

6.1 Anwendbarkeit der Störfall-Verordnung (12. BImSchV)**1. Wurde der Behörde bereits angezeigt, dass ein Betriebsbereich vorliegt?**

- Ja. Bitte fahren Sie mit Frage 2 fort.
- Nein. Bitte fahren Sie mit Frage 3 fort.

2. Ergeben sich durch das beantragte Vorhaben Änderungen in Bezug auf das tatsächliche oder vorgesehene Vorhandensein gefährlicher Stoffe nach Anhang I Spalte 2 der 12. BImSchV oder deren Entstehung bei außer Kontrolle geratenen Prozessen (auch bei der Lagerung)?

- Ja. Bitte aktualisieren Sie die Berechnung zur Ermittlung von Betriebsbereichen und legen Sie die Unterlagen der Ermittlungshilfe diesem Antrag bei. Fahren Sie bitte mit Frage 4 fort.
- Nein. Bitte legen Sie die entsprechenden Unterlagen zur bereits erfolgten Anzeige diesem Antrag bei und fahren mit Abschnitt 6.2 fort.

3. Sind gefährliche Stoffe nach Anhang I Spalte 2 der 12. BImSchV in einer oder mehreren Anlagen eines Betreibers tatsächlich vorhanden oder kann vernünftigerweise vorhergesehen werden, dass solche Stoffe bei außer Kontrolle geratenen Prozessen (auch bei der Lagerung) entstehen?

- Ja. Ermitteln Sie bitte, ob die Mengenschwellen zum Erreichen eines Betriebsbereiches erreicht oder überschritten werden.
- Nein.

4. Liegt entsprechend der Ermittlungshilfe ein Betriebsbereich vor?

- Nein. Es liegt kein Betriebsbereich vor. Bitte fahren Sie mit Abschnitt 6.4 fort.
- Ja. Es liegt ein Betriebsbereich der unteren Klasse vor. Bitte fahren Sie mit Abschnitt 6.2 fort.
- Ja. Es liegt ein Betriebsbereich der oberen Klasse vor. Bitte bearbeiten Sie Abschnitt 6.2 und 6.3.

6.2 Technische und organisatorische Schutzmaßnahmen zur Verhinderung und Begrenzung von Störfällen

6.2.1 Konzept zur Verhinderung von Störfällen

6.2.2 Ausbreitungsbetrachtungen

6.2.3 Information der Öffentlichkeit

6.2.4 Interner betrieblicher Alarm- und Gefahrenabwehrplan

6.3 Sicherheitsbericht

6.3.1 Weitergehende Information der Öffentlichkeit

6.4 Vorgesehene Maßnahmen zum Schutz der Allgemeinheit und der Nachbarschaft vor sonstigen Gefahren, erheblichen Nachteilen und erheblichen Belästigungen

Siehe Anlage

Anlagen:

- 6.2.1._D0248369_2.2_de_TB_Anlagensicherheit.pdf
- 6.2.10._D02547282_0.1-Notstromversorgung der Befeuerung für Windenergieanlagen in Dt.pdf
- 6.2.11._D0211757_5.1_de_Technische_Beschreibung_Self_Supply_Mode.pdf
- 6.2.12._D0385984-1_ger_TB_Niederschlagsensor.pdf
- 6.2.2._D0630561_3.1_de_TB_Anhalten_der_Windenergieanlage.pdf
- 6.2.3._D0154407_13.0_de_TB_ENERCON_Eisansatzerkennung.pdf
- 6.2.4._D0353070_7.0_de_TB_Eiswarnleuchte.pdf
- 6.2.5._D0734076_3.0_de_TB_Wölfel-Eisansatzerkennung (Kunde).pdf
- 6.2.6._D0367983_8.0_de_Zertifikat_TÜV_NORD_Gutachten - Eisansatzerkennung nach dem Kennlinienverfahren 8111 881 239.pdf
- 6.2.7._D0260891_16.2_de_Blitzschutz.pdf
- 6.2.8._D0410523-5_de_Radaroptimierter_Blitzschutz.pdf
- 6.2.9._D0293153_2-de-Regulierung der Befeuerung durch Sichtweitenmessgeräte.pdf
- f2e_gutachten_eisfall_eiswurf_risiko_2023_Georgshof_III_R1.pdf

Technische Beschreibung

Anlagensicherheit

ENERCON Windenergieanlagen

Herausgeber ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Momme Janssen, Jost Backhaus, Stefan Lütkemeyer, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

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

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

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

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

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

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0248369/2.2-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2021-03-25	de	DB	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

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

1 Einleitung

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

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

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

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

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

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

2 Sicherheitseinrichtungen

Not-Halt-Taster

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

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

Hauptschalter

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

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

3 Sensorsystem

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

Redundante Sensoren

Um eine Plausibilitätsprüfung durch Vergleich der gemeldeten Werte zu ermöglichen, sind für einige Betriebszustände (z. B. für die Messung der Temperatur im Generator) mehr Sensoren eingebaut als eigentlich notwendig wären. Ein defekter Sensor wird zuverlässig erkannt und kann durch die Aktivierung eines Reservesensors ersetzt werden. Die Windenergieanlage kann dadurch in der Regel ohne sofortigen Serviceeinsatz sicher weiter betrieben werden.

Kontrolle der Sensoren

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

Drehzahlüberwachung

Die Steuerung der Windenergieanlage regelt durch Verstellung des Blattwinkels die Rotordrehzahl so, dass die Nenndrehzahl auch bei sehr starkem Wind nicht nennenswert überschritten wird. Auf plötzlich eintretende Ereignisse, z. B. eine starke Windbö oder eine schlagartige Verringerung der Generatorlast, kann das Blattverstellungssystem jedoch unter Umständen nicht schnell genug reagieren. Wenn dann die Nenndrehzahl um einen festgelegten Wert überschritten wird, hält die Steuerung der Windenergieanlage den Rotor an. Windenergieanlagen mit selbsttätigem Neustart unternehmen nach drei Minuten automatisch einen neuen Startversuch. Ist diese Störung innerhalb von 24 Stunden fünfmal aufgetreten, wird ein Defekt vermutet. Es wird kein weiterer Startversuch unternommen. Windenergieanlagen, die nicht automatisch starten, können per Fernzugriff neu gestartet werden.

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

Luftspaltüberwachung

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

Schwingungsüberwachung

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

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

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

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

Kabelentdrillung

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

Temperaturüberwachung

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

4 Sicheres Anhalten der Windenergieanlage

Anhalten durch das Blattverstellsystem

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

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

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

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

Notverstellung

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

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

5 Fernüberwachung

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

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

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

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

6 **Wartung**

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

Die Windenergieanlagen werden regelmäßig, je nach Anforderung mindestens einmal jährlich, gewartet. Dabei werden alle sicherheitsrelevanten Komponenten und Funktionen geprüft, z. B. Blattverstellungssystem, Windnachführung, Sicherheitssysteme, Blitzschutzsystem, Anschlagpunkte und Sicherheitssteigleiter. Die Schraubverbindungen an den tragenden Verbindungen (Hauptstrang) werden geprüft.

Alle weiteren Komponenten werden einer Sichtprüfung unterzogen, bei der Auffälligkeiten und Schäden festgestellt werden. Verbrauchte Schmierstoffe werden nachgefüllt.

Die Komponenten werden regelmäßig präventiv ausgetauscht, um weiterhin einen sicheren Betrieb zu gewährleisten,

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

Self Supply Mode

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

Dokument-ID	D0211757/5.1-de
Vermerk	Originaldokument

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

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	4
2	Voraussetzungen	5
	2.1 Voraussetzungen für die Aktivierung des Self Supply Mode	5
	2.2 Voraussetzungen für den Startprozess der Windenergieanlage	5
3	Funktionsbeschreibung	6
4	Startprozess der Windenergieanlage	7
	4.1 Startprozess ohne Netz	7
	4.2 Startprozess mit Netz	7

1 Allgemeines

Der Self Supply Mode ist eine Option in der Anlagensteuerung der ENERCON Windenergieanlage.

Es kommt gelegentlich vor, dass einzelne Windenergieanlagen oder ganze Windparks vorübergehend nicht mit dem Netz verbunden werden können oder bis auf weiteres nicht ins Netz einspeisen dürfen.

In diesen Fällen wird bei den Windenergieanlagen der Self Supply Mode in der Steuerung aktiviert, um die elektrischen Komponenten vor Schäden durch Feuchtigkeit oder Kälte zu schützen.

Bei aktiviertem Self Supply Mode produziert die Windenergieanlage Leistung für den Eigenbedarf. Diese Leistung ist dabei auf die benötigte Leistung zur Versorgung der Anlagensteuerung und zur Erwärmung der Komponenten begrenzt. Die Windnachführung und Rotorblattverstellung können betrieben werden, während größere Verbraucher, wie die Rotorblattheizung, deaktiviert bleiben.

Dieses Dokument ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgenden Steuerungstypen:

- CS48, CS82, CS101, CS126, EP3-CS-02, EP4-CS-01, PI-CS (optional)

Der Self Supply Mode ist für ENERCON Windenergieanlagen mit dem Steuerungstyp PI-CS nur optional verfügbar und ist separat erhältlich.

2 Voraussetzungen

2.1 Voraussetzungen für die Aktivierung des Self Supply Mode

Der Einsatz des Self Supply Mode setzt folgende Eigenschaften der Windenergieanlage voraus:

Allgemein

- ENERCON USV

Anlagensteuerung CS48, CS82, CS101, CS126, EP4-CS-01

- FACTS-1.0-Steuerung oder höher



Hinweis Anlagensteuerung CS101

Bei Windenergieanlagen mit Steuerungstyp CS101 und 2 Turmkabelsystemen sind Änderungen in der Verkabelung notwendig.

Anlagensteuerung EP3-CS-02, PI-CS

- FACTS-2.0-Steuerung

2.2 Voraussetzungen für den Startprozess der Windenergieanlage

Um den Startprozess der Windenergieanlage einzuleiten, müssen folgende Anforderungen erfüllt sein:

Allgemein

- Self Supply Mode in Anlagensteuerung aktiviert
- FACTS-Betrieb aktiviert (bei Anlagensteuerung PI-CS immer aktiviert)
- STATCOM-Betrieb deaktiviert

Ohne Netz (Anlagensteuerung CS48, CS82, CS101, CS126, EP4-CS-01)

- Sicherungstrenner der Niederspannungsverteilung bzw. alle Leistungsschutzschalter in den Niederspannungsverteilungen ausgeschaltet
- Notstromaggregat vorhanden und angeschlossen
- Leistung der Windenergieanlage auf ca. 50 kW begrenzt

Ohne Netz (Anlagensteuerung EP3-CS-02)

- Sicherungstrenner der Niederspannungsverteilung bzw. alle Leistungsschutzschalter in den Niederspannungsverteilungen ausgeschaltet
- Notstromaggregat und Self Supply Box vorhanden und angeschlossen
- Leistung der Windenergieanlage auf ca. 25 kW begrenzt

Ohne Netz (Anlagensteuerung PI-CS) - Optional

- Sicherungstrenner der Niederspannungsverteilung bzw. alle Leistungsschutzschalter in den Niederspannungsverteilungen ausgeschaltet
- Notstromaggregat und Self Supply Box vorhanden und angeschlossen
- Leistung der Windenergieanlage auf ca. 25 kW begrenzt

3 Funktionsbeschreibung

Durch den Self Supply Mode ist sichergestellt, dass die gesamte Anlagensteuerung mit Spannung versorgt wird, ohne dass ein Leistungsaustausch mit dem Netz stattfindet. Die Anlagensteuerung ist in der Lage, Maßnahmen zum Schutz der Windenergieanlage zu ergreifen. Ein Vorteil des Self Supply Mode ist, dass Wartezeiten bis zur Verfügbarkeit des Netzes für Wartungszwecke oder Funktionstests genutzt werden können. Im Folgenden werden einige Maßnahmen und Vorteile, die der Self Supply Mode ermöglicht, beschrieben.

Vermeidung von Wassereintritt im Gondelbereich

Die Gewährleistung der Windnachführung der Gondel ist eine Grundvoraussetzung für die Vermeidung von Wassereintritt im Gondelbereich. Im Normalbetrieb ist die Gondel in den Wind gerichtet. Die Außenverkleidung und die Dichtungssysteme sind so ausgelegt, dass in diesem Fall ein Wassereintritt verhindert wird. Bei einer Fehlansrichtung der Gondel strömen Wind und Regen in einem anderen Winkel auf die Gondel. In diesem Fall kann ein Wassereintritt nicht optimal verhindert werden. Schädigungen im Bereich der elektrotechnischen und elektromechanischen Komponenten könnten die Folge sein. Im Self Supply Mode wird die korrekte Ausrichtung der Gondel sichergestellt.

Überprüfung aller Anlagenkomponenten

Der Self Supply Mode bietet die Möglichkeit, auch bei Nichtverfügbarkeit des Netzan schlusses die Funktion der Windenergieanlage zu testen. Der Self Supply Mode versetzt die Windenergieanlage in einen betriebsbereiten Zustand, wodurch die gesamte Funktion der Windenergieanlage bis auf die Leistungsabgabe getestet und im Fehlerfall repariert werden kann. Das Erkennen und Beheben von eventuellen Fehlern, in der Zeit bis zum Netzan schluss, ergibt somit zeitliche Vorteile bei der weiteren Inbetriebnahme der Windenergieanlage.

Durch den Einsatz des Self Supply Mode können vorgesehene Wartungen auch ohne Netzan schluss durchgeführt werden. Dies führt zu einer Optimierung der Wartungseinsätze, eventuelle Ertragseinbußen können reduziert oder verhindert werden.

Vermeidung von zu hoher Luftfeuchtigkeit und Betauung

Im Self Supply Mode werden die Systeme der Windenergieanlage erwärmt. Diese Eigen erwärmung verhindert Schäden an der Windenergieanlage, die durch Betauung und zu hohe Feuchtigkeit beim Überbrücken längerer Wartezeiten entstehen können.

In der Windenergieanlage befinden sich mehrere Leistungsschränke, die jeweils mit einem Chopperwiderstand ausgestattet sind. Im Normalbetrieb hat dieser Widerstand die Aufgabe, im Falle eines netzseitigen Fehlers die elektrische Energie, die vom Generator kontinuierlich bereitgestellt wird und nicht ins Netz eingespeist werden kann, in Wärme umzuwandeln. Diese Funktionalität wird vom Self Supply Mode ausgenutzt, indem die vom Generator erzeugte Energie, die den Eigenbedarf der Anlagensteuerung überschreitet, mit den Chopperwiderständen schnell in Wärme umgewandelt wird. Da die Wärmekapazität der Chopperwiderstände begrenzt ist, werden diese im Self Supply Mode sequentiell in Gruppen aktiviert bzw. deaktiviert.

Im Betrieb entsteht durch den Generator und die Azimut- und Blattverstellmotoren Wärme, die die Temperatur in der Gondel erhöht. Bei sehr niedrigen Temperaturen werden zusätzlich installierte Heizungen genutzt.

4 Startprozess der Windenergieanlage

4.1 Startprozess ohne Netz

Das Notstromaggregat bzw. die Self Supply Box und die Windenergieanlage müssen manuell gestartet werden. Danach stellt die Anlagensteuerung die Betriebsbereitschaft her und ermittelt die Windverhältnisse.

Sind die Windverhältnisse nicht ausreichend für einen Betrieb der Windenergieanlage oder es liegt eine Störung vor, wird das Notstromaggregat wieder angehalten bzw. die Self Supply Box getrennt und der Startprozess abgebrochen.

Sind die Windverhältnisse ausreichend für einen Betrieb der Windenergieanlage und es liegt keine Störung vor, wird die Windenergieanlage gestartet.

Sobald genügend Energie für den Eigenbedarf bereitsteht, wird das Notstromaggregat angehalten bzw. die Self Supply Box getrennt.

4.2 Startprozess mit Netz

Ist die Windenergieanlage ans Netz angeschlossen, muss die Windenergieanlage manuell gestartet werden. Danach stellt die Anlagensteuerung die Betriebsbereitschaft her und ermittelt die Windverhältnisse.

Sind die Windverhältnisse nicht ausreichend für einen Betrieb der Windenergieanlage oder es liegt eine Störung vor, wird der Startprozess abgebrochen.

Sind die Windverhältnisse ausreichend für einen Betrieb der Windenergieanlage und es liegt keine Störung vor, wird die Windenergieanlage gestartet.

Niederschlagssensor

Für die Windenergieanlagen der aktuellen Produktpalette bietet ENERCON optional einen Niederschlagssensor an. Der von einem zertifizierten Zulieferer bezogene Sensor wird am Mast des Windmessgeräts auf der Gondel der Windenergieanlage montiert. Über den Gondelsteuerschrank der Windenergieanlage wird der Niederschlagssensor in die Anlagensteuerung integriert. So können die Messergebnisse des Sensors ausgewertet und in Steuerungssignale umgewandelt werden.

Aufbau

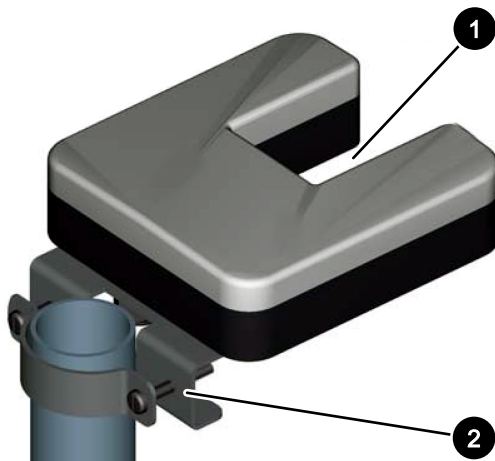


Abb. 1: Niederschlagssensor

1	Sensorbereich	2	Halterung
---	---------------	---	-----------

Funktionsweise

Der Niederschlagssensor arbeitet mit einer wartungsfreien optischen Technologie. Niederschläge wie Sprühregen, Regen, Schnee und Hagel fallen durch ein von Leuchtdioden erzeugtes Lichtband und führen zu einer Verringerung der Lichtstärke auf der Empfangsseite. Durch das Maß der Verringerung der Lichtstärke und die Durchtrittzeit des Niederschlags wird die Intensität des Niederschlags bestimmt. Es ist möglich, einen Intensitätsbereich von ca. 0,001 mm/min (schwacher Nieselregen) bis zu 10 mm/min (extrem starker Regen) zu erfassen.

Die vom Niederschlagssensor gemessenen Werte werden ausgewertet und in Steuerungssignale umgesetzt, die von der Anlagensteuerung der Windenergieanlage ausgewertet werden können. Die Windenergieanlage kann so angehalten oder, wenn sie bereits steht, neu gestartet werden.

Einsatz

Bei bestimmten Windparkprojekten ist eine Abschaltung der Windenergieanlagen in definierten Zeiträumen zum Schutz von Fledermäusen gefordert. Während der Fledermausaison und beim Zutreffen weiterer Parameter, z. B. bei Temperaturen $> 10\text{ °C}$ in der Zeit zwischen Sonnenuntergang und Sonnenaufgang, werden die betreffenden Anlagen abgeschaltet. Das kann zu einer Ertragsminderung führen.

Da Fledermäuse bei Niederschlag oft sehr geringe Aktivität zeigen, können Anlagen bei Niederschlag nach Ermessen eines Gutachters bzw. des projektspezifischen Gutachtens in Betrieb bleiben oder wieder zugeschaltet werden. So werden die Abschaltzeiten reduziert.

Unabhängig vom Fledermausschutz kann der Niederschlagssensor auch eingesetzt werden, um Niederschläge zu erfassen und aufzuzeichnen.

Sonstiges

Der Niederschlagssensor muss so montiert werden, dass der Niederschlag die Sensoröffnung ungestört erreicht und das Gerät im späteren Betrieb möglichst wenigen Erschütterungen ausgesetzt ist. Die Montage darf nur durch autorisiertes Fachpersonal erfolgen.

Der Sensor kann bei einer Umgebungstemperatur von -25 °C bis $+55\text{ °C}$ eingesetzt werden. Für extreme Witterungsbedingungen besitzt der Niederschlagssensor eine Heizung, die Schnee- und Eisansatz am Gehäuse verhindert, indem die Oberflächentemperatur des Gehäuses immer über 0 °C gehalten wird.

Technische Beschreibung

Anhalten der Windenergieanlage

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

Dokument-ID	D0630561/3.1-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-01-12	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	4
2	Blattverstellungssystem	5
3	Anhalten der Windenergieanlage	6
3.1	Trudelbetrieb	6
3.2	Fahnenstellung	8
3.3	Ertrag	9

1 Allgemeines

ENERCON Windenergieanlagen können manuell oder automatisch angehalten werden. Dabei werden die Rotorblätter aus dem Wind gedreht und der Rotor läuft aus. Die Windnachführung bleibt in Funktion und die Rotorbremse wird nicht betätigt.

2 Blattverstellungssystem

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

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

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

3 Anhalten der Windenergieanlage

3.1 Trudelbetrieb

Die Blattwinkelstellung im Trudelbetrieb beträgt $> 60^\circ$. Die Rotorblätter erzeugen eine geringe Auftriebskraft. Der Rotor trudelt oder steht bei völliger Windstille still. Der Trudelbetrieb ist für Windenergieanlagen, die in Tab. 1, S. 6 aufgelistet sind, verfügbar.

Vorteile des Trudelbetriebs

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

Trudeldrehzahl

Die Trudeldrehzahl ist abhängig vom Typ der Windenergieanlage und von der Windgeschwindigkeit. Die nominale Trudeldrehzahl (n_1) wird bei einer Windgeschwindigkeit (V_1) erreicht.

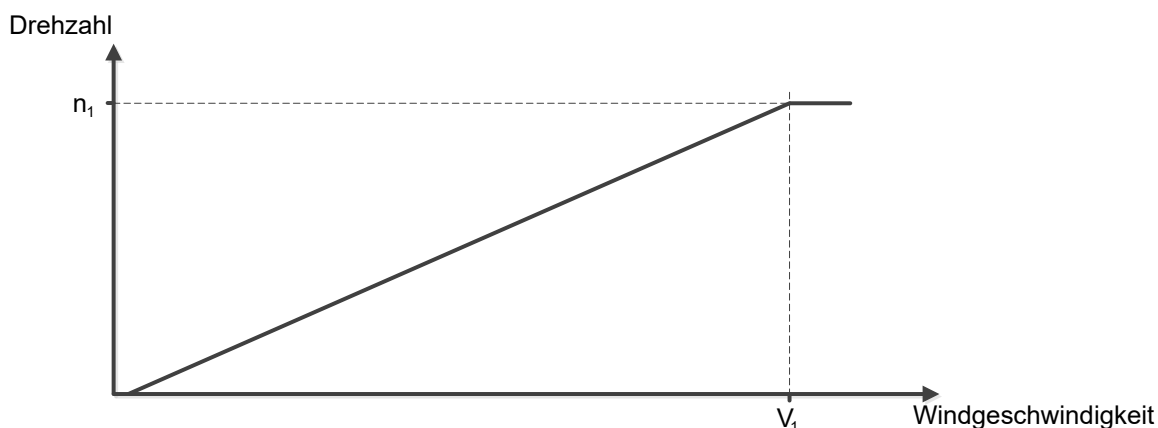


Abb. 1: Trudeldrehzahl in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit

n_1	Nominale Trudeldrehzahl	V_1	Windgeschwindigkeit bei der die nominale Trudeldrehzahl erreicht wird
-------	-------------------------	-------	---

Tab. 1: Trudeldrehzahlen und Blattspitzengeschwindigkeiten

Windenergieanlage	Nominale Trudeldrehzahl (n_1) ¹	Windgeschwindigkeit (V_1) ¹	Nominale Blattspitzengeschwindigkeit ¹	Trudeldrehzahl ¹ bei Windgeschwindigkeit $\leq 6,5 \text{ m/s}$ ¹	Blattspitzengeschwindigkeit ¹ bei Windgeschwindigkeit $\leq 6,5 \text{ m/s}$ ¹
E-44	5,0 U/min	11,0 m/s	11,5 m/s	$\leq 2,9 \text{ U/min}$	$\leq 6,8 \text{ m/s}$
E-48	5,0 U/min	11,9 m/s	12,6 m/s	$\leq 2,7 \text{ U/min}$	$\leq 6,8 \text{ m/s}$
E-53	4,5 U/min	11,0 m/s	12,5 m/s	$\leq 2,7 \text{ U/min}$	$\leq 7,3 \text{ m/s}$
E-70 E4	3,5 U/min	12,1 m/s	13,0 m/s	$\leq 1,9 \text{ U/min}$	$\leq 7,0 \text{ m/s}$
E-82 E2	3,5 U/min	13,1 m/s	15,0 m/s	$\leq 1,7 \text{ U/min}$	$\leq 7,4 \text{ m/s}$
E-82 E3	3,5 U/min	13,1 m/s	15,0 m/s	$\leq 1,7 \text{ U/min}$	$\leq 7,4 \text{ m/s}$
E-82 E4	3,5 U/min	13,1 m/s	15,0 m/s	$\leq 1,7 \text{ U/min}$	$\leq 7,4 \text{ m/s}$

Windenergieanlage	Nominale Trudeldrehzahl (n_1) ¹	Windgeschwindigkeit (V_1) ¹	Nominale Blattspitzengeschwindigkeit ¹	Trudeldrehzahl ¹ bei Windgeschwindigkeit $\leq 6,5 \text{ m/s}$ ¹	Blattspitzengeschwindigkeit ¹ bei Windgeschwindigkeit $\leq 6,5 \text{ m/s}$ ¹
E-92	3,3 U/min	13,8 m/s	15,9 m/s	$\leq 1,6 \text{ U/min}$	$\leq 7,5 \text{ m/s}$
E-101	3,0 U/min	15,2 m/s	15,9 m/s	$\leq 1,3 \text{ U/min}$	$\leq 6,8 \text{ m/s}$
E-101 E2	3,0 U/min	16,0 m/s	15,9 m/s	$\leq 1,2 \text{ U/min}$	$\leq 6,5 \text{ m/s}$
E-103 EP2	3,0 U/min	15,7 m/s	16,2 m/s	$\leq 1,2 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-112	2,5 U/min	16,5 m/s	14,9 m/s	$\leq 0,98 \text{ U/min}$	$\leq 5,9 \text{ m/s}$
E-115	2,8 U/min	16,7 m/s	17,0 m/s	$\leq 1,1 \text{ U/min}$	$\leq 6,6 \text{ m/s}$
E-115 E2	2,8 U/min	16,5 m/s	17,0 m/s	$\leq 1,1 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-115 EP3 E3	2,5 U/min	14,8 m/s	15,1 m/s	$\leq 1,1 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-115 EP3 E4	2,5 U/min	14,8 m/s	15,17 m/s	$\leq 1,1 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-126 EP3	2,5 U/min	16,5 m/s	16,6 m/s	$\leq 1,0 \text{ U/min}$	$\leq 6,6 \text{ m/s}$
E-126 EP4	2,5 U/min	14,9 m/s	16,6 m/s	$\leq 1,1 \text{ U/min}$	$\leq 7,3 \text{ m/s}$
E-138 EP3	2,5 U/min	17,5 m/s	18,1 m/s	$\leq 0,9 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-138 EP3 E2	2,5 U/min	17,5 m/s	18,1 m/s	$\leq 0,9 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-138 EP3 E3	2,5 U/min	17,5 m/s	18,1 m/s	$\leq 0,9 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-141 EP4	2,0 U/min	13,6 m/s	14,8 m/s	$\leq 1,0 \text{ U/min}$	$\leq 7,1 \text{ m/s}$
E-160 EP5 E3 ²	2,0 U/min	17,4 m/s	16,8 m/s	$\leq 0,75 \text{ U/min}$	$\leq 6,3 \text{ m/s}$
E-160 EP5 E3 R1	2,0 U/min	17,3 m/s	16,8 m/s	$\leq 0,75 \text{ U/min}$	$\leq 6,3 \text{ m/s}$
E-175 EP5	2,0 U/min	16,3 m/s	18,4 m/s	$\leq 0,8 \text{ U/min}$	$\leq 7,3 \text{ m/s}$

Dauer des Übergangs vom Normalbetrieb in den Trudelbetrieb

Wenn die Windenergieanlage in den Trudelbetrieb übergeht, erreicht der Rotor der Windenergieanlage innerhalb von 35 s eine anlagenabhängige Trudeldrehzahl oder steht bei völliger Windstille still. Die Dauer kann, je nach Ursache, durch einen Gradientenstopp erhöht werden.

Mögliche Ursachen für den Übergang in den Trudelbetrieb:

- Windmangel
- Störung der Einspeisung
- nicht sicherheitsrelevante Komponentenstörung
- Fledermaus- oder Vogelschutz
- Eisansatzerkennung

¹ 1-Minuten-Mittelwert

² Übergang in den Trudelbetrieb nur bei Windmangel oder bedingt durch Fledermaus- oder Vogelschutz

3.2 Fahnenstellung

Die Blattwinkelstellung in Fahnenstellung beträgt ca. 90°. Die Rotorblätter erzeugen keinen Auftrieb. Der Rotor wird aerodynamisch gebremst. Er steht still oder bewegt sich minimal.

Dauer des Übergangs vom Normalbetrieb in die Fahnenstellung

Wenn die Windenergieanlage im Normalbetrieb angehalten wird, erreicht der Rotor der Windenergieanlage eine Drehzahl von nahezu 0 U/min. Die Dauer kann, je nach Ursache, durch einen Gradientenstopp erhöht werden.

Tab. 2: Drehzahlen und Zeiten bis zum Anhalten

Windenergieanlage	Zeit bis 2 U/min	Zeit bis 1 U/min	Zeit bis nahezu 0 U/min
E-44	-	-	35 s
E-48			
E-53			
E-70 E4			
E-82 E2			
E-82 E3			
E-82 E4			
E-92			
E-101			
E-101 E2			
E-103 EP2			
E-112			
E-115			
E-115 E2			
E-115 EP3 E3			
E-126 EP4			
E-141 EP4			
E-115 EP3 E4	27 s	30 s	55 – 60 s
E-126 EP3	28 s	34 s	50 s
E-138 EP3	35 s	40 s	45 – 60 s
E-138 EP3 E2	35 s	40 s	45 – 60 s
E-138 EP3 E3	35 s	40 s	45 – 60 s
E-147 EP5 E2	30 s	40 s	50 s
E-160 EP5 E2	20 s	27 s	42 s
E-160 EP5 E3	25 s	32 s	54 s
E-160 EP5 E3 R1	25 s	32 s	54 s
E-175 EP5	25 s	32 s	65 s

Mögliche Ursachen für den Übergang in die Fahnenstellung:

- Manuelles Stoppen: Der Schalter *Start/Stop* am Steuerschrank wird in Stellung *Stop* gedreht.
- Überdrehzahl
- Störung der Notverstellkondensatoren
- Störung des Generators
- Schattenabschaltung
- Notverstellung

3.3 Ertrag

Befindet sich die Windenergieanlage im Trudelbetrieb oder in Fahnenstellung, wird die Erregung ausgeschaltet. Es wird keine Leistung und somit kein Ertrag erzeugt. Die nominale Trudeldrehzahl liegt unter der minimalen Betriebsdrehzahl.

Technische Beschreibung

ENERCON Eisansatzerkennung

ENERCON Control System (CS48, CS82, CS101, CS126,
EP3-CS-02, EP4-CS-01)

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

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

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

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

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

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

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0154407/13.0-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2022-10-05	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

Mitgeltende Dokumente

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

Dokument-ID	Dokument
D0160588	Technische Beschreibung Gondelpositionierung bei Eisansatz
D0167466	Formular Änderung Standardeinstellungen ENERCON Eisansatzerkennung
D0258603	Technische Beschreibung Windpark-Eisansatzerkennung
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
D0441885	Technische Beschreibung Blattheizung

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	ENERCON Kennlinienverfahren	6
2.1	Funktionsweise	6
2.2	Sicherheit	7
2.3	Grenzen	7
2.4	Anpassung der Detektionszeit	7
2.5	Einfluss einer angehaltenen Windenergieanlage auf die Detektionszeit	7
2.6	Präventiver Halt nach Störungen	8
3	Anhalten der Windenergieanlage	9
4	Wiederanlaufen der Windenergieanlage	10
4.1	Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage	10
4.2	Manueller Wiederanlauf	10
4.3	Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter	11
4.4	Automatischer 6-Stunden-Neustart	13
4.5	Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung	15
4.6	Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung	17
5	Parameter	19
	Fachwortverzeichnis	22

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 folgenden Steuerungstypen:

- CS48, CS82, CS101, CS126, EP3-CS-02, EP4-CS-01

Für die ENERCON Windenergieanlagen E-147 EP5 E2, E-160 EP5 E2 und E-160 EP5 E3 befindet sich das ENERCON Kennlinienverfahren in Entwicklung.

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. 7). 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 voneinander unabhängige Temperatursensoren auf der Unterseite der Gondel und am Turmfuß 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 – der Zeitraum zwischen der ersten Abweichung vom Toleranzband bis zum Anhalten der Windenergieanlage – wird wie folgt gebildet:

- Alle 60 Sekunden, in denen im Mittel eine Abweichung vorliegt, wird ein Zähler um 1 auf den Wert von P4112 (Kap. 5.3, S. 20) hochgezählt. Bei Erreichen des in P4112 eingestellten Zählerstands hält die Windenergieanlage mit einer der folgenden Statusmeldungen an:
 - 14:11 Eisansatzerkennung : Rotor (Leistungsmessung)
 - 14:13 Eisansatzerkennung : Rotor (Blattwinkelmessung)
- Alle 60 Sekunden, in denen im Mittel keine Abweichung vorliegt, wird der Zähler um 1 auf minimal 0 heruntergezählt.

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 im Minutentakt 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 weiterhin im Minutentakt 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 Neustart nach Vereisung (Kap. 5.1, S. 19) 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 4115 (Kap. 5.4, S. 20) ein- oder ausgeschaltet werden.

3 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.

4 Wiederanlaufen der Windenergieanlage

4.1 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.

4.2 Manueller Wiederanlauf

Ein manuell eingeleiteter Wiederanlauf nach einer Eisansatzerkennung ist nur direkt an der Windenergieanlage nach entsprechender Sichtkontrolle möglich. Der Eisreset kann über den Taster am Steuerschrank oder über den ENERCON SCADA Server 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.

