of the foundation

Die angegebenen F_Z -Lasten schließen das Fundamenteigengewicht $\gamma = 25 \text{ kN/m}^3$ und die Bodenauflast im Trockenzustand ein. Die Bodenauflast auf das Fundament wird mit $\gamma_{Tr} = 16 \text{ kN/m}^3$ angesetzt.

The F_Z loads indicated include the dead weight of the foundation $\gamma = 25 \text{ kN/m}^3$ and the soil weight in dry condition. Soil weight on the foundation is considered with $\gamma_{dr} = 16 \text{ kN/m}^3$.

6.1 Charakteristische Lastfälle / Characteristic load cases

Lastfall Load case	(γ_F / γ_F)	F_{XY} in kN	$F_{Z,min}$ in kN ohne Auftrieb without buoyancy	$F_{Z,max}$ in kN mit Auftrieb with buoyancy	M_{XY} in kNm	M_Z in kNm
NTM DLC D.3	(1.00/1.00)	690	-20875	-19922	71201	3400
N / T / DLC 8.2	(1.00/1.00)	940	-20875	-19922	99676	-9150
N / A / T	(1.00/1.00)	1130	-20875	-19922	116477	-9950

alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_F = 1,00$)

Loads do not include partial safety factors
($\gamma_F = 1.00$)

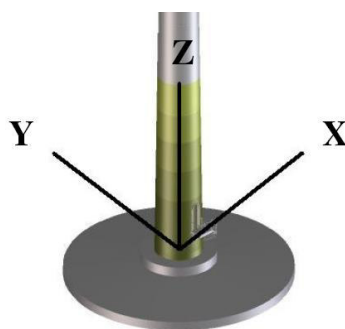
6.2 Bemessungswerte der Lastfälle / Load case design values

Lastfall Load case	(γ_F / γ_F)	F_{XY} in kN	$F_{Z,min}$ in kN ohne Auftrieb without buoyancy	$F_{Z,max}$ in kN mit Auftrieb with buoyancy	M_{XY} in kNm	M_Z in kNm
N / A / T	(1.35/0.90)	1330	-26639	-17874	132857	-12350

alle Lasten inklusive Teilsicherheitsbeiwerte
($\gamma_{\text{Auftrieb}} = 1,10$)

All loads include partial safety factors ($\gamma_{\text{Buoyancy}} = 1.10$)

7 Koordinatensystem / Coordinate system



Gutachtliche Stellungnahme

**Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02,
NH 110.396 m (E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01),
DIBt WZ S, GK S**

- Lastannahmen für Turm und Fundament -

TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D I Rev.0

Gegenstand der Prüfung: Lastannahmen für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, Nabenhöhe 110.396 m (E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01) bezüglich der DIBt (2012) Windzone S, Geländekategorie S

Anlagenhersteller: ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich
Deutschland

Diese Gutachtliche Stellungnahme umfasst 11 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Sachverständiger
0	06.09.2022	Erste Fassung	Simon Wiedemann

Inhaltsverzeichnis

1	Dokumente	3
1.1	Geprüfte Dokumente	3
1.2	Dazugehörige Dokumente.....	3
2	Prüfgrundlagen	4
3	Einleitung	4
4	Beschreibung der Windenergieanlage	5
4.1	Umgebungsbedingungen	5
4.2	Sicherheitsklasse	7
4.3	Beschreibung des Anlagenmodells	7
5	Durchgeführte Prüfungen.....	9
5.1	Prüfmethode.....	9
5.2	Anmerkungen.....	9
5.3	Prüfergebnis.....	10
5.4	Schnittstellen.....	10
6	Auflagen.....	11
7	Schlussfolgerung	11

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

- [1.1.1] ENERCON GmbH:
Zertifizierungslastbericht Turm
"Lastenbericht, Turm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01, Abdeckende Betriebs-
und Extremlasten für den Turm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 der WEA E-
138 EP3 E3 mit dem Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 nach DIBt und IEC"
Dokument-Nr.: D02397553/0.4
Rev. 0.4, Datum: 30.09.2021
- [1.1.2] ENERCON GmbH:
Stellungnahme zur Überdrehzahl
"Stellungnahme Abteilung Lastensimulation, Überdrehzahl DLC 2.1"
Dokument-Nr.: D02578345/1.0
Rev. 1.0, Datum: 02.02.2022

1.2 Dazugehörige Dokumente

Design Basis

- [1.2.1] ENERCON GmbH:
Design Basis
"Design Base, E-138 EP3 E3"
Dokument-Nr: D02294156
Rev. 3.2, Datum: 21.01.2022

Begleitende Dokumentation zur Lastsimulation

- [1.2.2] ENERCON GmbH:
Zeitreihen, Windfelder, Controller (elektronisch erhalten)
Dateiname: E-138_EP3_E3-HST-111-FB-C-01.zip
(MD5-Prüfsumme: 66b6584140b86e3e10a3ab1e0b00d7b9)
Dateiname: E-138_EP3_E3-HST-111-FB-C-01_WKII.zip
(MD5-Prüfsumme: 37f5758e5940ebe63e25baea1478dfc0)
Dateiname: E-138_EP3_E3-HST-111-FB-C-01__DLC_1.2c.zip
(MD5-Prüfsumme: 230353668e55148d6ee7d63919d38faa)
Dateiname: E-138_EP3_E3-HST-111-FB-C-0_overspeed_DLC2.1.zip
(MD5-Prüfsumme: ad9dee128d6f2218341d43378151f608)
Eingangsdatum: 28.01.2022
- [1.2.3] ENERCON GmbH:
Betriebsführungs- und Sicherheitssystem
"Reglerbeschreibung, E-138 EP3 E3"
Dokument-Nr.: D02398709
Rev. 0.0, Datum: 18.06.2021

[1.2.4] ENERCON GmbH:
Bladed Projektdatei
Dateiname: powprod.\$PJ (1.1_s20102) and powprod.\$PJ (1.1_w20102)
(MD5-Prüfsumme: 146dd2d3973d8040b33150082679947c and
5ca321e230d77b2451a024b7ee3a626d)

2 Prüfgrundlagen

- [2.1] Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt: Richtlinie für Windenergieanlagen
Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung,
Stand: Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015
- [2.2] DIN EN 1991-1-4/NA: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter –
Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen –
Windlasten: 2010-12
- [2.3] International Standard IEC 61400 1:
"Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements", Edition 4.0,
2019-02

3 Einleitung

Dieser Bericht beschreibt die Vorgehensweise und die Ergebnisse der Prüfung der typenspezifischen Lastberechnung der Windenergieanlage (WEA) E-138 EP3 E3, welche im folgenden Kapitel genauer beschrieben ist.

Die Berechnung der Lasten wurde anhand von DIBt (2012) [2.1] - [2.2] in Kombination mit IEC 61400-1 Ed. 4 [2.3] durchgeführt.

Für Abweichungen von den Prüfgrundlagen siehe Anmerkungen 5.2.2.

Die Prüfung der Lastberechnung umfasst die Prüfung der Lastfall- und Modelldefinition, eine unabhängige Analyse der Lasten sowie den Vergleich der eingereichten und parallel berechneten Lasten.

Zusätzlich zu der durch die unabhängige Analyse der Lasten betrachteten Anlagenkonfiguration deckt diese Gutachtliche Stellungnahme auch folgende Änderungen an der WEA gegenüber dem Berechnungsmodell ab:

- Geringere Leistung.
- Geringere Solldrehzahl bei geringerem oder gleichem Drehmoment, wenn die aus der Solldrehzahl berechnete Blattdurchgangsfrequenz oberhalb der 1. Turmeigenfrequenz liegt und keine Resonanzbereiche stimuliert werden.

- Änderungen an Turm- und Gondelmassen, Änderungen der Turmkonstruktion (z.B. Variation der Wanddicken, Bodendrehfeder, horizontale Wegfeder, E-Modul) sowie Abweichungen der Turmhöhe, sofern sämtliche folgende Bedingungen eingehalten werden:
 - Abweichung der Anlagenmasse um bis zu ± 5 %.
 - Abweichung der Turmhöhe um bis zu ± 5 %.
 - Die erste Turmeigenfrequenz im Ausgangszustand und die erste Turmeigenfrequenz im modifizierten Zustand liegen oberhalb 105 % der 1P Anregung bei Solldrehzahl.
 - Alle weiteren Turmeigenfrequenzen im Ausgangszustand und im modifizierten Zustand liegen außerhalb des Intervalls [90 % - 105 %] der 3P Anregung der Solldrehzahl.
 - Abweichung der 1. Turmeigenfrequenz sind unter folgenden Bedingungen zulässig:
 - Die erste Turmeigenfrequenz „Weich“¹ (linksseitiger Eintritt ins 3P-Sensitivitätsband) darf sich bis auf den Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Starr“¹ (rechtsseitiger Austritt aus 3P-Sensitivitätsband) anheben, wenn sich dabei gleichzeitig der Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Starr“¹ um nicht mehr als 5 % erhöht. Die 2. Turmeigenfrequenz darf eine höhere Abweichung aufweisen.
 - Die erste Turmeigenfrequenz „Starr“¹ darf sich bis auf den Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Weich“¹ absenken, wenn sich dabei gleichzeitig der Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Weich“¹ um nicht mehr als 5 % absenkt. Die 2. Turmeigenfrequenz darf eine höhere Abweichung aufweisen.
- Änderungen sowie Abweichungen an der Auslegung des Rotorblattes, sofern folgende Bedingungen eingehalten werden:
 - Abweichungen der ersten Rotorblatteigenfrequenz um bis zu ± 5 %.
 - Abweichungen des Massenmoments um bis zu ± 3 %.

4 Beschreibung der Windenergieanlage

4.1 Umgebungsbedingungen

Die folgenden Tabellen fassen alle relevanten klimatischen sowie weitere zum Design der Anlage relevanten Umgebungsbedingungen zusammen:

¹ Ausgehend von den ausgewiesenen Werten der hier vorliegenden Lastannahmen

	DIBt WZ S GK S	IEC 61400-1 Ed. 4
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit V_{ave}	7.8 m/s	
Formparameter der Weibull-Funktion k	2	
Extreme 1-Jahres-Windgeschwindigkeit V_1 (10 Minuten Mittelwert)	30.00 m/s	
Extreme 50-Jahres-Windgeschwindigkeit V_{50} (10 Minuten Mittelwert)	37.50 m/s	
Erwartungswert der longitudinalen Turbulenzintensität bei 15 m/s I_{ref}	16 %	
Angenommener c-Faktor zur Bestimmung des extremen Turbulenzmodells (ETM)	2 m/s	
Höhenexponent α (für EWM)	0.2 (0.11)	
Zusätzlicher Höhenexponent α für DLC 1.1, 1.3 und 1.5	0.05	
Upflow	8°	

Tabelle 4.1: Windbedingungen auf Nabenhöhe 110.396 m

In der Lastberechnung wurde eine Weibullverteilung der Turbulenzintensität pro Windgeschwindigkeit angenommen, siehe [1.2.1].

Die Lasten sind bis zu einer mittleren Jahresluftdichte sowie bis zu einer zeitweise auftretenden maximalen Luftdichte im Produktionsbetrieb bzw. im Trudeln oder geparkten Zustand der Windenergieanlage wie in Tabelle 4.3 angegeben gültig.

	Luftdichte [kg/m³]
Mittlere Jahresluftdichte	≤ 1.225
Maximale Luftdichte im Produktionsbetrieb	≤ 1.341
Maximale Luftdichte beim Trudeln oder im geparkten Zustand	≤ 1.394

Tabelle 4.2: Bedingungen an die Luftdichte

Darüber hinaus werden dem Design der Anlage folgende Umgebungsbedingungen zu Grunde gelegt:

Umweltbedingungen	normales Klima
Temperaturbereich im Produktionsbetrieb	-10 °C bis +40 °C
Extremer Temperaturbereich	-20 °C bis +50 °C
Netzausfälle	20 Ausfälle/Jahr
Betrieb mit vereisten Blättern	nicht berücksichtigt
Annahmen zur Netzstützung bei Spannungseinbruch: Spannungsabfall und Dauer	nicht berücksichtigt, siehe Schnittstelle 5.4.10
Auslegungslbensdauer	25 Jahre

Tabelle 4.3: Klimatische und weitere Umgebungsbedingungen

Alle weiteren Umgebungsbedingungen werden mit den in [2.1] - [2.3] angegebenen Standardwerten angenommen.

4.2 Sicherheitsklasse

Die WEA ist entsprechend der in [2.3] definierten Normal-Sicherheitsklasse ausgelegt.

4.3 Beschreibung des Anlagenmodells

Bei der WEA E-138 EP3 E3 handelt es sich um eine WEA mit aktiver Windrichtungsnachführung und einem luvseitig angeordneten Dreiblatt-Rotor. Die Rotordrehzahl ist variabel. Die Leistungsbegrenzung erfolgt durch Blattwinkelverstellung aller drei Rotorblätter.

Die technischen Hauptdaten der Anlage, auf denen das in Kapitel 5 beschriebene Berechnungsmodell basiert, sind den folgenden Tabellen zu entnehmen.

Elektrische Nennleistung	4260 kW
Turmtyp	E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 (Stahlrohrturm)
Turmhöhe (inkl. 2.86 m Fundamenthöhe)	108.420 m
Nabenhöhe	110.396 m
Rotorblatt	E-138 EP3-RB-02
Rotorblattlänge (entlang der Pitch-Achse)	69.295 m
Rotorblattmasse (inkl. Bolzen)	20213 kg
Massenmoment des Rotorblatts (gemessen vom Blattanschluss, inkl. Bolzen)	387935 kgm
Blattanbauteile	Gurney Flaps (GF) Vortex-Generatoren (VG) Serrations (TES) Blattspitzen
Nominaler Rotordurchmesser	138.59 m
Rotordurchmesser (inkl. Konuswinkel)	138.458 m
Rotorachsneigung	7.0°
Rotor-Konuswinkel	2.5° upwind
Rotoreinschaltdrehzahl n_1	4.4 U/min
Rotornenndrehzahl n_r	10.8 U/min
Rotorsolldrehzahl n_s^2	11.1 U/min
Getriebeübersetzung	direktgetrieben
Netzfrequenz	irrelevant
Windgeschwindigkeitsbereich im Produktionsbetrieb $V_{in} - V_{out}^3$	2.5 - 28.0 m/s
Nennwindgeschwindigkeit v_r	12.1 m/s
Reglerfunktionen	Sturmregelung Eiserkennungssystem
Identifikationsnummer: Anlage / Lastrechnung	E-138_EP3_E3_HST-111-FB-C-01

² Drehzahl auf die im Volllastbetrieb geregelt wird

³ Beginn der Sturmregelung bei 22 m/s

Tabelle 4.4: Technische Hauptdaten der WEA E-138 EP3 E3, Windgeschwindigkeiten bezogen auf Nabenhöhe

	Dateiname
Rotorblattstruktur	Siehe [1.2.4]
Aerodynamische Profile	Siehe [1.2.4]
Turmstruktur	Siehe [1.2.4]
Controller	E-138_EP3_E3.Daten MD5-Prüfsumme: 53dd021e6d228a8b13284b1835524611 E-138_EP3_E3_n4.Daten (nur für DLC 2.1 mit Überdrehzahl) MD5-Prüfsumme: 85764cc7701e01cf73766f0b09a523b2 Regler.dll MD5-Prüfsumme: 8b2fd92747fac91b1f460c30d901c452

Tabelle 4.5: Relevante Eingabedaten des Lastrechnungsmodells

Zur adäquaten Berücksichtigung von Fertigungs- und Montagetoleranzen wird eine aerodynamische Asymmetrie des Rotors durch Abweichung des Blattanstellwinkels sowie eine Massenexzentrizität des Rotors durch Blattmassenabweichungen entsprechend der in Tabelle 4.7 angegebenen Werte angenommen.

Massenexzentrizität des Rotors	1000 kgm
Fehler des Blattanstellwinkels (Blatt 1; Blatt 2; Blatt 3)	0°; +0.3°; -0.3°

Tabelle 4.6: Angenommene Asymmetrien

Zur adäquaten Berücksichtigung der elastischen Einspannung des Turmfußes am Aufstellort wird eine repräsentative Bodenfederung entsprechend der in Tabelle 4.8 angegebenen Werte angenommen.

Translationsfeder: $k_{x,dyn}$	starr
Horizontale Drehfeder: $k_{\phi,dyn}$	100000 MNm/rad (zusätzlich statt: DLC 1.1, 1.2, 1.3, 1.5)

Tabelle 4.7: Angenommene elastische Einspannung des Turmfußes und des Fundaments

Die aus den oben genannten Angaben und Annahmen resultierenden, berechneten Bauteileigenfrequenzen sind in Tabelle 4.9 angegeben. Diese Eigenfrequenzen stellen die ungekoppelten Bauteilfrequenzen dar. Sie beziehen sich jeweils auf das isolierte Bauteil, das heißt, es findet bei der Berechnung der ungekoppelten Bauteileigenfrequenzen keine Interaktion mit weiteren im System befindlichen, schwingungsfähigen Komponenten statt. Die angegebenen Eigenfrequenzen des Turmes berücksichtigen eine elastische (Tabelle 4.8) und eine starre Bodenfeder sowie die Masse des Turmkopfes.

Komponente		Randbedingungen	Frequenz
Blatt, Biegung flapwise	1. EF	fest eingespannt - frei	0.515 Hz
Blatt, Biegung flapwise	2. EF	fest eingespannt - frei	1.233 Hz
Blatt, Biegung edgewise	1. EF	fest eingespannt - frei	0.824 Hz

Komponente		Randbedingungen	Frequenz
Blatt, Biegung edgewise	2. EF	fest eingespannt - frei	2.530 Hz
Turm, Biegung fore-aft	1. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.199 Hz
Turm, Biegung fore-aft	2. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	1.308 Hz
Turm, Biegung side-side	1. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.198 Hz
Turm, Biegung side-side	2. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	1.159 Hz
Turm, Biegung fore-aft	1. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.206 Hz
Turm, Biegung fore-aft	2. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	1.361 Hz
Turm, Biegung side-side	1. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.204 Hz
Turm, Biegung side-side	2. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	1.198 Hz

Tabelle 4.8: Komponenten-Eigenfrequenzen der WEA E-138 EP3 E3, E-138 EP3-RB-02, NH 110.396 m (E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01)

Die gekoppelten Eigenfrequenzen sind grafisch im Campbell-Diagramm in [1.1.1] dargestellt.

5 Durchgeführte Prüfungen

5.1 Prüfmethode

Die in dieser Lastrechnung angewandte Vorgehensweise, die Methodik sowie die angesetzten Grundparameter wurden auf Übereinstimmung mit den in [2.1] - [2.3] angegebenen Anforderungen überprüft.

Die der Lastberechnung zu Grunde gelegten Modelldaten wurden auf Plausibilität geprüft und im Übrigen als richtig vorausgesetzt.

Die Definition der Designlastfälle wurde unter Berücksichtigung des Betriebs- und Sicherheitssystems [1.2.3] und der Design Basis [1.2.1] auf Vollständigkeit sowie auf Konformität mit den Richtlinien [2.1] - [2.3] überprüft.

Darauf basierend wurde unter Berücksichtigung der in Kapitel 4 aufgelisteten und unter Kapitel 1 dokumentierten Parameter ein unabhängiges Simulationsmodell aufgebaut sowie eine unabhängige Analyse der Lasten durchgeführt. Die Übereinstimmung des Anlagenverhaltens während der Simulation mit dem in [1.1.1] dokumentierten Regelungskonzept der Anlage wurde überprüft.

Die Ergebnisse der unabhängigen Berechnungen wurden mit den unter 1.1 angegebenen Ergebnissen verglichen.

5.2 Anmerkungen

- 5.2.1. Im Fall von signifikanten, lastrelevanten Änderungen der zur Lastrechnung verwendeten Eingangsparameter wie z.B. strukturelle Modelldaten, Annahmen bzgl. der Aerodynamik, Reglerparameter kann eine Neuberechnung der Lasten erforderlich sein.

- 5.2.2. Abweichend von den in der DIBt (2012) [2.1] genannten technischen Anforderungen IEC 61400-1 Ed. 2 oder 3, wurde hier IEC 61400-1 Ed. 4 [2.3] verwendet.

5.3 Prüfergebnis

Die in 1.1 und Kapitel 3 beschriebene Vorgehensweise ist zur Bestimmung der Lasten geeignet.

Die in 1.1 dargestellten Lasten konnten durch eine unabhängige Lastberechnung bestätigt werden.

