

<b>16.1.1 Standorte der Anlagen</b>
-------------------------------------

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk- strecke verläuft durch den Einflussbe- reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes- netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe- einträchtigung"
			Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
	Ostwert	Nordwert	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Repowering WP Hinte I												<input type="checkbox"/>	
WEA 1	32377758	5920910	53	25	22.99	7	9	37.35	Groß Middlum	1	21	<input type="checkbox"/>	
WEA 2	32378120	5920947	53	25	24.51	7	9	56.88	Westerhuse n	1	2 u. 3/1	<input type="checkbox"/>	
WEA 3	32377709	5920503	53	25	9.79	7	9	32.26	Groß Middlum	1	21	<input type="checkbox"/>	
WEA 4	32378160	5920555	53	25	11.86	7	9	59.60	Westerhuse n	1	21 u. 22	<input type="checkbox"/>	
WEA 5	32378608	5920606	53	25	13.88	7	10	23.79	Westerhuse n	1	78/11	<input type="checkbox"/>	
WEA 6	32378317	5920218	53	25	1.09	7	10	8.56	Westerhuse n	1	26	<input type="checkbox"/>	
WEA 7	32378738	5920276	53	25	3.31	7	10	31.26	Westerhuse n	1	53 u. 69	<input type="checkbox"/>	

**16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung**

**16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen**

Eine Gutachterliche Stellungnahme zur Risikobeurteilung Eisabwurf/Eisabfall am Windenergieanlagen-Standort WP Hinte I (Repowering) wird vor Erteilung der BImSchG-Genehmigung nachgereicht.

Anlagen:

- D02531399\_2.1\_de\_TB\_Eisansatzerkennung (PI-CS).pdf
- D0260891\_17.0\_de\_Blitzschutz Windenergieanlagen\_Technische Beschreibung.pdf
- D0410523\_6.3\_Technische Beschreibung\_Rotorblätter mit optimiertem Blitzschutzsystem\_ger.pdf
- D02547282\_0.1-Notstromversorgung der Befeuerung für Windenergieanlagen in Dt.pdf
- D02531399\_2.1\_de\_TB\_Eisansatzerkennung (PI-CS)\_1.pdf
- D0977373\_2.0\_de\_TÜV NORD Eisansatzerkennung Kennlinienverfahren und ext. Eissensoren 8111 7247 373.pdf
- LP WP Hinte I\_Eiswarnschilder\_A3\_180424.pdf

# 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 ▪ Internet: http://www.enercon.de  
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy  
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411  
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

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

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

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

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

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

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

#### Dokumentinformation

<b>Dokument-ID</b>	D02531399/2.1-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2023-12-01	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

## 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>Wiederanlaufen der Windenergieanlage .....</b>	<b>10</b>
5.1	Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage .....	10
5.2	Manueller Wiederanlauf .....	10
5.3	Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter .....	11
5.4	Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen .....	13
5.5	Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung .....	14
5.6	Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung .....	15
<b>6</b>	<b>Parameter .....</b>	<b>16</b>
<b>7</b>	<b>Statusmeldungen .....</b>	<b>21</b>
	<b>Fachwortverzeichnis .....</b>	<b>25</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  $> +2$  °C, witterungsgeschützt heckseitig unterhalb der Gondel gemessen, die anlagenspezifischen Betriebszusammenhänge (Wind/Leistung/Blattwinkel) als Langzeit-Mittelwerte erfasst. Bei Außenlufttemperaturen  $\leq +2$  °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.

- Jede Sekunde, in der eine Abweichung vorliegt, wird der Zähler um 1 erhöht. Bei Erreichen des in MaxVallceCnt (Kap. 6.4, S. 18) 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 Eisanwachsrate 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. 19) 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.

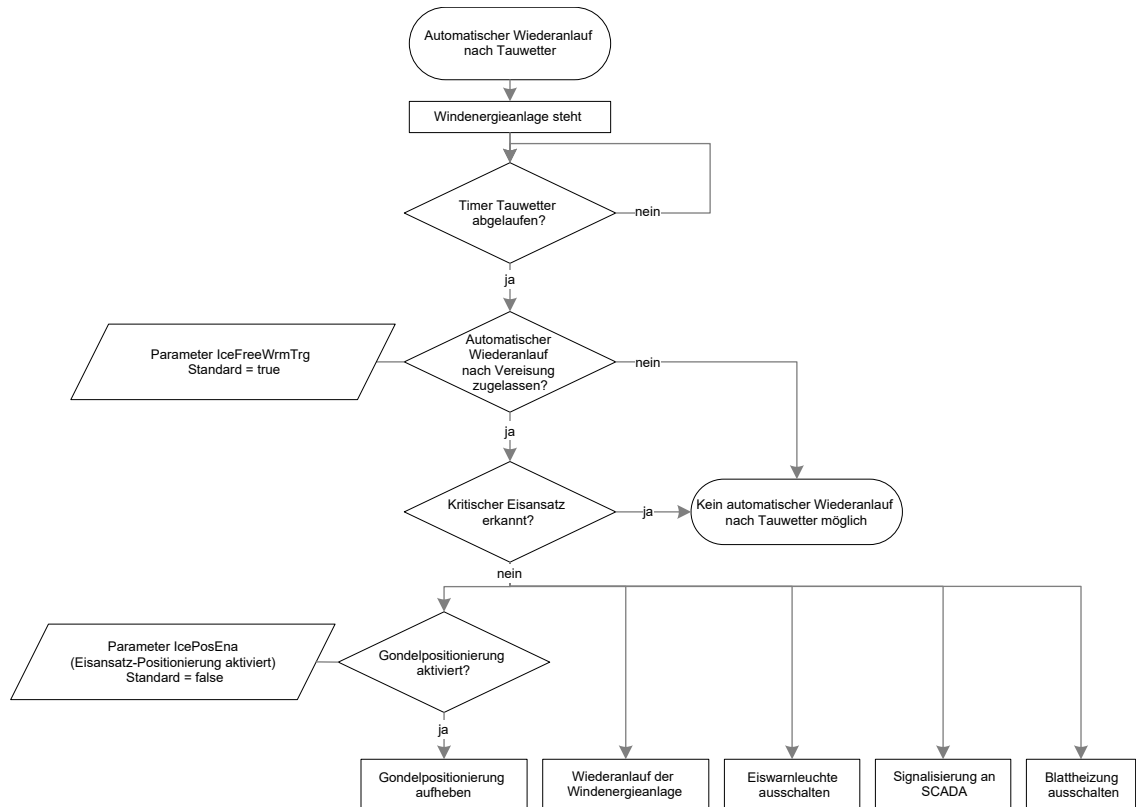
### 5.2 Manueller Wiederanlauf

Ein manuell eingeleiteter Wiederanlauf nach einer Eisansatzerkennung ist nur direkt an der Windenergieanlage nach entsprechender Sichtkontrolle durch den Betreiber möglich. Ein manuell eingeleiteter Wiederanlauf erfolgt nicht durch ENERCON.

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) = true

**Voraussetzung:**

- ✓ IceFreeWrmTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung) = true
- ✓ 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

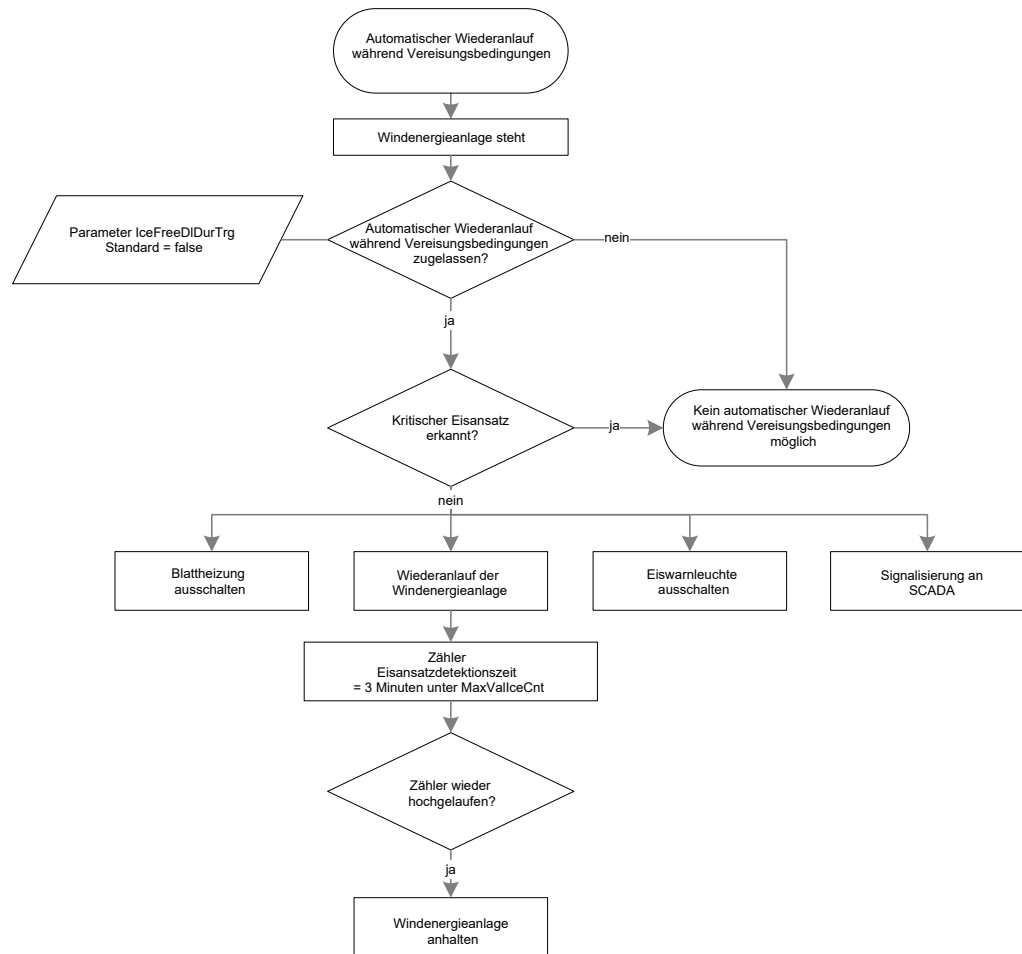


Abb. 2: Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen

### Standardeinstellung:

- IceFreeDIDurTrg (Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen) = false

### Voraussetzung:

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

Wenn der automatische Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen parametrier 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

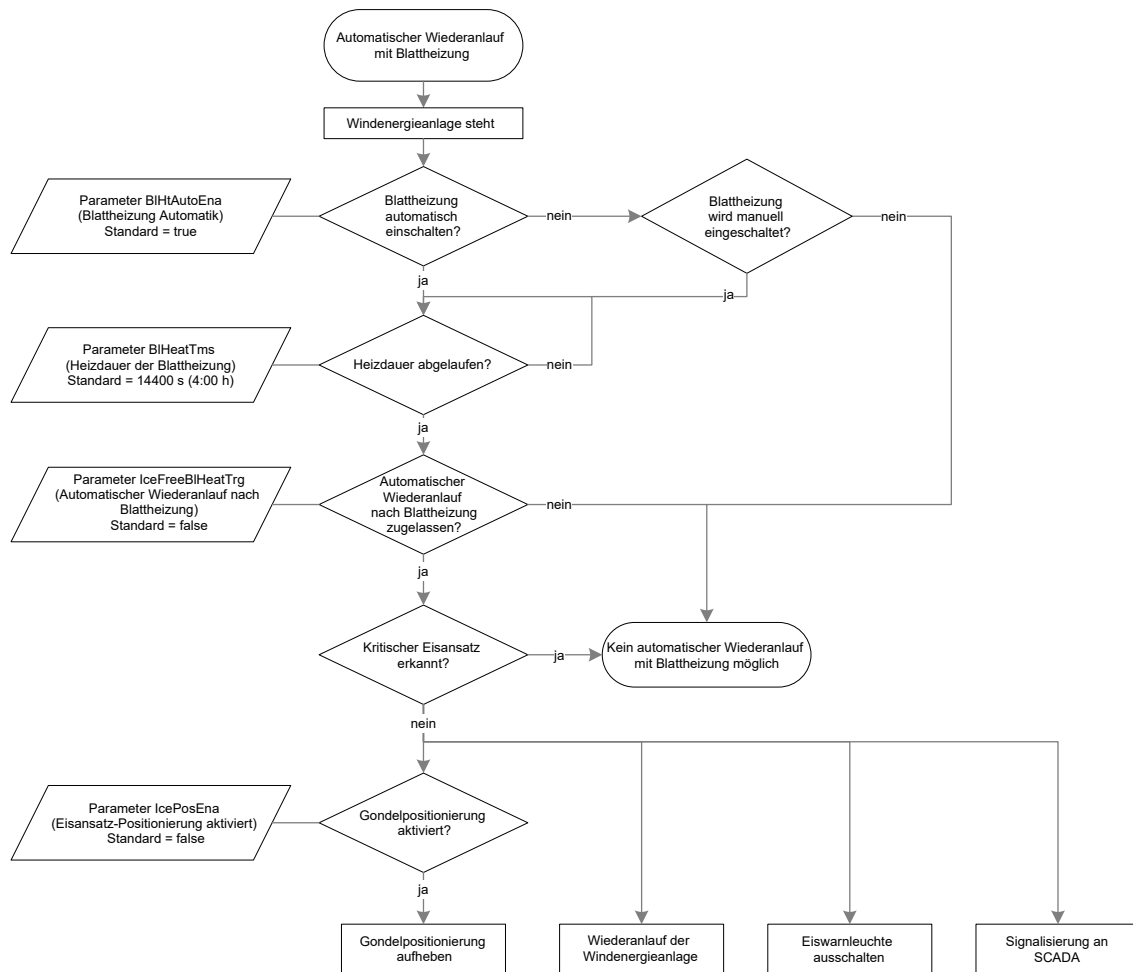


Abb. 3: Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

### Standardeinstellung:

- BIHtAutoEna (Blattheizung Automatik) = true
- IceFreeBIHeatTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = false

### Voraussetzung:

- ✓ BIHtAutoEna (Blattheizung Automatik) = true
- ✓ IceFreeBIHeatTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = true
- ✓ 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) = true
- WdFarmIceUpPctLim (Grenzwert für Windpark-Eisansatzerkennung) = 90 %

### Voraussetzung:

- ✓ IceFreeAftFarmIceTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung) = true
- ✓ 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.

Von der Inbetriebnahme der Windenergieanlage bis zur Unterzeichnung des Abnahmeprotokolls, können nur die Standardeinstellungen der Parameter 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
true/false	true

#### **Gewünschte Parametereinstellung: false**

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

Wurde der Parameter ausgeschaltet, ist eine spätere Änderung zurück zur Standardeinstellung möglich, sofern die zuvor vorgenommene sicherheitsfördernde Einstellung nicht auf einer behördlichen Anordnung beruht.

### 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 = true).

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

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	false

#### **Gewünschte Parametereinstellung: true**

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

### 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 – 518400 s (0 – 144 h)	21600 s (6 h)



## 6.4 Eisansatz-Detektionszeit

**Parameter:** *WMET1/Ice1/MaxVallIceCnt* (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 unberechtigten Abschaltung.

Bei einem automatischen Wiederanlauf während der Vereisung (Parameter *IceFreeDIDurTrg* = true) 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	
0 – 1800 s (0 – 30 Minuten)	Kritischer Standort	900 s (15 Minuten)
	Unkritischer Standort	1800 s (30 Minuten)
	<b>Länderspezifische Ausnahmen</b>	
	Deutschland BeNeLux Österreich	900 s (15 Minuten)

### Gewünschte Parametereinstellung: < 15 Minuten

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

15 Minuten sowie kürzere Eisansatz-Detektionszeiten sind zertifiziert und entsprechen dem Stand der Technik.

### Gewünschte Parametereinstellung: > 15 Minuten

In Deutschland, BeNeLux und Österreich gilt der Standard von 15 Minuten gemäß Stand der Technik und darf nicht erhöht werden.

Die gewünschte Parametereinstellung in allen weiteren Ländern umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

## 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* = false, erhöht sich ggf. das Eiswurfrisiko!

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	true

### **Gewünschte Parametereinstellung: false**

Gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- ein zusätzliches Eisansatzerkennungssystem vorhanden ist, welches Eisfreiheit im Stillstand feststellen kann oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

Wurde der Parameter ausgeschaltet, ist eine spätere Änderung zurück zur Standardeinstellung möglich, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

## 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. Dies kann zu erhöhten Lasten auf den Rotorblättern führen, kann die Windenergieanlage negativ beeinflussen sowie ggf. das Eiswurfisiko erhöhen.**

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

### Gewünschte Parametereinstellung: verringern

Ausschließlich die Normale Sensitivität (und höhere) entsprechen dem Stand der Technik.

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

### Gewünschte Parametereinstellung: erhöhen

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

Die normale, erhöhte und hohe Sensitivität sind zertifiziert und entsprechen dem Stand der Technik.

## 7 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 Anhalteprozedur
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> <p>Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage über der Obergrenze und die Außentemperatur liegt unter 2 °C.</p>	-
I	14:101	ice free: manual restart	<p>Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines manuellen Wiederanlaufs im Zustand <i>IceFree ManualReset</i>.</p> <p>Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i>, kann ein manueller Reset über das HMI ausgelöst werden.</p>	-
I	14:151	ice free: delayed restart	<p>Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines verzögerten automatischen Wiederanlaufs nach der vordefinierten Dauer von Parameter <i>IceDIDurTmh</i> im Zustand <i>IceFree DelayRestart</i>.</p> <p>Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i>, kann ein automatischer Wiederanlauf aktiviert werden und löst nach einer vordefinierten Zeit einen Wiederanlauf der Windenergieanlage aus.</p>	-
I	14:152	ice free: blade heating	<p>Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines vollständigen Durchlaufs des Blattheizungszyklus im Zustand <i>IceFree BladeHeating</i>.</p> <p>Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i>, kann zum Zustand <i>IceFree BladeHeating</i> gewechselt werden, wenn der Blattheizungszyklus vollständig durchlaufen wurde. Diese Funktionalität muss aktiviert sein.</p>	-

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
I	14:153	ice free: thaw	Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund von Außentemperaturen 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 standstill	Wenn die Windenergieanlage aufgrund eines präventiven Stillstands angehalten ist, wechselt sie bei geringen Windgeschwindigkeiten in den Zustand <i>IceFree PreventiveStandstill</i> .	-
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

## 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 ▪ Internet: http://www.enercon.de  
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy  
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411  
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

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

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

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

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

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

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

#### Dokumentinformation

<b>Dokument-ID</b>	D0260891/17.0-de
<b>Vermerk</b>	Originaldokument

<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2023-04-11	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

### Mitgeltende Dokumente

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

Dokument-ID	Dokument
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>
<b>2.1</b>	<b>Fangeinrichtungen</b> .....	<b>8</b>
2.1.1	Maschinenhaus .....	8
2.1.2	Rotorblatt .....	8
<b>2.2</b>	<b>Ableitungen</b> .....	<b>9</b>
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
<b>2.3</b>	<b>Erdungsanlage</b> .....	<b>11</b>
<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

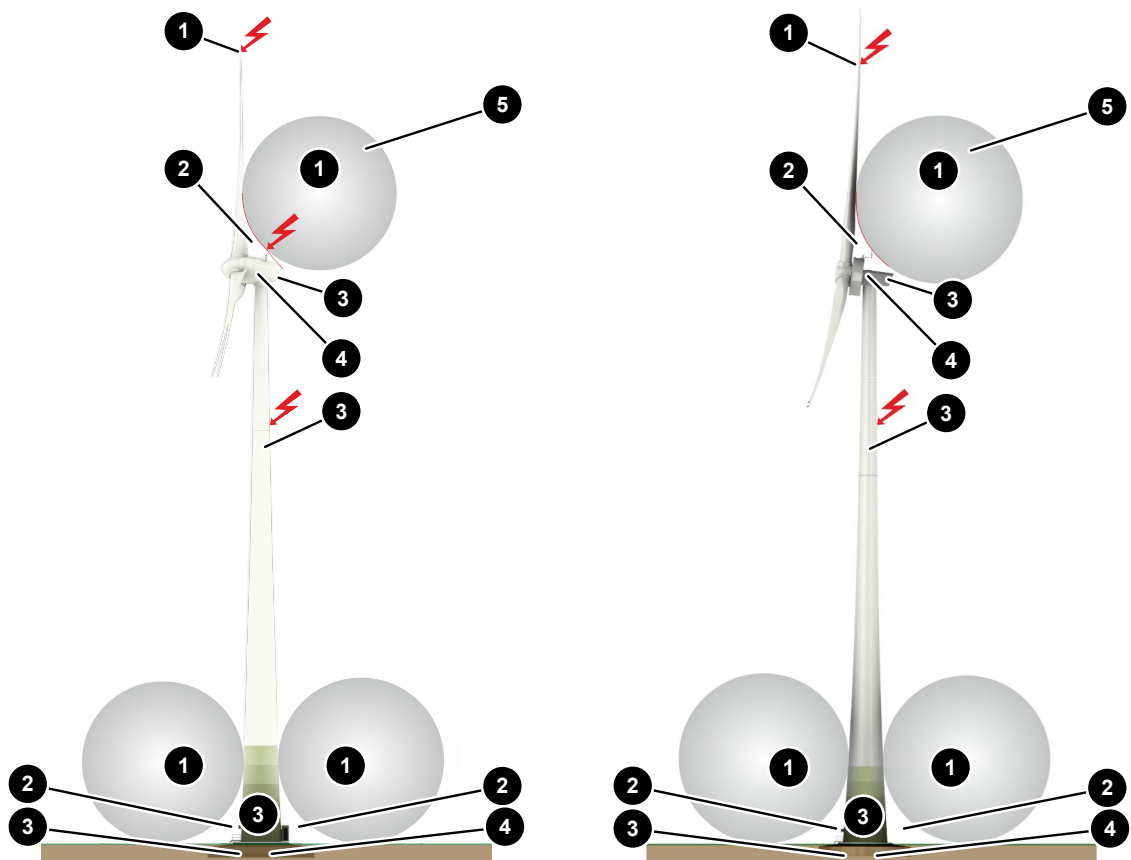


Abb. 1: Blitzschutzzonen, Gondel in Tropfenform (links) und Gondel in Kompaktform/E-Gondel (rechts), Beispiel

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

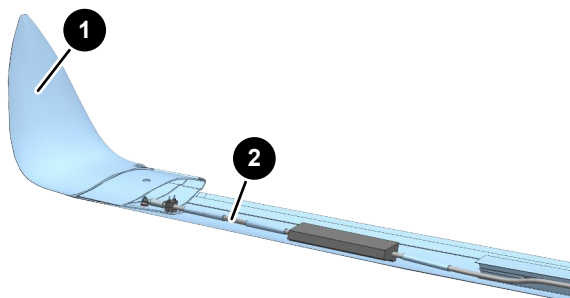


Abb. 2: Blattspitze mit Blitzableiter

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.

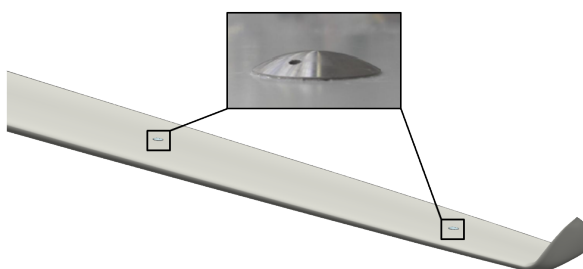


Abb. 3: Rotorblatt mit Rezeptoren auf der Druck- und Saugseite, Beispiel



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.

Je nach Aufbau des Rotorblatts wird der direkte Anschluss um zusätzliche Schleifkontakte erweitert.

### **2.2.2 Rotor – Maschinenträger**

Der Blitzstrom wird durch symmetrisch angeordnete Funkenstrecken unabhängig von dem momentanen Rotorblattwinkel und der Stellung des Rotors zur tragenden Struktur geführt.

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.

Je nach Windenergieanlage sind Schleifkontakte in Form von Kohlebürsten anstelle der Funkenstrecken verbaut.

Je nach Windenergieanlage gibt es eine direkte Verbindung vom Rotor zum Maschinenträger. Die Ableitung des Blitzstroms erfolgt hier über die Lager der verschiedenen Komponenten.

### 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

#### Stahltürme

Der Stahlrohrturm und der modulare Stahlurm sind leitfähig, so dass ein Blitzstrom über den Turm abgeleitet wird. Die Verbindungsflächen der einzelnen Sektionen und Sektionsbleche sind leitfähig und mit einander verschraubt. Hierdurch wird die Ableitung des Blitzstroms von Sektion zu Sektion sichergestellt.

