

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

Anlagen:

- D0746080-11\_E-138 EP3\_E2\_4200\_kW\_WEC\_Characteristics\_de.pdf
- 3.1\_D0745897-6\_E-138 EP3\_E2\_4200\_kW\_Technical\_Description\_de.pdf
- 3.1\_PLM-EWES-SP036-S1 E-138 EP3 E2 4200 kW-Rev005de-de.pdf
- 3.1\_D0908418-1\_#\_de\_#\_Technische\_Beschreibung\_Turm\_E-138\_EP3\_E2-HST-131-FB-C-01.pdf
- 3.1\_D0966361-2\_#\_de\_#\_TB\_Fundamente\_E-138\_EP3\_E2-HST-131-FB-C-01.pdf
- D0965749-2\_#\_de\_#\_Fundamentdatenblatt\_E-138\_EP3\_E2-HST-131-FB-C-01\_Tg.pdf
- 16.1.6\_PLM-SiteL-SP106-E-138 EP3 E2\_131 m HST-Rev000de-de.pdf
- 7.1\_D0161003-3\_#\_de\_#\_Technische\_Beschreibung\_EL1\_V2.0.pdf

## Technische Daten ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E2

Allgemein	
Hersteller	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Typenbezeichnung	E-138 EP3 E2
Nennleistung	4200 kW
Auslegungslebensdauer	25 Jahre
Rotordurchmesser	138,25 m
IEC-Windklasse (ed. 3) <sup>1</sup>	IIIA (NH 160 m) SA (NH 81 m, NH 96 m, NH 111 m, NH 131 m, NH 149 m)
Extrem-Windgeschwindigkeit in Nabhöhe (10-min-Mittelwert) nach IEC (ed. 3)	37,50 m/s
	entspricht einem Lastäquivalent von circa 52,50 m/s (3-s-Bö)
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabhöhe nach IEC (ed. 3) <sup>1</sup>	6,60 m/s (NH 81 m, NH 96 m, NH 111 m, NH 131 m)
	7,50 m/s (NH 160 m)
	7,63 m/s (NH 149 m)

<sup>1</sup> Nabhöhe (NH) aus Turmbezeichnung

Rotor mit Blattverstellungssystem	
Typ	Luvläufer mit aktivem Blattverstellungssystem
Drehrichtung	Uhrzeigersinn
Rotorblatt-Anzahl	3
Rotorblatt-Länge	67,795 m
überstrichene Rotorfläche	15011,36 m <sup>2</sup>
Rotorblatt-Material	GFK (Glasfaser+Epoxidharz)/Balsaholz/Schaumstoff
Maximale Trudeldrehzahl	2,5 U/min
untere Drehzahl Leistungseinspeisung <sup>1</sup>	4,4 U/min (NH 81 m und NH 131 m)
	5,0 U/min (NH 96 m, NH 111 m, NH 149 m und NH 160 m)
Nenn Drehzahl	10,8 U/min
Solldrehzahl	11,1 U/min
Tippsgeschwindigkeit bei Nenn Drehzahl	80,5 m/s
Abregelwindgeschwindigkeit (mit ENERCON Sturmregelung)	22 (12-s-Mittel) - 28 (10-min-Mittel) m/s
Konuswinkel	2,5°
Rotorachswinkel	7°

### Rotor mit Blattverstellsystem

Blattverstellsystem	je Rotorblatt ein autarkes elektrisches Stellsystem mit zugeordneter Notstromversorgung
---------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------

<sup>1</sup> Nabenhöhe (NH) aus Turmbezeichnung

### 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 Blattverstellsysteme mit Notstromversorgung
Rotorhaltebremse	hydraulisch
Rotorarretierung	in 10°-Stufen rastend

### Windnachführung

Azimutverstellung	elektromechanisches Stellsystem
-------------------	---------------------------------

### Steuerung der Windenergieanlage

Typ	Mikroprozessor
Fernüberwachung	ENERCON SCADA
unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	integriert

### Turmvarianten

Nabenhöhe	Gesamthöhe	Bauart	Windklasse IEC <sup>1</sup>	Turbulenzkategorie IEC <sup>1</sup>	Windzone DIBt <sup>2</sup>
80,26 m	149,38 m	Stahlrohrturm	S	A	WZS GK II
95,53 m	164,65 m	Stahlrohrturm	S	A	WZS GK II
110,13 m	179,25 m	Stahlrohrturm	S	A	WZS GK II
130,29 m	199,41 m	Stahlrohrturm	S	A	-
130,07 m	199,2 m	Hybrid-Stahlurm	S	A	WZS GK II
149,00 m	218,13 m	Hybridturm	S	A	WZS GK II
160,00 m	229,13 m	Hybridturm	III	A	WZ2 GK II

<sup>1</sup>Ausgabe der Richtlinie Edition 3

<sup>2</sup>Ausgabe der Richtlinie 2012

# Technische Beschreibung

## ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E2

**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  
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

<b>Dokument-ID</b>	D0745897-6		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2020-02-27	de	DA	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Übersicht ENERCON Windenergieanlage .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Das ENERCON Windenergieanlagen-Konzept .....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Komponenten der ENERCON Windenergieanlage .....</b>	<b>7</b>
3.1	Rotorblätter .....	8
3.2	Gondel .....	8
3.2.1	Ringgenerator .....	9
3.3	Turm .....	9
<b>4</b>	<b>Netzeinspeisesystem .....</b>	<b>10</b>
<b>5</b>	<b>Sicherheitssystem .....</b>	<b>13</b>
5.1	Sicherheitseinrichtungen .....	13
5.2	Sensorsystem .....	13
<b>6</b>	<b>Steuerung .....</b>	<b>16</b>
6.1	Windnachführung .....	16
6.2	Rotorblattverstellung .....	16
6.3	Anlagenstart .....	17
6.3.1	Startvorbereitung .....	17
6.3.2	Windmessung und Ausrichten der Gondel .....	17
6.3.3	Erregung des Generators .....	18
6.3.4	Leistungseinspeisung .....	18
6.4	Betriebsarten .....	19
6.4.1	Volllastbetrieb .....	19
6.4.2	Teillastbetrieb .....	19
6.4.3	Trudelbetrieb .....	20
6.5	Sicheres Anhalten der Windenergieanlage .....	21
<b>7</b>	<b>Fernüberwachung .....</b>	<b>22</b>
<b>8</b>	<b>Wartung .....</b>	<b>23</b>
<b>9</b>	<b>Technische Daten ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E2 .....</b>	<b>24</b>

## Abkürzungsverzeichnis

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



## 1 Übersicht ENERCON Windenergieanlage

Die ENERCON Windenergieanlage ist eine direktgetriebene Windenergieanlage mit Dreiblattrotor, aktiver Rotorblattverstellung, drehzahlvariabler Betriebsweise und einer Nennleistung von 4200 kW. Sie hat einen Rotordurchmesser von 138,25 m und ist mit Nabenhöhen von 81 m bis 160 m lieferbar.



Abb. 1: Gesamtansicht ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E2

## 2 Das ENERCON Windenergieanlagen-Konzept

### Getriebelos

Das Antriebssystem der Windenergieanlage besteht nur aus wenigen drehenden Bauteilen. Die Rotornabe und der Rotor des Ringgenerators sind ohne Getriebe als feste Einheit direkt miteinander verbunden. Dadurch verringert sich die mechanische Belastung und die technische Lebensdauer wird erhöht. Der Wartungs- und Serviceaufwand wird verringert (u. a. weniger Verschleißteile, kein Getriebeölwechsel) und die Betriebskosten sinken. Da das Getriebe und andere schnelldrehende Teile entfallen, werden die Energieverluste zwischen Rotor und Generator und die Geräuschemissionen drastisch verringert.

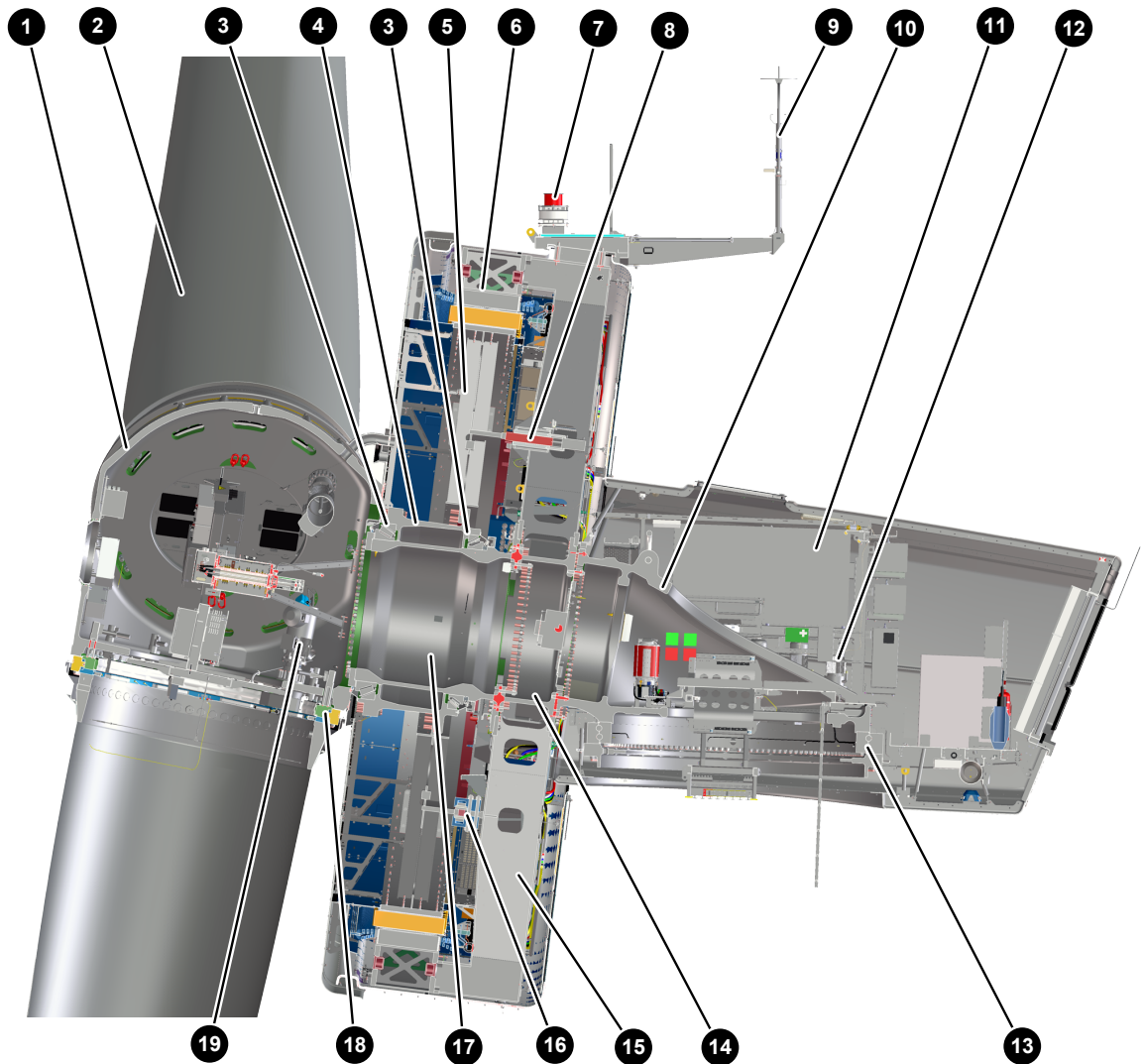
### Aktive Rotorblattverstellung

Die aktive Rotornblattverstellung besteht aus einer Hauptverteilung Rotor und 3 Blattverstellungsschränken mit jeweils einem angeschlossenen Asynchronblattverstellmotor. Die 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 Blattverstellungsschränken.

### Indirekte Netzkopplung

Die vom Ringgenerator erzeugte Leistung wird über das Netzeinspeisesystem in das Verteil- oder Transportnetz eingespeist. Das Netzeinspeisesystem, bestehend aus modularen Gleich- und Wechselrichtersystemen mit jeweils gemeinsamem Gleichspannungszwischenkreis, gewährleistet maximalen Energieertrag bei hoher Netzverträglichkeit. Die elektrischen Eigenschaften des Ringgenerators sind damit für das Verhalten der Windenergieanlage am Verteil- oder Transportnetz unerheblich. Je nach Windgeschwindigkeit können Drehzahl, Erregung, Ausgangsspannung und Ausgangsfrequenz des Ringgenerators variieren. Somit kann die im Wind enthaltene Energie auch im Teillastbereich immer optimal genutzt werden.

### 3 Komponenten der ENERCON Windenergieanlage



**Abb. 2: Gondelschnitt**

1	Rotornabe	2	Rotorblatt
3	Rotorlager	4	Rotorträger
5	Generator-Rotor	6	Generator-Stator
7	Befuerung (optional)	8	Rotorarretierung
9	Windmessgerät mit Blitzfangstangen	10	Maschinenträger
11	Gondelsteuerschrank	12	Azimutantrieb
13	Azimutlager	14	Statortragstern
15	Tragarm	16	Rotorhaltebremse
17	Achszapfen	18	Blattflanschlager
19	Blattverstellantrieb		



### 3.2.1 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 8 voneinander unabhängige Dreiphasen-Wechselstromsysteme. Durch Parallelschaltung werden die Systeme auf 2 resultierende Systeme reduziert, im Turmfuß in 2 Umrichtergruppen gleichgerichtet und anschließend wieder in Drehstrom mit netzkonformer Spannung, Frequenz und Phasenlage umgerichtet.

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

### 3.3 Turm

Der Turm der Windenergieanlage ist ein Hybridturm aus Betonfertigteilen mit Stahlsektion oder ein Stahlurm.

Alle Türme werden bereits im Werk mit dem fertigen Anstrich bzw. Witterungs- und Korrosionsschutz versehen, so dass nach der Montage, außer der Ausbesserung von Fehlstellen und eventuellen Transportschäden, keine weiteren diesbezüglichen Arbeiten anfallen. Standardmäßig wird der Außenanstrich im unteren Bereich farblich abgestuft (die Farbabstufung kann optional weggelassen werden).

Der Stahlurm ist eine Röhre aus Stahlblech bestehend aus wenigen großen Sektionen. Je nach Turmvariante können Sektionen einteilig oder in mehrere Längselemente unterteilt sein. Die Längselemente werden zunächst am Aufstellort zu Sektionen verbunden. An den Enden der Sektionen sind Flansche mit Bohrungen für die Montage angeschweißt. Die Turmsektionen werden am Aufstellort aufeinander gestellt und miteinander verschraubt. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

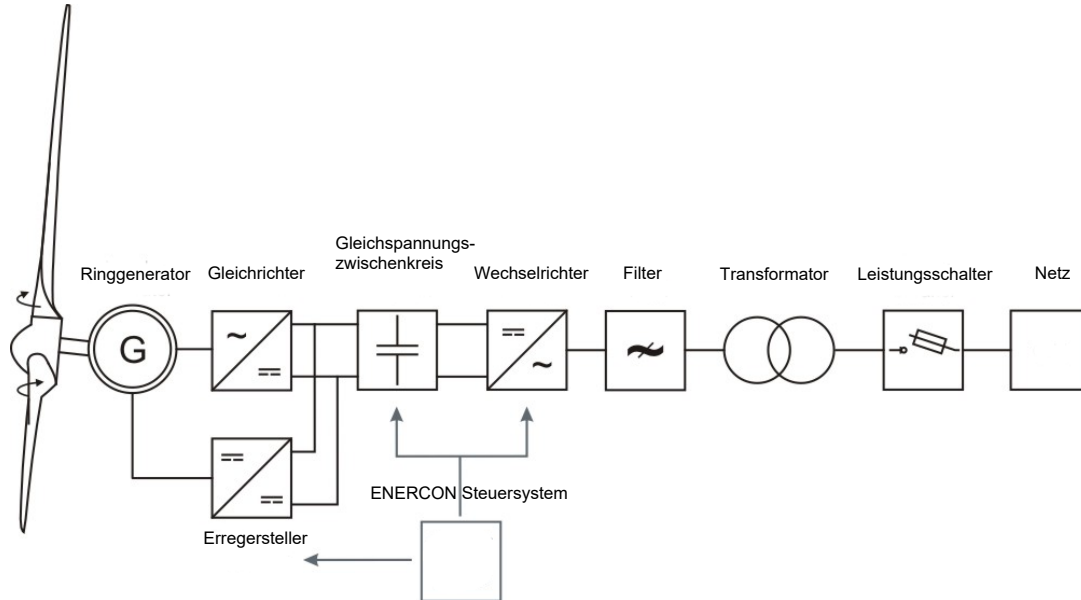
Der Hybridturm wird am Aufstellort aus den Betonfertigteilen zusammengesetzt. Die Segmente werden in der Regel trocken aufeinandergestellt, es kann aber auch eine Mörtel-Ausgleichsschicht aufgetragen werden. Die Verbindung der vertikalen Fugen ist eine Schraubverbindung. Die obere Stahlsektion wird abschließend aufgesetzt und verschraubt.

In vertikaler Richtung wird der Hybridturm durch Spannglieder aus Spannstahl vorgespannt. Die Spannglieder verlaufen entweder vertikal durch Kanäle in den Betonelementen oder extern an der Turminnenwand. Sie sind im Fundament verankert.

Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen besteht der obere schlanke Teil des Hybridturms aus Stahl. Es ist z. B. nicht möglich, das Azimutlager direkt auf den Betonelementen zu montieren und die erheblich geringere Wandstärke des Stahlteils sorgt für mehr Platz im Turm.

## 4 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 dem Betriebsführungssystem 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 kW bis 4200 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 im Turmfuß wird je nach Anlagenkonfiguration ausgelegt. In der Regel wandelt ein Transformator die Niederspannung, unmittelbar in oder an der Windenergieanlage, von 630 V in die gewünschte Mittelspannung um.

### Blindleistung

Die Windenergieanlage kann mit der Standard 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 Anlagenkonfiguration.

### **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 Blindleistungsstellbereich.

### **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.



## 5 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.

### 5.1 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

#### Hauptschalter

In der ENERCON Windenergieanlage ist an der Hauptverteilung Gondel ein Hauptschalter verbaut. Er schaltet bei Betätigung fast die gesamte Gondel spannungsfrei.

Weiterhin versorgt werden:

- die Befeuerung
- die Steckdosen
- die Beleuchtung
- der Kran Gondel
- alle Komponenten unterhalb der Gondel

### 5.2 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 Windbö oder eine schlagartige Verringerung der Generatorlast, kann die Rotorblattverstellung jedoch unter Umständen nicht schnell genug reagieren. Wenn die Nenndrehzahl um mehr als 15 % überschritten wird, hält die Steuerung die Windenergieanlage an. Nach 3 Minuten unternimmt die Windenergieanlage automatisch einen neuen Startversuch. Ist diese Störung innerhalb von 24 Stunden mehr als 5-mal aufgetreten, wird ein Defekt vermutet. Es wird kein weiterer Startversuch unternommen.