4.3 Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

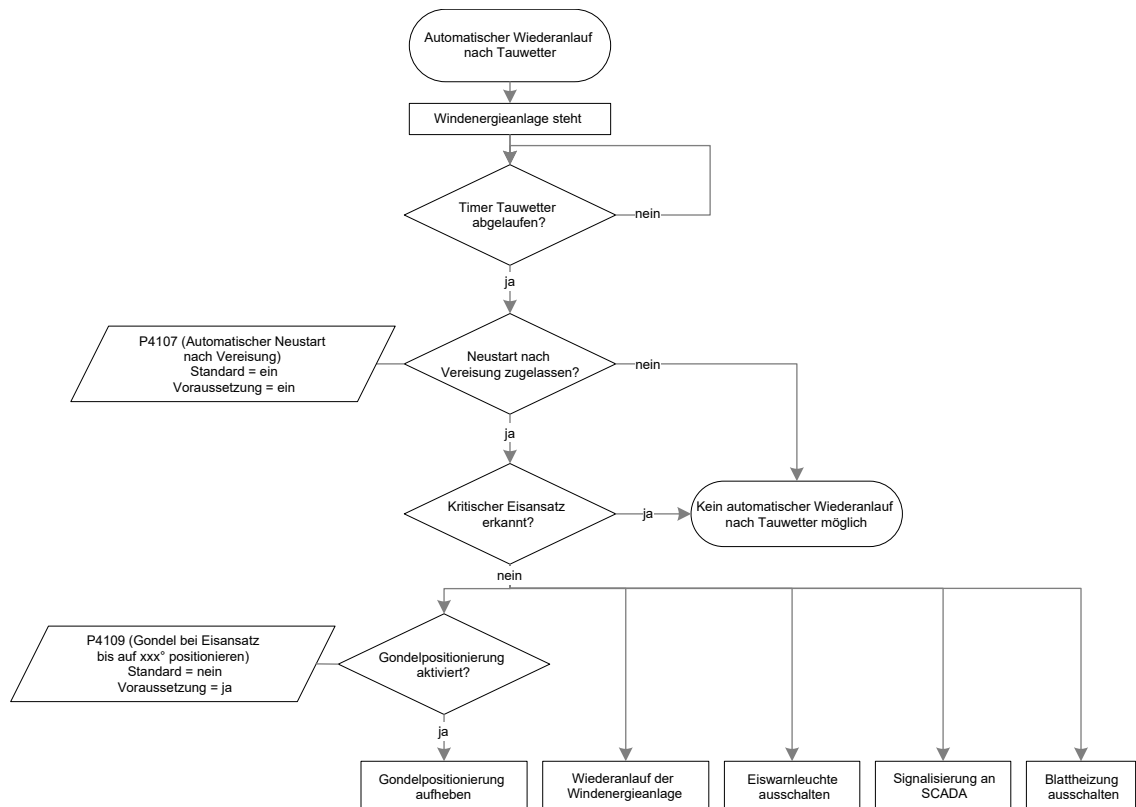


Abb. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

Standardeinstellung:

- P4107 (Automatischer Neustart nach Vereisung) = ein

Voraussetzung:

- ✓ P4107 (Automatischer Neustart nach Vereisung) = ein
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt.

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

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

Tab. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

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

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

4.4 Automatischer 6-Stunden-Neustart

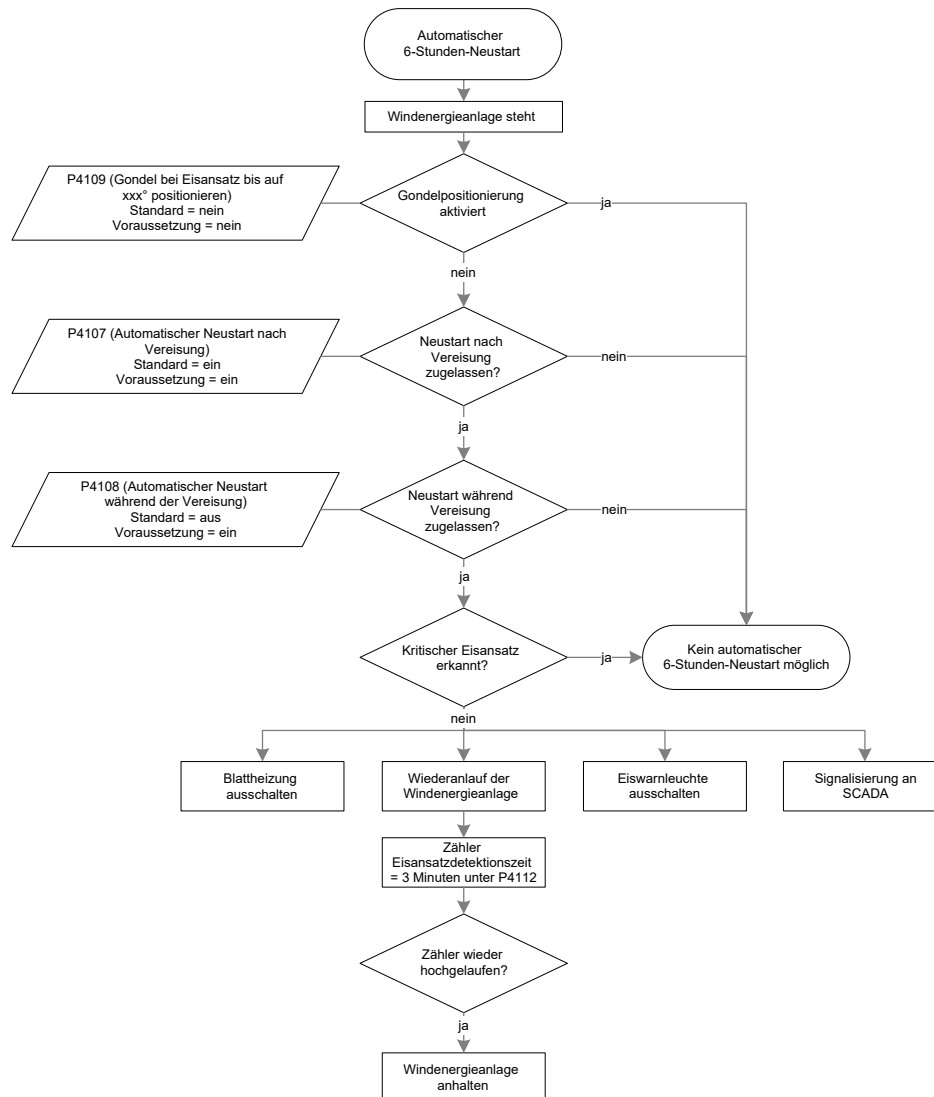


Abb. 2: Automatischer 6-Stunden-Neustart

Standardeinstellung:

- P4107 (Automatischer Neustart nach Vereisung) = ein
- P4108 (Automatischer Neustart während der Vereisung) = aus

Voraussetzung:

- ✓ P4108 (Automatischer Neustart während der Vereisung) = ein
- ✓ P4107 (Automatischer Neustart nach Vereisung) = ein
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

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

4.5 Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

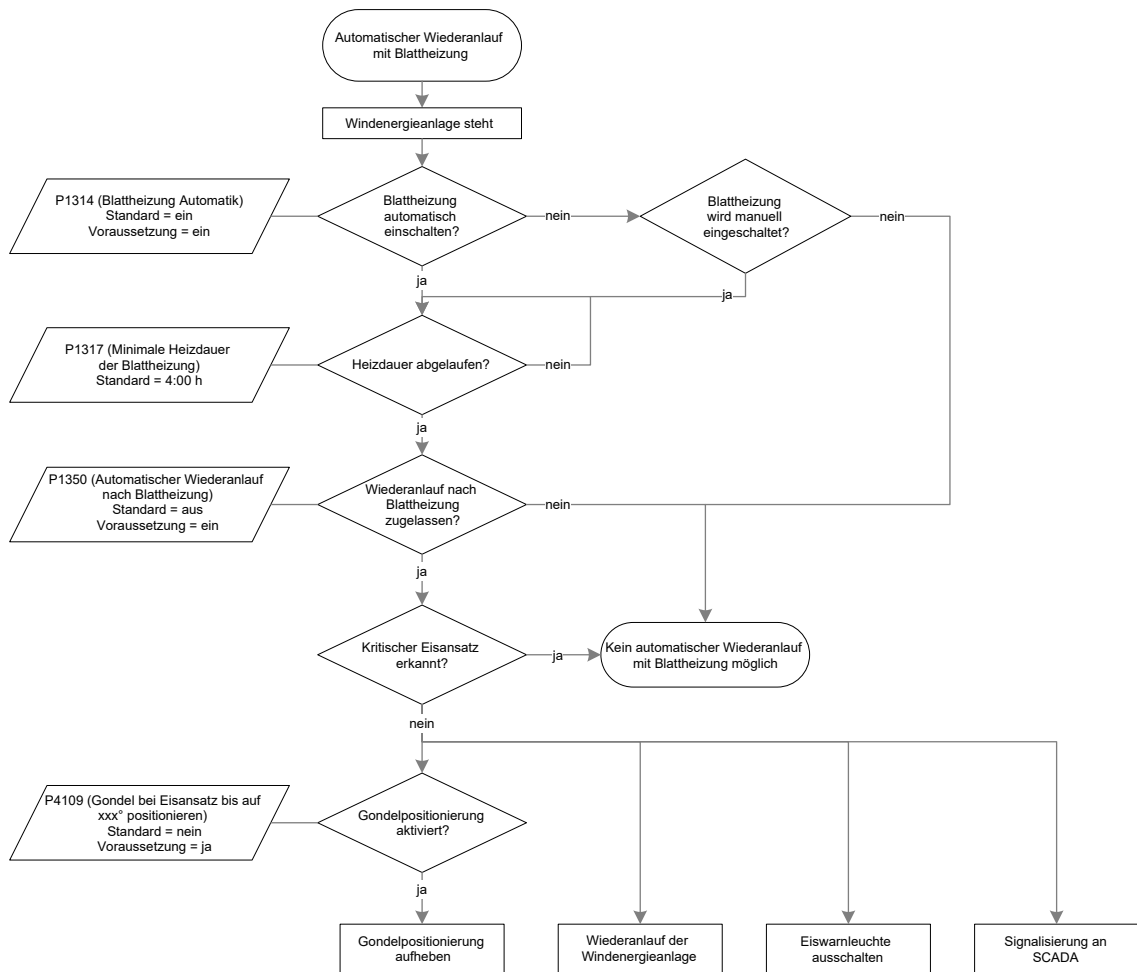


Abb. 3: Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

Standardeinstellung:

- P1314 (Blattheizung Automatik) = ein
- P1350 (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = aus

Voraussetzung:

- ✓ P1314 (Blattheizung Automatik) = ein
- ✓ P1350 (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = ein
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

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

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

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

Diese Funktion ist auch unter Vereisungsbedingungen möglich.

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

Detaillierte Informationen können der technischen Beschreibung entnommen werden:

- D0441885 „Technische Beschreibung Blattheizung“

4.6 Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

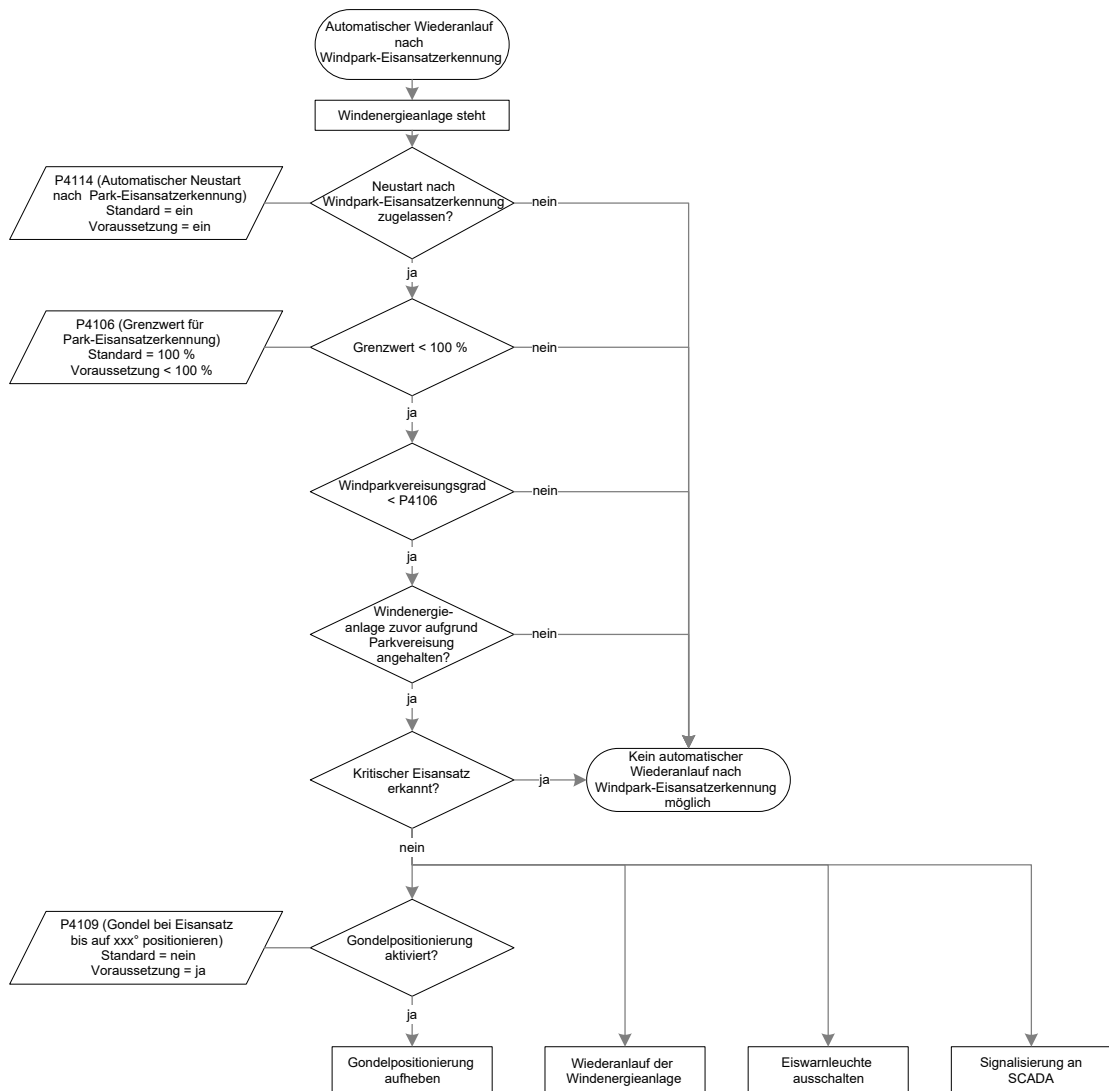


Abb. 4: Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

Standardeinstellung:

- P4114 (Automatischer Neustart nach Park-Eisansatzerkennung) = ein
- P4106 (Grenzwert für Park-Eiserkennung) = 100 %

Voraussetzung:

- ✓ P4114 (Automatischer Neustart nach Park-Eisansatzerkennung) = ein
- ✓ P4106 (Grenzwert für Park-Eiserkennung) < 100 %
- ✓ 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.

Detaillierte Informationen können der technischen Beschreibung entnommen werden:

- D0258603 „Technische Beschreibung Windpark-Eisansatzerkennung“

5 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.

5.1 P4107: Automatischer Neustart nach Vereisung

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.

Bei Softwareversionen bis einschließlich V5.90 (I/O-Board Steuerschrank 1) wird über diesen Parameter auch gesteuert, ob die Windenergieanlage nach dem Durchlauf eines Blattheizungszyklus automatisch wieder starten darf.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	ein

5.2 P4108: Automatischer Neustart während der Vereisung

Gibt an, ob die Windenergieanlage während der Vereisung im Abstand von 6 Stunden einen Startversuch unternehmen soll. Dieser Parameter kann nur aktiviert werden, wenn der automatische Neustart nach Vereisung aktiviert ist (P4107 = ein).

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

Hinweis: Wenn P4108 = ein, erhöht sich das Eiswurfrisiko!

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

5.3 P4112: Eisansatz-Detektionszeit

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 Neustart während der Vereisung (Parameter 4108 = ein) oder bei einem Neustart nach erfolgter Enteisung durch die Blattheizung werden die Zähler für die Status 14:11 bis 14:14 (Leistungs- und Blattwinkelmessungen) jeweils definiert zurückgesetzt. Der definierte Wert liegt 3 Minuten unter dem voreingestellten Wert der Eisansatz-Detektionszeit. Falls noch Eisansatz vorliegt, wird die Windenergieanlage nach wenigen Minuten angehalten. Dies geschieht unabhängig von der eingestellten Eisansatz-Detektionszeit.

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

Einstellmöglichkeiten	Standard	
10 – 30 Minuten	Kritischer Standort	15 Minuten
	Unkritischer Standort	30 Minuten
	Länderspezifische Ausnahmen	
	Deutschland BeNeLux Österreich (Neuanlagen)	15 Minuten
	Österreich (Bestandsanlagen)	30 Minuten

5.4 P4115: Präventive Eiserk. nach 3 Std. Störung

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 P4115 = aus, erhöht sich ggf. das Eiswurfrisiko!

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	ein

5.5 Sensitivität der Eisansatzerkennung

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

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

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

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

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

Fachwortverzeichnis

Eisfall	Herabfallen von Eis bei angehaltener Windenergieanlage, das sich bei bestimmten Wetterlagen an den Rotorblättern bilden kann. Die fallenden Eisstücke können Sach- und Personenschäden bewirken.
Eiswurf	Abwurf von Eis bei drehendem Rotor, das sich bei bestimmten Wetterlagen an den Rotorblättern von Windenergieanlagen bilden kann.
Kritischer Eisansatz	Entstehung von Eis, das aufgrund seiner Aufprallenergie eine Gefahr für ungeschützte Personen darstellt, wenn es herabfällt oder weggeschleudert wird.
Trudelbetrieb	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

Eiswarnleuchte

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

Dokument-ID	D0353070/7.0-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2022-10-07	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	4
2	Ausführung der Eiswarnleuchte	5
3	Aufstellungsort der Eiswarnleuchte	6
4	Ansteuerung der Eiswarnleuchte	7
5	Versorgung und Überwachung der Eiswarnleuchte	8
6	Kompatible Steuerschränke	9

1 Allgemeines

An Rotorblättern einer Windenergieanlage kommt es bei bestimmten Witterungsverhältnissen zur Bildung von Eis-, Reif- oder Schneeablagerungen. Es können Eisstärken erreicht werden, von denen beim Herabfallen (Eisfall) oder Wegschleudern (Eiswurf) Gefahren für Personen und Sachen ausgehen.

Um Passanten und sonstige Personen, die sich auf die ENERCON Windenergieanlage zubewegen, auf diese Gefahren und den Gefahrenbereich hinzuweisen, können Eiswarnleuchten und Warnschilder in einiger Entfernung zur Windenergieanlage installiert werden.

Warnschilder weisen ganzjährig, aber unabhängig von den tatsächlichen Witterungsverhältnissen auf einen Gefahrenbereich hin. Eiswarnleuchten sind mit der Steuerung der Windenergieanlage verbunden und leuchten solange, wie auch die Windenergieanlage einen möglichen Eisansatz erkannt hat.

An bestimmten Standorten ist das Aufstellen von Eiswarnleuchten und Warnschildern behördlich vorgegeben.

Die Eiswarnleuchte, Warnschilder, Pfosten und weitere zu deren Aufbau benötigte Komponenten werden nicht von ENERCON bereitgestellt.

2 Ausführung der Eiswarnleuchte

Die Eiswarnleuchte ist so auszuführen, dass sie aus allen Richtungen gesehen werden kann. An die Steuerung der Windenergieanlage können mehrere Eiswarnleuchten angeschlossen werden. Durch die Anschlussmöglichkeiten und die Ausgangsleistung (Kap. 5, S. 8) wird die maximale Anzahl der anschließbaren Eiswarnleuchten begrenzt.



Abb. 1: Möglicher Aufbau einer Eiswarnleuchte mit zusätzlichen Warnschildern

3 Aufstellungsort der Eiswarnleuchte

Der Aufstellungsort der Eiswarnleuchte ergibt sich aus den behördlichen Auflagen, dem Gefahrenbereich und – falls sich der Rotor der Windenergieanlage auch bei detektiertem Eisansatz zwecks Ertragssteigerung drehen soll – der Eiswurfweite.

Wie in der folgenden Abbildung beispielhaft dargestellt, sind 2 Eiswarnleuchten an den Schnittpunkten des maximalen Gefahrenbereichs und der Zufahrt der Windenergieanlage aufgestellt.

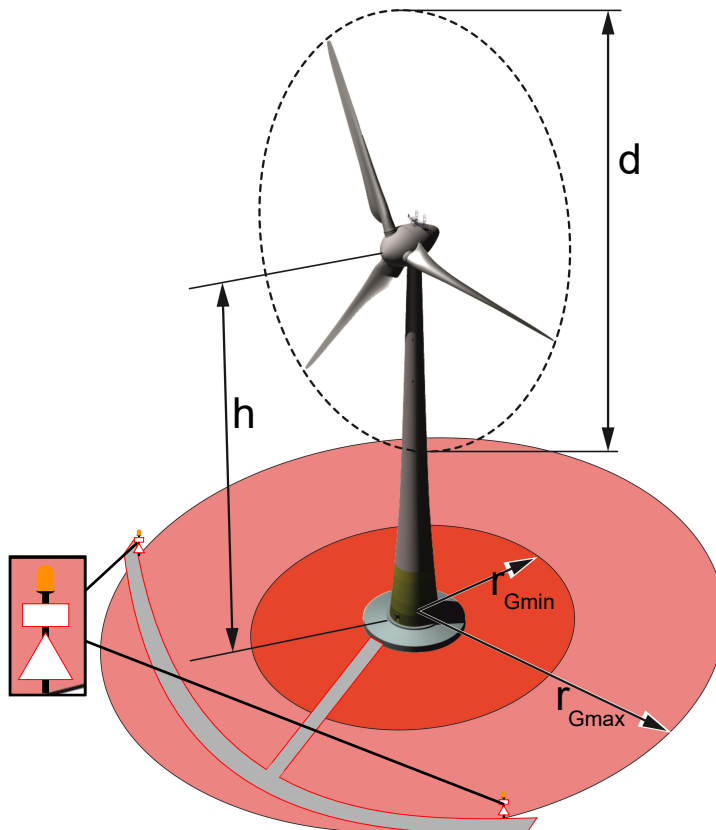


Abb. 2: Aufstellungsort der Eiswarnleuchten (Beispiel)

h	Nabenhöhe
d	Rotordurchmesser
r_{Gmin}	Radius minimaler Gefahrenbereich = $0,5 \times d$
r_{Gmax}	Radius maximaler Gefahrenbereich = $1,5 \times (h + d)$

4 Ansteuerung der Eiswarnleuchte

Wenn die Steuerung der Windenergieanlage möglichen Eisansatz erkennt, wird die Eiswarnleuchte eingeschaltet. Die Windenergieanlage wertet dazu sowohl die eigenen Informationen über den Eisansatz als auch die Informationen benachbarter Windenergieanlagen im Windpark aus.

Für die Windenergieanlagen E-44, E-48, E-53, E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-103 EP2, E-115 EP3 E3, E-126 EP3, E-138 EP3 und E-138 EP3 E2 sind folgende Einschaltbedingungen möglich:

- Ein Eisansatzerkennungssystem erkennt kritischen Eisansatz (ENERCON Kennlinienverfahren, Windpark-Eisansatzerkennung, eologix-, fos4X-, Wölfel-Eisansatzerkennungssystem).
- Die Außentemperatur ist kleiner als +2 °C und die relative Luftfeuchte liegt über dem eingestellten Wert.
- ENERCON SCADA PDI-OPC (optional) überträgt ein Signal zum Einschalten der Eiswarnleuchte.

Für die Windenergieanlagen E-115 EP3 E4, E-138 EP3 E3 und E-160 EP5 E3 R1 sind folgende Einschaltbedingungen möglich:

- Ein Eisansatzerkennungssystem erkennt kritischen Eisansatz (ENERCON Kennlinienverfahren, Windpark-Eisansatzerkennung, Wölfel-Eisansatzerkennungssystem).
- Die Außentemperatur ist kleiner als +2 °C.

Ist eine der genannten Einschaltbedingungen erfüllt, wird die Eiswarnleuchte eingeschaltet und bleibt für mindestens 20 Minuten eingeschaltet. Erst wenn über 20 Minuten keine der genannten Bedingungen mehr erfüllt sind, wird die Eiswarnleuchte wieder ausgeschaltet.

5 Versorgung und Überwachung der Eiswarnleuchte

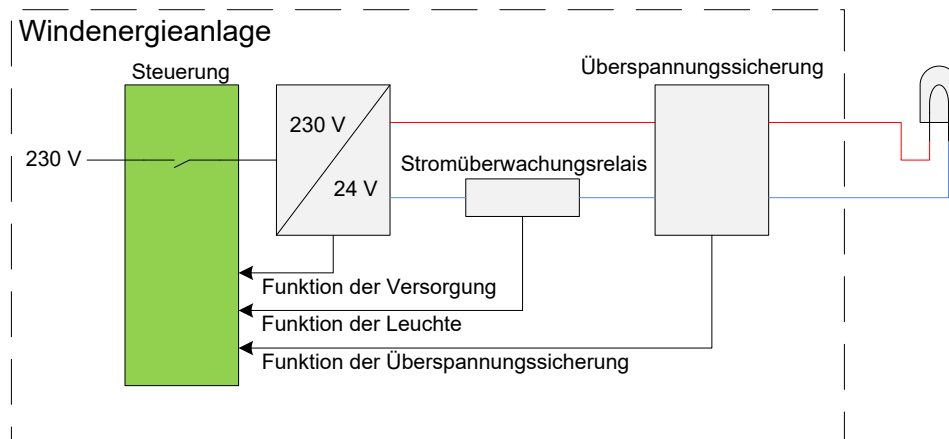


Abb. 3: Vereinfachter Stromlaufplan

Die Eiswarnleuchte wird an den Steuerschrank in der nächstgelegenen Windenergieanlage angeschlossen und von einem separaten Netzteil (Ausgangsspannung 24 V, Ausgangsleistung 50 W) versorgt.

Zur Kompensation von Leitungsverlusten zwischen Windenergieanlage und Eiswarnleuchte kann die Ausgangsspannung auf 28 V angehoben werden, sodass an der Eiswarnleuchte eine Spannung von 24 V anliegt.

Um einen Ausfall der Eiswarnleuchte zu erkennen, wird die Funktion durch ein Stromüberwachungsrelais geprüft. Wird die Eiswarnleuchte eingeschaltet und nimmt zu wenig oder gar keine Leistung auf, erkennt die Steuerung der Windenergieanlage dies und generiert eine Warnmeldung. Meldet die Stromüberwachung eine eingeschaltete Eiswarnleuchte, obwohl diese von der Windenergieanlage keinen Einschaltbefehl erhalten hat, wird ebenfalls eine Warnmeldung generiert. Die Eiswarnleuchte wird auch angesteuert, wenn die Überwachung gestört ist.

Die Überspannungssicherung schützt die Windenergieanlage insbesondere vor hohen Spannungen durch elektromagnetische Einkopplung naher Blitzeinschläge.

Der Schaltkontakt der Eiswarnleuchte schaltet unabhängig davon, ob eine Eiswarnleuchte angeschlossen ist oder nicht.

6 Kompatible Steuerschränke

Bei folgenden Steuerschränken ist eine Nachrüstung der Eiswarnleuchte möglich:

Tab. 1: Kompatible Steuerschränke

Windenergieanlage	Artikelnr. des Steuer- schranks	Min. Versionsstand des Steuerschranks
E-44, E-48, E-53	568019	V4
	585218	V1
E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92	550216	V6
	550217	V7
	577833	V1
	582423	V2
E-103 EP2	636785	V1
E-126 EP3	679115	V1
E-138 EP3, E-138 EP3 E2, E-115 EP3 E3	715173	V1
E-115 EP3 E4, E-138 EP3 E3	725152	V1
E-160 EP5 E3 R1	1055567	-

Technische Beschreibung

Wölfel-Eisansatzerkennung

**ENERCON Control System (CS82, CS101, CS126, EP3-CS-02,
EP4-CS-01)**

Herausgeber

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

Urheberrechtshinweis

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

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

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

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

Geschützte Marken

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

Änderungsvorbehalt

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0734076/3.0-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2022-10-05	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

Mitgeltende Dokumente

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

Dokument-ID	Dokument
D0160588	Technische Beschreibung Gondelpositionierung bei Eisansatz
D02481600	Wölfel IDD.Blade - Überblick zur Referenzierung für den Kunden
D0258603	Technische Beschreibung Windpark-Eisansatzerkennung
D0441885	Technische Beschreibung Blattheizung
D0783573	Formular Änderung Standardeinstellungen Wölfel-Eisansatzerkennung

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Aufbau	6
3	Integration in das Betriebsführungssystem	8
3.1	Sicherheitsrelevante Signale des externen Eisansatzerkennungssystems	9
3.2	Sicherheitsrelevante Signale der Anlagensteuerung	9
3.3	Nicht sicherheitsrelevante Funktionen der Anlagensteuerung	9
3.4	Überwachung der Verfügbarkeit des Eisansatzerkennungssystems	10
4	Kritischer Eisansatz und Eisfreiheitsmeldung	11
5	Anhalten der Windenergieanlage	12
6	Wiederaanlaufen der Windenergieanlage	13
6.1	Priorisierung von Anhalten und Wiederaanlaufen der Windenergieanlage	13
6.2	Manueller Wiederaanlauf	13
6.3	Automatischer Wiederaanlauf nach Tauwetter	14
6.4	Automatischer Wiederaanlauf mit Blattheizung	16
6.5	Automatischer Wiederaanlauf ohne Blattheizung	18
6.6	Automatischer Wiederaanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung	19
7	ENERCON SCADA System	21
8	Parameter	22
	Fachwortverzeichnis	25

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 externe Eisansatzerkennungssystem der Fa. Wölfel kann ab Werk oder als Nachrüstung eingesetzt werden.

Eingesetzte Eisansatzerkennungssysteme beeinflussen sich nicht gegenseitig.

Das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem funktioniert ab einer Windgeschwindigkeit von 2 – 3 m/s (unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit) unabhängig vom Betrieb der Windenergieanlage, auch bei Stillstand der Windenergieanlage.

Dieses Dokument gibt eine Übersicht über das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem und dessen Einfluss auf die Start- und Haltevorgänge der Windenergieanlage.

Dieses Dokument ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgenden Steuerungstypen:

- CS82, CS101, CS126, EP3-CS-02, EP4-CS-01

2 Aufbau

Das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem erkennt Eisdicken an Rotorblättern von Windenergieanlagen durch eine Frequenzanalyse der Rotorblattschwingungen mittels piezoelektrischen zweidimensionalen Beschleunigungssensoren.

Das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem besteht aus mindestens 3 Structural-Noise-Sensoren und einer Basisstation, welche eine Datenerfassungseinheit und eine Datenverarbeitungseinheit beinhaltet.

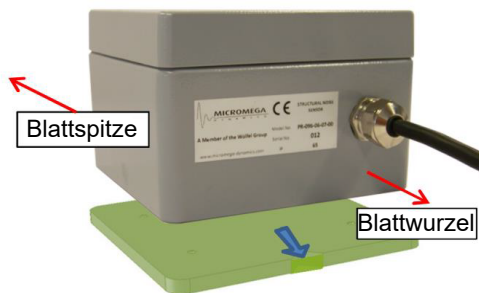


Abb. 1: Montageplatte und Structural-Noise-Sensor



Abb. 2: Basisstation

Die Structural-Noise-Sensoren erfassen jeweils die Schwingbeschleunigungen (Abb. 3, S. 6) und die Temperatur direkt im Rotorblatt. Es wird jeweils 1 Sensor innerhalb jedes Rotorblatts auf einer Montageplatte installiert (Standardkonfiguration). Die Sensoren sind gegen Überspannungen geschützt und haben ein extrem geringes Eigenrauschen und eine hohe Signalauflösung.

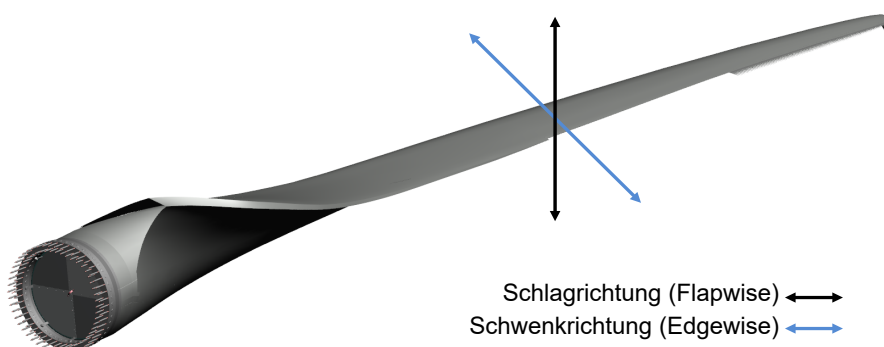


Abb. 3: Erfasste Schwingbeschleunigungen durch Structural-Noise-Sensoren

Die Datenerfassungseinheit bereitet die Sensorsignale zur Weiterverarbeitung in der Datenverarbeitungseinheit auf. Die Datenerfassung erfolgt kontinuierlich, um jederzeit Aussagen zum aktuellen Rotorblattzustand bereitstellen zu können.

In der Datenverarbeitungseinheit werden die Messdaten vollautomatisiert verarbeitet und die Zustandsindikatoren zur Eisdetektion berechnet.

Die Datenerfassungseinheit und die Datenverarbeitungseinheit befinden sich in der Basisstation, welche im Rotorkopf der Windenergieanlage installiert ist.

3 Integration in das Betriebsführungssystem

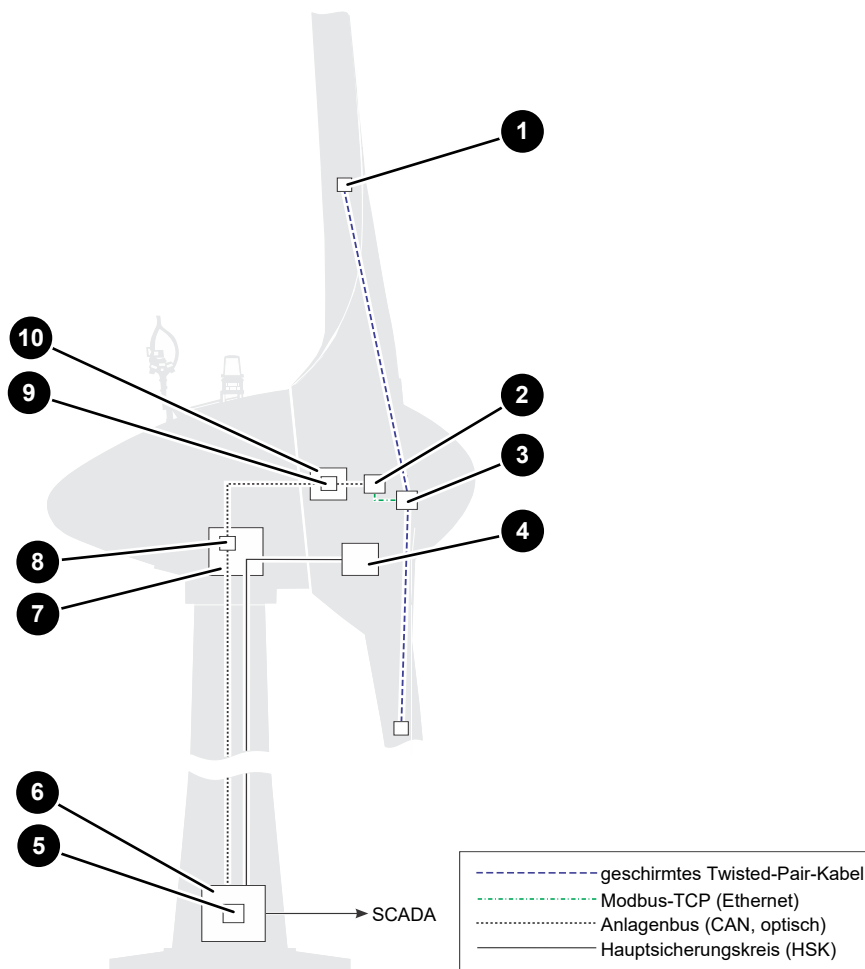


Abb. 4: Baugruppenübersicht für die Einbindung des Eisansatzerkennungssystems in das Betriebsführungssystem

1	Wölfel-Structural-Noise-Sensor	2	ENERCON Ice Detection Interface
3	Wölfel-Basisstation	4	Blattverstellungssystem, Notverstellungssystem
5	I/O-Board Steuerschrank 1	6	Steuerschrank
7	Gondelsteuerschrank	8	Optoverteiler Gondel
9	Optoverteiler Rotor	10	Rotorunterverteilung

Das externe Eisansatzerkennungssystem ist 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 erfolgt nach DIN EN 61784-3.