5.4 Schnittstellen

- 5.4.1. Relevante Parameter und Schnittstellenwerte, die über die in Kapitel 4 aufgeführten hinausgehen, sind den Dokumenten 1.1 zu entnehmen.
- 5.4.2. Die Lasten sind in den in [1.1.1] beschriebenen Berechnungskoodinaten-systemen ausgewertet worden.
- 5.4.3. Lastrelevante Einflüsse aus Erdbeben wurden nicht berücksichtigt.
- 5.4.4. Lastrelevante Einflüsse aus Eis am Rotorblatt wurden nicht berücksichtigt.
- 5.4.5. Eine Temperaturabhängigkeit der Materialkennwerte wurde nicht in der Lastbe-rechnung berücksichtigt.
- 5.4.6. Diese Prüfung beinhaltet die Überprüfung des Turmfreigangs nach [2.3].
- 5.4.7. Die Gierbewegung der Anlage wurde in der Lastsimulation nicht berücksichtigt.
- 5.4.8. Die Lasten am Turm beinhalten die Einflüsse aus den vorhandenen Mas-senexzentrizitäten und den Verformungen des Turms (Effekte aus Theorie 2. Ordnung). Die Einflüsse aus Schiefstellung des Turmes, Setzungen sowie aus einer statischen Drehfeder wurden nicht berücksichtigt.
- 5.4.9. In Übereinstimmung mit der Design Basis [1.2.1] wurde diese Lastrechnung unter Berücksichtigung der Blattanbauteile in Tabelle 4.5 durchgeführt. Eine Berechnung ohne diese Anbauten ist nicht Teil dieses Berichtes.
- 5.4.10. Bei Verwendung der Lastannahmen 1.1 für eine modifizierte Turmhöhe, wie in Kapitel 3 beschrieben, müssen Turm- und Fundamentlasten extrapoliert werden.
- 5.4.11. Die Lastrechnung wurde unter der Annahme durchgeführt, dass die Anlage mit einem elektrischen Widerstand (Chopper) ausgestattet ist. Dieser muss bei der Prüfung elektrischen Komponenten berücksichtigt werden.

5.4.12. Es ist gesondert nachzuweisen, dass die gerechneten Fehlerzustände der Lastfälle DLC 2.1 - DLC 2.5 [1.2.1] den identifizierten Szenarien der anlagen-spezifischen FMEA entsprechen.

6 Auflagen

- 6.1 Es sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um den Betrieb mit vereisten Rotorblättern auszuschließen.
- 6.2 Bei Abweichungen von mehr als $\pm 5\%$ von der 1. Turmeigenfrequenz (siehe Tabelle 4.9 zum Abgleich ungekoppelter Eigenfrequenzen bzw. [1.1.1] zum Abgleich gekoppelter Eigenfrequenzen) des in der Lastberechnung verwendeten Modells sind zusätzliche Untersuchungen unter Berücksichtigung der tatsächlichen Turmeigenfrequenzen erforderlich.

7 Schlussfolgerung

Die in [1.1.1] - [1.1.2] aufgeführten Lastannahmen für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, E-138 EP3-RB-02, NH 110.396 m (E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01) sind unter Berücksichtigung der Auflagen in Punkt 6 konform zur Richtlinie [2.1] berechnet worden.

Sachverständiger:



M.Sc. Simon Wiedemann

Freigegeben:



Dipl.-Ing. (FH) Gunnar Ewald

Dieser Bericht wird ausschließlich dem oben genannten Antragsteller bzw. Kunden zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Berichts ist nur durch vorherige schriftliche Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH oder des oben genannten Antragstellers oder Kunden gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist im Allgemeinen nicht gestattet.

Gutachtliche Stellungnahme

**für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3,
Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, verschiedene Konfigurationen,
WZ S, GK S**

- Turmkopfflanschbaugruppe -

TÜV NORD Bericht-Nr.: 8119224863-11 D Rev. 0

Gegenstand der Stellungnahme: Turmkopfflanschbaugruppe gemäß DIBt
Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korri-
gierte Fassung März 2015)

Anlagenhersteller: ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich
Deutschland

Die Gutachtliche Stellungnahme umfasst 8 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Prüfer
0	07.02.2022	Erstausgabe	C. Fischer

Inhaltsverzeichnis

1	Dokumente	3
1.1	Geprüfte Dokumente	3
1.2	Dazugehörige Dokumente	3
2	Prüfgrundlagen	4
3	Einleitung	4
4	Beschreibung	4
4.1	Turmkopfflansch	4
4.2	Lastannahmen	5
4.3	Baustoffe	5
5	Prüfung	6
5.1	Umfang und Methodik	6
5.2	Anmerkungen zur Prüfung	6
5.3	Ergebnis	7
5.4	Schnittstellen	7
6	Auflagen	7
7	Zusammenfassung	8

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

Statische Berechnungen

- [1.1.1] ENERCON GmbH:
„Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 Bolted Connection - Yaw Bearing and Tower Head Flange Statics und Fatigue Strength“
Dokument Nr.: D02524598, Rev. 2.0, Datum: 24.01.2022

Anlagen

- [1.1.2] ENERCON GmbH:
Zeichnung „Turmflansch Spezifikation-D3868-150xM30“,
Zeichnungs-Nr.: D02133917/0.1, Rev. 0.1, Datum: 05.02.2021

1.2 Dazugehörige Dokumente

Lastannahmen

- [1.2.1] ENERCON GmbH:
„Lastenbericht Maschinenbau E-138 EP3 E3 Abdeckende Betriebs- und Extremlasten für den Maschinenbau E-138 EP3 E3 mit dem Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 nach DIBt und IEC“
Dokument Nr.: D02397614, Rev. 0.3, Datum: 20.01.2022
- [1.2.2] TÜV NORD CERT GmbH:
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, Diverse NH, DIBt WZ S, GK S - Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau -“
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D III Rev. 0, Datum: 03.02.2022

Zeichnungen zur Turmkopfbaugruppe

- [1.2.3] ENERCON GmbH:
„Azimutlager 2KD-m22-z168i-b210“
Zeichnungs-Nr.: D02134927/0.0, Rev. 0.0, Datum: 20.01.2021
- [1.2.4] ENERCON GmbH:
„Maschinenträger EP3-MC-08“
Zeichnungs-Nr.: D02250932/0.0, Rev. 0.0, Datum: 02.07.2021

Spezifikation

- [1.2.5] ENERCON GmbH:
„Installation specifications for bolt connections in mechanical engineering“
Dokument Nr.: D0977320-0, Rev.6, Datum: 11.05.2020

2 Prüfgrundlagen

- [2.1] Deutsches Institut für Bautechnik - DIBt (Fassung 10.2012):
„Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“
- [2.2] DIN EN 1993-1-1 (12.2010) mit DIN EN 1993-1-1/NA (08.2015):
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau“
- [2.3] 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“
- [2.4] DIN EN 1993-1-9 (12.2010) mit DIN EN 1993-1-9/NA (12.2010):
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-9: Ermüdung“
- [2.5] 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 Dickenrichtung“
- [2.6] VDI 2230 Blatt 1 (11.2015):
„Systematische Berechnung hochbeanspruchter Schraubenverbindungen - Zylindrische Einschraubenverbindungen“

3 Einleitung

Gegenstand dieser Stellungnahme ist die Prüfung der Turmkopfflanschbaugruppe – bestehend aus dem Kopfflansch, der Schweißnaht zwischen Flansch und Turmwand sowie der Schraubverbindungen zwischen Flansch und Azimutlager und zwischen Azimutlager und Maschinenträger – hinsichtlich struktureller Integrität im Sinne der DIBt-Richtlinie [2.1].

4 Beschreibung

4.1 Turmkopfflansch

Der Turmkopfflansch ist ein L-Flansch mit einem Innendurchmesser von 3777 mm und einem Außendurchmesser von 4036 mm. Die Gesamthöhe beträgt 225 mm und der Flanschhals ist 35 mm dick. Weitere Informationen können der Zeichnung [1.1.2] entnommen werden.

Der Flansch wird mit dem Azimutlager mittels 150 Gewindestangen M30 verbunden. Die Verbindung zwischen dem Azimutlager und dem Maschinenträger wird durch 178 Gewindestangen M30 hergestellt. Die Geometrie des Azimutlagers und des Maschinenträgers ist in [1.2.3] und [1.2.4] dargestellt.

4.2 Lastannahmen

Die Turmkopfflanschbaugruppe wurde für die in Tabelle 4.1 aufgeführten Konfigurationen nachgewiesen. Die verwendeten Auslegungslasten ([1.2.1]) bilden die relevanten einhüllenden Lasten an den jeweiligen Turmköpfen. Die Ermüdungslasten basieren auf einer Lebensdauer von 25 Jahren.

Die Windenergieanlage erbringt eine maximale Leistung von 4260 kW und verwendet das Rotorblatt E-138 EP3-RB-02.

Nr.	WEA Bezeichnung	Nabenhöhe	Turmkonfiguration	Windzone (DIBt 2012)	Geländekategorie	Lasten spezifiziert in	Lasten geprüft in
1	E-138 EP3 E3	81 m	E-138 EP3 E3-ST-81-FB-C-01	S	S	[1.2.1]	[1.2.2]
2		111 m	E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01				
3		131 m	E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01				
4		160 m	E-138 EP3 E3-HST-160-FB-C-01				

Tabelle 4.1: Lastannahmen

4.3 Baustoffe

Flansch

Kopfflansch: Stahl DIN EN 10025-3-S355N
 $R_{eH} = 265 \text{ MPa}$ (nahtlos geschmiedet)

Schraubverbindung zwischen Kopfflansch und Azimutlager

Gewindestangen: DIN 976-1 M30x370-10.9 tZn
 maximale Vorspannkraft $F_{M,max} = 432,3 \text{ kN}$
 (drehmomentgesteuertes Anziehen)
 Anziehfaktor $\alpha_A = 1,5$

Scheiben: ISO 7089 - 30 - 300HV tZn

Muttern: ISO 4032 M30 - 10 tZn

Schraubverbindung zwischen Azimutlager und Maschinenträger

Gewindestangen:	DIN 976-1 M30x330-10.9 tZn maximale Vorspannkraft $F_{M,max} = 512,5 \text{ kN}$ (drehwinkelgesteuertes Anziehen) Anziehungsfaktor $\alpha_A = 1,0$
Scheiben:	ISO 7089 - 30 - 300HV tZn
Muttern:	ISO 4032 M30 - 10 tZn

5 Prüfung

5.1 Umfang und Methodik

Die Nachweise der Grenzzustände der Tragfähigkeit wurden in der eingereichten statischen Berechnung [1.1.1] für die Kopfflanschbaugruppe geführt und durch Vergleichsrechnung geprüft.

Die Prüfung umfasst die Kopfflanschbaugruppe, bestehend aus dem Flansch, der Schweißnaht zwischen Turmwand und Flansch, sowie den beiden Schraubenverbindungen zwischen Kopfflansch und Azimutlager und zwischen Azimutlager und Maschinenträger.

Die Prüfung befasst sich mit den Grenzzuständen der Tragfähigkeit der Kopfflanschbaugruppe für die in Tabelle 4.1 genannten Lastkonfigurationen.

Transportzustände sowie Zustände während der Montage sind nicht Bestandteil der Prüfung.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden nicht berücksichtigt.

5.2 Anmerkungen zur Prüfung

Für die Bemessung wurden die Teilsicherheitsbeiwerte gemäß DIBt 2012 ([2.1]) berücksichtigt. Der Materialteilsicherheitsbeiwert für die Ermüdung der Schweißverbindungen und der Schraubenverbindungen wurde mit $\gamma_{Mf} = 1,25$ angesetzt.

Für den Nachweis des Turmkopfflansches wurden in [1.1.1] nicht-lineare Übertragungsfunktionen mittels der Finite-Elemente-Methode hergeleitet. Der zugrunde liegende Aufbau des Turmkopfes kann [1.1.2], [1.2.3] und [1.2.4] entnommen werden.

Die Übertragungsfunktionen für den Ermüdungsnachweis berücksichtigen einen Vorspannkraftverlust von mehr als 70 % der nominalen Schraubenvorspannkraft gemäß Abschnitt 4.3. Die für den Flansch und die Schweißnaht verwendeten Wöhlerlinien sind DIN EN 1993-1-9 [2.4] entnommen; die für die Schraubverbindungen der VDI 2230 [2.6].

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

5.3 Ergebnis

Die geprüften Nachweise der Grenzzustände der Tragfähigkeit sind vollständig und in statischer Hinsicht korrekt.

5.4 Schnittstellen

Turm

- 5.4.1 Die Auslegungslasten des Turms müssen kleiner oder gleich den Lastannahmen zum Turm sein, die in [1.2.1] zitiert werden.
- 5.4.2 Die Anforderungen in [1.1.2] hinsichtlich der Ausführung der Schweißnaht, der Neigung der Turmwand und der zulässigen Einbauten an die Turmwand sind bei der Turmauslegung zu berücksichtigen.
- 5.4.3 Die an den Kopfflansch anschließende Turmwand muss mindestens aus Stahl EN10025-2-S355J2 sein.

Montage & Inbetriebnahme

- 5.4.4 Die Spezifikation [1.2.5] enthält Anweisungen bezüglich der Montage der Schraubenverbindungen.

6 Auflagen

- 6.1 Das für den Flansch verwendete Material soll eine minimale Streckgrenze R_{eH} 265 MPa aufweisen.

7 Zusammenfassung

Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Schnittstellen und Auflagen erfüllt die hier geprüfte Turmkopfflanschbaugruppe die Anforderungen der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen [2.1].

Diese gutachtliche Stellungnahme gilt für die in Tabelle 4.1 aufgeführten Windenergieanlagenkonfigurationen.

Konstruktive Änderungen der Kopfflanschbaugruppe sind dem Prüfamts für Baustatik der TÜV NORD CERT GmbH mitzuteilen und einer Bewertung zu unterziehen. Ansonsten verliert diese gutachtliche Stellungnahme ihre Gültigkeit.

Prüfer:



Dr.-Ing. C. Fischer

Freigegeben:



M.Sc. / SFI R. Diewald

Diese gutachtliche Stellungnahme wird ausschließlich dem oben genannten Anlagenhersteller bzw. Antragsteller zur Verfügung gestellt. Eine Veröffentlichung oder Verbreitung ist nur nach vorheriger, schriftlicher Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist nicht gestattet.

Gutachtliche Stellungnahme

Windenergieanlage E-138 EP3 E3
IEC 61400-1 Ed. 3

- Diverse Komponenten -

TÜV NORD Bericht Nr.: 8119616205-100 D II Rev. 0

Gegenstand der Prüfung: Prüfung der Auslegungsanforderungen der
DIN EN 61400-1:2011-08 (IEC 61400-1 Ed. 3).

**Anlagenhersteller
(Antragsteller):** ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich
Deutschland

Diese Gutachtliche Stellungnahme umfasst 7 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Sachverständiger
0	14.11.2022	Erste Fassung	Konstantin Konkel

Inhaltsverzeichnis

1	Dokumente	3
1.1	Geprüfte Dokumente	3
1.2	Dazugehörige Dokumente.....	3
2	Prüfgrundlagen	5
3	Einleitung	5
4	Durchgeführte Prüfungen.....	5
4.1	Prüfmethode.....	5
4.2	Anmerkungen	6
4.3	Prüfergebnis	6
4.4	Schnittstellen	6
5	Auflagen.....	6
6	Schlussfolgerung	6

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

- [1.1.1] ENERCON GmbH:
Bestätigung nach IEC 61400-1 Ed. 3
"Stellungnahme Verwendbarkeit IEC ed.3 anstatt IEC ed.4
für ENERCON WEA"
Dokument-Nr.: D02759428/0.0
Rev. 0.0, Datum: 06.09.2022

1.2 Dazugehörige Dokumente

- [1.2.1] DKE:
"Stellungnahme DIBt / IEC 61400-1 Ed. 4"
Dokument-Nr.: DKE/AK 383.0.1
Rev. -, Datum: 31.08.2020
- [1.2.2] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Lastannahmen Turm und Fundament NH111m
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138
EP3-RB-02, NH 110.396 m (E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01), DIBt WZ S, GK
S - Lastannahmen für Turm und Fundament -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D I
Rev. 0, Datum: 06.09.2022
- [1.2.3] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Lastannahmen Turm und Fundament NH131m
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138
EP3-RB-02, NH 130.639 m (E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01), DIBt WZ S, GK
S - Lastannahmen für Turm und Fundament -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D II
Rev. 0, Datum: 03.02.2022
- [1.2.4] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Lastannahmen Rotorblatt und Maschinenbau
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138
EP3-RB-02, Diverse NH, DIBt WZ S, GK S - Lastannahmen für Rotorblatt und
Maschinenbau -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D III
Rev. 1, Datum: 06.09.2022

- [1.2.5] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Sicherheitssystem und Handbücher
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlagen ENERCON E-138 EP3 E3
Plattform nach DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen (2012) -
Sicherheitssystem und Handbücher -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-2 D
Rev. 0, Datum: 22.09.2022
- [1.2.6] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Rotorblatt
„Gutachtliche Stellungnahme für die Typenprüfung der Windenergieanlage E-
138 EP3 E2 und E-138 EP3 E3 unterschiedliche Konfigurationen und
Nabenhöhen - Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8117142915-3 D
Rev. 6, Datum: 11.10.2022
- [1.2.7] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Maschinenbauliche Komponenten
„Gutachtliche Stellungnahme für die Typenprüfung der Windenergieanlage
ENERCON E-138 EP3 E3 - Maschinenbauliche Komponenten -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-4 D
Rev. 0, Datum: 08.11.2022
- [1.2.8] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Verkleidungen und Strukturen
„Gutachtliche Stellungnahme für die Typenprüfung der Windenergieanlage
ENERCON E-138 EP3 E3 und E-115 EP3 E4 - Verkleidungen & Strukturen -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-12 D
Rev. 0, Datum: 24.10.2022
- [1.2.9] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Elektrische Komponenten und Blitzschutz
„Gutachtliche Stellungnahme ENERCON E-138 EP3 E3 – Elektrische
Komponenten und Blitzschutz –“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-5 D
Rev. 1, Datum: 28.09.2022
- [1.2.10] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Turmkopfflanschbaugruppe
„Gutachtliche Stellungnahme für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3,
Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, verschiedene Konfigurationen, WZ S, GK S -
Turmkopfflanschbaugruppe -“,
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-11 D
Rev. 0, Datum: 07.02.2022

2 Prüfgrundlagen

- [2.1] DIN EN 61400-1:2011-08:
„Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010 (Ed. 3)); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010“
- [2.2] DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12:
„Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019 (Ed. 4));
Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019“
- [2.3]** Deutsches Institut für Bautechnik - DIBt:2015-03:
„Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, korrigierte Fassung

3 Einleitung

Dieser Bericht attestiert die Evaluierung des vom Antragsteller getätigten Vergleiches der Auslegungsanforderungen der DIN EN 61400-1:2011-08 [2.1] mit den Auslegungsanforderungen der DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12 [2.2] für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3.

4 Durchgeführte Prüfungen

4.1 Prüfmethode

Die in [1.1.1] zur Prüfung eingereichten Informationen und Aussagen wurden hinsichtlich Plausibilität, technischer Richtigkeit und korrekter Referenz zu den zuvor genannten, technischen Standards geprüft.

Die Prüfungen und technischen Auslegungsanforderungen dieser gutachtlichen Stellungnahme und deren Übertragbarkeit beziehen sich auf die in der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen [1.1], Kapitel 3, Buchstabe I, geforderten, gutachtlichen Stellungnahmen sowie auf die bautechnischen Unterlagen für Turm und Gründung gemäß DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen [1.1], Kapitel 3, Buchstaben E bis G.

4.2 Anmerkungen

Keine

4.3 Prüfergebnis

Die in [1.1.1] beschriebene Vorgehensweise und Dokumentation ist zur Bewertung der Frage, ob die Auslegungsanforderungen der DIN EN 61400-1 [2.1] erfüllt sind, geeignet.

4.4 Schnittstellen

Keine

5 Auflagen

5.1 Der Prüfung von Turm und Gründung liegen Einwirkungen nach DIN EN IEC 61400-1 [2.2] zu Grunde.

6 Schlussfolgerung

Unter Berücksichtigung der Auflagen in Kapitel 5 kann für die 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 [2.1] ebenfalls bestätigt werden.