2 am Turm angeschweißte Laschen dienen dem Anschließen der Anschlussfahnen des Fundamenters. Besteht die unterste Sektion aus mehreren Sektionsblechen, werden diese jeweils mit einem zusätzlichen, inneren Erdungsring verbunden, an welchem die 2 Anschlussfahnen des Fundamenters angeschlossen werden.

#### Hybridturm

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

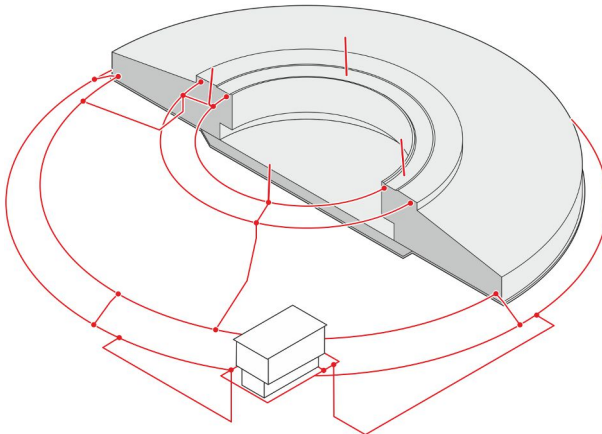
Jedes Betonsegment verfügt über 4 vertikal geführte Bandstähle, welche mit der inneren Bewehrung verbunden sind. Die Enden des Bandstahls sind mit Gewindehülsen versehen. Die Gewindehülsen werden mit den Verbindungslaschen des nächsten Segments verbunden. Hierdurch wird der Spalt zwischen den Segmenten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

### 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 Ringerder 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

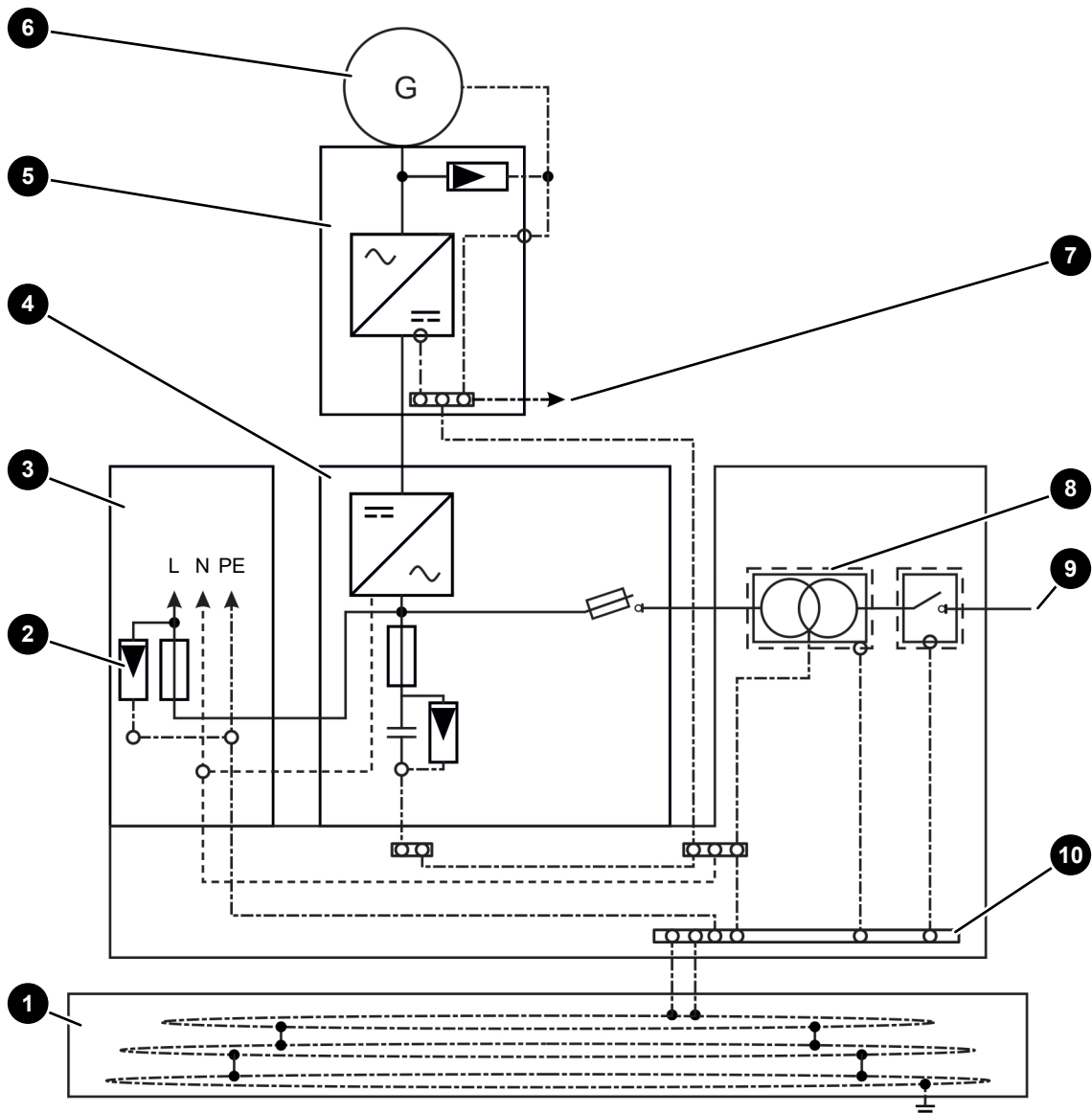


Abb. 5: Schematischer Aufbau des Potentialausgleichssystems und der Überspannungsableiter

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

	Maschinenhaus	Blattanschluss – Rotor			Rotor – Maschinenträger			Maschinenträger – Turm
	Faradayscher Käfig	Rollenblitzabnehmer	Schleifkontakte	Direkter Anschluss	Funkenstrecken	Schleifkontakte	Direkter Anschluss	Zusätzliche Schleifkontakte
<b>E-160 EP5 E3 R1</b>	-	-	X	X	-	X	-	-
<b>E-175 EP5</b>	-	-	-	X	-	-	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.

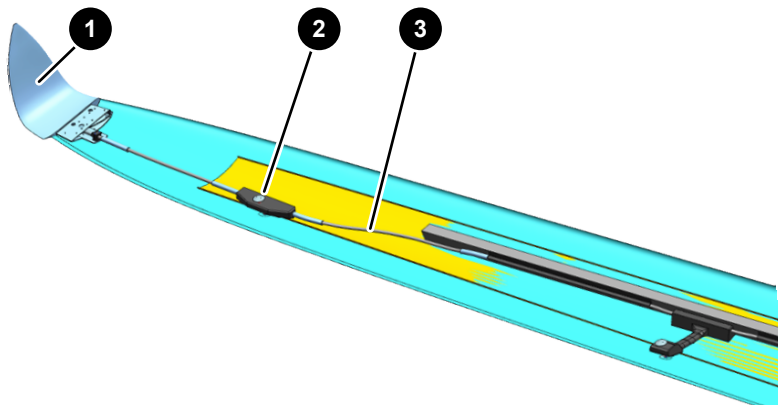
## Bisherige Blitzschutzsysteme

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 die Auffangwirksamkeit zu verbessern und gleichzeitig den Einfluss auf Radarsysteme weiter zu verringern.



**Abb. 1: Optimiertes Blitzschutzsystem im Rotorblatt**

1	Blattspitze	2	Rezeptor
3	Aluminiumleitung mit Polyurethan-Isolierung		

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

Das optimierte Blitzschutzsystem wird bei den Rotorblättern der Baureihen EP2, EP3 und EP4 eingesetzt.

## 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			
	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

## 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

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 ▪ Internet: http://www.enercon.de  
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy  
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411  
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

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

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

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

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

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

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

#### Dokumentinformation

<b>Dokument-ID</b>	D02531399/2.1-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2023-12-01	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

## 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>Wiederanlaufen der Windenergieanlage .....</b>	<b>10</b>
5.1	Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage .....	10
5.2	Manueller Wiederanlauf .....	10
5.3	Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter .....	11
5.4	Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen .....	13
5.5	Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung .....	14
5.6	Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung .....	15
<b>6</b>	<b>Parameter .....</b>	<b>16</b>
<b>7</b>	<b>Statusmeldungen .....</b>	<b>21</b>
	<b>Fachwortverzeichnis .....</b>	<b>25</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  $> +2$  °C, witterungsgeschützt heckseitig unterhalb der Gondel gemessen, die anlagenspezifischen Betriebszusammenhänge (Wind/Leistung/Blattwinkel) als Langzeit-Mittelwerte erfasst. Bei Außenlufttemperaturen  $\leq +2$  °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.

- Jede Sekunde, in der eine Abweichung vorliegt, wird der Zähler um 1 erhöht. Bei Erreichen des in MaxVallceCnt (Kap. 6.4, S. 18) 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. 19) 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.

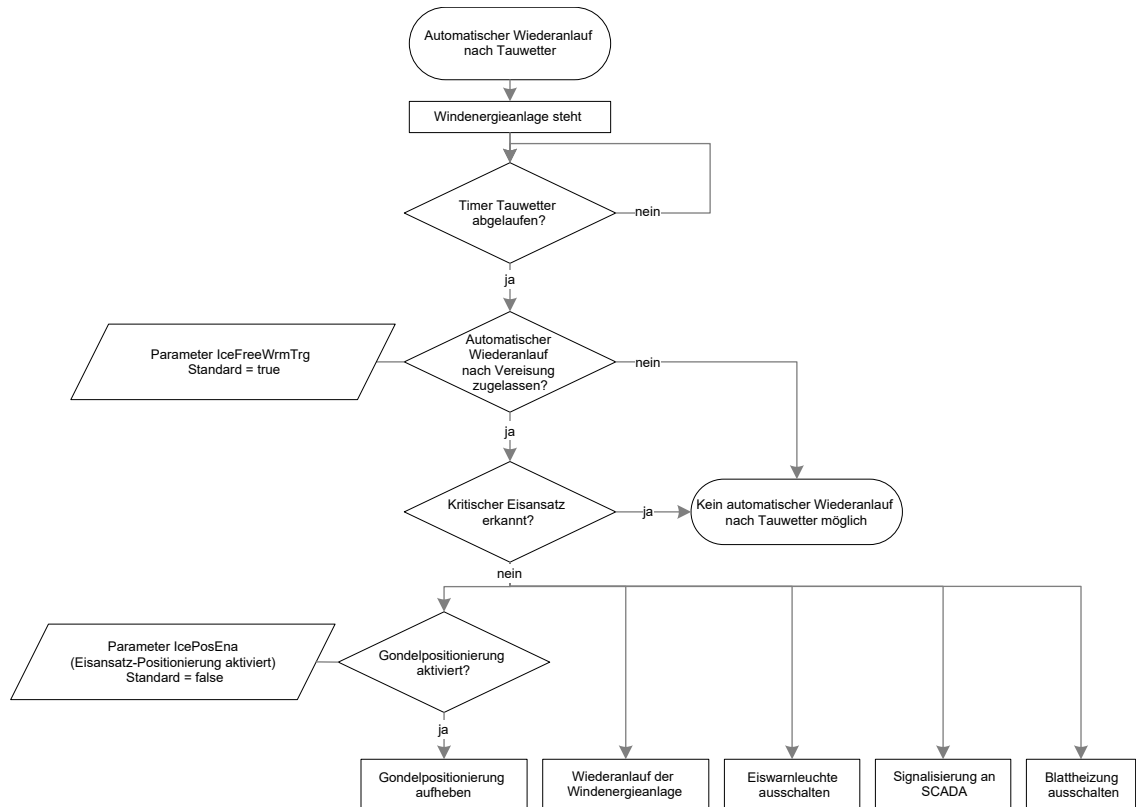
### 5.2 Manueller Wiederanlauf

Ein manuell eingeleiteter Wiederanlauf nach einer Eisansatzerkennung ist nur direkt an der Windenergieanlage nach entsprechender Sichtkontrolle durch den Betreiber möglich. Ein manuell eingeleiteter Wiederanlauf erfolgt nicht durch ENERCON.

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) = true

**Voraussetzung:**

- ✓ IceFreeWrmTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung) = true
- ✓ 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) = false

### Voraussetzung:

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

Wenn der automatische Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen parametrier 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:

- BIHtAutoEna (Blattheizung Automatik) = true
- IceFreeBIHeatTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = false

### Voraussetzung:

- ✓ BIHtAutoEna (Blattheizung Automatik) = true
- ✓ IceFreeBIHeatTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = true
- ✓ 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

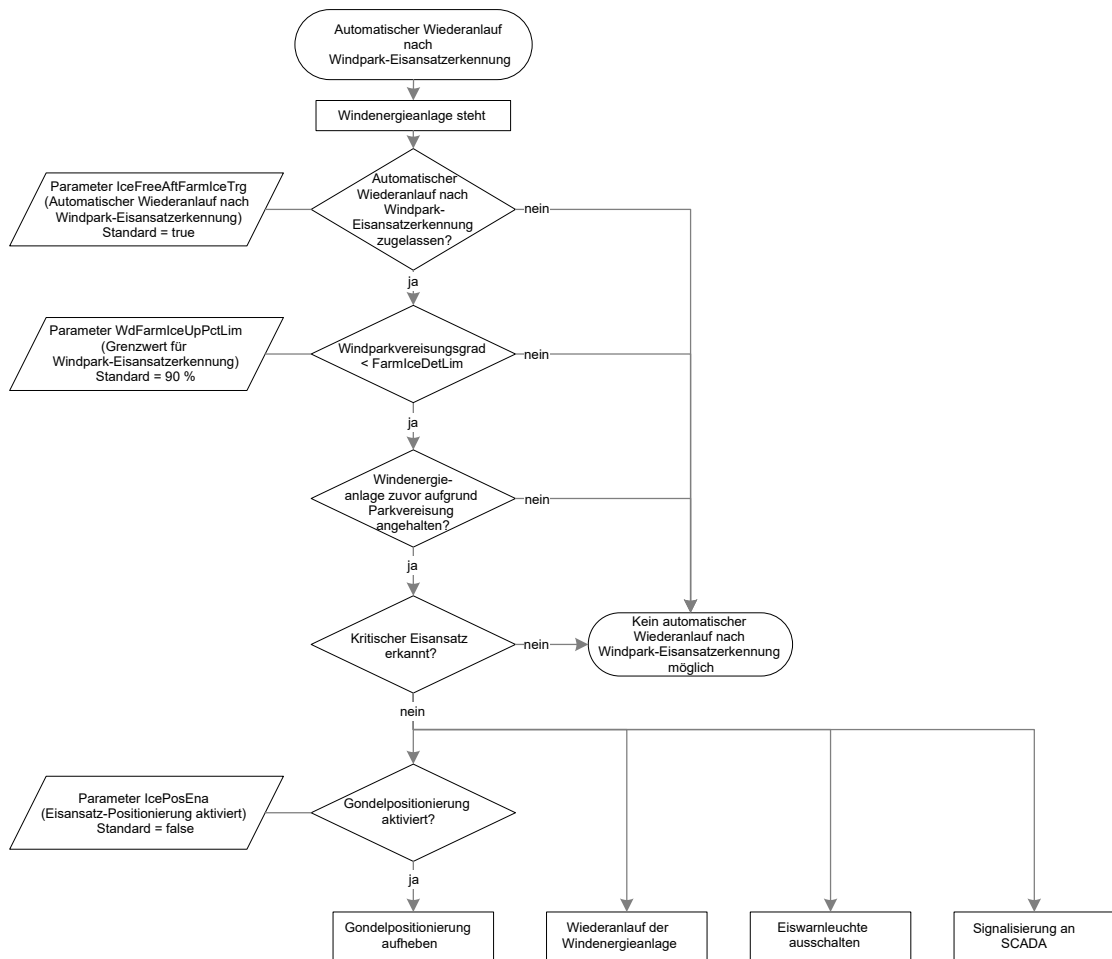


Abb. 4: Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

### Standardeinstellung:

- IceFreeAftFarmIceTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung) = true
- WdFarmIceUpPctLim (Grenzwert für Windpark-Eisansatzerkennung) = 90 %

### Voraussetzung:

- ✓ IceFreeAftFarmIceTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung) = true
- ✓ 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.

Von der Inbetriebnahme der Windenergieanlage bis zur Unterzeichnung des Abnahmeprotokolls, können nur die Standardeinstellungen der Parameter 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
true/false	true

#### **Gewünschte Parametereinstellung: false**

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

Wurde der Parameter ausgeschaltet, ist eine spätere Änderung zurück zur Standardeinstellung möglich, sofern die zuvor vorgenommene sicherheitsfördernde Einstellung nicht auf einer behördlichen Anordnung beruht.

### 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 = true).

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

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	false

#### **Gewünschte Parametereinstellung: true**

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

### 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 – 518400 s (0 – 144 h)	21600 s (6 h)

## 6.4 Eisansatz-Detektionszeit

**Parameter:** *WMET1/Ice1/MaxVallIceCnt* (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 unberechtigten Abschaltung.

Bei einem automatischen Wiederanlauf während der Vereisung (Parameter *IceFreeDIDurTrg* = true) 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	
0 – 1800 s (0 – 30 Minuten)	Kritischer Standort	900 s (15 Minuten)
	Unkritischer Standort	1800 s (30 Minuten)
	<b>Länderspezifische Ausnahmen</b>	
	Deutschland BeNeLux Österreich	900 s (15 Minuten)

### Gewünschte Parametereinstellung: < 15 Minuten

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

15 Minuten sowie kürzere Eisansatz-Detektionszeiten sind zertifiziert und entsprechen dem Stand der Technik.

### Gewünschte Parametereinstellung: > 15 Minuten

In Deutschland, BeNeLux und Österreich gilt der Standard von 15 Minuten gemäß Stand der Technik und darf nicht erhöht werden.

Die gewünschte Parametereinstellung in allen weiteren Ländern umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

## 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* = false, erhöht sich ggf. das Eiswurfrisiko!

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	true

### **Gewünschte Parametereinstellung: false**

Gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- ein zusätzliches Eisansatzerkennungssystem vorhanden ist, welches Eisfreiheit im Stillstand feststellen kann oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

Wurde der Parameter ausgeschaltet, ist eine spätere Änderung zurück zur Standardeinstellung möglich, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

## 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. Dies kann zu erhöhten Lasten auf den Rotorblättern führen, kann die Windenergieanlage negativ beeinflussen sowie ggf. das Eiswurfisiko erhöhen.**

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

### Gewünschte Parametereinstellung: verringern

Ausschließlich die Normale Sensitivität (und höhere) entsprechen dem Stand der Technik.

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

### Gewünschte Parametereinstellung: erhöhen

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

Die normale, erhöhte und hohe Sensitivität sind zertifiziert und entsprechen dem Stand der Technik.

## 7 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 Anhalteprozedur
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>	-

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
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> <p>Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage über der Obergrenze und die Außentemperatur liegt unter 2 °C.</p>	-
I	14:101	ice free: manual restart	<p>Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines manuellen Wiederanlaufs im Zustand <i>IceFree ManualReset</i>.</p> <p>Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i>, kann ein manueller Reset über das HMI ausgelöst werden.</p>	-
I	14:151	ice free: delayed restart	<p>Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines verzögerten automatischen Wiederanlaufs nach der vordefinierten Dauer von Parameter <i>IceDIDurTmh</i> im Zustand <i>IceFree DelayRestart</i>.</p> <p>Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i>, kann ein automatischer Wiederanlauf aktiviert werden und löst nach einer vordefinierten Zeit einen Wiederanlauf der Windenergieanlage aus.</p>	-
I	14:152	ice free: blade heating	<p>Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines vollständigen Durchlaufs des Blattheizungszyklus im Zustand <i>IceFree BladeHeating</i>.</p> <p>Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i>, kann zum Zustand <i>IceFree BladeHeating</i> gewechselt werden, wenn der Blattheizungszyklus vollständig durchlaufen wurde. Diese Funktionalität muss aktiviert sein.</p>	-

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
I	14:153	ice free: thaw	Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund von Außentemperaturen 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 standstill	Wenn die Windenergieanlage aufgrund eines präventiven Stillstands angehalten ist, wechselt sie bei geringen Windgeschwindigkeiten in den Zustand <i>IceFree PreventiveStandstill</i> .	-
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.

## Gutachten

### Eisansatzerkennung an Rotorblättern von ENERCON Windenergieanlagen durch das ENERCON- Kennlinienverfahren und externe Eissensoren

Erstellt im Auftrag für

ENERCON  
Dreekamp 5 F&E  
26605 Aurich  
Deutschland

Revision	Datum	Änderungen
0	17.06.2020	Erste Fassung
1	09.12.2021	Neue Portierung für das Eiskennlinienverfahren, Dokumente /17/ und /18/ aufgenommen.
2	28.02.2022	Kapitel 1 aktualisiert

**TÜV NORD Bericht-Nr.:** 8111 7247 373 D Rev.2

**Gegenstand der Prüfung:** Eisansatzerkennung und Anlagenverhalten bei Eisansatz an ENERCON Windenergieanlagen

**Anlagenhersteller:** ENERCON  
Dreekamp 5 F&E  
26605 Aurich  
Deutschland

**Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:**

Verfasser	Dipl.-Ing. (FH) G. Ewald Sachverständiger	Hamburg, 28.02.2022
Geprüft durch	Dipl.-Ing. O. Raupach Sachverständiger	Hamburg, 28.02.2022

**Für weitere Auskünfte:**

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG  
Gunnar Ewald  
Große Bahnstraße 31  
22525 Hamburg  
Tel.: +49 40 8557 1449  
E-Mail: [gewald@tuev-nord.de](mailto:gewald@tuev-nord.de)

**Inhalt**

1 Einleitung..... 4

2 Geltungsbereich ..... 5

3 ENERCON-Kennlinienverfahren ..... 5

    3.1 Prinzip der Eisansatzerkennung..... 5

    3.2 Ansprechverhalten und Eigensicherheit ..... 6

    3.3 Integration in das Betriebsführungssystem..... 6

    3.4 Wiederanlaufen nach Vereisung ohne externes Eisansatz-  
 erkennungssystem ..... 7

    3.5 Einstellung und Prüfung des Systems ..... 8

    3.6 Bewertung nach Stand der Technik..... 8

4 ENERCON-Schnittstelle zur Integration von weiteren Eisansatz-  
 erkennungssystemen ..... 9

    4.1 Zuverlässige Abschaltung der WEA bei Eisansatz o. Nicht-Verfügbarkeit10

    4.2 Wiederanlaufverfahren nach Vereisung ..... 10

5 Wölfel (IDD.Blade)..... 11

    5.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit ..... 12

    5.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems..... 12

    5.3 Bewertung nach Stand der Technik..... 12

6 Fos4X..... 13

    6.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit ..... 13

    6.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems..... 13

    6.3 Bewertung nach Stand der Technik..... 14

7 Eologix..... 14

    7.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit ..... 15

    7.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems..... 15

    7.3 Bewertung nach Stand der Technik..... 16

8 ENERCON-Blattheizung..... 16

9 Dokumente und Literaturverzeichnis ..... 19

    9.1 Geprüfte und mitgeltende Dokumente..... 19

    9.2 Literatur ..... 21

## 1 Einleitung

Die Rotorblätter von Windenergieanlagen (WEA) können bei ungünstigen Bedingungen Eis, Reif oder Schnee ansammeln. Aus der Eisschicht können sich durch Abtauen, Fliehkraft oder Blattverformung Eisbrocken ablösen, die im Betrieb der Anlage vom Rotorblatt abgeworfen werden („Eiswurf“) und zu Personen- oder Sachschäden im Wurfbereich der Anlage führen können. Ab einer bestimmten Masse der abgeworfenen Eisstücke besteht damit eine zu beachtende Gefahr. Auf Grund der Bestimmungen des § 5 BImSchG ist daher grundsätzlich ein Eisansatzerkennungssystem einzusetzen, welches dem „Stand der Technik“ zugeordnet werden kann und welches Gefahren durch Eiswurf nach dem Stand der Technik abwendet.

Eisansatzerkennungssysteme dienen dem Zweck, dass die Anlage bei erkannter Vereisung der Rotorblätter abgeschaltet wird und somit keine Gefahr von Eiswurf mehr besteht. Das Eis wird dann von den Blättern der stehenden bzw. trudelnden Anlage abfallen („Eisfall“), bevor die Anlage wieder in den Betrieb genommen wird. Eisansatzerkennungssysteme verfügen generell über einen Sensor und eine Auswerteeinheit. Das Sensorsignal wird durch vereiste Rotorblätter beeinflusst und kann beispielsweise die Leistung der Anlage oder die Blattbeschleunigung sein. Die Auswerteeinheit übernimmt die Aufgabe, das Sensorsignal auszuwerten und daraus einen Indikator für Vereisung zu generieren.

