



**Anlage A – Unterlage 0**

**Technische Beschreibung E-138 EP3 E3**

# Technische Spezifikation

Zuwegung und Baustellenflächen

ENERCON Windenergieanlage

E-138 EP3 E3

160 m Hybridturm



**Herausgeber** ENERCON Global 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: [REDACTED]  
Zuständiges Amtsgericht: Aurich • Handelsregisternummer: HRB 202549  
Ust.Id.-Nr.: DE285537483

**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 Global GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

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

**Dokumentinformation**

Dokument-ID	D02283831/5.1-de		
Vermerk	Originaldokument		
Vertraulichkeit	NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-08-05	de	EC	ENERCON Global GmbH / Site Logistics & Processes

### Mitgeltende Dokumente

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

### Übergeordnete Normen und Richtlinien

Dokument-ID	Dokument
DIN 18134	Baugrund - Versuche und Versuchsgeräte - Plattendruckversuch
DIN 4017	Baugrund - Berechnung des Grundbruchwiderstands von Flachgründungen
DIN 4019:2015	Baugrund - Setzungsberechnungen

### Zugehörige Dokumente

Dokument-ID	Dokument
D02108591	Baustellenordnung
D02768819	Anforderungen Zusatzbelastung Fundamentanschüttung und Fundamentaflast für Servicetätigkeiten

Technische Änderungen vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Montage der WEA .....</b>	<b>8</b>
2.1	Anlieferung des Turms und der Anlagenkomponenten .....	8
2.2	Montage des Turms .....	8
2.3	Montage der Gondel .....	8
<b>3</b>	<b>Krantechnik .....</b>	<b>9</b>
3.1	Eingesetzte Krantechnik .....	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
4.3	Einsatz SPMT .....	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 .....	14
5.1.3	Lichtraumprofil .....	15
5.2	Aufbau der Zuwegung .....	16
5.2.1	Seitliches Gefälle: Scheitel und Überhöhung .....	17
5.2.2	Klassifizierung der Straßen .....	18
5.2.3	Anforderungen .....	19
5.2.4	Untergrund und Oberbau .....	19
5.2.4.1	Verdichtungs- und Tragfähigkeitsanforderungen .....	20
5.2.4.2	Untergrund und Erdreich .....	21
5.2.4.3	Tragschicht .....	21
5.2.4.4	Deckschicht .....	22
<b>6</b>	<b>Baustellenflächen und Fundament .....</b>	<b>23</b>
6.1	Arbeitsbereich am WEA-Standort .....	23
6.1.1	Generelles .....	23
6.1.2	Fundament .....	24
6.1.3	Baufläche .....	26
6.1.3.1	Material .....	27
6.1.3.2	Baugrund und Erdreich .....	27
6.1.3.3	Kranstellfläche .....	28
6.1.3.4	Montagefläche .....	29
6.1.3.5	Lagerfläche .....	30

6.1.3.6	Arbeitsebene (falls erforderlich) .....	31
6.1.4	Rodungs- und Sicherheitsbereich .....	32
<b>6.2</b>	<b>Kransauslegermontagefläche .....</b>	<b>33</b>
<b>6.3</b>	<b>Alternative Baufläche .....</b>	<b>34</b>
<b>7</b>	<b>Zentrale Anlaufstelle .....</b>	<b>36</b>
<b>8</b>	<b>Zugang für Servicefahrzeuge nach Inbetriebnahme .....</b>	<b>37</b>

## Abkürzungsverzeichnis

### Abkürzungen

<b>CM</b>	Construction Manager (Gesamtbauleiter)
<b>GOK</b>	Geländeoberkante
<b>GPM</b>	General Project Manager (Gesamtprojektleiter)
<b>GST</b>	Großraum- und Schwertransport
<b>SPMT</b>	Self-Propelled Modular Transporter (selbstangetriebene Transporter)
<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

Technische Änderungen vorbehalten.

# 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.

Abweichungen aus dieser Spezifikation können sich auf das Aufbau- und Logistikkonzept auswirken. Dies führt zu Mehrkosten, längeren Bauzeiten und ggf. Verzögerungen im Projektverlauf. Sollte es zu Abweichungen von den hier beschriebenen Standards kommen, sind diese mit dem ENERCON GPM abzustimmen. Für Standards aus dieser Spezifikation, die aus topografischen Gründen ggf. nicht umsetzbar sind, kann eine Alternativlösung von ENERCON angeboten werden. Diese ist über den ENERCON GPM zu beauftragen. Die daraus entstehenden Mehrkosten gehen zu Lasten des Auftraggebers.

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

- E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01

Diese Spezifikation beschreibt die Anforderungen an Zuwegung und Baustellenflächen für die Windparkinfrastruktur. Neben diesen Informationen müssen auch die folgenden Dokumente in die Planung einbezogen werden.

- Fundamentdatenblatt der zutreffenden Gründungsvariante des Turmtyps
- Technische Beschreibung des Turmtyps
- Datenblätter zu Gewichten und Abmessungen des Turmtyps, der Gondel und der Rotorblätter
- D02108591 „Baustellenordnung“
- D02768819 „Anforderungen Zusatzbelastung Fundamentanschüttung und Fundamentauflast für Servicetätigkeiten“

Technische Änderungen vorbehalten.

## 2 Montage der WEA

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

### 2.1 Anlieferung des Turms und der Anlagenkomponenten

Die Anlieferung erfolgt abhängig vom Aufbaukonzept auf die dafür vorgesehene Baustellenfläche. Der Turm und die Anlagenkomponenten werden vorab geliefert. Die Lagerung erfolgt nach einem festgelegten Stauplan. Die benötigten Flächen sind exakt nach dieser Spezifikation zu dimensionieren und zu errichten.

### 2.2 Montage des Turms

Abhängig von Turmtyp und Aufbaukonzept kann die Montage auf verschiedene Arten erfolgen. Je nach Turmtyp kann ggf. eine Vormontage nötig sein, die in einem separaten Gewerk direkt auf der vorgesehenen Stellfläche durchgeführt wird. Die vormontierten Sektionen werden auf der Baufläche zwischengelagert oder direkt nach der Vormontage montiert. Die Turmmontage erfolgt je nach Aufbaukonzept und Turm mit geeigneter Krantechnik.

### 2.3 Montage der Gondel

Die Gondelkomponenten werden direkt zu den vorgesehenen Stellflächen (z. B. Montagefläche) geliefert. Nach Abschluss der Vormontage wird die vormontierte Gondel mit der vorgesehenen 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 max. zulässige Bodenpressung unterhalb der Kranketten bzw. Kranpratzen wird mit Lastverteilungsplatten begrenzt und ist durch geotechnische Berechnungen nachzuweisen. Beim Einsatz von Raupenkrantechnik ist es u. a. möglich, eingerüstet von Standort zu Standort zu fahren. Dazu müssen vorab auf der Krantrasse die Tragfähigkeit des Bodens und das Lichtraumprofil 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 und benötigt ausreichend Platz zur Gittermastmontage. Das Grundgerät und die einzelnen Kranteile (z. B. Gittermaststücke, Ballast, Anbauteile) werden in der benötigten Anzahl von LKW-Transporten in den Windpark geliefert. Die Anzahl der LKW-Transporte ist abhängig von Krantyp und Mastlänge. Der Aufbau des Krans mit Gittermast erfolgt in folgenden Einzelschritten:

- Anlieferung des Grundgeräts inklusive Hilfskrane
- Ausrichtung des Grundgeräts auf der Kranstellfläche
- Positionierung Superlift-Ballast
- Gittermastmontage

Für die Gittermastmontage wird die vorhandene Zuwegung zur Kranstellfläche genutzt. Ist diese nicht nutzbar, ist eine temporäre Behelfsstraße erforderlich. Die technischen Rahmenbedingungen zur Kran- und Auslegermontage werden in diesem Dokument erläutert.

Technische Änderungen vorbehalten.



## 4 Transport und Logistik

### 4.1 Generelles

Für den Aufbau einer WEA wird eine große Anzahl an Schwertransporten benötigt. Diese Schwertransporte werden für die Anlieferung der Turm- und Anlagenkomponenten, der Krantechnik, für Baugrundverbesserungsmaßnahmen und für den Fundamentbau nötig. Diese zum Teil genehmigungspflichtigen Schwertransporte unterliegen länderspezifischen und behördlichen Regelungen. Die daraus resultierenden max. Transportgewichte und Achslasten sind zu berücksichtigen.

### 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 Auftraggeber. Vertraglich vereinbarte Termine müssen ggf. vom Auftragnehmer angepasst werden.

### 4.3 Einsatz SPMT

Kommt ein SPMT zum Einsatz, kann es je nach Komponente und Anlagenplattform in folgenden Bereichen zu Änderungen kommen:

- Fahrbahnbreite
- Lichtraumprofil
- Kurvenradien und Überschwenkbereiche
- Seitliches Gefälle auf Geraden und in Kurven

Diese Punkte müssen dann mit ENERCON und dem Transportdienstleister abgestimmt werden.

## 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 Service und den Rückbau der WEA benötigt. Das Zuwegungs- und Baustellenflächenkonzept sowie die Bauausführung werden entsprechend dieser Spezifikation ausgelegt.

### 5.1 Trassierung

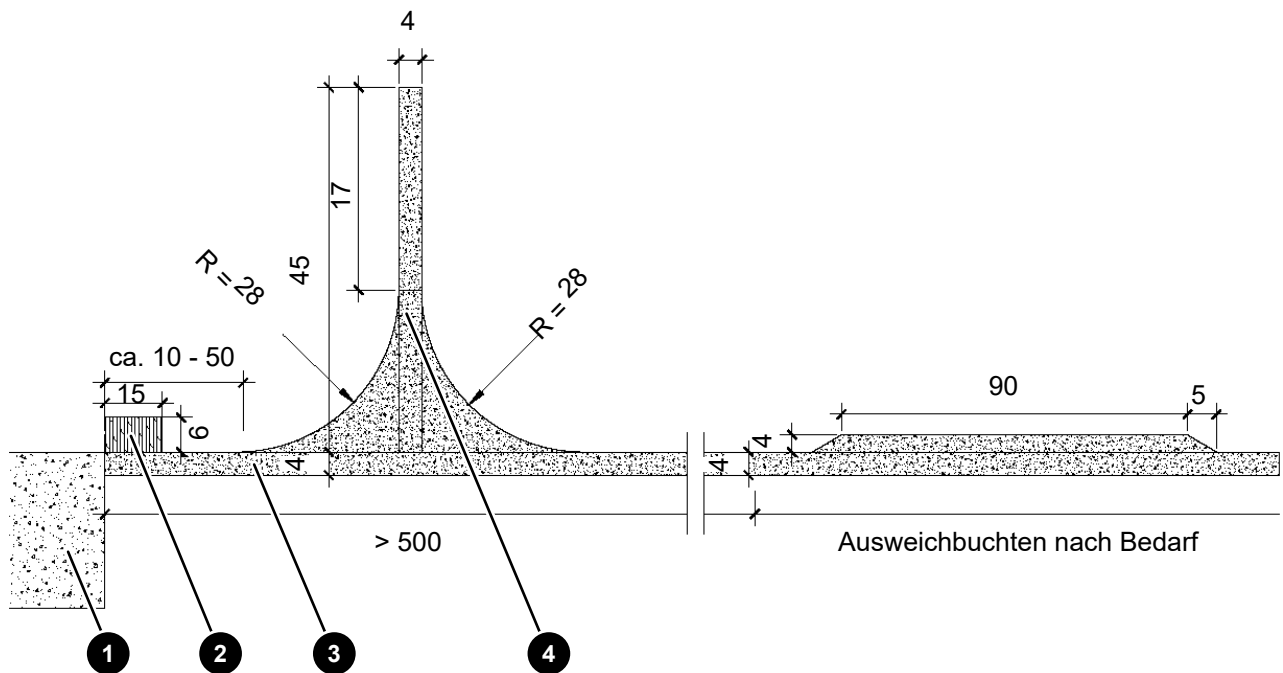


Abb. 1: Trassierungselemente (alle Maßangaben in Meter)

1	Kranstellfläche	2	Parkfläche
3	Zuwegung	4	Wendefläche

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

#### Trassierungselemente

Größtenteils werden zur Komponentenlieferung Transportkombinationen mit Überbreite und hohem Gesamtgewicht eingesetzt. Aufgrund des enormen Transportaufwands und der Transportkosten wird die Trassierung der windparkinternen Zuwegungen kurz und geradlinig geplant. Die Streckenführung wird so gewählt, dass ein Rückwärtsfahren von Schwertransporten im beladenen Zustand vermieden wird. Befinden sich WEA-Standorte in einer Sackgassenlage, deren Zuwegung eine Länge von 500 m überschreitet, werden diese mit einer Wendefläche für Leertransporte versehen. Die Wendefläche hat eine Länge von min. 45 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, um fließenden Verkehr und freie Rettungswege zu gewährleisten.

**Windparkeinfahrt** Bei Windparkeinfahrten von öffentlichen Straßen ist es empfehlenswert, die ersten 50 m der Einfahrt zu asphaltieren. Somit wird eine Reifenselbstreinigung des Baustellenverkehrs ermöglicht. Je nach Anzahl der Zufahrten zum Windpark und der Anzahl der in den Park einfahrenden LKW können auch andere Optionen, wie Radwaschanlagen, geprüft werden. Die Notwendigkeit ist abhängig von den örtlichen Gegebenheiten in Absprache mit dem ENERCON GPM zu prüfen. Behördliche Vorgaben müssen beachtet werden.

**Parkplätze für Langtransporte** Im Windpark oder in unmittelbarer Nähe müssen eine oder mehrere Flächen ausgewiesen werden, auf denen min. 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

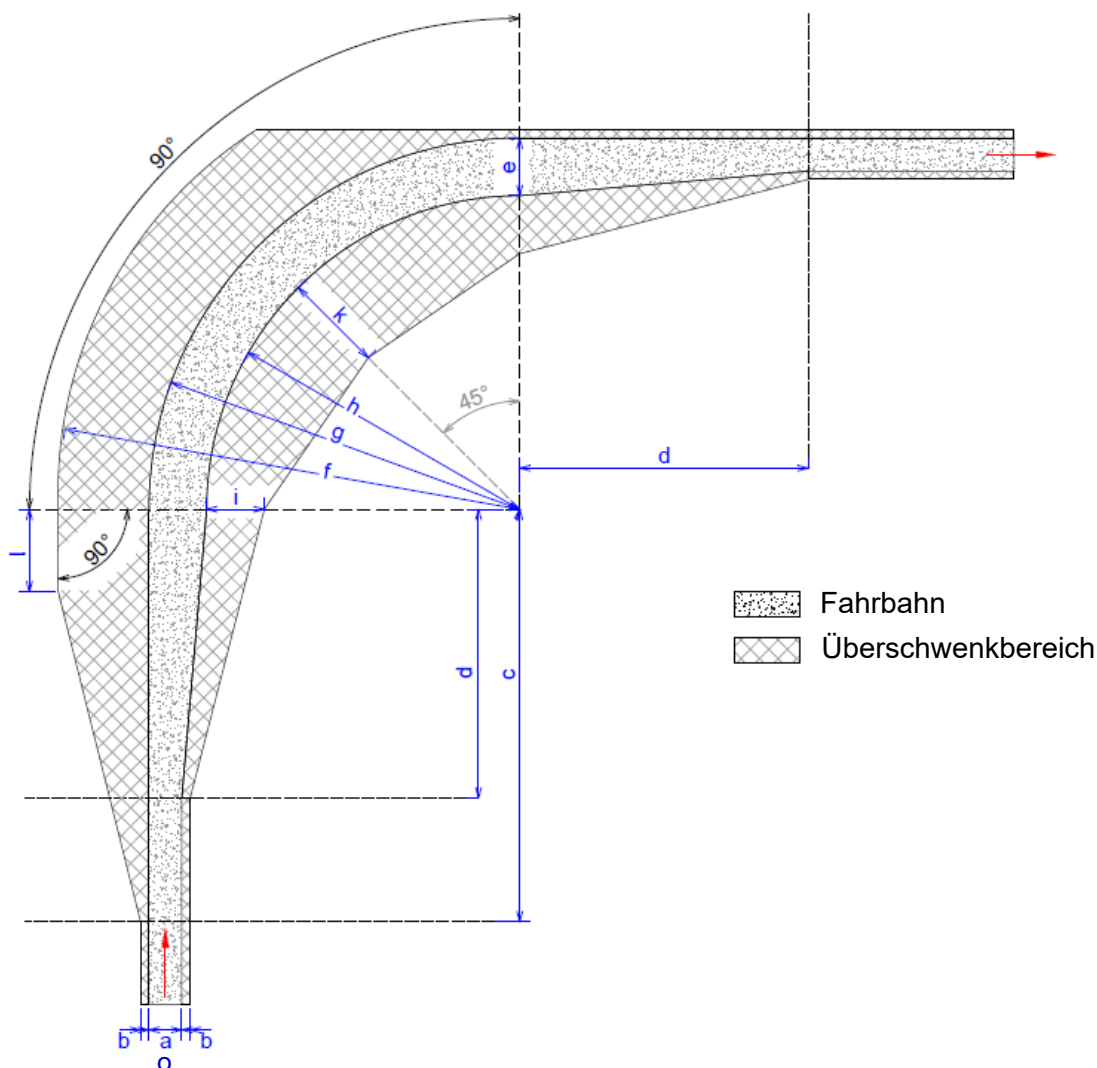


Abb. 2: 90-Grad-Kurve (Konstruktionsschema)

	90- Grad- Kurve	60- Grad- Kurve			90- Grad- Kurve	60- Grad- Kurve	
a	4 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn auf Geraden	b	1 m		Seitlicher Überschwenkbe- reich inkl. Sicherheitsab- stand
c	50 m		Start Kurveneinfahrt äu- ßerer Überschwenkbe- reich	d	40 m		Start Kurveneinfahrt inner- er Überschwenkbereich
e	7 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn in Kurven	f	53 m	52 m	Außenradius äußerer Überschwenkbereich
g	45 m	45 m	Kurvenaußenradius	h	38 m	38 m	Kurveninnenradius
i	8 m	7 m	Maß 1 innerer Über- schwenkbereich	k	14 m	10 m	Maß 2 innerer Über- schwenkbereich
l	5 m	5 m	Maß 3 äußerer Über- schwenkbereich	o	4 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn auf Geraden bei Einsatz von SPMT

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

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

### Überschwenkbereiche

Transportkombinationen mit Tiefbett und/oder ausschwenkender Ladung müssen Kurven problemlos durchfahren können. Dazu müssen Hindernisse in den Überschwenkbereichen entfernt werden, wenn diese Hindernisse eine bestimmte Höhe überschreiten.

- Hindernisse im inneren Überschwenkbereich dürfen max. 0,15 m über das Niveau der Fahrbahn ragen.
- Hindernisse im äußeren Überschwenkbereich dürfen max. 1,25 m über das Niveau der Fahrbahn ragen.

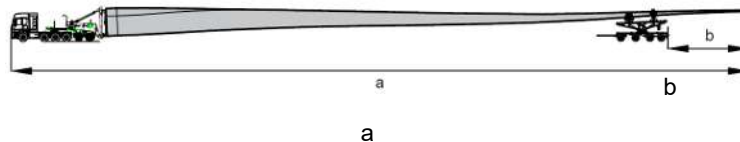


Abb. 3: Blatttransport Überhang

a	78 m	b	5 - 10 m
---	------	---	----------

### 5.1.2 Kuppen, Wannen und Steigungen

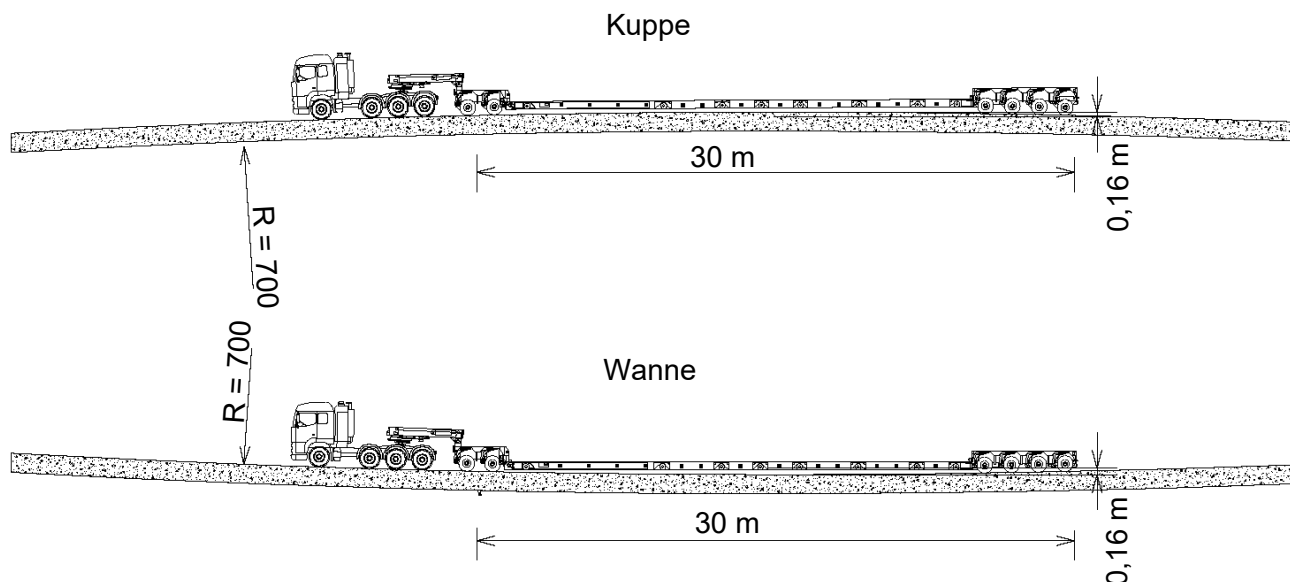


Abb. 4: Kuppe und Wanne, R = 700 m

Für die Komponentenanlieferung werden Fahrzeuge mit einer Gesamtlänge von bis zu 78 m eingesetzt. Für diese überlangen Transportkombinationen dürfen die Zuwegungen einen Kuppen- und Wannenhalbmesser 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.

### 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 Deckschicht (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, die vom Auftraggeber zu tragen sind.

In Kurven mit Steigungen  $> 7$  % muss die Fahrbahnbreite an die Gegebenheiten vor Ort angepasst werden. Dies ist bei der Planung zu berücksichtigen und muss durch ENERCON geprüft und freigegeben werden.

Bei der Planung der Zuwegung im Bereich Kurven und Kreuzungen mit Steigungen und Gefälle ist darauf zu achten, dass die Torsion zwischen Zugfahrzeug und Auflieger bzw. Nachläufer  $\leq 5$  % liegt.

**Tab. 1: Anforderungen an das Längsprofil der Zuwegung**

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

### 5.1.3 Lichtraumprofil

Für die GST muss ein bestimmtes Lichtraumprofil oberhalb der Zuwegung vorhanden sein. Mit der Einhaltung dieses Lichtraumprofils wird die ungehinderte Durchfahrt aller Transporte auf der Zuwegung sichergestellt. Dieser Bereich muss während der Baumaßnahmen frei von Hindernissen aller Art gehalten werden (z. B. von Bauwerken, Versorgungsleitungen, Masten, Bäumen und Ästen).

Das Lichtraumprofil kann je nach Land, Fahrzeugtechnik oder Anlieferungskonzept variieren. Sollte das vorgegebene Lichtraumprofil nicht umsetzbar sein, ist Rücksprache mit dem ENERCON GPM über eine Alternativlösung zu halten.



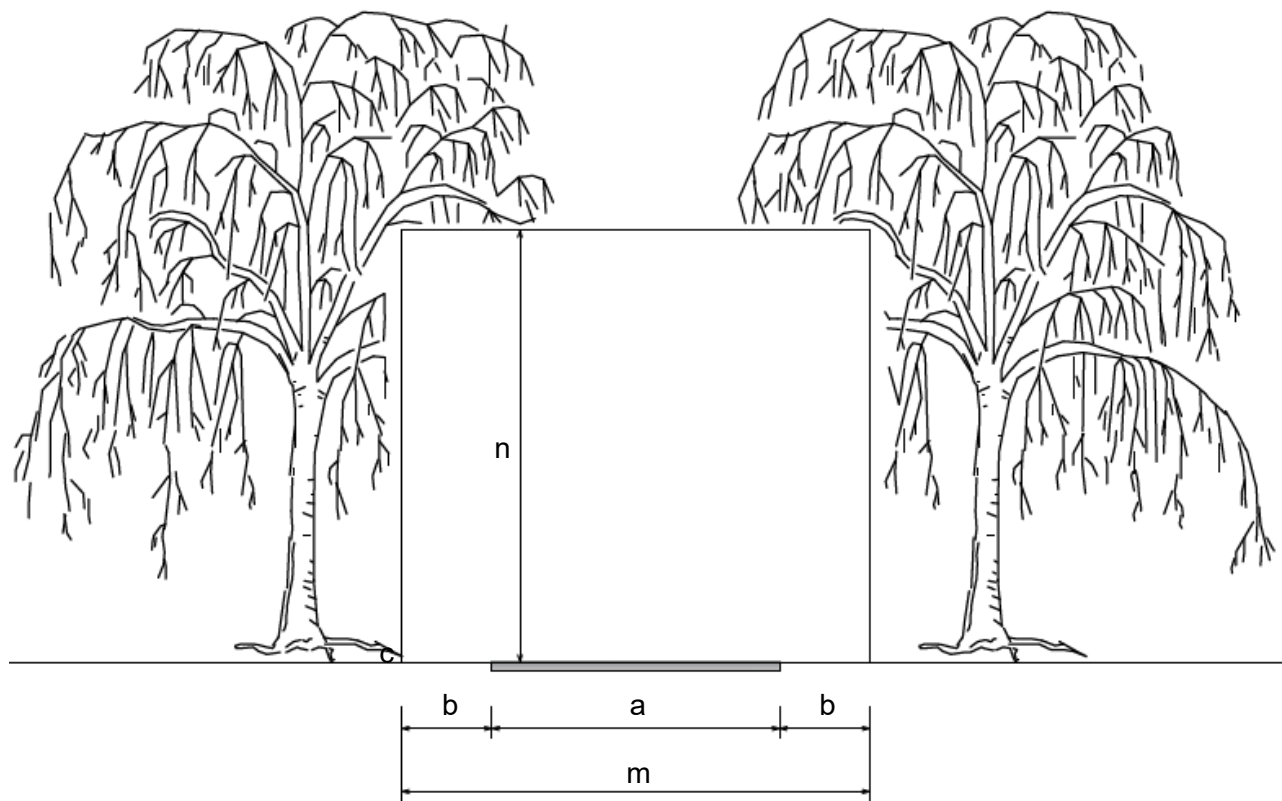


Abb. 5: Lichtraumprofil

a	4 m	Befahrbare Breite der Fahr- bahn auf Geraden	b	1 m	Seitlicher Überschwenkbereich inkl. Sicherheitsabstand
m	6 m	Lichte Durchfahrtsbreite	n	4,6 - 6 m	Lichte Durchfahrtshöhe

## 5.2 Aufbau der Zuwegung

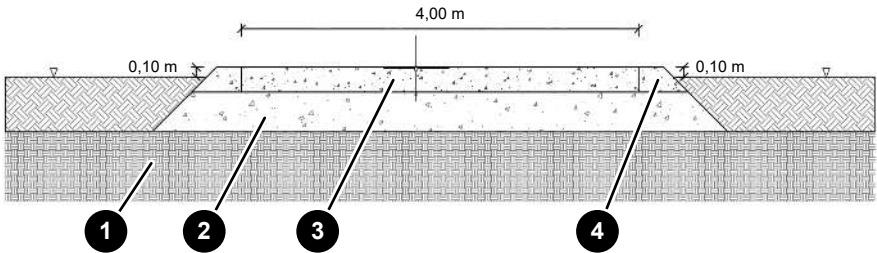


Abb. 6: Schematischer Aufbau der Zuwegung

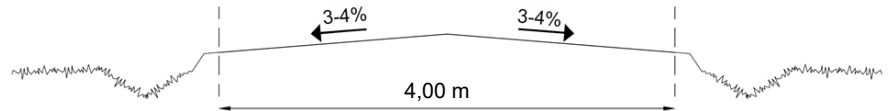
1	Tragfähiger Untergrund	2	Tragschicht
3	Deckschicht	4	Seitenbereich (Bankett)

Die Deckschicht wird mit einer Querneigung oder einem Dachprofil profiliert. Somit ist eine Entwässerung zur Seite sichergestellt. Eine befahrbare Breite von 4 m ist sicherzustellen. Der Seitenbereich (Bankett) ist abhängig vom Baugrund und Lastabtragungswinkel der Tragschicht zu konstruieren.

Technische Änderungen vorbehalten.

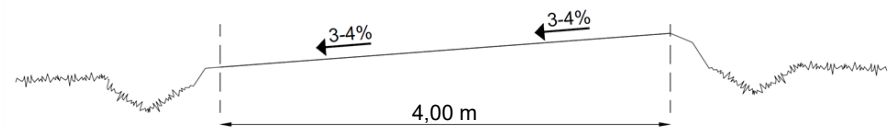
Der tatsächliche konstruktive Aufbau wird anhand der vorherrschenden Bodenverhältnisse vom Straßenplaner bemessen und festgelegt und vor der Ausführung mit dem ENERCON GPM abgestimmt. Dabei ist eine befahrbare Breite der Zuwegung von 4 m sicherzustellen. Um den Lastabtrag zu gewährleisten, kann es zu einem verbreiterten Ausbau kommen.

### 5.2.1 Seitliches Gefälle: Scheitel und Überhöhung



**Abb. 7: Dachprofil**

Die Zuwegung muss generell mit einer Überhöhung (Dachprofil) und einer Neigung von 3 bis 4 % gestaltet werden. Diese Querneigung der Straße sorgt dafür, dass Regenwasser von der Straßenoberfläche abfließt und verhindert so Erosion, Schlaglochbildung und Spurrillen. Ist die Oberfläche der Straße gepflastert (Beton oder Asphalt), ist ein Quergefälle von 2 % ausreichend, um eine Entwässerung zu gewährleisten.

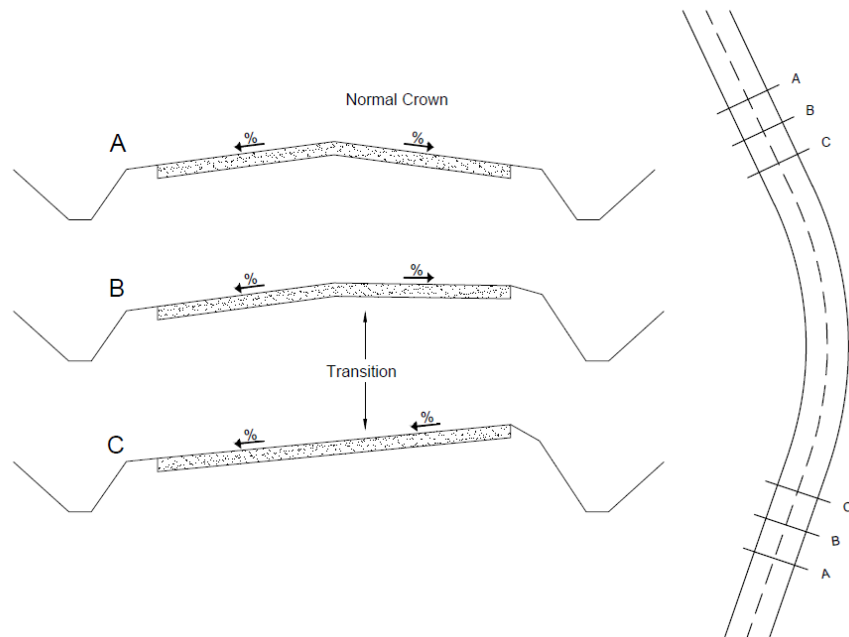


**Abb. 8: Seitliches Gefälle**

Sollte ein Dachprofil aus topographischen Gründen nicht umsetzbar sein, kann das seitliche Gefälle über die gesamte Breite mit max. 3 bis 4 % gebaut werden. In diesem Fall den Abschnitt zu Übergängen bei seitlichem Gefälle beachten.

Technische Änderungen vorbehalten.





**Abb. 9: Übergang seitliches Gefälle**

Beim Übergang von einem Dachprofil zu einem seitlichen Gefälle muss der normale Scheitelquerschnitt herausgenommen werden und in einen überhöhten Querschnitt übergehen. Dadurch kann die Oberfläche von der Überhöhung (höchster Punkt des Querschnitts an der Außenseite der Kurve) zur Kuppe (höchster Punkt des Querschnitts auf der Straßenachse) übergehen. Bei Doppelkurven darf das seitliche Gefälle max. 2,5 % betragen. Die Torsion zwischen Zugfahrzeug und Auflieger bzw. Nachläufer darf 5 % nicht überschreiten. Sollte dies nicht umsetzbar sein, muss min. eine Fahrzeuglänge des längsten Fahrzeugs zwischen den Kurven geplant werden.

## 5.2.2 Klassifizierung der Straßen

Innerhalb des Windparks werden 3 Straßentypen nach dem Ausgangszustand der Straße und den für den Bau erforderlichen Arbeiten unterschieden. Alle 3 Straßentypen müssen die Anforderungen an Form, Festigkeit und Tragfähigkeit aus diesem Dokument erfüllen.

### Bestehende Straßen in gutem Zustand

Bereits gebaute Straßen innerhalb des Windparks mit guten Oberflächen- und Querschnittbedingungen (ausreichende Tragfähigkeit, Seitenneigung und Rauheit) und einer befahrbaren Breite von min. 4 m. Bei Erfüllung dieser Parameter sind für diese Straßen keine zusätzlichen Arbeiten erforderlich. Die gängigen Erhaltungsarbeiten für das Straßennetz nach Beginn der Installationsphase sind obligatorisch.

### Bestehende auszubauende Straßen

Bereits gebaute Straßen innerhalb des Windparks, die die Anforderungen an die Oberfläche, den Querschnitt oder die befahrbare Breite nicht erfüllen. Für diese Straßen sind zusätzliche Arbeiten zur Verbesserung der Straßenbedingungen erforderlich. Durch die Nutzung der vorhandenen Straßenplattform wird der Umfang der auszuführenden Arbeiten deutlich reduziert.

- Neue Straßen** Neu zu bauende Straßen auf natürlichem Grund. Bei diesen Straßen müssen sämtliche Bauarbeiten durchgeführt werden:
- Rodung
  - Planierung
  - Abtragen des Mutterbodens
  - Erdarbeiten
  - Angleichung der Schichten
  - usw.

### 5.2.3 Anforderungen

- Baugrunduntersuchung** Die bauliche Gestaltung der Zufahrtsstraße hängt von der Beschaffenheit des Untergrunds und der zu erwartenden Verkehrsbelastung ab. Der Baugrund muss durch Baugrundaufschlussbohrungen und Sondierungen ausreichend untersucht werden. Die Anzahl und die Tiefe der Sondierungen müssen vom geotechnischen Sachverständigen in Abhängigkeit von der Untergrundstruktur festgelegt werden. Der zu erwartende Schwerlastverkehr muss für jeden relevanten Straßenabschnitt abgeschätzt werden. Bei dieser Schätzung sind die Schwerverkehrsbelastungen pro WEA zu berücksichtigen, die durch den Bau der Straße und der befestigten Flächen, die Anlieferung der WEA-Komponenten und die Montage der WEA entstehen. Zudem muss auch die Anzahl der auf dem jeweiligen Straßenabschnitt betriebenen WEA berücksichtigt werden. Auf der Grundlage der Baugrunduntersuchungsergebnisse und der Verkehrsprognose wird die bauliche Gestaltung der Zufahrtsstraße festgelegt.

- Gebrauchstauglichkeit** Die Zufahrtswege werden unter Berücksichtigung der zu erwartenden Verkehrsbelastungen mit ausreichender Tragfähigkeit angelegt, so dass sie während der gesamten Nutzungsdauer einsetzbar bleiben. Auch bei starken Regenfällen müssen die Gebrauchstauglichkeit und Tragfähigkeit gewährleistet sein. Es ist darauf zu achten, dass die Deckschicht dauerhaft frei von Schlaglöchern bleibt. Die max. Spurrillentiefe ist auf 7,5 cm begrenzt. Die Gestaltung der Baustellenbereiche muss auch eine Entwässerung der Zufahrtswege vorsehen. Bei Schneefall und Vereisung muss der Betreiber/Auftraggeber durch den Einsatz von Streu- und Schneeräumdiensten für sichere Arbeits- und Fahrbedingungen sorgen. Die Ausführungsplanung sowie alle Vorgaben zur Prüfung, zu Untersuchungen, Auswertungen und Nachweisen sind dem ENERCON GPM unaufgefordert zur Prüfung vorzulegen.

### 5.2.4 Untergrund und Oberbau

Um einen sicheren, funktionalen und kostengünstigen Verkehr während der Bauphase zu gewährleisten, müssen die folgenden geometrischen Anforderungen an den Straßenbau erfüllt werden.

Technische Änderungen vorbehalten.

Freigabe: 2024-08-26 08:51

Tab. 2: Mindestanforderungen an die Zuwegung

Parameter	Anforderung
Befahrbare Breite der Zuwegung	4 m
Max. zulässige Spurrillentiefe	7,5 cm
Max. Seitenneigung der Zuwegung auf geraden Strecken und in Kurven	3 – 4 %
Höhe der Straßenoberfläche über dem natürlichen Boden	10 cm

#### 5.2.4.1 Verdichtungs- und Tragfähigkeitsanforderungen

Um einen sicheren, funktionsfähigen und kostengünstigen Transport während der Bauphase zu gewährleisten, müssen folgende Anforderungen an die Tragfähigkeit der Straße erfüllt werden.

Tab. 3: Mindestanforderungen an die Zuwegung

Parameter	Anforderung
Max. Achslast	12 t
Max. Gesamtgewicht der Transportkombination	160 t
Deckschicht Verformungsmodul	$E_{V2} \geq 100 \text{ MN/m}^2$
Deckschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Tragschicht Verformungsmodul (falls erforderlich)	$E_{V2} \geq 80 \text{ MN/m}^2$
Tragschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Verhältnis $E_{V2}/E_{V1}$	$\leq 2,3$

Die Baufirma muss die vorgegebenen Verformungsmodul für jede eingebaute Schicht prüfen und dokumentieren. Werden die vorgegebenen Werte nicht erreicht, sind Verbesserungsmaßnahmen zu ergreifen. Ein statischer Plattendruckversuch an jeder eingebauten Schicht wird generell empfohlen.

Die geforderten Werte des zweiten Verformungsmoduls ( $E_{V2}$ ) und des Verhältnisses  $E_{V2}/E_{V1}$  entsprechen den nach der deutschen Norm DIN 18134 durchgeführten Plattendruckversuchen. In diesem Dokument sind verschiedene Aspekte der zu erfüllenden Prüfung zusammengefasst, wie z. B. Plattendurchmesser, max. Druck, Belastungsstufen,  $E_V$ -Berechnungsformel usw. Plattenbelastungsprüfungen, die nach verschiedenen Normen durchgeführt wurden, sind nicht direkt vergleichbar.

Je nach geotechnischem Gutachten muss auf der Zufahrtsstraße alle 200 bis 500 m ein statischer Plattendruckversuch durchgeführt werden. Statische Plattendruckversuche müssen auch an Übergängen von bestehenden Straßen zu Baustraßen, an Kreuzungen und Einmündungen durchgeführt werden.

Für bestehende Straßen in gutem Zustand wird empfohlen, die Tragfähigkeit der Straße durch Plattendruckversuche zu prüfen, wobei dieselben Anforderungen wie für die anderen Straßentypen gelten.

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 (z. B. bei langen Verkehrswegen oder schlechtem Baugrund), die Zuwegung nicht auf Grundlage der vorgebenden Verformungsmodule, sondern aufgrund der Verkehrsbelastung unter Berücksichtigung der Achsübergänge zu bemessen.

Eine befahrbare Breite der Zuwegung von 4 m ist sicherzustellen. Je nach Lastabtrag und Baugrund kann ein verbreiteter Ausbau nötig sein.

#### **5.2.4.2 Untergrund und Erdreich**

Der tragfähige Baugrund ist die Grundlage für die Aufnahme der hohen Flächenpressungen, die durch außergewöhnliche Belastungen und die eingesetzten Kräne entstehen. Deshalb müssen der Oberboden und eventuelle Weichschichten bis zum Erreichen der ersten tragfähigen Schicht des natürlichen Bodens ausgehoben werden. Sind bindige und organische Böden nicht tragfähig, werden diese ausgetauscht oder durch Schichten aus geeignetem, verdichtetem Füllmaterial (z. B. Sand) ersetzt. Alternativ können auch andere technische Verfahren eingesetzt werden (z. B. Verpressen, Geogitter).

Die Tragfähigkeit des Untergrunds muss nachgewiesen werden. Der benötigte Lastausbreitungswinkel der geplanten Zuwegung wird beim Auskoffern der Straßenbreite mit einbezogen.

#### **5.2.4.3 Tragschicht**

Die Tragschicht der Zufahrtswege innerhalb des Windparks besteht aus losem Material wie Sand, Kies, Moräne, Schotter oder einer Mischung der genannten Materialien.

Der Anteil der feinen Gesteinskörnung darf 6 % der Gesamtmenge nicht überschreiten.

Das Schottermaterial für die Tragschicht enthält im Allgemeinen größere Steine und einen viel geringeren Anteil an Ton oder Feinmaterial als das Schottermaterial für die Deckschicht. Dies ist notwendig, um die für Tragschichten erforderliche Festigkeit und gute Entwässerungseigenschaften zu erreichen. In gleicher Weise benötigt Tragschichtmaterial niedrige Werte des Plastizitätsindex.

Die Verkehrslasten werden über diese Tragschicht auf den Untergrund übertragen. Die Tragschicht muss den klimatischen und mechanischen Belastungen standhalten. Das verwendete Material muss

für den Straßenbau zugelassen sein. Die Sieblinie des verwendeten Materials muss den jeweils gültigen nationalen Vorschriften entsprechen. Die Eignung des Materials muss vor dem Einbau durch Vorlage von gültigen Prüfzeugnissen nachgewiesen werden. Die erforderliche Tragfähigkeit wird durch eine abgestufte Korngrößenverteilung gewährleistet und ist mit dem geotechnischen Sachverständigen 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.

#### 5.2.4.4 Deckschicht

**Material** Der Anteil der feinen Gesteinskörnung darf 10 % der Gesamtmenge nicht überschreiten. Das Schottermaterial für die Deckschicht enthält im Allgemeinen eine feinere Gesteinskörnung, als der Schotter für die Tragschicht. Eine zu grobe Gesteinskörnung erschwert die Instandhaltung und führt zu einer rauen Fahrbahnoberfläche. Ein höherer Feinkornanteil und ein höherer Plastizitätsindex sind ebenfalls erforderlich, um der Deckschicht eine bindende Eigenschaft und eine glatte Fahrbahn zu verschaffen. Um den Beanspruchungen durch hohe Verkehrslasten gerecht zu werden, muss die Deckschicht schichtweise richtig verdichtet werden.

Die Sieblinie der eingebauten Materialien muss den jeweils gültigen länderspezifischen Vorschriften entsprechen. Die Eignung der Materialien muss vor dem Einbau durch aktuelle Prüfzeugnisse nachgewiesen werden. Die Deckschicht wird möglichst gleichmäßig mit einer Mindestüberhöhung von 10 cm gegenüber dem angrenzenden Gelände eingebaut. Die Mindestschichtdicke beträgt 25 cm.

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

## 6 Baustellenflächen und Fundament

### 6.1 Arbeitsbereich am WEA-Standort

#### 6.1.1 Generelles

Auf der Baufläche am Standort der zu errichtenden WEA werden unterschiedliche Tätigkeiten durchgeführt. Diese reichen von Fundamentbau, Lagerung von Komponenten, Vor- und Anlagenmontage bis hin zur Netzanbindung und Inbetriebnahme. Die Baufläche ist in verschiedene Bereiche unterteilt, die zur Montage und Lagerung der WEA-Komponenten dienen. Für diese Bereiche gelten unterschiedliche Anforderungen. Ausreichend groß dimensionierte und tragfähige Baustellenflächen sind daher für einen sicheren und wirtschaftlichen Projektablauf zwingend notwendig.

#### Höhenunterschiede

Um einen sicheren und reibungslosen Bauablauf zu gewährleisten, sind die folgenden Höhenunterschiede einzuhalten:

- Zwischen Baustellenflächen und umliegendem Gelände: Sofern Baustellenflächen mit einem Höhenunterschied  $> 0,30$  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. Ggf. ist die Fläche zu vergrößern, um die erforderliche Nutzfläche herzustellen.
- Zwischen Zuwegung, Kranstell-, Lager- und Montagefläche: Ein Höhenunterschied oder Versatz ist nicht zulässig.
- Zwischen Kranstellfläche und Fundamentoberkante: Der zulässige Höhenunterschied ist dem Fundamentdatenblatt zu entnehmen.

Sind Höhenunterschiede aufgrund der topografischen Gegebenheiten erforderlich, muss der Punkt „Böschungen“ berücksichtigt und mit dem ENERCON GPM abgesprochen werden.

- Wird die Baufläche in eine Anhöhung oder einen Berg gebaut, ist ein Randstreifen von 4 m einzuplanen, wodurch sich die Grundfläche um diesen Randstreifen vergrößert. Für diesen Fall muss eine ausreichende Entwässerung gewährleistet sein. Diese Regelung gilt für den Randbereich sowie für Anhöhen innerhalb der Baufläche.

#### Böschungen

Bei einer Böschung muss der Sicherheitsbereich, der nicht belastet werden darf, berücksichtigt werden. Die Grundfläche vergrößert sich damit um den Sicherheitsbereich. Diese Regelung gilt für den Randbereich sowie für Böschungen innerhalb der Baufläche. Der Sicherheitsbereich muss vom Bodengutachter bestimmt werden.

#### Lagerung von Bodenaushub

Bodenaushub, der während der Bauphase angefallen ist und nicht weiter 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.



tigen. Der Mindestabstand der Erdmieten zum Arbeitsbereich beträgt 4 m. Um die Anlieferung der Turm- und WEA-Komponenten nicht zu behindern, darf kein Bodenaushub im Überschwenkbereich der Transportfahrzeuge gelagert werden. Dasselbe gilt entlang der Kranauslegermontagefläche. Bei Nichtverwendung wird überschüssiger Bodenaushub vom Auftraggeber vollständig entfernt. Zur Orientierung die Abb. 13, S. 32 beachten.

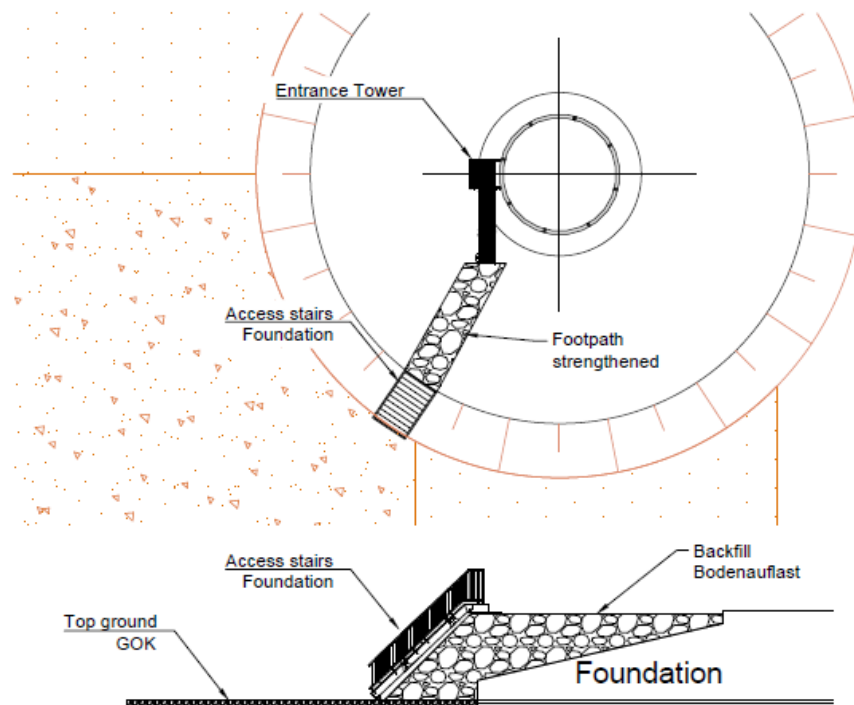
### Standorte für Winden

Um die WEA-Komponenten während des Hubvorgangs zu führen, werden sie mit Seilen und Winden in Position gehalten. Die Position der Winden ist unter anderem abhängig von der zu hebenden Komponente und der Windsituation und wird kurzfristig mit dem ENERCON CM oder dem Aufbauteam abgestimmt. Die Winden werden mit einem Mindestabstand von 1 Nabenhöhe in Metern zum Turmfuß positioniert.

Der Windenstandort muss mit einem Teleskoplader erreichbar sein. Die Eigentümer der betroffenen Flurstücke sind über die Tätigkeiten zu informieren, ggf. ist eine Erlaubnis einzuholen. Durch das Befahren mit einem Teleskoplader kann es zu Flurschäden kommen. Diese sind in einem vertretbaren Maß vom Kunden zu tragen.

Abhängig von der lokalen Beforstungsdichte können zusätzliche Rodungsschneisen nötig sein. Bei Waldstandorten muss der Windenstandort frühzeitig mit ENERCON abgestimmt werden.

## 6.1.2 Fundament



**Abb. 10: Fundament auf GOK mit Erdaufkast**

Das Fundament benötigt für den Betrieb der WEA eine Bodenaufschüttung, die vor Baustart der WEA aufgebracht werden muss. Dabei darf der Außendurchmesser Böschung nicht größer als Fundamentaußenkante  $\pm 3$  m sein.

Kommt es zu Abweichungen des vorgegebenen Höhenniveaus und der Abstand zwischen Fundamentoberkante und GOK ist größer bzw. kleiner als der vorgegebene Standard, muss dies mit ENERCON abgestimmt werden. Der entsprechende Platzbedarf der Aufschüttung und eine angepasste Zugangstreppe müssen in der Planung berücksichtigt werden.

Nach Fertigstellung der Anschüttung muss ein Zugang in Form einer Treppe gewährleistet sein. Diese Treppe ist im Lieferumfang der WEA enthalten und wird vom Aufbauteam installiert. Sollte der Kunde eine eigene Treppe verwenden, ist dies im Vorfeld mit ENERCON abzuklären. Höhenunterschiede abweichend des Schalplans Fundament müssen berücksichtigt werden. Anpassungen der Standardtreppe werden erst ab Höhenunterschieden > 0,4 m vorgenommen. Zu kurze Treppen werden am unteren Ende mit Schotter ausgeglichen. Zu lange Treppen werden am unteren Ende eingegraben oder oberhalb der Anschüttung unterfüttert.

Bei HST muss um die Anschüttung herum ein 3 m breiter und temporär befahrbarer Streifen eingeplant werden. Dieser wird bei der Vormontage der Fundamentsektion mit einer Teleskoparbeitsbühne befahren und kann z. B. mittels Stahlplatten errichtet werden.

Neben der Bodenaufschüttung sind zusätzliche Belastungen auf Fundamenten im Rahmen der Typenprüfung nicht abgedeckt. Zusätzliche Belastungen bedürfen einer Freigabe durch ENERCON.

- Nicht erlaubte zusätzliche Belastungen während der Aufbauphase:
  - das Abstellen und Befahren mit jeglicher Art von Fahrzeugen oder Kranen
  - vom Schalplan abweichende Bodenwichten für das Material und Gegebenheiten der Bodenaufschüttung
  - das Abladen und Lagern von Krankomponenten und Gewichteten
  - das Abladen und Lagern von Mauerwerk, Naturstein oder Betonauflastung
  - das Aufstellen von Trafohäuschen usw.
- Erlaubte zusätzliche Belastungen während der Aufbauphase:
  - das Ablegen von Kabeln und Kleinwerkzeugen für die Montage
  - der Aufenthalt von Montage- und Servicepersonal

**Bauablauf**

1. Herstellung des gesamten Unterbaus von Kranstellfläche und Montagefläche. Die Deckschicht wird bis auf einen Abstand von Fundamentaußenkante +3 m aufgetragen.
2. Herstellung des Fundaments.
3. Aufbringung und Abböschung der Fundamentaflast nach Vorgaben, wobei der Außendurchmesser der Böschung nicht größer als die Fundamentaußenkante +3 m sein darf.
4. Installation einer Treppe mit Handlauf an der Böschung in Richtung Kranstellfläche. Dabei sind die für die Region geltenden aktuellen Sicherheits- und Bauvorschriften zu beachten.



- 5. Befestigung mit Schotter auf dem Fundament von der Zugangstreppe Kranstellfläche bis zum Zugang Turmaußentreppe, um einen gefahrlosen und sauberen Zugang zu gewährleisten.
- 6. Überarbeitung und Profilierung der gesamten Baufläche gemäß Mindestanforderungen.

6.1.3 Baufläche

Technische Änderungen vorbehalten.

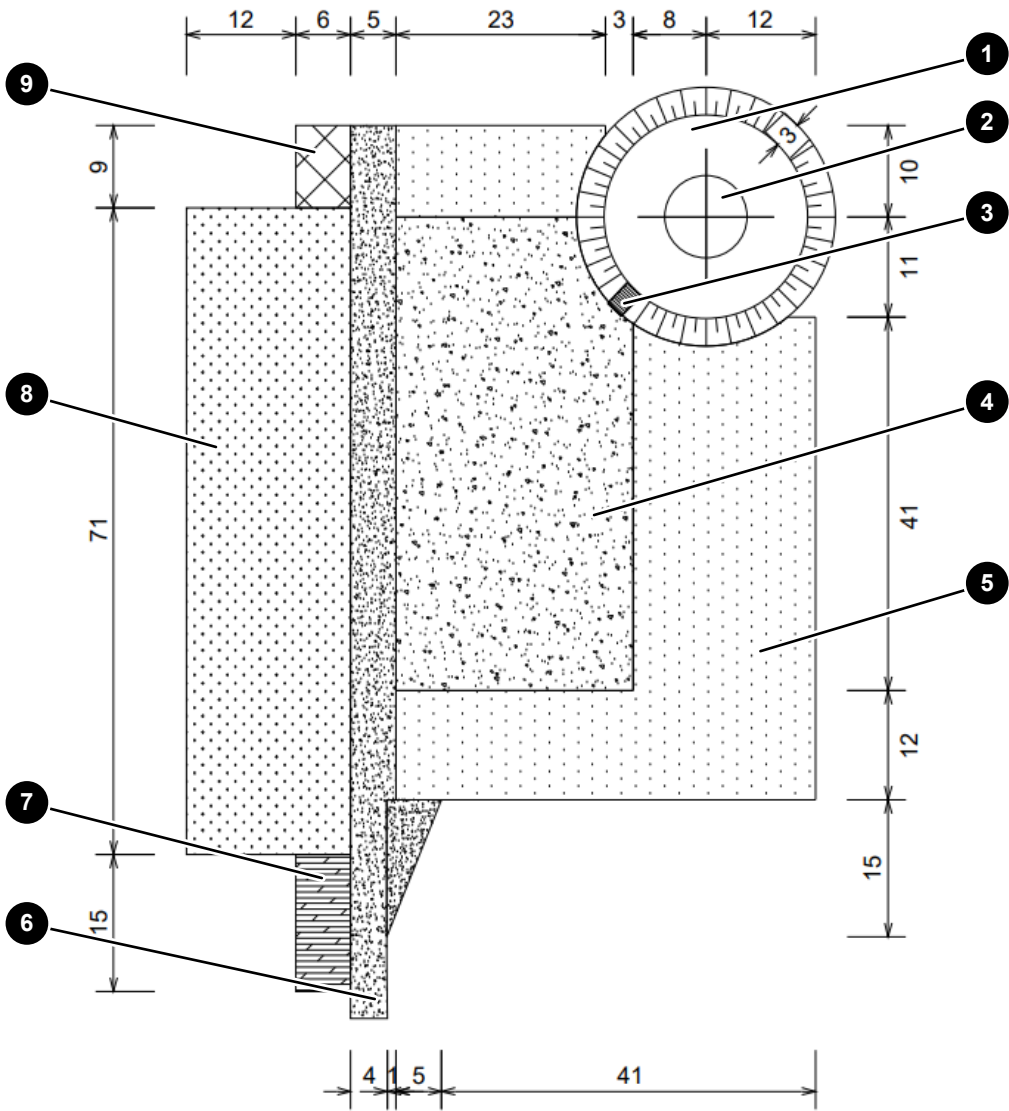


Abb. 11: Arbeitsbereich am WEA-Standort, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

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

**Baugrunduntersuchung** 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 untersuchen. 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 unter Berücksichtigung der zu erwartenden Belastungen mit ausreichender Tragfähigkeit angelegt, sodass sie während der gesamten Nutzungsdauer einsetzbar bleiben. Auch bei starken Regenfällen müssen die Gebrauchstauglichkeit und Tragfähigkeit gewährleistet sein. Die max. Spurrillentiefe ist auf 7,5 cm begrenzt. Die Gestaltung der Flächen muss auch eine Entwässerungsmöglichkeit vorsehen. Bei Schneefall und Vereisung muss der Betreiber/Auftraggeber durch den Einsatz von Streu- und Schneeräumdiensten für sichere Arbeits- und Fahrbedingungen sorgen. Die Ausführungsplanung sowie alle Vorgaben zur Prüfung, zu Untersuchungen, Auswertungen und Nachweisen sind dem ENERCON GPM unaufgefordert zur Prüfung vorzulegen.