Diese zusätzliche Bestätigung der Auslegungsanforderungen der DIN EN 61400-1 Ed. 3 [2.1] gilt jeweils nur für die gesamte Windenergieanlage. Die Prüfung der gesamten Windenergieanlage umfasst die gemäß [2.3], Kapitel 3, Buchstabe I, geforderten, gutachtlichen Stellungnahmen sowie die bautechnischen Unterlagen für Turm und Gründung gemäß [2.3], Kapitel 3, Buchstaben E bis G.

Die Übertragbarkeit einer einzelnen, gutachtlichen Stellungnahme gemäß DIN EN IEC 61400-1 Ed. 4 [2.2] auf die DIN EN 61400-1 Ed.3 [2.1], z.B. nur für die Lastannahmen, wird nicht bestätigt.

Sachverständiger:



M.Sc. Konstantin Konkel

Freigegeben:



Dipl.-Ing. Christian Hering

An der Prüfung beteiligte Sachverständige:

Dipl.-Ing. Lennart Klüppel

Dipl.-Ing. /IWE Ingo Jongschlager

Dipl.-Ing. (FH) Tomislav Ladišić

Dipl.-Ing. Martin Passow

Dr.-Ing. Werner Aldenhoff

M. Sc. Holger Grafe

Dieser Bericht wird ausschließlich dem oben genannten Antragsteller bzw. Kunden zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Berichts ist nur durch vorherige schriftliche Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH oder des oben genannten Antragstellers oder Kunden gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist im Allgemeinen nicht gestattet.

Technische Beschreibung

Eigenbedarf

ENERCON Windenergieanlagen

Technische Änderungen vorbehalten.

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	D0215274/19.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2022-10-20	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Validierung

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Verbraucher	6
3	Betriebspunkte	7
4	Betriebsbedingungen	8
5	Ergebnisse	9
5.1	Eigenbedarf der Windenergieanlage im Sommer	9
5.2	Eigenbedarf der Windenergieanlage im Winter	11

Abkürzungsverzeichnis

FT	FACTS Transmission (elektrische Konfiguration mit FACTS-Eigenschaften)
FTQ	FACTS Transmission mit Option Q+ (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
STATCOM	Static compensator (statischer Kompensator)

Technische Änderungen vorbehalten.

1 Einleitung

ENERCON Windenergieanlagen beziehen im Stillstand wie auch im Trudelbetrieb Wirkleistung aus dem Versorgungsnetz, um die Funktionalität der Steuerung und der Hilfsantriebe aufrecht zu erhalten. Bestimmte Umgebungsbedingungen wie z. B. Windgeschwindigkeit, Windrichtungsänderungen, Umgebungstemperatur oder Luftfeuchtigkeit können Einfluss auf die Höhe des Leistungsbezugs haben. Erzeugt eine Windenergieanlage Wirkleistung, wird der Eigenbedarf von der Windenergieanlage selbst gedeckt.

In diesem Dokument wird der Eigenbedarf der ENERCON Windenergieanlagen im Stillstand wie auch im Trudelbetrieb dargestellt. Bei den angegebenen Werten handelt es sich um Abschätzungen, die unter Berücksichtigung bestimmter Betriebsbedingungen der Windenergieanlagen ermittelt wurden. Grundlage für die Abschätzungen sind Messungen an den jeweiligen Windenergieanlagentypen mit unterschiedlichen elektrischen Konfigurationen und verschiedenen Varianten des Kühl- und Heizsystems.

2 Verbraucher

Auch wenn eine Windenergieanlage keine Wirkleistung erzeugt, sind einzelne Systeme aktiv und müssen mit elektrischer Energie versorgt werden. Folgende Systeme und Verbraucher verursachen einen signifikanten Teil des Eigenbedarfs der Windenergieanlage:

Tab. 1: Relevante Verbraucher

System	Verbraucher
Grundverbrauch	Steuerungsplatinen
Windnachführung	Azimutmotoren
	Blattverstellmotoren
Kühlsystem	Turmlüfter
	Gondellüfter
	Lüfter-Umrichterschrank
	Flüssigkeitskühlung mit Pumpenmodul und Passivkühler (modellspezifisch)
Heizsystem	Generatortrocknung
	Heizung
	Heizkörper-Umrichterschränke
Blattheizung (projektspezifisch)	Heizregister
	Radialventilator

Tab. 2: Relevante Verluste

System	Verluste
STATCOM	Schaltverluste der Umrichter

Der Energiebezug einer Windenergieanlage mit Blindleistungsexport oder Blindleistungsimport bei sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten hängt von den projektspezifischen Wetterbedingungen (Wind, Temperatur etc.) ab.

Elektrische Konfiguration

Die Messungen haben gezeigt, dass der Unterschied zwischen den elektrischen Konfigurationen (FT und FTQ) keinen signifikanten Einfluss auf den Eigenbedarf der Windenergieanlagen hat. Daher wird die elektrische Konfiguration nicht berücksichtigt.

3 Betriebspunkte

Für die Ermittlung des Eigenbedarfs werden verschiedene Betriebspunkte berücksichtigt.

Windenergieanlage im Standby

Die Windenergieanlage produziert keine elektrische Energie trotz vorhandener Netzversorgung. Ursachen können z. B. Windmangel oder ein Regelsignal vom Netzbetreiber sein.

Die relevanten Verbraucher sind je nach Bedarf aktiv. Die relevanten Verbraucher sind Windnachführung, Kabelentdrillung, Kühl- und Heizsystem sowie die Blattheizung (projektspezifisch).

Windenergieanlage mit STATCOM

Die Windenergieanlage produziert keine Wirkleistung trotz vorhandener Netzversorgung. Blindleistung wird zur Spannungsregelung und Netzstabilisierung zur Verfügung gestellt. Für die Ermittlung des Eigenbedarfs wird die maximale Blindleistungsbereitstellung im „Absorption“-Betrieb (Import von Blindleistung) betrachtet.

Windenergieanlage nach Netzausfall

Die Windenergieanlage wird nach einem Netzausfall wieder eingeschaltet. Mehrere relevante Verbraucher werden gleichzeitig eingeschaltet, wie z. B. Generatortrocknung, Heizsystem, Windnachführung oder Kühlsystem.

4 Betriebsbedingungen

Um einen möglichst breiten Betriebsbereich abzudecken, werden bestimmte Betriebsbedingungen untersucht.

Sommer

Im Sommer sind neben der Versorgung der Steuerung zeitweise die Windnachführung sowie die Kühlsysteme der Windenergieanlage aktiv.

Winter

Im Winter sind neben der Versorgung der Steuerung zeitweise die Windnachführung sowie die Kühlsysteme aktiv. Die Heizsysteme und die Blattheizung (projektspezifisch) sind besonders bei längeren Standzeiten aktiv.

Um zu den jeweiligen Betriebspunkten eine Aussage zum Eigenbedarf machen zu können, sind in den folgenden zwei Tabellen die relevanten Verbraucher zugeordnet.

Tab. 3: Verbraucher/Verluste im Sommer

Verbraucher/Verluste	im Standby	mit STATCOM	nach Netzausfall
Grundverbrauch	x	x	x
Windnachführung	x	x	x
Kühlsystem	x	x	x
Heizsystem			
Blattheizung (projektspezifisch)			
STATCOM		x	

Tab. 4: Verbraucher/Verluste im Winter

Verbraucher/Verluste	im Standby	mit STATCOM	nach Netzausfall
Grundverbrauch	x	x	x
Windnachführung	x	x	x
Kühlsystem		x	x
Heizsystem	x		x
Blattheizung (projektspezifisch)	x	x	
STATCOM		x	

5 Ergebnisse

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Ermittlung des Eigenbedarfs von ENERCON Windenergieanlagen im Stillstand wie auch im Trudelbetrieb als Maximalwert und als 15-Minuten-Mittelwert dargestellt. Dabei werden sowohl die in Kap. 3, S. 7 dargestellten Betriebspunkte, als auch die unter Kap. 4, S. 8 aufgeführten Szenarien berücksichtigt.

Die nachfolgenden Werte können bei einer Windenergieanlage mit gleicher Bezeichnung aber reduzierter Nennleistung geringer sein.

Maximalwerte (Max.)

Bei den Maximalwerten handelt es sich um eine Addition der einzelnen Leistungen, die beim Betrieb der einzelnen Systeme gemessen werden.

15-Minuten-Mittelwerte (15 min)

Bei den 15-Minuten-Mittelwerten handelt es sich um Werte, die unter Berücksichtigung von gewissen Einschaltzyklen der Hilfsaggregate über eine Periode von 15 Minuten entstehen.

5.1 Eigenbedarf der Windenergieanlage im Sommer

Tab. 5: Eigenbedarf der Windenergieanlage im Sommer

Windenergieanlage	im Standby		mit STATCOM		nach Netzausfall	
	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW
E-44 (200 kW) ¹	11	2	-	-	13	3
E-44 (250 kW) ¹	12	2	-	-	14	3
E-44 (500 kW) ¹	13	2	-	-	15	3
E-44 (900 kW)	14	2	23	16	16	3
E-48 (500 kW) ¹	13	2	-	-	15	3
E-48 (800 kW)	14	2	23	16	16	3
E-53 (500 kW) ¹	13	2	-	-	15	3
E-53 (800 kW)	14	2	23	16	16	3
E-70 E4 (1500 kW) ¹	47	9	-	-	52	7
E-70 E4 (2300 kW)	48	9	85	64	53	7
E-82 E2 (2000 kW)	41	8	78	61	46	7
E-82 E2 (2300 kW)	48	9	85	64	53	7
E-82 E4 (2350 kW)	52	10	117	95	57	7
E-82 E4 (3000 kW)	55	10	120	95	60	7
E-92 (2000 kW)	51	9	86	63	67	14
E-92 (2350 kW)	52	9	87	63	68	14
E-103 EP2 (2000 kW) ²	51	9	86	63	67	14
E-103 EP2 (2350 kW) ²	52	9	87	63	68	14
E-115 EP3 E3 (2990 kW) ²	62	11	130	96	85	19

Technische Änderungen vorbehalten.

Windenergieanlage	im Standby		mit STATCOM		nach Netzausfall	
	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW
E-115 EP3 E3 (4200 kW) ²	98	19	192	124	156	32
E-115 EP3 E4 (4260 kW) ²	98	19	192	124	156	32
E-126 EP3 (3000 kW) ²	95	19	188	122	152	32
E-126 EP3 (3500 kW) ²	96	19	189	123	153	32
E-126 EP3 (4000 kW) ²	98	19	192	124	156	32
E-138 EP3 (3500 kW) ²	98	19	192	124	156	32
E-138 EP3 E2 (4200 kW) ²	108	21	210	136	171	35
E-138 EP3 E3 (4260 kW) ²	108	21	210	136	171	35
E-136 EP5 (4650 kW) ^{2,4}	74	13	-	-	_ ³	_ ³
E-147 EP5 (4300 kW) ^{2,4}	74	25	-	-	_ ³	_ ³
E-147 EP5 E2 (5000 kW) ^{2,4}	74	25	-	-	_ ³	_ ³
E-160 EP5 (4600 kW) ^{2,4}	74	16	-	-	_ ³	_ ³
E-160 EP5 E2 (5500 kW) ^{2,4}	74	16	-	-	_ ³	_ ³
E-160 EP5 E3 (5560 kW) ^{2,4}	74	16	-	-	_ ³	_ ³
E-160 EP5 E3 R1 (5560 kW) ^{2,4}	74	16	-	-	_ ³	_ ³
E-175 EP5 (6000 kW) ^{2,4}	80	18	-	-	_ ³	_ ³

¹ länder- und projektspezifische Konfigurationen der Windenergieanlage (Verfügbarkeit prüfen)

² vorläufige Daten

³ keine Daten verfügbar

⁴ Bei der Kompensation der statischen Blindleistung des Umrichters ist der Wert höher (bei Stillstand der Windenergieanlage).

Technische Änderungen vorbehalten.

5.2 Eigenbedarf der Windenergieanlage im Winter

Tab. 6: Eigenbedarf der Windenergieanlage im Winter (ohne Blattheizung)

Windenergieanlage	im Standby		mit STATCOM		nach Netzausfall	
	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW
E-44 (200 kW) ¹	6	1	-	-	8	3
E-44 (250 kW) ¹	7	2	-	-	9	3
E-44 (500 kW) ¹	9	2	-	-	11	4
E-44 (900 kW)	13	9	23	16	19	11
E-48 (500 kW) ¹	9	2	-	-	11	4
E-48 (800 kW)	13	9	23	16	19	11
E-53 (500 kW) ¹	9	2	-	-	11	4
E-53 (800 kW)	13	9	23	16	19	11
E-70 E4 (1500 kW) ¹	24	18	-	-	36	23
E-70 E4 (2300 kW)	25	19	85	60	37	24
E-82 E2 (2000 kW)	25	19	78	60	37	24
E-82 E2 (2300 kW)	25	19	85	60	37	24
E-82 E4 (2350 kW)	28	17	115	89	36	23
E-82 E4 (3000 kW)	32	19	118	91	40	25
E-92 (2000 kW)	28	18	72	59	50	28
E-92 (2350 kW)	29	19	73	60	51	29
E-103 EP2 (2000 kW) ²	28	18	72	59	50	28
E-103 EP2 (2350 kW) ²	29	19	73	60	51	29
E-115 EP3 E3 2990 kW) ²	52	31	130	92	75	46
E-115 EP3 E3 (4200 kW) ²	67	35	170	118	106	59
E-115 EP3 E4 (4260 kW) ²	67	35	170	118	106	59
E-126 EP3 (3000 kW) ²	67	33	170	116	106	55
E-126 EP3 (3500 kW) ²	67	34	170	117	106	56
E-126 EP3 (4000 kW) ²	67	35	170	118	106	59
E-138 EP3 (3500 kW) ²	62	34	155	110	95	55
E-138 EP3 E2 (4200 kW) ²	69	37	170	121	105	61
E-138 EP3 E3 (4260 kW) ²	69	37	170	121	105	61
E-136 EP5 (4650 kW) ^{2,4}	97	17	-	-	_ ³	_ ³
E-147 EP5 (4300 kW) ^{2,4}	97	30	-	-	_ ³	_ ³
E-147 EP5 E2 (5000 kW) ^{2,4}	97	30	-	-	_ ³	_ ³
E-160 EP5 (4600 kW) ^{2,4}	97	19	-	-	_ ³	_ ³
E-160 EP5 E2 (5500 kW) ^{2,4}	97	19	-	-	_ ³	_ ³

Technische Änderungen vorbehalten.

Windenergieanlage	im Standby		mit STATCOM		nach Netzausfall	
	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW
E-160 EP5 E3 (5560 kW) ^{2,4}	97	19	-	-	- ³	- ³
E-160 EP5 E3 R1 (5560 kW) ^{2,4}	97	19	-	-	- ³	- ³
E-175 EP5 (6000 kW) ^{2,4}	105	21	-	-	- ³	- ³

¹ länder- und projektspezifische Konfigurationen der Windenergieanlage (Verfügbarkeit prüfen)

² vorläufige Daten

³ keine Daten verfügbar

⁴ Bei der Kompensation der statischen Blindleistung des Umrichters ist der Wert höher (bei Stillstand der Windenergieanlage).

Wenn die Blattheizung aktiv ist, beträgt die Heizdauer üblicherweise mehrere Stunden. Aus diesem Grund müssen die Nennleistungswerte der Blattheizung (Tab. 7, S. 12) zu den Ergebnissen in den Spalten *im Standby* und *mit STATCOM* dazu addiert werden.

Eigenbedarf der Blattheizung im Winter

In der nachfolgenden Tabelle ist der maximale Leistungsbezug der Blattheizung für die Windenergieanlagen aufgelistet.

Eine Begrenzung der Leistungsaufnahme auf einen geringeren Wert ist möglich. Hierzu müssen entsprechende Einstellungen an der Steuerung der Windenergieanlage vorgenommen werden. Eine Verringerung der Leistungsaufnahme führt jedoch auch zu einer Verringerung der Effektivität der Blattheizung.

Tab. 7: Nennleistung Blattheizung

Windenergieanlage	Nennleistung Blattheizung in kW (Blattheizungsmodul je Rotorblatt)
E-44 (200 kW) ¹	15,2
E-44 (250 kW) ¹	15,2
E-44 (500 kW) ¹	15,2
E-44 (900 kW)	15,2
E-48 (500 kW) ¹	15,2
E-48 (800 kW)	15,2
E-53 (500 kW) ¹	15,2
E-53 (800 kW)	15,2
E-70 (1500 kW) ¹	22,7
E-70 (2300 kW)	22,7
E-82 E2 (2000 kW)	29,0
E-82 E2 (2300 kW)	29,0
E-82 E4 (2350 kW)	29,0
E-82 E4 (3000 kW)	29,0
E-92 (2000 kW)	43

Windenergieanlage	Nennleistung Blattheizung in kW (Blattheizungsmodul je Rotorblatt)
E-92 (2350 kW)	43
E-103 EP2 (2000 kW) ²	43
E-103 EP2 (2350 kW) ²	55,5
E-115 EP3 E3 (2990 kW) ²	74,3
E-115 EP3 E3 (4200 kW) ²	68
E-115 EP3 E4 (4260 kW) ²	68
E-126 EP3 (3000 kW) ²	55,5
E-126 EP3 (3500 kW) ²	55,5
E-126 EP3 (4000 kW) ²	68
E-138 EP3 (3500 kW) ²	68
E-138 EP3 E2 (4200 kW) ²	68
E-138 EP3 E3 (4260 kW) ²	68
E-136 EP5 (4650 kW)	keine Blattheizung
E-147 EP5 (4300 kW)	keine Blattheizung
E-147 EP5 E2 (5000 kW)	keine Blattheizung
E-160 EP5 (4600 kW)	keine Blattheizung
E-160 EP5 E2 (5500 kW)	keine Blattheizung
E-160 EP5 E3 (5560 kW)	keine Blattheizung
E-160 EP5 E3 R1 (5560 kW)	keine Blattheizung
E-175 EP5 (6000 kW)	in Entwicklung

¹ länder- und projektspezifische Konfigurationen der Windenergieanlage (Verfügbarkeit prüfen)

² vorläufige Daten

Technische Änderungen vorbehalten.

Technische Beschreibung

ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

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	D1018637/4.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2022-07-07	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

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
D1018642	Technische Daten ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

Inhaltsverzeichnis

1	Produktübersicht	6
2	Komponenten	8
2.1	Rotorblätter	8
2.2	Gondel	9
2.2.1	Ringgenerator	9
2.3	Turm	9
3	Netzeinspeisesystem	11
4	Sicherheitssystem	14
4.1	Sicherheitseinrichtungen	14
4.2	Sensorsystem	14
5	Steuerung	17
5.1	Windnachführung	17
5.2	Rotorblattverstellung	17
5.3	Start der Windenergieanlage	18
5.3.1	Startvorbereitung	18
5.3.2	Windmessung und Ausrichtung der Gondel	18
5.3.3	Erregung des Generators	19
5.3.4	Leistungseinspeisung	19
5.4	Betriebsarten	20
5.4.1	Volllastbetrieb	20
5.4.2	Teillastbetrieb	20
5.4.3	Trudelbetrieb	20
5.5	Sicheres Anhalten der Windenergieanlage	21
6	Fernüberwachung	22
7	Wartung	23

Abkürzungsverzeichnis

FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System (Flexibles Wechselstrom-Übertragungssystem)
FT	FACTS Transmission (elektrische Konfiguration mit FACTS-Eigenschaften)
FTQ	FACTS Transmission mit Option Q+ (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
FTQS	FACTS Transmission mit Option Q+ und STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich und STATCOM-Option)
FTS	FACTS Transmission mit STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit STATCOM-Option)
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (überwachende Steuerung und Datenerfassung)
STATCOM	Static compensator (statischer Kompensator)

1 Produktübersicht



Abb. 1: Produktübersicht

Die Windenergieanlage erzeugt elektrische Energie aus Wind. Der anströmende Wind bewirkt, dass der Rotor sich im Uhrzeigersinn dreht. Die Drehbewegung wird in elektrische Energie umgewandelt. Die Windenergieanlage arbeitet automatisch.

Die Windenergieanlage besteht im Wesentlichen aus dem Turm, aus der drehbaren Gondel mit verstellbaren Rotorblättern und aus elektrischen Komponenten zur Erzeugung und Aufbereitung der elektrischen Energie.

Getriebelos

Das Antriebssystem der Windenergieanlage besteht aus wenigen drehenden Bauteilen. Die Rotornabe und der Rotor des Generators sind ohne Getriebe als feste Einheit miteinander verbunden. Dadurch verringert sich die mechanische Belastung und die technische Lebensdauer wird erhöht. Der Wartungs- und Serviceaufwand wird verringert und die Betriebskosten sinken. Da das Getriebe und andere schnelldrehende Teile entfallen, werden die Energieverluste zwischen Rotor und Generator und die Geräuschemissionen verringert.