Um die Gefahren von Eiswurf zu reduzieren, wird in allen ENERCON Windenergieanlagen serienmäßig die Eisansatzerkennung nach dem ENERCON Kennlinienverfahren eingesetzt.

Zusätzlich können externe Eisansatzerkennungssysteme der Fa. eologix, Fa. fos4X und Fa. Wölfel, betrieben werden. Die externen Eisansatzerkennungssysteme können ab Werk oder als Nachrüstung eingesetzt werden /1/.

Im vorliegenden Gutachten wird das serienmäßig in allen ENERCON Windenergieanlagen vorhandene Kennlinienverfahren, die Integration der optionalen Systeme von Eologix, fos4X und Wölfel, sowie die ENERCON Blattheizung zusammenfassend bewertet. Im Einzelnen werden für die Eisansatzerkennungssysteme die folgenden Aspekte betrachtet:

- a) Ansprechverhalten und Eigensicherheit,
- b) Integration in das Betriebsführungssystem (zuverlässige Abschaltung der Anlage bei Eisansatz, Sicherheit beim Wiederauffahren),
- c) Einstellung und Prüfung des Systems (standortspezifische Einstellungen / Abnahme / wiederkehrende Prüfungen erforderlich),
- d) Stand der Technik.

Die Bewertung erfolgt jeweils in Bezug auf das sichere Abschalten der WEA bei kritischem Eisansatz an den Rotorblättern. Anhaltspunkte zur Bewertung liefern das von der



Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord herausgegebene *Merkblatt für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen in Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz /19/, Kapitel 3.1 Sicherheitsnachweise hinsichtlich Eisabwurf*, in der aktuellen Fassung vom Oktober 2019.

Eine Bewertung hinsichtlich Eisfall ist nicht Teil des vorliegenden Gutachtens, denn Eisfall von einer stehenden bzw. trudelnden Anlage kann nicht verhindert werden. Die Gefahr bezüglich Eisfall sollte immer standortspezifisch, in Abhängigkeit gefährdeter Objekte im für Eisfall kritischen Radius um die Anlage bewertet werden.

## 2 Geltungsbereich

Dieses Gutachten ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgenden Betriebssystemen:

- CS48
- CS82
- CS101
- CS126
- EP3-CS-02
- EP4-CS-01
- EP5-CS-03
- PI-CS

Das Gutachten bezieht sich auf die ENERCON-Standard Einstellungen der Parameter. Änderungen an den Parametern sind nur durch ENERCON möglich. Diese Änderungen müssen von dem Kunden extra Beauftragt werden und werden vor der Umsetzung von ENERCON nochmals geprüft.

## 3 ENERCON-Kennlinienverfahren

Das Prinzip der Eisansatzerkennung und die einzelnen Prüfergebnisse in Bezug auf die Aspekte Ansprechverhalten und Eigensicherheit, Integration in das Betriebssystem (zuverlässige Abschaltung der Anlage bei Eisansatz, Sicherheit beim Wiederaufstart), Einstellung und Prüfung des Systems, sowie die abschließende Bewertung zum Stand der Technik werden nachfolgend zusammenfassend dargestellt. Die detaillierte Prüfung der Eisansatzerkennung mit dem ENERCON-Kennlinienverfahren ist im Gutachten /3/ des TÜV NORD beschrieben.

### 3.1 Prinzip der Eisansatzerkennung

Das serienmäßig in allen ENERCON Windenergieanlagen enthaltene Eisansatzerkennungsverfahren ist ein Kennlinienverfahren, welches die anlagenspezifische Wind-Leistungs- und Wind-Blattwinkelkennlinie mit einem empirisch ermittelten Toleranzband vergleicht. Bei Außenlufttemperaturen  $\leq +2$  °C werden die aktuellen Betriebsdaten mit den Langzeit-Mittelwerten verglichen, da es in diesem Temperaturbereich zu Eisansatz an den Rotorblättern kommen kann. Wenn die Betriebsdaten von der Leistungskurve im

Rahmen einer gleitenden Mittelung außerhalb des Toleranzbands liegen, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudelbetrieb), da dies auf ein durch Eisansatz verändertes aerodynamisches Rotorblatt-Profil hinweisen kann.

Im Volllastbereich wird die Anlage ggf. auch mit vereisten Rotorblättern die volle elektrische Leistung erbringen, so dass anhand dieses Parameters keine Vereisung mehr zu erkennen ist. Die Anlage wird bei Erreichen der vollen elektrischen Leistung unter Anwendung des Regelalgorithmus die Rotorblattwinkel zur Leistungs- und Drehzahlregelung verstellen. Deshalb wird neben den Leistungskennwerten auch der Rotorblattwinkel mit den Referenzwerten des unvereisten Produktionsbetriebs bei gleicher Windgeschwindigkeit verglichen. Bei Abweichung im anliegenden Rotorblattwinkel gegenüber dem Referenzwert wird ebenfalls von einer Veränderung der aerodynamischen Beiwerte der Rotorblätter aufgrund von Vereisung ausgegangen und die Anlage wird angehalten (Trudelbetrieb).

### 3.2 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

Sowohl die Prüfung des Algorithmus als auch die Analyse der Messergebnisse deuten darauf hin, dass der von ENERCON implementierte Eisdetektionsalgorithmus /18/ mit hinreichend hoher Zuverlässigkeit eine kritische Vereisung der Rotorblätter erkennen kann.

Eine wichtige Voraussetzung für diese Aussage ist, dass die kritische Eisdicke größer ist als die in der Messung vorliegende Eisdicke für „light icing“. Diese Aussage wurde über eine Bewertung von Fotoaufnahmen, die im Rahmen einer 2014 erfolgten Messkampagne erstellt wurden, vorgenommen. Eine detaillierte Bewertung ist mit Bericht /3/ erfolgt. Obwohl der in den dem TÜV NORD vorliegenden Abbildungen erkennbare Vereisungsgrad eine geringere Eisdicke indiziert, als die kritische Eisdicke, liegt in diesem Schritt der Bewertungskette eine gewisse Unsicherheit. Das Kennlinienverfahren wird jedoch von ENERCON bereits seit 2003 in über 17000 Windenergieanlagen erfolgreich eingesetzt. Daher kann von einer hohen Betriebsbewährung ausgegangen werden.

### 3.3 Integration in das Betriebsführungssystem

Wie in /2/ beschrieben, wird für das Kennlinienverfahren die in der Windenergieanlage vorhandene Sensorik genutzt. Alle benötigten Eingangsgrößen wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit, Drehzahl, Leistung oder Blattwinkel sind für die Betriebsführung der Windenergieanlage notwendige Größen. Diese werden der Eisansatzerkennung zur Verfügung gestellt. Wird ein Fehler oder eine Nichtverfügbarkeit in der Sensorik festgestellt, wird die Windenergieanlage automatisch angehalten. Im Rahmen der Typenzertifizierungen wurde die verwendete Sensorik und ihre Einbindung in das Betriebsführungs- und Sicherheitssystem überprüft und die Konformität mit der IEC 61400-1 bzw. DIBt bestätigt. Da die genutzten Sensoren bereits in die Anlagen integriert und zertifiziert sind, führt die Verwendung des Kennlinienverfahrens zu keiner Veränderung in den zertifizierten Betriebsführungs- und Sicherheitssystemen und somit auch zu keiner Veränderung in den Lasten. Das zuverlässige Anhalten (Trudelbetrieb) der Anlage bei erkanntem Eisansatz durch das ENERCON Kennlinienverfahren erfolgt in gleicher Weise, wie es auch

infolge anderer Grenzwertüberschreitungen oder Störungen an der Anlage vorgesehen ist.

### 3.4 Wiederanlaufen nach Vereisung ohne externes Eisansatzerkennungssystem

Die Bedingungen für das automatische oder manuelle Wiederanlaufen der Windenergieanlage sind in /1/ und /2/ für die möglichen Situationen und Konfigurationen (bspw. Blattheizung oder Kombination mit externen Eisansatzerkennungssystem) beschrieben. Sofern kein externes Eisansatzerkennungssystem und keine Blattheizung installiert sind, sind die folgenden Fälle zum Wiederanlauf der Windenergieanlage möglich:

#### Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter (Standardeinstellung)

Wenn anhand der Außentemperaturmessungen Tauwetterlage erkannt wird und ein automatischer Wiederanlauf bei Tauwetter parametrisiert ist, nimmt die Windenergieanlage den Betrieb nach einer empirisch ermittelten Abtauformel wieder auf /2/.

Die Anlagensteuerung arbeitet hierzu mit einem Timer, der mit 360 °C Min initialisiert wird. Erst ab einer Außentemperatur von größer +2°C ist, beginnt der Timer gegen 0 zu zählen. Die Zählgeschwindigkeit hängt dabei von der Außentemperatur ab. Die folgende Tabelle zeigt die Dauer des Herabzählens auf 0 in Abhängigkeit von der Außentemperatur.

Tabelle 1: Abtauformel

Außentemperatur in °C	Dauer in Minuten
>2	3600
3	360
4	180
5	120
6	90
7	72
8	60

#### Automatischer 6-Stunden-Neustart (standardmäßig deaktiviert)

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

Diese Option ist standardmäßig deaktiviert /1/.

#### Automatischer Wiederanlauf bei Vereisungsbedingungen nach Stillstandzeiten (Präventiver Halt nach Störungen, Standardeinstellung)

Die Anlagensteuerung ermittelt bei einem Stillstand durch eine Störung unter Vereisungsbedingungen die Stillstandsdauer der Windenergieanlage. Bis zu einer Stillstandsdauer von 2 Stunden und 59 Minuten läuft die Windenergieanlage nach der Quittierung der



und ausreichend sensible Methode der Eisansatzerkennung dar. Die Prüfung des Algorithmus in Verbindung mit der Analyse der Messergebnisse zeigt, dass der von ENERCON implementierte Algorithmus mit hoher Zuverlässigkeit eine kritische Vereisung der Blätter erkennen kann. Eine gewisse Unsicherheit in der Bewertungskette liegt zwar in der Bewertung der Fotoaufnahmen bezüglich der kritischen Eisdicke, jedoch kann diese Unsicherheit deutlich durch die hohe Betriebsbewährung des Kennlinienverfahrens reduziert werden.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der von ENERCON verwendete Eiserkennungsalgorithmus /17/ dem aktuellen Stand der Technik entspricht und viele Indizien dafür sprechen, dass mit vorliegenden Einstellungen bzw. mit vorliegenden Parametern eine Eisdicke erkannt wird, die geringer ist als die kritische Eisdicke. Das ENERCON-Kennlinienverfahren erachten wir unter den genannten Voraussetzungen im Hinblick auf die zuverlässige Eisansatzerkennung und Abschaltung der WEA als ausreichend sicher und dem aktuellen Stand der Technik entsprechend. Die Sensibilität, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit des Systems haben wir bei der Bewertung berücksichtigt.

Sofern zur Vermeidung von unnötig langen (evtl. zu konservativen) Stillstandszeiten ein automatisches Anfahren der WEA auch bei Windgeschwindigkeiten oberhalb 5 m/s ermöglicht werden soll, ist eines der drei optionalen, zusätzlichen Eisansatzerkennungssysteme (eologix, fos4X, Wölfel, s. folgende Kapitel) erforderlich.

Grundsätzlich erhöht die Kombination von verschiedenen Eisansatzerkennungssystemen an einer Windenergieanlage die Sicherheit der Eisansatzerkennung weiter. Hieraus lässt sich aber nicht generell ableiten, dass der Stand der Technik nur unter Verwendung aller oder mehrerer Systeme erreicht wird. Für bestimmte Standorte kann dagegen bei Bedarf die Sicherheit durch den Einsatz von verschiedenen Eisansatzerkennungssystemen über das übliche Maß hinaus erhöht werden.

## 4 ENERCON-Schnittstelle zur Integration von weiteren Eisansatzerkennungssystemen

Über eine Schnittstelle können weitere Eisansatzerkennungssysteme von Drittherstellern als Optionen in die Anlagensteuerung integriert werden. Sie dienen dazu, an kritischen Standorten (z. B. auf Industriegeländen oder an Autobahnen), die Sicherheit gegenüber Eiswurf zu erhöhen bzw. Ertragsverbesserungen durch kürzere Stillstandszeiten zu erreichen. Die derzeit betrachteten Dritthersteller sind

- Eologix,
- fos4X,
- Wölfel.

Die Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren bleibt dabei weiterhin aktiv. Die hier betrachteten Eisansatzerkennungssysteme stellen daher einen redundanten, diversitären Kanal der Sicherheitsfunktion Eisansatzerkennung dar. Es kann pro

WEA höchstens eines der genannten externen Eisansatzerkennungssysteme zusätzlich in die Anlagensteuerung eingebunden werden.

#### **4.1 Zuverlässige Abschaltung der WEA bei Eisansatz o. Nicht-Verfügbarkeit**

Die externen Eisansatzerkennungssysteme werden über eine Modbus-TCP-Schnittstelle (Ethernet) mit dem ENERCON Ice Detection Interface verbunden und somit in die Anlagensteuerung eingebunden. Die Übertragung der sicherheitsrelevanten Signale erfolgt mithilfe eines Black-Channels. Die Auslegung des Black-Channels geschieht nach DIN EN 61784-3 /1/.

Das externe Eisansatzerkennungssystem stellt dem Betriebsführungssystem folgende sicherheitsrelevante Signale zur Verfügung:

- Kritischer Eisansatz
- Verfügbarkeit der Eisansatzerkennung
- Eisfreiheit

Das Betriebsführungssystem stellt dem externen Eisansatzerkennungssystem sicherheitsrelevante Signale (Pitchwinkel, Drehzahl, Außentemperatur), sowie weitere nicht sicherheitsrelevante Funktionen zur Verfügung.

Durch Aktivierung einer Eisansatzsimulation über ein Menü innerhalb der ENERCON-Anlagensteuerung kann die Reaktion der WEA getestet werden. Die Anlagensteuerung sendet ein Signal an das externe Eisansatzerkennungssystem, das daraufhin alle von Sensoren empfangenen Daten mit einem Testsignal überschreibt. Damit wird Vereisung vorgetäuscht und die korrekte WEA-Reaktion (anhalten, Trudelbetrieb) kann getestet werden.

Hiermit ist nach Meinung der Gutachter eine funktional sichere Übertragung der sicherheitsrelevanten Signale „Eisansatzerkennung“ und (Nicht-)„Verfügbarkeit“ des Systems zum zertifizierten Betriebsführungssystem und damit das sichere Anhalten der Windenergieanlage (Trudelbetrieb) bei anstehendem Signal „Eisansatz“ oder „Nichtverfügbarkeit“ nach dem aktuellen Stand der Technik gewährleistet.

#### **4.2 Wiederanlaufverfahren nach Vereisung**

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. Die Bedingungen für das automatische oder manuelle Wiederanlaufen der Windenergieanlage sind in /1/ für die möglichen Situationen und Konfigurationen (bspw. Blattheizung oder Kombination mit externen Eisansatzerkennungssystem) beschrieben.



Zusätzlich zu den in Kapitel 3.4 bewerteten Möglichkeiten zum Wiederanlaufen nach Vereisung, besteht für Anlagen mit einem weiteren, externem Eisansatzerkennungssystem die Möglichkeit des automatischen Wiederanlaufens, da diese Systeme einen Eisansatz auch im Stillstand / Trudelbetrieb der Windenergieanlage erkennen können.

Wenn das ENERCON Kennlinienverfahren im Betrieb Eisansatz an den Rotorblättern erkannt hat und die Windenergieanlage angehalten wurde (Trudelbetrieb), darf die Anlage automatisch wiederanlaufen wenn:

- das ext. Eisansatzerkennungssystem vorhanden und verfügbar ist und
- das ext. Eisansatzerkennungssystem keinen kritischen Eisansatz erkennt und
- das ext. Eisansatzerkennungssystem Eisfreiheit für 5 Minuten der Anlagesteuerung meldet und
- die WEA für einen automatische Wiederanlauf nach Eisfreiheitsmeldung eingestellt ist und
- das ext. Eisansatzerkennungssystem bereits vor der Übertragung von Eisfreiheitsmeldungen an die Anlagensteuerung selbst kritischen Eisansatz oder eine Eiswarnung (Eiszuwachs) erkannt hat /16/.

Falls eine der Einschränkungen nicht erfüllt ist, darf die Anlage nicht automatisch starten. Bei einem zugelassenen automatischen Wiederanlauf, wird dem SCADA System dieses Ereignis signalisiert und optional die Gondelpositionierung aufgehoben, sowie optional die Eiswarnlampe ausgeschaltet.

Die in /1/ und /16/ beschriebenen standardmäßig parametrisierten Möglichkeiten für das automatische Wiederanlaufen der Windenergieanlage stellen nach Meinung der Gutachter eine plausible und ausreichend sichere Möglichkeit für einen eisfreien Start der Anlage dar. Voraussetzung hierfür ist die ordnungsgemäße Funktion und Parametrierung der entsprechenden Systeme (s. Kapitel 5 bis 7).

## 5 Wölfel (IDD.Blade)

Das Eisansatzerkennungssystem IDD.Blade des Herstellers Wölfel GmbH basiert auf der Messung von Schwingungen und Temperaturen des Rotorblattes durch Sensoren im Rotorblatt. Das Gesamtsystem besteht aus mindestens drei "Structural-Noise-Sensoren" und einer Basisstation zur Datenerfassung und Datenverarbeitung. Es wird jeweils 1 Sensor innerhalb jedes Rotorblatts auf einer Montageplatte installiert (Standard-konfiguration). Die Basisstation wird über die Modbus-TCP-Schnittstelle (Ethernet) mit dem ENERCON Ice Detection Interface verbunden und somit in die Anlagensteuerung eingebunden. Nach einer erforderlichen Kalibrierung (blattspezifische Referenzierung), funktioniert die Wölfel Eisansatzerkennung unabhängig vom Anlagenbetrieb, auch bei Stillstand der Windenergieanlage, ab einer Windgeschwindigkeit von ca. 3 m/s. Erst nach Abschluss dieser Referenzierungsphase kann eine Rotorblattvereisung detektiert werden.

Eine Beschreibung des IDD.Blade Systems ist in /7/ und /14/ enthalten. Das System wurde vom DNV GL nach DNVGL-SE-0439:2016-06 (Certification of Condition Monitoring) zertifiziert /8/.

## 5.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

Das System wurde vom DNV GL nach DNVGL-SE-0439:2016-06 (Certification of Condition Monitoring) zertifiziert /8/ und die grundsätzlich Eignung als Eisansatzerkennungssystem für Windenergieanlagen wurde bestätigt. Mit Gutachten /15/ wird für das System bestätigt, dass es bezüglich der Eisansatzerkennung entsprechend dem Stand der Technik hinreichend sensibel ist.

Die wichtigsten Parameter des Eisansatzerkennungssystems werden bei der Inbetriebnahme per CF-Karte in die Anlage eingespielt und kontinuierlich über das SCADA-System überwacht. Das ENERCON Service Center wird so auf Abweichungen der beabsichtigten Parameter (gemäß SAP Datensatz) und der tatsächlich eingestellten Parameter aufmerksam. Die Schwellwerte der Eiswarnung bzw. des Eisalarms sind Rotorblatt- und anlagenspezifisch so zu parametrieren, dass die kritische Eisdicke am Rotorblatt unterschritten wird.

Das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem erkennt eigenständig seine Verfügbarkeit und signalisiert dies dem Betriebsführungssystem der Windenergieanlage. Erkennt das System Eisansatz oder ist nicht verfügbar, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudelbetrieb, s. Kap. 4.1).

## 5.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

Das Einbauverfahren und die Inbetriebnahme sind für alle Komponenten des Wölfel Systems, d.h. für die Basisstation, die Verkabelung sowie für das Aufbringen der Sensoren in die Rotorblätter detailliert beschrieben. Es erfolgt demnach kein Eingriff in die Struktur des Blattes. Der Einbau und Anschluss des Kommunikations- und Steuerschranks erfolgt ebenfalls ohne relevante Veränderungen an dem serienmäßigen, zertifizierten Zustand der Windenergieanlage. Nach dem Einbau und Herstellung der Kommunikation muss eine Parameterübertragung durchgeführt werden.

Das Eisansatzerkennungssystem Wölfel ist aufgrund seiner Systemgestaltung sowie der Eigendiagnosefunktionen weitgehend wartungsfrei, die Verklebung der Sensoren im Rotorblatt kann im Rahmen der visuellen Prüfung des Rotorblattes erfolgen.

## 5.3 Bewertung nach Stand der Technik

Die serienmäßige Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren bleibt auch bei Einbau des zusätzlichen Wölfel Eisansatzerkennungssystems weiterhin aktiv. Wird durch das ENERCON-Kennlinienverfahren oder durch das Wölfel System Eisansatz erkannt, wird die WEA angehalten (Trudelbetrieb). Die hier betrachtete Einbindung des Eisansatzerkennungssystems Wölfel in ENERCON Windenergieanlagen ist neben dem serienmäßigen ENERCON-Kennlinienverfahren ein redundantes und diversitäres System zur Eisansatzerkennung. Die Einbindung in das Betriebsführungssystem erfolgt unter Berücksichtigung der definierten erforderlichen Schnittstellen.



Das Einbauverfahren des Systems ist detailliert beschrieben. Die Parametrierung der Anlage erfolgt im Rahmen der geregelten Inbetriebnahme und darf nur von autorisierten und dafür ausgebildeten Mitarbeitern vorgenommen werden. Die vorgesehenen Verfahren des Wiederanfahrens nach Vereisung werden als ausreichend sicher bewertet. Unter der Voraussetzung, dass das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz zuverlässig erkennt, ist ein automatisches Wiederanfahren ebenfalls als sicher zu bewerten.

Die Verwendung des IDD.Blade Systems von Wölfel in ENERCON Anlagen entspricht somit im Hinblick auf den automatischen Wiederanlauf dem aktuellen Stand der Technik, bzw. geht durch die Verwendung von zwei diversitären Systemen im Hinblick auf die Eisansatzerkennung darüber hinaus. Die hinreichend sensible und zuverlässige Erkennung von kritischem Eisansatz am Rotorblatt durch die Sensoren wurde im Gutachten /15/ bestätigt.

## 6 Fos4X

Das Eisansatzerkennungssystem des Herstellers fos4X GmbH basiert auf der Messung von Schwingungen des Rotorblattes durch faseroptische Beschleunigungssensoren im Rotorblatt. Nach einer erforderlichen Kalibrierung, funktioniert die fos4X Eisansatzerkennung unabhängig vom Anlagenbetrieb, auch bei Stillstand der WEA, ab einer Windgeschwindigkeit von ca. 3 m/s.

Eine detaillierte Beschreibung des Systems ist in /10/ enthalten. Das System ist nach GL-IV-1:2010 vom DNV GL zertifiziert /11/.

### 6.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

Ein Gutachten /12/ zum Eisansatzerkennungssystem bestätigt, dass das System dem Stand der Technik entspricht. Weiterhin wird in /12/ eine Messgenauigkeit von unter 9 mm angegeben. Damit liegt die Messgenauigkeit des Systems unterhalb der in /3/ definierten kritischen Eisdicke. Diese hergeleitete Messgenauigkeit beruht jedoch auf vielen Annahmen und Variablen wie z.B. Eisverteilung und Blatteigenschaften. Eine eindeutige Aussage zur Messgenauigkeit des Systems an einem bestimmten Rotorblatt liegt daher nicht vor.

Das fos4X-Eisansatzerkennungssystem erkennt eigenständig seine Verfügbarkeit und signalisiert dies dem Betriebsführungssystem der Windenergieanlage. Erkennt das System Eisansatz oder ist nicht verfügbar, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudeltbetrieb, s. Kap. 4.1).

### 6.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

Das Einbauverfahren und die Inbetriebnahme sind für alle Komponenten des fos4X Systems, d.h. für den Kommunikationsschrank, den Steuerschrank, die Verkabelung sowie für das Aufbringen der Sensoren in die Rotorblätter detailliert beschrieben. Es erfolgt demnach kein Eingriff in die Struktur des Blattes.

Der Einbau und Anschluss des Kommunikations- und Steuerschranks erfolgt ebenfalls ohne relevante Veränderungen an dem serienmäßigen, zertifizierten Zustand der WEA.

Nach dem Einbau und Herstellung der Kommunikation muss eine Parameterübertragung durchgeführt werden.

Die Parameter des Eisansatzerkennungssystems werden bei der Inbetriebnahme per CF-Karte in die Anlage eingespielt und kontinuierlich über das SCADA-System überwacht. Das ENERCON Service Center führt eine Parameterüberwachung durch und wird so auf Abweichungen der beabsichtigten Parameter (gemäß SAP Datensatz) und der tatsächlich eingestellten Parameter aufmerksam. Die Schwellwerte der Eiswarnung bzw. des Eisalarms sind Rotorblatt- und anlagenspezifisch so zu parametrieren, dass die kritische Eisdicke am Rotorblatt unterschritten wird.

