

**6.1 Anwendbarkeit der Störfall-Verordnung****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.

# Technische Dokumentation Windenergieanlagen Alle Onshore Anlagentypen



Selbsteinschätzung zur Anwendung der Störfall-  
Verordnung nach 12. BImSchV für  
Windenergieanlagen von GE Wind Energy GmbH



imagination at work

## Selbsteinschätzung zur Anwendung der Störfall-Verordnung nach 12. BImSchV für Windenergieanlagen von GE Wind Energy GmbH

Alle technischen Daten unterliegen der möglichen Änderung durch fortschreitende technische Entwicklung!

Klassifizierung: öffentliches Dokument

### Urheber- und Verwertungsrechte

Alle Unterlagen sind im Sinne des Urheberrechtgesetzes geschützt. Zuwiderhandlungen sind strafbar und verpflichten zu Schadenersatz. Alle Rechte zur Ausübung von gewerblichen Schutzrechten behalten wir uns vor.

2018 General Electric Company. Alle Rechte vorbehalten.

GE und  sind Warenzeichen und Dienstleistungsmarken der General Electric Company.

Andere, in diesem Dokument genannte Unternehmens- oder Produktnamen sind ggf. Warenzeichen bzw. eingetragene Warenzeichen ihrer jeweiligen Unternehmen.



imagination at work

# Table of Contents

1 Definiertes Anwendungsbereich und Selbsteinschätzung.....5



## 1 Definiertes Anwendungsbereich und Selbsteinschätzung

Die Störfallverordnung (12. BImSchV) definiert in § 1 den Anwendungsbereich:

Demnach gilt für Betriebsbereiche, in welchen gefährliche Stoffe in den Mengen vorhanden sind, welche die im Anhang I zur 12. BImSchV genannten Mengenschwellen erreichen oder überschreiten, die Störfallverordnung.

Im Anhang I werden 39 gefährliche Stoffe aufgeführt, die zum größten Teil in GE Windenergieanlagen nicht eingesetzt werden. Die übrigen Stoffe erreichen die angegebenen Mengenschwellen nicht.

Demnach unterliegen GE Windenergieanlagen nicht der Störfallverordnung.

## Windpark Nartum



Zur Sicherstellung des Schutzes der Allgemeinheit und der Nachbarschaft hat die Firma Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG im Auftrag von Energiekontor das Risiko des Eisabwurfs untersucht sowie das Bauteilversagen der Anlagen insbesondere in Bezug auf die benachbarte Erdgasleitung und die Erdgasstation. Die Ergebnisse sind unter dem folgenden Abschnitt 6.4.1 zu finden. Im Fazit, wird hier festgehalten, dass das Risiko als akzeptable zu bewerten ist und keine anzuwendenden Maßnahmen empfohlen werden oder notwendig sind.

Außerdem hat die Firma Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG im Auftrag von Energiekontor das Gutachten zu Freileitungen im Windpark Nartum erstellt (Abschnitt 4.6.2). Hier wurden die Auswirkungen der geplanten WEA auf die vorhandenen Freileitungen untersucht. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass die Leiterseile der Freileitungen nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA getroffen werden. Zusätzliche Maßnahmen an den Freileitungen sind aus technischer Sicht nicht erforderlich.

Weitere Informationen zum Schutz der Allgemeinheit befinden sich unter:

Register 4 – Emissionen und Immissionen im Einwirkungsbereich der Anlage  
Register 19 – Standsicherheit

und in den Herstellerunterlagen:

Abschnitt 6.5 – Angaben zum Blitzschutz  
Abschnitt 6.6 – Angaben zum Eisabwurf und –abfall  
Abschnitt 12.6 – Brandschutz



## **Gutachten zu Risiken durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen am Standort Nartum**

**Referenz-Nummer:**

F2E-2021-TGR-016, Rev. 1 - ungekürzte Fassung

**Auftraggeber:**

Energiekontor AG

Mary-Somerville-Str. 5, 28359 Bremen

**Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:**

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, [www.f2e.de](http://www.f2e.de)

**Verfasser:**

Dipl.-Ing. (FH) Silva Mäusling, Sachverständige, Hamburg, 26.04.2021

**Gepprüft:**

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger, Hamburg, 26.04.2021

**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 zum Eiswurf- / Eisfallrisiko.....	5
2.3	Eintrittshäufigkeiten Bauteilversagen.....	7
2.4	Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken.....	8
2.5	Vereisungshäufigkeiten.....	8
2.6	Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken.....	10
2.7	Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen.....	12
2.8	Grenzwerte und Risikobewertung.....	12
2.8.1	Grenzwerte individuelles Risiko.....	12
2.8.2	Grenzwerte kollektives Risiko.....	14
2.8.3	Risikobewertung.....	15
2.8.4	Risikomindernde Maßnahmen.....	18
2.8.5	Addition von Risiken.....	20
2.9	Gültigkeit der Ergebnisse.....	21
3	Eingangsdaten.....	23
3.1	Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	23
3.2	Winddaten am Standort.....	26
3.3	Aufenthaltshäufigkeiten.....	28
3.4	Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko.....	28
3.5	Standortspezifische Grenzwerte für die Erdgasleitung.....	29
3.6	Eiserkennung.....	29
3.6.1	Eiserkennungssystem.....	29
3.6.2	Zustand nach Abschaltung.....	29
3.6.3	Risikoreduzierende Maßnahmen.....	30
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	30
4.1	Standortbesichtigung.....	30
4.2	Vereisungshäufigkeit am Standort.....	30
4.3	Anzahl sich lösender Eisstücke.....	30
4.4	Ermittlung der Gefährdungsbereiche.....	31
4.4.1	Bauteilversagen.....	31
4.4.2	Eiswurf und Eisfall.....	32
4.5	Betrachtung der Einzelrisiken.....	32
4.5.1	Eiswurf.....	33
4.5.2	Eisfall.....	33
4.5.3	Bauteilversagen.....	33



4.6 Bewertung des Gesamtrisikos.....	33
5 Weitere Maßnahmen.....	35
6 Zusammenfassung.....	36
7 Formelzeichen und Abkürzungen.....	37
8 Literaturangaben.....	38
Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen.....	40
A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken.....	40
A.2 Turmversagen.....	41
A.3 Verlust der Gondel bzw. des Rotors.....	41
A.4 Schadenshäufigkeiten.....	41
Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall.....	45
B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten.....	45
B.2 Schadenshäufigkeiten.....	46

## 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. Weiterhin wird eine Gefährdung durch Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors an den WEA betrachtet.

Die Bewertung erfolgt auf Basis des Gesamtrisikos durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen.



## 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 sublimiert.

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 rauherem 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 Meeressniveau 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 zum Eiswurf- / Eisfallrisiko**

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 einzuhalten, soweit eine Gefährdung der öffentlichen Sicherheit nicht auszuschließen ist. Abstände 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-



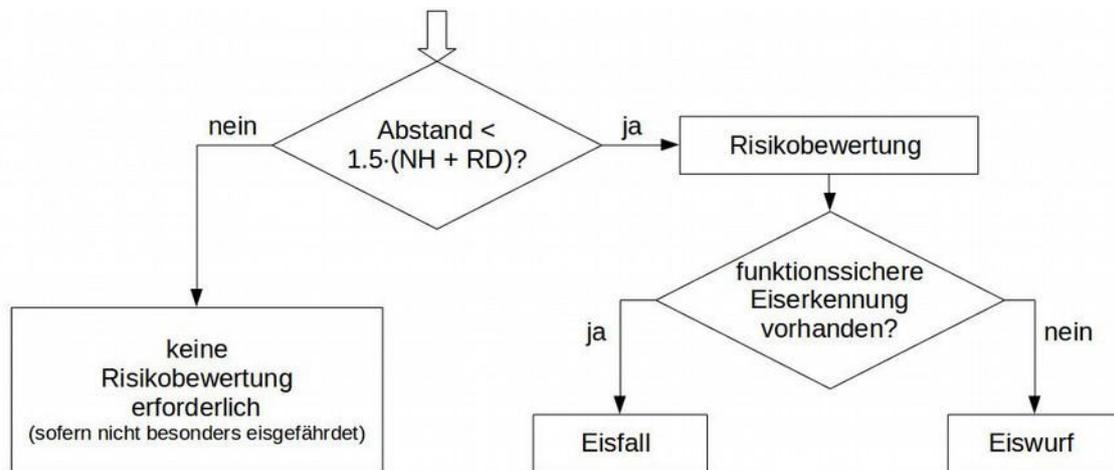
energieanlage in einer besonders eisgefährdeten Region liegt und der Mindestabstand daher keine Anwendung finden kann, ist also das Risiko durch Eiswurf standortspezifisch zu bewerten.

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.



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

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.

### 2.3 Eintrittshäufigkeiten Bauteilversagen

Die Eintrittshäufigkeiten für die Schadensfälle Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors werden typischerweise auf Basis bekannter Schadenereignisse eingeschätzt. Umfassende Untersuchungen hierzu finden sich z.B. in /1.11/. Hier werden folgende Versagenshäufigkeiten pro WEA pro Jahr genannt:

**Tabelle 2.3.1:** Versagenshäufigkeiten an WEA pro Anlage und Jahr sowie gemeldete und bestätigte Wurfweiten nach /1.11/.

Anlagenteil	Versagenshäufigkeiten pro WEA pro Jahr		Maximale Wurfweite
	Erwartungswert	Erwartungswert zuzüglich Sicherheitszuschlag	
Ganzes Blatt	$6.3 \cdot 10^{-4}$	$8.4 \cdot 10^{-4}$	150m
Turm	$5.8 \cdot 10^{-5}$	$1.3 \cdot 10^{-4}$	Gesamthöhe der WEA
Gondel oder Rotor	$1.8 \cdot 10^{-5}$	$4.0 \cdot 10^{-5}$	Rotorradius



Die Erwartungswerte zuzüglich des Sicherheitszuschlages werden im Folgenden als Eintrittshäufigkeiten zugrunde gelegt.

Eine mögliche Ursache für ein Umstürzen der WEA, einen Absturz des Rotors, einen Absturz der Gondel oder den Verlust des ganzen bzw. Teilen eines Rotorblattes ist ein Brand der WEA. Das durch einen Brand hierdurch verursachte Risiko ist daher in der Risikobetrachtung für das Bauteilversagen enthalten und mit abgedeckt.

## **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 und auch solche Flugbahnen erfasst werden, bei denen im Einzelfall aufgrund von Auftriebskräften am Eisstück sehr hohe Flugweiten erreicht werden.

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**

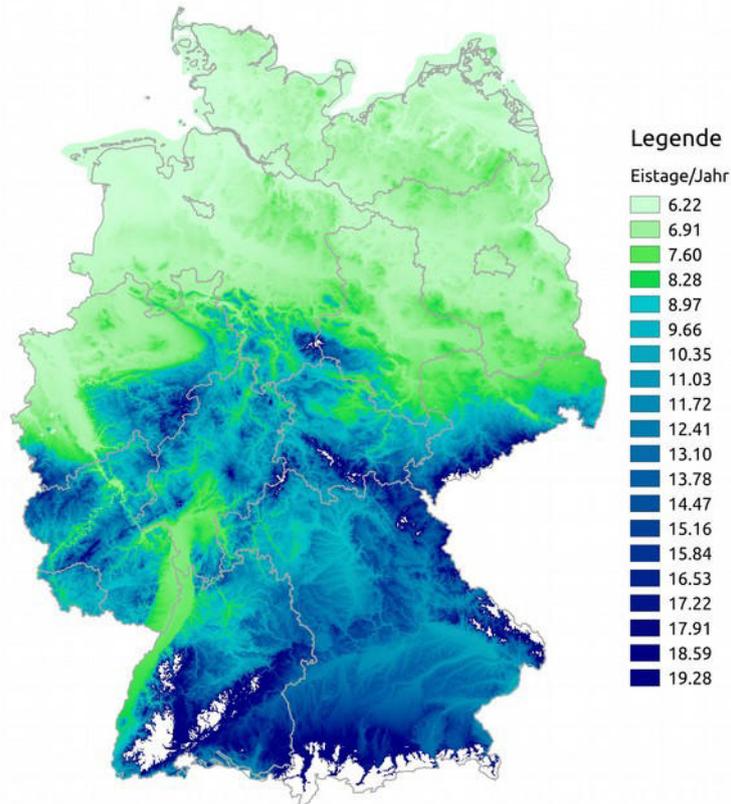
Datengrundlage für die Bewertung der Vereisungshäufigkeit bildet die Vereisungskarte des Deutschen Wetterdienstes /1.8/. Für die Bestimmung der Häufigkeit atmosphärischer Vereisung wurden hierzu in /1.8/ verschiedene Wetter-Meldungen ausgewertet:

- 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.



*Abbildung 2.5.1: Eistage pro Jahr gemäß den Ergebnissen aus /1.8/ für Höhen bis 700m üNN.*

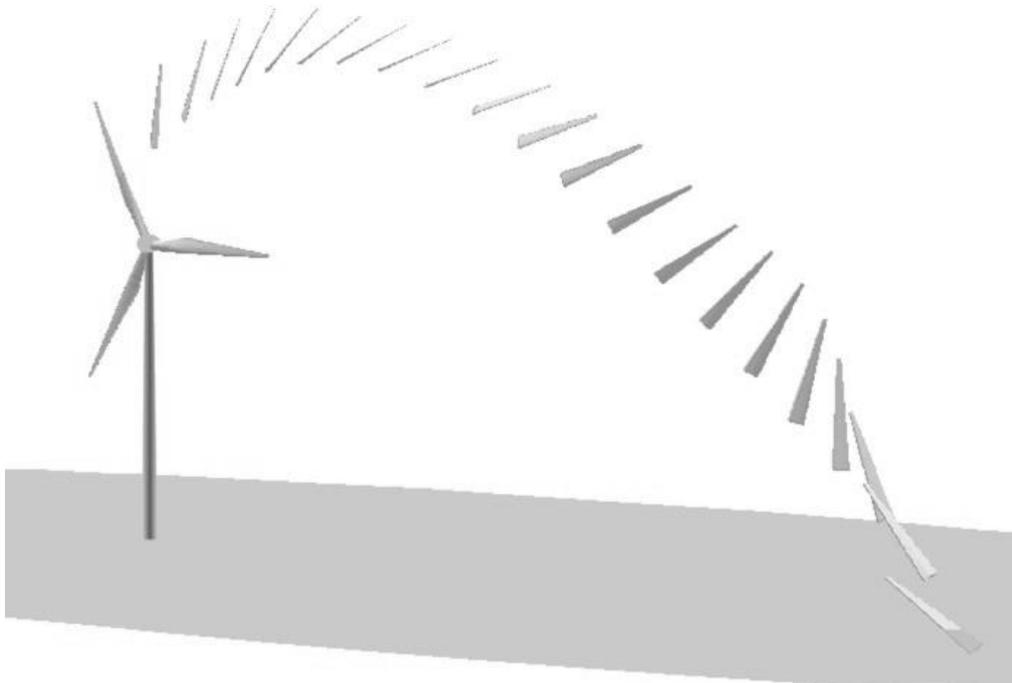
Gemäß /1.8/ sind für Standorte in großen Höhen besondere Betrachtungen erforderlich, wenn diese besonders exponiert oder besonders geschützt liegen. Entsprechende Orte wurden in /1.8/ daher gefiltert. Die niedrigste betroffene Höhe liegt bei ca. 700m üNN, so dass das hier verwendete Verfahren im Folgenden 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.

## **2.6 Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken**

Für die Berechnung der Flugbahnen der Blattbruchstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Blattbruchstücke die Lage des Blattbruchstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt und auch solche Flugbahnen erfasst werden, bei denen im Einzelfall aufgrund von Auftriebskräften am Blattbruchstück sehr hohe Flugweiten



erreicht werden. In Abbildung 2.6.1 ist eine beispielhafte Flugbahn visualisiert.



**Abbildung 2.6.1:** Beispielhafte Flugbahn eines Blattbruchstückes /1.12/.

Für die Berechnung werden für die Leistungsklasse der WEA repräsentative Daten zu Blattmassenverteilung, Geometrie, aerodynamischen Beiwerten (Auftrieb-, Schub- und Momentenbeiwerte an verschiedenen Blattschnitten) sowie Pitch- und Drehzahlverlauf unterstellt. Der Bruch wird in allen Fällen als glatter, plötzlicher Abriss modelliert, der während des Bruchvorgangs keine Energie verbraucht.

Im Unterschied zu /1.11/, wo stets der Abriss des ganzen Blattes unterstellt wird, werden auch größere Blattbruchstücke betrachtet, die tendenziell zu größeren Flugweiten und damit zu einer konservativen Betrachtungsweise führen.

In der Summe wurden ca. 5.5 Millionen Flugbahnen ausgewertet.

Folgende Randbedingungen wurden bei der Berechnung zugrunde gelegt:

- Abrisspunkte:
  - ganzes Blatt (50% der Ereignisse),
  - Bruchstücke von 90%, 70%, 50% und 30% der Blattlänge (jeweils 12.5% der Ereignisse).
- Windgeschwindigkeitsverteilung entsprechend Tabelle 3.2.2.



- Windrichtung in 1° Grad-Schritten gewichtet mit der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen entsprechend Tabelle 3.2.2.
- Rotorblattstellung zum Zeitpunkt des Abrisses: gleichverteilt in 2°-Schritten.
- Drehzahl der WEA: Abhängig von der Windgeschwindigkeit entsprechend Kennlinie der WEA (Überdrehzahl wird vernachlässigt, da dies als Ursache für Blattbruch vernachlässigbar ist /1.11/).
- Geländehöhe: für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden Daten aus /1.5/ berücksichtigt.

Für die Ermittlung der Gesamthäufigkeit, dass ein Blattbruchstück auf einer Fläche von einem Quadratmeter in der Umgebung einschlägt, ist anschließend die Eintrittswahrscheinlichkeit von  $8.4 \cdot 10^{-4}$  für einen Blattbruch pro WEA und pro Jahr nach Tabelle 2.3.1 mit in Betracht zu ziehen.

## **2.7 Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen**

Ermüdungsschäden an Türmen sind selten. Es kann angenommen werden, dass das Versagen eines Turmes aufgrund von Ermüdung durch die Bauüberwachung und wiederkehrenden Prüfungen weitestgehend ausgeschlossen werden kann /1.13/. Eine Gefährdung durch Turmversagen wird daher unterstellt, wenn es bei extremer Belastung (Sturm) aufgrund von Konstruktions-, Planungs- oder Wartungsfehlern zu einem Versagen des Turmes bzw. des Fundamentes kommt.

Aus den Abmaßen der WEA und der Lage der Schutzobjekte ergibt sich die Windrichtung aus denen die Starkwindlagen unterstellt werden müssen. Aus den Winddaten in Tabelle 3.2.2 werden anschließend die relativen Häufigkeiten für Starkwind mit einem 10-Minuten-Mittelwert von mehr als 16m/s auf Nabenhöhe für die jeweils zu betrachtenden Windrichtungen bestimmt. In Verbindung mit der Versagenshäufigkeit aus Tabelle 2.3.1 ergeben sich die Gesamthäufigkeiten.

## **2.8 Grenzwerte und Risikobewertung**

### **2.8.1 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 einer neuen Technologie verbundene Sterblichkeit nicht mehr als  $1 \cdot 10^{-5}$  Todesfälle pro Person

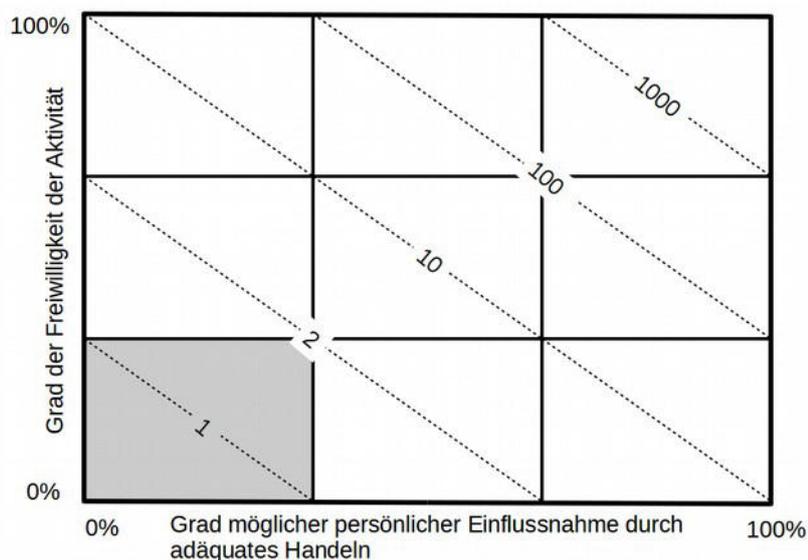


und Jahr betragen darf.

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.

Betrachtet man das Risiko in der Nähe einer WEA durch Eisfall, Eiswurf oder Bauteilversagen 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, Eisfall oder Bauteilver-sagen nur vor, wenn der so definierte Grenzwert überschritten wird.



**Abbildung 2.8.1.1:** Akzeptiertes Todesfallrisiko pro 100 000 Personen /1.7/. Grau hinterlegter Bereich entspricht dem MEM-Kriterium /2.3/.

Um hier eine konservative Vorgehensweise zu gewährleisten, werden bezüglich des Eisfall/Eiswurf-Risikos 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.
- Ein Eisstück, das direkt auf ein Fahrzeug im Bereich der Frontscheibe auftrifft,



führt stets zu einer schweren Verletzung oder zum Tode der Insassen. 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, 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.

## 2.8.2 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 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 2.8.2.1 listet die entsprechenden absoluten Unfallzahlen pro Jahr für die betreffenden Straßengruppen.

**Tabelle 2.8.2.1:** 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. Die so standortspezifisch ermittelten Risikogrenzwerte werden bei Bedarf in Kapitel 3 dargestellt.

Für alle anderen Straßenklassen kann der oben definierte Grenzwert für das Kollektivrisiko von  $1 \cdot 10^{-3}$  zugrunde gelegt werden.