#### **6.1.3.1 Material**

Als Material für die Deckschicht werden zertifizierte gebrochene Schüttgüter wie Kies, Schotter oder ähnliches Material verwendet, die die Anforderungen erfüllen. Die Mindestschichtdicke beträgt 25 cm. Die folgenden Überlegungen gelten für Materialien, die sowohl auf der Kranstellfläche als auch im Montagebereich verwendet werden.

#### **6.1.3.2 Baugrund und Erdreich**

Der tragfähige Baugrund ist die Grundlage für die Aufnahme der hohen Flächenpressungen, die durch außergewöhnliche Belastungen und die eingesetzten Kräne entstehen. Deshalb müssen der Oberboden und mögliche Weichschichten bis zur ersten tragfähigen Schicht des natürlichen Bodens ausgehoben werden. Sind bindige und organische Böden nicht tragfähig, werden diese ausgetauscht oder durch Schichten aus verdichtetem und geeignetem Füllmaterial (z. B. Sand) ersetzt. Alternativ können auch andere technische Verfahren eingesetzt werden (z. B. Verpressen, Geogitter).

**Tragschicht** Die Tragschicht von Kranstellflächen und Aufstellflächen kann aus losem Material wie Sand, Kies, Moräne, Schotter oder einer Mischung der genannten Materialien bestehen. Der Anteil der feinen Gesteinskörnung darf 6 % der Gesamtmenge nicht überschreiten. Das Schottermaterial für die Tragschicht hat im Allgemeinen größere Steine und einen sehr geringen Anteil an Ton oder Feinmaterial, als das Schottermaterial für die Deckschicht. Dies ist notwendig, um die für Tragschichten erforderliche Festigkeit und gute Entwässerungseigenschaften zu erreichen. Ebenso benötigt das Tragschichtmaterial niedrige Werte für den Plastizitätsindex.

Die Verkehrslasten werden über diese Tragschicht auf den Untergrund übertragen. Die Tragschicht muss den klimatischen und mechanischen Belastungen standhalten. Das verwendete Material muss für den Straßen- und Hochbau zugelassen sein. Die Sieblinie des verwendeten Materials muss den jeweils gültigen nationalen Vorschriften entsprechen. Die Eignung des Materials muss vor dem Einbau durch Vorlage von gültigen Prüfzeugnissen nachgewiesen werden. Die erforderliche Tragfähigkeit wird durch eine abgestufte Korngrößenverteilung sichergestellt und ist mit dem geotechnischen Sachverständigen abzustimmen.

Ziegelbruchstücke werden nicht als Schüttgut für die Tragschicht verwendet. Das Material wird durch Feuchtigkeit pulverisiert und verliert seine Festigkeit. Es ist auf eine ordnungsgemäße Verdichtung zu achten.

**Deckschicht** Als Material für die Deckschicht wird zertifiziertes, gebrochenes Schüttgut, z. B. Schotter oder Splitt, verwendet. Es wird eine Gesteinskörnung von 0/32-0/45 mm verwendet. Der Anteil der feinen Gesteinskörnung darf 10 % der Gesamtmenge nicht überschreiten. Das Schottermaterial für die Deckschicht enthält im Allgemeinen eine feinere Gesteinskörnung, als der Schotter für die Tragschicht. Eine zu grobe Gesteinskörnung erschwert die Instandhaltung und führt zu einer rauen Fahrbahnoberfläche. Ein höherer Feinkornanteil und ein höherer Plastizitätsindex sind ebenfalls erforderlich, um der Deckschicht eine bindende Eigenschaft und eine glatte Fahrfläche zu verschaffen. Die Sieblinie der eingebauten Materialien muss den jeweils gültigen länderspezifischen Vorschriften entsprechen. Die Eignung der Materialien muss vor dem Einbau durch aktuelle Prüfzeugnisse nachgewiesen werden. Die Mindestschichtdicke beträgt 25 cm. Um den Beanspruchungen durch hohe Verkehrslasten gerecht zu werden, muss die Deckschicht schichtweise gut verdichtet werden.

### 6.1.3.3 Kranstellfläche

Der Kran wird auf der Kranstellfläche aufgestellt. Hier werden die Hauptarbeiten ausgeführt. Auf diesen Bereich wirken die höchsten Beanspruchungen durch Verkehrslasten und verteilte Lasten ein. Eine unzureichend konzipierte oder dimensionierte Kranplattform kann zu unvorhergesehenen Bewegungen oder zum Umkippen des Krans führen.

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

Parameter	Anforderung
Oberflächenebenheit	$\leq 0,25 \%$
Mindestbelastbarkeit	300 kN/m <sup>2</sup>
Deckschicht Verformungsmodul	$E_{v2} \geq 120 \text{ MN/m}^2$
Deckschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 103 \%$
Tragschicht Verformungsmodul (falls erforderlich)	$E_{v2} \geq 100 \text{ MN/m}^2$
Tragschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$

Parameter	Anforderung
Verhältnis $E_{V2}/E_{V1}$	$\leq 2,3$

Die Tragfähigkeit der Kranstellfläche ist durch Grundbruchberechnungen bzw. bei Hanglagen durch Böschungsbruchberechnungen nach DIN 4017 nachzuweisen. Setzungsrechnungen sind erforderlich, um zu verhindern, dass die max. zulässige Neigung des Krans nach DIN 4019:2015 überschritten wird. Die Kranlasten werden durch Lastverteilungsplatten unterhalb der Ketten bzw. Pratzen auf den angegebenen zulässigen Bodendruck 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

Die Baufirma muss die vorgegebenen Verformungsmodule für jede eingebaute Schicht überprüfen und dokumentieren. Werden die vorgegebenen Werte nicht erreicht, sind Verbesserungsmaßnahmen zu ergreifen. Ein statischer Plattendruckversuch an jeder eingebauten Schicht wird generell empfohlen. Die geforderten Werte des zweiten Verformungsmoduls ( $E_{V2}$ ) und des Verhältnisses  $E_{V2}/E_{V1}$  entsprechen den Plattenbelastungsprüfungen gemäß der deutschen Norm DIN 18134. In diesem Dokument sind verschiedene Aspekte der zu erfüllenden Prüfung zusammengefasst, wie z. B. Plattendurchmesser, max. Druck, Belastungsstufen,  $E_V$ -Berechnungsformel usw. Plattenbelastungsprüfungen, die nach verschiedenen Normen durchgeführt wurden, sind nicht direkt vergleichbar.

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

Für die Verdichtungskontrolle der Kranstellfläche sollten min. 3 Plattendruckversuche durchgeführt werden, die ein repräsentatives Ergebnis vom Zustand der Fläche liefern. Plattendruckversuche im Randbereich der Fläche sind zu vermeiden. Ergeben sich Zweifel an der Gebrauchstauglichkeit der Kranplatte, sind ggf. weitere Prüfungen durchzuführen.

#### 6.1.3.4 Montagefläche

Die Montagefläche dient als Arbeitsbereich für Vormontage- und Montagezwecke und zur Lagerung der Anlagen- und Turmkomponenten. Diese Fläche wird während der Baumaßnahmen benötigt und kann nach Abschluss der Arbeiten im Windpark zurückgebaut werden. Im Fall eines Komponententauschs oder Rückbaus muss ein Teil dieser Fläche wiederhergestellt werden. Größe und Lage sind dann mit dem ENERCON GPM abzustimmen.

Technische Änderungen vorbehalten.

Freigabe: 2024-08-26 08:51

Tab. 5: Mindestanforderungen an die Montagefläche

Parameter	Anforderung
Oberflächenebenheit	$\leq 1 \%$
Mindestbelastbarkeit	135 kN/m <sup>2</sup>
Deckschicht Verformungsmodul	$E_{V2} \geq 120 \text{ MN/m}^2$
Deckschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 103 \%$
Tragschicht Verformungsmodul (falls erforderlich)	$E_{V2} \geq 80 \text{ MN/m}^2$
Tragschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Verhältnis $E_{V2}/E_{V1}$	$\leq 2,3$

Die Tragfähigkeit der Montagefläche ist durch Grundbruchberechnungen bzw. bei Hanglagen durch Böschungsbruchberechnungen nach DIN 4017 nachzuweisen. Setzungsrechnungen sind erforderlich, um zu verhindern, dass die max. zulässige Neigung des Krans nach DIN 4019:2015 überschritten wird. Die Kranlasten werden durch Lastverteilungsplatten unterhalb der Ketten bzw. Pratzen auf den angegebenen zulässigen Bodendruck reduziert.

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

- 1,5 m x 5 m
- 3 m x 5 m

Die Baufirma muss die vorgegebenen Verformungsmodul für jede eingebaute Schicht überprüfen und dokumentieren. Werden die vorgegebenen Werte nicht erreicht, sind Verbesserungsmaßnahmen zu ergreifen. Ein statischer Plattendruckversuch an jeder eingebauten Schicht wird generell empfohlen. Die geforderten Werte des zweiten Verformungsmoduls ( $E_{V2}$ ) und des Verhältnisses  $E_{V2}/E_{V1}$  entsprechen den Plattenbelastungsprüfungen gemäß der deutschen Norm DIN 18134. In diesem Dokument sind verschiedene Aspekte der zu erfüllenden Prüfung zusammengefasst, wie z. B. Plattendurchmesser, max. Druck, Belastungsstufen,  $E_V$ -Berechnungsformel usw. Plattenbelastungsprüfungen, die nach verschiedenen Normen durchgeführt wurden, sind nicht direkt vergleichbar.

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

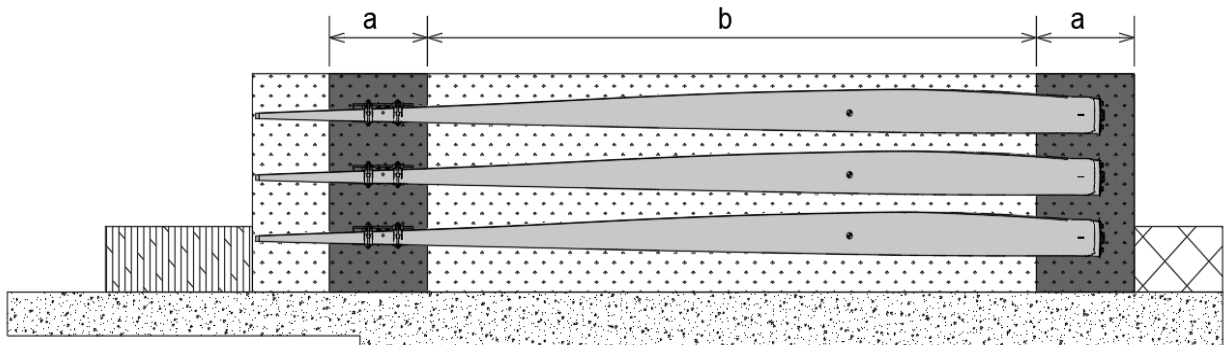
Für die Verdichtungskontrolle der Montageflächen sollte min. 1 Plattendruckversuch pro Montagefläche durchgeführt werden.

#### 6.1.3.5 Lagerfläche

Die Lagerfläche dient unter anderem zur Lagerung von Montagematerial, Containern, Flat Rack und Rotorblättern. Die Fläche muss nicht befestigt werden, jedoch in ihrer Beschaffenheit eben, glattgezogen

und frei von Wurzeln und Gehölz sein. Maßnahmen für eine Entwässerung müssen getroffen werden. Die Befahrbarkeit mit einem Teleskoplader muss gewährleistet sein.

Für die korrekte Lagerung der Rotorblätter müssen 2 Auflageflächen für die Rotorblattgestelle eingerichtet werden. Die Auflageflächen für die Rotorblattgestelle müssen eben sein (x- und y-Achse = 0°) und sich auf dem gleichen Höhenniveau befinden. Sollten die Flächen nicht tragfähig sein, müssen diese nach Absprache mit ENERCON GPM ertüchtigt werden. Diese Änderungen können sich auf die Größe der Flächen auswirken.



**Abb. 12: Rotorblattlagerfläche (Konstruktionsschema)**

a	10 m	Breite Auflagefläche Rotorblattgestelle	b	43,5 m	Abstand Auflagefläche Rotorblattgestelle
---	------	-----------------------------------------	---	--------	------------------------------------------

#### 6.1.3.6 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	$\leq 1 \%$
Mindestbelastbarkeit	Absprache mit dem ENERCON GPM
Tragschicht Verformungsmodul (falls erforderlich)	$E_{v2} \geq 80 \text{ MN/m}^2$
Tragschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Verhältnis $E_{v2}/E_{v1}$	$\leq 2,3$

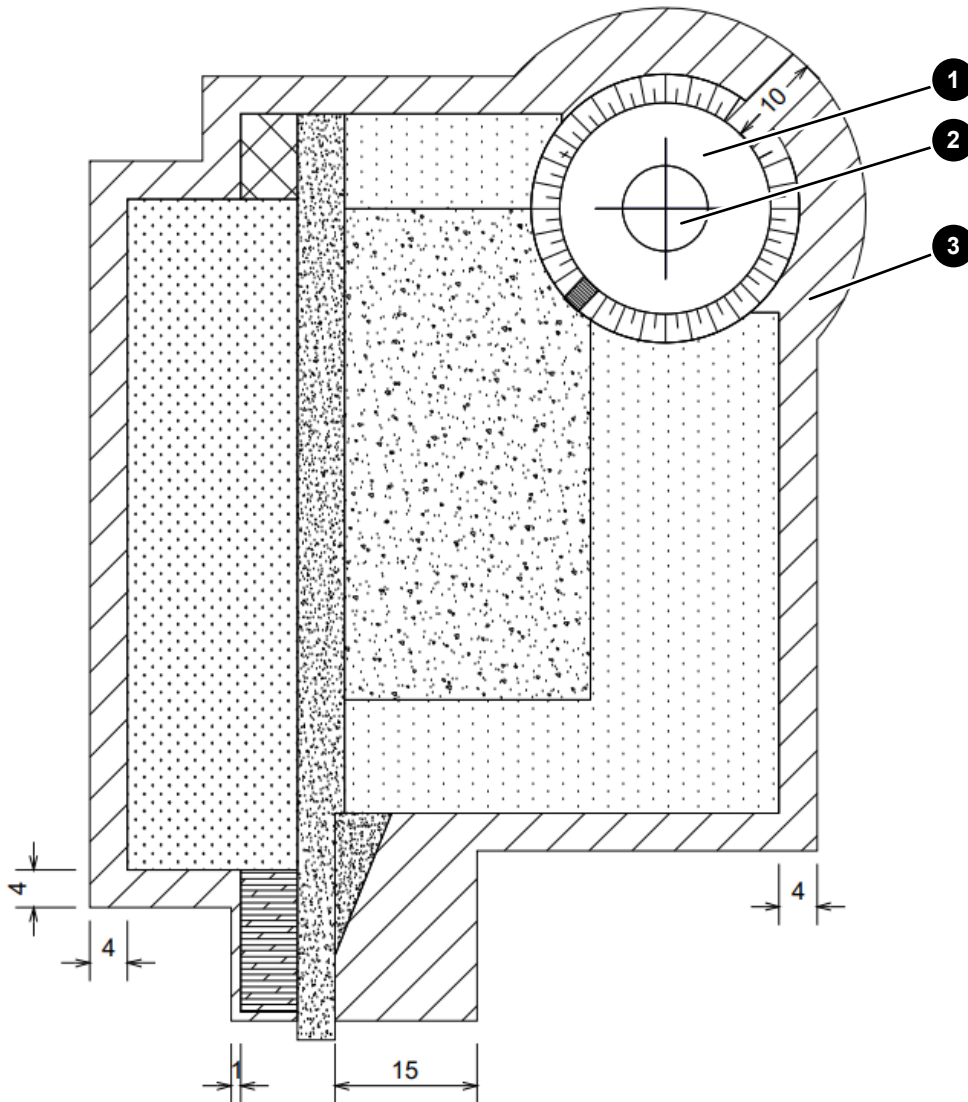
Folgende Prüfungen sind durchzuführen und zu protokollieren:

- Verdichtung (statische Lastplattendruckversuche, Rammsondierung)
- Abstände zu Gräben, Vertiefungen und Gewässern
- Abstände zu Kabeltrassen und Freileitungen



- Gefälle der Oberflächen zur Entwässerung

#### 6.1.4 Rodungs- und Sicherheitsbereich



**Abb. 13: Rodungs- und Sicherheitsbereich, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)**

1	Fundament	2	Turm
3	Rodungs- und Sicherheitsbereich		

Bei der Errichtung der WEA muss rings um das Fundament und die Baufläche ein Sicherheitsbereich freigehalten bzw. der Bereich gerodet werden. Während der Bauarbeiten darf kein Bodenaushub im Rodungs- und Sicherheitsbereich gelagert werden. Der Rodungs- und Sicherheitsbereich kann zum Teil nach der Errichtung der WEA wieder aufgeforstet werden. Im Fall eines Komponententauschs oder Rückbaus muss ein Teil dieser Fläche wieder freigehalten bzw. gerodet werden. Größe und Abmessungen sind dann mit dem ENERCON GPM abzustimmen.

## 6.2 Kranauslegermontagefläche

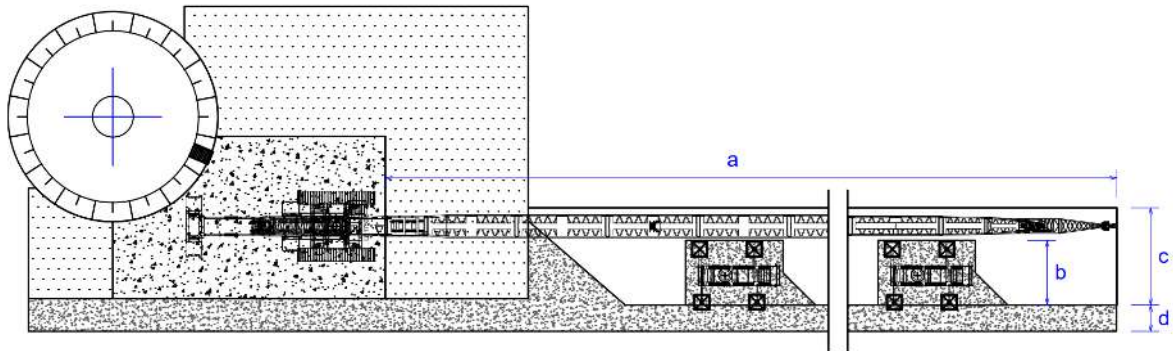


Abb. 14: Kranauslegermontagefläche

a	180 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 zusammengebaut. 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, die sich im Standard auf gleichem Höhenniveau zur Kranstellfläche befindet. 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. Der Bau einer temporären und provisorischen Behelfsstraße zur Gittermastmontage kann eine behördliche Genehmigung voraussetzen. Dies muss vom Auftraggeber vorab geprüft werden. 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. Sollte ein Raupenkran als Hilfskran eingesetzt werden, muss die Zuwegung dem Kran entsprechend verbreitert werden. Dies kann je nach Bodenverhältnissen geschottert oder mit Platten realisiert werden.



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>

6.3 Alternative Baufläche

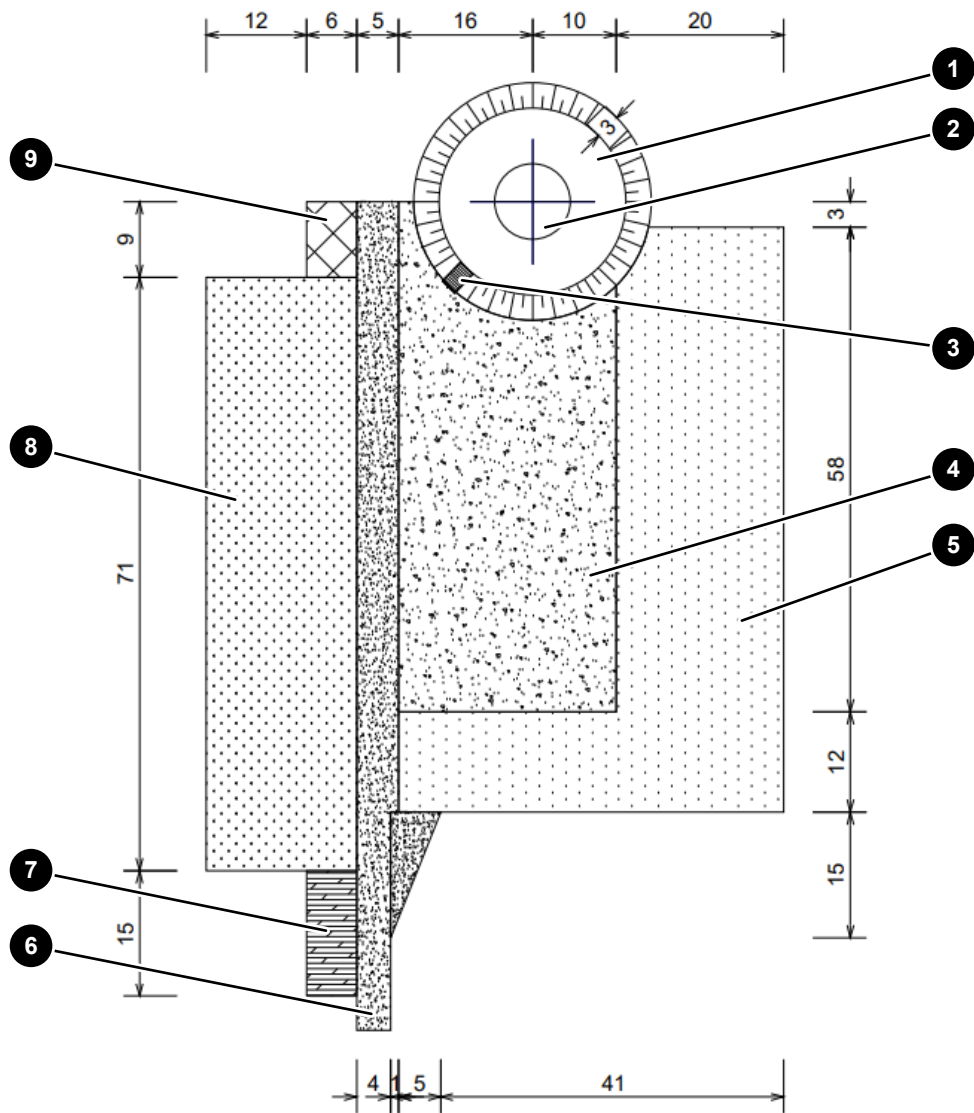
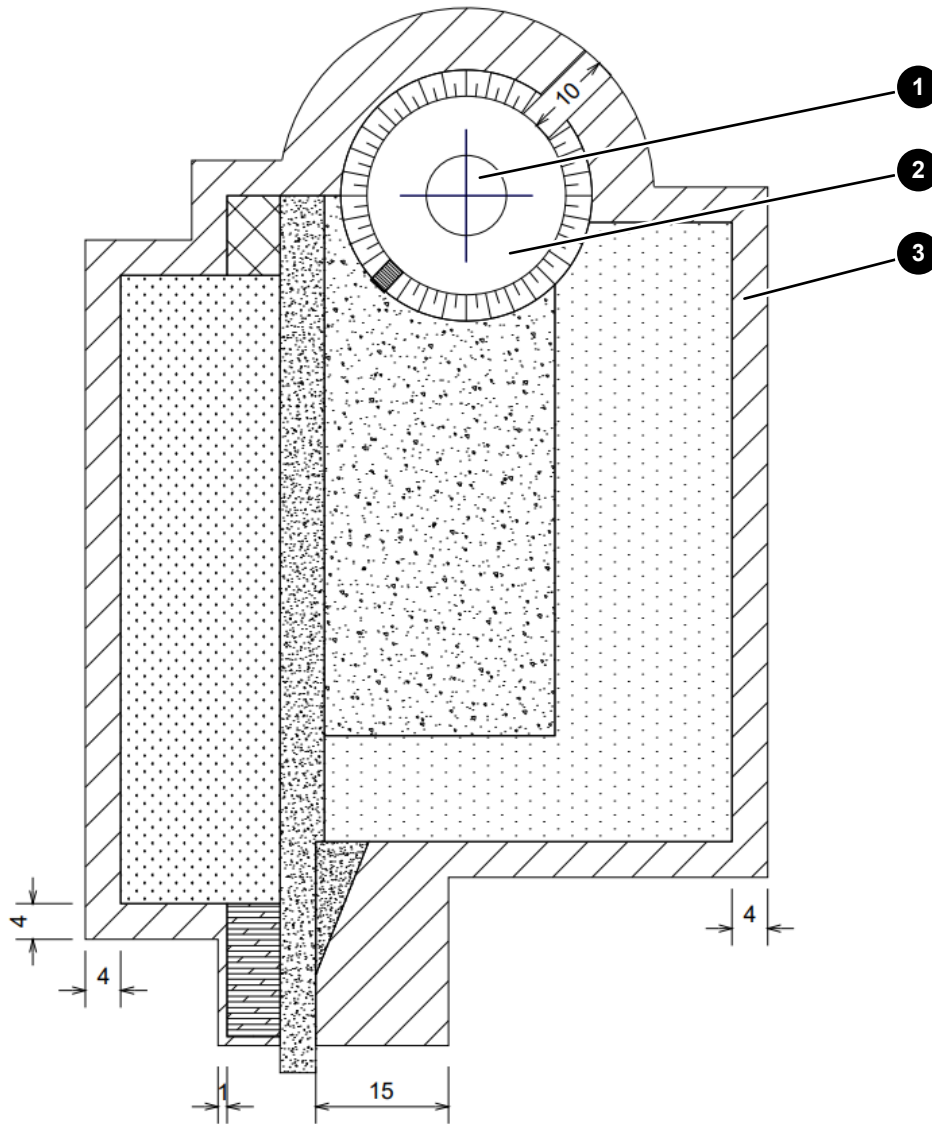


Abb. 15: Alternativer Arbeitsbereich am WEA-Standort, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

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



**Abb. 16: Alternativer Rodungs- und Sicherheitsbereich, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)**

1	Turm	2	Fundament
3	Rodungs- und Sicherheitsbereich		

Die hier dargestellten alternativen Bauflächen erfüllen bei der Anlieferung und Montage die gleichen Anforderungen wie der gezeigte Standard (Abb. 11, S. 26 und Abb. 13, S. 32). Einschränkungen gibt es in der Montagerichtung des Kranauslegers, welcher hier nur in entgegengesetzter Richtung vom Turm montiert werden kann. Wenn die alternativen Bauflächen angewendet werden sollen, ist dies mit ENERCON abzustimmen.

## 7 Zentrale Anlaufstelle

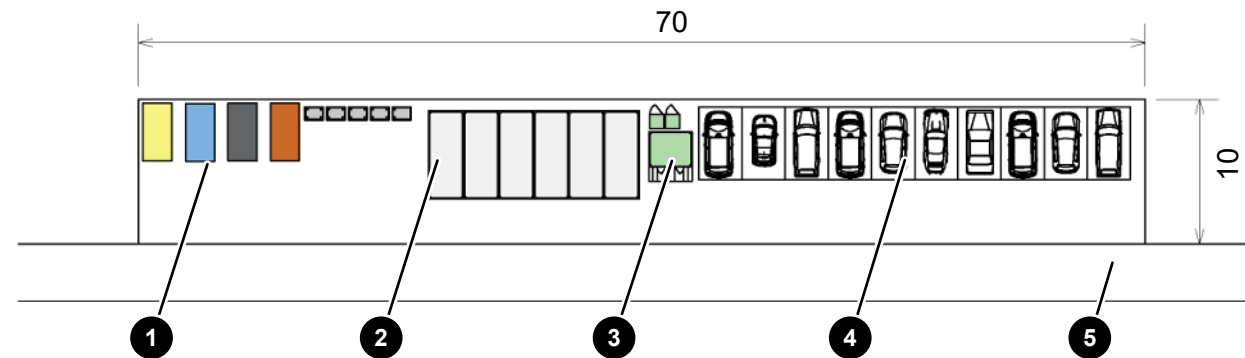


Abb. 17: Zentrale Anlaufstelle (alle Maßangaben in Meter)

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. Es können auch bestehende Flächen genutzt werden, die ggf. angepasst werden müssen. 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 von 12 t dimensioniert.

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

## **8 Zugang für Servicefahrzeuge nach Inbetriebnahme**

Nach Inbetriebnahme der WEA benötigt der Service einen Zugang (Rampe) für Servicefahrzeuge, um schwere Komponenten, wie z. B. Azimutgetriebe, an die Anlage zu bringen. Diese Rampe kann im Zuge des Rückbaus der temporären Montageflächen errichtet werden. Hierzu ist die Technische Spezifikation D02768819 „Anforderungen Zusatzbelastung Fundamentanschüttung und Fundamentauflast für Servicetätigkeiten“ zu beachten, die nur für den Service nach Inbetriebnahme der WEA gilt.

Eine Rampe in der Montagephase ist nicht zulässig!

# Technische Beschreibung

ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]  
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>	D1018637/4.0-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2022-07-07	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

### Mitgeltende Dokumente

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

Dokument-ID	Dokument
D1018642	Technische Daten ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Produktübersicht .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Komponenten .....</b>	<b>8</b>
2.1	Rotorblätter .....	8
2.2	Gondel .....	9
2.2.1	Ringgenerator .....	9
2.3	Turm .....	9
<b>3</b>	<b>Netzeinspeisesystem .....</b>	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>Sicherheitssystem .....</b>	<b>14</b>
4.1	Sicherheitseinrichtungen .....	14
4.2	Sensorsystem .....	14
<b>5</b>	<b>Steuerung .....</b>	<b>17</b>
5.1	Windnachführung .....	17
5.2	Rotorblattverstellung .....	17
5.3	Start der Windenergieanlage .....	18
5.3.1	Startvorbereitung .....	18
5.3.2	Windmessung und Ausrichtung der Gondel .....	18
5.3.3	Erregung des Generators .....	19
5.3.4	Leistungseinspeisung .....	19
5.4	Betriebsarten .....	20
5.4.1	Volllastbetrieb .....	20
5.4.2	Teillastbetrieb .....	20
5.4.3	Trudelbetrieb .....	20
5.5	Sicheres Anhalten der Windenergieanlage .....	21
<b>6</b>	<b>Fernüberwachung .....</b>	<b>22</b>
<b>7</b>	<b>Wartung .....</b>	<b>23</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 Option Q+ (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
<b>FTQS</b>	FACTS Transmission mit Option Q+ 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>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition (überwachende Steuerung und Datenerfassung)
<b>STATCOM</b>	Static compensator (statischer Kompensator)

## 1 Produktübersicht



**Abb. 1: Produktübersicht**

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

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

### **Getriebelos**

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

### **Aktive Rotorblattverstellung**

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

### **Indirekte Netzkopplung**

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

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

## 2 Komponenten

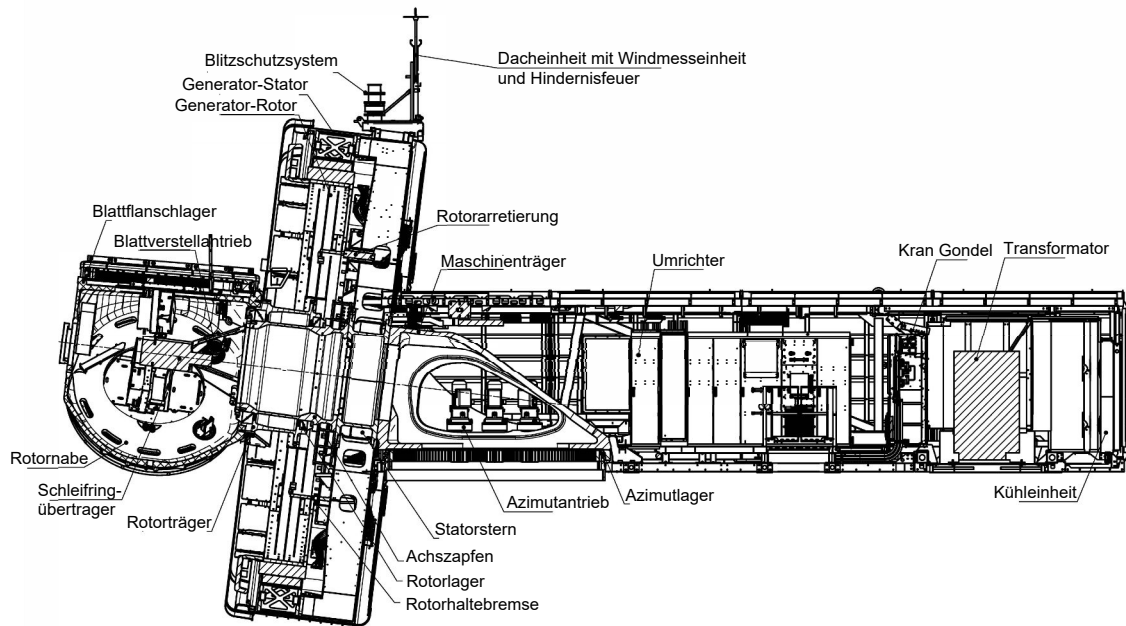


Abb. 2: Gondelschnitt

### 2.1 Rotorblätter

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

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

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

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

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

## 2.2 Gondel

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

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

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

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

### 2.2.1 Ringgenerator

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

Die Wicklungen im Stator des Ringgenerators bilden mehrere voneinander unabhängige Drehstromsysteme. Diese Systeme werden in der Gondel aktiv gleichgerichtet und anschließend von den Wechselrichtern wieder in Drehstrom mit netzkonformer Spannung, Frequenz und Phasenlage umgerichtet. Der Transformator in der Gondel transformiert die erzeugte Spannung auf das Niveau des Stromnetzes, in das der Strom eingespeist wird. Über die Mittelspannungsschaltanlage im Turmfuß wird der Transformator mit dem aufnehmenden Stromnetz zusammengeschaltet.

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

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

## 2.3 Turm

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

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

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

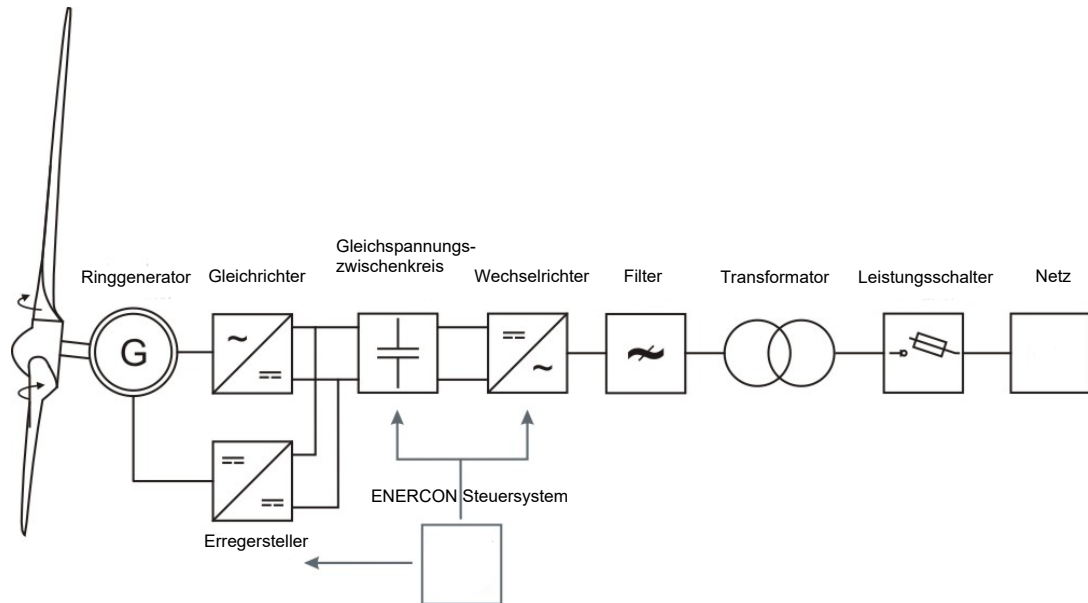
schraubt. In vertikaler Richtung werden die Betonsegmente durch Spannglieder aus Spannstahl vorgespannt. Die Spannglieder verlaufen entweder vertikal durch Kanäle in den Betonsegmenten oder extern an der Turminnenwand. Sie sind im Turmfundament verankert.

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



### 3 Netzeinspeisesystem

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



**Abb. 3: Vereinfachtes elektrisches Diagramm einer Windenergieanlage**

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

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

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

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

#### Blindleistung

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

### **Konfiguration FT**

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

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

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

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

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

### **Konfiguration FTS**

#### **Konfiguration FT mit Option STATCOM**

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

### **Konfiguration FTQ**

#### **Konfiguration FT mit Option Q+**

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

### **Konfiguration FTQS**

#### **Konfiguration FT mit Optionen Q+ und STATCOM**

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

### **Frequenzschutz**

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

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

### **Leistungs-Frequenz-Regelung**

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

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

## 4 Sicherheitssystem

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

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

### 4.1 Sicherheitseinrichtungen

#### Not-Halt-Taster

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

Weiterhin versorgt werden:

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

### 4.2 Sensorsystem

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

#### Redundante Sensoren

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

#### Kontrolle der Sensoren

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

### **Drehzahlüberwachung**

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

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

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

### **Luftspaltüberwachung**

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

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

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

### **Schwingungsüberwachung**

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

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

### **Temperaturüberwachung**

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

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

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

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

### **Gondelinterne Geräuschüberwachung**

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

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

### **Überwachung der Kabelverdrillung**

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

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

## **5 Steuerung**

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

### **5.1 Windnachführung**

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

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

### **5.2 Rotorblattverstellung**

#### **Funktionsprinzip**

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

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

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



### Blattwinkel

Besondere Rotorblattstellungen (Blattwinkel):

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

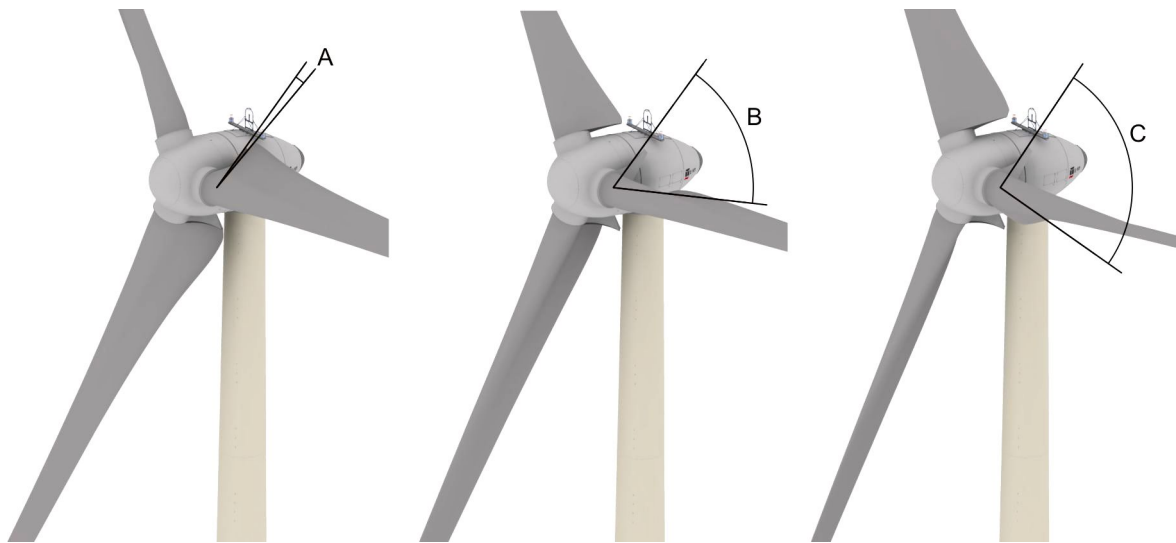


Abb. 4: Besondere Rotorblattstellungen

## 5.3 Start der Windenergieanlage

### 5.3.1 Startvorbereitung

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

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

### 5.3.2 Windmessung und Ausrichtung der Gondel

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

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

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

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

### **Eigenbedarf**

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

### **5.3.3 Erregung des Generators**

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

### **5.3.4 Leistungseinspeisung**

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

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

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

## 5.4 Betriebsarten

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

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

Die Windenergieanlage wechselt zwischen folgenden Betriebsarten:

- Volllastbetrieb
- Teillastbetrieb
- Trudelbetrieb

### 5.4.1 Volllastbetrieb

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

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

### 5.4.2 Teillastbetrieb

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

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

### 5.4.3 Trudelbetrieb

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

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

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

## 5.5 Sicheres Anhalten der Windenergieanlage

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

Die Ursachen werden nach Gefährdung in Gruppen eingeteilt.

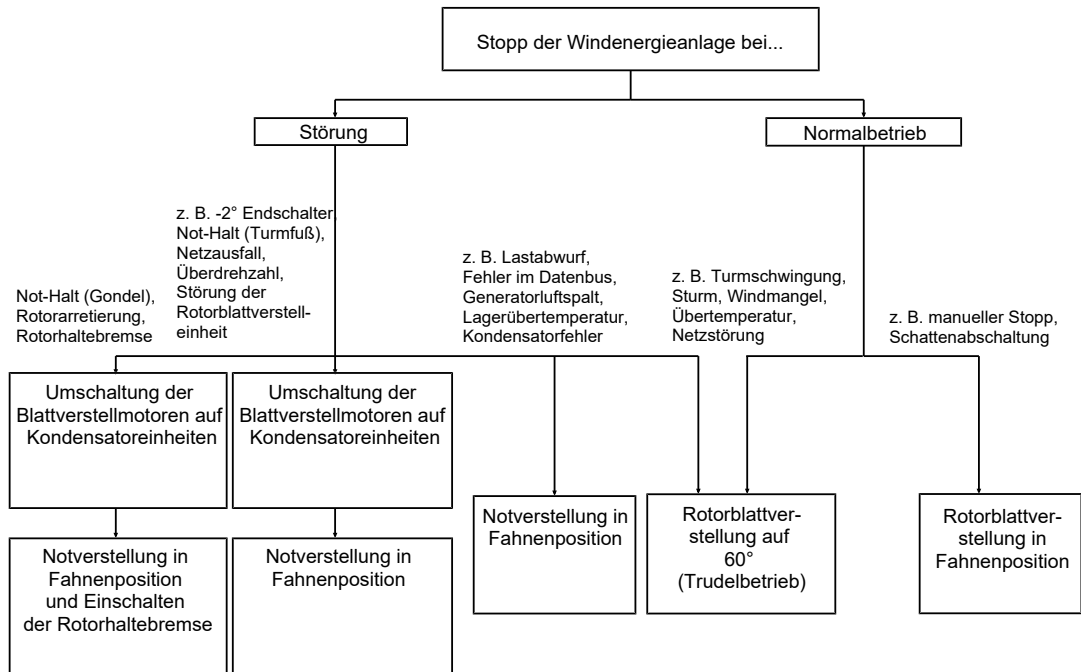


Abb. 5: Übersicht Windenergieanlagenstopp

### Anhalten der Windenergieanlage durch die Rotorblattverstellung

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

#### Notverstellung

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

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

#### Notbremsung

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

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

## 6 Fernüberwachung

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

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

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

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

## **7 Wartung**

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

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

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

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

## Technische Daten ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

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

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

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



### Rotor mit Blattverstellungssystem

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

### Antriebsstrang mit Generator

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

### Bremssystem

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

### Windnachführung

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

### Steuerung der Windenergieanlage

Typ	Mikroprozessor
Fernüberwachung	ENERCON SCADA
unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	integriert

### Turmvarianten




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

<sup>2</sup> Ausgabe der Richtlinie Edition 4

<sup>3</sup> Ausgabe der Richtlinie 2012

Windenergieanlagen werden anlagenspezifisch mit dem Grauton EC-F2, der RAL 7038 entspricht, oder mit dem Grauton EC-F3, der RAL 7035 entspricht, beschichtet. Für bestimmte Windenergieanlagentypen ist zudem der Farbton EC-F4, der RAL 9016 entspricht, verfügbar.

**Tab. 1: Windenergieanlagentypen und Farbgebung**

Windenergieanlagen- typ	EC-F2 (RAL 7038) Grundfarbe	EC-F3 (RAL 7035) Grundfarbe	EC-F4 (RAL 9016) Sonderfarbe
			
EP1	x		
EP2	x		
E-115 EP3 E3		x	x (geplant)
E-115 EP3 E4		x	x (geplant)
E-126 EP3	x (optional)	x	x (geplant)
E-138 EP3	x		
E-138 EP3 E2		x	x (geplant)
E-138 EP3 E3		x	x (geplant)
EP5		x	x (geplant)

### Glanzgrad

Der Glanzgrad der verwendeten Farbtöne in den Bereichen Rotorblatt, Gondel und Turm beträgt max. 30 ±10 Glanzeinheiten.

### Gondelverkleidung

Je nach Baureihe kommen unterschiedliche Materialien und Ausführungen der Gondelverkleidung zum Einsatz. Bei der Ausführung mit glasfaserverstärktem Kunststoff wird die äußere Schicht der Gondelverkleidung in dem entsprechenden Farbton durchgefärbt gefertigt.

Bei Baureihen mit Aluminiumverkleidung können verschiedene Ausführungen zum Einsatz kommen. Entweder wird die Gondelverkleidung nicht beschichtet, sondern mit einem speziellen und umweltfreundlichen Verfahren behandelt. Der so entstehende Farbton unterscheidet sich kaum vom Grauton der anderen Komponenten. Oder die Aluminiumteile werden in dem entsprechenden Farbton außen beschichtet.

Wenn die Gondelverkleidung eine farbliche Kennzeichnung zur Flugsicherung erhalten soll, wird sie jedoch mindestens partiell mit dem geforderten Farbton beschichtet.

### Korrosionsschutz

Bei der Außenbeschichtung am Stahlrohrturm, modularen Stahlturm, Hybrid-Stahlturm und der Stahlsektion am Hybridturm wird anlagenspezifisch die Korrosivitätskategorie C4 oder C5 erfüllt. Die Innenbeschichtung erfüllt mindestens die Anforderungen der Korrosivitätskategorie C3.

# **Technische Beschreibung**

**Netzanschlussvariante Standard 6 - Transformator in der Gondel**

**ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 4260 kW**

Technische Änderungen vorbehalten.

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland

Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109

E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>

Geschäftsführer: [REDACTED]

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>	D02162602/3.0-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>
2022-02-14	de	[REDACTED]	ENERCON PLM GmbH / High Voltage Systems

## Mitgeltende Dokumente

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

## Übergeordnete Normen und Richtlinien

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

## Zugehörige Dokumente

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

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG



## Inhaltsverzeichnis

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

Technische Änderungen vorbehalten.

## Abkürzungsverzeichnis

### Abkürzungen

<b>ARS</b>	Automatic Reclosing System (Automatische Wiedereinschaltung der Mittelspannungsschaltanlage)
<b>AwSV</b>	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
<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 Option Q+ (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
<b>FTQS</b>	FACTS Transmission mit Option Q+ 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>NS</b>	Niederspannung
<b>OS</b>	Oberspannung
<b>WEA</b>	Windenergieanlage

### Größen, Einheiten, Formeln

<b>Hz</b>	Hertz
<b>kV</b>	Kilovolt
<b>kVA</b>	Kilovoltampere
<b>SF<sub>6</sub></b>	Schwefelhexafluorid



## 1 Einleitung

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

### Höchste Bedienersicherheit

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

### Einfache und schnelle Installation auf der Baustelle

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

### Geringer Platzbedarf

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

### Umweltfreundliche Installation

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

## 2 Liefergrenze

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

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

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

Folgende Dokumente enthalten nähere Informationen:

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

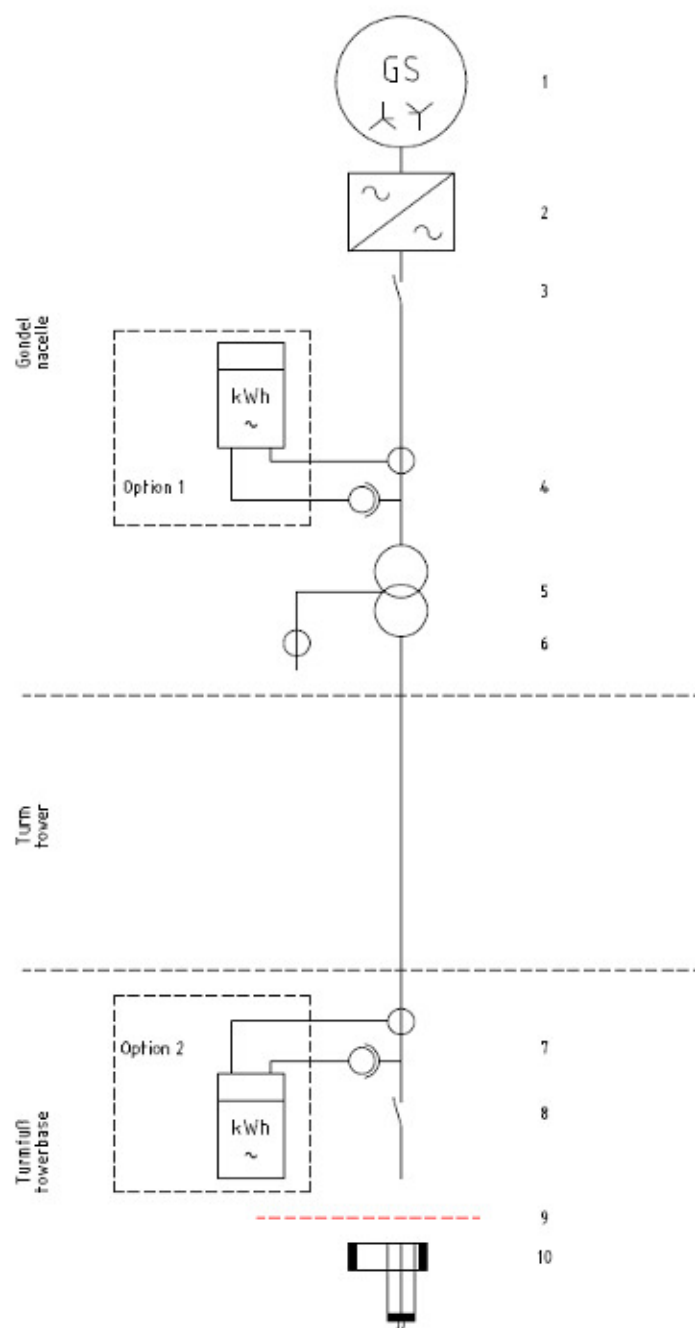


Abb. 1: Prinzipschaltbild ENERCON WEA Standard 6

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

## 3 Elektrotechnische Komponenten

### 3.1 Energiemessung

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

#### **Option 1:**

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

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

Eine Kommunikationsleitung für eine Zählerfernauslesung kann auch optional bereitgestellt werden.

#### **Option 2:**

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

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

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

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



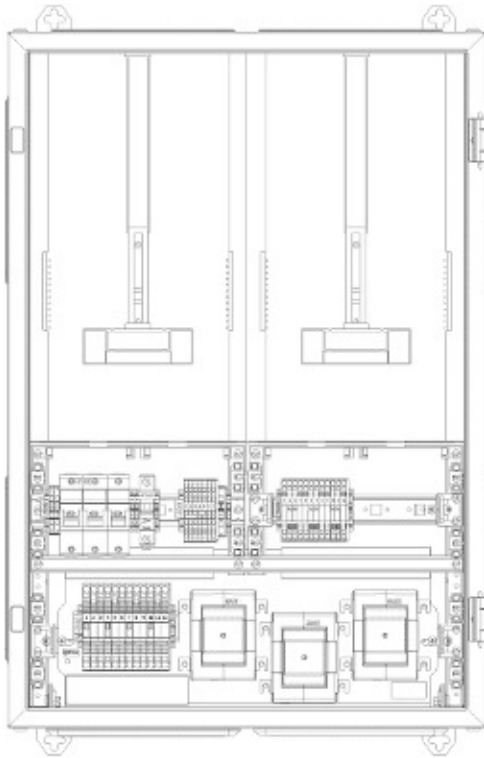


Abb. 2: Zählerbox

## 3.2 Transformator

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

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

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

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



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

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

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

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

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

**Tab. 1: Technische Daten Transformator**

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

Technische Änderungen vorbehalten.

### 3.2.1 Transformatorschutz

Die von ENERCON installierten Transformatoren verfügen über ein umfassendes Schutzsystem:

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

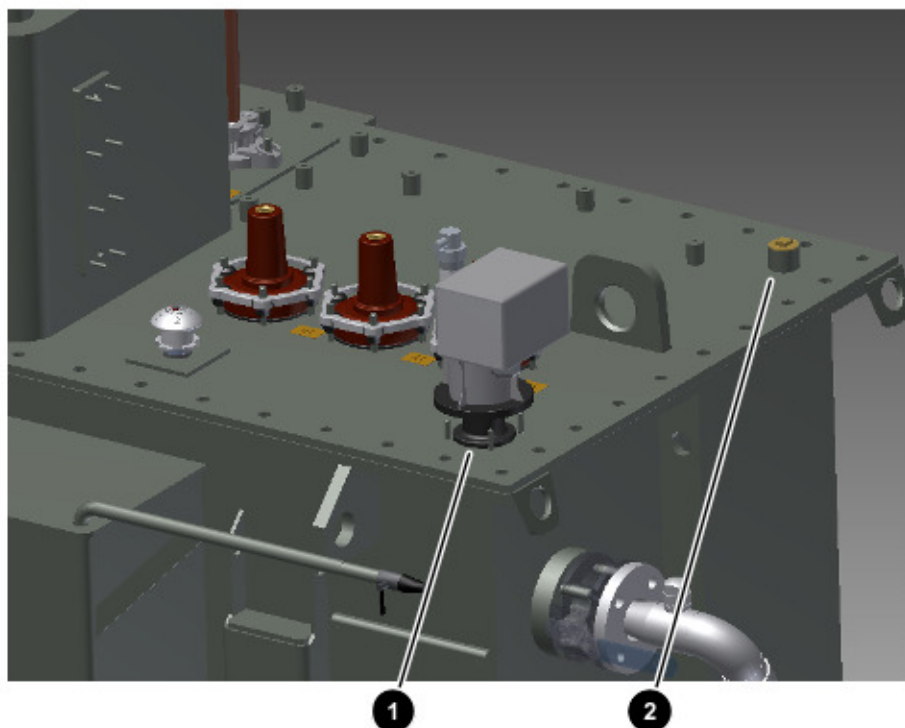


Abb. 3: Beispielhafte Ansicht der Transformatorschutzsensoren

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

#### Erläuterung der Schutzfunktionen:

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



### 3.3 Mittelspannungsschaltanlage

ENERCON installiert ausschließlich 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 aufgebrauchte Energieinhalt groß genug ist, um die Berstscheibe zu zerstören. Praktische Erfahrungen zeigen, dass die aufgebrauchte Energie ( $I^2 \cdot t$ ) in den allermeisten Fällen nicht ausreicht, um Gas austreten zu lassen. Ein gegebenenfalls austretendes Gasgemisch wird im Druckentlastungskanal abgekühlt und entspannt. Der verbleibende Gasdruck kann über den Kanal in einen unkritischen, vom Bediener abgewandten Bereich entweichen.

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

### 3.3.1 Technische Daten der MS-Schaltanlage

Tab. 2: Technische Daten der Mittelspannungsschaltanlage

Bemessungsspannung $U_r$ [kV]	24	36
Nennfrequenz [Hz]	50 / 60	
Anzahl Schaltfelder	2*	
Isoliermedium	SF <sub>6</sub>	
Bauart	Kompakt	
Betriebsart	Dauerbetrieb	
Bemessungs-Betriebsstrom der Sammelschiene $I_r$ [A] $\geq$	630	
Transformatorfeld / Transformatorschutz	Leistungsschalter oder Lasttrennschalter-Sicherungskombination*	
Bemessungs-Kurzzeitstrom $I_k$ [kA] $\geq$	16	
Bemessungs-Kurzschlussdauer $t_k$ [s] $\geq$	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
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.

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

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

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

### 3.3.2 Bedienung MS-Schaltanlage

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

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

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

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

Schaltvorgänge an den Kabelfeldern der MS-Schaltanlage können lediglich manuell unter Berücksichtigung der 5 Sicherheitsregeln und bestimmungsgemäßer Verwendung der persönlichen Schutzausrüstung durchgeführt werden. Diese dürfen nur von geschultem Fachpersonal durchgeführt werden.



### 3.3.3 Optionale Konfiguration

#### 3.3.3.1 Schlüsselverriegelung

Auf Anfrage kann ENERCON die MS-Schaltanlagen mit einer zusätzlichen Schlüsselverriegelung ausrüsten. Mit Hilfe der Schlüsselverriegelung können Schaltfelder bzw. Schalter unterschiedlicher MS-Schaltanlagen in unterschiedlichen WEA gegeneinander verriegelt werden. So ist es möglich, eine genau definierte Reihenfolge beim Zu- und Abschalten von MS-Schaltanlagen vorzugeben. In einigen Ländern fordern Kunden und / oder Netzbetreiber diese Option aufgrund von landesspezifischen Richtlinien.