Zusätzlich zur elektronischen Überwachung befinden sich 3 elektromechanische Überdrehzahlschalter (Fliehkraftschalter) im Rotorkopf. Sie sind gleichmäßig über den Rotorumfang verteilt. Jeder einzelne dieser Schalter kann die Windenergieanlage per Notverstellung anhalten. Die Schalter lösen aus, wenn die Nenndrehzahl des Rotors um mehr als 25 % überschritten wird. Für den Neustart der Windenergieanlage müssen die Überdrehzahlschalter manuell zurückgesetzt werden, nachdem die Ursache für die Überdrehzahl gefunden und beseitigt wurde.

### Luftspaltüberwachung

Die Breite des Luftspalts zwischen Rotor und Stator des Ringgenerators wird mithilfe von Mikroschaltern, verteilt über den Rotorumfang, überwacht. Löst einer der Schalter 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 Gleichrichter 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 Gefahrenbefreiung 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, v. a. Hagelschlag bei Gewitter, auszuschließen, werden die Meldungen aller Windenergieanlagen in einem Windpark miteinander verglichen. Bei Einzelanlagen wird zusätzlich ein Geräuschsensor im Maschinenhaus genutzt. Wenn die Sensoren mehrerer Anlagen oder der Geräuschsensor im Maschinenhaus gleichzeitig Geräusche melden, werden äußere Ursachen vermutet. Die Geräuschsensoren werden für einen kurzen Zeitraum deaktiviert, so dass 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 müssen.

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

## 6 Steuerung

Die Steuerung der Windenergieanlage beruht auf einem von ENERCON entwickelten Mikroprozessorsystem, das über Sensoren sämtliche Anlagenkomponenten 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 angezeigt.

### 6.1 Windnachführung

Auf dem Turmkopf befindet sich das Azimutlager mit einem außenverzahnten 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.

### 6.2 Rotorblattverstellung

#### Funktionsprinzip

Die Rotorblattverstellung 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 die Rotorblattverstellung das aerodynamische Abbremsen des Rotors.

Erreicht die Windenergieanlage ihre Nennleistung, dreht die Rotorblattverstellung 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.

#### Aufbau

Die Rotorblattverstellung besteht aus einer Hauptverteilung Rotor und 3 Blattverstellungsschränken mit jeweils einem angeschlossenen Asynchronblattverstellungsmotor. Die Hauptverteilung Rotor übernimmt die Stromverteilung vom Schleifringübertrager zu den Blattverstellungsschränken und den Überspannungsschutz. In jedem Blattverstellungsschrank befinden sich ein Blattverstellungsumrichter für den Blattverstellungsmotor und eine Kondensatoreinheit. Die Kondensatoreinheit hat die für eine Notverstellung erforderliche Energie gespeichert und wird während des Anlagenbetriebs im geladenen Zustand gehalten und laufend getestet. Der Blattverstellungsmotor ist auf einem mehrstufigen Getriebe montiert und als Bremsmotor ausgelegt.

## 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.

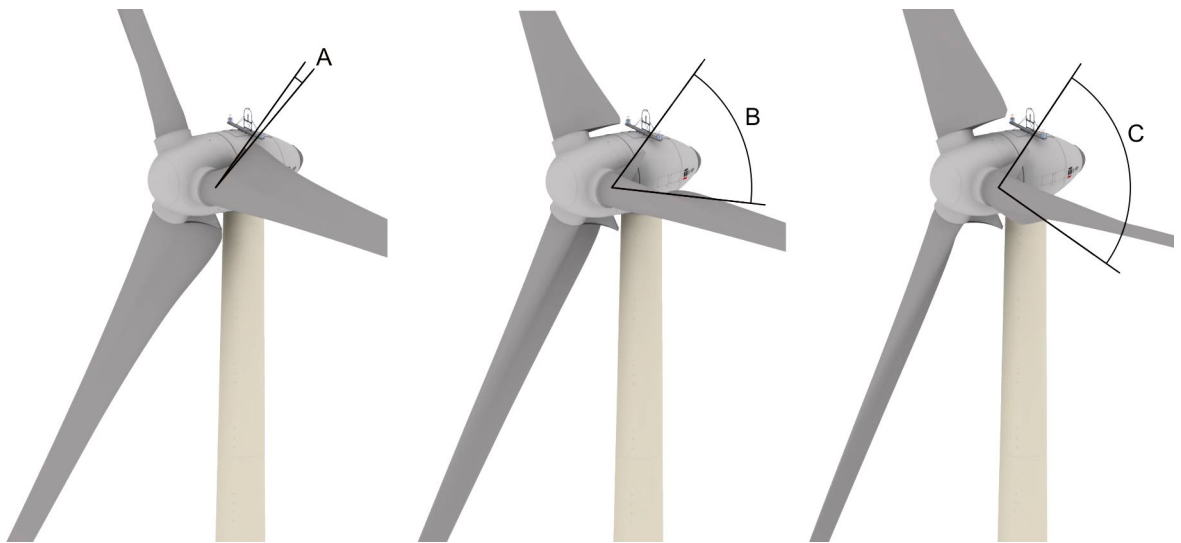


Abb. 4: Besondere Rotorblattstellungen

## 6.3 Anlagenstart

### 6.3.1 Startvorbereitung

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

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

### 6.3.2 Windmessung und Ausrichten 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 vor und gleichzeitig werden die Kondensatoreinheiten der Rotorblattnotverstellung geprüft.

Ist die Windenergieanlage mit Blattlastsensoren ausgestattet, stoppen die Rotorblätter bei einem Winkel von  $70^\circ$  und führen dort den unter Umständen mehrere Minuten andauernden Abgleich der Lastmessstellen 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 Startwindgeschwindigkeit (ca. 2,0 m/s), beginnt der Startvorgang (Status 0:1). Anderenfalls bleibt die Windenergieanlage im Trudelbetrieb (Status 2:1 Windmangel: Windgeschwindigkeit zu niedrig).

### Eigenbedarf

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

### 6.3.3 Erregung des Generators

Sobald der Rotor eine vom Anlagentyp 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.

### 6.3.4 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 Leistungswert  $> 0$  kW werden die Netzschütze (Niederspannungsseite) geschlossen und die Windenergieanlage beginnt bei ca. 5 U/min mit der Einspeisung in das Netz.

Die Leistungsregelung regelt 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.

## 6.4 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 unterschiedlichsten Windverhältnissen zu optimieren, wechselt die Windenergieanlage im Rahmen des Automatikbetriebs je nach Windgeschwindigkeit zwischen 3 Betriebsarten. Unter bestimmten Umständen hält die Windenergieanlage auch an, wenn die Anlagenkonfiguration 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

### 6.4.1 Volllastbetrieb

#### Windgeschwindigkeit

$$v \geq 15 \text{ m/s}$$

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 4200 kW.

#### Sturmregelung aktiv (Normalfall)

Die Sturmregelung ermöglicht den Anlagenbetrieb auch bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten, jedoch mit reduzierter Rotordrehzahl und Leistung.

Oberhalb von ca. 22 m/s (im 12-s-Mittel) wird die Drehzahl mit weiter steigender Windgeschwindigkeit linear von 11,1 U/min bis auf Trudeldrehzahl bei ca. 28 m/s (10-min-Mittel) heruntergeregelt, indem die Rotorblätter entsprechend weit aus dem Wind gedreht werden. Die eingespeiste Leistung sinkt dabei gemäß der Drehzahl-Leistungs-Kennlinie ab.

Bei Windgeschwindigkeiten oberhalb von 28 m/s (im 10-min-Mittel) stehen die Rotorblätter nahezu in Fahnenstellung. Die Windenergieanlage läuft im Trudelbetrieb ohne Leistungsabgabe, bleibt aber mit dem aufnehmenden Stromnetz verbunden. Wenn die Windgeschwindigkeit unter 28 m/s sinkt, beginnt die Anlage wieder mit der Stromeinspeisung.

Die Sturmregelung ist standardmäßig aktiviert und kann nur per Fernwartung oder vor Ort vom ENERCON Service deaktiviert werden.

### 6.4.2 Teillastbetrieb

#### Windgeschwindigkeit

$$2 \text{ m/s} \leq v < 15 \text{ m/s}$$

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

### 6.4.3 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 ganz 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.



## 6.5 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.

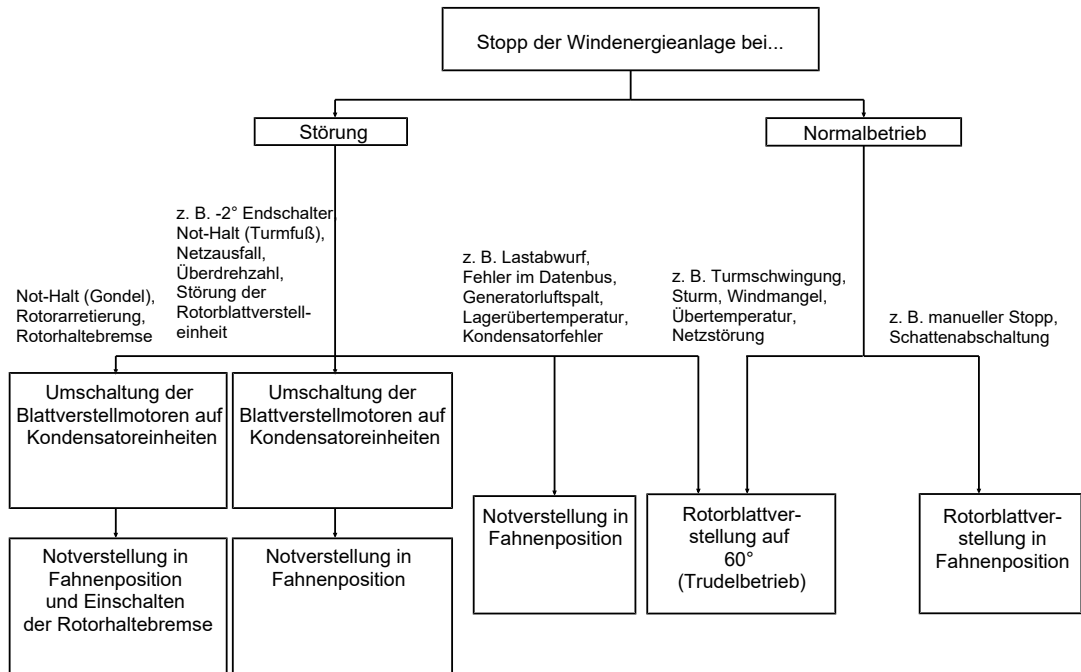


Abb. 5: Übersicht Windenergieanlagenstopp

### Anhalten der Windenergieanlage durch die Rotorblattverstellung

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

#### Notverstellung

Die Kondensatoreinheiten der Rotorblattverstellung haben die für eine Notverstellung nötige Energie gespeichert und werden während des Anlagenbetriebs im geladenen Zustand gehalten und laufend getestet. Bei einer Notverstellung wird jeder Blattverstellmotor von der zugehörigen Kondensatoreinheit 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.

## 7 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.

## 8 **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. die Rotorblattverstellung, die Windnachführung, die Sicherheitssysteme, das Blitzschutzsystem, die Anschlagpunkte 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.



<b>Rotor mit Rotorblattverstellung</b>	
Rotorblattverstellung	je Rotorblatt ein autarkes elektrisches Stellsystem mit zugeordneter Notversorgung

<b>Antriebsstrang mit Generator</b>	
Anlagenkonzept	getriebelos, variable Drehzahl, Vollumrichter
Nabe	starr
Lagerung	2 Kegelrollenlager
Generator	ENERCON Ringgenerator, direktgetrieben
Netzeinspeisung	ENERCON Wechselrichter mit hoher Taktfrequenz und sinusförmigem Strom
Schutzart/Isolationsklasse	mindestens IP 23/F

<b>Bremssystem</b>	
aerodynamische Bremse	drei autarke Rotorblattverstelleinheiten mit Notversorgung
Rotorhaltebremse	hydraulisch
Rotorarretierung	in 10°-Stufen rastend

<b>Windnachführung</b>	
Azimutverstellung	elektromechanisches Stellsystem

<b>Steuerung</b>	
Typ	Mikroprozessor
Netzeinspeisung	ENERCON Wechselrichter
Fernüberwachung	ENERCON SCADA
unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	integriert

<b>Turmvarianten</b>			
Nabenhöhe	Gesamthöhe	Bauart	Windklasse
80,8 m	149,9 m	Stahlrohrturm	IEC SA <sup>1</sup> DIBt WZS GK II <sup>2</sup>
95,58 m	164,70 m	Stahlrohrturm	IEC SA <sup>1</sup> DIBt WZS GK II <sup>2</sup>
110,13 m	179,25 m	Stahlrohrturm	IEC SA <sup>1</sup> DIBt WZS GK II <sup>2</sup>
130,29 m	199,41 m	Stahlrohrturm	IEC SA <sup>1</sup> DIBt WZS GK II <sup>2</sup>
130,8 m	199,9 m	Hybrid-Stahlurm	IEC SA <sup>1</sup> DIBt WZS GK II <sup>2</sup>

Turmvarianten			
149,00 m	218,13 m	Hybridturm	IEC IIIA <sup>1</sup> DIBt WZ2 GK II <sup>2</sup>
160,00 m	229,5 m	Hybridturm	IEC IIIA <sup>1</sup> DIBt WZ2 GK II <sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ausgabe der Richtlinie Edition 3

<sup>2</sup>Ausgabe der Richtlinie 2012

# Spezifikation

Netzanschlussvariante Standard 1

ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E2

4200 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: Hans-Dieter Kettwig, Simon-Hermann Wobben  
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

<b>Dokument-ID</b>	PLM-EWES-SP036-S1 E-138 EP3 E2 4200 kW-Rev005de-de
<b>Vermerk</b>	Originaldokument
<b>Vertraulichkeit</b>	NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2019-06-17	de	DB	ENERCON PLM GmbH / EW-Engineering Support

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG



Technische Änderungen vorbehalten.

---

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

---

**Mitgelte Dokumente**

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in ( ). 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
IEC 60076-1:2011-04	Leistungstransformatoren - Teil 1: Allgemeines
IEC 60076-10:2016-03	Leistungstransformatoren - Teil 10: Bestimmung der Geräuschpegel
IEC 60076-13:2006-05	Leistungstransformatoren - Teil 13: Selbstgeschützte flüssigkeitsgefüllte Transformatoren
IEC 60076-14:2013-09	Leistungstransformatoren - Teil 14: Flüssigkeitsgefüllte Leistungstransformatoren mit Hochtemperatur- Isolierstoffen
IEC 60076-16:2011-08	Leistungstransformatoren - Teil 16: Transformatoren für Windenergieanlagen-Anwendungen
IEC 60076-2:2011-02	Leistungstransformatoren - Teil 2: Übertemperaturen für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren
IEC 60076-3:2013-07	Leistungstransformatoren - Teil 3: Isolationspegel, Spannungsprüfungen und äußere Abstände in Luft
IEC 60076-4:2002-06	Leistungstransformatoren - Teil 4: Leitfaden zur Blitz- und Schaltstoßspannungsprüfung von Leistungstransformatoren und Drosselspulen
IEC 60076-5:2006-02	Leistungstransformatoren - Teil 5: Kurzschlußfestigkeit
IEC 60076-7:2005-12	Leistungstransformatoren - Teil 7: Belastungsrichtlinie für ölgefüllte Leistungstransformatoren
IEC 61099:2010-08	Isolierflüssigkeiten - Anforderungen an neue synthetische organische Ester für elektrotechnische Zwecke
IEC 61869-2:2012-09	Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers
IEC 62271-200:2015-06	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
PLM-GS-DC003	Technische Beschreibung Anschluss von LWL-Kabeln in ENERCON Windparks
PM-EW-DC017	Technische Information Elektrischer Anschluss von Windenergieanlagen

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

Technische Änderungen vorbehalten.

## Inhaltsverzeichnis

	<b>Mitgeltende Dokumente .....</b>	<b>4</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Aufbau der turmintegrierten Transformatorstation.....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Liefergrenzen .....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Beschreibung der elektrotechnischen Komponenten .....</b>	<b>11</b>
	<b>4.1 Stromwandler.....</b>	<b>11</b>
	4.1.1 Energiemessung .....	11
	<b>4.2 Transformator .....</b>	<b>11</b>
	4.2.1 Transformatorschutz .....	13
	<b>4.3 Mittelspannungsschaltanlage .....</b>	<b>15</b>
	4.3.1 Technische Daten der MS-Schaltanlage.....	16
	4.3.2 Bedienung MS-Schaltanlage.....	17
	4.3.3 Optionale Konfiguration.....	18
	4.3.3.1 Schlüsselverriegelung .....	18
	4.3.3.2 Automatische Wiedereinschaltung .....	18

Technische Änderungen vorbehalten.

## Abkürzungsverzeichnis

### Abkürzungen

<b>ARS</b>	Automatic Reclosing System (Automatische Wiedereinschaltung der Mittelspannungsschaltanlage)
<b>E-Modul</b>	Elektroleistungsmodul
<b>EWM</b>	Electrical Works Manager (Projektleiter elektrische Gewerke)
<b>FT</b>	FACTS Transmission (elektrische Konfiguration mit FACTS-Eigenschaften)
<b>FTQ</b>	FACTS Transmission mit Q+ Option (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
<b>FTQS</b>	FACTS Transmission mit Q+ Option und STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich und STATCOM-Option)
<b>FTS</b>	FACTS Transmission mit STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit STATCOM-Option)
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)
<b>MS</b>	Mittelspannung
<b>NAP</b>	Netzanschlusspunkt
<b>NS</b>	Niederspannung
<b>OS</b>	Oberspannung
<b>TiT</b>	Turmintegrierte Transformatorstation
<b>WEA</b>	Windenergieanlage
<b>WHG</b>	Wasserhaushaltsgesetz
<b>WP</b>	Windpark

### Größen, Einheiten, Formeln

<b>SF<sub>6</sub></b>	Schwefelhexafluorid
-----------------------	---------------------

Technische Änderungen vorbehalten.

# 1 Einleitung

Der ENERCON Standard 1 beschreibt die Ausführung der turmintegrierten Transformatorstation. Die TiT ist Bestandteil des E-Modul, welches sich im Turmfuß der WEA befindet.

Eine externe Transformatorstation am Turmfuß, außerhalb der WEA, ist damit nicht erforderlich. Alle Netzanschlusskomponenten der WEA, wie Transformator und MS-Schaltanlage, sind im Turm installiert.

ENERCON verfolgt seit 2002 erfolgreich das Konzept der turmintegrierten Transformatorstation. Dieses Konzept wurde im Laufe der Jahre, vor allem in sicherheitstechnischer Hinsicht, aber auch im qualitativen Bereich, immer weiterentwickelt und ist weltweit die von Kunden und Genehmigungsbehörden favorisierte Lösung für Transformatorstationen.