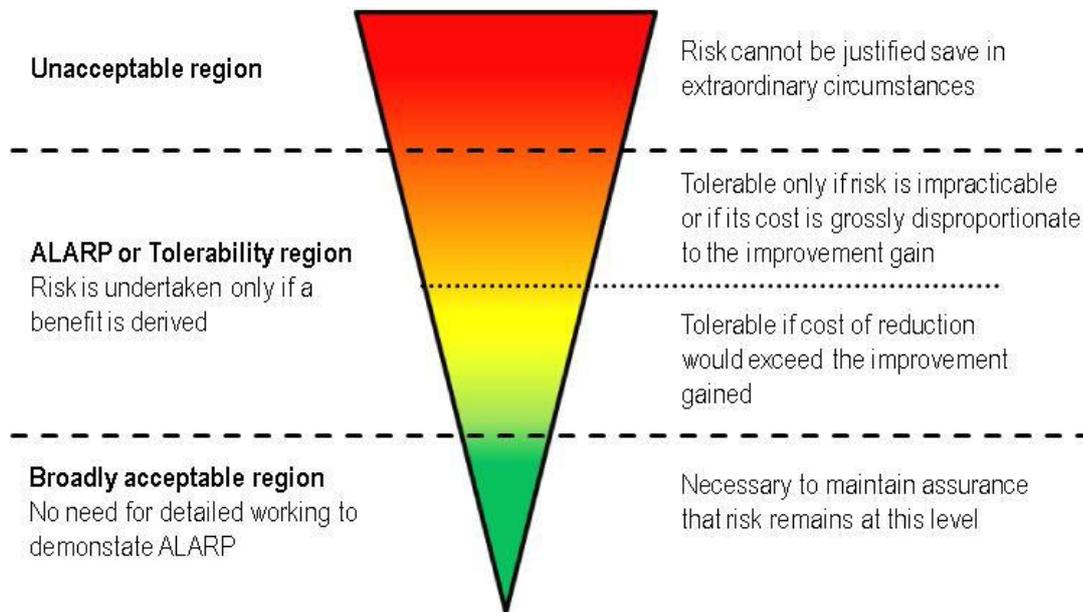
### 2.8.3 Risikobewertung

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.).

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 2.8.3.1). Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht akzeptabel.



**Abbildung 2.8.3.1:** ALARP-Prinzip /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.

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 entsprechend nur im Einzelfall Maßnahmen vorgeschlagen.

Liegt das Risiko mehr als zwei Größenordnungen unterhalb des MEM-Kriteriums, ist es ohne weitere Maßnahmen uneingeschränkt akzeptabel.

Bei der Bewertung der individuellen und kollektiven Risiken wird entsprechend zwischen den vier in Tabelle 2.8.3.1 genannten 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.



**Table 2.8.3.1: Risikobereiche für das individuelle und kollektive Risiko nach /2.1/.**

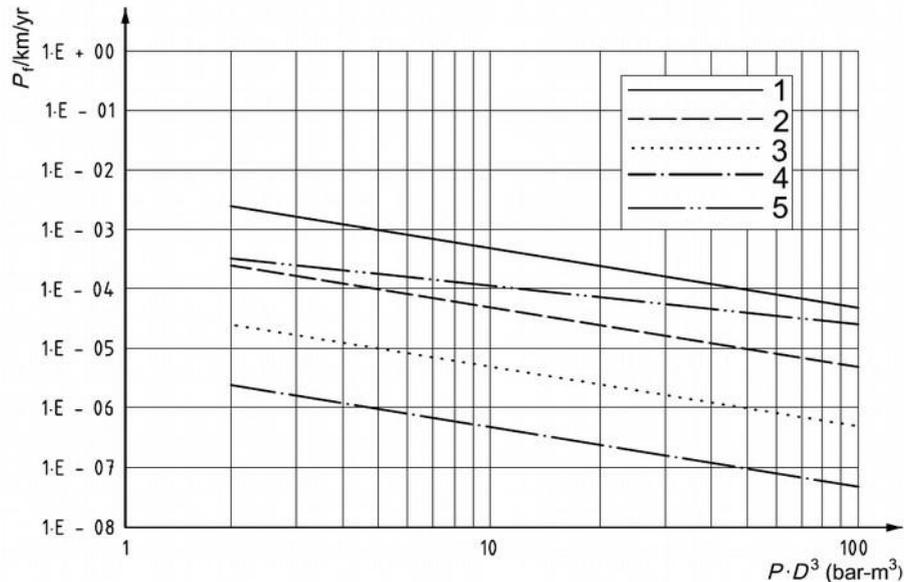
Individuelles Risiko	Kollektives Risiko	Bewertung
$> 10^{-5}$	$> 10^{-3}$ oder standortspezifisch	Roter Bereich: Risiko inakzeptabel - Maßnahmen sind einzuleiten und deren Nutzen nachzuweisen
$10^{-6}$ bis $10^{-5}$	$10^{-4}$ bis $10^{-3}$ oder standortspezifisch	Oranger Bereich: Risiko akzeptabel - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
$10^{-7}$ bis $10^{-6}$	$10^{-5}$ bis $10^{-4}$ oder standortspezifisch	Gelber Bereich: Risiko akzeptabel - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
$< 10^{-7}$	$< 10^{-5}$ oder standortspezifisch	Grüner Bereich: Risiko uneingeschränkt akzeptabel

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.

Akzeptierte Grenzwerte für Schäden an Erdöl- und Erdgasleitungen finden sich in der DIN EN ISO 16708 /2.6/. Abhängig von der Art des transportierten Fluides, der Bevölkerungsdichte in der Umgebung der Leitung, dem Druck innerhalb der Leitung und dem Durchmesser der Leitung werden die maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten definiert. Diese beziehen sich auf ein Jahr und einen Kilometer der Leitung.

In Abbildung 2.8.3.2 sind die maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten pro Jahr und Leitungskilometer in Abhängigkeit vom Druck und Durchmesser der Leitung für die verschiedenen Sicherheitsklassen 1 bis 4 dargestellt. Die Sicherheitsklassen reichen von gering (1) an Orten mit einer mittleren Bevölkerungsdichte bis sehr stark (4) an Orten mit einer sehr hohen Bevölkerungsdichte. Die ebenfalls dargestellte Klasse 5 entspricht dem individuellen Risiko für Personen die sich direkt über der Leitung aufhalten. Die daraus ermittelten maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten müssen noch für die Länge des jeweiligen betroffenen Streckenabschnitts angepasst werden.

Damit liegt eine Gefährdung nur vor, wenn der so definierte Grenzwert für Erdölleitungen gemäß DIN EN ISO 16708 /2.6/ überschritten wird.



**Abbildung 2.8.3.2:** Maximal akzeptierte Versagenhäufigkeit für die Sicherheitsklassen 1 bis 4 und das individuelle Risiko (5) pro Kilometer und Jahr /2.6/.

## 2.8.4 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,
- Installation eines Systems zur Erkennung von strukturellen Schäden an den Rotorblättern ,
- 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:

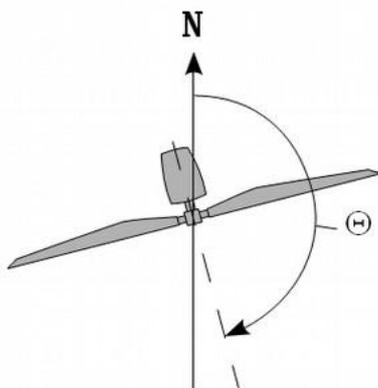


- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung, wenn dies aufgrund der Lage der Schutzobjekte möglich und sinnvoll ist,
- Einsatz einer funktionssicheren Eiserkennung,
- Warnschilder,
- Warnleuchten, die mit dem Eiserkennungssystem der WEA gekoppelt sind,
- 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 durch Eisfall und Eiswurf auch durch Aufenthaltsbeschränkungen oder das Tragen eines Schutzhelmes reduziert werden. Bei der Quantifizierung dieser Maßnahmen kann gemäß /1.14/ 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 2.8.4.1: Definition des Azimutwinkels  $\Theta$ .*



## 2.8.5 Addition von Risiken

Die Risiken durch Eiswurf/Eisfall und durch Bauteilversagen sind grundsätzlich zu addieren und gemeinsam zu betrachten und zu bewerten.

Entlang von Verkehrswegen kann weiterhin 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 2.8.2). 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. Dasselbe gilt für die Risikobewertung von Schäden an Erdöl- und Erdgasleitungen, da auch hier die Grenzwerte auf die Leitungslänge bezogen werden.

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 2.8.3)
- 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.



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

**Tabelle 2.8.5.1: 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 3.1.1 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 3.1.1 dargestellt.	
	Referenzpunkte der Winddaten.	
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.	

## 2.9 Gültigkeit der Ergebnisse

Die für die Risikobewertung erforderliche Häufigkeitsverteilung von Eis- und Blattbruchstücken 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, sektorische 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 Eis- oder Blattbruchstücke haben, lassen sich keine pauschalen konservativen Werte festlegen /1/. Dies bedeutet insbesondere, dass eine Reduzierung der Nabenhöhe 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.

In den Berechnungen zum Risiko durch Eisfall wird angenommen, dass die gesamte auf den Rotorblättern im Vereisungsfall unterstellte Eismasse in Form von Eisstücken abgeworfen wird. Zurzeit liegen keine Erkenntnisse vor, wie die Verteilung von Eisstückgrößen oder deren Dichte durch eine Rotorblattheizung beeinflusst wird. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass ein beheiztes Rotorblatt weniger stark vereist. Die Berechnungen decken daher den Einsatz einer Rotorblattheizung im Trudelbetrieb bzw. bei Stillstand der WEA und manuellem Wiederanfahren ab.



## **3 Eingangsdaten**

### **3.1 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte**

Am Standort Nartum (Niedersachsen) plant der Auftraggeber die Errichtung von fünf Windenergieanlagen (WEA 1 - 5). Am Standort befindet sich keine weitere benachbarte WEA.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle 3.1.1 bzw. Abbildung 3.1.1 dargestellt.

In der Umgebung befinden sich die Bundesautobahn A1, die Mulmshorner Straße, die überirdische Gasstation Mulmshorn eine erdverlegte Erdgasleitung und die erdverlegte Süßgasleitung Nr. 698 Mulmshorn Z5-Mulmshorn Z3, welche im Rahmen dieser Untersuchung als Schutzobjekte definiert wurden (siehe Abbildung 2.8.1.1).

Die WEA 1 - 5 liegen in unmittelbarer Nähe zu den Schutzobjekten und werden im Folgenden hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen betrachtet.



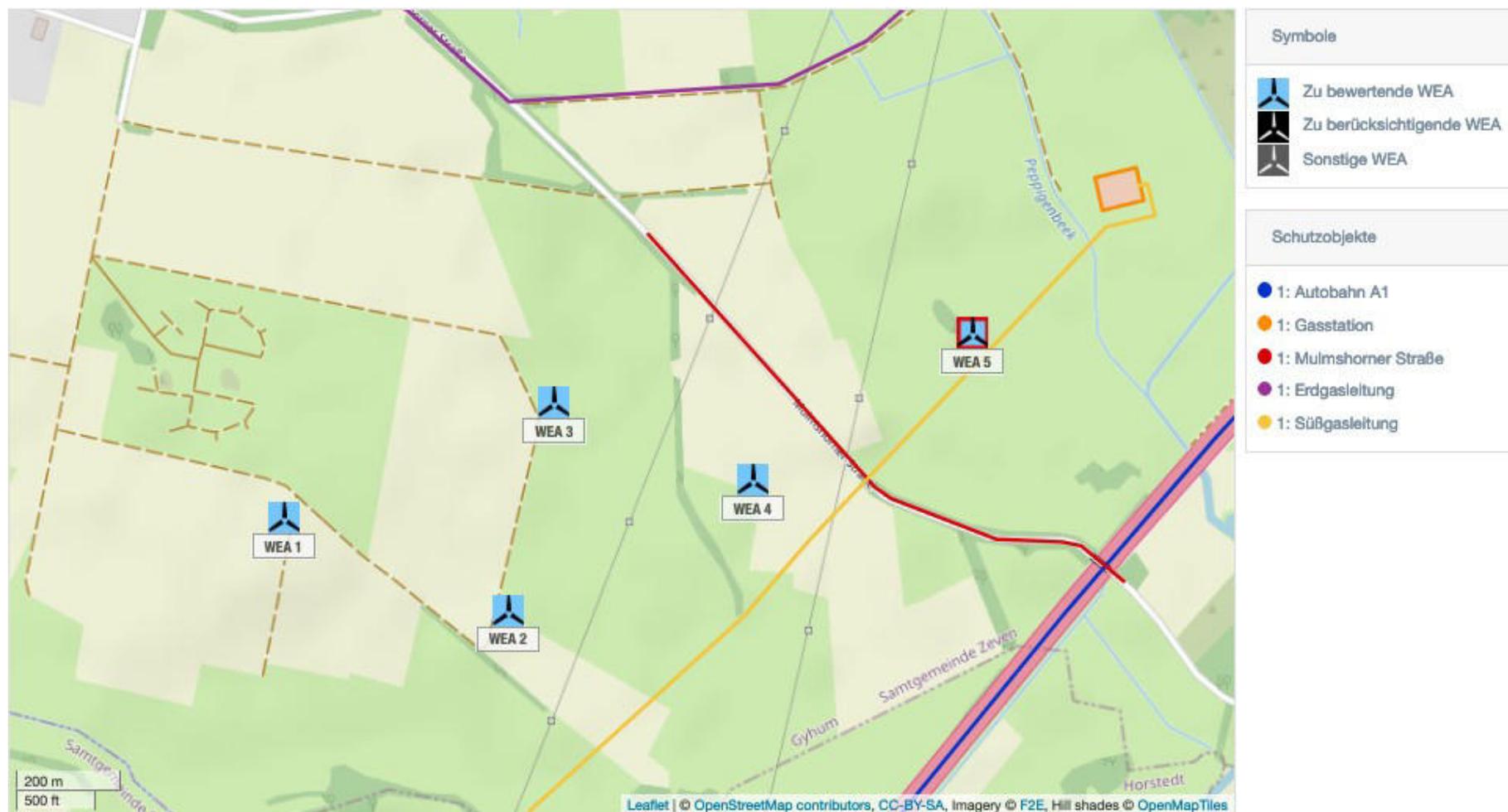
**Tabelle 3.1.1: Windparkkonfiguration**

	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 32)		Hersteller	WEA-Typ	P <sub>N</sub> [MW]	NH [m]	RD [m]
			East	North					
	1	WEA 1	516952	5893349	GE Wind Energy	GE 5.5-158 (700 kN)	5.5	161.0	158.0
	2	WEA 2	517383	5893177	GE Wind Energy	GE 5.5-158 (700 kN)	5.5	161.0	158.0
	3	WEA 3	517471	5893570	GE Wind Energy	GE 5.5-158 (700 kN)	5.5	161.0	158.0
	4	WEA 4	517853	5893426	GE Wind Energy	GE 5.5-158 (700 kN)	5.5	161.0	158.0
	5	WEA 5	518273	5893705	GE Wind Energy	GE 5.5-158 (700 kN)	5.5	161.0	158.0

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.1.1.



Abbildung 3.1.1: Lage des Standortes, Karte /1.4/.





### 3.2 Winddaten am Standort

Für die Berechnung des Bauteilversagens wurden die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden /3.1/ entnommen und sind in Tabelle 3.2.1 dargestellt.

Die vorliegenden Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung am Standort Nartum vorausgesetzt.

**Tabelle 3.2.1:** Winddaten am Standort (*f*: Häufigkeit der Windrichtung; *A* und *k*: Skalen- und Formparameter der Weibull-Verteilung) gemäß /3.1/.

Ref.-Pkt.		N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Ges.
Wind 1	A	6.17	6.77	7.58	8.31	8.40	8.11	9.07	9.81	9.79	9.21	7.97	6.59	8.66
	k	2.416	2.506	3.041	3.229	3.064	2.904	3.068	3.225	2.842	2.627	2.580	2.604	2.678
	f	0.039	0.046	0.054	0.074	0.071	0.061	0.078	0.133	0.174	0.128	0.098	0.044	1.000
Wind 2	A	6.15	6.71	7.42	8.12	8.29	8.08	9.05	9.70	9.58	9.02	7.87	6.60	8.53
	k	2.416	2.514	3.041	3.232	3.064	2.904	3.068	3.217	2.842	2.627	2.580	2.588	2.686
	f	0.040	0.046	0.053	0.073	0.071	0.062	0.079	0.135	0.171	0.126	0.098	0.045	0.999
Wind 3	A	6.16	6.59	7.39	8.10	8.18	8.02	8.99	9.72	9.67	9.03	7.75	6.60	8.52
	k	2.416	2.521	3.045	3.229	3.061	2.904	3.068	3.221	2.846	2.627	2.580	2.596	2.670
	f	0.039	0.046	0.054	0.074	0.071	0.061	0.078	0.134	0.173	0.127	0.098	0.044	0.999
Wind 4	A	6.14	6.55	7.35	8.09	8.19	8.03	8.97	9.66	9.62	9.01	7.76	6.60	8.49
	k	2.416	2.518	3.041	3.232	3.061	2.904	3.068	3.225	2.850	2.627	2.580	2.600	2.678
	f	0.039	0.046	0.053	0.074	0.072	0.062	0.079	0.133	0.172	0.127	0.098	0.045	1.000
Wind 5	A	6.14	6.75	7.51	8.19	8.28	8.03	8.99	9.77	9.81	9.11	7.88	6.58	8.60
	k	2.416	2.506	3.041	3.229	3.064	2.904	3.064	3.221	2.846	2.627	2.580	2.600	2.670
	f	0.039	0.046	0.054	0.074	0.071	0.061	0.078	0.134	0.174	0.127	0.098	0.044	1.000
<b>Bezugswerte</b>														
Koordinaten der Referenzpunkte (UTM WGS84 Zone 32)								East				North		
Wind 1 (WEA 1 zugeordnet)								516952				5893349		
Wind 2 (WEA 3 zugeordnet)								517471				5893570		
Wind 3 (WEA 4 zugeordnet)								517853				5893427		
Wind 4 (WEA 5 zugeordnet)								518273				5893705		
Wind 5 (WEA 2 zugeordnet)								517383				5893178		
Höhe über Grund h								161m						



Für die Berechnung des Risikos durch Eiswurf/Eisfall wurden die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort /3.2/ entnommen. Datengrundlage zur Abschätzung des Windpotentials am Standort Nartum 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 1998 - 2017 ab /3.2/.

Entsprechend den Empfehlungen aus /2.1/ wurden die Daten aus /3.2/ für Perioden gefiltert, bei denen Eiswurf oder Eisfall potentiell auftreten kann. Die gefilterten Daten sind in Tabelle 3.2.2 aufgetragen und werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung bei potentiellen Vereisungsbedingungen am Standort Nartum vorausgesetzt.

**Tabelle 3.2.2:** Winddaten am Standort gemäß /3.2/.

Richtungssektoren	Relative Häufigkeit (100%=1)	Weibullverteilung	
		A	k
N	0.0657	7.7	2.50
NNO	0.0742	7.1	2.60
ONO	0.0946	7.2	2.70
O	0.1190	8.0	3.00
OSO	0.1107	8.5	3.10
SSO	0.0748	8.3	2.90
S	0.0571	8.2	2.50
SSW	0.0976	8.9	2.70
WSW	0.1218	8.9	2.80
W	0.0767	9.2	2.50
WNW	0.0520	8.0	2.30
NNW	0.0559	7.9	2.30
gesamt	1.0001	8.2	2.63
<b>Bezugswerte</b>			
Koordinate des Referenzpunktes (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)		East	North
		518273	5893705
Höhe über Grund h		161m	



Die Parameter der Weibull-Verteilung werden genutzt, um die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen auf die jeweiligen Windgeschwindigkeiten umzurechnen.

### 3.3 Aufenthaltshäufigkeiten

Die Aufenthaltshäufigkeit von Personen im Bereich der Gasstation Mulmshorn wurde von Exxon Mobil mit insgesamt 2 Aufenthalten pro Woche angegeben. Unter der Annahme, dass sich jeweils 2 Personen für 4 Stunden an der Gasstation aufhalten, ergibt sich daraus eine Abschätzung von 832 Personenstunden pro Jahr. Hinzu kommen ca. 4 Wochen Wartungsarbeiten im 24-Stunden Schichtbetrieb. Geht man von jeweils 5 Personen an fünf Arbeitstagen pro Woche aus, ergeben sich nochmal 2400 Personenstunden pro Jahr. Im Mittel wird daher von neun Personenstunden pro Tag ausgegangen.

Nach /3.3/ wurde am Zählpunkt auf der A1 zwischen den Anschlussstellen Bockel und Stuckenborstel eine Verkehrsbelastung von 66300 Kfz pro Tag ermittelt.

Auf der Mulmshorner Straße wird im Folgenden von einem Verkehrsaufkommen von 450 Kfz pro Tag und einem zusätzlichen Personenaufkommen von 10 Personen pro Tag ausgegangen. Aufgrund der Nutzung wird hier von einer mittleren Fahrzeug-Geschwindigkeit von 70 Kilometern pro Stunde ausgegangen.

### 3.4 Standortsspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko

Für Bundesautobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen, wurden die Grenzwerte auf Basis des vorhandenen Unfallrisikos bestimmt (siehe Kapitel 2.8.2). Tabelle 3.4.1 listet die ermittelten oberen Grenzwerte für ein inakzeptables Risiko. Die weiteren Risikobereiche gemäß Tabelle 2.8.3.1 liegen jeweils eine Zehnerpotenz niedriger und sind nicht extra aufgeführt.

*Tabelle 3.4.1: Spezifische obere Risikogrenzwerte für das kollektive Risiko.*

Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko Grenzwert für ein inakzeptables Risiko
Autobahn A1	$> 3.19 \cdot 10^{-2}$ (einmal in 31 Jahren)

Für Kreisstraßen und sonstige Straßen, für die das kollektive Risiko maßgeblich ist, gilt der pauschale Grenzwert für das kollektive Personenrisiko von  $1.0 \cdot 10^{-3}$  (siehe Kapitel 2.8.2).



### **3.5 Standortspezifische Grenzwerte für die Erdgasleitung**

Die zugrunde zu legende Sicherheitsklasse ergibt sich aus der Fluid-Kategorie und der Bevölkerungsdichte (Orts-Klasse). Gemäß Anhang B der ISO 13623 /2.7/ ist die Bevölkerungsdichte für Streckenabschnitte von 1.5km Länge und einer Breite von 400m zu ermitteln. Bei der Ermittlung der Bevölkerungsdichte sind neben Wohngebäuden auch Gebäude zu berücksichtigen, in denen Personen über einen längeren Zeitraum zusammenkommen wie Schulen, öffentliche Einrichtungen, Krankenhäuser und Industriegebiete.

Da sich im relevanten Umkreis der geplanten WEA keine Wohngebäude oder Ähnliches befinden, kann die Orts-Klasse 1 angenommen werden (infrequent human activity with no permanent human habitation). Erdgas ist gemäß DIN EN ISO 16708 /2.6/ der Fluid-Kategorie D oder E zuzuordnen. Für diese Kombination ist gemäß DIN EN ISO 16708 die Sicherheitsklasse 1 (low) ausreichend und wurde entsprechend zugrunde gelegt.

Bei der betrachteten Erdgasleitung handelt es sich weiterhin um eine Leitung mit Nennweite DN 219 und Nenndruck PN 84.

Bei einem Durchmesser von 219mm und einem Druck von 84bar liegt die maximal akzeptierte Versagenshäufigkeit für die Sicherheitsklasse 1 entsprechend Abbildung 2.5.1 bei  $5.67 \cdot 10^{-3}$  pro Jahr und Kilometer.