### 6.3 Bewertung nach Stand der Technik

Die serienmäßige Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren bleibt auch bei Einbau des zusätzlichen fos4X Eisansatzerkennungssystems weiterhin aktiv. Wird durch das ENERCON-Kennlinienverfahren oder durch das fos4X System Eisansatz erkannt, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudelbetrieb).

Die hier betrachtete Einbindung des Eisansatzerkennungssystems fos4X in ENERCON Anlagen ist neben dem serienmäßigen ENERCON-Kennlinienverfahren ein redundantes und diversitäres System zur Eisansatzerkennung.

Bei anstehendem Signal „Eisalarm“ von einem der beiden Systeme wird die Windenergieanlage automatisch vom Betriebsführungssystem angehalten (Trudelbetrieb).

Das Einbauverfahren des Systems in ENERCON WEA ist detailliert beschrieben. Die Parametrierung der Anlage erfolgt im Rahmen der geregelten Inbetriebnahme und darf nur von autorisierten und dafür ausgebildeten Mitarbeitern vorgenommen werden.

Die vorgesehenen Verfahren des Wiederanfahrens nach Vereisung werden als ausreichend sicher bewertet. Unter der Voraussetzung, dass das fos4X-Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz zuverlässig erkennt, ist ein automatisches Wiederanfahren ebenfalls als sicher zu bewerten.

Die Verwendung des fos4X-Systems in ENERCON Anlagen entspricht somit im Hinblick auf den automatischen Wiederanlauf dem aktuellen Stand der Technik, bzw. geht durch die Verwendung von zwei diversitären Systemen im Hinblick auf die Eisansatzerkennung darüber hinaus. Die hinreichend sensible und zuverlässige Erkennung von kritischem Eisansatz am Rotorblatt durch die Sensoren wurde an dieser Stelle nicht bewertet.

## 7 Eologix

Das Eisansatzerkennungssystem der Fa. eologix besteht aus mehreren Sensoren, welche direkt auf das Rotorblatt geklebt werden, sowie einer Basisstation zur Auswertung der Messdaten. Die Sensoren (CET214t) werden jeweils über eine eigene Photovoltaikzelle bzw. einem Energiespeicher mit Energie versorgt und übertragen die Messdaten zur Vereisung drahtlos über Antennen an die Basisstation (BET214t) in der WEA. Der Oberflächenzustand wird von jedem Sensor einzeln gemessen und als Level ausgegeben.

- Level 1 = Freie Oberfläche
- Level 2 = Sehr dünne Eisschicht (<1 mm) oder Nässe
- Level 3 = Eis ab 1 bis 2 mm
- Level 4 = Eis ab 10 mm
- Level 5 = Eis ab 15 mm

Eine detaillierte Beschreibung des Systems ist in /6/ enthalten. Das System ist nach GL-IV-1:2010 vom DNV GL zertifiziert /4/.

## 7.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

Das Ansprechverhalten und die Eigensicherheit des eologix Systems wurde im Gutachten /5/ des DNV GL bewertet. Die in /5/ angegebenen Schwellwerte für Level 1 bis 4 liegen unterhalb der in /3/ hergeleiteten kritischen Eisdicke. Dabei wurden die anwendbaren Teile der DNVGL-SE-0439 (condition monitoring) und der DNVGL-RP-0175 (Icing of wind turbines) erfüllt /5/.

Das eologix-Eisansatzerkennungssystem erkennt eigenständig seine Verfügbarkeit und signalisiert dies dem Betriebsführungssystem der Windenergieanlage. Erkennt das System Eisansatz oder ist nicht verfügbar, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudeltbetrieb, s. Kap. 4.1).

## 7.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

Das Einbauverfahren und die Inbetriebnahme ist sowohl für die Basisstation und die Antennen als auch für das Aufbringen der Sensoren auf die Rotorblätter detailliert beschrieben /6/. Es erfolgt demnach kein Eingriff in die Struktur des Blattes, die Sensoren, welche eine Dicke von nur etwa 2 mm haben, werden von außen auf das jeweilige Rotorblatt geklebt. Das eologix-Eisansatzerkennungssystem kann mit 2 Konfigurationen betrieben werden.

Stopp-Konfiguration:

- Eisansatzerkennung ohne automatischen Wiederanlauf durch eologix
- keine Eisfreiheitsmeldung

Wiederanlauf-Konfiguration:

- eologix-Restart-Konfiguration
- Eisansatzerkennung mit automatischem Wiederanlauf.

Der Einbau und Anschluss der Basisstation (BET214t) erfolgt ebenfalls ohne relevante Veränderungen an dem serienmäßigen, zertifizierten Zustand der Windenergieanlage.

Die Parameter des Eisansatzerkennungssystems werden bei der Inbetriebnahme per CF-Karte in die Anlage eingespielt und kontinuierlich über das SCADA-System überwacht. Das ENERCON Service Center führt eine Parameterüberwachung durch und wird so auf Abweichungen der beabsichtigten Parameter (gemäß SAP Datensatz) und der

tatsächlich eingestellten Parameter aufmerksam. Wenn das eologix-Eisansatzerkennungssystem eine Nichtverfügbarkeit signalisiert oder nicht verfügbar ist, wird eine parametrisierte Ausfallreaktion eingeleitet.

Das Eisansatzerkennungssystem eologix ist aufgrund seiner Systemgestaltung sowie der Eigendiagnosefunktionen weitgehend wartungsfrei, die Verklebung der Sensoren auf dem Rotorblatt kann im Rahmen der visuellen Prüfung des Rotorblattes erfolgen.

### 7.3 Bewertung nach Stand der Technik

Das System ist gemäß /5/ geeignet, den Eisansatz rechtzeitig zu erkennen und ein Signal an die Anlagensteuerung zu geben, um die Windenergieanlage anzuhalten (Trudelbetrieb). Die Anforderungen an die funktionale Sicherheit werden erfüllt.

Die Einbindung des eologix-Eisansatzerkennungssystems in ENERCON Anlagen ist neben dem serienmäßigen ENERCON-Kennlinienverfahren ein redundantes und diversitäres System zur Eisansatzerkennung.

Bei anstehendem Signal „Eisalarm“ von einem der beiden Systeme wird die WEA automatisch vom Betriebsführungssystem angehalten (Trudelbetrieb). Das Eisansatzerkennungssystem eologix ist für die untersuchten ENERCON WEA kompatibel mit dem Konzept des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems und die Einbindung in das Betriebsführungssystem erfolgt unter Berücksichtigung der definierten erforderlichen Schnittstellen.

Das Einbauverfahren des Systems in ENERCON WEA ist detailliert beschrieben. Die Parametrierung der Anlage erfolgt im Rahmen der geregelten Inbetriebnahme und darf nur von autorisierten und dafür ausgebildeten Mitarbeitern vorgenommen werden. Die vorgesehenen Verfahren des Wiederanlaufens nach Vereisung werden als ausreichend sicher bewertet. Unter der Voraussetzung, dass das eologix-Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz zuverlässig erkennt, ist ein automatisches Wiederanlaufen mit der Wiederanlauf-Konfiguration ebenfalls als sicher zu bewerten.

Das System entspricht somit im Hinblick auf den automatischen Wiederanlauf dem aktuellen Stand der Technik, bzw. geht durch die Verwendung von zwei diversitären Systemen im Hinblick auf die Eisansatzerkennung darüber hinaus.

## 8 ENERCON-Blattheizung

Die optionale ENERCON Blattheizung besteht aus einem Heizgebläse, der die Luft im Innenraum des Rotorblatts auf bis zu 72°C erwärmt. 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 das dort anhaftende Eis abtauen kann.

Grundsätzlich wird bei erkanntem Eisansatz die Windenergieanlage angehalten, bis ein Ende der Vereisung der Rotorblätter festgestellt wird. Der Zeitraum, in dem die Voraussetzungen für die Eisbildung an der Windenergieanlage bestehen, ist in der Regel deutlich kürzer als der Zeitraum, der für das unbeheizte Abtauen des Eisansatzes benötigt

wird. Durch den Einsatz einer Blattheizung nach Anhalten der Windenergieanlage kann die Zeit der Vereisung verkürzt und somit der Ertragsausfall reduziert werden. Wird vorhandener Eisansatz durch die Blattheizung angetaut, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass sich Eispartikel oder Eisschollen von den Rotorblättern lösen und herunterfallen (Eisfall). Da angetauter Eisansatz im Betrieb zu Eisabwurf und somit einer erhöhten Gefährdung führen könnte, darf die WEA erst nach einer Eisfreiheitsmeldung automatisch wiederanlaufen. Mit den Standardeinstellungen der Parameter ist ein Betrieb der Blattheizung nur im manuellen Modus und bei stillstehender Windenergieanlage möglich. So wird gewährleistet, dass der Einsatz der Blattheizung nicht zu unerwartetem Eiswurf führt /13/.

Die Bewertung von Funktion (Effektivität), Blitzschutz sowie Brandschutz des Blattheizungssystems sind nicht Bestandteil dieses Gutachtens. Die Rotorblattheizung dient ausschließlich der Verringerung der Stillstandszeiten und dient nicht zur Verringerung des Eiswurftrisikos.

### **Wiederanfahren durch manuellen Reset**

Das Wiederanfahren nach einer Vereisung durch einen manuellen Reset wird durch den Einsatz einer Blattheizung nicht beeinflusst. Die Eisfreiheit wird durch einen Sachkundigen festgestellt und die Anlage wird anschließend freigegeben.

Das manuelle Anfahren der Windenergieanlage, nachdem die Vereisung der Rotorblätter durch eine autorisierte Person vor Ort ausgeschlossen wurde, stellt nach Meinung der Gutachter eine sichere Möglichkeit für einen eisfreien Start der Anlage dar. Voraussetzung hierfür ist eine entsprechende Schulung des verantwortlichen Personals.

### **Automatischer Wiederanlauf nach Einsatz der Blattheizung**

Der automatische Wiederanlauf nach Einsatz der Blattheizung erfolgt in gleicher Weise wie ohne die Blattheizung nur dann, wenn ein automatischer Neustart nach Vereisung zugelassen und entsprechend parametrierbar ist und kein kritischer Eisansatz mehr erkannt wird. Unter der Voraussetzung, dass ein zusätzliches Eisansatzerkennungssystem installiert ist und kritischer Eisansatz von dem System auch im Stillstand erkannt wird, ist der automatische Wiederanlauf nach Vereisung und Einsatz der Rotorblattheizung als ausreichend sicher zu bewerten.

### **Bewertung der Einbindung ins Betriebsführungs- und Sicherheitssystem**

Bei standardmäßiger Parametrierung kann die Blattheizung nach anhalten der WEA durch Vereisung für vier Stunden in Betrieb genommen werden /2/. Die Blattheizung beeinflusst das Betriebsführungs- und Sicherheitssystem nicht in seiner Funktion.

Die Anforderungen der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen und der DIN EN 61400-1, in Bezug auf das Betriebsführungs- und Sicherheitssystem, werden auch bei Einbindung der ENERCON Blattheizung erfüllt.

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





## 9 Dokumente und Literaturverzeichnis

### 9.1 Geprüfte und mitgeltende Dokumente

- /1/ ENERCON GmbH, Technische Beschreibung  
Übersicht Eisansatzerkennungssysteme ENERCON Windenergieanlagen  
Dokument-ID: D0666949-2  
Datum 2019-10-24
- /2/ ENERCON GmbH, Technische Beschreibung ENERCON Eisansatzerkennung  
ENERCON Windenergieanlagen  
Dokument-ID: D0154407-8  
Datum 2020-01-10
- /3/ TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG, Gutachten Zur Bewertung der Funktionalität  
von Eiserkennungssystemen zur Verhinderung von Eisabwurf an ENERCON  
Windenergieanlagen: Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-  
Kennlinienverfahren  
TÜV NORD Bericht Nr.: 8111 881 239 Rev. 7  
Datum 2021-12-09
- /4/ DNV GL  
Final Certification Report, ICE SENSOR SYSTEM (BASE STATION BET214T,  
SENSOR CET214T), eologix sensor technology gmbh  
Berichtsnummer: FCR-CC-GL-IV-1-00526-3  
Datum: 2018-04-04
- /5/ DNV GL  
Gutachten eologix Eiserkennungssystem BET214t/CET214t  
Berichtsnummer: P-GL-IV-49365-1  
Datum: 2018-07-25
- /6/ ENERCON GmbH  
Technische Beschreibung eologix-Eisansatzerkennung  
Dokument-ID: D0676290-1a  
Datum: 2020-01-17
- /7/ ENERCON GmbH  
Technische Beschreibung  
Wölfel-Eisansatzerkennung, ENERCON Windenergieanlagen  
Dokument ID: D0734076-1  
Datum: 2020-01-17

- /8/ DNV GL  
Type Certificate, Ice Detection system IDD.Blade, Wölfel Wind Systems GmbH,  
according to DNVGL-SE-0439:2016-06 Certification of Condition Monitoring, Cer-  
tificate  
No.: TC-NDVGL-SE-0439-03577-1  
Datum: 2019-06-12
  
- /9/ DNV GL  
Certification Report Ice Detection System IDD.Blade  
Report Nr.: CR-DNVGL-SE-0439-03577-1  
Datum: 2019-06-12
  
- /10/ ENERCON GmbH  
Technische Beschreibung  
fos4X-Eisansatzerkennung, ENERCON Windenergieanlagen  
Dokument ID: D0734075-1  
Datum: 2020-01-14
  
- /11/ DNV GL  
Type Certificate, Ice Detection system fos4Blade IceDetection, fos4X GmbH, ac-  
cording to GL-IV-4:2013 Guideline for the Certification of Condition Monitoring  
Systems for Wind Turbines, Certificate No.: TC-GL-IV-4-01987-1,  
Datum: 2016-09-22
  
- /12/ DNV GL  
Gutachten Fos4IceDetection  
Report Nr.: 75286 Rev. 1  
Datum: 2015-11-01
  
- /13/ ENERCON GmbH  
Technische Beschreibung  
Blattheizung, ENERCON Windenergieanlagen EP1, EP2, EP3, EP4  
Dokument-ID: D0441885-6  
Datum: 2020-01-17
  
- /14/ Wölfel Wind Systems GmbH  
Produktspezifikation IDD.Blade  
Dokument SHMB\_03\_PS-IDD\_Rev03  
Datum: 2019-03-15
  
- /15/ DNV GL  
Gutachten Ice Detection System IDD.Blade  
Report Nr.: 75148, Rev. 0  
Datum: 2019-10-21



- /16/ ENERCON GmbH  
Konzept autom. Wiederanlauf einer WEA durch Eisfreiheitsmeldung  
Dokument-ID: D0950790-0
- /17/ ENERCON GmbH  
Portierung ENERCON Kennlinienverfahren PI-CS und EP5-CS-03  
Dokument-ID: D02532142/0.0-de
- /18/ ENERCON GmbH  
Validierung ENERCON Eiskennlinienverfahren  
Dokument-ID: D02549197/0.0

## 9.2 Literatur

- /19/ Rheinland Pfalz, Struktur und Genehmigungsdirektion Nord, MERKBLATT für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen in Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG mit Anlagen A und B), Fassung vom Oktober 2019
- /20/ IEC 61400-1. Wind turbines – Part 1:Design requirements. Third Edition. 2005.
- /21/ Cattin, R. et al. WIND TURBINE ICE THROW STUDIES IN THE SWISS ALPS. European Wind Energy Conference, Milan, Italy. 2007.
- /22/ Lautenschlager, F. Studie zum Einfluss der Windgeschwindigkeit auf das Ereignis Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Bachelorarbeit im Studiengang Umwelttechnik. 2012.
- /23/ Seifert, H. et al. Risk analysis of ice throw from wind turbines, BOREAS VI. Pyhä, Finland. 2003.
- /24/ Seifert, H. Technical requirements for rotor blades operating in cold climate. Wilhelmshaven. 2003
- /25/ Makkonen, L. et. al. Modelling and prevention of ice accretion on wind turbines. Wind Engineering Volume 25, No. 1. 2001.
- /26/ Lehtomäki, V. et. al. IcedBlades - Modelling of ice accretion on rotor blades in a coupled wind turbine tool. Winterwind. 2012.
- /27/ Hudecz, A. et. al. Experimental investigation of ice accretion on wind turbine blades. Winterwind. 2013.
- /28/ Cattin, R. Alpine Test Site Guetsch, Handbuch und Fachtagung. Genossenschaft METEOTEST. Bern. 2008.
- /29/ Hauschild, J. et al. Monte-Carlo-Simulation zur probabilistischen Bewertung der Gefährdung durch Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, VDI-Bericht 2146. 2011.

- /30/ Hauschild, J. et al. Ermittlung von Trefferwahrscheinlichkeiten in der Umgebung einer Windenergieanlage: Eisabfall, Rotorblattbruch und Turmversagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, VDI-Bericht 2210. 2013.
- /31/ NASA: Ice Accretions and Icing Effects for Modern Airfoils, April 2000
- /32/ DIBt. Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen – Fassung September 2013



**16.1.4 Standsicherheit**

Es wird auf den Punkt 12.6.1 verwiesen.

## 16.1.5 Anlagenwartung

Anlagen:

- D0788324\_2.1 Wartungsplan.pdf

# Wartungsplan

## Übersicht über die Wartungstätigkeiten 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 ▪ Internet: http://www.enercon.de  
Geschäftsführer: Momme Janssen, Jost Backhaus, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle  
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411  
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

**Urheberrechtshinweis**

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

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

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

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

**Geschützte Marken**

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

**Änderungsvorbehalt**

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

**Dokumentinformation**

<b>Dokument-ID</b>	D0788324/2.1-de		
<b>Vermerk</b>	Originaldokument		
<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2021-10-06	de	DC	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Bereichsübergreifend .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Bereich Rotorblatt .....</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>Bereich Gondel .....</b>	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>Bereich Mittelspannungsschaltanlage und Transformator .....</b>	<b>9</b>
<b>6</b>	<b>Bereich Fundament und Turm .....</b>	<b>10</b>



## 1 Einleitung

Das Dokument gibt einen Überblick über die Wartungstätigkeiten, die an ENERCON Windenergieanlagen durchgeführt werden müssen. Die Wartungstätigkeiten müssen regelmäßig durchgeführt werden. Die Intervalle ergeben sich aus Herstellervorgaben, örtlichen Vorschriften und klimatischen Besonderheiten.

Zum Planen und Durchführen von Wartungstätigkeiten muss die Wartungsanleitung der Windenergieanlage, insbesondere die darin enthaltenen Sicherheitshinweise, beachtet werden.

Dieses Dokument beschreibt auch optionale Komponenten. Je nach Windenergieanlagen-typ und gewählter Ausstattung kann die tatsächliche Ausführung von den hier beschriebenen Inhalten abweichen.



### 3 Bereich Rotorblatt

Tab. 2: Wartungstätigkeiten Rotorblatt

Komponente	Wartungstätigkeit
Rotorblatt	Eine Sichtprüfung des Rotorblatts wird durchgeführt.
Blattheizung	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Blattheizung wird durchgeführt.

## 4 Bereich Gondel

**Tab. 3: Wartungstätigkeiten Gondel**

Komponente	Wartungstätigkeit
Azimutantrieb	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Azimutantriebe wird durchgeführt.
Azimutlager	Das Azimutlager wird auf Laufgeräusche und Vibrationen geprüft. Eine Sichtprüfung von Zahnkranz, Dichtung und Fettauffangeinrichtungen wird durchgeführt. Die Schmierstoffeinrichtungen werden geprüft und nach Bedarf aufgefüllt.
Blattflanschlager	Die Blattflanschlager werden auf Laufgeräusche und Vibrationen geprüft. Eine Sichtprüfung von Zahnkranz, Dichtung und Fettauffangeinrichtungen wird durchgeführt. Die Schmierstoffeinrichtungen werden geprüft und nach Bedarf aufgefüllt.
Blattverstellantrieb	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Blattverstellantriebe wird durchgeführt.
Blattverstellsystem	Eine Funktionsprüfung des Blattverstellsystems wird durchgeführt. Eine Funktionsprüfung des Not-Blattverstellsystems wird durchgeführt.
Generator	Eine Sichtprüfung des Generators wird durchgeführt.
Generatorkühlung	Eine Sichtprüfung der Generatorkühlung wird durchgeführt.
Gussteile	Eine Sichtprüfung der Gussteile (z. B. Maschinenträger und Nabe) auf Beschädigungen wird durchgeführt.
Kabelverdrillschalter	Eine Sichtprüfung von Halterungen, Anschlüssen und Zahnrad des Kabelverdrillschalters wird durchgeführt. Eine Funktionsprüfung des Kabelverdrillschalters wird durchgeführt.
Kran Gondel	Eine Sicht- und Funktionsprüfung des Krans Gondel wird durchgeführt.
Rotorarretierung	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Rotorarretierung inklusive aller Komponenten, Anschlüsse und Leitungen wird durchgeführt.
Rotorhaltebremse	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Rotorhaltebremse inklusive aller Komponenten, Anschlüsse und Leitungen wird durchgeführt.
Rotorlager	Eine Sichtprüfung der zugänglichen Bereiche der Rotorlager wird durchgeführt. Eine Sichtprüfung von Dichtung und Fettauffangeinrichtungen wird durchgeführt.

Komponente	Wartungstätigkeit
	Das Schmiersystem wird geprüft. Die Rotorlager werden auf Laufgeräusche und Vibrationen geprüft.
Schleifringübertrager	Eine Sicht- und Funktionsprüfung des Schleifringübertragers wird durchgeführt.
Überdrehzahlshalter	Eine Funktionsprüfung der Überdrehzahlshalter wird durchgeführt.
Windmessgerät	Eine Sichtprüfung des Windmessgeräts/der Windmessgeräte wird durchgeführt.



## 6 Bereich Fundament und Turm

Tab. 5: Wartungstätigkeiten Fundament und Turm

Komponente	Wartungstätigkeit
Aufstiegshilfe	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Aufstiegshilfe wird durchgeführt.
Fundament	Eine Sichtprüfung der Erdauflast wird durchgeführt. Eine Sichtprüfung des Fundaments innen und außen wird durchgeführt. Eine Sichtprüfung der Anschlussfahnen der Fundament-erder wird durchgeführt.
Turm	Eine Sichtprüfung des Turms wird durchgeführt. Eine Sichtprüfung der Schraubverbindungen wird durchgeführt.
Turmkühlung	Eine Sichtprüfung der Turmkühlung wird durchgeführt.