3.1 Sicherheitsrelevante Signale des externen Eisansatzerkennungssystems

Das externe Eisansatzerkennungssystem stellt der Anlagensteuerung folgende sicherheitsrelevante Signale zur Verfügung:

- kritischer Eisansatz
- Verfügbarkeit des Eisansatzerkennungssystems
- Eisfreiheit

3.2 Sicherheitsrelevante Signale der Anlagensteuerung

Die Anlagensteuerung stellt dem externen Eisansatzerkennungssystem sicherheitsrelevante Signale zur Verfügung. Dies sind unter anderem:

- Blattverstellwinkel
- Rotordrehzahl
- Außentemperatur

3.3 Nicht sicherheitsrelevante Funktionen der Anlagensteuerung

Die Anlagensteuerung stellt dem externen Eisansatzerkennungssystem nicht sicherheitsrelevante Funktionen zur Verfügung. Dies sind unter anderem:

- Steuerung der Blattheizung
 - Aktivierung der Blattheizung zur Erwärmung der Rotorblätter
- Steuerung der Eisansatzsimulation
 - Zur Abnahmeprüfung und im Zuge der Wartung, um die korrekte Funktionsweise der Betriebsführung bei der Eisansatzerkennung zu kontrollieren (unter nichtvereisten Bedingungen).
- Parametrierung des Eisansatzerkennungssystems
 - Die Anlagesteuerung stellt zwei Schnittstellen zur Verfügung, um das Eisansatzerkennungssystem zu parametrieren. Die Parameter des Eisansatzerkennungssystems können bei der Inbetriebnahme per CompactFlash-Karte in die Anlagensteuerung eingespielt und am Anlagendisplay abgelesen werden. Die Übertragung der Daten an das Eisansatzerkennungssystem erfolgt mit einer CRC-Prüfung (zyklische Redundanzprüfung). Die Parameter sind durch die Überwachungsmechanismen der Anlagensteuerung abgesichert und werden kontinuierlich über das ENERCON SCADA System überwacht. Der ENERCON Service führt eine automatische Parameterüberwachung durch. Bei einer Abweichung der Parameterwerte wird der ENERCON Service benachrichtigt.
- Daten- und Ereignisprotokollierung
 - Alle durch das Eisansatzerkennungssystem ausgelösten Ereignisse werden über das ENERCON SCADA System protokolliert.
- Signalisierung von Teilsystemausfällen (z. B. Ausfall eines Sensors), um eine rechtzeitige Reparatur oder Wartung zu ermöglichen.

3.4 Überwachung der Verfügbarkeit des Eisansatzerkennungssystems

Die Anlagensteuerung überwacht die Verfügbarkeit des externen Eisansatzerkennungssystems.

Wenn der Anlagensteuerung die sicherheitsgerichteten Signale des installierten und parametrisierten externen Eisansatzerkennungssystems nicht mehr zur Verfügung stehen oder das externe Eisansatzerkennungssystem keine Verfügbarkeit meldet, wird eine Meldung über das ENERCON SCADA System generiert und eine der folgenden Ausfallreaktionen eingeleitet:

Standard-Ausfallreaktion

- Der Betrieb der Windenergieanlage ist bei Verfügbarkeit eines weiteren Eisansatzerkennungssystems zulässig.

Da das ENERCON Kennlinienverfahren standardmäßig zur Verfügung steht, ist der Betrieb der Windenergieanlage somit trotz Ausfall des externen Eisansatzerkennungssystems gegeben.

Alternativ parametrierbare Ausfallreaktionen

- Der Betrieb der Windenergieanlage ist immer zulässig.
- Der Betrieb der Windenergieanlage ist bei Tauwetter zulässig.
- Der Betrieb der Windenergieanlage ist nie zulässig.

4 Kritischer Eisansatz und Eisfreiheitsmeldung

Die Datenverarbeitungseinheit wertet die Structural-Noise-Sensorsignale zusammen mit den aktuellen Betriebs- und Umgebungsdaten der Windenergieanlage aus. Die Datenverarbeitungseinheit berechnet die Zustandsindikatoren, welche auf Strukturveränderungen und Eisansatz hinweisen. Unterschreiten die Zustandsindikatoren den Schwellwert für den Eisalarm, wird eine Alarmmeldung für kritischen Eisansatz generiert. Überschreiten die Zustandsindikatoren den Schwellwert für die Eisfreiheit, wird eine Eisfreiheitsmeldung generiert.

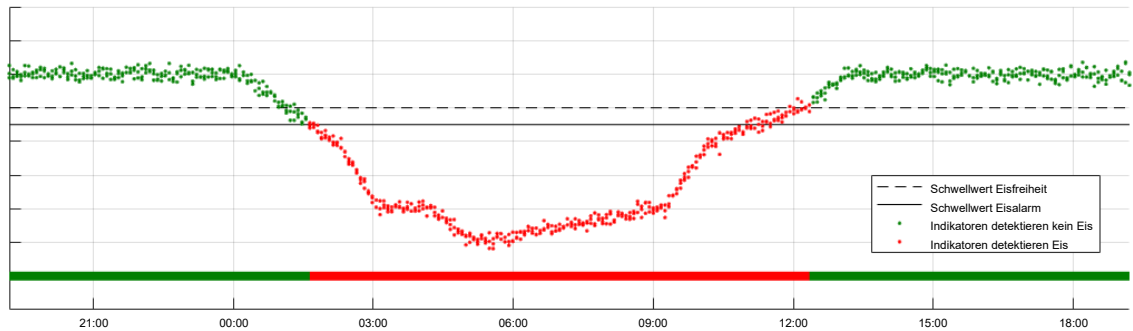


Abb. 5: Berechnete Zustandsindikatoren des Wölfel-Eisansatzerkennungssystems

Die aus den Messwerten berechneten Zustandsindikatoren werden, abhängig von den herrschenden Betriebs- und Umgebungsbedingungen, i. d. R. im Abstand von ca. 5 Minuten gebildet. Die Zustandsindikatoren werden genutzt, um Aussagen über den Rotorblattzustand zu treffen. Im Normalzustand (ohne Eisansatz) sind die Zustandsindikatoren im Bereich der Nulllinie. Bei Eisansatz weichen die Zustandsindikatoren von Null ab. Je stärker die Abweichung ist, umso ausgeprägter ist der Eisansatz. Zustandsindikatoren zur Eisansatzerkennung werden in praktisch allen relevanten Betriebszuständen gebildet, so dass eine permanente Überwachung sichergestellt ist.

Standardmäßig sind 2 Schwellwerte vorgegeben, auf deren Basis automatisch eine Alarmmeldung generiert und an die Anlagensteuerung kommuniziert wird. Die Schwellwerte werden für jeden Rotorblatttyp individuell angepasst.

Da die strukturdynamischen Eigenschaften von Rotorblättern komplex und stark vom Rotorblatttyp und Windenergieanlagentyp abhängig sind und zudem die Detektion von Vereisungen nur in Bezug auf einen bekannten Anfangszustand erfolgen kann, ist eine Systemreferenzierung erforderlich.

Informationen zur Referenzierung können dem Dokument D02481600 „Wölfel IDD.Blade - Überblick zur Referenzierung für den Kunden“ entnommen werden.

5 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.

6 Wiederanlaufen der Windenergieanlage

6.1 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.

6.2 Manueller Wiederanlauf

Ein manuell eingeleiteter Wiederanlauf nach einer Eisansatzerkennung ist nur direkt an der Windenergieanlage nach entsprechender Sichtkontrolle möglich. Der Eisreset kann über den Taster am Steuerschrank oder über den ENERCON SCADA Server 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.

6.3 Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

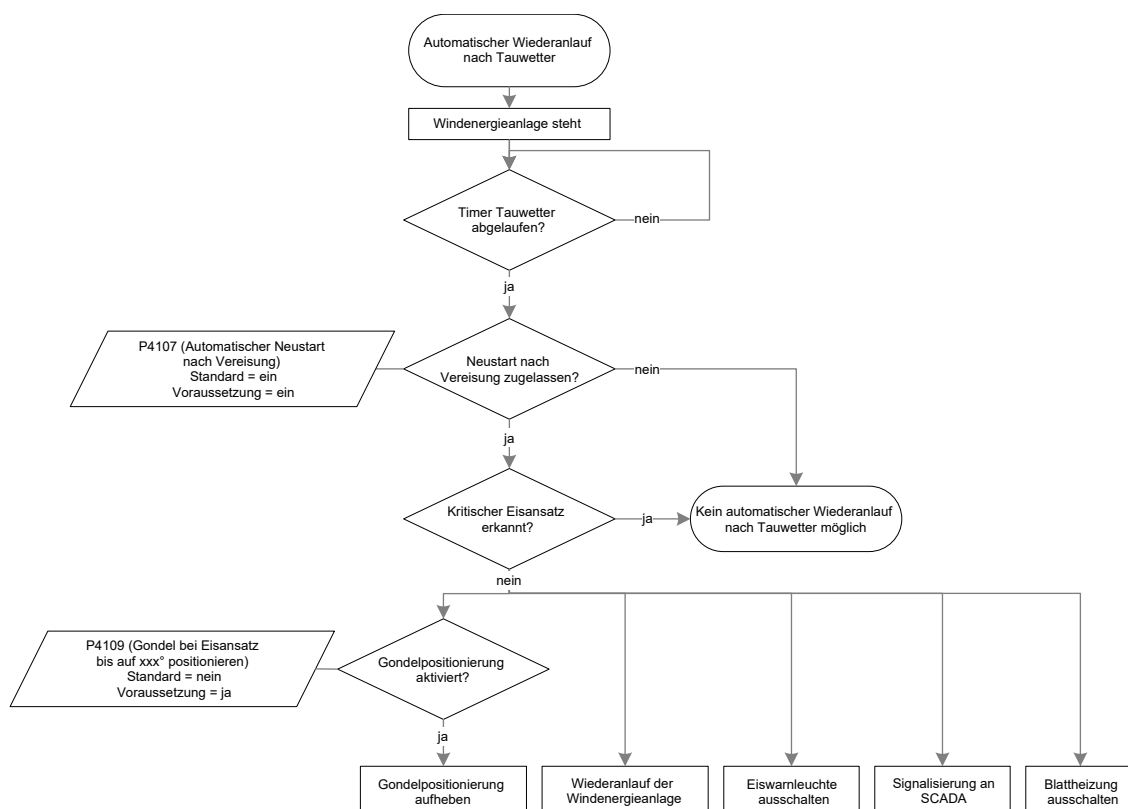


Abb. 6: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

Standardeinstellung:

- P4107 (Automatischer Neustart nach Vereisung) = ein

Voraussetzung:

- ✓ P4107 (Automatischer Neustart nach Vereisung) = ein
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt.

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

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

Tab. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

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

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

6.4 Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

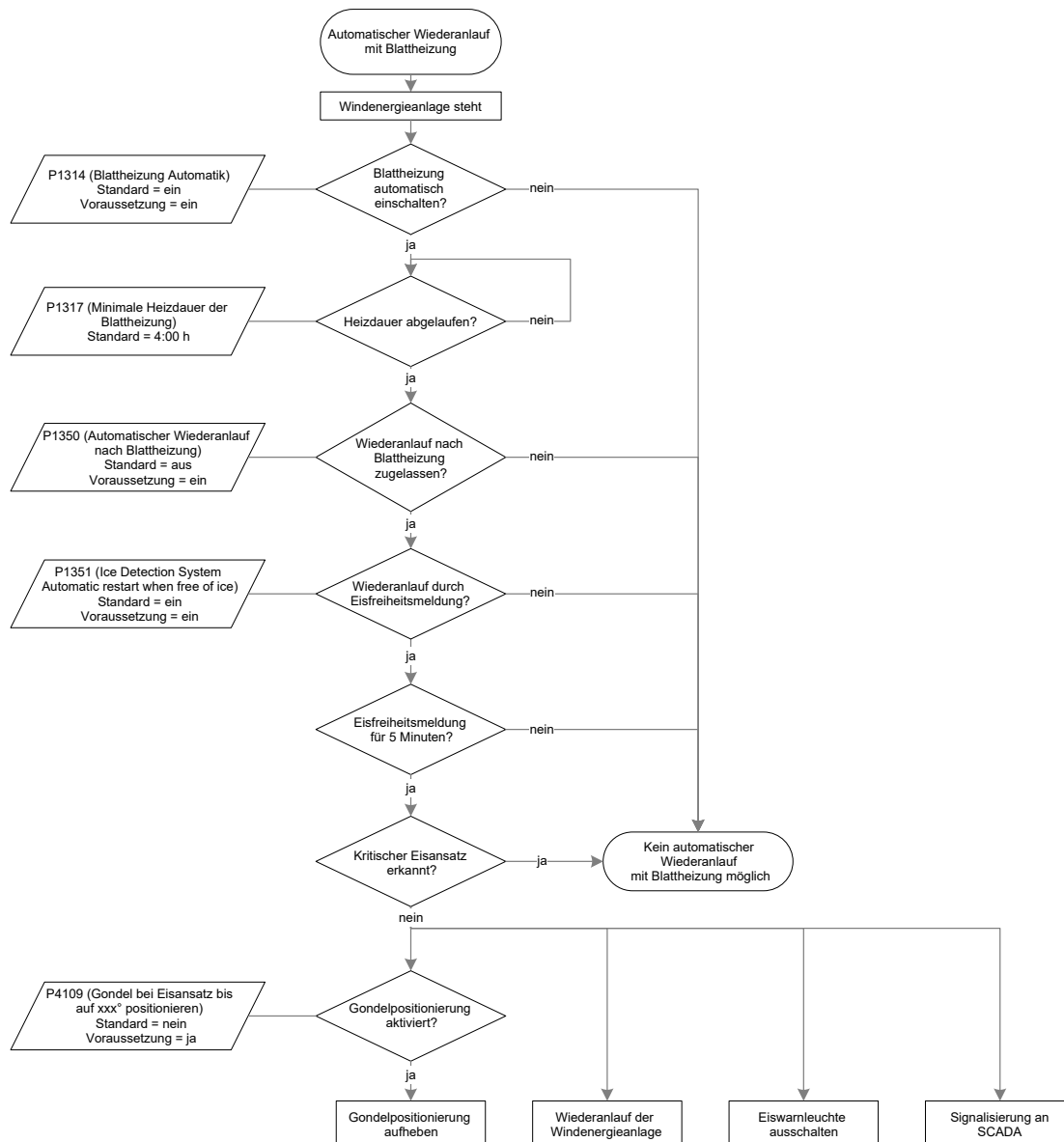


Abb. 7: Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

Standardeinstellung:

- P1314 (Blattheizung Automatik) = ein
- P1350 (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = aus
- P1351 (Automatischer Wiederanlauf bei Eisfreiheitsign. durch ext. System) = ein

Voraussetzung:

- ✓ P1314 (Blattheizung Automatik) = ein
- ✓ P1350 (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = ein
- ✓ P1351 (Automatischer Wiederanlauf bei Eisfreiheitsign. durch ext. System) = ein
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt.

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

Wenn das Eisansatzerkennungssystem über einen Zeitraum von 5 Minuten Eisfreiheit signalisiert, nachdem ein Blattheizungszyklus durchlaufen wurde, nimmt die Windenergieanlage den Betrieb wieder auf.

Diese Funktion ist auch unter Vereisungsbedingungen möglich.

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

Detaillierte Informationen können der technischen Beschreibung entnommen werden:

- D0441885 „Technische Beschreibung Blattheizung“

6.5 Automatischer Wiederanlauf ohne Blattheizung



Abb. 8: Automatischer Wiederanlauf ohne Blattheizung

Standardeinstellung:

- P1351 (Automatischer Wiederanlauf bei Eisfreiheitssign. durch ext. System) = ein

Voraussetzung:

- ✓ P1351 (Automatischer Wiederanlauf bei Eisfreiheitssign. durch ext. System) = ein
- ✓ Kritischer Eisansatz oder eine Eiswarnung wurden durch das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem erkannt
- ✓ Signalisierung von Eisfreiheit für mindestens 5 Minuten
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

Ohne Blattheizung ist ein automatischer Wiederanlauf der Windenergieanlage durch das Eisansatzerkennungssystem möglich, wenn das Eisansatzerkennungssystem den kritischen Eisansatz oder die Eiswarnung selbst erkannt hat.

Wenn das Eisansatzerkennungssystem über einen Zeitraum von 5 Minuten Eisfreiheit signalisiert, nimmt die Windenergieanlage den Betrieb wieder auf.

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

6.6 Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

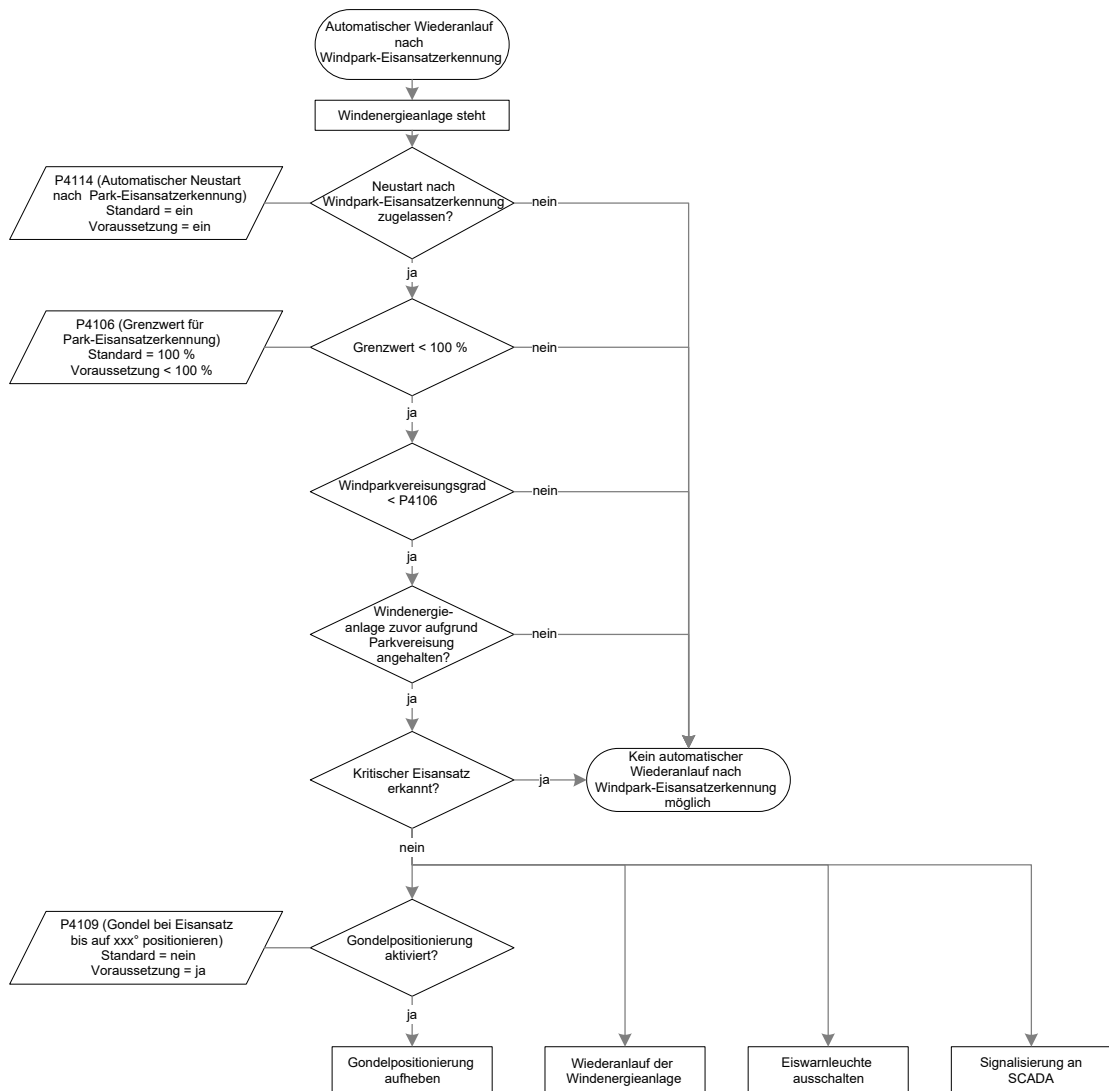


Abb. 9: Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

Standardeinstellung:

- P4114 (Automatischer Neustart nach Park-Eisansatzerkennung) = ein
- P4106 (Grenzwert für Park-Eiserkennung) = 100 %

Voraussetzung:

- ✓ P4114 (Automatischer Neustart nach Park-Eisansatzerkennung) = ein
- ✓ P4106 (Grenzwert für Park-Eiserkennung) < 100 %
- ✓ 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.

Detaillierte Informationen können der technischen Beschreibung entnommen werden:

- D0258603 „Technische Beschreibung Windpark-Eisansatzerkennung“

7 ENERCON SCADA System

Über das ENERCON SCADA System und die PDI-OPC-Schnittstelle können verschiedene Signale vom Wölfel-Eisansatzerkennungssystem empfangen werden.

Folgende Signale werden alle 10 Minuten aufgezeichnet:

- Zustands- oder Eisindikatoren pro Rotorblatt
- Schaltschranktemperatur der Wölfel-Basisstation
- Prozessortemperatur des ENERCON Ice Detection Interface

Wenn die Wölfel-Basisstation keine Daten sendet oder ein Sensor nicht konfiguriert ist, wird der Wert 65535 aufgezeichnet.

8 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.

8.1 P1351: Ice Detection System Automatic restart when free of ice

Gibt an, ob die Windenergieanlage nach einer Eisfreiheitsmeldung durch ein externes Eisansatzerkennungssystem automatisch wieder starten darf.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	ein

8.2 P1352: Ice Detection System fall-back reaction

Gibt an, wie die Windenergieanlage mit einem installierten und parametrierten, jedoch nicht verfügbaren externen Eisansatzerkennungssystem betrieben werden darf.

- 0 = Der Betrieb ist bei Verfügbarkeit eines weiteren Eisansatzerkennungssystems zulässig.
- 1 = Der Betrieb ist immer zulässig.
- 2 = Der Betrieb ist bei Tauwetter zulässig.
- 3 = Der Betrieb ist nicht zulässig.

Hinweis: Wenn P1352 = 1, erhöht sich ggf. das Eiswurfrisiko!

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 3	0

8.3 P1355: Ice Detection System Wölfel

Gibt an, ob ein Wölfel-Eisansatzerkennungssystem installiert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
installiert/nicht installiert	nicht installiert

8.4 P1357: Ice Detection System only active with turbine stopped

Gibt an, ob das Eisansatzerkennungssystem nur bei angehaltener Windenergieanlage aktiv sein soll.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ja/nein	nein

8.5 P1358: Ice Detection System inactive from ...

Gibt an, ab welcher Windgeschwindigkeit das Eisansatzerkennungssystem inaktiv sein soll.

Einstellmöglichkeiten	Standard
2,0 – 60,0 m/s	3,0 m/s

8.6 P1359: Ice Detection System inactive to ...

Gibt an, bis zu welcher Windgeschwindigkeit das Eisansatzerkennungssystem inaktiv sein soll.

Einstellmöglichkeiten	Standard
2,0 – 60,0 m/s	3,0 m/s

Tab. 2: Auswirkung der Parameter 1357 bis 1359 auf die Funktionsweise des Eisansatzerkennungssystems

Funktionsweise	Einstellung der Parameter
Das Eisansatzerkennungssystem ist immer aktiv (Standard).	P1357 = nein P1358 = P1359
Das Eisansatzerkennungssystem ist nur aktiv, wenn die Windenergieanlage angehalten ist.	P1357 = ja P1358 = P1359
Das Eisansatzerkennungssystem ist nur aktiv, wenn die Windgeschwindigkeit außerhalb des eingestellten Bereichs liegt.	P1357 = nein P1358 < P1359
Das Eisansatzerkennungssystem ist aktiv, wenn die Windgeschwindigkeit außerhalb des eingestellten Bereichs liegt oder wenn die Windenergieanlage angehalten ist.	P1357 = ja P1358 < P1359

Hinweis: Eine Abweichung vom Standard schränkt den Aktivitätsbereich des Eisansatzerkennungssystems ein! Damit ist das Eisansatzerkennungssystem gemäß Zertifizierung und Stand der Technik nicht mehr vollständig funktionsfähig!

8.7 P7450: Woelfel certified Ice-Thres. active

Gibt an, ob das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem nur Parametrierungen akzeptieren darf, die der Zertifizierung entsprechen.

Hinweis: Wenn P7450 = nicht aktiv, können für die Parameter 7451 bis 7452 von der Zertifizierung abweichende Einstellungen vorgenommen werden.

Einstellmöglichkeiten	Standard
aktiv/nicht aktiv	aktiv

8.8 P7451: Woelfel Schwellwert Eis-Alarm

Gibt den Indikatorwert für den Schwellwert des Eis-Alarms an.

Die Einstellung des Parameters wird nicht berücksichtigt, wenn die Einstellung der Zertifizierung entsprechen muss (P7450 = aktiv).

Einstellmöglichkeiten	Standard
-30,000 – 32,767	-0,750

8.9 P7452: Woelfel Schwellwert Eisfreiheit

Gibt den Indikatorwert für den Schwellwert der Eisfreiheit an.

Die Einstellung des Parameters wird nicht berücksichtigt, wenn die Einstellung der Zertifizierung entsprechen muss (P7450 = aktiv).

Einstellmöglichkeiten	Standard
-30,000 – 32,767	-0,500

8.10 P7454: Woelfel Blade Heating Thres.

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

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

Fachwortverzeichnis

Eisfall	Herabfallen von Eis bei angehaltener Windenergieanlage, das sich bei bestimmten Wetterlagen an den Rotorblättern bilden kann. Die fallenden Eisstücke können Sach- und Personenschäden bewirken.
Eiswurf	Abwurf von Eis bei drehendem Rotor, das sich bei bestimmten Wetterlagen an den Rotorblättern von Windenergieanlagen bilden kann.
Kritischer Eisansatz	Entstehung von Eis, das aufgrund seiner Aufprallenergie eine Gefahr für ungeschützte Personen darstellt, wenn es herabfällt oder weggeschleudert wird.
Trudelbetrieb	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

Zur Bewertung der Funktionalität von Eisansatzerkennungssystemen zur Verhinderung von Eisabwurf an ENERCON Windenergieanlagen:

Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren

Erstellt im Auftrag für

ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Deutschland

Rev.	Datum	Änderungen
0	18.11.2014	Erste Fassung
1	22.08.2016	Formale Änderungen, Spezifizierung der Detektionszeit
2	20.04.2017	Ergänzung E-141 EP4, Berücksichtigung von Weiterentwicklungen
3	13.06.2017	Ergänzende Betrachtung bei vorgegebenem min. Blattwinkel (Kap. 5.3.3)
4	06.02.2018	Kombination mit Labko Eissensor, Ergänzung von Trudeldrehzahlen
5	19.09.2018	Ergänzung von Anlagenvarianten, Änderung bzgl. zusätzlicher Eiserkennungssysteme
6	04.06.2020	Reduzierung des Umfangs auf Bewertung des Kennlinienverfahrens, redaktionelle Änderungen, Aktualisierung von Dokumenten
7	09.12.2021	Neue Portierung für das Eiskennlinienverfahren, Dokumente /22/ und /23/ aufgenommen.

TÜV NORD Bericht Nr.: 8111 881 239 Rev.7

Gegenstand der Prüfung: Eisansatzerkennung durch das ENERCON Kennlini-
enverfahren

Anlagenhersteller: ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Deutschland

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

Verfasser	Dipl.-Ing. (FH) G. Ewald Sachverständiger	Hamburg, 09.12.2021
Geprüft durch	Dipl.-Ing. O. Raupach Sachverständiger	Hamburg, 09.12.2021

An der Prüfung beteiligt:

B.Sc. F. Lautenschlager

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

Inhalt

1	Einleitung.....	5
1.1	Ausgangssituation	5
1.2	Eisansatzerkennung nach dem Kennlinienverfahren	6
1.3	Gültigkeitsbereich	6
1.4	Beschreibung der Bewertungskette.....	6
1.4.1	Bewertungsmaßstäbe	6
1.4.2	Grenzen der Bewertung.....	7
1.4.3	Beschreibung der Vorgehensweise	7
2	Untersuchungen zur Eisdicke und zur Eiswurfweite	8
2.1	Bestimmung einer kritischen Eisdicke	8
2.1.1	Festlegung von Randbedingungen für den Eisabwurf	8
2.1.2	Ermittlung eines kritischen Eisobjektes.....	12
2.1.3	Ermittlung einer kritischen Zeit zur Bildung eines kritischen Eisobjektes.....	14
2.2	Untersuchung zum Eisabwurf beim Leerlauf (Startbetrieb)	15
2.2.1	Festlegung der Randbedingungen für den Eisabwurf beim Leerlauf	15
2.2.2	Ermittlung der Eisabwurfweite für den Leerlauf.....	17
2.2.3	Bewertung und Zusammenfassung der Eisabwurfweite für den Leerlauf	21
2.2.4	Ergänzende Informationen zum Trudelbetrieb	22
3	Beschreibung des Eiserkennungsalgorithmus.....	23
3.1	Programmablauf	23
3.1.1	Prüfung des Programmablaufs auf Plausibilität	23
3.1.2	Prüfung von Lücken/Unsicherheiten im Programmablauf	23
3.2	Bewertung des Messprinzips beim ENERCON Eiserkennungsverfahren	23
3.3	Bewertung der Algorithmen beim Kennlinienverfahren.....	24
3.3.1	Messbericht Meteotest: „Performance of the ENERCON ice detection system“	24
3.3.2	Beobachtungen und Bewertungen zum Messbericht Meteotest	24
3.3.3	Messung an der Anlage „WEA 2“	25
3.4	Grenzen der Bewertungskette	26
3.4.1	Geschlossenheit der Bewertungskette und Schnittstellen	26

3.4.2	Repräsentativität der Messung	26
3.4.3	Unsicherheiten der Messung	27
3.4.4	Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Anlagen	27
4	Zusammenfassung und Ergebnis der Bewertung.....	27
5	Dokumente und Literaturverzeichnis	29
5.1	Geprüfte Dokumente	29
5.2	Literatur	31
5.2.1	Literatur zu Kapitel 2.1 und 2.2	31

Tabellen

Tabelle 2.1:	Gewähltes Eisobjekt.....	11
Tabelle 2.2:	Untersuchungsergebnisse unter den gegebenen Randbed. (Würfel).....	13
Tabelle 2.3:	Untersuchungsergebnisse: Variation der generierten Eisobjekte. Auswahlkriterium: kinetische Energie größer 40 J.....	13
Tabelle 2.4:	Untersuchungsergebnisse: Variation der generierten Eisobjekte. Auswahlkriterium: kinetische Energie größer 40 J und Windgeschw. kleiner gleich 20 m/s.....	14
Tabelle 2.5:	Detektionszeiten bis zum Aufwachsen einer kritischen Eisdicke.....	15
Tabelle 2.6:	Maximale Wurfweiten bei Eisabwurf Leerlauf (Windgeschw. 3 m/s).	18
Tabelle 2.7:	Maximale Wurfweiten bei Eisabwurf Leerlauf (Windgeschw. 5 m/s).	19
Tabelle 2.8:	Maximale Trudeldrehzahl	22

Abbildungen

Abbildung 1:	Abwurfwinkel Eisobjekt Würfel.	11
Abbildung 2:	Flugbahn unter den gegebenen Randbed. – Eisobjekt Würfel (E-82, 78 m Nabenhöhe)	12
Abbildung 3:	Treffer Eisabwurf (Würfel) Leerlauf, Windgeschw. 3 m/s. ENERCON E-82, Nabenhöhe 138 m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)	20
Abbildung 4:	Treffer Eisabwurf (144 generierte Eisobjekte) Leerlauf, Windgeschw. 3 m/s. ENERCON E-82, Nabenhöhe 138 m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)	20
Abbildung 5:	Übersicht der aufgezeichneten Signale während der gesamten Messperiode für WEA 09 ohne RBH.	25

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Die Rotorblätter von Windenergieanlagen (WEA), die in Regionen mit Temperaturen unter +2°C aufgestellt werden, können bei ungünstigen Bedingungen Eis ansammeln. Aus der dann entstehenden Eisschicht können sich durch Abtauen oder Blattverformung Eisbrocken ablösen, die im Betrieb der Anlage vom Rotorblatt abgeworfen werden (Eisabwurf) und zu Personen- oder Sachschäden im Wurfbereich der Anlage führen können. Ab einer bestimmten Masse der abgeworfenen Brocken besteht damit eine zu beachtende Gefahr. Beobachtungen zeigen abgeworfene Brocken mit einer Masse von mehreren kg, jedoch sind dem TÜV NORD bisher keine Personenschäden bekannt geworden.

An den Anlagen installierte Eiserkennungssysteme dienen dem Zweck, dass die Anlage bei erkannter Vereisung der Rotorblätter abgeschaltet wird und somit keine Gefahr von Eisabwurf mehr besteht. Das Eis wird dann von den Blättern der stehenden / trudelnden Anlage abfallen (Eisabfall), bevor die Anlage wieder in den Betrieb genommen wird.

Eiserkennungssysteme 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. Üblicher Weise gibt es einen Schwellwert, bei dessen Überschreitung das Eiserkennungssystem ein Abschalten der Anlage initiiert. Oft ist dieser Schwellwert spezifisch für jeden Anlagentyp oder gar jede Anlage einzustellen.