Da der gefährdete Leitungsbereich eine Strecke von ca. 1590m umfasst, ergibt sich für den gefährdeten Leitungsbereich eine maximal akzeptierte Versagenshäufigkeit von  $9.01 \cdot 10^{-3}$  pro Jahr.

### **3.6 Eiserkennung**

#### **3.6.1 Eiserkennungssystem**

Die WEA 1 - 5 sind mit der internen Eiserkennung GE IceCONTROL ausgestattet / 3.4/. Bei den internen Systemen handelt es sich um den Leistungskurvenvergleich und die Schwingungsüberwachung. Dabei wird die WEA gestoppt sobald die Messinstrumente eine vereisungsbedingte Abweichung feststellen.

#### **3.6.2 Zustand nach Abschaltung**

Nach einer Abschaltung durch das Eiserkennungssystem geht die WEA in einen definierten Zustand. Angaben zu Trudeldrehzahlen, Blattstellung und Windnachführung der WEA wurden gemäß /3.5/ umgesetzt.



### **3.6.3 Risikoreduzierende Maßnahmen**

In den in den Anhängen A und B dargestellten Ergebnissen wurden keine risikoreduzierenden Maßnahmen berücksichtigt.

## **4 Durchgeführte Untersuchungen**

### **4.1 Standortbesichtigung**

Eine Standortbesichtigung ist im Rahmen der Bewertung des Risikos durch Eiswurf, Eisfall und Bauteilversagen 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.

Der Standort Nartum wurde am 31.03.2021 besichtigt /3.6/. Die Ergebnisse der Standortbesichtigung sind in /3.6/ dokumentiert und werden soweit erforderlich in den weiteren Berechnungen berücksichtigt.

### **4.2 Vereisungshäufigkeit am Standort**

Entsprechend Kapitel 2.5 ergibt sich am Standort Nartum eine Vereisungshäufigkeit von 1.8% entsprechend 6.5 Vereisungstagen pro Jahr.

### **4.3 Anzahl sich lösender Eisstücke**

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. Die Anzahl ist dabei unabhängig davon, ob ein Risiko durch Eisfall oder Eiswurf betrachtet wird, und ergibt im vorliegenden Fall 185.9 Eistücke pro Vereisung. Damit ergeben sich bei 6.5 Vereisungsfällen insgesamt 1208 Eisstücke pro Jahr.

## 4.4 Ermittlung der Gefährdungsbereiche

### 4.4.1 Bauteilversagen

Wurfweiten für Blattbruchstücke erreichen deutlich größere Werte als die in Tabelle 2.3.1 angegebene Wurfweite für das ganze Blatt. Als potentieller Gefahrenbereich kann hierfür in guter Näherung der potentielle Gefahrenbereich für Eiswurf vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser (siehe Kapitel 2.2) angenommen werden.

Damit ergeben sich für die einzelnen WEA die in Tabelle 4.4.1.1 aufgeführten zu betrachtenden Schutzobjekte und zugehörige Abstände.

*Tabelle 4.4.1.1: Zu betrachtende Schutzobjekte und Abstände zu den Schutzobjekten.*

	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Schutzobjekt	Abstand [m]
	2	WEA 2	Süßgasleitung	~310
	3	WEA 3	Mulmshorner Straße	~350
	4	WEA 4	Mulmshorner Straße	~160
			Süßgasleitung	~155
	5	WEA 5	A1	~460
			Mulmshorner Straße	~300
			Süßgasleitung	~45
			Gasstation	~345

Im potentiellen Gefährdungsbereich der WEA 1 befinden sich keine der definierten Schutzobjekte. Eine weitere Berücksichtigung dieser WEA ist im Rahmen der Risikobewertung durch Bauteilversagen daher nicht erforderlich.

Das Schutzobjekt Erdgasleitung liegt nicht im potentiellen Gefährdungsbereich der WEA. Eine weitere Berücksichtigung dieses Schutzobjektes ist im Rahmen der Risikobewertung durch Bauteilversagen daher nicht erforderlich.

Zusätzlich zum Risiko durch Blattbruchstücke ergeben sich aus dem Vergleich mit



den Wurfweiten entsprechend Tabelle 2.3.1 folgende weitere zu berücksichtigende Risiken für die zu bewertenden WEA:

- Eine Gefährdung durch Verlust der Gondel bzw. des Rotors ist für die WEA 5 zu unterstellen.
- Eine Gefährdung durch ein Versagen des Turmes ist für die WEA 4 und 5 zu unterstellen.

#### 4.4.2 Eiswurf und Eisfall

Auf Grundlage der potentiellen Gefahrenbereiche der WEA vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser (siehe Kapitel 2.2) ergeben sich für die einzelnen WEA die in Tabelle 4.4.2.1 aufgeführten zu betrachtenden Schutzobjekte.

*Tabelle 4.4.2.1: Zu betrachtende Schutzobjekte.*

	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Potentieller Gefährdungsbereich	
			Radius [m]	Schutzobjekte im Bereich
	3	WEA 3	478.5	Mulmshorner Straße
	4	WEA 4	478.5	Mulmshorner Straße
	5	WEA 5	478.5	A1
				Mulmshorner Straße
				Gasstation

Im potentiellen Gefährdungsbereich der WEA 1 und 2 befinden sich keine der definierten Schutzobjekte. Eine weitere Berücksichtigung dieser WEA ist im Rahmen der Risikobewertung durch Eiswurf und Eisfall daher nicht erforderlich.

#### 4.5 Betrachtung der Einzelrisiken

Aus der in Kapitel 4.3 ermittelten Gesamtanzahl von Eisstücken, der Windgeschwindigkeitsverteilung gemäß Tabelle 3.2.2, 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. Hinzu kommen die Trefferhäufigkeiten durch Bauteilversagen. Auf Basis dieser Trefferhäufigkeiten ist die spezifische Gefährdung von Personen abhängig von der Wegstrecke, den 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 beim Risiko durch Eiswurf oder Eisfall 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.

#### **4.5.1 Eiswurf**

Aufgrund der vorhandenen Systeme zur Eiserkennung wird im Folgenden davon ausgegangen, dass der Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz weitestgehend ausgeschlossen werden kann. Da für die Systeme zur Eiserkennung keine Zertifizierung vorliegt, wird angenommen, dass es trotz der Eiserkennung in 10% aller Fälle zu Eiswurf während des Betriebes der WEA kommt.

Die entsprechenden Eiswurf-Berechnungen werden im Rahmen der Bewertung des Risikos durch Eisfall berücksichtigt.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang B dargestellt.

#### **4.5.2 Eisfall**

Entsprechend Kapitel 2.2 besteht auch bei vorhandener funktionssicherer Eiserkennung stets ein Risiko durch Eisfall in der Umgebung einer WEA. Dieses Risiko ist daher standortspezifisch zu bewerten.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang B dargestellt.

#### **4.5.3 Bauteilversagen**

Ein Risiko durch Bauteilversagen ist stets entsprechend der in Kapitel 2.3 aufgeführten Eintrittshäufigkeiten zu unterstellen.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang A dargestellt.

### **4.6 Bewertung des Gesamtrisikos**

Mit den Detailergebnissen für Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen ergeben sich am Standort Nartum folgende Gesamtrisiken:



**Tabelle 4.6.1:** Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Nartum.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
3	Mulmshorner Straße	$6.71 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 149 Mio. Jahren)	$7.54 \cdot 10^{-11}$ (einmal in 13 Mrd. Jahren)
4	Mulmshorner Straße	$9.84 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 10 000 Jahren)	$3.82 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 2.6 Mio. Jahren)
5	A1	---*	---
	Mulmshorner Straße	$1.94 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 51 Mio. Jahren)	$2.18 \cdot 10^{-10}$ (einmal in 4.5 Mrd. Jahren)
	Gasstation	$1.99 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 50 Mio. Jahren)	$3.98 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 251 Mio. Jahren)

\*: Die Ergebnisse zeigen, dass das Schutzobjekt nicht von Eisstücken und Bauteile der WEA getroffen wird.

Die Autobahn A1 und die Erdgasleitung werden nicht durch Eis- oder Blattbruchstücke der geplanten WEA 1 - 5 getroffen.

Wie in Kapitel 2.8 dargestellt, erfolgt die Bewertung des individuellen und kollektiven Risikos durch eine Einteilung in vier Bereiche von inakzeptabel bis uneingeschränkt akzeptabel. Damit ergeben sich bezogen auf die betrachteten WEA folgende Ergebnisse für das Gesamtrisiko. Es ist in Tabelle 4.6.2 jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt (siehe Kapitel 2.8).

**Tabelle 4.6.2:** Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen am Standort Nartum.

Gesamtbewertung der einzelnen WEA			
Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
3	Mulmshorner Straße	uneingeschränkt akzeptabel	---
4	Mulmshorner Straße	akzeptabel - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich	---
5	A1	---*	---
	Mulmshorner Straße	uneingeschränkt akzeptabel	---
	Gasstation	---	uneingeschränkt akzeptabel

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

Die Gefährdungsbereiche der WEA überschneiden sich nur für das Risiko durch



Blattbruchstücke. Die daraus entstehenden Beiträge zum Risiko der jeweils benachbarten WEA sind vernachlässigbar. Eine weitere Betrachtung addierter Risiken (siehe auch Kapitel 2.8.5) ist daher nicht erforderlich.

**Table 4.6.3:** Risiken für Sachschäden am Standort Nartum durch Blattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel.

	Lfd.Nr. WEA	Schutz- objekt	Häufigkeit von Sachschäden pro Jahr
<b>Zu bewertende WEA</b>			
	2	Süßgasleitung	$2.12 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 472 000 Jahren)
	4	Süßgasleitung	$4.48 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 22 000 Jahren)
	5	Süßgasleitung	$1.53 \cdot 10^{-4}$ (einmal in 6500 Jahren)
<b>Addierte Risiken:</b>			
	2, 4, 5	Süßgasleitung	$1.99 \cdot 10^{-4}$ (einmal in 5000 Jahren)

Die in den Tabellen 4.6.3 ermittelten Häufigkeiten liegen damit sämtlich unterhalb der maximal akzeptierten Versagenhäufigkeit.

Es ergeben sich bezogen auf die betrachteten WEA und im Vergleich mit dem in Kapitel 3.4 dargestellten Grenzwert für den Gesamtgefährdungsbereich die in Tabelle 4.6.4 dargestellten Ergebnisse für das Gesamtrisiko.

**Table 4.6.4:** Gefährdung durch Bauteilversagen am Standort Nartum.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Gesamtrisiko
2, 4, 5	Süßgasleitung	akzeptabel

## 5 Weitere Maßnahmen

Da die zugrunde gelegten Risikogrenzwerte am Standort Nartum deutlich unterschritten werden, sind weitere risikomindernde Maßnahmen nicht erforderlich.



## 6 Zusammenfassung

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

Als Schutzobjekte wurden die Bundesautobahn A1, die Mulmshorner Straße, die überirdische Gasstation Mulmshorn eine erdverlegte Erdgasleitung und die erdverlegte Süßgasleitung Nr. 698 Mulmshorn Z5-Mulmshorn Z3 in der Nachbarschaft der WEA definiert.

Eine mögliche Ursache für ein Umstürzen der WEA, einen Absturz des Rotors, einen Absturz der Gondel oder den Verlust des ganzen bzw. Teilen eines Rotorblattes ist ein Brand der WEA. Das durch einen Brand hierdurch verursachte Risiko ist daher in der Risikobetrachtung für das Bauteilversagen enthalten und mit abgedeckt.

Die abschließende Bewertung des Gesamtrisikos ist in Tabelle 6.1 für alle zu bewertenden WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt. Zu berücksichtigende benachbarte WEA (siehe Kapitel 2.8.5) sind in der Bewertung enthalten. Schutzobjekte, die von der jeweiligen WEA nicht getroffen werden, sind in Tabelle 6.1 nicht aufgeführt.

Maßnahmen, die in den Berechnungen berücksichtigt wurden und entsprechend für die getroffene Aussage unabdingbar sind, werden in der Spalte „Maßnahmen - erforderlich“ aufgeführt. Maßnahmen, die umgesetzt werden sollten, weil das Risiko im oberen ALARP-Bereich (siehe Kapitel 2.8) liegt, werden in der Spalte „Maßnahmen - empfohlen“ aufgeführt.

**Tabelle 6.1:** Bewertung des Gesamtrisikos.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Risiko- bewertung	Maßnahmen	
			erforderlich	empfohlen
2	Süßgasleitung	akzeptabel	---	---
3	Mulmshorner Straße	akzeptabel	---	---
4	Mulmshorner Straße	akzeptabel	---	---
	Süßgasleitung	akzeptabel	---	---
5	Mulmshorner Straße	akzeptabel	---	---
	Süßgasleitung	akzeptabel	---	---
	Gasstation	akzeptabel	---	---



## 7 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
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]
$\Theta$	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/ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara, 2006, Hole-filled seamless SRTM data V3, International Centre for Tropical Agriculture (CIAT).
- /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/ Bredesen, R. E.; Kjeller Vindteknikk AS; Icethrow from wind turbines - Assessment and risk management; IEA Wind Task 19, Präsentation bei der Winterwind International Wind Energy Conference, Åre 2017.
- /1.11/ C. J. Faasen, P. A. L. Franck, A. M. H. W. Taris; Handboek Risicozonering Windturbines, Eindversie, 3e geactualiseerde versie mei 2013, en Herziene versie 3.1 september 2014; Nederland.
- /1.12/ T. Hahm, J. Kröning; Rotorblattversagen – Gefährdungsanalyse für die Umgebung von Windenergieanlagen; 6. Deutsche Windenergie-Konferenz DEWEK 2002.
- /1.13/ J. Kesenheimer; Grundlagenforschung zur Restnutzungsdauer von Windenergieanlagen; Technische Universität Hamburg-Harburg, April 2003.
- /1.14/ Oliver J., Creighton P.; Road Accidents, Bicycle injuries and helmet use: a systematic review and meta-analysis; International Journal of Epidemiology, 2017, 278-292.



## Normen

- /2.1/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind TCP Task 19; International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; October 2018.
- /2.2/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen - Fassung Juni 2015 bzw. Veröffentlichung der Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen, Ausgabe 2017/1.
- /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).
- /2.5/ DNV GL AS; Certification of condition monitoring, DNVGL-SE-0439:2016-06; June 2016.
- /2.6/ DIN EN ISO 16708; Erdöl- und Erdgasindustrie - Rohrleitungstransportsysteme - Zuverlässigkeitsanalysen (ISO 16708:2006); Englische Fassung EN ISO 16708:2006; Deutsches Institut für Normung e.V., August 2006.
- /2.7/ ISO 13623; Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems; ISO 13623:2000(E), International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland.

## Projektspezifisch

- /3.1/ Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH; WindPRO Ergebnisausdruck, PARK - Analyse der Windverhältnisse, Projekt: 17-1-2124-000 Nartum; 30.10.2018; Hamburg, Deutschland.
- /3.2/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Weibull Statistiken basierend auf dem anemos Windatlas für Deutschland als Datei 'Weibull\_Statistiken\_Nartum-mit\_Temperaturkriterium.xlsx' per E-Mail am 04.12.2018.
- /3.3/ Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr; Verkehrsmengenkarte Niedersachsen 2015; Hannover, Deutschland.
- /3.4/ GE Renewable Energy; Technische Dokumentation, Windenergieanlagen, Alle Anlagentypen, Eisdetektion; 2018.
- /3.5/ GE Wind Energy GmbH; Angaben zum Trudelbetrieb nach Abschaltung wegen Eisansatz; per E-Mail am 25.01.2018, 14.06.2018 und 14.11.2019.
- /3.6/ Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Risikobewertung durch Eiswurf und Eisfall am Standort Nartum; Referenz-Nr.: F2E-2021-TGR-016; April 2021; Hamburg, Deutschland.



## Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen

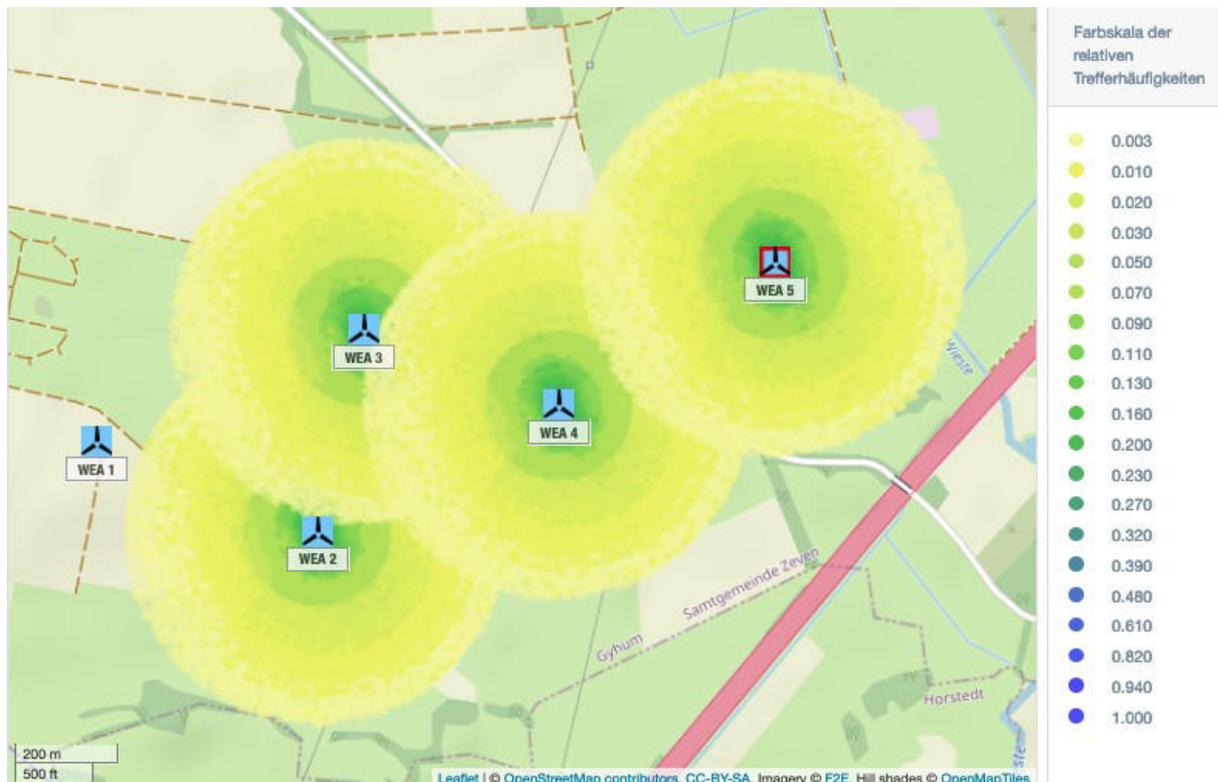
### A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken

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

*Tabelle A.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Blattbruchstücke am Standort Nartum.*

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
1	382.8
2	377.7
3	376.3
4	380.2
5	378.6

In der Abbildung A.1.1 sind die daraus für die Umgebung der WEA 2 - 5 resultierenden Auftreffhäufigkeiten pro Rasterfläche (25m<sup>2</sup>) und Jahr dargestellt. Erkennbar sind die größeren Auftreffhäufigkeiten quer zur Hauptwindrichtung.



**Abbildung A.1.1:** Trefferhäufigkeiten von Blattbruchstücken pro Rasterfläche (25m<sup>2</sup>) in einer Millionen Jahren in der Umgebung der WEA 2 - 5 am Standort Nartum (Karte /1.4/).

## A.2 Turmversagen

Der Abstand zu den Schutzobjekten liegt für die WEA 4 und 5 unterhalb des in Tabelle 2.3.1 genannten maximalen Einflussbereiches für den Fall Turmversagen. Eine Gefährdung der Schutzobjekte infolge Turmversagen ist daher für diese WEA zu unterstellen.

## A.3 Verlust der Gondel bzw. des Rotors

Der Abstand der Schutzobjekte liegt für die WEA 5 unterhalb des in Tabelle 2.3.1 genannten maximalen Einflussbereiches für einen Verlust der Gondel bzw. des Rotors. Eine Gefährdung der Schutzobjekte durch einen Verlust der Gondel bzw. des Rotors ist daher für diese WEA zu unterstellen.

## A.4 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA gemäß Kapitel 4.4 die in Tabelle A.4.1 aufgeführten Auftreffhäufigkeiten für Blattbruchstücke, die in Tabelle A.4.2 aufgeführten



Auftreffhäufigkeiten infolge Turmversagens, sowie die in Tabelle A.4.3 aufgeführten Auftreffhäufigkeiten infolge eines Verlustes der Gondel bzw. des Rotors.

**Tabelle A.4.1:** Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken für die Gefährdungsbereiche am Standort Nartum.

Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekt	Auftreffhäufigkeit eines Blattbruchstückes pro Jahr
2	Süßgasleitung	$2.12 \cdot 10^{-6}$
3	Mulmshorner Straße	$2.56 \cdot 10^{-7}$
4	Mulmshorner Straße	$7.47 \cdot 10^{-6}$
	Süßgasleitung	$1.28 \cdot 10^{-5}$
5	A1	0
	Mulmshorner Straße	$7.39 \cdot 10^{-7}$
	Süßgasleitung	$5.78 \cdot 10^{-5}$
	Gasstation	$5.30 \cdot 10^{-8}$

**Tabelle A.4.2:** Auftreffhäufigkeiten infolge Turmversagen für die Gefährdungsbereiche am Standort Nartum.

Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekt	Auftreffhäufigkeit infolge Turmversagens pro Jahr
2	Süßgasleitung	0
3	Mulmshorner Straße	0
4	Mulmshorner Straße	$1.10 \cdot 10^{-4}$
	Süßgasleitung	$3.20 \cdot 10^{-5}$
5	A1	0
	Mulmshorner Straße	0
	Süßgasleitung	$8.08 \cdot 10^{-5}$
	Gasstation	0

**Tabelle A.4.3:** Auftreffhäufigkeiten infolge von Verlust der Gondel bzw. des Rotors für die Gefährdungsbereiche am Standort Nartum.



Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekt	Auftrefffhäufigkeit infolge des Verlusts der Gondel oder des Rotors pro Jahr
2	Süßgasleitung	0
3	Mulmshorner Straße	0
4	Mulmshorner Straße	0
	Süßgasleitung	0
5	A1	0
	Mulmshorner Straße	0
	Süßgasleitung	$1.40 \cdot 10^{-5}$
	Gasstation	0

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/.

Im vorliegenden Fall wird davon ausgegangen, dass es bei jedem der betrachteten Versagensszenarien zu einem Schadensfall kommt. Im Fall von Personenschäden ist zusätzlich die Aufenthaltshäufigkeit zu berücksichtigen.

Mit den genannten Ausführungen ergeben sich die in Tabelle A.4.4 aufgelisteten Unfallhäufigkeiten bzw. Risiken.