**16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche**

Anlagen:

- D02284865\_5.1\_de\_Technische Spezifikation\_Zuwegung und Baustellenflächen E-160 EP5 E3 120 m Hybrid-Stahlurm.pdf



# Technische Spezifikation

## Zuwegung und Baustellenflächen

### ENERCON Windenergieanlage

#### E-160 EP5 E3

#### 120 m Hybrid-Stahlurm



### 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
D02141655	Nutzung von Flächen auf dem Fundament

## 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
<b>5</b>	<b>Zuwegung</b> .....	<b>11</b>
5.1	<b>Trassierung</b> .....	<b>11</b>
5.1.1	Kreuzungs- und Kurvenbereiche .....	13
5.1.2	Kuppen, Wannen und Steigungen .....	14
5.1.3	Lichtraumprofil .....	15
5.2	<b>Aufbau der Zuwegung</b> .....	<b>16</b>
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 .....	20
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</b> .....	<b>23</b>
6.1	<b>Arbeitsbereich am WEA-Standort</b> .....	<b>23</b>
6.1.1	Baufläche .....	26
6.1.1.1	Material .....	27
6.1.1.2	Baugrund und Erdreich .....	27
6.1.1.3	Kranstellfläche .....	28
6.1.1.4	Montagefläche .....	29
6.1.1.5	Lagerfläche .....	30
6.1.1.6	Arbeitsebene (falls erforderlich) .....	30
6.1.2	WEA-Standorte in Waldgebieten .....	32
6.2	<b>Kranauslegermontagefläche</b> .....	<b>33</b>

6.3	Optionale Rotorblattlagerfläche im Windpark .....	34
6.4	Zentrale Anlaufstelle .....	35

## 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>MST</b>	Modularer Stahlturm
<b>WEA</b>	Windenergieanlage

### Größen, Einheiten, Formeln

$D_{Pr}$	Verdichtungsgrad nach Proctorversuch
$E_{V1}$	Errechneter Verformungsmodul des ersten Belastungszyklus eines statischen Plattendruckversuchs
$E_{V2}$	Errechneter Verformungsmodul des zweiten Belastungszyklus eines statischen Plattendruckversuchs

# 1 Einleitung

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

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-160 EP5 E3-HST-120-FB-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“

## 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.

## 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.

## 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

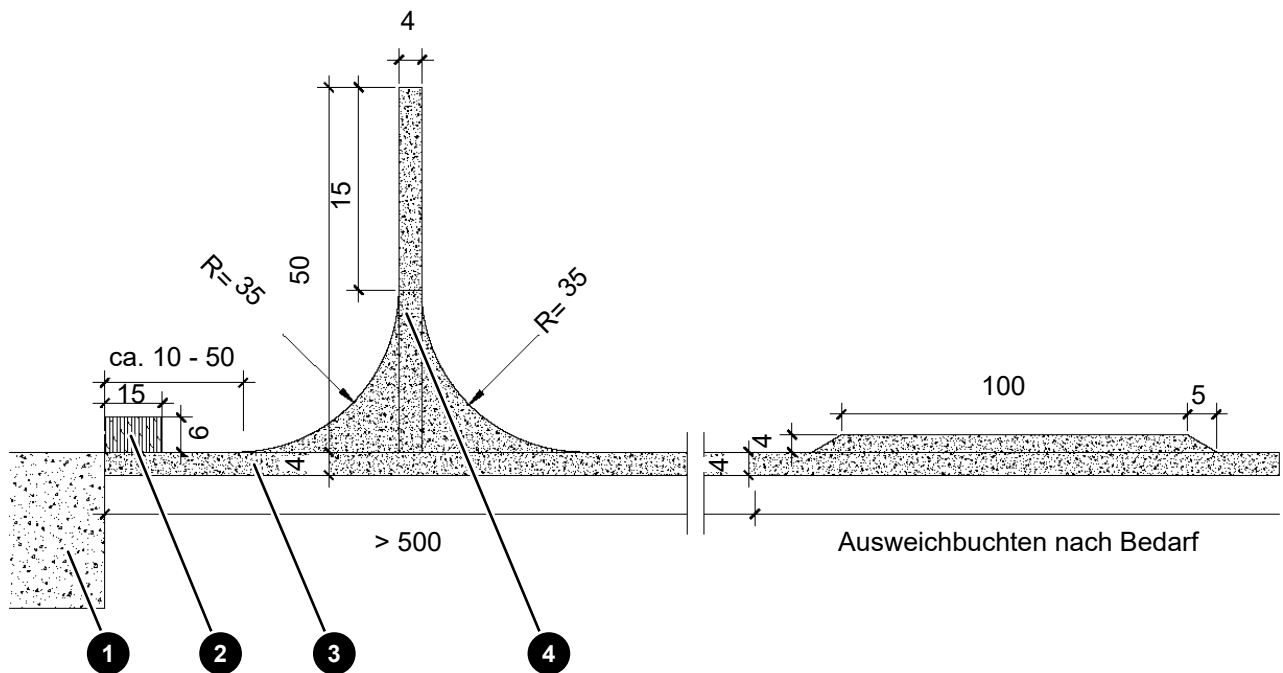


Abb. 1: Trassierungselemente (alle Maßangaben in Meter)

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. 50 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

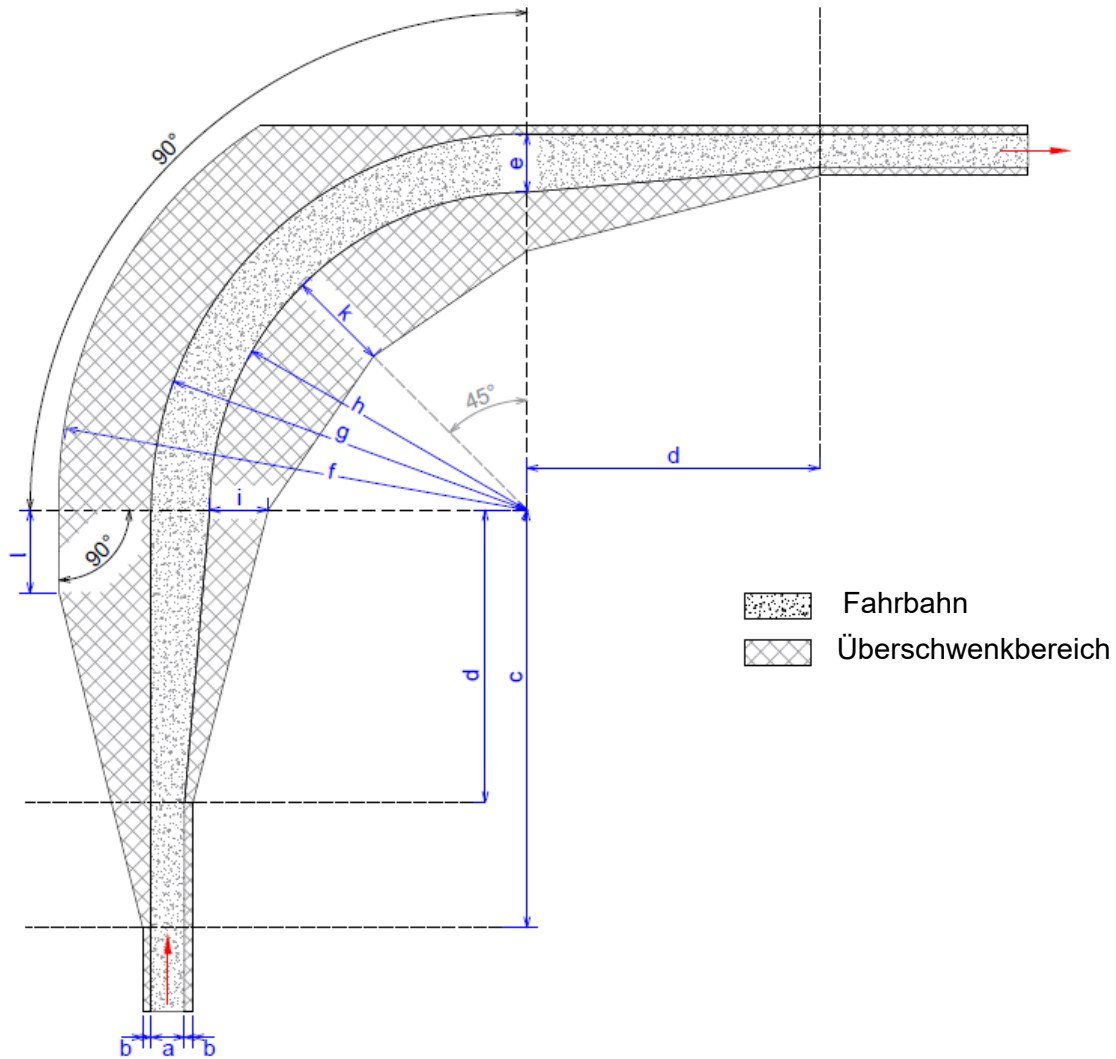


Abb. 2: 90-Grad-Kurve (Konstruktionsschema)

	90-Grad-Kurve	60-Grad-Kurve		90-Grad-Kurve	60-Grad-Kurve		
a	4 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn auf Geraden	b	1,5 m	Seitlicher Überschwenkbereich inkl. Sicherheitsabstand	
c	60 m		Start Kurveneinfahrt äußerer Überschwenkbereich	d	40 m	Start Kurveneinfahrt innerer Überschwenkbereich	
e	7 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn in Kurven	f	64 m	63 m	Außenradius äußerer Überschwenkbereich
g	50 m	50 m	Kurvenaußenradius	h	43 m	43 m	Kurveninnenradius
i	7 m	7 m	Maß 1 innerer Überschwenkbereich	k	13 m	11 m	Maß 2 innerer Überschwenkbereich
l	10 m	10 m	Maß 3 äußerer Überschwenkbereich				

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.

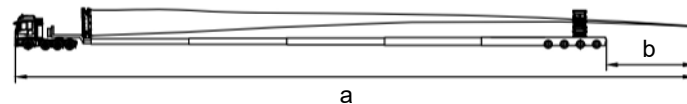


Abb. 3: Blatttransport Überhang

a	90 m	b	9-19 m
---	------	---	--------

### 5.1.2 Kuppen, Wannen und Steigungen

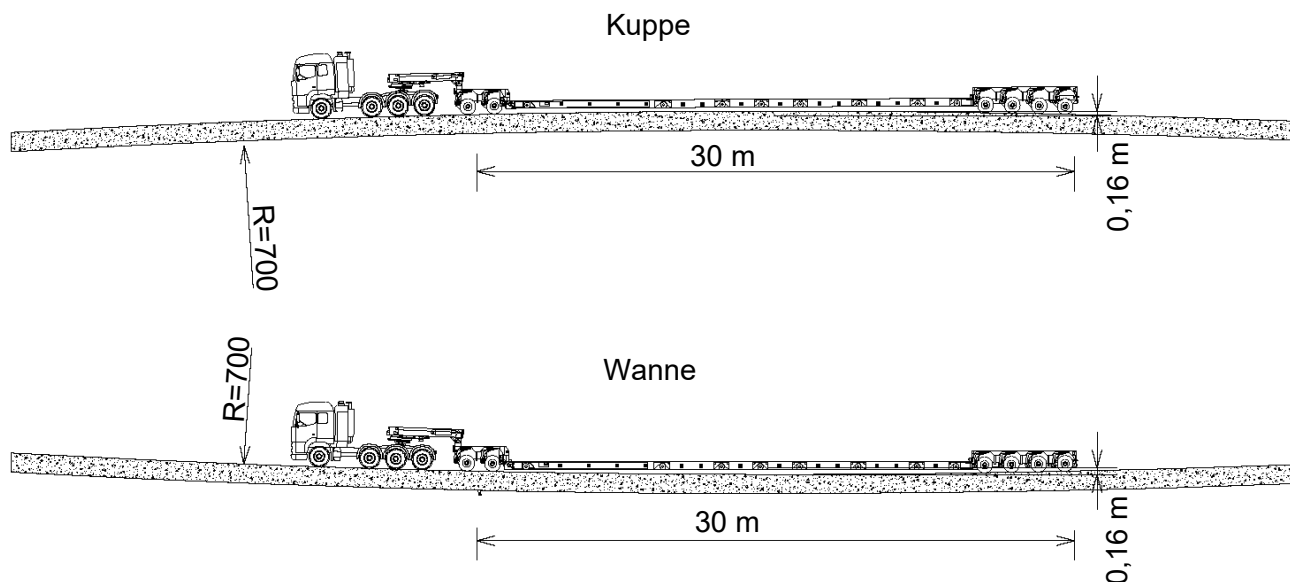


Abb. 4: Kuppe und Wanne,  $R=700$  m

Für die Komponentenlieferung werden Fahrzeuge mit einer Gesamtlänge von bis zu 90 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.

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

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



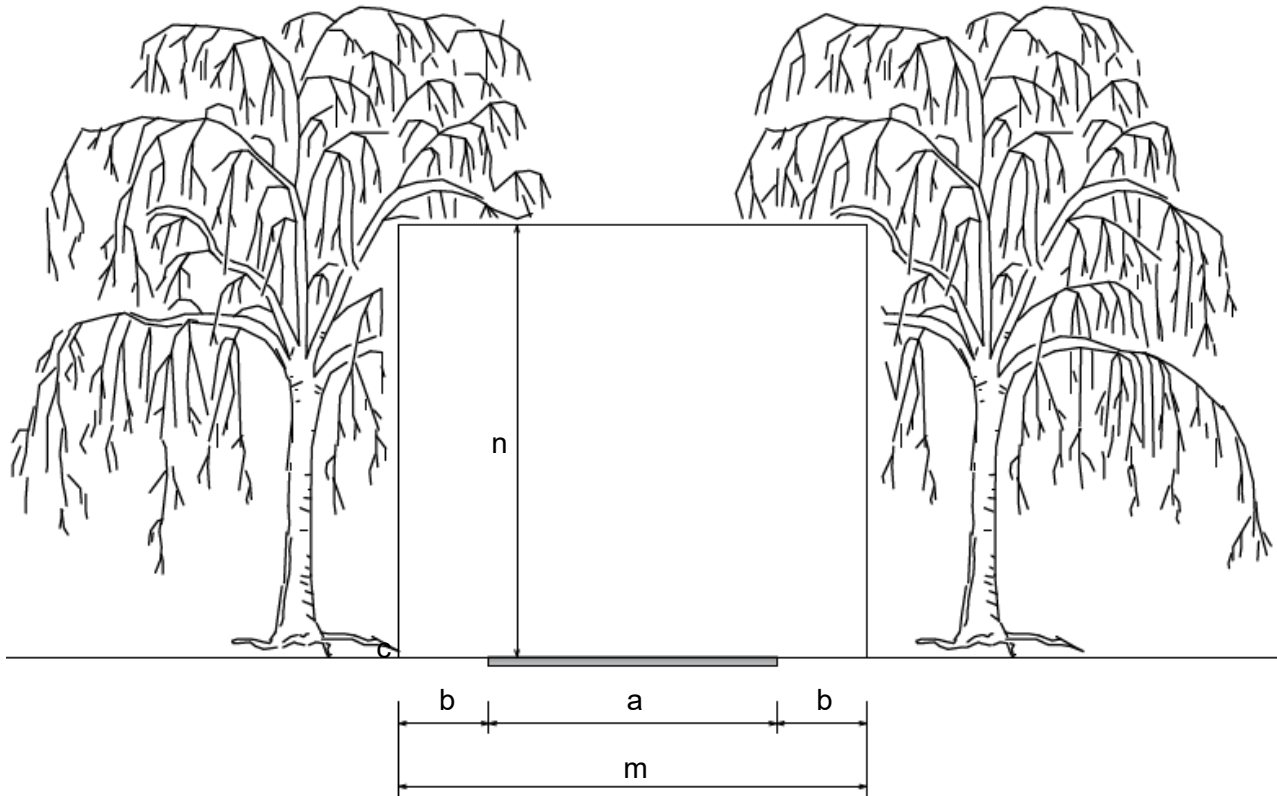


Abb. 5: Lichtraumprofil

a	4 m	Befahrbare Breite der Fahr- bahn auf Geraden	b	1,5 m	Seitlicher Überschwenkbereich inkl. Sicherheitsabstand
m	7 m	Lichte Durchfahrtsbreite	n	4,8-6 m	Lichte Durchfahrts Höhe

## 5.2 Aufbau der Zuwegung

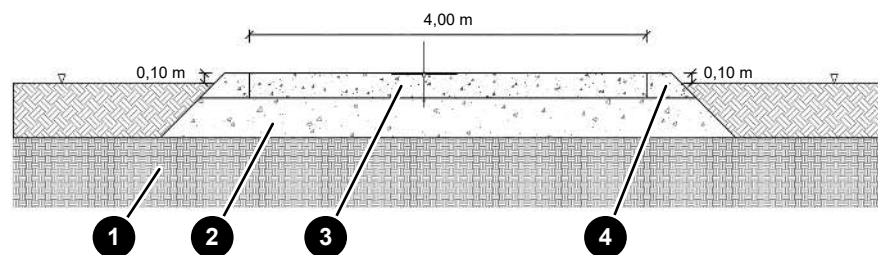


Abb. 6: Schematischer Aufbau der Zuwegung

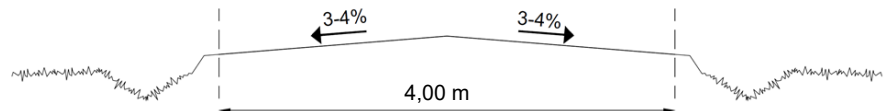
1	Tragfähiger Untergrund	2	Tragschicht
3	Deckschicht	4	Seitenbereich (Bankett)

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.



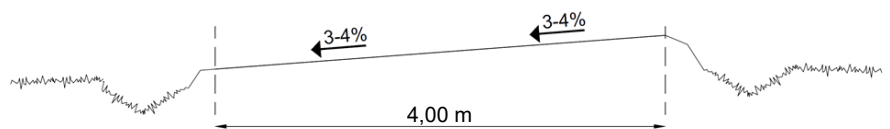
Der tatsächliche konstruktive Aufbau wird anhand der vorherrschenden Bodenverhältnisse vom Straßenplaner bemessen und festgelegt und vor der Ausführung mit dem ENERCON GPM abgestimmt. Dabei ist eine befahrbare Breite der Zuwegung von 4 m sicherzustellen. Um den Lastabtrag zu gewährleisten, kann es zu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

### 5.2.1 Seitliches Gefälle: Scheitel und Überhöhung



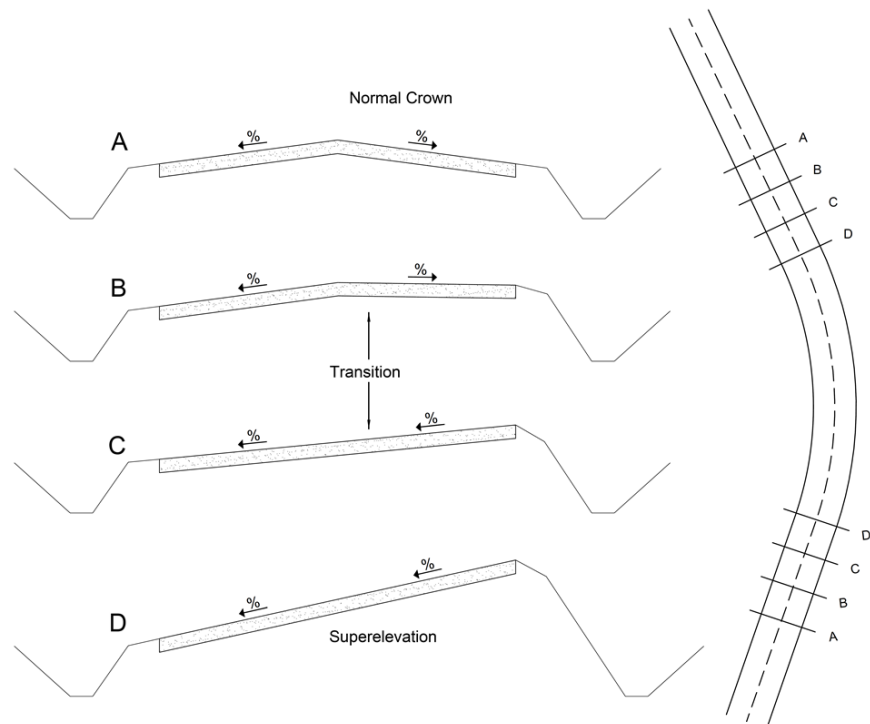
**Abb. 7: Querneigung**

Die Straßenoberfläche muss mit einer Überhöhung (abhängig von geraden oder gekrümmten Abschnitten) mit einer Neigung von 3-4 % gestaltet werden. Diese Querneigung der Straße sorgt dafür, dass Regenwasser von der Straßenoberfläche abfließt und verhindert Erosion, Schlaglochbildung und Spurrillen. Ist die Oberfläche der Straße gepflastert (Beton oder Asphalt), sollte ein Quergefälle von 2 % ausreichen, um die Entwässerung der Plattform zu gewährleisten. Auf geraden Straßen wird die seitliche Neigung als Überhöhung angelegt.



**Abb. 8: Gefälle in Kurven**

In Kurven wird eine seitliche Neigung in Form einer Überhöhung angebracht, um den Verkehrsteilnehmern das Befahren der Kurve zu erleichtern. Durch die Überhöhung wird die gesamte Straßenoberfläche in eine Richtung geneigt, sodass Wasser über die Straßenbreite als Schwallwasser zum Straßenrand abfließt.



**Abb. 9: Übergänge in Kurven**

Beim Übergang von einem geraden Abschnitt zu einem Kurvenabschnitt muss der normale Scheitelquerschnitt herausgenommen werden und in einen überhöhten Querschnitt übergehen. Diese Form sollte über die gesamte Länge des Kurvenabschnitts gleichmäßig beibehalten werden. Sobald der Kurvenabschnitt beendet ist und ein neuer gerader Abschnitt beginnt, ist wieder ein sanfter seitlicher Neigungsübergang erforderlich. Dadurch kann die Oberfläche von der Überhöhung (höherer Punkt des Querschnitts an der Außenseite der Kurve) zur Krone (höherer Punkt des Querschnitts auf der Straßenachse) übergehen. Bei Doppelkurven darf das seitliche Gefälle max. 2,5 % betragen. Die Torsion zwischen Zugfahrzeug und Auflieger/ 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.



## 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.

**Tab. 2: Mindestanforderungen an die Zuwegung**

Parameter	Anforderung
Befahrbare Breite der Zuwegung	4 m
Max. zulässige Spurrillentiefe	7,5 cm
Seitenneigung der Zuwegung speziell in Kurven und an Steigungen	3-4 %
Seitenneigung der Zuwegung (nur auf geraden Strecken mit flacher Steigung/flachem Gefälle)	≤ 5 %
Max. Seitengefälle der Zuwegung (Kurvenabschnitte)	≤ 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	210 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 $E_{V2}/E_{V1}$	≤ 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 zusam-



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

### 6.1 Arbeitsbereich am WEA-Standort

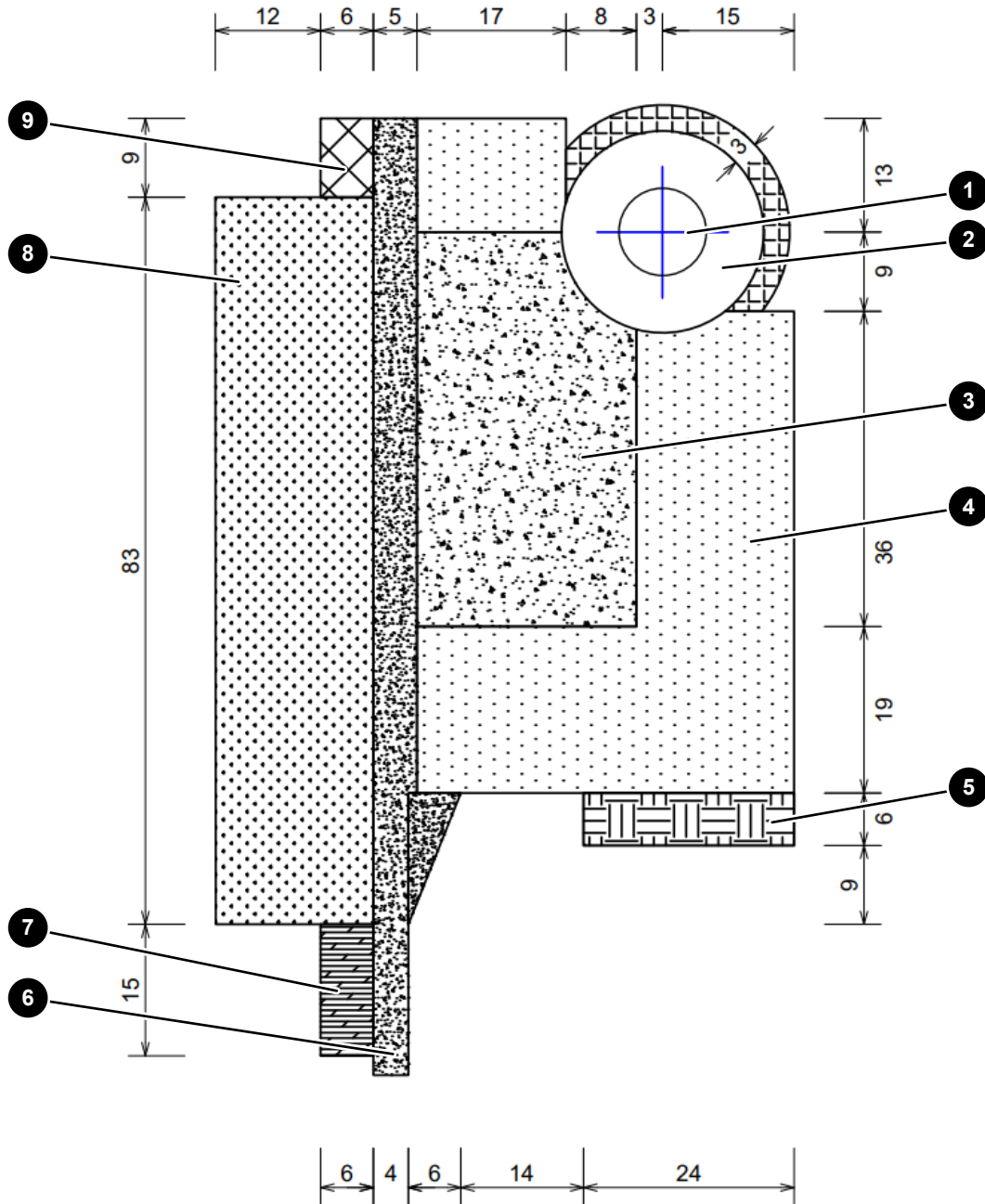


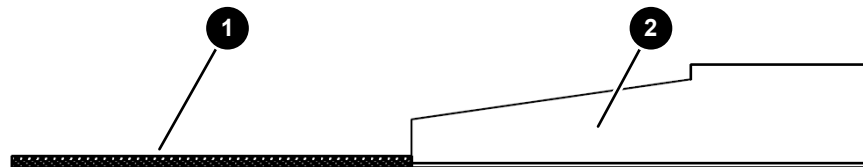
Abb. 10: Arbeitsbereich am WEA-Standort, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

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

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

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.