#### 3.3.3.2 Automatische Wiedereinschaltung (ARS)

Auf Anfrage kann ENERCON die MS-Schaltanlagen mit einem elektrischen System für die zeitlich gestaffelte automatische Wiedereinschaltung (ARS) des MS-Transformatorschalters nach Netzspannungsausfall liefern. Das elektrische System zur automatischen Wiedereinschaltung besteht im Wesentlichen aus folgenden Komponenten:

- Spannungserkennungssystem
- Steuerung

In manchen Netzen ist es nötig, MS-Schalter nach Netzfehlerklärung automatisch wieder einzuschalten. Die Realisierung der zeitlich gestaffelten automatischen Wiedereinschaltung basiert auf der Forderung des zuständigen Verteilnetzbetreibers, wonach hohe Transformatoreinschaltströme und die damit verbundenen kurzzeitigen Spannungseinbrüche während der Zuschaltung von WEA-Transformatoren zu vermeiden sind.

Nach Netzausfall >10 s in dem zugehörigen Windpark werden automatisch alle MS-Transformatorschalter in den mit ARS ausgerüsteten MS-Schaltanlagen ausgelöst.

Die wiederkehrende Spannung wird mittels Spannungserkennungssystem im Kabelfeld der MS-Schaltanlage erfasst. Das Spannungserkennungssystem erteilt die Freigabe für die zeitlich gestaffelte Wiedereinschaltung des MS-Transformatorschalters. So wird die gleichzeitige Einschaltung mehrerer Transformatoren und der damit verbundene hohe Einschaltstrom verhindert.

#### 3.3.3.3 Automatische Wiedereinschaltung mit Smart Energize (ARS-SE)

Fordert der zuständige Verteilnetzbetreiber, dass auch Transformatoreinschaltströme und die damit verbundenen kurzzeitigen Spannungseinbrüche während der Zuschaltung von einzelnen WEA-Transformatoren vermieden werden, so kann das oben beschriebene ARS-System um diese Option erweitert werden.

Durch ENERCON Smart Energize wird der Restmagnetismus im Transformator vor dem Einschalten durch eine Vormagnetisierung auf der Niederspannungsseite auf einen definierten Wert eingestellt. Hierdurch ist der Restmagnetismus bekannt. Anschließend synchronisiert sich ENERCON Smart Energize mit der Phasenlage des Netzes und schaltet den Transformator in der vordefinierten Phasenlage ein. Durch das Abstimmen von Restmagnetismus und Einschaltwinkel treten nur noch sehr geringe Einschaltströme auf, die maximal im Bereich des Nennstroms des Transformators liegen, in der Regel sogar deutlich darunter.



**Anlage A – Unterlage 1      Anlagensicherheit, Arbeitsschutz & Brandschutz**

Die für den Aufbau und Montage der ENERCON Windenergieanlagen benötigten Montageteams bestehen in der Regel aus sechs bis acht Mitarbeitern sowie ein bis zwei Kranführern. Die Anzahl ist abhängig vom Typ der Windenergieanlage. Die Mitarbeiter werden regelmäßig von fachkundigen Personen in technischen sowie organisatorischen Abläufen in der Montage und des Aufbaus von WEA geschult und unterwiesen. Fachkräfte für Arbeitssicherheit und Betriebsärzte unterstützen diese fachkundigen Personen bei ihrer Tätigkeit. Besondere Schwerpunkte bei den Schulungen bilden das Tragen und der sichere Umgang mit der persönlichen Schutzausrüstung, Anschlag von Lasten, Umgang mit elektrischen und mechanischen Betriebsmitteln, Erste-Hilfe-Einrichtungen und Maßnahmen sowie sicheres Verhalten auf der Baustelle. Alle für den Aufbau und die Montage benötigten Arbeitsschritte sind in einer umfassenden Montageanleitung beschrieben.

Elektrische Betriebsmittel, Anschlagmittel, Lastaufnahmemittel, persönliche Schutzausrüstung und alle für den Aufbau von WEA verwendeten Werkzeuge werden regelmäßig nach den Berufsgenossenschaftlichen Vorschriften von Sachkundigen überprüft und gegebenenfalls instand gesetzt oder erneuert. Alle Mitarbeiter eines Montageteams sind nach dem arbeitsmedizinischen Grundsatz G 41, Arbeiten mit Absturzgefahr, untersucht. Kran- sowie Lastkraftwagenfahrer sind nach G 25, Fahr-, Steuer- und Überwachungstätigkeiten, untersucht. Auf jeder Baustelle arbeiten mindestens zwei ausgebildete Ersthelfer. Alle ENERCON – Kranführer wurden/werden regelmäßig durch den Berufsverband der Schwerlast- und Kranunternehmen in Zusammenarbeit mit der Berufsgenossenschaft für Fahrzeughaltung geschult. Die ENERCON – Lastkraftwagenfahrer werden regelmäßig intern und / oder extern durch den TÜV geschult.

Die Mitarbeiter der Abteilung Arbeitssicherheit und Qualitätssicherung führen regelmäßige Baustellenbegehungen durch. Es ist ihre Aufgabe die Einhaltung der berufsgenossenschaftlichen sowie der eigenen Vorschriften zu überprüfen, Arbeitsverfahren zu beobachten und erkannte, mögliche Gefährdungen der Mitarbeiter umgehend beseitigen zu lassen.

Alle Fremdunternehmen, die für ENERCON tätig sind, werden verpflichtet die gesetzlichen und die ENERCON Arbeitsschutzbestimmungen einzuhalten. Die Einhaltung dieser Vorschriften wird durch ENERCON Mitarbeiter überprüft. Durch das enge Zusammenspiel aller verantwortlichen Mitarbeiter soll ein sicheres und gesundes Arbeitsumfeld geschaffen und erhalten werden.

Das oberste Ziel von ENERCON ist das Schützen aller ENERCON – Mitarbeiter und dritter Personen vor Arbeitsunfällen sowie gesundheitlichen Belastungen.

# **Technische Beschreibung**

**Einrichtungen zum Arbeits-, Personen- und  
Brandschutz**

**ENERCON Windenergieanlagen**



**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]

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>	D0446785/2.3-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2021-03-22	de	[REDACTED]	WRD Management Support GmbH / Produktkonformität

**Mitgeltende Dokumente**

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

Dokument-ID	Dokument
DIN EN 3-7	Tragbare Feuerlöscher – Teil 7: Eigenschaften, Leistungsanforderungen und Prüfungen
DIN EN 50308*VDE 0127-100	Windenergieanlagen - Schutzmaßnahmen - Anforderungen für Konstruktion, Betrieb und Wartung; Deutsche Fassung EN 50308
DIN EN 60332-1-2*VDE 0482-332-1-2	Prüfungen an Kabeln, isolierten Leitungen und Glasfaserkabeln im Brandfall – Teil 1-2: Prüfung der vertikalen Flammenausbreitung an einer Ader, einer isolierten Leitung oder einem Kabel – Prüfverfahren mit 1 kW-Flamme mit Gas-/Luft-Gemisch
DIN EN 61400-24*VDE 0127-24	Windenergieanlagen - Teil 24: Blitzschutz (IEC 61400-24); Deutsche Fassung EN 61400-24

## Allgemeines

Die Windenergieanlage ist nahezu das ganze Jahr über unbemannt und verschlossen. Der aktuelle Status der Windenergieanlage wird laufend durch das ENERCON SCADA System ausgelesen und durch den ENERCON Service überwacht, sodass die Windenergieanlage in der Regel nur zu Wartungszwecken betreten werden muss. Diese Wartungen finden je nach Anforderung mindestens 1-mal jährlich für einige Stunden bis wenige Tage statt und werden von 2 bis 4 Personen durchgeführt.

## Schulungen

Die Windenergieanlage ist eine abgeschlossene elektrische Betriebsstätte, d. h. der Zugang ist nur für Elektrofachkräfte und elektrotechnisch unterwiesene Personen erlaubt. Laien dürfen die Windenergieanlage nur in Begleitung von Elektrofachkräften oder von elektrotechnisch unterwiesenen Personen betreten. Alle Mitarbeiter, die in oder an der Windenergieanlage arbeiten, werden vor Beginn ihrer ersten Tätigkeit und in regelmäßigen Abständen geschult. Die Schulungen umfassen:

- Nutzung der Aufstiegshilfe
- Nutzung der Persönlichen Schutzausrüstung gegen Absturz (PSAgA; Auffanggurt, mitlaufendes Auffanggerät und Bandfalldämpfer)
- Leiterrettung und Evakuierung aus der Windenergieanlage
- Ausbildung zum Ersthelfer
- Ausbildung zum Brandschutzhelfer
- Ausbildung zur elektrotechnisch unterwiesenen Person (mindestens)

## Beleuchtung

Der gesamte Turminnenraum, das Maschinenhaus und der Innenraum des Rotorkopfs sind beleuchtet. Die Beleuchtung ist mit einer Notversorgung ausgerüstet, so dass die Beleuchtung bei Netzausfall gemäß DIN EN 50308\*VDE 0127-100 für mindestens 30 Minuten gewährleistet ist. Eine Sicherheitskennzeichnung ist dauerhaft und gut sichtbar angebracht.

## Schutz vor herabfallenden Teilen

In der Nähe und innerhalb der Windenergieanlage besteht Helmpflicht. Zusätzlich minimieren Po-deste und Sicherheitsnetze im Turm die Gefahr von herabfallenden Teilen.

## Blitzschutz

Ein Blitzschutz wird von IV (niedrig) bis I (hoch) eingestuft. Die Windenergieanlage ist für den höchsten Lightning Protection Level (LPL I) ausgelegt. Das Blitzschutzsystem entspricht der DIN EN 61400-24\*VDE 0127-24.

## Flucht- und Rettungswege

Der reguläre Fluchtweg führt von der Gondel durch den Turm nach draußen.

Die Winden- bzw. Kranluke im Maschinenhaus, die direkt nach draußen führt, kann unter der Zuhilfenahme des mitzuführenden Rettungsgeräts oder des in der Gondel vorhandenen Evakuierungsgeräts als alternativer Fluchtweg benutzt werden. Über diese Luke können auch verletzte Personen evakuiert werden.



Abhängig vom Typ der Windenergieanlage kann eine seilgeführte oder eine leitergeführte Aufstiegshilfe verbaut sein. Im Brandfall dürfen seilgeführte Aufstiegshilfen nicht benutzt werden. Leitergeführte Aufstiegshilfen dürfen zum Abstieg benutzt werden, wenn es in der Gondel brennt und die Gefahrensituation die Nutzung zulässt.

## **Brandschutz**

Während der Wartungsarbeiten ist die Leistungselektronik in der Windenergieanlage abgeschaltet. Dadurch wird das Brandrisiko bei Anwesenheit von Personen minimiert. Nur wenige Komponenten bleiben aktiv, z. B. Beleuchtung, Steckdosen und Steuerung.

Die Windenergieanlage und speziell die elektrische Ausrüstung bestehen aus schwer entzündlichen Materialien. Die Leistungskabel sind nach DIN EN 60332-1-2/VDE 0482-332-1-2 flammwidrig ausgelegt. Eine Brandweiterleitung durch die Kabel ist ausgeschlossen. Die größte Brandlast der Windenergieanlage ist das Öl des hermetisch abgeschlossenen Transformators. Dieses Öl ist schwer entflammbar und weist einen geringen spezifischen Heizwert und einen hohen Brennpunkt auf.

Bei der Detektion von Rauch wird die Leistungselektronik abgeschaltet und die Rotorblätter drehen aus dem Wind. Dadurch wird die Rotordrehzahl auf ein Minimum reduziert, bis hin zum Stillstand.

Zur Bekämpfung von Kleinst- und Entstehungsbränden werden CO<sub>2</sub>-Feuerlöscher für die Brandklasse B entsprechend der DIN EN 3-7 eingesetzt. Löschversuche dürfen nur vorgenommen werden, wenn die eigene Sicherheit und ein sicherer Fluchtweg gewährleistet sind. Feuerlöscher befinden sich in der Gondel, im Turmfuß und im Service-Fahrzeug. Die Anbringungsstellen der Feuerlöscher entsprechen der DIN EN 3-7. Die Feuerlöscher werden alle 2 Jahre durch einen Sachkundigen geprüft. Ein Vermerk über die letzte Prüfung ist fest am Feuerlöscher angebracht.

## **Notrufplan und Flucht- und Rettungsplan**

Im Turmfuß und in der Gondel der Windenergieanlage sind jeweils ein Notrufplan und ein Flucht- und Rettungsplan angebracht. Alle notwendigen Informationen, z. B. die Koordinaten der Windenergieanlage und wichtige Rufnummern, sind auf dem Notrufplan zu finden. In einer Notsituation setzt die anwesende Person den Notruf ab. Der ENERCON Service ist rund um die Uhr erreichbar. Er kann dem Rettungsdienst fehlende Informationen mitteilen, ihn zum Einsatzort führen und, falls dies notwendig ist, die Unterstützung weiterer Teams anfordern. Der anwesenden Person bleibt somit mehr Zeit, der betroffenen Person Hilfe zu leisten.

Zwischen Turmfuß und Maschinenhaus ist die Kommunikation durch Telefonverbindung bzw. Funkgeräte möglich.

# **Technische Beschreibung**

**Anlagensicherheit**

**ENERCON Windenergieanlagen**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer [REDACTED]

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>	D0248369/2.2-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2021-03-25	de	[REDACTED]	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	4
2	Sicherheitseinrichtungen .....	5
3	Sensorsystem .....	6
4	Sicheres Anhalten der Windenergieanlage .....	8
5	Fernüberwachung .....	9
6	Wartung .....	10



## 1 Einleitung

Die Windenergieanlagen der aktuellen Produktpalette verfügen über eine Vielzahl von sicherheitstechnischen Einrichtungen, die dazu dienen, die Anlagen dauerhaft in einem sicheren Betriebsbereich zu halten.

Organisatorische Maßnahmen, wie regelmäßige, protokollierte Wartungsarbeiten, tragen ebenfalls zu einem zuverlässigen, sicheren Betrieb der Windenergieanlagen bei.

Neben Komponenten, die ein sicheres Anhalten der Windenergieanlagen gewährleisten, zählt zu den sicherheitstechnischen Einrichtungen ein komplexes Sensorsystem. Dieses erfasst ständig alle relevanten Betriebszustände und stellt die entsprechenden Informationen über das Fernüberwachungssystem ENERCON SCADA bereit.

Bewegen sich sicherheitsrelevante Betriebsparameter außerhalb des Normalbereichs, versuchen die Windenergieanlagen, in den Normalbereich zurückzukehren. Überschreiten die sicherheitsrelevanten Betriebsparameter die Sicherheitsgrenze, werden die Windenergieanlagen angehalten.

Im Folgenden werden die wesentlichen sicherheitstechnischen Einrichtungen der Windenergieanlagen sowie organisatorische Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagensicherheit näher beschrieben.

Weitere Dokumente zu sicherheitsrelevanten Themen, wie Blitzschutz, Brandschutz, Eiserkennung und Notstromversorgung, sind auf Anfrage verfügbar.

## 2 Sicherheitseinrichtungen

### **Not-Halt-Taster**

Die Windenergieanlagen verfügen über mehrere Not-Halt-Taster. Bei Betätigung eines Not-Halt-Tasters werden die Rotorblätter verstellt und der Rotor der Windenergieanlage wird angehalten.

Die Not-Halt-Taster schalten die Windenergieanlage nur teilweise spannungsfrei. Einige sicherheitsrelevante Baugruppen der Windenergieanlage werden auch nach Betätigung eines Not-Halt-Tasters weiterhin mit Spannung versorgt.

### **Hauptschalter**

In jeder Windenergieanlage befinden sich mehrere Hauptschalter. Mit den Hauptschaltern können alle angeschlossenen Komponenten der Windenergieanlage spannungsfrei geschaltet werden.

Die Anbringungsorte der Hauptschalter und ihre angeschlossenen Komponenten sind in anlagenspezifischen Dokumenten beschrieben.

### 3 Sensorsystem

Eine Vielzahl von Sensoren erfasst laufend den aktuellen Zustand der Windenergieanlage und die relevanten Umgebungsparameter (z. B. Rotordrehzahl, Temperatur, Windschwindigkeit, 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 (z. B. für die Messung der Temperatur im Generator) mehr Sensoren eingebaut als eigentlich notwendig wären. Ein defekter Sensor wird zuverlässig erkannt und kann 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, z. B. eine starke Windbö oder eine schlagartige Verringerung der Generatorlast, kann das Blattverstellungssystem jedoch unter Umständen nicht schnell genug reagieren. Wenn dann die Nenndrehzahl um einen festgelegten Wert überschritten wird, hält die Steuerung der Windenergieanlage den Rotor an. Windenergieanlagen mit selbsttätigem Neustart unternehmen nach drei Minuten automatisch einen neuen Startversuch. Ist diese Störung innerhalb von 24 Stunden fünfmal aufgetreten, wird ein Defekt vermutet. Es wird kein weiterer Startversuch unternommen. Windenergieanlagen, die nicht automatisch starten, können per Fernzugriff neu gestartet werden.

Wenn ein Fehler vorliegt, wird die Windenergieanlage durch eine Notverstellung angehalten.

#### Luftspaltüberwachung

Der Luftspalt zwischen Rotor und Stator des Generators darf eine bestimmte Breite nicht unterschreiten. Der Luftspalt wird durch Mikroschalter (betrifft Windenergieanlagen der Plattformen EP1, EP2 und EP3) bzw. induktive Näherungssensoren (betrifft Windenergieanlagen der Plattform EP5) überwacht, die am Rotorumfang verteilt sind. Wenn der Luftspalt einen bestimmten Wert unterschreitet, wird die Windenergieanlage angehalten. Die Windenergieanlage kann neu gestartet werden, sobald die Ursache beseitigt wurde.

#### Schwingungsüberwachung

Die Schwingungsüberwachung erkennt zu starke Schwingungen bzw. Auslenkungen der Turmspitze der Windenergieanlage. Je nach Turmhöhe und -bauart gelten unterschiedliche Grenzwerte für die maximal zulässige Auslenkung.

Beschleunigungsaufnehmer erfassen die Beschleunigungen der Gondel in Richtung der Nabenachse (Längsschwingung) und quer dazu (Querschwingung). Die Steuerung der Windenergieanlage berechnet daraus laufend die Auslenkung des Turms gegenüber der



Ruheposition. Überschreitet die Auslenkung das zulässige Maß, hält die Windenergieanlage an. Das Display im Bedienfeld zeigt dann eine Störmeldung mit dem entsprechenden Zusatzstatus für die Richtung (Längs- bzw. Querschwingung) an.

Ist eine Störung im Generator-Stator und Gleichrichter aufgetreten, wodurch es zu übermäßig starken Vibrationen und Erschütterungen kommt, wird dies von der Schwingungsüberwachung erkannt.

### **Kabelentdrillung**

Über eine Sensorik wird eine eventuelle Verdrillung der Kabel, die aus der Gondel in den Turm führen, registriert. Bei zu starker Verdrillung dreht die Anlagensteuerung die Gondel zurück. Zusätzlich sind Endschalter montiert, die ein Weiterdrehen verhindern. Löst ein Endschalter aus, wird die Windenergieanlage angehalten.

### **Temperaturüberwachung**

Temperatursensoren messen kontinuierlich die Temperatur von Komponenten, die vor zu hohen Temperaturen geschützt werden müssen. Werden am Generator zu hohe Temperaturen gemessen, wird die Leistung der Windenergieanlage reduziert, gegebenenfalls wird die Windenergieanlage angehalten. An manchen Stellen des Generators sind zusätzlich Übertemperaturschalter angebracht. Die Übertemperaturschalter veranlassen ebenfalls das Anhalten der Windenergieanlage nachdem eine bestimmte Temperatur überschritten wurde. Nach dem Abkühlen kann die Windenergieanlage wieder in Betrieb genommen werden, nachdem der Grund für die Überschreitung untersucht und beseitigt wurde.

## 4      **Sicheres Anhalten der Windenergieanlage**

### **Anhalten durch das Blattversteilsystem**

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

Jedes Rotorblatt ist dazu mit einem Blattversteilsystem ausgestattet. Das Blattversteilsystem besteht aus einer Steuerung, einer Antriebseinheit und einem Energiespeicher.

Durch das Blattversteilsystem wird die Stellung der Rotorblätter zum Wind gesteuert. Sowohl bei einer nicht sicherheitsrelevanten als auch bei einer sicherheitsrelevanten Störung werden die Rotorblätter über die Steuerung der Windenergieanlage aus dem Wind gedreht, woraufhin der Rotor der Windenergieanlage anhält.

Liegt eine Störung der Steuerung der Windenergieanlage vor, wird die Notverstellung der Rotorblätter eingeleitet.

### **Notverstellung**

Der Energiespeicher der Blattverstelleinheit hat die für eine Notverstellung nötige Energie gespeichert und wird während des Anlagenbetriebs im geladenen Zustand gehalten und laufend getestet. Bei einer Notverstellung werden die Antriebseinheiten vom zugehörigen Energiespeicher mit Energie versorgt. Die Rotorblätter fahren voneinander unabhängig in eine Stellung, in der sie keinen Auftrieb erzeugen, die sogenannte Fahnenstellung.

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

## 5 Fernüberwachung

Standardmäßig sind alle ENERCON Windenergieanlagen über das ENERCON SCADA System mit der regionalen Serviceniederlassung verbunden. Die regionale Serviceniederlassung 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.

## 6 Wartung

Um den dauerhaft sicheren und optimalen Betrieb der Windenergieanlagen sicherzustellen, müssen die Windenergieanlagen in regelmäßigen Abständen gewartet werden.

Die Windenergieanlagen werden regelmäßig, je nach Anforderung mindestens einmal jährlich, gewartet. Dabei werden alle sicherheitsrelevanten Komponenten und Funktionen geprüft, z. B. Blattverstellungssystem, Windnachführung, Sicherheitssysteme, Blitzschutzsystem, Anschlagpunkte und 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 Komponenten werden regelmäßig präventiv ausgetauscht, um weiterhin einen sicheren Betrieb zu gewährleisten,



# Technische Beschreibung

## Blitzschutz

### ENERCON Windenergieanlagen

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer [REDACTED]  
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>	D0260891/16.2-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2023-02-01	de	[REDACTED]	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

### Mitgeltende Dokumente

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

Dokument-ID	Dokument
DIN EN 50308*VDE 0127-100	Windenergieanlagen - Schutzmaßnahmen - Anforderungen für Konstruktion, Betrieb und Wartung; Deutsche Fassung EN 50308
DIN EN 50522*VDE 0101-2	Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV; Deutsche Fassung EN 50522
DIN EN 61400-24*VDE 0127-24	Windenergieanlagen - Teil 24: Blitzschutz (IEC 61400-24); Deutsche Fassung EN 61400-24
DIN EN 62305-1*VDE 0185-305-1	Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze (IEC 62305-1); Deutsche Fassung EN 62305-1
DIN EN 62305-2*VDE 0185-305-2	Blitzschutz - Teil 2: Risiko-Management (IEC 62305-2); Deutsche Fassung EN 62305-2
DIN EN 62305-3*VDE 0185-305-3	Blitzschutz - Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen (IEC 62305-3); Deutsche Fassung EN 62305-3
DIN EN 62305-4*VDE 0185-305-4	Blitzschutz - Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen (IEC 62305-4); Deutsche Fassung EN 62305-4
DIN EN 62561-1*VDE 0185-561-1	Blitzschutzsystembauteile (LPSC) - Teil 1: Anforderungen an Verbindungsbauteile (IEC 62561-1); Deutsche Fassung EN 62561-1
DIN EN 62561-2*VDE 0185-561-2	Blitzschutzsystembauteile (LPSC) - Teil 2: Anforderungen an Leiter und Erder (IEC 62561-2); Deutsche Fassung EN 62561-2
DIN IEC 60364-5-54*VDE 0100-540	Errichtung von Niederspannungsanlagen Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Erdungsanlagen, Schutzleiter und Schutzpotentialausgleichsleiter (IEC 64/2370); Deutsche Fassung EN 60364-5-54

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Allgemeines .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Äußerer Blitzschutz .....</b>	<b>8</b>
2.1	Fangeinrichtungen .....	8
2.1.1	Maschinenhaus .....	8
2.1.2	Rotorblatt .....	8
2.2	Ableitungen .....	9
2.2.1	Blattanschluss – Rotor .....	9
2.2.2	Rotor – Maschinenträger .....	9
2.2.3	Maschinenträger – Turm .....	10
2.2.4	Turm .....	10
2.2.5	Turm – Fundament .....	10
2.3	Erdungsanlage .....	11
<b>3</b>	<b>Innerer Blitzschutz .....</b>	<b>12</b>
<b>4</b>	<b>Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen .....</b>	<b>14</b>
<b>5</b>	<b>Zugrundeliegende Normen .....</b>	<b>16</b>

## Abkürzungsverzeichnis

<b>CFK</b>	Kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff
<b>EMV</b>	Elektromagnetische Verträglichkeit
<b>GFK</b>	Glasfaserverstärkter Kunststoff
<b>LPL</b>	Lightning protection level (Blitzschutzklasse)
<b>LPZ</b>	Lightning protection zone (Blitzschutzzone)



## 1 Allgemeines

Blitzschläge können Teile von Gebäuden in Brand setzen und zerstören. Zudem können die hohen Blitzströme direkt durch leitende Verbindungen oder indirekt durch induktive, kapazitive oder galvanische Kopplung ins Gebäudeinnere übertragen werden und dort zu weiteren Beschädigungen führen. Windenergieanlagen sind aufgrund ihrer exponierten Lage besonders gefährdet.

Um mögliche Schäden durch Blitzschläge zu vermeiden und einen sicheren Anlagenbetrieb zu gewährleisten, werden Windenergieanlagen mit einem Blitzschutz ausgestattet. Ein Blitzstrom wird dabei kontrolliert von den Fangeinrichtungen über die Ableitungen zur Erdungsanlage geführt.

### Äußerer Blitzschutz

Zum äußeren Blitzschutz gehören alle Maßnahmen, die zur Verhinderung von Beschädigungen der Windenergieanlagen durch Blitzschläge getroffen werden. Fangeinrichtungen an den Rotorblättern, Ableitungen, die Erdungsanlage und anlagenspezifische Metallteile sind Bestandteile des äußeren Blitzschutzes. Der äußere Blitzschutz reduziert zudem die durch Blitzströme erzeugten Störfelder im Inneren der Windenergieanlagen.

### Innerer Blitzschutz

Zum Schutz der elektrischen und elektronischen Einrichtungen werden weitere Maßnahmen ergriffen, die als innerer Blitzschutz bezeichnet werden. Hierzu zählen ein Potentialausgleichssystem sowie Überspannungsableiter.

### Blitzschutzklasse – Lightning protection level

Das LPL wird von IV (niedrig) bis I (hoch) eingestuft. Alle Windenergieanlagen sind dafür ausgelegt, die Anforderungen an das LPL I zu erfüllen, ggf. sind Anpassungen an der Erdungsanlage erforderlich. Dies ist von der Leitfähigkeit des Erdreichs am Standort abhängig und wird als Teil der Baugrunduntersuchung projektspezifisch geprüft.



### Blitzschutzzonen

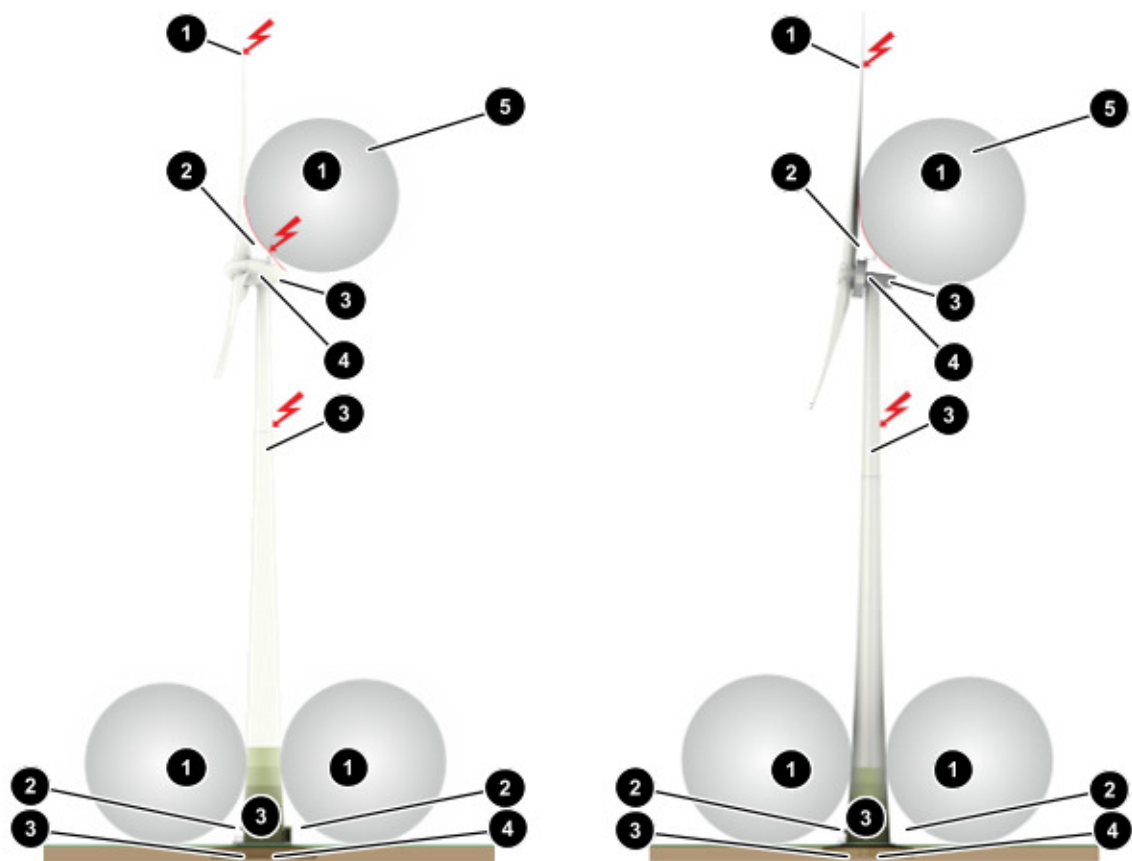


Abb. 1: Blitzschutzzonen, Gondel in Tropfenform (links) und Gondel in Kompaktform/E-Gondel (rechts), Beispiel

1 LPZ 0 <sub>A</sub>	2 LPZ 0 <sub>B</sub>
3 LPZ 1	4 LPZ 2
5 Blitzkugel (Radius 20 m)	

## 2 Äußerer Blitzschutz

### 2.1 Fangeinrichtungen

#### 2.1.1 Maschinenhaus

Am Maschinenhaus befinden sich, in Abhängigkeit von der Größe des Maschinenhauses, mehrere Fangstangen aus Rundstahl. Die Fangstangen fangen den Blitz. Die Positionierung findet entsprechend des Blitzkugelverfahrens mit dem Radius der Blitzschutzklasse I statt. Hierdurch werden die restliche Struktur sowie die Komponenten im Außenbereich (z. B. Anemometer) vor unkontrollierten Blitzschlägen geschützt. Je nach Überspannungs- und EMV-Konzept der Windenergieanlage ist das Maschinenhaus mit einem innenliegenden faradayschen Käfig ausgestattet.

#### 2.1.2 Rotorblatt

In den Rotorblättern ist ein Blitzschutz integriert, der den Blitzstrom von der Einschlagstelle an den Fangeinrichtungen über den Ableitpfad zur Erdungsanlage führt. Der Blitzschutz besteht, je nach Rotorblatt, aus den folgenden Elementen:

- Blattspitze aus leitfähigem Material oder Rezeptoren im Bereich der Blattspitze
- Blitzableiter (Kupfer oder Aluminium)
- ggf. zusätzliche Rezeptoren
- ggf. Ableitring an der Blattwurzel
- Oberflächenblitzschutz (z. B. Streckmetall) bei Rotorblättern aus CFK

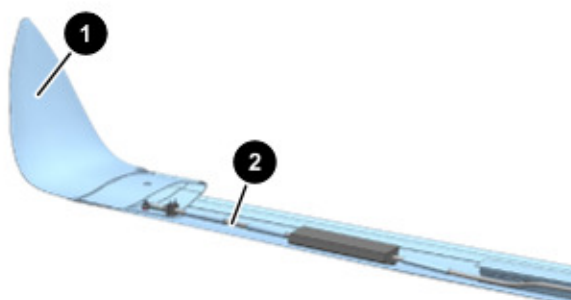


Abb. 2: Blattspitze mit Blitzableiter

1 Blattspitze	2 Blitzableiter
---------------	-----------------

Je nach Aufbau des Rotorblatts besteht die Blattspitze aus leitfähigem Material oder es sind Rezeptoren in der Blattspitze verbaut. Die Fangeinrichtungen sind durch einen Blitzableiter mit dem Blattflansch verbunden.

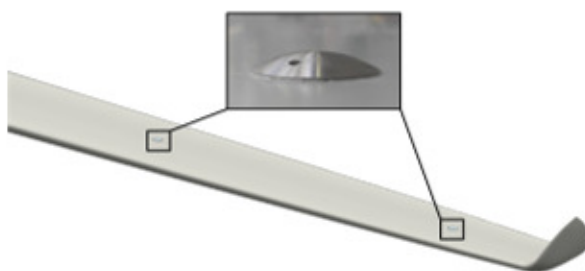


Abb. 3: Rotorblatt mit Rezeptoren auf der Druck- und Saugseite, Beispiel

Je nach Länge und Aufbau des Rotorblatts sind ggf. zusätzlich Rezeptoren auf der Druck- und Saugseite angeordnet. Die Rezeptoren sind an den Ableitpfad angeschlossen.

Rezeptoren sind definierte Solleinschlagsstellen, welche blitzstromtragfähig dimensioniert sind.

Bei Rotorblättern aus CFK ist auf der Druck- und Saugseite ein Oberflächenblitzschutz (z. B. Streckmetall) verbaut. Der Oberflächenblitzschutz überragt die CFK-Bauteile um mindestens 5 cm. Der Oberflächenblitzschutz schützt die darunterliegenden Komponenten zusätzlich vor einem Blitzeinschlag und ist Bestandteil des Ableitpfads.

Weitere leitfähige Bauteile im Rotorblatt werden bei Bedarf über Potentialausgleichsverbindungen mit dem Blitzschutz verbunden.

### **Durchgangsmessung des Blitzschutzes der Rotorblätter nach IEC 61400-24**

Der Blitzschutz der Rotorblätter der ENERCON Windenergieanlagen wird nach der IEC 61400-24 ausgelegt und zertifiziert. Die IEC 61400-24 basiert auf der IEC 62305-Reihe. Die IEC 61400-24 empfiehlt, dass die Durchgängigkeit der Ableitung in Rotorblättern durch die Konstruktion sichergestellt sein muss und bei der Fertigung geprüft werden soll.

Um den Inspektionsaufwand der ENERCON Rotorblätter gering zu halten, werden im Rahmen des Zertifizierungsprozesses die mechanische und elektrische Stabilität des Blitzschutzsystems der Rotorblätter nachgewiesen, sodass auf Durchgangsmessungen an den Rotorblättern über die Betriebszeit verzichtet werden kann. Am Ende des Herstellungsprozesses eines jeden Rotorblatts erfolgt eine Durchgangsmessung. Hierdurch wird sichergestellt, dass das Blitzschutzsystem in einem einwandfreien Zustand ist und die im Rahmen des Zertifizierungsprozesses nachgewiesene Haltbarkeit über die Lebensdauer gewährleistet werden kann.

## **2.2 Ableitungen**

### **2.2.1 Blattanschluss – Rotor**

Die Ableitung des Blitzstroms vom Blattanschluss zum Rotor wird mit Rollenblitzableitern oder Schleifkontakten realisiert. Die im Rotor installierten Rollenblitzableiter oder Schleifkontakte werden durch eine Federwirkung auf einen am Blattanschluss angebrachten Ableitring gedrückt.

Rollenblitzableiter werden bei Windenergieanlagen mit Spinnerverkleidung verbaut. Bei Windenergieanlagen ohne Spinnerverkleidung werden Schleifkontakte eingesetzt.

Bei Rotorblättern ohne Ableitring wird der Blitzstrom über den im Rotorblatt installierten Blitzableiter direkt auf den Blattflansch geführt.

### **2.2.2 Rotor – Maschinenträger**

Bei allen Windenergieanlagen führen symmetrisch angeordnete Funkenstrecken den Blitzstrom unabhängig von dem momentanen Rotorblattwinkel und der Stellung des Rotors zur tragenden Struktur.

Bei Maschinenhausverkleidungen aus Aluminium führen die Funkenstrecken den Blitzstrom vom Spinner auf die Verkleidung. Von dort aus wird der Blitzstrom in den Maschinenträger abgeleitet.

Bei Verkleidungen aus GFK führen die Funkenstrecken den Blitzstrom auf den Stator und dann zum Maschinenträger.



### 2.2.3 Maschinenträger – Turm

Die Verbindung zwischen Maschinenträger und Turm wird durch das großflächige Azimutlager sichergestellt. Je nach Windenergieanlage sind zusätzlich Schleifkontakte installiert.

### 2.2.4 Turm

#### Stahlurm

Der Stahlurm selbst ist leitfähig, so dass ein Blitzstrom über diesen abgeleitet wird. 2 am Turm angeschweißte Laschen dienen dem Anschließen der Anschlussfahnen des Fundamentterders. Wenn das unterste Segment aus mehreren Teilen besteht, werden diese jeweils mit einem zusätzlichen, inneren Erdungsring verbunden, an welchem die 2 Anschlussfahnen des Fundamentterders angeschlossen werden.

#### Hybridurm

Der Hybridurm besteht aus Betonsegmenten, die im oberen Turmbereich um Stahlsegmente ergänzt werden. Die Ableitung wird durch die Verbindungsfaschen des Fundaments aufwärts bis zu den Stahlurmsegmenten realisiert. Der Übergang zu den Stahlurmsegmenten erfolgt über 4 Leitungen, jeweils um 90° versetzt, mit mind. 50 mm<sup>2</sup> Querschnitt.

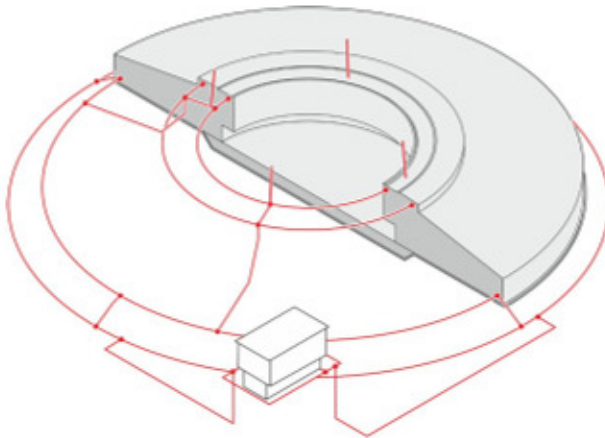
Jedes Betonsegment verfügt über 4 vertikal geführte Bandstähle, welche mit der inneren Bewehrung verbunden sind. Die Enden des Bandstahls sind mit Gewindehülsen versehen. Die Gewindehülsen werden mit den Verbindungsfaschen des nächsten Segments verbunden. Hierdurch wird der Spalt zwischen den Segmenten überbrückt. Abschließend dienen 4 Gewindehülsen, jeweils um 90° versetzt, als Erdungsfestpunkte zum Anschluss des Fundamentterders.

### 2.2.5 Turm – Fundament

Der Anschluss des Turms an das Fundament erfolgt über Laschen und Anschlussfahnen. Die an den Turm angeschweißten Laschen werden mit den Anschlussfahnen der Erdungsanlage verbunden. Die Erdungsanlage ist mit der Bewehrung des Fundaments verbunden. Somit wird eine großflächige Potentialsteuerung erreicht.

Je nach Turm wird die Erdungsanlage um einen im untersten Bereich des Turms liegenden Erdungsring erweitert. Der Erdungsring dient der Anbindung der elektrischen Einbauten innerhalb des Turms an die Erdungsanlage.

## 2.3 Erdungsanlage



**Abb. 4: Erdungsanlage, Beispiel**

Erdungsanlagen schützen Lebewesen und Sachwerte vor Gefahren, die durch Kurz- bzw. Erdschlüsse und transiente Vorgänge, wie Blitzschläge und Schalthandlungen, entstehen können. Sie stellen eine effektive Wirkung der (Fehlerstrom-)Schutzeinrichtungen und eine Bereitstellung eines Referenzpotenzials für elektrische Komponenten sicher. Bei einem Blitzschlag entsteht im stromdurchflossenen Bodenbereich ein Potentialanstieg in Richtung Windenergieanlage. Die Höhe der Berührungs- und Schrittspannung ist u. a. abhängig vom Erdungswiderstand des Fundamenterders und der äußeren Erdungsanlage.

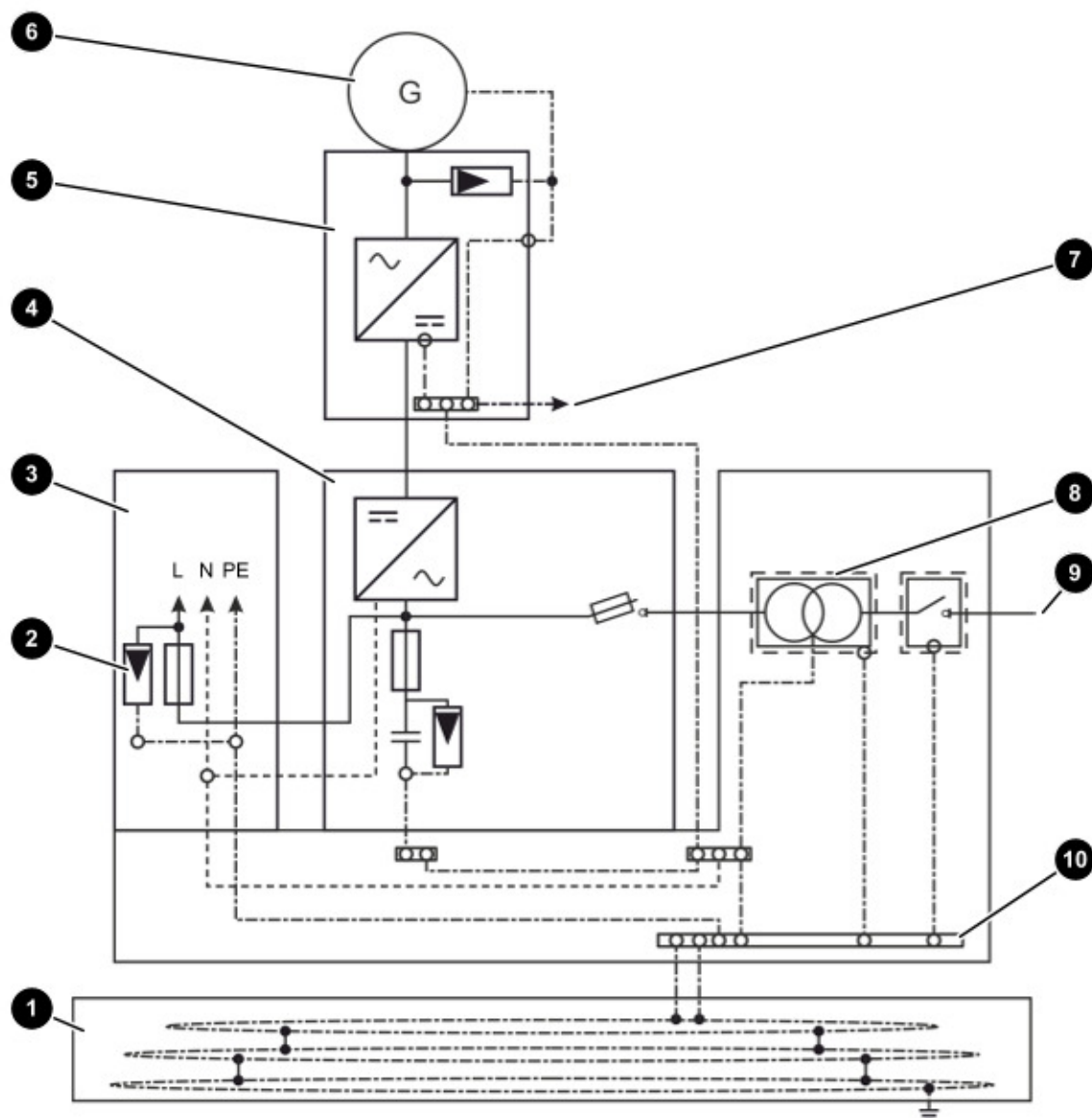
Um alle Anforderungen an das LPL I zu erfüllen und die Einhaltung von Schritt- und Berührungsspannungen im Fehlerfall sicherstellen zu können, müssen in Abhängigkeit des spezifischen Erdwiderstands am Standort ggf. erdungsverbessernde Maßnahmen realisiert werden. Der spezifische Erdwiderstand muss gemäß normativer Anforderung im Rahmen der Baugrunduntersuchung messtechnisch erfasst werden.

Die Erdungsanlage im Fundament besteht aus mehreren, radial installierten Erdungsleitern. Um eine gezielte Potentialsteuerung zu erzielen, sind die Erdungsleiter gestaffelt mit der Bewehrung verbunden. Der außerhalb des Fundaments liegende Ringleiter integriert die Erdungsanlage der Windenergieanlage in das umgebende Potential.

Nach Errichtung der Erdungsanlage wird abschließend der erreichte Erdungswiderstand gemessen und mit den ermittelten Grenzwerten verglichen. Bei Nichteinhaltung können erdungsverbessernde Maßnahmen wie z. B. zusätzliche Tiefenerder oder Ersatzmaßnahmen wie z. B. eine Standortisolierung erforderlich sein, um die Sicherheit für Lebewesen im Umfeld der Windenergieanlage sicherzustellen.

Je nach vereinbartem Lieferumfang werden die erforderlichen Maßnahmen vom Kunden oder von ENERCON durchgeführt. Die Regelung ist vertraglich festzuhalten.

### 3 Innerer Blitzschutz



**Abb. 5: Schematischer Aufbau des Potentialausgleichssystems und der Überspannungsableiter**

1 Erdungsanlage	2 Überspannungsableiter
3 Steuerschrank	4 Leistungsschrank
5 Maschinenträger	6 Generator
7 Schleifringübertrager	8 Transformator
9 Mittelspannungsschaltanlage	10 Potentialausgleichsschiene

#### Potentialausgleichssystem

Das Potentialausgleichssystem verbindet alle leitfähigen Hauptkomponenten wie z. B. die Rotornabe, die Gondel, den Turm und die Schaltschränke mit dem Hauptpotentialausgleich. Der Zusammenschluss des Niederspannungs- und Hochspannungspotentialausgleichs verhindert Potentialdifferenzen.



### **Überspannungsableiter**

Überspannungsableiter schützen elektrische Komponenten nicht nur vor durch Blitzschlag hervorgerufene elektromagnetische Impulse, sondern auch vor anderen transienten Störgrößen, welche durch Schalthandlungen von induktiven oder kapazitiven Lasten entstehen. Des Weiteren schützen die Überspannungsableiter vor den Folgen von elektrostatischen Entladungseffekten.

Damit wird sichergestellt, dass jederzeit eine Überwachung, Regelung und Steuerung der Windenergieanlage möglich ist.

## 4 Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

Tab. 1: Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

	Maschinenhaus	Blattanschluss – Rotor			Maschinenträger – Turm
	Faradayscher Käfig	Rollenblitzabnehmer	Schleifkontakte	Direkter Anschluss	Zusätzliche Schleifkontakte
E-44	-	X	-	-	-
E-48	-	X	-	-	-
E-53	-	X	-	-	-
E-70 E4	-	X	-	-	-
E-82 E2	-	X	-	-	-
E-82 E4	-	X	-	-	-
E-92	-	X	-	-	-
E-103 EP2	-	X	-	-	-
E-115 E2	-	X	-	-	-
E-115 EP3 E3	-	-	X	-	-
E-115 EP3 E4	-	-	X	-	-
E-126 EP3	-	X	-	-	-
E-138 EP3	-	X	-	-	-
E-138 EP3 E2	-	-	X	-	-
E-138 EP3 E3	-	-	X	-	-
E-136 EP5	X	-	-	X	X
E-147 EP5	X	-	-	X	X
E-147 EP5 E2	-	-	-	X	-
E-160 EP5	-	-	-	X	-
E-160 EP5 E2	-	-	-	X	-
E-160 EP5 E3	-	-	-	X	-

	Maschinenhaus	Blattanschluss – Rotor			Maschinenträger – Turm
	Faradayscher Käfig	Rollenblitzabnehmer	Schleifkontakte	Direkter Anschluss	Zusätzliche Schleifkontakte
E-160 EP5 E3 R1	-	-	-	X	-
E-175 EP5	-	-	-	X	-

## 5 Zugrundeliegende Normen

Bei der Konstruktion und der Umsetzung des Blitzschutzes für Windenergieanlagen wurden folgende Normen und Standardisierungen in der jeweils aktuellsten Fassung beachtet.

- DIN EN 50308\*VDE 0127-100
- DIN EN 50522\*VDE 0101-2
- DIN EN 61400-24\*VDE 0127-24
- DIN EN 62305-1\*VDE 0185-305-1
- DIN EN 62305-2\*VDE 0185-305-2
- DIN EN 62305-3\*VDE 0185-305-3
- DIN EN 62305-4\*VDE 0185-305-4
- DIN EN 62561-1\*VDE 0185-561-1
- DIN EN 62561-2\*VDE 0185-561-2
- DIN IEC 60364-5-54\*VDE 0100-540

## Einleitung

Rotorblätter von ENERCON Windenergieanlagen sind mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, mit dem Blitzströme von der Blattspitze zur Gondel abgeleitet werden. Blitzschutzsysteme reflektieren elektromagnetische Wellen und führen somit zu ungewollten zusätzlichen Signalen bei Radarsystemen von zivilen Flugsicherungen, militärischen Einrichtungen und Wetterdiensten.

## Bisherige Blitzschutzsysteme

Ursprünglich bestand das Blitzschutzsystem aus metallischen Vorder- und Hinterkanten am Rotorblatt, welche jedoch einen starken Einfluss auf Radarsysteme verursachen.

Ein verbessertes Blitzschutzsystem mit innenliegendem Aluminiumprofil konnte den Einfluss auf Radarsysteme auf ca. 20 % des Ursprungswertes vermindern. Eine weitere Reduktion in den relevanten Frequenzbändern S, C und X (2 bis 12 GHz) konnte durch den Einbau von reflexionsdämpfenden Breitband-Radarabsorbern EPF 51 aus Polyurethanschaum erreicht werden.

## Optimiertes Blitzschutzsystem

Das optimierte Blitzschutzsystem wurde entwickelt, um den Blitzschutz und somit die Rotorblatt-haltbarkeit zu verbessern und gleichzeitig den Einfluss auf Radarsysteme weiter zu verringern.

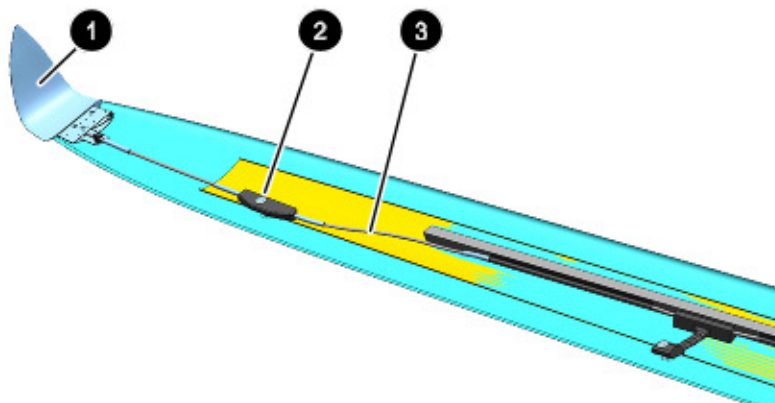


Abb. 1: Optimiertes Blitzschutzsystem im Rotorblatt

1	Blattspitze	2	Rezeptor
3	Aluminiumleitung mit PVC-Isolierung		

Das optimierte Blitzschutzsystem besteht überwiegend aus Aluminiumleitungen mit PVC-Isolierung. Diese Isolierung sorgt für eine deutliche Reduktion des Einflusses auf Radarsysteme. An der Rotorblattoberfläche liegen nur die metallischen Rezeptoren.

Das optimierte Blitzschutzsystem wird außer bei der E-101 bei allen Rotorblatttypen von ENERCON ab 70 m Durchmesser eingeführt.

## Messung und Vergleich der Blitzschutzsysteme

In den signaturtechnischen Labors der RWTH Aachen wurden Vergleichsmessungen vorgenommen, um die Wirksamkeit der Maßnahmen zu belegen.

Die Vergleichsmessungen der 3 Blitzschutzsysteme belegen die signifikante Reduktion der Radarreflexion. Sie berücksichtigen alle relevanten Frequenzen von 2 bis 12 GHz und alle Anstrahlungswinkel (360°) für horizontale und vertikale Polarisation des Radars.

Die folgende Tabelle zeigt die Maximalwerte der Reduktion der Radarreflexion bei einer Rotorblattstellung von 90° sowie die Mittelwerte über alle Rotorblattstellungen am Beispiel der 2 typischen Frequenzen 3 GHz und 9 GHz.

**Tab. 1: Gemessene Minderung der Radarreflexionen in dB**

Frequenz	3 GHz				9 GHz			
Polarisation	Horizontal		Vertikal		Horizontal		Vertikal	
Rotorblattstellung	90°	Mittelwert	90°	Mittelwert	90°	Mittelwert	90°	Mittelwert
Blitzschutzsystem mit metallischer Vorder- und Hinterkante	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Blitzschutzsystem aus Aluminium mit Radarabsorber	-0,7	-1,9	-0,8	-2,4	-3,6	-3,7	-3,5	-3,5
Blitzschutzsystem mit isolierter Aluminiumleitung	-2,1	-2,2	-2,1	-2,1	-13,2	-9,8	-13,9	-9,6



# **Technische Beschreibung**

## **Brandschutz**

### **ENERCON Windenergieanlagen EP1, EP2, EP3**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]

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>	D0253903/4.1-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2021-03-18	de	[REDACTED]	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

**Mitgeltende Dokumente**

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

Dokument-ID	Dokument
DIN 4102	Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen
DIN EN 60204-1:2007*VDE 0113-1:2007	Sicherheit von Maschinen - Elektrische Ausrüstung von Maschinen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen
DIN EN 60332-1-2:2005*VDE 0482-332-1-2:2005	Prüfungen an Kabeln, isolierten Leitungen und Glasfaserkabeln im Brandfall - Teil 1-2: Prüfung der vertikalen Flammenausbreitung an einer Ader, einer isolierten Leitung oder einem Kabel - Prüfverfahren mit 1-kW-Flamme mit Gas-/Luft-Gemisch
DIN EN 61100:1994	Einteilung von Isolierflüssigkeiten nach dem Brennpunkt und dem spezifischen Heizwert Hu
DIN VDE 0100-430:2010	Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 4-43: Schutzmaßnahmen - Schutz bei Überstrom
DIN VDE 0100-520:2013	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-52: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen
DIN VDE 0298	Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen



Dieses Dokument gilt für Windenergieanlagen der Plattformen EP1 bis EP3 (E-44, E-48, E-53, E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-103 EP2, E-115 EP3 E3, E-115 EP3 E4, E-126 EP3, E-138 EP3, E-138 EP3 E2, E-138 EP3 E3).

## **Brandschutz**

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

### **Technische Brandschutzmaßnahmen**

#### **Vermeidung von Zündquellen**

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

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

Die elektrische Ausrüstung und die Überstromschränkeinrichtungen entsprechen der DIN EN 60204-1:2007\*VDE 0113-1:2007. Kabel und Leitungen werden entsprechend der DIN VDE 0100-430:2010, DIN VDE 0100-520:2013 und DIN VDE 0298 ausgewählt und dimensioniert. Am Generator, an der Turmverkabelung und an der Rotorblattheizung der Prototypen werden Thermografieuntersuchungen durch einen Sachverständigen durchgeführt. Anhand der Ergebnisse wird ggf. die Konstruktion angepasst.

#### **Vermeidung der Brandentstehung**

Brennbare Baustoffe und Materialien sind möglichst so angeordnet, dass sie durch mögliche Zündquellen (z. B. Wärmeenergie, ungewöhnliche Temperaturanstiege, elektrische Energie, zufällige Funken und Lichtbögen, hoher Spitzenstrom von Transienten und mechanische Energie) nicht entzündet werden können. Elektrische Komponenten werden in Schaltschränken aus Stahlblech gekapselt. Lüftungsschläuche beginnen in einem ausreichenden Abstand zu den Leistungsschränken, so dass Brandgase herunterkühlen und die Lüftungsschläuche voraussichtlich nicht entzünden können. Da die Lüftungsschläuche aus wenig Material bestehen und schon weit unter der Gondel enden, begünstigen sie die Übertragung eines Brandes vom Turmfuß in die Gondel nicht.