## Vorteilhafte Aspekte der Standard-1-Ausführung:

- **Höchste Bedienersicherheit:**  
Die Konstruktion der TiT bietet ein hohes Maß an Sicherheit für den Bediener. So werden u. a. 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 Transformator-schalter ausgerüstet. Mittels einer Fernbedienung wird der Transformator abgeschaltet, bevor der Bediener den Mittelspannungsraum betritt. Elektrische und mechanische Verriegelungen verringern das Risiko für Fehlschaltungen.
- **Hoher Wirkungsgrad:**  
Durch kurze Kabelwege, insbesondere durch Einsparung der NS-Kabelverbindungen zu einer möglichen externen Transformatorstation, können die Kabelverluste reduziert werden. ENERCON installiert zudem Transformatoren mit reduzierten Leerlauf- und Kurzschlussverlusten.
- **Einfache und schnelle Installation auf der Baustelle:**  
Signifikante Reduzierung der Baumaßnahmen im Vergleich zur Aufstellung einer externen Transformatorstation (ENERCON Standard 3).
- **Reduktion der beanspruchten Fläche:**  
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.

## 2 Aufbau der turmintegrierten Transformatorstation

Das E-Modul im Turm besteht aus mehreren Ebenen. Auf den unterschiedlichen Ebenen befinden sich die MS-Schaltanlage, der Transformator, der Steuerschrank sowie die Leistungsschränke.

Es gibt Unterschiede bei der Ausführung der E-Module. Der exakte Aufbau sowie die Größe der E-Module hängen vom WEA-Typ, von der Turmhöhe und vom Turmdurchmesser ab.

Technische Änderungen vorbehalten.

### 3 Liefergrenzen

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.

Für nähere Informationen zum Anschluss der ENERCON WEA können folgende Dokumente angefordert werden:

- PM-EW-DC017 „Technische Information Elektrischer Anschluss von Windenergieanlagen“
- PLM-GS-DC003 „Technische Beschreibung Anschluss von LWL-Kabeln in ENERCON Windparks“

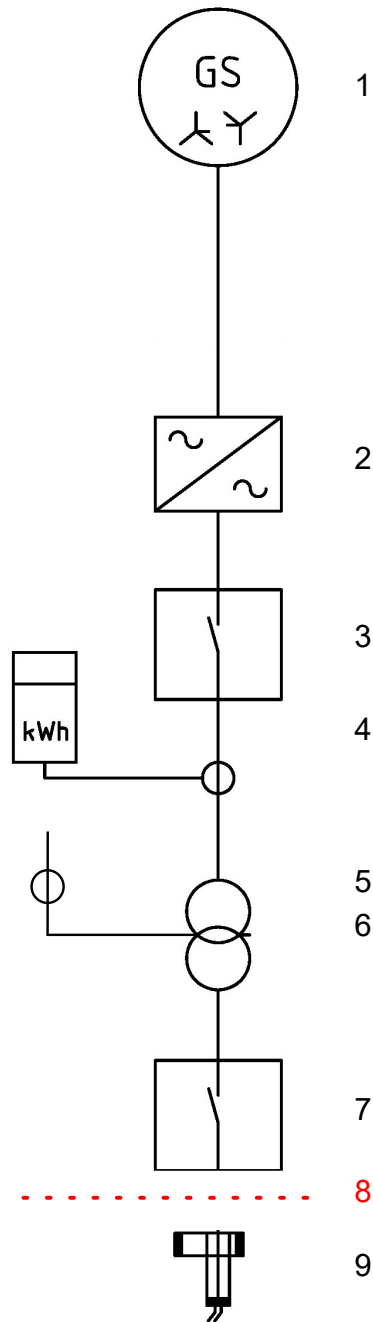


Abb. 1: Prinzipschaltbild ENERCON WEA Standard 1

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



## 4 Beschreibung der elektrotechnischen Komponenten

### 4.1 Stromwandler

#### 4.1.1 Energiemessung

Für die Messung der von der WEA erzeugten Leistung / Energie werden Stromwandler installiert.

**Tab. 1: Stromwandler**

Parameter	Wert
Bemessungs-Primärstrom $I_{pn}$ [A]	5000
Bemessungs-Sekundärstrom $I_{sn}$ [A]	5
Genauigkeitsklasse	0,5
Bemessungs-Bürde $Z_n$ [VA]	10
Thermischer Bemessungs-Kurzzeitstrom $I_{th}$	100
Bemessungs-Stoßstrom $I_{dyn}$	$2,5 \times I_{th}$
Frequenz [Hz]	50 / 60
Höchste Spannung für Betriebsmittel [kV]	0,72
Thermischer Bemessungs-Dauerstrom $I_{cth}$	$1,0 \times I_{pn}$
Einbau- Höhenlage über NN [m]	1000
Umgebungstemperatur [°C]	- 25 bis + 55
Isolierstoffklasse	E (120°C)
Erfüllte Standards	IEC 61869-2
Hersteller	RITZ oder vergleichbar

### 4.2 Transformator

Der Transformator überträgt die von der WEA bei 630 V Ausgangsspannung erzeugte elektrische Leistung in das mittelspannungsseitige Windparknetz.

ENERCON installiert ausnahmslos Öl-Hermetik-Transformatoren.

Es gibt vielfältige Gründe für den Einsatz von Öl-Hermetik-Transformatoren, u. a.:

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

Bereits in der Initiierungsphase muss die Netzspannung/-frequenz am Einspeisepunkt beim zuständigen Energieversorger erfragt und ENERCON mitgeteilt werden, um die Transformatoren für die richtige Mittelspannung und Netzfrequenz bestellen zu können. Bei Hochspannungsanschlüssen ist die Niederspannung des Leistungstransformators (Spannung im WP-Netz) maßgeblich für die Mittelspannung des WEA Transformators.

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG



Der Wert der Netzspannung/-frequenz im Windpark muss im Anlagenliefervertrag festgehalten werden.

Der hermetisch geschlossene, geerdete Transformator, die berührungssicheren MS-Anschlüsse bieten ein hohes Maß an Sicherheit gegen direkte Berührung.

Eine Zinkflockenbeschichtung verbunden mit einer Deckschicht aus Wasserlack RAL 7033 schützt den Transformator vor Korrosion.

Der Transformator steht in einer nach WHG zertifizierten Ölwanne, welche für das komplette Flüssigkeitsvolumen des Transformators ausgelegt ist.

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

Das Risiko eines Transformatorbrandes ist bei diesem Transformator als sehr gering einzustufen, da sich der hermetisch geschlossene Kessel bei einem inneren Fehler öffnen müsste, damit Sauerstoff zugeführt werden kann. Das Öffnen des Transformatorkessels wird durch ein umfangreiches, redundantes Schutzsystem sicher verhindert.

**Tab. 2: Transformatordaten**

Parameter	Wert
Nennleistung FT/FTS (kVA)	4600
Nennleistung FTQ/FTQS (kVA)	5000
Typ	Step-Up Transformator für Windenergieanlagen
Nennfrequenz (Hz)	Entsprechend Netzfrequenz
Nennspannung OS-Seite (kV)	Entsprechend Netzspannung am NAP bzw. Netzspannung im Windpark bei Hochspannungsanschlüssen
Umstellerausführung	Off load
Umgebungstemperatur (°C)	- 25 bis + 50
Kühl- / Isoliermedium	Synthetischer Ester
Max. Installationshöhe über NN (m)	1000
Schallleistungspegel $L_w$ in dB[A]	$\leq 78$
Betriebsart	Dauerbetrieb
Erfüllte Standards	Anwendbare Teile der IEC 60076 (siehe Kapitel Mitgeltende Dokumente)

#### 4.2.1 Transformatorschutz

Die von ENERCON installierten Transformatoren verfügen über ein umfassendes Schutzsystem. Der Transformatorschutz setzt sich wie folgt zusammen:

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

Technische Änderungen vorbehalten.

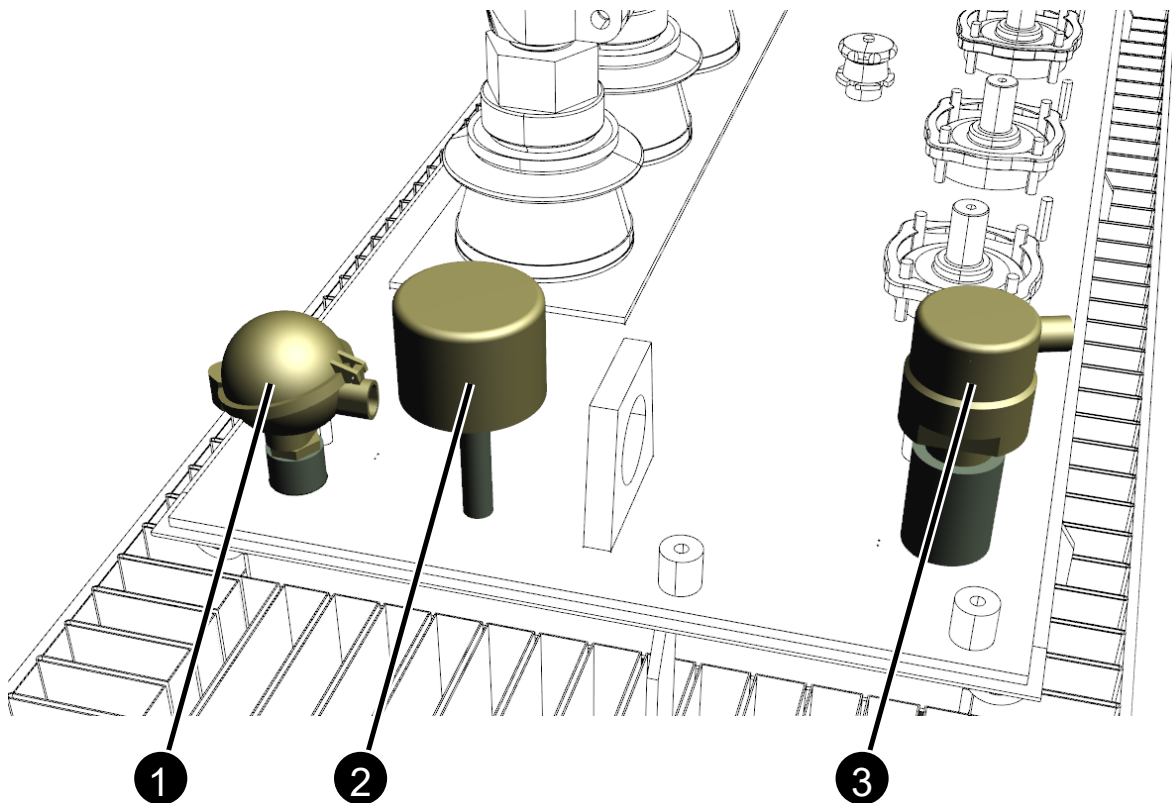


Abb. 2: Beispielhafte Ansicht der Transformatorschutzsensoren

1	Temperatursensor
2	Öldruckwächter
3	Ölniveauschalter

#### Erläuterung der Schutzfunktion:

- 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.

### 4.3 Mittelspannungsschaltanlage

ENERCON installiert ausschließlich SF<sub>6</sub>-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 SF<sub>6</sub>-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 ( $I^{2\text{t}}$ ) 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.

Als Alternative zur oben beschriebenen Schaltanlage mit Druckentlastungskanal kann auch eine Variante eingesetzt werden, die ein komplett geschlossenes Gehäuse aufweist, aus dem selbst im Fehlerfall kein Gasgemisch entweicht.



Abb. 3: Beispiel einer 2-feldigen Schaltanlage

### 4.3.1 Technische Daten der MS-Schaltanlage

Tab. 3: Technische Daten der Mittelspannungsschaltanlage

Bemessungsspannung $U_r$ [kV]	24	36
Nennfrequenz [Hz]	50 / 60	
Anzahl Schaltfelder	2*	
Isoliermedium	SF <sub>6</sub>	
Bauart	Kompakt	
Betriebsart	Dauerbetrieb	
Bemessungs-Betriebsstrom der Sammelschiene $I_r$ [A] $\geq$	630	
Transformatorfeld / Transformatorschutz	Leistungsschalter	
Bemessungs-Kurzzeitstrom $I_k$ [kA] $\geq$	16	
Bemessungs-Kurzschlussdauer $t_k$ [t] $\geq$	1	
Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom $I_{ma}$ [kA] $\geq$	50	
Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung $U_d$ Leiter - Erde [kV] $\geq$	50	70
Bemessungs-Stehblitzstoßspannung $U_p$ Leiter - Erde [kV] $\geq$	125	170

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

Bemessungsspannung Ur [kV]	24	36
Bemessungs-Stehblitzstoßspannung $U_p$ über die Trennstrecke [kV] $\geq$	145	190

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

\* Eine zweifeldrige MS-Schaltanlage besteht aus einem Kabelfeld und einem Transformatorfeld. Im Kabelfeld können 2 MS-Kabelsysteme mit einem Kabelquerschnitt  $\leq 630 \text{ mm}^2$  angeschlossen werden („huckepack“). Abhängig von der Ausdehnung des Windparks sowie der Anzahl und Leistung der WEA werden Kabel mit einem Kabelquerschnitt >  $630 \text{ mm}^2$  verlegt. In diesem Fall wird eine größere MS-Schaltanlage mit 2 oder mehr Kabelfeldern benötigt, die nicht mehr im E-Modul untergebracht werden kann.

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 (ENERCON Standard 2).

### 4.3.2 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 innerhalb der WEA auf der Eingangsebene von außerhalb der turmintegrierten Transformatorstation. 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 ENERCON 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.

ENERCON Personal ist verpflichtet, den Transformator auszuschalten bevor die TiT 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 ENERCON-Fachpersonal durchgeführt werden.

### 4.3.3 Optionale Konfiguration

#### 4.3.3.1 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.

#### 4.3.3.2 Automatische Wiedereinschaltung

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.

Technische Änderungen vorbehalten.



Der Hybrid-Stahlurm (HST) besteht aus einem T-Flansch und 7 konischen und zylindrischen Stahlsektionen. Die 4 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, 28,50 m und 28,50 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 125,45 m ab Fundamentoberkante. Der Durchmesser beträgt am Turmfuß 5,51 m, unter dem Turmkopfflansch 3,22 m und am Turmkopfflansch 3,56 m. Die Wanddicke variiert zwischen 20 mm und 35 mm.

Der untere T-Flansch wird geteilt geliefert, auf dem Fundament ausgerichtet und mit dem Fundamentkorb verschraubt. Anschließend werden die vorgefertigten Stahlsektionen darauf montiert. Auf die oberste Stahlsektion wird die Gondel montiert.

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

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

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. Vor der Turmeingangstür ist ein Podest montiert. Im Turm befindet sich auf dieser Höhe das Eingangspodest. Die Turmeingangstür ist mit einem Schloss ausgerüstet, das von innen jederzeit ohne Schlüssel und Werkzeug geöffnet werden kann. Der Zutritt von außen ist nur mit Schlüssel möglich.

Der Transformator und die Mittelspannungsschaltanlage sind im Turm unter der Eingangsebene oder alternativ außerhalb des Turms in einer Transformatorstation untergebracht. Der Zugang ist in beiden Fällen mit einem separaten Schließsystem gesichert.

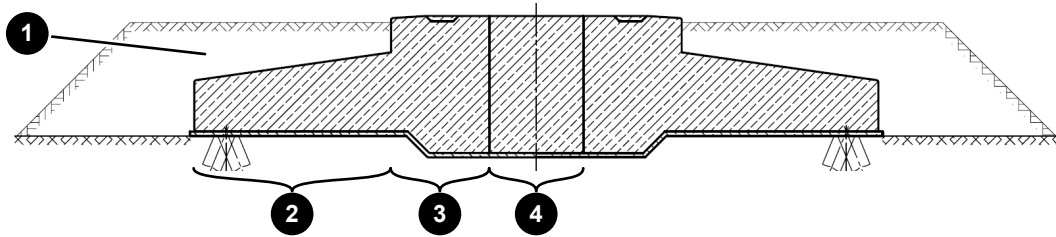


Abb. 1: Fundament für Stahlturm mit Aufschüttung und Sohlvertiefung

1	Bodenaufschüttung	2	Sporn
3	Sockel	4	Bereich ohne Bewehrung

### Allgemeine Fundamentdaten

Jedes Fundament besteht aus einem kreisringförmigen Sporn mit innenliegendem Sockel, der als Auflager für den Stahlturm dient. Die Fundamente werden aus Beton C35/45 hergestellt. Unter den Fundamenten 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 2,85 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 2,80 m über der Geländeoberkante.

### Kreisförmige Flachgründung (mit Auftriebswirkung)

Der Außendurchmesser des Sporns beträgt 21,60 m, der Außendurchmesser des Sockels beträgt 8,60 m. Die Spornhöhe beträgt innen 2,05 m und außen 0,70 m. Die Gesamthöhe inklusive der Vertiefung beträgt 3,20 m.

Für diese Gründung ist ein Grundwasserstand bis zur Geländeoberkante zulässig.

### Kreisförmige Tiefgründung (mit Auftriebswirkung)

Der Außendurchmesser des Sporns beträgt 18,20 m, der Außendurchmesser des Sockels beträgt 8,60 m. Die Spornhöhe beträgt innen 2,05 m und außen 1,10 m. Die Gesamthöhe beträgt inklusive der Vertiefung 3,20 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 Ortbetonrammpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt  $D = 51$  cm.
- 24 Ortbetonrammpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt  $D = 56$  cm.
- 20 Bohrpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt  $D = 100$  cm.

# Fundamentdatenblatt

# Foundation Data Sheet

**E-138 EP3 E2-HST-131-FB-C-01**

**Tiefgründung**  
**Deep Foundation**

**WZ 2 GK II (DIBt- Richtlinie, Fassung Oktober 2012)**  
**WTC WK IIIA Normal Climate (IEC 61400-1, 3<sup>rd</sup> edition, 2005-08)**

---

<b>Herausgeber</b>	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, Jörg Scholle Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411 Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360
<b>Urheberrechtshinweis</b>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.</p> <p>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.</p>
<b>Geschützte Marken</b>	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.
<b>Änderungsvorbehalt</b>	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.