Aktive Rotorblattverstellung

Die aktive Rotorblattverstellung begrenzt die Drehzahl des Rotors und die dem Wind entnommene Leistung. Somit wird die maximale Leistung der Windenergieanlage auch kurzfristig exakt auf Nennleistung begrenzt. Durch Verstellen der Rotorblätter in Fahnenstellung wird der Rotor angehalten, ohne dass der Antriebsstrang durch den Einsatz einer mechanischen Bremse belastet wird. Die Energieversorgung für eine Notverstellung der Rotorblätter befindet sich in den Blattverstellsschränken.

Indirekte Netzkopplung

Die vom Generator erzeugte elektrische Leistung wird über einen Vollumrichter in das Stromnetz eingespeist. Durch den Vollumrichter wird der Generator vom Netz entkoppelt und die elektrischen Eigenschaften des Generators sind für das Verhalten der Windenergieanlage am Stromnetz unerheblich. Das Netzeinspeisesystem mit Vollumrichter gewährleistet einen maximalen Energieertrag bei hoher Netzverträglichkeit.

Durch die Entkopplung vom Stromnetz kann der Generator bei jeder Windgeschwindigkeit mit einem optimalen Betriebspunkt, z.B. Drehzahl, Leistung, Spannung, betrieben werden.

2 Komponenten

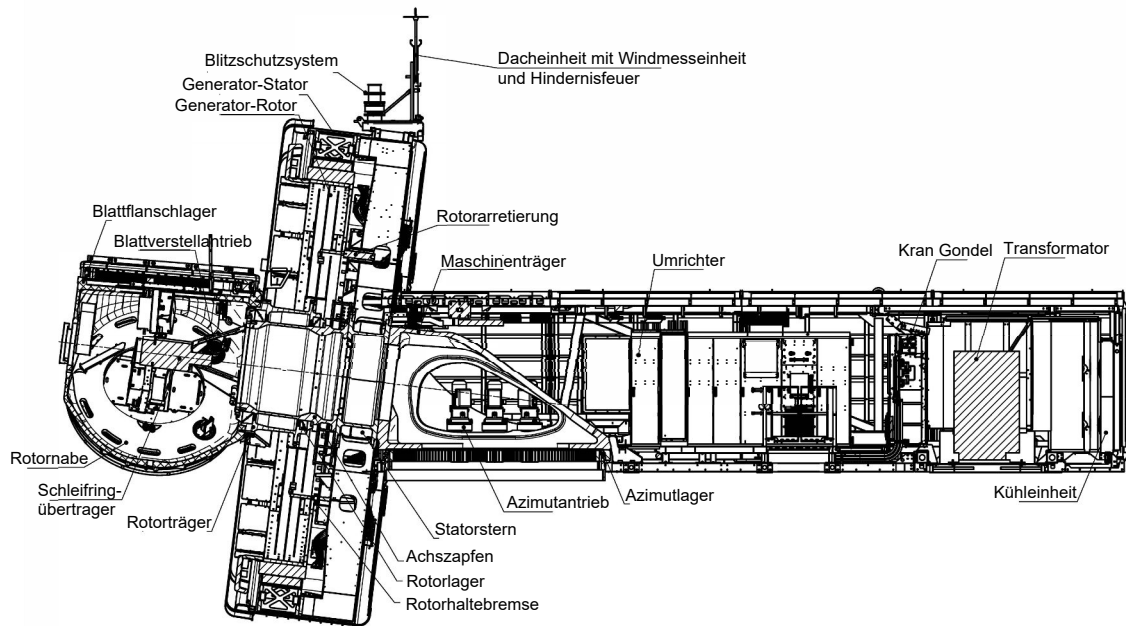


Abb. 2: Gondelschnitt

2.1 Rotorblätter

Die Rotorblätter aus GFK, Balsaholz und Schaumstoff haben wesentlichen Einfluss auf den Ertrag der Windenergieanlage sowie auf ihre Geräuschemissionen. Das Rotorblatt wird in Halbschalen- und Vakuuminfusionsbauweise gefertigt. Form und Profil der Rotorblätter wurden gemäß den folgenden Vorgaben entwickelt:

- hoher Leistungsbeiwert
- lange Lebensdauer
- geringe Geräuschemissionen
- niedrige mechanische Lasten
- effizienter Materialeinsatz

Die Rotorblätter der Windenergieanlage sind speziell für den Betrieb mit variabler Rotorblattverstellung und variabler Drehzahl ausgelegt. Die Oberflächenbeschichtung auf Polyurethanbasis schützt die Rotorblätter vor Umwelteinflüssen wie z. B. UV-Strahlung und Erosion. Die Beschichtung ist sehr abriebfest und zähhart.

Die 3 Rotorblätter werden jeweils durch voneinander unabhängige mikroprozessorgesteuerte Rotorblattverstelleinheiten verstellt. Der eingestellte Blattwinkel wird über je 2 Blattwinkelmessungen ständig überprüft und die 3 Blattwinkel werden miteinander synchronisiert. Dies ermöglicht eine schnelle und präzise Einstellung der Blattwinkel entsprechend den vorherrschenden Windverhältnissen.

Die Rotorblätter sind mit einem Zackenprofil in einem Teilbereich der Blatthinterkante ausgestattet. Dieser Hinterkantenkamm (Trailing Edge Serration) verkleinert die Turbulenzen an der Blatthinterkante und mindert damit die Schallemission der Windenergieanlage.

2.2 Gondel

Die Rotornabe dreht sich auf 2 Rotorlagern um den feststehenden Achszapfen. An der Rotornabe sind u. a. die Rotorblätter und der Generator-Rotor befestigt. Der Schleifring-übertrager befindet sich an der Spitze des Achszapfens. Er überträgt über Schleifkontakte elektrische Energie und Daten zwischen dem feststehenden und dem rotierenden Teil der Gondel.

Das tragende Element des feststehenden Generator-Statorts ist der Statorträger mit 6 Tragarmen. Der Statorträger ist über den Statortragstern fest mit dem Maschinenträger verbunden. An den Enden der Tragarme ist der Statorring mit den Aluminiumwicklungen angebracht, in denen der elektrische Strom induziert wird.

Der Maschinenträger ist das zentrale tragende Element der Gondel. An ihm sind direkt oder indirekt alle Teile des Rotors und des Generators befestigt. Der Maschinenträger ist über das Azimutlager drehbar auf dem Turmkopf gelagert. Mit den Azimutantrieben kann die gesamte Gondel gedreht werden, damit der Rotor stets optimal zum Wind ausgerichtet ist.

Die Maschinenhausverkleidung besteht aus Aluminium. Sie ist aus mehreren Teilstücken gefertigt und mittels Stahlprofilen an der Gondelbühne befestigt.

2.2.1 Ringgenerator

In der Windenergieanlage kommt ein hochpoliger, fremderregter Synchrongenerator (Ringgenerator) zum Einsatz. Zur optimalen Ausnutzung des Windenergiepotentials bei allen Windgeschwindigkeiten arbeitet die Windenergieanlage mit variabler Drehzahl. Dadurch produziert der Ringgenerator Wechselstrom mit schwankender Spannung, Frequenz und Amplitude.

Die Wicklungen im Stator des Ringgenerators bilden mehrere voneinander unabhängige Drehstromsysteme. Diese Systeme werden in der Gondel aktiv gleichgerichtet und anschließend von den Wechselrichtern wieder in Drehstrom mit netzkonformer Spannung, Frequenz und Phasenlage umgerichtet. Der Transformator 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.

Demzufolge ist der Ringgenerator nicht direkt mit dem aufnehmenden Stromnetz des Energieversorgungsunternehmens verbunden, sondern durch den Vollumrichter vom Netz entkoppelt.

Die Generatorverkleidung besteht aus GFK. Sie ist aus mehreren Teilstücken gefertigt und mittels Stahlprofilen am Statorträger, Generator-Stator und Generator-Rotor befestigt.

2.3 Turm

Der Turm der Windenergieanlage ist ein Hybrid-Stahlurm oder ein Hybridurm.

Der Hybrid-Stahlurm ist eine Röhre aus Stahlblech, bestehend aus wenigen großen Stahlsektionen. Die unteren Stahlsektionen sind in mehrere gekantete Sektionsbleche unterteilt. Die oberen Stahlsektionen sind einteilig. Die gekanteten Sektionsbleche werden zunächst am Aufstellort zu Stahlsektionen zusammengeschraubt. Die einzelnen Stahlsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Dies geschieht bei den längsgeteilten Stahlsektionen durch Verbindungsbleche und bei den einteiligen Stahlsektionen durch Flanschverbindungen. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybridurm besteht im unteren Teil aus Betonsegmenten und im oberen Teil aus Stahlsektionen. Die Betonsegmente werden am Aufstellort aus Fertigteilen zusammengesetzt und aufeinandergestellt. Die oberen Stahlsektionen werden aufgesetzt und ver-

schraubt. In vertikaler Richtung werden die Betonsegmente durch Spannglieder aus Spannstahl vorgespannt. Die Spannglieder verlaufen entweder vertikal durch Kanäle in den Betonsegmenten oder extern an der Turminnenwand. Sie sind im Turmfundament verankert.

Alle Türme werden bereits im Werk mit dem fertigen Anstrich bzw. Witterungs- und Korrosionsschutz versehen, sodass nach der Montage möglichst keine weiteren Arbeiten an der Turmoberfläche anfallen.

3 Netzeinspeisesystem

Der Ringgenerator ist über das Netzeinspeisesystem mit dem Netz gekoppelt. Dieses System besteht im Wesentlichen aus einem modularen Gleich- und Wechselrichtersystem mit jeweils einem gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis.

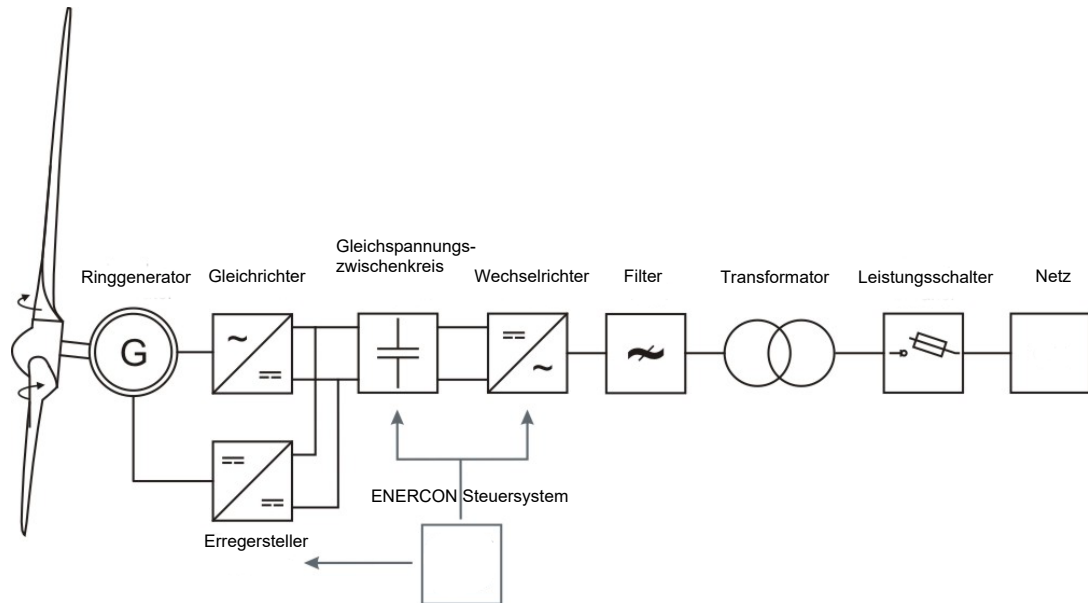


Abb. 3: Vereinfachtes elektrisches Diagramm einer Windenergieanlage

Das Netzeinspeisesystem wird – ebenso wie die Generatorerregung und die Rotorblattverstellung – von der Steuerung mit den Zielen maximaler Energieertrag und hohe Netzverträglichkeit angesteuert.

Durch die Entkopplung von Ringgenerator und Netz kann die gewonnene Leistung optimal übertragen werden. Abrupte Änderungen der Windgeschwindigkeit wirken sich als kontrollierte Änderung der eingespeisten Leistung auf der Netzseite aus. Analog wirken sich eventuelle Störungen im elektrischen Netz praktisch nicht auf die mechanische Seite der Windenergieanlage aus. Die eingespeiste elektrische Leistung der Windenergieanlage kann von 0 bis 4260 kW exakt geregelt werden.

Im Allgemeinen werden die Merkmale, die eine bestimmte Windenergieanlage bzw. ein bestimmter Windpark hinsichtlich des Anschlusses an das aufnehmende Stromnetz aufweisen muss, vom Betreiber des Stromnetzes vorgegeben. Um unterschiedliche Forderungen erfüllen zu können, sind ENERCON Windenergieanlagen in verschiedenen Konfigurationen lieferbar.

Das Wechselrichtersystem in der Gondel wird je nach Anlagenkonfiguration ausgelegt. Ein Transformator in der Gondel wandelt die Niederspannung in die gewünschte Mittelspannung um.

Blindleistung

Die Windenergieanlage kann mit der standardmäßigen FACTS-Steuerung bei Bedarf Blindleistung bereitstellen und somit zur Blindleistungsbilanz und Spannungshaltung im Netz beitragen. Bereits ab 10 % der Nennwirkleistung steht der volle Blindleistungsstellbereich zur Verfügung. Der maximale Blindleistungsstellbereich variiert je nach Windenergieanlagenkonfiguration.

Konfiguration FT

Die Windenergieanlage ist standardmäßig mit der FACTS-Technologie ausgerüstet, die die hohen Anforderungen spezifischer Netzkodizes erfüllt. Sie kann gestörte Systemzustände im Netz (Unterspannung, Überspannung, Kurzunterbrechungen etc.) mit einer Fehlerdauer von bis zu 5 s durchfahren und somit während eines Fehlerzustands mit dem Netz verbunden bleiben.

Überschreitet die gemessene Spannung am Referenzpunkt einen definierten Grenzwert, wechselt die Windenergieanlage von dem Normalbetrieb in einen speziellen Fehlerbetriebsmodus.

Nach Fehlerklärung kehrt die Windenergieanlage in den Normalbetrieb zurück und speist die verfügbare Leistung in das Netz ein. Kehrt die Spannung nicht innerhalb einer einstellbaren Zeit (max. 5 s) in den für den Normalbetrieb zulässigen Betriebsbereich zurück, wird die Windenergieanlage vom Netz getrennt.

Bei Durchfahren des Netzfehlers gibt es verschiedene Fehlermodi mit unterschiedlichen Strategien der Einspeisung eines zusätzlichen Blindstroms während des Netzfehlers. Die Steuerungsstrategien beinhalten wiederum unterschiedliche Einstellmöglichkeiten für die Fehlerarten.

Die Auswahl einer geeigneten Steuerungsstrategie basiert auf spezifischen Projekt- und Netzanschlussbedingungen, die von dem zuständigen Netzbetreiber bestätigt werden müssen.

Konfiguration FTS

Konfiguration FT mit Option STATCOM

Wie Konfiguration FT, jedoch befähigt STATCOM die Windenergieanlage zusätzlich, Blindleistung abzugeben und aufzunehmen unabhängig davon, ob sie selbst Wirkleistung erzeugt und ins Netz einspeist. Ähnlich einem Kraftwerk kann sie damit das Stromnetz jederzeit aktiv stützen. Ob die Konfiguration eingesetzt werden kann, muss am jeweiligen Projekt geprüft werden.

Konfiguration FTQ

Konfiguration FT mit Option Q+

Die Konfiguration FTQ besitzt alle Eigenschaften der Konfiguration FT. Darüber hinaus verfügt sie über einen erweiterten Blindleistungsbereich.

Konfiguration FTQS

Konfiguration FT mit Optionen Q+ und STATCOM

Die Konfiguration FTQS besitzt alle Eigenschaften der Konfigurationen FTQ und FTS.

Frequenzschutz

ENERCON Windenergieanlagen können in Netzen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz oder auch 60 Hz eingesetzt werden.

Der Arbeitsbereich der Windenergieanlagen ist durch einen unteren und oberen Grenzwert für die Frequenz vorgegeben. Über- und Unterfrequenzereignisse am Referenzpunkt der Windenergieanlage führen zum Auslösen des Frequenzschutzes und nach Ablauf der Verzögerungszeit von maximal 60 s zum Abschalten der Windenergieanlage.

Leistungs-Frequenz-Regelung

Kommt es aufgrund einer Netzstörung zu einer kurzfristigen Überfrequenz, kann die Windenergieanlage ihre Leistungseinspeisung dynamisch reduzieren, um einen Beitrag zur Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeuger- und Verbundnetz zu leisten.

Die eingespeiste Wirkleistung kann im Normalbetrieb vorbeugend begrenzt werden. Im Fall einer Unterfrequenz wird dann die durch diese Begrenzung vorgehaltene Leistung zur Frequenzstabilisierung bereitgestellt. Die Charakteristik dieser Regelung kann sehr flexibel an verschiedenste Anforderungen angepasst werden.

4 Sicherheitssystem

Die Windenergieanlage verfügt über eine Vielzahl von sicherheitstechnischen Einrichtungen, die dazu dienen, die Windenergieanlage dauerhaft in einem sicheren Betriebsbereich zu halten. Neben Komponenten, die ein sicheres Anhalten der Windenergieanlagen gewährleisten, zählt hierzu ein komplexes Sensorsystem. Dieses erfasst ständig alle relevanten Betriebszustände der Windenergieanlage und stellt die entsprechenden Informationen über das Fernüberwachungssystem ENERCON SCADA bereit.

Bewegen sich sicherheitsrelevante Betriebsparameter außerhalb eines zulässigen Bereichs, wird die Windenergieanlage mit reduzierter Leistung weiterbetrieben oder angehalten.

4.1 Sicherheitseinrichtungen

Not-Halt-Taster

In der Windenergieanlage befinden sich am Steuerschrank im Turmfuß, am Gondelsteuerschrank, gegebenenfalls im Turmeingangsbereich und an weiteren Positionen Not-Halt-Taster. Bei Betätigung eines Not-Halt-Tasters im Turmfuß werden die Rotorblätter notverstellt. Dadurch wird der Rotor aerodynamisch gebremst. Bei Betätigung eines Not-Halt-Tasters in der Gondel wird zusätzlich zur Notverstellung die Rotorhaltebremse eingeschaltet. Dadurch wird der Rotor schnellstmöglich angehalten. Ein Not-Halt schaltet die Windenergieanlage nur teilweise spannungsfrei.

Weiterhin versorgt werden:

- die Rotorhaltebremse
- die Befeuerung
- die Beleuchtung
- die Steckdosen

4.2 Sensorsystem

Eine Vielzahl von Sensoren erfasst laufend den aktuellen Zustand der Windenergieanlage und die relevanten Umgebungsparameter (z. B. Rotordrehzahl, Temperatur, Windgeschwindigkeit, Blattbelastung etc.). Die Steuerung wertet die Signale aus und steuert die Windenergieanlage so, dass die aktuell verfügbare Windenergie optimal ausgenutzt wird und dabei die Sicherheit des Betriebs gewährleistet ist.

Redundante Sensoren

Um eine Plausibilitätsprüfung durch Vergleich der gemeldeten Werte zu ermöglichen, sind für einige Betriebszustände redundante Sensoren eingebaut. Dies gilt z. B. für die Messung der Temperatur im Generator, die Messung der Windgeschwindigkeit oder die Messung des aktuellen Rotorblattwinkels. Ein defekter Sensor wird zuverlässig erkannt und kann repariert oder durch die Aktivierung eines Reservesensors ersetzt werden. Die Windenergieanlage kann dadurch in der Regel ohne sofortigen Serviceeinsatz sicher weiter betrieben werden.

Kontrolle der Sensoren

Die Funktionstüchtigkeit aller Sensoren wird entweder im laufenden Betrieb regelmäßig durch die Steuerung selbst oder, wo dies nicht möglich ist, im Zuge der Wartung kontrolliert.