Die Autobahn A1 und die Erdgasleitung werden nicht von Teilen der WEA getroffen.

Das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko ist in Tabelle A.4.4 jeweils fett gedruckt.

Relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.3.1 bzw. Werte im ALARP-Bereich, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, treten in Tabelle A.4.4 nicht auf.

**Tabelle A.4.4:** Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Nartum durch Blattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
3	Mulmshorner Straße	<b><math>6.71 \cdot 10^{-9}</math></b>	$7.54 \cdot 10^{-11}$



		<b>(einmal in 149 Mio. Jahren)</b>	(einmal in 13 Mrd. Jahren)
4	Mulmshorner Straße	$5.26 \cdot 10^{-6}$ <b>(einmal in 190 000 Jahren)</b>	$1.09 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 9.1 Mio. Jahren)
5	Mulmshorner Straße	$1.94 \cdot 10^{-8}$ <b>(einmal in 51 Mio. Jahren)</b>	$2.18 \cdot 10^{-10}$ (einmal in 4.5 Mrd. Jahren)
	Gasstation	$1.99 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 50 Mio. Jahren)	$3.98 \cdot 10^{-9}$ <b>(einmal in 251 Mio. Jahren)</b>



## Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall

### B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten

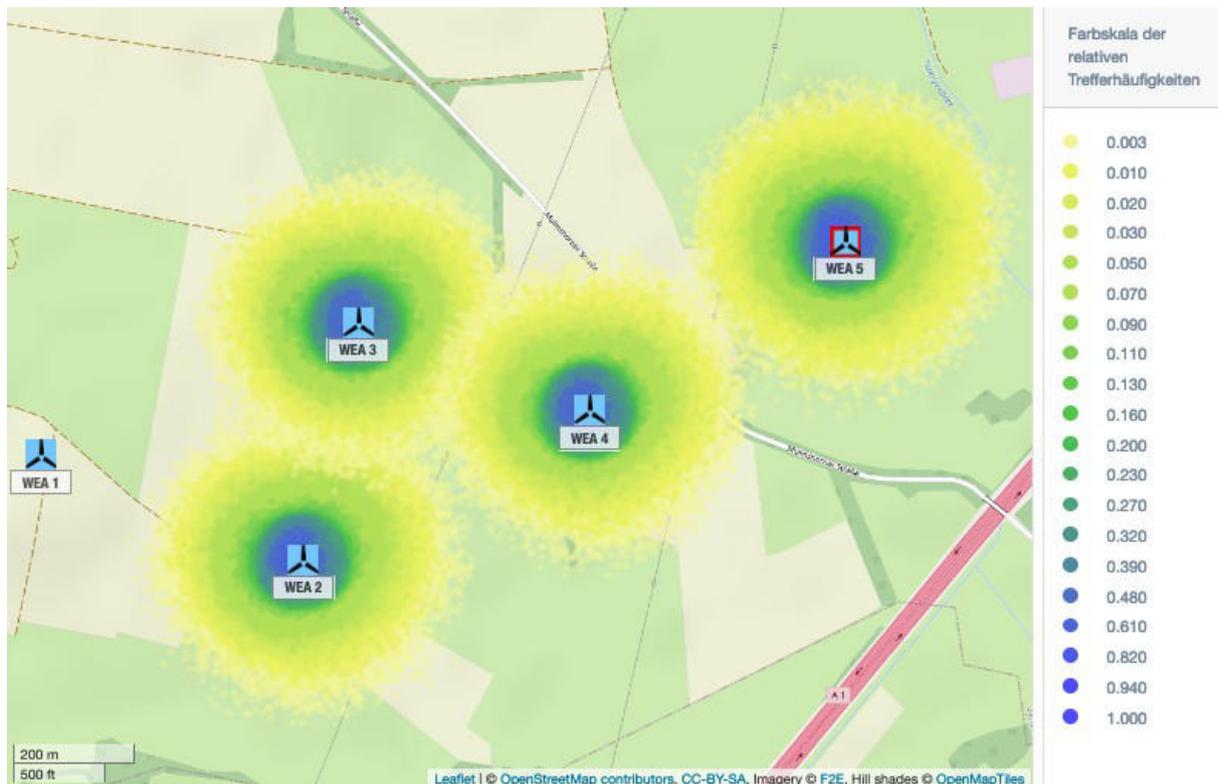
Tabelle B.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Bruchstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf.

*Tabelle B.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke am Standort Nartum.*

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]	Maximale Flugweite / (Nabenhöhe + Rotordurchmesser)
1	295.7	0.927
2	301.7	0.946
3	296.5	0.929
4	280.8	0.880
5	299.8	0.940

Die Flugweiten erreichen einen Maximalwert vom 0.946fachen aus Nabenhöhe plus Rotordurchmesser der WEA. Sie liegen damit unter dem in /1.1/ bei pauschaler Betrachtung geforderten konservativen Abstand vom 1.5fachen aus Nabenhöhe plus Rotordurchmesser der WEA.

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



**Abbildung B.1.1:** Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m<sup>2</sup>) und Jahr in der Umgebung der WEA 2 - 5 am Standort Nartum (Karte /1.4/).

## B.2 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA gemäß Kapitel 4.4 die in Tabelle B.2.1 aufgeführten Randbedingungen.

**Tabelle B.2.1:** Randbedingungen für die Bewertung von Sach- bzw. Personenschäden am Standort Nartum.

WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr
3	Mulmshorner Straße	0
4	Mulmshorner Straße	2,4
5	A1	0
	Mulmshorner Straße	0
	Gasstation	0



Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/. Eine infolge eines Treffers durch Eis resultierende Verkettung von Unfällen wurde nicht betrachtet.

Mit den genannten Ausführungen ergeben sich die in Tabelle B.2.2 aufgelisteten Unfallhäufigkeiten bzw. Risiken.

Die Autobahn A1, die Gasstation und die Erdgasleitung werden nicht von Eisstücken getroffen.

Das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko ist in Tabelle B.2.2 jeweils fett gedruckt.

Relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.3.1 bzw. Werte im ALARP-Bereich, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, treten in Tabelle B.2.2 nicht auf.

**Tabelle B.2.2:** Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Nartum.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
4	Mulmshorner Straße	<b><math>9.31 \cdot 10^{-5}</math></b> <b>(einmal in 10 000 Jahren)</b>	$2.73 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 3.6 Mio. Jahren)



# Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Risikobewertung durch Eiswurf und Eisfall am Standort Nartum

**Referenz-Nummer:** F2E-2021-TGR-016 - ungekürzte Fassung

**Auftraggeber:**

ENERGIEKONTOR AG  
Mary-Somerville-Str. 5  
28359 Bremen

**Die Ausarbeitung der Dokumentation erfolgte durch:**

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG  
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, [www.f2e.de](http://www.f2e.de)

**Verfasser:**

---

Kay-Uwe Rosseburg, Sachverständiger,

Hamburg, 08.04.2021

**Geprüft:**

---

Dipl.-Ing. Kai Deponte, Sachverständiger,

Hamburg, 08.04.2021

**Für weitere Auskünfte:**

Tel.: 040 53303680-0 Fax: 040 53303680-79

Kai Deponte: [deponte@f2e.de](mailto:deponte@f2e.de) oder [info@f2e.de](mailto:info@f2e.de)



## **Urheber- und Nutzungsrecht:**

Urheber des Berichts der Standortbesichtigung 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. Eine Veröffentlichung und Bereitstellung der ungekürzten Fassung des Gutachtens 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.

## **1 Aufgabenstellung und Hintergrund**

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.

Eine Standortbesichtigung ist durch ein Regelwerk weder vorgeschrieben noch geregelt. Eine Standortbesichtigung empfiehlt sich, wenn die Situation vor Ort nicht ausreichend bekannt ist.

### **1.1 Aufgabenstellung und Vorgehensweise bei der Standortbesichtigung**

Die Standortbesichtigung dient der Dokumentation und Einschätzung der aktuellen Situation vor Ort, insbesondere innerhalb eines Abstandes der 1.5fachen Summe aus Nabenhöhe plus Rotordurchmesser um die zu betrachtende WEA.

Die Aufgabenstellung der Standortbesichtigung ist

- die Dokumentation und Einschätzung der aktuellen Situation vor Ort,
- die Erfassung aller Gefahrenbereiche, in denen sich Menschen aufhalten können (Verkehrs- und Wanderwege, Gebäude, Höfe, Parkplätze u.ä.)
  - Verkehrswege werden auf mögliche Einschränkungen des öffentlichen Zugangs untersucht und dieses fotografisch dokumentiert,
  - mögliche Geschwindigkeitsbeschränkungen der Verkehrswege werden erfasst, fotografiert und im Kartenmaterial eingezeichnet,
  - Fahrbahnbelag und Beschaffenheit der Verkehrswege werden fotografisch dokumentiert und beschrieben



- nicht im Kartenmaterial verzeichnete Verkehrswege werden erfasst, beschrieben und im Kartenmaterial vereinfacht nachgezeichnet
- vorhandene Gebäude und weitere potentiell relevante Schutzobjekte werden fotografiert, beschrieben und, falls nicht verzeichnet, im Kartenmaterial nachgetragen

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

Die Standortbesichtigung durch F2E dient nicht zur Definition von Schutzobjekten.

## **1.2 Gültigkeit der Standortbesichtigung**

Der potentielle Gefährdungsbereich einer WEA ist von dem genauen Standort, der Nabenhöhe und dem Rotordurchmesser abhängig. Jede Änderung dieser Randbedingungen kann daher eine Neubetrachtung des Standortes erfordern.

Berichte, die älter als ein Jahr sind, sollten aufgrund möglicher Veränderungen im Umfeld der WEA nicht mehr belastet werden.



## 2 Eingangsdaten

### 2.1 Windparkkonfiguration

Am Standort Nartum werden fünf WEA (WEA 1 - 5) hinsichtlich ihres Eisfall/Eiswurf-Risikos betrachtet.

Die vom Auftraggeber übermittelten Koordinaten zur Windparkkonfiguration sind nachfolgend in Tabelle 2.1.1 dargestellt. Die in Tabelle 2.1.1 und Abbildung 2.2.1 dargestellten Daten entsprechen dem Planungsstand zum Zeitpunkt der Standortbesichtigung.

In der Umgebung befinden sich die Bundesautobahn A1, die Mulmshorner Straße sowie die eine Gasstation, welche im Vorfeld durch den Auftraggeber als Schutzobjekte identifiziert wurden (siehe Abbildung 2.2.3).

Die WEA 1 - 5 liegen in unmittelbarer Nähe zu den Schutzobjekten und werden im Folgenden hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall betrachtet.

Die potentiellen Gefährdungsbereiche um die WEA besitzen einen Radius vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe plus Rotordurchmesser und sind in Abbildung 2.2.2 dargestellt.

**Tabelle 2.1.1:** Vom Auftraggeber übermittelte Daten der Windparkkonfiguration.

	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84)		WEA-Typ	PN [MW]	z <sub>hub</sub> [m]	D [m]
			East	North				
	1	WEA 1	32516952	5893349	GE 5.5-158 HH>=120m (665kN)	5.5	161.0	158.0
	2	WEA 2	32517383	5893177	GE 5.5-158 HH>=120m (665kN)	5.5	161.0	158.0
	3	WEA 3	32517471	5893570	GE 5.5-158 HH>=120m (665kN)	5.5	161.0	158.0
	4	WEA 4	32517853	5893426	GE 5.5-158 HH>=120m (665kN)	5.5	161.0	158.0
	5	WEA 5	32518273	5893705	GE 5.5-158 HH>=120m (665kN)	5.5	161.0	158.0

Betrachtete WEA 

weitere WEA:  



## 2.2 Übersichtskarten Windpark

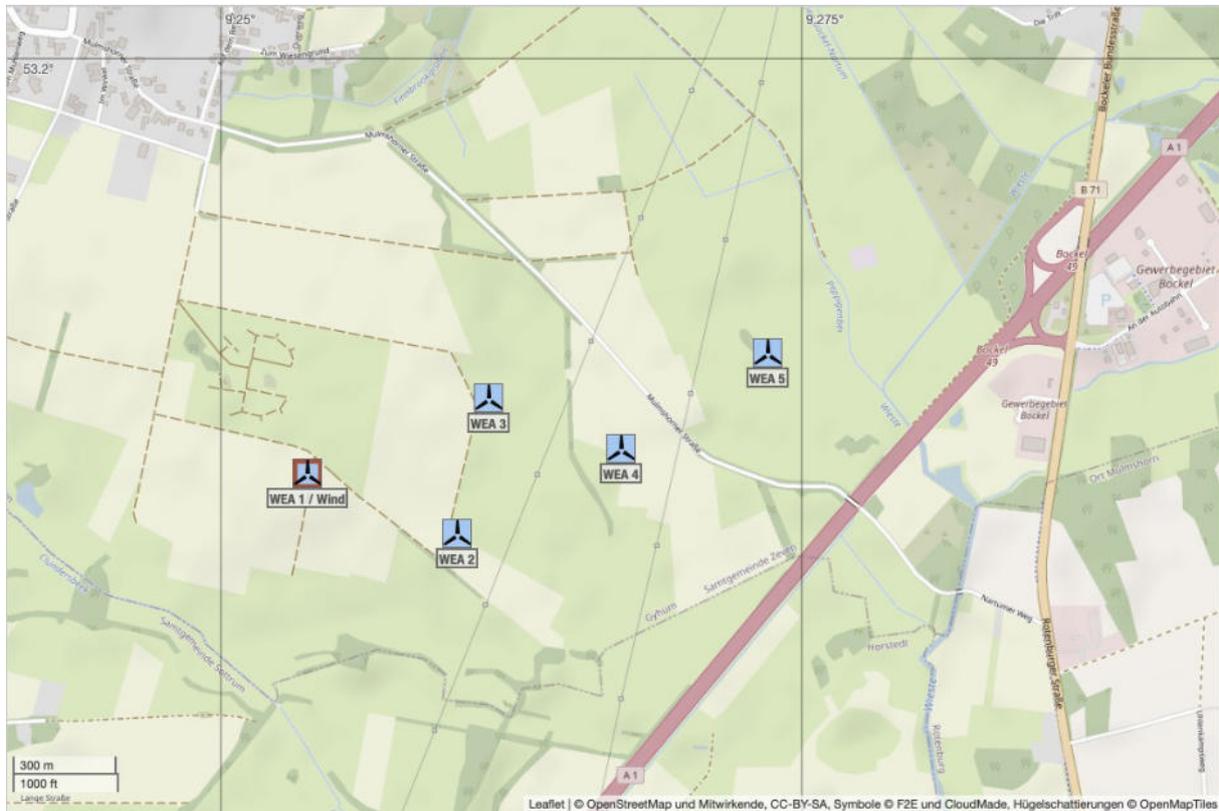
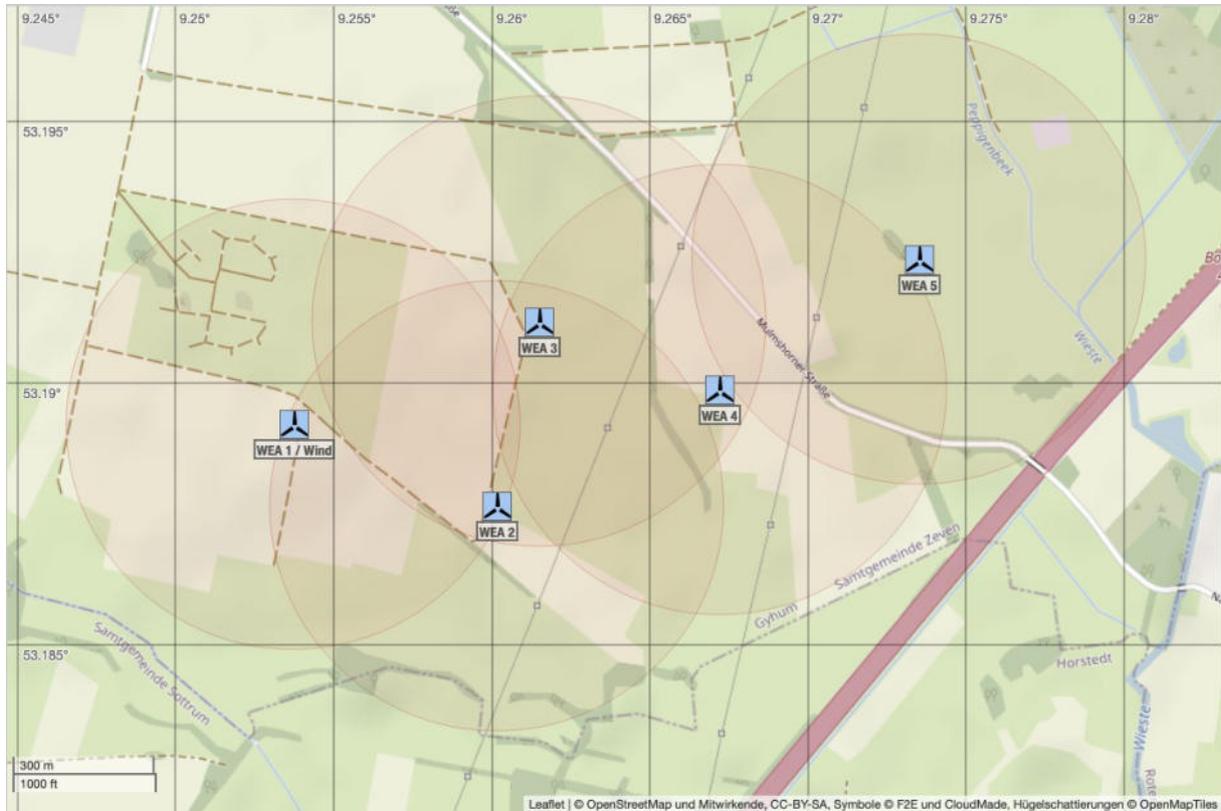


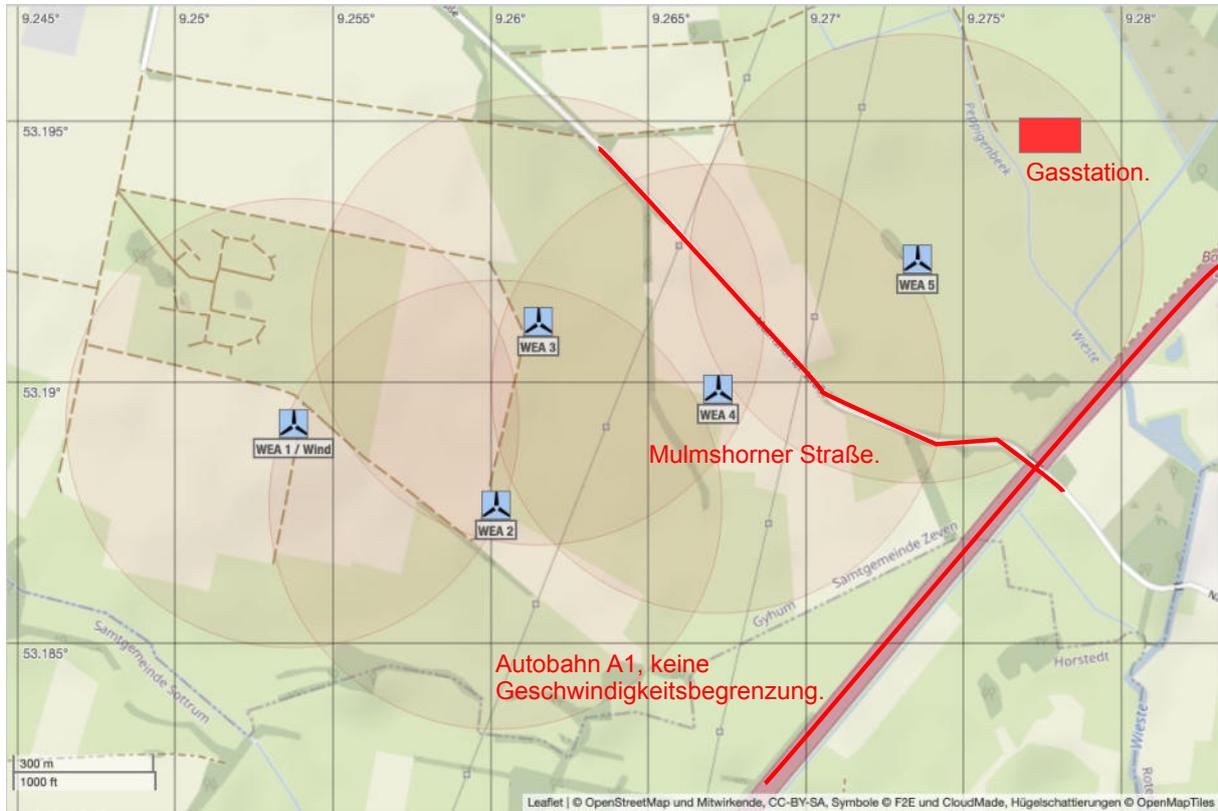
Abbildung 2.2.1: Gesamtübersichtskarte Windpark.



**Abbildung 2.2.2:** Gesamtübersichtskarte der zu besichtigenden WEA mit den potentiellen Gefährdungsbereichen.

**Tabelle 2.2.1:** Erläuterung der verwendeten Symbole.

Farbliche Zuordnung der Symbole	
	Betrachtete WEA.
	Weitere WEA.
	



*Abbildung 2.2.3: Vom Auftraggeber übermittelte Schutzobjekte im Umfeld der zu besichtigenden WEA mit den potentiellen Gefährdungsbereichen.*



## 3 Dokumentation der Standortbesichtigung für den WEA- Standort Nartum

### 3.1 Allgemeine Angaben

Standort	Nartum
Besichtigt durch	Kay-Uwe Rosseburg
Datum der Besichtigung	31.03.2021
Besichtigungszeitraum vor Ort	11:15 - 12:15

### 3.2 Vorgehensweise bei dieser Standortbesichtigung

Zur Dokumentation und Einschätzung der aktuellen Situation vor Ort wurde folgende Arbeitsweise gewählt:

- Fotodokumentation des Gebietes von zwei repräsentativen Standorten deren Positionen in Abbildung 3.4.1 eingetragen sind (s. Anhang A),
- Erfassung aller Gefahrenbereiche, in denen sich Menschen aufhalten können
  - Fotodokumentation der Gefahrenbereiche und Schutzobjekte durch weitere vier Fotopunkte die in Abbildung 3.4.2 eingetragen sind (s. Anhang B),
  - Untersuchung der Verkehrswege auf mögliche Einschränkungen des öffentlichen Zugangs und fotografische Dokumentation,
  - Erfassung von Geschwindigkeitsbeschränkungen der Verkehrswege,
  - Dokumentation des Fahrbahnbelages und der Beschaffenheit der Verkehrswege,
- Erfassung nicht im Kartenmaterial des Auftraggebers verzeichneter Verkehrswege und Eintragung in das Kartenmaterial in Abbildung 3.4.2
- Erfassung potentiell relevanter Schutzobjekte und, falls nicht verzeichnet, Eintragung ins Kartenmaterial in Abbildung 3.4.2

Ferner wurde der Bereich, in dem sich die zu besichtigenden WEA befinden, großräumig abgefahren und auf potentielle Gefahrenbereiche hin untersucht.