Eingesetzt werden, wo möglich, schwer entflammable Baustoffe (Baustoffklasse B1 oder besser nach DIN 4102), sowie selbstverlöschende/flammwidrige oder nicht brennbare Materialien, z. B. flammwidrige und selbstverlöschende Leistungskabel nach DIN EN 60332-1-2:2005\*VDE 0482-332-1-2:2005. Als Isolations- und Kühlungsflüssigkeit des Leistungstransformators wird synthetischer Ester eingesetzt, der schwerentflammbar ist, einen hohen Brennpunkt von  $> 300\text{ °C}$  (Kühlmittelart K3 nach DIN EN 61100:1994) hat und einen geringen spezifischen Heizwert aufweist. Der Einsatz brennbarer Materialien, z. B. geschäumte Kunststoffe wie Polyurethan oder Polystyrol als Dämmstoff oder glasfaserverstärkte Kunststoffe für Abdeckungen und sonstige Bauteile, wird, wo möglich, vermieden.

#### **Sensorische Überwachung**

Mögliche Zündquellen in der Windenergieanlage werden laufend durch Sensoren überwacht.

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

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

### **Fluchtwege**

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

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

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

## **Organisatorische Brandschutzmaßnahmen**

### **Schutzmaßnahmen während des Betriebs**

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

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

### **Schutzmaßnahmen während der Wartung**

Die Windenergieanlage wird im Rahmen der Wartung, die bei Bedarf, jedoch mindestens einmal jährlich stattfindet, von 2 bis 4 Personen betreten. Diese Personen sind mit der Windenergieagenteknik und der Rettung aus der Windenergieanlage vertraut. Während der Wartung ist die Windenergieanlage die meiste Zeit außer Betrieb. Die Leistungselektronik ist abgeschaltet. Nur wenige Komponenten, z. B. Beleuchtung, Steckdosen und Steuerung, bleiben aktiv. Dadurch wird das Brandrisiko bei Anwesenheit von Personen reduziert.

Bei detektiertem Rauch schaltet die Windenergieanlage die optisch-akustischen Signalmelder im Turmfuß, im Maschinenhaus und im Rotorkopf ein. Die Signalmelder erzeugen ein rotes Dauersignal mit Lichtblitzen und einen Dauerton mit schnell schwankender Tonhöhe. Gegebenenfalls anwesende Personen werden dadurch gewarnt. Der Signalmelder im Turmfuß ist nur bei eingeschaltetem Wartungsschalter aktiv. Die Signalmelder im Maschinenhaus und im Rotorkopf sind nur bei eingeschalteter Gondelbeleuchtung aktiv. Dadurch wird gewährleistet, dass die Signalmelder nur bei Anwesenheit von Personen in der Windenergieanlage aktiv sind.

Zur Bekämpfung von Entstehungsbränden stehen CO<sub>2</sub>-Feuerlöscher im Turmfuß, im Maschinenhaus und im ENERCON Servicefahrzeug bereit. Der Wartungsschalter ist eingeschaltet, wodurch Statusmeldungen nicht an den ENERCON Service weitergeleitet werden. Wartungen an Branderkennungselementen führen somit nicht zu Fehlalarmen beim ENERCON Service.

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



## Brandschutz und Brandbekämpfung durch die Feuerwehr

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

### Brand im Turmfuß

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

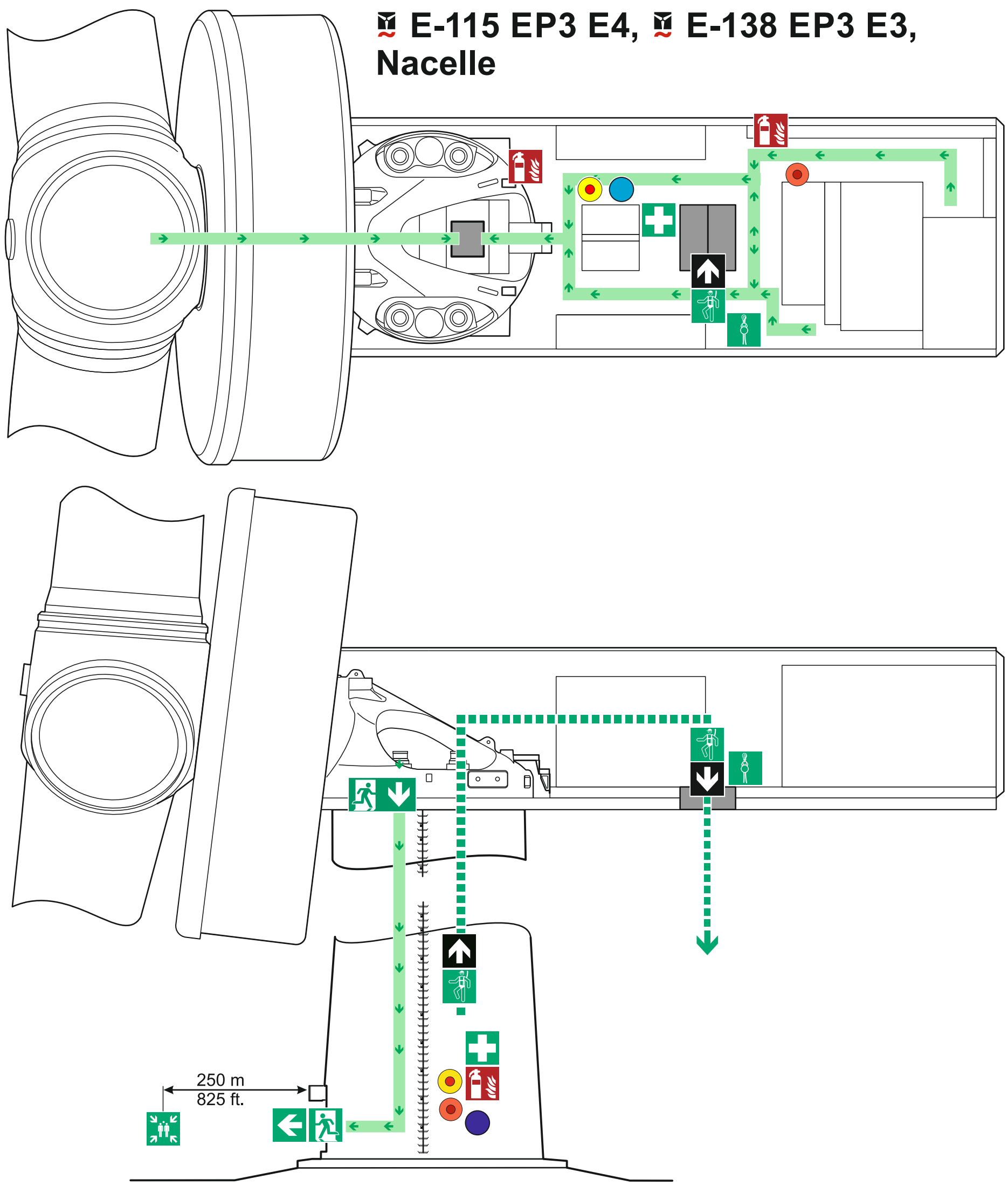
### Brand in der Gondel

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

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

Place national sticker (ID0XX1) here

Escape and rescue plan WEC



- Legend**
  - Fire extinguishers
  - First aid kit
  - Alternative escape route with rescue device
  - Rescue equipment
  - Transformer Emergency switching off
  - EMERGENCY STOP button
  - Meeting point (outside WEC)
  - Emergency exit
  - Direction (fastest escape route)
  - Direction (fire in tower base)
  - Your location Nacelle
  - Your location Tower base
- The positioning of the pictograms is not true to scale!

Behavior in case of emergency

Keep calm!

- Call for help:**
  - What happened?
  - Where did it happen?
  - How many people are injured?
  - What types of injuries occurred?
  - Follow instructions, wait for queries.
- Immediate measures:**
  - Alert others
  - Provide first aid
  - Eliminate hazards
- Attempt to extinguish the fire**  
If possible, press emergency stop button and disconnect WEC from grid  
**Move to a safe location**

Place national sticker (ID0X11) here

# **Technische Beschreibung**

## **Blattheizung**

**ENERCON Windenergieanlagen EP1, EP2, EP3, EP4**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]  
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>	D0441885-6		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2020-01-17	de	[REDACTED]	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Allgemeines .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Funktionsweise .....</b>	<b>5</b>
2.1	Ansteuerung der Blattheizung .....	6
<b>3</b>	<b>Funktionsablauf .....</b>	<b>7</b>
3.1	Blattheizung bei stehender Windenergieanlage .....	7
3.1.1	ENERCON Kennlinienverfahren, eologix-, fos4X-, Wölfel- Eisansatzerkennung .....	7
3.1.2	Labko-Eisansatzerkennung .....	9
3.2	Blattheizung bei laufender Windenergieanlage .....	11
<b>4</b>	<b>Detektionszeit und weitere Ansteuerungsmöglichkeiten .....</b>	<b>13</b>
4.1	Detektionszeit ENERCON Kennlinienverfahren .....	13
4.2	Weitere Ansteuerungsmöglichkeiten (optional) .....	14
<b>5</b>	<b>Parameter .....</b>	<b>15</b>



## 1 Allgemeines

An Rotorblättern einer Windenergieanlage kommt es bei bestimmten Witterungsverhältnissen zur Bildung von Eis-, Reif- oder Schneeablagerungen, welche den Wirkungsgrad reduzieren und die Lärm-Emission erhöhen. Durch diese Ablagerungen entsteht eine Unwucht, welche zu erhöhter Materialbelastung führt. Die Ablagerungen können so stark werden, dass von ihnen beim Herabfallen (unvermeidbarer Eisfall, wie von jedem hohen Gebäude) oder Wegschleudern (Eiswurf) Gefahren für Personen und Sachen ausgehen.

Um die Gefahren von Eiswurf zu reduzieren, wird in allen ENERCON Windenergieanlagen serienmäßig die Eisansatzerkennung nach dem ENERCON Kennlinienverfahren eingesetzt. Wird Eisansatz vom erkannt, wird die Windenergieanlage angehalten. Der Zeitraum, in dem die Voraussetzungen für die Eiskbildung an der Windenergieanlage bestehen (meteorologische Vereisung), ist in der Regel deutlich kürzer als der Zeitraum, der für das Abtauen des Eisansatzes (instrumentelle Vereisung) benötigt wird. Durch den Einsatz einer Blattheizung können die Zeit der instrumentellen Vereisung verkürzt und die Ertragsausfälle reduziert werden.

Wird vorhandener Eisansatz durch die Blattheizung angetaut, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass sich Eispartikel oder Eisschollen von den Rotorblättern lösen und herunterfallen (Eisfall). Wird die Windenergieanlage mit angetautem Eisansatz betrieben, können diese durch die Rotorbewegung abgeworfen werden (Eiswurf). Dadurch kann es zu Personen- oder Sachschäden (auch an der Windenergieanlage selbst) kommen.

Mit den Standardeinstellungen der Parameter ist ein Betrieb der Blattheizung nur im manuellen Modus und bei stillstehender Windenergieanlage möglich. Für den Automatikbetrieb ist eine Anpassung der Parameter notwendig, die von ENERCON nur nach Beauftragung durch den Betreiber und anschließender Prüfung vorgenommen wird. So wird gewährleistet, dass der Einsatz der Blattheizung nicht zu unerwartetem Eiswurf führt.

Dieses Dokument ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen der Plattformen EP1 bis EP4 (E-44, E-48, E-53, E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-103 EP2, E-101, E-101 E2, E-115, E-115 E2, E-115 EP3 E3, E-126 EP3, E-138 EP3, E-138 EP3 E2, E-126 EP4, E-141 EP4).

## 2 Funktionsweise

Die Luft in den Rotorblättern wird durch ein in der Nähe des Blattflansches installiertes Heizgebläse auf bis zu 72 °C erwärmt.

Der Innenraum des Rotorblatts ist parallel zur Blattachse durch Stege unterteilt. Diese Stege werden genutzt, um warme Luft im Umluftverfahren durch das Rotorblatt zu fördern. Vom Heizgebläse strömt die erwärmte Luft entlang der Blattvorderkante zur Rotorblattspitze und zwischen den Hauptstegen zurück zum Blattflansch. Die Luft wird erneut erwärmt und in das Rotorblatt geblasen. Auf diese Weise werden die Oberflächen der Vorderkanten- und Mittelsegmente des Blatts erwärmt, wodurch am Blatt angefrorenes Eis abtauen kann.

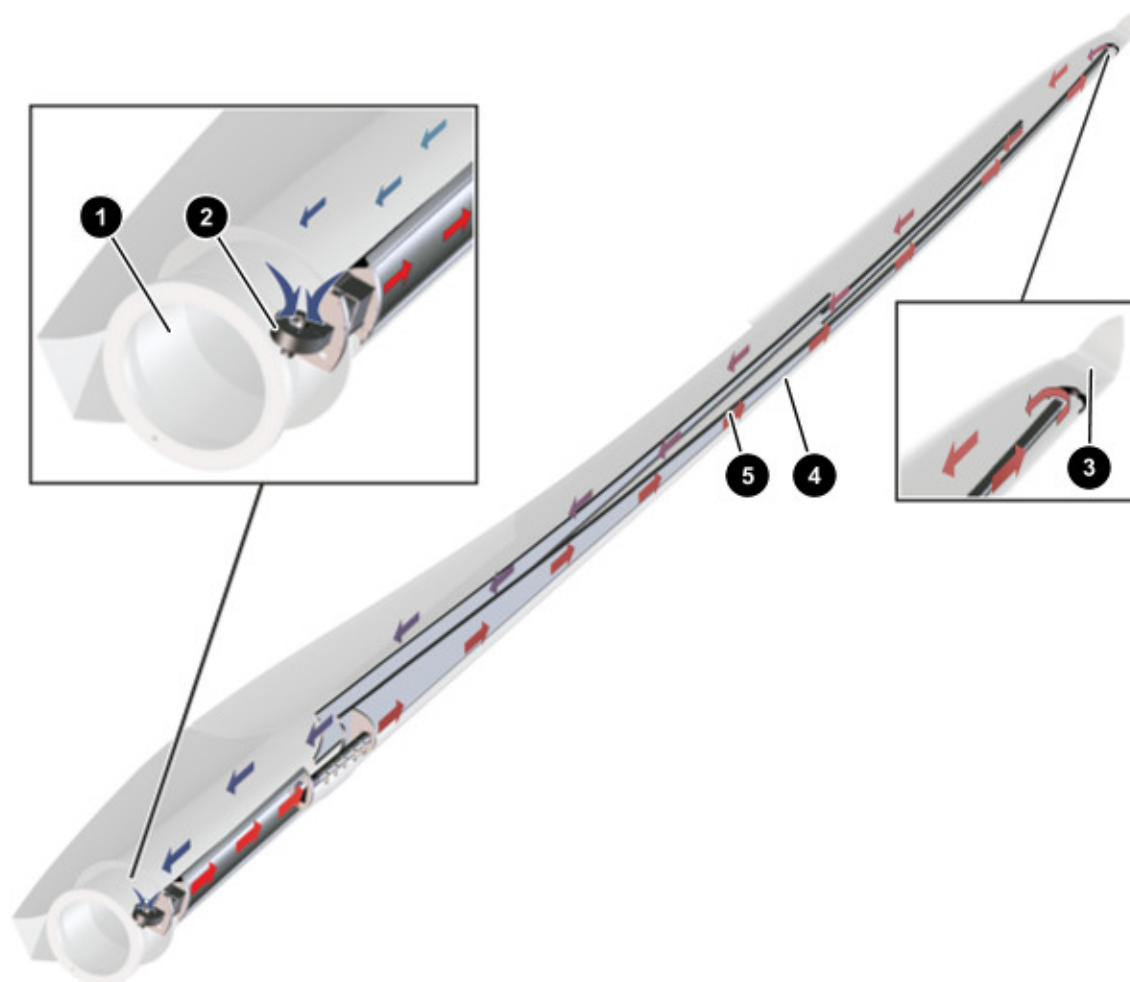


Abb. 1: Beispiel: Luftstrom der Blattheizung im Rotorblatt E-115 E2

1 Blattflansch	2 Blattheizung
3 Blattspitze	4 Blattvorderkante
5 Stege	



Das Heizgebläse ist in das Erdungssystem der Windenergieanlage eingebunden. Rotorblattschale und GFK-Stege wirken als Isolator, so dass es hier keinen Überschlag zwischen Blitzableiter und Heizgebläse geben kann.

### Leistungsaufnahme

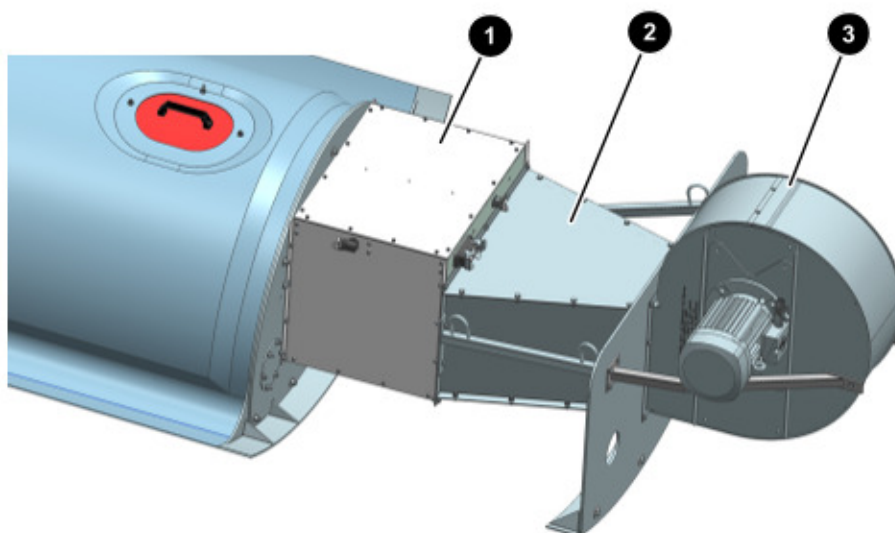
Bei laufender Blattheizung erhöht sich der Eigenbedarf der Windenergieanlage. Die Nennleistung (maximale Leistungsaufnahme) der Blattheizung ist abhängig vom Anlagentyp. (Kap. 5.5, S. 17).

Eine Begrenzung der Leistungsaufnahme aus dem Netz (Kap. 5.3, S. 16) ist möglich. Eine Verringerung der Leistungsaufnahme führt jedoch auch zu einer Verringerung der Effektivität der Blattheizung.

## 2.1 Ansteuerung der Blattheizung

Jedes Rotorblatt ist mit einer separaten Blattheizung, bestehend aus Heizregister inklusive 2 in Reihe geschalteter Sicherheitsthermostate (Öffner-Kontakte), Radiallüfter und Temperaturfühler, ausgerüstet.

Alle Heizregister werden separat geregelt, so dass in allen drei Rotorblättern die optimale Temperatur zur Verfügung steht.



**Abb. 2: Beispiel: Flanschseitige Ansicht des Blattheizungsmoduls E-115 E2**

1	Heizregister	2	Diffusor
3	Radiallüfter		

Die Steuerung wird durch diverse einstellbare Parameter beeinflusst, die im Folgenden mit "Pxxxx" bezeichnet werden.

### 3 Funktionsablauf

#### 3.1 Blattheizung bei stehender Windenergieanlage

##### 3.1.1 ENERCON Kennlinienverfahren, eologix-, fos4X-, Wölfel-Eisansatzzerkennung

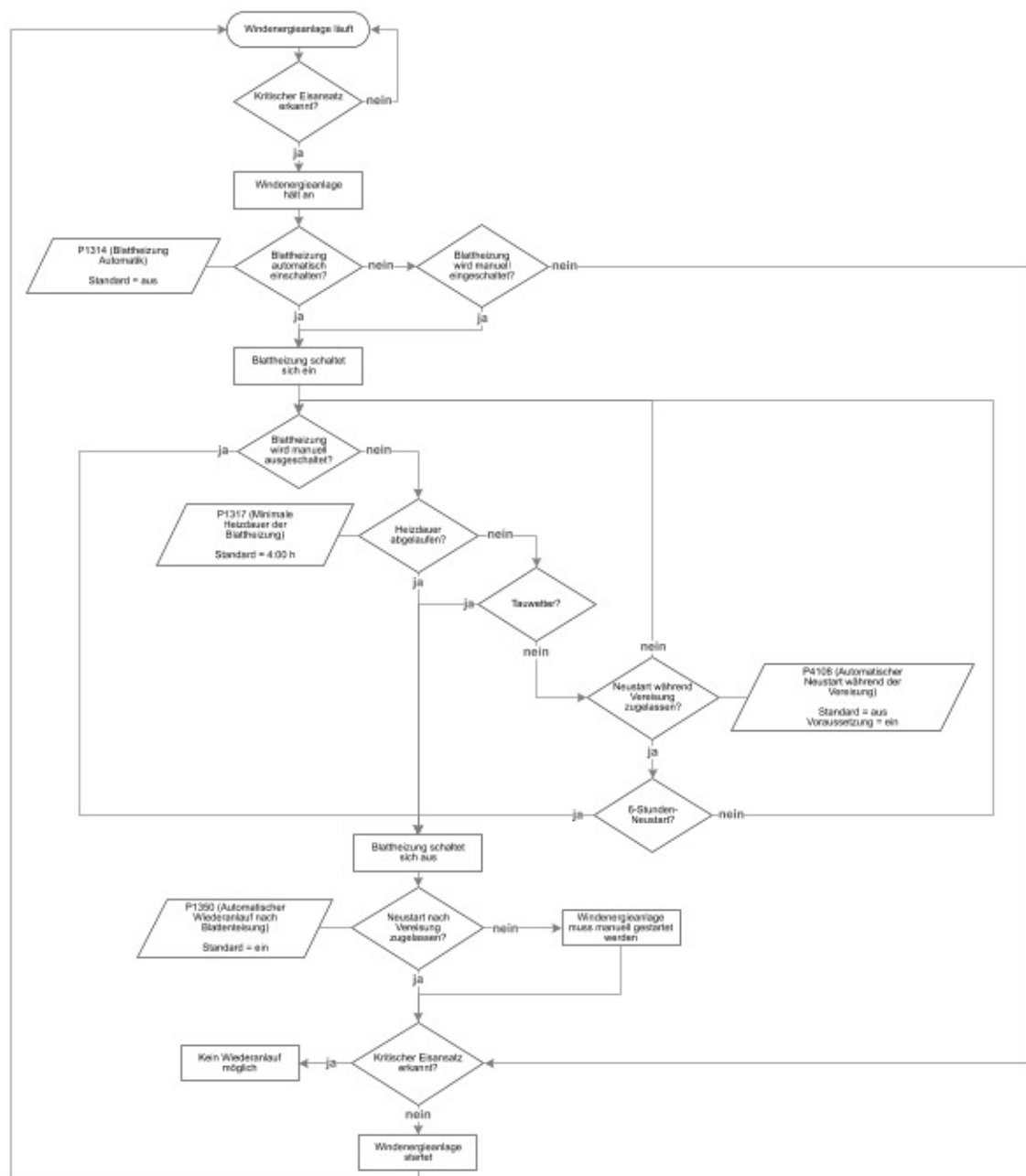


Abb. 3: Funktionsablauf Blattheizung bei stehender Windenergieanlage

#### Standardeinstellung:

- ✓ P1314 (Blattheizung Automatik) = aus
- ✓ P1317 (Minimale Heizdauer der Blattheizung) = 4:00 h
- ✓ P1350 (Automatischer Wiederanlauf nach Blattenteisung) = ein



**Voraussetzung:**

- ✓ P1314 (Blattheizung Automatik) = ein
- ✓ P1317 (Minimale Heizdauer der Blattheizung) = 4:00 h
- ✓ P1350 (Automatischer Wiederanlauf nach Blattenteisung) = ein

Sobald ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt und die Windenergieanlage anhält, wird die Blattheizung automatisch eingeschaltet.

Nachdem die Blattheizung ausgeschaltet wurde, läuft die Windenergieanlage automatisch wieder an.

Die Blattheizung kann automatisch durch die festgelegte Heizdauer, erkanntes Tauwetter und abgelaufenen Timer, den automatischen 6-Stunden-Neustart oder manuell ausgeschaltet werden.

Der Blattheizungszyklus kann während eines Durchlaufs von den eologix-, fos4X-, und Wölfel-Eisansatzerkennungssystemen maximal 3-mal eingeschaltet werden. Wurde der Blattheizungszyklus mehr als 3-mal eingeschaltet, kann der Blattheizungszyklus für eine festgelegte Dauer (3 x P1317) nicht mehr automatisch eingeschaltet werden.

Die Windenergieanlage kann nicht Wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt.



### 3.1.2 Labko-Eisansatzzerkennung

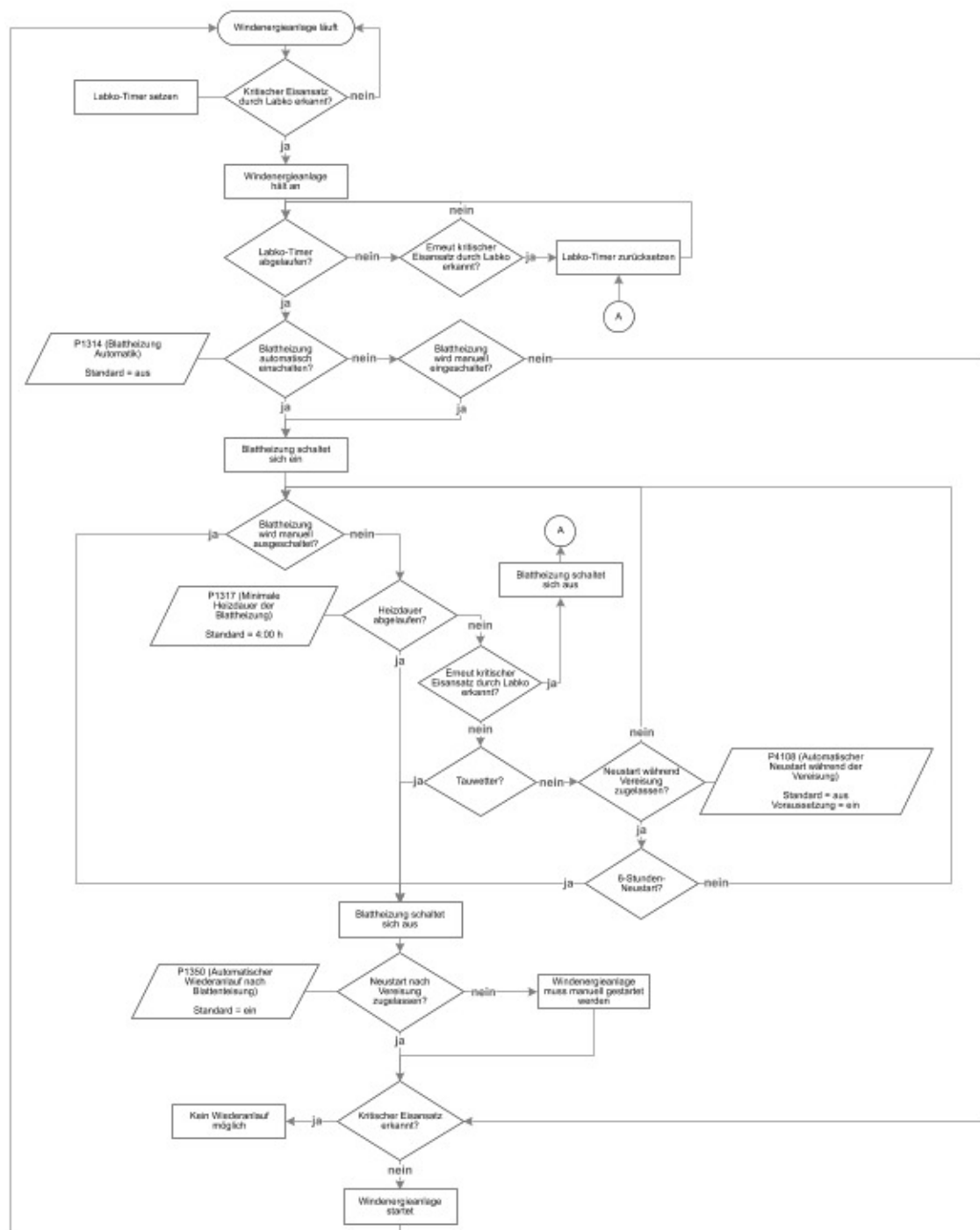


Abb. 4: Funktionsablauf Blattheizung bei stehender Windenergieanlage

#### Standardeinstellung:

- ✓ P1314 (Blattheizung Automatik) = aus
- ✓ P1317 (Minimale Heizdauer der Blattheizung) = 4:00 h
- ✓ P1350 (Automatischer Wiederanlauf nach Blattenheizung) = ein

#### Voraussetzung:

- ✓ P1314 (Blattheizung Automatik) = ein
- ✓ P1317 (Minimale Heizdauer der Blattheizung) = 4:00 h
- ✓ P1350 (Automatischer Wiederanlauf nach Blattenteisung) = ein

Sobald das Labko-Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt und die Windenergieanlage anhält, wird der Labko-Timer auf typischerweise 120 Minuten gesetzt. Wenn das Labko-Eisansatzerkennungssystem keinen kritischen Eisansatz mehr erkennt, läuft der Labko-Timer auf 0 herunter. Ist der Labko-Timer abgelaufen, wird die Blattheizung eingeschaltet.

Sollte das Labko-Eisansatzerkennungssystem während der Labko-Timer abläuft erneut kritischen Eisansatz erkennen, wird der Labko-Timer zurückgesetzt.

Sollte das Labko-Eisansatzerkennungssystem während der Heizdauer der Blattheizung erneut kritischen Eisansatz erkennen, wird der Blattheizungszyklus abgebrochen, der Labko-Timer zurückgesetzt und der Ablauf beginnt von neuem.

### 3.2 Blattheizung bei laufender Windenergieanlage

Der frühzeitige Betrieb der Blattheizung bei laufender Windenergieanlage kann die Bildung von Eis deutlich reduzieren, diese aber nicht ausschließen. Durch die Blattheizung angetauertes Eis kann von der Windenergieanlage herunterfallen oder abgeworfen werden.

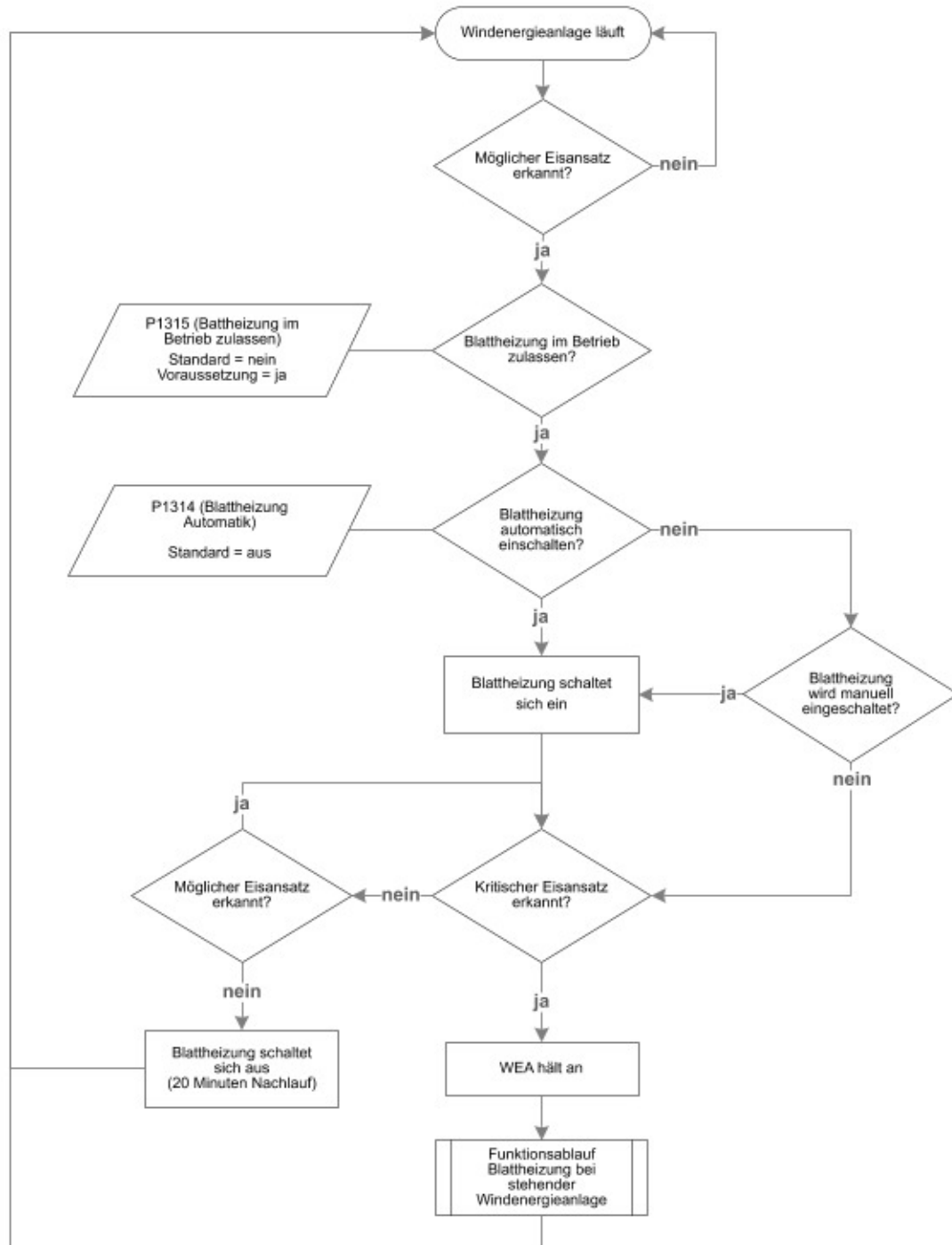


Abb. 5: Funktionsablauf Blattheizung bei laufender Windenergieanlage

#### Geltungsbereich:

- ENERCON Kennlinienverfahren
- eologix-, fos4X-, Wölfel-Eisansatzerkennung

#### Standerdeinstellung:

- P1314 (Blattheizung Automatik) = aus
- P1315 (Blattheizung im Betrieb zulassen) = ja

**Voraussetzung:**

- ✓ P1314 (Blattheizung Automatik) = ein
- ✓ P1315 (Blattheizung im Betrieb zulassen) = ja

Sobald ein Eisansatzerkennungssystem möglichen Eisansatz erkennt wird die Blattheizung bei laufender Windenergieanlage eingeschaltet.

Wenn danach kein möglicher Eisansatz mehr festgestellt wird, bleibt die Blattheizung noch für weitere 20 Minuten in Betrieb (Nachlauf). Der Vorgang wiederholt sich, sobald erneut möglicher Eisansatz erkannt wird.

Sollte trotz eingeschalteter Blattheizung kritischer Eisansatz erkannt werden, wird die Windenergieanlage angehalten.

**Einschalten der Blattheizung bei möglichem Eisansatz**

ENERCON Kennlinienverfahren:

- Sobald für 10 Minuten möglicher Eisansatz erkannt wird (Zähler Eisansatz-Detektionszeit)

eologix-, fos4X-, Wölfel-Eisansatzerkennungssystem:

- Sobald die eingestellten Schwellwerte überschritten werden

## 4 Detektionszeit und weitere Ansteuerungsmöglichkeiten

### 4.1 Detektionszeit ENERCON Kennlinienverfahren

#### **Detektionszeit**

Der Parameter 4112 (Eisansatz-Detektionszeit) des ENERCON Kennlinienverfahrens legt fest, wann die Windenergieanlage bei Eisansatz angehalten wird. Dieser ist von 10 bis 30 Minuten einstellbar.

Die Detektionszeit ist der Zeitraum zwischen der ersten Abweichung von der Betriebskennlinie zzgl. einer Toleranz bis zum Anhalten der Windenergieanlage.

Beispiel zur Bildung der Detektionszeit:

- P4112 = 30 Minuten

Wenn die mittlere Leistung über 60 Sekunden außerhalb des eingestellten Toleranzbands liegt, wird ein Zähler um 1 auf maximal 30 (P4112) hochgezählt. Bei Zählerstand 30 hält die Windenergieanlage an.

Wenn die mittlere Leistung über 60 Sekunden innerhalb des eingestellten Toleranzbands liegt, wird ein Zähler um 1 auf minimal 0 heruntergezählt.

#### **Einschaltzeitpunkt der Blattheizung bei laufender Windenergieanlage**

Der Einschaltzeitpunkt der Blattheizung wird über ein zusätzliches Toleranzband und einen eigenen Zähler gesteuert. Das zusätzliche Toleranzband muss für diese Funktion schmaler eingestellt sein als das für die Abschaltung der Windenergieanlage zuständige Toleranzband. Somit wird der Zähler früher hochgezählt und die Blattheizung eingeschaltet, bevor die Windenergieanlage angehalten wird. Der Grenzwert des Zählers ist auf 10 Minuten festgelegt.



## 4.2 Weitere Ansteuerungsmöglichkeiten (optional)

Zusätzlich zu den genannten Betriebsarten (Kap. 3, S. 7), gibt es noch weitere Möglichkeiten, die Blattheizung zu steuern.

### **ENERCON SCADA PDI-OPC**

Folgende Funktionen können über die Schnittstelle ENERCON SCADA PDI-OPC des ENERCON SCADA Servers realisiert werden:

- Aktivieren des Automatikbetriebs
- Deaktivieren des Automatikbetriebs
- Starten des Heizvorgangs
- Stoppen des Heizvorgangs
- Auslesen des aktuellen Steuerstatus

### **ENERCON SCADA Bezugsleistungsmanagement**

Da die Blattheizung oftmals nur während des Stillstands der Windenergieanlage eingeschaltet ist, hat dies einen erheblichen Leistungsbezug am Netzanschlusspunkt zur Folge.

Mit dem ENERCON SCADA Bezugsleistungsmanagement steht ein System zur Verfügung, welches den Leistungsbezug der Windenergieanlage am Netzanschlusspunkt auf einen individuell einstellbaren Wert begrenzen kann. Durch das Bezugsleistungsmanagement können die durch den Leistungsbezug entstehenden Mehrkosten auf ein notwendiges Minimum reduziert werden.

## 5 Parameter

### 5.1 P1314: Blattheizung Automatik

Gibt an, ob die Blattheizung automatisch betrieben wird.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### 5.2 P1315: Blattheizung im Betrieb zulassen

Gibt an, ob die Blattheizung bei laufender Windenergieanlage betrieben werden darf.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ja/nein	nein

### 5.3 P1316: Max. Bezugsleistung der Blattheizung

Gibt die zulässige Bezugsleistung der Blattheizung aus dem Netz in kW an.

Die Blattheizung bezieht aus dem Netz nicht mehr als die eingestellte Bezugsleistung.

Um optimale Abtauergebnisse zu erzielen, sollte ein Wert von mindestens 80 % der Nennleistung (P1321) eingestellt werden. Ein Wert unter 50 % der Nennleistung ist nicht empfehlenswert.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 kW – P1321	12 kW (CS48: E-44, E-48, E-53)
	30 kW (CS82: E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-103 EP2)
	100 kW (CS101: E-101, E-101 E2, E-115, E-115 E2, E-126 EP3)
	200 kW <sup>1</sup> (EP3-CS-02: E-115 EP3 E3, E-138 EP3, E-138 EP3 E2)
	200 kW (EP4-CS-01: E-126 EP4, E-141 EP4)

<sup>1</sup> Änderungen vorbehalten

#### Beispiel:

- Maximale Bezugsleistung (P1316) = 30 kW
- E-82 E2 mit 85 kW eingestellter Blattheizung

Produzierte Leistung der Windenergieanlage	Leistung der Blattheizung
0 kW	30 kW (aus dem Netz)
55 kW	85 kW (55 kW der Windenergieanlage + 30 kW aus dem Netz)
≥ 85 kW	85 kW (85 kW der Windenergieanlage)

### 5.4 P1317: Min. Heizdauer der Blattheizung

Gibt die Dauer der Heizphase bei stehender Windenergieanlage an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
1:00 – 10:00 h	4:00 h

## 5.5 P1321: Nennleistung der Blattheizung

Gibt die Nennleistung der Blattheizung an.

Steuerung	Anlagentyp (Leistung pro Blatt)	Standard <sup>1</sup>	Einstellmöglichkeiten <sup>2</sup>
CS48	E-44, E-48, E-53 <i>Heizregister: 13 kW</i> <i>Radiallüfter: 2,2 kW</i>	46 kW	20 – 50 kW
CS82	E-70 E4 <i>Heizregister: 18,75 kW</i> <i>Radiallüfter: 4 kW</i>	70 kW	30 – 200 kW
	E-82 E2, E-82 E4 <i>Heizregister: 25 kW</i> <i>Radiallüfter: 4 kW</i>	85 kW	
	E-92 <i>Heizregister: 37,5 kW</i> <i>Radiallüfter: 5,5 kW</i>	129 kW	
	E-103 EP2 <i>Heizregister: 50 kW</i> <i>Radiallüfter: 5,5 kW</i>	167 kW	
CS101	E-101, E-101 E2 <i>Heizregister: 68,8 kW</i> <i>Radiallüfter: 5,5 kW</i>	225 kW	100 – 350 kW
	E-115, E-115 E2 <i>Heizregister: 62,5 kW</i> <i>Radiallüfter: 5,5 kW</i>	204 kW	
	E-126 EP3 <i>Heizregister: 50 kW</i> <i>Radiallüfter: 5,5 kW</i>	167 kW	
EP3-CS-02	E-115 EP3 E3 <sup>3</sup> , E-138 EP3 <sup>3</sup> , E-138 EP3 E2 <sup>3</sup> <i>Heizregister: 62,5 kW</i> <i>Radiallüfter: 5,5 kW</i>	204 kW	100 – 350 kW <sup>4</sup>
EP4-CS-01	E-126 EP4, E-141 EP4 <i>Heizregister: 62,5 kW</i> <i>Radiallüfter: 5,5 kW</i>	204 kW	100 – 350 kW

<sup>1</sup> Standardeinstellung, welche durch den ENERCON Service eingestellt wird.

<sup>2</sup> Höhere Werte als der Standard sind nur durch erhebliche Hardwareänderungen möglich.

<sup>3</sup> Windenergieanlage mit 630-V-Nennspannung

<sup>4</sup> Änderungen vorbehalten

## 5.6 P1350: Automatischer Wiederanlauf nach Blattenteisung

Gibt an, ob die Windenergieanlage nach einer Blattenteisung unabhängig von der eingestellten Heizdauer automatisch wieder starten darf.

Der Parameter ist ab Softwareversion V6.01 (I/O-Board Steuerschrank 1) verfügbar. Bei Softwareversionen bis einschließlich V5.90 (I/O-Board Steuerschrank 1) wird diese Funktion über den Parameter 4107 abgebildet.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	ein

## 5.7 Sensitivität der Blattheizung

Gibt an, mit welcher Sensitivität das Toleranzband der Blattheizung (ENERCON Kennlinienverfahren) eingestellt ist.

Je höher die Sensitivität, desto eher wird die Blattheizung eingeschaltet.

Die Einstellung der Sensitivität ist nur relevant, wenn die Blattheizung während des Betriebs zugelassen ist (P1315 = ja)

Einstellmöglichkeiten	Standard
Normale Sensitivität	Normale Sensitivität
Hohe Sensitivität	

## 5.8 P7005 – P7008: Eologix Parameter Blade Heating Threshold

### 5.8.1 P7005 – 7007: Eologix Parameter Blade Heating Thres. Level 2 – 4 sensors

Gibt an, wie viele Sensoren Level 2 – 4 melden müssen, um die Blattheizung während des Betriebs einzuschalten. Es wird dabei nicht die absolute Sensoranzahl parametrier, sondern ein Prozentsatz.

Es werden bei der Auswertung nur die Sensoren mitgezählt, die in den vorderen 50 % des Rotorblatts montiert wurden und funktionsfähig sind.

Bei einer Einstellung von 0 % wird die Blattheizung eingeschaltet, sobald ein einziger Sensor Level 2 – 4 meldet. Wenn mehr als 100 % eingestellt wird, wird die Blattheizung nicht eingeschaltet.

Um die Blattheizung zu steuern, müssen P1314 (Blattheizung Automatik) und P1315 (Blattheizung im Betrieb zulassen) eingeschaltet sein.

Parameter	Beschreibung
P7005	Eologix Parameter Blade Heating Thres. Level 2 sensors
P7006	Eologix Parameter Blade Heating Thres. Level 3 sensors
P7007	Eologix Parameter Blade Heating Thres. Level 4 sensors
Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 255 %	255 % (deaktiviert)



### 5.8.2 P7008: Eologix Parameter Blade Heating below sensor temperature

Gibt den Sensortemperatur-Schwellwert an, unterhalb welchem die Blattheizung während des Betriebs eingeschaltet wird.

Der Schwellwert bezieht sich auf die niedrigste von einem Sensor gemessene Blattoberflächentemperatur.

Einstellmöglichkeiten	Standard
-200 bis +200 °C	-127 °C (deaktiviert)

### 5.8.3 Konfigurationsbeispiele zur Steuerung der Blattheizung

Zur Konfiguration der Schwellwerte und zur Steuerung der Blattheizung müssen mindestens ein Eis-Level-Kriterium (P7005, P7006 oder P7007) und das Sensortemperatur-Kriterium (P7008) erfüllt sein.

**Tab. 1: Konfigurationsbeispiele zur Steuerung der Blattheizung**

Beispiel	P7005	P7006	P7007	P7008
Bsp. 1: Steuerung über Eis-Level-Schwellwert	67 %	1 %	1 %	+2 °C
Bsp. 2: Steuerung über Sensortemperatur-Schwellwert	0 %	0 %	0 %	+2 °C

Beispiel 1: Wenn die Blattheizung anhand der Eis-Level-Schwellwerte gesteuert wird, startet die Blattheizung, wenn entweder viele Sensoren Level 2 (67 %) melden oder ein einziger Sensor Level 3 (1 %) oder Level 4 (1 %) meldet. Die Temperaturbedingung +2 °C verhindert, dass bei starker Nässe (alle Sensoren melden Level 2) die Blattheizung unnötig gestartet wird.

Beispiel 2: Wenn die Blattheizung anhand des Sensortemperatur-Schwellwerts gesteuert wird, startet die Blattheizung, wenn die Blattoberflächentemperatur unter +2 °C liegt. Die Eis-Level-Schwellwerte (P7005 – 7007 = 0 %) sind so gewählt, dass die Level-Bedingung stets erfüllt ist.

## 5.9 P7406: Fos4x Blade Heating Thres.

Gibt den Einschaltsschwellwert bei laufender Windenergieanlage bezogen auf die tatsächlich gemessene Eismasse an.

Um die Blattheizung zu steuern, müssen P1314 (Blattheizung Automatik) und P1315 (Blattheizung im Betrieb zulassen) eingeschaltet sein.

Einstellmöglichkeiten	Standard	Anlagentyp	Blatttyp
0 – 1000 kg	25 kg	E-82	E82-1
		E-82 E2	E82-2
		E-82 E4	E-82 EP2-RB-05
			E82-2 WK1a
	40 kg	E-115	E115-1
		E-115 E2	

## 5.10 P7454: Woelfel Blade Heating Thres.

Gibt den Indikatorwert für den EinschaltSchwellwert der Blattheizung bei laufender Windenergieanlage an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
-30,000 – 32,767	32,767 (deaktiviert)

# **Technische Beschreibung**

**ENERCON Eisansatzerkennung**

**ENERCON Platform Independent Control System (PI-CS)**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer [REDACTED]  
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>	D02531399/1.0-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2022-10-05	de	[REDACTED]	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>ENERCON Kennlinienverfahren .....</b>	<b>5</b>
2.1	Funktionsweise .....	5
2.2	Sicherheit .....	6
2.3	Grenzen .....	6
2.4	Anpassung der Detektionszeit .....	6
2.5	Einfluss einer angehaltenen Windenergieanlage auf die Detektionszeit .....	6
2.6	Präventiver Halt nach Störungen .....	7
<b>3</b>	<b>Zustände der Windenergieanlage .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Anhalten der Windenergieanlage .....</b>	<b>9</b>
<b>5</b>	<b>Wiederaanlaufen der Windenergieanlage .....</b>	<b>10</b>
5.1	Priorisierung von Anhalten und Wiederaanlaufen der Windenergieanlage .....	10
5.2	Manueller Wiederaulauf .....	10
5.3	Automatischer Wiederaulauf nach Tauwetter .....	11
5.4	Automatischer Wiederaulauf während Vereisungsbedingungen .....	13
5.5	Automatischer Wiederaulauf mit Blattheizung .....	14
5.6	Automatischer Wiederaulauf nach Windpark-Eisansatzerkennung .....	15
<b>6</b>	<b>Parameter .....</b>	<b>16</b>
<b>7</b>	<b>Statusmeldungen .....</b>	<b>19</b>
	<b>Fachwortverzeichnis .....</b>	<b>23</b>



## 1 Einleitung

An den Rotorblättern kommt es bei bestimmten Witterungsverhältnissen zur Bildung von Eis-, Reif- oder Schneeablagerungen, die den Wirkungsgrad der Windenergieanlage reduzieren und die Lärmemission erhöhen. Durch diese Ablagerungen entsteht eine Unwucht, die zu erhöhter Materialbelastung führt. Die Ablagerungen können so stark werden, dass von ihnen beim Herabfallen (unvermeidbarer Eisfall, wie von hohen Gebäuden) oder Wegschleudern (Eiswurf) Gefahren für Personen und Sachen ausgehen.

Das ENERCON Kennlinienverfahren ist ein integraler Bestandteil des ENERCON Betriebsführungssystems und kann nicht deaktiviert werden. Das ENERCON Kennlinienverfahren nutzt die in der Anlagensteuerung vorhandenen Sensoren. Alle benötigten Eingangsgrößen wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit, Drehzahl, Leistung und Blattwinkel stehen dem ENERCON Kennlinienverfahren ständig zur Verfügung. Wird ein Fehler in der Sensorik festgestellt, wird die Windenergieanlage automatisch angehalten.

Dieses Dokument gibt eine Übersicht über das ENERCON Kennlinienverfahren und dessen Einfluss auf die Start- und Haltevorgänge der Windenergieanlage und ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgendem Steuerungstyp:

- PI-CS

## 2 ENERCON Kennlinienverfahren

### 2.1 Funktionsweise

Bei Rotorblättern werden hochwertige aerodynamische Profile eingesetzt, die in einem weiten Betriebsbereich einen optimalen Wirkungsgrad erzielen. Die aerodynamischen Eigenschaften dieser Profile reagieren sehr empfindlich auf Kontur- und Rauheitsänderungen durch Eisansatz. Die daraus resultierende signifikante Änderung des Betriebskennfelds der Windenergieanlage (Zusammenhang von Wind/Drehzahl/Leistung/Blattwinkel) wird vom Eisansatzerkennungssystem genutzt. Jede Windenergieanlage verfügt über eine Standard-Betriebskennlinie, welche während des Betriebs durch einen selbstlernenden Algorithmus automatisch an den jeweiligen Standort angepasst wird. Dazu werden bei Außenlufttemperaturen  $> +2\text{ °C}$ , witterungsgeschützt heckseitig unterhalb der Gondel gemessen, die anlagenspezifischen Betriebszusammenhänge (Wind/Leistung/Blattwinkel) als Langzeit-Mittelwerte erfasst. Bei Außenlufttemperaturen  $\leq +2\text{ °C}$  werden die aktuellen Betriebsdaten mit den Langzeit-Mittelwerten verglichen, da es in diesem Temperaturbereich zu Eisansatz an den Rotorblättern kommen kann.

Dazu wird über die anlagenspezifische Wind-Leistungs- und Wind-Blattwinkelkennlinie ein empirisch ermitteltes Toleranzband gelegt. Dieses basiert auf Simulationen, Versuchen und mehrjähriger Erfahrung an einer Vielzahl von Windenergieanlagen der unterschiedlichen Baureihen. Wenn die Betriebsdaten von Leistung oder Blattwinkel im Rahmen einer gleitenden Mittelung außerhalb des Toleranzbands liegen, wird die Windenergieanlage mit dem Hauptstatus `14:XX Eisansatz` angehalten (Trudelbetrieb).

Die Art der Abweichung vom Toleranzband wird ebenfalls ausgewertet und in Form eines Zusatzstatus angezeigt.

Wenn die gemessene mittlere Leistung unterhalb des Leistungsfensters liegt, deutet dies auf Eisansatz an den Rotorblättern hin. Die Windenergieanlage wird dann mit dem Status `14:11 Eisansatz : Rotor (Leistungsmessung)` angehalten (Trudelbetrieb).

Bei Eisansatz an den Rotorblättern stellen sich im Regelbereich kleinere Blattwinkel ein als bei eisfreien Rotorblättern. Wenn der gemessene mittlere Blattwinkel unterhalb des Blattwinkelfensters liegt, deutet dies auf Eisansatz an den Rotorblättern hin. Die Windenergieanlage wird dann mit dem Status `14:13 Eisansatz : Rotor (Blattwinkelmessung)` angehalten (Trudelbetrieb).

#### Zeit bis zum Anhalten

Das Toleranzband ist relativ schmal. Deshalb erfolgt das Anhalten der Windenergieanlage erst nach Ablauf der Eisansatz-Detektionszeit (Kap. 2.4, S. 6). Die bis dahin entstandene Dicke der Eisschicht führt nicht zu einer Gefährdung der Umgebung. Auch im eisfreien Betrieb liegen regelmäßig einzelne Betriebspunkte außerhalb der Toleranz. Dies führt jedoch durch die gleitende Mittelung üblicherweise nicht zum Anhalten.



## 2.2 Sicherheit

Die Betriebssicherheit der Eisansatzerkennung nach dem ENERCON Kennlinienverfahren ist sehr hoch. Über 2 voneinander unabhängige Temperatursensoren auf der Unterseite der Gondel wird ein eventueller Ausfall einer dieser Temperatur-Messstellen überwacht.

Alle relevanten Messgrößen der Windenergieanlage werden permanent durch die Steuerung auf Plausibilität überprüft. Gegebenenfalls werden unplausible Messwerte von der Steuerung aus Sicherheitsgründen als Eisansatz interpretiert, auch wenn kein Eisansatz vorliegt.

Das ENERCON Kennlinienverfahren kann Eisansatz auch erkennen, wenn von externen Eisansatzerkennungssystemen noch kein Eisansatz erkannt wurde.

## 2.3 Grenzen

Da sich der Rotor für das ENERCON Kennlinienverfahren drehen und die Windenergieanlage Leistung produzieren muss, kann mit dem ENERCON Kennlinienverfahren kein Eisansatz bei Stillstand des Rotors erkannt werden. Bei Windgeschwindigkeiten unterhalb von 3 m/s vermindert sich die Empfindlichkeit des Verfahrens. Bei Windgeschwindigkeiten oberhalb von 3 m/s gibt es keine Einschränkungen.

Wenn der Rotor anläuft, kann es bereits zum Eisfall/Eiswurf kommen. Da sich der Rotor jedoch lediglich mit einer geringen Geschwindigkeit dreht, wird das Eis nicht weggeschleudert, sondern fällt herunter, wie bei anderen hohen Bauwerken auch.

## 2.4 Anpassung der Detektionszeit

Die Detektionszeit ist der Zeitraum zwischen der ersten Abweichung vom Toleranzband bis zum Anhalten der Windenergieanlage. Die Zähler der Detektionszeit werden in Sekunden gezählt. Zur Vereinfachung wird die Detektionszeit über den Parameter MaxVallceCnt (Kap. 6.4, S. 17) in Minuten eingestellt.

- Jede Sekunde, in der eine Abweichung vorliegt, wird der Zähler um 1 erhöht. Bei Erreichen des in MaxVallceCnt eingestellten Zählerstands hält die Windenergieanlage mit einer der folgenden Statusmeldungen an:

14:11 Eisansatzerkennung : Rotor (Leistungsmessung)

14:13 Eisansatzerkennung : Rotor (Blattwinkelmessung)

- Jede Sekunde, in der keine Abweichung vorliegt, wird der Zähler um 1 verringert.

Mit der Standardeinstellung des Parameters wird Eisansatz ausreichend zuverlässig erkannt. Je niedriger der Parameter eingestellt wird, desto schneller detektiert die Steuerung der Windenergieanlage Eisansatz, was aber auch zu verfrühtem Anhalten führen kann. Für Windenergieanlagen an Standorten, an denen aufgrund der örtlichen Vereisungs- und Windbedingungen und der Nutzung der Umgebung ein erhöhtes Risiko durch Eiswurf zu befürchten ist, kann die Einstellung des Parameters reduziert werden.

## 2.5 Einfluss einer angehaltenen Windenergieanlage auf die Detektionszeit

Zusätzlich zu der beschriebenen Funktion der Detektionszeit werden die Zähler für den Status 14:11 und 14:13 bei möglichem Eisansatz und stillstehender Windenergieanlage langsam erhöht. Da die Eisanwachsrates bei stehendem Rotor geringer ist als bei laufendem, erreichen die Zähler erst nach 3 Stunden einen Wert, der 3 Minuten unterhalb der eingestellten Detektionszeit liegt. Wenn die Windenergieanlage jetzt startet, ist da-

durch die Detektionszeit der Eisansatzerkennung je nach Dauer des Stillstands auf minimal 3 Minuten verkürzt. Die Anlagensteuerung detektiert schnell möglichen Eisansatz, und die Windenergieanlage hält unmittelbar wieder an.

## 2.6 Präventiver Halt nach Störungen

Auch bei längerem Stillstand der Windenergieanlage aufgrund einer Störung besteht bei Temperaturen unter +2 °C und entsprechend hoher Luftfeuchtigkeit die Möglichkeit, dass die Rotorblätter vereisen. Wird die Windenergieanlage dann durch die Fernsteuerung neu gestartet, besteht das Risiko von Eiswurf. Die Wurfweite des Eises hängt dabei u. a. stark von der Drehzahl der Windenergieanlage und damit von der zum Zeitpunkt des Wiederanlaufs vorherrschenden Windgeschwindigkeit ab.

