

16. Anlagenspezifische Antragsunterlagen

Punkt 16.1.3.4 Gutachten blattbasierte Eiserkennung

Punkt 16.1.3.5 Gutachten Eiserkennung Weidmüller

Punkt 16.1.3.6 Typenzertifikat Eiserkennung

Punkt 16.1.6.4 Sichtweitenmessgerät

**Diese vertraulichen Dokumente sind nicht für die
Öffentlichkeit bestimmt und nicht im
Auslegungsordner enthalten.**

Blitzschutz- und Erdungssystem Siemens Gamesa 5.X

Änderungsübersicht

Revision:	Änderungsbeschreibung	Verantwortlichkeit
001	Erste Version. Übersetzung der englischen Version.	SGRE ON NE&ME TE TPM
002	Neue Revision. Komplette Aktualisierung des Dokuments.	SGRE ON NE&ME TE TPM
003	Neue Revision. Vorläufig entfällt.	SGRE ON NE&ME TE TPM
004	Neue Revision. Allgemeines Update.	ON CRO NE&ME TE TPM

Referenzen

Dok-ID	Dokumentenname
D2047461	Siemens Gamesa 5.X Lightning Protection and Earthing
IEC 61400-24:2019	Windenergieanlagen - Teil 24: Blitzschutz
IEC 60364-1 ED 5.0:2005	Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 1: Allgemeine Grundsätze, Bestimmungen allgemeiner Merkmale, Begriffe
IEC 60364-5-54:2011	Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Erdungsanlagen, Schutzleiter und Schutzpotentialausgleichsleiter
IEC 62305-1:2010	Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze
IEC 62305-3:2010	Blitzschutz - Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen
EN 50522:2010	Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV
DIN 18014	Fundamentender - Planung, Ausführung und Dokumentation
IEC 60479-1:2018	Wirkungen des elektrischen Stromes auf Menschen und Nutztiere - Teil 1: Allgemeine Aspekte
EN 50522:2011	Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV

Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

Inhaltsverzeichnis

1. Anwendungsbereich.....	3
2. Definitionen.....	3
3. Blitzschutzsystem.....	3
3.1 Designgrundlage	4
3.2 Turm	4
3.3 Elektrisches System.....	4
3.4 Geräte und Kabel im Freien.....	4
4. Erdungssystem	4
4.1 Allgemein.....	4
4.2 Anforderungen an das Erdungssystem	4
5. Fundament mit internem Transformator	6
6. Verbindung zwischen den elektrischen Systemen und dem Erdungssystem	6
7. Bewertung des Erdungssystems	7
7.1 Blitzschutz	7
7.2 Zulässige Schritt- und Berührungsspannung	7
8. Vorentwurf	7
9. Anhang - z.B. Checkliste für WEA mit internem Transformator	8

1. Anwendungsbereich

Diese Spezifikation gilt für das Fundament, das für eine Onshore-WEA von Siemens Gamesa, folgend SGRE, verwendet werden soll. Dieses Dokument spiegelt die minimalen Konstruktionsanforderungen an ein Erdungskonzept in einem Fundament wider, das für eine SGRE-WEA vorgesehen ist, so dass das Fundament so konstruiert wird, dass bestimmte Blitze keine Schäden an der WEA und ihren installierten Komponenten verursachen können. In diesem Dokument liefert SGRE eine mechanische und technische Beschreibung der Mindestanforderungen an ein SGRE-Windenergieanlagenfundament.

2. Definitionen

SGRE	Siemens Gamesa Renewable Energy
WEA	Windenergieanlage
IEC	International Electrotechnical Commission
TN-S	Separater Neutraleiter (T erre(eath) N eutral S eparate)
MET	Haupterdungsanschlusspunkt (M ain E arth T erminal)
EN	European Standard
DIN	Deutsches Institut für Normung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
LPS	Blitzschutzsystem (L ighting P rotection S ystem)
PE	Schutzleiter (P rotective E arth)
USV	Unterbrechungsfreie Spannungsversorgung