### **3.3 Bemerkungen**

Das Umfeld aller zu besichtigenden WEA wurde in einem Umkreis des 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe plus Rotordurchmesser auf potentiell relevante Schutzobjekte untersucht.

Das zu untersuchende Gebiet ist ein flaches, offenes, agrar- und forstindustriell genutztes Gelände mit Wiesen und Äckern, durchsetzt von Baumreihen und Baumgruppen.

Innerhalb des Planungsgebietes befinden sich die drei, vom Auftraggeber genannten Schutzobjekte, die in den Abbildungen 2.2.3 verzeichnet sind.

Davon befindet sich die Mulmshorner Straße im Gefährdungsbereich der WEA 3 - 5, die Bundesautobahn A1 und die Gasstation nur im Gefährdungsbereich der WEA 5.

Innerhalb des Gefährdungsbereichs der WEA 5 verläuft die Autobahn A1, die sechspurig ausgebaut ist und auf der es keine Geschwindigkeitsbegrenzung gibt.

Innerhalb des Gefährdungsbereichs der WEA 5 befindet sich in nordöstlicher Richtung eine Gasstation, den man über eine einspurig asphaltierte Straße erreicht, die nur für den landwirtschaftlichen Verkehr freigegeben ist.

Die Mulmshorner Straße ist eine anderhalbspurige asphaltierte Straße, auf der es abgesehen vom Bereich der Brücke über die Bundesautobahn A1 keine Geschwindigkeitsbegrenzung gibt. Entsprechend wurde auf der Straße höhere Fahrgeschwindigkeiten beobachtet. Nur im Bereich der Brücke über die Bundesautobahn A1 gibt es eine Geschwindigkeitsbegrenzung von 30 km/h.

Innerhalb der Gefährdungsbereiche der WEA 1 - 5 befinden sich verschiedene Feld- und Waldwege, deren Fahrbahnbeschaffenheit auf eine hauptsächliche Nutzung durch land- und forstwirtschaftliche Fahrzeuge schließen lässt.

Die Fotopunkte zu den Schutzobjekten wurden in das Kartenmaterial in Abbildung 3.4.2 eingetragen.



### 3.4 Fotostandorte

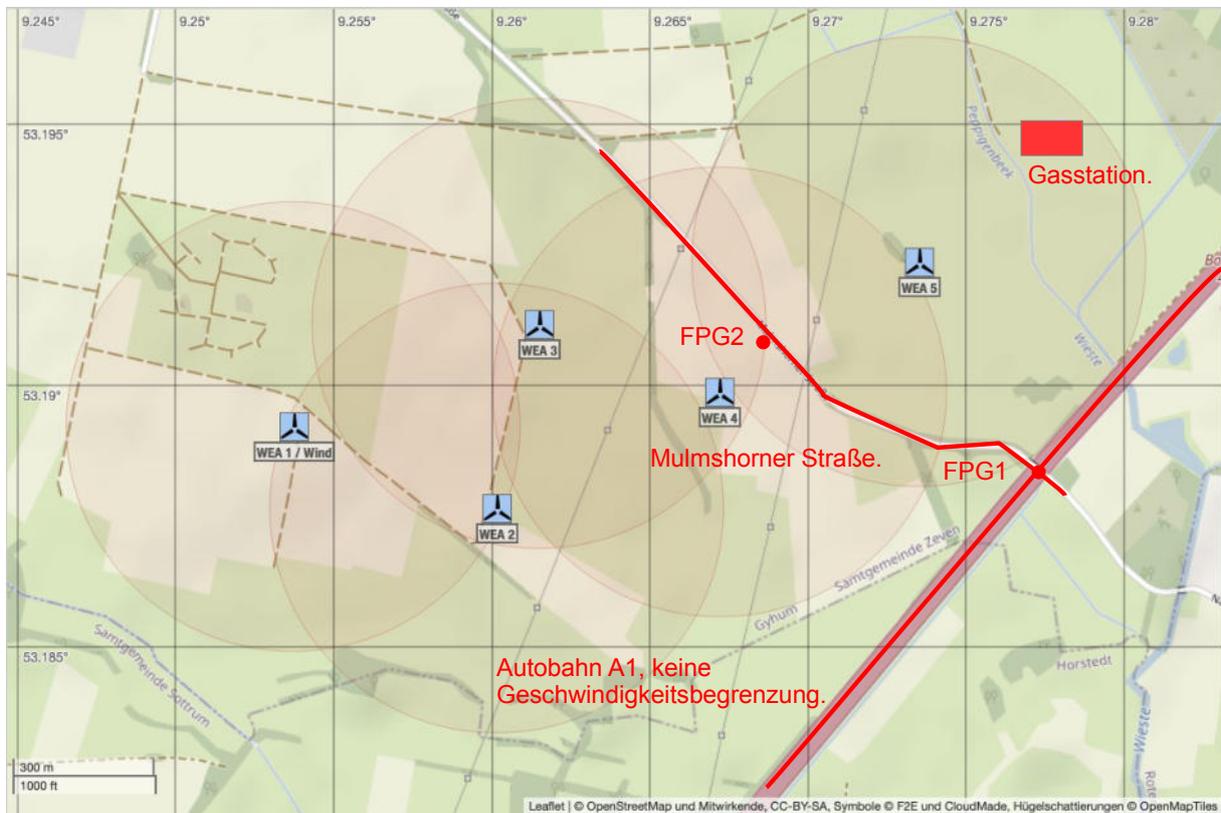
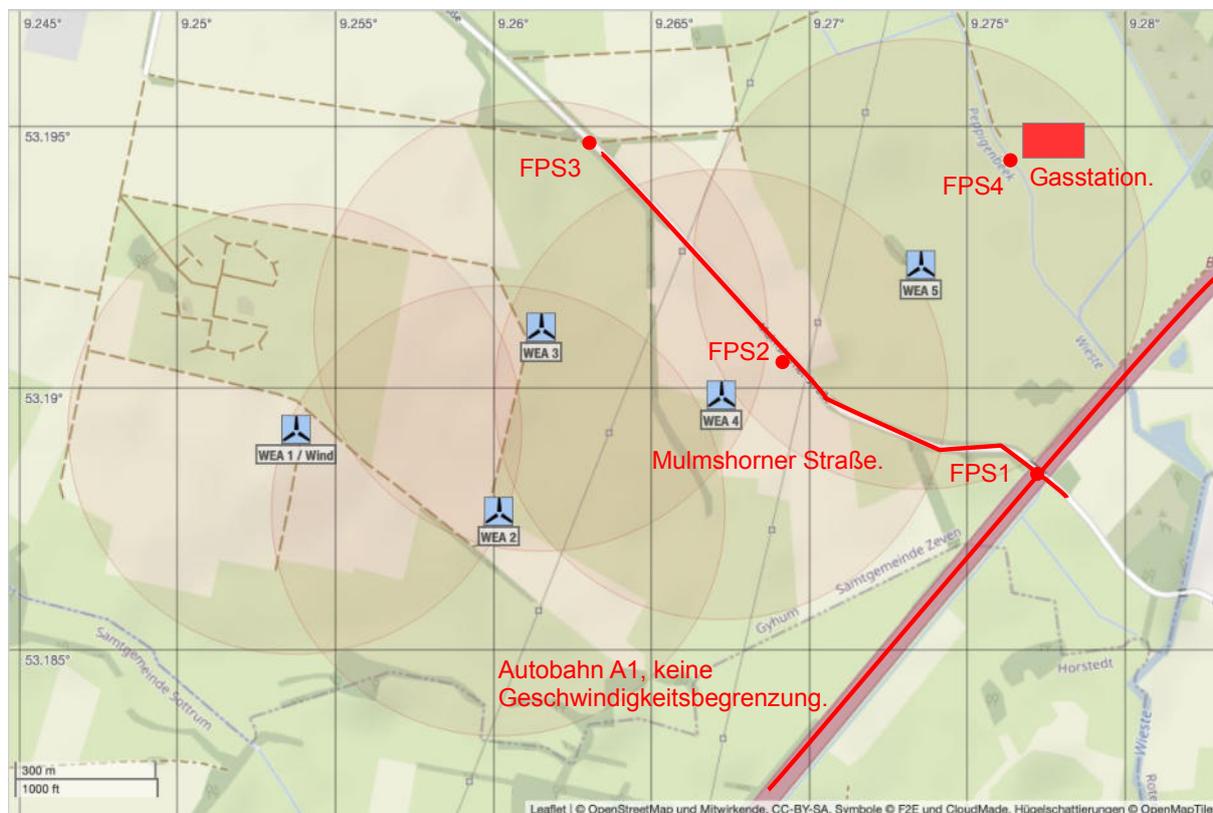


Abbildung 3.4.1: Karte mit eingetragenen Fotostandorten zur Geländeübersicht; WEA mit potentiellen Gefährdungsbereichen.



**Abbildung 3.4.2:** Karte mit eingetragenen Fotostandorten zu den Schutzobjekten (rot); WEA mit potentiellen Gefährdungsbereichen.

**Tabelle 3.4.1:** Erläuterung der verwendeten Symbole.

Farbliche Zuordnung der Symbole	
	Betrachtete WEA.
	Weitere WEA.
	Durchnummerierte Fotostandorte FP1, etc.
	Zu untersuchende Gefährdungsbereiche
	Besichtigte Schutzobjekte

**Tabelle 3.4.2:** Fotografischer Nachweis der Standortbesichtigung zur Geländeüberblick.

Standort	Anhang	Foto GPS - Display
Fotostandort 1	Anhang A	
Fotostandort 2	Anhang A	



## 4 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik	
PD	Potsdam-Datum	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
üNN	über Normal-Null	
D	Rotordurchmesser	[m]
$z_{\text{hub}}$	Nabenhöhe	[m]
h	Höhe über Grund	[m]



## Anhang A: Fotostrecken Geländeüberblick

### A.1 Fotostrecke für Fotostandort FPG1

Blick in Richtung S:	Blick in Richtung SW:	Bemerkungen
		
Blick in Richtung W:	Blick in Richtung NW:	
		
Blick in Richtung N:	Blick in Richtung NO:	
		
Blick in Richtung O:	Blick in Richtung SO:	
		



## A.2 Fotostrecke für Fotostandort FPG2

Blick in Richtung S:	Blick in Richtung SW:	Bemerkungen
		
Blick in Richtung W:	Blick in Richtung NW:	
		
Blick in Richtung N:	Blick in Richtung NO:	
		
Blick in Richtung O:	Blick in Richtung SO:	
		



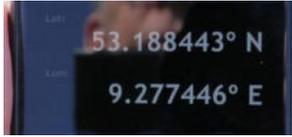
## Anhang B: Fotostrecken Schutzobjekte

### B.1 Fotostrecke für Schutzobjekt Autobahn A1

Fotostandort FPS1	Autobahn A1
	 <p data-bbox="1094 745 1310 779">Blickrichtung NO</p>
	<p data-bbox="1094 1193 1310 1227">Blickrichtung SW</p>



## B.2 Fotostrecke für Schutzobjekt Mulmshorner Straße

<p>Fotostandort FP S1</p>	<p>Schutzobjekt</p>
	<p><b>Mulmshorner Straße</b></p>  <p>Blickrichtung SO</p>
	<p>FP S1                  Blickrichtung NW</p>



Fotostandort FP S2	Schutzobjekt
	<p data-bbox="1096 432 1358 459"><b>Mulmshorner Straße</b></p> <div data-bbox="1096 465 1390 595"><p data-bbox="1134 477 1358 521">Läng: 53.190987° N</p><p data-bbox="1134 539 1358 584">Breit: 9.268855° E</p></div> <p data-bbox="1096 663 1318 689">Blickrichtung NW</p>
	<p data-bbox="1096 1050 1305 1077">Blickrichtung SO</p>

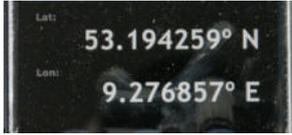


### B.3 Fotostrecke für Schutzobjekt Mulmshorner Straße

Fotostandort FP S3	Schutzobjekt
	<p data-bbox="1094 483 1358 515"><b>Mulmshorner Straße</b></p> <div data-bbox="1094 521 1390 640"><p>Lat: 53.194778° N Lon: 9.263175° E</p></div> <p data-bbox="1094 669 1318 701">Blickrichtung NW</p>
	<p data-bbox="1094 1104 1302 1135">Blickrichtung SO</p>



## B.4 Fotostrecke für Schutzobjekt Gasstation

Fotostandort FP S4	
	 <p>Blickrichtung NO</p>
	<p>Eingangsportal mit Schild.</p>



Blickrichtung: O



Blickrichtung: N



## Gutachten zu Freileitungen im Windpark Nartum

**Referenz-Nummer:**

F2E-2021-TGR-016, Revision 1 - ungekürzte Fassung

**Auftraggeber:**

ENERGIEKONTOR AG

Mary-Somerville-Str. 5, 28359 Bremen

**Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:**

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, [www.f2e.de](http://www.f2e.de)

**Verfasser:**

---

M.Sc. Susann Heise, Sachverständige,

Hamburg, 30.04.2021

**Gepprüft:**

---

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 30.04.2021

**Für weitere Auskünfte:**

Tel.: 040 53303680-0

Fax: 040 53303680-79

Susann Heise: [heise@f2e.de](mailto:heise@f2e.de) oder Dr. Thomas Hahm: [hahm@f2e.de](mailto: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. Eine Veröffentlichung und Bereitstellung der ungekürzten Fassung des Gutachtens 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.



## 0 Kurzdarstellung des Ergebnisses

Die Leiterseile der 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100) und der 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111) werden nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der am Standort Nartum betrachteten WEA getroffen. Zusätzliche Schwingungsschutzmaßnahmen an den Freileitungen sind daher aus technischer Sicht nicht erforderlich.

Eine ausführliche Erläuterung der Ergebnisse erfolgt im Kapitel 5 „Zusammenfassung und Bewertung“.

## Inhaltsverzeichnis

0 Kurzdarstellung des Ergebnisses.....	2
1 Aufgabenstellung.....	3
2 Grundlagen.....	4
2.1 Normative Festlegungen nach DIN EN 50341-2-4 /1/.....	4
2.2 Analyse der Windbedingungen im Nachlauf mit Bezug zur Anregung von Leiterseilen.....	5
2.3 Darstellung der verwendeten Methodik.....	6
3 Randbedingungen.....	8
3.1 Standortdaten der WEA.....	8
3.2 Daten der Freileitung.....	11
4 Durchgeführte Untersuchungen.....	12
4.1 Bestimmung der Abstände.....	12
4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung.....	14
4.2.1 Ergebnisse nach /1/.....	14
4.2.2 Ergebnisse der CFD-Analyse.....	16
5 Zusammenfassung und Bewertung.....	18
6 Formelzeichen und Abkürzungen.....	19
7 Literaturangaben.....	20

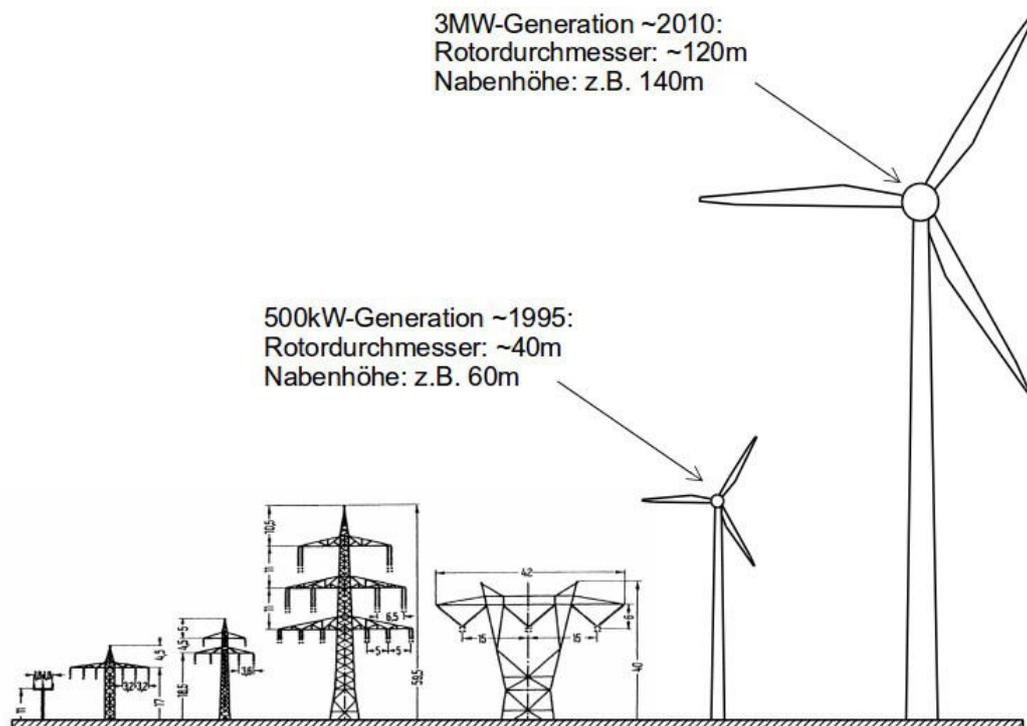


## 1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die Möglichkeit von Leiterseilanregungen durch den Nachlauf von Windenergieanlagen (WEA) unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten darzustellen und zu bewerten.

Im Gutachten angewendet wird die am 01.04.2016 eingeführte DIN EN 50341-2-4 /1/.

Abbildung 1.1 zeigt zur Verdeutlichung der Größenverhältnisse illustrierend einige typische Abmaße wie Gesamthöhen und Traversenbreiten von Freileitungstragmasten sowie Rotordurchmesser und Nabenhöhen von WEA.



**Abbildung 1.1:** Typische Abmaße von Freileitungstragmasten nach /10/ sowie Beispiele typischer WEA-Größen der 500kW- und 3MW-Generation.



## 2 Grundlagen

### 2.1 Normative Festlegungen nach DIN EN 50341-2-4 /1/

In /1/ wird für Freileitungen über AC 1kV ein horizontaler Mindestabstand  $a_{WEA}$  zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil bestehend aus der Summe aus dem 0.5-fachen des Rotordurchmessers der WEA, einem Arbeitsraum  $a_{Raum}$  und einem waagerechten spannungsabhängigen Mindestabstand  $a_{LTG}$  gefordert.

Überschreitet die Summe aus Ausschwingbreite  $D_{Schwing}$  des Leiterseils und einem spannungsabhängigen Schutzabstand  $D_V$  nach /2/ den Wert von  $a_{LTG}$  ist diese Summe anstatt des Wertes von  $a_{LTG}$  in die Berechnung des horizontalen Mindestabstandes einzusetzen.

Unter dem Arbeitsraum  $a_{Raum}$  ist der Abschnitt der Montage- und Kranstellfläche für die WEA zu verstehen, der über den halben Rotordurchmesser hinaus in den Bereich zwischen WEA und der Freileitung ragt. Der benötigte Arbeitsraum  $a_{Raum}$  ist laut /1/ projektbezogen vom Antragsteller/WEA-Betreiber verbindlich anzugeben und anschließend zwischen Freileitungsbetreiber und WEA-Betreiber zu vereinbaren.

Die Ausschwingbreite  $D_{Schwing}$  ergibt sich entsprechend /1/ aus dem horizontalen Abstand der Leiterpositionen zwischen ausgeschwungenem und ruhendem Leiterseil.

Bis zu einem Abstand von entsprechend drei Rotordurchmessern werden wiederum Schwingungsschutzmaßnahmen gefordert, wenn nicht sichergestellt ist, dass die Leiterseile außerhalb der Nachlaufströmung der WEA liegen.

In /1/ ist ein vereinfachtes Verfahren angegeben, mit dem die Ausdehnung des Nachlaufs abgeschätzt werden kann. Hier wird für die Nachlaufströmung ausgehend vom Rotor der WEA ein Kegelstumpf mit einer Steigung von 0.1 entsprechend einem Aufweitungswinkel von knapp  $6^\circ$  unterstellt. Zusätzlich muss hier der Schwenkbereich des Rotors im Bereich von  $\pm 45^\circ$  bezogen auf den kürzesten Abstand zwischen Turmachse und Leiter berücksichtigt werden. Berücksichtigung findet ebenfalls der Abstand  $s_{Exz}$  zwischen der Turmachse der WEA und der Rotorblattebene.



## **2.2 Analyse der Windbedingungen im Nachlauf mit Bezug zur Anregung von Leiterseilen**

Die Nachlaufströmung hinter einer WEA entsteht dadurch, dass dem Wind Energie entzogen und umgewandelt wird. Aus diesem Grund verringert sich die Windgeschwindigkeit direkt hinter einer WEA spürbar. Parallel dazu wird die Turbulenz deutlich erhöht. Eine Grenze zwischen ungestörter und gestörter Strömung lässt sich jedoch nur schwer definieren. Physikalisch gesehen ist die Annahme eines sich beständig erweiternden Nachlaufs unplausibel. Vielmehr wird das entstehende Windgeschwindigkeitsdefizit wieder aufgefüllt und die Störung löst sich auf. Um ein Kriterium für die relevante Ausdehnung der Nachlaufströmung angeben zu können, müssen mögliche Ursachen für Leiterseilanregungen genauer betrachtet werden.

Angeströmte Leiterseile werden durch eine periodische Ablösung von Luftwirbeln zu erzwungenen Schwingungen angeregt. Die Ablösefrequenz von Wirbeln an feststehenden Zylindern ist allgemein proportional zur Windgeschwindigkeit und umgekehrt proportional zum Zylinderdurchmesser. Stimmt die Wirbelablösefrequenz mit einer Eigenfrequenz des Seils etwa überein, erfolgt eine Erregung des Seils zu Schwingungen quer zum Wind. Die auftretenden Schwingungen können wegen der damit verbundenen Biegewechselbeanspruchung vorwiegend an den Unterstützungen zu Bruchschäden der Seile führen. Relevante Schwingungsamplituden in der Aufhängung der Leiterseile liegen nach /4/ und /5/ im Bereich bis 50Hz. Ablösefrequenzen bis 50Hz entstehen durch Windgeschwindigkeiten unterhalb von ca. 7m/s.

Für typische Bedingungen von Leiterseilen beträgt der Abstand der Eigenfrequenzen, wie in /4/ weiter nachgewiesen wird, nur etwa 0.1Hz. Wegen der geringen Seil-Eigendämpfung und der dichten Folge von Eigenfrequenzen erfahren die an sich niedrigen Anregekräfte eine Resonanzüberhöhung, so dass Dämpfer zur Reduzierung der auftretenden Biegewechselbeanspruchung verschiedentlich eingesetzt werden /4, 5/.