Um dieses Risiko zu minimieren, ermittelt die Steuerung die Dauer des Stillstands in Folge einer Störung. Beruhend auf Erfahrungswerten von ENERCON für Standorte im Mittelgebirge läuft die Windenergieanlage bis zu einer Stillstandsdauer von 2 Stunden und 59 Minuten nach einem Störungsreset wieder selbstständig an. Erreicht oder überschreitet die Stillstandsdauer 3 Stunden, läuft die Windenergieanlage nach dem Reset der Störung nicht automatisch wieder an, wenn die gleitende, mittlere Windgeschwindigkeit über 10 Minuten größer als 5 m/s ist.

Diese Funktion wird wie folgt realisiert: Bei einer Störung wird bei möglichem Eisansatz der Zähler für den Status 14:16 Eisansatzerkennung : Anlage präventiv gestoppt erhöht. Nach 3 Stunden erreicht der Zähler den vorgegebenen Wert von 180 Minuten und wird dann automatisch nochmal um weitere 5 Minuten auf 185 Minuten erhöht. Wenn die Windenergieanlage jetzt neu gestartet wird, wird bei einem 10-Minuten-Mittelwert der Windgeschwindigkeit größer 5 m/s ein automatischer Wiederanlauf durch den Status 14:16 verhindert.

Wenn die mittlere Windgeschwindigkeit jedoch unterhalb von 5 m/s liegt, läuft die Windenergieanlage zunächst wieder an und beginnt, den Zähler für den Status 14:16 zu senken. Da der Zähler in den ersten 5 Minuten größer 180 ist, wird weiterhin die Windgeschwindigkeit beobachtet. Wenn die mittlere Windgeschwindigkeit innerhalb dieser Zeit auf über 5 m/s ansteigen sollte, wird die Windenergieanlage wieder angehalten. Erst wenn der Zähler unter 180 Minuten gesunken ist, bleibt die Windenergieanlage auch bei Windgeschwindigkeiten über 5 m/s in Betrieb.

Der Zähler für den Status 14:16 wird während des Betriebs der Windenergieanlage gesenkt und erreicht somit erst nach 3 Stunden den Wert 0. Wenn die Windenergieanlage in der Zwischenzeit erneut eine Störung haben sollte, wird der Zähler vom jeweiligen aktuellen Wert aus wieder hochgezählt und erreicht entsprechend früher den Wert von 180 Minuten.

Der Status 14:16 wird automatisch quittiert, wenn der automatische Wiederanlauf nach Vereisung (Kap. 6.1, S. 16) eingeschaltet ist und der Timer für möglichen Eisansatz wieder auf 0 steht. Eventuelles Eis ist dann aufgrund von Außentemperaturen oberhalb von +2 °C abgetaut, sodass die Windenergieanlage gefahrlos starten kann.

Der präventive Halt nach Störungen kann über den Parameter IceFreeAftStopTrg (Kap. 6.5, S. 17) ein- oder ausgeschaltet werden.



### 3 Zustände der Windenergieanlage

Die Windenergieanlage kann sich in den folgenden Zuständen befinden:

Zustand	Beschreibung
IceFree Thaw	Der Zustand wird aufgrund von Außentemperaturen über 2 °C als eisfrei erkannt.
IceFree DelayRestart	Der Zustand wird aufgrund eines Wiederanlaufs nach einer vordefinierten Verzögerungszeit als eisfrei erkannt.
IceFree ManualReset	Der Zustand wird aufgrund eines manuellen Resets als eisfrei erkannt.
IceFree BladeHeating	Der Zustand wird aufgrund eines vollständigen Durchlaufs eines Blattheizungszyklus als eisfrei erkannt.
IceFree ParkIcing	Der Zustand wird aufgrund eines unter den Grenzwert gesunkenen Windparkvereisungsgrads als eisfrei erkannt. Voraussetzung ist, dass sich die Windenergieanlage zuvor im vereisten Zustand auf Grund von Windparkvereisung befunden hat.
IceFree PreventiveStandstill	Der Zustand wird aufgrund von geringen Windgeschwindigkeiten nach einem längeren Stillstands unter Eisbedingungen als eisfrei erkannt.
IceFree ExternalSystem	Der Zustand wird, da ein externes Eisansatzerkennungssystem Eisfreiheit festgestellt hat, als eisfrei erkannt.
IcedUp PowerCurve	Der Zustand wird aufgrund des ENERCON Kennlinienverfahrens als vereist erkannt (Leistungsmessung).
IcedUp BladeAngle	Der Zustand wird aufgrund des ENERCON Kennlinienverfahrens als vereist erkannt (Blattwinkelmessung).
IcedUp ParkIcing	Der Zustand wird aufgrund eines über den Grenzwert gestiegenen Windparkvereisungsgrads als vereist erkannt.
IcedUp PreventiveStandstill	Der Zustand wird, da die Windenergieanlage länger unter Vereisungsbedingungen still gestanden hat, als vereist erkannt.
IcedUp ExternalSystem	Der Zustand wird, da ein externes Eisansatzerkennungssystem Eisansatz festgestellt hat, als vereist erkannt.



## **4 Anhalten der Windenergieanlage**

Erkennt das Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudelbetrieb). Zusätzlich erfolgt eine Signalisierung an ENERCON SCADA.

Je nach Parametrierung kann die Gondel in einer bestimmten Stellung positioniert werden. Optional wird die Blattheizung oder eine Eiswarnleuchte eingeschaltet.

## 5 Wiederanlaufen der Windenergieanlage

### 5.1 Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage

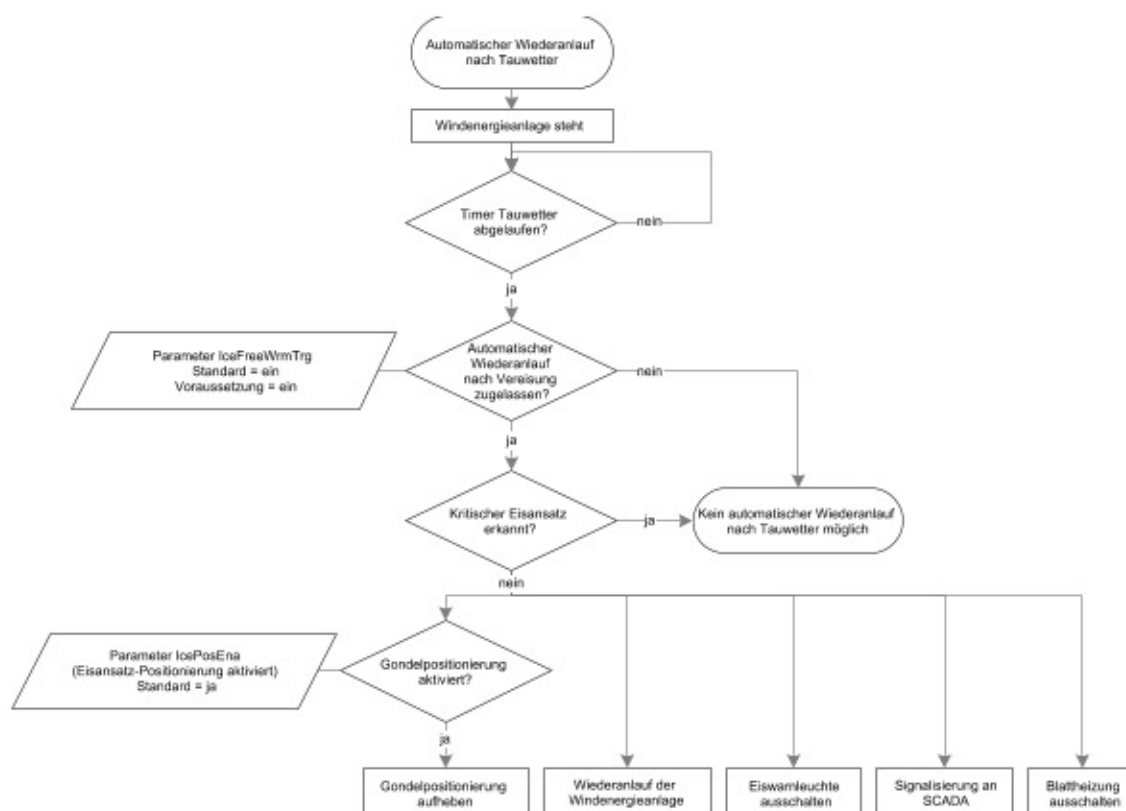
Das Anhalten der Windenergieanlage hat immer eine höhere Priorisierung als das Wiederanlaufen der Windenergieanlage. Das bedeutet, dass die Windenergieanlage nicht wiederanlaufen kann, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt, obwohl ein anderes Eisansatzerkennungssystem Eisfreiheit meldet.

### 5.2 Manueller Wiederanlauf

Ein manuell eingeleiteter Wiederanlauf nach einer Eisansatzerkennung ist nur direkt an der Windenergieanlage nach entsprechender Sichtkontrolle möglich. Der Eisreset kann über das Human-machine interface (HMI) vor Ort ausgelöst werden. Dabei obliegt dem Personal vor Ort die Verantwortung für die eventuell vom Wiederanlauf ausgehende Gefährdung.

Die Windenergieanlage kann nicht wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt.

### 5.3 Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter



**Abb. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter**

#### Standardeinstellung:

- IceFreeWrmTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung) = ein

#### Voraussetzung:

- ✓ IceFreeWrmTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung) = ein
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt.

Wenn anhand der zurückliegenden Außentemperaturmessungen Tauwetterlage erkannt wird und ein automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter parametrierbar ist, nimmt die Windenergieanlage den Betrieb wieder auf.

Wenn ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt, ist der automatische Wiederanlauf nach Tauwetter nicht möglich.

**Tab. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter**

Außentemperatur in °C	Dauer in Minuten
> 2,0 bis ≤ 2,5	1200
> 2,5 bis ≤ 3,0	360
> 3,0 bis ≤ 4,0	180
> 4,0 bis ≤ 5,0	120
> 5,0 bis ≤ 6,0	90
> 6,0 bis ≤ 7,0	72
> 7,0 bis ≤ 8,0	60

Außentemperatur in °C	Dauer in Minuten
> 8,0 bis ≤ 9,0	51
> 9,0 bis ≤ 10,0	45
> 10,0	0

## 5.4 Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen

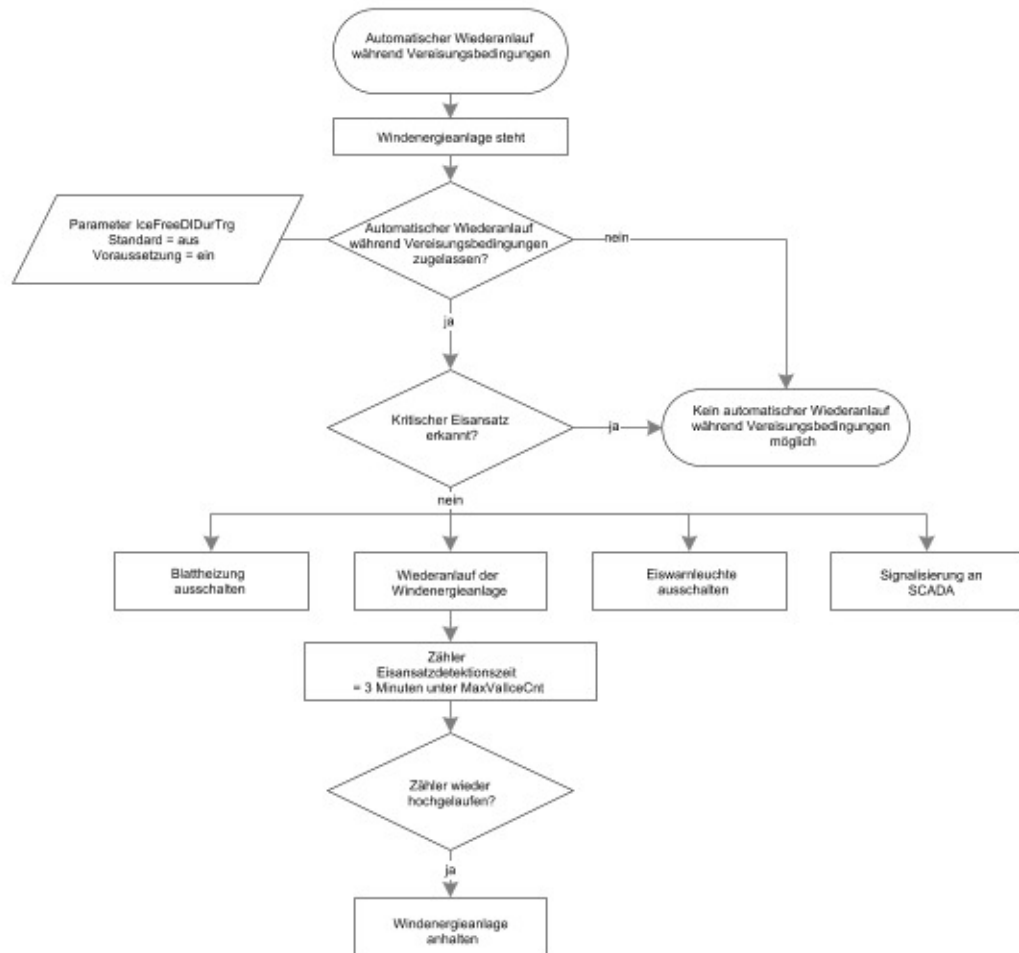


Abb. 2: Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen

### Standardeinstellung:

- IceFreeDIDurTrg (Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen) = aus

### Voraussetzung:

- ✓ IceFreeDIDurTrg (Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen) = ein
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

Wenn der automatische Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen parametrierbar ist, unternimmt die Windenergieanlage während der Vereisungsbedingungen (u. a. anhaltende Temperaturen unter +2 °C) im Abstand von 6 Stunden (IceDIDurTmh) einen Startversuch.

Die Zähler der Eisansatz-Detektionszeit des ENERCON Kennlinienverfahrens werden hierbei auf einen definierten Wert gesetzt. Dieser Wert liegt 3 Minuten unter dem voreingestellten Wert der Eisansatz-Detektionszeit. Falls noch Eisansatz erkannt wird, wird die Windenergieanlage daraufhin nach wenigen Minuten wieder angehalten.

Die Windenergieanlage kann nicht wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt.



## 5.5 Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

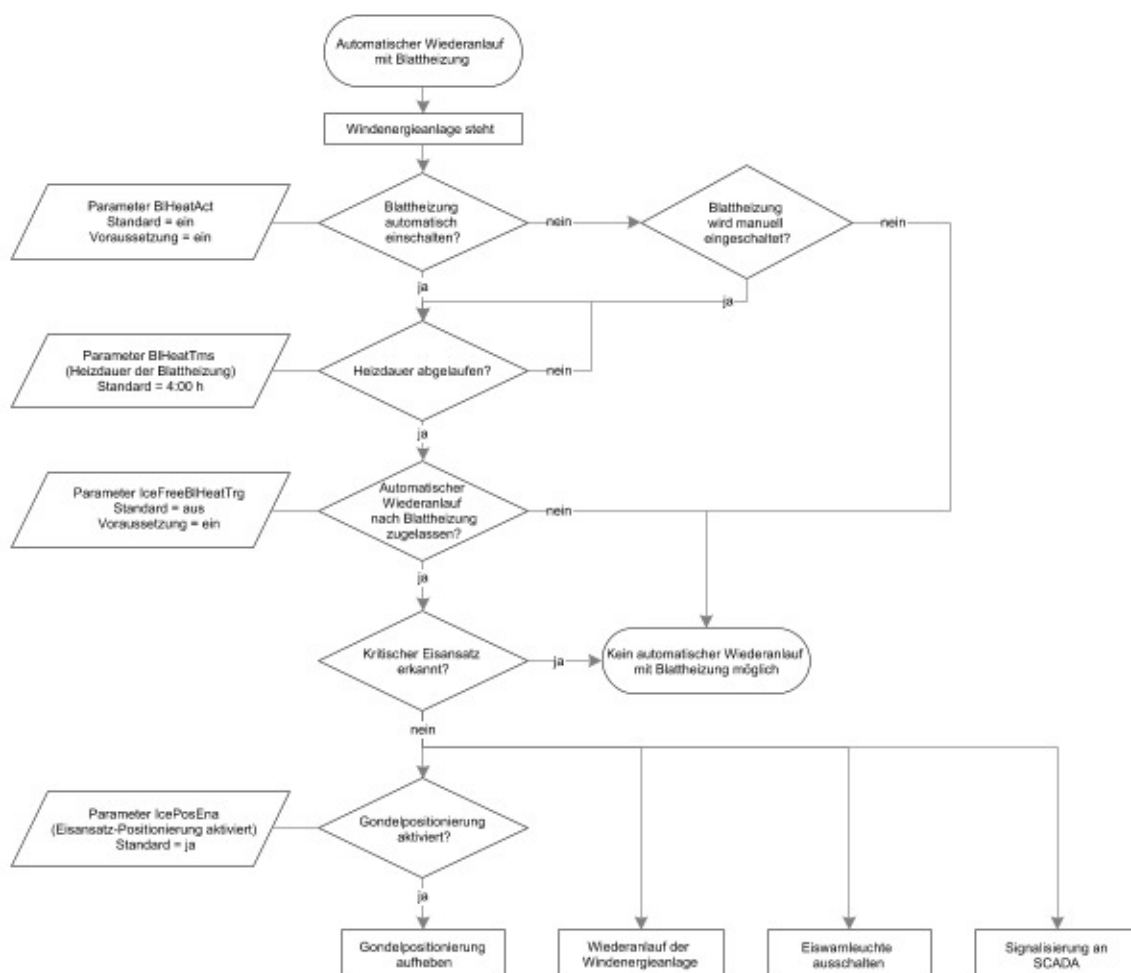


Abb. 3: Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

### Standardeinstellung:

- BIHeatAct (Aktivierung Blattheizung) = ein
- IceFreeBIHeatTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = aus

### Voraussetzung:

- ✓ BIHeatAct (Aktivierung Blattheizung) = ein
- ✓ IceFreeBIHeatTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = ein
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

Wenn ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkannt hat und die Windenergieanlage angehalten wurde, wird die Blattheizung eingeschaltet.

Nachdem ein Blattheizungszyklus durchlaufen wurde, nimmt die Windenergieanlage den Betrieb wieder auf.

Die Zähler der Eisansatz-Detektionszeit des ENERCON Kennlinienverfahrens werden nach dem Durchlauf des Blattheizungszyklus auf einen definierten Wert gesetzt. Dieser Wert liegt 3 Minuten unter dem voreingestellten Wert der Eisansatz-Detektionszeit. Falls noch Eisansatz erkannt wird, wird die Windenergieanlage daraufhin nach wenigen Minuten wieder angehalten.

Die Windenergieanlage kann nicht wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt.

## 5.6 Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

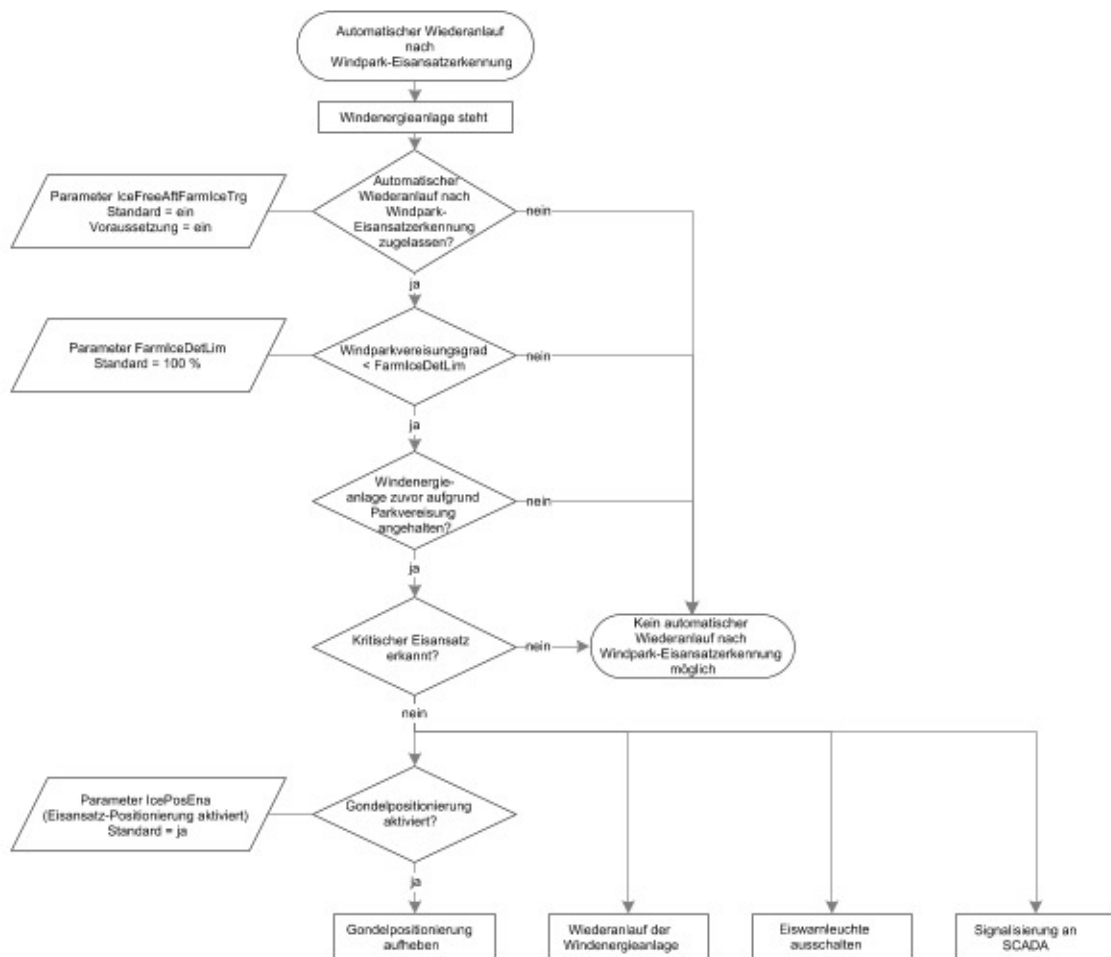


Abb. 4: Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

### Standardeinstellung:

- IceFreeAftFarmIceTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung) = ein
- FarmIceDetLim (Grenzwert für Windpark-Eisansatzerkennung) = 100 %

### Voraussetzung:

- ✓ IceFreeAftFarmIceTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung) = ein
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

Wird an einer Windenergieanlage kein kritischer Eisansatz mehr erkannt und die entsprechende Statusmeldung zurückgesetzt, gibt die Windenergieanlage diese Meldung über ENERCON SCADA an alle Windenergieanlagen im Windpark ab. Jede Windenergieanlage löscht die entsprechende Information und berechnet erneut den Windparkvereisungsgrad. Wenn der Windparkvereisungsgrad niedriger als der an der jeweiligen Windenergieanlage eingestellte Wert ist, wird der Startvorgang eingeleitet, sofern die Windenergieanlage selbst keinen kritischen Eisansatz detektiert hat oder durch längeren Stillstand bei niedrigen Temperaturen präventiv stillstehen muss.

Die Windenergieanlage kann nicht wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt.

## 6 Parameter

Die einzustellenden Werte der nachfolgenden Parameter werden von der zuständigen Genehmigungsbehörde oder vom Betreiber vorgegeben. Gewünschte Änderungen vom Betreiber müssen dokumentiert (Formular Änderung Standardeinstellungen) und von ENERCON geprüft, freigegeben und eingestellt werden.

### 6.1 Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung

**Parameter:** *WMET1/Ice1.IceFreeWrmTrg* (Ice free warm trigger)

Gibt an, ob die Windenergieanlage bei ausreichend hohen Außentemperaturen automatisch wieder starten darf. Dieser Parameter bezieht sich auf das ENERCON Kennlinienverfahren sowie die Eisansatzerkennung durch externe Systeme.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	ein

### 6.2 Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen

**Parameter:** *WMET1/Ice1.IceFreeDIDurTrg* (Ice free delay duration trigger)

Gibt an, ob die Windenergieanlage während Vereisungsbedingungen im Abstand von 6 Stunden (*IceDIDurTmh*) einen Startversuch unternehmen soll. Dieser Parameter kann nur aktiviert werden, wenn der automatische Wiederanlauf nach Vereisung aktiviert ist (*IceFreeWrmTrg* = ein).

Mit diesem Parameter kann ein automatischer Wiederanlauf an unkritischen Standorten erreicht werden.

**Hinweis:** Wenn *IceFreeDIDurTrg* = ein, erhöht sich das Eiswurfrisiko!

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### 6.3 Dauer der Verzögerung des automatischen Wiederanlaufs während Vereisungsbedingungen

**Parameter:** *WMET1/Ice1.IceDIDurTmh* (Ice delay duration time in hours)

Gibt an, in welchem Abstand die Windenergieanlage während Vereisungsbedingungen einen Startversuch unternehmen soll.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 144 h	6 h



## 6.4 Eisansatz-Detektionszeit

**Parameter:** *WMET1/Ice1.MaxValIceCnt* (Maximum value ice counter)

Gibt an, wie viel Zeit der Windenergieanlage zur Detektion von Eisansatz zur Verfügung gestellt werden soll.

An der Empfindlichkeit des Eisansatzerkennungssystems ändert eine kürzere Detektionszeit nichts. Die Windenergieanlage reagiert lediglich früher, wenn das Toleranzband der Kennlinie verlassen wird. Somit besteht auch ein geringfügig höheres Risiko einer unrechtmäßigen Abschaltung.

Bei einem automatischen Wiederanlauf während der Vereisung (Parameter *IceFreeDIDurTrg* = ein) oder bei einem Wiederanlauf nach erfolgter Enteisung durch die Blattheizung werden die Zähler für die Status 14:11 bis 14:14 (Leistungs- und Blattwinkelmessungen) jeweils definiert zurückgesetzt. Der definierte Wert liegt 3 Minuten unter dem voreingestellten Wert der Eisansatz-Detektionszeit. Falls noch Eisansatz vorliegt, wird die Windenergieanlage nach wenigen Minuten angehalten. Dies geschieht unabhängig von der eingestellten Eisansatz-Detektionszeit.

**Hinweis:** Eisansatzdetektionszeiten > 15 Minuten können zu einer Beeinträchtigung der zertifizierten Funktionalität des Eisansatzerkennungssystems führen.

Einstellmöglichkeiten	Standard	
10 – 30 Minuten	Kritischer Standort	15 Minuten
	Unkritischer Standort	30 Minuten
	<b>Länderspezifische Ausnahmen</b>	
	Deutschland BeNeLux Österreich	15 Minuten

## 6.5 Präventive Eisansatzerkennung nach 3 Stunden Störung

**Parameter:** *WMET1/Ice1.IceFreeAftStopTrg* (Ice free after stop trigger)

Gibt an, ob die Windenergieanlage bei möglichem Eisansatz nach einer länger als 3 Stunden dauernden Störung mit Status 14:16 Eisansatzerkennung: Anlage präventiv gestoppt stehen bleibt.

**Hinweis:** Wenn *IceFreeAftStopTrg* = aus, erhöht sich ggf. das Eiswurfrisiko!

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	ein

## 6.6 Sensitivität der Eisansatzerkennung

Gibt an, mit welcher Sensitivität das Toleranzband des Eisansatzerkennungssystems (ENERCON Kennlinienverfahren) eingestellt ist.

Je höher die Sensitivität, desto geringere Eismengen werden als Eisansatz erkannt.

Die Standardeinstellung entspricht dem Dokument D0367983 „TÜV NORD Bericht Nr.: 8111 881 239: Gutachten zur Bewertung der Funktionalität von Eisansatzerkennungssystemen zur Verhinderung von Eisabwurf an ENERCON Windenergieanlagen: Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren“.

**Hinweis: Geringe Sensitivität und verringerte Sensitivität entsprechen nicht dem Stand der Technik und können zu erhöhten Lasten auf den Rotorblättern führen und die Windenergieanlage negativ beeinflussen!**

Einstellmöglichkeiten	Standard
Geringe Sensitivität	Normale Sensitivität
Verringerte Sensitivität	
Normale Sensitivität	
Erhöhte Sensitivität	
Hohe Sensitivität	



## Statusmeldungen

Tab. 2: Statusmeldungen

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
I	14:11	Ice detection: Rotor (power measurement)	Eisansatzerkennung auf Rotorblättern über Leistungsmessung erkannt.  Erkennt das ENERCON Kennlinienverfahren eine Abweichung der Leistung von der Leistungskennlinie länger als die vordefinierte Dauer von Parameter MaxVallceCnt, wird Eisansatz erkannt und die Windenergieanlage angehalten.	Standard stop
I	14:13	Ice detection: Rotor (blade angle)	Eisansatzerkennung auf Rotorblättern über Blattwinkelmessung erkannt.  Erkennt das ENERCON Kennlinienverfahren eine Abweichung des Blattwinkels von der Blattwinkelkennlinie länger als die vordefinierte Dauer von Parameter MaxVallceCnt, wird Eisansatz erkannt und die Windenergieanlage angehalten.	Standard stop
I	14:15	ice detection: park icing	Wenn der Windparkvereisungsgrad einen vorgegebenen Grenzwert erreicht, wird davon ausgegangen, dass die Windenergieanlage ebenfalls vereist ist.	Standard stop
I	14:16	ice detection: preventive standstill	Wenn die Windenergieanlage für eine längere Zeit unter Vereisungsbedingungen still steht, wird ein Wiederanlauf bei hohen Windgeschwindigkeiten verhindert.	Standard stop
I	14:43	ice detection: external system	Wenn ein externes Eisansatzerkennungssystem Eisansatz erkennt, wird die Windenergieanlage angehalten.	Standard stop
W	14:81	Power curve beneath tolerance	Warnung bei Unterschreitung der Untergrenze beim Abgleich der korrigierten Leistungskennlinie mit der voreingestellten Leistungskennlinie. Diese Warnung weist darauf hin, dass entweder die Windgeschwindigkeitsmessung oder die von der Windenergieanlage erzeugte Leistung nicht korrekt ist.  Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage unter der unteren Grenze.	-

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste An- halteprozedur
W	14:82	Power curve above tolerance	<p>Warnung bei Überschreitung der Obergrenze beim Abgleich der korrigierten Leistungskennlinie mit der voreingestellten Leistungskennlinie. Diese Warnung weist darauf hin, dass entweder die Windgeschwindigkeitsmessung oder die von der Windenergieanlage erzeugte Leistung nicht korrekt ist.</p> <p>Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage über der Obergrenze.</p>	-
I	14:83	Power Curve beneath tolerance during icing conditions	<p>Information bei Unterschreitung der Untergrenze beim Abgleich der korrigierten Leistungskennlinie mit der voreingestellten Leistungskennlinie. Diese Information weist darauf hin, dass entweder die Windgeschwindigkeitsmessung oder die von der Windenergieanlage erzeugte Leistung nicht korrekt ist. Diese Information wird ausgelöst, wenn die Möglichkeit einer Vereisung der Windenergieanlage besteht (Außentemperatur unter 2 °C).</p> <p>Dies hat zum Ziel, dass Änderungen oder Reparaturen, die aufgrund von Warnmeldungen an der Windenergieanlage vorgenommen werden, nicht bei Minusgraden durchgeführt werden (Fehlfunktionen des Eisansatzerkennungssystems vermeiden).</p> <p>Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage unter der unteren Grenze und die Außentemperatur liegt unter 2 °C.</p>	-
I	14:84	Power curve above tolerance during icing conditions	<p>Information bei Überschreitung der Obergrenze beim Abgleich der korrigierten Leistungskennlinie mit der voreingestellten Leistungskennlinie. Diese Information weist darauf hin, dass entweder die Windgeschwindigkeitsmessung oder die von der Windenergieanlage erzeugte Leistung nicht korrekt ist. Diese Information wird ausgelöst, wenn die Möglichkeit einer Vereisung der Windenergieanlage besteht (Außentemperatur unter 2 °C).</p> <p>Dies hat zum Ziel, dass Änderungen oder Reparaturen, die aufgrund von Warnmeldungen an der Windenergieanlage vorgenommen werden, nicht bei Minusgraden durchgeführt werden (Fehlfunktionen des Eisansatzerkennungssystems vermeiden).</p>	-

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste An- halteprozedur
			Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungs- kennlinie liegen länger als 3 Tage über der Obergrenze und die Au- ßentemperatur liegt unter 2 °C.	
I	14:101	ice free: manual restart	Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines manuellen Wie- deranlaufs im Zustand <i>IceFree ManualReset</i> .  Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i> , kann ein ma- nueller Reset über das HMI ausgelöst werden.	-
I	14:151	ice free: delayed restart	Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines verzögerten auto- matischen Wiederanlaufs nach der vordefinierten Dauer von Parame- ter <i>IceDIDurTmh</i> im Zustand <i>IceFree DelayRestart</i> .  Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i> , kann ein au- tomatischer Wiederanlauf aktiviert werden und löst nach einer vordefi- nierten Zeit einen Wiederanlauf der Windenergieanlage aus.	-
I	14:152	ice free: blade heating	Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines vollständigen Durchlaufs des Blattheizungszyklus im Zustand <i>IceFree BladeHeating</i> .  Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i> , kann zum Zustand <i>IceFree BladeHeating</i> gewechselt werden, wenn der Blatthei- zungszyklus vollständig durchlaufen wurde. Diese Funktionalität muss aktiviert sein.	-
I	14:153	ice free: thaw	Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund von Außentemperatu- ren über 2 °C im Zustand <i>IceFree Thaw</i> .  Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i> , kann zum Zustand <i>IceFree Thaw</i> gewechselt werden, wenn Auftaubedingungen herrschen. Diese Funktionalität muss aktiviert sein.	-
I	14:154	ice free: preventive stand- still	Wenn die Windenergieanlage aufgrund eines präventiven Stillstands angehalten ist, wechselt sie bei geringen Windgeschwindigkeiten in den Zustand <i>IceFree PreventiveStandstill</i> .	-



Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste An- halteprozedur
I	14:155	ice free: park icing	Wenn die Windenergieanlage aufgrund von Windparkvereisung angehalten wurde, wechselt sie in den Zustand <i>IceFree ParkIcing</i> , wenn der Windparkvereisungsgrad unterhalb des entsprechenden Grenzwerts sinkt.	-
I	14:156	ice free: external system	Wenn ein externes Eisansatzerkennungssystem Eisfreiheit erkannt hat, wechselt die Windenergieanlage in Zustand <i>IceFree ExternalSystem</i> .	-

## Fachwortverzeichnis

<b>Eisfall</b>	Herabfallen von Eis bei angehaltener Windenergieanlage, das sich bei bestimmten Wetterlagen an den Rotorblättern bilden kann. Die fallenden Eisstücke können Sach- und Personenschäden bewirken.
<b>Eiswurf</b>	Abwurf von Eis bei drehendem Rotor, das sich bei bestimmten Wetterlagen an den Rotorblättern von Windenergieanlagen bilden kann.
<b>Kritischer Eisansatz</b>	Entstehung von Eis, das aufgrund seiner Aufprallenergie eine Gefahr für ungeschützte Personen darstellt, wenn es herabfällt oder weggeschleudert wird.
<b>Trudelbetrieb</b>	Betriebsart einer ENERCON Windenergieanlage, bei der sich die Rotorblätter in einem Rotorblattwinkel von in der Regel 60° (in der sogenannten Trudelstellung) befinden, wodurch sich die Windenergieanlage im Leerlauf befindet. Der Rotor dreht nur sehr langsam. Im Trudelbetrieb wird keine Energie erzeugt und die Rotordrehzahl wird überwacht. Bei hohen Windgeschwindigkeiten wird der Rotorblattwinkel erhöht, damit die maximale Trudeldrehzahl nicht überschritten wird.



# **Technische Beschreibung**

## **Schattenabschaltung**

### **ENERCON Windenergieanlagen**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]  
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>	D0229982/10.0-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2022-10-19	de	[REDACTED]	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines .....	4
2	Funktionsweise .....	4
2.1	Bestimmung der potentiellen Schattenwurfzeit .....	4
2.2	Messung der Beleuchtungsstärke .....	4
2.3	Abschaltautomatik .....	5
2.4	Erweiterte Funktionen .....	5
3	Sicherheit .....	5
4	Protokollierung .....	6

## 1 Allgemeines

Dieses Dokument gilt für die Windenergieanlagen der Plattformen EP1 (E-44, E-53), EP2 (E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-103 EP2), EP3 (E-115 EP3 E3, E-115 EP3 E4, E-126 EP3, E-138 EP3, E-138 EP3 E2 und E-138 EP3 E3) und für die E-160 EP5 E3 R1.

Periodischer Schattenwurf ist die wiederkehrende Verschattung des direkten Sonnenlichts durch die Bewegung der Rotorblätter einer Windenergieanlage. Das Auftreten dieses Effekts ist abhängig von der aktuellen lokalen Wetterlage, der Ausrichtung der Gondel entsprechend der Windrichtung, dem Sonnenstand und den Betriebszeiten der Windenergieanlage.

## 2 Funktionsweise

Die ENERCON Schattenabschaltung ist in der Steuerung der Windenergieanlage integriert und wird anlagenbezogen bei der Windenergieanlage aktiviert, für die eine Schattenabschaltung erforderlich ist. Eine Abschaltung mehrerer Windenergieanlagen über ein System ist nicht möglich.

Zusätzlich müssen die optional verfügbaren Sensoren zur Messung der Beleuchtungsstärke verbaut sein.

Die Sensoren werden windenergieanlagenspezifisch im Turm bzw. in der Gondel verbaut.

### 2.1 Bestimmung der potentiellen Schattenwurfzeit

Der Schattenabschaltung liegt ein kalendarisches System zugrunde. Die Anfangs- und Endzeiten des astronomisch möglichen Schattenwurfs für betroffene Immissionsorte werden unter Berücksichtigung der standortspezifischen Parameter wie Nabenhöhe, Rotor-durchmesser und Koordinaten der Windenergieanlage sowie der Lage des Immissionsorts und dessen Topografie berechnet.

Die daraus ermittelten Abschaltzeiten werden in die Steuerung der Windenergieanlage programmiert.

Ein Feinabgleich dieser Abschaltzeiten ist für jeden Immissionsort und Zeitraum jederzeit durchführbar.

### 2.2 Messung der Beleuchtungsstärke

Die Erzeugung periodischen Schattenwurfs ist abhängig von der Sonneneinstrahlung. Gemäß den Aussagen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) ist Schattenwurf zu erwarten, wenn die Sonneneinstrahlung auf der zur Einfallrichtung normalen Ebene mehr als  $120 \text{ W/m}^2$  beträgt.

Die Höhe der Beleuchtungsstärke auf einer waagerechten Messfläche wird vom Sonnenstand sowie vom fotometrischen Strahlungsäquivalent beeinflusst. Dieses wird von der Lichtbrechung und der Lufttrübung bestimmt und ist ebenfalls vom Sonnenstand abhängig. Für die Beleuchtungsstärke in Abhängigkeit zum Sonnenstand können somit nur näherungsweise Werte bestimmt werden.

Für die Schattenabschaltung wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem das Auftreten von Schattenwurf jederzeit genau beurteilt werden kann. Zur Messung der Beleuchtungsstärke werden die Sensoren so angeordnet, dass sich mindestens ein Sensor auf der Sonnenseite und ein Sensor auf der Schattenseite befindet.

Die Steuerung der Windenergieanlage ermittelt aus den Messwerten der Sensoren die höchste und die niedrigste Beleuchtungsstärke, also die Licht- und die Schattenintensität.



Die Beurteilung, ob Schattenwurf möglich ist, erfolgt somit nicht über eine mit Toleranzen behaftete Messung der Beleuchtungsstärke, sondern über das Verhältnis von Licht- zu Schattenintensität und der daraus ermittelten Abschaltintensität.

Für eine Beleuchtungsstärke von  $120 \text{ W/m}^2$  beträgt die ermittelte Abschaltintensität 36 %. Dieser Wert ist unabhängig vom Sonnenstand. Sinkt das Verhältnis von Licht- zu Schattenintensität unter 36 %, liegt eine Beleuchtungsstärke von mehr als  $120 \text{ W/m}^2$  vor. Es kommt zu Schattenwurf.

Dieser Wert wurde im Rahmen eines 2-jährigen Praxistests von Schattenabschaltmodulen validiert. Die Abschaltintensität kann bei Bedarf individuell verändert werden.

## 2.3 Abschaltautomatik

Sobald innerhalb des programmierten Zeitfensters der eingestellte Wert der Abschaltintensität unterschritten ist, wird die Schattenabschaltung aktiviert. Eine Mittelwertbildung für die gemessene Beleuchtungsstärke erfolgt nicht. Die Abschaltautomatik reagiert auch bei einer kurzzeitigen Unterschreitung des eingestellten Werts der Abschaltintensität. Eine Verzögerungszeit für das Ansprechen der Schattenabschaltung kann über Filterzeiten definiert werden. Ein Parameter legt fest, wie lange im Mittel das Verhältnis von Licht- zu Schattenintensität unter dem voreingestellten Wert der Abschaltintensität liegen muss, damit die Schattenabschaltung aktiviert wird.

Ändern sich die Lichtverhältnisse so, dass Schattenwurf nicht mehr möglich ist, bleibt die Schattenabschaltung zunächst aktiv. Die Schattenabschaltung wird deaktiviert und die Windenergieanlage nimmt den Betrieb wieder auf, wenn das programmierte Zeitfenster abgelaufen ist oder wenn über einen vorgegebenen Zeitraum der Wert der Abschaltintensität dauerhaft überschritten wird. Ein Parameter legt fest, wie lange im Mittel das Verhältnis von Licht- zu Schattenintensität über dem voreingestellten Wert der Abschaltintensität liegen muss, damit die Schattenabschaltung deaktiviert wird.

## 2.4 Erweiterte Funktionen

Die Schattenabschaltung kann auch ohne Berücksichtigung der Beleuchtungsstärke erfolgen. Dabei wird die Windenergieanlage zeitgesteuert nach den in der Steuerung programmierten Zeitfenstern abgeschaltet. Die Windenergieanlage wird dann auch bei Bewölkung angehalten.

Durch die verfügbare Wochentagfunktion kann die Abschaltung auf ausgewählte Wochentage begrenzt werden. Diese Funktion ist beispielsweise für Windenergieanlagen sinnvoll, die an Industrie- oder Gewerbegebiete angrenzen, in denen an Wochenenden keine Tätigkeiten in schützenswerten Arbeitsräumen stattfinden.

Die erweiterten Funktionen können gezielt für ausgewählte Immissionsorte umgesetzt werden.

## 3 Sicherheit

Die Funktion der Lichtsensorik wird während des Betriebs 2-mal täglich automatisch auf Plausibilität geprüft. Sind die gemessenen Werte nicht plausibel, wird eine Meldung generiert.

Durch den Ausfall eines Sensors, z. B. durch Kabelbruch oder Kurzschluss, fällt das Verhältnis von Schatten- zu Lichtintensität unter den Wert der Abschaltintensität. Die Windenergieanlage hält innerhalb des programmierten Zeitfensters an und eine Meldung wird generiert.



## 4 Protokollierung

Die Aktivierung der Schattenabschaltung wird von der Datenfernübertragung als Statusmeldung mit Datum, Uhrzeit und Dauer protokolliert und über mehrere Jahre gespeichert.

Bei Bedarf erfolgt eine Protokollierung der gemessenen Daten der Lichtsensorik. Dabei wird das Verhältnis von Schatten- und Lichtintensität als Minutenmittelwert sowie das Minimum und das Maximum des Minutenintervalls und die definierte Abschaltintensität protokolliert.



**Anlage A – Unterlage 2**

**Luftsicherheit**

# **Technische Beschreibung**

**Befeuierung und farbliche Kennzeichnung**

**ENERCON Windenergieanlagen**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]

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>	D0248364-11		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2020-05-25	de	[REDACTED]	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines .....	5
2	Befeuerungsleuchten .....	6
2.1	Befeuerungsleuchten Gondel .....	6
2.2	Befeuerungsleuchten Turm .....	7
3	Befeuerungsmanagement .....	8
4	Farbliche Kennzeichnung .....	9



## Abkürzungsverzeichnis

<b>AVV</b>	Allgemeine Verwaltungsvorschrift
<b>EPK</b>	ENERCON PartnerKonzept
<b>ICAO</b>	International Civil Aviation Organization (Internationale Zivilluftfahrtorganisation)
<b>MOD</b>	Ministry of Defence (Verteidigungsministerium des Vereinigten Königreichs)
<b>STAC</b>	Service technique de l'Aviation civile (technisches Zentrum der französischen Behörde für Zivilluftfahrt)

## **1 Allgemeines**

Windenergieanlagen müssen abhängig von ihrer Höhe, ihrer exponierten Lage und den jeweils gültigen nationalen Vorschriften gegebenenfalls als Luftfahrthindernis gekennzeichnet werden.

Die Ausführung der Kennzeichnung richtet sich nach den vor Ort geltenden behördlichen Bestimmungen und kann durch Befeuerung und/oder farbliche Kennzeichnung realisiert werden.

ENERCON bietet Befeuerung an, die den Anforderungen der ICAO entspricht. Auch länderspezifische Vorschriften, wie die deutsche AVV zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen, die britischen Spezifikationen des MOD, die Spezifikationen der finnischen Behörde Trafi oder des französischen STAC werden berücksichtigt.

## 2 Befuerungsleuchten

ENERCON bezieht zertifizierte Befuerungsleuchten von Zulieferern. Eingesetzt werden ausschliesslich Leuchten, bei denen die Abstrahlung nach unten mittels hochwertiger Optiken sehr stark reduziert ist und nur minimal über den geforderten Lichtstärken liegt. Als Leuchtmittel werden Leuchtdioden verwendet.

Die Befuerungsleuchten sind an einem zentralen Steuerschrank, dem Steuerschrank Befuerung, angeschlossen. Der Steuerschrank Befuerung befindet sich in der Gondel der Windenergieanlage. Akkumulatoren übernehmen die Stromversorgung bei Netzausfall.

Je nach konfigurierter Befuerung ist eine Notstromversorgung bis zu 24 h möglich; die jeweils geltenden nationalen Vorschriften zur Notstromversorgung werden erfüllt.

### 2.1 Befuerungsleuchten Gondel

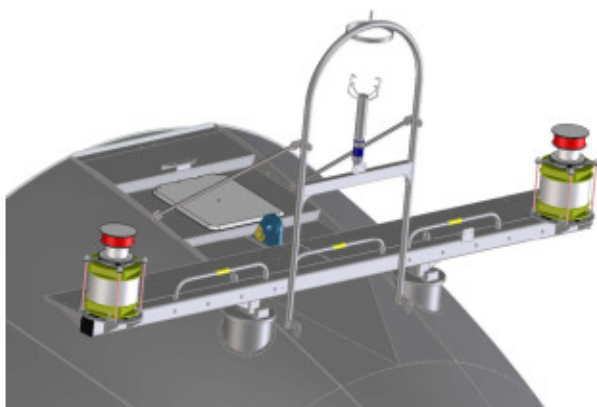


Abb. 1: Befuerung auf der Gondel EP1, EP2 und EP4

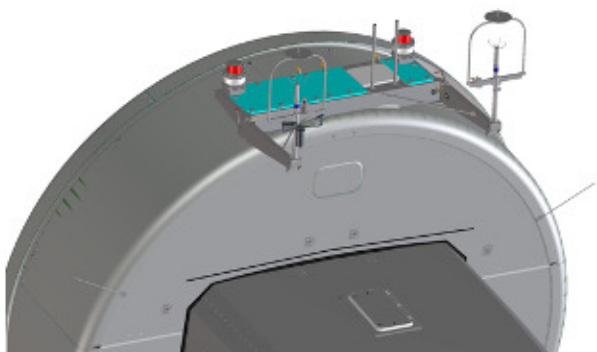
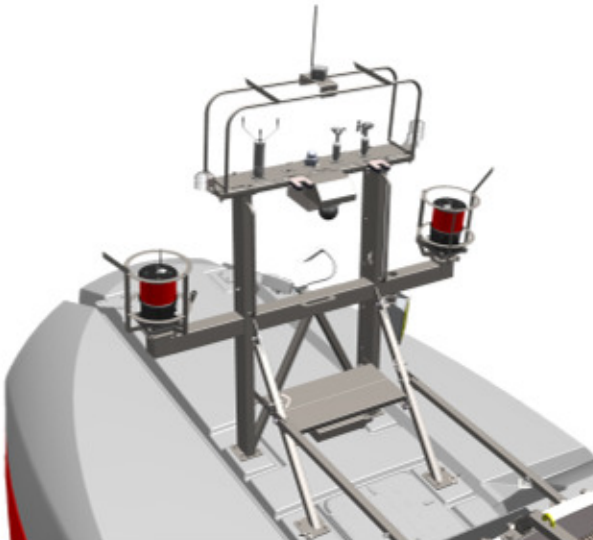


Abb. 2: Befuerung auf der Gondel EP3



**Abb. 3: Befeuerung auf der Gondel EP5**

Die Befeuerungsleuchten sind auf der Gondel der Windenergieanlage angebracht. Die Befeuerungsleuchten sind in der Regel doppelt ausgeführt, um aus keiner Richtung von einem Hindernis verdeckt werden zu können.

Die Befeuerungsleuchten auf der Gondel können als Hindernisfeuer oder Gefahrenfeuer ausgeführt sein.

Hindernisfeuer sind bei Nacht rot leuchtende Rundstrahl-Festfeuer mit einer mittleren Lichtstärke von mindestens 10 cd im horizontalen Strahlbereich ( $-2^\circ$  bis  $+8^\circ$ ).

Gefahrenfeuer sind bei Nacht rot blinkende und bei Tag weiß blinkende Rundstrahler. Bei einer möglichen Gefährdung des Luftverkehrs müssen Gefahrenfeuer installiert werden.

## 2.2 Befeuerungsleuchten Turm



**Abb. 4: Befeuerungsleuchte am Turm**

Durch behördliche Vorschriften kann eine Befeuerung des Turms gefordert werden. Dazu wird der Turm mit einer, seltener mit zwei Befeuerungsebenen mit jeweils 4 Stableuchten ausgerüstet. Eine Nachrüstung von Leuchten am Turm ist nur mit sehr hohem Aufwand möglich.



### 3 Befuerungsmanagement

Die nachfolgenden Erläuterungen beziehen sich auf Windenergieanlagen der Plattformen EP1 bis EP4. Bei Windenergieanlagen der Plattform EP5 kann die technische Umsetzung abweichen.

#### **Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung**

Eine bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung beschränkt die Lichtemissionen von Windenergieanlagen auf jenen Zeitraum, in dem Luftfahrzeuge den sicherheitsrelevanten Bereich der Windenergieanlagen durchqueren. In Genehmigungsbescheiden zum Betrieb von Windenergieanlagen können entsprechende Maßnahmen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung gefordert werden.

#### **Parksynchronisation**

Blinkende Gondelbefuerungen von Windenergieanlagen können innerhalb eines Windparks zentral über einen Parkrechner synchronisiert werden. Mehrere Windparks können über ein GPS-System der einzelnen Parkrechner synchronisiert werden.

Mit der Parksynchronisation erfüllt ENERCON den Punkt 4 der Handlungsempfehlung des „Arbeitskreises Kennzeichnung des Bundesverbands WindEnergie e.V.“. Die Parksynchronisation der Befuerung von ENERCON Windenergieanlagen und die Systeme anderer Windenergieanlagen-Hersteller sind kompatibel.

#### **Sichtweitenmessung**

Die Befuerung einer Windenergieanlage kann mit einem Sichtweitenmessgerät und einer Lichtstärkenregelung ausgerüstet werden. Bei klarer Luft wird die Lichtstärke der Befuerung reduziert. Dadurch wird Energie eingespart und eventuelle Beeinträchtigungen der Umgebung durch die Befuerung werden verringert. Eine Vernetzung der Sichtweitenmessgeräte an Windenergieanlagen in verschiedenen Windparks ist nicht möglich.

#### **Fernüberwachung**

Warn- und Störmeldungen der Befuerung werden automatisch über die Fernüberwachung ENERCON SCADA System erfasst. Überwacht werden der Ausfall der Versorgungsspannung, der Ausfall der Befuerungsleuchten, der Ausfall der Akkumulatoren der Notstromversorgung sowie Störungen am Sichtweitenmessgerät oder am Ladegerät für die Akkumulatoren.

#### **Meldung von Ausfällen der Befuerung**

Totalausfälle der Befuerung, die nicht sofort behoben werden können, und deren Aufhebung müssen der zuständigen Luftfahrtstelle, in Deutschland der NOTAM-Zentrale der Deutschen Flugsicherung in Frankfurt/Main, bekannt gegeben werden.

Bei abgeschlossenem ENERCON PartnerKonzept (EPK) benachrichtigt der technische Innendienst des ENERCON Service die zuständige Luftfahrtstelle über solche Störungen und deren Aufhebung.



## 4 Farbliche Kennzeichnung

Behördliche Vorschriften am jeweiligen Standort machen gegebenenfalls eine farbliche Kennzeichnung der Windenergieanlage erforderlich. Die farbliche Kennzeichnung dient der Kennzeichnung der Windenergieanlage am Tag. Sie kann mit Befeuerung kombiniert werden.

Die Ausführung der farblichen Kennzeichnung richtet sich nach den im Land oder in der Region geltenden Regelungen. In Deutschland kann die farbliche Kennzeichnung bei Windenergieanlagen in den Farben Achatgrau (RAL 7038) oder Lichtgrau (RAL 7035) mit einer verkehrsroten Kennzeichnung (RAL 3020) wie folgt realisiert werden.

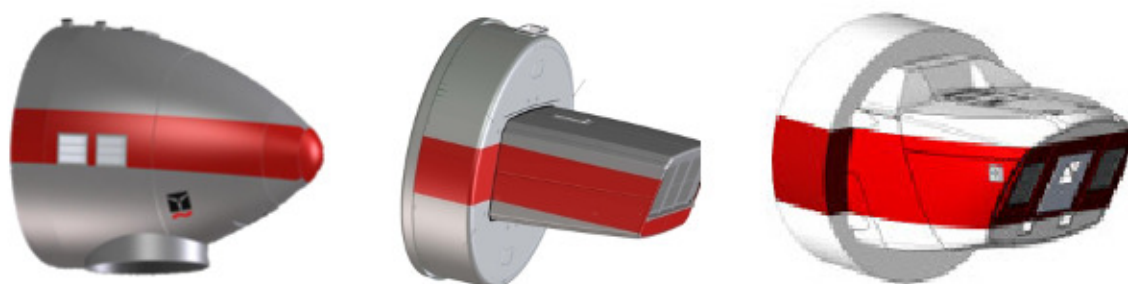
### Rotorblatt



**Abb. 5: Farbliche Kennzeichnung am Rotorblatt**

Zur farblichen Kennzeichnung werden 6 m breite Streifen an den Rotorblättern angebracht.

### Gondel



**Abb. 6: Farbliche Kennzeichnung an der Gondel, beispielhafte Darstellung**

Zur farblichen Kennzeichnung wird ein 2 m hoher, umlaufender Farbstreifen an der Gondel angebracht.

## Turm



**Abb. 7: Farbliche Kennzeichnung am Turm, beispielhafte Darstellung**

Zur farblichen Kennzeichnung wird ein 3 m hoher Farbstreifen in 40 m  $\pm$  5 m Höhe am Turm angebracht.

In anderen Ländern und Regionen werden gegebenenfalls andere farbliche Kennzeichnungen der Windenergieanlage gefordert. Informationen dazu sind auf Anfrage verfügbar.

# **Technische Beschreibung**

## **Notstromversorgung der Befeuerung**

### **ENERCON Windenergieanlagen EP1, EP2, EP3, EP4**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]

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>	D0210416-4		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2020-05-27	de	[REDACTED]	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Übersicht über die Befeuerungsleuchten auf der Gondel – EP1, EP2, EP4</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Notstromzeiten – EP1, EP2, EP4</b>	<b>7</b>
2.1	Befeuerung Gondel ohne Befeuerung Turm	7
2.2	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 10 cd	8
2.3	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 32 cd	9
2.4	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 50 cd	10
2.5	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 10 cd	11
2.6	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 32 cd	12
2.7	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 50 cd	13
2.8	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 10 cd/IR	14
2.9	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 10 cd/IR	15
2.10	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 50 cd/IR	16
2.11	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 50 cd/IR	17
<b>3</b>	<b>Übersicht über die Befeuerungsleuchten auf der Gondel – EP3</b>	<b>18</b>
<b>4</b>	<b>Notstromzeiten – EP3</b>	<b>21</b>
4.1	Befeuerung Gondel ohne Befeuerung Turm	21
4.2	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 10 cd	22
4.3	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 10 cd/IR	23
4.4	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 32 cd	24
4.5	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 32 cd/IR	25
4.6	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 50 cd	26
4.7	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 50 cd/IR	27
4.8	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 10 cd	28
4.9	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 10 cd/IR	29
4.10	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 32 cd	30
4.11	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 32 cd/IR	31
4.12	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 50 cd	32
4.13	Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 50 cd/IR	33



# 1 Übersicht über die Befeuerungsleuchten auf der Gondel – EP1, EP2, EP4

Die Auslegung der Notstromversorgung richtet sich nach den örtlichen Bestimmungen. Die folgenden Tabellen enthalten Angaben zu den verfügbaren Befeuerungsleuchten und den entsprechenden Notstromzeiten.