Drehzahlüberwachung

Die Steuerung der Windenergieanlage regelt durch Verstellung des Blattwinkels die Rotordrehzahl so, dass die Nenndrehzahl auch bei sehr starkem Wind nicht nennenswert überschritten wird. Auf plötzlich eintretende Ereignisse, wie z. B. eine starke Bö oder eine schlagartige Verringerung der Generatorlast, kann das Blattverstellungssystem jedoch unter Umständen nicht schnell genug reagieren. Wenn die Nenndrehzahl um mehr als ca. 15 % überschritten wird, hält die Steuerung die Windenergieanlage an. Nach 3 Minuten unternimmt die Windenergieanlage automatisch einen neuen Startversuch. Tritt diese Störung innerhalb von 24 Stunden mehr als 5-mal auf, wird ein Defekt vermutet. Es wird kein weiterer Startversuch unternommen.

Wenn die Nenndrehzahl um mehr als ca. 20 % überschritten wird, wird eine Notverstellung der Rotorblätter ausgelöst. Für einen Neustart der Windenergieanlage muss die Ursache für die Überdrehzahl vor Ort gefunden und beseitigt werden.

Die Rotordrehzahl wird direkt mit einem in der Rotornabe installierten Gyroskop gemessen. Das Signal wird mit dem Rotordrehzahlsignal eines Magnetbandgebers auf Plausibilität überprüft.

Luftspaltüberwachung

Die Breite des Luftspalts zwischen Generator-Rotor und Generator-Stator wird mithilfe von Mikroschaltern überwacht, die über den Rotorumfang verteilt positioniert sind.

Löst einer der Mikroschalter wegen Unterschreitung des Mindestabstands aus, wird die Windenergieanlage angehalten und nach kurzer Zeit neu gestartet.

Tritt diese Störung innerhalb von 24 Stunden noch einmal auf, bleibt die Windenergieanlage angehalten, bis die Ursache beseitigt wurde.

Schwingungsüberwachung

Die Schwingungsüberwachung erkennt zu starke Schwingungen bzw. Auslenkungen der Turmspitze der Windenergieanlage. Sensoren erfassen die Beschleunigungen der Gondel in Richtung der Nabenachse (Längsschwingung) und quer dazu (Querschwingung). Die Steuerung berechnet daraus laufend die Auslenkung des Turms gegenüber der Ruhelage.

Zudem werden übermäßig starke Vibrationen und Erschütterungen, wie sie z. B. durch eine Störung im Umrichter auftreten können, über eine in der Schwingungsüberwachung integrierte Funktion erkannt. Überschreiten Schwingungen bzw. Auslenkungen das zulässige Maß, hält die Windenergieanlage an. Nach kurzer Zeit erfolgt ein automatischer Neustart. Werden unzulässige Vibrationen erkannt oder treten unzulässige Turmschwingungen mehrfach auf, hält die Windenergieanlage an und unternimmt keinen erneuten Startversuch.

Temperaturüberwachung

Einige Komponenten der Windenergieanlage werden gekühlt. Zudem messen Temperatursensoren kontinuierlich die Temperatur an Komponenten, die vor hohen Temperaturen geschützt werden müssen.

Bei zu hohen Temperaturen wird die Leistung der Windenergieanlage reduziert, gegebenenfalls wird die Windenergieanlage angehalten. Die Windenergieanlage kühlt ab und läuft im Allgemeinen automatisch wieder an, sobald eine vorgegebene Grenztemperatur unterschritten wird.

Einige Messpunkte sind zusätzlich mit Übertemperaturschaltern ausgerüstet. Diese veranlassen ebenfalls ein Anhalten der Windenergieanlage, in bestimmten Fällen ohne automatischen Wiederanlauf nach Abkühlung, wenn die Temperatur einen bestimmten Grenzwert überschreitet.

Einige Baugruppen, z. B. die Energiespeicher der Befeuerung und der Generator, werden bei zu niedrigen Temperaturen gewärmt, um sie betriebsbereit zu halten.

Gondelinterne Geräuschüberwachung

Im Rotorkopf von Windenergieanlagen mit gondelinterner Geräuschüberwachung befinden sich Sensoren, die auf laute Schlaggeräusche, etwa durch lose oder defekte Komponenten, reagieren. Die Windenergieanlage wird angehalten, wenn einer der Sensoren Geräusche meldet und kein Hinweis auf andere Ursachen vorliegt.

Um äußere Ursachen für Geräusche, vor allem Hagelschlag, auszuschließen, werden die Meldungen aller Windenergieanlagen in einem Windpark miteinander verglichen. Bei Einzelwindenergieanlagen wird zusätzlich ein Geräuschsensor im Maschinenhaus genutzt. Wenn die Sensoren mehrerer Windenergieanlagen oder der Geräuschsensor im Maschinenhaus gleichzeitig Geräusche melden, werden äußere Ursachen vermutet. Die Geräuschsensoren werden für einen kurzen Zeitraum deaktiviert, sodass keine Windenergieanlage im Windpark angehalten wird.

Überwachung der Kabelverdrillung

Die Turmkabel haben im oberen Turmbereich so viel Bewegungsspielraum, dass die Gondel um 3 Umdrehungen nach links und rechts gedreht werden kann, ohne dass die Turmkabel dabei beschädigt werden und überhitzen. Je nach Grad der Verdrillung und Höhe der Windgeschwindigkeit entscheidet die Steuerung der Windenergieanlage, wann die Turmkabel entdrillt werden.

Die Überwachung der Kabelverdrillung verfügt über eine Sensorik, die bei einer Überschreitung des zulässigen Stellbereichs die Bewegung der Azimutmotoren verhindert.

5 Steuerung

Die Steuerung der Windenergieanlage beruht auf einem speicherprogrammierbaren Steuerungssystem, das über Sensoren sämtliche Komponenten der Windenergieanlage sowie Daten, wie Windrichtung und Windgeschwindigkeit, abfragt und die Betriebsweise der Windenergieanlage entsprechend anpasst. Der aktuelle Status der Windenergieanlage und eventuelle Störungen werden im Anlagendisplay des Steuerschranks im Turmfuß und in der Gondel angezeigt.

5.1 Windnachführung

Auf dem Turmkopf befindet sich das Azimutlager mit einem Zahnkranz. Das Azimutlager ermöglicht die Drehung und somit die Windnachführung der Gondel.

Ist die Abweichung zwischen der Windrichtung und der Richtung der Rotorachse größer als der vorgegebene zulässige Maximalwert, werden die Azimutantriebe eingeschaltet, die die Gondel dem Wind nachführen. Die Steuerung der Azimutmotoren gewährleistet ein sanftes Anlaufen und Bremsen. Die Steuerung überwacht die Windnachführung. Erkennt sie Unregelmäßigkeiten, wird die Windnachführung deaktiviert und die Windenergieanlage angehalten.

5.2 Rotorblattverstellung

Funktionsprinzip

Das Blattverstellungssystem ändert die Position der Rotorblätter und damit den Anstellwinkel, mit dem die Luft das Blattprofil anströmt. Mit dem Blattwinkel ändert sich der Auftrieb des Rotorblatts und damit auch die Kraft, mit der der Rotor gedreht wird.

Im Automatikbetrieb (Normalbetrieb) wird der Blattwinkel so eingestellt, dass einerseits die im Wind enthaltene Energie optimal ausgenutzt wird und andererseits keine Überlastung der Windenergieanlage eintritt; ggf. werden dabei auch Randbedingungen wie Schalloptimierung eingehalten. Außerdem ermöglicht das Blattverstellungssystem das aerodynamische Abbremsen des Rotors.

Erreicht die Windenergieanlage ihre Nennleistung, dreht das Blattverstellungssystem die Rotorblätter bei weiter steigender Windgeschwindigkeit gerade so weit aus dem Wind, dass die Rotordrehzahl und die vom Wind aufgenommene und vom Generator umzusetzende Leistung die Nennwerte nicht oder nur unwesentlich übersteigen.

Blattwinkel

Besondere Rotorblattstellungen (Blattwinkel):

- A: 0°** Normalstellung im Teillastbetrieb: maximale Ausnutzung des Windangebots.
- B: $\geq 60^\circ$** Trudelbetrieb (Windenergieanlage speist wegen zu geringer Windgeschwindigkeit keine Leistung ein): Je nach Windgeschwindigkeit dreht sich der Rotor mit geringer Drehzahl oder steht bei völliger Windstille still.
- C: 92°** Fahnenstellung (Rotor wurde manuell oder automatisch angehalten): Die Rotorblätter erzeugen auch bei Wind keinen Auftrieb, der Rotor steht still oder bewegt sich ganz leicht.

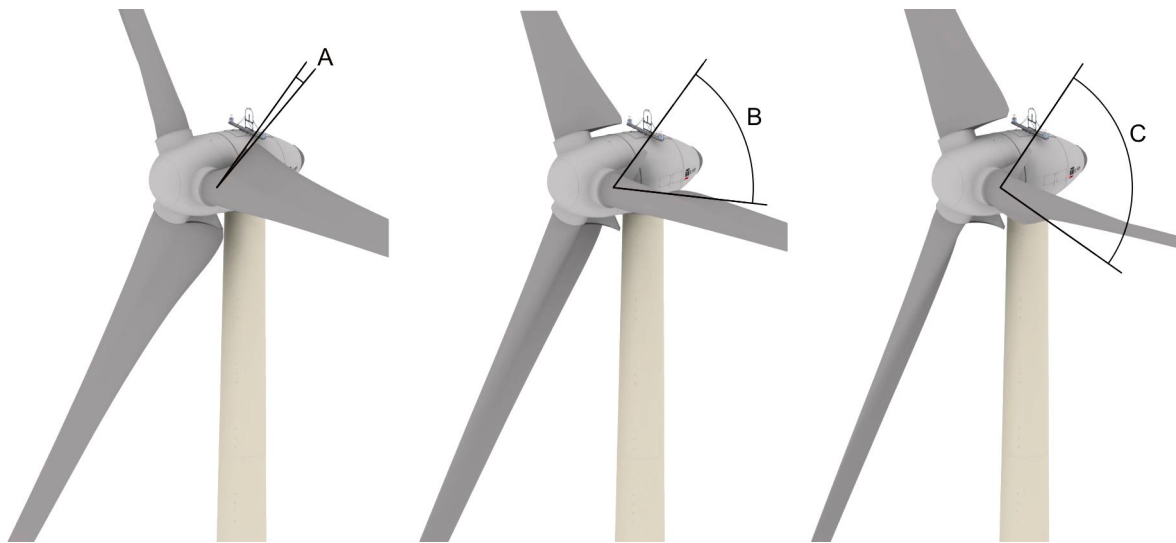


Abb. 4: Besondere Rotorblattstellungen

5.3 Start der Windenergieanlage

5.3.1 Startvorbereitung

Solange ein Hauptstatus > 0 ansteht, bleibt die Windenergieanlage angehalten. Sobald der Hauptstatus 0 wird, ist die Windenergieanlage bereit und der Startvorgang wird eingeleitet. Sollten bestimmte Randbedingungen für einen Start, wie z. B. das Laden der Notverstellkondensatoren, noch nicht abgeschlossen sein, wird der Status 0:3 Startvorbereitung angezeigt.

Während der Startvorbereitung beginnt eine 150 Sekunden dauernde Windmess- und Ausrichtungsphase der Windenergieanlage.

5.3.2 Windmessung und Ausrichtung der Gondel

Ist die Startvorbereitung abgeschlossen, wird der Status 0:2 Anlage bereit angezeigt.

Sofern sich die Steuerung im Automatikbetrieb befindet, die gemittelte Windgeschwindigkeit größer als 1,8 m/s ist und die Abweichung der Windrichtung ausreichend für eine Windnachführung ist, beginnt die Windenergieanlage sich zum Wind auszurichten. Die Windenergieanlage geht 60 Sekunden nach Abschluss der Startvorbereitung in den Trudelbetrieb über. Die Rotorblätter fahren langsam in den Wind und gleichzeitig werden die Notverstellkondensatoren geprüft.

Ist die Windenergieanlage mit Rotorblattlastsensoren ausgestattet, stoppen die Rotorblätter bei einem Winkel von 70° und führen dort den unter Umständen mehrere Minuten andauernden Abgleich der Rotorblattlastsensoren durch. Während dieser Zeit wird der Status 0:5 Abgleich Load Control angezeigt.

Liegt die mittlere Windgeschwindigkeit in der Zeit der Windmess- und Ausrichtungsphase von 150 Sekunden oberhalb der aktuellen Einschaltwindgeschwindigkeit (ca. 2,0 m/s), beginnt der Startvorgang (Status 0:1). Anderenfalls bleibt die Windenergieanlage im Trudeltbetrieb (Status 2:1 Windmangel: Windgeschwindigkeit zu niedrig).

Eigenbedarf

Da die Windenergieanlage zu diesem Zeitpunkt keine Wirkleistung erzeugt, wird die für den Eigenbedarf der Windenergieanlage notwendige elektrische Energie aus dem Netz bezogen.

5.3.3 Erregung des Generators

Sobald der Rotor eine vom Typ der Windenergieanlage abhängige Drehzahl erreicht, beginnt die Erregung des Generators. Der hierfür notwendige Strom wird kurzzeitig aus dem Netz bezogen. Erreicht der Generator eine ausreichende Drehzahl, versorgt sich die Windenergieanlage selbst mit Strom. Der Strom für die Eigenerregung wird dann aus dem Gleichrichterzwischenkreis entnommen und die aus dem Netz bezogene Energie wird auf null reduziert.

5.3.4 Leistungseinspeisung

Sobald eine ausreichende Zwischenkreisspannung zur Verfügung steht und die Kopplung des Erregerstellers zum Netz nicht mehr besteht, wird der Einspeisevorgang eingeleitet. Nach Erhöhung der Drehzahl bei ausreichend Wind und bei einem Leistungssollwert > 0 kW werden die Netzschütze (Niederspannungsseite) geschlossen und die Windenergieanlage beginnt bei ca. 5 U/min mit der Einspeisung in das Netz.

Die Leistungsregelung regelt die Statorströme und den Erregerstrom so, dass die Einspeisung nach der geforderten Leistungskennlinie erfolgt.

Der Gradient für die Leistungserhöhung (dP/dt) nach einem Netzfehler oder nach einem Normalstart kann in der Steuerung innerhalb eines bestimmten Bereichs festgelegt werden. Nähere Angaben hierzu können aus dem Datenblatt über die netztechnischen Leistungsmerkmale des jeweiligen Windenergieanlagentyps entnommen werden.

5.4 Betriebsarten

Ist der Startvorgang beendet, arbeitet die Windenergieanlage im Automatikbetrieb (Normalbetrieb). Im Automatikbetrieb werden ständig die Windverhältnisse ermittelt, die Rotordrehzahl, die Generatorerregung und die Generatorleistung optimiert, die Gondelposition der Windrichtung angepasst und sämtliche Sensorzustände erfasst.

Um die Stromerzeugung bei unterschiedlichen Windverhältnissen zu optimieren, wechselt die Windenergieanlage im Rahmen des Automatikbetriebs je nach Windgeschwindigkeit zwischen 3 Betriebsarten. Unter bestimmten Umständen hält die Windenergieanlage an, wenn die Konfiguration der Windenergieanlage dies vorsieht (z. B. wegen Schattenschlags). Zusätzlich kann das Energieversorgungsunternehmen, in dessen Netz die erzeugte Energie eingespeist wird, die Möglichkeit bekommen, per Fernsteuerung das Verhalten der Windenergieanlage direkt zu beeinflussen, z. B. um die Einspeisung zeitweilig zu reduzieren.

Die Windenergieanlage wechselt zwischen folgenden Betriebsarten:

- Volllastbetrieb
- Teillastbetrieb
- Trudelbetrieb

5.4.1 Volllastbetrieb

Windgeschwindigkeit
 $v \geq 13,0 \text{ m/s}$

Bei und oberhalb der Nenn-Windgeschwindigkeit hält die Windenergieanlage die Drehzahl des Rotors durch die Rotorblattverstellung auf ihrem Sollwert (ca. 11,1 U/min) und begrenzt dadurch die Leistung auf ihren Nennwert von 4260 kW.

5.4.2 Teillastbetrieb

Windgeschwindigkeit
 $2 \text{ m/s} \leq v < 13,0 \text{ m/s}$

Während des Teillastbetriebs (die Windgeschwindigkeit liegt zwischen Einschalt- und Nenngeschwindigkeit) wird die maximal mögliche Leistung aus dem Wind entnommen. Die Rotordrehzahl und die Leistungsabgabe ergeben sich aus der jeweils aktuellen Windgeschwindigkeit. Dabei beginnt die Blattwinkelverstellung schon im Grenzbereich zum Volllastbetrieb, um einen kontinuierlichen Übergang zu gewährleisten.

5.4.3 Trudelbetrieb

Windgeschwindigkeit
 $v < 2 \text{ m/s}$

Bei Windgeschwindigkeiten unterhalb 2 m/s kann kein Strom ins Netz eingespeist werden. Die Windenergieanlage läuft im Trudelbetrieb, d. h. die Rotorblätter sind weitgehend aus dem Wind gedreht (Blattwinkel $\geq 60^\circ$), und der Rotor dreht sich langsam oder bleibt bei völliger Windstille stehen.

Durch die langsame Bewegung (Trudeln) werden die Rotorlager weniger belastet als bei längerem Stillstand und eine Wiederaufnahme der Stromerzeugung und -einspeisung bei wieder stärker werdendem Wind ist schneller möglich.

5.5 Sicheres Anhalten der Windenergieanlage

Die Windenergieanlage kann durch manuellen Eingriff oder automatisch durch die Steuerung angehalten werden.

Die Ursachen werden nach Gefährdung in Gruppen eingeteilt.

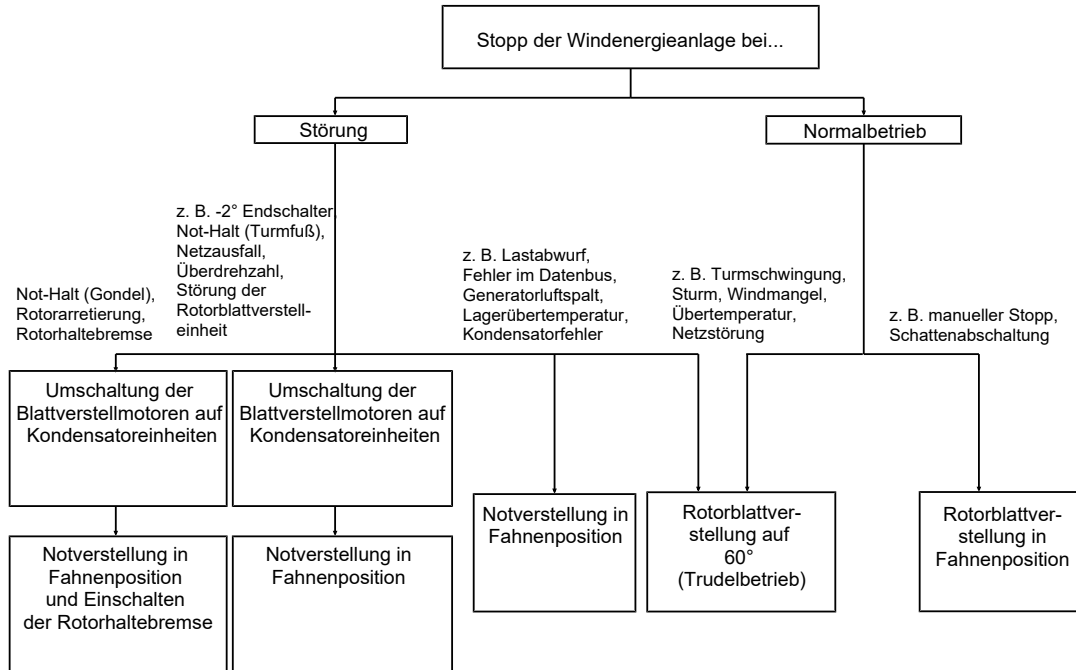


Abb. 5: Übersicht Windenergieanlagenstopp

Anhalten der Windenergieanlage durch die Rotorblattverstellung

Bei einer nicht sicherheitsrelevanten Störung werden die Rotorblätter über die Steuerung der Windenergieanlage aus dem Wind gedreht, wodurch die Rotorblätter keinen Auftrieb mehr erzeugen und die Windenergieanlage sicher anhält.

Notverstellung

Die Notverstellkondensatoren haben die für eine Notverstellung nötige Energie gespeichert und werden während des Betriebs der Windenergieanlage im geladenen Zustand gehalten und laufend getestet. Bei einer Notverstellung wird jeder Blattverstellmotor von den zugehörigen Notverstellkondensatoren mit Energie versorgt. Die Rotorblätter fahren geregelt in eine Stellung, in der sie keinen Auftrieb erzeugen, die sogenannte Fahnenstellung.