Die Bewertung von Eiserkennungssystemen erfolgte bisher in Gutachterlichen Stellungnahmen über Plausibilitätsprüfungen. Es wurde Stellung bezogen zum physikalischen Prinzip der Erkennung bzw. zu der Frage, ob die durch den Eisansatz hervorgerufene Veränderung der Anlageneigenschaften zu einer detektierbaren Veränderung des Sensorsignals führt. Außerdem wurde Stellung bezogen zu auftretenden Lücken der Messung im Betriebsbereich der Anlage. Die Bewertung beschränkte sich jedoch auf eine rein qualitative Bewertung bzw. Plausibilitätsprüfung.

Gerade vor dem Hintergrund, dass ein Eiserkennungssystem immer im Zusammenhang mit der Anlage und der vorliegenden Vereisung zu bewerten ist, wurden seitens der Genehmigungsbehörden die Anforderungen an die Bewertung von Eiserkennungssystemen in den letzten Monaten erhöht. Es ist durch genauere, teilweise quantitative Untersuchungen zu indizieren, dass das Eiserkennungssystem

- dem „Stand der Technik“ entspricht,
- hinsichtlich der Schwellwerte und Parameter korrekt auf die Anlage eingestellt ist,
- sicherheitstechnisch funktioniert.

Eine Aussage zum Stand der Technik erfolgt über die Untersuchung, ob das Eiserkennungssystem in der Lage ist, eine vorher definierte, kritische Eisdicke zu detektieren und ob das System hinsichtlich der Hardware die notwendigen Voraussetzungen hinsichtlich Zuverlässigkeit erfüllt. In diesem Sinne ist das vorliegende Gutachten aufgebaut.

1.2 Eisansatzerkennung nach dem Kennlinienverfahren

Das ENERCON Eiserkennungsverfahren ist ein Kennlinienverfahren und unterteilt in die Erkennung über die Leistung und die Erkennung über den Blattwinkel. Voraussetzung zur Aktivierung des Verfahrens ist eine Unterschreitung der direkt an der Windenergieanlage gemessenen Außentemperatur unter einen kritischen Schwellenwert ($+2^{\circ}\text{C}$).

Die von der Windenergieanlage erbrachte elektrische Leistung wird mit Referenzwerten des unvereisten Produktionsbetriebs bei gleicher Windgeschwindigkeit verglichen. Bei Abweichung der Leistungsabgabe gegenüber dem Referenzwert wird von einer Veränderung der aerodynamischen Beiwerte der Rotorblätter aufgrund von Vereisung ausgegangen. Die Anlage wird dann kontrolliert abgeschaltet.

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 von einer Veränderung der aerodynamischen Beiwerte der Rotorblätter aufgrund von Vereisung ausgegangen und die Anlage wird kontrolliert abgeschaltet.

Die Zuverlässigkeit des Eiserkennungsverfahrens ist somit stark von einer zuverlässigen Wind- und Temperaturmessung, auch unter Vereisungsbedingungen, abhängig.

Mit dieser Methode ist keine Eiserkennung bei stillstehendem oder trudelndem Rotor möglich. Im Produktionsbetrieb bei sehr niedrigen und unbeständigen Windgeschwindigkeiten nahe der Einschaltwindgeschwindigkeit kann die Zuverlässigkeit des Verfahrens sinken.

1.3 Gültigkeitsbereich

Dieses Gutachten ist gültig für alle ENERCON Windenergieanlagen, in denen das Kennlinienverfahren mit den ENERCON-Standard Einstellungen der Parameter zum Einsatz kommt, d.h. nicht deaktiviert oder über die Schwellenwerte in der Leistungsfähigkeit der Eisansatzerkennung herabgesetzt ist.

Änderungen an diesen Parametern sind jeweils nur nach Prüfung durch ENERCON möglich.

1.4 Beschreibung der Bewertungskette

1.4.1 Bewertungsmaßstäbe

Die Bewertung erfolgt in Bezug auf das sichere Abschalten der WEA bei kritischem Eisansatz an den Rotorblättern. Weil es keine Richtlinie gibt, nach der Eiserkennungssysteme zu bewerten sind, ist die Form dieser Bewertung ein Gutachten, in dem die einzelnen Schritte der Bewertung beschrieben werden. Anhaltspunkte zur Bewertung liefert das von der Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord, Rheinland Pfalz, herausgegebene

„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.

1.4.2 Grenzen der Bewertung

Die vorliegende Untersuchung konzentriert sich auf die Funktionalität der Systeme bezüglich Verhinderung von *Eisabwurf*. Eine Untersuchung bezüglich Eisabfall wird hier nicht behandelt, denn Eisabfall von einer stehenden/trudelnden Anlage kann nicht verhindert werden. Die Gefahr bezüglich Eisabfall sollte immer standortspezifisch, in Abhängigkeit gefährdeter Objekte im für Eisabfall kritischen Radius um die Anlage bewertet werden.

1.4.3 Beschreibung der Vorgehensweise

Die Bewertung der Eiserkennungssysteme hat zum Ziel, quantitative Aussagen zur Detektionsfähigkeit der Systeme zur Eiserkennung zu treffen und damit in Hinblick auf die Windenergieanlage (WEA) Aussagen zu treffen, ob und unter welchen Bedingungen eine Detektion einer Vereisung der Rotorblätter im Betrieb der WEA funktioniert. Weiterhin werden qualitative Aussagen zur Einbindung der Systeme in die Steuerung der WEA getroffen, um die sichere Abschaltung der WEA bei Eiserkennung und das Wiederanfahren nach Vereisung zu bewerten.

Das Vorgehen zur Bewertung unterteilt sich in die folgenden Schritte:

1. Bestimmung einer kritischen Eisdicke

(s. Kap. 2.1) Die Bestimmung der kritischen Eisdicke erfolgt für ausgewählte Anlagen des ENERCON Produktspektrums, um eine Eisdicke festzulegen, die für alle Anlagen der Produktübersicht /14/ als kritisch einzustufen ist. Diese Eisdicke wird bei der Bewertung des Eisdetektionsalgorithmus einbezogen.

2. Untersuchung zu Eisabwurf beim Leerlauf

(s. Kap. 2.2) Diese Untersuchung hat zum Ziel, die Eiswurfweite beim Leerlauf vor dem Starten der Anlage zu untersuchen. Damit kann eine Aussage getroffen werden, ob die beim Leerlauf abgeworfenen Eisstücke weniger weit geworfen werden als der kritische Radius für Eisabfall beträgt und somit der Leerlauf der Anlage für das Thema Eisabwurf unkritisch ist.

3. Analyse des Programmablaufs

(s. Kap. 3.1) Diese Untersuchung betrifft die Prüfung des Programmablaufes auf Plausibilität, Nachvollziehbarkeit und Lücken.

4. Bewertung des Eisdetektionsalgorithmus

(s. Kap. 3.3) Die Bewertung des Algorithmus basiert auf einem Messbericht und hat zum Ziel, Aussagen darüber zu treffen, ob der Algorithmus funktionsfähig ist und ob die in der Anlage eingestellten Schwellwerte und Parameter des Algorithmus zur Erkennung der zuvor ermittelten kritischen Eisdicke führen.

2 Untersuchungen zur Eisdicke und zur Eiswurfweite

2.1 Bestimmung einer kritischen Eisdicke

Gegenstand der Untersuchung ist die Bewertung, inwieweit das zu betrachtende Eiserkennungssystem geeignet ist, Eisabwurf im Betrieb der Anlage durch frühzeitiges Abschalten der Anlage zu verhindern, bevor sich eine kritische Eisdicke am Blatt akkumuliert hat. Es ist somit erforderlich in einem ersten Schritt eine kritische Eisdicke festzulegen. Dies erfolgt in einzelnen Arbeitsschritten:

- Festlegung von Randbedingungen für den Eisabwurf.
- Ermittlung eines kritischen Eisobjektes. Ein kritisches Eisobjekt ist definiert als ein Eisobjekt, welches aufgrund seiner Aufprallenergie eine Gefahr für eine ungeschützte Person am Boden darstellt. Dem kritischen Eisobjekt werden eine kritische Eismasse und eine kritische Eisdicke zugeordnet.
- Ermittlung einer kritischen Zeit, bis zu der mit der Akkumulation der kritischen Eisdicke zu rechnen ist.

2.1.1 Festlegung von Randbedingungen für den Eisabwurf

Verwendetes Rechenmodell:

Die Flugbahn von Eisobjekten lässt sich durch Überlagerung zweier Kräfte modellieren, der Schwerkraft und dem Winddruck. Die Erfahrung zeigt, dass die herabfallenden Eisobjekte eine sehr unregelmäßige Form besitzen und deshalb praktisch wenig Auftrieb erfahren, so dass in vertikaler Richtung im Wesentlichen die Schwerkraft und der Luftwiderstand wirken. Der Winddruck wirkt horizontal in x-Richtung (Achsenkonvention nach der GL Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen /28/). Zur Modellierung des Winddrucks werden jedem Eisobjekt ein konstanter Widerstandsbeiwert C_w /42/ und eine konstante Projektionsfläche A zugeordnet.

Der zeitabhängige Verlauf des Eisabwurfs lässt sich mit einem dreidimensionalen Modell beschreiben (in Anlehnung an /25/):

$$\ddot{x} = -\frac{\rho \cdot A \cdot C_w}{2 \cdot m} \cdot (\dot{x} - v) \cdot \sqrt{\dot{y}^2 + \dot{z}^2 + (\dot{x} - v)^2}, \quad (1)$$

$$\ddot{y} = -\frac{\rho \cdot A \cdot C_w}{2 \cdot m} \cdot \dot{y} \cdot \sqrt{\dot{y}^2 + \dot{z}^2 + (\dot{x} - v)^2} \quad \text{und} \quad (2)$$

$$\ddot{z} = -g - \frac{\rho \cdot A \cdot C_w}{2 \cdot m} \cdot \dot{z} \cdot \sqrt{\dot{y}^2 + \dot{z}^2 + (\dot{x} - v)^2} \quad (3)$$

mit

x = horizontale Koordinate (senkrecht zur y-z-Ebene) [m]

y = horizontale Koordinate [m],

z = vertikale Koordinate (y-z-Ebene entspricht der Rotationsebene) [m],

- v = Windgeschwindigkeit in x-Richtung [m/s],
 g = Erdbeschleunigung [m/s^2],
 ρ = Luftdichte [kg/m^3],
 A = Projektionsfläche des Eisobjekts [m^2],
 C_w = Luftwiderstandsbeiwert des Eisobjekts und
 m = Masse des Eisobjekts [kg].

Anlagenbezogene Randbedingungen:

- WEA-Typ: Aus dem Anlagenportfolio /19/ wurden drei WEA-Typen ausgewählt, die als repräsentativ für die Produktpalette herangezogen werden können (kleine, mittlere und große Anlage). Es wurde jeweils die kleinste Nabenhöhe ausgewählt, da diese nach unseren Untersuchungen für die Ermittlung der kritischen Eisdicke des Eisabwurfs konservativ ist.
- E-44 mit 45,0 m Nabenhöhe, 44,0 m Rotordurchmesser /19/
 - E-82 mit 78,0 m Nabenhöhe, 82,0 m Rotordurchmesser /19/
 - E-126 mit 135,0 m Nabenhöhe, 127,0 m Rotordurchmesser /19/
- Drehzahl bei Eisabwurf: Für die Drehzahl wird jeweils die maximale Anlagendrehzahl berücksichtigt /19/.
- E-44 Rotordrehzahl 34,5 U/min
 - E-82 Rotordrehzahl 18 U/min
 - E-126 Rotordrehzahl 12,1 U/min

Physikalische Randbedingungen:

- Luftdichte: Die Luftdichte wird gemäß der GL Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen /28/ zu $1,225 kg/m^3$ festgelegt.
- Die gewählte Luftdichte ist für den betrachteten Eisabwurf als konservativ zu betrachten, da sie gegenüber der bei Eisansatzbedingungen zu erwartenden Luftdichte von ca. $1,27kg/m^3$ (siehe unsere Untersuchungen /27/) zu einer höheren Aufprallgeschwindigkeit führt.

- Windgeschwindigkeit:** Zur Festlegung der Windgeschwindigkeit wird in einem ersten Schritt die jeweilige anlagenbezogene Abschaltwindgeschwindigkeit (25,0 m/s) auf Nabenhöhe (ohne Sturmregelung) zugrunde gelegt /19/.
- Höhenabhängigkeit:** Die Windgeschwindigkeit wird als Funktion der Höhe modelliert, hierzu wird das exponentielle Windprofil verwendet. Der Höhenexponent α wird gemäß der IEC 61400-1 ed. 3 /24/ zu 0,2 festgelegt.
- Erdbeschleunigung:** Die Erdbeschleunigung wird zu $9,81 \text{ m/s}^2$ festgelegt.

Die kritische Eisdicke wurde in zwei getrennten Schritten mit unterschiedlichen Randbedingungen ermittelt. In einem ersten Schritt wurde für die Ermittlung der kritischen Eisdicke ein Würfel untersucht (kompaktes Eisobjekt). Die hierfür gewählten Randbedingungen sind im Folgenden dargestellt („Schritt eins“). Im zweiten Schritt wurden unter anderem die Anzahl und die Objektgeometrie der zugrunde gelegten Eisobjekte variiert.

Randbedingungen zum Eisabwurf („Schritt eins“, Würfel):

- Gewicht und Geometrie der Eisobjekte:** In Feldstudien /26/ hat sich gezeigt, dass das Gewicht der Eisobjekte für die Fallweite von geringer Relevanz ist. Die Flugeigenschaften werden im Wesentlichen von der Geometrie und dem c_w -Wert beeinflusst. Die Gewichte der Eisobjekte normieren wir unter Zugrundelegung der Kenntnisse aus /26/ (geringe Relevanz, siehe vorherigen Absatz) auf 1,0 kg (zur normierten Ermittlung der Flugbahn). Die Normierung ist nach eigenen Untersuchungen bzgl. der Ermittlung der Eisdicke (Eisabwurf) über die Aufprallenergie konservativ.
- Auf Basis eigener Untersuchungen (siehe z.B. /38/, /39/) wird als zu betrachtendes Eisobjekt im ersten Schritt ein Würfel angesetzt (siehe Tabelle 2.1). Der Würfel ist gegenüber länglichen Eisobjekten hinsichtlich der Aufprallgeschwindigkeit und der resultierenden Aufprallenergie als konservativ zu betrachten.
- Lageparameter des Eisobjekts:** Die maximale Umfangsgeschwindigkeit ist an der Rotorblattspitze gegeben. Im Rahmen der Modellierung wird angesetzt, dass sich das Eisobjekt zum Zeitpunkt des Abwurfs an der Rotorblattspitze befindet und somit die größtmögliche Startenergie besitzt.
- Lageparameter des Rotorblattes (Abwurfwinkel):** Die Aufprallgeschwindigkeit des Eisobjekts ist auf Basis eigener Untersuchungen im Wesentlichen von der Lage des Eisobjekts zum Zeitpunkt des Abwurfs (gegeben durch Lage des Rotorblattes in der Rotorebene und der Lage des

Eisobjekts auf dem Rotorblatt) und von der Höhe der WEA abhängig (die Aufprallgeschwindigkeit reduziert sich mit zunehmender Höhe – Einfluss des Luftwiderstands). Unter den genannten Aspekten wird der Abwurfwinkel zu 125° ca. 4 Uhr festgesetzt (ausgehend von der 0:00 Uhr Position im Uhrzeigersinn).

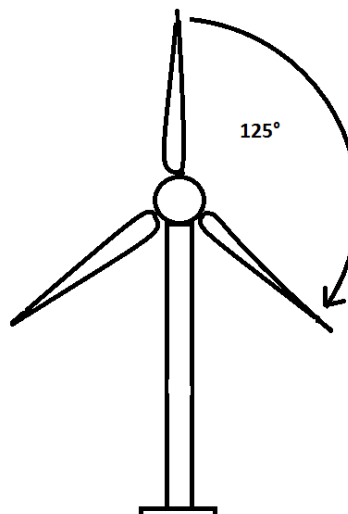


Abbildung 1: Abwurfwinkel Eisobjekt Würfel.

Masse [kg]	Dichte [kg/m ³]	Form	mittlere Fläche [m ²]	mittlerer C _w -Wert [-]
1,0	700	Würfel	0,013	1,11

Tabelle 2.1: Gewähltes Eisobjekt.

Randbedingungen zur Schadensbewertung:

Dichte des Eises: Die Dichte des Eises wird gemäß der GL Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen /28/ zu 700 kg/m³ festgelegt.

Kritische Aufprallenergie: Für die Ermittlung der kritischen Eisdicke wird die kritische Aufprallenergie (kinetische Energie) gemäß /40/ auf 40 J festgelegt. Die kritische Aufprallenergie (kinetische Energie) berechnet sich zu

$$E_{kin} = 1/2 \cdot m \cdot v^2 .$$

mit

E_{kin}: kinetische Energie [J],
 m: Masse des Eisobjekts [kg] und
 v: Aufprallgeschwindigkeit [m/s].

Die Masse wird hierbei vereinfacht punktförmig angenommen.

2.1.2 Ermittlung eines kritischen Eisobjektes

Ein kritisches Eisobjekt ist definiert als ein Eisobjekt, welches aufgrund seiner Aufprallenergie eine Gefahr für eine ungeschützte Person am Boden darstellt. Dem kritischen Eisobjekt werden eine kritische Eismasse und eine kritische Eisdicke zugeordnet. Zur Ermittlung sind die folgenden Arbeitsschritte erforderlich:

- Ermittlung der Aufprallgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der festgelegten Randbedingungen.
- Ermittlung der kritischen Eismasse unter Berücksichtigung der ermittelten Aufprallgeschwindigkeit und der festgelegten kritischen Aufprallenergie.
- Ermittlung der kritischen Eisdicke für einen Würfel (gewählte Geometrie des Eisobjekts) unter Berücksichtigung der festgelegten Eisdichte und der ermittelten kritischen Eismasse.

In Abbildung 2 ist die Flugbahn eines Eisobjekts unter Berücksichtigung der festgelegten Randbedingungen dargestellt. Die Randbedingungen (siehe Kapitel 2.1.1) wurden so gewählt, dass eine maximale Aufprallgeschwindigkeit vorliegt (Geometrie Würfel, Abwurfwinkel, geringer Abstand Abwurfpunkt Boden).

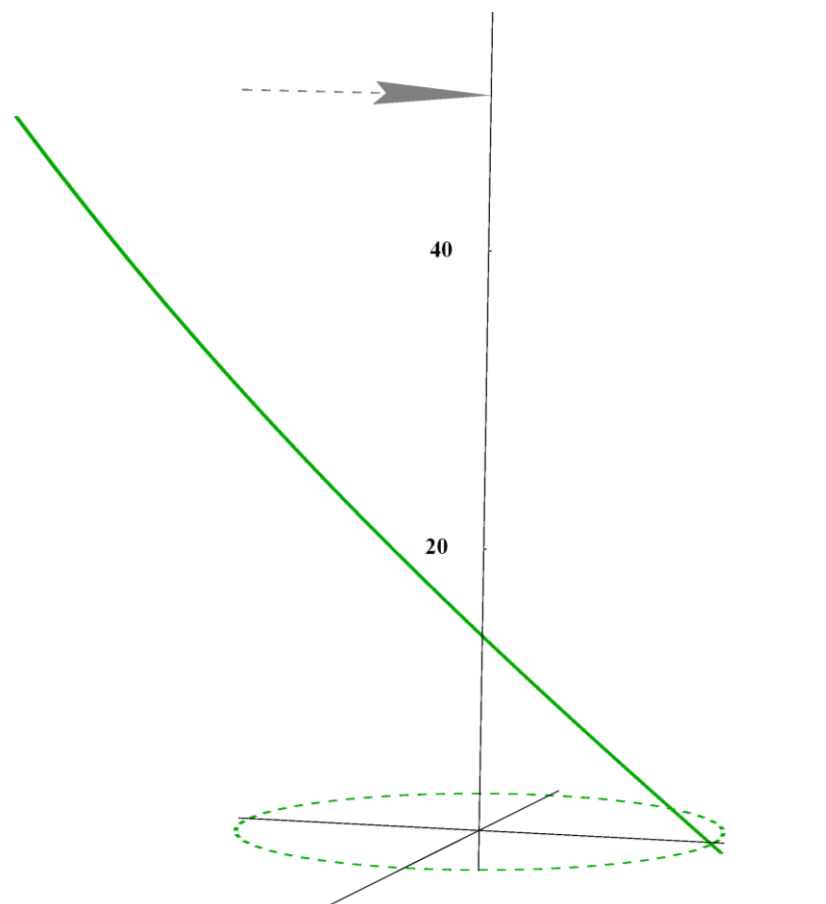


Abbildung 2:

Flugbahn unter den gegebenen Randbed. – Eisobjekt Würfel (E-82, 78 m Nabenhöhe)

Aufgrund der gewählten Randbedingungen ist die erzielte Wurfweite minimal – im Sinne einer „Worst-Case“ Betrachtung sind die Aufprallgeschwindigkeit und die resultierende Aufprallenergie für die Ermittlung der kritischen Eisdicken entscheidend. Auf Basis der ermittelten Aufprallgeschwindigkeiten wurden für die untersuchten WEA-Typen die kritischen Eismassen unter Berücksichtigung der festgelegten kritischen Aufprallenergie von 40J und die daraus resultierenden kritischen Eisdicken ermittelt (siehe Tabelle 2.2).

	E-44	E-82	E-126
Aufprallgeschwindigkeit [m/s]	59,8	50,5	42,9
Kritische Eismasse [g]	22,4	31,3	43,6
Kritische Eisdicke [cm]	3,2	3,6	4

Tabelle 2.2: Untersuchungsergebnisse unter den gegebenen Randbed. (Würfel).

Vergleicht man den Würfel („Schritt eins“) mit beobachteten Eisobjekten aus der Praxis (TÜV NORD Erfahrungen aus den Wiederkehrenden Prüfungen und Literaturquellen /26/, /29/, /30/) sowie Modellrechnungen (Turbine /29/, /33/, /34/, /35/), so ist festzustellen, dass der Würfel als gewähltes Eisobjekt nicht die Bandbreite der möglichen abgeworfenen Eisobjekte abdeckt. Aus diesem Grund wurden in einem zweiten Schritt etwa 144 verschiedene Eisobjekte mit ihren objektspezifischen Massen generiert (Randbedingungen der Eisobjekte: B; H; L: 10 cm; 0,3 cm bis 5 cm; 5 cm bis 20 cm; Dichte 700 kg/m³ /28/) und die Aufprallenergie unter Variation der Abwurfbedingungen ermittelt. Die folgenden Randbedingungen wurden für die Parameterstudie („Schritt zwei“) der generierten Eisobjekte gegenüber dem ersten Schritt (Würfel) variiert:

- Die Windgeschwindigkeit wurde von 15 m/s bis 25 m/s (Abschaltwindgeschwindigkeit ohne Sturmregelung /19/) kontinuierlich mit einer Schrittweite von 1 m/s variiert. Für die Ermittlung der kritischen Eisdicke hat sich gezeigt, dass der oberen Windgeschwindigkeitsbereich maßgeblich ist.
- Die Lage des Rotorblattes in der Rotorebene (Abwurfwinkel) wurde in 10° Schritten von 0° bis 360° variiert.

Für jedes abgeworfene Eisobjekt wurden die Aufprallgeschwindigkeit sowie die zugehörige Aufprallenergie ermittelt und mit der zugrunde gelegten kritischen Aufprallenergie von 40 J verglichen (siehe Kapitel 2.1.1). In der Tabelle 2.3 sind die daraus resultierenden minimalen Eisdicken für die untersuchten WEA-Typen angegeben.

	E-44	E-82	E-126
Aufprallgeschwindigkeit [m/s]	23,0	21,9	21,1
Masse [kg]	0,154	0,168	0,182
Dicke [cm]	1,1	1,2	1,3
Windgeschwindigkeit [m/s]	25	25	25

Tabelle 2.3: Untersuchungsergebnisse: Variation der generierten Eisobjekte.
Auswahlkriterium: kinetische Energie größer 40 J.

Die Ergebnisse in Tabelle 2.3 zeigen, dass die ermittelte kritische Eisdicke mit einer hohen Windgeschwindigkeit (Abschaltwindgeschwindigkeit 25 m/s) einhergeht. Gemäß Deutschem Wetterdienst (DWD) /41/ entspricht eine Windgeschwindigkeit von 25 m/s einem „schwerem Sturm“, bei dem mit brechenden Bäumen und größeren Schäden an Häusern zu rechnen ist. Die Ergebnisse aus /27/ und weiteren internen Studien zeigen, dass an den überwiegenden Standorten in Deutschland bei Eisansatz überwiegend mit niedrigeren Windgeschwindigkeiten, bezogen auf die Ganzjahreswindstatistik, zu rechnen ist. Auf dieser Basis wurde für die Auswahl des kritischen Eisobjektes die Windgeschwindigkeit auf kleiner gleich 20 m/s begrenzt. Gemäß DWD /41/ ist bei einer Windgeschwindigkeit von 20 m/s („Sturm“) immer noch mit brechenden Ästen von Bäumen (vergleichbar mit der Gefährdung durch herabfallende Eisobjekte) und einem beschwerlichem Gehen zurechnen. Daraus ergeben sich die in Tabelle 2.4 dargestellten kritischen Eisdicken.

	E-44	E-82	E-126
Aufprallgeschwindigkeit [m/s]	21,1	20,4	20,0
Masse [kg]	0,182	0,196	0,210
Dicke [cm]	1,3	1,4	1,5
Windgeschwindigkeit [m/s]	20	20	20

Tabelle 2.4: Untersuchungsergebnisse: Variation der generierten Eisobjekte. Auswahlkriterium: kinetische Energie größer 40 J und Windgeschw. kleiner gleich 20 m/s.

Die Ergebnisse aus Tabelle 2.3 und Tabelle 2.4 zeigen, dass mit zunehmender Anlagengröße die kritische Eisdicke zunimmt. Dies ist unter anderem durch den längeren Flugweg und die größere Flugzeit der abgeworfenen Eisobjekte begründet. Die hohe Anfangsgeschwindigkeit, die durch die Blattspitzengeschwindigkeit auf das abgeworfene Eisobjekt wirkt, wird über den Flugweg durch den Luftwiderstand zunehmend abgebremst. Daraus folgt, dass mit zunehmendem Flugweg (größere Anlage) die Aufprallgeschwindigkeit sinkt und damit die kritische Masse sowie die kritische Eisdicke steigen.

Abschließend werden die kritischen Eisdicken, unter Berücksichtigung einer niedrigeren Windgeschwindigkeit bei Eisansatz /27/, zu den in Tabelle 2.4 aufgeführten Dicken festgelegt. Die dünnste ermittelte kritische Eisdicke stellt sich somit bei der ENERCON E-44 (Nabenhöhe 45 m) zu 1,3 cm ein.

2.1.3 Ermittlung einer kritischen Zeit zur Bildung eines kritischen Eisobjektes

In der Vergangenheit gab es zum Eiswachstum verschiedene Studien auf Basis der Simulationsprogramme /29/, /33/, /34/, /35/ (WEA – Vereisung von Rotorblättern) und LEWICE /33/ (Luftfahrt – Vereisung von Tragflächen) sowie auf Basis experimenteller Windkanalversuche /29/, /33/, /36/.

Die Studien zeigen übereinstimmend die folgenden Ergebnisse:

- Die Eiswachstumsrate von Raureif (Eisdicke pro Zeiteinheit [mm/min]) nimmt mit zunehmender Größe der WEA (450 kW bis 2 MW) ab (0,75 mm/min bis 0,45 mm/min) /34/, /35/. Zusätzlich zu den Versuchsergebnissen /34/ wurde dieses

Phänomen zunächst in einem Windpark beobachtet und daraufhin näher untersucht /34/.

- Raureif wächst insgesamt dicker auf als Klareis /33/, /36/ besitzt aber eine geringere Dichte /37/ (Raureif: 600 bis 900 kg/m³, Klareis 900 kg/m³).
- Die Eiwachstumsrate liegt in einem Bereich von 0,45 mm/min /34/ bis 3 mm/min /33/.

Zusammenfassend wird die Eiwachstumsrate zu 1mm/min festgelegt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Eiwachstumsrate mit zunehmender Größe der WEA abnimmt /34/, /35/ - gemäß der Erkenntnisse aus /34/ eher unterhalb von 1 mm/min liegt. Die festgelegte Eiwachstumsrate gilt in Anlehnung an /36/ (Studie DTU Wind Energy 2013) für Klareis, Raureif bzw. einer Vereisungsmischung /36/.

Auf Basis der ermittelten kritischen Eisdicken (siehe Tabelle 2.4) ergibt sich die kritische Zeit, bis zu der mit der Akkumulation der kritischen Eisdicke zu rechnen ist, ca. zu den in Tabelle 2.5 aufgeführten Werten. Innerhalb dieser Zeit sollte das Eiserkennungssystem den Eisansatz erkannt und die WEA abgeschaltet haben, um den Eisabwurf eines kritischen Eisobjekts zu verhindern.

	E-44	E-82	E-126
Detektionszeit [min]	13	14	15

Tabelle 2.5: Detektionszeiten bis zum Aufwachsen einer kritischen Eisdicke.

Auf Grund der sehr konservativ gewählten Eiwachstumsrate von 1 mm/min kann für alle in der Produktübersicht /14/ aufgeführten ENERCON Windenergieanlagen, eine Detektionszeit von 15 Minuten angesetzt werden.

2.2 Untersuchung zum Eisabwurf beim Leerlauf (Startbetrieb)

Beim Start der ENERCON WEA vom Stillstandsbetrieb in den Leistungsbetrieb werden die WEA zunächst in einen Startbetrieb gefahren. Der Startvorgang ist insbesondere durch eine erhöhte Drehzahl gegenüber dem normalen Trudelbetrieb gekennzeichnet, sowie dadurch, dass die Windgeschwindigkeit beim Start unter möglichen Vereisungsbedingungen im Bereich von 3 m/s bis 5 m/s liegt.

Im Folgenden werden die Auswirkungen des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3 m/s bzw. 5 m/s) auf die Abwurfweiten bei Eisabwurf untersucht und mit der nicht vermeidbaren Gefährdung durch Eisabfall verglichen.

2.2.1 Festlegung der Randbedingungen für den Eisabwurf beim Leerlauf

Anlagenbezogene Randbedingungen:

WEA-Typ: Aus dem Anlagenportfolio /15/, /19/ wurden die folgenden WEA-Typen ausgewählt, die bzgl. der Anlagengröße und Drehzahl als repräsentativ für die Produktpalette herangezogen werden können.

- E-44 mit 45 m und 55 m Nabenhöhe, 44 m Rotor-durchmesser /19/
- E-48 mit 50 m und 76 m Nabenhöhe, 48 m Rotor-durchmesser /19/
- E-48 mit 60 m und 73 m Nabenhöhe, 53 m Rotor-durchmesser /19/
- E-82 mit 78 m und 138 m Nabenhöhe, 82 m Rotor-durchmesser /19/
- E-115 mit 92 m und 149 m Nabenhöhe, 115 m Rotor-durchmesser /19/
- E-126 mit 135 m Nabenhöhe, 127 m Rotordurch-messer /19/
- E-141 mit 129 m und 159 m Nabenhöhe, 141 m Rotor-durchmesser /15/

Für eine gute Abdeckung der jeweiligen Anlagenparameter wurden jeweils die höchste und die niedrigste Nabenhöhe für die Untersuchung des Leerlaufs (Startbetrieb) ausgewählt.

Drehzahl bei Eisabwurf: Für die Drehzahl wird die jeweilige Drehzahl des Leerlaufs berücksichtigt /15/, /20/:

- E-44 – 14 U/min
- E-48 – 11 U/min
- E-53 – 10 U/min
- E-82 – 5 U/min
- E-115 – 4 U/min
- E-126 – 5 U/min
- E-141 – 4 U/min

Physikalische Randbedingungen:

Luftdichte: Die Luftdichte wird gemäß der GL Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen /28/ zu $1,225 \text{ kg/m}^3$ festgelegt.

Windgeschwindigkeit: Für die Windgeschwindigkeit wird eine Einschaltwindgeschwindigkeit von 3 m/s sowie 5 m/s berücksichtigt (siehe /12/)

Höhenabhängigkeit: Die Windgeschwindigkeit wird als Funktion der Höhe modelliert, hierzu wird das exponentielle Windprofil verwendet. Der Höhenexponent α wird gemäß der IEC 61400-1 ed. 3 /24/ zu 0,2 festgelegt.

Erdbeschleunigung: Die Erdbeschleunigung wird zu $9,81 \text{ m/s}^2$ festgelegt.

Randbedingungen zum Eisabwurf:

Gewicht und Geometrie der Eisobjekte: Für Gewicht und Geometrie werden die zur Ermittlung der kritischen Eisdicke untersuchten Eisobjekte herangezogen.

- Der Würfel (siehe 2.1.1, Tabelle 2.1, Ermittlung der kritischen Eisdicke „Schritt eins“) sowie
- die 144 verschiedene Eisobjekte, mit den folgenden Randbedingungen: B; H; L: 10 cm; 0,3 cm bis 5 cm; 5 cm bis 20 cm (siehe 2.1.2, Ermittlung der kritischen Eisdicke „Schritt zwei“). Hierbei werden die ermittelten kritischen Eisdicken als untere Grenze für die Auswahl der Eisobjekte mitberücksichtigt (siehe Kapitel 2.1.2, Tabelle 2.4)

Mit den gewählten Eisobjekten wird eine Vielzahl möglicher Eisobjekte abgedeckt.

Lageparameter des Eisobjekts: Die maximale Umfangsgeschwindigkeit ist an der Rotorblattspitze gegeben. Im Rahmen der Modellierung wird angesetzt, dass sich das Eisobjekt zum Zeitpunkt des Abwurfs an der Rotorblattspitze befindet und somit die größtmögliche Startenergie besitzt.

Lageparameter des Rotorblattes (Abwurfwinkel): Die Lage des Rotorblattes in der Rotorebene (Abwurfwinkel) wird in 10° Schritten von 0° bis 360° variiert.

2.2.2 Ermittlung der Eisabwurfweite für den Leerlauf

Die Eisabwurfweiten für den Leerlauf wurden auf Basis der unter Kapitel 2.2.1 genannten Randbedingungen und dem in Kapitel 2.1.1 eingeführten Rechenmodell für den Eisabwurf ermittelt. Die Ergebnisse der maximalen Wurfweite der untersuchten Eisobjekte sind in der Tabelle 2.6 und Tabelle 2.7 dargestellt. Die Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen die Treffer der untersuchten Eisobjekte (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt) beispielhaft für die ENERCON E-82 mit einer Nabenhöhe 138 m und einer Windgeschwindigkeit von 3 m/s.