Die Notstromzeiten werden jeweils in Stunden angegeben. Bei Leuchtenkombinationen werden immer die Leuchten mit dem höchsten Stromverbrauch berücksichtigt.

Nummer der Befeuerungsleuchte	Typ der Befeuerungsleuchte		Leuchtenbezeichnung lt. Datenblatt	
			Leuchte A	Leuchte B
1	Gefahrenfeuer Nacht	100 cd (W-rot), blinkend	2x MB20	-
2		100 cd/850 nm (W-rot/IR), blinkend	2x R100 IR25-MB	-
3		2 000 cd, blinkend	2x MB80/MB70/MB75	-
4	Gefahrenfeuer Nacht mit Infrarot	2 000 cd/850 nm, blinkend	2x MB80/17IR	-
5		850 nm/100 cd, IR/rot, blinkend	2x MB2017	-
6	Gefahrenfeuer Nacht, 1 Leuchte	2 000 cd, blinkend	1x MB80	-
7	Gefahrenfeuer Nacht, 1 Leuchte	2 000 cd, konstant	1x MB80	-
8	Gefahrenfeuer Tag	20 000 cd, blinkend	2x MB300	-
9		50 000 cd, blinkend	2x MB500	-
10		100 000 cd, blinkend	2x MB800	-
11	Gefahrenfeuer Tag und Nacht	100 cd (W-rot)/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	2x MB20	2x MB300
12		200 cd/2 000 cd, rot/rot, konstant	2x MB80	-
13		2 000 cd/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	2x MB80	2x MB300
14		2 000 cd/20 000 cd, weiß/weiß, blinkend	2x MB300	-

Nummer der Befeuerungsleuchte	Typ der Befeuerungsleuchte		Leuchtenbezeichnung lt. Datenblatt	
			Leuchte A	Leuchte B
15	Gefahrenfeuer Tag und Nacht (Frankreich)	2 000 cd/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	2x MB80/MB70	2x MB300
16		2 000 cd/20 000 cd, rot/weiß, konstant/blinkend	2x MB80/MB70	2x MB300
17		200 cd/20 000 cd, rot/IR/weiß, blinkend	2x MB80/MB70	2x MB300
18	Gefahrenfeuer Tag und Nacht mit Infrarot	100 cd (W-rot)/850 nm/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	2x MB2017	2x MB300
19		2 000 cd/850 nm/50 000 cd, rot/IR/weiß, blinkend	2x MB80/17IR	2x MB500
20		2 000 cd/850 nm/20 000 cd, rot/IR/weiß, blinkend	2x MB80/17IR	2x MB300
21		850 nm/50 000 cd, IR/weiß, konstant/blinkend	2x MB17E-IR	2x MB500
22		2 000 cd/850 nm /100 000 cd, rot/IR/weiß, blinkend	1x MB800	2x MB8017
23	Gefahrenfeuer Tag und Nacht, 1 Leuchte	2 000 cd/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	2x MB80	2x MB300
24	Hindernisfeuer	10 cd Öffnungswinkel -2° bis +10°, konstant	2x MB15	-
25		32 cd Öffnungswinkel -2° bis +10°, konstant	2x MB15	-
26		32 cd Öffn.-winkel -2° bis +10° + IR, konstant	2x MB15	2x MB17/E-IR
27		70 cd Öffnungswinkel -2° bis +10°, konstant	2x MB15	-

Nummer der Befeuerungsleuchte	Typ der Befeuerungsleuchte		Leuchtenbezeichnung lt. Datenblatt	
			Leuchte A	Leuchte B
28		20 cd Öffnungswinkel 0° bis +10°, konstant	2x MB15 UK	-
29		200 cd Öffnungswinkel 0° bis +10°, konstant	2x MB15 UK	-
30	Infrarot	900 mW/sr 850 nm -15° bis +30°, blinkend	2x MB17/E-IR	-

## 2 Notstromzeiten – EP1, EP2, EP4

### 2.1 Befeuerung Gondel ohne Befeuerung Turm

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	7,9	32,2	64,4	96,6
2	7,9	32,2	64,4	96,6
3	6,3	25,4	50,8	76,3
4	6,1	24,7	49,4	74,1
5	5,4	21,8	43,6	65,5
6	7,2	29,4	58,7	88,1
7	6,3	25,5	51,0	76,5
8	4,4	17,7	35,4	53,1
9	2,8	11,4	22,8	34,2
10	2,1	8,6	17,2	25,7
11	4,3	17,5	34,9	52,4
12	4,9	20,0	39,9	59,9
13	4,1	16,7	33,3	50,0
14	4,1	16,8	33,5	50,3
15	3,8	15,6	31,1	46,7
16	3,6	14,5	29,0	43,5
17	3,9	16,0	32,0	48,0
18	4,1	16,7	33,5	50,2
19	2,8	9,3	18,6	27,9
20	3,9	16,0	32,1	48,1
21	2,7	11,1	22,1	33,2
22	3,4	13,6	27,2	40,9
23	5,5	22,5	45,1	67,6
24	8,2	33,2	66,3	99,5
25	7,8	31,8	63,6	95,5
26	6,1	24,6	49,2	73,8
27	7,1	28,9	57,8	86,7
28	7,8	31,8	63,7	95,5
29	6,1	25,0	49,9	74,9
30	6,9	28,0	56,0	84,1

## 2.2 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 10 cd

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	6,7	27,3	54,6	82,0
2	6,7	27,3	54,6	82,0
3	5,5	22,3	44,6	66,9
4	5,3	21,6	43,2	64,8
5	4,8	19,4	38,8	58,1
6	6,2	25,3	50,5	75,8
7	5,5	22,3	44,7	67,0
8	4,2	17,2	34,3	51,5
9	2,7	11,2	22,3	33,5
10	2,1	8,4	16,9	25,3
11	4,2	16,9	33,9	50,8
12	4,7	19,2	38,5	57,7
13	4,0	16,2	32,3	48,5
14	4,0	16,2	32,5	48,7
15	3,7	15,1	30,2	45,3
16	3,5	14,1	28,2	42,4
17	3,8	15,6	31,1	46,7
18	4,0	16,2	32,5	48,7
19	2,7	11,1	22,3	33,4
20	3,8	15,6	31,1	46,7
21	2,7	10,8	21,7	32,5
22	3,3	13,3	26,5	39,8
23	5,3	21,6	43,3	64,9
24	6,9	28,0	56,0	84,1
25	6,7	27,1	54,1	81,2
26	5,3	21,5	43,1	64,6
27	6,1	24,9	49,8	74,8
28	6,6	26,9	53,8	80,7
29	5,4	21,8	43,6	65,5
30	6,0	24,3	48,5	72,8



## 2.3 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 32 cd

Nummer der Befeue- rungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	6,3	25,4	50,8	76,2
2	6,3	25,4	50,8	76,2
3	5,2	21,0	42,0	63,0
4	5,0	20,3	40,7	61,0
5	4,5	18,4	36,7	55,1
6	5,8	23,6	47,2	70,8
7	5,2	21,0	42,1	63,1
8	4,2	16,9	33,8	50,6
9	2,7	11,0	22,1	33,1
10	2,1	8,4	16,8	25,1
11	4,1	16,7	33,3	50,0
12	4,7	18,9	37,8	56,7
13	3,9	15,9	31,9	47,8
14	3,9	16,0	32,0	48,0
15	3,7	14,9	29,8	44,7
16	3,4	13,9	27,9	41,8
17	3,8	15,3	30,7	46,0
18	3,9	16,0	32,0	48,0
19	2,7	11,0	22,0	33,1
20	3,8	15,3	30,7	46,0
21	2,6	10,7	21,5	32,2
22	3,2	13,1	26,2	39,3
23	5,2	21,2	42,4	63,6
24	6,4	26,0	52,0	78,0
25	6,2	25,2	50,3	75,5
26	5,0	20,3	40,5	60,8
27	5,7	23,3	46,6	69,9
28	6,1	25,0	49,9	74,9
29	5,1	20,5	41,1	61,6
30	5,6	22,7	45,5	68,2

## 2.4 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 50 cd

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	5,8	23,7	47,5	71,2
2	5,8	23,7	47,5	71,2
3	4,9	19,8	39,7	59,5
4	4,7	19,2	38,4	57,7
5	4,3	17,4	34,9	52,3
6	5,5	22,2	44,3	66,5
7	4,9	19,9	39,8	59,7
8	4,1	16,6	33,2	49,9
9	2,7	10,9	21,9	32,8
10	2,0	8,3	16,6	24,9
11	4,0	16,4	32,8	49,2
12	4,6	18,6	37,2	55,7
13	3,9	15,7	31,4	47,1
14	3,9	15,8	31,6	47,3
15	3,6	14,7	29,4	44,1
16	3,4	13,8	27,5	41,3
17	3,7	15,1	30,2	45,3
18	3,9	15,8	31,5	47,3
19	2,7	10,9	21,8	32,7
20	3,7	15,1	30,2	45,3
21	2,6	10,6	21,2	31,9
22	3,2	12,9	25,9	38,8
23	5,1	20,8	41,6	62,4
24	6,0	24,3	48,5	72,8
25	5,8	23,5	47,1	70,6
26	4,7	19,2	38,3	57,5
27	5,4	21,9	43,8	65,7
28	5,7	23,3	46,6	69,9
29	4,8	19,4	38,8	58,1
30	5,3	21,4	42,8	64,1

## 2.5 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 10 cd

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	5,8	23,7	47,5	71,2
2	5,8	23,7	47,5	71,2
3	4,9	19,8	39,7	59,5
4	4,7	19,2	38,4	57,7
5	4,3	17,4	34,9	52,3
6	5,5	22,2	44,3	66,5
7	4,9	19,9	39,8	59,7
8	4,1	16,6	33,2	49,9
9	2,7	10,9	21,9	32,8
10	2,0	8,3	16,6	24,9
11	4,0	16,4	32,8	49,2
12	4,6	18,6	37,2	55,7
13	3,9	15,7	31,4	47,1
14	3,9	15,8	31,6	47,3
15	3,6	14,7	29,4	44,1
16	3,4	13,8	27,5	41,3
17	3,7	15,1	30,2	45,3
18	3,9	15,8	31,5	47,3
19	2,7	10,9	21,8	32,7
20	3,7	15,1	30,2	45,3
21	2,6	10,6	21,2	31,9
22	3,2	12,9	25,9	38,8
23	5,1	20,8	41,6	62,4
24	6,0	24,3	48,5	72,8
25	5,8	23,5	47,1	70,6
26	4,7	19,2	38,3	57,5
27	5,4	21,9	43,8	65,7
28	5,7	23,3	46,6	69,9
29	4,8	19,4	38,8	58,1
30	5,3	21,4	42,8	64,1

## 2.6 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 32 cd

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	5,16	20,97	41,95	62,92
2	5,16	20,97	41,95	62,92
3	4,40	17,87	35,75	53,62
4	4,26	17,30	34,60	51,90
5	3,90	15,84	31,68	47,51
6	4,86	19,74	39,47	59,21
7	4,41	17,91	35,82	53,73
8	3,97	16,13	32,26	48,39
9	2,63	10,70	21,41	32,11
10	2,01	8,18	16,36	24,53
11	3,92	15,93	31,87	47,80
12	4,42	17,97	35,93	53,90
13	3,76	15,26	30,52	45,79
14	3,77	15,33	30,66	45,99
15	3,52	14,32	28,63	42,95
16	3,30	13,42	26,84	40,27
17	3,62	14,71	29,41	44,12
18	3,77	15,31	30,63	45,94
19	2,63	10,68	21,36	32,04
20	3,61	14,69	29,37	44,06
21	2,56	10,41	20,82	31,23
22	3,11	12,63	25,25	37,88
23	4,93	20,03	40,07	60,10
24	5,26	21,38	42,76	64,14
25	5,12	20,81	41,63	62,44
26	4,25	17,25	34,50	51,74
27	4,81	19,53	39,06	58,59
28	5,05	20,53	41,05	61,58
29	4,29	17,43	34,86	52,29
30	4,70	19,10	38,20	57,40

## 2.7 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 50 cd

Nummer der Befeue- rungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	4,63	18,79	37,58	56,37
2	4,63	18,79	37,58	56,37
3	4,00	16,26	32,53	48,79
4	3,87	15,73	31,46	47,19
5	3,57	14,51	29,02	43,53
6	4,38	17,79	35,58	53,37
7	4,01	16,30	32,59	48,89
8	3,86	15,66	31,33	46,99
9	2,58	10,49	20,97	31,46
10	1,98	8,05	16,10	24,15
11	3,81	15,48	30,95	46,43
12	4,28	17,39	34,78	52,17
13	3,65	14,84	29,69	44,53
14	3,67	14,91	29,82	44,72
15	3,43	13,95	27,90	41,85
16	3,22	13,10	26,20	39,29
17	3,52	14,32	28,63	42,95
18	3,67	14,89	29,78	44,68
19	2,58	10,47	20,93	31,40
20	3,52	14,28	28,56	42,85
21	2,51	10,20	20,41	30,61
22	3,03	12,33	24,65	36,98
23	4,76	19,32	38,64	57,96
24	4,71	19,12	38,24	57,35
25	4,59	18,66	37,33	55,99
26	3,86	15,69	31,37	47,06
27	4,34	17,62	35,25	52,87
28	4,52	18,35	36,71	55,06
29	3,90	15,84	31,68	47,51
30	4,30	17,30	34,60	51,90



## 2.8 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 10 cd/IR

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	6,25	25,40	50,80	76,20
2	6,25	25,40	50,80	76,20
3	5,17	20,99	41,98	62,97
4	5,01	20,35	40,69	61,04
5	4,52	18,35	36,71	55,06
6	5,81	23,61	47,21	70,82
7	5,18	21,04	42,09	63,13
8	4,16	16,88	33,77	50,65
9	2,72	11,04	22,09	33,13
10	2,06	8,38	16,75	25,13
11	4,10	16,67	33,34	50,00
12	4,65	18,91	37,81	56,72
13	3,92	15,94	31,87	47,81
14	3,94	16,01	32,02	48,03
15	3,67	14,91	29,82	44,72
16	3,43	13,94	27,88	41,82
17	3,77	15,33	30,66	45,99
18	3,94	15,99	31,98	47,97
19	2,71	11,02	22,04	33,06
20	3,77	15,34	30,67	46,01
21	2,64	10,73	21,46	32,19
22	3,23	13,10	26,21	39,31
23	5,22	21,21	42,42	63,63
24	6,40	26,00	52,00	78,00
25	6,19	25,17	50,33	75,50
26	4,99	20,27	40,55	60,82
27	5,74	23,31	46,63	69,94
28	6,14	24,96	49,92	74,88
29	5,05	20,53	41,05	61,58
30	5,60	22,70	45,50	68,20

## 2.9 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 10 cd/IR

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	5,16	20,97	41,95	62,92
2	5,16	20,97	41,95	62,92
3	4,40	17,87	35,75	53,62
4	4,26	17,30	34,60	51,90
5	3,90	15,84	31,68	47,51
6	4,86	19,74	39,47	59,21
7	4,41	17,91	35,82	53,73
8	3,97	16,13	32,26	48,39
9	2,63	10,70	21,41	32,11
10	2,01	8,18	16,36	24,53
11	3,92	15,93	31,87	47,80
12	4,42	17,97	35,93	53,90
13	3,76	15,26	30,52	45,79
14	3,77	15,33	30,66	45,99
15	3,52	14,32	28,63	42,95
16	3,30	13,42	26,84	40,27
17	3,62	14,71	29,41	44,12
18	3,77	15,31	30,63	45,94
19	2,63	10,68	21,36	32,04
20	3,61	14,69	29,37	44,06
21	2,56	10,41	20,82	31,23
22	3,11	12,63	25,25	37,88
23	4,93	20,03	40,07	60,10
24	5,26	21,38	42,76	64,14
25	5,12	20,81	41,63	62,44
26	4,25	17,25	34,50	51,74
27	4,81	19,53	39,06	58,59
28	5,05	20,53	41,05	61,58
29	4,29	17,43	34,86	52,29
30	4,70	19,10	38,20	57,40

## 2.10 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 50 cd/IR

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	5,84	23,73	47,46	71,19
2	5,84	23,73	47,46	71,19
3	4,88	19,84	39,67	59,51
4	4,73	19,22	38,44	57,65
5	4,29	17,43	34,86	52,29
6	5,45	22,16	44,32	66,48
7	4,89	19,88	39,77	59,65
8	4,09	16,62	33,25	49,87
9	2,69	10,93	21,86	32,78
10	2,05	8,31	16,62	24,93
11	4,04	16,42	32,83	49,25
12	4,57	18,58	37,17	55,75
13	3,87	15,70	31,41	47,11
14	3,88	15,78	31,55	47,33
15	3,62	14,71	29,41	44,12
16	3,39	13,76	27,53	41,29
17	3,72	15,12	30,23	45,35
18	3,88	15,76	31,52	47,28
19	2,68	10,91	21,81	32,72
20	3,72	15,11	30,23	45,34
21	2,61	10,62	21,24	31,86
22	3,19	12,94	25,88	38,82
23	5,12	20,80	41,61	62,41
24	5,97	24,25	48,51	72,76
25	5,79	23,53	47,05	70,58
26	4,71	19,15	38,31	57,46
27	5,39	21,90	43,80	65,70
28	5,73	23,28	46,57	69,85
29	4,77	19,38	38,76	58,14
30	5,30	21,40	42,80	64,10

## 2.11 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 50 cd/IR

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	4,63	18,79	37,58	56,37
2	4,63	18,79	37,58	56,37
3	4,00	16,26	32,53	48,79
4	3,87	15,73	31,46	47,19
5	3,57	14,51	29,02	43,53
6	4,38	17,79	35,58	53,37
7	4,01	16,30	32,59	48,89
8	3,86	15,66	31,33	46,99
9	2,58	10,49	20,97	31,46
10	1,98	8,05	16,10	24,15
11	3,81	15,48	30,95	46,43
12	4,28	17,39	34,78	52,17
13	3,65	14,84	29,69	44,53
14	3,67	14,91	29,82	44,72
15	3,43	13,95	27,90	41,85
16	3,22	13,10	26,20	39,29
17	3,52	14,32	28,63	42,95
18	3,67	14,89	29,78	44,68
19	2,58	10,47	20,93	31,40
20	3,52	14,28	28,56	42,85
21	2,51	10,20	20,41	30,61
22	3,03	12,33	24,65	36,98
23	4,76	19,32	38,64	57,96
24	4,71	19,12	38,24	57,35
25	4,59	18,66	37,33	55,99
26	3,86	15,69	31,37	47,06
27	4,34	17,62	35,25	52,87
28	4,52	18,35	36,71	55,06
29	3,90	15,84	31,68	47,51
30	4,30	17,30	34,60	51,90



### 3 Übersicht über die Befeuerungsleuchten auf der Gondel – EP3

Die Auslegung der Notstromversorgung richtet sich nach den örtlichen Bestimmungen. Die folgenden Tabellen enthalten Angaben zu den verfügbaren Befeuerungsleuchten und den entsprechenden Notstromzeiten.

Die Notstromzeiten werden jeweils in Stunden angegeben. Bei Leuchtenkombinationen werden immer die Leuchten mit dem höchsten Stromverbrauch berücksichtigt.

Nummer der Befeuerungsleuchte	Typ der Befeuerungsleuchte		Leuchtenbezeichnung lt. Datenblatt	
			Leuchte A	Leuchte B
1	Gefahrenfeuer Nacht	100 cd (W-rot), blinkend	2x G4-20	-
2		100 cd/850 nm (W-rot/IR), blinkend	2x R100IR25-G4	-
3		2 000 cd, blinkend	2x G4-80	-
4	Gefahrenfeuer Nacht mit Infrarot	100 cd/850 nm, blinkend	2x G4-20	2x G4-17
5		2 000 cd/850 nm, blinkend	2x G4-80	2x G4-17
6	Gefahrenfeuer Nacht, 1 Leuchte	2 000 cd, blinkend	1x G4-80	-
7	Gefahrenfeuer Nacht, 1 Leuchte	2 000 cd, konstant	1x G4-80	-
8	Gefahrenfeuer Tag	20 000 cd, blinkend	2x G4-200	-
9		50 000 cd, blinkend	2x G4-200	-
10		100 000 cd, blinkend	4x G4-200	-
11	Gefahrenfeuer Tag und Nacht	100 cd (W-rot)/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	2x G4-20	2x G4-200
12		200 cd/2 000 cd, rot/rot, konstant	2x G4-80	-
13		2 000 cd/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	2x G4-80	2x G4-200
14		2 000 cd/20 000 cd, weiß/weiß, blinkend	2x G4-200	-



Nummer der Befeuerungsleuchte	Typ der Befeuerungsleuchte		Leuchtenbezeichnung lt. Datenblatt	
			Leuchte A	Leuchte B
15	Gefahrenfeuer Tag und Nacht (Frankreich)	2 000 cd/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	2x G4-80	2x G4-200
16		2 000 cd/20 000 cd, rot/weiß, konstant/blinkend	2x G4-80	2x G4-200
17		200 cd/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	2x G4-80	2x G4-200
18	Gefahrenfeuer Tag und Nacht mit Infrarot	100 cd (W-rot)/850 nm/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	2x G4-20/2x G4-17	G4-200
19		2 000 cd/850 nm/20 000 cd, rot/IR/weiß, blinkend	G4-80/G4-17	G4-200
20		850 nm/50 000 cd, rot/IR/weiß, blinkend	G4-17	2x 2x G4-200
21		2 000 cd/850 nm/50 000 cd, rot/IR/weiß, blinkend	G4-80/G4-17	2x 2x G4-200
22		2 000 cd/850 nm /100 000 cd, rot/IR/weiß, blinkend	G4-80/G4-17	1x 4x G4-200
23	Gefahrenfeuer Tag und Nacht, 1 Leuchte	2 000 cd/20 000 cd, rot/weiß, blinkend	1x G4-80	1x G4-200
24	Hindernisfeuer	10 cd Öffnungswinkel -2° bis +10°, konstant	2x G4-20	-
25		32 cd Öffnungswinkel -2° bis +10°, konstant	2x G4-20	-
26		32 cd Öffnungswinkel -2° bis +10° + IR, konstant	2x G4-20	2x G4-17
27		70 cd Öffnungswinkel -2° bis +10°, konstant	2x G4-20	-
28		25 cd Öffnungswinkel 0° bis +10°, konstant	2x G4-66	-

Nummer der Befeuerungsleuchte	Typ der Befeuerungsleuchte		Leuchtenbezeichnung lt. Datenblatt	
			Leuchte A	Leuchte B
29		200 cd Öffnungswinkel 0° bis +10°, konstant	2x G4-66	-
30	Infrarot	900 mW/sr 850 nm -15° bis +30°, blinkend	2x G4-17	-

## 4 Notstromzeiten – EP3

### 4.1 Befeuerung Gondel ohne Befeuerung Turm

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	10,37	42,13	84,27	126,40
2	10,37	42,13	84,27	126,40
3	9,24	37,52	75,04	112,55
4	7,21	29,29	58,58	87,87
5	6,64	26,98	53,96	80,95
6	10,48	42,59	85,18	127,76
7	9,70	39,39	78,79	118,18
8	-	21,89	43,77	65,66
9	-	11,94	23,88	35,81
10	-	6,79	13,58	20,38
11	-	21,35	42,70	64,06
12	7,86	31,94	63,88	95,82
13	-	20,92	41,83	62,75
14	-	21,10	42,21	63,31
15	-	18,92	37,85	56,77
16	-	18,34	36,67	55,01
17	-	19,23	38,46	57,70
18	-	20,34	40,68	61,02
19	-	19,95	39,89	59,84
20	-	13,62	27,25	40,87
21	-	13,04	26,09	39,13
22	-	13,04	26,09	39,13
23	-	29,92	59,84	89,76
24	11,41	46,35	92,69	139,04
25	10,37	42,13	84,27	126,40
26	8,01	32,56	65,11	97,67
27	10,21	41,47	82,93	124,40
28	10,71	43,53	87,06	130,59
29	6,69	27,17	54,34	81,50
30	8,01	32,56	65,11	97,67

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.

## 4.2 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 10 cd

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	8,07	32,78	65,57	98,35
2	8,07	32,78	65,57	98,35
3	7,36	29,92	59,84	89,76
4	6,02	24,44	48,89	73,33
5	5,62	22,82	45,63	68,45
6	8,14	33,06	66,12	99,17
7	7,66	31,10	62,20	93,30
8	-	20,38	40,75	61,13
9	-	11,47	22,95	34,42
10	-	6,64	13,28	19,92
11	-	19,91	39,83	59,74
12	7,10	28,82	57,65	86,47
13	-	19,53	39,07	58,60
14	-	19,70	39,39	59,09
15	-	17,79	35,57	53,36
16	-	17,27	34,53	51,80
17	-	18,06	36,11	193,07
18	-	19,03	38,06	57,09
19	-	18,68	37,37	56,05
20	-	13,02	26,05	39,07
21	-	12,49	24,99	37,48
22	-	12,49	24,99	37,48
23	-	27,17	54,34	81,50
24	8,68	35,28	70,56	105,83
25	8,07	32,78	65,57	98,35
26	6,57	26,68	53,36	80,03
27	7,97	32,38	64,76	97,14
28	8,28	33,62	67,24	100,87
29	5,65	22,95	45,90	68,84
30	6,57	26,68	53,36	80,03

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.

### 4.3 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 10 cd/IR

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	7,17	29,14	58,29	87,43
2	7,17	29,14	58,29	87,43
3	6,61	26,86	53,72	80,58
4	5,50	22,36	44,72	67,09
5	5,17	20,99	41,98	62,97
6	7,23	29,36	58,72	88,09
7	6,84	27,81	55,61	83,42
8	-	19,86	39,72	59,59
9	-	11,31	22,62	33,93
10	-	6,58	13,17	19,75
11	-	19,42	38,84	58,27
12	6,84	27,81	55,61	83,42
13	-	19,06	38,12	57,18
14	-	19,22	38,43	57,65
15	-	17,39	34,78	52,18
16	-	16,90	33,79	50,69
17	-	17,65	35,30	52,96
18	-	18,58	37,16	55,75
19	-	18,25	36,50	54,76
20	-	12,81	25,62	38,43
21	-	12,30	24,60	36,89
22	-	12,30	24,60	36,89
23	-	26,26	52,53	78,79
24	7,66	31,10	62,20	93,30
25	7,17	29,14	58,29	87,43
26	5,96	24,22	48,44	72,65
27	7,10	28,82	57,65	86,47
28	7,34	29,81	59,61	89,42
29	5,19	21,10	42,21	63,31
30	5,96	24,22	48,44	72,65

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.



#### 4.4 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 32 cd

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	7,45	30,26	60,53	90,79
2	7,45	30,26	60,53	90,79
3	6,84	27,81	55,61	83,42
4	5,67	23,01	46,03	69,04
5	5,31	21,57	43,13	64,70
6	7,51	30,50	61,00	91,50
7	7,10	28,82	57,65	86,47
8	-	20,03	40,06	60,09
9	-	11,36	22,73	34,09
10	-	6,60	13,20	19,81
11	-	19,58	39,17	58,75
12	6,93	28,14	56,28	84,42
13	-	19,22	38,43	57,65
14	-	19,37	38,75	58,12
15	-	17,52	35,04	52,56
16	-	17,02	34,03	51,05
17	-	17,79	35,57	53,36
18	-	18,73	37,46	56,19
19	-	18,39	36,79	55,18
20	-	12,88	25,76	38,64
21	-	12,36	24,72	37,09
22	-	12,36	24,72	37,09
23	-	26,56	53,12	79,67
24	7,97	32,38	64,76	97,14
25	7,45	30,26	60,53	90,79
26	6,15	24,99	49,97	74,96
27	7,36	29,92	59,84	89,76
28	7,63	30,98	61,96	92,93
29	5,34	21,68	43,37	65,05
30	6,15	24,99	49,97	74,96

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.

## 4.5 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 32 cd/IR

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	6,92	28,11	56,21	84,32
2	6,92	28,11	56,21	84,32
3	6,39	25,97	51,95	77,92
4	5,35	21,74	43,49	65,23
5	5,03	20,45	40,89	61,34
6	6,97	28,31	56,61	84,92
7	6,61	26,86	53,72	80,58
8	-	19,70	39,39	59,09
9	-	11,26	22,51	33,77
10	-	6,57	13,13	6,57
11	-	19,26	38,53	57,79
12	6,77	27,48	54,97	82,45
13	-	18,91	37,82	56,73
14	-	19,06	38,12	57,18
15	-	17,27	34,53	51,80
16	-	16,78	33,55	50,33
17	-	17,52	35,04	52,56
18	-	18,44	36,87	55,31
19	-	18,11	36,22	54,34
20	-	12,74	25,48	38,23
21	-	12,23	24,47	36,70
22	-	12,23	24,47	36,70
23	-	25,97	51,95	77,92
24	7,36	29,92	59,84	89,76
25	6,92	28,11	56,21	84,32
26	5,78	23,50	46,99	70,49
27	6,84	27,81	55,61	83,42
28	7,07	28,72	57,44	86,16
29	5,06	20,55	41,11	61,66
30	5,78	23,50	46,99	70,49

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.

#### 4.6 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 50 cd

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	7,17	29,14	58,29	87,43
2	7,17	29,14	58,29	87,43
3	6,61	26,86	53,72	80,58
4	5,50	22,36	44,72	67,09
5	5,17	20,99	41,98	62,97
6	7,23	29,36	58,72	88,09
7	6,84	27,81	55,61	83,42
8	-	19,86	39,72	59,59
9	-	11,31	22,62	33,93
10	-	6,58	13,17	19,75
11	-	19,42	38,84	58,27
12	6,84	27,81	55,61	83,42
13	-	19,06	38,12	57,18
14	-	19,22	38,43	57,65
15	-	17,39	34,78	52,18
16	-	16,90	33,79	180,65
17	-	17,65	35,30	52,96
18	-	18,58	37,16	55,75
19	-	18,25	36,50	54,76
20	-	12,81	25,62	38,43
21	-	12,30	24,60	36,89
22	-	12,30	24,60	36,89
23	-	26,26	52,53	78,79
24	7,66	31,10	62,20	93,30
25	7,17	29,14	58,29	87,43
26	5,96	24,22	48,44	72,65
27	7,10	28,82	57,65	86,47
28	7,34	29,81	59,61	89,42
29	5,19	21,10	42,21	63,31
30	5,96	24,22	48,44	72,65

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.

## 4.7 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 4x 50 cd/IR

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	6,46	26,23	52,47	78,70
2	6,46	26,23	52,47	78,70
3	6,00	24,37	48,73	73,10
4	5,07	20,61	41,21	61,82
5	4,78	19,44	38,88	58,31
6	6,50	26,41	52,82	79,23
7	6,19	25,15	50,29	75,44
8	-	19,37	38,75	58,12
9	-	11,15	22,30	33,45
10	-	6,53	13,06	19,59
11	-	18,95	37,91	56,86
12	6,61	26,86	53,72	80,58
13	-	18,61	37,22	55,83
14	-	18,76	37,52	56,28
15	-	17,02	34,03	51,05
16	-	16,54	33,08	49,62
17	-	17,27	34,53	51,80
18	-	18,15	36,31	54,46
19	-	17,84	35,68	53,52
20	-	12,61	25,21	37,82
21	-	12,11	24,22	36,33
22	-	12,11	24,22	36,33
23	-	25,42	50,83	76,25
24	6,84	27,81	55,61	83,42
25	6,46	26,23	52,47	78,70
26	5,46	22,17	44,35	66,52
27	6,39	25,97	51,95	77,92
28	6,59	26,77	53,54	80,30
29	4,81	19,53	39,07	58,60
30	5,46	22,17	44,35	66,52

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.

#### 4.8 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 10 cd

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	6,60	26,83	53,66	80,49
2	6,60	26,83	53,66	80,49
3	6,12	24,88	49,76	74,64
4	5,16	20,97	41,95	62,92
5	4,86	19,76	39,53	59,29
6	6,65	27,01	54,03	81,04
7	6,32	25,69	51,38	77,08
8	-	19,06	38,12	57,18
9	-	11,05	22,09	33,14
10	-	6,49	12,99	19,48
11	-	18,66	37,31	55,97
12	6,46	26,26	52,53	78,79
13	-	18,32	36,65	54,97
14	-	18,47	36,93	55,40
15	-	16,78	33,55	50,33
16	-	16,31	32,62	48,94
17	-	17,02	34,03	51,05
18	-	17,88	35,76	53,64
19	-	17,57	35,15	52,72
20	-	12,47	24,95	37,42
21	-	11,99	23,97	35,96
22	-	11,99	23,97	35,96
23	-	24,88	49,76	74,64
24	7,01	28,48	56,96	85,43
25	6,60	26,83	53,66	80,49
26	5,56	22,60	45,19	67,79
27	6,54	26,56	53,12	79,67
28	6,74	27,39	54,78	82,17
29	4,89	19,86	39,72	59,59
30	5,56	22,60	45,19	67,79

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.



## 4.9 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 10 cd/IR

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	5,48	22,28	44,55	66,83
2	5,48	22,28	44,55	66,83
3	5,15	20,92	41,83	62,75
4	4,45	18,08	36,17	54,25
5	4,23	17,18	34,36	51,53
6	5,51	22,40	44,81	67,21
7	5,29	21,49	42,98	64,46
8	-	18,18	36,36	54,55
9	-	10,74	21,49	32,23
10	-	6,39	12,78	19,16
11	-	17,81	35,62	53,44
12	6,06	24,62	49,24	73,86
13	-	17,51	35,02	52,53
14	-	17,64	35,28	52,92
15	-	16,09	32,18	48,27
16	-	15,66	31,33	46,99
17	-	16,31	32,62	48,94
18	-	17,10	34,21	51,31
19	-	16,82	33,65	50,47
20	-	12,09	24,18	36,27
21	-	11,63	23,26	34,90
22	-	11,63	23,26	34,90
23	-	23,40	46,80	70,21
24	5,76	23,40	46,80	70,21
25	5,48	22,28	44,55	66,83
26	4,75	19,28	38,56	57,84
27	5,44	22,09	44,18	66,27
28	5,58	22,66	45,32	67,99
29	4,25	17,25	34,51	51,76
30	4,75	19,28	38,56	57,84

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.

#### 4.10 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 32 cd

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	5,81	23,61	47,23	70,84
2	5,81	23,61	47,23	70,84
3	5,44	22,09	44,18	66,27
4	4,67	18,95	37,91	56,86
5	4,42	17,96	35,92	53,88
6	5,85	23,76	47,51	71,27
7	5,59	22,73	45,45	68,18
8	-	18,47	36,93	55,40
9	-	10,84	21,68	32,53
10	-	6,42	12,85	19,27
11	-	18,08	36,17	54,25
12	6,19	25,15	50,29	75,44
13	-	17,77	35,54	53,32
14	-	17,91	35,81	53,72
15	-	16,31	32,62	48,94
16	-	15,87	31,75	47,62
17	-	16,54	33,08	49,62
18	-	17,35	34,71	52,06
19	-	17,07	34,13	51,20
20	-	12,22	24,43	36,65
21	-	11,75	23,50	35,24
22	-	11,75	23,50	35,24
23	-	23,88	47,75	71,63
24	6,12	24,88	49,76	74,64
25	5,81	23,61	47,23	70,84
26	4,99	20,27	40,54	60,81
27	5,76	23,40	46,80	70,21
28	5,92	24,05	48,09	72,14
29	4,44	18,04	36,09	54,13
30	4,99	20,27	40,54	60,81

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.

#### 4.11 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 32 cd/IR

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	5,19	21,09	42,17	63,26
2	5,19	21,09	42,17	63,26
3	4,89	19,86	39,72	59,59
4	4,26	17,29	34,58	51,87
5	4,05	16,46	32,92	49,38
6	5,22	21,20	42,40	63,60
7	5,02	20,38	40,75	61,13
8	-	17,91	35,81	53,72
9	-	10,65	21,29	31,94
10	-	6,35	12,71	19,06
11	-	17,55	35,09	52,64
12	5,94	24,12	48,24	72,36
13	-	17,25	34,51	51,76
14	-	17,38	34,76	52,14
15	-	15,87	31,75	47,62
16	-	15,46	30,92	46,38
17	-	16,09	32,18	48,27
18	-	16,86	33,72	50,58
19	-	16,59	33,17	49,76
20	-	11,97	23,94	35,90
21	-	11,52	23,04	34,56
22	-	11,52	23,04	34,56
23	-	22,95	45,90	68,84
24	5,44	22,09	44,18	66,27
25	5,19	21,09	42,17	63,26
26	4,52	18,38	36,76	55,14
27	5,15	20,92	41,83	62,75
28	5,27	21,43	42,86	64,29
29	4,07	16,53	33,06	49,59
30	4,52	18,38	36,76	55,14

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.

## 4.12 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 50 cd

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	5,48	22,28	44,55	66,83
2	5,48	22,28	44,55	66,83
3	5,15	20,92	41,83	62,75
4	4,45	18,08	36,17	54,25
5	4,23	17,18	34,36	51,53
6	5,51	22,40	44,81	67,21
7	5,29	21,49	42,98	64,46
8	-	18,18	36,36	54,55
9	-	10,74	21,49	32,23
10	-	6,39	12,78	19,16
11	-	17,81	35,62	53,44
12	6,06	24,62	49,24	73,86
13	-	17,51	35,02	52,53
14	-	17,64	35,28	52,92
15	-	16,09	32,18	48,27
16	-	15,66	31,33	46,99
17	-	16,31	32,62	48,94
18	-	17,10	34,21	51,31
19	-	16,82	33,65	50,47
20	-	12,09	24,18	36,27
21	-	11,63	23,26	34,90
22	-	11,63	23,26	34,90
23	-	23,40	46,80	70,21
24	5,76	23,40	46,80	70,21
25	5,48	22,28	44,55	66,83
26	4,75	19,28	38,56	57,84
27	5,44	22,09	44,18	66,27
28	5,58	22,66	45,32	67,99
29	4,25	17,25	34,51	51,76
30	4,75	19,28	38,56	57,84

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.

#### 4.13 Befeuerung Gondel mit Befeuerung Turm 8x 50 cd/IR

Nummer der Befeuerungsleuchte	Notstromzeit in h			
	Standard	Akku+	Akku++	Akku+++
1	4,69	19,05	38,09	57,14
2	4,69	19,05	38,09	57,14
3	4,44	18,04	36,09	54,13
4	3,91	15,90	31,79	47,69
5	3,74	15,19	30,38	45,57
6	4,71	19,14	38,28	57,42
7	4,55	18,47	36,93	55,40
8	-	17,38	34,76	52,14
9	-	10,46	20,92	31,38
10	-	6,29	12,57	18,86
11	-	17,04	34,08	51,12
12	5,70	23,17	46,35	69,52
13	-	16,76	33,53	50,29
14	-	16,88	33,77	50,65
15	-	15,46	30,92	46,38
16	-	15,06	30,13	45,19
17	-	15,66	31,33	46,99
18	-	16,39	32,78	49,17
19	-	16,13	32,27	48,40
20	-	11,73	23,46	35,19
21	-	11,30	22,60	33,90
22	-	11,30	22,60	33,90
23	-	22,09	44,18	66,27
24	4,89	19,86	39,72	13,75
25	4,69	19,05	38,09	57,14
26	4,14	16,81	33,62	50,43
27	4,65	18,91	37,82	56,73
28	4,76	19,33	38,65	57,98
29	3,75	15,25	30,50	45,75
30	4,14	16,81	33,62	50,43

Wenn kein Wert angegeben ist, gilt die Mindestüberbrückung von Akku+.



Erklärung zur

# Befuerung von ENERCON Windenergieanlagen

## Impressum

Herausgeber: ENERCON Production GmbH  
Dreerkamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: 04941 9 27 -100  
Fax: 04941 9 27 -109

Copyright: © ENERCON GmbH. Weitergabe sowie Vervielfältigung dieses Dokuments, Verwertung und Mitteilung seines Inhalts sind verboten, soweit nicht ausdrücklich gestattet. Zuwiderhandlungen verpflichten zu Schadenersatz. Alle Rechte für den Fall der Patent-, Gebrauchsmuster- oder Geschmacksmustereintragung vorbehalten.

Änderungs- Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen  
vorbehalt: Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern.

**Inhaltsverzeichnis**

<b>Kennzeichnung von Windenergieanlagen .....</b>	<b>.....</b>
<b>Allgemeines .....</b>	<b>3</b>
<b>Tageskennzeichnung .....</b>	<b>4</b>
<b>Nachtkennzeichnung .....</b>	<b>6</b>
<b>Ersatzstromversorgung .....</b>	<b>8</b>
<b>Anhänge/Bestätigungen .....</b>	<b>8</b>

## **Kennzeichnung von Windenergieanlagen**

### **Allgemeines**

#### **Teil 12 Grundsatz**

Windenergieanlagen werden wie allgemeine Luftfahrthindernisse (Teil 2 der allgemeinen Verwaltungsvorschrift) behandelt, soweit im Folgenden nichts Abweichendes vorgesehen ist.

#### **Teil 13 Synchronisierung**

Die Blinkfolge der Feuer auf Windenergieanlagen ist zu synchronisieren. Die Taktfolge ist auf 00.00.00 Sekunde gemäß UTC mit einer zulässigen Null- Punkt- Verschiebung von  $\pm 50$  ms zu starten.

#### **Teil 14 Windenergieanlagen - Blöcke**

Mehrere in einem bestimmten Areal errichtete Windenergieanlagen können als Windenergieanlagen-Blöcke zusammengefasst werden. Grundsätzlich bedürfen nur die Anlagen an der Peripherie des Blocks, nicht aber die innerhalb des Blocks befindlichen Anlagen einer Kennzeichnung. Übertreten einzelne Anlagen innerhalb eines Blocks signifikant die sie umgebenden Hindernisse so sind diese ebenfalls zu kennzeichnen. Bei einer Gefahr für die Sicherheit des Luftverkehrs untersagt die zuständige Luftfahrtbehörde auf der Grundlage einer gutachtlichen Stellungnahme der Flugsicherungsorganisation nach § 31b Absatz 1 Satz 1 LuftVG die Peripheriebefeuerung.

Bei im Bau befindlichen Windenergieanlagen- Blöcken ist auf eine ausreichende Befeuerung nach Vorgabe dieser Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zu achten.

## Tageskennzeichnung

### Teil 15 Farbkennzeichnung

#### 15.1

Für die Kennzeichnungsfarben gilt Nummer 5.2.

#### 15.2

Die Rotorblätter sind durch drei Farbstreifen zu kennzeichnen:

- a) Außen beginnend mit 6 Meter orange - 6 Meter weiß - 6 Meter orange oder
- b) Außen beginnend mit 6 Meter rot - 6 Meter weiß oder grau - 6 Meter rot.

Bei Windenergieanlagen mit einer Höhe von mehr als 150 Meter über Grund oder Wasser ist das Maschinenhaus umlaufend durchgängig mit einem 2 Meter hohen orange/roten Streifen in der Mitte des Maschinenhauses und der Mast mit einem 3 Meter hohen Farbring in orange/rot, beginnend in  $40 \pm 5$  Meter über Grund oder Wasser, zu versehen.

Der Farbring darf abhängig von der örtlichen Situation (z. B. aufgrund der Höhe des umgebenden Bewuchses) um bis zu 40 Meter nach oben verschoben werden.

#### 15.3

Wenn Windenergieanlagen mit einer Höhe bis einschließlich 100 Meter über Grund oder Wasser in besonderen Fällen gekennzeichnet werden müssen, kann außerhalb der Flugplatzgrenzen in einem umlaufenden Abstand von 5 Kilometer auf einen zweiten orange/roten Streifen am Rotorblatt verzichtet werden. Wird ein Tagesfeuer gemäß Nummer 16 genehmigt, kann der orange/rote Streifen am Rotorblatt entfallen. In diesem Fall darf der Abstand zwischen Tagesfeuer und Rotorblattspitze maximal 50 Meter betragen. Wird ein Tagesfeuer gemäß Nummer 16 in Verbindung mit orange/roten Streifen am Rotorblatt genehmigt, bestehen für den Abstand zwischen Tagesfeuer und Rotorblattspitze keine Beschränkungen.

#### **15.4**

Bei Windenergieanlagen mit einer Höhe von mehr als 100 Meter bis einschließlich 150 Meter über Grund oder Wasser kann bei Genehmigung von Tagesfeuern nach Nummer 16 und in Verbindung mit einem Farbring gemäß Nummer 15.2 auf die orange/rote Kennzeichnung der Rotorblätter verzichtet werden. In diesem Fall darf der Abstand zwischen Tagesfeuer und Rotorblattspitze maximal 50 Meter betragen. Wird ein Tagesfeuer gemäß Nummer 16 in Verbindung mit orange/roten Streifen am Rotorblatt genehmigt, bestehen für den Abstand zwischen Tagesfeuer und Rotorblattspitze keine Beschränkungen.

#### **15.5**

Bei Windenergieanlagen mit einer Höhe von mehr als 150 Meter über Grund oder Wasser kann bei Genehmigung von Tagesfeuern nach Nummer 16 die orange/rote Kennzeichnung des Maschinenhauses entfallen. Auf die orange/rote Kennzeichnung der Rotorblätter kann verzichtet werden. In diesem Fall darf der Abstand zwischen Tagesfeuer und Rotorblattspitze maximal 50 Meter betragen. Wird ein Tagesfeuer gemäß Nummer 16 in Verbindung mit orange/roten Streifen am Rotorblatt genehmigt, bestehen für den Abstand zwischen Tagesfeuer und Rotorblattspitze keine Beschränkungen.

### **Teil 16 Tagesfeuer**

#### **16.1**

Tagesfeuer können als Tagesmarkierung genehmigt werden. Nummer 6 gilt entsprechend.

#### **16.2**

Bei Sichtweiten über 5000 m darf die Nennlichtstärke auf 30 % und bei Sichtweiten über 10km auf 10 % reduziert werden. Die Sichtweitenmessung erfolgt nach Anhang 4.

Die Einhaltung der geforderten Nennlichtstärken ist nachzuweisen.



## Nachtkennzeichnung

### Teil 17 Allgemeines

#### 17.1

Die Nachtkennzeichnung der Windenergieanlagen erfolgt durch Hindernisfeuer (Anhang 1), Hindernisfeuer ES (Anhang 1), Gefahrenfeuer, Blattspitzenhindernisfeuer (Anhang 2), Feuer W, rot (Anhang 3) oder Feuer W, rot ES (Anhang 3).

#### 17.2

Bei Anlagenhöhen von mehr als 150 m über Grund oder Wasser sind zusätzliche Hindernisbefuerungsebene(n) am Turm erforderlich. Dabei müssen aus jeder Richtung mindestens zwei Hindernisfeuer sichtbar sein. Einer Abschirmung der Befuerungsebenen am Turm durch stehende Rotorblätter bei Verwendung von Gefahrenfeuern, Feuern W, rot und Feuern W, rot ES ist durch Anzahl und Anordnung der Feuer entgegenzuwirken.

Hindernisbefuerungsebenen sind wie folgt anzubringen:

- a) In einem Abstand von nicht mehr als 45 Meter unterhalb von Gefahrenfeuern und 65 Meter unterhalb von Feuern W, rot und Feuern W, rot ES eine Hindernisbefuerungsebene.

Die Befuerungsebene ist ein bis drei Meter unterhalb des Rotationsscheitelpunktes der Flügel am Mast anzubringen. Von dieser Regel kann abgewichen werden, wenn die zuständige Luftfahrtbehörde mehrere Hindernisbefuerungsebenen anordnet oder aufgrund eines sehr großen Rotors die Befuerungsebene am Turm, um den maximalen Abstand zum Feuer auf dem Maschinenhausdach einzuhalten, hinter dem Rotor liegen muss.

- b) Überschreitet die Hindernisbefuerungsebene eine Höhe von 100 Meter über Grund oder Wasser, sind weitere Hindernisbefuerungsebenen im Abstand von 40 bis 45 Metern zueinander erforderlich, wobei auf die unterste Hindernisbefuerungsebene verzichtet werden kann, wenn deren Höhe über Grund oder Wasser 40 Meter unterschreiten würde.

#### 17.3

Es ist (z. B. durch Doppelung der Feuer) dafür zu sorgen, dass auch bei Stillstand des Rotors sowie bei mit einer Blinkfrequenz synchronen Drehzahl mindestens ein Feuer aus jeder Richtung sichtbar ist.

## **17.4**

Der Einschaltvorgang erfolgt grundsätzlich über einen Dämmerungsschalter gemäß Nummer 8.1. Beim Einsatz des Feuer W, rot oder Feuer W, rot ES kann der Einschaltvorgang auf Antrag bedarfsgesteuert erfolgen, sofern die Vorgaben in Anhang 6 erfüllt werden. Für den Einsatz einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung ist die Zustimmung der zuständigen Luftfahrtbehörde erforderlich. Diese entscheidet aufgrund einer gutachtlichen Stellungnahme der Flugsicherungsorganisation nach § 31b Absatz 1 Satz 1 LuftVG.

## **Teil 19 Gefahrenfeuer**

Nummer 10 und Nummer 16.2 gelten entsprechend für Gefahrenfeuer.

## **Teil 20 Feuer W, rot und Feuer W, rot ES**

### **20.1**

Feuer W, rot und Feuer W, rot ES, deren Spezifikationen in Anhang 3 aufgeführt sind, werden auf dem Maschinenhaus gedoppelt montiert. Es gilt Nummer 17.3. Der unbefeuerte Teil des Hindernisses darf die Feuer um maximal 65 Meter überragen.

### **20.2**

Die Abstrahlung von Feuer W, rot und Feuer W, rot ES darf unter Einhaltung der technischen Spezifikationen in Anhang 3 nach unten begrenzt werden.

## **Teil 21 Reduktion der Nennlichtstärke**

Die Nennlichtstärke der Gefahrenfeuer, der Feuer W, rot und der Feuer W, rot ES sollte bei Windenergieanlagen sichtweitenabhängig reduziert werden. Es gilt Nummer 16.2.

## **Ersatzstromversorgung**

AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 26. August 2015:

### **6.5**

Für den Fall einer Störung der primären elektrischen Spannungsversorgung muss ein Ersatzstromversorgungskonzept vorliegen. Der Betrieb der Feuer ist grundsätzlich bis zur Wiederherstellung der Spannungsversorgung sicherzustellen.

Die Zeitdauer der Unterbrechung zwischen Ausfall der Netzversorgung und Umschalten auf die Ersatzstromversorgung darf 2 Minuten nicht überschreiten. Von diesen Vorgaben ausgenommen sind flächendeckende Stromausfälle durch höhere Gewalt.

## **Anhänge / Bestätigungen:**

### **Zu Nummer 6.5:**

Der aus den Jahren 2012 – 2015 errechnete Durchschnittswert für die Nichtverfügbarkeit des Stromnetzes beträgt ca. 14,5 Minuten pro Jahr.

Das ENERCON-Befeuhrungsmanagementsystem gewährleistet eine Ersatzstromversorgung von mind. 1 Stunde. Die Zeitdauer zwischen Versorgungsunterbrechung durch das Energieversorgungsunternehmen und dem Betriebsstart der ESV beträgt bei dem ENERCON Befeuhrungsmanagementsystem weniger als 2 Minuten. Somit stellt das ENERCON – Ersatzstromversorgungskonzept des Befeuhrungssystems eine laut AVV 6.5 sichere Spannungsversorgung, bis die Wiederherstellung der primären Spannungsversorgung wiederhergestellt ist. In die Berechnung der Nichtverfügbarkeit des Stromnetzes wurden nur ungeplante Unterbrechungen einbezogen, die länger als 3 Minuten dauern und auf atmosphärische Einwirkungen, Rückwirkungsstörungen bzw. Einwirkungen durch Dritte beruhen oder als Störung ohne erkennbaren Anlass in die Zuständigkeit des Netzbetreibers fallen. Unterbrechungen mit der Ursache „Höhere Gewalt“ werden nicht berücksichtigt.

**Zu Nummer 13,14:**

Das ENERCON Befuerungsmanagementsystem setzt diese Ansprüche um und bewirkt ein synchrones Blinken sämtlicher Befuerungen innerhalb eines Windenergieanlagen Parks.

Das ENERCON Befuerungsmanagementsystem erfüllt die geforderten Ansprüche vollständig, und zeichnet sich durch folgende Merkmale aus:

Das ENERCON Befuerungsmanagementsystem führt eine Funktionsüberwachung der Dämmerungsschalter durch.

Bei Ausfall der Kommunikation zwischen den Windenergieanlagen arbeitet jede Anlage autark. Bei einwandfreier Kommunikation regelt das ENERCON Befuerungsmanagementsystem die parksynchrone Tag-/Nachtumschaltung.

Gemäß BWE Handlungsempfehlung für die Kennzeichnung von Windenergieanlagen:

<https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/arbeitskreis-kennzeichnung/201511-bwe-handlungsempfehlung-zur-kennzeichnung-von-windenergieanlagen.pdf>

**Zu Nummer 15, 16, 19, 20:**

Die von ENERCON verwendeten Feuer genügen den Ansprüchen vollkommen und sind alle für die Verwendung im Handlungsbereich der AVV zugelassen.

Die den Nachweis führende fachkundige Stelle ist die FVT – Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken. Ein Kompatibilitätsschreiben der FVT über die Entsprechung der seit dem 01.01.2003 bis zum Inkrafttreten der aktuellen AVV vermessenen Feuer zu der aktuellen AVV befindet sich im Anhang.

Für die Weitergabe an die Genehmigungsbehörde gilt nachfolgender Formulierungsvorschlag ( Schreiben der FVT vom 18.12.2008 ):

"Die FVT bestätigt mit ihrer Messung die Erfüllung von Punkt 24 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (NfL I 143/07). Der Punkt 24 dieser AVV beinhaltet, dass sämtliche lichttechnischen Anforderungen der AVV an die verwendbaren Feuer eingehalten werden. Dies betrifft im Einzelnen die AVV Punkte 6.1 (14.1), 8.2, 9.1, 10.1, Anhang 1 und Anhang 3."

Ein Feuer, welches Teile der lichttechnischen Spezifikationen nicht erfüllte erhält keine Prüfbescheinigung, bzw. kein Zertifikat.

**Zu Nummer 21:**

## Anhang 4 Sichtweitenmessung

Die Sichtweite ist als meteorologische Sichtweite nach DIN 5037 Blatt 2 mittels eines vom Deutschen Wetterdienst anerkannten Gerätes zu bestimmen. Bei Windenergieanlagen-Blöcken im Meeresbereich sind die Sichtweitenmessgeräte entlang der äußeren Umgrenzung und deren Eckpunkte des Blockes anzubringen. Der Abstand zwischen einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät und Windenergieanlagen ohne Sichtweitenmessgerät darf maximal 1500 m betragen. Die Sichtweitenmessgeräte sind in der Nähe des Maschinenhauses anzubringen. Der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte ist für den ganzen Block zu verwenden. Bei Ausfall eines der Messgeräte müssen die Feuer auf 100 % Leistung geschaltet werden. Daten über die Funktion und die Messergebnisse der Sichtweitenmessgeräte sind fortlaufend aufzuzeichnen. Die Aufzeichnungen sind mindestens vier Wochen vorzuhalten. Vor Inbetriebnahme ist die Funktion der Schaltung der Befuerung durch eine unabhängige Institution zu prüfen. Das Prüfprotokoll ist bei der Genehmigungsbehörde zu hinterlegen.

Die Zulassung seitens des DWD erfolgt über eine Selbstauskunft seitens der Sichtweitenmessgerätehersteller. Der Nachweis der DWD-Anerkennung für die verwendeten Sichtweitenmessgeräte befindet sich im Anhang.

Hiermit wird bescheinigt,

- dass die Erfüllungen dieser Ansprüche durch die Verarbeitung auf der Windenergieanlagengondel nicht negativ beeinflusst werden.
- dass ENERCON die Sichtweitenmessung entsprechend der AVV umsetzt.

Einmal pro Jahr erfolgt eine Überprüfung der Kalibrierung.



## Notstromversorgung der Befeuerung für Windenergieanlagen in Deutschland

Die Auslegung der Notstromversorgung richtet sich nach den örtlichen Bestimmungen. Die folgende Tabelle enthält Angaben zur Notstromversorgung von Befeuerungsleuchten des Systems G4.1, die für Windenergieanlagen in Deutschland eingesetzt werden.

**Tab. 1: Angaben zur Notstromversorgung**

Angabe	Gondelbefeuerung und Turmbefeuerung	Gondelbefeuerung
Gondelbefeuerungsleuchte, Bezeichnung und Anzahl	R100IR25-G4.1 (2x)	R100IR25-G4.1 (2x)
Turmbefeuerungsleuchte, Bezeichnung und Anzahl	R32H-G4.1 (4x auf einer Ebene)	-
Kapazität des Akkumulators in Ah	70	70
Überbrückungszeit in h	30	40

# Technische Beschreibung

Regulierung der Befeuerung durch Sichtweitenmessgeräte

ENERCON Windenergieanlagen

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]

Zuständiges Amtsgericht: Aurich • Handelsregisternummer: HRB 411  
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

**Urheberrechtshinweis**

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

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

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

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

**Geschützte Marken**

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

**Änderungsvorbehalt**

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

**Dokumentinformation**

Dokument-ID	D0293153-2		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2020-11-30	de	[REDACTED]	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines .....	4
2	Sichtweitenregulierung nach AVV .....	5
3	Sichtweitenmessung .....	6

## 1 Allgemeines

Windenergieanlagen müssen abhängig von ihrer Höhe, ihrer exponierten Lage und den jeweils gültigen nationalen Vorschriften als Luftfahrthindernisse gekennzeichnet werden. In Deutschland wird die Befeuerung von Windenergieanlagen durch die „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ (AVV) geregelt. Beim Einsatz von Sichtweitenmessgeräten an ENERCON Windenergieanlagen werden auch andere länderspezifische Regelungen, wie die der finnischen Behörde Trafi, berücksichtigt.