### Fundament auf GOK ohne Erdauflast



**Abb. 11: Fundament auf GOK ohne Erdauflast**

1	GOK	2	Fundament
---	-----	---	-----------

Das Fundament benötigt für den Betrieb der WEA eine Bodenaufschüttung, die aus Montagegründen erst nach Fertigstellung der WEA aufgebracht werden kann.

Kommt es zu Abweichungen von dem vorgegebenen Höhenniveau aus dem Schalplan, muss dies mit dem ENERCON GPM abgestimmt werden.

Wird das Fundament aus topografischen Gründen herausgezogen, sodass der Abstand zwischen Fundamentsporn und GOK größer wird, müssen die aufgrund der fehlenden Anschüttung geltenden Sicherheitsbestimmungen hinsichtlich Absturzgefahr für Personen berücksichtigt und Maßnahmen gegen den Absturz ergriffen 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 Gewichten
  - 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
  - Für modulare Stahltürme (MST) gilt für teilweise in den Baugrund eingebundene Flachgründungen mit einem Außendurchmesser > 25 m die Technische Mitteilung D02141655 „Nutzung von Flächen auf dem Fundament“ einschließlich der dort beschriebenen zusätzlichen Belastungen. Die betroffenen Flachgründungen sind hierfür entsprechend konstruktiv verstärkt.

### **Bauablauf bei Fundamenten auf GOK ohne Erdauflast vor Baustart**

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. Vervollständigung der Deckschicht der Kranstellfläche und der Montagefläche bis an die Fundamentkante. Überarbeitung und Profilierung der gesamten Baufläche gemäß Mindestanforderungen.
4. Herstellung einer temporären Treppe mit Handlauf an der Fundamentaußenkante in Richtung Kranstellfläche. Dabei sind die für die Region geltenden aktuellen Sicherheits- und Bauvorschriften zu beachten.
5. Aufbau des Turms und der WEA. Der Bereich Fundamentaußenkante +3 m um das Fundament muss währenddessen eben und nutzbar sein.
6. Aufbringung und Abböschung der Erdauflast nach Fertigstellung der WEA. Die Vorgaben im Schalplan sind zu beachten.
7. Herstellung einer Treppe mit Handlauf an der Böschung in Richtung Kranstellfläche. Dabei sind die für die Region geltenden aktuellen Sicherheits- und Bauvorschriften zu beachten.
8. Befestigung mit Schotter auf dem Fundament von der Zugangstreppe Kranstellfläche bis zum Zugang Turmaußentreppe, um einen gefahrlosen und sauberen Zugang zu gewährleisten.

### **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° 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, müssen die folgenden Punkte berücksichtigt und mit dem ENERCON GPM abgesprochen werden.

- Wird die Baufläche in eine Anhöhe 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.
- 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. 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. 12, 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 in einem Mindestabstand zum Turmfuß positioniert, der der 1 bis 1,5-fachen Turmhöhe in Metern entspricht.

Der Windenstandort muss mit einem Teleskoplader erreichbar sein. Die Eigentümer der betroffenen Flurstücke sind über die Tätigkeiten zu informieren, ggf. ist eine Erlaubnis einzuholen. Abhängig von der lokalen Beforstungsdichte können zusätzliche Rodungsschneisen nötig sein.

## 6.1.1 Baufäche

### 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.

#### **6.1.1.1 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.

#### **6.1.1.2 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.

### 6.1.1.3 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	≤ 0,25 %
Mindestbelastbarkeit	200 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	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Verhältnis $E_{V2}/E_{V1}$	≤ 2,3

Die Tragfähigkeit der Kranstellfläche ist durch Grundbruchberechnungen bzw. bei Hanglagen durch Böschungsbruchberechnungen nach DIN 4017 nachzuweisen. Setzungsberechnungen sind erforderlich, um zu verhindern, dass die max. zulässige Neigung des Krans nach DIN 4019 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:

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG



Die Tragfähigkeit der Montagefläche ist durch Grundbruchberechnungen bzw. bei Hanglagen durch Böschungsbruchberechnungen nach DIN 4017 nachzuweisen. Setzungsberechnungen sind erforderlich, um zu verhindern, dass die max. zulässige Neigung des Krans nach DIN 4019 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 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 Montageflächen sollte min. 1 Plattendruckversuch pro Montagefläche durchgeführt werden.

### 6.1.1.5 Lagerfläche

Die Lagerfläche dient unter anderem zur Lagerung von Montagemaaterial, Containern, Flat Rack und Rotorblättern. Die Fläche wird seitlich der Kranstellfläche eingerichtet. Sie muss nicht befestigt, 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.

### 6.1.1.6 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



Parameter	Anforderung
Oberflächenebenheit	$\leq 1 \%$
Mindestbelastbarkeit	Absprache mit dem ENERCON GPM
Verformungsmodul untere Tragschicht	$D_{Pr} \geq 100 \% / E_{V2}/E_{V1} \leq 2,3$

Folgende Prüfungen sind durchzuführen und zu protokollieren:

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

### 6.1.2 WEA-Standorte in Waldgebieten

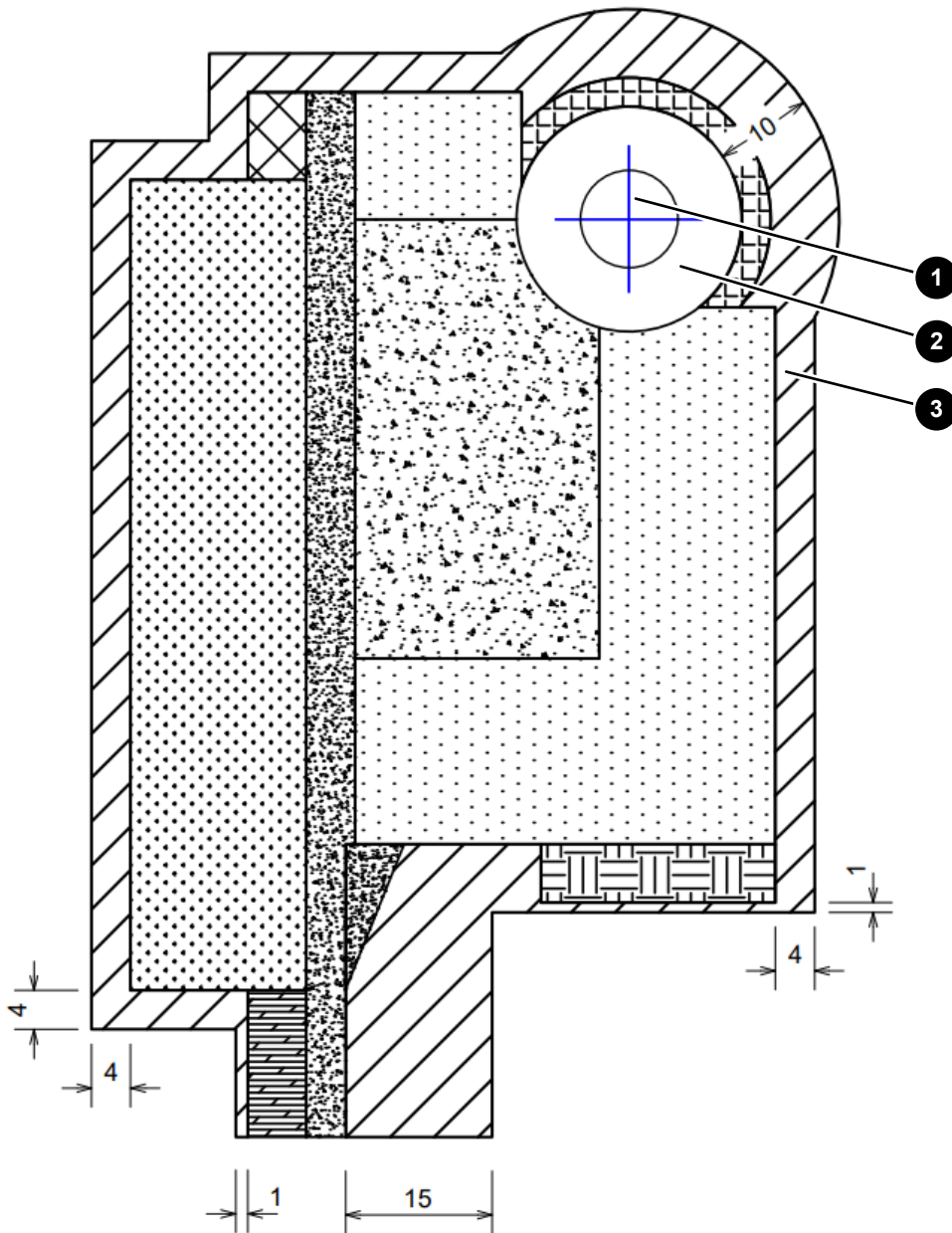


Abb. 12: Arbeitsbereich am WEA-Standort in Waldgebieten, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

1	Turm	2	Fundament
3	Rodungszone		

Bei der Errichtung von WEA in Waldgebieten wird rings um den Arbeitsbereich am WEA-Standort und um das Fundament eine Fläche freigehalten bzw. gerodet. Während der Bauarbeiten darf kein Bodenaushub in der Rodungszone gelagert werden. Die Rodungszone kann zum Teil nach der Errichtung der WEA wieder aufgeforstet werden. Im Fall eines Komponententauschs oder Rückbaus muss ein Teil dieser Fläche wieder gerodet werden. Größe und Abmessungen sind dann mit dem ENERCON GPM abzustimmen.



Um die Rotorblätter während des Hubvorgangs zu führen, werden sie mittels Seilen und Winden abgespannt und in Position gebracht. Die Fixierung der Winden erfolgt am Boden in einem Mindestabstand von 1x Turmhöhe in Metern zur Rotorblattspitze. Abhängig von der lokalen Befestigungsdichte können zusätzliche Rodungsschneisen zur Abspannung nötig sein (vgl. *Standorte für Winden*, S. 26). Dies wird mit dem ENERCON GPM abgestimmt.

## 6.2 Kranauslegermontagefläche

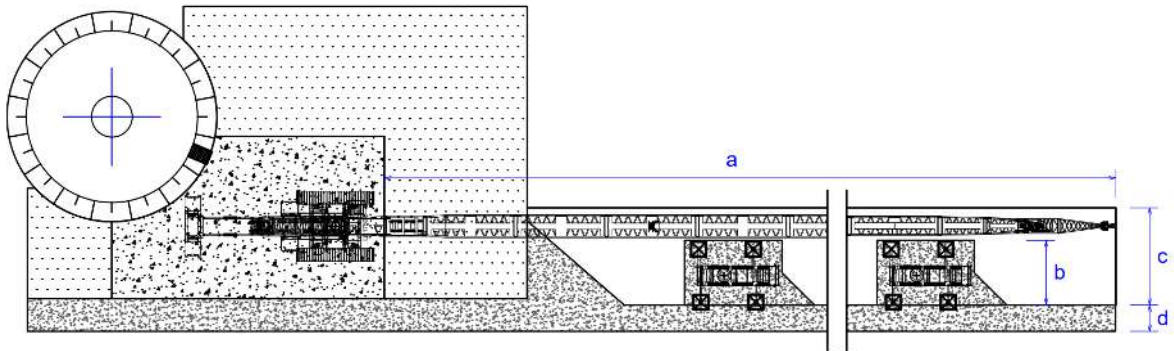


Abb. 13: Kranauslegermontagefläche

a	140 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 zusammgebaut. 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 Optionale Rotorblattlagerfläche im Windpark

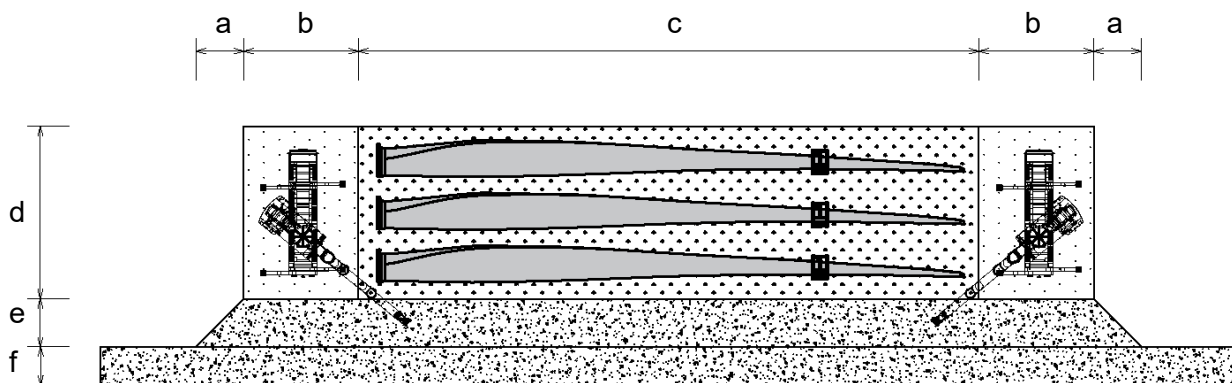


Abb. 14: Rotorblattlagerfläche (Konstruktionsschema)

a	5 m	Länge Trichter Ausweichbucht	b	12 m	Breite Hilfskranstellfläche
c	83 m	Länge Rotorblattlagerfläche	d	18 m	Breite Rotorblattlagerfläche / Länge Hilfskranstellfläche
e	5 m	Breite Ausweichbucht	f	4 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn

Die Rotorblattlagerfläche ist ein Zwischenlager für Rotorblätter. Außerdem kann die Fläche zum Umladen von Rotorblättern verwendet werden. Die Rotorblattlagerfläche befindet sich an einer Ausweichbucht entlang der Zuwegung. Die Lagerfläche ist wurzelstockfrei. An den Stirnseiten der Lagerfläche steht jeweils ein Hilfskran zum Umladen der Rotorblätter. Die Rotorblattlagerfläche ersetzt nicht die verpflichtend auszuweisenden Parkplätze für Langtransporte (vgl. *Parkplätze für Langtransporte*, S. 12).

Die Rotorblattlagerfläche wird eingeplant, wenn am WEA-Standort keine Lagerfläche gebaut werden kann oder wenn aufgrund des Aufbau- und Logistikkonzepts keine Just-in-Time-Anlieferung der Rotorblätter möglich ist. Die Größe der Rotorblattlagerfläche und die Lage im Windpark ergeben sich aus dem Aufbau- und Logistikkonzept und werden mit dem ENERCON GPM abgestimmt. Die logistischen Mehrkosten trägt der Auftraggeber. Vertraglich vereinbarte Termine müssen ggf. vom Auftragnehmer angepasst werden.

Tab. 8: Anforderungen an die Rotorblattlagerfläche

Parameter	Anforderung
Tragfähigkeit der Ausweichbucht	12 t Achslast
Mindestbelastbarkeit der Hilfskranstellflächen	min. 135 kN/m <sup>2</sup>

## 6.4 Zentrale Anlaufstelle

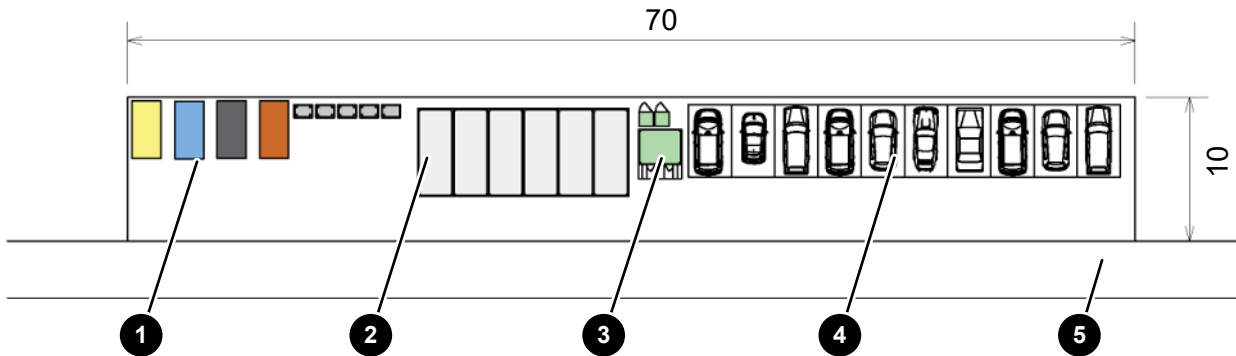


Abb. 15: Zentrale Anlaufstelle (alle Maßangaben in Meter)

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.




**16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen**

Anlagen:

- D0185200\_14.2\_de\_Technische Beschreibung\_Farbgebung.pdf
- D0248364\_15.1-Befuerung und farbliche Kennzeichnung.pdf
- D0293153\_2-de-Regulierung der Befuerung durch Sichtweitenmessgeräte.pdf
- Antrag Luftfahrthindernis\_Repowering WP Hinte I\_inkl. Anlagen\_221024\_signed.pdf
- Antwort auf Voranfrage Luftverkehrsrechtliche Zustimmung Az.; 5212\_30316-3(62-20)\_141220.pdf
- D02547282\_0.1-Notstromversorgung der Befuerung für Windenergieanlagen in Dt.pdf

Windenergieanlagen werden außen 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
E-115 EP3 E4		x	x
E-126 EP3	x (optional)	x	x
E-138 EP3	x		
E-138 EP3 E2		x	x
E-138 EP3 E3		x	x
EP5		x	x

### Glanzgrad

Der Glanzgrad der verwendeten Farbtöne in den Bereichen Rotorblatt, Gondel und Turm beträgt max. 30 ±10 Glanzeinheiten. Der Glanzgrad vermindert sich im Lauf der Zeit durch Witterungseinflüsse.

### 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.

Bei den Windenergieanlagentypen E-115 EP3 E4, E-138 EP3 E3, E-160 EP5 E3 und E-175 EP5 wird die Unterseite der Gondel in feuerverzinktem Stahl gemäß DIN EN ISO 1461 ausgeführt. Die Seitenteile und das Dach werden in Stahl ausgeführt. Die Beschichtung von Seitenteilen und Dach erfüllt außen die Korrosivitätskategorie C5 und innen C3.

### Korrosionsschutz

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

# Technische Beschreibung

## Befuerung 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 ▪ Internet: http://www.enercon.de  
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy  
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411  
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

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

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

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

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

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

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

**Dokumentinformation**

<b>Dokument-ID</b>	D0248364/15.1-de
<b>Vermerk</b>	Originaldokument

<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2022-09-13	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Allgemeines .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Befuerungsleuchten .....</b>	<b>6</b>
2.1	Befuerungsleuchten Gondel .....	6
2.2	Befuerungsleuchten Turm .....	7
<b>3</b>	<b>Befuerungsmanagement .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Farbliche Kennzeichnung .....</b>	<b>9</b>



## Abkürzungsverzeichnis

<b>AVV</b>	Allgemeine Verwaltungsvorschrift
<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)
<b>Traficom</b>	Finnish Transport and Communications Agency

## 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 Befuerung und/oder farbliche Kennzeichnung realisiert werden.

ENERCON bietet Befuerung 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 Traficom oder des französischen STAC werden berücksichtigt.

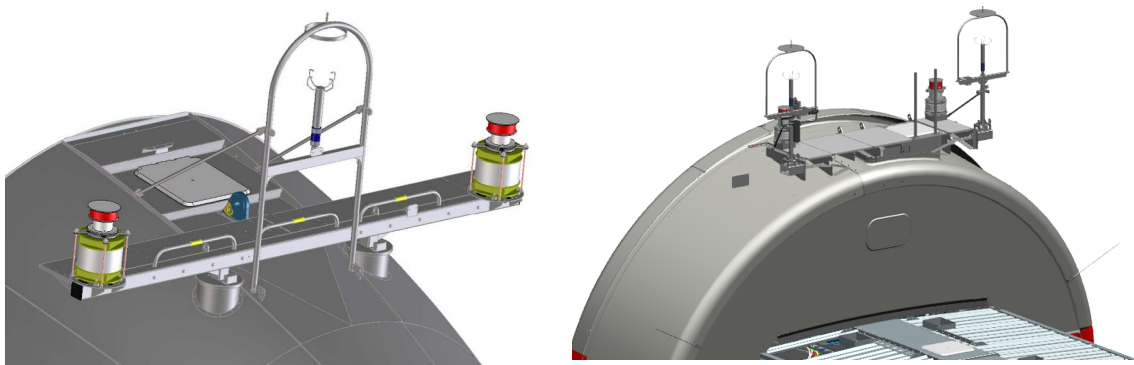
## 2 Befuerungsleuchten

ENERCON bezieht zertifizierte Befuerungsleuchten von Zulieferern. Eingesetzt werden ausschliesslich Befuerungsleuchten, 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 werden über den Steuerschrank Befuerung oder über die Steuerung der Windenergieanlage gesteuert.

Eine Stromversorgung bei Netzausfall ist gewährleistet. 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, beispielhafte Darstellung**

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

Die Befuerungsleuchten 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 Befuerungsleuchten Turm



**Abb. 2: Befuerungsleuchte am Turm**

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

### 3 Befuerungsmanagement

Bei Windenergieanlagen der Plattform EP5 kann die technische Umsetzung der nachfolgend erläuterten Funktionen abweichen.

#### **Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung**

Die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung beschränkt die Lichtemission der Windenergieanlage auf jenen Zeitraum, in dem Luftfahrzeuge den sicherheitsrelevanten Bereich der Windenergieanlage durchqueren.

#### **Parksynchronisation**

Blinkende Gondelbefuerungsleuchten 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 Sicht 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 das Fernüberwachungssystem 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.

## 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 Befuerung 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:

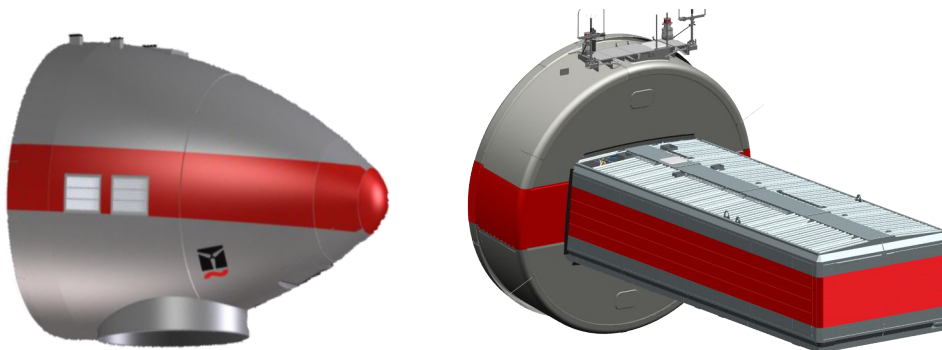
### Rotorblatt



**Abb. 3: Farbliche Kennzeichnung am Rotorblatt, beispielhafte Darstellung**

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

### Gondel



**Abb. 4: Farbliche Kennzeichnung an der Gondel, beispielhafte Darstellung**

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

## Turm



**Abb. 5: 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

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 ▪ Internet: http://www.enercon.de  
Geschäftsführer: Hans-Dieter Kettwig, Jost Backhaus, Momme Janssen, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle  
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411  
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

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

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

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

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

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

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

#### Dokumentinformation

<b>Dokument-ID</b>	D0293153-2
<b>Vermerk</b>	Originaldokument

<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2020-11-30	de	DB	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**

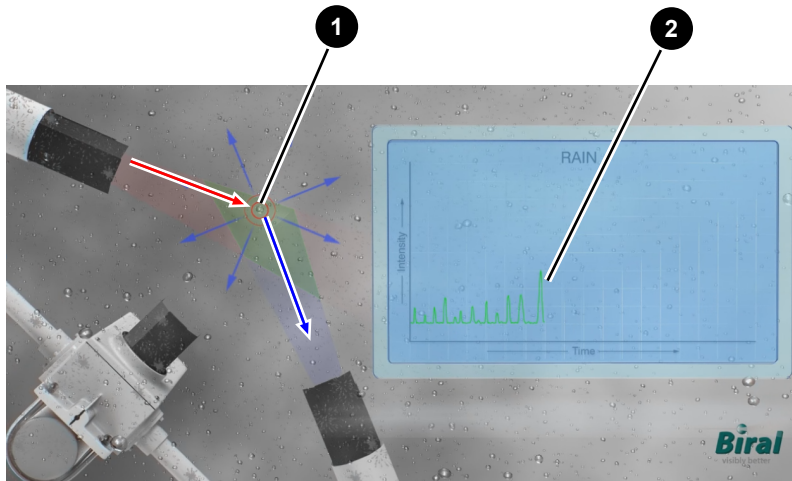
„Die Nennlichtstärke der Tagesfeuer nach Nummer 3.1 und Feuer W, rot (ES) nach Nummer 3.5 kann sichtweitenabhängig reduziert werden. Bei Sichtweiten über 5 Kilometern darf die Nennlichtstärke auf 30 % und bei Sichtweiten über 10 Kilometern auf 10 % reduziert werden. Die Sichtweitenmessung erfolgt nach 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 Sichtweitemessgeräte 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 Sichtweitemessgeräte sind fortlaufend aufzuzeichnen. Die Aufzeichnungen sind mindestens vier Wochen vorzuhalten. Der Abstand zwischen einer Windenergieanlage mit Sichtweitemessgerät und Windenergieanlagen ohne Sichtweitemessgerät darf maximal 1 500 Meter betragen. Bei Windenergieanlagen-Blöcken im Meeresbereich sind die Sichtweitemessgeräte 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 Sichtweitemessgerät für die Sichtweitenregulierung vorgeschrieben.