WEA-Typ	Nabenhöhe [m]	Gesamthöhe [m]	Untersuchte Eisobjekte	Maximale Wurfweite [m]	Verhältnis: max. Wurfweite/Gesamthöhe [%]
E-44	45,0	67,0	144 Eisobjekte	79,3	118
E-44	45,0	67,0	Würfel	95,2	142
E-44	55,0	77,0	144 Eisobjekte	82,2	107
E-44	55,0	77,0	Würfel	99,0	129

WEA-Typ	Nabenhöhe [m]	Gesamthöhe [m]	Untersuchte Eisobjekte	Maximale Wurfweite [m]	Verhältnis: max. Wurfweite/Gesamthöhe [%]
E-48	50,0	74,0	144 Eisobjekte	73,6	100
E-48	50,0	74,0	Würfel	86,0	116
E-48	76,0	114,0	144 Eisobjekte	79,1	79
E-48	76,0	114,0	Würfel	94,2	94
E-53	60,0	86,5	144 Eisobjekte	77,1	89
E-53	60,0	86,5	Würfel	90,0	105
E-53	73,0	99,5	144 Eisobjekte	80,0	80
E-53	73,0	99,5	Würfel	94,5	95
E-82	78,0	119,0	144 Eisobjekte	76,8	65
E-82	78,0	119,0	Würfel	85,0	71
E-82	138,0	179,0	144 Eisobjekte	83,8	47
E-82	138,0	179,0	Würfel	97,0	54
E-115	92	149,9	144 Eisobjekte	95,1	63
E-115	92	149,9	Würfel	106,0	71
E-115	149	206,9	144 Eisobjekte	100,8	49
E-115	149	206,9	Würfel	115,5	56
E-126	135,0	198,0	144 Eisobjekte	118,5	60
E-126	135,0	198,0	Würfel	140,7	71
E-141	129	199,5	144 Eisobjekte	117,2	59
E-141	129	199,5	Würfel	134,6	67
E-141	159	229,5	144 Eisobjekte	119,6	52
E-141	159	229,5	Würfel	138,5	60

Tabelle 2.6: Maximale Wurfweiten bei Eisabwurf Leerlauf (Windgeschw. 3 m/s).

WEA-Typ	Nabenhöhe [m]	Gesamthöhe [m]	Untersuchte Eisobjekte	Maximale Wurfweite [m]	Verhältnis: max. Wurfweite/Gesamthöhe [%]
E-44	45,0	67,0	144 Eisobjekte	79,5	119
E-44	45,0	67,0	Würfel	95,3	142
E-44	55,0	77,0	144 Eisobjekte	82,6	107
E-44	55,0	77,0	Würfel	99,0	129
E-48	50,0	74,0	144 Eisobjekte	73,8	100
E-48	50,0	74,0	Würfel	85,9	116
E-48	76,0	114,0	144 Eisobjekte	79,6	80
E-48	76,0	114,0	Würfel	94,2	94
E-53	60,0	86,5	144 Eisobjekte	77,3	89
E-53	60,0	86,5	Würfel	90,4	105
E-53	73,0	99,5	144 Eisobjekte	80,4	81
E-53	73,0	99,5	Würfel	94,5	95
E-82	78,0	119,0	144 Eisobjekte	77,0	65
E-82	78,0	119,0	Würfel	85,0	71
E-82	138,0	179,0	144 Eisobjekte	84,8	47
E-82	138,0	179,0	Würfel	97,1	54
E-115	92	149,9	144 Eisobjekte	95,3	64
E-115	92	149,9	Würfel	105,9	71
E-115	149	206,9	144 Eisobjekte	101,8	49
E-115	149	206,9	Würfel	115,7	56
E-126	135,0	198,0	144 Eisobjekte	119,7	60
E-126	135,0	198,0	Würfel	140,9	71
E-141	129	199,5	144 Eisobjekte	117,9	59
E-141	129	199,5	Würfel	134,7	68
E-141	159	229,5	144 Eisobjekte	120,8	53
E-141	159	229,5	Würfel	138,8	60

Tabelle 2.7: Maximale Wurfweiten bei Eisabwurf Leerlauf (Windgeschw. 5 m/s).

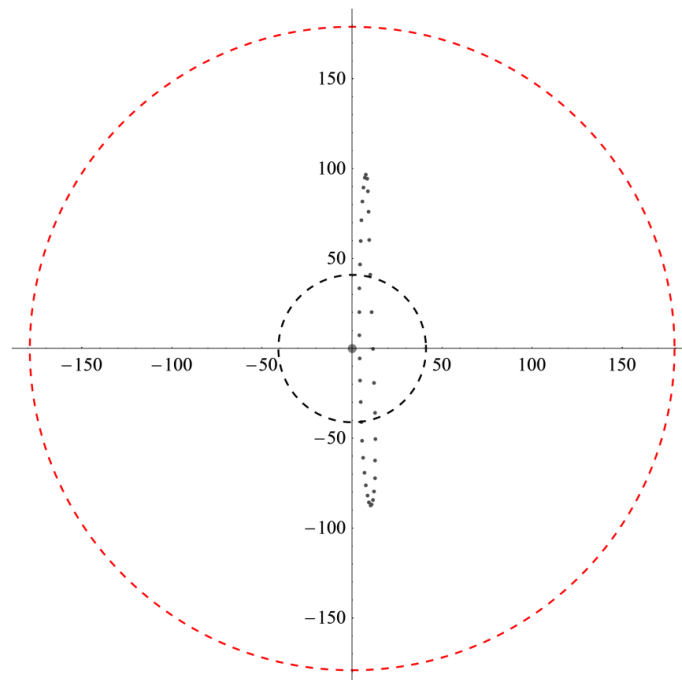


Abbildung 3: Treffer Eisabwurf (Würfel) Leerlauf, Windgeschw. 3m/s. ENERCON E-82, Nabhöhe 138 m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)

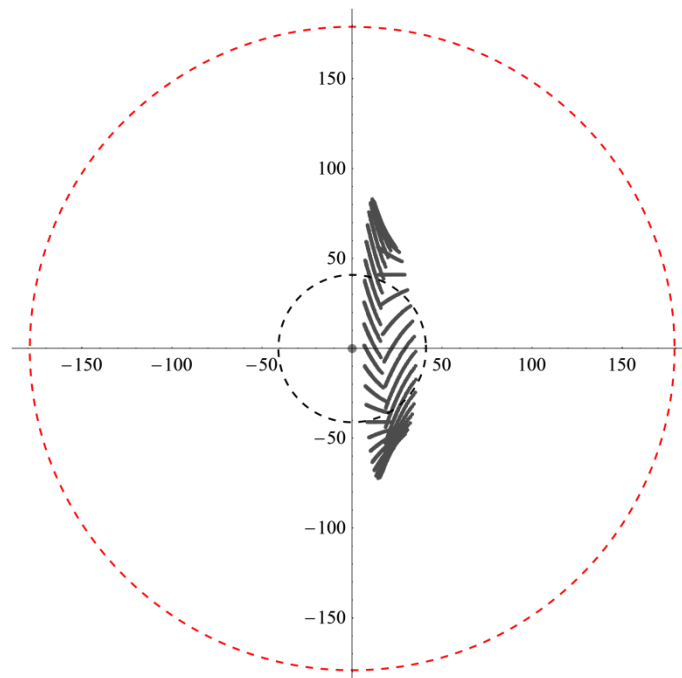


Abbildung 4: Treffer Eisabwurf (144 generierte Eisobjekte) Leerlauf, Windgeschw. 3 m/s. ENERCON E-82, Nabhöhe 138 m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)

Die Ergebnisse der maximalen Eisabwurfweiten beim Leerlauf für 3 m/s bzw. 5 m/s Windgeschwindigkeit in Tabelle 2.6 und Tabelle 2.7 zeigen, dass der Würfel für alle untersuch-

ten WEA-Konfigurationen die größten Wurfweiten erzielt. Dies liegt u.a. an dem geringeren Luftwiderstand gegenüber flächigen Eisobjekten, er wird auf seiner Flugbahn weniger abgebremst. Die maximalen ermittelten Eisabwurfweiten für den Leerlauf liegen bei ca. 142 % der Gesamthöhe der entsprechenden WEA (siehe Tabelle 2.6 und Tabelle 2.7).

2.2.3 Bewertung und Zusammenfassung der Eisabwurfweite für den Leerlauf

Im Winter können Vereisungen (Eisansatz) an WEA bei Temperaturen um 0°C vorkommen. Eisabfall von Rotorblättern tritt dann nach jeder Vereisungswetterlage (Eisansatz) mit einsetzendem Tauwetter auf. Abgeschaltete WEA unterscheiden sich hierbei nicht wesentlich von anderen hohen Objekten wie Brücken oder Strommasten /31/. Ist kein System zur Eiserkennung und Abschaltung der WEA bei Eisansatz installiert, so werden die gebildeten Eisobjekte im Betrieb abgeworfen (Eisabwurf) und erzielen wesentlich weitere Flugweiten als bei stehender WEA (Eisabfall).

Die Beurteilung der Gefährdung durch Eisabfall (stehende WEA) ist standortspezifisch zu bewerten und unter anderem abhängig von den gefährdeten Schutzobjekten sowie den Windbedingungen am Standort. Zur ersten groben Abschätzung der Eisabfallweite kann die folgende empirische Gleichung nach Seifert /30/ herangezogen werden:

$$\text{Eisabfallweite} = \text{Windgeschwindigkeit} \cdot \frac{\text{Rotordurchmesser} / 2 + \text{Nabenhöhe}}{15} \quad /30/$$

Für die Abschätzung der möglichen maximalen Eisabfallweite bietet sich das 99,9 % Quantil der Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort an. Diese Windgeschwindigkeit ist hinreichend konservativ, da sie zu 99,9 % nicht überschritten wird.

Auf Basis unserer derzeitigen Erfahrung mit standortspezifischen Untersuchungen (Risikobeurteilung Eisabfall) zum Eisabfall (>100 Projekte u.a. in Deutschland und Österreich) und den jeweils ermittelten maximalen Gefährdungsbereichen für Eisabfall, ist eine Gefährdung durch Eisabfall innerhalb eines Bereichs von ca. 75 % bis 170 % der Gesamthöhe der geplanten WEA möglich. Der Gefährdungsbereich für den Eisabfall ist standortspezifisch und unter anderem abhängig von den Windbedingungen (z. B. Schwachwind- oder Starkwindstandort) sowie dem geplanten WEA-Typ. Der maximal mögliche Gefährdungsbereich durch Eisabfall ist an Schwachwindstandorten kleiner als an Starkwindstandorten.

Für die untersuchten WEA ergeben sich die folgenden maximalen Eisabwurfweiten in Prozent der Gesamthöhe im Leerlauf zu (Drehzahl siehe Kapitel 2.2.1, Windgeschwindigkeit 3 m/s bzw. 5 m/s, siehe Kapitel 2.2.2, Tabelle 2.6 und Tabelle 2.7):

- E-44 – 142 %
- E-48 – 116 %
- E-53 – 105 %
- E-82 – 71 %
- E-115 – 71 %
- E-126 – 71 %
- E-141 – 68 %

Die maximalen Eisabwurfweiten für die E-44, die E-48 und die E-53 liegen oberhalb des ermittelten minimalen Gefährdungsbereichs für Eisabfall (ca. 75 % der Gesamthöhe, empirisch ermittelt). Für die E-82, die E-115 sowie die E-126 liegen die maximalen Eisabwurfweiten unterhalb des ermittelten minimalen Gefährdungsbereichs für Eisabfall.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass eine Gefährdung durch Eisabfall innerhalb des Gefährdungsbereichs (Eisabfall) der WEA im Winter grundsätzlich vorliegen kann, stellt der untersuchte Betrieb des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3 m/s bzw. 5 m/s) gegenüber dem Eisabfall (nach jedem Eisansatz eintretendes Ereignis) für die WEA-Typen E-44, E-48 sowie E-53 in Abhängigkeit des Standortes (Schwachwind- oder Starkwindstandort) eine mögliche zusätzliche Gefährdung dar.

Für die WEA E-82, E-115, E-126 sowie E-141, welche für die restlichen WEA der ENERCON Produktpalette /20/ als abdeckend angesehen werden können, stellt der untersuchte Betrieb des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3 m/s bzw. 5 m/s) gegenüber dem Eisabfall (nach jedem Eisansatz eintretendes Ereignis) keine unzulässige zusätzliche Gefährdung dar.

2.2.4 Ergänzende Informationen zum Trudelbetrieb

Neben dem oben betrachteten Leerlauf (Startbetrieb, s. 2.2) gibt es z. Bsp. bei Windmangel, Störungen oder Eisansatzerkennung den sog. Trudelbetrieb bei geringer Drehzahl. Durch die langsame Bewegung (Trudeln) werden die Nabenlager weniger belastet als bei längerem Stillstand und eine Wiederaufnahme der Stromerzeugung bei ausreichendem Wind ist schneller möglich. Die Trudeldrehzahl ist abhängig vom Typ der Windenergieanlage und von der Windgeschwindigkeit.

- kein Wind = Rotor steht still
- schwacher Wind = niedrige Drehzahl bis max. Trudeldrehzahl
- viel Wind = max. Trudeldrehzahl

Der Blattwinkel beträgt im Trudelbetrieb mind. 60° (Fahnenstellung =92°) /16/.

Windenergieanlage	Max. Trudeldrehzahl
E-44, E-48, E-53	5,0 U/min
E-70 E4, E-82 E2, E-82 E3, E-82 E4, E-92, E-103 EP2	3,5 U/min
E-101, E-101 E2, E-115, E-115 E2	3,0 U/min
E-112, E-126	2,5 U/min
E-126 EP4, E-141 EP4	2,5 U/min

Tabelle 2.8: Maximale Trudeldrehzahl

Eisabfall von einer abgeschalteten (trudelnden) WEA lässt sich nicht verhindern. Der potentielle Gefährdungsradius kann im Rahmen einer standortspezifischen Risikoanalyse ermittelt werden.

3 Beschreibung des Eiserkennungsalgorithmus

3.1 Programmablauf

3.1.1 Prüfung des Programmablaufs auf Plausibilität

Der Programmablauf wurde auf Basis der Dokumente /4/, /22/ und /23/ geprüft und bewertet. Er ist in sich plausibel und kann durch den Vergleich von Leistungswerten und Blattwinkeln sowohl im Bereich der Nennleistung als auch darunter eine Vereisung erkennen.

Durch die Verwendung von Zählern wird verhindert, dass die Anlage während kurzer Vereisungsperioden, in denen die kritische Eisdicke nicht erreicht wird, sofort abschaltet. Die Anpassung der Leistungskurve an die Anlage vermeidet ein Abschalten bei zu starker Verschmutzung.

Da es bei Aktivierung der Einstellung „Automatischer Neustart während Vereisung“ zu einem Wiederanfahren einer vereisten Turbine und somit zu Eisabwurf kommen kann steht dieser Parameter als Default-Wert auf „aus“. Dadurch wird einen Neustart nur erlaubt, wenn eine Vereisung auf Grund der Vereisungsbedingungen nicht mehr möglich ist. Der Parameter „automatischer Neustart während Vereisung“ kann und darf erst nach schriftlicher Beauftragung durch den Betreiber und nur durch ENERCON-Mitarbeiter durch Eingabe eines persönlichen Servicecodes eingeschaltet werden.

3.1.2 Prüfung von Lücken/Unsicherheiten im Programmablauf

Für den Fall, dass eine Anlage längere Zeit stillsteht (auf Grund längerer Schwachwindperioden oder eines Defekts) und sich während dieser Zeit die Wetterbedingungen ändern, könnte es zu unbemerkten Vereisungen an der Anlage kommen. Dies geschieht von Erfahrungswerten ausgehend jedoch selten. Wenn die Anlage anschließend anfährt würden die Zähler der Eiserkennung mindestens 15 bzw. 30 min benötigen, um die Vereisung festzustellen und die Anlage zu stoppen. Um dem entgegen zu wirken und die Anlage bereits bei niedrigen Blattspitzengeschwindigkeiten zu stoppen wurde von ENERCON eine Funktion integriert, die die Zeit zur Erkennung von Vereisung nach Stillstandszeiten auf 3 min verringert /14/.

3.2 Bewertung des Messprinzips beim ENERCON Eiserkennungsverfahren

Das Messprinzip des Kennlinienverfahrens basiert auf der Änderung der aerodynamischen Eigenschaften der Blattprofile durch Eisansatz, welcher sowohl die Oberflächenrauigkeit als auch die Geometrie des Blattes so verändert, dass es zu einem signifikanten Verlust an aerodynamischer Performance kommt. Theoretisch ist das Kennlinienverfahren in der Lage, bereits eine erhöhte Rauigkeit der Oberfläche durch Raureif zu erkennen. Diese Aussage wird gestützt durch Veröffentlichungen wie /43/, in welcher ein hoher Verlust an Auftrieb bereits bei leichter Vereisung messtechnisch gezeigt wird. Der einzustellende Schwellwert ist deshalb so zu wählen, dass Fehldetektionen und somit unnötige Abschaltungen der WEA vermieden werden.

3.3 Bewertung der Algorithmen beim Kennlinienverfahren

Der Kern des Eiserkennungssystems ist ein im Regler der Anlage implementierter Algorithmus, der gemessene Signale (Leistung, Blattwinkel, ...) verarbeitet und das Ergebnis mit einem Schwellwert vergleicht. Eine Überschreitung dieses Schwellwertes führt darauf hin zum Abschalten der Anlage.

Der Schwellwert kann dabei abhängig sein von den Eigenschaften der Anlage oder auch konstant sein und für jede Anlage den gleichen Wert annehmen. Im Fall des ENERCON Eiserkennungssystems liegt dieser Schwellwert für alle Anlagen bei 1.2 m/s Windgeschwindigkeit.

Die detaillierte Beschreibung des Eiserkennungsalgorithmus befindet sich in den Dokumenten /4/, /22/ und /23/.

Es ist zu indizieren, dass eine kritische Eisdicke, wie sie in Kapitel 2.1 ermittelt wurde, durch Überschreitung dieses Schwellwertes erkannt wird. Zu diesem Zweck wurde der Messbericht /1/ eingereicht.

3.3.1 Messbericht Meteotest: „Performance of the ENERCON ice detection system“

Zentrales Dokument zur Bewertung des Eisdetektionsalgorithmus ist der von Meteotest verfasste Bericht zur Vermessung einer ENERCON E-82 unter Vereisungsbedingungen im Februar 2014, /1/. Der Bericht enthält Ergebnisse einer Vermessungsperiode von 18 Tagen (20.1.2014 - 7.2.2014).

Die Bewertung des Eiserkennungssystems basiert auf den folgenden Informationen.

Ergebnisse zum Vereisungszustand der Blätter (genannt „instrumental icing“): Von einer auf der Gondel installierten Kamera wurden in regelmäßigen Zeitabständen Fotos der Blätter aufgenommen, welche dem TÜV NORD vorliegen. Aus diesen Aufnahmen wurde auf den Vereisungszustand geschlossen.

Ergebnisse zur atmosphärischen Vereisung (genannt „meteorological icing“): Diese Ergebnisse zeigen Zeitintervalle an, in denen es aufgrund der externen Bedingungen zu einem Anwachsen der Eisdicke kommen kann.

Ergebnisse des Signals des Eiserkennungssystems.

3.3.2 Beobachtungen und Bewertungen zum Messbericht Meteotest

In diesem Abschnitt werden folgende Punkte bewertet, die sich für die Prüfung als möglicherweise kritisch heraus stellen:

- Trefferquote des Eiserkennungssystems
- Vor-Start-Betrieb der Anlage (nicht leistungserzeugend) und Zeitverzögerung der Eiserkennung nach Zuschalten der Anlage
- Abdeckung verschiedener Betriebsbereiche
- Übereinstimmung der Beobachtungen aus der Messung mit der Spezifikation des Algorithmus.

Der Bericht zeigt, dass das Eisdetektionssystem mit einem Zeitanteil von 95 % Eis an den Rotorblättern erkannt hat.

Aus den Aufzeichnungen ist ferner der Zeitverzug bis zur Eiserkennung nach Übergang in den leistungserzeugenden Betrieb zu erkennen. In diesem Leerlauf-Betrieb dreht sich der Rotor abhängig vom Typ und Windgeschwindigkeit mit entsprechender Drehzahl, so dass das Risiko von Eisabwurf besteht. Laut Bericht /1/ beträgt dieser Zeitverzug bis zu 0.7 Stunden. Der Auswertungsalgorithmus benötigt eine Dauer von zwar nur mindestens 3 Minuten, bevor Eis erkannt wird, jedoch ist anzunehmen, dass die Anlage während eines großen Zeitanteils der bis zu 0.7 Stunden noch keine Leistung erzeugt.

Aufgrund folgender Betrachtungen sind diese Phasen der Nicht-Detektierbarkeit als eher unkritisch einzustufen:

- Die Studie zur Abschätzung der Eisabwurfweite für den Leerlauf (Wind 3m/s, Drehzahl 5U/min) zeigt, dass die Eiswurfweite für diesen Modus geringer ist als die kritische Weite für Eisabfall.
- Üblicherweise steigt die Windgeschwindigkeit nicht derart schnell an, so dass nicht anzunehmen ist, dass Leerlauf der Anlage bei signifikant höheren Windgeschwindigkeiten auftritt.

Der dem TÜV NORD vorliegende Messbericht /1/ indiziert, dass das Eiserkennungssystem im Vollastbetrieb für Windgeschwindigkeiten über 12 m/s funktioniert und damit ebenfalls die Eiserkennung auf Basis des Pitchwinkels. Das gemessene Verhalten des Eiserkennungssystems stimmt mit dem spezifizierten Verhalten überein.

3.3.3 Messung an der Anlage „WEA 2“

Die Ergebnisse zur Messung an einer Anlage ohne RBH zeigen, dass die Anlage während der Vereisungszeit gestoppt ist (siehe Abbildung 5). Die Messung an der Anlage ohne RBH lässt sich aufgrund der ungenauen Daten schlechter für die Bewertung verwenden als die Messung an der Anlage mit RBH.

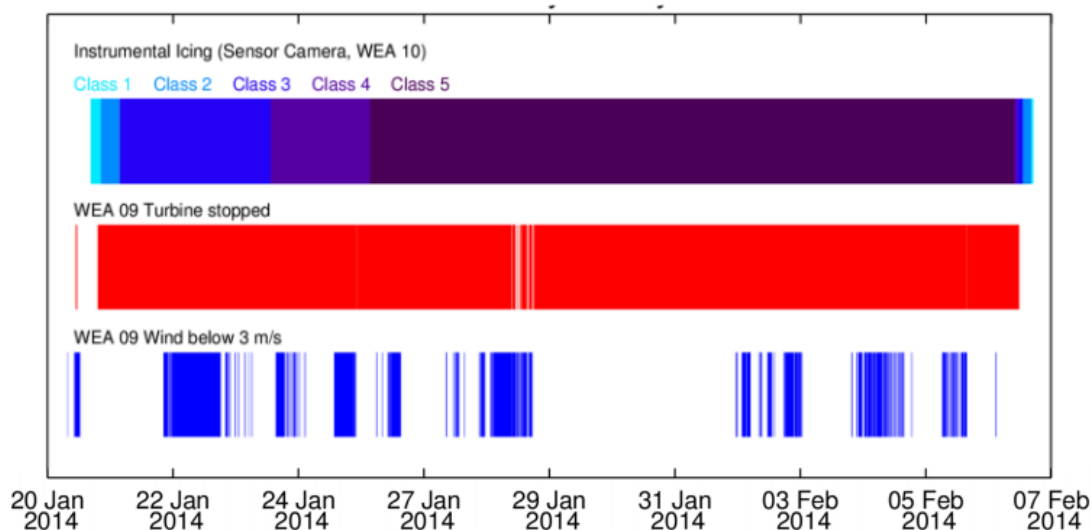


Abbildung 5: Übersicht der aufgezeichneten Signale während der gesamten Messperiode für WEA 09 ohne RBH.

3.4 Grenzen der Bewertungskette

3.4.1 Geschlossenheit der Bewertungskette und Schnittstellen

Für eine geschlossene Bewertungskette ist es notwendig, die kritische Eisdicke und die Einstellung des Eiserkennungssystems in Verbindung mit dem Messbericht zu bringen.

Die in Kapitel 2.1 ermittelte kritische Eisdicke für alle ENERCON Anlagen beträgt einerseits 13 mm. Auf der anderen Seite zeigt der Messbericht, dass für die Vereisungskategorie „light icing“ mit einer Zuverlässigkeit von 95 % Eis erkannt wird.

Ein zentraler Punkt der Bewertungskette ist nun, diese Informationen zu verknüpfen.

Wie Fotoaufnahmen der Blätter zeigen, ist nur eine geringe Eisdicke bei Vereisungskategorie „light icing“ vorhanden. Es wird dabei angenommen, dass die auf dem Foto sichtbare Eisdicke nur wenige Millimeter beträgt und geringer ist als die kritische Eisdicke von 13 mm. Ferner ist eine zentrale Annahme, dass die (subjektive) Klassifizierung der Fotoaufnahmen in „instrumental icing“ Kategorien für alle anderen Zeitpunkten nach den gleichen Maßstäben durchgeführt wurde.

Zusätzlich wurde von ENERCON bestätigt, dass die in den vermessenen Anlagen eingestellten Schwellwerte zu Eiserkennung denen der eingereichten Spezifikation entsprechen.

3.4.2 Repräsentativität der Messung

Die Messung wurde über einen Zeitraum von 10 Tagen durchgeführt und betraf eine Periode mit hoher Vereisung. Zwei Punkte an diesem Vorgehen sind kritisch zu sehen:

- Dauer der Messung: Die Dauer der Messung kann als repräsentativ angesehen werden.
- Vereisungsgrad: Für einen großen Teil der Messperiode lagen schwere Vereisungsbedingungen vor. Die hohe gemessene Zuverlässigkeit der Eiserkennung zeigt einerseits, dass schwere und damit auch Vereisungsbedingungen, die Schäden verursachen können, relativ zuverlässig erkannt werden. Auf der anderen Seite erreicht der Vereisungsgrad in dieser Periode selten eine so geringe Dicke, dass die Funktionsfähigkeit bei kritischer Vereisung indiziert werden kann. Wie Abbildung 5 zeigt, ist der Vereisungsgrad „light instrumental icing“ nur zu Beginn der Messperiode vorzufinden. Es wird allerdings angenommen, dass auch bei Wiederholung der Vereisungsbedingungen die Funktionsfähigkeit gewährleistet ist.

Ferner ist anzumerken, dass die Fotoaufnahmen der vereisten Blätter, welche dem TÜV NORD vorliegen, eine Vereisung der Blätter im Bereich der Hinterkante zeigen. Wie der Bericht /43/ anhand von Windkanalversuchen indiziert, führt eine Vereisung an der Blattvorderkante zu einer stärkeren Änderung der aerodynamischen Beiwerte als eine Vereisung in der Nähe der Hinterkante. Die in der Messung vorliegende Vereisung scheint somit schwerer detektierbar als eine Vereisung der Profilvorderkante.

3.4.3 Unsicherheiten der Messung

Die Unsicherheiten der Messung können als gering eingestuft werden, da die Leistung sehr präzise gemessen werden kann und die Messung der Windgeschwindigkeit ebenfalls bei vorliegenden Längen der Mittelwertbildung präzise ist.

3.4.4 Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Anlagen

Darüber hinaus ist die Übertragbarkeit der Ergebnisse aus der Messung, die lediglich an der E-82 durchgeführt wurden, auf andere Anlagen von ENERCON zu bewerten.

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass auch bei höheren Rotordurchmessern bereits eine leichte Vereisung der Blätter zu einem derart hohen Verlust an erzeugter Leistung führen, dass auch hier die Detektierbarkeit gegeben ist. Auch wenn die Möglichkeit besteht, dass bei weiteren Anlagen von ENERCON bei leichter Vereisung einen etwas geringere Differenz der Leistung auftritt, scheint hier in Bezug auf die kritische Eisdicke ausreichend Reserve vorhanden zu sein.

4 Zusammenfassung und Ergebnis der Bewertung

Die kritische Eisdicke und damit einhergehend die kritische Detektionszeit für verschiedene ENERCON Anlagen wurde ermittelt. Die dünnste ermittelte kritische Eisdicke stellt sich bei der ENERCON E-44 (Nabenhöhe 45 m) zu 1,3 cm ein (siehe 2.1.2). Diese Eisdicke wurde für die weitere Bewertung als Maßstab herangezogen.

Sowohl die Prüfung des Algorithmus als auch die Analyse der Messergebnisse deuten darauf hin, dass der von ENERCON implementierte Eisdetektionsalgorithmus mit hinreichend hoher Zuverlässigkeit eine kritische Vereisung der Blätter 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 kann lediglich über eine Bewertung der Fotoaufnahmen erfolgen. 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 /13/.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass eine Gefährdung durch Eisabfall innerhalb des Gefährdungsbereichs für Eisabfall von der WEA im Winter grundsätzlich vorliegen kann, stellt der untersuchte Betrieb des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3m/s bzw. 5m/s) gegenüber dem Eisabfall (nach jedem Eisansatz eintretendes Ereignis) für die WEA-Typen E-44, E-48 sowie E-53 in Abhängigkeit des Standortes (Schwachwind- oder Starkwindstandort) eine mögliche zusätzliche Gefährdung dar.

Für die WEA E-82, E-115, E-126, sowie E-141 welche für die restlichen WEA der ENERCON Produktpalette (s. Kap. 1.3) als abdeckend angesehen werden können, stellt der untersuchte Betrieb des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3m/s bzw. 5m/s) gegenüber dem Eisabfall (nach jedem Eisansatz eintretendes Ereignis) keine unzulässige zusätzliche Gefährdung dar.

Der Eiserkennungsalgorithmus ist plausibel und stellt durch die doppelte Kontrolle über Leistungs- und Blattwinkelkennlinie eine sinnvolle Methode der Eiserkennung dar.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der von ENERCON verwendete Eiserkennungsalgorithmus in Bezug auf die Eisansatzerkennung dem 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.

5 Dokumente und Literaturverzeichnis

5.1 Geprüfte Dokumente

- /1/ Meteotest, Bericht zur Funktionsfähigkeit des Eiserkennungssystems für ENERCON
"Performance of the ENERCON ice detection system"
Dok.-Name: 140610_report_ice_detection.pdf, Rev. 0.1,
Datum: 06.06.2014
- /2/ ENERCON, Mitteilung
"Antworten zum Status Report ENERCON ice detection TÜV-NORD Sys Tec GmbH & Co. KG vom 22.7.2014"
Dok.-Name: D0342023-0.pdf, Rev. 0,
Datum: 05.08.2014
- /3/ T. Wallenius (VTT Technical Research Center of Finland) and further authors:
"The relationship between chord length and rime icing on wind turbines"
- /4/ ENERCON
Technische Beschreibung, ENERCON Eiserkennung Programmablauf
Dok.-Name: ENERCON Eiserkennung – Flussdiagramm.pdf
Dok. Nr.: D0337087-2
Datum: 06.08.2014
- /5/ ENERCON
Technische Beschreibung ENERCON Eiserkennung Sensorik
Dok.-Name: D0332210-0 Flussdiagramm.pdf
Datum: 27.06.2014
- /6/ ENERCON
Statusbeschreibung, 14 Eisansatzerkennung, 11 Rotor (Leistungsmessung)
Dok.-Name: 014_0011_Status_CS48_CS82_CS101_CS126.pdf, Revision: 004
Datum: 26.06.2012
- /7/ ENERCON
Statusbeschreibung, 14 Eisansatzerkennung, 12 Anemometer (Leistungsmessung)
Dok.-Name: 014_0012_Status_CS48_CS82.pdf, Revision: 004
Datum: 26.06.2012
- /8/ ENERCON
Statusbeschreibung, 14 Eisansatzerkennung, 13 Rotor (Blattwinkelmessung)
Dok.-Name: 014_0013_Status_CS48_CS82_CS101_CS126.pdf, Revision: 004
Datum: 26.06.2012
- /9/ ENERCON
Statusbeschreibung, 14 Eisansatzerkennung, 14 Anemometer (Blattwinkelmessung)
Dok.-Name: 014_0014_Status_CS48_CS82.pdf, Revision: 003
Datum: 26.06.2012

- /10/ ENERCON
Funktionsbeschreibung Eisansatzsimulation
Dok.-Name: Eisansatzsimulation_Funktionsbeschreibung_V1 2.pdf,
Revision: 002
Datum: 24.02.2014
- /11/ ENERCON: Mitteilung
„Antworten zum Status Report ENERCON ice detection TÜV-NORD Sys Tec
GmbH & Co. KG vom 22.07.2014“,
Datum: 05.08.2014
- /12/ ENERCON: email
Harald Wegmann, „AW: Anmerkungen zur ENERCON Eiserkennung“
Datum: 09.09.2014
- /13/ ENERCON: Erklärung
S. Janssen, H. Wegmann, Vermeidung von eiswurfbedingten Personenschäden
durch das ENERCON Kennlinienverfahren
Dok. Nr.: D0353125-0
Datum: 14.10.2014
- /14/ ENERCON
Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlagen Eisansatzerkennung
Dok. Nr.: D0154407-8
Datum: 10.01.2020
- /15/ ENERCON
Betriebsanleitung ENERCON Windenergieanlage E-141 EP4 / 4200kW
Dok. Nr.: D0496591-0
Datum: 30.06.2016
- /16/ ENERCON
Technische Beschreibung, Anhalten der Windenergieanlage
Dok. Nr.: D0630561-0
Datum: 25.10.2017
- /17/ ENERCON
Technische Beschreibung, Übersicht Eisansatzerkennungssysteme
Dok. Nr.: D0666949-2
Datum: 24.10.2019
- /18/ VTT Technical Research Centre of Finland Ltd
Customer Report, Pre-Certification of Labkotec LID-3300IP ice detector for wind
energy applications
Dok. Nr.: VTT-CR-03658-16
Datum: 14.12.2016
- /19/ ENERCON GmbH. ENERCON Produktübersicht, Stand September 2016. Über-
mittelt durch die ENERCON GmbH mit Email vom 02.03.2017.
- /20/ ENERCON GmbH. ENERCON Produktübersicht inkl. Drehzahlen zum Leerlauf-
betrieb für die WEA E-44, E-48 sowie E-53. Übermittelt durch die ENERCON
GmbH mit Email vom 15.09.2014.

- /21/ ENERCON GmbH. Übersicht „Zertifikate für Control and Safety Systeme ENERCON WEAs“, D0342021-0. Übermittelt durch die ENERCON GmbH mit Email vom 08.08.2014.