Da die 3 Rotorblattverstelleinheiten sich sowohl gegenseitig kontrollieren als auch unabhängig voneinander funktionieren, können beim Ausfall einer Komponente die verbliebenen Rotorblattverstelleinheiten weiterhin arbeiten und den Rotor anhalten.

Notbremsung

Wenn ein Not-Halt-Taster in der Gondel gedrückt wird oder wenn bei drehendem Rotor die Rotorarretierung betätigt wird, leitet die Steuerung eine Notbremsung ein.

Dabei wird zusätzlich zur Notverstellung der Rotorblätter die Rotorhaltebremse aktiviert. Der Rotor wird innerhalb von 10 bis 15 Sekunden von der Nenndrehzahl bis zum Stillstand gebremst.

6 Fernüberwachung

Standardmäßig sind alle ENERCON Windenergieanlagen über das ENERCON SCADA System mit der regionalen Serviceniederlassung verbunden. Diese kann jederzeit die Betriebsdaten von jeder Windenergieanlage abrufen und ggf. sofort auf Auffälligkeiten und Störungen reagieren.

Auch alle Statusmeldungen werden über das ENERCON SCADA System an eine Serviceniederlassung gesendet und dort dauerhaft gespeichert. Nur so ist gewährleistet, dass alle Erfahrungen aus dem praktischen Langzeitbetrieb in die Weiterentwicklung der ENERCON Windenergieanlagen einfließen können.

Die Anbindung der einzelnen Windenergieanlagen läuft über den ENERCON SCADA Server, der üblicherweise in der Übergabestation oder in dem Umspannwerk eines Windparks aufgestellt wird. In jedem Windpark ist ein ENERCON SCADA Server installiert.

Auf Wunsch des Betreibers kann die Überwachung der Windenergieanlagen von einer anderen Stelle übernommen werden.

7 Wartung

Um den dauerhaft sicheren und optimalen Betrieb der Windenergieanlage sicherzustellen, muss diese in regelmäßigen Abständen gewartet werden.

Die Windenergieanlagen werden regelmäßig, je nach Anforderung mindestens einmal jährlich, gewartet.

Bei der Wartung werden alle sicherheitsrelevanten Komponenten und Funktionen geprüft, z. B. das Blattverstellungssystem, die Windnachführung, die Sicherheitssysteme, das Blitzschutzsystem, die Anschlagpunkte zur Personensicherung und die Sicherheitssteigleiter. Die Schraubverbindungen an den tragenden Verbindungen (Hauptstrang) werden geprüft. Alle weiteren Komponenten werden einer Sichtprüfung unterzogen, bei der Auffälligkeiten und Schäden festgestellt werden. Verbrauchte Schmierstoffe werden nachgefüllt.

Die Wartungsintervalle und Wartungsumfänge können je nach regionalen Richtlinien und Normen abweichen.

Technische Daten ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

Allgemein	
Hersteller	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Typenbezeichnung	E-138 EP3 E3
Nennleistung	4260 kW
Auslegungslebensdauer	25 Jahre
Rotordurchmesser	138,25 m
IEC-Windklasse (ed. 4)	IIA (NH 81 m und NH 99 m) IIIA (NH 160 m) SA (NH 111 m und NH 131 m)
Extrem-Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (10-min-Mittelwert) nach IEC (ed. 4)	37,50 m/s (NH 111 m, NH 131 m und NH 160 m) 42,50 m/s (NH 81 m und NH 99 m) entspricht einem Lastäquivalent von circa 52,50 m/s (3-s-Böe) (NH 111 m, NH 131 m und NH 160 m) entspricht einem Lastäquivalent von circa 59,50 m/s (3-s-Böe) (NH 81 m und NH 99 m)
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe nach IEC (ed. 4)	7,50 m/s (NH 160 m) 7,80 m/s (NH 111 m und NH 131 m) ¹ 8,50 m/s (NH 81 m und NH 99 m)

Rotor mit Blattverstellungssystem	
Typ	Luvläufer mit aktivem Blattverstellungssystem
Drehrichtung	Uhrzeigersinn
Rotorblatt-Anzahl	3
Rotorblatt-Länge	67,795 m
überstrichene Rotorfläche	15011,36 m ²
Rotorblatt-Material	GFK (Glasfaser+Epoxidharz)/Balsaholz/Schaumstoff
untere Drehzahl Leistungseinspeisung	4,4 U/min
Nenn Drehzahl	11,1 U/min
Solldrehzahl	11,1 U/min
Abregelwindgeschwindigkeit (mit ENERCON Sturmregelung)	22 m/s (12-s-Mittel) - 28 m/s (10-min-Mittel)
Konuswinkel	2,5°

¹ Obwohl die Turmkonfiguration für eine verringerte mittlere Windgeschwindigkeit ausgelegt ist, kann die Standorteignung mittels Lastrechnung abhängig von den Standortbedingungen für höhere mittlere Windgeschwindigkeiten nachgewiesen werden. Die Design-Zielgröße ist unter Berücksichtigung einer generischen Windrichtungsverteilung 8,50 m/s.

Rotor mit Blattverstellungssystem

Rotorachswinkel	7°
Blattverstellungssystem	je Rotorblatt ein autarkes elektrisches Stellsystem mit zugeordneter Notstromversorgung

Antriebsstrang mit Generator

Windenergieanlagenkonzept	getriebelos, variable Drehzahl, Vollumrichter
Rotornabe	starre Verbindung mit Generator-Rotor
Lagerung	2 Kegelrollenlager
Generator	direktgetriebener fremderregter Synchrongenerator
Netzeinspeisung	ENERCON Wechselrichter mit hoher Taktfrequenz und sinusförmigem Strom
Schutzart/Isolationsklasse	mindestens IP 23/F

Bremssystem

aerodynamische Bremse	drei autarke Blattverstellungssysteme mit Notstromversorgung
Rotorhaltebremse	hydraulisch
Rotorarretierung	in 10°-Stufen rastend

Windnachführung

Azimuthverstellung	elektromechanisches Stellsystem
--------------------	---------------------------------

Steuerung der Windenergieanlage

Typ	Mikroprozessor
Fernüberwachung	ENERCON SCADA
unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	integriert

Turmvarianten

Nabenhöhe	Bauart	Windklasse IEC ²	Turbulenzkategorie IEC ²	Windzone DIBt ³
81 m	Stahlrohrturm	II	A	WZ S
99 m	Stahlrohrturm	II	A	WZ S
111 m	Hybrid-Stahlurm	S	A	WZ S
131 m	Hybrid-Stahlurm	S	A	WZ S
160 m	Hybridurm	III	A	WZ 2 GK II

² Ausgabe der Richtlinie Edition 4

³ Ausgabe der Richtlinie 2012

Technisches Datenblatt

General Design Conditions

ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4260 kW

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	D1018674/5.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2022-11-16	de	DA	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

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.

Übergeordnete Normen und Richtlinien

Dokument-ID	Dokument
DIBt 2012	Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Fassung Oktober 2012, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Berlin
DIN EN ISO 12944	Beschichtungsstoffe – Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme
IEC 61400-1:2019	Wind energy generation systems – Part 1: Design Requirements

Zugehörige Dokumente

Dokument-ID	Dokument
D0160496	Technische Beschreibung Option Cold Climate
D0178786	Technische Beschreibung Sturmregelung

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	6
2	Technische Daten der Windenergieanlage	7
3	Auslegung der Windenergieanlage	8
3.1	Zertifizierte/angestrebte Auslegungsbedingungen	8
3.2	Weitere Anforderungen an den Standort	10
3.3	Einhalten der Auslegungsparameter	10
4	Konfigurationen für extreme Temperaturen	11
4.1	Option Cold Climate	11
4.2	Option Hot Climate	11

Abkürzungsverzeichnis

HST	Hybrid-Stahlurm
HT	Hybridurm
ST	Stahlurm

1 Einleitung

In diesem Dokument sind die wichtigsten Parameter für die konstruktive Auslegung gemäß den offiziell zugrunde gelegten Normen aufgeführt. Darüber hinaus werden die wichtigsten Anforderungen an potentielle Standorte hinsichtlich der Standsicherheit der Windenergieanlage dargestellt.

Die hier aufgeführten Parameter und Werte treffen keine Aussagen zum allgemeinen oder standortspezifischen Leistungsverhalten und/oder zu Schallemissionen der Windenergieanlage. Diese Informationen können einer separaten Dokumentation entnommen werden.

2 Technische Daten der Windenergieanlage

Tab. 1: Turmvarianten

Ausführung	Turmvariante
Hybrid-Stahlurm	E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01
Hybridturm	E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01
Stahlurm	E-138 EP3 E3-ST-81-FB-C-01 E-138 EP3 E3-ST-99-FB-C-01

Tab. 2: Daten

Parameter	Wert	Einheit
Rotordurchmesser	138,25	m
Nennwirkleistung	4260	kW
Einschaltwindgeschwindigkeit	2	m/s
Nennwindgeschwindigkeit (simulierter Wert, leistungsoptimierter Betrieb)	13,0	m/s
Beginn der Sturmregelung ¹ (12-s-Mittelwert)	22	m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit ² (10-min-Mittelwert)	28	m/s
minimale Betriebsdrehzahl ³		
■ E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-ST-81-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-ST-99-FB-C-01	4,4	U/min
Solldrehzahl ⁴	11,1	U/min
Auslegungslbensdauer	25	Jahre

¹ Weitere Informationen zur ENERCON Sturmregelung können dem Dokument D0178786 „Technische Beschreibung Sturmregelung“ entnommen werden.

² Bei aktivierter Sturmregelung.

³ Drehzahl, bei der die Einspeisung beginnt.

⁴ Drehzahl, auf die im Volllastbetrieb der Windenergieanlage geregelt wird. Sie liegt etwas über der Nenn-drehzahl, bei der zum ersten Mal die Nennleistung erreicht wird. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Drehzahl bei kurzzeitigen negativen Schwankungen der Windgeschwindigkeit nicht unter den zum Erreichen der Nennleistung notwendigen Drehzahlbereich abfällt. Bei Böen kann die Drehzahl kurzzeitig über die Solldrehzahl ansteigen.

3 Auslegung der Windenergieanlage

3.1 Zertifizierte/angestrebte Auslegungsbedingungen

Die Windenergieanlage wurde/wird für die folgenden Auslegungsbedingungen der DIBt 2012 und IEC 61400-1:2019 (4th Edition) zertifiziert. Für den vorgesehenen Standort der Windenergieanlage müssen diese Auslegungsbedingungen berücksichtigt werden.

Tab. 3: Zertifizierte/angestrebte Auslegungsbedingungen turmspezifisch

Parameter	E-138 EP3 E3- ST-81- FB-C-01	E-138 EP3 E3- ST-99- FB-C-01	E-138 EP3 E3- HST-111 -FB-C-01	E-138 EP3 E3- HST-131 -FB-C-01	E-138 EP3 E3- HT-160- ES-C-01
IEC-Windklasse (4th Edition)	II	II	S	S	III
Turbulenzkategorie nach IEC (4th Edition)	A	A	A	A	A
DIBt-Windzone/Geländekategorie	WZ S	WZ S	WZ S	WZ S	WZ 2 GK II
50-Jahres-Extremwindgeschwindigkeit in Nabenhöhe (10-min-Mittelwert) nach IEC (4th Edition) in m/s	42,50	42,50	37,50	37,50	37,50
entspricht einem Lastäquivalent von circa (3-s-Böe) in m/s	59,50	59,50	52,50	52,50	52,50
50-Jahres-Extremwindgeschwindigkeit in Nabenhöhe (10-min-Mittelwert) nach DIBt 2012 in m/s	42,50	42,50	37,50	37,50	38,96
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe nach IEC (4th Edition) in m/s	8,50	8,50	7,80 ⁵	7,80 ⁵	7,50
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe nach DIBt 2012 in m/s	8,50	8,50	7,80 ⁵	7,80 ⁵	7,71
c-Wert des extremen Turbulenzmodells	2	2	2	2	2
Formparameter der Weibull-Funktion k	2	2	2	2	2
Höhenexponent	0,05 bis 0,2	0,05 bis 0,2	0,05 bis 0,2	0,05 bis 0,2	0,05 bis 0,2

⁵ Obwohl die Turmkonfiguration für eine verringerte mittlere Windgeschwindigkeit ausgelegt ist, kann die Standorteignung mittels Lastrechnung abhängig von den Standortbedingungen für höhere mittlere Windgeschwindigkeiten nachgewiesen werden. Die Design-Zielgröße ist unter Berücksichtigung einer generischen Windrichtungsverteilung 8,50 m/s.

Tab. 4: Zertifizierte/angestrebte Auslegungsbedingungen allgemein

Parameter	Wert	
Turbulenzintensität	Windgeschwindigkeit in Nabhöhe in m/s	Turbulenzintensität in %
	2	56,80
	4	34,40
	6	26,93
	8	23,20
	10	20,96
	12	19,47
	14	18,40
	16	17,60
	18	16,98
	20	16,48
	22	16,07
	24	15,73
	26	15,45
	28	15,20
Schräganströmung von unten	8°	
normaler Temperaturbereich	-10 °C bis +40 °C	
extremer Temperaturbereich	-20 °C bis +50 °C	
relative Luftfeuchte	≤ 95 %	
maximale Sonneneinstrahlung	1000 W/m ²	
Luftdichte	1,225 kg/m ³	

Bei der Berechnung der Lasten (Betriebs- und Extremlasten) wurde ein Sicherheitsfaktor entsprechend der Lastfallgruppe berücksichtigt. Da ENERCON Windenergieanlagen über Sensoren verfügen, die eine Unwucht der Rotorblätter erkennen und die Windenergieanlage ggf. stoppen, muss eine unsymmetrische Vereisung (unterschiedliche Eismassen an den Rotorblättern) nicht berücksichtigt werden.

3.2 Weitere Anforderungen an den Standort

Tab. 5: Weitere Anforderungen an den Standort

Parameter	Wert
Abstand zwischen Windenergieanlagen im Windpark ⁶	≥ 5 x Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung (Turbulenzkategorie A)
	≥ 3 x Rotordurchmesser in weniger stark ausgeprägten Windrichtungen (Turbulenzkategorie A)
maximale Höhe über dem Meeresspiegel ⁷	800 m
Überlebenstemperatur ⁸	-40 °C
Standort gemäß Korrosionsschutzklasse	Stahlurm außen: C4, optional C5 (nach DIN EN ISO 12944)
	alle inneren, vor direkten Witterungseinflüssen geschützten Komponenten: vergleichbar C3 „hoch“ (nach DIN EN ISO 12944)

3.3 Einhalten der Auslegungsparameter

Die in diesem Dokument angegebenen Standortbedingungen sind allgemeine Richtwerte. Es ist möglich, die Windenergieanlage auch an Standorten mit abweichenden Bedingungen zu errichten und zu betreiben. Hierfür bedarf es jedoch zusätzlicher projektspezifischer Prüfungen.

Die Windenergieanlage ist mit einer internen Regelungstechnik ausgestattet, die aus verschiedenen Überwachungssensoren und -mechanismen besteht (z. B. Sensoren für Temperatur, Vibrationen, Oszillationen und Lasten). Sollte die Regelungstechnik Abweichungen von akzeptablen Standortbedingungen feststellen, trifft die Hauptsteuerung der Windenergieanlage selbsttätig die entsprechenden Schutzmaßnahmen (z. B. Übergang in einen leistungsreduzierten Betriebsmodus oder Unterbrechung des Betriebs).

⁶ Diese Angaben sind als allgemeine Richtwerte zu betrachten. Der Einfluss des Wake-Effekts muss in jedem Fall projektspezifisch geprüft werden.

⁷ Höhergelegene Standorte sind in der Regel ebenfalls realisierbar; sie bedürfen jedoch einer projektspezifischen Analyse.

⁸ Für Situationen mit eingeschränkter Beanspruchung.

4 Konfigurationen für extreme Temperaturen

4.1 Option Cold Climate

ENERCON bietet für Standorte, an denen im Durchschnitt an mehr als 9 Tagen im Jahr Temperaturen von unter -20 °C auftreten, die Windenergieanlage mit der Option Cold Climate an.

Weitere Informationen zur Option Cold Climate können dem ENERCON Dokument D0160496 „Technische Beschreibung Option Cold Climate“ entnommen werden.

4.2 Option Hot Climate

Auf Anfrage ist für ausgewählte Standorte mit hohen Temperaturen eine Windenergieanlage mit entsprechend modifizierten Bauteilen verfügbar.

Tab. 1: Höhen, Bauart / Heights, type

Parameter	Wert / Value
Gesamthöhe ab Geländeoberkante / Total height above ground level	179,37 m
Nabenhöhe ab Geländeoberkante / Hub height above ground level	110,24 m
Nabenhöhe ab Fundamentoberkante / Hub height above foundation top edge	107,24 m
Turmhöhe ab Fundamentoberkante / Tower height above foundation top edge	105,27 m
Bauart / Type	Hybrid-Stahlurm / Hybrid steel tower

Tab. 2: Maße und Gewichte / Dimensions and weights

	Länge / Length in m	Durchmesser / Diameter in m		Gewicht / Weight in t
		Oben / Top	Unten / Bottom	
Stahlsektion / Steel section 1	29,55	4,04	4,24	60
Stahlsektion / Steel section 2	29,55	4,24	4,24	70
Stahlsektion / Steel section 3	22,05	4,24	4,34	76
Stahlsektion / Steel section 4	11,48	4,32	5,50	48
Stahlsektion / Steel section 5	11,48	5,50	6,68	59
T-Flansch / T-flange	1,20	6,68	6,79 7,20 ¹	16
Fundamentkorb / Foundation basket	3,27	-	7,12 ²	8

¹ Außendurchmesser Flansch / Outer diameter flange

² Außendurchmesser Ankerring / Outer diameter anchor ring

Der Hybrid-Stahlurm (HST) besteht aus einem T-Flansch und 5 konischen und zylindrischen Stahlsektionen. Die 2 unteren Stahlsektionen bestehen aus gekanteten Blechen mit einer Länge von jeweils 11,48 m, die vor Ort mit vorgespannten Schrauben verbunden werden. Die 3 darauf gesetzten Stahlrohrsektionen werden über Ringflansche verschraubt. Sie haben (von unten nach oben) Längen von 22,05 m, 29,55 m und 29,55 m. Sie werden mit Einbauten vorausgerüstet geliefert. Die unterste Stahlrohrsektion bildet den Übergang zwischen den gekanteten Blechen und den Stahlrohrsektionen.

Die Gesamthöhe des Turms beträgt 105,27 m ab Fundamentoberkante. Der Durchmesser beträgt am Turmfuß 6,79 m und am Turmkopfflansch 4,04 m.

Vor der Betonage des Fundaments werden die Teile des T-Flanschs und des Fundamentkorbs verbunden und ausgerichtet. Anschließend werden die vorgefertigten Stahlsektionen darauf montiert und mit vorgespannten Schrauben verbunden.

Der Aufstieg im Turm erfolgt über eine Sicherheitssteigleiter in Kombination mit einer Steig-
schutzeinrichtung gemäß DIN EN ISO 14122-4:2016. Zwischen der Eingangsebene und dem oberen Ende des Turms sind Podeste angeordnet. Diese Podeste dienen als feste Arbeitsbühne sowie als Ruhebühne beim Auf- und Abstieg. Zusätzlich wird eine leitergeführte Aufstiegshilfe (Nutzlast mindestens 240 kg) nach Maschinenrichtlinie 2006/42/EG eingebaut.

Die Turminnenleuchten sind so verteilt, dass eine ausreichende Beleuchtung des Turminnenraums gegeben ist. Bei Spannungsausfall wird die Innenbeleuchtung durch eine Notstromeinrichtung versorgt, sodass Personen sicher absteigen können.

Der Zugang zum Turm erfolgt über eine außen angebrachte Treppe. Die Turmeingangstür kann von innen jederzeit ohne Schlüssel und Werkzeug geöffnet werden. Der Zutritt von außen ist nur mit Schlüssel möglich.