---

<b>Publisher</b>	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: Hans-Dieter Kettwig, Jörg Scholle Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 411 VAT ID no.: DE 181 977 360
<b>Copyright notice</b>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.</p> <p>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.</p>
<b>Registered trademarks</b>	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.
<b>Reservation of right of modification</b>	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**

<b>Dokument-ID</b> Document ID	D0965749-2
<b>Vermerk</b> Note	Originaldokument. Original document

<b>Datum</b> Date	<b>Sprache</b> Language	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b> Plant / Department
2020-11-23	de	DA	WRD / Türme und Fundamente WRD / Towers and Foundations

**Ergänzende Angaben / Additional notes**

<b>Angaben zum Original (ger;eng)</b> Original document details		<b>Angaben zur Übersetzung (--)</b> Translation details	
Erstellt/Datum: Created/Date:	Villada Gonzalez, J. / 2020-05-20	Übersetzt/Datum: Translated/Date:	
Geprüft/Datum: Checked/Date:	Behrns, M. / 2020-05-20	Geprüft/Datum: Checked/Date:	

**Revisionen / Revisions**

Rev.	Datum/Date	Änderung/Change	Erstellt/Created
0	2020-05-20	Dokument erstellt als Entwurf Document created Preliminary	JAV
1	2020-09-02	Dokument aktualisiert gem. Statik und Pläne / Document updated acc. to Structural calculation and Plans	SMS
2	2020-11-23	Dokument aktualisiert gem. TÜV Anmerkungen / Document updated acc. to TÜV Remarks	SMS



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

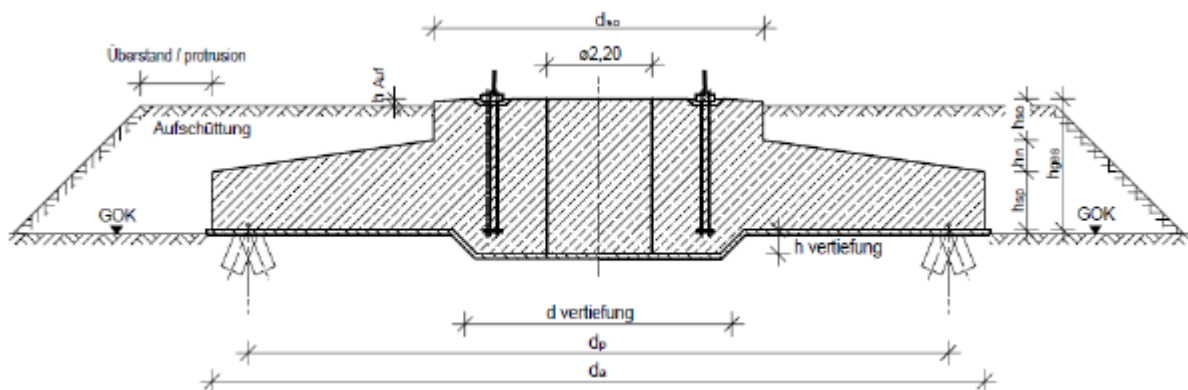
This document has been forwarded upon request or with regard to a specific order. The recipient has not been registered.  
The recipient will not be automatically notified about any amendments.

## 1 Allgemeine Angaben / General information

Typenstatik	H+P Ingenieure	<i>Design-specific structural analysis</i>
Tiefgründung mit Auftrieb	Ø 18,20 m	<i>Pile Foundation with Buoyancy</i>
Auftrag / Datum	E20-033	<i>Order no./ date</i>

## 2 Fundamentgeometrie / Foundation dimensions

<b>Außendurchmesser</b>	$d_a$	18,20	m	<b>Outer diameter</b>
<b>Sockeldurchmesser</b>	$d_{so}$	8,60	m	<b>Base diameter</b>
<b>Mittelblockdurchmesser (unbewehrt)</b>	$d_i$	2,85	m	<b>Inner diameter (unreinforced)</b>
<b>Pfahlkreisdurchmesser Var. A, B</b>	$d_p$	17,00	m	<b>Pile ring diameter Var. A, B</b>
<b>Pfahlkreisdurchmesser Var. C</b>	$d_p$	16,60	m	<b>Pile ring diameter Var. C</b>
<b>Fundamenthöhe</b>	$h_{ges}$	2,70	m	<b>Foundation height</b>
<b>Sockelhöhe</b>	$h_{so}$	0,65	m	<b>Base height</b>
<b>Höhe Spornneigung</b>	$h_n$	0,95	m	<b>Spur incline height</b>
<b>Spornhöhe</b>	$h_{sp}$	1,10	m	<b>Spur height</b>
<b>Differenz Fundamentoberkante - GOK</b>	$h_{GOK}$	2,80	m	<b>Difference between foundation top edge and ground level</b>
<b>Differenz Fundamentoberkante – Oberkante Aufschüttung</b>	$h_{Auf}$	0,15	m	<b>Difference between foundation top edge and backfill</b>
<b>Durchmesser Fundamentvertiefung (gemittelt)</b>	$d_{Vertiefung}$	9,10	m	<b>Diameter of foundation recess (averaged)</b>
<b>Vertiefungshöhe</b>	$h_{Vertiefung}$	0,50	m	<b>Recess height</b>
<b>Betongüte und Volumen</b>	C 35/45	496	m <sup>3</sup>	<b>Concrete quality and volume</b>
<b>Betonstahl und Gewicht</b>	B 500B	92,7	t	<b>Reinforcement steel and weight</b>
	B 400B	103,3	t	



Der erforderliche Überstand der Bodenauflast über die Fundamentaußenkanten ist durch einen Baugrundgutachter festzulegen. Der maximale Grundwasserstand ist bis zum GOK.

*The required protrusion of the backfill beyond the outer edges of the foundation must be defined by a geotechnical expert. The maximum ground water table is upto ground level.*

**Pfähle / Piles:**

<b>Variante A / Variant A:</b>	<b>30 Fertigteilrammpfähle nach innen und nach außen geneigt 30 pre-cast driven piles inclined inwards and outwards</b>	a/b	45/45 cm
<b>Variante A / Variant A:</b>	<b>30 Ortbetonrammpfähle nach innen und nach außen geneigt 30 rammed in-situ concrete piles inclined inwards and outwards</b>	Ø	51 cm
<b>Variante B / Variant B:</b>	<b>24 Ortbetonrammpfähle nach innen und nach außen geneigt 24 rammed in-situ concrete piles inclined inwards and outwards</b>	Ø	56 cm
<b>Variante C / Variant C:</b>	<b>20 Bohrpfähle vertikal 20 bored piles vertical</b>	Ø	100 cm

**2.1 Ergänzende Anforderungen für Tiefgründungen / Additional requirements for deep foundations**

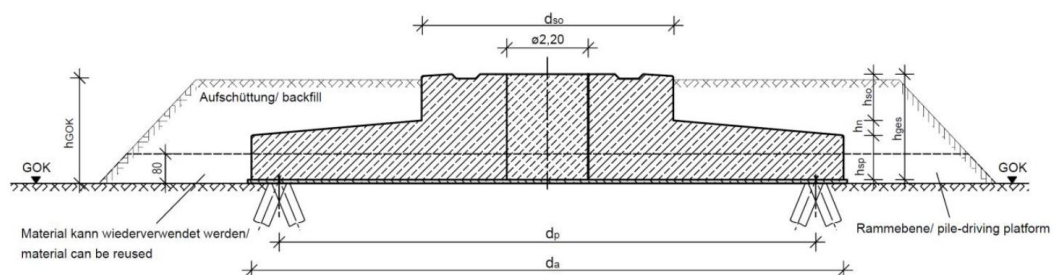
Bei allen Tiefgründungen mit Fertigteil- oder Ortbetonpfählen ist vor Beginn der Pfahlarbeiten eine Rammebene gemäß der folgenden Abbildungen vorzubereiten. Die Rammebene ist auf der Geländeoberkante mit einer Höhe  $h=0,8m$  herzustellen. Etwaige Änderungen an Höhe oder Ausführungsebene sind vor der 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 Schräglast, 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  $h=0.80m$  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	<b>k<sub>φ,stat</sub></b> 16250 MNm/rad
	<b>k<sub>φ,dyn</sub></b> 130000 MNm/rad
Min. Bodenwegfederkonstante / Min. value of translational spring	<b>k<sub>F,dyn</sub></b> 350 MN/m

Es gelten folgende Beziehungen:

The following relations apply:

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

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

### 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.

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

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.

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

Durch einen Sachverständigen der Geotechnik  
kann diese Einbindetiefe reduziert werden.

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

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

**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 4,0:1	Quantity outward inclination
Anzahl Neigung nach innen	15 9,0:1	Quantity inward inclination

### Charakteristische axiale Pfahllasten / Characteristic axial pile loads

Lastfall / Load case N/A/T	( $\gamma_F / \gamma_F$ )	$F_{Gk}$ in kN ohne Auftrieb without buoyancy	$F_{Gk}$ in kN mit Auftrieb with buoyancy	$F_{Qk}$ in kN	$\Sigma F_k$ in kN
<b>Druck / Compression</b>	(1.00/1.00)	-742	-	-1068	<b>-1810</b>
<b>Zug / Tension</b>	(1.00/1.00)	-	-705	1020	<b>315</b>

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	( $\gamma_F / \gamma_F$ )	$F_{Gd}$ in kN ohne Auftrieb without buoyancy	$F_{Gd}$ in kN mit Auftrieb with buoyancy	$F_{Qd}$ in kN	$\Sigma F_d$ in kN
<b>Druck / Compression</b>	(1.35/0.90)	-947	-	-1306	<b>-2253</b>
<b>Zug / Tension</b>	(1.10/0.90)	-	-633	1243	<b>610</b>

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	$\Sigma F$	sum of permanent and varying loads



### 5.3 Variante C: Bohrpfähle / Variant C: Bored piles

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

#### Charakteristische axiale Pfahllasten / Characteristic axial pile loads

Lastfall / Load case N/A/T	$(\gamma_F / \gamma_F)$	$F_{Gk}$ in kN ohne Auftrieb <i>without buoyancy</i>	$F_{Gk}$ in kN mit Auftrieb <i>with buoyancy</i>	$F_{Qk}$ in kN	$\Sigma F_k$ in kN
<b>Druck / Compression</b>	(1.00/1.00)	-1113	-	-1645	<b>-2758</b>
<b>Zug / Tension</b>	(1.00/1.00)	-	-1058	1580	<b>522</b>

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	$(\gamma_F / \gamma_F)$	$F_{Gd}$ in kN ohne Auftrieb <i>without buoyancy</i>	$F_{Gd}$ in kN mit Auftrieb <i>with buoyancy</i>	$F_{Qd}$ in kN	$\Sigma F_d$ in kN
<b>Druck / Compression</b>	(1.35/0.90)	-1421	-	-1994	<b>-3415</b>
<b>Zug / Tension</b>	(1.10/0.90)	-	-949	1901	<b>952</b>

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	$F_G$	<i>portion due to permanent loads</i>
Anteil infolge veränderlicher Lasten	$F_Q$	<i>portion due to varying loads</i>
Charakteristische Lasten	$F_k$	<i>characteristic loads</i>
Bemessungswerte der Lasten	$F_d$	<i>load design values</i>
Summe aus ständigen und veränderlichen Lasten	$\Sigma F$	<i>sum of permanent and varying loads</i>

#### 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)	Hd	59 kN	68 kN	139 kN
Einspannmoment in der Platte / Fixed-end moment in plate	Md	123 kNm*	121 kNm*	328 kNm*
Max. Moment in Pfahlmitte / Max. moment at centre of pile	Md	96 kNm*	126 kNm*	405 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 Pfahlssystemen“ 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 <sup>2</sup>	0 MN/m <sup>2</sup>	0 MN/m <sup>2</sup>	0 MN/m <sup>2</sup>
1 m – 15 m	3 MN/m <sup>2</sup>	30 MN/m <sup>2</sup>	3 MN/m <sup>2</sup>	30 MN/m <sup>2</sup>
15 m – 20 m	30 MN/m <sup>2</sup>	144 MN/m <sup>2</sup>	30 MN/m <sup>2</sup>	144 MN/m <sup>2</sup>

## 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	$(\gamma_F / \gamma_F)$	$F_{XY}$ 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	-22259	-21154	82613	3050
N / T / DLC 8.2	(1.00/1.00)	920	-22259	-21154	115584	-9250
N / A / T	(1.00/1.00)	990	-22259	-21154	130423	-11450

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

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

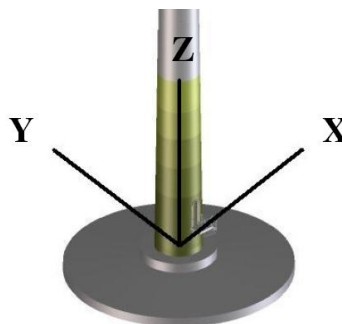
### 6.2 Bemessungswerte der Lastfälle / Load case design values

Lastfall Load case	$(\gamma_F / \gamma_F)$	$F_{XY}$ 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)	1290	-28418	-18978	157383	-12600

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

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

## 7 Koordinatensystem / Coordinate system



# Spezifikation

Zuwegung und Baustellenflächen

ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E2

131 m Hybrid-Stahlurm

**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  
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

<b>Dokument-ID</b>	PLM-SiteL-SP106-E-138 EP3 E2_131 m HST-Rev000de-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Vertraulichkeit</b>	NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2020-02-14	de	DB	ENERCON PLM GmbH / Site Logistics & Processes

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

---

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

---



### Mitgelte 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
PLM-PM-ABT004	Baustellenordnung für den Bau von ENERCON Windenergieanlagen und Windparks

## Inhaltsverzeichnis

	<b>Mitgeltende Dokumente .....</b>	<b>4</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Montage der Windenergieanlage .....</b>	<b>8</b>
	2.1 Anlieferung der Turmsegmente und WEA-Komponenten .....	8
	2.2 Montage des Turms .....	8
	2.3 Montage der Gondel .....	8
<b>3</b>	<b>Kranteknik .....</b>	<b>9</b>
	3.1 Eingesetzte Kranteknik .....	9
	3.2 Aufbau des Krans mit Gittermast .....	9
<b>4</b>	<b>Transport und Logistik .....</b>	<b>10</b>
	4.1 Generelles .....	10
	4.2 Aufbau- und Logistikkonzept .....	10
<b>5</b>	<b>Zuwegung .....</b>	<b>11</b>
	5.1 Trassierung .....	11
	5.1.1 Kreuzungs- und Kurvenbereiche .....	13
	5.1.2 Kuppen, Wannen und Steigungen .....	15
	5.1.3 Lichtraumprofil .....	17
	5.2 Aufbau der Zuwegung .....	18
	5.2.1 Anforderungen .....	18
	5.2.2 Untergrund und Oberbau .....	19
	5.2.2.1 Untergrund und Erdreich .....	20
	5.2.2.2 Untere Tragschicht .....	20
	5.2.2.3 Obere Tragschicht .....	20
<b>6</b>	<b>Baustellenflächen .....</b>	<b>22</b>
	6.1 Arbeitsbereich am WEA-Standort .....	22
	6.1.1 Anforderungen .....	24
	6.1.1.1 Kranstellfläche .....	25
	6.1.1.2 Montagefläche .....	26
	6.1.1.3 Lagerfläche .....	27
	6.1.1.4 Arbeitsebene (falls erforderlich) .....	27
	6.1.2 WEA-Standorte in Waldgebieten .....	28
	6.2 Kranauslegermontagefläche .....	29
	6.3 Zentrale Anlaufstelle .....	30

## Abkürzungsverzeichnis

### Abkürzungen

<b>CM</b>	Construction Manager (Gesamtbauleiter)
<b>GPM</b>	General Project Manager (Gesamtprojektleiter)
<b>GST</b>	Großraum- und Schwertransport
<b>HST</b>	Hybrid-Stahlurm
<b>WEA</b>	Windenergieanlage

### Größen, Einheiten, Formeln

<b>D<sub>Pr</sub></b>	Verdichtungsgrad nach Proctorversuch
<b>E<sub>V1</sub></b>	Errechneter Verformungsmodul des ersten Belastungszyklus eines statischen Plattendruckversuchs
<b>E<sub>V2</sub></b>	Errechneter Verformungsmodul des zweiten Belastungszyklus eines statischen Plattendruckversuchs

# 1 Einleitung

Sorgfältige Planung und Ausführung der Baustelleninfrastruktur sind die Basis für die wirtschaftliche Abwicklung der Baustelle. Die Transportwege und Baustellenflächen im Windpark müssen einen sicheren und wirtschaftlichen Baustellenverkehr gewährleisten. Eine störungsfreie Funktionalität ist über den gesamten Nutzungszeitraum sicherzustellen.

Diese Spezifikation beschreibt die Anforderungen an Zuwegung und Baustellenflächen für die Windpark-Infrastruktur. Diese Anforderungen müssen bei der Planung und Ausführung eingehalten werden. Das Dokument PLM-PM-ABT004 „Baustellenordnung für den Bau von ENERCON Windenergieanlagen und Windparks“ muss in diesem Zusammenhang ebenfalls beachtet werden.

Diese Spezifikation gilt für den Transport sowie Aufbau mit einem Standard-Großkran einer WEA mit der Turmbezeichnung:

- E-138 EP3 E2-HST-131-FB-C-01

## 2 Montage der Windenergieanlage

Der Aufbau der WEA erfolgt in mehreren Abschnitten. Diese Abschnitte sind der Fundamentbau, ggf. die Tiefgründung, Aufbau und Montage des Turms und der Gondel. Um wirtschaftlich in kurzer Zeit die Fertigstellung der WEA zu ermöglichen, werden je nach Windparkgröße projektbezogene Aufbaukonzepte entwickelt. Somit können die Arbeitsschritte, wie in den folgenden Unterkapiteln beschrieben, parallel im Windpark durchgeführt werden.

### 2.1 Anlieferung der Turmsegmente und WEA-Komponenten

Die Anlieferung der Stahlurmsegmente und der Sektionsbleche und Trägerkonstruktionen für die Sektionen des modularen Stahlturms erfolgt abhängig vom Aufbaukonzept auf die jeweilige Baustellenfläche oder Logistikfläche (siehe *Aufbau- und Logistikkonzept*, S. 10). Die anderen WEA-Komponenten werden zum Aufbau der WEA direkt an die vorgesehenen Stellflächen transportiert (z. B. Montagefläche).

Die Turm-Anlagenteile werden zeitlich vorab angeliefert. Die Lagerung am Standort ist nach einem festgelegten Stau-Plan durchzuführen. Die benötigten Baustellenflächen oder Logistikflächen sind exakt nach dieser Spezifikation zu dimensionieren und zu errichten.

### 2.2 Montage des Turms

Abhängig vom Aufbaukonzept kann die Montage des Hybrid-Stahlsturms (HST) auf verschiedene Art und Weise erfolgen. Standardmäßig erfolgt die Montage in zwei Abschnitten: die MST-Turmsektionen werden in einem separaten Gewerk direkt auf der vorgesehenen Stellfläche vormontiert (z.B. auf der Montagefläche) und anschließend mit der geeigneten Krantechnik eingehoben und verschraubt.

Die restlichen Stahlrohrturmsektionen werden anschließend an der vorgesehenen Stellfläche geliefert. Anschließend werden die Stahlrohrturmsektionen mit der benötigten Krantechnik eingehoben und miteinander verschraubt.



Ein projektspezifisches Aufbau- und Logistikkonzept kann durch den ENERCON GPM erstellt werden.

### 2.3 Montage der Gondel

Die Gondel-Komponenten werden direkt zu den vorgesehenen Stellflächen angeliefert (z. B. Montagefläche). Nach Abschluss der Vormontage wird die vormontierte Gondel mit der einzusetzenden Krantechnik eingehoben und auf dem Turm montiert.

## 3 Krantechnik

### 3.1 Eingesetzte Krantechnik

Die Auswahl der jeweiligen Krantypen erfolgt bei der Planung des Windparkkonzepts. Die maximale Bodenpressung unterhalb der Kranketten bzw. Kranpratzen wird mit Lastverteilungsplatten begrenzt. Die maximal zulässige Bodenpressung (siehe Kap. 6.1.1.1, S. 25) ist durch geotechnische Berechnungen nachzuweisen. Beim Einsatz von Raupenkrantechnik ist es u. a. möglich, teilabgerüstet von Standort zu Standort fahren. Dazu müssen vorab auf der Krantrasse die Tragfähigkeit des Bodens (siehe Kap. 6.1.1.1, S. 25) und das lichte Raumprofil (siehe Kap. 5.1.3, S. 17) geprüft werden.