- /22/ ENERCON GmbH
Portierung ENERCON Kennlinienverfahren PI-CS und EP5-CS-03
Dok. Nr.: D02532142/0.0-de

- /23/ ENERCON GmbH
Validierung ENERCON Eiskennlinienverfahren
Dok. Nr.: D02549197/0.0

5.2 Literatur

5.2.1 Literatur zu Kapitel 2.1 und 2.2

- /24/ IEC 61400-1. Wind turbines – Part 1:Design requirements. Third Edition. 2005.
- /25/ Morgan, C. et al. Wind Turbine Icing and Public Safety - A Quantifiable Risk? Wind Energy Production in Cold Climates. Bristol. 1996.
- /26/ Cattin, R. et al. WIND TURBINE ICE THROW STUDIES IN THE SWISS ALPS. European Wind Energy Conference, Milan, Italy. 2007.
- /27/ Lautenschlager, F. Studie zum Einfluss der Windgeschwindigkeit auf das Ereignis Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Bachelorarbeit im Studiengang Umwelttechnik. 2012.
- /28/ Germanischer Lloyd. Vorschriften und Richtlinien. IV Industriedienste. Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen. Ausgabe 2010.
- /29/ Seifert, H. Betrieb von Windenergieanlagen unter Vereisungsbedingungen. St. Pölten. 1999.
- /30/ Seifert, H. et al. Risk analysis of ice throw from wind turbines, BOREAS VI. Pyhä, Finland. 2003.
- /31/ Seifert, H. Technische Ausrüstung von Windenergieanlagen an extremen Standorten. St. Poelten. 2002.
- /32/ Seifert, H. Technical requirements for rotor blades operating in cold climate. Wilhelmshaven. 2003
- /33/ Makkonen, L. et. al. Modelling and prevention of ice accretion on wind turbines. Wind Engineering Volume 25, No. 1. 2001.
- /34/ Wallenius, T. et. al. The relationship between chord length and rime icing on wind turbines. Winterwind. 2008.
- /35/ Lehtomäki, V. et. al. IcedBlades - Modelling of ice accretion on rotor blades in a coupled wind turbine tool. Winterwind. 2012.
- /36/ Hudecz, A. et. al. Experimental investigation of ice accretion on wind turbine blades. Winterwind. 2013.

- /37/ Cattin, R. Alpine Test Site Guetsch, Handbuch und Fachtagung. Genossenschaft METEOTEST. Bern. 2008.
- /38/ Hauschild, J. et al. Monte-Carlo-Simulation zur probabilistischen Bewertung der Gefährdung durch Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, VDI-Bericht 2146. 2011.
- /39/ Hauschild, J. et al. Ermittlung von Trefferwahrscheinlichkeiten in der Umgebung einer Windenergieanlage: Eisabfall, Rotorblattbruch und Turmversagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, VDI-Bericht 2210. 2013.
- /40/ Green Book. Methods for the determination of possible damage – first edition. Voorburg 1989.
- /41/ Deutscher Wetterdienst. Online Wetterlexikon, Stand: September 2014. Offenbach. 2014.
- /42/ Karl-Heinrich Grote, Jörg Feldhusen (Hrsg.): DUBBEL – Taschenbuch für den Maschinenbau. 22. Auflage. Springer, Berlin/Heidelberg 2011
- /43/ NASA: Ice Accretions and Icing Effects for Modern Airfoils, April 2000
- /44/ DIBt. Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen – Fassung September 2013

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

Dokument-ID	D0260891/16.2-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-02-01	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

Mitgeltende Dokumente

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

Dokument-ID	Dokument
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

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

Abkürzungsverzeichnis

CFK	Kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
LPL	Lightning protection level (Blitzschutzklasse)
LPZ	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

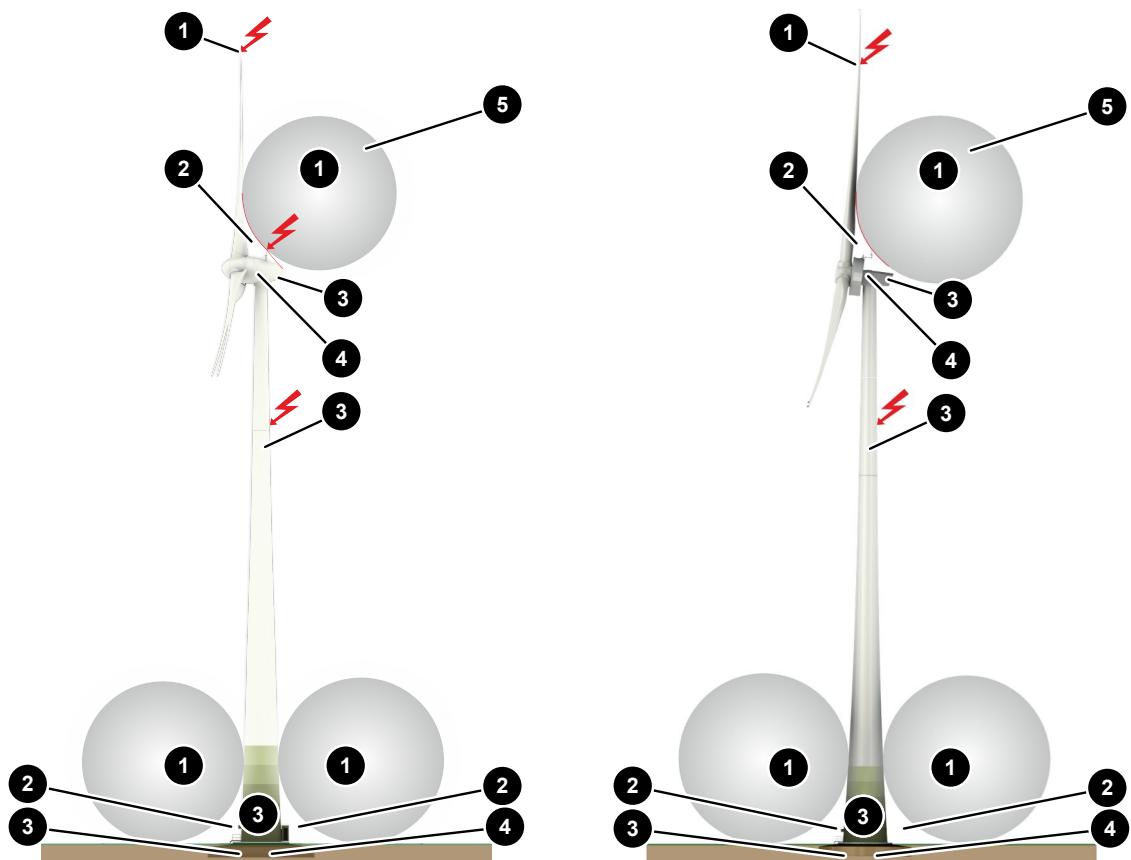


Abb. 1: Blitzschutzzonen, Gondel in Tropfenform (links) und Gondel in Kompaktform/E-Gondel (rechts), Beispiel

1 LPZ 0 _A	2 LPZ 0 _B
3 LPZ 1	4 LPZ 2
5 Blitzkugel (Radius 20 m)	

2 Äußerer Blitzschutz

2.1 Fangeinrichtungen

2.1.1 Maschinenhaus

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

2.1.2 Rotorblatt

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

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

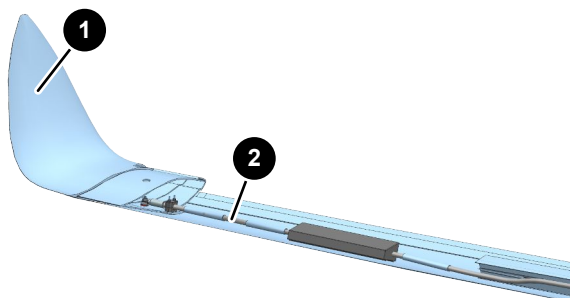


Abb. 2: Blattspitze mit Blitzableiter

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

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

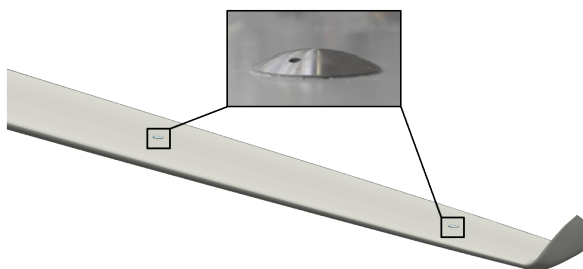


Abb. 3: Rotorblatt mit Rezeptoren auf der Druck- und Saugseite, Beispiel

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

Rezeptoren sind definierte Solleinschlagsstellen, welche blitzstromtragfähig dimensioniert sind.

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

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

Durchgangsmessung des Blitzschutzes der Rotorblätter nach IEC 61400-24

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

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

2.2 Ableitungen

2.2.1 Blattanschluss – Rotor

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

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

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

2.2.2 Rotor – Maschinenträger

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

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

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

2.2.3 Maschinenträger – Turm

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

2.2.4 Turm

Stahlurm

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

Hybridurm

Der Hybridurm besteht aus Betonsegmenten, die im oberen Turmbereich um Stahlsegmente ergänzt werden. Die Ableitung wird durch die VerbindungsLaschen des Fundaments aufwärts bis zu den Stahlurmsegmenten realisiert. Der Übergang zu den Stahlurmsegmenten erfolgt über 4 Leitungen, jeweils um 90° versetzt, mit mind. 50 mm² 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 Fundamenterders.

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

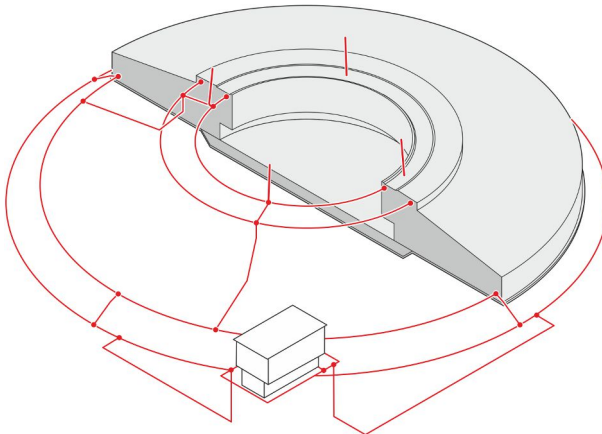


Abb. 4: Erdungsanlage, Beispiel

Erdungsanlagen schützen Lebewesen und Sachwerte vor Gefahren, die durch Kurz- bzw. Erdschlüsse und transiente Vorgänge, wie Blitzschläge und Schaltheandlungen, 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 Ring der integrierten Erdungsanlage der Windenergieanlage in das umgebende Potential.

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

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

3 Innerer Blitzschutz

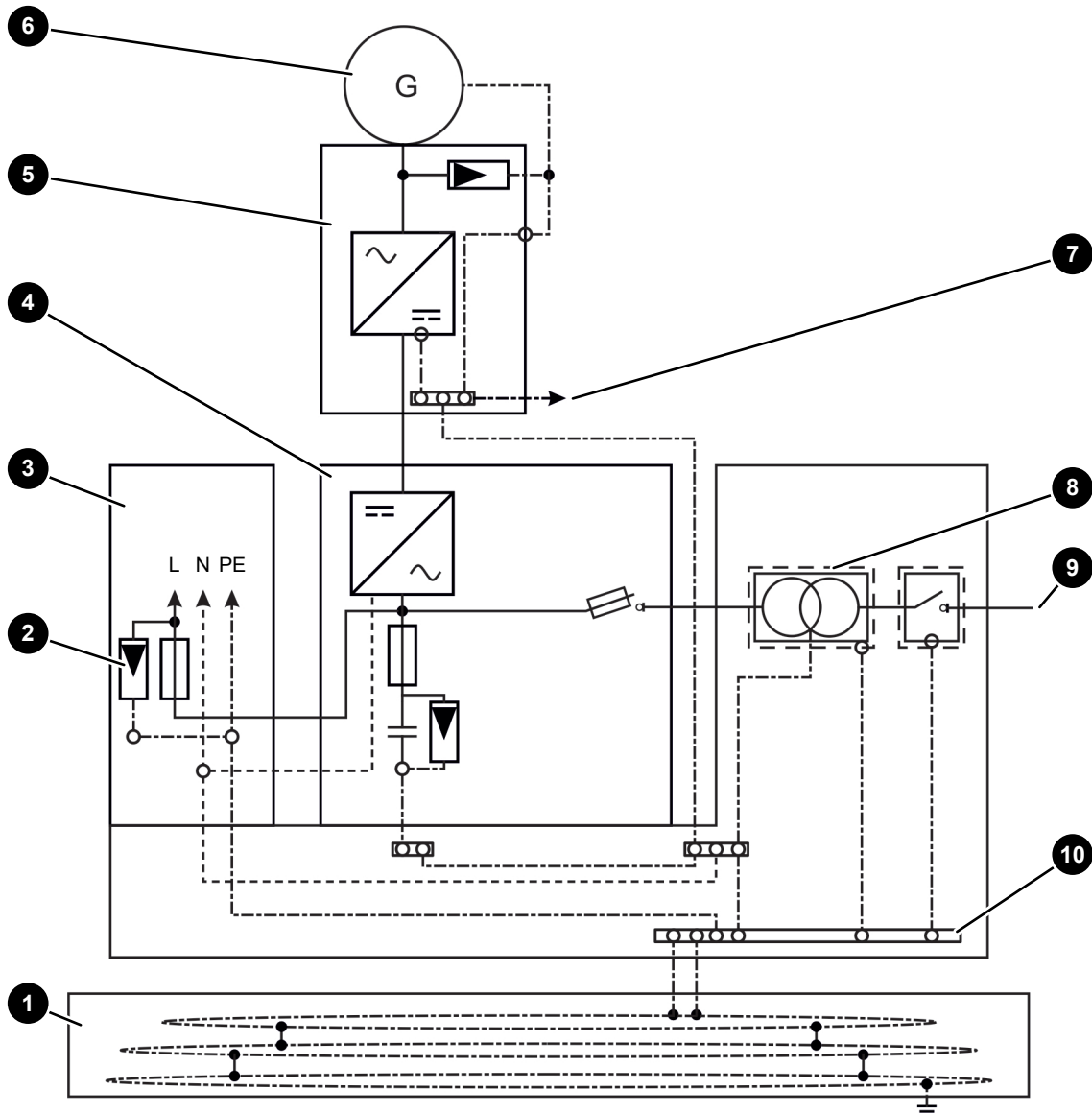


Abb. 5: Schematischer Aufbau des Potentialausgleichssystems und der Überspannungsableiter

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

Potentialausgleichssystem

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

Überspannungsableiter

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

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

4 Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

Tab. 1: Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

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

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

5 Zugrundeliegende Normen

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

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

Einleitung

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

Bisherige Blitzschutzsysteme

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

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

Optimiertes Blitzschutzsystem

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

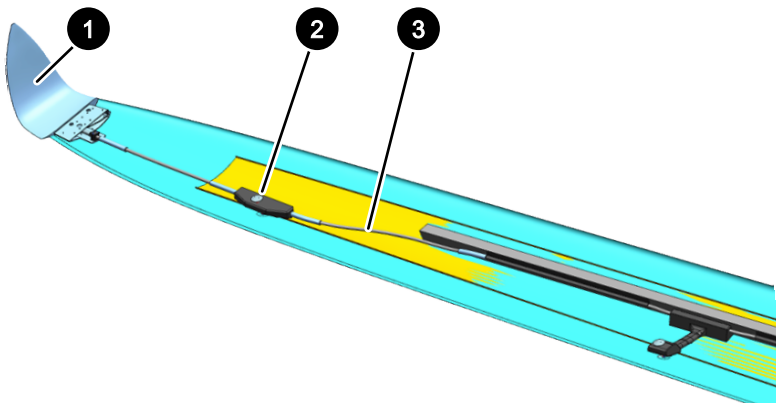


Abb. 1: Optimiertes Blitzschutzsystem im Rotorblatt

1	Blattspitze	2	Rezeptor
3	Aluminiumleitung mit PVC-Isolierung		

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

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

Messung und Vergleich der Blitzschutzsysteme

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

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

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

Dokument-ID	D0293153-2
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
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 Sichtweitemessung 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.

3 Sichtweitenmessung

Nach Berücksichtigung und Auswertung unterschiedlicher Einflussfaktoren wird die Sichtweitenmessung bei ENERCON Windenergieanlagen mit einem Messsystem der Firma Biral® durchgeführt.

Funktionsprinzip Sichtweitenmessgerät

Die meteorologische Sichtweite (Meteorological Optical Range, kurz: MOR) ist definiert als die größte horizontale Entfernung, in welcher dunkle Objekte in Erdbodennähe (Sichtziele/Sichtmarken) mit einer scheinbaren Sichtwinkelgröße von 0,5 bis 5 Grad, vor hellem Horizont Himmel (auch Nebel als Hintergrund) gerade noch erkannt werden können. Das Objekt muss dabei zweifelsfrei identifiziert werden können. Ein theoretischer Ansatz zur Messung der meteorologischen Sichtweite (MOR) beinhaltet die Anwendung folgender Formel:

$$MOR = \frac{3}{EXKO}$$

Der Extinktionskoeffizient (kurz: EXKO) ist das Maß für das Lichtabsorptionsvermögen eines Körpers.

Bei der Sichtweitenmessung wird ein bestimmter Teil der Lichtstreuung (innerhalb des Messbereichs Sample Volume) gemessen und daraus eine Abschätzung der gesamten Streulichtmenge hergeleitet. Die Streulichtmenge ist proportional zum Extinktionskoeffizienten.

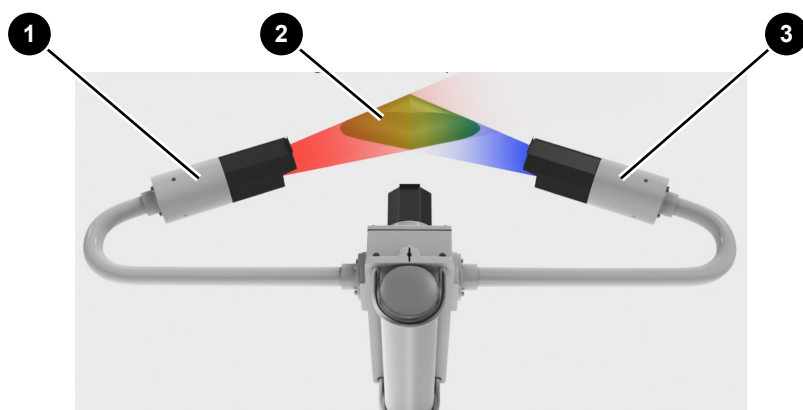


Abb. 1: Messbereich Sample Volume, beispielhafte Darstellung

1	Transmitter (mit Sensor)	2	Messbereich Sample Volume
3	Receiver (mit Sensor)		

Der Messbereich Sample Volume definiert sich aus der Schnittfläche des Transmitter- und des Receiverpfads (Infrarotlicht). Für Sichtweitenmessungen oder Niederschlagsberechnungen werden nur die in diesen Bereich eintretenden Partikel ausgewertet.

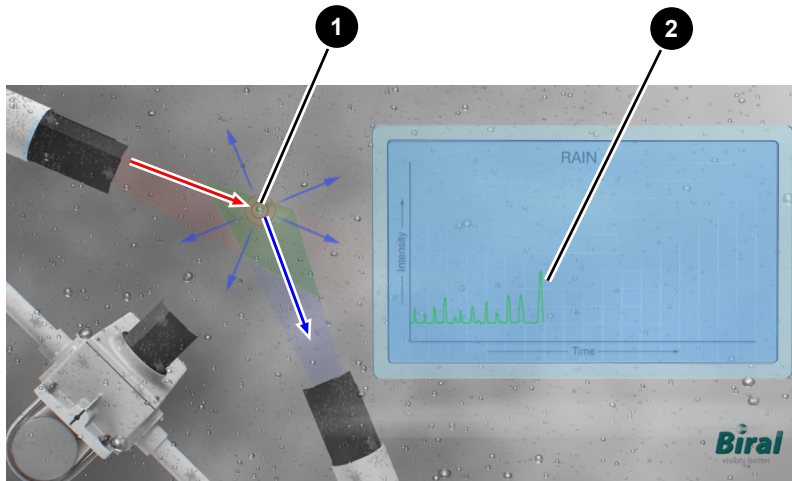




Abb. 2: Messbeispiel Regen

1	Partikel (Regentropfen)	2	Signalkurve
	Infrarotlicht		Streuung/Lichtreflexionen

Der Transmitter überträgt Infrarotlicht. Durchqueren Partikel den Messbereich Sample Volume, streuen bzw. reflektieren sie dieses Licht zum Receiver. Je mehr Partikel den Messbereich durchqueren, desto stärker wird die Lichtstreuung und daraus resultierend auch das Signal. Gleichzeitig erhöht sich bei steigender Anzahl der Partikel auch der Extinktionskoeffizient, was nach obiger Formel eine geringere meteorologische Sichtweite bedeutet.

Das 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.



Gutachten zu Risiken durch Eiswurf und Eisfall am Standort Georgshof III

Referenz-Nummer:

2023-D-062-P4-R1 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

Windpark Georgshof GmbH & Co KG
Joachimshof 1, 26553 Dornum

Bauherr:

Herr Theo Verweyen
Westerstraße 16, 26553 Dornum

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:

M.Sc. Rebecca Bode, Sachverständige,

Hamburg, 30.10.2023

Geprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 30.10.2023

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 53303680

Fax: 040 53303680-79

Rebecca Bode: bode@f2e.de oder Dr. Thomas Hahm: hahm@f2e.de

Urheber- und Nutzungsrecht:

Urheber des Gutachtens ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden. Veröffentlichung und Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten. Eine Einsichtnahme der gekürzten Fassung des Gutachtens gemäß UVPG §23 (2) über die zentralen Internetportale von Bund und Ländern gemäß UVPG §20 Absatz (1) wird gestattet.



Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung.....	3
2	Grundlagen.....	4
2.1	Vereisung.....	4
2.2	Regelungen in den Normen.....	5
2.3	Grenzwerte und Risikobewertung.....	7
2.3.1	Grenzwerte individuelles Risiko.....	7
2.3.2	Grenzwerte kollektives Risiko.....	9
2.3.3	Risikobewertung.....	10
2.3.4	Risikomindernde Maßnahmen.....	13
2.3.5	Addition von Risiken.....	15
2.4	Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken.....	17
2.5	Vereisungshäufigkeiten.....	17
2.6	Gültigkeit der Ergebnisse.....	19
2.7	Systeme zur Prävention und Enteisung.....	20
2.8	Verwendete Begriffe und Symbole.....	21
3	Eingangsdaten.....	22
3.1	Ausgangssituation.....	22
3.2	Winddaten am Standort.....	22
3.3	Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	23
3.4	Aufenthaltshäufigkeiten.....	27
3.5	Vereisungsrelevante WEA-Systeme.....	28
3.5.1	WEA-interne Eiserkennungssysteme.....	28
3.5.2	Optionale Eiserkennungssysteme.....	28
3.5.3	Systeme zur Prävention und Enteisung.....	28
3.5.4	Betriebsführungssystem.....	29
3.6	Risikoreduzierende Maßnahmen.....	29
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	29
4.1	Standortbesichtigung.....	29
4.2	Vereisungsbedingungen am Standort.....	29
4.3	Ermittlung der potentiellen Gefährdungsbereiche.....	30
4.4	Eiswurf.....	31
4.5	Eisfall.....	32
5	Weitere Maßnahmen.....	33
6	Zusammenfassung.....	34
7	Formelzeichen und Abkürzungen.....	36
8	Literaturangaben.....	37
	Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall.....	39
A.1	Berechnung der Auftreffhäufigkeiten.....	39
A.2	Schadenshäufigkeiten.....	40



1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall ausgehend von sich in Betrieb befindlichen bzw. stillstehenden (trudelnden) Windenergieanlagen (WEA) zu betrachten und zu bewerten.



2 Grundlagen

2.1 Vereisung

Abhängig von den Vereisungsbedingungen kann es auf dem Rotorblatt einer WEA zu starken Vereisungen kommen, in deren Folge eine Gefahr durch sich lösende bis zu mehreren Kilogramm schwere Eisstücke besteht.

Während des Betriebes der WEA erfahren diese Eisstücke einen deutlichen Anfangsimpuls durch das schnell rotierende Blatt. In diesem Fall wird daher von Eiswurf gesprochen. Während des Stillstandes der WEA trudelt diese mit deutlich niedrigeren Drehzahlen. In diesem Fall wird daher von Eisfall gesprochen. In beiden Fällen (Eiswurf und Eisfall) wirken auf die abgelösten Eisstücke durch den Wind weitere Kräfte. Bei Sturm und auch entlang eines abfallenden Geländes können so nennenswerte Flugweiten erreicht werden.

Vereisung tritt ein, wenn entweder unterkühlte Wassertropfen auf das Rotorblatt aufschlagen oder die Oberflächentemperatur des Rotorblattes unterhalb des Reifpunktes liegt und Wasserdampf auf der Oberfläche in Form von Reif resublimiert.

Im Temperaturbereich von ca. 0° bis -10°C bildet sich aus den Wassertropfen beim Auftreffen auf das Rotorblatt Eis. Bis etwa -4°C kommt es dabei aufgrund der verzögerten Eisbildung zu großflächiger Klareisbildung. Bei niedrigeren Temperaturen dominiert hingegen die Raueisbildung, mit geringer Haftoberfläche und einem milchigeren und raueren Erscheinungsbild.

Unterhalb von -10°C können sich größere Ablagerungen von Raureif an den Profilkanten bilden. Der sich bei noch kälteren Temperaturen bildende Reif bildet typischerweise keine größeren Ablagerungen und spielt hinsichtlich einer Gefährdung durch Eisfall oder Eiswurf keine Rolle.

Grundsätzlich sollten bei der Gefährdung durch Eisfall bzw. Eiswurf daher zwischen großflächigen Eisplatten, die sich über einen großen Bereich der Profiltiefe ausbilden können, und schlankeren Eisstücken, die von der Profilkante abbrechen, unterschieden werden. Hinweise zu Form und Masse von Eisstücken finden sich z.B. in /1.1/.

Aufgrund der extrem hohen Variabilität der Vereisungstage von Jahr zu Jahr werden langjährige Messungen benötigt, die möglichst auf einen klimatologischen Zeitraum, also 30 Jahre, zu beziehen sind /2.1/. Derart langjährige Messungen oder Beobachtungen liegen in Deutschland z.B. in Bodennähe für die Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes DWD vor. Messungen in Bodennähe unterliegen jedoch starken mikroskaligen Einflüssen, so dass sie bezüglich einer Vereisung schon wenige hundert Meter entfernt nicht mehr aussagekräftig sein können, wenn sich dort z.B.



aufgrund einer lokalen Senke kalte Luft sammelt. Diese mikroskaligen Effekte, die auf Nabenhöhe der Windenergieanlagen typischerweise keine Rolle mehr spielen, zu identifizieren und entsprechend zu korrigieren ist so gut wie nicht möglich. Hinzu kommt, dass die Daten der Klimastationen oft über mehr als 10km und auf andere Höhen über Meeresniveau übertragen werden müssen, so dass die Unsicherheiten in der Vorhersage der Vereisungstage nach dieser Methode insgesamt sehr groß sind.

Eine weitere mögliche Quelle stellen großflächige Vereisungskarten dar, wie sie z.B. in /1.1/ und /1.2/ dargestellt sind. Diese Karten liefern jedoch nur Hinweise und Tendenzen. In /1.2/ wird darauf hingewiesen, dass im Gegensatz zu den in den großflächigen Karten dargestellten Werten, die tatsächlichen Werte schon auf kurzen Distanzen stark schwanken können und die lokale Geländetopografie berücksichtigt werden sollte. Die daraus entstehenden Unterschiede in der Einschätzung der Vereisungstage können extrem groß sein, so dass diese Karten selbst zur Plausibilisierung lokaler Vereisungsdaten nur sehr bedingt geeignet sind.

Für Deutschland liegt mittlerweile eine hochaufgelöste Vereisungskarte des DWD vor, die die lokale Topografie berücksichtigt /1.8/. Sie stellt vor dem Hintergrund der dargestellten Zusammenhänge die zurzeit beste Datengrundlage zur Ermittlung der Vereisungstage für Standorte in Deutschland dar.

2.2 Regelungen in den Normen

In /1.1/ findet sich für Regionen mit einer hohen Vereisungshäufigkeit die Empfehlung, einen Mindestabstand von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ zu gefährdeten Bereichen einzuhalten oder die Windenergieanlage bei Vereisungsbedingungen abzuschalten.

Der vorgeschlagene Mindestabstand von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ fand in Deutschland Eingang in die Muster-Liste der technischen Baubestimmungen bzw. die Muster-Verwaltungsvorschrift Technischen Baubestimmungen /2.2/. Dort heißt es in der Anlage zur Richtlinie für Windenergieanlagen:

„Abstände zu Verkehrswegen und Gebäuden sind unbeschadet der Anforderungen aus anderen Rechtsbereichen wegen der Gefahr des Eisabwurfs (Windenergieanlage in Betrieb) und des Eisfalls (Windenergieanlage im Stillstand) einzuhalten, soweit eine Gefährdung der öffentlichen Sicherheit nicht auszuschließen ist. Abstände, gemessen von der Turmachse, größer als $1,5 \times (\text{Rotordurchmesser plus Nabenhöhe})$ gelten im Allgemeinen in nicht besonders eisgefährdeten Regionen als ausreichend. In anderen Fällen ist die Stellungnahme eines Sachverständigen erforderlich.“

Soweit dieser Mindestabstand nicht eingehalten wird bzw. der Standort der Wind-



energieanlage in einer besonders eisgefährdeten Region liegt und der Mindestabstand daher keine Anwendung finden kann, ist also das Risiko durch Eiswurf standortspezifisch zu bewerten.

Weiterhin wird in /2.2/ ausgeführt, dass die gutachterliche Stellungnahme eines Sachverständigen zur Funktionssicherheit von Einrichtungen vorzulegen ist, durch die der Betrieb der Windenergieanlage bei Eisansatz sicher ausgeschlossen werden kann oder durch die ein Eisansatz verhindert werden kann. Dies hat immer dann zu erfolgen, wenn erforderliche Abstände wegen der Gefahr des Eisabwurfes nicht eingehalten werden.

Die gutachterliche Stellungnahme zur Funktionssicherheit von Einrichtungen zur Eiserkennung ist im Gegensatz zur gutachterlichen Stellungnahme bei Unterschreitung des in der Muster-Liste genannten Mindestabstandes von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ kein standortspezifischer Nachweis, sondern ein entweder vom Hersteller des Eiserkennungssystems bzw. für die Implementierung in eine spezifische Windenergieanlage vom Hersteller der Windenergieanlage einmalig für den jeweiligen Typ in Auftrag gegebenes Gutachten. Diese Systeme schließen damit den Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz aus, können aber nicht grundsätzlich Eisansatz verhindern. Das für eine Verhinderung des Eisansatzes in /2.2/ genannte Beispiel einer Rotorblattheizung ist an dieser Stelle typischerweise nicht als Sicherheitssystem konzipiert. Der Betrieb einer Rotorblattheizung wird daher durch einzelne Hersteller für Standorte, in deren Umgebung eventuell durch Eiswurf eine erhebliche Gefährdung besteht, sogar ausgeschlossen.

Damit ergibt sich die Situation, dass auch bei einem vorhandenen System zur Eiserkennung mit Eisfall (Ablösen von Eisstücken von der stillstehenden bzw. trudelnden Windenergieanlage) zu rechnen ist und damit auch in diesen Fällen bei Unterschreitung des Mindestabstandes von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ eine standortspezifische Bewertung des Risikos erfolgen sollte.

Der in der Abbildung 2.2.1 dargestellte Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall fasst dies noch einmal zusammen.

Auf internationaler Ebene wurden durch die International Energy Agency (IEA) Empfehlungen für die Risikobewertung von Eisfall und Eiswurf erarbeitet /2.1/. Neben der Risikobewertung beschäftigen sich die Empfehlungen der IEA auch mit der mathematischen Modellierung und den eingehenden Randbedingungen. Die Empfehlungen der IEA /2.1/ werden im Folgenden berücksichtigt.

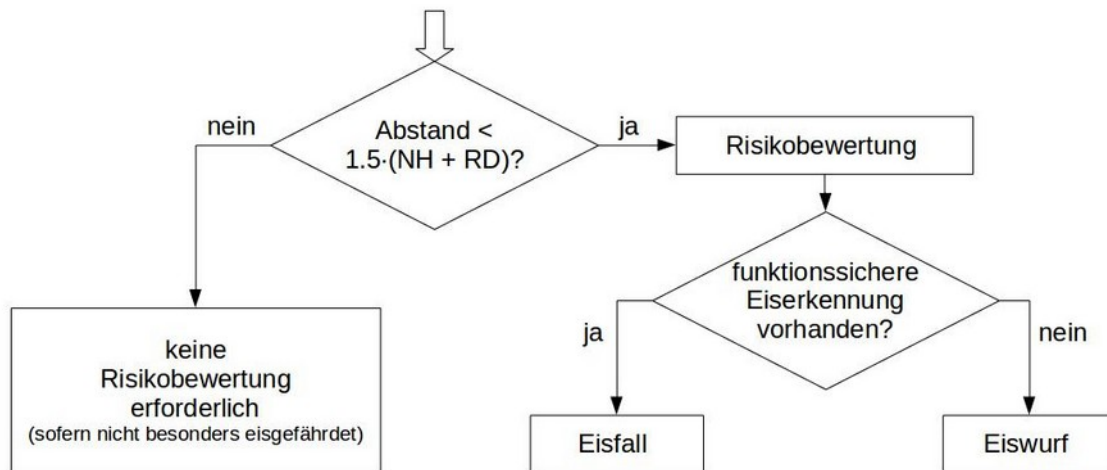


Abbildung 2.2.1: Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall.

2.3 Grenzwerte und Risikobewertung

2.3.1 Grenzwerte individuelles Risiko

Für Personenschäden findet sich in der Literatur das Konzept der minimalen endogenen Sterblichkeit (MEM) /2.3/. Die minimale endogene Sterblichkeit in entwickelten Ländern findet sich in der Gruppe der fünf bis 15jährigen. Sie liegt bei $2 \cdot 10^{-4}$ Todesfällen pro Person und Jahr. Eine neue Technologie sollte diese endogene Sterblichkeit nicht nennenswert erhöhen. Es wird daher gefordert, dass die mit einer neuen Technologie verbundene Sterblichkeit nicht mehr als $1 \cdot 10^{-5}$ Todesfälle pro Person und Jahr betragen darf.

An anderer Stelle wird das gesellschaftlich akzeptierte Todesfallrisiko abhängig vom Grad der Freiwilligkeit und möglichen Einflussnahme auf die Handlung dargestellt /1.7/. Die Akzeptanz sinkt, wenn zum einen die Möglichkeit sich durch adäquates Handeln zu schützen gegen Null geht und zum anderen sich die Person nicht freiwillig der Gefährdung aussetzt. Der unter diesen Randbedingungen definierte Grenzwert liegt bei $1 \cdot 10^{-5}$ Todesfällen pro Person und Jahr und entspricht damit dem definierten MEM-Kriterium.