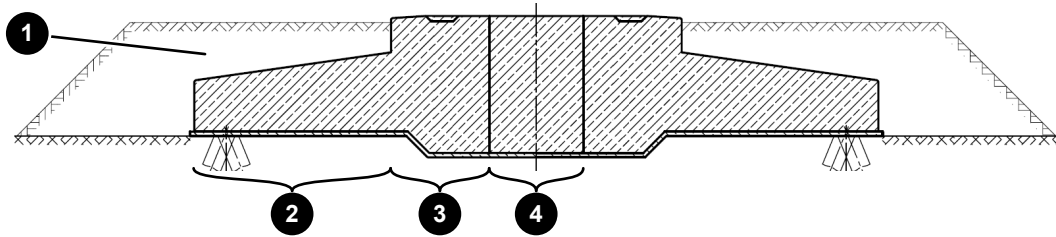


Abb. 1: Fundament für Stahlturm mit Aufschüttung und Sohlvertiefung

1	Bodenaufschüttung	2	Sporn
3	Sockel	4	Bereich ohne Bewehrung

Allgemeine Fundamentdaten

Das Fundament besteht aus einem kreisringförmigen Sporn mit innenliegendem Sockel, der als Auflager für den Stahlturm dient. Das Fundament wird aus Stahlbeton der Güte C35/45 hergestellt. Unter dem Fundament befindet sich eine 0,10 m dicke Sauberkeitsschicht aus Beton C12/15.

In der Sockelmitte ist der Fundamentkorb einbetoniert. Innerhalb des Fundamentkorbs befindet sich ein Bereich ohne Bewehrung mit einem Durchmesser von 4,50 m, der als Leerrohrdurchführung dient. Auf den Sporn wird eine dauerhafte Bodenaufschüttung aufgebracht, die bis auf 0,15 m unter die Sockeloberkante reicht. Die Sockeloberkante liegt 3,00 m über der Geländeoberkante.

Kreisförmige Flachgründung (mit Auftriebswirkung)

Der Außendurchmesser des Sporns beträgt 19,80 m, der Außendurchmesser des Sockels beträgt 9,00 m. Die Spornhöhe beträgt innen 2,25 m und außen 0,80 m. Die Gesamthöhe inklusive der Vertiefung beträgt 3,40 m.

Für diese Gründung ist ein Grundwasserstand bis zur Geländeoberkante zulässig.

Kreisförmige Tiefgründung (mit Auftriebswirkung)

Der Außendurchmesser des Sporns beträgt 16,60 m, der Außendurchmesser des Sockels beträgt 9,00 m. Die Spornhöhe beträgt innen 2,25 m und außen 1,50 m. Die Gesamthöhe beträgt inklusive der Vertiefung 3,40 m.

Für diese Gründung ist ein Grundwasserstand bis zur Geländeoberkante zulässig.

Die Fundamentlasten werden über Pfähle mit vorgegebenem Querschnitt in den tragfähigen Baugrund eingeleitet. Folgende Varianten sind möglich:

- 30 Fertigteilrammpfähle aus Stahlbeton mit quadratischem Querschnitt 45 cm x 45 cm.
- 30 Ortbetonrammpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt D = 51 cm.
- 24 Ortbetonrammpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt D = 56 cm.
- 14 Bohrpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt D = 100 cm.

Pfahlvarianten nur für Österreich:

- 30 Ortbetonrammpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt D = 50 cm.
- 18 Bohrpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt D = 90 cm.

Technische Beschreibung

Netzanschlussvariante Standard 6 - Transformator in der Gondel

ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 4260 kW

Technische Änderungen vorbehalten.

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, Jost Backhaus, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle
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	D02162602/3.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Vertraulichkeit	NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG		

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2022-02-14	de	DB	ENERCON PLM GmbH / High Voltage Systems

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

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.

Übergeordnete Normen und Richtlinien

Dokument-ID	Dokument
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
IEC 60076-1:2011	Power transformers - Part 1: General
IEC 60076-10:2016	Power transformers - Part 10: Determination of sound levels
IEC 60076-13:2006	Power transformers - Part 13: Self-protected liquid-filled transformers
IEC 60076-14:2013	Power transformers - Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials
IEC 60076-16:2018	Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications
IEC 60076-2:2011	Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers
IEC 60076-3:2013	Power transformers - Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air
IEC 60076-4:2002	Power transformers - Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing; Power transformers and reactors
IEC 60076-5:2006	Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit
IEC 60076-7:2018	Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers
IEC 61099:2010	Insulating liquids - Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes
IEC 62271-200:2011-10	High-voltage switchgear and controlgear - Part 200: Metal-enclosed AC switchgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.

Zugehörige Dokumente

Dokument-ID	Dokument
D02108186	Technical description – Duct allocation in ENERCON steel tower foundations (Technische Beschreibung Leerrohrbelegung in ENERCON Stahlrohrturmfundamenten)
D02109455	Technische Beschreibung Anschluss von LWL-Kabeln in ENERCON Windparks
D02109462	Technische Beschreibung Elektrischer Anschluss von Windenergieanlagen
D02133331	Technische Beschreibung Elektrischer Anschluss von Windenergieanlagen: Übergabestation und externe Transformatorstation

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

Inhaltsverzeichnis

	Abkürzungsverzeichnis	5
1	Einleitung	6
2	Liefergrenze	7
3	Elektrotechnische Komponenten	9
3.1	Energiemessung	9
3.2	Transformator	10
3.2.1	Transformatorschutz	12
3.3	Mittelspannungsschaltanlage	13
3.3.1	Technische Daten der MS-Schaltanlage	14
3.3.2	Bedienung MS-Schaltanlage	15
3.3.3	Optionale Konfiguration	16
3.3.3.1	Schlüsselverriegelung	16
3.3.3.2	Automatische Wiedereinschaltung (ARS)	16
3.3.3.3	Automatische Wiedereinschaltung mit Smart Energize (ARS-SE)	16

Technische Änderungen vorbehalten.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

ARS	Automatic Reclosing System (Automatische Wiedereinschaltung der Mittelspannungsschaltanlage)
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
EWM	Electrical Works Manager (Projektleiter elektrische Gewerke)
FT	FACTS Transmission (elektrische Konfiguration mit FACTS-Eigenschaften)
FTQ	FACTS Transmission mit Option Q+ (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
FTQS	FACTS Transmission mit Option Q+ und STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich und STATCOM-Option)
FTS	FACTS Transmission mit STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit STATCOM-Option)
IEC	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OS	Oberspannung
WEA	Windenergieanlage

Größen, Einheiten, Formeln

Hz	Hertz
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere
SF₆	Schwefelhexafluorid

1 Einleitung

Diese Netzanschlussvariante (ENERCON „Standard 6“) beschreibt die Ausführung der WEA-integrierten Mittelspannungskomponenten („E-Gondel“). Alle Netzanschlusskomponenten der Windenergieanlage, wie Transformator und MS-Schaltanlage, sind in der WEA installiert. Der Transformator befindet sich in der Gondel, die MS-Schaltanlage im Turmfuß. Eine externe Transformatorstation außerhalb der WEA ist damit nicht erforderlich.

Höchste Bedienersicherheit

Die Konstruktion der WEA-integrierten Mittelspannungskomponenten bietet ein hohes Maß an Sicherheit für den Bediener. So werden die MS-Schaltanlagen mit einem Druckentlastungskanal oder einem Störlichtbogenbegrenzer ausgestattet und aktive Leiter berührungssicher abgedeckt bzw. abgeschottet. Die MS-Schaltanlage ist mit einem Motorantrieb für den Transformatorschalter ausgerüstet. Mittels einer Fernschalteinrichtung wird der Transformator abgeschaltet, bevor der Bediener den Mittelspannungsraum betritt. Elektrische und mechanische Verriegelungen verringern das Risiko für Fehlschaltungen.

Einfache und schnelle Installation auf der Baustelle

Die Baumaßnahmen werden im Vergleich zur Aufstellung einer externen Station signifikant reduziert.

Geringer Platzbedarf

Es besteht kein zusätzlicher Platzbedarf für eine externe Transformatorstation oder breite Kabelgräben für die Verlegung von NS-Kabeln.

Umweltfreundliche Installation

Die Transformatoren sind mit biologisch abbaubaren Kühlflüssigkeiten gefüllt. Zusätzlich wird eine, für Öl undurchlässige, Wanne unterhalb des Transformators eingebaut.

Technische Änderungen vorbehalten.

2 Liefergrenze

Bereits in der Initiierungsphase müssen die Liefergrenzen klar definiert werden, um Missverständnisse in den Zuständigkeiten oder Fehlteile und damit eine mögliche Verzögerung der Inbetriebnahme der WEA zu vermeiden.

Entsprechend diesem ENERCON Standard liefert ENERCON die notwendigen Komponenten bis zur Liefergrenze und installiert diese.

Der Anschluss der MS-Stecker an den Kabelfeldern der MS-Schaltanlage, so wie die MS-Stecker selbst, sind nicht im Lieferumfang von ENERCON enthalten. Diese Anschlussarbeiten müssen durch ein qualifiziertes Elektrofachunternehmen im Rahmen der Windparkverkabelung durchgeführt werden.

Folgende Dokumente enthalten nähere Informationen:

- D02109462 „Technische Beschreibung Elektrischer Anschluss von Windenergieanlagen“
- D02133331 „Technische Beschreibung Elektrischer Anschluss von Windenergieanlagen: Übergabestation und externe Transformatorstation“
- D02109455 „Technische Beschreibung Anschluss von LWL-Kabeln in ENERCON Windparks“
- D02108186 „Technical description – Duct allocation in ENERCON steel tower foundations“ (Technische Beschreibung Leerrohrbelegung in ENERCON Stahlrohrturmfundamenten)

Technische Änderungen vorbehalten.

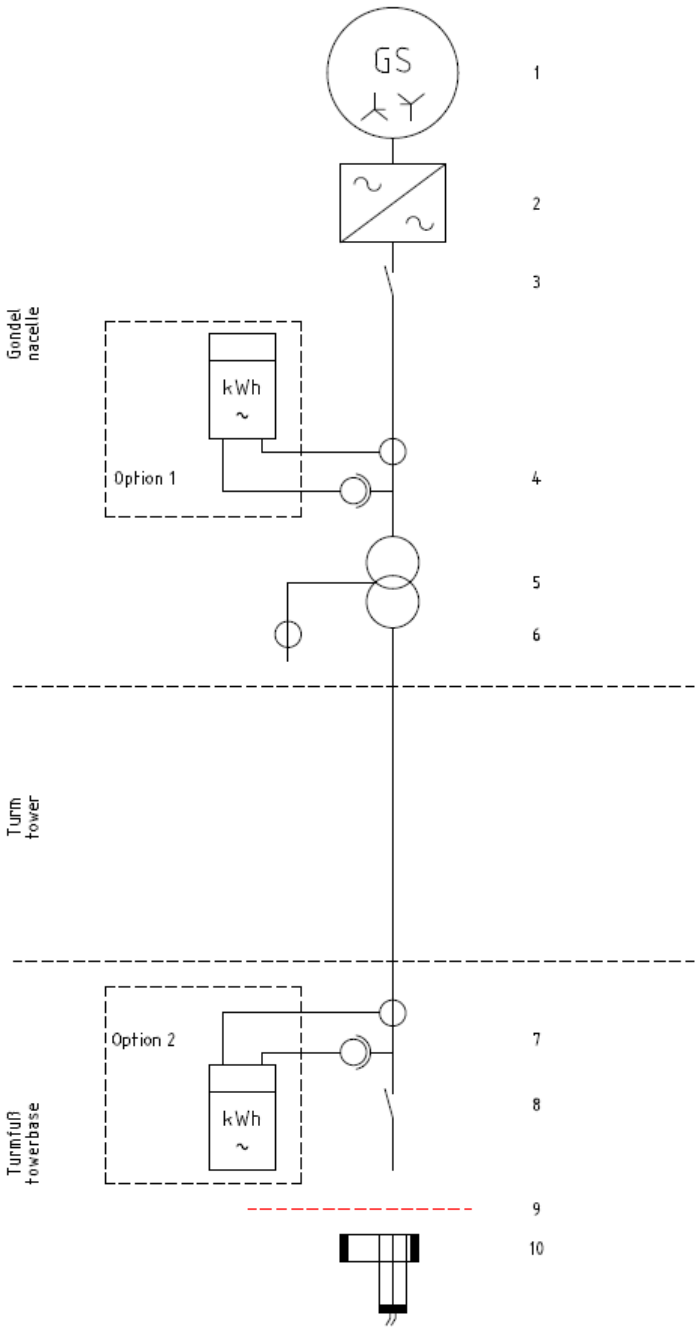


Abb. 1: Prinzipschaltbild ENERCON WEA Standard 6

1	Generator	2	4-Quadranten-Umrichter
3	NS-Schaltanlage	4	NS-Zähler
5	Transformator	6	Fehlerstromerkennungswandler
7	MS-Zähler	8	MS-Schaltanlage
9	Grenze des Lieferumfangs	10	MS-Stecker

3 Elektrotechnische Komponenten

3.1 Energiemessung

Für die Messung der von der WEA erzeugten Leistung / Energie ist die WEA mit einem rein internen Messsystem ausgestattet. Dieses ist nicht geeignet, um Daten für externe Stellen bereitzustellen.

Option 1:

Es kann optional eine Energiemessung in der Gondel der WEA eingebaut werden, die auch notwendige Daten für externe Stellen liefern kann. Hierzu wird ein Satz Stromwandler auf der Niederspannungs-Sammelschiene eingebaut. Die Daten der Stromwandler sowie die Niederspannung selbst werden an einen Zählerschrank geleitet, der die Aufnahme von einem Energiezähler ermöglicht. Dieser Zählerschrank ist auch mit entsprechenden Spannungswandlern ausgestattet, die die erzeugte Spannung auf 100 V reduzieren.

Der Energiezähler selbst ist nicht im Lieferumfang enthalten und muss projektspezifisch und nach Vorgaben des Messstellenbetreibers beschafft werden.

Eine Kommunikationsleitung für eine Zählerfernauslesung kann auch optional bereitgestellt werden.

Option 2:

Es kann optional eine Energiemessung im Turmfuß der WEA eingebaut werden, die auch notwendige Daten für externe Stellen liefern kann. Hierzu wird ein Satz Strom- und Spannungswandler auf der Mittelspannungsseite in die MS-Schaltanlage eingebaut. Die Daten der Strom- und Spannungswandler können an einem definierten Übergabepunkt in der WEA bereitgestellt werden, um so eine individuell gestaltete Messung/Zählung der Energie zu ermöglichen.

Optional kann auch ein Zählerschrank bereitgestellt werden, der die Aufnahme von einem Energiezähler ermöglicht.

Die genauen Details der Strom- und Spannungswandler und der nötigen MS-Schaltanlage sind mit dem entsprechenden EWM im Rahmen der Planung zu definieren, da diese jeweils projektspezifisch anzupassen sind.

Der Energiezähler selbst ist nicht im Lieferumfang enthalten und muss projektspezifisch und nach Vorgaben des Messstellenbetreibers beschafft werden.

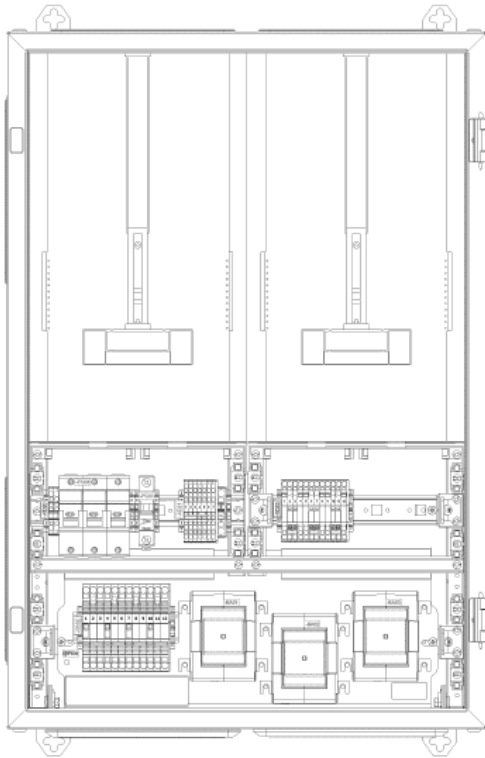


Abb. 2: Zählerbox

3.2 Transformator

Der Transformator überträgt die von der WEA bei 750 V Ausgangsspannung erzeugte elektrische Leistung in das mittelspannungsseitige Windparknetz.

ENERCON installiert ausnahmslos Öl-Transformatoren. Diese bieten folgende Vorteile:

- Hohe Widerstandsfähigkeit gegen mechanische Belastungen
- Gute Wärmeableitung
- Kompaktes, berührungssicheres Gehäuse
- Geringe Störanfälligkeit gegen Überlast und Wechselbelastungen

Bereits in der Initiierungsphase muss die Netzspannung/-frequenz am Einspeisepunkt beim zuständigen Netzbetreiber erfragt und ENERCON mitgeteilt werden, um die Transformatoren für die richtige Mittelspannung und Netzfrequenz bestellen zu können.



Die Werte der mittelspannungsseitigen Netz-Nennspannung im Windpark und Netz-Nennfrequenz sind im Anlagenliefervertrag festzuhalten.

Der geerdete Transformator-kessel und die berührungssicheren MS-Anschlüsse bieten ein hohes Maß an Sicherheit gegen direkte Berührung.

Der Transformator steht in einer Auffangwanne gemäß der deutschen AwSV, welche für das komplette Flüssigkeitsvolumen des Transformators ausgelegt ist.

Als Isolations- und Kühlungsflüssigkeit des Transformators wird synthetischer Ester eingesetzt, der einen Brennpunkt von $\geq 300\text{ °C}$ aufweist (Kühlmittelart K3 nach IEC 61099).

Das Risiko eines Transformatorbrandes ist bei diesem Transformator als sehr gering einzustufen. Die schwer entflammable Isolierflüssigkeit und umfangreiche, redundante Schutzsysteme minimieren das Brandrisiko gegen Null.

Tab. 1: Technische Daten Transformator

Parameter	Wert
Nennleistung FT/FTS [kVA]	4700
Nennleistung FTQ/FTQS [kVA]	5100
Typ	Step-Up-Transformator für Windenergieanlagen
Nennfrequenz [Hz]	Entsprechend Netzfrequenz
Nennspannung OS-Seite [kV]	Entsprechend Nennspannung im Windparknetz
Umstellerausführung	Off load
Umgebungstemperatur [°C]	- 25 bis + 50
Max. Installationshöhe über NN [m]	1000
Schallleistungspegel L_w in dB[A]	≤ 78
Betriebsart	Dauerbetrieb
Erfüllte Standards	Anwendbare Teile der IEC 60076 (siehe Kapitel Mitgeltende Dokumente)

Technische Änderungen vorbehalten.

3.2.1 Transformatorschutz

Die von ENERCON installierten Transformatoren verfügen über ein umfassendes Schutzsystem:

- Überstrom- und Kurzschlusschutz auf der MS-Seite des Transformators
- Analoger Temperatursensor
- Öldruckwächter
- Ölniveauschalter
- Kurzschlusschutz auf der Niederspannungsseite des Transformators

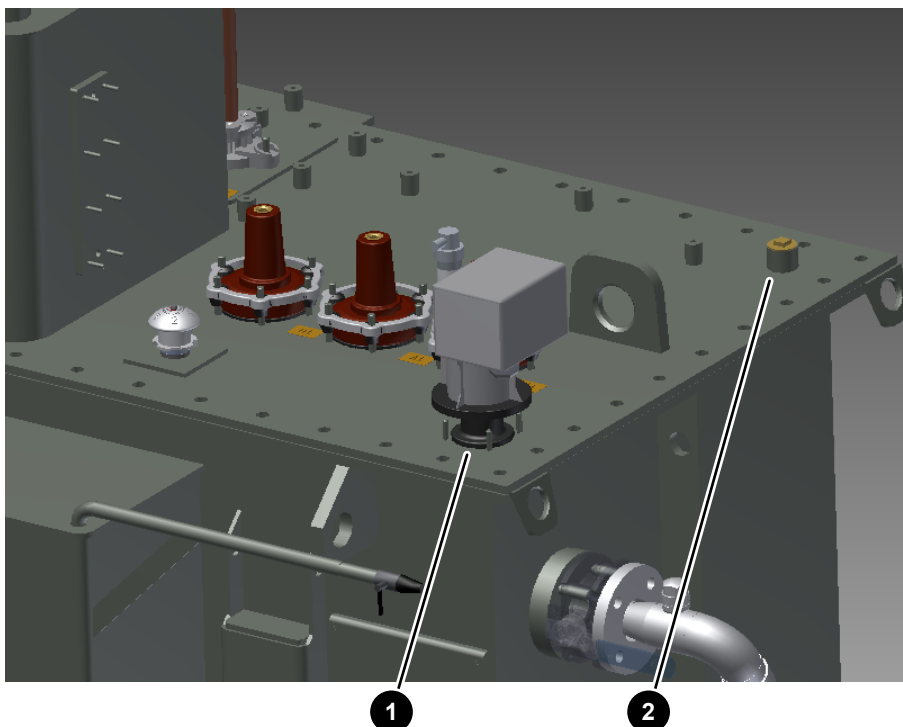


Abb. 3: Beispielhafte Ansicht der Transformatorschutzsensoren

- | | |
|---|---|
| 1 | Gasrelais als Öldruckwächter und Ölniveauschalter |
| 2 | Temperatursensor |

Erläuterung der Schutzfunktionen:

- Der Überstrom- und Kurzschlusschutz auf der MS-Seite wirkt direkt auf den MS-Transformatorschalter.
- Der Niederspannungsschutz schützt den Leistungsschrank, den Transformator und die NS-Kabel zwischen NS-Verteilung und den Leistungsschränken bei einem inneren Kurzschluss im Leistungsschrank.
- Die zweistufige Temperaturüberwachung wird mittels temperaturabhängigen Widerstands in der Thermometertasche des Transformators ausgeführt. Bei Erreichen der Warnschwelle wird die Ausgangsleistung der WEA reduziert. Bei Erreichen der Abschaltchwelle wird die WEA abgeschaltet. So wird eine Transformatorüberlastung verhindert.
- Öldruckwächter und Ölniveauschalter wirken über den Steuerschrank Transformator indirekt auf den MS-Transformatorschalter.