Da nur die geringen Windgeschwindigkeiten bis ca. 7m/s zur Anregung führen und andererseits eine WEA die Windgeschwindigkeit in ihrem Nachlauf reduziert, wird vermutet, dass es durch benachbarte WEA aufgrund der häufiger auftretenden geringen Windgeschwindigkeiten zu einer erhöhten Schwingungsbelastung kommt. Diesem Ansatz folgt die bereits erwähnte Studie /3/. Bei der Ermittlung der Schädigungspotentiale wurden hier folgende Annahmen getroffen:

- Das Seil befindet sich in der gesamten Länge des Spannungsfelds ständig im Einflussbereich der Nachlaufströmung.



- Als natürliche Turbulenzintensität wurden 1% und für deren Erhöhung im Nachlauf 5% unterstellt. Nach [3] wirken dabei hohe Turbulenzintensitäten dämpfend.
- Weiterhin werden die Leiterseile vom Kern der Nachlaufströmung getroffen und erfahren dabei eine gegenüber dem ungestörten Wind bis auf 40% reduzierte Anströmgeschwindigkeit.

Diese Werte sind als konservativ in Bezug auf ihr Schädigungspotential zu sehen, weil:

- es bei einer typischen Spannfeldlänge von 350m bis 400m bei Hochspannungsleitungen (110 - 220kV) nicht möglich ist, dass die Seile in ihrer gesamten Länge und ständig vom Nachlauf einer WEA getroffen werden,
- unterhalb von 7m/s Windgeschwindigkeit sowohl die Umgebungsturbulenzintensität als auch deren Erhöhung durch den Nachlauf größer als die unterstellten Werte sind. Im Bereich von 3 bis 7m/s werden WEA für Umgebungsturbulenzintensitäten von 42.0 bis 24.9% ausgelegt. Dies kann als Obergrenze angesehen werden und entspricht in etwa der Größenordnung, die im direkten Nachlauf der WEA bei diesen Windgeschwindigkeiten erreicht wird.
- Eine Erniedrigung der Windgeschwindigkeit auf 40% der ungestörten Strömung dicht am erreichbaren Grenzwert liegt.

### **2.3 Darstellung der verwendeten Methodik**

Grundsätzlich unterscheidet man den Nahbereich der Nachlaufströmung, in dem die von den Blattspitzen generierte Turbulenz und das von der WEA insgesamt erzeugte Windgeschwindigkeitsdefizit mit deutlichen Konturen präsent sind. Abhängig von der atmosphärischen Strömung geht dieser Nahbereich zwischen 3 bis 5 Rotordurchmesser Abstand hinter der WEA in den Fernbereich der Nachlaufströmung über, in dem die vorhandenen scharfen Konturen verschwinden und in einen weichen Verlauf übergehen.

Interessant in Bezug auf die Anregung von Leiterseilen ist nur der Nahbereich der Nachlaufströmung, da nur hier die oben definierten Bedingungen erreicht werden können. Der Kern der Nachlaufströmung mit einer nennenswerten Reduzierung der Windgeschwindigkeit ist in diesem Bereich scharf abgegrenzt und kleiner als der Rotordurchmesser.



Der angenommene schädigungsrelevante Bereich der auf 40% reduzierten Anströmgeschwindigkeit muss daher deutlich kleiner als der in /1/ und /3/ definierte Kegelstumpf sein.

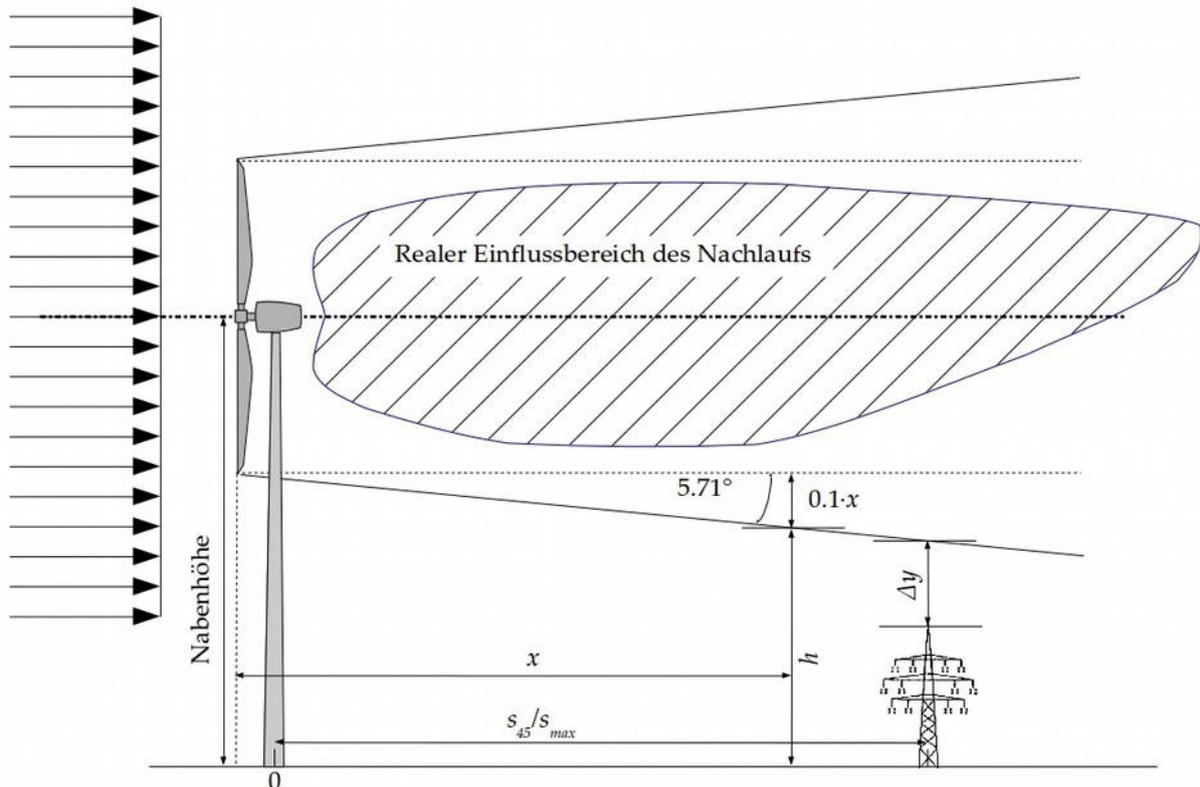
Eine genaue Verifizierung dieses Bereiches gestaltet sich schwierig. Geeignete Freifeldmessungen an realen WEA liegen nicht vor oder geben nur Ausschnitte wieder. Es sind daher verschiedene Nachlaufmodelle entwickelt worden (siehe z.B. /6/). In den letzten Jahren haben sich zunehmend dreidimensionale Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulationen etabliert /6, 7, 8/, die bereits in stationären Berechnungen gute Übereinstimmungen mit Messergebnissen bezüglich des Windgeschwindigkeitsdefizits liefern (siehe z.B. /7/).

Es liegt daher nahe, den relevanten Einflussbereich einer WEA bezüglich benachbarter Freileitungen durch eine dreidimensionale CFD-Simulation zu erfassen.

In den von uns bislang durchgeführten Untersuchungen dehnt sich der oben definierte schädigungsrelevante Einflussbereich des Nachlaufs nicht über die horizontal nach hinten verlängerte Rotorfläche hinaus aus und löst sich zum Ende des Nahbereichs auf /9/.

Demgegenüber führt das in /1/ definierte Verfahren (siehe Abbildung 2.3.1) für Freileitungen über AC 1kV zu einer vergleichsweise sehr konservativen Abschätzung.

Im Einzelfall erfolgt eine genauere Analyse auf Basis von CFD-Berechnungen, die eine realistischere und unter Berücksichtigung der in 2.2 dargelegten Randbedingungen konservative Eingrenzung des schädigungsrelevanten Anteils der Nachlaufströmung ermöglicht. In sehr strukturiertem Gelände wird der Einfluss des Geländeprofiles berücksichtigt.



**Abbildung 2.3.1:** Vereinfachtes Verfahren zur Abschätzung des schädigenden Einflussbereichs der Nachlaufströmung nach [1] und beispielhafter realer Einflussbereich (gestreift) auf Basis von CFD-Berechnungen.

### 3 Randbedingungen

#### 3.1 Standortdaten der WEA

Am Standort Nartum (Niedersachsen) plant bzw. betreibt der Auftraggeber fünf Windenergieanlagen (WEA 1 - 5) vom Typ GE Wind Energy GE 5.5-158 (700kN), 5.5MW, NH 161m.

In der unmittelbaren Umgebung der WEA befindet sich die 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100) und die in Planung befindliche 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111) der TenneT TSO GmbH. Die Standorte der WEA 1 - 5 liegen in unmittelbarer Nähe zu den Freileitungen.

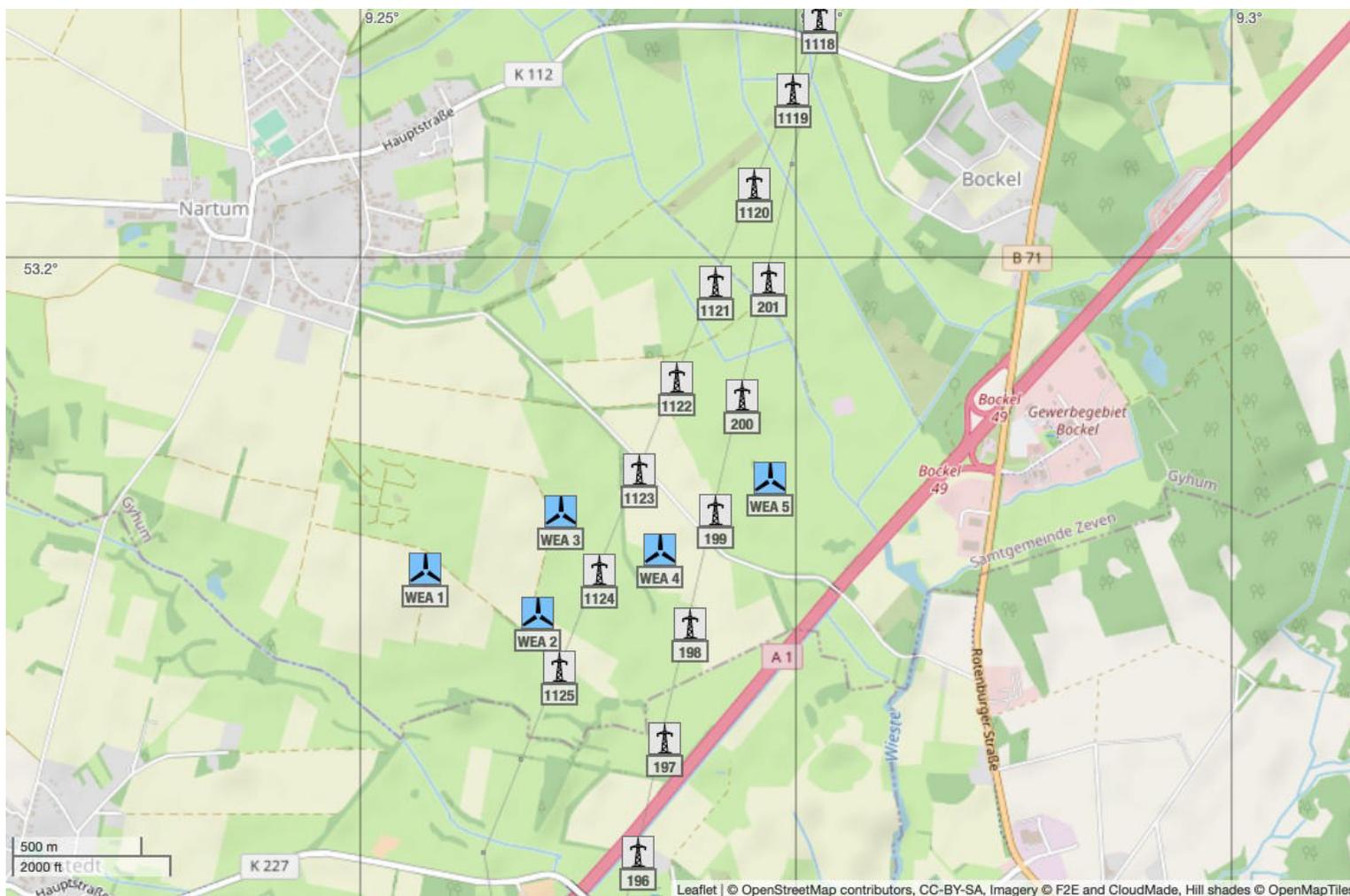
Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle 3.1.1 bzw. Abbildung 3.1.1 dargestellt.



	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 32)		Hersteller	WEA-Typ	P <sub>N</sub> [MW]	RD [m]	NH [m]	s <sub>exz</sub> [m]	Höhe EOK üNN [m]
			East	North							
	1	WEA 1	516952	5893349	GE Wind Energy	GE 5.5-158 (700kN)	5.5	158.0	161.0	4.17	---
	2	WEA 2	517383	5893177	GE Wind Energy	GE 5.5-158 (700kN)	5.5	158.0	161.0	4.17	---
	3	WEA 3	517471	5893570	GE Wind Energy	GE 5.5-158 (700kN)	5.5	158.0	161.0	4.17	---
	4	WEA 4	517853	5893426	GE Wind Energy	GE 5.5-158 (700kN)	5.5	158.0	161.0	4.17	---
	5	WEA 5	518273	5893705	GE Wind Energy	GE 5.5-158 (700kN)	5.5	158.0	161.0	4.17	---

**Tabelle 3.1.1:** Windparkkonfiguration.

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.1.1!



**Abbildung 3.1.1:**  
Lage des Windparks,  
Karte /11/.

-  WEA geplant
-  weitere WEA
-  Freileitungsmast



### 3.2 Daten der Freileitung

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100) und zur 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111) sind in den Tabellen 3.2.1 und 3.2.2 dargestellt.

	Trag- mast	Koordinaten (UTM ETRS89/ WGS84 Zone 32)		Masttyp	Traversen- breite [m]	Höhe EOK üNN [m]	Mast- höhe [m]	Höhe Mastspitze üNN [m]
		East	North					
380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100)								
	196	517773	5892254	---	13.1	26.65	50.13	76.78*
	197	517870	5892693	---	13.1	26.41	47.80	74.21*
	198	517968	5893137	T +2,5	13.1	27.49	47.55	75.04*
	199	518065	5893577	T +2,5 +2,5	13.1	28.09	50.40	78.49*
	200	518163	5894023	---	13.1	26.78	47.56	74.34*
	201	518263	5894475	---	13.1	25.43	47.81	73.24*
380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111)								
	1118	518455	5895492	WA160-33,00	14.0	27.85	58.50*	86.4
	1119	518353	5895206	WT-37,50	16.6	26.80	61.50*	88.3
	1120	518209	5894840	T1-35,00	12.7	26.10	58.00*	84.1
	1121	518059	5894462	T1-35,00	12.7	25.85	58.00*	83.9
	1122	517912	5894090	WA160-30,00	14.0	27.75	55.50*	83.25
	1123	517771	5893733	T1-35,00	12.7	31.05	58.00*	89.05
	1124	517618	5893347	T1-35,00	12.7	28.25	58.00*	86.25
	1125	517469	5892969	T1-35,00	12.7	29.15	58.00*	87.15
	1126	---	---	WT-34,50	16.6	28.10	58.50*	86.60
	1127	---	---	WA160-36,00	14.0	26.55	61.50*	88.05

**Tabelle 3.2.1:** Liste der Tragmasten mit Höhenangaben.

\*: Die Höhe der Mastspitze üNN der 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100) berechnet sich aus der Höhe der EOK üNN zuzüglich der Masthöhe. Die Masthöhe der 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111) berechnet sich aus Höhe der Mastspitze üNN abzüglich Höhe der EOK üNN.



Betroffenes Spannungsfeld	WEA in diesem Bereich	$D_{\text{schwing}}$ [m]	$D_V$ [m]	$D_{\text{schwing}^+}$ $D_V$ [m]	>/<	$a_{\text{LTG}}$ [m]	$a_{\text{Raum}}$ [m]	Breite des Schutzstreifens [m]
380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100)								
197 - 198	1, 2	13.9*	5	18.9	<	30	0	26.98
198 - 199	3, 4	15.6*	5	20.6	<	30	0	28.65
199 - 200	5	15.8*	5	20.8	<	30	8	28.85
380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111)								
1122 - 1123	5	---**	5	---	---	30	31	---**
1123 - 1124	3, 4	---**	5	---	---	30	31	---**
1124 - 1125	1, 2	---**	5	---	---	30	0	---**

**Tabelle 3.2.2:** Weitere verwendete Daten zu den Spannungsfeldern.

\*: Für  $D_{\text{schwing}}$  wurde mangels Angaben konservativ abdeckend die Strecke zwischen äußerstem ruhenden Leiterseil und dem breitesten Punkt des Schutzstreifens zu Grunde gelegt.

---\*\*: Zur Breite des Schutzstreifens der 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111) lagen keine Daten vor.

Für die WEA 5 wurde in Bezug zu der 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100) ein Wert von 8m ermittelt und für die WEA 4 und 5 in Bezug zur 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111) für  $a_{\text{Raum}}$  ein Wert von jeweils 31m. Für die WEA 1 - 3 wurde für  $a_{\text{Raum}}$  für alle Leitungen ein Wert von 0m ermittelt.

## 4 Durchgeführte Untersuchungen

### 4.1 Bestimmung der Abstände

Entsprechend den Erläuterungen in Kapitel 2 kann die Bestimmung der einzuhaltenden Mindestabstände nach /1/ vorgenommen werden.

Nach /1/ ist der Abstand zwischen der Turmachse und dem äußersten ruhenden Leiterseil zu ermitteln. Dieser darf die Summe aus dem 0.5-fachen Rotordurchmesser, dem Arbeitsraum  $a_{\text{Raum}}$  und dem spannungsabhängigen Mindestabstand  $a_{\text{LTG}}$  nicht unterschreiten.

Die in der Tabelle 3.2.2 dargestellte Summe aus  $D_{\text{schwing}}$  und  $D_V$  der 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100) ist in der vorliegenden Konfiguration an den WEA 1 - 5 kleiner als  $a_{\text{LTG}}$ . Zur weiteren Berechnung wird daher  $a_{\text{LTG}}$  als spannungsabhängiger



Mindestabstand verwendet.

Auf Grund fehlender Angaben der 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111) zu  $D_{\text{schwing}}$  wird zur weiteren Berechnung  $a_{\text{LTG}}$  als spannungsabhängiger Mindestabstand verwendet.

	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Mindestabstand $a_{\text{WEA}}$ nach /1/ [m]	Vorhandener Abstand $a_{\text{WEA}}$	
				[m]	in RD
380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100)					
	1	WEA 1	109.0	1024.7	6.49
	2	WEA 2	109.0	566.8	3.59
	3	WEA 3	109.0	565.2	3.58
	4	WEA 4	109.0	161.2	<b>1.02</b>
	5	WEA 5	117.0	162.8	<b>1.03</b>
380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111)					
	1	WEA 1	109.0	607.9	3.85
	2	WEA 2	109.0	143.9	<b>0.91</b>
	3	WEA 3	109.0	206.1	<b>1.30</b>
	4	WEA 4	140.0	176.5	<b>1.12</b>
	5	WEA 5	140.0	463.1	<b>2.93</b>

**Tabelle 4.1.1:** Abstand der Turmachse der WEA zum äußersten ruhenden Leiterseil nach /1/.

Die Standorte der WEA 4 und 5 weisen Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil der Freileitungen der 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100) auf.

Die Standorte der WEA 2 - 4 weisen Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil der Freileitungen der und der 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111) auf.

Für diese WEA ist daher nach /1/ der Nachweis zu führen, dass die Freileitungen nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen werden.

Der in der Norm /1/ geforderte horizontale Mindestabstand zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil  $a_{\text{WEA}}$  wird in der vorliegenden Konfiguration an keiner der betrachteten WEA unterschritten.



## **4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung**

Entsprechend den Erläuterungen in Kapitel 2 erfolgt die Bewertung des schädlichen Einflussbereiches der Nachlaufströmung mit dem vereinfachten Berechnungsverfahren nach /1/. Falls erforderlich wird eine Bewertung mittels einer detaillierten CFD-Analyse vorgenommen.

Im vorliegenden Fall wurde zusätzlich für die WEA 3 - 5 eine Bewertung mittels einer CFD-Analyse vorgenommen.

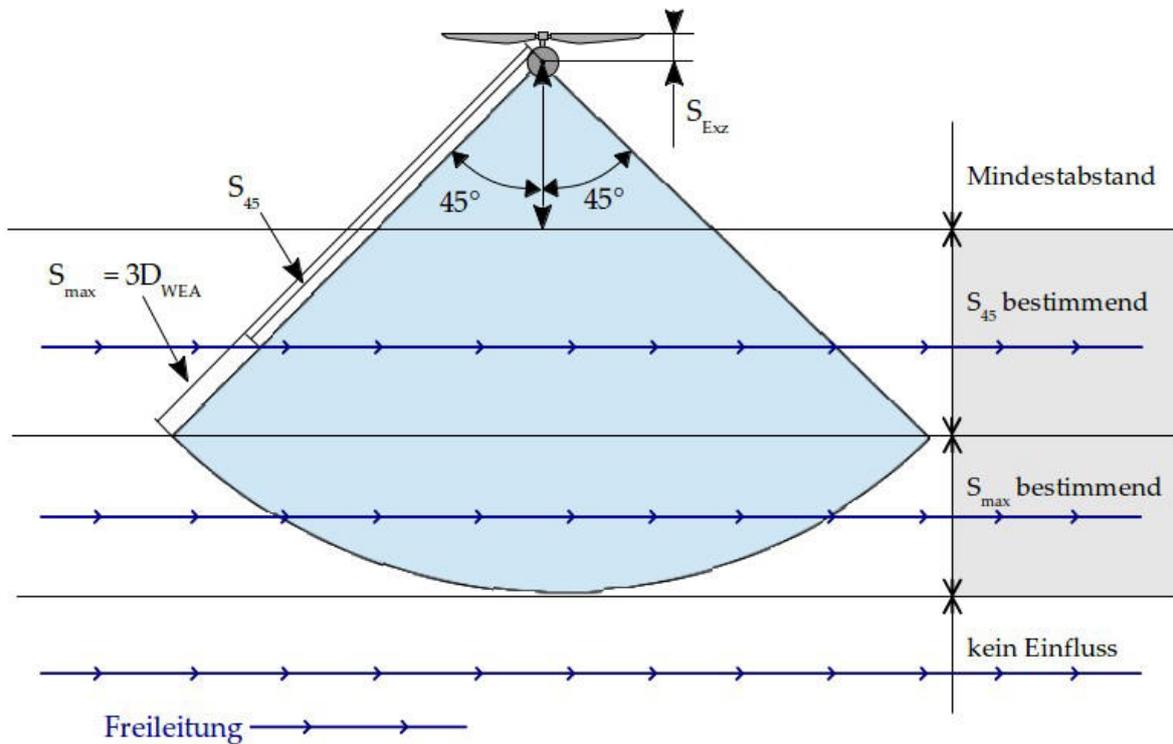
### **4.2.1 Ergebnisse nach /1/**

Im vorliegenden Fall wird der vertikale Abstand in Bezug zum höchstgelegenen Leiterseil in Mastmitte der 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111) bzw. Leiterseil mit dem größten horizontalen Abstand zur Turmachse der WEA bestimmt. Im konkreten Fall wird das Erdseil am Obergurt der Traverse mit einem horizontalen Abstand von 6m von der Trassenachse der 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100) betrachten.