### 3.2 Aufbau des Krans mit Gittermast

Zur Anlagenerrichtung wird ein Kran mit Gittermast verwendet. Diese Krantechnik stellt besondere Anforderungen an die Kranstellfläche (siehe Kap. 6.1.1.1, S. 25) und benötigt ausreichend Platz zur Gittermastmontage (siehe Kap. 6.1.1.1, S. 25 und Kap. 6.2, S. 29). Das Grundgerät und die einzelnen Kranteile (z. B. Gittermaststücke, Ballast, Anbauteile) werden in der benötigten Anzahl von LKW-Transporten in den Windpark geliefert. Der Aufbau des Krans mit Gittermast erfolgt in folgenden Einzelschritten:

- Anlieferung des Grundgeräts inklusive Hilfskrane
- Ausrichtung des Krans auf der Kranstellfläche
- Anfahrt von ca. 35 LKW zur Anlieferung des Krans
- Gittermastmontage am Standort

Für die Gittermastmontage wird die vorhandene Zuwegung zur Kranstellfläche genutzt. Ist diese nicht nutzbar, ist eine temporäre Behelfsstraße erforderlich.

## 4 Transport und Logistik

### 4.1 Generelles

Für den Aufbau einer WEA wird eine große Anzahl von Schwertransporten benötigt. Diese Schwertransporte sind für die Anlieferung der Turmkomponenten, der Anlagenkomponenten, der Krantechnik, für Baugrundverbesserungsmaßnahmen und den Fundamentbau nötig. Diese zum Teil genehmigungspflichtigen Schwertransporte dürfen eine maximale Achslast von 12 t nicht überschreiten.

### 4.2 Aufbau- und Logistikkonzept

Für größere Windparks, aber auch für WEA an Standorten mit besonderen Anforderungen (z. B. Industriegelände, Deichstandorte, Bergstandorte), werden spezielle Aufbau- und Logistikkonzepte angewendet. Um eine optimale Projektabwicklung zu ermöglichen, sind die örtlichen Gegebenheiten direkt in das Konzept einzubinden. Je nach WEA-Typ, Aufbau- und Logistikkonzept werden zusätzliche Flächen benötigt z. B. eine Logistikfläche und/oder Rotorblattlagerfläche. Die logistischen Mehrkosten trägt der Kunde.

## 5 Zuwegung

Die Zuwegung innerhalb des Windparks ist ein integraler Bestandteil zur Versorgung der jeweiligen WEA-Standorte mit Material. Weiterhin gewährleistet die Zuwegung die Kranbewegungen im Windpark. Die Zuwegung dient über den gesamten Projektverlauf als Zufahrt für alle Transportarten. Daneben wird die Zuwegung auch für den Rückbau der WEA benötigt. Das Zuwegungs- und Baustellenflächenkonzept sowie die Bauausführung werden entsprechend dieser Spezifikation ausgelegt.



**Wichtig:** Eine unzureichende Bemessung oder Dimensionierung der Zuwegung kann die Logistik- und Aufbaukosten während des Projektverlaufs erheblich erhöhen. Außerdem steigt die Gefahr von Verzögerungen im Bauablauf.

### 5.1 Trassierung

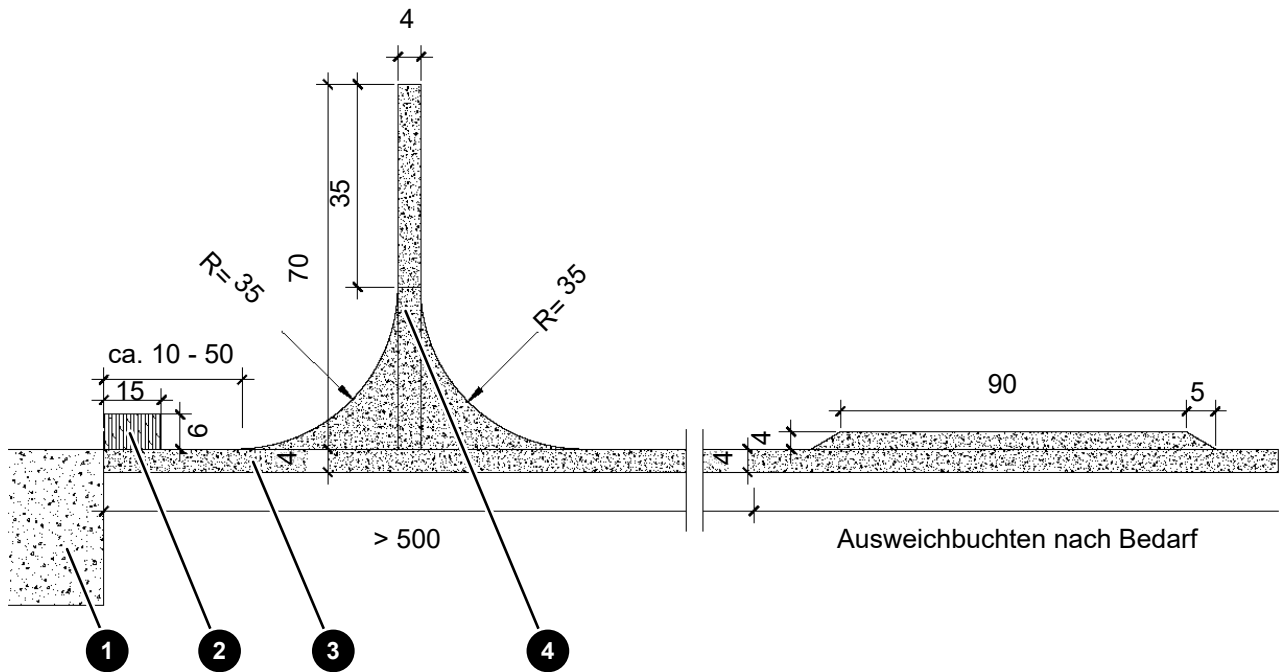


Abb. 1: Trassierungselemente (alle Maßangaben in Meter)

1	Kranstellfläche	2	Parkfläche
3	Zuwegung	4	Wendefläche

Der Einsatz von Groß- und Schwerlasttransporten stellt besondere Anforderungen an die interne Windpark-Zuwegung, an Kreuzungs- und Kurvenbereiche, die Windparkeinfahrten und die öffentlichen Straßen.

#### Trassierungselemente

Größtenteils werden zur Komponentenanlieferung Transportkombinationen mit Überbreite und hohem Gesamtgewicht eingesetzt. Aufgrund des enormen Transportaufwands und der Transportkosten wird die Trassierung der Windpark-internen Zuwegungen kurz und geradlinig geplant. Die Streckenführung wird so gewählt, dass ein Rück-

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG



wärtsfahren von Schwertransporten im beladenen Zustand vermieden wird. Befinden sich WEA-Standorte in einer Sackgassenlage, die eine Länge von 500 m überschreitet, wird die Zuwegung zum Standort mit einer Wendefläche versehen. Die Wendefläche hat eine Länge von min. 70 m. Je nach Örtlichkeit können Wendeflächen auch in kürzeren Abständen (unter 500 m) nötig sein. Diese Notwendigkeit wird durch den ENERCON GPM festgelegt. Auf längeren Zuwegungen werden Ausweichmöglichkeiten bzw. Parkbuchten in ausreichender Anzahl und Länge in Absprache mit dem ENERCON GPM eingeplant.



Ausweichmöglichkeiten ermöglichen einen flüssigen Verkehrsfluss im Begegnungsverkehr und werden ebenso für freie Rettungswege bzw. Rettungsgassen benötigt.

### Windparkeinfahrt

Bei Windparkeinfahrten von öffentlichen Straßen ist es empfehlenswert, die ersten 50 m der Einfahrt zu asphaltieren. Somit wird eine Reifenselbstreinigung des Baustellenverkehrs ermöglicht. Die Notwendigkeit ist je nach den örtlichen Begebenheiten in Absprache mit dem ENERCON GPM zu prüfen.



Bei der Einfahrt von öffentlichen Straßen müssen mögliche behördliche Auflagen beachtet werden!

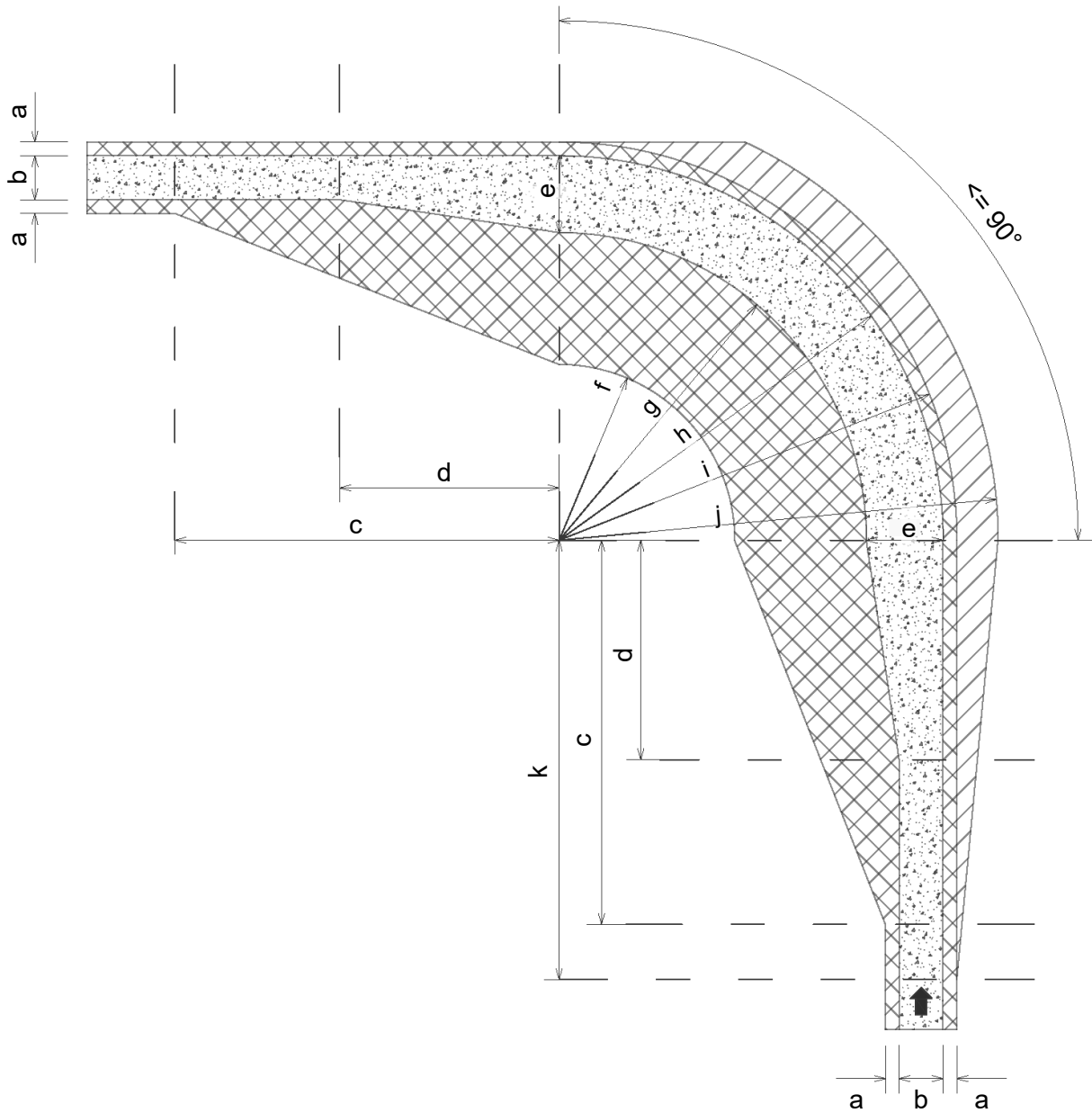
### Parkplätze für Langtransporte

Im Windpark oder in unmittelbarer Nähe müssen eine oder mehrere Flächen ausgewiesen werden, auf denen mindestens 3 Langtransporte zwischengeparkt werden können. Damit wird gewährleistet, dass wartende Transportfahrzeuge den übrigen Baustellenverkehr nicht behindern. Zu den Langtransporten zählen Transporte von Rotorblättern oder Stahlsektionen von Türmen. Als Flächen eignen sich z. B. Ausweichbuchten.

### Hindernisse im Trassenverlauf

Sind im Trassenverlauf besondere Hindernisse zu queren, werden diese für den überlaufenden Verkehr deutlich sichtbar gemacht. Bei Überquerungen von Leitungen (z. B. Pipelines, Gasleitungen) erfolgt vorab eine Untersuchung zur Überfahrbarkeit. Das Untersuchungsergebnis wird dem ENERCON GPM zur Einsicht vorgelegt. Ebenfalls wird eine Genehmigung vom Leitungsbetreiber für das Überfahren eingeholt. Leitungen sind durch spezielle Überbauten konstruktiv zu sichern. Um einen Kontakt mit dem Baustellenverkehr zu vermeiden, werden unterquerte Freileitungen deutlich mit Höhenbegrenzungsmarkierungen gekennzeichnet (z. B. durch Holzgestelle).

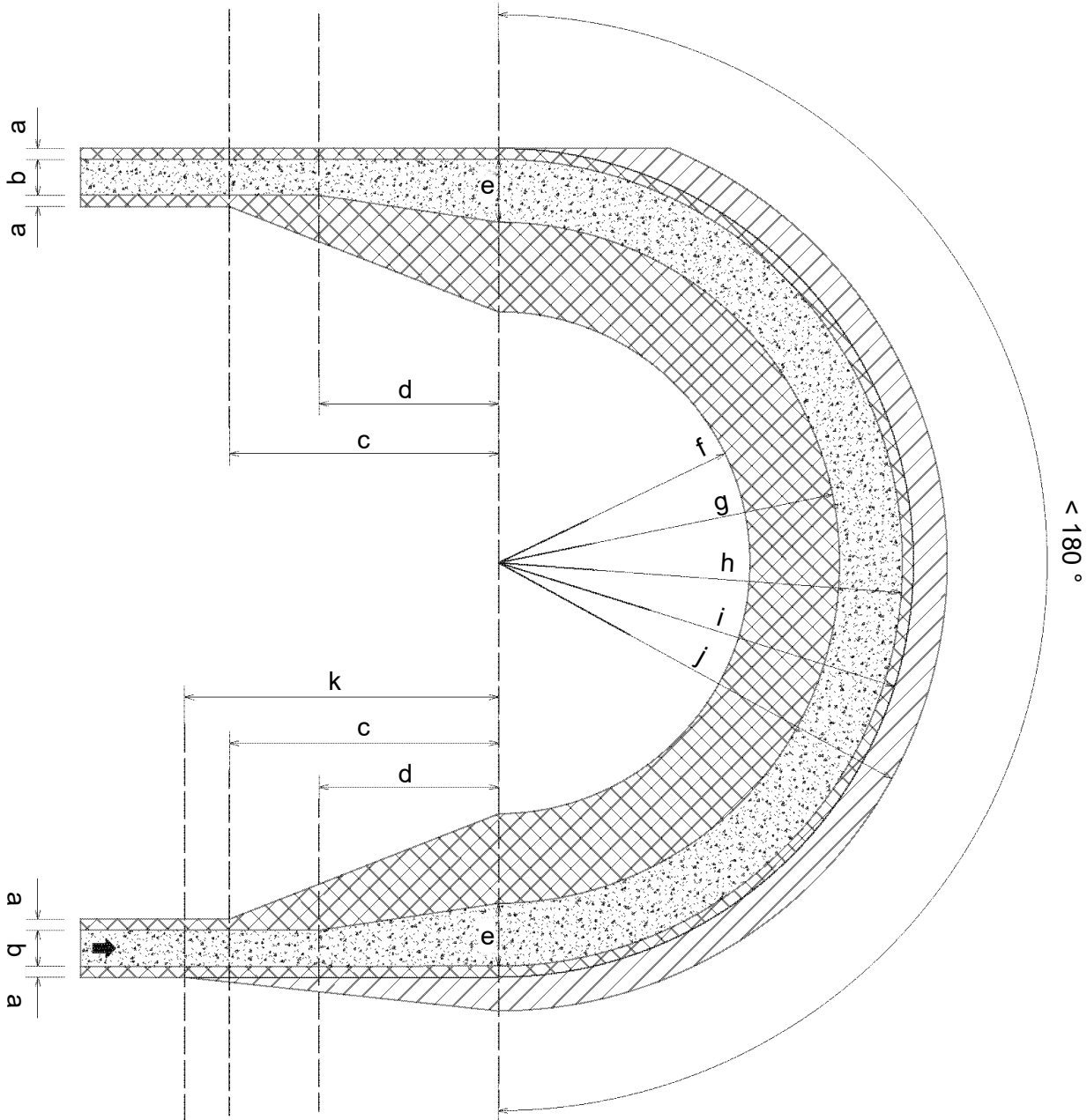
### 5.1.1 Kreuzungs- und Kurvenbereiche



**Abb. 2: 90-Grad-Kurve (Konstruktionsschema)**

a	1,25 m	Seitlicher Überschwenkbereich (inkl. Sicherheitsabstand)	b	4 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn in Geraden
c	35 m	Länge innerer Überschwenkbereich in Kurveneinfahrt	d	35 m	Länge der Kurveneinfahrt
e	7 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn in Kurven	f	28 m	Innenradius Überschwenkbereich
g	38 m	Innenradius Kurve	h	45 m	Außenradius Kurve
i	46,25 m	Innenradius äußerer Überschwenkbereich	j	50 m	Außenradius äußerer Überschwenkbereich
k	50 m	Länge äußerer Überschwenkbereich in Kurveneinfahrt			

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG



**Abb. 3: 180-Grad-Kurve (Konstruktionsschema)**

a	1,25 m	Seitlicher Überschwenkbereich	b	4 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn in Geraden
c	35 m	Länge innerer Überschwenkbereich in Kurveneinfahrt	d	35 m	Länge der Kurveneinfahrt
e	7 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn in Kurven	f	32 m	Innenradius Überschwenkbereich
g	43 m	Innenradius Kurve	h	50 m	Außenradius Kurve
i	51,25 m	Innenradius äußerer Überschwenkbereich	j	55 m	Außenradius äußerer Überschwenkbereich
k	50 m	Länge äußerer Überschwenkbereich in Kurveneinfahrt			

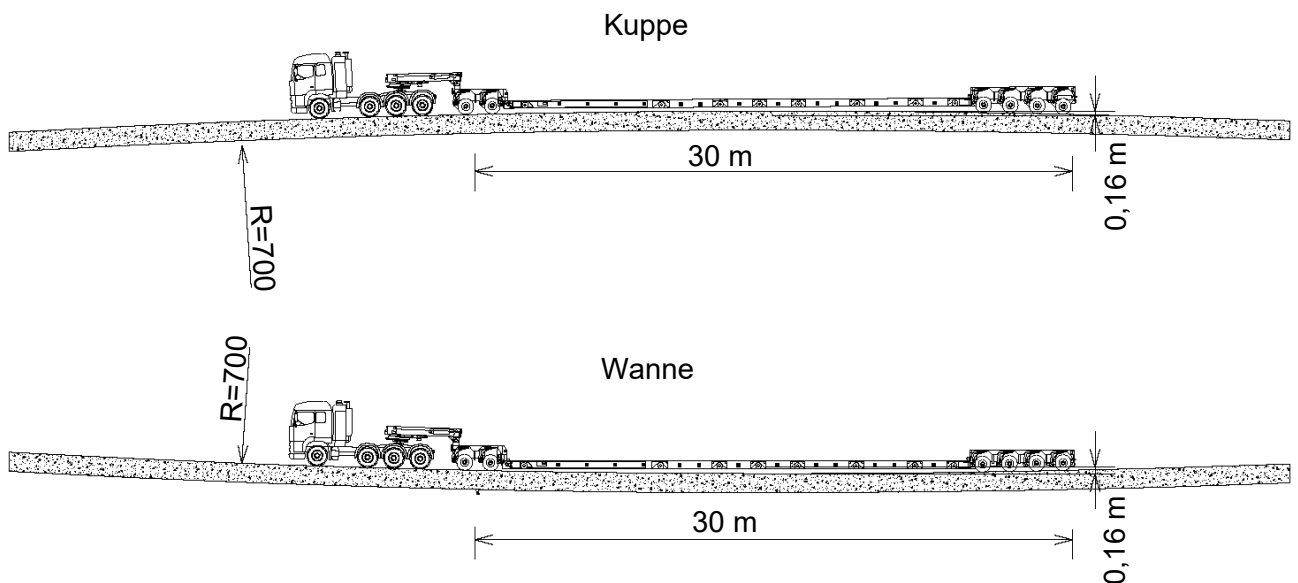
Maßgebend für die Dimensionierung der Kurven ist die längste Transportkombination. Die Kurven und Überschwenkbereiche werden gemäß den in der Zeichnung angegebenen Maßen konstruktiv realisiert. Der Innenradius für die befahrbare Zuwegung darf nicht kleiner als 38 m sein. Wenn diese Vorgabe aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht eingehalten werden kann, muss zwingend mit dem ENERCON GPM Rücksprache über eine Alternativlösung gehalten werden.