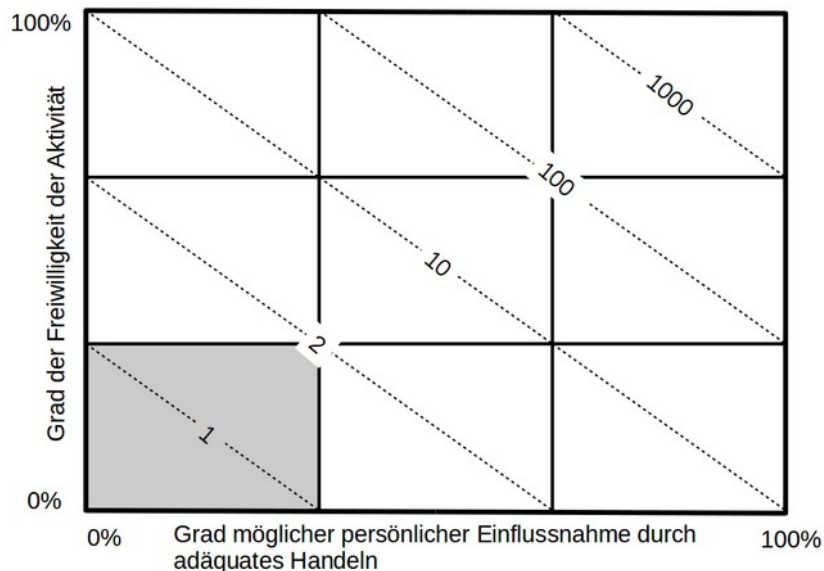


Abbildung 2.3.1.1: Akzeptiertes Todesfallrisiko pro 100 000 Personen /1.7/. Grau hinterlegter Bereich entspricht dem MEM-Kriterium /2.3/.

Betrachtet man das Risiko in der Nähe einer WEA durch Eisfall oder Eiswurf tödlich zu verunglücken, begibt man sich in der Regel weder freiwillig in diese Lage noch hat man durch persönliche Einflussnahme eine Möglichkeit das Risiko nennenswert zu minimieren. Der Ansatz des MEM-Kriteriums ist daher an dieser Stelle gerechtfertigt und sinnvoll.

Damit liegt eine inakzeptable Gefährdung durch Eiswurf oder Eisfall nur vor, wenn der so definierte Grenzwert überschritten wird.

Um hier eine konservative Vorgehensweise zu gewährleisten, werden folgende Annahmen getroffen:

- Ein Eisstück, das eine ungeschützte Person außerhalb eines Fahrzeuges oder Gebäudes im Bereich des Kopfes trifft, führt immer zu einer schweren Verletzung oder zum Tode.
- Bis zu einer Geschwindigkeit von 50km/h kann angenommen werden, dass eine Person innerhalb eines Fahrzeuges vor direkten tödlichen Treffern durch Eisstücke geschützt ist. Oberhalb von 50km/h kann es neben einem direkten tödlichen Treffer auch zu einem schweren Unfall mit tödlichem Ausgang kommen, wenn ein Eisstück auf das Fahrzeug oder dicht vor dem Fahrzeug aufschlägt. Das Risiko für einen solchen Unfall steigt überproportional mit der Fahrzeuggeschwindigkeit. Die durchschnittliche Anzahl von Personen in einem Kraftfahrzeug ist statistisch erfasst /1.6/, so dass sich hieraus eine Anzahl betroffener Personen ableiten lässt.



Mit dem Ausschluss leichter Verletzungen sowie der fehlenden Unterscheidung zwischen schweren und tödlichen Verletzungen wird hier ein konservativer Ansatz gewählt. Eine weitere Differenzierung gestaltet sich an dieser Stelle sehr schwierig und lässt sich statistisch zurzeit nicht ausreichend absichern.

2.3.2 Grenzwerte kollektives Risiko

Bei der Bewertung von Schutzobjekten, bei denen sich eine größere Anzahl von Personen in der Nähe der WEA aufhält, wie es typischerweise bei Verkehrswegen der Fall ist, ist gemäß /2.1/ das daraus resultierende Kollektivrisiko zu bewerten. Entsprechende Grenzwerte für das Kollektivrisiko werden in /2.1/ definiert. Diese liegen für das Kollektivrisiko zwei Größenordnungen oberhalb des MEM-Kriteriums /2.1/ und somit bei $1 \cdot 10^{-3}$ Todesfällen pro Jahr.

Gemäß /2.1/ kann für das Risiko im Straßenverkehr der Grenzwert für das kollektive Risiko basierend auf vorliegenden Unfallstatistiken ermittelt werden. Diese Vorgehensweise findet Anwendung für Straßen des Fernverkehrs und angeschlossene Straßen, die dem Durchgangsverkehr dienen. Dies sind in Deutschland die Bundesautobahnen, die Bundesstraßen und die Landesstraßen.

Das aktuelle Risiko ist dabei auf Basis der Todesfälle und der Schwerverletzten im Straßenverkehr zu ermitteln. Entsprechend der grundsätzlichen Idee des MEM-Kriteriums wird auch hier gefordert, dass ein bestehendes Risiko nicht nennenswert erhöht werden darf. Der anzusetzende Grenzwert für eine inakzeptable Gefährdung durch Eiswurf oder Eisfall wird daher eine Größenordnung niedriger gewählt als das bestehende Risiko /2.1/.

Mit /1.3/ liegen entsprechende Unfallzahlen für Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse, Ortslage und Unfallfolge vor. Tabelle 2.3.2.1 listet die entsprechenden absoluten Unfallzahlen pro Jahr für die betreffenden Straßengruppen.

Tabelle 2.3.2.1: Verunglückte Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse pro Jahr /1.3/.

Straßenklasse	Getötete	Schwerverletzte
Bundesautobahn	344	5673
Bundesstraße (außerorts)	640	7742
Landesstraße (außerorts)	646	9210

In Verbindung mit der Inlandsfahrleistung auf den verschiedenen Straßenklassen lassen sich daraus die bestehenden Risiken bezogen auf die gefahrene Strecke bestimmen. Damit ist es möglich abhängig von der Verkehrsdichte straßenspezifische Risikowerte festzulegen. Die Streckenlänge ist dabei so festzulegen, dass jeweils nur



eine WEA zur Gefährdung beitragen kann, um auch hier zu gewährleisten, dass das von jeder WEA ausgehende Risiko unabhängig bewertet werden kann. Werden die Risikogrenzwerte standortspezifisch bestimmt, so sind sie in Kapitel 3 dargestellt. Für alle anderen Straßenklassen kann der oben definierte Grenzwert für das Kollektivrisiko von $1 \cdot 10^{-3}$ zugrunde gelegt werden.

2.3.3 Risikobewertung

Im Folgenden wird in allen Fällen das individuelle Risiko und das kollektive Risiko ermittelt. Anschließend wird in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen das individuelle oder kollektive Risiko für eine Bewertung zugrunde gelegt. In Anlehnung an /2.1/ kann dabei folgende Aufteilung verwendet werden:

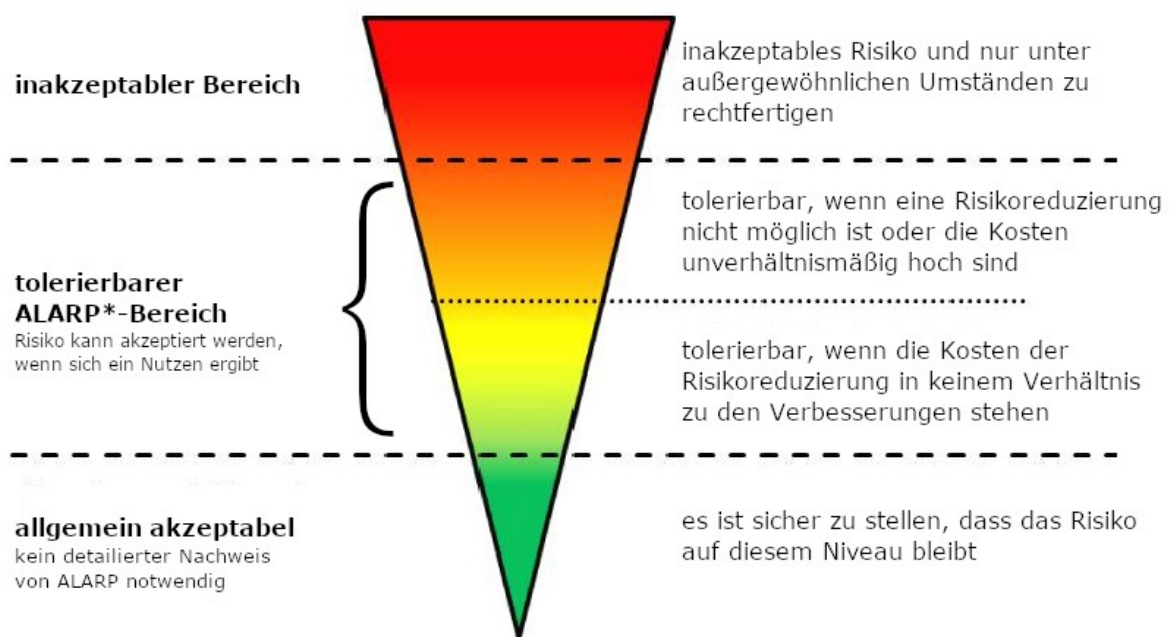
- Individuelles Risiko:
 - land- und forstwirtschaftlich genutzte Wege, Wanderwege, Fahrradwege und Straßen mit geringer Verkehrsdichte,
 - Objekte wie Scheunen, Hütten etc., die regelmäßig durch den Besitzer oder durch einen kleinen Personenkreis genutzt werden.
- Kollektives Risiko:
 - stark genutzte Gemeindestraßen, Kreisstraßen, Landesstraßen, Bundesstraßen und Autobahnen,
 - Objekte, die von generellem Interesse für die Öffentlichkeit sind und entsprechend durch eine größere Personengruppe genutzt werden (öffentliche Parkplätze, Industrieanlagen etc.).

Für die Bewertung des kollektiven Risikos sind dabei die Risiken aller zu betrachtenden Personengruppen zu addieren. Für die Bewertung des individuellen Risikos ist das sogenannte kritische Individuum maßgeblich, das aufgrund seiner Nutzung der Schutzobjekte dem höchsten Risiko ausgesetzt ist. Das individuelle Risiko ist im Gegensatz zum kollektiven Risiko daher nicht von der Gesamtanzahl der Personen abhängig, die die Schutzobjekte frequentieren. Auf kleineren Wegen, auf denen nur eine geringe Fahrgeschwindigkeit von Kfz zu unterstellen ist, ist das kritische Individuum z.B. in der Regel der ungeschützte Fußgänger oder Radfahrer.

Das individuelle Risiko ist in der Regel für stark genutzte überregionale Verkehrswege nicht maßgeblich. Eine Ausnahme bilden hier die überregionalen Bahnstrecken, da hier nur wenige individuelle Personen, nämlich die Lokführer, gefährdet sind. Da es nicht praktikabel oder nicht möglich ist, das individuelle Risiko entlang einer gesamten Bahnstrecke zu bewerten, werden in diesem Fall die Grenzwerte für das individuelle Risiko um den Faktor zehn erniedrigt.

Entsprechend dem Vorgehen der UK Health and Safety Executive (HSE) /1.9/ werden in /2.1/ unterhalb des inakzeptablen Bereiches weitere Risikobereiche definiert, die unterschiedliche Maßnahmen erfordern.

Das MEM-Kriterium definiert für das individuelle Risiko dabei die Obergrenze des sogenannten ALARP-Bereichs (As Low As Reasonably Practicable, s. Abbildung 2.3.3.1). Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht akzeptabel.



*: ALARP: as low as reasonably practicable
Risiko so niedrig, wie vernünftigerweise möglich

Abbildung 2.3.3.1: ALARP-Prinzip nach /1.9/. Die Grenze zum roten inakzeptablen Bereich wird für das individuelle Risiko durch das MEM-Kriterium /2.3/ definiert.

Darunter folgt der ALARP-Bereich, welcher sich über zwei Größenordnungen der Risikowerte erstreckt. Die untere Grenze des ALARP-Bereichs liegt damit bei einem Hundertstel der oberen Grenze des ALARP-Bereichs.

Liegt das Risiko im oberen ALARP-Bereich, sollen Maßnahmen in Betracht gezogen werden, um das Risiko weiter zu reduzieren. Die Maßnahmen sollten sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Liegt das Risiko im unteren ALARP-Bereich, sind Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos in der Regel nicht erforderlich. Im Rahmen des Gutachtens werden entspre-



chend nur im Einzelfall Maßnahmen vorgeschlagen.

Liegt das Risiko mehr als einen Faktor 100 unterhalb des MEM-Kriteriums, ist es ohne weitere Maßnahmen allgemein akzeptabel. Die Grenze zwischen dem ALARP-Bereich und dem allgemein akzeptablen Risiko liegt für das individuelle Risiko bei einer Sterbehäufigkeit von 10^{-7} pro Person und Jahr (einmal in 10 Millionen Jahren). Dies entspricht etwa dem Risiko durch Blitzschlag zu sterben /1.11/.

Dieser grüne Bereich erstreckt sich sinnvollerweise ebenfalls über eine Größenordnung der Risikowerte, da Risikowerte, die mehr als einen Faktor 1000 unterhalb des hier definierten Grenzwertes für das individuelle Risiko liegen, sich jenseits fast aller bekannten Risiken befinden. Entsprechend kann die Abbildung 2.3.3.1 nach unten um einen blauen Bereich erweitert werden, in dem das Risiko vernachlässigbar ist. Der einzige bekannte Wert für das individuelle Risiko, der sich nach /1.11/ noch diesem Bereich zuordnen lässt, ist die Sterbehäufigkeit durch einen Meteoriteneinschlag (siehe auch Abbildung 2.3.3.2).

Bei der Bewertung der individuellen und kollektiven Risiken wird entsprechend zwischen den fünf in Tabelle 2.3.3.1 aufgeführten Bereichen unterschieden.

Da Sachschäden hier in ihrer Schwere gegenüber Personenschäden vernachlässigbar sind, werden diese in der Regel nicht weiter bewertet und in den Detailergebnissen im Anhang nicht dargestellt.

Tabelle 2.3.3.1: Risikobereiche für das individuelle und kollektive Risiko nach /2.1/ erweitert um einen Bereich für vernachlässigbares Risiko.

Individuelles Risiko (Sterbehäufigkeit pro Person und Jahr)	Kollektives Risiko (Sterbehäufigkeit pro Jahr)	Bewertung	
$> 10^{-5}$	$> 10^{-3}$ oder standortspezifisch	Roter Bereich: Risiko inakzeptabel - Maßnahmen sind einzuleiten und deren Nutzen nachzuweisen	
10^{-6} bis 10^{-5}	10^{-4} bis 10^{-3} oder standortspezifisch	Oranger Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen	
10^{-7} bis 10^{-6}	10^{-5} bis 10^{-4} oder standortspezifisch	Gelber Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich	
10^{-8} bis 10^{-7}	10^{-6} bis 10^{-5} oder standortspezifisch	Grüner Bereich: Risiko allgemein akzeptabel	
$< 10^{-8}$	$< 10^{-6}$ oder standortspezifisch	Blauer Bereich: Risiko vernachlässigbar	



Abbildung 2.3.3.2 veranschaulicht die Risikobereiche für das individuelle Risiko noch einmal, indem für die einzelnen Risikobereiche Beispiele für Tätigkeiten und Gefahren genannt werden. Zusätzlich wird in Abbildung 2.3.3.2 auch die jährliche Fahrleistung in Kilometern aufgeführt, bei der man als Kraftfahrer im deutschen Straßenverkehr die jeweiligen Grenzwerte zwischen den Risikobereichen überschreitet. Man erkennt, dass bereits ab einer sehr geringen Fahrleistung von 3000km pro Jahr der hier definierte inakzeptable Bereich erreicht wird. Da sehr viele Tätigkeiten mit ihrem Risiko in den inakzeptablen Bereich fallen, wurde dieser in Abbildung 2.3.3.2 noch weiter untergliedert.

Farbe	Sterberisiko pro Person pro Jahr	Symbol / Bezeichnung	Beispiele für Sterberisiken	
			Kfz im Straßenverkehr (Fahrleistung pro Jahr) /1.6/	Andere Beispiele /1.11/
Inakzeptabel (rot)	10^{-3}	- inakzeptabel	300.000 km	Bergsteigen
	10^{-4}			Hausarbeit
Tolerierbar (orange)	10^{-5}	+ tolerierbar	3.000 km	Arbeitsunfall
	10^{-6}			Gebäudebrand
Allgemein akzeptabel (gelb)	10^{-7}	++ tolerierbar	300 km	Blitzschlag
	10^{-8}			Erdbeben
Vernachlässigbar (blau)	10^{-8}	≈ 0 vernachlässigbar	3 km	Meteorit

Abbildung 2.3.3.2: Risikobereiche und Beispiele für das individuelle Sterberisiko.

2.3.4 Risikomindernde Maßnahmen

Liegt das Risiko im inakzeptablen roten Bereich, ist ein Nachweis erforderlich, dass das Risiko durch geeignete Maßnahmen in den ALARP-Bereich verschoben werden



kann. Gemäß /2.1/ kommen insbesondere folgende Maßnahmen in Frage, um das Risiko in den ALARP-Bereich zu verschieben:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung,
- Wahl eines kleineren WEA-Typs,
- Verschiebung der WEA,
- Verlegung des betroffenen Schutzobjektes.

In allen Fällen ist durch eine erneute Berechnung nachzuweisen, dass das Risiko anschließend nicht mehr im roten inakzeptablen Bereich liegt /2.1/.

Liegt das Risiko im oberen orangen ALARP-Bereich sind etablierte risikomindernde Maßnahmen umzusetzen. Zu den empfohlenen Maßnahmen zählen:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung, wenn dies aufgrund der Lage der Schutzobjekte möglich und sinnvoll ist,
- Einsatz einer funktionssicheren Eiserkennung,
- Warnschilder,
- Warnleuchten, die mit dem Eiserkennungssystem der WEA gekoppelt sind,
- Physische Barrieren wie Schranken sofern dies vor Ort umgesetzt werden kann.

Die Auswahl der Maßnahmen sollte sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Auf Freiflächen mit kontrolliertem und beschränktem Zutritt wie z.B. einem Betriebsgelände kann das Risiko auch durch Aufenthaltsbeschränkungen oder das Tragen eines Schutzhelmes reduziert werden. Bei der Quantifizierung dieser Maßnahmen kann gemäß /1.10/ davon ausgegangen werden, dass das Tragen eines Schutzhelmes mit einem Chancenverhältnis (odds ratio) für schwere und tödliche Kopfverletzungen von etwa $\frac{1}{3}$ verbunden ist.

Bei einer Fixierung der Azimut-Position wird die WEA nach einer Abschaltung durch die Eiserkennung in eine fixe Azimut-Position gefahren. Damit kann die Trefferhäufigkeit von Eisstücken auf die Schutzobjekte verringert werden, indem im Falle eines Verkehrsweges z.B. der Rotor parallel zum Fahrbahnrand ausgerichtet wird. Die Azimut-Position wird dabei definiert über den Azimutwinkel zwischen geografisch Nord und der Achsenrichtung der WEA.

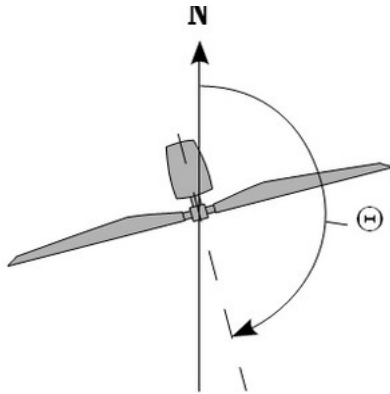


Abbildung 2.3.4.1: Definition des Azimutwinkels θ .

Beim Einsatz von Warnschildern kann z.B. das von der IEA empfohlene Warnschilddesign verwendet werden. Dieses lässt sich auch um Hinweise zu Warnleuchten ergänzen.



Allgemeines Warnschild.

Allgemeines Warnschild mit Zusatzhinweis.

Abbildung 2.3.4.2: Warnschildbeispiele nach /2.1/.

2.3.5 Addition von Risiken

Entlang von Verkehrswegen kann in der Regel nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne oder alle Personen mehrere WEA passieren und damit einer Summe von Risiken ausgesetzt sind.



Dies spielt für den überregionalen Verkehr keine Rolle, da hier mit Grenzwerten verglichen wird, die auf die gefahrene Strecke bezogen sind (siehe Kapitel 2.3.2).

WEA an Autobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen können daher stets einzeln betrachtet werden. Hier sind benachbarte WEA nur dann von Interesse, wenn sich die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA und einer benachbarten WEA überlappen.

Bei der Bewertung von Verkehrswegen des regionalen bzw. des Nahverkehrs werden die akzeptierten Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko herangezogen. Für Kreisstraßen, Gemeindestraßen und sonstige Verkehrswege ist daher zu prüfen, ob die übliche Nutzung dazu führt, dass die Gefährdungsbereiche mehrerer WEA passiert werden. Diese Betrachtung kann aufgrund des regionalen Charakters dieser Verkehrswege dabei auf den zu betrachtenden Windpark beschränkt werden.

In einem verzweigten Verkehrswegenetz innerhalb eines Windparks gibt es eine Vielzahl von Routen, die nicht alle betrachtet werden können. Es ist hier ausreichend eine repräsentative Route zu wählen, die eine konservative Bewertung gewährleistet.

In der Praxis kann für Verkehrswege des regionalen bzw. des Nahverkehrs folgendermaßen vorgegangen werden:

- Im ersten Schritt werden die Risiken ausgehend von jeder einzelnen WEA und bezogen auf die verschiedenen Schutzobjekte ermittelt. Wenn einzelne Risiken hier bereits im oberen ALARP-Bereich liegen, werden die entsprechenden Maßnahmen abgeleitet (siehe auch Kapitel 5).
- Im zweiten Schritt wird eine repräsentative Route festgelegt und hierfür das Risiko ermittelt und bewertet. Eventuell sind hieraus weitere risikomindernde Maßnahmen abzuleiten.
- Auf den zweiten Schritt kann verzichtet werden, wenn die Summe der Risiken über alle WEA die jeweils anzusetzenden Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko nicht übersteigen.
- Auf den zweiten Schritt kann ebenfalls verzichtet werden, wenn die Risiken der geplanten WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte jeweils im allgemein akzeptablen Bereich liegen, da der Beitrag zum Gesamtrisiko entlang eines repräsentativen Weges dann vernachlässigbar ist. Liegen die Risiken der geplanten WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte im unteren ALARP-Bereich, ist im Einzelfall zu prüfen, ob der Beitrag zum Gesamtrisiko als nicht signifikant eingestuft werden kann.



2.4 Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken

Für die Berechnung der Flugbahnen der Eisstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Eisstücke die Lage des Eisstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt.

Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation werden dabei folgende Größen zufällig im Rahmen der am Standort zu erwartenden Wahrscheinlichkeitsverteilung variiert:

- Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,
- Windrichtung,
- Position des Eisstückes auf dem Blatt,
- Geometrie und Dichte des Eisstückes,
- Drehzahl und Stellung des Rotors im Moment der Ablösung des Eisstückes.

Für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden Daten aus /1.5/ berücksichtigt. Eine eventuell vorhandene Schutzwirkung durch Bewuchs oder Gebäude wird dabei vernachlässigt.

Das Berechnungsmodell wurde im Rahmen der Entwicklung der IEA Recommendations /2.1/ anhand von Messkampagnen in realen Windparks validiert.

2.5 Vereisungshäufigkeiten

Datengrundlage für die Bewertung der Vereisungshäufigkeit bildet die Vereisungskarte des Deutschen Wetterdienstes /1.8/. Für die Bestimmung der Häufigkeit atmosphärischer Vereisung wurden hierzu in /1.8/ verschiedene Wetter-Meldungen ausgewertet:

- Allgemeine Wetterereignisse:
 - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Regen,
 - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Sprühregen,
 - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen,
 - Eiskörner (gefrorene Regentropfen),
 - Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen $\leq 0^\circ$ Celsius:
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Sprühregen,
 - leichter, mäßiger oder starker Sprühregen mit Regen,



- durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Regen,
- Nebel oder Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen $> 0^{\circ}$ Celsius:
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Schneefall,
 - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen- oder Schneeschauer,
- Wetterereignisse der letzten Stunde aber nicht zur Beobachtungszeit:
 - Schneefall,
 - Schneeregen oder Eiskörner,
 - gefrierender Regen,
 - Schneeschauer bei Temperaturen $> 0^{\circ}$ Celsius,
 - Nebel bei Temperaturen $\leq 0^{\circ}$ Celsius.

Damit werden eine Vielzahl von Ereignissen erfasst, die nicht in allen Fällen zu einer signifikanten Vereisung bzw. in einigen Fällen zu keiner Vereisung der WEA führen. Gleichzeitig beziehen sich die Meldungen auf Beobachterhöhe und nicht auf die Nabenhöhe der WEA. Es wurden daher Vergleiche mit verschiedenen Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes durchgeführt. Hierzu wurden langjährige (30 Jahre) Messreihen zum Tagesmittel der relativen Luftfeuchte und der Lufttemperatur ausgewertet, um die Vereisungshäufigkeit auf Nabenhöhe zu bestimmen. Der Vergleich zeigt, dass die in /1.8/ auf Beobachterhöhe ermittelten Vereisungshäufigkeiten konservativere Ergebnisse liefern. Eine Umrechnung auf Nabenhöhe der WEA ist daher unter Berücksichtigung der in /1.8/ betrachteten Ereignisse nicht erforderlich.

Gemäß /1.8/ sind für Standorte in großen Höhen besondere Betrachtungen erforderlich, wenn diese besonders exponiert oder besonders geschützt liegen. Entsprechende Orte wurden in /1.8/ daher gefiltert. Die niedrigste betroffene Höhe liegt bei ca. 700m üNN, so dass das hier verwendete Verfahren im Folgenden für Orte bis zu einer Höhe von 700m üNN ohne Korrekturen angewendet wird. In diesem Höhenbereich weist die in /1.8/ verwendete exponentielle Regression eine gute Annäherung an die Daten auf und wird daher hier verwendet. Abbildung 2.5.1 zeigt die hierauf beruhende Vereisungskarte für Deutschland.

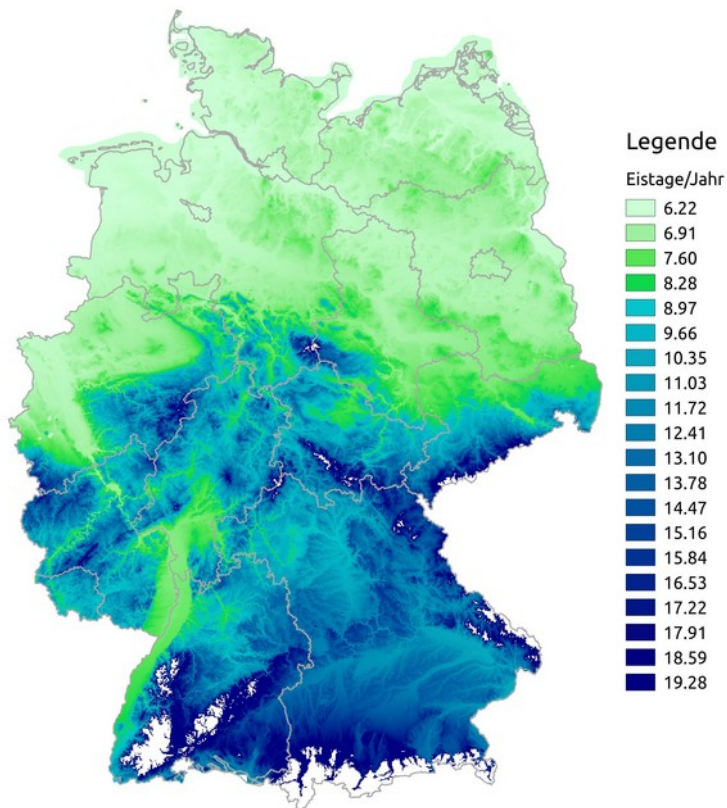


Abbildung 2.5.1: Eistage pro Jahr basierend auf /1.8/ für Höhen bis 700m üNN.

2.6 Gültigkeit der Ergebnisse

Die für die Risikobewertung erforderliche Häufigkeitsverteilung von Eisstücken in der Umgebung der WEA hängt von mehreren Faktoren ab. Dies sind neben den WEA-Daten (Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Nennleistung, Betriebsweise der WEA sowie Vorhandensein und Art des Eiserkennungssystems), die Windbedingungen (Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, sektorielle Weibull-Parameter der Windgeschwindigkeitsverteilung) und die Vereisungsbedingungen am Standort. Mit letzterem sind neben der Anzahl der Vereisungstage auch die zu erwartende Eismasse auf dem Rotorblatt sowie die Massen- und Formverteilung der sich lösenden Eisstücke gemeint. Weiterhin ist die Risikobewertung abhängig von der Aufenthaltshäufigkeit und dem Bewegungsmuster von Personen im Umfeld der WEA.

Jede Änderung dieser Randbedingungen erfordert daher eine Neubewertung des Risikos.

Für alle Parameter, die einen Einfluss auf die Auftreffpunkte der Eisstücke haben, lassen sich keine pauschalen konservativen Werte festlegen /2.1/. Dies bedeutet



insbesondere, dass eine Reduzierung der Nabhöhe nicht automatisch zu einer Reduzierung des Risikos führt. Auch sind die Ergebnisse eines Risikos durch Eiswurf nicht unbedingt abdeckend für das Risiko durch Eisfall von derselben WEA am selben Standort.

2.7 Systeme zur Prävention und Enteisung

Zurzeit liegen keine gesicherten Erkenntnisse vor, wie die Verteilung von Eisstückgrößen oder deren Dichte durch eine Rotorblattenteisung im Einzelfall beeinflusst wird. Nach derzeitigem Kenntnisstand führt der Einsatz einer Rotorblattenteisung wie zum Beispiel einer Rotorblattheizung dazu, dass die Größe der Eisstücke beim Eisfall sinkt, gleichzeitig aber die Anzahl der Eisstücke deutlich zunehmen kann.

Da zu den einzelnen Systemen keine spezifischen Untersuchungen vorliegen, wie sich die Rotorblattenteisung auf das Eisfallrisiko auswirkt, ist eine genau Quantifizierung im Rahmen der Berechnungen zurzeit nicht möglich. Der Einfluss dieser Systeme wird entsprechend in den Berechnungen nicht berücksichtigt.












Im Allgemeinen kann aber davon ausgegangen werden, dass die Berechnungen für Eisfall den Einsatz einer Rotorblattenteisung im Trudelbetrieb bzw. bei Stillstand der WEA abdecken und ihr Einsatz zulässig ist.



2.8 Verwendete Begriffe und Symbole

Es ergeben sich folgende Begriffe und Symbole, die im Zusammenhang mit WEA im Gutachten verwendet werden:

Tabelle 2.8.1: Erläuterung der verwendeten Begriffe und Symbole.

Erläuterung der Begriffe		
	„geplante WEA“	WEA, deren Risiko im Rahmen des Gutachtens zu bewerten ist.
 	„benachbarte WEA“	Alle weiteren WEA, die vom Auftraggeber übermittelt wurden. Es ist dabei unerheblich, ob sich einzelne benachbarte WEA ebenfalls in Planung oder Bau befinden. Entscheidend ist die Windparkkonfiguration, die als Vorbelastung für die geplanten WEA zu unterstellen ist. Alle benachbarten WEA sind in Tabelle 3.3.1 aufgeführt.
	„Referenzpunkt der Winddaten“	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.
Farbliche Zuordnung der Symbole		
	Zu bewertende WEA: geplante WEA, deren Risiko bewertet wird.	
	Zu berücksichtigende WEA: Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA Einfluss auf das Risiko im Gefährdungsbereich der zu bewertenden WEA () nehmen bzw. aufgrund der Nutzung der Schutzobjekte innerhalb des Windparks potentiell zu berücksichtigen sind.	
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA und ihrer Lage im Windpark nicht bei der Bewertung des Risikos der zu bewertenden WEA () zu berücksichtigen sind. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in Abbildung 3.3.1 dargestellt.	
	Referenzpunkte der Winddaten.	
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.	



3 Eingangsdaten

3.1 Ausgangssituation

Am Standort Georgshof III (Niedersachsen) plant der Auftraggeber die Errichtung von vier Windenergieanlagen (WEA 30 - 33). Der Bauherr Herr Theo Verweyen plant die Errichtung einer weiteren Windenergieanlage (WEA 34).

Am Standort befinden sich 28 weitere benachbarte WEA.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration und die Schutzobjekte sind in Tabelle 3.3.1 bzw. Abbildung 3.3.1 dargestellt.

In der Umgebung befinden sich der Arler Weg und die zwei Höfe Georgshof und Hof Goldenstein, welche im Rahmen dieser Untersuchung in Abstimmung mit dem Auftraggeber als Schutzobjekte definiert wurden (siehe Abbildung 3.3.1). Die im Norden befindliche Bahnverbindung zwischen Norden und Dornum wird laut /3.2/ nur in den Sommermonaten durch eine Museumsbahn befahren. Eine Betrachtung kann daher entfallen.

Im Folgenden wird eine Risikoanalyse der WEA 30 - 34 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall durchgeführt.

3.2 Winddaten am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden /3.1/ entnommen. Datengrundlage zur Abschätzung des Windpotentials am Standort Georgshof III bilden die Daten des anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 3km und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Der Referenzzeitraum deckt 20 Jahre von 2003 – 2022 ab /3.1/.

Entsprechend den Empfehlungen aus /2.1/ wurden die Daten für Perioden gefiltert, bei denen Eiswurf oder Eisfall potentiell auftreten kann. Die gefilterten Daten sind in Tabelle 3.2.1 aufgetragen und werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung bei potentiellen Vereisungsbedingungen am Standort Georgshof III vorausgesetzt.

Die Parameter der Weibull-Verteilung werden genutzt, um die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen auf die jeweiligen Windgeschwindigkeiten umzurechnen. Die Weibull-Parameter werden dabei soweit notwendig auf die jeweilige Nabenhöhe der WEA umgerechnet.



Tabelle 3.2.1: Winddaten am Standort (*f*: Häufigkeit der Windrichtung; *A* und *k*: Skalen- und Formparameter der Weibull-Verteilung).

Wind-Datensatz Nr.	Parameter	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)	
														Höhe über Grund [m]	
1	A [m/s]	6.66	6.93	7.66	8.06	8.12	7.86	7.43	8.50	7.86	5.86	6.50	5.92	Höhe über Grund [m]	111
	k [-]	2.476	2.212	3.056	2.943	3.742	3.128	3.176	3.168	3.317	2.089	2.219	1.827	Ost	32395426
	f (100%=1)	0.041	0.064	0.106	0.163	0.142	0.098	0.098	0.137	0.066	0.029	0.029	0.028	Nord	5944108










3.3 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

Tabelle 3.3.1: Windparkkonfiguration.