Aufgrund der in /1/ geforderten Betrachtung des Schwenkbereiches des Rotors von  $\pm 45^\circ$  ist entweder der Abstand für  $45^\circ s_{45^\circ}$  oder der maximal zu betrachtende Abstand von drei Rotordurchmessern  $s_{\max}$  maßgeblich (siehe Abbildung 4.2.1.1). Dabei ist die Exzentrizität der Rotorebene zu berücksichtigen.

Im vorliegenden Fall ist der Abstand für  $45^\circ s_{45^\circ}$  für die WEA 2 - 4 und der maximal zu betrachtende Abstand von drei Rotordurchmessern  $s_{\max}$  für die WEA 5 maßgeblich und in Tabelle 4.2.1.1 dargestellt.

Aufgrund der nicht allzu großen Steigungen des Geländes kann unterstellt werden, dass die bodennahe Strömung dem Gelände folgt.



**Abbildung 4.2.1.1:** Zu betrachtender Einflussbereich der Nachlaufströmung (blau) in der Draufsicht und relevante Abstände.

Es ergeben sich damit folgende vertikalen Abstände zwischen der Unterkante des Einflussbereiches der Nachlaufströmung und dem ruhenden Leiterseil:

Betrachteter Abstand	WEA	Vertikaler Abstand der Nachlaufströmung zum ruhenden Leiterseil $\Delta y$
		[m]
380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100)		
$S_{45^\circ}$	4	5.5
$S_{45^\circ}$	5	5.3
380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111)		
$S_{45^\circ}$	2	1.3
$S_{45^\circ}$	3	-7.5
$S_{45^\circ}$	4	-3.3
$S_{max}$	5	-23.8

**Tabelle 4.2.1.1:** Abstände der Nachlaufströmung zu den Leiterseilen der 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100) und der 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111).



Damit liegt der Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA 4 und 5 nach dem vereinfachten Verfahren oberhalb der Leiterseile der 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100).

Damit ragt der Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA 3 - 5 nach dem vereinfachten Verfahren bei Queranströmung in den Bereich der Leiterseile der 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111).

#### **4.2.2 Ergebnisse der CFD-Analyse**

Die Ausdehnung der Nachlaufzone der Windenergieanlagen wurde auf Grundlage einer Simulation der Nachlaufströmung bewertet. Hierzu wurde in einem 3-D-Modell das Strömungsfeld hinter einer Windenergieanlage in der Größe der WEA vom Typ GE Wind Energy GE 5.5-158 (700kN), 5.5MW, NH 161m, mit der Computational Fluid Dynamics (CFD) Software FLUENT berechnet. CFD-Software wird zur Berechnung dreidimensionaler Strömungsprozesse unter Berücksichtigung des Wärmetransports durch Leitung, Konvektion und Strahlung sowie chemischer Reaktionen eingesetzt. Die Programmentwicklung und -auslieferung von Fluent ist nach BSI qualitätsgesichert (British Standard Institution America Inc.; Certificate No. FM 55686; Reston VA, 2000).

Aufgrund der nicht allzu großen Steigungen des Geländes kann unterstellt werden, dass die bodennahe Strömung dem Gelände folgt. In der CFD-Berechnung wurden Höhenunterschiede zwischen den einzelnen WEA- und Tragmast-Positionen daher nicht berücksichtigt.

Die Abbildung 4.2.2.1 zeigt eine Darstellung des sich einstellenden Geschwindigkeitsfeldes hinter den WEA in Bezug auf die betroffenen Tragmasten für eine Anströmwindgeschwindigkeit von 10m/s auf Nabenhöhe.

Die Windenergieanlagen vom Typ GE Wind Energy GE 5.5-158 (700kN), 5.5MW, NH 161m, reichen bei einem Rotordurchmesser von 158m mit ihrem Rotor in ungünstigster Stellung bis auf 82m über Grund herunter.

Man erkennt in der Abbildung 4.2.2.1, dass der Bereich starker Geschwindigkeitsabsenkung auf einen engen Bereich begrenzt ist. Absenkungen der mittleren Windgeschwindigkeit auf 40% der Anströmwindgeschwindigkeit, wie sie in der Norm /1/ zugrunde liegenden Studie /3/ angenommen werden, treten im Bereich der einzelnen Tragmasten nicht auf.

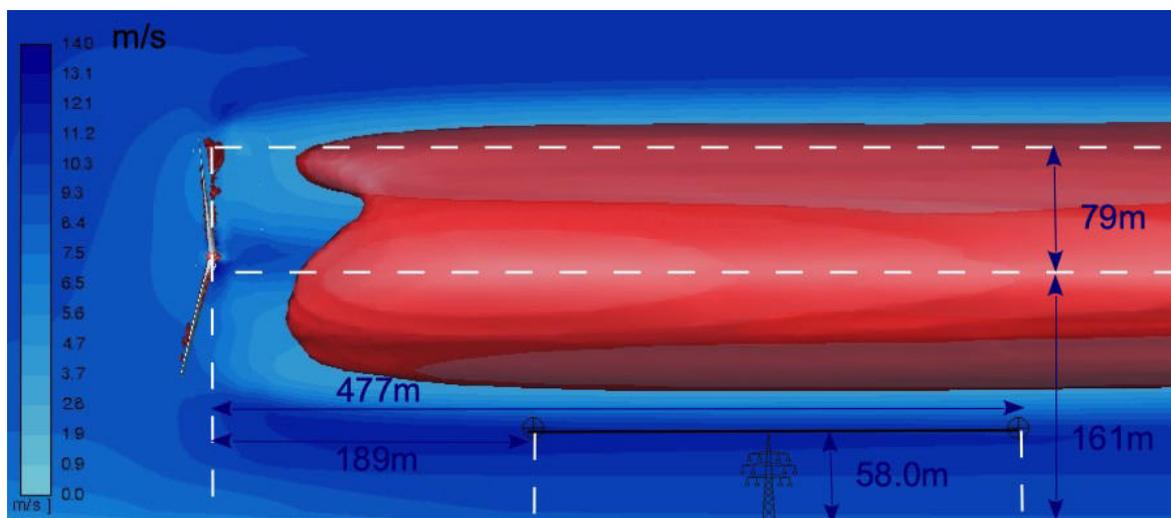
Weiterhin ist zu erkennen, dass sich das Geschwindigkeitsdefizit hinter den WEA



nicht trichterförmig aufweitet, sondern eine relativ konstante zylindrische Form aufweist.

Eine Darstellung des weiteren Kriteriums aus /3/, der für eine Schwingungsanregung notwendigen niedrigen Turbulenz, erübrigt sich, da der in /3/ angenommenen Wert der Turbulenzintensität von 6% im Nachlauf der WEA überall deutlich überschritten wird.

Die in Abbildung 4.2.2.1 enthaltenen Aussagen enthalten daher entsprechend sehr viele Konservativitäten. Auf Basis der Ergebnisse der CFD-Simulation lässt sich somit der Schluss ziehen, dass die Leiterseile der Freileitung nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA getroffen werden.



**Abbildung 4.2.2.1:** Vertikaler Schnitt in der Achse einer WEA vom Typ GE Wind Energy GE 5.5-158 (700kN), 5.5MW, NH 161m, bei einer Anströmung mit 10m/s. Dargestellt sind zusätzlich die Positionen der einzelnen Tragmasten entsprechend ihres Abstandes. Weiterhin dargestellt ist der einhüllende Isoflächenbereich der auf 40% reduzierten Windgeschwindigkeit (rot).



## 5 Zusammenfassung und Bewertung

Am Standort Nartum (Niedersachsen) plant bzw. betreibt der Auftraggeber fünf Windenergieanlagen vom Typ GE Wind Energy GE 5.5-158 (700kN), 5.5MW, NH 161m, siehe hierzu Abbildung 3.1.1.

In der unmittelbaren Umgebung der WEA befinden sich die 380-kV-Ltg. Sottrum - Dollern (LH-14-3100) und die 380-kV-Ltg. Stade - Landesbergen (LH-14-3111) der TenneT TSO GmbH. Die Standorte der WEA 1 - 5 liegen in unmittelbarer Nähe zu den Freileitungen.

Die Planung wurde von uns daraufhin bewertet, ob die Möglichkeit von Leiterseilanregungen durch den Nachlauf der WEA unter Berücksichtigung der örtlichen Bedingungen gegeben ist.

Die Standorte der WEA 2 - 5 weisen Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil der Freileitungen auf. Für diese WEA ist daher nach /1/ der Nachweis zu führen, dass die Freileitungen nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen wird.

Der in der Norm /1/ geforderte horizontale Mindestabstand zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil wird in der vorliegenden Konfiguration an keiner der betrachteten WEA unterschritten.

Die Untersuchung ergab, dass mit dem gewählten Windenergieanlagentyp GE Wind Energy GE 5.5-158 (700kN), 5.5MW, NH 161m, die Leiterseile der Freileitungen nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA getroffen werden.

Von den WEA 1 - 5 gehen deshalb keine die Lebensdauer durch Schwingung verkürzende Einwirkung auf die betrachteten Freileitungen aus.

Zusätzliche Schwingungsschutzmaßnahmen an den Freileitungen sind daher aus technischer Sicht nicht erforderlich.



## 6 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
SRTM	Shuttle Radar Topographic Mission	
CFD	Computational Fluid Dynamics	
EOK	Erdoberkante	
üNN	über Normal Null	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
$D_{WEA}$	Rotordurchmesser WEA	[m]
$v$	Windgeschwindigkeit	[m/s]
$h$	Höhe	[m]
$a_{WEA}$	Horizontaler Mindestabstand zwischen Turmachse und äußerstem ruhenden Leiterseil	[m]
$a_{Raum}$	Arbeitsraum	[m]
$a_{LTG}$	Spannungsabhängiger Mindestabstand	[m]
$D_{Schwing}$	Ausschwingbreite der Leiterseile	[m]
$D_V$	spannungsabhängiger Schutzabstand	[m]
$s_{Exz}$	Abstand zwischen der Turmachse der WEA und der Rotorebene	[m]
$s_{45}$	Für einen Schwenkbereiches des Rotors von +/- 45° zu betrachtender Abstand nach DIN EN 50341-2-4	[m]
$s_{max}$	Maximal zu betrachtender Abstand nach DIN EN 50341-2-4	[m]
$\Delta y$	Vertikaler Abstand zwischen dem betrachteten Leiterseil und der Nachlaufströmung nach dem vereinfachten Modell der DIN EN 50341-2-4	[m]



## 7 Literaturangaben

- /1/ DIN EN 50341-2-4 (VDE 0210-2-4); Freileitungen über AC 1 kV - Teil 2-4: Nationale Normative Festlegungen (NNA) für Deutschland (basierend auf EN 50341-1:2012); Deutsche Fassung EN 50341-2-4:2019, September 2019.
- /2/ DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100); Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 100: Allgemeine Festlegungen; Oktober 2009.
- /3/ Degener, T.; Kießling, F.; Tzschoppe, J.; Mindestabstand zwischen Windenergieanlagen und Freileitungen; Elektrizitätswirtschaft Jg. 98 (1999), Heft 7, Seite 32-35.
- /4/ P. Hagedorn : LeiterseilSchwingungen in Theorie und Praxis - ein Überblick. etz-Report 26, VDE-Verlag, Berlin, Offenbach (1990).
- /5/ W. Philipps : SeilSchwingungen bei Freileitungen Elektrizitätswirtschaft Jg. 67 (1968), Heft 11, S. 279 ff.
- /6/ L.J. Vermeer, J.N. Sørensen, A. Crespo; Wind turbine wake aerodynamics; Progress in Aerospace Sciences 39, pp. 467-510, 2003.
- /7/ Th. Hahm, J. Kröning; Modellierung der Nachlaufströmung einer Windenergieanlage; Fluent Anwenderkonferenz 2001; Bingen, 17./18. Sept. 2001
- /8/ St. Wußow, L. Sitzki, Th. Hahm; 3D-simulation of the turbulent wake behind a wind turbine; The Science of Making Torque from Wind, Journal of Physics: Conference Series 75 (2007) 012033.
- /9/ Th. Hahm; Hochspannung und Windkraft; energy 2.0, S. 44-46, April 2008.
- /10/ Prof. B. R. Oswald; Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik; Vorlesung Elektrische Energieversorgung I – Skript Freileitungen, korrigierte Ausgabe 2005.
- /11/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.

# Technische Dokumentation Windenergieanlagen Alle Anlagentypen



## Sicherheitskonzept

## Beschreibung der Sicherheitssysteme



imagination at work

Besuchen Sie uns unter  
[www.gerenewableenergy.com](http://www.gerenewableenergy.com)

Alle technischen Daten unterliegen der möglichen Änderung durch fortschreitende technische Entwicklung!

Die Angaben im Dokument beziehen sich ausschließlich auf Windenergieanlagen die in Deutschland installiert werden, gleichwohl können sie auch für Anlagen außerhalb Deutschlands zutreffend sein.

Klassifizierung: öffentliches Dokument

## **Urheber- und Verwertungsrechte**

Alle Unterlagen sind im Sinne des Urheberrechtsgesetzes geschützt. Zuwiderhandlungen sind strafbar und verpflichten zu Schadenersatz. Alle Rechte zur Ausübung von gewerblichen Schutzrechten behalten wir uns vor.

© 2017 General Electric Company. Alle Rechte vorbehalten.

GE und  sind Warenzeichen und Dienstleistungsmarken der General Electric Company.

Andere, in diesem Dokument genannte Unternehmens- oder Produktnamen sind ggf. Warenzeichen bzw. eingetragene Warenzeichen ihrer jeweiligen Unternehmen.



imagination at work

## Inhaltsverzeichnis

Beschreibung der Sicherheitssysteme.....	5
1 Bremsystem.....	5
2 Blitzschutz.....	5
3 Azimutantrieb.....	5
4 Überwachungssystem.....	5



## Beschreibung der Sicherheitssysteme

Die Beschreibung der nachfolgenden Sicherheitssysteme soll einen Überblick über die Sicherheitsstandards einer Windenergieanlage (WEA) geben. Aus Gründen der Geheimhaltung kann diese Beschreibung aber nur einen generellen Charakter haben.

Die Sicherheitskette beinhaltet eine serielle Verkettung von Sensoren und Trennkontakten. Diese überwachen eine große Anzahl von Funktionen wie Rotordrehzahl, Ausgangsleitung, Temperaturen, Vibrationen und andere Signale. Im Falle einer Störung wird die Anlage entsprechend heruntergefahren.

### 1 Bremsystem

Beim Bremsvorgang der WEA werden die Rotorblätter in einer „Rampe“ in die Fahnenstellung in Richtung von 90° gefahren. Wenn der Rotor dadurch bis auf eine Sollgeschwindigkeit abgebremst wurde, wird zusätzlich eine Scheibenbremse auf der „schnellen“ Welle aktiviert. Bei Ausfall des Netzes können die Rotorblätter über einen Batteriebuffer in Fahnenstellung gefahren werden.

Bei einer Störung reicht es aus, wenn zwei der drei Rotorblätter in Fahnenstellung gefahren werden, um die Anlage aus jeder Situation herunterzufahren.

### 2 Blitzschutz

Die Rotorblätter, das Maschinenhaus und der Turm sind mit einem entsprechenden Blitzschutzsystem ausgestattet (siehe separates Dokument).

### 3 Azimutantrieb

Der Azimutantrieb kontrolliert die Ausrichtung des Maschinenhauses und stellt sicher, dass die Anlage jederzeit richtig zum Wind ausgerichtet wird. Zum Schutz der Leistungskabel vor zu starker Verdrillung, ist im Turm unterhalb des Maschinenhauses ein Twistschalter montiert, der die Relativbewegung zwischen Maschinenhaus und Turm auf mechanischem Wege registriert. Wird die maximal zulässige Drehung des Maschinenhauses erreicht, löst der Twistschalter aus und schaltet die Azimutantriebe ab. Über die zentrale Steuerung wird die gesamte Anlage kurzzeitig abgeschaltet und das Maschinenhaus wird wieder in die Nulllage zurückgefahren.

### 4 Überwachungssystem

Parallel zur Sicherheitskette überwacht die eigentliche Anlagensteuerung alle anlagenspezifischen Variablen und Parameter. Die WEA wird kontrolliert heruntergefahren, oder in den Not Aus, falls spezifizierte Ereignisse eintreten oder Parameter dem festgelegten Sollbereich verlassen. Alle für den Betrieb der Anlage wichtigen Parameter werden aus Sicherheitsgründen mindestens redundant erfasst.

# Technische Dokumentation Windenergieanlagen Cypress Plattform - 50 Hz



## Blitzschutzsystem Blitzschutzkonzept

Rev. 06a - Doc-0073537- DE 23/04/2020



imagination at work

Besuchen Sie uns unter  
[www.gerenewableenergy.com](http://www.gerenewableenergy.com)

Alle technischen Daten unterliegen der möglichen Änderung durch fortschreitende technische Entwicklung!

Klassifizierung: öffentliches Dokument

## **Urheber- und Verwertungsrechte**

Alle Unterlagen sind im Sinne des Urheberrechtsgesetzes geschützt. Zuwiderhandlungen sind strafbar und verpflichten zu Schadenersatz. Alle Rechte zur Ausübung von gewerblichen Schutzrechten behalten wir uns vor.

© 2020 General Electric Company. Alle Rechte vorbehalten.

GE und das GE Monogramm sind Warenzeichen und Dienstleistungsmarken der General Electric Company.

Andere, in diesem Dokument genannte Unternehmens- oder Produktnamen sind ggf. Warenzeichen bzw. eingetragene Warenzeichen ihrer jeweiligen Unternehmen.



imagination at work

# Inhaltsverzeichnis

Document Revision Table .....	4
1 Allgemeines.....	5
1.1 Anforderungen .....	5
1.2 Festlegung der Schutzzonen .....	6
1.3 Umsetzung .....	6
2 Fundamenterder.....	7
3 Schutz des Turms.....	8
4 Schutz der Steuerkabel .....	8
5 Kabel und Leitungen an den Schnittstellen der Blitzschutzzonen .....	8
6 Überspannungsschutz des elektrischen Systems.....	9
7 Rotor.....	10
7.1 Ableitung von Blitzeinschlägen in die Rotorblätter .....	10
7.2 Schutz der Rotorblattverstellereinrichtung.....	10
7.3 HubAbleitung von Blitzeinschlägen in die Rotornabe .....	10
8 Schutz des Maschinenhauses vor Direkteinschlag .....	11
8.1 Verkleidung des Maschinenhauses .....	11
8.2 Erdungssystem des Grundrahmens.....	11
8.3 Erdungssystem des Generators und des Getriebes.....	11
8.4 Windmesseinrichtung.....	11
Ableitung von Windmessgebern.....	11
9 Schutz aller Komponenten in der WEA vor Beschädigungen .....	11
10 Potentialausgleich .....	12
11 Ableitung der Blitzströme .....	12
12 Angewandte Normen.....	12

## Document Revision Table

Rev.	Date (DD/MM/YYYY)	Affected Pages	Change Description
06	16/04/2020	9	Ergänzung in Abbildung 1, Abgang auf 400 V hinzugefügt
		10	BEARBEITETER Text in Abschnitt 7.3 Blitzeinschlägen in die Rotornabe      Ableitung von
		11	BEARBEITETER Text in Abschnitt 8.2 Grundrahmens      Erdungssystem des
		11	BEARBEITETER Text in Abschnitt 8.3 Generators und des Getriebes      Erdungssystem des
06a	23/04/2020	-	Cypress 6.0-164 hinzugefügt
		9	Geändert: Abschnitt 7.1 zweiter Absatz

## 1 Allgemeines

Das Blitzschutzsystem der Cypress Windenergieanlagen wurde für die Schutzklasse I gemäß IEC 61400 24 konzipiert.

Der MS-seitige Schutz durch Überspannungsableiter oder andere Vorrichtungen fällt allein in den Lieferumfang des Kunden, da die Netzauslegung des Windparks die erforderliche Ausrüstung bestimmt.

Dieses Dokument ist anwendbar für alle Cypress Windenergieanlagen.

### 1.1 Anforderungen

Es wurde ein EMV-Blitzschutzzonenkonzept erarbeitet, um die Blitzschutzmaßnahmen für die WEA zu spezifizieren. Die Notwendigkeit von Schutzmaßnahmen wurde ausgehend von einer Risikobewertung untersucht, die folgende Schadensursachen berücksichtigt:

- Elektrischer Schlag
- Physikalische Schäden
- Ausfälle elektrischer oder elektronischer Systeme durch Überspannungen

Außerdem wurden verschiedene potentielle Schadensarten berücksichtigt, d. h.:

- Der Verlust von Menschenleben
- Der Verlust von Dienstleistungen
- Der Verlust von unersetzlichem Kulturgut und
- Wirtschaftliche Verluste

## 1.2 Festlegung der Schutzzonen

Die Blitzschutzmaßnahmen an der Windenergieanlage wurden auf der Basis eines EMV-orientierten Blitzschutzkonzeptes geplant und ausgeführt. Dies bedeutet, dass nach Festlegung der Blitzschutzklasse eine Aufteilung der gesamten WEA in unterschiedliche **Schutzzonen** erfolgte. Diese Zonen haben die Aufgabe, leitungsgebundene Störgrößen und Störfelder auf festgelegte Grenzwerte zu reduzieren. An den Grenzen zwischen zwei Schutzzonen sind die Anforderungen der höheren Schutzzone zu erfüllen.

## 1.3 Umsetzung

Bereiche, in denen Gegenstände durch direkte Blitzeinschläge und durch das volle elektromagnetische Feld des Blitzes gefährdet sind, fallen in die **Blitzschutzzone 0<sub>A</sub>**. Zu diesen Bereichen zählen:

- Rotorblätter
- Rotornabe
- Maschinenhausverkleidung
- Turmaußenbereich

Bereiche, in denen Gegenstände gegen direkte Blitzeinschläge geschützt, aber durch das volle elektromagnetische Feld des Blitzes gefährdet sind, werden als **Blitzschutzzone 0<sub>B</sub>** klassifiziert. Dies sind z. B. die auf dem Maschinenhaus befindlichen Windmesseinrichtungen.