**Überschwenkbereiche** Überschwenkbereiche sind in den angegebenen Abmessungen frei von Hindernissen. Die Bereiche erfordern unterschiedliche überschwenkbare Höhen sowohl im Innenbereich als auch im Außenbereich.

**Tab. 1: Höhe der Überschwenkbereiche**

Parameter	Anforderung
Höhe des äußeren Überschwenkbereichs in Kurven im Verhältnis zur Fahrbahn	≤ 1,25 m
Höhe des seitlichen Überschwenkbereichs in Geraden und Kurven im Verhältnis zur Fahrbahn	≤ 0,15 m

### 5.1.2 Kuppen, Wannen und Steigungen



**Abb. 4: Kuppe und Wanne, R=700 m**

Für die Komponentenanlieferung werden Fahrzeuge mit einer Gesamtlänge von bis zu 78 m eingesetzt. Für diese überlangen Transportkombinationen dürfen die Zuwegungen einen Kuppen- und Wannenmindesthalbmesser von 700 m nicht unterschreiten. Somit wird ein Aufsetzen verhindert z. B. bei Tiefbett-Transportkombination.

In speziellen Fällen kann der Radius auf R=400 m verkleinert werden. Dies erfordert jedoch den Einsatz spezieller Transportkombinationen, die das Tiefbett auf eine Höhe von min. 45 cm anheben können. Der R=400 m entspricht einer Überhöhung (Kuppe) bzw. einer Absenkung (Wanne) von 0,26 m auf einer Länge von 30 m.

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

**Steigungen bzw. Gefälle** Steigungen bzw. Gefälle auf der Zuwegung können nur bis zu einer max. Steigung von  $\leq 12\%$  durch GST bewältigt werden. Ab einer Steigung von  $7\%$  wird eine gebundene Tragdeckschicht (z. B. Asphalt, Beton) verbaut. Dadurch wird eine kraftschlüssige Traktion der Transportfahrzeuge ermöglicht. Im Einzelfall können Zughilfen erforderlich sein (Standorte im Hügelland, Gebirge). Dies wird vorab im Detail mit dem ENERCON GPM geklärt. Der ENERCON GPM muss die wirtschaftlichen und terminlichen Auswirkungen bewerten.

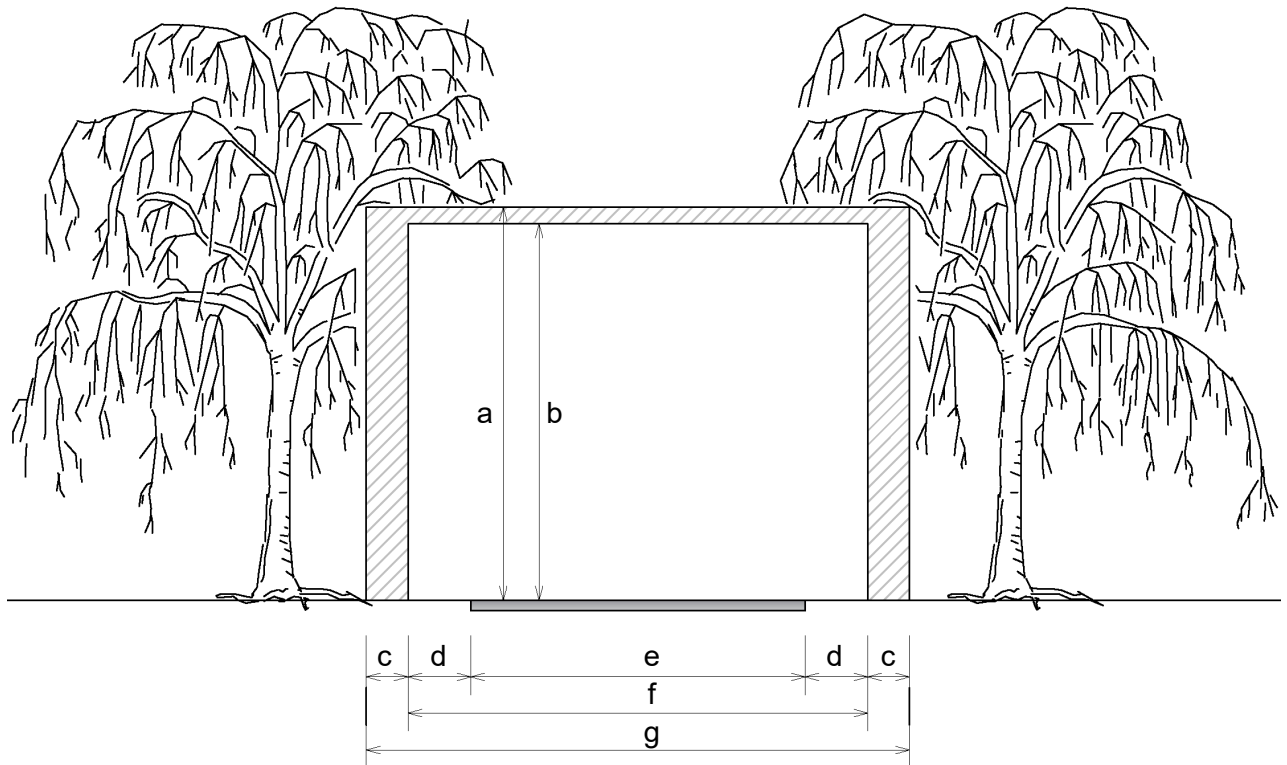
**Tab. 2: Anforderungen an das Längsprofil der Zuwegung**

Parameter	Anforderung
Steigungen/Gefälle bei ungebundener Deckschicht	$\leq 7\%$
Steigungen/Gefälle bei gebundener Deckschicht	$\leq 12\%$
Steigungen innerhalb Kurven mit Seitenneigung	$\leq 4\%$
Bodenfreiheit der Transportfahrzeuge	0,10 m
Radius Bergkuppe/Talsole	700 m



Bei der Verwendung von Kuppen und Wannen in der Trassierung mit Radien zwischen  $R=700\text{ m}$  bis  $R=400\text{ m}$  wird mit dem ENERCON GPM Rücksprache gehalten.

### 5.1.3 Lichtraumprofil

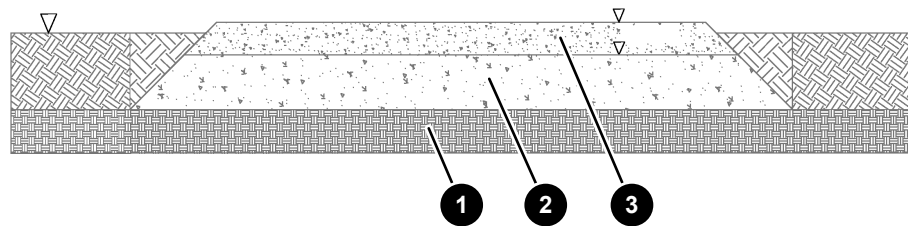


**Abb. 5: Lichtraumprofil**

a	4,6 m	Lichte Durchfahrtshöhe	b	4,5 m	Lademaß Höhe
c	0,25 m	Seitlicher Sicherheitsabstand	d	1 m	Seitlicher Überschwenkbereich
e	4 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn	f	6 m	Lademaß Breite
g	6,50 m	Lichte Durchfahrtsbreite			

Für die GST muss ein bestimmtes liches Raumprofil oberhalb der Zuwegung vorhanden sein. Mit der Einhaltung dieses Raumprofils wird die ungehinderte Durchfahrt aller Transporte auf der Zuwegung sichergestellt. Das Raumprofil definiert jenen Raum, der während der Baumaßnahme frei von Hindernissen aller Art gehalten werden muss z. B. von Bauwerken, Versorgungsleitungen, Masten, Bäumen und Ästen.

## 5.2 Aufbau der Zuwegung



**Abb. 6: Schematischer Aufbau der Zuwegung**

1	Tragfähiger Untergrund	2	Untere Tragschicht
3	Obere Tragschicht		

Die obere Tragschicht wird mit einer Querneigung oder einem Dachprofil mit einem Gefälle von 2 – 3 % profiliert. Somit ist eine Entwässerung zur Seite sichergestellt. Eine befahrbare Breite von 4 m ist sicherzustellen. Der Seitenbereich (Bankett) ist ebenfalls tragfähig zu konstruieren (Lastabtragungswinkel der Tragschicht beachten).

- Angaben zum Längsprofil siehe Kap. 5.1.2, S. 15



Der tatsächliche konstruktive Aufbau wird anhand der vorherrschenden Bodenverhältnisse vom Straßenplaner bemessen und festgelegt und vor der Ausführung mit dem ENERCON GPM abgestimmt.

### 5.2.1 Anforderungen

**Erkundung** Der konstruktive Aufbau der Zuwegung wird abhängig von der Beschaffenheit des Untergrunds unterschiedlich ausgelegt. Der Untergrund ist durch Baugrundaufschlussbohrungen und -sondierungen ausreichend zu erkunden. Anzahl und Tiefe der Untersuchungen sind vom Baugrundgutachter abhängig vom Untergrundaufbau festzulegen. Auf Grundlage der Baugrunduntersuchungsergebnisse wird der konstruktive Aufbau der Zuwegung festgelegt.

**Gebrauchstauglichkeit** Die Zuwegungen werden für die auftretende Verkehrsbelastung ausreichend tragfähig und gebrauchstauglich über die gesamte Nutzungsdauer hergestellt. Die Tragfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit müssen auch bei starken Regenfällen gegeben sein. Es ist sicherzustellen, dass die obere Tragschicht dauerhaft frei von Schlaglöchern ist. Die maximale Spurrillentiefe ist auf 7,5 cm zu begrenzen. Es wird ebenfalls konstruktiv eine Entwässerung der Zuwegung eingeplant. Bei Schneefällen und Vereisungen muss durch Schneeräum- und Streudienst die sichere Befahrbarkeit gewährleistet werden.



Schneeräum- und Streudienst sind Aufgabe des Windparkbetreibers.



Die Ausführungsplanung sowie alle Vorgaben zur Prüfung, Untersuchungen, Auswertungen und Nachweise sind dem ENERCON GPM unaufgefordert zur Prüfung vorzulegen.

## 5.2.2 Untergrund und Oberbau

Um einen sicheren, funktionalen und wirtschaftlichen Transportfluss während der Baumaßnahme zu ermöglichen, sind folgende Anforderungen zwingend einzuhalten:

**Tab. 3: Mindestanforderungen an die Zuwegung**

Parameter	Anforderung
Befahrbare Breite der Zuwegung	4 m
Maximal zulässige Spurrillentiefe	7,5 cm
Seitenneigung der Zuwegung speziell in Kurven und an Steigungen	2 - 3 %
Seitenneigung der Zuwegung (nur auf geraden Strecken ohne Steigung/Gefälle)	≤ 5 %
Maximale Achslast	12 t
Maximales Gesamtgewicht der Transportkombination	160 t
Verformungsmodul untere Trag-schicht	$D_{Pr} \geq 100 \% / E_{V2}/E_{V1} \leq 2,3$
Verformungsmodul obere Trag-schicht	$D_{Pr} \geq 100 \% / E_{V2}/E_{V1} \leq 2,3$

Die geforderten Verformungsmodule werden vom ausführenden Unternehmen für die jeweils eingebaute Schicht geprüft und protokolliert. Bei Nichteinhaltung der geforderten Werte werden Maßnahmen zur Verbesserung vorgenommen. Generell empfiehlt sich ein statischer Plattendruckversuch auf den jeweils eingebauten Lagen.

Abhängig vom Geotechnischen Bericht ist ein statischer Plattendruckversuch alle 200 – 500 m auf der Zuwegung durchzuführen. An Übergängen von bestehenden Straßen zu Baustraßen, an Kreuzungen sowie an Abzweigungen sind ebenfalls statische Plattendruckversuche durchzuführen.

Folgende Punkte sind zu prüfen und die Ergebnisse zu protokollieren:

- Aufbau der Zuwegung (Material und Einbaustärke)
- Ausreichende Verdichtung des Baumaterials
- Tragfähigkeit der Zuwegung
- Tragfähigkeit von Brücken
- Tragfähigkeit von Durchlässen und Verrohrungen
- Abstände zu Gräben, Vertiefungen und Gewässern
- Abstände zu Kabeltrassen und Freileitungen
- Überfahrbarkeit von verlegten Leitungen (z. B. Pipelines)





Es kann sinnvoll sein (lange Verkehrswege, schlechter Baugrund), die Zuwegung nicht auf Grundlage der vorgegebenen Verformungsmodule, sondern aufgrund der Verkehrsbelastung unter Berücksichtigung der Achsübergänge zu bemessen.



Um die befahrbare Breite der Zuwegung von 4,0 m einzuhalten, muss die Zuwegung wegen des Lastabtrags auf 4,5 m oder breiter ausgebaut werden.

#### 5.2.2.1 Untergrund und Erdreich

Ein tragfähiger Untergrund ist die Basis zur Aufnahme der hohen Flächenpressung durch GST und eingesetzte Krantechnik. Daher werden ggf. der Mutterboden und evtl. anstehende, nicht-tragfähige Böden bis zur ersten tragfähigen Schicht aus gewachsenem Boden ausgekoffert. Sind bindige und organische Böden nicht tragfähig, werden diese ausgetauscht und durch lagenweise verdichtetes, geeignetes Füllmaterial (z. B. Sand) ersetzt. Alternativ sind auch weitere technische Verfahren anwendbar (z. B. Vermörtelung, Geogitteraufbau).

Die Tragfähigkeit des Untergrunds muss nachgewiesen werden. Der benötigte Lastausbreitungswinkel der geplanten Zuwegung wird beim Auskoffern in der Breite miteinkalkuliert.

#### 5.2.2.2 Untere Tragschicht

Die untere Tragschicht besteht bei Windpark-internem Zuwegungsbau aus ungebundenen Materialien wie Sand, Kies oder gebrochenem Naturstein. Über diese Tragschicht werden die Verkehrslasten in den Untergrund abgeleitet. Die Tragschicht muss den klimatischen und mechanischen Beanspruchungen standhalten. Das eingebaute Material muss für den Straßenbau zertifiziert sein. Die Sieblinien der eingebauten Materialien haben den länderspezifischen Verordnungen in der jeweils gültigen Fassung zu entsprechen. Die Eignung des Materials ist durch aktuelle Prüfzeugnisse vor dem Einbau nachzuweisen. Das Erreichen der notwendigen Tragfähigkeit wird über eine abgestufte Korngrößenverteilung sichergestellt und ist mit dem Baugrundgutachter abzustimmen.

Ziegelbruch wird als Schüttgut für die Tragschicht nicht genutzt. Das Material wird durch Feuchtigkeit zerrieben und verliert seine Festigkeit.

Die fachgerechte Verdichtung der Tragschicht ist lagenweise sicherzustellen.

#### 5.2.2.3 Obere Tragschicht

**Material** Als Material für die obere Tragschicht wird zertifiziertes gebrochenes Schüttgut verwendet z. B. Schotter oder gebrochener Naturstein. Es wird eine Gesteinskörnung im Bereich von 0/32 – 0/45 mm verwendet. Der Feinanteil der Gesteinskörnung darf 5 % nicht überschreiten. Die Sieblinie der eingebauten Materialien hat den länderspezifischen Verordnungen in der jeweils gültigen Fassung zu entsprechen. Die Eignung des Materials ist durch aktuelle Prüfzeugnisse vor dem Ein-

bau nachzuweisen. Die obere Tragschicht wird gleichmäßig mit einer Überhöhung von min. 10 cm zum anliegenden Gelände eingebaut. Die Mindestschichtstärke beträgt 25 cm.

Um den Beanspruchungen der hohen Verkehrslasten gerecht zu werden, wird die obere Tragschicht lagenweise fachgerecht verdichtet.

**Gebundene obere Tragschicht**

Weist die Zuwegung eine Steigung von 7 % bis max. 12 % auf, wird die obere Tragschicht hydraulisch oder bituminös gebunden. Die obere Tragschicht ermöglicht einen kraftschlüssigen Verbund zum überfahrenden GST und verhindert das Durchdrehen der Räder.

**Windparkeinfahrt**

Bei Windparkeinfahrten von öffentlichen Straßen ist es empfehlenswert, die ersten 50 m der Einfahrt zu asphaltieren. Somit wird eine Reifenselbstreinigung des Baustellenverkehrs ermöglicht. Die Notwendigkeit ist je nach den örtlichen Begebenheiten in Absprache mit dem ENERCON GPM zu prüfen.