3. Blitzschutzsystem

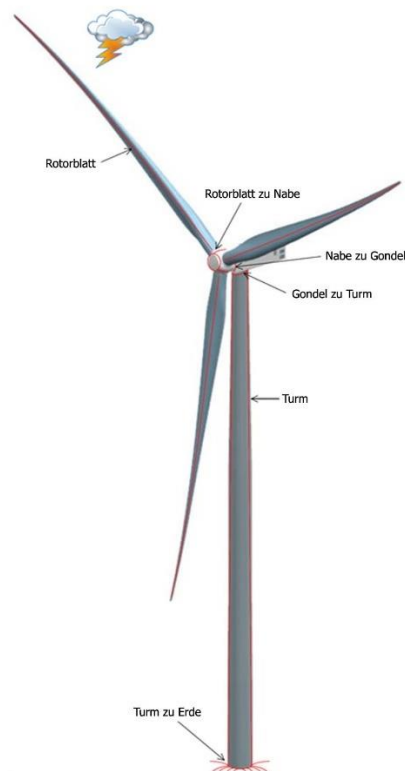


Abbildung 1: Übersichtszeichnung des Blitzschutzsystems

3.1 Designgrundlage

Die Auslegung des Blitzschutzsystems (siehe Abbildung 1) richtet sich nach der Norm IEC 61400-24:2019 „Windenergieanlagen - Teil 24 Blitzschutz“ sowie nach der Bautechnik-Norm IEC 62305-1:2010 „Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze“, Blitzschutzklasse I.

3.2 Turm

Der Turm dient als natürlich leitende Verbindung zwischen der Gondel und der Erde. Das Erdungssystem der WEA muss an ein (kundenseitiges) Erdungssystem im Fundament angeschlossen werden.

3.3 Elektrisches System

Überspannungsableiter an den Leistungskabeln und den glasfaserbasierten Kommunikationsverbindungen schützen gegen Beeinflussung durch Blitzeinschläge. Die Stromversorgung der Steuerung basiert auf einer Einheit zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), welche für eine sichere Stromversorgung der Computer und elektrischen Geräte sorgt. Die Faraday'schen Käfige der Nabe, der Gondel und des Turms dämpfen das magnetische Feld für alle stromführenden Bauteile im Inneren, also sämtliche Schmierungs-, Elektro- und Hydrauliksysteme. Die signalführenden Kabel sind geschirmt und von stromführenden Kabeln getrennt. Außerdem sind sämtliche Schaltschränke und Anschlusskästen aus Metall und weisen eigene Erdverbindungen auf.

SGRE empfiehlt für alle zur WEA hin- bzw. von ihr weg-führenden Kabeln eine Metallkapselung.

Wenn Metallrohre verwendet werden, müssen diese mindestens Metall-Metall-Kanäle sein, die bis zur Bewehrung am Ein- und Austritt des Fundaments verlaufen.

3.4 Geräte und Kabel im Freien

Außerhalb der WEA installierte Anlagen, z. B. ein Transformator außerhalb des Turms, müssen ausreichend geerdet und mit dem Erdungssystem der WEA verbunden sein. Außerdem müssen Kabel, die zur WEA hin- bzw. von ihr wegführen, entweder in einer EMV-konformen Metallkapselung verlegt sein oder tief genug im Boden bzw. im Fundament liegen, sodass die Kabel unterhalb der Bewehrung des Erdungssystems liegen.

4. Erdungssystem

4.1 Allgemein

SGRE Windenergieanlagen sind mit einem Potenzialausgleichs- und Blitzschutzsystem gemäß IEC 62305:2010 und IEC 61400-24:2019 ausgestattet. Dieses System muss an das (kundenseitige) Erdungssystem im Fundament angeschlossen werden.

Die von SGRE verwendete Lösung für die Schwerkraftgründung mit doppelten Elektrodenringen basiert auf IEC 61400-24:2010 (Anhang I - Erdungsanlage), in der die mögliche Anordnung der Elektroden beschrieben wird (ebenfalls in dieser Norm definiert).

4.2 Anforderungen an das Erdungssystem

Die generelle Auslegung des Erdungssystems soll in Einklang mit den Anforderungen der IEC 62305-3:2010 „Blitzschutz - Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen“ sein.

Abbildung 4 auf Seite 6 zeigt die schematische Darstellung des Erdungssystems einer WEA und ihres Anschlusses an den Turm. Der Turm fungiert als Haupterdbverbindungs- und -blitzschutzsystem („natürlicher Erdungsleiter“ gemäß IEC 62305-3:2010, Kapitel 5.3.5) der WEA.