Die **Blitzschutzzone 1** gilt für Bereiche, in denen Gegenstände vor direkten Blitzeinschlägen geschützt sind und in denen Stoßströme an allen Teilen innerhalb dieser Zone gegenüber den Zonen 0<sub>A</sub> und 0<sub>B</sub> begrenzt werden. Durch räumliche Schirmung kann auch das elektromagnetische Feld des Blitzes in dieser Zone abgeschwächt sein. Diese Bereiche sind:

- Innenbereich des Turms
- Innenbereich von Schaltschränken im Maschinenhaus

Die **Blitzschutzzone 2** stellt eine Zone dar, in der ergänzende Schirmungsmaßnahmen zur weiteren Reduzierung der Störpegel vorgenommen worden sind. Hierbei handelt es sich um Bereiche in Schaltschränken, die im Stahlrohrturm aufgestellt sind.

Die Blitzschutzeinrichtungen der Anlage haben die Aufgabe, bei unvermeidlich auftretenden Blitzeinschlägen Blitzströme und die im Blitz enthaltene Energie gezielt ins Erdreich abzuleiten.

Die Einkoppelwirkungen des hohen und frequenzmäßig extrem breitbandigen Stromes werden durch Schirmungen auf die geforderten Pegel abgeschwächt. Die an den elektrischen Betriebsmitteln auftretenden Überspannungen werden durch Blitzstromableiter bzw. Überspannungsableiter unschädlich gemacht.

## 2 Fundamenterder

Der Fundamenterder hat die Funktion, den Blitzstrom auf möglichst großer Fläche in den Erdboden abzuleiten. Je höher der Übergangswiderstand zwischen dem Fundamenterder und dem umgebenden Erdboden ist, umso höher ist die Spannung des Fundamenterders gegen das umgebende Erdepotential und damit gegen die in den Turm eintretenden Zuleitungen.

Von besonderer Bedeutung während eines Blitzeinschlags ist nicht nur der Widerstand des Erdungssystems, sondern auch seine Induktivität. Da der Blitzstrom viele Hochfrequenzanteile enthält, treten diese in Wechselwirkung mit der Induktivität der Erdungsanlage und erzeugen sehr hohe Übergangsimpedanzen. Daher kann z. B. ein Erdungssystem, das mittels horizontaler Erder über eine Länge von ca. 50 m installiert worden ist, einen sehr niedrigen Erdungswiderstand, aber eine hohe Übergangsimpedanz aufweisen. Wenn beispielsweise ein zusätzlicher Horizontalerder von 60 m Länge erforderlich sein sollte, wäre es besser, mehrere kürzere Erder anstelle eines langen Leiters zu verwenden.

Ist die Spannung zwischen den Zuleitungen und dem Turmpotential infolge eines zu großen Erdungswiderstandes zu hoch, kann es zu einem Überschlag bzw. Lichtbogen zwischen den Zuleitungen und den mit dem Turm verbundenen Anlagenteilen, wie z. B. Schaltschrankgehäusen, kommen.

Der Kunde ist verantwortlich für die Planung und die Installation des Erdungssystems, wobei die in den separaten Dokumenten dargelegten Mindestanforderungen für das Fundamentdesign und die detaillierten Empfehlungen beachtet werden müssen.

### 3 Schutz des Turms

Türme, die als reiner Stahlrohr-, als Hybridturm oder als Stahlrohrturm mit stahlbewehrtem Betonfußsegment ausgeführt sind, sind in der Lage, den Blitzstrom abzuleiten. Die im Turm installierten elektrischen Betriebsmittel befinden sich innerhalb eines faradayschen Käfigs und sind somit vor direkten Blitzeinschlägen abgeschirmt.

### 4 Schutz der Steuerkabel

Die verwendeten Steuerkabel zur Übertragung serieller Daten sind paarweise verdreht. Steuersignalleitungen 24 V DC bis 1 A sind in 24-adrigen Kabeln mit Gesamtschirm verdrahtet.

### 5 Kabel und Leitungen an den Schnittstellen der Blitzschutzzonen

Die Kabel und Leitungen werden mit Überspannungsschutz- und Überstromschutzkomponenten an den Schnittstellen der Blitzschutzzonen ausgerüstet.

## 6 Überspannungsschutz des elektrischen Systems

Durch den Einbau des Überspannungsschutzes und des Transformators innerhalb des Energieverteilungsschranks ist ein Potentialausgleich bei einem Blitzeinschlag gewährleistet. An der Niederspannungssammelschiene werden blitzstromleitfähige Ableiter mit einer Schutzpegelcharakteristik  $I_B$  (10/350): 50 kA eingesetzt.

Der Überspannungsschutz in der MSA ist grundsätzlich erforderlich, gehört jedoch nicht zum Lieferumfang von GE. Abbildung 1 liefert ein Beispiel einer 3-feldrigen MSA. Die MSA könnte auch eine andere Konfiguration aufweisen und z. B. als 2-feldrige Version ausgeführt sein.

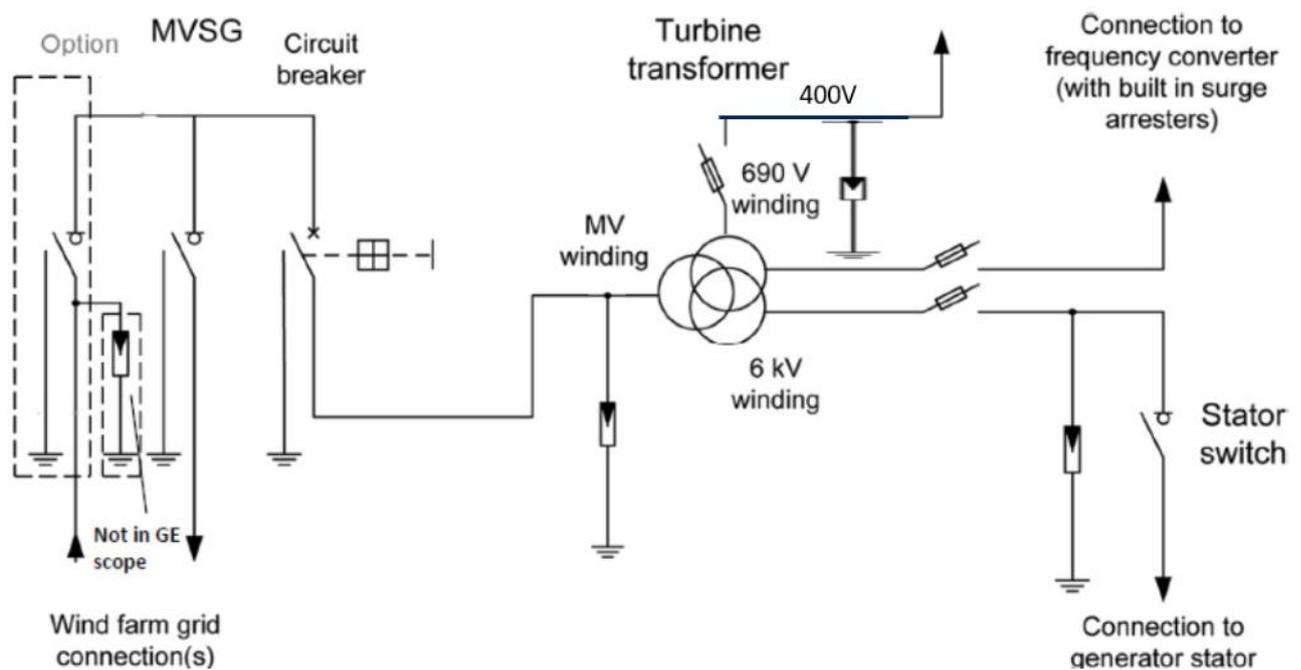


Abbildung 1: Überspannungsschutz des elektrischen Systems

## 7 Rotor

### 7.1 Ableitung von Blitzeinschlägen in die Rotorblätter

Die Rotorblätter sind für Blitzschutzklasse I (LPL) und zum Schutz vor Blitzschlägen von 10 MJ/Ohm und 300 Coulombs ausgelegt. Auf der Blattoberfläche angebrachte Fangeinrichtungen sind so angeordnet, dass sie Schäden durch Blitzschläge in Übereinstimmung mit der IEC61400-24, Ausgabe 2010, minimieren.

Das Fangeinrichtungsnetz ist mit einem mittig verlaufenden Ableiterseil verbunden, das sich von der Blattspitze bis zur Blattwurzel erstreckt. Das Blitzschutzsystem (LPS) ist mit einem Rezeptor an der Blattspitze und vier Rezeptorpaaren, je zwei auf der Druck- bzw. der Saugseite ausgerüstet, da die Wahrscheinlichkeit eines Blitzeinschlags in diesen Bereichen am größten ist.

### 7.2 Schutz der Rotorblattverstelleinrichtung

Die Rotornabe ist aus Gussmaterial, das den größten Teil der Abschirmung ausmacht und die Einbauten vor Direkteinschlag und Magnetfeldern durch Blitzströme abschirmt, die im Rotorblatt eingefangen wurden. Die Öffnungen zu den Rotorblättern sind durch die Edelstahlgehäuse der Achsverstellschaltschränke verschlossen, die ebenfalls eine Abschirmung bilden. Die Gehäuse sind großflächig durch U-Träger leitend mit der Rotornabe verbunden, bilden also für hochfrequente Ströme keinen nennenswerten Widerstand.

### 7.3 Ableitung von Blitzeinschlägen in die Rotornabe

Die Nabe besteht aus duktilem Gusseisen und stellt für sich selbst einen blitzstromtragfähigen Ableiter dar. Von der Nabe wird der Blitzstrom über die Rotorwelle und an der Rotorwelle montierte Kohlebürsten-Funkenstrecken (geprüft nach Blitzschutzklasse I) in den Grundrahmen abgeleitet. Vom Grundrahmen erfolgt die Entladung über Erdungsleitungen oder parallel über das blitzstromtragfähige Azimutlager in den Turm. Die Erdungskabel sind nicht der Haupt Blitzableitungspfad.

## 8 Schutz des Maschinenhauses vor Direkteinschlag

### 8.1 Verkleidung des Maschinenhauses

Das Maschinenhaus ist aus GFK hergestellt.

### 8.2 Erdungssystem des Grundrahmens

Der Grundrahmen ist über Erdungsleitungen und Potentialausgleichsschienen mit dem Turmfuß verbunden. Der Hauptpfad für Blitzströme ist der Turm über das Azimutlager, welches Blitzströme durchleiten kann.

### 8.3 Erdungssystem des Generators und des Getriebes

Generator u. Getriebe sind über eine isolierende Kupplung voneinander getrennt. Die Erdung erfolgt über Erdungsbänder aus Kupfer.

### 8.4 Windmesseinrichtung

#### Ableitung von Windmessgebern

Die Windmesseinrichtung auf dem Maschinenhaus wird mit einer Blitzfangstange geschützt. Diese Fangstange wird mit dem Grundrahmen des Maschinenhauses verbunden.

## 9 Schutz aller Komponenten in der WEA vor Beschädigungen

Sämtliche elektrischen Betriebsmittel in der WEA sind vor direkter Blitzeinwirkung geschützt und befinden sich daher innerhalb der Blitzschutzonen 1, 2 bzw. 3.

Der Übergang von Blitzschutzzone 0 (Direkteinwirkung des Blitzes) zu Blitzschutzzone 1 befindet sich am Eintritt der Zuleitungskabel von der Trafostation in die Niederspannungsverteilung im Turm.

An dieser Stelle sind blitzstromleitfähige Ableiter eingesetzt mit einer Schutzpegelcharakteristik  $I_B$  (10/350): 50 kA. Diese Ableiter sind in der Lage, Überspannungen innerhalb des Schaltschranke auf eine Spannung von 1,5 kV zu begrenzen. Dies reicht nicht für alle elektrischen Betriebsmittel im Niederspannungsteil aus.

Deshalb sind Überspannungsableiter mit einer Schutzpegelcharakteristik von  $I_B$  (8/20) bei 15 kA entkoppelt zu den Blitzstromableitern eingebaut. Diese sind in der Lage, die auftretende Stoßspannung auf 1 kV zu begrenzen. Diese Überspannung gegen Erde wird von allen eingesetzten Bauteilen entsprechend Herstellerspezifikationen verkraftet. Die hinter diesen Überspannungsableitern angeordneten Bauteile befinden sich in Blitzschutzzone 2.

Empfindliche elektronische Bauteile befinden sich in den eingesetzten Geräten (SPS oder USV) im Schaltschrank. Sie sind durch entsprechende Eingangsbeschaltungen, durch galvanische Entkopplung induktiver oder optischer Art oder durch Überspannungsableiter in den jeweiligen Netzteilen vor Überspannungen geschützt (Blitzschutzzone 3). Induktive, kapazitive Einkoppelungen werden durch Potentialtrennungen und Abschirmung der Zuleitungen und Signalleitungen verhindert. SPS und USV sind zum Schutz vor Einkoppelung mit einem Metallgehäuse ausgestattet.

## 10 Potentialausgleich

Der Mittelspannungstransformator, der Hauptschrank, die Niederspannungsverteilung und der Mittelspannungsschalter sowie der Umrichter und die Generatorbox sind mit dem Rahmen verbunden.

Ein Potentialausgleich wird über mehrere Potentialausgleichsschienen vorgenommen. Der Transformator, der Mittelspannungsschaltschrank und der Umrichter sind an Potentialausgleichsschienen angeschlossen. Grundsätzlich werden alle Schränke an das Gesamterdungssystem angeschlossen.

Die Potentialausgleichsschienen werden wieder potentialmäßig auf das Potential des Maschinenrahmens zusammengeführt.

## 11 Ableitung der Blitzströme

Findet eine Blitzentladung über ein Rotorblatt der Windenergieanlage statt, so fließt der Blitzstrom über einen Rezeptor des Blattes weiter über den Ableiter im Rotorblatt zur Blattwurzel. Hier fließt der Strom über die vorgespannten Lager in die blitzstromtragfähige Nabe.

Der Blitzstrom wird von der Rotorwelle über blitzstromtragfähige Kohlebürsten auf den Grundrahmen der Turbine geleitet. Hierdurch ist das Hauptlager gegen die hohen Blitzströme geschützt.

Vom Grundrahmen fließt der Blitzstrom über das ebenfalls vorgespannte und blitzstromtragfähige Azimutlager in den Turm. Teilblitzströme können parallel über die PE-Kabel des Generators, die über den Potentialausgleich im Maschinenhaus mit dem Grundrahmen verbunden sind, zum Turmfuß abgeleitet werden.

Der Stahlturm ist im Bereich des Turmfußes mit der Potentialausgleichsschiene verbunden. Von hier fließt der Blitzstrom zum Fundament- bzw. Ringerder der Windenergieanlage.

Blitzentladungen, die über die Fangstange stattfinden, werden auf den Grundrahmen geleitet. Der Strom nimmt von hier den gleichen Weg wie bei der Entladung in ein Rotorblatt.

## 12 Angewandte Normen

Bei der Auslegung des Blitzschutzes der Windenergieanlage wurden folgende Normen und Richtlinien zugrunde gelegt:

IEC 62305-1:2010	Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze
IEC 62305-2:2010	Blitzschutz - Teil 2: Risiko-Management
IEC 62305-3:2010	Blitzschutz - Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen
IEC 62305-4:2010	Blitzschutz - Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen
IEC 61400-24, Ausgabe 1.0 2010 06	Windenergieanlagen, Blitzschutz für Windenergieanlagen

## Windpark Nartum



### Gefahrenbeurteilung Eisabwurf

Abschätzung des Gefährdungsbereich nach Seifert über folgenden empirischen Zusammenhang:

#### Gefährdungsbereich Eisabwurf

$$\begin{aligned} &= 1,5 * (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe}) \\ &= 1,5 * (158 + 161) \\ &= \underline{478,5 \text{ m}} \end{aligned}$$

Wenn MLTB Anlage 2.7/12 (DiBt) WEA Abstand kleiner  $1,5 * (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe})$  zu möglichen Schutzobjekten → funktionsfähiges Eiserkennungssystem notwendig

# Technische Dokumentation Windenergieanlagen Alle Anlagentypen

## Eisdetektion



imagination at work

Visit us at  
[www.gerenewableenergy.com](http://www.gerenewableenergy.com)

Alle technischen Daten unterliegen der möglichen Änderung durch fortschreitende technische Entwicklung!

Die Angaben im Dokument beziehen sich ausschließlich auf Windenergieanlagen, die in Deutschland installiert werden, gleichwohl können sie auch für Anlagen außerhalb Deutschlands zutreffend sein.

Klassifizierung: öffentliches Dokument

## **Urheber- und Verwertungsrechte**

Alle Unterlagen sind im Sinne des Urheberrechtgesetzes geschützt. Zuwiderhandlungen sind strafbar und verpflichten zu Schadenersatz. Alle Rechte zur Ausübung von gewerblichen Schutzrechten behalten wir uns vor.

© 2018 General Electric Company. Alle Rechte vorbehalten.

GE und das GE Monogramm sind Warenzeichen und Dienstleistungsmarken der General Electric Company.

Andere, in diesem Dokument genannte Unternehmens- oder Produktnamen sind ggf. Warenzeichen bzw. eingetragene Warenzeichen ihrer jeweiligen Unternehmen.



imagination at work

# Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines .....	5
1.1	GE IceCONTROL.....	5
1.2	BLADEcontrol® System.....	6
1.3	Labkotec „LID-3300IP“ .....	6



## 1 Allgemeines

GE bietet unterschiedliche Möglichkeiten, um Eisansatz an den Rotorblättern zu erkennen und die Anlage im Betrieb einzuschränken oder ggf. abzuschalten. Es wird bei der Auswertung zwischen der anlageneigenen Sensorik (1.) und externen Sensoren (2. & 3.) unterschieden.

1. GE IceCONTROL
2. Rotorblattsensorik BLADEcontrol® (Weidmüller)
3. Eisansatzsensor „LID-3300IP“ (Labkotec)

GE Wind Energy behält sich vor, ähnliche Sensoren anderer Hersteller zu liefern, die den gleichen Funktionsumfang bieten. Für Anlagen in Mittelgebirgslagen an Standorten im Bundesland Rheinland Pfalz wird ein Gutachten zur Eiserkennung gefordert. Für das System zu 2. liegt das Gutachten vor, es ist gegliedert in zwei Bestandteile, die beide diesem Dokument beigelegt sind.

Wird Eisansatz erkannt, führt die Anlagensteuerung abhängig von der festgelegten Programmierung folgende Aktionen durch:

- I. Eiswarnung, keine Änderung der Betriebsweise, Info über Fernüberwachung an Anlagenhersteller und/oder Betreiber,
- II. Reduzierung der Rotordrehzahl mit dem Ziel, die Reichweite des Eisabwurfes zu reduzieren,
- III. Eisalarm, Abschaltung der Anlage,
- IV. Weiterbetrieb der Anlage in einem Betriebsmodus, der es ermöglicht, einen erhöhten Energieertrag (im Vergleich zu I.) zu erreichen, nur wenn kein Eiswurfisiko an dem betreffenden Standort gegeben ist.

Die detektierten Zustände werden im GE SCADA gespeichert, es werden folgenden Zustände unterschieden:

1. Eisansatz/kein Eisansatz
2. System o.k./System Fehler
3. Kommunikation zwischen BLADEcontrol® und Anlagensteuerung o.k./Kommunikationsfehler (nur im Fall von BLADEcontrol®).

### 1.1 GE IceCONTROL

Beim Leistungskurvenverfahren und der Schwingungsüberwachung werden Signale der Anlage ausgewertet, um Rotorblattvereisung zu erkennen. Diese Überwachung ist in der Lage sowohl symmetrischen und unsymmetrischen Eisansatz an den Rotorblättern zu detektieren. Werden bestimmte Parameterkombinationen festgestellt, wird ein Eisalarm ausgelöst. Für den Start der Anlage bedarf es einer visuellen Kontrolle der Rotorblätter. Der Start kann über die Fernüberwachung ausgeführt werden, wenn die Rückmeldung der Vor-Ort-Kontrolle vorliegt.

Bei der Überwachung des „Tip Speed Ratio“ („TSR“, deutsch auch „Schnelllaufzahl“ genannt) wird unter anderem die Rotordrehzahl überwacht. Abweichungen der im Betrieb gemessenen Werte von in der Anlagensteuerung

hinterlegten Sollkurven sind ein Hinweis auf veränderte aerodynamische Verhältnisse und führen wiederum in Verbindung mit einer niedrigen Außentemperatur zu einer entsprechenden Meldung an die Anlagensteuerung.

GE IceCONTROL arbeitet im Windgeschwindigkeitsbereich von etwa 5 m/s bis zum Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit. Außerhalb dieses Windgeschwindigkeitsbereichs kann die Anlagensteuerung so eingestellt werden, dass die Anlage im Fall geringer Umgebungstemperaturen entweder im Normalbetrieb bleibt oder abgeschaltet wird. Der Auftraggeber muss seine Auswahl dem Auftragnehmer mitteilen.

## 1.2 BLADEcontrol® System

Das BLADEcontrol® System von Weidmüller ist ein Messsystem, das kontinuierlich die Eigenfrequenz der Rotorblätter überwacht und diese mit historischen Werten vergleicht. Im Falle von Eisansatz vergrößert sich die Masse der Rotorblätter und die Eigenfrequenzen verschieben sich zu kleineren Werten. Für die Messung ist in jedem der 3 Rotorblätter ein unabhängig arbeitender Sensor installiert. Sobald Eisansatz erkannt wird und bestimmte Auslöseschwellen überschritten werden, sendet BLADEcontrol® entsprechende Warn- oder Alarmmeldungen an die Anlagensteuerung. Diese sorgt dann abhängig von der Programmierung für die Reaktionen I – IV. Das System kann bei Anlagenstillstand sowie im Betrieb der WEA Eisansatz messen. Eine automatische Wiederinbetriebnahme der Anlage ist möglich, wenn sich der Status des Sensors von „Eisansatz“ auf „kein Eisansatz“ ändert. Das BLADEcontrol® System wird nur zur Erkennung von Eisansatz eingesetzt.

## 1.3 Labkotec „LID-3300IP“

Dieser Eissensor wird auf dem Maschinenhaus der Anlage installiert. Der Sensor hat eine Größe von etwa 10 x 35 cm und kann z. B. in der Nähe der Sensoren zur Messung der Windgeschwindigkeit installiert werden. Der Sensor nutzt einen Draht, der einem Ultraschallsignal ausgesetzt wird. Veränderungen im Ultraschallsignal werden genutzt, um Eisansatz zu detektieren. Die Auslöseschwelle, bei der Eisansätze zum Auslösen des Eisalarms an die Anlagensteuerung führen soll, ist einstellbar. Für den Neustart der Anlage bedarf es einer visuellen Kontrolle der Rotorblätter und Freigabe der Wiederinbetriebnahme.