## 6 Baustellenflächen

### 6.1 Arbeitsbereich am WEA-Standort

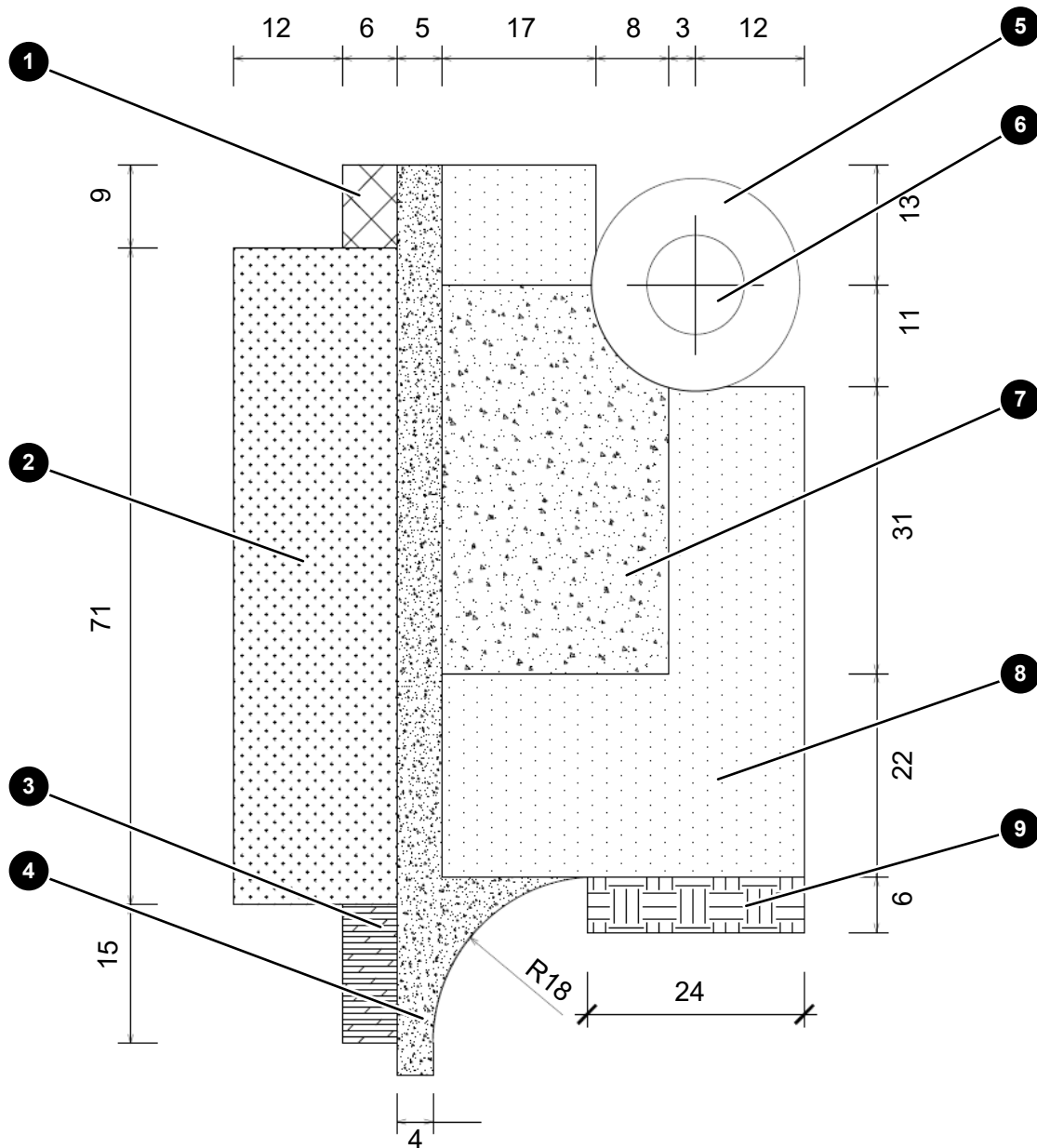


Abb. 7: Arbeitsbereich am WEA-Standort, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

1	Parkfläche	2	Lagerfläche
3	Müllsammelplatz	4	Zuwegung
5	Fundament	6	Turm
7	Kranstellfläche	8	Montagefläche
9	Containerzone		

Im Arbeitsbereich am Standort der zu errichtenden WEA werden unterschiedliche Tätigkeiten durchgeführt. Dies reicht vom Fundamentbau bis hin zum Aufsetzen der Gondel auf den Turm. Der Arbeitsbereich besteht aus verschiedenen Baustellenflächen zur Montage und Lagerung von WEA-Komponenten, für die unterschiedliche Anforderungen gelten. Ausreichend groß dimensionierte und tragfähige Baustellenflächen sind daher für einen sicheren und wirtschaftlichen Projektlauf zwingend notwendig.

**Herstellablauf**

Die Kranstellfläche und die Montagefläche werden in zwei Bauabschnitten erstellt. Im ersten Bauabschnitt wird der Unterbau der kompletten Fläche erstellt. Die obere Tragschicht aus Schotter wird bis auf einen Abstand von ca. 16,5 – 18 m zum Fundamentmittelpunkt aufgetragen. Sofern eine Arbeitsebene erforderlich ist, wird diese nach Rücksprache mit dem ENERCON GPM innerhalb des ersten Bauabschnitts fertiggestellt.

Nach Abschluss der Fundamentbauarbeiten wird im zweiten Bauabschnitt die obere Tragschicht der Kranstellfläche und der Montagefläche bis an die Fundamentkante bzw. an den Fundamentsockel vervollständigt. Der Bereich um das Fundament muss während des Turm- und WEA-Aufbaus eben und nutzbar sein. Die Kranstellfläche wird auf der kompletten Fläche gemäß den Mindestanforderungen überarbeitet und profiliert.



**Wichtig:** Eine unzureichende Bemessung oder Dimensionierung der Kranstellflächen kann die Logistik- und Aufbaukosten während des Projektverlaufs erheblich erhöhen. Außerdem steigt die Gefahr von Verzögerungen im Bauablauf.

**Baustellenflächen über Geländeoberkante**

Sofern Baustellenflächen mit einer Höhendifferenz  $> 0,30$  m zum umliegenden Gelände angelegt werden, werden die Seitenbereiche mit  $45^\circ$  abgebösch. Abhängig von der Höhe der Böschung ergibt sich ein umlaufender Streifen, der nicht belastet werden darf. Gegebenenfalls ist die Fläche zu vergrößern, um die erforderliche Nutzfläche herzustellen.

**Fundamente unter Geländeoberkante**

Die Höhendifferenz zwischen Oberkante Kranstellfläche und Oberkante Fundament beträgt  $\leq 0,20$  m. Eine Abweichung von diesem Standard kann den Einsatz größerer Krantechnik erforderlich machen. Dies erfordert Mehrkosten und eine längere Bauzeit. Ist ein größerer Höhenunterschied erforderlich, wird dies mit dem ENERCON GPM abgesprochen.

**Fundamente auf Geländeoberkante**

Die Höhendifferenz zwischen Oberkante Kranstellfläche und Oberkante Fundament beträgt  $\leq 2,55$  m. Eine Abweichung von diesem Standard kann den Einsatz größerer Krantechnik erforderlich machen. Dies verursacht Mehrkosten und eine längere Bauzeit. Ist ein größerer Höhenunterschied erforderlich, wird dies mit dem ENERCON GPM abgesprochen. Nach dem Aufbau des Turms und der WEA wird abschließend das Fundament angebösch.

- Höhenversatz der Baustellenflächen** Die Kranstellfläche und die Montagefläche müssen sich auf gleichem Höhenniveau befinden. Sollte dies aus geländetechnischen Gründen nicht realisierbar sein, wird mit dem ENERCON GPM Rücksprache gehalten. Ein Höhenversatz hat einen größeren Aufwand in den Arbeitsabläufen der Turm- und WEA-Montage zur Folge. Dies verursacht Mehrkosten und eine längere Bauzeit.
- Lagerung von Erdaushub** Überschüssiger Erdaushub, der während der Bauphase angefallen ist und nicht zum Verfüllen der Fundamentbaugrube verwendet wird, wird ausschließlich außerhalb des Arbeitsbereichs in Mieten gelagert. Beim Anlegen der Erdmieten ist die geplante Kabeltrasse und Kabeleinführung von und zur WEA zu berücksichtigen. Der Mindestabstand der Erdmieten zum Arbeitsbereich beträgt 4 m. Um die Anlieferung der Turm- und WEA-Komponenten nicht zu behindern, darf kein Erdaushub im Überschwenkbereich der Transportfahrzeuge gelagert werden. Dasselbe gilt entlang der Kranauslegermontagefläche. Bei Nichtverwendung wird überschüssiger Erdaushub vollständig entfernt.

### 6.1.1 Anforderungen

- Erkundung** Der konstruktive Aufbau der Kranstellfläche und der Montagefläche kann sich abhängig von der Beschaffenheit des Baugrunds unterscheiden. Der Baugrund ist durch Baugrundaufschlussbohrungen und -sondierungen ausreichend zu erkunden. Alle setzungs- und grundbruchrelevanten Bodenschichten sind dabei zu erfassen. Anzahl und Tiefe der Untersuchungen sind vom Baugrundgutachter abhängig vom Untergrundaufbau festzulegen. Auf Grundlage der Baugrunduntersuchungsergebnisse wird der konstruktive Aufbau der Kranstellfläche und der Montagefläche festgelegt.

- Gebrauchstauglichkeit** Die Baustellenflächen werden für die auftretenden Belastungen ausreichend tragfähig und gebrauchstauglich über die gesamte Nutzungsdauer hergestellt. Die Tragfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit müssen auch bei starken Regenfällen gegeben sein. Die maximale Spurrillentiefe ist auf 7,5 cm zu begrenzen. Es wird ebenfalls konstruktiv eine Entwässerung der Flächen eingeplant. Bei Schneefällen und Vereisungen muss durch Schneeräum- und Streudienst die sichere Befahrbarkeit gewährleistet werden.



Schneeräum- und Streudienst sind Aufgabe des Windparkbetreibers.



Die Ausführungsplanung sowie alle Vorgaben zur Prüfung, Untersuchungen, Auswertungen und Nachweise sind dem ENERCON GPM unaufgefordert zur Prüfung vorzulegen.

### 6.1.1.1 Kranstellfläche

Auf der Kranstellfläche wird die Krantechnik platziert. Hier finden die Hauptbautätigkeiten statt. Auf diese Fläche wirkt die höchste Beanspruchung aus Verkehrs- und Flächenlasten. Eine unzureichend bemessene oder dimensionierte Kranstellfläche kann zu unvorhersehbaren Bewegungen bzw. zum Umsturz des Krans führen.

**Material** Als Material für die obere Tragschicht wird zertifiziertes gebrochenes Schüttgut verwendet z. B. Schotter, gebrochener Naturstein oder gleichwertiges Material, mit dem die Anforderungen erfüllt werden können. Die Mindestschichtstärke beträgt 25 cm. Es wird eine Gesteinskörnung im Bereich von 0/32 – 0/45 mm verwendet. Der Feinanteil der Gesteinskörnung darf 5 % nicht überschreiten. Die Sieblinie der eingebauten Materialien hat den länderspezifischen Verordnungen in der jeweils gültigen Fassung zu entsprechen. Die Eignung des Materials ist durch aktuelle Prüfzeugnisse vor dem Einbau nachzuweisen.

**Tab. 4: Mindestanforderungen an die Kranstellfläche**

Parameter	Anforderung
Oberflächenebenheit	$\leq 0,25 \%$
Mindestbelastbarkeit	200 kN/m <sup>2</sup>
Verformungsmodul untere Tragschicht	$D_{Pr} \geq 100 \%$ / $E_{V2}/E_{V1} \leq 2,3$
Verformungsmodul obere Tragschicht	$D_{Pr} \geq 103 \%$ / $E_{V2}/E_{V1} \leq 2,3$

Die Tragfähigkeit der Kranstellfläche ist durch Grundbruchberechnungen bzw. bei Hanglagen durch Böschungsbruchberechnungen nachzuweisen. Um ein Überschreiten der maximal zulässigen Schiefstellung des Krans zu vermeiden, sind Setzungsberechnungen durchzuführen. Die Kranlasten werden durch Lastverteilungsplatten unterhalb der Ketten bzw. Pratzen auf die angegebene zulässige Bodenpressung reduziert.

Die geforderten geotechnischen Nachweise der Lastverteilung sind jeweils für eine Fläche mit den folgenden Abmessungen zu erbringen:

- 2 m x 10 m
- 5 m x 10 m

Folgende Punkte sind zu prüfen und die Ergebnisse zu protokollieren:

- Aufbau der Baustellenfläche (Material und Einbaustärke)
- Ausreichende Verdichtung des Baumaterials
- Abstände zu Gräben, Vertiefungen und Gewässern
- Abstände zu Kabeltrassen und Freileitungen

### 6.1.1.2 Montagefläche

Die Montagefläche dient hauptsächlich zur Lagerung der Stahlsektionen, Sektionsbleche und Trägerkonstruktionen und als Arbeitsbereich für die Montage der Sektionen des modularen Stahlturms und der WEA-Komponenten. Diese Fläche wird nur während der Baumaßnahme benötigt und kann nach Abschluss der Arbeiten im Windpark zurückgebaut werden.

**Material** Als Material für die obere Tragschicht wird zertifiziertes gebrochenes Schüttgut verwendet z. B. Schotter, gebrochener Naturstein oder gleichwertiges Material, mit dem die Anforderungen erfüllt werden können. Die Mindestschichtstärke beträgt 25 cm. Es wird eine Gesteinskörnung im Bereich von 0/32 – 0/45 mm verwendet. Der Feinanteil der Gesteinskörnung darf 5 % nicht überschreiten. Die Sieblinie der eingebauten Materialien hat den länderspezifischen Verordnungen in der jeweils gültigen Fassung zu entsprechen. Die Eignung des Materials ist durch aktuelle Prüfzeugnisse vor dem Einbau nachzuweisen.

**Tab. 5: Mindestanforderungen an die Montagefläche**

Parameter	Anforderung
Oberflächenebenheit	≤1 %
Mindestbelastbarkeit	135 kN/m <sup>2</sup>
Verformungsmodul untere Tragschicht	$D_{Pr} \geq 100 \%$ / $E_{V2}/E_{V1} \leq 2,3$
Verformungsmodul obere Tragschicht	$D_{Pr} \geq 103 \%$ / $E_{V2}/E_{V1} \leq 2,3$

Die Tragfähigkeit der Montagefläche ist durch Grundbruchberechnungen bzw. bei Hanglagen durch Böschungsbruchberechnungen nachzuweisen. Um ein Überschreiten der maximal zulässigen Schiefstellung des Krans zu vermeiden, sind Setzungsberechnungen durchzuführen. Die Kranlasten werden durch Lastverteilungsplatten unterhalb der Ketten bzw. Pratzen auf die angegebene zulässige Bodenpressung reduziert.

Die geforderten geotechnischen Nachweise der Lastverteilung sind jeweils für eine Fläche mit den folgenden Abmessungen zu erbringen:

- 1 m x 8 m
- 3 m x 8 m

Folgende Punkte sind zu prüfen und die Ergebnisse zu protokollieren:

- Aufbau der Baustellenfläche (Material und Einbaustärke)
- Ausreichende Verdichtung des Baumaterials
- Abstände zu Gräben, Vertiefungen und Gewässern
- Abstände zu Kabeltrassen und Freileitungen

### 6.1.1.3 Lagerfläche

Die Lagerfläche dient unter Anderem zur Lagerung von Rotorblättern und teilweise auch von Baustellenausrüstung wie Materialcontainer, Transportgestellen etc. Die Fläche wird seitlich der Kranstellfläche eingerichtet. Sie muss nicht befestigt, jedoch in ihrer Beschaffenheit eben, glattgezogen, trocken und frei von Wurzeln und Gehölz sein. Die Befahrbarkeit mit einem Hubstapler muss gewährleistet sein.



Bei Nichteinhaltung der o.g. Eigenschaften behält sich ENERCON vor, Mehrkosten durch Ertüchtigungsmaßnahmen beim Betreiber geltend zu machen

### 6.1.1.4 Arbeitsebene (falls erforderlich)

Auf der Arbeitsebene steht das Trägergerät zur Erstellung von Pfahlgründungen oder Baugrundverbesserungsmaßnahmen durch Rüttelstopfverdichtung oder Rütteldruckverdichtung.

**Tab. 6: Mindestanforderungen an die Arbeitsebene**

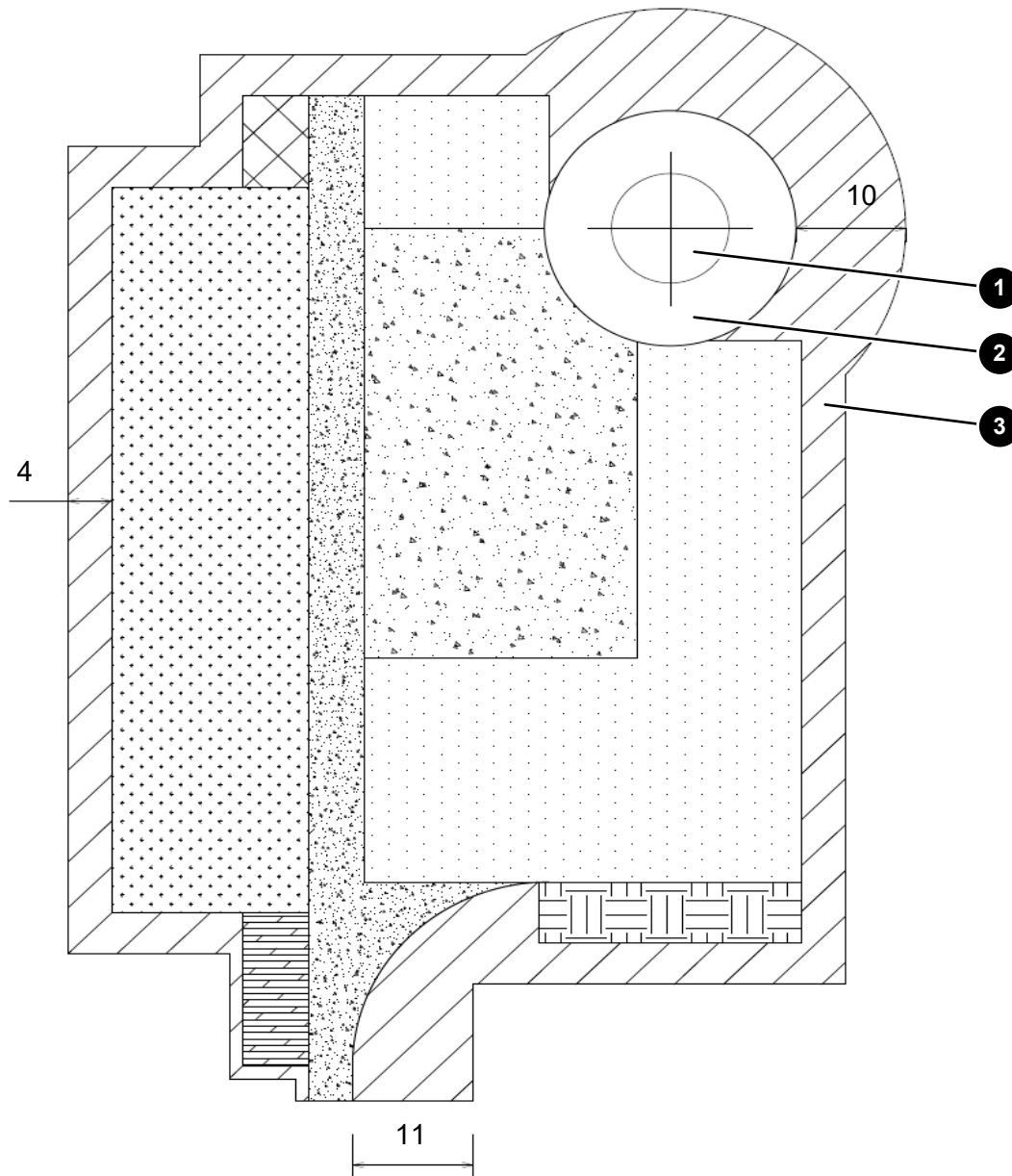
Parameter	Anforderung
Form: Kreis	Absprache mit dem ENERCON GPM
Oberflächenebenheit	≤1 %
Mindestbelastbarkeit	Absprache mit dem ENERCON GPM
Verformungsmodul untere Trag-schicht	$D_{Pr} \geq 100 \% / E_{V2}/E_{V1} \leq 2,3/$