Um eine Energieersparnis und eine höhere Akzeptanz im Hinblick auf mögliche Belästigungen durch die Tages- und Nachtbefeuerung zu erreichen, besteht nach der aktuellen Version der AVV die Möglichkeit, die Intensität der Befeuerung von Windenergieanlagen abhängig von der meteorologischen Sichtweite zu regulieren. Die meteorologische Sichtweite wird in diesem Fall mit anerkannten Sichtweitenmessgeräten (Zertifizierung durch den Deutschen Wetterdienst (DWD) gemäß AVV) ermittelt. Bei ausreichender Sichtweite kann die Lichtstärke der Tages- oder Nachtbefeuerung der Windenergieanlagen entsprechend reduziert werden.



## 2 Sichtweitenregulierung nach AVV

Die Vorgaben zur Sichtweitenregulierung sind in der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen unter folgenden Abschnitten zu finden:

### **Teil 2, Technische Spezifikation, Absatz 3.7**

„Die Nennlichtstärke der Tagesfeuer nach Nummer 3.1 und Feuer W, rot (ES) nach Nummer 3.5 kann sichtweitenabhängig reduziert werden. Bei Sichtweiten über 5 Kilometern darf die Nennlichtstärke auf 30 % und bei Sichtweiten über 10 Kilometern auf 10 % reduziert werden. Die Sichtweitenmessung erfolgt nach Anhang 4 der AVV. Die Einhaltung der geforderten Nennlichtstärken ist nachzuweisen.“

### **Anhang 4:**

„Die Sichtweite ist als meteorologische Sichtweite mittels eines vom Deutschen Wetterdienst anerkannten Gerätes zu bestimmen. Die Sichtweitenmessgeräte sind an einem geeigneten Ort zu installieren, im Falle von Windenergieanlagen auf dem Maschinenhaus. Der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte ist für den ganzen Block zu verwenden. Bei Ausfall eines der Messgeräte müssen die Feuer auf 100 % Leistung geschaltet werden. Daten über die Funktion und die Messergebnisse der Sichtweitenmessgeräte sind fortlaufend aufzuzeichnen. Die Aufzeichnungen sind mindestens vier Wochen vorzuhalten. Der Abstand zwischen einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät und Windenergieanlagen ohne Sichtweitenmessgerät darf maximal 1 500 Meter betragen. Bei Windenergieanlagen-Blöcken im Meeresbereich sind die Sichtweitenmessgeräte lediglich entlang der äußeren Umgrenzung und deren Eckpunkte des Blocks anzubringen.“

In Abhängigkeit von der Windparkgröße und den Abständen der Windenergieanlagen zueinander ist somit die Verwendung von mindestens einem Sichtweitenmessgerät für die Sichtweitenregulierung vorgeschrieben.

### 3 Sichtweitenmessung

Nach Berücksichtigung und Auswertung unterschiedlicher Einflussfaktoren wird die Sichtweitenmessung bei ENERCON Windenergieanlagen mit einem Messsystem der Firma Biral® durchgeführt.

#### Funktionsprinzip Sichtweitenmessgerät

Die meteorologische Sichtweite (Meteorological Optical Range, kurz: MOR) ist definiert als die größte horizontale Entfernung, in welcher dunkle Objekte in Erdbodennähe (Sichtziele/Sichtmarken) mit einer scheinbaren Sichtwinkelgröße von 0,5 bis 5 Grad, vor hellem Horizont Himmel (auch Nebel als Hintergrund) gerade noch erkannt werden können. Das Objekt muss dabei zweifelsfrei identifiziert werden können. Ein theoretischer Ansatz zur Messung der meteorologischen Sichtweite (MOR) beinhaltet die Anwendung folgender Formel:

$$MOR = \frac{3}{EXKO}$$

Der Extinktionskoeffizient (kurz: EXKO) ist das Maß für das Lichtabsorptionsvermögen eines Körpers.

Bei der Sichtweitenmessung wird ein bestimmter Teil der Lichtstreuung (innerhalb des Messbereichs Sample Volume) gemessen und daraus eine Abschätzung der gesamten Streulichtmenge hergeleitet. Die Streulichtmenge ist proportional zum Extinktionskoeffizienten.

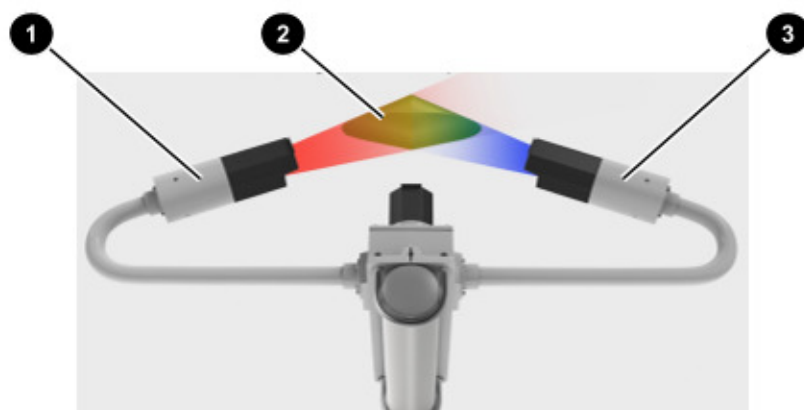
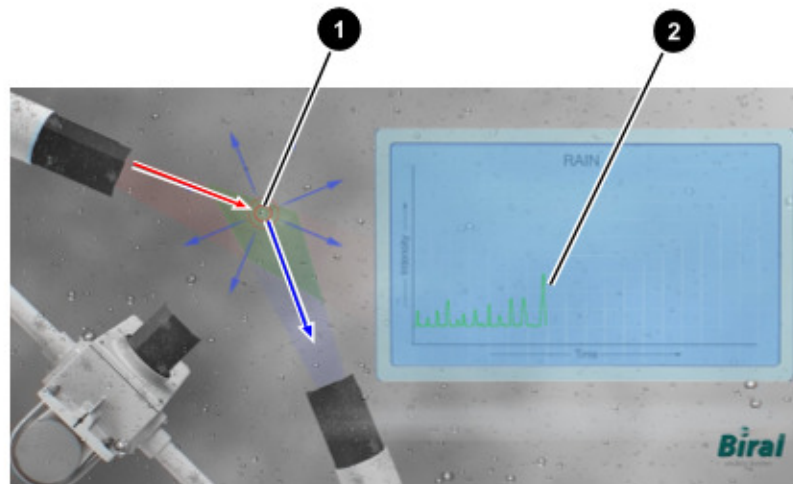


Abb. 1: Messbereich Sample Volume, beispielhafte Darstellung

1	Transmitter (mit Sensor)	2	Messbereich Sample Volume
3	Receiver (mit Sensor)		

Der Messbereich Sample Volume definiert sich aus der Schnittfläche des Transmitter- und des Receiverpfads (Infrarotlicht). Für Sichtweitenmessungen oder Niederschlagsberechnungen werden nur die in diesen Bereich eintretenden Partikel ausgewertet.



**Abb. 2: Messbeispiel Regen**

1	Partikel (Regentropfen)	2	Signalkurve
	Infrarotlicht		Streuung/Lichtreflexionen

Der Transmitter überträgt Infrarotlicht. Durchqueren Partikel den Messbereich Sample Volume, streuen bzw. reflektieren sie dieses Licht zum Receiver. Je mehr Partikel den Messbereich durchqueren, desto stärker wird die Lichtstreuung und daraus resultierend auch das Signal. Gleichzeitig erhöht sich bei steigender Anzahl der Partikel auch der Extinktionskoeffizient, was nach obiger Formel eine geringere meteorologische Sichtweite bedeutet.

Das Sichtweitenmessgerät ist mit dem Steuerschrank der Befuerung verbunden. Über diesen Steuerschrank erfolgt die Datenübertragung an das ENERCON SCADA Fernüberwachungssystem. Hier werden die Daten über die Sichtweiten ausgewertet und archiviert. Weitere Informationen zum Befuerungssystem für ENERCON Windenergieanlagen sind auf Anfrage verfügbar.

# *Zertifikat*

Mit Wirkung zum 21. Juli 2022 erteilt die AviaCert GmbH  
als Baumusterprüfstelle für die Baumusterprüfung von BNK-Systemen,  
anerkannt durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr  
(BMDV), AZ: LF15/6116.4/10, der Firma

**Dark Sky GmbH**

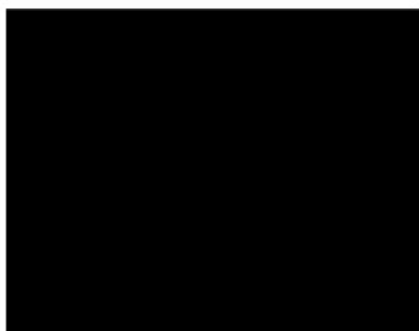
die Baumusterzulassung für das Produkt

Dark Sky BNK 2020 II

---

**Das geprüfte Baumuster erfüllt die Anforderungen der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen, Anhang 6, vom 24. April 2020.**

Produktname:	Dark Sky BNK 2020 II
Hardware-Version:	V 1.0 (Art-Nr. 700002)
Software-Version:	V 1.0.0



AviaCert GmbH

Ausstellungsdatum: 21. Juli 2022  
Zertifikat-Nr.: AC-BNK-2022-001



## Anlage zur Zertifikatszuteilung

Zertifikat Nr. AC-BNK-2022-001

Daten des Zertifikatsinhabers:	Dark Sky GmbH Jahnstr. 3a D-17033 Neubrandenburg
Datum der Erstzuteilung:	21.07.2022
Name des geprüften BNK-Systems:	Dark Sky BNK 2020 II
Modell-/Versions-Nummer des Systems:	Hardware: V 1.0 (Art.-Nr. 700002) Software: V 1.0.0
Verwendungszweck:	Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung von Luftfahrthindernissen
Nutzungsbeschränkungen:	–
Gültigkeit:	bis auf Widerruf
Vom Zertifikat und einem formalen Änderungsdienst/Konfigurationsmanagement umfasste Nachweise und Dokumentationen:	
<ul style="list-style-type: none"><li>• Unterzeichnete Übereinstimmungserklärung vom 07.07.2022</li><li>• Antrags- und Baumusterdokumentation Dark Sky gem. Prüfbericht AviaCert</li><li>• Prüfbericht AviaCert vom 20.07.2022</li></ul>	

### Hinweise/Auflagen:

1. Die Zuteilungsbestimmungen sind jederzeit einzuhalten.
2. Die auf der Basis des Baumusters vertriebenen Systeme/Dienstleistungen müssen die Einhaltung der Vorgaben der AVV gewährleisten und den in der Baumusterprüfung geprüften Verfahren, Dokumentationen, systemischen Lösungen und Strukturen entsprechen.
3. Änderungen und/oder Ergänzungen am baumustergeprüften System müssen der zuständigen Baumusterprüfstelle umgehend schriftlich mitgeteilt werden, die über die Notwendigkeit und den Umfang von evtl. vorzunehmenden Prüfungen/Änderungen oder Erweiterungen des Baumusters befindet. Gleiches gilt bei Veränderungen der der Baumusterprüfung zugrundeliegenden AVV zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen.
4. Der Zertifikatsinhaber ist für den ordnungsgemäßen Zustand und die konforme Funktionalität seines Systems verantwortlich.
5. Bei Nichteinhaltung der erteilten Hinweise/Auflagen kann das erteilte Baumuster jederzeit eingezogen/widerrufen/zurückgenommen werden.



# **Wartungskonzept**

## *Dark Sky BNK 2020 II*

DS-EST-WTG

### **Dark Sky GmbH**

Jahnstraße 3a

17033 Neubrandenburg, Germany

Tel. +49 (0) 395 766 580 80

Fax +49 (0) 395 766 580 66

[info@dark-sky.com](mailto:info@dark-sky.com)

Schutzvermerk ISO 16016 beachten  
*Refer to protection notice ISO 16016*

Dokument wird elektronisch erstellt.

## Revisionsübersicht

Version	Datum	Bearbeiter	Revisionsbeschreibung	Seite
1	13.06.22		Erststellung	alle

## Inhaltsverzeichnis

I.	Copyrights.....	4
1.	Allgemeine Hinweise zur Wartung.....	5
2.	Wartungskonzept .....	6
2.1	Konzept.....	6
2.2	Übersicht der regelmäßigen Wartungen und Inspektionen .....	6
2.3	Fernwartung.....	7
2.4	Inspektion.....	8
3.	Anpassung von Parametereinstellungen .....	9
3.1	Allgemeines .....	9
3.2	Vorgehensweise.....	9
4.	Dokumentation .....	9
A.1	Anhang 1 - Muster Wartungsprotokoll.....	11
A.2	Anhang 2 – Muster Inspektionsprotokoll .....	12
A.3	Anhang 3 – Beispiel Arbeitsanweisung .....	13

## **I. Copyrights**

Dieses Dokument ist durch Dark Sky GmbH geschützt. Die hierin enthaltenen Daten dürfen ohne ausdrückliche schriftliche Erlaubnis der Dark Sky GmbH nicht vervielfältigt, genutzt oder ganz oder teilweise für irgendeinen Zweck verwendet werden.

## 1. Allgemeine Hinweise zur Wartung

Alle Wartungen und Prüfungen sind gemäß den zum Zeitpunkt der Prüfung geltenden gesetzlichen Bestimmungen durchzuführen.

Die Wartung und Überprüfung des dieser Dokumentation zugrundeliegenden Systems darf nur durch elektrotechnisches Fachpersonal erfolgen.

Für die Wartung ist die Dokumentation des Systems zu beachten. Vor Arbeiten an der Anlage ist die Dokumentation sorgfältig zu lesen.

Zur Protokollierung der Wartungen stellt der Hersteller Wartungsprotokolle zur Verfügung. Beispielhaft ist ein Protokoll als Anlage dem Wartungskonzept beigelegt.



**Sicherheitshinweise in der Dokumentation sind mit einem „Achtung-Zeichen“ gekennzeichnet.**



**Besonders beachtenswerte Informationen in der Dokumentation sind mit einem „Info-Zeichen“ versehen**

Bitte beachten Sie die folgenden generellen Sicherheitshinweise:

**Nachtkennzeichnungssysteme sind mit einer Einrichtung zur unterbrechungsfreien Spannungsversorgung (USV) bei Netzausfall ausgerüstet. Das BNK-System kann abhängig von der bereitgestellten Spannungsversorgung an das USV-System angeschlossen sein. Daher können im System gefährliche Spannungen auftreten, auch wenn die Anlage vom Netz getrennt ist!**

**Sämtliche spannungsführenden Teile in den Schaltschränken und Komponenten sind gegen unbeabsichtigtes Berühren geschützt. Dieser Schutz ist nicht mehr gewährleistet, sofern Abdeckungen, insbesondere von Kabelkanälen entfernt werden oder nach Demontage nicht wieder ordnungsgemäß montiert werden.**



## 2. Wartungskonzept

### 2.1 Konzept

Das Wartungskonzept für das System Dark Sky BNK 2020 II enthält regelmäßige Überprüfungen per Fernwartung sowie regelmäßige Inspektionen vor Ort. Das System ist wartungsarm ausgelegt, so dass sich insbesondere bei Inspektionen die notwendigen Maßnahmen auf eine Sichtprüfung beschränken.

Dark Sky bietet das System vorzugsweise im Rahmen eines Signalbereitstellungsvertrages an und übernimmt die erforderlichen Wartungs- und Inspektionsarbeiten. Die Leistungen können jedoch auch durch den Betreiber des Luftfahrthindernisses gem. dem vorliegenden Wartungskonzept übernommen werden.

Alle durch Dark Sky bereitgestellten Systeme sind über ihre Betriebsdauer in das bereitgestellte Fernüberwachungssystem integriert. Wartungen und Inspektionen werden im Fernüberwachungssystem dokumentiert. Für die einzelnen Tätigkeiten stellt Dark Sky Arbeitsanweisungen gem. Beispiel Anhang A3 zur Verfügung.

Das System ist so ausgelegt, dass Störungen im System zum dauerhaften Einschalten der Nachtkennzeichnung führen. Störungsmeldungen werden im Fernüberwachungssystem erfasst. Notwendige Maßnahmen zur Störungsbehebung sind innerhalb von 48h an Werktagen einzuleiten.

Ausnahmen bilden Fehlermeldungen der Nachtkennzeichnung. Die Nachtkennzeichnung ist nicht Bestandteil des Dark Sky BNK-Systems. Bei auftretenden Fehlermeldungen ist die Störung an der Nachtkennzeichnung durch den Betreiber des Luftfahrthindernisses zu beseitigen und die Behebung der Störung durch einen Funktionstest des BNK-Systems abzuschließen.

### 2.2 Übersicht der regelmäßigen Wartungen und Inspektionen

Für einen ordnungsgemäßen Betrieb des Systems sind nachfolgende Wartungen in den nachfolgend vorgegebenen Intervallen erforderlich:

<i>Intervall</i>	<i>Aktion</i>	<i>Inhalt</i>
Bei Störungsmeldungen in der Fernüberwachung	<b>Fernwartung</b>	Prüfung Status der Einzelkomponenten, Sichtung und Auswertung Log Files, Überprüfung der Einstellungsparameter, ggf. Neustart Komponenten, nach Erfordernis Veranlassung außerplanmäßige Inspektion
6 Monate	<b>Fernwartung</b>	Prüfung Status der Einzelkomponenten, Prüfung und Abgleich 30 Tage Logfiles in allen Komponenten, Überprüfung der Einstellungsparameter, nach Erfordernis Veranlassung Inspektion
Spätestens nach 48 Monate	<b>Inspektion</b> (vor Ort)	Sichtprüfung der Komponenten, Überprüfung der Spannungsversorgung, Überprüfung der Kommunikation zwischen Nachtkennzeichnung und BNK-System, Testschaltung, Dokumentation der Rundumsicht an der Antennenposition und Abgleich von baulichen Veränderungen

Neben den regelmäßigen Wartungen und Inspektionen gemäß der Intervallvorgaben ist bei außerplanmäßigen Anfahrten zum Beispiel zur Fehlerbehebung eine Inspektion in vollem Umfang durchzuführen:

Bei jedem Besuch bzw. bei außerplanmäßigen Anfahrten des BNK-Systems	<b>Inspektion</b> (vor Ort)	Sichtprüfung der Komponenten, Überprüfung der Spannungsversorgung, Überprüfung der Kommunikation zwischen Nachtkennzeichnung und BNK-System, Testschaltung, Dokumentation der Rundumsicht an der Antennenposition und Abgleich von baulichen Veränderungen
----------------------------------------------------------------------	-----------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Unabhängig von den festgelegten Intervallen für das BNK-System sind bei Arbeiten an der Nachtkennzeichnung folgende Arbeiten durchzuführen.

<i>Intervall</i>	<i>Aktion</i>	<i>Inhalt</i>
12 -48 Monate (je nach Vorgabe Hersteller Nachtkennzeichnung)	<b>Wartung Nachtkennzeichnung</b>	Überprüfung der Kommunikation zwischen Nachtkennzeichnung und BNK-System, Testschaltung
Nach dem Abschluss von Arbeiten an der Nachtkennzeichnung	<b>Störungsbeseitigung Nachtkennzeichnung</b>	Überprüfung der Kommunikation zwischen Nachtkennzeichnung und BNK-System, Testschaltung

## 2.3 Fernwartung

Im Rahmen der Fernwartung ist die Funktion der Einzelkomponenten zu überprüfen sowie eine Detailprüfung der Kommunikation bzw. aufgezeichneten Log Files vorzunehmen.

Hierzu ist wie folgt vorzugehen:

1. Wartung Anmeldung Circle
  - Anmeldung der Wartung im Fernüberwachungssystem Circle, zur Dokumentation des Zeitraums und der Dauer der Wartung in der Geräte-Log File
2. Wartung Modem
  - Prüfen des Netzwerks/APN-Verbindung
  - Prüfen auf GPS-Empfang
  - Abgleichen der Koordinaten
  - Abgleichen der Uhrzeit
3. Wartung EST-BNK-Receiver
  - Abgleichen der Positionsdaten (HOME)
  - Prüfen auf Empfang von Transpondersignalen
  - Prüfen der Statusinformationen und Zustände der Einzelkomponenten (STATUS)
  - Prüfen der Konfigurationseinstellungen (KONFIGURATION)
  - Prüfen der Vollständigkeit der 30 Tage-Logfiles

#### 4. Prüfung Log Files

- Prüfung 30 Tage Aufzeichnung auf EST-BNK-Receiver
- Abgleich Licht-Aus-Quote CIRCLE mit Logfile an mind. 2 ausgewählten Nächten

#### 5. Dokumentation Wartung

- Dokumentation der Wartung
- Abmeldung der Wartung im Circle--System

Bei Feststellung von Störungen bzw. Fehlern, die im Rahmen der Fernwartung nicht behoben werden können, ist eine Inspektion vor Ort zu veranlassen und durchzuführen.

## 2.4 Inspektion

Die Inspektion vor Ort erfolgt immer in Kombination mit einer Fernwartung.

Vor Beginn der Inspektion vor Ort sind die einzelnen Schritte der Fernwartung gem. Kapitel 2.3 durchzuführen. Die Inspektion ist analog der Fernwartung über den Zugang via Circle im System anzumelden.

Folgende Tätigkeiten sind im Rahmen der Inspektion aufgeführten durchzuführen:

##### 1. Optische Prüfung

- Sichtprüfung der Befestigungen
- Sichtprüfung der Kabelwege
- Prüfungen auf Allgemeine Beschädigungen, Schmutz und Feuchtigkeit
- Sichtprüfung LED-Anzeigen der Komponenten

##### 2. Elektrische Prüfung

- Überprüfung Einstellwerte Stromrelais (wenn vorhanden)
- Überprüfung Spannungsversorgung AC
- Überprüfung Spannungsversorgung DC

##### 3. Prüfung Kommunikation

- Nachtkennzeichnungssystem in Nachtmodus versetzen
- Funktionsprüfung Übertragung Fehlermeldung
- Funktionsprüfung LightOFF-Schaltung
- Abgleich Log Files mit Testschaltung

##### 4. Dokumentation baulicher Veränderung

- Aufnahme Rundumsicht Transponderantenne
- Abgleich mit Installationsdaten
- Bewertung Einfluss auf Empfangsqualität

##### 5. Dokumentation der Inspektion

- Dokumentation der Inspektion
- Abmeldung der Inspektion

## 3. Anpassung von Parametereinstellungen

### 3.1 Allgemeines

Im Rahmen der vorgeschriebenen Wartungsintervalle können bei Erfordernis Parametereinstellungen des Systems standortbezogen angepasst werden. Hierzu gehören folgende optionale Filtereinstellungen:

- SQUAWK-Filter
- Hochpassfilter der Flughöhen relevanter LFZ zur RSSI-Referenzwertermittlung

### 3.2 Vorgehensweise

Vor Anpassung von standortbezogenen Parametereinstellungen sind die aufgezeichneten Flugdaten in den vorhandenen Log Files von min. 30 zusammenhängenden Tagen zu bewerten und die anzupassenden Einstellparameter zu ermitteln.

Jegliche Anpassungen von Einstellparametern sind engmaschig zu monitoren und das System über den individuell notwendigen Anpassungszeitraum (min. 7 zusammenhängende Tage) in den Wartungsmodus zu versetzen. Somit können keine fehlerhaften Zustände der Nachtkennzeichnung erfolgen und die ordnungsgemäße Funktion sicher überprüft und nachgewiesen werden.

Die Auswirkungen der geänderten Parametereinstellungen auf die Funktion des Systems ist durch einen Abgleich der Schaltzeiten sowie der Auswertung der Log Files vor und nach Änderung zu überprüfen und zu dokumentieren. Die Dokumentation ist als Ergänzung der systembezogenen Prüfung beizufügen.

Anpassungen an den Parametereinstellungen dürfen nur durch die Dark Sky vorgenommen werden.

## 4. Dokumentation

Die Protokolle der Wartung und Inspektion sind für mindestens 2 Jahre aufzubewahren. Bei der Nutzung des von der Dark Sky bereitgestellten Portal „Circle“ zur Fernüberwachung stehen die Protokolle während der gesamten Laufzeit des Systems zur Verfügung.

## **A. Anhang/** *Appendix*



## A.1 Anhang 1 - Muster Wartungsprotokoll

### Bedarfsgesteuerte Nachkennzeichnung (BNK) Wartungsprotokoll BNK2020-2



<b>Kunde</b>	Max Mustermann Musterstraße 1 12345 Musterstadt	<b>Ansprechpartner:</b> Max Mustermann 01234/56789 mmu@mustermail.de
<b>WEA Stammdaten</b>	Seriennummer: 1234567 WEA Hersteller: Koordinaten (Dezimalgrad):	WEA Typ: WEA Gesamthöhe:
<b>Dark Sky-BNK</b>	Seriennummer: 1234567	Einbaudatum: Letzte Prüfung: Nächste Prüfung
<i>Komponente</i>	<i>Schritt</i>	<i>Prüfung (abgeschlossene Prüfung ankreuzen)</i>
Circle-System	Anmeldung	Anmeldung Wartung an WEA gem. SNr. <input type="checkbox"/>
Mobilfunkrouter	Prüfung	Einwahl auf Gerät <input type="checkbox"/> Netzwerk/APN - Status verbunden <input type="checkbox"/> GPS - Empfang vorhanden <input type="checkbox"/> Koordinaten abgeglichen <input type="checkbox"/> Uhrzeit abgeglichen <input type="checkbox"/>
Receiver	Prüfung	Home, Koordinaten abgeglichen <input type="checkbox"/> Home, Transponderempfang gegeben <input type="checkbox"/> Status, Zustand Einzelkomponenten geprüft <input type="checkbox"/> LogFiles - 30 Tage vorhanden <input type="checkbox"/>
Log-Files	Auswertung	Prüfung LogFile exemplarisch <input type="checkbox"/> Abgleich LogFile mit Daten Fernwartung <input type="checkbox"/>
Dokumentation	Dokumentation	Erstellung Protokoll Wartung <input type="checkbox"/> Ablage und Versand an Kunde <input type="checkbox"/>
Circle-System	Abmeldung	Abmeldung Wartung an WEA <input type="checkbox"/>
Feststellungen bei Prüfungen :		
Inspektion notwendig (j/n) / Anmerkungen für Inspektion		
<b>Datum</b>		<b>Unterschrift</b>

## A.2 Anhang 2 – Muster Inspektionsprotokoll

### Bedarfsgesteuerte Nachkennzeichnung (BNK) Inspektionsprotokoll BNK2020-2



<b>Kunde</b>	Max Mustermann Musterstraße 1 12345 Musterstadt		<b>Ansprechpartner:</b>	Max Mustermann 01234/56789 mmu@mustermail.de	
<b>WEA Stammdaten</b>	Seriennummer: 1234567 WEA Hersteller: Koordinaten (Dezimalgrad):		WEA Typ: WEA Gesamthöhe:		
<b>Dark Sky-BNK</b>	Seriennummer: 1234567		Einbaudatum: Letzte Prüfung: Nächste Prüfung		
<b>Komponente</b>	<b>Schritt</b>	<b>Prüfung (abgeschlossene Prüfung ankreuzen)</b>			
Circle-System	Anmeldung	Anmeldung Wartung an WEA gem. SNr. <input type="checkbox"/>			
-	Fernwartung	Durchführung gem. Wartungsprotokoll <input type="checkbox"/>			
Antenne	Sichtprüfung	Befestigung OK <input type="checkbox"/>			
		Korrosionserscheinungen nicht vorhanden <input type="checkbox"/>			
		Kabelwege und -verbindungen OK <input type="checkbox"/>			
Receiver	Sichtprüfung	Befestigung OK <input type="checkbox"/>			
		Korrosionserscheinungen nicht vorhanden <input type="checkbox"/>			
		Kabelwege und -verbindungen OK <input type="checkbox"/>			
Receiver	Elektrische Prüfung	Spannungsversorgung DC <input type="checkbox"/>			
		Spannungsversorgung AC <input type="checkbox"/>			
		Schaltsignale, diskrete/analoge Kontakte <input type="checkbox"/>			
		LED-Status Komponenten <input type="checkbox"/>			
Schnittstelle	Funktion	Statusmeldung Befeuerung <input type="checkbox"/>			
Nachkennz.		Funktionsprüfung LichtAus <input type="checkbox"/>			
Log-Files	Auswertung	Prüfung ob Statusänderung vorhanden <input type="checkbox"/>			
Umgebung	Sichtprüfung	Aufnahme Rundumsicht 360° um Antenne <input type="checkbox"/>			
		Bewertung Einfluss baulicher Veränderungen <input type="checkbox"/>			
Dokumentation	Dokumentation	Erstellung Protokoll Inspektion <input type="checkbox"/>			
		Ablage und Versand an Kunde <input type="checkbox"/>			
Circle-System	Abmeldung	Abmeldung Wartung/Inspektion an WEA <input type="checkbox"/>			
Feststellungen bei Prüfungen :					
Bauliche Veränderungen vorhanden (j/n)					
<b>Datum</b>				<b>Unterschrift</b>	

## A.3 Anhang 3 – Beispiel Arbeitsanweisung



Dark Sky GmbH | DS 024 DOQM Rev00

### Durchführung von Sichtprüfung und Funktionsprüfung von Schaltschränken im Rahmen der Wartung

Die Sicht- und Funktionsprüfung ist folgendermaßen durchzuführen:

- Überprüfen des Einbauortes gemäß technischer Dokumentation
- Überprüfen der Komponenten auf äußere Beschädigung
- Prüfen der Komponenten auf korrektem Sitz im Schaltschrank
- Prüfen der Verkabelung auf korrekten Sitz im Schaltschrank
- Prüfen der Verkabelung auf Beschädigung und vorhandener Zugentlastung
- Prüfen auf allgemeine Beschädigung
- Prüfen auf Kondensatbildung bzw. Feuchtigkeitsspuren
- bei Netzteilen prüfen der Ausgangsspannung und Eingangsspannung
- Überprüfung der LED-Zustände

Nach erfolgter Prüfung ist der Schaltschrank mit einem Aufkleber zu versehen. Auf diesem sind der Monat und das Jahr der ausgeführten Leistung zu kennzeichnen.

Beispielfoto:



Die Zustände des Schaltschranks sind im geschlossenen und offenen Zustand zu dokumentieren.



# ZERTIFIKAT

## DARK SKY

### ISO 9001:2015

DEKRA Certification GmbH bescheinigt hiermit, dass die Organisation

#### Dark Sky GmbH

Jahnstraße 3a, 17033 Neubrandenburg, Deutschland

#### für den zertifizierten Bereich:

Projektierung, Errichtung, Vertrieb, Betrieb und Wartung von Lösungen zur bedarfsgesteuerten  
Nacht Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen.

ein Qualitätsmanagementsystem entsprechend der oben genannten Norm eingeführt hat und  
aufrechterhält. Der Nachweis wurde mit Auditbericht-Nr. A23051590 erbracht.

Zertifikats Registrier-Nr.:	90820554/1
Gültigkeit vorheriges Zertifikat:	21.08.2023
Zertifikat gültig vom:	22.08.2023
Zertifikat gültig bis:	21.08.2026



Deutsche  
Akkreditierungsstelle  
D-ZM-16029-01-01

DEKRA Certification GmbH, Stuttgart, 22.08.2023



**Zertifikat**

**nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift**

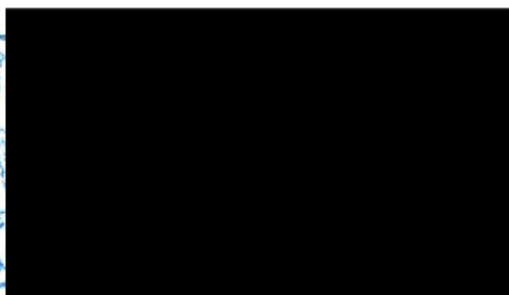
**zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage  
bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz**

Art des Feuers	IR-Feuer
Hersteller	<b>Enertrag Systemtechnik GmbH Gut Dauerthal D-17291 Dauerthal</b>
Typenbezeichnung	<b>proIR-AVV Nachrüstset</b>

Aufgrund der technischen Überprüfung durch die Fachstelle der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung für Verkehrstechniken vom 19.02.2020 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen Anforderungen gemäß AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 24. April 2020 (BAnz AT 30.04.2020 B4 vom 30.04.2020) entspricht. Die Ergebnisse der lichttechnischen Prüfung sind im Prüfbericht LS220, vom 07.05.2020 dokumentiert.

Der Leuchtentyp darf, vorbehaltlich einer Änderung der genannten Anforderungen und unter Einhaltung eventueller Vorgaben auf Grund des Prüfprotokolls, zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen verwendet werden.

Koblenz, den 07.05.2020







**Anlage A – Unterlage 3**

**Emissionsverminderungen**

## Maßnahmen zur Verminderung von Schallemissionen

Für ENERCON Windenergieanlagen stehen verschiedene schallreduzierte Betriebsmodi zur Verfügung. Die schallreduzierten Betriebsmodi unterscheiden sich in der Intensität der Schallreduktion und erfüllen jederzeit die am Standort geltenden Anforderungen in Bezug auf zulässige Schallemissionen.

Für die Aktivierung der schallreduzierten Betriebsmodi gelten unterschiedliche Bedingungen. Die Bedingungen richten sich nach vordefinierten Zeitintervallen. Jedem Zeitintervall kann ein schallreduzierter Betriebsmodus zugeordnet werden, der die lokalen Anforderungen an die Schallemission erfüllt. Wenn die örtliche Zeit mit einer vordefinierten Tageszeit übereinstimmt, wechselt die Windenergieanlage in den entsprechenden schallreduzierten Betriebsmodus.

Bei Betrieb in einem schallreduzierten Betriebsmodus wird die Drehzahl der Windenergieanlage reduziert, wodurch die Schallemission der Windenergieanlage abnimmt. Bekommt die Steuerung der Windenergieanlage den Befehl, auf eine andere Betriebskennlinie zu wechseln, orientieren sich die Drehzahl und somit auch die Leistung an den von dieser Betriebskennlinie vorgegebenen Werten. Die Windenergieanlage passt daraufhin die Drehzahl des Rotors durch die Rotorblattverstellung an die geänderten Drehzahl-zu-Windgeschwindigkeit-Verhältnisse an und hält diese Drehzahl für die jeweilige Windgeschwindigkeit konstant.

Die Konfiguration der schallreduzierten Betriebsmodi erfolgt individuell für die entsprechende Windenergieanlage. Der Status kann über das Fernüberwachungssystem eingesehen werden.

## Maßnahmen zur Verminderung von Schattenemissionen

Die Schattenabschaltung dient dazu, die Windenergieanlage bedarfsgerecht anzuhalten und so Immissionen durch periodischen Schattenwurf an relevanten Orten zu verringern oder zu vermeiden.

Periodischer Schattenwurf entsteht durch die wiederkehrende Verschattung des direkten Sonnenlichts durch die Bewegung der Rotorblätter der Windenergieanlage. Das Auftreten dieses Effekts ist abhängig von der aktuellen lokalen Wetterlage, der Ausrichtung der Gondel entsprechend der Windrichtung, dem Sonnenstand und den Betriebszeiten der Windenergieanlage.

Die Schattenabschaltung wertet die ermittelten Daten ständig aus. Die Windenergieanlage hält an, wenn an einem Immissionsort, beispielsweise an einem Wohnhaus, unzulässiger periodischer Schattenwurf zu erwarten ist.

Die Schattenabschaltungen werden im Fernüberwachungssystem als Statusmeldungen dokumentiert.

# Technisches Datenblatt

**Betriebsmodus 0 s**

**ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4260 kW mit  
TES (Trailing Edge Serrations)**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]  
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>	D1018685/4.0-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2023-01-17	de	[REDACTED]	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

**Mitgeltende Dokumente**

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

**Übergeordnete Normen und Richtlinien**

Dokument-ID	Dokument
IEC 61400-11:2012	Wind turbines - Part 11: Acoustic noise measurement techniques
IEC 61400-12-1:2017	Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

**Zugehörige Dokumente**

Dokument-ID	Dokument
diverse	Garantie des Leistungsverhaltens für ENERCON Windenergieanlagen



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Verfügbarer Betriebsmodus .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Allgemeines .....</b>	<b>7</b>
2.1	Leistungsverhalten .....	7
2.2	Informationen zu Schallleistungspegeln .....	7
2.3	Betriebsparameter .....	7
2.4	Standorteigenschaften .....	8
2.5	Turbulenzintensität .....	9
<b>3</b>	<b>Betriebsmodus 0 s .....</b>	<b>11</b>
3.1	Berechnete Leistungs-, cp- und ct-Werte Betriebsmodus 0 s .....	11
3.2	Berechnete Schallleistungspegel Betriebsmodus 0 s .....	14

## Abkürzungsverzeichnis

### Abkürzungen

HST	Hybrid-Stahlurm
HT	Hybridurm
NH	Nabenhöhe
ST	Stahlurm

### Größen, Einheiten, Formeln

$L_{WA}$	Schallleistungspegel
$v_H$	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe
$v_s$	Standardisierte Windgeschwindigkeit
$\sigma_P$	Serienproduktstreuung
$\sigma_R$	Messunsicherheit

## 1 Verfügbarer Betriebsmodus

In der nachfolgenden Tabelle ist ersichtlich, welcher Betriebsmodus für welche Turmvarianten bzw. Nabenhöhen verfügbar ist.

Tab. 1: Verfügbarer Betriebsmodus

Betriebsmodus	Turmvariante und Nabenhöhe (NH)				
	E-138 EP3 E3-ST-81-FB-C-01	E-138 EP3 E3-ST-99-FB-C-01	E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01	E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01	E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01
	NH 81 m	NH 99 m	NH 111 m	NH 131 m	NH 160 m
0 s	x	x	x	x	x

x = verfügbar

- = nicht verfügbar

## 2 Allgemeines

Zu den in diesem Dokument angegebenen technischen Eigenschaften der Windenergieanlage ist zwingend das Beiblatt zu diesem Dokument zu beachten. Eine Übersicht über die Beiblätter steht dem Vertrieb zur Verfügung (D0950052 „Übersicht Beiblätter zu den Schall- und Leistungsdatenblättern“).

### 2.1 Leistungsverhalten

Die in diesem Dokument angegebenen Leistungswerte, Leistungsbeiwerte ( $c_p$ -Werte) und Schubbeiwerte ( $c_t$ -Werte) sind prognostizierte Werte, deren Erreichen ENERCON nach dem aktuellen Entwicklungsstand dieses Windenergieanlagentyps für hinreichend wahrscheinlich hält. Das Leistungsverhalten der Windenergieanlage wird ausschließlich unter den im Dokument „Garantie des Leistungsverhaltens für ENERCON Windenergieanlagen“ beschriebenen Bedingungen gewährleistet.

### 2.2 Informationen zu Schallleistungspegeln

Die Zuordnung der Schallleistungspegel ( $L_{WA}$ ) zur standardisierten Windgeschwindigkeit ( $v_s$ ) in 10 m Höhe gilt nur unter Voraussetzung eines logarithmischen Windprofils mit Rauigkeitslänge 0,05 m. Die Zuordnung der Schallleistungspegel zur Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ( $v_H$ ) gilt für alle Nabenhöhen (NH). Die Windgeschwindigkeit wird bei Messungen aus der Leistungsabgabe und der Leistungskennlinie bestimmt.

Aufgrund der Messunsicherheiten ( $\sigma_R$ ) bei Schallvermessungen und der Serienproduktstreuungen ( $\sigma_P$ ) gelten die in diesem Dokument angegebenen Werte der Schallleistungspegel unter Berücksichtigung einer Unsicherheit von  $\sigma_R = 0,5 \text{ dB(A)}$  und  $\sigma_P = 1,2 \text{ dB(A)}$ . Es gilt der 90-prozentige Vertrauensbereich:

$$L_{e,\max} = L_W + 1,28 \cdot \sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_P^2}$$

Ist während einer Vermessung die Differenz zwischen Gesamtgeräusch und Fremdgeräusch kleiner als 6 dB(A), so muss von einer höheren Unsicherheit ausgegangen werden. Richtlinie ist die IEC 61400-11:2012.

Die Schallleistungspegel sind für die in Tab. 2, S. 8 angegebenen Bedingungen berechnet. Es wird eine vorherrschende Turbulenzintensitätsverteilung von 6 % bis 12 % angenommen.

Eine projekt- und/oder standortspezifische Garantie über die Einhaltung des Schallleistungspegels wird durch dieses Datenblatt nicht übernommen.

### 2.3 Betriebsparameter

Einstellungen der Blindleistungserzeugung der Windenergieanlage sowie Steuerungen und Regelungen von Windparks haben einen Einfluss auf das Leistungsverhalten. Die in diesem Dokument angegebenen berechneten Leistungs-,  $c_p$ - und  $c_t$ -Kennlinien gelten unter der Voraussetzung eines uneingeschränkten Betriebs.

## 2.4 Standorteigenschaften

Die Leistungs-,  $c_p$ - und  $c_t$ -Kennlinien sowie Schalleistungspegel sind für die in Tab. 2, S. 8 angegebenen Bedingungen bei unbeschädigten Blattvorderkanten und sauberen Rotorblättern berechnet. Die Berechnungen beruhen auf der Erfahrung mit Windenergieanlagen an den unterschiedlichsten Standorten.

**Tab. 2: Standortbedingungen**

Parameter	Wert (10-Minuten-Mittel)
Standardluftdichte	1,225 kg/m <sup>3</sup>
relative Luftfeuchte	70 %
Temperatur	15 °C
Turbulenzintensität	gemäß Kap. 2.5, S. 9
Höhenexponent	0,0 bis 0,3
maximale Windrichtungsdifferenz zwischen unterem und oberem Tip	10°
maximale Schräganströmung	±2°
Terrain	gemäß IEC 61400-12-1:2017
Schnee/Eis	nein
Regen	nein

Im Übrigen gelten die Rahmenbedingungen gemäß IEC 61400-12-1:2017.



## 2.5 Turbulenzintensität

Den Gültigkeitsbereich der Leistungs-,  $c_p$ - und  $c_t$ -Kennlinien, hinsichtlich möglicher am Standort vorherrschender Turbulenzintensitäten, definiert die nachfolgende Tabelle. Weitere Einschränkungen sind Tab. 2, S. 8 zu entnehmen.

**Tab. 3: Turbulenzintensität**

Windgeschwindigkeit in m/s	Untere Grenze Turbulenzintensität in %	Obere Grenze Turbulenzintensität in %
0,00	20,00	40,00
0,50	20,00	40,00
1,00	20,00	40,00
1,50	20,00	40,00
2,00	20,00	40,00
2,50	20,00	40,00
3,00	18,32	34,02
3,50	16,45	30,55
4,00	15,05	27,95
4,50	13,96	25,93
5,00	13,09	24,31
5,50	12,38	22,99
6,00	11,78	21,88
6,50	11,28	20,95
7,00	10,85	20,15
7,50	10,48	19,46
8,00	10,15	18,85
8,50	9,86	18,31
9,00	9,61	17,84
9,50	9,38	17,41
10,00	9,17	17,03
10,50	8,98	16,68
11,00	8,81	16,37
11,50	8,66	16,08
12,00	8,52	15,82
12,50	8,39	15,57
13,00	8,27	15,35
13,50	8,15	15,14
14,00	8,05	14,95
14,50	7,95	14,77
15,00	7,86	14,60

Windgeschwindigkeit in m/s	Untere Grenze Turbulenzintensität in %	Obere Grenze Turbulenzintensität in %
15,50	7,78	14,45
16,00	7,70	14,30
16,50	7,63	14,16
17,00	7,56	14,03
17,50	7,49	13,91
18,00	7,43	13,79
18,50	7,37	13,69
19,00	7,31	13,58
19,50	7,26	13,48
20,00	7,21	13,39
20,50	7,16	13,30
21,00	7,12	13,22
21,50	7,07	13,14
22,00	7,03	13,06
22,50	6,99	12,99
23,00	6,95	12,92
23,50	6,92	12,85
24,00	6,88	12,78
24,50	6,85	12,72
25,00	6,82	12,66
25,50	6,79	12,60
26,00	6,76	12,55
26,50	6,73	12,50
27,00	6,70	12,45
27,50	6,68	12,40
28,00	6,65	12,35

### 3 Betriebsmodus 0 s

#### 3.1 Berechnete Leistungs-, $c_p$ - und $c_t$ -Werte Betriebsmodus 0 s

 Tab. 4: Berechnete Leistungs-,  $c_p$ - und  $c_t$ -Werte E-138 EP3 E3 / 4260 kW Betriebsmodus 0 s

Windgeschwindigkeit $v$ in m/s	Leistung $P$ in kW	$c_p$ -Wert	$c_t$ -Wert
0,00	0	0,00	0,00
0,50	0	0,00	0,00
1,00	0	0,00	0,00
1,50	0	0,00	0,00
2,00	2	0,03	0,77
2,50	19	0,13	1,05
3,00	69	0,28	1,04
3,50	146	0,37	0,97
4,00	250	0,43	0,94
4,50	383	0,46	0,92
5,00	540	0,47	0,90
5,50	729	0,48	0,89
6,00	952	0,48	0,89
6,50	1211	0,48	0,88
7,00	1506	0,48	0,86
7,50	1829	0,47	0,84
8,00	2173	0,46	0,80
8,50	2523	0,45	0,76
9,00	2865	0,43	0,71
9,50	3186	0,41	0,65
10,00	3474	0,38	0,60
10,50	3718	0,35	0,54
11,00	3913	0,32	0,49
11,50	4060	0,29	0,44
12,00	4164	0,26	0,39
12,50	4233	0,24	0,35
13,00	4260	0,21	0,31
13,50	4260	0,19	0,28
14,00	4260	0,17	0,25
14,50	4260	0,15	0,22
15,00	4260	0,14	0,20

Windgeschwindigkeit v in m/s	Leistung P in kW	$c_p$ -Wert	$c_t$ -Wert
15,50	4260	0,13	0,18
16,00	4260	0,11	0,17
16,50	4260	0,10	0,15
17,00	4260	0,10	0,14
17,50	4260	0,09	0,13
18,00	4260	0,08	0,12
18,50	4260	0,07	0,11
19,00	4260	0,07	0,10
19,50	4260	0,06	0,09
20,00	4260	0,06	0,09
20,50	4252	0,05	0,08
21,00	4184	0,05	0,07
21,50	4082	0,05	0,07
22,00	3943	0,04	0,06
22,50	3762	0,04	0,06
23,00	3543	0,03	0,05
23,50	3289	0,03	0,05
24,00	3008	0,02	0,04
24,50	2709	0,02	0,04
25,00	2187	0,02	0,03
25,50	1892	0,01	0,02
26,00	1613	0,01	0,02
26,50	1348	0,01	0,02
27,00	1106	0,01	0,01
27,50	889	0,01	0,01
28,00	753	0,00	0,01

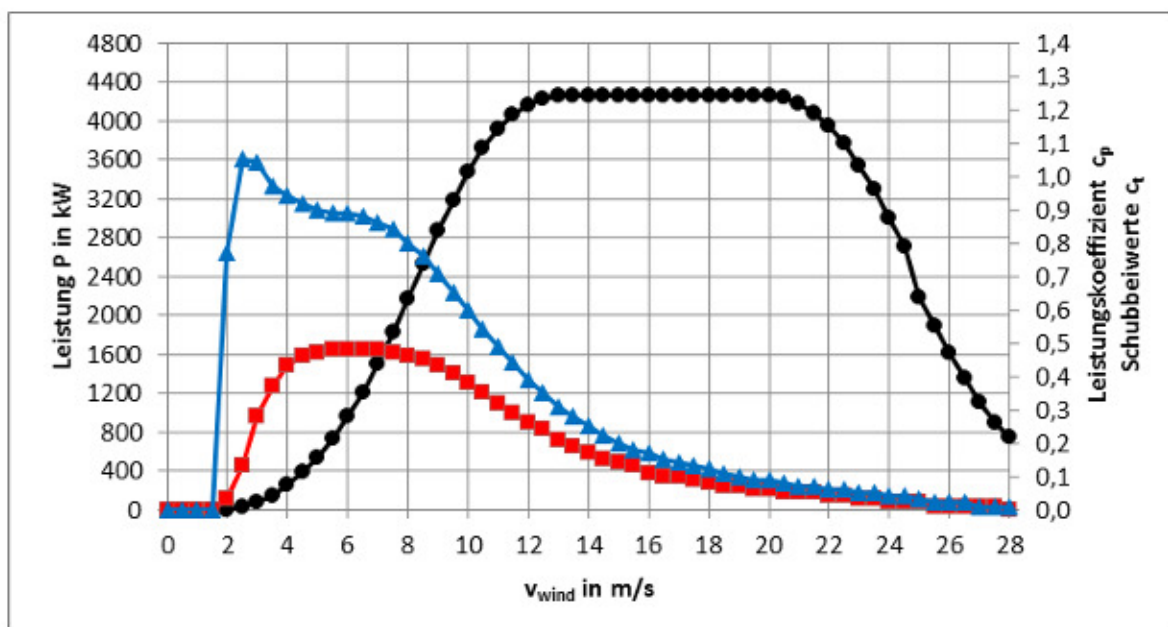


Abb. 1: Leistungs-,  $c_p$ - und  $c_t$ -Kennlinien E-138 EP3 E3 / 4260 kW Betriebsmodus 0 s

	Leistung $P$ in kW
	$c_t$ -Wert
	$c_p$ -Wert



## 3.2 Berechnete Schallleistungspegel Betriebsmodus 0 s

Im Betriebsmodus 0 s wird die Windenergieanlage leistungsoptimiert mit optimaler Ertragsausbeute betrieben. Der höchste zu erwartende Schallleistungspegel liegt bei 106,0 dB(A) im Bereich der Nennleistung. Alle angegebenen Schallleistungspegel gelten unter Berücksichtigung der in Kap. 2.2, S. 7 beschriebenen Unsicherheiten. Nach Erreichen der Nennleistung steigt der Schallleistungspegel nicht weiter an.

Tab. 5: Technische Daten

Parameter	Wert	Einheit
Nennleistung ( $P_n$ )	4260	kW
Nennwindgeschwindigkeit	13,0	m/s
minimale Betriebsdrehzahl		
■ E-138 EP3 E3-ST-81-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-ST-99-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01	4,4	U/min
Solldrehzahl	11,1	U/min

Tab. 6: Berechneter Schallleistungspegel in dB(A) bezogen auf die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe  $v_H$

$v_H$	Schallleistungspegel in dB(A)
5 m/s	96,3
5,5 m/s	97,6
6 m/s	99,0
6,5 m/s	100,5
7 m/s	101,9
7,5 m/s	103,3
8 m/s	104,7
8,5 m/s	105,6
9 m/s	105,8
9,5 m/s	105,9
10 m/s	105,9
10,5 m/s	105,9
11 m/s	106,0
11,5 m/s	106,0
12 m/s	106,0
12,5 m/s	106,0
13 m/s	106,0
13,5 m/s	106,0

<b>v<sub>H</sub></b>	<b>Schallleistungspegel in dB(A)</b>
14 m/s	106,0
14,5 m/s	106,0
15 m/s	106,0

# **Technische Beschreibung**

## **Schallreduzierung**

### **ENERCON Platform Independent Control System (PI-CS)**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland

Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109

E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) Internat: <http://www.enercon.de>

Geschäftsführer

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>	D02533651/1.0-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2022-09-23	de		WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Funktionsweise .....</b>	<b>5</b>
<b>2.1</b>	<b>Bedingungstypen .....</b>	<b>6</b>
2.1.1	Tageszeitraum .....	6
2.1.2	Wochentag/Zeitraum .....	6
2.1.3	Windrichtungssektor .....	7
2.1.4	Windgeschwindigkeitsbereich .....	7
2.1.5	Datumsperiode .....	8
2.1.6	Regen .....	8
2.1.7	Max. Temperatur .....	9
2.1.8	Externes Signal .....	9
2.1.9	Digitaler Hardware-Eingang .....	9
<b>3</b>	<b>Parameter .....</b>	<b>10</b>
<b>3.1</b>	<b>Aktivierung der Schallreduzierung .....</b>	<b>10</b>
<b>3.2</b>	<b>Aktivierung von Gruppe X .....</b>	<b>10</b>
<b>3.3</b>	<b>Schallbetriebsmodus Gruppe X .....</b>	<b>10</b>
<b>3.4</b>	<b>Tageszeitraum .....</b>	<b>11</b>
<b>3.5</b>	<b>Wochentag/Zeitraum .....</b>	<b>12</b>
<b>3.6</b>	<b>Windrichtungssektor .....</b>	<b>13</b>
<b>3.7</b>	<b>Windgeschwindigkeitsbereich .....</b>	<b>14</b>
<b>3.8</b>	<b>Datumsperiode .....</b>	<b>15</b>
<b>3.9</b>	<b>Regen .....</b>	<b>16</b>
<b>3.10</b>	<b>Max. Temperatur .....</b>	<b>17</b>
<b>3.11</b>	<b>Externes Signal .....</b>	<b>18</b>
<b>3.12</b>	<b>Digitaler Hardware-Eingang .....</b>	<b>18</b>
<b>4</b>	<b>Statusmeldungen .....</b>	<b>19</b>



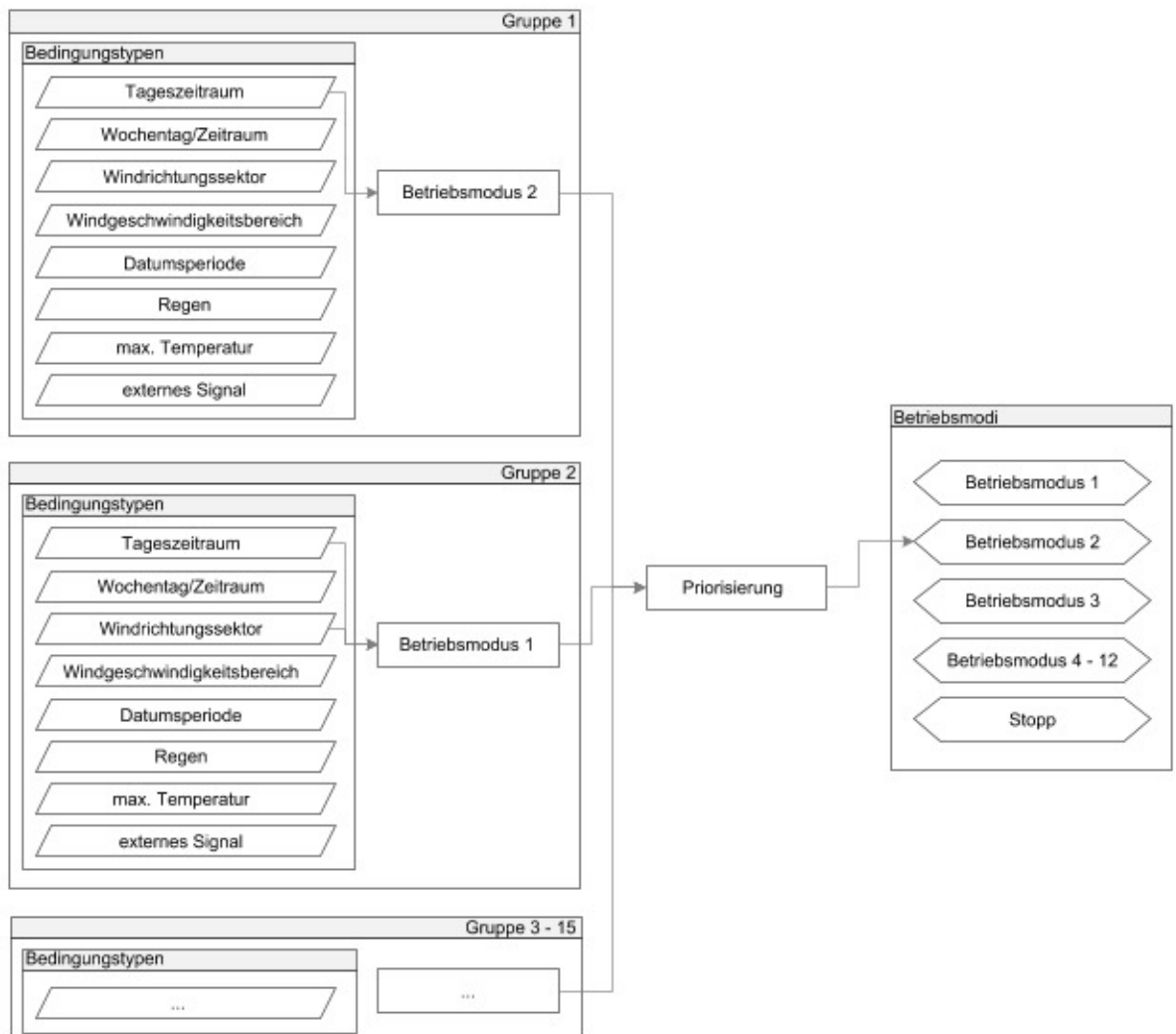
## 1 Einleitung

Für ENERCON Windenergieanlagen stehen verschiedene schallreduzierte Betriebsmodi zur Verfügung. Bei Betrieb in einem schallreduzierten Betriebsmodus wird die Drehzahl der Windenergieanlage reduziert, wodurch die Schallemission der Windenergieanlage abnimmt. Die schallreduzierten Betriebsmodi unterscheiden sich in der Intensität der Schallreduktion und erfüllen jederzeit die am Standort geltenden Anforderungen in Bezug auf zulässige Schallemissionen.