Das Erdungssystem der WEA-Fundamente besteht aus verschiedenen Komponenten, z. B. Betonbewehrung, Ringerdern, Edelstahlauslässen, Ankerring und Verbindungsklemmen. Die elektrische Verbindung zwischen Turm und Erdungssystem erfolgt über die Fundamentbolzen, welche

elektrisch mit dem Turm verbunden sind, um Erdschluss- und Blitzströme zur Erde zu leiten. Zum Anschließen der elektrischen Ausrüstung, beispielsweise des Umrichters, an das Blitzschutzsystem ist der Turm mit Erdungsplatten ausgestattet (sog. „Protective Earth (PE)-Pads“). Diese werden direkt an den für den Erdungsanschluss ausgewählten Fundamentbolzen montiert, welche mit der Erdung verbunden sind.

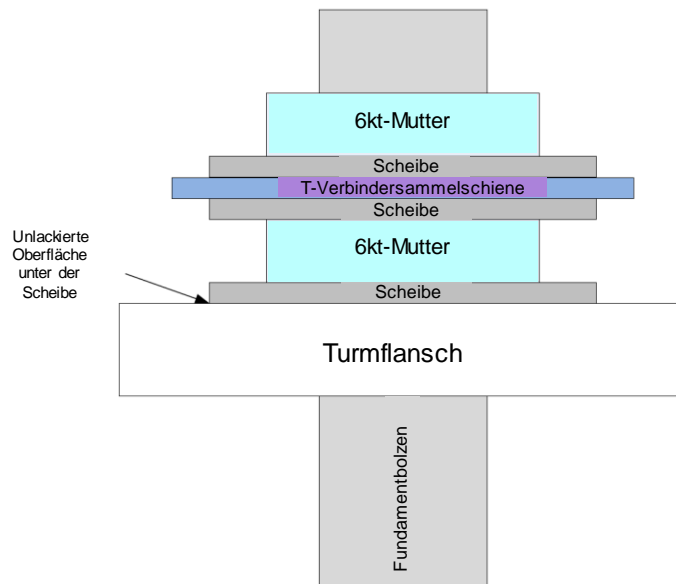


Abbildung 2: Beispiel der Montagereihenfolge

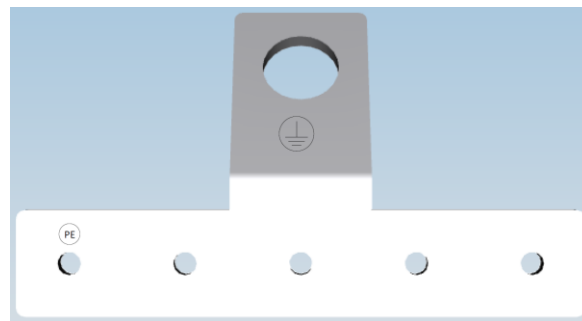


Abbildung 3: Beispiel eines T-Verbindersammelschiene / PE Anschluss

Die Fundamentbewehrung muss mit Hilfe von Klemmverbindungen systematisch geerdet werden. Darüber hinaus sind sämtliche Metallteile im Fundament mittels Klemmverbindungen mit der Bewehrung zu verbinden. Dies gilt auch für die Ringerder. Alle Leiter des Erdungssystems, z. B. Ringerder, müssen aus blankem Kupfer bestehen und einen Querschnitt von mindestens 50 mm² aufweisen. Alternativ kann auch ein anderes leitendes Metall verwendet werden, dessen Querschnitt mindestens 50 mm² Kupfer entspricht. Im letzteren Fall sollte bei der Auswahl des Materials auf dessen Korrosionsanfälligkeit geachtet werden.

5. Fundament mit internem Transformator

Die nachstehende Abbildung 4 ist ein Beispiel für einen Fundamententwurf einer WEA mit intern installiertem Transformator.