Folgende Prüfungen sind durchzuführen und zu protokollieren:

- Verdichtung (statische Lastplattendruckversuche, Rammsondierung)
- Abstände zu Gräben, Vertiefungen und Gewässern
- Abstände zu Kabeltrassen und Freileitungen
- Gefälle der Oberflächen zur Entwässerung



### 6.1.2 WEA-Standorte in Waldgebieten



**Abb. 8: Arbeitsbereich am WEA-Standort in Waldgebieten, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)**

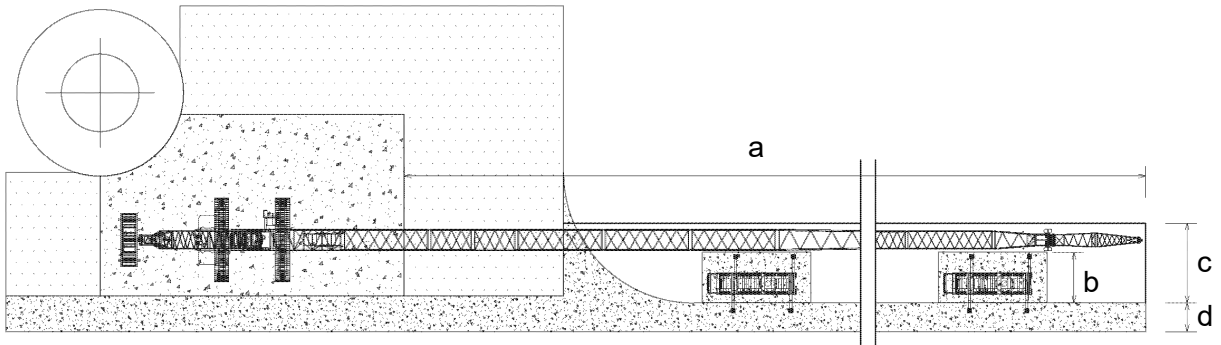
1	Fundament	2	Turm
3	Rodungszone		

Bei der Errichtung von WEA in Waldgebieten wird rings um den Arbeitsbereich am WEA-Standort und um das Fundament eine Fläche freigehalten bzw. gerodet. Während der Bauarbeiten darf kein Erdaushub in der Rodungszone gelagert werden. Die Rodungszone kann zum Teil nach der Errichtung der WEA wieder aufgeforstet werden.

Um die Rotorblätter während des Hubvorgangs zu führen, werden sie mittels Seilen und Winden abgespannt und in Position gebracht. Die Fixierung der Winden erfolgt am Boden in einem Mindestabstand von

1x Turmhöhe in Metern zur Rotorblattspitze. Abhängig von der lokalen Beforstungsdichte können zusätzliche Rodungsschneisen zur Abspannung nötig sein. Dies wird mit dem ENERCON GPM abgestimmt.

## 6.2 Kranauslegermontagefläche



**Abb. 9: Kranauslegermontagefläche**

a	153 m	Länge Kranauslegermontagefläche ab Kranstellfläche	b	10 m	Breite Hilfskranstellfläche
c	15 m	Gesamtbreite Kranauslegermontagefläche	d	4 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn

Der Gittermastausleger des Hauptkrans wird aus Einzelkomponenten auf einer Länge von bis zu 153 m montiert. Auch während der Aufbauarbeiten muss gewährleistet sein, dass bei steigenden Windgeschwindigkeiten der Gittermast des Großkrans abgelegt werden kann. Dies setzt eine lichte Schneise in Länge des Gittermastauslegers voraus. Gittermastausleger können nur bis zu einer bestimmten Steigung bzw. einem bestimmten Gefälle montiert werden. Bei Höhenunterschieden auf der Kranauslegermontagefläche wird Rücksprache mit dem ENERCON GPM gehalten. Dies gilt insbesondere bei Gefälle vom Grundgerät zur Gittermastspitze.

### Hilfskranstellflächen

Der Gittermastausleger des Großkrans wird mit Unterstützung eines Hilfskrans montiert und aufgerichtet. Der Hilfskran wird seitlich des Gittermastauslegers positioniert. Um die Einzelteile des Auslegers nacheinander montieren zu können, ist für den Hilfskran eine befestigte Straße erforderlich. Ist die Zuwegung zur Kranstellfläche gradlinig, lang genug und die örtlichen Gegebenheiten machen die Gittermastmontage möglich, wird sie dafür genutzt. Trifft dies nicht zu, wird eine provisorische Behelfsstraße errichtet. Zur Abstützung und Lastverteilung des Hilfskrans werden in bestimmten Abständen ca. 10 m breit Hilfskranstellflächen unmittelbar neben die Zuwegung bzw. die Behelfsstraße gebaut. Anzahl und Lage der Hilfskranstellflächen werden mit dem ENERCON GPM und dem Krandienstleister abgestimmt.

Tab. 7: Anforderungen an die Kranauslegermontagefläche

Parameter	Anforderung
Tragfähigkeit der Zuwegung bzw. Behelfsstraße	12 t Achslast
Flächenpressung der Hilfskranstellflächen	min. 135 kN/m <sup>2</sup>



Der Bau einer temporären und provisorischen Behelfsstraße zur Gittermastmontage kann eine behördliche Genehmigung voraussetzen. Dies muss vom **Betreiber** vorab geprüft werden.

### 6.3 Zentrale Anlaufstelle

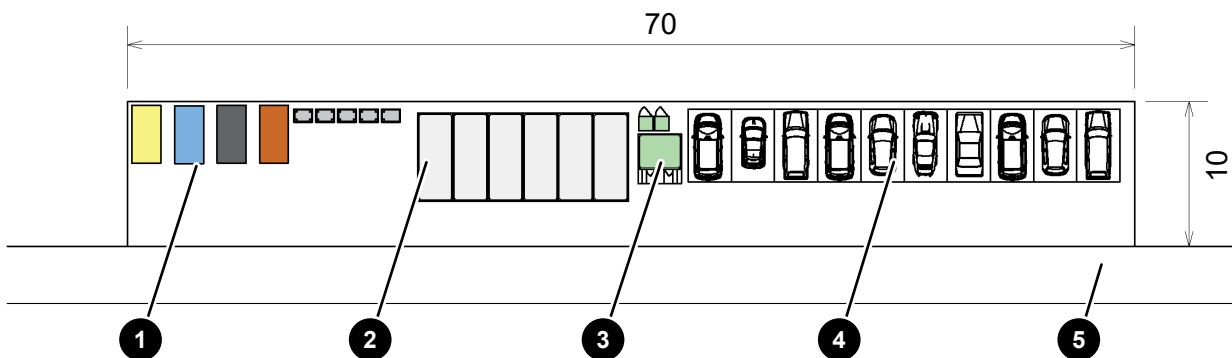


Abb. 10: Zentrale Anlaufstelle (alle Maßangaben in Meter)

1 Müllsammelbehälter	2 Baustellencontainer
3 Sanitäreinrichtungen	4 PKW-Parkplätze
5 Zuwegung	

In jedem Windpark wird zentrale Infrastruktur benötigt. Zur zentralen Infrastruktur zählen unter anderem das Containerbüro des ENERCON CM, PKW-Parkplätze, Müllsammelbehälter und Sanitäreinrichtungen. Dafür kann eine eigene Fläche als zentrale Anlaufstelle geschaffen werden oder es werden bestehende Flächen genutzt oder erweitert, z. B. die Logistikfläche. Die Containerbüros und die Müllsammelbehälter müssen nicht auf derselben Fläche stehen. Die Müllsammelbehälter müssen zum Be- und Entladen von LKW erreichbar sein.

Die Fläche der zentralen Anlaufstelle ist geschottert oder mit Stahl- oder Verbundplatten ausgelegt. Die Tragfähigkeit der Fläche wird für Fahrzeuge mit einer Achslast  $\leq 12$  t dimensioniert.

Die Baustellenausstattung, die Lage im Windpark sowie Abmessungen und Abstände auf der Fläche werden projektspezifisch mit dem ENERCON GPM abgestimmt. Gegebenenfalls sind lokale Gegebenheiten und länderspezifische Regularien zu berücksichtigen.

# Technische Beschreibung

**ENERCON Aufstiegshilfe**

**EL1 V2.0**

**SAP 655207, SAP 667721**

**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, Simon-Hermann Wobben  
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

<b>Dokument-ID</b>	D0161003-3		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2017-10-09	de	DA	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

1	Produktansicht.....	4
2	Allgemeines.....	6
3	Daten.....	7

## 1 Produktansicht

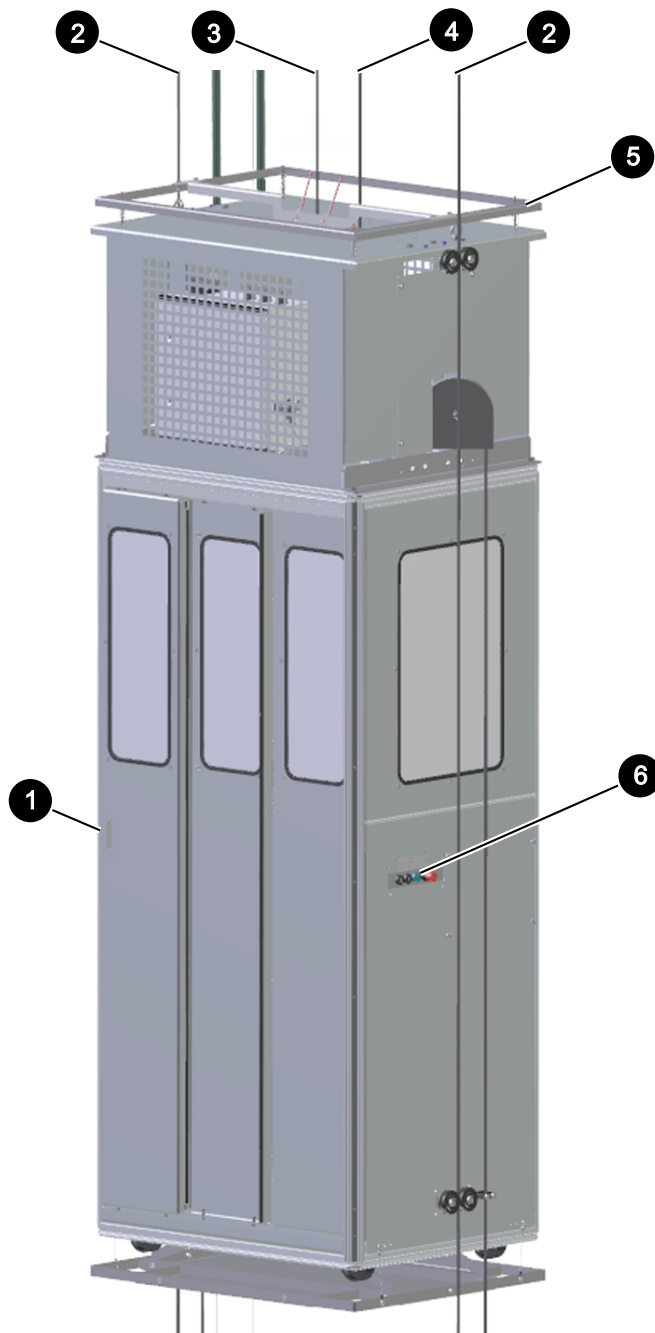


Abb. 1: Fahrkorb (außen)

1 Fahrkorbtür	2 Führungsseile
3 Fahrseil	4 Sicherheitsseil
5 Dachtaster	6 Bedieneinheit (außen)

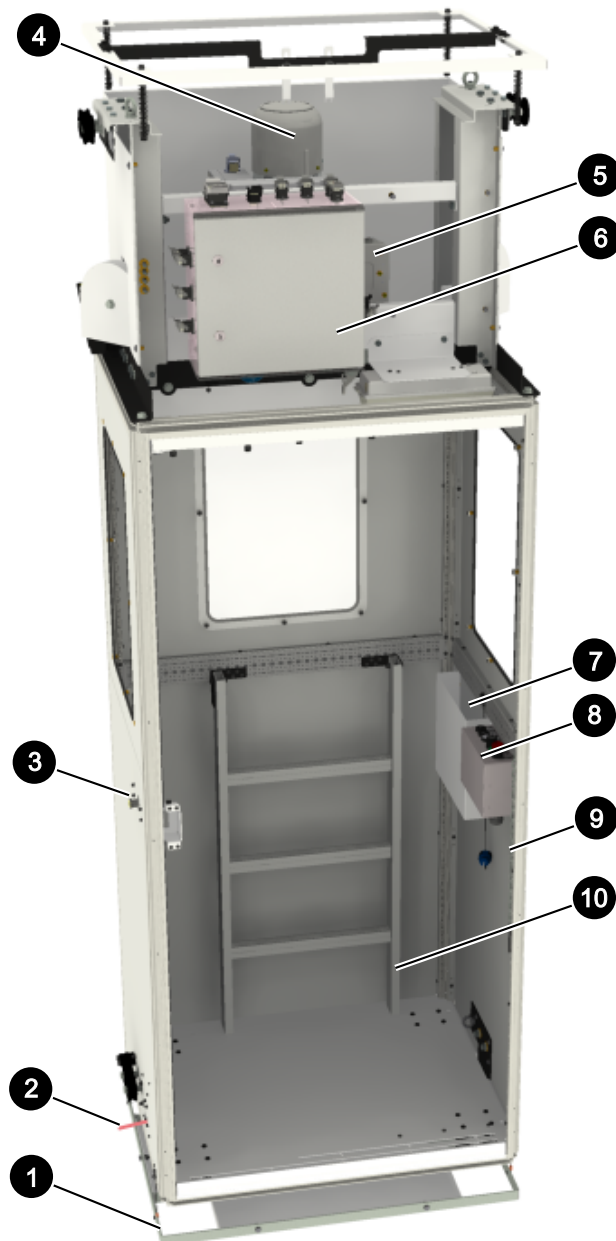


Abb. 2: Fahrkorb (innen)

1	Korbbodentaster	2	Außentaster
3	Türsicherheitsschalter	4	Winde
5	Fangvorrichtung	6	Steuerschrank
7	Dokumententasche	8	Bedieneinheit (innen)
9	Euroschlüssel mit Kette	10	Tritthilfe



## 2 Allgemeines

Die Aufstiegshilfe ist ein geschlossenes, seilgeführtes System zur Personen- und Materialbeförderung. Die Aufstiegshilfe besteht im Wesentlichen aus Aufhängung, Fahrkorb, Seilführungen und Not-Bedienstelle. Der Fahrkorb ist eine geschlossene Kabine, die sich mit Hilfe einer Winde an einem gespannten Drahtseil auf- und abwärts bewegt.

Eine Fangvorrichtung sichert den Fahrkorb an einem zusätzlichen Sicherheitsseil.

Die Drahtseile sind oben an einer Traverse befestigt und werden mit Hilfe von Spannvorrichtungen gespannt. Die beiden Führungsseile, die sich an den Seiten des Fahrkorbs befinden, verhindern eine Dreh- und Pendelbewegung des Fahrkorbs.

Die Auf- und Abwärtsfahrten werden vom Fahrkorb aus gesteuert. Im Notfall ist die Aufstiegshilfe über die Not-Bedienstelle im Turmfuß bedienbar. Eine Überlastung der Winde wird durch eine Überlastabschaltung verhindert.

### 3 Daten

**Tab. 1: Maße und Gewichte**

Angabe	Wert	Einheit
Zulässige Nutzlast	240	kg
Gesamtgewicht (Fahrkorb)	250	kg
Gesamthöhe	2890	mm
Gesamtbreite	1080	mm
Gesamttiefe	800	mm

**Tab. 2: Energieversorgung**

Angabe	Wert	Einheit
Leistung	max. 4000	W
Spannung	400	V
Strom	max. 6,1	A
Schutzart	IP 54	
Frequenz	50	Hz
Anschluss (3~/N/PE)	5x 2,5	mm <sup>2</sup>

**Tab. 3: Umgebungsbedingungen**

Angabe	Wert	Einheit
Umgebungstemperatur	-20 bis +60	°C
Luftfeuchtigkeit	max. 75	%
Umgebung	sauber, trocken	
	Betrieb nur im Innenraum	
Atmosphäre	nicht explosionsfähig	

**Tab. 4: Drahtseil**

Angabe	Wert	Einheit
Seilnennendurchmesser	9	mm
Mindestbruchkraft	65,7	kN
Nutzlast	8	kN

Tab. 5: Winde Typ G-trac

Angabe	Wert	Einheit
Gewicht	53	kg
Tragfähigkeit	600	kg
Motorleistung	2,2	kW
Stromaufnahme	4,7	A
Emissionsschallpegel	70	dB(A)
Spannung	400	V
Höhe	608	mm
Breite	352	mm
Tiefe	305	mm
Frequenz	50	Hz

Tab. 6: Winde Typ X 622 P

Angabe	Wert	Einheit
Gewicht	51	kg
Tragfähigkeit	600	kg
Motorleistung	2,2	kW
Stromaufnahme	5,6	A
Emissionsschallpegel	70	dB(A)
Spannung	400	V
Höhe	539	mm
Breite	297	mm
Tiefe	330	mm
Frequenz	50	Hz

Tab. 7: Fangvorrichtung Typ G-lock

Angabe	Wert	Einheit
Gewicht	12	kg
Tragfähigkeit	600	kg
Seilnenngeschwindigkeit	≤18	m/min
Höhe	400	mm
Breite	155	mm
Tiefe	145	mm

**Tab. 8: Fangvorrichtung Typ BSO 520 E**

Angabe	Wert	Einheit
Gewicht	7	kg
Tragfähigkeit	600	kg
Seilnennengeschwindigkeit	≤18	m/min
Höhe	214	mm
Breite	121	mm
Tiefe	131	mm

**Tab. 9: Leuchte**

Angabe	Wert	Einheit
Spannung	230	V
Frequenz	50/60	Hz
Leuchtdauer im Akkubetrieb	ca. 3	h

**Tab. 10: Betriebsstoffe**

Anwendungsort	Art	Wassergefährdungsklasse	Menge
Fahr- und Sicherheitsseil mit Winde Typ G-trac und Fangvorrichtung Typ G-lock	Öl HHS 2000	1	ca. 100 ml
Winde Typ G-trac	Öl Renolin PG 68	1	600 ml