**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 Sichtweitemessgerät 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.

## Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses

Niedersächsische Landesbehörde  
für Straßenbau und Verkehr  
Dezernat 33 – Luftverkehr  
Standort Oldenburg  
Kaiserstraße 27  
26122 Oldenburg

Bitte beachten Sie beim Ausfüllen die  
Hinweise auf der Rückseite!

### Bauvorhaben

#### Genauere Bezeichnung des Vorhabens

Repowering WP Hinte I

Abbau von 8 Altanlagen und Neubau von 7  
Windenergieanlagen des Herstellers ENERCON  
E-160 EP5 E3, 5560 kW mit einer Nabenhöhe von  
119,8m und einer Gesamthöhe von 199,8m.

FÜR VERSAND IM FENSTERUMSCHLAG (DIN LANG) AN DIESER LINIE FALTEN

### Antragsteller(in)<sup>1</sup>

<b>Frau, Herr, Firma</b> (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters) WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG		<b>Anschrift</b> (Straße, Nr., PLZ, Ort) Süderstraße 32, 26802 Neermoor	
<b>E-Mail</b> bredehoeft@wea-gmbh.de		<b>Telefon</b> 04954-93999-80	<b>Fax</b>

### Kostenschuldner(in)<sup>2</sup>

<b>Frau, Herr, Firma</b> (genaue Bezeichnung des Unternehmens und Name des gesetzlichen Vertreters) siehe Antragsteller		<b>Anschrift</b> (Straße, Nr., PLZ, Ort)	
<b>E-Mail</b>		<b>Telefon</b>	<b>Fax</b>

### Hindernisdaten

<b>Hindernisart</b> 7 Windenergieanlagen	<b>Standort<sup>3</sup></b> gem. Anlage
<b>Zeitraum<sup>4</sup></b> von Okt. 2025 bis offen	

permanent
  temporär
  unbekannt
 (bitte Zutreffendes ankreuzen)

### Koordinaten (Messung mit WGS 84)

<b>Höhe über NN<sup>5</sup></b> gem. Anlage		<b>Höhe über Grund<sup>6</sup></b> 199,8m		<b>Bemerkungen<sup>9</sup></b> BNK nicht zulässig wegen Nähe Flugplatz	
<b>Gemarkung</b> gem. Anlage	<b>Flur</b> gem. Anlage	<b>Flurstück</b> gem. Anlage	<b>Nord<sup>7</sup></b> gem. Anlage	<b>Ost<sup>8</sup></b> gem. Anlage	

Ort, Datum, Unterschrift Neermoor, 22.10.24 
--

### Anlagen

<input checked="" type="checkbox"/>	Übersichtsplan
<input checked="" type="checkbox"/>	Baubeschreibung
<input type="checkbox"/>	Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

## Hinweise zum Antrag auf Errichtung eines Luftfahrthindernisses

Ein **Luftfahrthindernis** ist ein Objekt, das durch seine Höhe oder seinen Standort ein Hindernis für den Luftverkehr darstellt. Hindernisse können neben Bauwerken wie z. B. Windkraftanlagen oder Funktürme auch Bäume, Freileitungen, Masten, Kräne, Dämme oder Aufschüttungen sein.

Vor der Errichtung von Luftfahrthindernissen

- in Bauschutzbereichen von Flugplätzen
- und allgemein mit Gesamthöhen von > 100 m über Grund

ist die Zustimmung der Luftfahrtbehörde gem. §§ 12 ff. des Luftverkehrsgesetzes erforderlich.

Bei Luftfahrthindernissen  $\leq 100$  m über Grund, die in der Nähe von Segelfluggeländen oder Landeplätzen (auch Hubschrauber-Sonderlandeplätzen) geplant werden, nehmen Sie bitte telefonisch Kontakt mit dem Dezernat 33 – Luftverkehr (Standort Oldenburg oder Wolfenbüttel) auf.

1. Bitte tragen Sie hier den **Antragsteller** mit den entsprechenden Adressdaten in die dafür vorgesehenen Felder ein. Das Feld „Telefon“ ist ein Pflichtfeld.
2. Falls nicht identisch mit Antragsteller: Bitte tragen Sie hier den **Kostenschuldner** mit den entsprechenden Adressdaten in die dafür vorgesehenen Felder ein. Das Feld „Telefon“ ist ein Pflichtfeld.
3. Bitte geben Sie hier die Adresse oder einen anderen **eindeutigen geografischen Bezugspunkt** an (z. B. bei Gebäuden 123 oder auf Anhöhe, etc.) Für die **Flur- und die Flurstück-Nr.** sind die ebenso bezeichneten Felder im Bereich "Koordinaten" zu verwenden. Werden die Angaben zur Flur Nr. nur hier vorgenommen, können Sie nicht automatisch ausgewertet werden.
4. Bitte geben Sie hier einen **genauen Zeitraum** (von ... bis ...) an; bei temporären Hindernissen bitte auch die **Uhrzeit**.
5. Bitte geben Sie hier die maximale **Höhe des Hindernisses über NN** ein.
6. Bitte geben Sie hier die maximale **Höhe des Hindernisses über Grund** ein.
7. Bitte geben Sie die **Koordinaten (Nord)** nach folgender Systematik ein: Grad Minuten Sekunden (z. B.: 51 32 48,1234).
8. Bitte geben Sie die **Koordinaten (Ost)** nach folgender Systematik ein: Grad Minuten Sekunden (z. B.: 8 12 4,99).
9. Hier sollen Sie **zusätzliche Angaben** zum Hindernis machen, z. B. Auslegerlänge bei Kränen, Art des Kranes (z. B. Mobilkran, Autokran etc.) oder kurze Beschreibungen zu Besonderheiten (z. B. Landebahnspernung).

### Folgende Unterlagen sind dem Antrag beizufügen:

Übersichtsplan

Baubeschreibung

Informationen über den/die zum Einsatz kommenden Kran/Kräne (falls vorhanden)

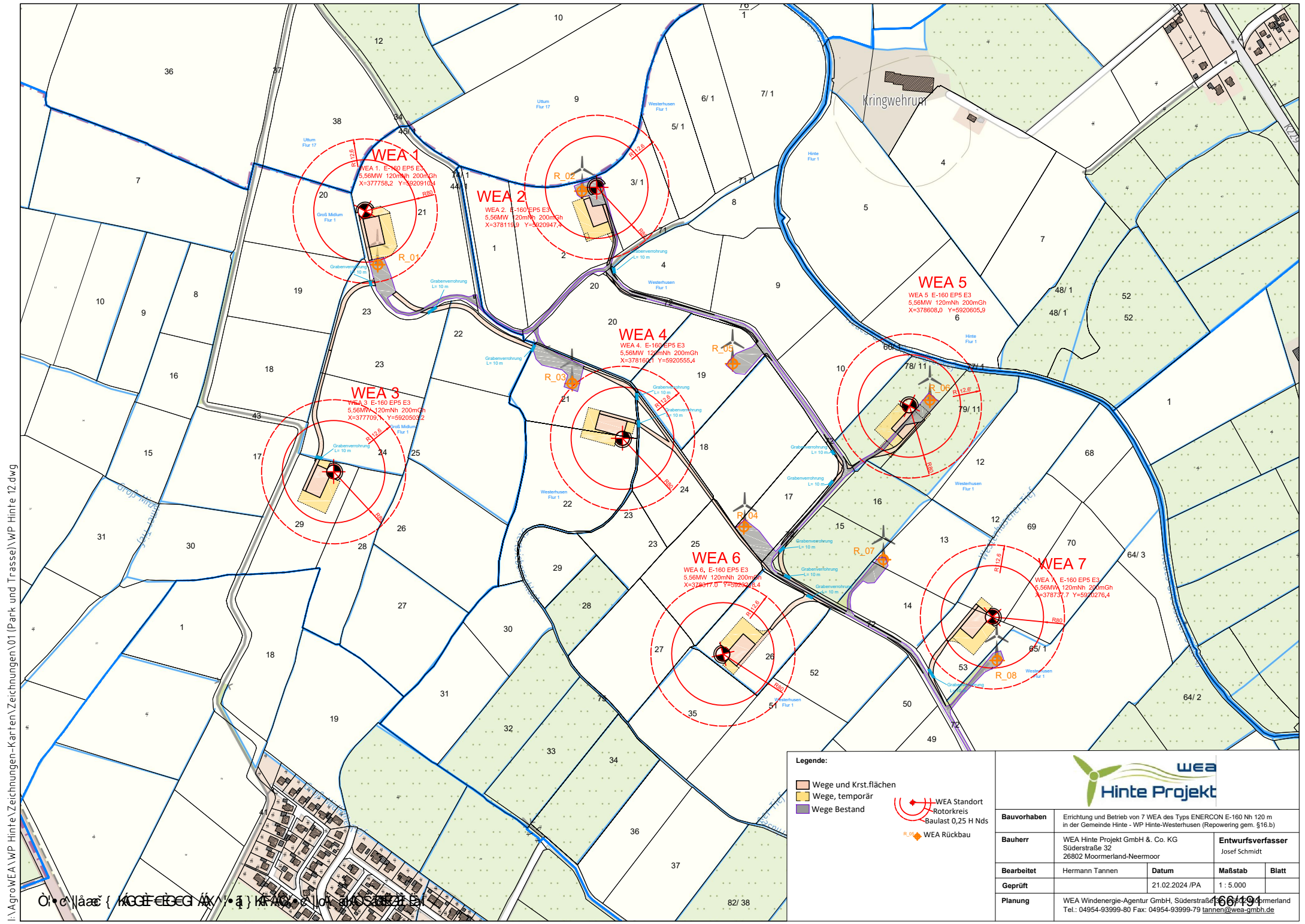


### Anlage zum Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§ 12 ff. LuftVG zur Errichtung eines Luftfahrthindernisses

WEA Nr.	Anlagentyp	Leistung	GOK über NN	Nabenhöhe	Höhe über NN <sup>5</sup>	Höhe über Grund <sup>6</sup>	Gemarkung	Flur	Flurstück	Nord <sup>7</sup> WGS84	Ost <sup>8</sup> WGS84	Bemerkungen <sup>9</sup>
WEA 1	E-160 EP5 E3 R1	5560 kW	0,5 m	119,8 m	200,3 m	199,8 m	Groß Middlum	1	21	53° 25' 22,99''	7° 9' 37,35''	Max. Anlagenhöhe gem. Nds. Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr beträgt 208 m über NN. BNK ist nicht zulässig wegen Nähe zum Flugplatz Emden.
WEA 2	E-160 EP5 E3 R1	5560 kW	0,5 m	119,8 m	200,3 m	199,8 m	Westerhusen	1	2 u. 3/1	53° 25' 24,51''	7° 9' 56,88''	
WEA 3	E-160 EP5 E3 R1	5560 kW	0,5 m	119,8 m	200,3 m	199,8 m	Groß Middlum	1	29	53° 25' 9,79''	7° 9' 32,26''	
WEA 4	E-160 EP5 E3 R1	5560 kW	0,5 m	119,8 m	200,3 m	199,8 m	Westerhusen	1	21 u. 22	53° 25' 11,86''	7° 9' 59,60''	
WEA 5	E-160 EP5 E3 R1	5560 kW	0,0 m	119,8 m	199,8 m	199,8 m	Westerhusen	1	78/11	53° 25' 13,88''	7° 10' 23,79''	
WEA 6	E-160 EP5 E3 R1	5560 kW	0,5 m	119,8 m	200,3 m	199,8 m	Westerhusen	1	26	53° 25' 1,09''	7° 10' 8,56''	
WEA 7	E-160 EP5 E3 R1	5560 kW	0,0 m	119,8 m	199,8 m	199,8 m	Westerhusen	1	53 u. 69	53° 25' 3,31''	7° 10' 31,26''	

#### vorhandene Altanlagen (R = Rückbau)

												Inbetriebnahme
R_01	E-66/18.70	1800 kW	0,5 m	64,8 m	97,8 m	144,8 m	Groß Middlum	1	21	53° 25' 20.34"	7° 9' 38.53"	18.10.2001
R_02	E-66/18.70	1800 kW	0,5 m	64,8 m	97,8 m	144,8 m	Westerhusen	1	2	53° 25' 24.33"	7° 9' 55.65"	21.07.2001
R_03	E-66/18.70	1800 kW	0,5 m	64,8 m	97,8 m	144,8 m	Westerhusen	1	21	53° 25' 14.57"	7° 9' 55.25"	17.10.2001
R_04	E-66/18.70	1800 kW	0,5 m	64,8 m	97,8 m	144,8 m	Westerhusen	1	17	53° 25' 7.55"	7° 10' 10.07"	09.10.2001
R_05	E-66/20.70	2000 kW	0,5 m	64,8 m	99,8 m	144,8 m	Westerhusen	1	19	53° 25' 15.78"	7° 10' 8.75"	09.06.2004
R_06	E-66/20.70	2000 kW	0,5 m	64,8 m	99,8 m	144,8 m	Westerhusen	1	78/11	53° 25' 14.196"	7° 10' 25.5"	15.06.2004
R_07	E-66/20.70	2000 kW	0,5 m	64,8 m	99,8 m	144,8 m	Westerhusen	1	13	53° 25' 6.08"	7° 10' 21.89"	17.06.2004
R_08	Vestas V 39	500 kW	0,5 m	40,5 m	60,0 m	120,5 m	Westerhusen	1	65/1	53° 25' 1.15"	7° 10' 31.75"	05.08.1994



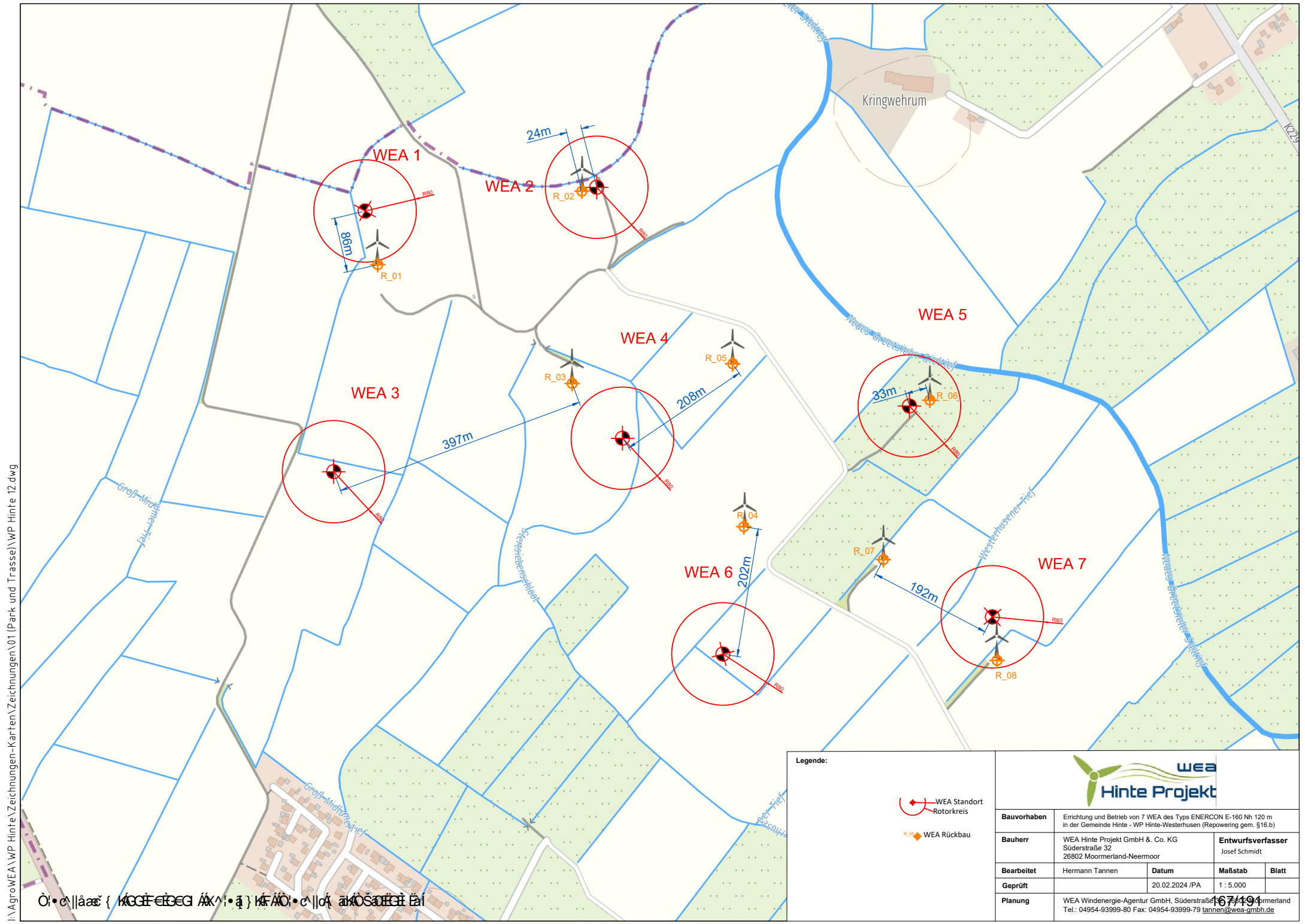
I:\AgroWEA\WP Hinte\Zeichnungen-Karten\Zeichnungen\01 (Park und Trasse)\WP Hinte 12.dwg

- Legende:**
- Wege und Krst.flächen
  - Wege, temporär
  - Wege Bestand
  - WEA Standort
  - Rotorkreis
  - Baulast 0,25 H Nds
  - WEA Rückbau



<b>Bauvorhaben</b>	Errichtung und Betrieb von 7 WEA des Typs ENERCON E-160 Nrh 120 m in der Gemeinde Hinte - WP Hinte-Westerhusen (Repowering gem. §16.b)		
<b>Bauherr</b>	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG Süderstraße 32 26802 Moormerland-Neermoor	<b>Entwurfsverfasser</b>	Josef Schmidt
<b>Bearbeitet</b>	Hermann Tannen	<b>Datum</b>	21.02.2024 /PA
<b>Geprüft</b>		<b>Maßstab</b>	1 : 5.000
<b>Planung</b>	WEA Windenergie-Agentur GmbH, Süderstraße 166, 26802 Moormerland Tel.: 04954-93999-80 Fax: 04954-93999-79 <a href="mailto:tannen@wea-gmbh.de">tannen@wea-gmbh.de</a>		

01.c:\lae\{KOE\EG AX\\*} KAE\\*lot\and\01.dwg



I:\AgroWEA\WP Hinte\Zeichnungen-Karten\Zeichnungen\01 (Park und Trasse)\WP Hinte 12.dwg

0: c || a a e { K O F e i e G A x \ : . a } K F A O . c || a a K O S a u f e i a i

**Legende:**

- WEA Standort
- Rotorkreis
- WEA Rückbau

<b>Bauvorhaben</b>	Erichtung und Betrieb von 7 WEA des Typs ENERCON E-160 Nh 120 m in der Gemeinde Hinte - WP Hinte-Westerhusen (Repowering gem. §16.b)			
<b>Bauherr</b>	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG Süderstraße 32 26802 Moormerland-Neermoor		<b>Entwurfsverfasser</b> Josef Schmidt	
<b>Bearbeitet</b>	Hermann Tannen	<b>Datum</b>	20.02.2024 /PA	<b>Maßstab</b>
<b>Geprüft</b>				1 : 5.000
<b>Planung</b>	WEA Windenergie-Agentur GmbH, Süderstraße 32, 26802 Moormerland Tel.: 04954-93999-80 Fax: 04954-93999-79 <a href="mailto:tannen@wea-gmbh.de">tannen@wea-gmbh.de</a>		<b>167194</b>	



# Kurzbeschreibung

## Repowering WP Hinte I

Die Firma WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG, Süderstraße 32, 26802 Moormerland bereitet im Auftrage der Altanlagenbetreiber das Repowering von acht vorhandenen Windenergieanlagen (WEA) durch sieben neue Windenergieanlagen vor.

Das Repoweringprojekt WP Hinte I befindet sich in der Gemeinde Hinte. Die acht alten Windenergieanlagen (bezeichnet als R\_01 bis R\_08) sollen durch sieben neue Anlagen (bezeichnet als WEA 1 bis WEA 7) ersetzt werden (siehe Tabelle Projektdaten).

Die Standorte befinden sind in den Gemarkungen Groß Midlum und Westerhusen in der Gemeinde Hinte (siehe Lageplan).

Einer Gesamthöhe der neuen Windenergieanlagen wird gem. der Stellungnahme der Niedersächsischen Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr – Dezernat 52 Luftverkehr unter Beteiligung der DFS und Rücksprache mit dem Luftfahrtamt der Bundeswehr bis zu 208 m über NN zugestimmt (Az.: 5212/30316-3(62/20)).

Somit wird mit dem Anlagentyp **ENERCON E-160 EP5 E3 R1** mit 119,83 m Nabenhöhe und einer **Gesamthöhe von 199,83 m** geplant.

Die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) darf aufgrund der geringen Nähe zum Flugplatz Emden (< 10 km) nicht betrieben werden.

Die Inbetriebnahme der 7 geplanten Anlagen ist ab Oktober 2025 geplant.

Die Einspeisung (Netzanschlüsse) erfolgt zum einen über den bestehenden Mittelspannungsanschluss im UW Eilsum des EVU's EWE sowie dem Windumspannwerk „UW Hinte“ ins 110 kV Netz der AVACON.

Mit diesem Antrag wird das geplante Repowering des Windparks Hinte I (R\_01 bis R\_07) und einer weiteren Einzelanlage (R\_08) **gem. BImSchG § 16b** beantragt.

Neermoor, den 22.10.24



Maïke Bredehöft

## Hermann Tannen

---

**Von:** Berger, Philip (NLSTBV) <Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de>  
**Gesendet:** Montag, 14. Dezember 2020 11:28  
**An:** Hermann Tannen  
**Betreff:** AW: Voranfrage auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§12 ff LuftVG zur Errichtung von Luftfahrthindernissen, Az.: 5212/30316-3 (62/20)

Sehr geehrter Herr Tannen,

nach Rücksprache mit dem Luftfahrtamt der Bundeswehr kann ich Ihnen mitteilen, dass bis zu einer Höhe von **208m über NN** keine Einflüsse auf die MVA bestehen. Bis zu dieser Höhe würde das Luftfahrtamt dem Vorhaben zustimmen.

Für Rückfragen stehe ich Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichem Gruß  
Im Auftrage

Philip Berger

### Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr

Zentraler Geschäftsbereich 5  
Dezernat 52 Luftverkehr  
Göttinger Chaussee 76 A  
30453 Hannover  
Telefon: +49 511 3034-2501  
Fax: +49 511 3034-2099  
E-Mail: Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de  
www.luftverkehr.niedersachsen.de

*Hinweis: Personenbezogene Daten werden gemäß Art. 6 Abs. 1 DS-GVO i.V.m. § 3 NDSG verarbeitet. Weitere Informationen finden Sie auf unserer Webseite <https://www.strassenbau.niedersachsen.de> unter „Service“. Auf Wunsch senden wir Ihnen die Informationen gerne zu.*

---

**Von:** Berger, Philip (NLSTBV)  
**Gesendet:** Dienstag, 8. Dezember 2020 11:21  
**An:** 'Hermann Tannen' <Tannen@wea-gmbh.de>  
**Betreff:** AW: Voranfrage auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§12 ff LuftVG zur Errichtung von Luftfahrthindernissen, Az.: 5212/30316-3 (62/20)

Sehr geehrter Herr Tannen,

aufgrund von urlaubsbedingter Abwesenheit kann ich Ihnen erst jetzt antworten.