Dieses Dokument ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgendem Steuerungstyp:

- PI-CS

## 2 Funktionsweise



**Abb. 1: Funktionsweise der Schallreduzierung**

Zur Schallreduzierung stehen 12+1 Betriebsmodi zur Verfügung (12 Betriebsmodi, 1 Stopp).

Die verschiedenen Bedingungstypen werden zu einer Gruppe zusammengefasst. Die Gruppen werden den Betriebsmodi zugewiesen.

Es können insgesamt 15 Gruppen mit jeweils 8 Bedingungstypen parametrisiert werden.

Falls die Bedingungen für mehr als 1 Gruppe erfüllt sind, besitzt Gruppe 1 die höchste Priorität und Gruppe 15 die niedrigste.

## 2.1 Bedingungstypen

Ein Bedingungstyp besteht aus einer oder mehreren Einzelbedingungen. Die Einzelbedingungen werden über Parameter für jede Windenergieanlage eingestellt.

Wenn die Parameter einer Einzelbedingung auf den gleichen Wert eingestellt werden, ist diese Einzelbedingung deaktiviert (Ausnahme = Datumsperiode).

Damit ein Bedingungstyp ausgewertet wird, muss dieser durch einen Parameter aktiviert werden.

Folgende Bedingungstypen können ausgewählt werden:

- Tageszeitraum
- Wochentag/Zeitraum
- Windrichtungssektor
- Windgeschwindigkeitsbereich
- Datumsperiode
- Regen
- max. Temperatur
- externes Signal

### 2.1.1 Tageszeitraum

Über den Bedingungstyp *Tageszeitraum* kann ein schallreduzierter Betriebsmodus über einen Zeitraum aktiviert werden.

Die Einzelbedingung ist erfüllt, wenn die Uhrzeit innerhalb des parametrisierten Zeitraums liegt.

Es können 2 Zeiträume pro Gruppe festgelegt werden.

Tab. 1: Beispiel Tageszeitraum

Gruppe	Startzeit	Endzeit
1	22:00 Uhr	06:00 Uhr
	13:00 Uhr	15:00 Uhr
2	22:00 Uhr	06:00 Uhr
	00:00 Uhr	00:00 Uhr

### 2.1.2 Wochentag/Zeitraum

Über den Bedingungstyp *Wochentag/Zeitraum* kann ein schallreduzierter Betriebsmodus über einen Wochentag und einen Zeitraum aktiviert werden.

Die Einzelbedingung ist erfüllt, wenn die Uhrzeit innerhalb des parametrisierten Zeitraums liegt.

Es kann 1 Wochentag und Zeitraum pro Gruppe festgelegt werden.

Tab. 2: Beispiel Wochentag/Zeitraum

Gruppe	Startzeit	Endzeit
1	Freitag 18:00 Uhr	Montag 06:00 Uhr
2	Mittwoch 18:00 Uhr	Donnerstag 06:00 Uhr

### 2.1.3 Windrichtungssektor

Über den Bedingungstyp *Windrichtungssektor* kann ein schallreduzierter Betriebsmodus über einen Windrichtungssektor aktiviert werden.

Die Einzelbedingung ist erfüllt, wenn die Gondelposition innerhalb des parametrisierten Windrichtungssektors liegt und die Verzögerungszeit abgelaufen ist.

Die Einzelbedingung ist nicht mehr erfüllt, wenn die Gondelposition außerhalb des parametrisierten Windrichtungssektors liegt und die Verzögerungszeit abgelaufen ist.

Es können 3 Windrichtungssektoren pro Gruppe festgelegt werden.

Die Anfangs- und Endwinkel werden als 1-s-Mittelwert gemessen.

**Tab. 3: Beispiel Windrichtungssektor**

Gruppe	Anfangswinkel	Endwinkel	Verzögerungszeit
1	30°	60°	120 s
	80°	105°	
	0°	0°	
2	310°	15°	
	195°	270°	
	0°	0°	

### 2.1.4 Windgeschwindigkeitsbereich

Über den Bedingungstyp *Windgeschwindigkeitsbereich* kann ein schallreduzierter Betriebsmodus über einen Windgeschwindigkeitsbereich aktiviert werden.

Die Einzelbedingung ist erfüllt, wenn die Windgeschwindigkeit innerhalb des parametrisierten Windgeschwindigkeitsbereichs liegt und die Verzögerungszeit abgelaufen ist.

Die Einzelbedingung ist nicht mehr erfüllt, wenn die Windgeschwindigkeit außerhalb des parametrisierten Windgeschwindigkeitsbereichs liegt und die Verzögerungszeit abgelaufen ist.

Es kann 1 Windgeschwindigkeitsbereich pro Gruppe festgelegt werden.

Die Anfangs- und Endwindgeschwindigkeit werden als 1-min-Mittelwert gemessen.

**Tab. 4: Beispiel Windgeschwindigkeitsbereich**

Gruppe	Anfangswindgeschwindigkeit	Endwindgeschwindigkeit	Verzögerungszeit
1	4,5 m/s	5,5 m/s	120 s
2	5,5 m/s	6,5 m/s	

### 2.1.5 Datumsperiode

Über den Bedingungstyp *Datumsperiode* kann ein schallreduzierter Betriebsmodus über eine Datumsperiode aktiviert werden.

Um einen einzelnen Tag zu parametrieren, muss für die Start- und Endzeit das gleiche Datum eingetragen und die jeweilige Einzelbedingung aktiviert werden.

Die Einzelbedingung ist erfüllt, wenn das Datum innerhalb der parametrierten Datumsperiode liegt.

Es können 3 Datumsperioden pro Gruppe festgelegt werden.

Der Bedingungstyp sollte nur zusammen mit anderen Bedingungstypen, die die Grundbedingungen (z. B. Tageszeitraum) definieren, verwendet werden.

Tab. 5: Beispiel Datumsperiode

Gruppe	Startzeit	Endzeit
1	01.05.	30.09.
	01.10.	01.04.
	01.01.	01.01.
2	01.06.	30.08.
	01.09.	01.04.
	01.01.	01.01.

### 2.1.6 Regen

Über den Bedingungstyp *Regen* kann der schallreduzierte Betriebsmodus über die Intensität des Regens deaktiviert werden.

Die Einzelbedingung ist erfüllt, wenn die Regenintensität oberhalb des parametrierten Regenschwellwerts liegt und die Verzögerungszeit abgelaufen ist.

Die Einzelbedingung ist nicht mehr erfüllt, wenn die Regenintensität unterhalb des parametrierten Regenschwellwerts liegt und die Verzögerungszeit abgelaufen ist.

Es kann 1 Regenintensität für alle Gruppen festgelegt werden.

Der Bedingungstyp sollte nur zusammen mit anderen Bedingungstypen, die die Grundbedingungen (z. B. Tageszeitraum) definieren, verwendet werden.

Tab. 6: Beispiel Regen

Gruppe	Intensität	Verzögerungszeit
-	0,15 mm/min	60 s



### 2.1.7 Max. Temperatur

Über den Bedingungstyp *max. Temperatur* kann ein schallreduzierter Betriebsmodus über eine max. Temperatur aktiviert werden.

Die Einzelbedingung ist erfüllt, sobald die Außentemperatur (1-Minuten-Mittelwert) innerhalb des parametrisierten Messintervalls oberhalb der parametrisierten max. Temperatur liegt. Die Einzelbedingung bleibt bis zum Startzeitpunkt des nächsten Messintervalls erfüllt.

Es kann 1 max. Temperatur für alle Gruppen festgelegt werden.

Der Bedingungstyp sollte nur zusammen mit anderen Bedingungstypen, die die Grundbedingungen (z. B. Tageszeitraum) definieren, verwendet werden.

**Tab. 7: Beispiel max. Temperatur**

Gruppe	Max. Temperatur	Startzeitpunkt des Messintervalls	Endzeit des Messintervalls
-	30 °C	21:00 Uhr	06:00 Uhr

### 2.1.8 Externes Signal

Über den Bedingungstyp *externes Signal* kann ein schallreduzierter Betriebsmodus über ein externes Signal (z. B. ENERCON SCADA) aktiviert werden.

Es kann 1 externes Signal pro Gruppe festgelegt werden.

### 2.1.9 Digitaler Hardware-Eingang

Über den Bedingungstyp *digitaler Hardware-Eingang* kann ein schallreduzierter Betriebsmodus über ein digitales Hardware-Signal aktiviert werden. Der digitale Hardware-Eingang kann als Öffner- oder Schließerkontakt konfiguriert werden.

Für jede Gruppe kann individuell festgelegt werden, ob der digitale Hardware-Eingang berücksichtigt werden soll.

## 3 Parameter

### 3.1 Aktivierung der Schallreduzierung

**Parameter:** *WALV1/Snd1.ActSnd* (Activate sound reduction)

Gibt an, ob der schallreduzierte Betrieb aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### 3.2 Aktivierung von Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.ActGrX* (Activate group X)

Gibt an, ob die Gruppe X (X = 1 – 15) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### 3.3 Schallbetriebsmodus Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.OpModGrX* (Operating mode group X)

Gibt an, welcher Schallbetriebsmodus für die Gruppe X (X = 1 – 15) ausgeführt wird.

Einstellung	Beschreibung
0	kein schallreduzierter Betrieb
1	Schallbetriebsmodus 1
2	Schallbetriebsmodus 2
3	Schallbetriebsmodus 3
4	Schallbetriebsmodus 4
5	Schallbetriebsmodus 5
6	Schallbetriebsmodus 6
7	Schallbetriebsmodus 7
8	Schallbetriebsmodus 8
9	Schallbetriebsmodus 9
10	Schallbetriebsmodus 10
11	Schallbetriebsmodus 11
12	Schallbetriebsmodus 12
99	Windenergieanlage anhalten

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 99	0

## 3.4 Tageszeitraum

### Aktivierung Tageszeit Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.ActDayTmGrX* (Activate daily time group X)

Gibt an, ob der Bedingungstyp *Tageszeitraum* für die Gruppe X (X = 1 – 15) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### Tages-Startzeit i Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.StrDayTmiGrX* (Start daily time i group X)

Gibt die Aktivierungszeit für den Bedingungstyp *Tageszeitraum* für die Gruppe X (X = 1 – 15) an.

Pro Gruppe können 2 Startzeiten (i = 1, 2) parametrisiert werden.

Einstellmöglichkeiten	Standard
00:00 – 23:59 Uhr	00:00 Uhr

### Tages-Stopzeit i Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.StopDayTmiGrX* (Stop daily time i group X)

Gibt die Deaktivierungszeit für den Bedingungstyp *Tageszeitraum* für die Gruppe X (X = 1 – 15) an.

Pro Gruppe können 2 Endzeiten (i = 1, 2) parametrisiert werden.

Einstellmöglichkeiten	Standard
00:00 – 23:59 Uhr	00:00 Uhr

## 3.5 Wochentag/Zeitraum

### Aktivierung Wochentags-Periode Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.ActWeekDayGrX* (Activate weekday group X)

Gibt an, ob der Bedingungstyp *Wochentag/Zeitraum* für die Gruppe X (X = 1 – 15) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### Wochentag Startzeit Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.StrWeekDayTmGrX* (Start weekday time group X)

Gibt die Aktivierungszeit für den Bedingungstyp *Wochentag/Zeitraum* für die Gruppe X (X = 1 – 15) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
Montag 00:00 – Sonntag 23:59 Uhr	Montag 00:00 Uhr

### Wochentag Stoppzeit Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.StopWeekDayTmGrX* (Stop weekday time group X)

Gibt die Deaktivierungszeit für den Bedingungstyp *Wochentag/Zeitraum* für die Gruppe X (X = 1 – 15) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
Montag 00:00 – Sonntag 23:59 Uhr	Montag 00:00 Uhr

## 3.6 Windrichtungssektor

### Aktivierung Windrichtungssektor Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.ActNacPosGrX* (Activate nacelle position group X)

Gibt an, ob der Bedingungstyp *Windrichtungssektor* für die Gruppe X (X = 1 – 15) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### Start Sektor i Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.StrNacPosiGrX* (Start nacelle position i group X)

Gibt den Anfangswinkel für den Bedingungstyp *Windrichtungssektor* für die Gruppe X (X = 1 – 15) an.

Pro Gruppe können 3 Anfangswinkel (i = 1 – 3) parametrisiert werden.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0° – 359°	0°

### Ende Sektor i Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.StopNacPosiGrX* (Stop nacelle position i group X)

Gibt den Endwinkel für den Bedingungstyp *Windrichtungssektor* für die Gruppe X (X = 1 – 15) an.

Pro Gruppe können 3 Endwinkel (i = 1 – 3) parametrisiert werden.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0° – 359°	0°

### Verzögerungszeit Sektor

**Parameter:** *WALV1/Snd1.NacPosTmDI* (Nacelle position time delay)

Gibt die Verzögerungszeit für alle Einzelbedingungen des Bedingungstyps *Windrichtungssektor* an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
30 s – 600 s	120 s



## 3.7 Windgeschwindigkeitsbereich

### Aktivierung Windgeschwindigkeitsbereich Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.ActWdSpdGrX* (Activate wind speed group X)

Gibt an, ob der Bedingungstyp *Windgeschwindigkeitsbereich* für die Gruppe X (X = 1 – 15) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### Start Windgeschwindigkeit Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.StrWdSpdGrX* (Start wind speed group X)

Gibt die Startwindgeschwindigkeit für den Bedingungstyp *Windgeschwindigkeitsbereich* für die Gruppe X (X = 1 – 15) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 m/s – 50 m/s	0 m/s

### Stoppwindgeschwindigkeit Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.StopWdSpdGrX* (Stop wind speed group X)

Gibt die Stoppwindgeschwindigkeit für den Bedingungstyp *Windgeschwindigkeitsbereich* für die Gruppe X (X = 1 – 15) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 m/s – 50 m/s	0 m/s

### Verzögerungszeit Windgeschwindigkeit

**Parameter:** *WALV1/Snd1.WdSpdTmDI* (Wind speed time delay)

Gibt die Verzögerungszeit für alle Einzelbedingungen des Bedingungstyps *Windgeschwindigkeitsbereich* an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
10 s – 600 s	120 s

## 3.8 Datumsperiode

### Aktivierung Datumsperiode i Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.ActDatePeriGrX* (Activate date period i group X)

Gibt an, ob die Einzelbedingung ( $i = 1 - 3$ ) des Bedingungstyp *Datumsperiode* für die Gruppe X ( $X = 1 - 15$ ) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### Datumsperiode Starttag i Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.StrDatePeriGrX* (Start date period i group X)

Gibt den Starttag für den Bedingungstyp *Datumsperiode* für die Gruppe X ( $X = 1 - 15$ ) an. Pro Gruppe können 3 Starttage ( $i = 1 - 3$ ) parametrisiert werden.

Einstellmöglichkeiten	Standard
01.01. – 31.12.	01.01.

### Datumsperiode Endtag i Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.StopDatePeriGrX* (Stop date period i group X)

Gibt den Endtag für den Bedingungstyp *Datumsperiode* für die Gruppe X ( $X = 1 - 15$ ) an. Pro Gruppe können 3 Endtage ( $i = 1 - 3$ ) parametrisiert werden.

Einstellmöglichkeiten	Standard
01.01. – 31.12.	01.01.

## 3.9 Regen

### Aktivierung Regen Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.ActRnGrX* (Activate rain group X)

Gibt an, ob der Bedingungstyp *Regen* für die Gruppe X (X = 1 – 15) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### Regenschwellwert

**Parameter:** *WALV1/Snd1.RnLim* (Rain limit)

Gibt die Deaktivierungsschwelle für den Bedingungstyp *Regen* für alle Gruppen an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0,07 mm/min – 9,99 mm/min	0,15 mm/min

### Verzögerungszeit Regen

**Parameter:** *WALV1/Snd1.RnTmDI* (Rain time delay)

Gibt die Verzögerungszeit des Bedingungstyps *Regen* an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
10 s – 600 s	60 s

### 3.10 Max. Temperatur

#### Aktivierung max. Temperatur Gruppe X

**Parameter:** WALV1/Snd1.ActTmpGrX (Activate temperature group X)

Gibt an, ob der Bedingungstyp *max. Temperatur* für die Gruppe X (X = 1 – 15) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

#### Temperaturschwellwert

**Parameter:** WALV1/Snd1.TmpLim (Temperature limit)

Gibt den Schwellwert für den Bedingungstyp *max. Temperatur* für alle Gruppen an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
-30 °C – 50 °C	40 °C

#### Start Messintervall

**Parameter:** WALV1/Snd1.StrTmpMeasDayTm (Start temperature measurement daily time)

Gibt den Startzeitpunkt des Messintervalls für den Bedingungstyp *max. Temperatur* für alle Gruppen an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
00:00 Uhr – 23:59 Uhr	00:00 Uhr

#### Ende Messintervall

**Parameter:** WALV1/Snd1.StopTmpMeasDayTm (Stop temperature measurement daily time)

Gibt den Endzeitpunkt des Messintervalls für den Bedingungstyp *max. Temperatur* für alle Gruppen an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
00:00 Uhr – 23:59 Uhr	00:00 Uhr

### 3.11 Externes Signal

#### Aktivierung externes Signal Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.ActExSigGrX* (Activate external signal group X)

Gibt an, ob der Bedingungstyp *externes Signal* für die Gruppe X (X = 1 – 15) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### 3.12 Digitaler Hardware-Eingang

#### Aktivierung digitaler Hardware-Eingang Gruppe X

**Parameter:** *WALV1/Snd1.ActDigSigGrX* (Activate digital signal group X)

Gibt an, ob der Bedingungstyp *digitaler Hardware-Eingang* für die Gruppe X (X = 1 – 15) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

#### Kontakttyp Externer Stopp

**Parameter:** *WTUR1/Tur1.ExStopSwParam* (External stop switch parameter)

Gibt an, ob der digitale Hardware-Eingang als Öffner- oder Schließerkontakt konfiguriert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein = Schließerkontakt aus = Öffnerkontakt	ein



## 4 Statusmeldungen

Tab. 8: Statusmeldungen

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
I	6:1	Schallreduzierung : Betriebsmodus 1	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 1 angefordert.	-
I	6:2	Schallreduzierung : Betriebsmodus 2	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 2 angefordert.	-
I	6:3	Schallreduzierung : Betriebsmodus 3	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 3 angefordert.	-
I	6:4	Schallreduzierung : Betriebsmodus 4	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 4 angefordert.	-
I	6:5	Schallreduzierung : Betriebsmodus 5	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 5 angefordert.	-
I	6:6	Schallreduzierung : Betriebsmodus 6	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 6 angefordert.	-
I	6:7	Schallreduzierung : Betriebsmodus 7	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 7 angefordert.	-
I	6:8	Schallreduzierung : Betriebsmodus 8	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 8 angefordert.	-
I	6:9	Schallreduzierung : Betriebsmodus 9	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 9 angefordert.	-
I	6:10	Schallreduzierung : Betriebsmodus 10	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 10 angefordert.	-
I	6:11	Schallreduzierung : Betriebsmodus 11	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 11 angefordert.	-
I	6:12	Schallreduzierung : Betriebsmodus 12	Die Schallreduzierung hat den Betriebsmodus 12 angefordert.	-
I	6:13	Schallreduzierung : Windenergieanlage angehalten	Die Schallreduzierung hat das Anhalten der Windenergieanlage angefordert.	Standard stop

# **Technisches Datenblatt**

**Terzbandpegel Betriebsmodus 101,0 dB**

**ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4260 kW mit  
TES (Trailing Edge Serrations)**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]  
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>	D02650483/2.0-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2023-01-17	de	[REDACTED]	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

### Mitgeltende Dokumente

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

Dokument-ID	Dokument
diverse	Datenblatt Betriebsmodi

## Inhaltsverzeichnis

1	Verfügbare Betriebsmodi .....	6
2	Allgemeines .....	7
3	Informationen zu Terzbandpegeln .....	7
4	Betriebsmodus 101,0 dB .....	8
4.1	Terzbandpegel NH .....	8



## Abkürzungsverzeichnis

### Abkürzungen

EIO	Ersatzimmissionsort
HST	Hybrid-Stahlurm
HT	Hybridurm
IO	Immissionsort
NH	Nabenhöhe
ST	Stahlurm

### Größen, Einheiten, Formeln

$v_H$	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe
$v_s$	Standardisierte Windgeschwindigkeit

## 1 Verfügbare Betriebsmodi

In der nachfolgenden Tabelle ist ersichtlich, welche Betriebsmodi für welche Turmvarianten bzw. Nabenhöhen verfügbar sind.

Tab. 1: Verfügbare Betriebsmodi

Be- triebs- mo- dus	Turmvariante und Nabenhöhe (NH)				
	E-138 EP3 E3- ST-81-FB- C-01	E-138 EP3 E3- ST-99-FB- C-01	E-138 EP3 E3- HST-111-FB- C-01	E-138 EP3 E3- HST-131-FB- C-01	E-138 EP3 E3- HT-160-ES- C-01
	NH 81 m	NH 99 m	NH 111 m	NH 131 m	NH 160 m
101,0 dB	x	x	x	-	x

x = verfügbar

- = nicht verfügbar

## 2 Allgemeines

Dieses Dokument beinhaltet Zusatzinformationen zum Datenblatt Betriebsmodi. Im Übrigen gelten die im Datenblatt Betriebsmodi aufgeführten Regelungen hinsichtlich der technischen Eigenschaften der Windenergieanlage.

## 3 Informationen zu Terzbandpegeln

Für Terzbandpegel bis zur Terzbandmittenfrequenz von 2000 Hz gelten die Angaben zur Unsicherheit gemäß Datenblatt Betriebsmodi. Für Frequenzen größer 2000 Hz nehmen aufgrund physikalischer Effekte die Unsicherheiten zu. Diese Frequenzen haben keinen Einfluss auf den Immissionsort (IO) oder auf den Ersatzimmissionsort (EIO) und sind grundsätzlich vernachlässigbar. Bei verschiedenen Messungen an bestehenden ENERCON Windenergieanlagen verschiedener Typen gemäß den anwendbaren Richtlinien ergaben sich Unsicherheiten für die Terzbandpegel im Frequenzbereich 4000 Hz bei  $\pm 2,5$  dB(A) und im Frequenzbereich 8000 Hz bei  $\pm 8,0$  dB(A). Angesichts der begrenzten Untersuchungen kann eine Reproduzierbarkeit dieser Messungen für alle ENERCON Windenergieanlagen bei gleichen Unsicherheiten nicht garantiert werden.

Die Zuordnung der Terzbandpegel zur standardisierten Windgeschwindigkeit  $v_s$  in 10 m Höhe gilt nur unter Voraussetzung eines logarithmischen Windprofils mit Rauigkeitslänge 0,05 m. Die Zuordnung der Terzbandpegel zur Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ( $v_H$ ) gilt für alle Nabenhöhen (NH). Die Windgeschwindigkeit wird bei Messungen aus der Leistungsabgabe und der Leistungskennlinie bestimmt. Die nachfolgend angegebenen Terzbandpegel wurden auf Basis von aeroakustischen Simulationen ermittelt. Die einzelnen Terzbandpegelwerte können nicht garantiert werden. Der Summenpegel aller Terzbandpegel pro Windgeschwindigkeit entspricht dem Schallleistungspegel bei dieser Windgeschwindigkeit, welcher im zugrundeliegenden Datenblatt für die jeweiligen Betriebsmodi angegeben ist. Daher ist der Summenpegel im Rahmen des im Datenblatt festgelegten Geltungsbereichs und auf Basis der anwendbaren Normen und Richtlinien einzuhalten.

## 4 Betriebsmodus 101,0 dB

### 4.1 Terzbandpegel NH

In den folgenden Tabellen sind die Werte, bei denen zum ersten Mal der maximale Schallleistungspegel erreicht wird, kursiv ausgezeichnet.

Tab. 2: Terzbandpegel in dB(A), bezogen auf Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe  $v_H$

Terzbandmit- tenfrequenz in Hz	$v_H$ in m/s										
	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10
20	50,2	52,7	55,0	57,0	57,4	57,8	58,3	58,6	58,9	59,3	59,6
25	54,8	57,4	59,6	61,7	62,1	62,5	62,9	63,3	63,6	64,0	64,2
31,5	58,9	61,5	63,8	65,8	66,2	66,6	67,1	67,4	67,7	68,1	68,3
40	62,5	65,0	67,3	69,4	69,8	70,2	70,6	71,0	71,3	71,7	71,9
50	65,7	68,2	70,5	72,5	73,0	73,4	73,8	74,2	74,5	74,9	75,2
63	69,3	71,8	73,2	75,2	75,6	76,0	76,4	76,8	77,1	77,5	77,7
80	73,1	75,6	76,5	78,5	78,9	79,2	79,7	80,0	80,3	80,6	80,9
100	73,5	75,9	79,7	81,7	82,1	82,5	83,0	83,5	83,7	84,1	84,3
125	73,7	76,2	79,0	80,9	81,2	81,5	81,9	82,3	82,6	82,9	83,0
160	74,6	77,0	79,3	81,1	81,4	81,6	81,9	82,2	82,4	82,6	82,7
200	76,3	78,5	80,7	82,4	82,6	82,8	83,1	83,4	83,5	83,9	84,0
250	77,8	80,1	82,2	84,0	84,1	84,2	84,4	84,6	84,7	84,9	85,0
315	79,2	81,5	83,7	85,4	85,5	85,5	85,6	85,8	85,8	85,9	85,9
400	80,2	82,7	84,9	86,7	86,7	86,7	86,9	87,1	87,1	87,3	87,3
500	80,7	83,3	85,6	87,4	87,4	87,4	87,5	87,7	87,7	87,8	87,8
630	84,2	85,8	87,4	88,8	88,9	88,9	89,1	89,2	89,2	89,4	89,4
800	82,9	84,7	86,5	88,1	88,1	88,2	88,3	88,4	88,5	88,6	88,7
1000	85,2	86,5	87,8	89,1	89,2	89,2	89,4	89,6	89,6	89,8	89,9
1250	88,0	88,9	89,7	90,7	90,8	90,9	91,1	91,3	91,4	91,6	91,7
1600	91,0	91,5	91,9	92,6	92,7	92,9	93,1	93,3	93,4	93,6	93,8
2000	83,6	84,9	86,1	87,4	87,5	87,6	87,9	88,1	88,2	88,5	88,6
2500	81,5	82,7	84,0	85,5	85,6	85,7	86,0	86,3	86,5	86,7	86,9
3150	75,5	77,8	79,9	81,9	81,9	81,9	82,0	82,1	82,1	82,1	82,2
4000	72,5	74,9	77,0	79,0	79,0	79,1	79,2	79,3	79,3	79,4	79,4
5000	68,6	71,0	73,2	75,3	75,3	75,4	75,5	75,6	75,7	75,8	75,9
6300	62,6	65,2	67,5	69,7	69,8	69,8	69,8	69,9	69,8	69,9	69,9
8000	54,2	56,9	59,3	61,5	61,5	61,6	61,6	61,7	61,6	61,7	61,7
10000	42,7	45,5	47,9	50,2	50,2	50,2	50,3	50,3	50,3	50,4	50,4



Tab. 3: Terzbandpegel in dB(A), bezogen auf Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe  $v_H$

Terzbandmitten- frequenz in Hz	$v_H$ in m/s									
	10,5	11	11,5	12	12,5	13	13,5	14	14,5	15
20	59,9	60,3	60,6	60,7	60,9	61,1	61,2	61,4	61,5	61,7
25	64,6	64,9	65,3	65,4	65,6	65,7	65,9	66,1	66,2	66,3
31,5	68,7	69,0	69,4	69,5	69,7	69,8	70,0	70,2	70,3	70,4
40	72,3	72,6	72,9	73,1	73,2	73,4	73,6	73,7	73,9	74,0
50	75,5	75,9	76,2	76,4	76,5	76,7	76,8	76,9	77,1	77,2
63	78,1	78,4	78,8	78,9	79,0	79,2	79,3	79,5	79,6	79,7
80	81,2	81,5	81,8	82,0	82,1	82,2	82,4	82,5	82,6	82,7
100	84,6	85,0	85,2	85,3	85,4	85,5	85,7	85,7	85,8	85,9
125	83,3	83,6	83,8	83,9	84,0	84,0	84,1	84,1	84,2	84,3
160	83,0	83,2	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,5
200	84,3	84,5	84,7	84,7	84,7	84,6	84,6	84,5	84,5	84,5
250	85,2	85,3	85,4	85,3	85,2	85,1	85,1	84,9	84,9	84,9
315	86,1	86,2	86,2	86,0	85,9	85,7	85,6	85,4	85,3	85,3
400	87,4	87,6	87,6	87,5	87,3	87,1	87,0	86,8	86,7	86,7
500	87,9	88,0	88,1	87,9	87,8	87,6	87,5	87,3	87,2	87,2
630	89,5	89,7	89,8	89,7	89,6	89,5	89,5	89,3	89,3	89,3
800	88,8	89,0	89,2	89,2	89,2	89,1	89,1	89,0	89,0	89,0
1000	90,1	90,3	90,5	90,5	90,5	90,5	90,5	90,4	90,4	90,5
1250	91,9	92,2	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4
1600	94,0	94,2	94,4	94,4	94,5	94,4	94,4	94,4	94,5	94,5
2000	88,8	89,1	89,4	89,5	89,6	89,6	89,7	89,9	90,1	90,1
2500	87,2	87,4	87,8	87,9	88,1	88,2	88,3	88,5	88,7	88,6
3150	82,3	82,4	82,8	83,0	83,3	83,5	83,7	84,1	83,9	83,7
4000	79,6	79,7	80,2	80,5	80,7	80,9	81,1	81,0	80,7	80,4
5000	76,1	76,2	76,8	77,0	77,2	77,2	77,2	76,9	76,5	76,3
6300	70,0	70,1	70,5	70,7	70,7	70,6	70,5	70,0	69,6	69,2
8000	61,8	61,8	62,2	62,2	62,2	62,1	61,9	61,4	60,9	60,5
10000	50,4	50,5	50,8	50,8	50,8	50,7	50,4	49,9	49,4	48,9



# **Technisches Datenblatt**

**Betriebsmodus 99,0 dB**

**ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4260 kW mit  
TES (Trailing Edge Serrations)**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer: [REDACTED]  
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>	D02650491/2.0-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2023-01-17	de	[REDACTED]	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

### Mitgeltende Dokumente

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

### Übergeordnete Normen und Richtlinien

Dokument-ID	Dokument
IEC 61400-11:2012	Wind turbines - Part 11: Acoustic noise measurement techniques
IEC 61400-12-1:2017	Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

### Zugehörige Dokumente

Dokument-ID	Dokument
diverse	Garantie des Leistungsverhaltens für ENERCON Windenergieanlagen

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Verfügbare Betriebsmodi .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Allgemeines .....</b>	<b>7</b>
2.1	Leistungsverhalten .....	7
2.2	Informationen zu Schalleistungspegeln .....	7
2.3	Betriebsparameter .....	7
2.4	Standorteigenschaften .....	8
2.5	Turbulenzintensität .....	9
<b>3</b>	<b>Betriebsmodus 99,0 dB .....</b>	<b>11</b>
3.1	Berechnete Leistungs-, cp- und ct-Werte Betriebsmodus 99,0 dB .....	11
3.2	Berechnete Schalleistungspegel Betriebsmodus 99,0 dB .....	14

## Abkürzungsverzeichnis

### Abkürzungen

HST	Hybrid-Stahlurm
HT	Hybridurm
NH	Nabenhöhe
ST	Stahlurm

### Größen, Einheiten, Formeln

$L_{WA}$	Schallleistungspegel
$v_H$	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe
$v_s$	Standardisierte Windgeschwindigkeit
$\sigma_P$	Serienproduktstreuung
$\sigma_R$	Messunsicherheit



## 1 Verfügbare Betriebsmodi

In der nachfolgenden Tabelle ist ersichtlich, welche Betriebsmodi für welche Turmvarianten bzw. Nabenhöhen verfügbar sind.

Tab. 1: Verfügbare Betriebsmodi

Be- triebs- modus	Turmvariante und Nabenhöhe (NH)				
	E-138 EP3 E3-ST-81-FB- C-01	E-138 EP3 E3-ST-99-FB- C-01	E-138 EP3 E3-HST-111- FB-C-01	E-138 EP3 E3-HST-131- FB-C-01	E-138 EP3 E3-HT-160- ES-C-01
	NH 81 m	NH 99 m	NH 111 m	NH 131 m	NH 160 m
99,0 dB	x	x	x	x	x

x = verfügbar

- = nicht verfügbar

## 2 Allgemeines

Zu den in diesem Dokument angegebenen technischen Eigenschaften der Windenergieanlage ist zwingend das Beiblatt zu diesem Dokument zu beachten. Eine Übersicht über die Beiblätter steht dem Vertrieb zur Verfügung (D0950052 „Übersicht Beiblätter zu den Schall- und Leistungsdatenblättern“).

### 2.1 Leistungsverhalten

Die in diesem Dokument angegebenen Leistungswerte, Leistungsbeiwerte ( $c_p$ -Werte) und Schubbeiwerte ( $c_t$ -Werte) sind prognostizierte Werte, deren Erreichen ENERCON nach dem aktuellen Entwicklungsstand dieses Windenergieanlagentyps für hinreichend wahrscheinlich hält. Das Leistungsverhalten der Windenergieanlage wird ausschließlich unter den im Dokument „Garantie des Leistungsverhaltens für ENERCON Windenergieanlagen“ beschriebenen Bedingungen gewährleistet.

### 2.2 Informationen zu Schallleistungspegeln

Die Zuordnung der Schallleistungspegel ( $L_{WA}$ ) zur standardisierten Windgeschwindigkeit ( $v_s$ ) in 10 m Höhe gilt nur unter Voraussetzung eines logarithmischen Windprofils mit Rauigkeitslänge 0,05 m. Die Zuordnung der Schallleistungspegel zur Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ( $v_H$ ) gilt für alle Nabenhöhen (NH). Die Windgeschwindigkeit wird bei Messungen aus der Leistungsabgabe und der Leistungskennlinie bestimmt.

Aufgrund der Messunsicherheiten ( $\sigma_R$ ) bei Schallvermessungen und der Serienproduktstreuungen ( $\sigma_P$ ) gelten die in diesem Dokument angegebenen Werte der Schallleistungspegel unter Berücksichtigung einer Unsicherheit von  $\sigma_R = 0,5 \text{ dB(A)}$  und  $\sigma_P = 1,2 \text{ dB(A)}$ . Es gilt der 90-prozentige Vertrauensbereich:

$$L_{e,\max} = L_W + 1,28 \cdot \sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_P^2}$$

Ist während einer Vermessung die Differenz zwischen Gesamtgeräusch und Fremdgeräusch kleiner als 6 dB(A), so muss von einer höheren Unsicherheit ausgegangen werden. Richtlinie ist die IEC 61400-11:2012.

Die Schallleistungspegel sind für die in Tab. 2, S. 8 angegebenen Bedingungen berechnet. Es wird eine vorherrschende Turbulenzintensitätsverteilung von 6 % bis 12 % angenommen.

Eine projekt- und/oder standortspezifische Garantie über die Einhaltung des Schallleistungspegels wird durch dieses Datenblatt nicht übernommen.

### 2.3 Betriebsparameter

Einstellungen der Blindleistungserzeugung der Windenergieanlage sowie Steuerungen und Regelungen von Windparks haben einen Einfluss auf das Leistungsverhalten. Die in diesem Dokument angegebenen berechneten Leistungs-,  $c_p$ - und  $c_t$ -Kennlinien gelten unter der Voraussetzung eines uneingeschränkten Betriebs.

## 2.4 Standorteigenschaften

Die Leistungs-,  $c_p$ - und  $c_t$ -Kennlinien sowie Schalleistungspegel sind für die in Tab. 2, S. 8 angegebenen Bedingungen bei unbeschädigten Blattvorderkanten und sauberen Rotorblättern berechnet. Die Berechnungen beruhen auf der Erfahrung mit Windenergieanlagen an den unterschiedlichsten Standorten.

Tab. 2: Standortbedingungen

Parameter	Wert (10-Minuten-Mittel)
Standardluftdichte	1,225 kg/m <sup>3</sup>
relative Luftfeuchte	70 %
Temperatur	15 °C
Turbulenzintensität	gemäß Kap. 2.5, S. 9
Höhenexponent	0,0 bis 0,3
maximale Windrichtungsdifferenz zwischen unterem und oberem Tip	10°
maximale Schräganströmung	±2°
Terrain	gemäß IEC 61400-12-1:2017
Schnee/Eis	nein
Regen	nein

Im Übrigen gelten die Rahmenbedingungen gemäß IEC 61400-12-1:2017.

## 2.5 Turbulenzintensität

Den Gültigkeitsbereich der Leistungs-,  $c_p$ - und  $c_t$ -Kennlinien, hinsichtlich möglicher am Standort vorherrschender Turbulenzintensitäten, definiert die nachfolgende Tabelle. Weitere Einschränkungen sind Tab. 2, S. 8 zu entnehmen.

**Tab. 3: Turbulenzintensität**

Windgeschwindigkeit in m/s	Untere Grenze Turbulenzintensität in %	Obere Grenze Turbulenzintensität in %
0,00	20,00	40,00
0,50	20,00	40,00
1,00	20,00	40,00
1,50	20,00	40,00
2,00	20,00	40,00
2,50	20,00	40,00
3,00	18,32	34,02
3,50	16,45	30,55
4,00	15,05	27,95
4,50	13,96	25,93
5,00	13,09	24,31
5,50	12,38	22,99
6,00	11,78	21,88
6,50	11,28	20,95
7,00	10,85	20,15
7,50	10,48	19,46
8,00	10,15	18,85
8,50	9,86	18,31
9,00	9,61	17,84
9,50	9,38	17,41
10,00	9,17	17,03
10,50	8,98	16,68
11,00	8,81	16,37
11,50	8,66	16,08
12,00	8,52	15,82
12,50	8,39	15,57
13,00	8,27	15,35
13,50	8,15	15,14
14,00	8,05	14,95
14,50	7,95	14,77
15,00	7,86	14,60

Windgeschwindigkeit in m/s	Untere Grenze Turbulenzintensität in %	Obere Grenze Turbulenzintensität in %
15,50	7,78	14,45
16,00	7,70	14,30
16,50	7,63	14,16
17,00	7,56	14,03
17,50	7,49	13,91
18,00	7,43	13,79
18,50	7,37	13,69
19,00	7,31	13,58
19,50	7,26	13,48
20,00	7,21	13,39
20,50	7,16	13,30
21,00	7,12	13,22
21,50	7,07	13,14
22,00	7,03	13,06
22,50	6,99	12,99
23,00	6,95	12,92
23,50	6,92	12,85
24,00	6,88	12,78
24,50	6,85	12,72
25,00	6,82	12,66
25,50	6,79	12,60
26,00	6,76	12,55
26,50	6,73	12,50
27,00	6,70	12,45
27,50	6,68	12,40
28,00	6,65	12,35



### 3 Betriebsmodus 99,0 dB

#### 3.1 Berechnete Leistungs-, $c_p$ - und $c_t$ -Werte Betriebsmodus 99,0 dB

Tab. 4: Berechnete Leistungs-,  $c_p$ - und  $c_t$ -Werte E-138 EP3 E3 / 4260 kW Betriebsmodus 99,0 dB

Windgeschwindigkeit $v$ in m/s	Leistung $P$ in kW	$c_p$ -Wert	$c_t$ -Wert
0,00	0	0,00	0,00
0,50	0	0,00	0,00
1,00	0	0,00	0,00
1,50	0	0,00	0,00
2,00	3	0,04	0,78
2,50	22	0,15	1,06
3,00	72	0,29	1,04
3,50	149	0,38	0,98
4,00	253	0,43	0,93
4,50	381	0,46	0,88
5,00	526	0,46	0,83
5,50	686	0,45	0,78
6,00	855	0,43	0,71
6,50	1027	0,41	0,65
7,00	1199	0,38	0,59
7,50	1369	0,35	0,53
8,00	1533	0,33	0,48
8,50	1688	0,30	0,44
9,00	1829	0,27	0,40
9,50	1951	0,25	0,36
10,00	2049	0,22	0,32
10,50	2122	0,20	0,29
11,00	2174	0,18	0,26
11,50	2207	0,16	0,23
12,00	2228	0,14	0,20
12,50	2240	0,13	0,18
13,00	2240	0,11	0,16
13,50	2240	0,10	0,14
14,00	2240	0,09	0,13
14,50	2240	0,08	0,12

Windgeschwindigkeit v in m/s	Leistung P in kW	$c_p$ -Wert	$c_t$ -Wert
15,00	2240	0,07	0,11
15,50	2240	0,07	0,10
16,00	2240	0,06	0,09
16,50	2240	0,05	0,08
17,00	2240	0,05	0,07
17,50	2240	0,05	0,07
18,00	2240	0,04	0,06
18,50	2240	0,04	0,06
19,00	2240	0,04	0,06
19,50	2240	0,03	0,05
20,00	2240	0,03	0,05
20,50	2240	0,03	0,05
21,00	2240	0,03	0,04
21,50	2240	0,03	0,04
22,00	2240	0,02	0,04
22,50	2228	0,02	0,04
23,00	2201	0,02	0,03
23,50	2159	0,02	0,03
24,00	2098	0,02	0,03
24,50	2019	0,02	0,03
25,00	1816	0,01	0,02
25,50	1672	0,01	0,02
26,00	1488	0,01	0,02
26,50	1295	0,01	0,01
27,00	1103	0,01	0,01
27,50	922	0,01	0,01
28,00	811	0,00	0,01

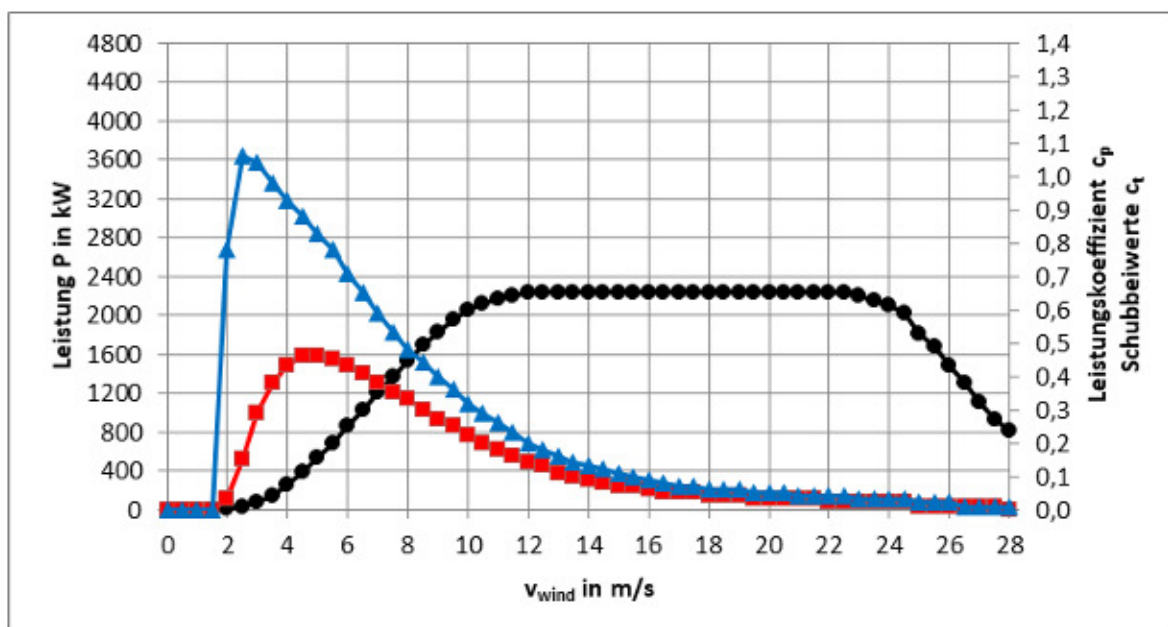


Abb. 1: Leistungs-,  $c_p$ - und  $c_t$ -Kennlinie E-138 EP3 E3 / 4260 kW Betriebsmodus 99,0 dB

	Leistung P in kW
	$c_t$ -Wert
	$c_p$ -Wert

### 3.2 Berechnete Schallleistungspegel Betriebsmodus 99,0 dB

Im Betriebsmodus 99,0 dB wird die Windenergieanlage leistungsoptimiert betrieben. Der höchste zu erwartende Schallleistungspegel liegt bei 99,0 dB(A) im Bereich der Nennleistung. Alle angegebenen Schallleistungspegel gelten unter Berücksichtigung der in Kap. 2.2, S. 7 beschriebenen Unsicherheiten. Nach Erreichen der Nennleistung steigt der Schallleistungspegel nicht weiter an.

**Tab. 5: Technische Daten**

Parameter	Wert	Einheit
Nennleistung ( $P_n$ )	2240	kW
Nennwindgeschwindigkeit	12,5	m/s
minimale Betriebsdrehzahl		
■ E-138 EP3 E3-ST-81-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-ST-99-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01	4,4	U/min
■ E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01	4,4	U/min
Solldrehzahl	7,7	U/min

**Tab. 6: Berechneter Schallleistungspegel in dB(A) bezogen auf die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe  $v_H$**

$v_H$	Schallleistungspegel in dB(A)
5 m/s	95,5
5,5 m/s	96,6
6 m/s	97,3
6,5 m/s	97,4
7 m/s	97,5
7,5 m/s	97,6
8 m/s	97,6
8,5 m/s	97,7
9 m/s	97,9
9,5 m/s	98,0
10 m/s	98,1
10,5 m/s	98,3
11 m/s	98,5
11,5 m/s	98,7
12 m/s	98,9
12,5 m/s	99,0
13 m/s	99,0
13,5 m/s	99,0

$v_H$	Schallleistungspegel in dB(A)
14 m/s	99,0
14,5 m/s	99,0
15 m/s	99,0



# **Technische Beschreibung**

## **Sektormanagement**

### **ENERCON Platform Independent Control System (PI-CS)**

**Herausgeber**

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 • Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: [info@enercon.de](mailto:info@enercon.de) • Internet: <http://www.enercon.de>  
Geschäftsführer [REDACTED]  
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>	D02551657/0.3-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2022-07-26	de	[REDACTED]	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Allgemeines .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Parametrierung der Sektoren .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Durchfahren von Sektorgrenzen .....</b>	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>Dokumentation .....</b>	<b>8</b>
<b>5</b>	<b>Parameter .....</b>	<b>9</b>
5.1	Aktivierung Sektormanagement .....	9
5.2	Aktivierung von Sektor X .....	9
5.3	Startwinkel Sektor X .....	9
5.4	Stoppwinkel Sektor X .....	9
5.5	Aktivierung Windgeschwindigkeitsbedingung Sektor X .....	9
5.6	Startwindgeschwindigkeit Sektor X .....	10
5.7	Stoppwindgeschwindigkeit Sektor X .....	10
5.8	Maximale Wirkleistung Sektor X .....	10
5.9	Minimaler Blattwinkel Sektor X .....	10
5.10	Minimale Rotordrehzahl Sektor X .....	10
5.11	Aktivierung Windenergieanlage anhalten Sektor X .....	11
<b>6</b>	<b>Statusmeldungen .....</b>	<b>12</b>

## 1 Allgemeines

Das Sektormanagement ist eine Standardfunktion der ENERCON Windenergieanlage, die die Windenergieanlage abhängig von Windgeschwindigkeiten und Gondelpositionen abregelt oder anhält (Trudelbetrieb).

Anwendungsmöglichkeiten des Sektormanagements:

- Reduzierung von Turbulenzen, die von der Windenergieanlage erzeugt werden und zu unerwünschten Lasten an den sich in Windrichtung dahinter befindlichen Windenergieanlagen führen können (Wake-Effekt)
- Reduzierung von Belastungen der Windenergieanlage zum Schutz besonderer Objekte (z. B. Gasleitungen, Tanks)

Aufgrund der resultierenden Ertragseinbußen wird empfohlen, die Notwendigkeit des Sektormanagements standortbezogen zu prüfen.

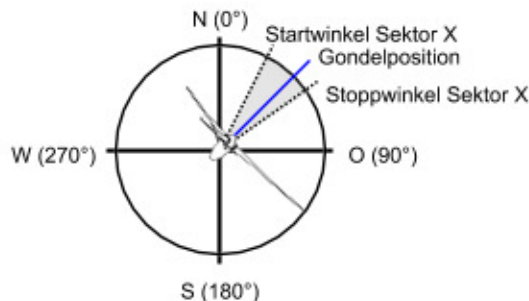
Dieses Dokument ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgendem Steuerungstyp:

- PI-CS

## 2 Parametrierung der Sektoren

Ein Sektor wird durch einen Start- und Stoppwinkel der Gondelposition sowie eine Start- und Stoppwindgeschwindigkeit gebildet. Das Sektormanagement stellt 25 Sektoren zur Verfügung. Jeder der 25 Sektoren kann durch einen Parameter aktiviert oder deaktiviert werden. Zusätzlich kann das gesamte Sektormanagement durch einen Parameter aktiviert oder deaktiviert werden.

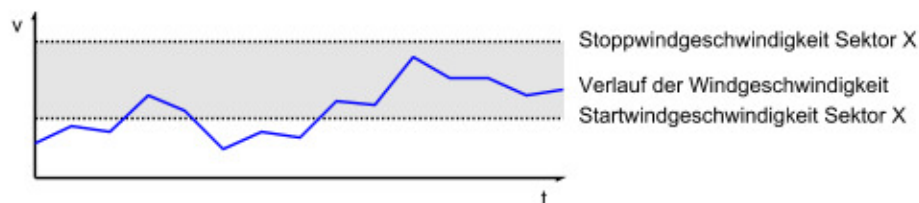
### Start- und Stoppwinkel eines Sektors



**Abb. 1: Start- und Stoppwinkel eines Sektors**

Die Start- und Stoppwinkel der Gondelposition jedes Sektors können zwischen 0° und 359° in 1°-Schritten parametrierbar werden. Der Bereich zwischen Start- und Stoppwinkel wird im Uhrzeigersinn gebildet.

### Start- und Stoppwindgeschwindigkeit eines Sektors



**Abb. 2: Start- und Stoppwindgeschwindigkeit eines Sektors**

Die Start- und Stoppwindgeschwindigkeit jedes Sektors kann zwischen 0 m/s und 60 m/s in 0,1-m/s-Schritten parametrierbar werden. Die Differenz zwischen Start- und Stoppwindgeschwindigkeit eines Sektors muss mindestens 1 m/s betragen.

Die Windgeschwindigkeitsbedingung kann pro Sektor durch einen Parameter aktiviert oder deaktiviert werden.

### Begrenzungen eines Sektors

Wenn die Bedingungen für einen Sektor erfüllt sind, können folgende Begrenzungen parametrierbar werden:

- Begrenzung der Leistung
  - Für jeden parametrierten Sektor kann eine maximale Leistung (Wirkleistung) parametrierbar werden, die die Windenergieanlage nicht überschreiten soll.
- Begrenzung des minimalen Blattwinkels
  - Für jeden parametrierten Sektor kann ein minimaler Blattwinkel parametrierbar werden, den die Windenergieanlage nicht unterschreiten soll.
- Begrenzung der Drehzahl
  - Für jeden parametrierten Sektor kann eine maximale Rotordrehzahl parametrierbar werden, die die Windenergieanlage nicht überschreiten soll.



### **Anhalten der Windenergieanlage**

Für jeden parametrisierten Sektor kann parametrisiert werden, dass die Windenergieanlage bei Betreten des Sektors anhält (Standard stop).

### 3 Durchfahren von Sektorgrenzen

Die Windenergieanlage wird abgeregelt bzw. angehalten, wenn die Gondelposition innerhalb eines parametrierten Start- und Stoppwinkels liegt und die Windgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert) innerhalb der parametrierten Start- und Stoppwindgeschwindigkeit liegt.

Verlässt die Windenergieanlage den Sektor, wird die Abregelung erst nach Ablauf von 60 s, das Anhalten erst nach Ablauf von 10 min aufgehoben. Auf diese Weise wird verhindert, dass die Windenergieanlage z. B. bei böigen Windverhältnissen ständig zwischen normalem und abgeregeltem Betrieb wechselt.

Wenn zwei oder mehr Sektoren gleichzeitig aktiv sind, gelten folgende Regeln:

- Eine angeforderte Anhalteprozedur hat die höchste Priorität.
- Die Grenze für den minimalen Blattwinkel wird auf den höchsten Wert aller aktiven Sektoren gesetzt.
- Die Wirkleistungsgrenze wird auf den niedrigsten Wert aller aktiven Sektoren gesetzt.
- Die Rotordrehzahlgrenze wird auf den niedrigsten Wert aller aktiven Sektoren gesetzt



Das Sektormanagement hält die Windenergieanlage nicht während einer Turmkabelentdrillung und auch nicht während einer Positionierung der Gondel bei Eisansatz an, da die Windenergieanlage dann bereits angehalten ist und die Windrichtung nicht mehr mit der Gondelposition übereinstimmt.

Um Leistungssprünge beim Durchfahren der Sektorgrenzen zu verhindern, sind Leistungsgradienten definiert. Sie gelten für alle Sektoren.

## 4 Dokumentation

Für jeden der 25 Sektoren wird aufgezeichnet, wie lange die Windenergieanlage im jeweiligen Sektor war. Die Daten können auf Wunsch zur Verfügung gestellt werden.

## 5 Parameter

### 5.1 Aktivierung Sektormanagement

**Parameter:** *WALV1/Sect1.ActSectMgt* (Activate sector management)

Gibt an, ob das Sektormanagement aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### 5.2 Aktivierung von Sektor X

**Parameter:** *WALV1/Sect1.ActSectX* (Activate sector X)

Gibt an, ob der Sektor X ( $X = 1 - 25$ ) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

### 5.3 Startwinkel Sektor X

**Parameter:** *WALV1/Sect1.StrAngSectX* (Start angle sector X)

Gibt den Startwinkel für den Sektor X ( $X = 1 - 25$ ) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 359°	0

### 5.4 Stoppwinkel Sektor X

**Parameter:** *WALV1/Sect1.StopAngSectX* (Stop angle sector X)

Gibt den Stoppwinkel für den Sektor X ( $X = 1 - 25$ ) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 359°	0

### 5.5 Aktivierung Windgeschwindigkeitsbedingung Sektor X

**Parameter:** *WALV1/Sect1.ActWdSpdSectX* (Activate wind speed sector X)

Gibt an, ob die Windgeschwindigkeitsbedingung für den Sektor X ( $X = 1 - 25$ ) aktiviert oder deaktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

## 5.6 Startwindgeschwindigkeit Sektor X

**Parameter:** *WALV1/Sect1.StrWdSpdSectX* (Start wind speed sector X)

Gibt die Startwindgeschwindigkeit für den Sektor X (X = 1 – 25) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 60 m/s	0 m/s

## 5.7 Stoppwindgeschwindigkeit Sektor X

**Parameter:** *WALV1/Sect1.StopWdSpdSectX* (Stop wind speed sector X)

Gibt die Stoppwindgeschwindigkeit für den Sektor X (X = 1 – 25) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 60 m/s	0 m/s

## 5.8 Maximale Wirkleistung Sektor X

**Parameter:** *WALV1/Sect1.LimPwrSectX* (Limit power sector X)

Gibt die Begrenzung der maximalen Wirkleistung für den Sektor X (X = 1 – 25) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
10 – 6000 kW	windenergieanlagenspezifisch

## 5.9 Minimaler Blattwinkel Sektor X

**Parameter:** *WALV1/Sect1.LimBlAngSectX* (Limit blade angle sector X)

Gibt die Begrenzung des minimalen Blattwinkels für den Sektor X (X = 1 – 25) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
-4 – +30°	windenergieanlagenspezifisch

## 5.10 Minimale Rotordrehzahl Sektor X

**Parameter:** *WALV1/Sect1.LimRotSpdSectX* (Limit rotor speed sector X)

Gibt die Begrenzung der minimalen Rotordrehzahl für den Sektor X (X = 1 – 25) an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
2,5 – 15 U/min	windenergieanlagenspezifisch



## 5.11 Aktivierung Windenergieanlage anhalten Sektor X

**Parameter:** *WALV1/Sect1.TurStopSectX* (Turbine Stop sector X)

Gibt an, ob die Windenergieanlage im Sektor X (X = 1 – 25) anhält.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

## 6 Statusmeldungen

Tab. 1: Statusmeldungen

Typ	Nr.	Name	Beschreibung	Ausgelöste An- halteprozedur
I	13:n (n = 1 – 25)	Sector management : Wind Sector n	Das Sektormanagement hat einen reduzierten Betrieb angefordert.	-
E	13:101	Sector management : Stop by an active sector	Mindestens ein aktiver Sektor hat das Anhalten der Windenergieanlage angefordert.	Standard stop