	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (GK PD Bessel)		Wind-Datensatz Nr.
							Rechts	Hoch	
	1	425	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2595853	5945316	---
	2	516	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2595173	5945132	---
	3	517	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2595132	5944724	---
	4	612	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2594720	5945289	---
	5	613	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2594718	5944706	---
	6	615	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2594842	5944477	---
	7	708	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2593535	5944595	---
	8	EA049	ENERCON E-66/15.66	1.50	67.00	66.00	2593982	5943921	---



	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (GK PD Bessel)		Wind- Datensatz Nr.
							Rechts	Hoch	
	9	EA052	ENERCON E-66/15.66	1.50	67.00	66.00	2593768	5943971	---
	11	EA098	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2592741	5945447	---
	12	EA108	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2592622	5945809	---
	13	410	ENERCON E-101	3.05	135.00	101.00	2596156	5945332	---
	14	520	ENERCON E-70 E4	2.30	113.00	71.00	2595100	5944514	---
	15	630	ENERCON E-92	2.35	138.00	92.00	2594925	5944907	---
	16	706	ENERCON E-70 E4	2.30	85.00	71.00	2593520	5944845	---
	17	420	ENERCON E-101	3.05	135.00	101.00	2596060	5945016	---
	18	M03	ENERCON E-101	3.05	135.00	101.00	2593780	5944296	---
	19	M04	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2593972	5944555	---
	20	M02	ENERCON E-82 E2	2.30	108.00	82.00	2593226	5944185	---
	21	M06	ENERCON E-82 E2	2.30	108.00	82.00	2593503	5943972	----
	22	703	ENERCON E-70 E4	2.30	64.00	71.00	2593037	5945339	---
	23	Georgshof I. WEA 40117	ENERCON E-40 5.40	0.50	50.00	40.30	2593640	5945697	---
	24	Georgshof I. WEA 40118	ENERCON E-40 5.40	0.50	50.00	40.30	2593698	5945492	---
	25	Georgshof I. WEA 40120	ENERCON E-40 5.40	0.50	50.00	40.30	2593814	5945072	---

	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (GK PD Bessel)		Wind- Datensatz Nr.
							Rechts	Hoch	
	26	Georgshof II. WEA 1011414	ENERCON E-101	3.05	135.00	101.00	2593961	5945561	---
	27	Georgshof II. WEA 1011415	ENERCON E-101	3.05	135.00	101.00	2593904	5945261	---
	28	Georgshof II. WEA 1011416	ENERCON E-101	3.05	135.00	101.00	2593914	5944959	---
	29	Georgshof II. WEA 1011417	ENERCON E-101	3.05	135.00	101.00	2594242	5945123	---
	30	Georgshof III. WEA 01	ENERCON E-138 EP3 E3	4.20	111.00	138.25	2593479	5946172	1
	31	Georgshof III. WEA 02	ENERCON E-138 EP3 E3	4.20	111.00	138.25	2593615	5945915	1
	32	Georgshof III. WEA 03	ENERCON E-138 EP3 E3	4.20	111.00	138.25	2594114	5945851	1
	33	Georgshof III. WEA 04	ENERCON E-138 EP3 E3	4.20	111.00	138.25	2594240	5945431	1
	34	WEA Verweyen	ENERCON E-138 EP3 E3	4.20	111.00	138.25	2593933	5946136	1

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.3.1. Die WEA mit der laufenden Nummer 10 ist inaktiv.

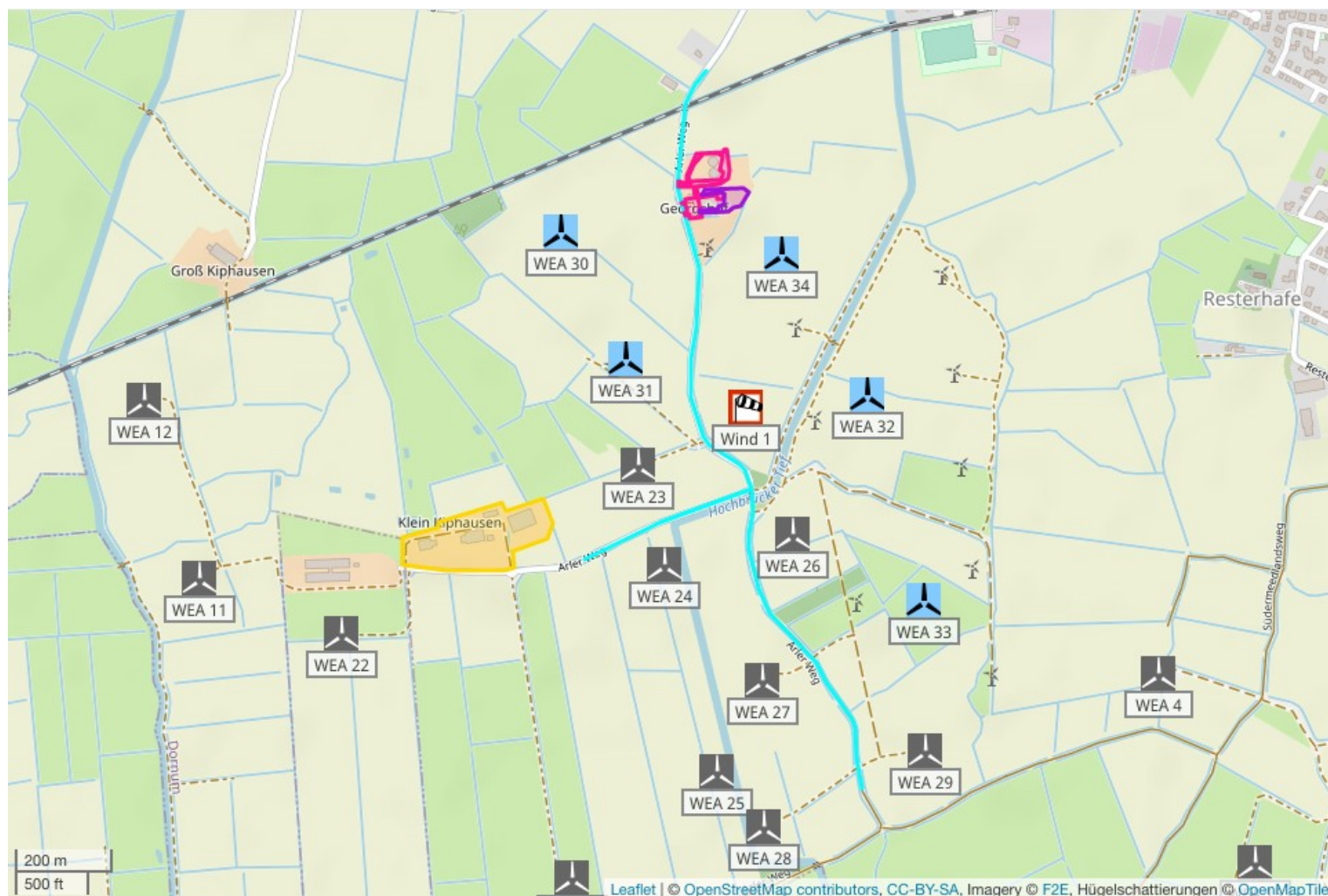







Abbildung 3.3.1:
 Lage des Standortes,
 Karte /1.4/.

-  zu bewertende WEA
-  zu berücksichtigende WEA
-  weitere WEA
-  Referenzpunkt der
-  Winddaten

Schutzobjekte:

- türkis: Arler Weg
- pink: Georgshof – Aufenthaltsbereich 1
- lila: Georgshof – Aufenthaltsbereich 2
- gelb: Hof Goldenstein



3.4 Aufenthaltshäufigkeiten

Tabelle 3.4.1: In den Auswertungen berücksichtigtes Verkehrs- und Personenaufkommen auf den Schutzobjekten im Bereich der WEA.

Verkehrswege								
Schutzobjekt	Verkehrsaufkommen			Personenaufkommen				Kritisches Individuum
	Kfz/Tag	km/h	Individuelle Nutzungshäufigkeit	Personen/ Tag		Individuelle Nutzungshäufigkeit		
				Radfahrer	Fußgänger	Radfahrer	Fußgänger	
Arler Weg	---*	<50*	---	---**	---**	zweimal täglich	einmal täglich	Fußgänger
Freiflächen								
Schutzobjekt	Personenaufkommen							
	Personen/ Tag	Szenario für individuelle Nutzungshäufigkeit durch das kritische Individuum						
Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	---**	1.5h täglich ungeschützter Aufenthalt im Freien /3.3/						
Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	---**	2h täglich ungeschützter Aufenthalt im Freien /3.3/						

---* Bis zu einer Fahrzeuggeschwindigkeit von 50km/h kann das Risiko für Personen innerhalb des Fahrzeuges vernachlässigt werden (siehe Kapitel 2.3.1).

---** Bei Schutzobjekten, die gemäß Kapitel 2.3.3 dem individuellen Risiko zuzuordnen sind, ist für die Risikoabschätzung nur die eine individuelle Person mit der auf der individuellen Nutzungshäufigkeit basierenden größten Gefährdung maßgeblich (kritisches Individuum). Weitere Angaben zur Anzahl der Personen pro Tag können daher entfallen.

* Aufgrund von Wegbeschaffenheit und -verlauf im standortspezifischen Gefährdungsbereich angenommen.



Tabelle 3.4.1 enthält alle Angaben zum Verkehrs- und Personenaufkommen, die in den nachfolgenden Risikobewertungen für die Verkehrswege berücksichtigt werden. Für Schutzobjekte, die sich nicht im standortspezifisch ermittelten Gefährdungsbereich der WEA befinden, sind Angaben zur Frequentierung nicht erforderlich. Für Fußgänger und Radfahrer werden die jeweiligen Geschwindigkeiten mit 5km/h bzw. 15km/h zugrunde gelegt. Für Schutzobjekte, für die nach Kapitel 2.3.3 das individuelle Risiko maßgeblich ist, wird ein kritisches Individuum ermittelt und in Tabelle 3.4.1 aufgeführt.

3.5 Vereisungsrelevante WEA-Systeme

3.5.1 WEA-interne Eiserkennungssysteme

Die WEA 30 - 34 sind mit dem ENERCON-Eiserkennungssystem nach dem Leistungskurvenverfahren /3.4/ ausgestattet. Über die optionale Parametrierung des Eiserkennungssystems können die WEA im Modus Eiswurf oder Eisfall betrieben werden.

Die Bewertung des Eiserkennungssystems nach dem Leistungskurvenverfahren ist nicht Bestandteil dieses Gutachtens wurde aber in /3.5/ vorgenommen. Gemäß /3.5/ entspricht das System dem Stand der Technik und viele Indizien sprechen dafür, dass eine Eisdicke erkannt wird, die geringer als die kritische Eisdicke ist. Erst ab einer kritischen Eisdicke besteht eine Gefahr für ungeschützte Personen /3.5/.

3.5.2 Optionale Eiserkennungssysteme

Die WEA 30 - 34 sind zusätzlich mit einem externen, zertifizierten Eiserkennungssystem der Firma Wölfel ausgestattet. Die Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren bleibt dabei weiterhin aktiv.

In /3.5/ wurde die Kompatibilität von IDD.Blade mit den ENERCON Betriebsführungs- und Sicherheitssystemen geprüft. Danach ist IDD.Blade als Eiserkennungssystem für Windenergieanlagen des Herstellers ENERCON geeignet.

Das System IDD.Blade zur Eiserkennung ist entsprechend der Richtlinie des Germanischen Lloyd für die Zertifizierung von Systemen zur Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen /3.6/ typgeprüft /3.7/.

3.5.3 Systeme zur Prävention und Enteisung

Die betrachteten WEA sind nicht mit einem System zur Enteisung (de-icing) oder einem System zur Reduzierung von Vereisung (anti-icing) ausgestattet.



3.5.4 Betriebsführungssystem

Nach einer Abschaltung durch das Eiserkennungssystem geht die WEA in einen definierten Zustand. Angaben zu Trudeldrehzahlen, Blattstellung und Windnachführung der WEA wurden gemäß /3.8/ umgesetzt.

3.6 Risikoreduzierende Maßnahmen

Die im Anhang A dargestellten Ergebnisse berücksichtigen keine risikoreduzierenden Maßnahmen.

4 Durchgeführte Untersuchungen

4.1 Standortbesichtigung

Eine Standortbesichtigung ist im Rahmen der Bewertung des Risikos durch Eiswurf oder Eisfall nicht durch ein Regelwerk vorgeschrieben oder geregelt. Eine Standortbesichtigung empfiehlt sich, wenn die Situation vor Ort nicht ausreichend bekannt ist.

Im Rahmen der Standortbesichtigung werden die potentiellen Schutzobjekte vor Ort dokumentiert und besichtigt. Es werden Informationen zur Beschaffenheit der Schutzobjekte, wie z.B. Straßenbelag, Geschwindigkeitsbeschränkungen und Fahrverboten bei Verkehrswegen aufgenommen.

Die Standortbesichtigung dient nicht zur Bestimmung der Aufenthaltshäufigkeit von Personen in oder auf Schutzobjekten, der Bestimmung der Frequentierung von Verkehrswegen, der Bestimmung der Klimatologie des Standortes oder der Verifizierung der Windparkkonfiguration.

Die Schutzobjekte vor Ort wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber festgelegt (siehe Kapitel 3.1). Aufgrund der vorhandenen Datenlage zu den Schutzobjekten wurde auf eine Standortbesichtigung verzichtet.

4.2 Vereisungsbedingungen am Standort

Die Vereisungshäufigkeit am Standort wurde entsprechend Kapitel 2.5 ermittelt.

Die Anzahl der insgesamt am Standort zu unterstellenden Eisstücke ergibt sich aus der Anzahl der Eisstücke pro Vereisungsereignis und der Anzahl der Vereisungstage.

Für die WEA ist konservativ davon auszugehen, dass es an allen Vereisungstagen zu einer vollständigen Vereisung der WEA kommt.



In Übereinstimmung mit /2.1/ kann die insgesamt zu berücksichtigende Eismasse abhängig von der Blattgeometrie anhand des Vereisungslastfalles der internationalen Richtlinie für WEA /2.4/ definiert werden. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Masse der Eisstücke lässt sich daraus eine Anzahl Eisstücke pro Vereisung ableiten.

Damit ergeben sich am Standort Georgshof III die in Tabelle 4.2.1 dargestellten Vereisungsbedingungen.

Tabelle 4.2.1: Vereisungsbedingungen am Standort Georgshof III .

Lfd. Nr. WEA	Vereisungs- häufigkeit [%]	Vereisungstage pro Jahr	Eisstücke pro Jahr pro WEA	
			Eisfall	Eiswurf
30 - 34	1.7	6.2	882	---

4.3 Ermittlung der potentiellen Gefährdungsbereiche

Für die zu bewertenden WEA sind die zu betrachtenden Schutzobjekte, die im potentiellen Gefährdungsbereich der WEA liegen, in Tabelle 4.3.1 aufgeführt.

Tabelle 4.3.1: Zu betrachtende Schutzobjekte.

Lfd.Nr. WEA	Potentieller Gefährdungsbereich	
	Radius [m]	Schutzobjekte im Bereich
30	373.9	Arler Weg
		Georgshof – Aufenthaltsbereich 1
		Georgshof – Aufenthaltsbereich 2
31		Arler Weg
		Georgshof – Aufenthaltsbereich 1
		Georgshof – Aufenthaltsbereich 2
		Hof Goldenstein
32		Arler Weg
33		Arler Weg
34	Arler Weg	
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	



Für WEA in deren potentielltem Gefährdungsbereich sich keine Schutzobjekte befinden, ist eine weitere Betrachtung im Rahmen der Risikobewertung nicht erforderlich.

Die potentiellen Gefährdungsbereiche der WEA vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser (siehe Kapitel 2.2) sind in Abbildung 4.3.1 dargestellt.

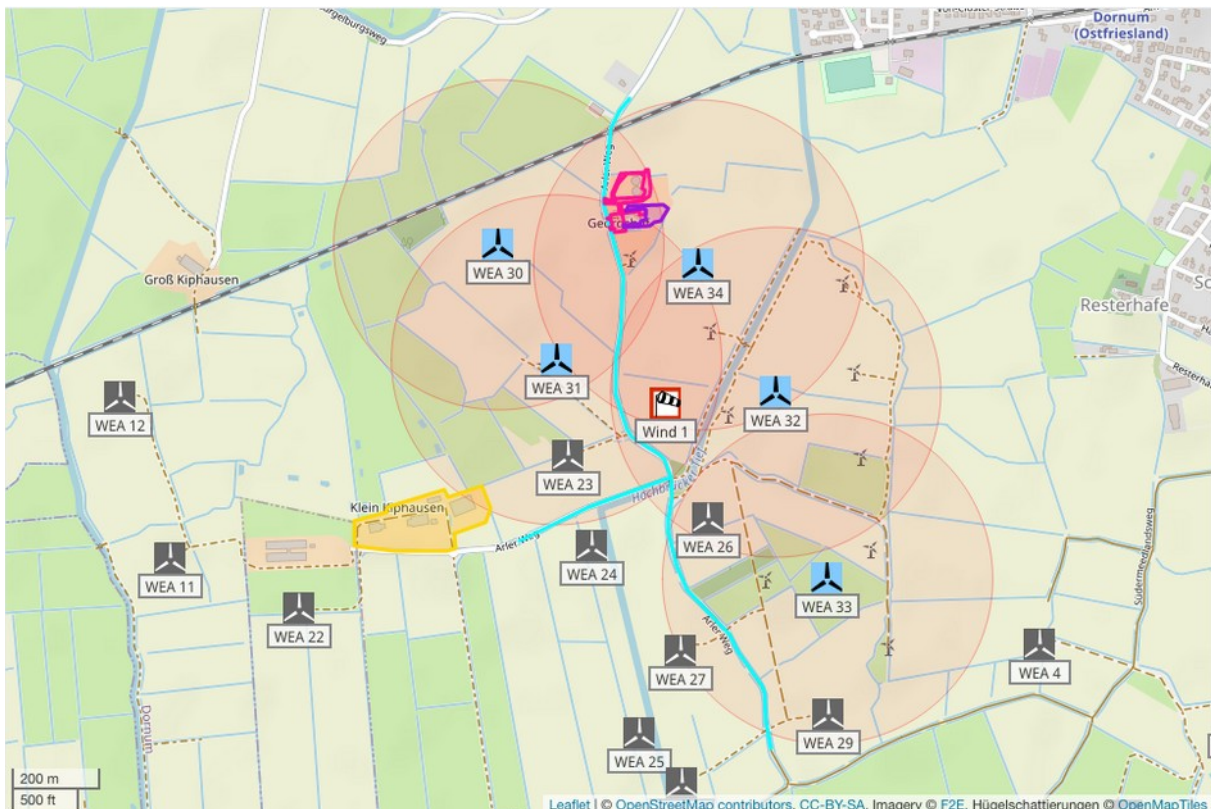


Abbildung 4.3.1: Potentielle Gefährdungsbereiche der WEA und Schutzobjekte am Standort Georgshof III (Karte /1.4/).

Wenn entlang eines Weges mit regionalem Charakter die Gefährdungsbereiche der geplanten und der benachbarten WEA passiert werden (siehe Kapitel 2.3.5), wird das Risiko der betreffenden benachbarten WEA entsprechend berücksichtigt.

4.4 Eiswurf

Aufgrund der vorhandenen Systeme zur Eiserkennung kann der Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz weitestgehend ausgeschlossen werden. Für diese WEA ist daher eine Gefährdung durch Eiswurf standortspezifisch nicht zu betrachten.



4.5 Eisfall

Entsprechend Kapitel 2.2 ist eine Gefährdung durch Eisfall für Personen in der Umgebung der WEA 30 - 34 standortspezifisch zu betrachten, auch wenn eines der in Kapitel 3.5 genannten Systeme zur Eiserkennung zu diesem Zweck genutzt wird.

Aus der in Kapitel 4.2 ermittelten Gesamtanzahl von Eisstücken, der Windgeschwindigkeitsverteilung gemäß Tabelle 3.2.1, der Geometrie und Betriebsweise der WEA sowie der Topografie am Standort, ergeben sich in der Umgebung einer WEA für jeden Punkt unterschiedliche Trefferhäufigkeiten von Eisstücken. Auf Basis dieser Trefferhäufigkeiten ist die spezifische Gefährdung von Personen abhängig von der Wegstrecke, die die Personen bzw. die mit Personen besetzten Fahrzeuge in der Umgebung der WEA nehmen, der Geschwindigkeit, mit der sie sich fortbewegen sowie der Häufigkeit, mit der ein bestimmter Weg genommen wird. Verkehrswege und andere Freiflächen bzw. Gebäude, die keinen Schutz gegen Eisstücke bieten, unterscheiden sich an dieser Stelle nur dahingehend, dass die Wegstrecke bei Verkehrswegen deutlich vorgegeben ist, während sie bei Freiflächen typischerweise durch eine allgemeine Aufenthaltshäufigkeit ersetzt wird.

Eine spezifische Gefährdung lässt sich daher nicht in Form einer Gefährdungskarte in der Umgebung einer WEA darstellen, da für jeden Punkt in der Umgebung einer WEA theoretisch unendlich viele Szenarien denkbar sind. Die Gefährdung ist daher stets in Bezug zu einem Schutzobjekt unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen zu ermitteln.

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, erfolgt die Bewertung des individuellen und kollektiven Risikos durch eine Einteilung in fünf Bereiche von inakzeptabel bis vernachlässigbar. Dabei werden Schutzobjekte, die in den Berechnungen nicht von Eisstücken getroffen werden, aber im potentiellen Gefährdungsbereich liegen, dem vernachlässigbaren Risiko zugeordnet. Damit ergeben sich bezogen auf die betrachteten WEA folgende Ergebnisse für das Szenario Eisfall.

Es ist in Tabelle 4.5.1 jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt (siehe Kapitel 2.3).

Sind gemäß Kapitel 2.3.5 Risiken verschiedener WEA zu addieren, wird die Bewertung der addierten Risiken in Tabelle 4.5.1 gesondert aufgeführt.



Tabelle 4.5.1: Bewertung der Gefährdung durch Eisfall am Standort Georgshof III.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
30	Arler Weg	---	vernachlässigbar*
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	---	vernachlässigbar*
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	---	vernachlässigbar*
31	Arler Weg	---	vernachlässigbar
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	---	vernachlässigbar*
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	---	vernachlässigbar*
	Hof Goldenstein	---	vernachlässigbar*
32	Arler Weg	---	vernachlässigbar*
33	Arler Weg	---	vernachlässigbar*
34	Arler Weg	---	vernachlässigbar
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	---	allgemein akzeptabel
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	---	tolerierbar – Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen

*: Die Ergebnisse zeigen, dass das Schutzobjekt in den Berechnungen nicht von Eisstücken der WEA getroffen wird.

Aufgrund der Einzelergebnisse der Risikobewertung und der Lage der benachbarten WEA kann auf eine weitere Betrachtung addierter Risiken verzichtet werden.

Details der zugrunde liegenden Berechnungen sind im Anhang A dargestellt.

5 Weitere Maßnahmen

Liegt das Risiko im inakzeptablen oder im oberen tolerierbaren ALARP-Bereich sind etablierte risikomindernde Maßnahmen umzusetzen (siehe Kapitel 2.3.4).

Die ermittelten Risiken liegen für die WEA 34 für das Schutzobjekt „Georgshof – Aufenthaltsbereich 2“ im oberen ALARP-Bereich.

Wir empfehlen eine Aufklärung der sich dort regelmäßig aufhaltenden Personen über die Gefahren von Eisfall und Eiswurf in der Umgebung von WEA.



Weiterhin empfehlen wir für die WEA 34 nach Abschaltung auf Grund von Eisansatz den Rotor der WEA so auszurichten, dass möglichst wenige Eisstücke die jeweiligen Schutzobjekte treffen und entsprechend den Vorgaben des Herstellers die Azimutposition des Rotors bis zur maximal möglichen Windgeschwindigkeit beizubehalten. Die erforderlichen Werte sind in Tabelle 5.1 dargestellt (zur Definition des Azimutwinkels siehe Abbildung 2.3.4.1).

Tabelle 5.1: Empfohlene Azimut-Positionen nach Abschaltung auf Grund von Eisansatz für den Rotor der WEA.

Lfd. Nr. WEA	Azimutwinkel bei Stillstand [°]
34	140

6 Zusammenfassung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall ausgehend von den stillstehenden (trudelnden) bzw. in Betrieb befindlichen WEA zu betrachten und zu bewerten.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Risikoanalyse der WEA 30 - 34 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall zusammengefasst.

Als Schutzobjekte wurden der Arler Weg und die zwei Höfe Georgshof und Hof Goldenstein in der Nachbarschaft der WEA definiert. Die im Norden befindliche Bahnverbindung zwischen Norden und Dornum wird laut /3.2/ nur in den Sommermonaten durch eine Museumsbahn befahren. Eine Betrachtung kann daher entfallen.

Die abschließende Bewertung des Risikos durch Eisfall und Eiswurf ist in Tabelle 6.1 für alle zu bewertenden und zu berücksichtigenden WEA aus Tabelle 3.3.1 bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt.

Maßnahmen, die in den Berechnungen berücksichtigt wurden und entsprechend für die getroffene Aussage unabdingbar sind, werden in der Tabelle 6.1 in den Randbedingungen dargestellt.

Maßnahmen, die zur Verringerung des Risikos umgesetzt werden sollten, werden in Tabelle 6.1 in der Spalte „Maßnahmen zur Risikoreduzierung“ aufgeführt. Eine genauere Erläuterung der Maßnahmen erfolgt in Kapitel 5.



Tabelle 6.1: Übersicht über die Bewertung des Risikos durch Eisfall und Eiswurf (Risikogrenzwert: - = überschritten, + = noch tolerierbar, ++ = tolerierbar, +++ = allgemein akzeptabel, ≈ 0 = vernachlässigbar).

Lfd. Nr. WEA	Randbedingungen der Berechnung				Ergebnisse			
	Eiserkennungssystem			Azimutwinkel nach Abschaltung	Anti- / De-Icing	Schutzobjekt	Bewertung Personenrisiko	Maßnahmen zur Risikoreduzierung (Kapitel 5)
	aktiv	Windrichtungs- sektor	Anteil Eiswurf					
30	ja	0 – 360°	0%	---	---	Arler Weg	≈ 0	---
						Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	≈ 0	---
						Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	≈ 0	---
31	ja	0 - 360°	0%	---	---	Arler Weg	≈ 0	---
						Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	≈ 0	---
						Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	≈ 0	---
						Hof Goldenstein	≈ 0	---
32	ja	0 - 360°	0%	---	---	Arler Weg	≈ 0	---
33	ja	0 - 360°	0%	---	---	Arler Weg	≈ 0	---
34	ja	0 - 360°	0%	---	---	Arler Weg	≈ 0	---
						Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	+++	---
						Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	+	Azimutposition 140° Aufklärung der den Bereich nutzenden Personen



7 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
GK	Gauß Krüger Projektion	
PD	Potsdam-Datum	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
ü. NN	über Normalnull	
MEM	Minimale endogen Sterblichkeit	
Kfz	Kraftfahrzeug	
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
Θ	Azimutwinkel	[°]



8 Literaturangaben

Allgemein

- /1.1/ Bengt Tammelin et. al.; Wind Energy Production in Cold climates; Meteorological publications No.41, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000.
- /1.2/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind Task 19, State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates, Edition October 2012.
- /1.3/ Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen; Verkehrstechnik Heft V 291, Fahrleistungserhebung 2014 – Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko; Bergisch Gladbach, August 2017.
- /1.4/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /1.5/ U.S. Geological Survey (USGS); EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global.
- /1.6/ Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Mobilität in Deutschland 2008; Ergebnisbericht, Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends; Bonn und Berlin, Februar 2010.
- /1.7/ Schneider J., Schlatter H. P.; Sicherheit und Zuverlässigkeit im Bauwesen - Grundwissen für Ingenieure; 1. Auflage, B. G. Teubner, Stuttgart, 1994.
- /1.8/ Wichura, B., 2013. The Spatial Distribution of Icing in Germany Estimated by the Analysis of Weather Station Data and of Direct Measurements of Icing, Proceedings of the 15th International Workshop On Atmospheric Icing Of Structures (IWAIS 2013). Compusult Ltd., St. John's, Newfoundland and Labrador, September 8-11, 2013, pp. 303-309.
- /1.9/ HSE, Health and safety Executive. (n.d.); Risk analyses or 'predictive' aspects of comah safety reports guidance for explosives sites - The COMAH Safety Report Process for Predictive Assessment of Explosives Sites, downloaded 2014-08-21; Retrieved from <http://www.hse.gov.uk/comah/>
- /1.10/ Oliver J., Creighton P.; Road Accidents, Bicycle injuries and helmet use: a systematic review and meta-analysis; International Journal of Epidemiology, 2017, 278-292.
- /1.11/ Dirk Proske; Katalog der Risiken, 3. vollständig überarbeitete Auflage; Würenlingen 2021.

Normen

- /2.1/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind TCP Task 19; Technical Report; International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; April 2022.
- /2.2/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB) Ausgabe 2020/1; Berlin, 19.01.2021.
- /2.3/ DIN EN 50126; Bahnanwendungen – Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit (RAMS); Deutsches Institut für Normung e.V., März 2000.



/2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland).

Projektspezifisch

/3.1/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; anemos Windatlas für Deutschland, <https://awis.anemos.de/>, Winddaten zum Standort Georgshof III heruntergeladen am 16.08.2023.

/3.2/ Museumseisenbahn Küstenbahn Ostfriesland e.V.; Fahrplan und Fahrpreise 2023, siehe Internet: <http://www.mkoev.de/seite/385074/fahrplan-und-fahrpreise.html>, abgerufen am 21.08.2023.

/3.3/ Windpark Georgshof GmbH & Co KG; Projekt Georgshof III (2023-D062-P4-R1) / Risikobeurteilung Eiswurf/Eisfall; Angaben zum Aufenthalt auf dem Georgshof, per Mail am 25.10.2023.

/3.4/ ENERCON GmbH; Technische Beschreibung ENERCON Eisansatzerkennung ENERCON Windenergieanlagen; Dokument D0154407-10.1, 2021-02-23.

/3.5/ TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG; Gutachten Eisansatzerkennung an Rotorblättern von ENERCON Windenergieanlagen durch das ENERCON-Kennlinienverfahren und externe Eissensoren; TÜV Nord Bericht Nr.: 8111 7247 373 Rev. 2; Hamburg, 28.02.2022, in Verbindung mit ENERCON; Technical information Overview of control system designations for WECs; D02641620/0.1-en; 22.03.2022.

/3.6/ DNV AS; Certification of condition monitoring, DNV-SE-0439:2021-10; October 2021.

/3.7/ DNV; Type Certificate, Ice Detection System IDD.BLade; Certificate No. TC-DNV-SE-0439-03577-3; Hamburg, 2022-01-17.

/3.8/ ENERCON GmbH; Technische Beschreibung, Anhalten der Windenergieanlage, ENERCON Windenergieanlagen; Dokument-ID D0630561-3.1-de; 2023-01-12.

Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall

A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten

In der Abbildung A.1.1 sind die für die Umgebung der WEA resultierenden Treffer pro 16 Quadratmeter und Jahr dargestellt.

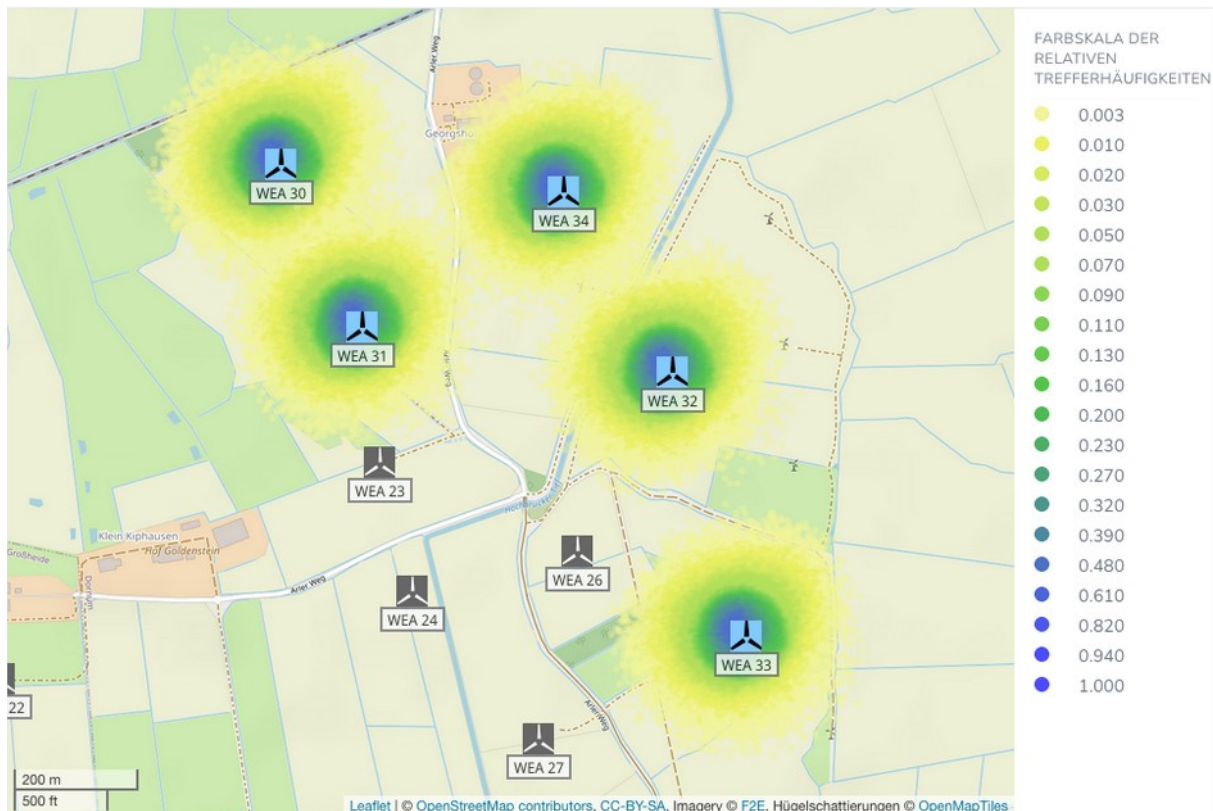


Abbildung A.1.1: Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m²) und Jahr in der Umgebung der WEA 30 - 34 am Standort Georgshof III (Karte 1/4/).

Tabelle A.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Eisstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf.

Tabelle A.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke am Standort Georgshof III.

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
30	224,4
31	223,5
32	222,6
33	224,1



Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
34	219.8

A.2 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Schutzobjekte im Gefährdungsbereich der zu bewertenden WEA die in Tabelle A.2.1 aufgeführten Ergebnisse.

In Tabelle A.2.1 ist jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt.

Tabelle A.2.1: Ergebnisse für die kollektiven und individuellen Risiken für Personenschäden am Standort Georgshof III.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
30	Arler Weg	0	---	---
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	0	---	---
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	0	---	---
31	Arler Weg	0.1	---	$8.58 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 116 Mio. Jahren)
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	0	---	---
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	0	---	---
	Hof Goldenstein	0	---	---
32	Arler Weg	0	---	---
33	Arler Weg	0	---	---
34	Arler Weg	0.08	---	$5.45 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 183 Mio. Jahren)
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 1	0.02	---	$1.01 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 99 Mio. Jahren)
	Georgshof – Aufenthaltsbereich 2	0.8	---	$1.03 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 927 000 Jahren)