Beigefügt übermittle ich Ihnen meine Entscheidung vorab per E-Mail. Das Originalschreiben geht Ihnen in den kommenden Tagen postalisch zu.

Die Ablehnung erfolgt auf Grundlage der gutachterlichen Stellungnahme der Deutschen Flugsicherung GmbH, die wiederum das Luftfahrtamt der Bundeswehr beteiligt hat.

Für Rückfragen stehe ich Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichem Gruß  
Im Auftrage

Philip Berger

**Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr**

Zentraler Geschäftsbereich 5  
Dezernat 52 Luftverkehr  
Göttinger Chaussee 76 A  
30453 Hannover  
Telefon: +49 511 3034-2501  
Fax: +49 511 3034-2099  
E-Mail: [Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de](mailto:Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de)  
[www.luftverkehr.niedersachsen.de](http://www.luftverkehr.niedersachsen.de)

*Hinweis: Personenbezogene Daten werden gemäß Art. 6 Abs. 1 DS-GVO i.V.m. § 3 NDSG verarbeitet. Weitere Informationen finden Sie auf unserer Webseite <https://www.strassenbau.niedersachsen.de> unter „Service“. Auf Wunsch senden wir Ihnen die Informationen gerne zu.*

---

**Von:** Hermann Tannen <[Tannen@wea-gmbh.de](mailto:Tannen@wea-gmbh.de)>  
**Gesendet:** Montag, 30. November 2020 13:35  
**An:** Berger, Philip (NLSTBV) <[Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de](mailto:Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de)>  
**Cc:** Wilhelm Wilberts <[Wilberts@wea-gmbh.de](mailto:Wilberts@wea-gmbh.de)>  
**Betreff:** AW: Voranfrage auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§12 ff LuftVG zur Errichtung von Luftfahrthindernissen, Az.: 5212/30316-3 (62/20)  
**Priorität:** Hoch

**ACHTUNG!!** Diese E-Mail erreicht Sie von einem Absender außerhalb der niedersächsischen Landesverwaltungs-Infrastruktur mit TLS-Verschlüsselung. Bitte klicken Sie auf keine Links oder öffnen Sie keine E-Mail-Anhänge, falls Sie den Absender nicht kennen und nicht wissen, ob der Inhalt sicher ist.

**Voranfrage auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§12 ff LuftVG zur Errichtung von Luftfahrthindernissen**  
**Az.: 5212/30316-3 (62/20)**

Sehr geehrter Herr Berger,  
leider haben wir bisher noch keine Rückmeldung auf unsere o.a. Voranfrage vom 07.10.20 erhalten. Wir möchten Sie bitten, bei der DFS nach der gutachterlichen Stellungnahme zu fragen.

Wir würden uns über eine kurzfristige Rückmeldung sehr freuen.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

**Mit freundlichen Grüßen**  
**WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG**

**i. A. Dipl.-Ing.(FH) H. Tannen**

**An der Welle 36a  
26506 Norden**

E-Mail: [tannen@wea-gmbh.de](mailto:tannen@wea-gmbh.de)  
Tel.: 04931 16263  
Handy: 0172 244 57 30  
Fax: 04931 93 64 62  
Amtsgericht: Aurich  
HRA: 202255  
St. Nr.: St.-Nr. 62/201/06885

Diese E-Mail enthält vertrauliche und/oder rechtlich geschützte Informationen. Wenn Sie nicht der richtige Adressat sind oder diese E-Mail irrtümlich erhalten haben, informieren Sie bitte sofort den Absender und vernichten Sie diese Mail. Das unerlaubte Kopieren sowie die unbefugte Weitergabe dieser Mail ist nicht gestattet.

This e-mail may contain confidential and/or privileged information. If you are not the intended recipient (or have received this e-mail in error) please notify the sender immediately and destroy this e-mail. Any unauthorised copying, disclosure or distribution of the material in this e-mail is strictly forbidden.

---

**Von:** Berger, Philip (NLSTBV) <[Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de](mailto:Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de)>

**Gesendet:** Mittwoch, 7. Oktober 2020 16:57

**An:** Hermann Tannen <[Tannen@wea-gmbh.de](mailto:Tannen@wea-gmbh.de)>

**Betreff:** AW: Voranfrage auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§12 ff LuftVG zur Errichtung von Luftfahrthindernissen

Sehr geehrter Herr Tannen,

ich bestätige Ihnen den Eingang Ihrer E-Mail. Der Vorgang wird unter dem Aktenzeichen **5212/30316-3 (62/20)** geführt. Die Unterlagen sind **vollständig** eingegangen.

Aufgrund der Höhen der Baumaßnahmen von 246,60 Metern über Grund darf eine spätere Genehmigung nur mit meiner Zustimmung erteilt werden (§ 14 Abs. 1 Luftverkehrsgesetz -LuftVG-). Bevor ich über die Erteilung der Zustimmung nach § 14 Abs. 1 LuftVG entscheiden kann, bin ich gemäß § 31 Abs. 3 LuftVG verpflichtet, von der Deutschen Flugsicherung GmbH (DFS) eine gutachtliche Stellungnahme einzuholen.

Meine luftrechtliche Entscheidung sende ich Ihnen, nach Erhalt der gutachtlichen Stellungnahme der DFS, umgehend zu.

Ich wünsche einen schönen Abend.

Für Rückfragen stehe ich Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichem Gruß  
Im Auftrage

Philip Berger  
Verwaltungsfachwirt

**Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr**

Zentraler Geschäftsbereich 5

Dezernat 52 Luftverkehr

Sachgebiet Querschnitts- und Sonderaufgaben

Göttinger Chaussee 76 A

30453 Hannover

Telefon: +49 511 3034-2501

Fax: +49 511 3034-2099  
E-Mail: [Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de](mailto:Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de)  
[www.luftverkehr.niedersachsen.de](http://www.luftverkehr.niedersachsen.de)

*Hinweis Personenbezogene Daten werden gem. Art. 6 Abs. 1 DS-GVO i.V.m. § 3 NDSG verarbeitet. Weitere Informationen finden Sie auf unserer Webseite <https://www.strassenbau.niedersachsen.de> unter „Service“. Auf Wunsch senden wir Ihnen die Informationen zu.*

---

**Von:** Hermann Tannen <[Tannen@wea-gmbh.de](mailto:Tannen@wea-gmbh.de)>  
**Gesendet:** Mittwoch, 7. Oktober 2020 15:59  
**An:** Berger, Philip (NLSTBV) <[Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de](mailto:Philip.Berger@nlstbv.niedersachsen.de)>  
**Cc:** Wilhelm Wilberts <[Wilberts@wea-gmbh.de](mailto:Wilberts@wea-gmbh.de)>  
**Betreff:** Voranfrage auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§12 ff LuftVG zur Errichtung von Luftfahrthindernissen

**ACHTUNG!!** Diese E-Mail erreicht Sie von einem Absender außerhalb der niedersächsischen Landesverwaltungs-Infrastruktur mit TLS-Verschlüsselung. Bitte klicken Sie auf keine Links oder öffnen Sie keine E-Mail-Anhänge, falls Sie den Absender nicht kennen und nicht wissen, ob der Inhalt sicher ist.

**Voranfrage auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung gem. §§12 ff LuftVG zur Errichtung von Luftfahrthindernissen  
Repowering WP Hinte I**

Sehr geehrter Herr Berger,

der bestehende Windpark Hinte I mit 7 Anlagen vom Typ Enercon E-66 18.66 und 65 m Nabenhöhe sollen repowert und durch 3 neue Enercon E-160 EP5 EP3 E2 ersetzt werden.

Da mit wir vorab bereits die Zulässigkeit dieses geplanten Repowerings erfahren, bitten wir um eine Prüfung der luftverkehrsrechtlichen Zulässigkeit.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

**Mit freundlichen Grüßen  
WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG**

**i. A. Dipl.-Ing.(FH) H. Tannen**



**An der Welle 36a  
26506 Norden**

E-Mail: [tannen@wea-gmbh.de](mailto:tannen@wea-gmbh.de)  
Tel.: 04931 16263  
Handy: 0172 244 57 30  
Fax: 04931 93 64 62  
Amtsgericht: Aurich  
HRA: 202255  
St. Nr.: St.-Nr. 62/201/06885



## 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

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 1			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Enercon E-160 EP5 E3 R1	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG		32377758	5920910

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Hinte					

**Abstand nach LBauO**

Baulasten erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
------------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

Baulasten erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
------------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp	E-66/18.70	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	VH Windenergie GmbH & Co. KG	Ostwert	32377778	Nordwert	5920827	Datum	18.10.2001	AZ.:	11936/1998	
Gemeinde	Hinte	Gemarkung	Groß Midlum	Flur	1	Flurstücke	21		<input checked="" type="checkbox"/>	

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 2				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
Enercon E-160 EP5 E3 R1	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG			32378120	5920947

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Hinte	Westerhusen	1	2 u. 3/1		

**Abstand nach LBauO**

Baulast erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
----------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

					<input checked="" type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	-------------------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp	E-66/18.70	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Windpark Hinte GmbH & Co. Nord KG	Ostwert	32378097	Nordwert	5920942	Datum	21.07.2001	AZ.:	12465/1999	
Gemeinde	Hinte	Gemarkung	Westerhusen	Flur	1	Flurstücke	2		<input checked="" type="checkbox"/>	

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 3				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
Enercon E-160 EP5 E3 R1	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG			32377709	5920503

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Hinte					

**Abstand nach LBauO**

Baulast erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
----------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

Baulast erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
----------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Gewässerquerung**

Baulasten erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
------------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp	E-66/18.70	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Windpark Hinte GmbH & Co. West KG	Ostwert	32378082	Nordwert	5920641	Datum	17.10.2001	AZ.:	12466/1999	
Gemeinde	Hinte	Gemarkung	Westerhusen	Flur	1	Flurstücke	21		<input checked="" type="checkbox"/>	

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 4				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
Enercon E-160 EP5 E3 R1	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG			32378160	5920555

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Hinte	Westerhusen	1	21 u. 22		

**Abstand nach LBauO**

Baulasten erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
------------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

Baulasten erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
------------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Gewässerquerung**

Baulasten erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
------------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp	E-66/20.70	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	KL Energy Projekt GmbH	Ostwert	32378332	Nordwert	5920672	Datum	09.06.2004	AZ.:	10907/2003	
Gemeinde	Hinte	Gemarkung	Westerhusen	Flur	1	Flurstücke	19		<input checked="" type="checkbox"/>	

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 5				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
Enercon E-160 EP5 E3 R1	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG			32378608	5920606

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Hinte	Westerhusen	1	78/11		

**Abstand nach LBauO**

Baulasten erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
------------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp	E-66/70.20	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Windpark Hinte GmbH & Co. Süd-Ost KG	Ostwert	32378640	Nordwert	5920615	Datum	11411/23	AZ.:	15.06.2004	
Gemeinde	Hinte	Gemarkung	Westerhusen	Flur	1	Flurstücke	78/11		<input checked="" type="checkbox"/>	

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 6				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
NERCON E-160 EP5 E3 R1	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG			32378317	5920218

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Hinte	Westerhusen	1	26		

**Abstand nach LBauO**

Baulasten erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
------------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp	E-66/18.70	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG	Ostwert	32378 350	Nordwert	592041 7	Datum	09.10.2 001	AZ.:	124 67/ 199 9	
Gemeinde	Hinte	Gemarkung	Westerhusen	Flur	1	Flurstücke	17		<input checked="" type="checkbox"/>	

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 7				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
Enercon E-160 EP5 E3 R1	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG			32378738	5920276

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Hinte	Westerhusen	1	53 u. 69		

**Abstand nach LBauO**

Baulasten erforderlich					<input checked="" type="checkbox"/>
------------------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp	E-66/20.70	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG	Ostwert	32378567	Nordwert	5920366	Datum	17.06.2004	AZ.:	11412/2003	
Gemeinde	Hinte	Gemarkung	Westerhusen	Flur	1	Flurstücke	13			<input checked="" type="checkbox"/>



<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG			

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung

**Abstand nach LBauO**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Erschließung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp	V39	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Windpark Hinte GmbH & Co. Ost KG	Ostwert	32378 745	Nordwert	592020 9	Datum	05.08.1 994	AZ.:	222 /19 93	Zustimmung
Gemeinde	Hinte	Gemarkung	Westerhusen	Flur	1	Flurstücke	65/1		<input checked="" type="checkbox"/>	

<b>16.1.9 Daten der beantragten Anlage / Daten der Anlagen im Windpark</b>
--

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrations- zone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurch- messer (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Repowering WP Hinte I									
WEA 1		Enercon	E-160 EP5 E3 R1	offen	119,8	160	199,8	5,56	
WEA 2		Enercon	E-160 EP5 E3 R1	offen	119,8	160	199,8	5,56	
WEA 3		Enercon	E-160 EP5 E3 R1	offen	119,8	160	199,8	5,56	
WEA 4		Enercon	E-160 EP5 E3 R1	offen	119,8	160	199,8	5,56	
WEA 5		Enercon	E-160 EP5 E3 R1	offen	119,8	160	199,8	5,56	
WEA 6		Enercon	E-160 EP5 E3 R1	offen	119,8	160	199,8	5,56	
WEA 7		Enercon	E-160 EP5 E3 R1	offen	119,8	160	199,8	5,56	

<b>16.1.10 Oktav-Schalleistungspegel (SLP) der beantragten Anlage / der Anlagen im Windpark</b>
---

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs- modus	Rotor- umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall- leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Repowering WP Hinte I											
WEA 1	tags		89,7	98,8	99,8	101,5	103,1	101,9	94,6	72,4	108,5
WEA 2	tags		89,7	98,8	99,8	101,5	103,1	101,9	94,6	72,4	108,5
WEA 3	tags		89,7	98,8	99,8	101,5	103,1	101,9	94,6	72,4	108,5
WEA 4	tags		89,7	98,8	99,8	101,5	103,1	101,9	94,6	72,4	108,5
WEA 5	tags		89,7	98,8	99,8	101,5	103,1	101,9	94,6	72,4	108,5
WEA 6	tags		89,7	98,8	99,8	101,5	103,1	101,9	94,6	72,4	108,5
WEA 7	tags		89,7	98,8	99,8	101,5	103,1	101,9	94,6	72,4	108,5
WEA 1	nachts		82,6	87,2	90,7	92,5	95,3	94,8	86,0	61,4	100,2
WEA 2	nachts		82,6	87,2	90,7	92,5	95,3	94,8	86,0	61,4	100,2
WEA 3	nachts		82,6	87,2	90,7	92,5	95,3	94,8	86,0	61,4	100,2
WEA 4	nachts		82,6	87,2	90,7	92,5	95,3	94,8	86,0	61,4	100,2
WEA 5	nachts		82,6	87,2	90,7	92,5	95,3	94,8	86,0	61,4	100,2
WEA 6	nachts		82,6	87,2	90,7	92,5	95,3	94,8	86,0	61,4	100,2
WEA 7	nachts		82,6	87,2	90,7	92,5	95,3	94,8	86,0	61,4	100,2

## 16.2 Privilegierte Anlagen

### 16.2.1 Tierhaltungsanlagen / Biogasanlagen: Allgemeine Angaben

Betriebsinhabernummer/n (BNR-ZD):

Ich betreibe bereits eine/mehrere Tierhaltungsanlagen bzw. bin bereits maßgeblich (mehr als 50%) an einer Tierhaltungs-KG, GbR o.ä. als Gesellschafter beteiligt:

Ja  Nein

Falls "Ja" bitte alle BNR-ZD auflisten:

BNR-ZD	Produktions- richtung	PLZ	Ort	Straße	Haus-Nr.
1	2	3	4	5	6

Ich bin bereits Betreiber einer Biogasanlage oder an einer Anlage beteiligt:

Ja  Nein

Falls "Ja" bitte

Durchsatzkapazität in t/a	Einsatzstoff	Standort	Straße	Beteiligungsanteil in %
1	2	3	4	5

der jeweiligen Anlagen angeben.

**16.2.2 Tierhaltungsanlagen / Biogasanlagen: Privilegierung nach BauGB**

Ich beantrage die Genehmigung einer **Tierhaltungsanlage**

als privilegiert gemäß BauGB § 35 (1) Nr. 1 in

Verbindung mit § 201 BauGB:

Ja  Nein

Ich beantrage die Genehmigung einer **Biogasanlage**

gemäß § 35 (1) Nr. 6 BauGB:

Ja  Nein

Hofstelle

PLZ, Ort:

Straße:


Entfernung der Hofstelle/des Betriebsstandortes von der

Anlage in km:

Gibt es nahegelegene, **kooperierende**, privilegierte Betriebe für die Biogasanlage?

Ja  Nein

Falls "Ja" folgende:

Lfd. Nr.	PLZ, Ort	Straße, Haus-Nr.
1	2	3

Für alle privilegierten kooperierenden Betriebe sind Angaben zur Flächenausstattung (Eigentums-/Pachtflächen) und zur Tierhaltung (Tierplätze je Produktionsrichtung) erforderlich:

**16.2.3 Tierhaltungsanlagen / Biogasanlagen: Angaben zu den Tierzahlen**

**Bestehende, genehmigte** Stallplätze für die vorhandenen Tierhaltungsanlagen und Beteiligungen:

BNR-ZD	Plätze (eigene / oder Beteiligungen)					
	Milchvieh / Rinder / Kälber	Sauen- / Ferkelproduktion	Mastschweineproduktion	Hähnchen	Legehennen	Sonstiges
1	2	3	4	5	6	7

**Zusätzlich geplante** Stallplätze für Tierhaltungsanlagen:

BNR-ZD	Plätze (eigene / oder Beteiligungen)					
	Milchvieh / Rinder / Kälber	Sauen- / Ferkelproduktion	Mastschweineproduktion	Hähnchen	Legehennen	Sonstiges
1	2	3	4	5	6	7

**16.2.4 Tierhaltungsanlagen / Biogasanlagen: Angaben zu den Betriebsflächen****Eigentumsflächen:**

insgesamt in ha:

Bezeichnung / Beschreibung der Einzelfläche	Fläche in ha
1	2

**Pachtflächen:**

insgesamt in ha:

Adresse des Verpächters	Bezeichnung / Beschreibung der Einzelfläche	Fläche in ha
1	2	3

**Zusätzlich für Biogasanlagen:**

BNR-ZD des kooperierenden, privilegierten Betriebes	Bezeichnung / Beschreibung der Flächen bzw. Vertragsflächen der kooperierenden, privilegierten Betriebe	Fläche in ha	Maximale Entfernung der landwirtschaftl. Fläche zum Bauvorhaben in km
1	2	3	4

**16.2.5 Tierhaltungsanlagen / Biogasanlagen: Spezifische Unterlagen**

Folgende zusätzliche Unterlagen sind einzureichen:

- Allgemeine Erklärung (Formular 16.2.6 nur PDF, bitte ausdrucken, unterschreiben und als Anhang anfügen)
- Karte mit der Lage der Anbauflächen (Eigene, Pacht- und Lieferflächen)
- Kopien der Pachtverträge mit Pachtdauer und Restlaufzeit
- Kopien der Abnahmeverträge über Gülle/Mist/Gärreste  
(Name der Abnehmer, Menge; Preise und Laufzeit)
- Bei KG; GbR und Tierhaltung: Vertrag mit Tierzahlen bzw. Stallplätzen

**Nur für Biogasanlagen:**

- Kopie der Lieferverträge über Gülle/Mist,  
sowie anderer Inputstoffe (Name der Abgeber, Menge, Preis, Laufzeit)



## 16.2.6 Tierhaltungsanlagen / Biogasanlagen: Allgemeine Erklärung

### **Mir ist bekannt, dass**

die Erfüllung der Privilegierungsvoraussetzungen die Grundlage für die Prüfung der Genehmigungsfähigkeit der Anlage ist. Bei Änderungen der Eigentumsverhältnisse und/oder des Flächenumfangs kann dieses genehmigungsrechtliche Konsequenzen - bis zum Entzug der Genehmigung - haben.

**Ich versichere** die Richtigkeit und Vollständigkeit der Angaben und bin mir über die Konsequenzen einer Änderung bzgl. der Eigentumsverhältnisse und des Umfangs der Flächen (z.B. Veräußerung/Verpachtung) sowohl **vor** als auch **nach** Erteilung der Genehmigung bewusst.

### **Ich erkläre, dass**

zur Überprüfung der von mir gemachten Angaben in diesem Antragsverfahren die Datenbestände der von mir gemachten Angaben im Zusammenhang mit der Antragstellung der EU-Betriebsprämie (Sammelantragsverfahren) sowie der HIT-Daten genutzt werden können und beauftrage die Genehmigungsbehörde, diese Informationen in das Genehmigungsverfahren einzubeziehen.

Datum

---

Unterschrift

---

<b>16.3 Angaben zu Feuerungsanlagen gem. 44. BImSchV</b>
--

<b>Art der Meldung</b>	<b>Neuerrichtung</b>	<b>Zuständige Behörde</b>	Landkreis Aurich
<b>Datum der Anzeige:</b>			

**Angaben zum Betreiber**

<b>Betreibername:</b>	WEA Hinte Projekt GmbH & Co. KG		
<b>Straße:</b>	Süderstraße	<b>Hausnummer:</b>	32
<b>Postleitzahl:</b>	26802	<b>Ort:</b>	Moormerland - Neermoor
<b>E-Mail Adresse:</b>	bredehoeft@wea-gmbh.de		

**Ansprechperson**

<b>Name:</b>	Maike Bredehöft		
<b>Telefon:</b>	04954 - 93999-78	<b>E-Mail Adresse:</b>	bredehoeft@wea-gmbh.de

**Betriebsstätten-/Betriebsdaten**

<b>Betriebsstätten-Nr. (falls bekannt):</b>		<b>Wirtschaftszweig (NACE-Code)</b>	
<b>Bezeichnung der Betriebsstätte:</b>	Repowering WP Hinte I		
<b>Straße:</b>		<b>Hausnummer:</b>	
<b>Postleitzahl:</b>	26759	<b>Ort:</b>	Hinte

**Angaben zur Feuerungsanlage**

<b>genehmigungsbedürftig</b>	<input type="checkbox"/> Ja <input checked="" type="checkbox"/> Nein	<b>Aktenzeichen der Genehmigung:</b>	
<b>Anlagen-Nr. (falls bekannt):</b>		<b>Bezeichnung:</b>	Repowering WP Hinte I
<b>Art der Feuerungsanlage:</b>			
<b>Feuerungswärmeleistung [MW]:</b>	38.920	<b>Datum der Inbetriebnahme:</b>	
<b>Zahl der voraussichtlichen jährlichen Betriebsstunden:</b>		<b>Durchschnittliche Betriebslast [%]:</b>	

<b>Die Feuerungsanlage bildet mit weiteren Feuerungsanlagen eine einzige mittelgroße Feuerungsanlage, da die Abgase über einen gemeinsamen Schornstein abgeleitet werden (können).</b> <b>Gesamte Feuerungswärmeleistung aller Feuerungsanlagen [MW]:</b>	<input type="checkbox"/> Ja <input checked="" type="checkbox"/> Nein
--	---

<b>Inanspruchnahme einer Regelung für Anlagen mit wenigen Betriebsstunden gemäß § 15 (9), § 16 (7) Satz 2 und 3 oder § 29 (2) der 44. BImSchV <sup>1)</sup></b>	<input type="checkbox"/> Ja <input checked="" type="checkbox"/> Nein	<b>Datum:</b>	
<b>Inanspruchnahme einer Regelung für den Notbetrieb gemäß § 15 (6), §16 (5), (6) od. § 16 (10) Nr. 4 der 44. BImSchV <sup>1)</sup></b>	<input type="checkbox"/> Ja <input checked="" type="checkbox"/> Nein	<b>Datum:</b>	

**Anteil der verwendeten Brennstoffe am gesamten Energieeinsatz nach den Brennstoffkategorien (% der installierten FWL)**

Feste Biomasse [%]		Andere feste Brennstoffe [%]	
Gasöl [%]		Andere flüssige Brennstoffe [%]	
Erdgas [%]		Andere gasförmige Brennstoffe [%]	

**Mit der Feuerungsanlage verbundener Schornstein (Quelle)**

Quellen-Nr. (falls bekannt):		Bezeichnung:			
Koordinaten im ETRS89/UTM-Lagebezugssystem					
Ostwert [m]:		Nordwert [m]:		Geom. Höhe [m]:	

**Emissionsrelevante Änderungen der Anlage**

Umstellung Brennstoff auf		Datum:		Austausch Kessel	Datum:	
------------------------------	--	--------	--	------------------	--------	--

Bemerkungen:	
--------------	--

<sup>1)</sup> Unterschriebene Erklärung liegt der zuständigen Behörde vor.