3.3 Mittelspannungsschaltanlage

ENERCON installiert ausschließlich SF₆-isolierte Schaltanlagen, wenn nicht anders vereinbart. Die Aspekte für diese Wahl sind:

- Hohe Lebensdauer
- Hohe Bediener-sicherheit
- Sehr guter Schutz gegen Umwelteinflüsse
- Kompakte, geschlossene Bauart
- Geringer Wartungsaufwand

Alle von ENERCON installierten SF₆-isolierten MS-Schaltanlagen werden inkl. Anbauten im Rahmen des ENERCON-Präqualifikationsverfahrens auf Erfüllung der ENERCON-Spezifikationskriterien überprüft und für den Einbau zugelassen. Teil des Präqualifikationsverfahrens ist die Durchführung einer praktischen Typenprüfung der kompletten Anlagenkonfiguration zur Einhaltung der IEC 62271-200.

Die von ENERCON installierten MS-Schaltanlagen erhalten einen Druckentlastungskanal, der mit der MS-Schaltanlage verbunden wird. Im Fall eines internen Fehlers wird der entstehende Gasdruck über eine Sollbruchstelle (Berstscheibe) entlastet. Das Öffnen der Berstscheibe erfolgt nur, wenn der durch den Fehler aufgebrachte Energieinhalt groß genug ist, um die Berstscheibe zu zerstören. Praktische Erfahrungen zeigen, dass die aufgebrachte Energie ($I^{2*}t$) in den allermeisten Fällen nicht ausreicht, um Gas austreten zu lassen. Ein gegebenenfalls austretendes Gasgemisch wird im Druckentlastungskanal abgekühlt und entspannt. Der verbleibende Gasdruck kann über den Kanal in einen unkritischen, vom Bediener abgewandten Bereich entweichen.

Bei einem Fehler im Kabelanschlussraum wird der entstehende Druck ebenfalls über den Sockel in den Druckentlastungskanal geleitet.

3.3.1 Technische Daten der MS-Schaltanlage

Tab. 2: Technische Daten der Mittelspannungsschaltanlage

Bemessungsspannung U_r [kV]	24	36
Nennfrequenz [Hz]	50 / 60	
Anzahl Schaltfelder	2*	
Isoliermedium	SF ₆	
Bauart	Kompakt	
Betriebsart	Dauerbetrieb	
Bemessungs-Betriebsstrom der Sammelschiene I_r [A] ≥	630	
Transformatorfeld / Transformatorschutz	Leistungsschalter oder Lasttrennschalter-Sicherungskombination*	
Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k [kA] ≥	16	
Bemessungs-Kurzschlussdauer t_k [s] ≥	1	
Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom I_{ma} [kA] ≥	50	
Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung U_d Leiter - Erde [kV] ≥	50	70
Bemessungs-Stehblitzstoßspannung U_p Leiter - Erde [kV] ≥	125	170
Bemessungs-Stehblitzstoßspannung U_p über die Trennstrecke [kV] ≥	145	190

Für weitere Informationen bzw. Fragen zu Betriebsspannungen > 36 kV kann der zuständige EWM kontaktiert werden.

* In Abhängigkeit des zu erwartenden Nennstroms, der sich aus der jeweiligen Transformatorleistung und der Netzspannung ergibt, sowie die herstellerabhängige, maximal zulässige Strombelastbarkeit der MS-Schaltanlage, werden Lasttrennschalter mit HH-Sicherungen oder Leistungsschalter verwendet.

Die standardmäßig eingesetzte MS-Schaltanlage besteht aus einem Kabelfeld und einem Transformatorfeld. Im Kabelfeld kann ein MS-Kabelsystem mit einem Außendurchmesser der Kabel von bis zu 52 mm angeschlossen werden. Alternativ können 2 MS-Kabelsysteme mit einem Kabelquerschnitt von 500 mm² + 240 mm² („huckepack“) angeschlossen werden. Abhängig von der Ausdehnung des Windparks sowie der Anzahl und Leistung der WEA werden Kabel mit einem Kabelquerschnitt > 500 mm² verlegt. In diesem Fall wird eine größere MS-Schaltanlage mit 2 oder mehr Kabelfeldern benötigt. Fallspezifisch und turmabhängig ist zu prüfen, ob diese kompatibel mit der WEA-integrierten MS-Komponenten ist.

Als Alternative kann eine größere MS-Schaltanlage in einer externen Station neben der WEA untergebracht werden. Für Informationen zu dieser Lösung kann der zuständige ENERCON EWM kontaktiert werden.

3.3.2 Bedienung MS-Schaltanlage

Zur Optimierung der Bediener-sicherheit installiert ENERCON in der WEA eine Akku-gepufferte Fernschalteinrichtung für den MS-Transformatorschalter. Diese Fernbedienung ermöglicht das Ein- und Ausschalten des MS-Transformatorschalters von innerhalb der WEA, aber außerhalb des Transformatorraums. Der MS-Transformatorschalter erhält einen Motorantrieb und eine Auslösespule, um das Ein- und Ausschalten zu ermöglichen.

Die Fernbedienung ist mit einem Vorhängeschloss gesichert, so dass die Bedienung nur durch schaltberechtigtes Personal erfolgen kann.

Bei Gasverlust fällt der Zeiger des Manometers in den „roten“ Bereich. In diesem Fall darf die Schaltanlage nicht mehr betätigt werden. Das unterwiesene und schaltberechtigte Personal hat Anweisung, dass vor allen Schaltmaßnahmen der Gasdruck zu kontrollieren ist. In die Schaltung des Transformatorschalters ist eine elektrische Verriegelung zur Verhinderung des Schaltvorganges bei zu geringem Gasdruck integriert.

Das Fachpersonal ist verpflichtet, den Transformator auszuschalten bevor der Transformatorraum betreten wird.

Schaltvorgänge an den Kabelfeldern der MS-Schaltanlage können lediglich manuell unter Berücksichtigung der 5 Sicherheitsregeln und bestimmungsgemäßer Verwendung der persönlichen Schutzausrüstung durchgeführt werden. Diese dürfen nur von geschultem Fachpersonal durchgeführt werden.

3.3.3 Optionale Konfiguration

3.3.3.1 Schlüsselverriegelung

Auf Anfrage kann ENERCON die MS-Schaltanlagen mit einer zusätzlichen Schlüsselverriegelung ausrüsten. Mit Hilfe der Schlüsselverriegelung können Schaltfelder bzw. Schalter unterschiedlicher MS-Schaltanlagen in unterschiedlichen WEA gegeneinander verriegelt werden. So ist es möglich, eine genau definierte Reihenfolge beim Zu- und Abschalten von MS-Schaltanlagen vorzugeben. In einigen Ländern fordern Kunden und / oder Netzbetreiber diese Option aufgrund von landesspezifischen Richtlinien.

3.3.3.2 Automatische Wiedereinschaltung (ARS)

Auf Anfrage kann ENERCON die MS-Schaltanlagen mit einem elektrischen System für die zeitlich gestaffelte automatische Wiedereinschaltung (ARS) des MS-Transformatorschalters nach Netzspannungsausfall liefern. Das elektrische System zur automatischen Wiedereinschaltung besteht im Wesentlichen aus folgenden Komponenten:

- Spannungserkennungssystem
- Steuerung

In manchen Netzen ist es nötig, MS-Schalter nach Netzfehlerklärung automatisch wieder einzuschalten. Die Realisierung der zeitlich gestaffelten automatischen Wiedereinschaltung basiert auf der Forderung des zuständigen Verteilnetzbetreibers, wonach hohe Transformatoreinschaltströme und die damit verbundenen kurzzeitigen Spannungseinbrüche während der Zuschaltung von WEA-Transformatoren zu vermeiden sind.

Nach Netzausfall >10 s in dem zugehörigen Windpark werden automatisch alle MS-Transformatorschalter in den mit ARS ausgerüsteten MS-Schaltanlagen ausgelöst.

Die wiederkehrende Spannung wird mittels Spannungserkennungssystem im Kabelfeld der MS-Schaltanlage erfasst. Das Spannungserkennungssystem erteilt die Freigabe für die zeitlich gestaffelte Wiedereinschaltung des MS-Transformatorschalters. So wird die gleichzeitige Einschaltung mehrerer Transformatoren und der damit verbundene hohe Einschaltstrom verhindert.

3.3.3.3 Automatische Wiedereinschaltung mit Smart Energize (ARS-SE)

Fordert der zuständige Verteilnetzbetreiber, dass auch Transformatoreinschaltströme und die damit verbundenen kurzzeitigen Spannungseinbrüche während der Zuschaltung von einzelnen WEA-Transformatoren vermieden werden, so kann das oben beschriebene ARS-System um diese Option erweitert werden.

Durch ENERCON Smart Energize wird der Restmagnetismus im Transformator vor dem Einschalten durch eine Vormagnetisierung auf der Niederspannungsseite auf einen definierten Wert eingestellt. Hierdurch ist der Restmagnetismus bekannt. Anschließend synchronisiert sich ENERCON Smart Energize mit der Phasenlage des Netzes und schaltet den Transformator in der vordefinierten Phasenlage ein. Durch das Abstimmen von Restmagnetismus und Einschaltwinkel treten nur noch sehr geringe Einschaltströme auf, die maximal im Bereich des Nennstroms des Transformators liegen, in der Regel sogar deutlich darunter.

Technisches Datenblatt

Oktavbandpegel Betriebsmodus 0 s

**ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4260 kW mit
TES (Trailing Edge Serrations)**

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	D1018700/4.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-01-17	de	DA	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

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.

Übergeordnete Normen und Richtlinien

Dokument-ID	Dokument
ISO 266:1997	Acoustic – Preferred frequencies

Zugehörige Dokumente

Dokument-ID	Dokument
diverse	Datenblatt Betriebsmodi

Inhaltsverzeichnis

1	Verfügbarer Betriebsmodus	6
2	Allgemeines	7
3	Informationen zu Oktavbandpegeln	7
4	Oktavbandpegel des lautesten Zustands	8
4.1	Betriebsmodus 0 s	8

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

EIO	Ersatzimmissionsort
HST	Hybrid-Stahlurm
HT	Hybridurm
IO	Immissionsort
NH	Nabenhöhe
ST	Stahlurm

Größen, Einheiten, Formeln

L_o	Oktavbandpegel
L_T	Terzbandpegel
v_H	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe
v_s	Standardisierte Windgeschwindigkeit

1 Verfügbarer Betriebsmodus

In der nachfolgenden Tabelle ist ersichtlich, welcher Betriebsmodus für welche Turmvarianten bzw. Nabenhöhen verfügbar ist.

Tab. 1: Verfügbarer Betriebsmodus

Betriebsmodus	Turmvariante und Nabenhöhe (NH)				
	E-138 EP3 E3-ST-81-FB-C-01	E-138 EP3 E3-ST-99-FB-C-01	E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01	E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01	E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01
	NH 81 m	NH 99 m	NH 111 m	NH 131 m	NH 160 m
0 s	x	x	x	x	x

x = verfügbar

- = nicht verfügbar

2 Allgemeines

Dieses Dokument beinhaltet Zusatzinformationen zum Datenblatt Betriebsmodi. Im Übrigen gelten die im Datenblatt Betriebsmodi aufgeführten Regelungen hinsichtlich der technischen Eigenschaften der Windenergieanlage.

3 Informationen zu Oktavbandpegeln

Für Oktavbandpegel bis zur Oktavbandmittenfrequenz von 2000 Hz gelten die Angaben zur Unsicherheit gemäß Datenblatt Betriebsmodi. Für Frequenzen größer 2000 Hz nehmen aufgrund physikalischer Effekte die Unsicherheiten zu. Diese Frequenzen haben keinen Einfluss auf den Immissionsort (IO) oder auf den Ersatzimmissionsort (EIO) und sind grundsätzlich vernachlässigbar. Bei verschiedenen Messungen an bestehenden ENERCON Windenergieanlagen verschiedener Typen gemäß den anwendbaren Richtlinien ergaben sich Unsicherheiten für die Oktavbandpegel im Frequenzbereich 4000 Hz bei $\pm 2,5$ dB(A) und im Frequenzbereich 8000 Hz bei $\pm 8,0$ dB(A). Angesichts der begrenzten Untersuchungen kann eine Reproduzierbarkeit dieser Messungen für alle ENERCON Windenergieanlagen bei gleichen Unsicherheiten nicht garantiert werden.

Die Zuordnung der Oktavbandpegel zur standardisierten Windgeschwindigkeit v_s in 10 m Höhe gilt nur unter Voraussetzung eines logarithmischen Windprofils mit Rauigkeitslänge 0,05 m. Die Zuordnung der Oktavbandpegel zur Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (v_H) gilt für alle Nabenhöhen (NH). Die Windgeschwindigkeit wird bei Messungen aus der Leistungsabgabe und der Leistungskennlinie bestimmt. Die nachfolgend angegebenen Oktavbandpegel wurden auf Basis von aeroakustischen Simulationen ermittelt. Die einzelnen Oktavbandpegelwerte können nicht garantiert werden. Der Summenpegel aller Oktavbandpegel pro Windgeschwindigkeit entspricht dem Schallleistungspegel bei dieser Windgeschwindigkeit, welcher im zugrundeliegenden Datenblatt für die jeweiligen Betriebsmodi angegeben ist. Daher ist der Summenpegel im Rahmen des im Datenblatt festgelegten Geltungsbereichs und auf Basis der anwendbaren Normen und Richtlinien einzuhalten.

Die angegebenen Oktavbandpegel des lautesten Zustands wurden aus den simulierten Terzbandpegelwerten gemäß den Frequenzbändern der ISO 266:1997 im Bereich von 25 Hz bis 10000 Hz erzeugt. Ein Oktavbandpegel L_O wird aus 3 Terzbandpegeln L_{T1} , L_{T2} und L_{T3} gemäß folgender Formel berechnet:

$$L_O = 10 \times \log\left(10^{\frac{L_{T1}}{10}} + 10^{\frac{L_{T2}}{10}} + 10^{\frac{L_{T3}}{10}}\right)$$

4 Oktavbandpegel des lautesten Zustands

4.1 Betriebsmodus 0 s

Folgende Oktavbandpegelwerte gelten unter Berücksichtigung der im Datenblatt Betriebsmodi aufgeführten Unsicherheiten.

Tab. 2: Oktavbandpegel in dB(A), bezogen auf Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe v_H

v_H in m/s	Oktavbandmittenfrequenz in Hz								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
11	78,1	87,4	93,1	96,4	99,7	101,9	98,3	90,0	73,0

Technische Beschreibung

Aufstiegshilfe

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: Hans-Dieter Kettwig, Jost Backhaus, Momme Janssen, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle
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	D0917105-1		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2020-11-12	de	DB	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

Allgemeine Informationen

Die Aufstiegshilfe ist ein geschlossenes System zur Personen- und Materialbeförderung mit einer Nutzlast von mindestens 240 kg. Sie bewegt sich mit Hilfe eines eingebauten Treibscheibenhubwerks an einem gespannten Tragseil auf- und abwärts. Das Tragseil ist oben an einer Traverse befestigt und unten durch Gewichte gespannt.

Die Aufstiegshilfe wird an einem Sicherheitsseil durch eine Fangvorrichtung gesichert. Die Fangvorrichtung löst bei zu hoher Absenkgeschwindigkeit aus und stoppt den Fahrkorb.

Das Treibscheibenhubwerk ist zum Schutz vor Überlastung mit einem Hubkraftbegrenzer ausgestattet. Weitere Sicherheitseinrichtungen verhindern die Fahrt der Aufstiegshilfe u. a. bei geöffneter Tür und beim Erreichen von Endpunkten des Fahrwegs. Bei Stromausfall ermöglicht ein Handrad die manuelle Bedienung des Treibscheibenhubwerks. Im Fahrkorb befindet sich eine Notbeleuchtung.

Die Aufstiegshilfe wird im Fahrkorb bedient. Im Notfall darf sie an der Not-Bedienstelle in der Nähe des Startpunkts bedient werden.

Die Aufstiegshilfe wird, abhängig von der Turmkonstruktion, als seilgeführte und als leitergeführte Variante eingebaut. Dies ist in der technischen Beschreibung jedes Turms festgelegt.

Alle Varianten der Aufstiegshilfe sind baumustergeprüft. Sie erfüllen den Anforderungen der Maschinenrichtlinie (RL 2006/42/EG).

Zur Inbetriebnahme wird ein Dokumentensatz zur Verfügung gestellt, der u. a. Betriebsanleitung, Baumusterprüfbescheinigung und EG-Konformitätserklärung enthält.

Seilgeführte Aufstiegshilfe

Die Aufstiegshilfe wird mit Rollen an gespannten Führungsseilen geführt.

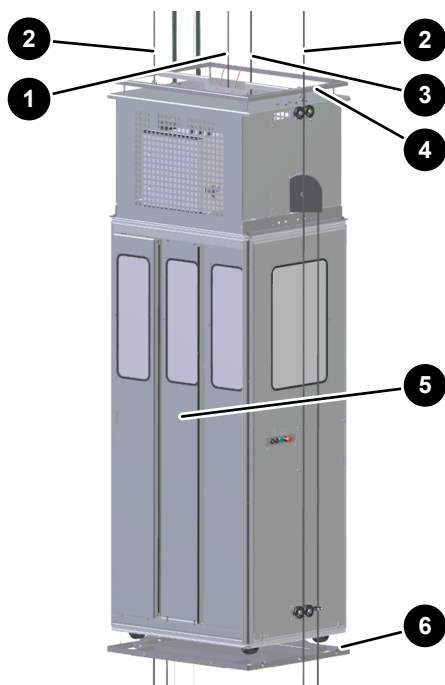


Abb. 1: Fahrkorb seilgeführte Aufstiegshilfe

1	Tragseil	2	Führungsseil
3	Sicherheitsseil	4	Dachtaster
5	Fahrkorbtür	6	Bodentaster

Leitergeführte Aufstiegshilfe

Die Aufstiegshilfe wird mit Rollen an den Holmen der Sicherheitssteigleiter geführt.

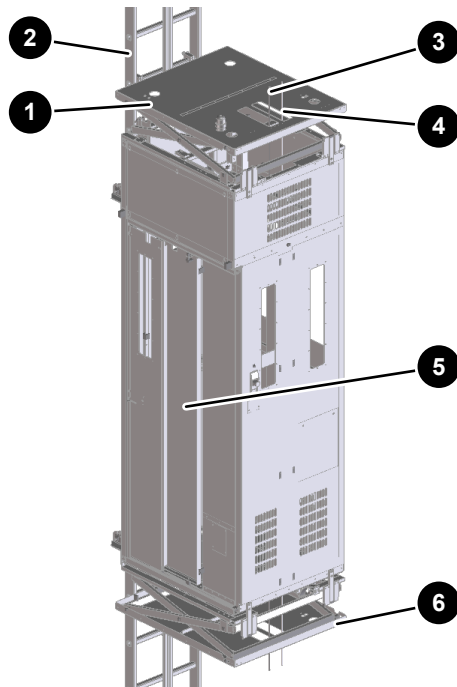


Abb. 2: Fahrkorb leitergeführte Aufstiegshilfe

1	Dachtaster	2	Sicherheitssteigleiter
3	Sicherheitsseil	4	Tragseil
5	Fahrkorbtür	6	Bodentaster