Anordnung Typ B gemäß IEC 62305-3 ED 2.0:2010-12, EN 50522:2010 und DIN 18014

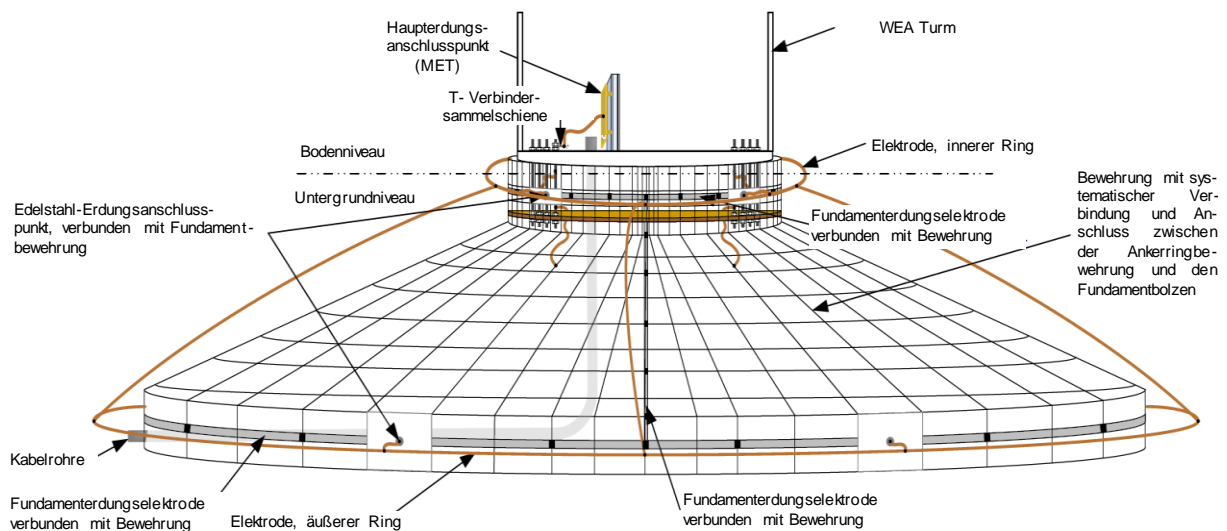


Abbildung 4: Schematische Darstellung eines SGRE Erdungssystems

6. Verbindung zwischen den elektrischen Systemen und dem Erdungssystem

Das Sternpunktterdungssystem der Transformator-Niederspannungswicklungen ist über einen PE-Leiter, der mit den PE-Anschluss oder dem Haupterdungsanschlusspunkt (MET) im Turm verbunden werden muss, an das Erdungssystem der WEA anzuschließen.

Das Erdungssystem im Niederspannungssystem der SGRE-WEA ist gemäß IEC 60364-1 ED 5.0:2005 als TN-S-System mit getrennter Erde und Neutralleiter im gesamten System ausgelegt.

Der Querschnitt dieses Schutzleiters muss in Übereinstimmung mit der IEC 60364-5-54:2011 „Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Erdungsanlagen, Schutzleiter und Schutzpotentialausgleichsleiter“ sein und, falls zutreffend, sind alle örtlichen spezifischen zusätzlichen Anforderungen zu beachten und ebenfalls vollständig zu erfüllen.

WICHTIG

Unabhängig von anderen Anforderungen fordert Siemens Gamesa einen Querschnitt des Schutzleiters von mindestens dem halben Querschnitt der Phasenleiter, falls die tatsächliche Größe nicht durch Berechnungen nachgewiesen werden kann.

7. Bewertung des Erdungssystems

7.1 Blitzschutz

Gemäß IEC 61400-24:2019 müssen die folgenden standortspezifischen Informationen während der Errichtung des Fundaments ausgewertet und mit einer Mindestanzahl von Bildern und Messungen dokumentiert werden, um die Auslegung des Erdungssystems zu bestätigen:

- spezifischer Bodenwiderstand
- Erdschlussstrom
- Abschaltzeit des Erdschlussstromes
- Berechnungen
- Schritt- und Berührungsspannung

Der (die) Ringerder muss (müssen) entsprechend des gemessenen spezifischen Bodenwiderstands ausgelegt sein (werden). Zusätzliche Erder können nötig sein, falls die Länge des Erdungssystems unzureichend ist.

SGRE empfiehlt die Verlegung von zusätzlichen blanken Kupferleitern oberhalb der Kabelführung von mindestens 50 mm², um das Risiko von direktem Blitzeinschlag in die im Boden verlegten Mittelspannungskabel zu vermeiden, um die induzierten Blitzwirkungen in die Kabel zu verringern als auch um das gesamte Windparkerdungssystem zu verbessern.

7.2 Zulässige Schritt- und Berührungsspannung

Um die Anforderungen an die Sicherheit von Personen hinsichtlich der zulässigen Schritt- und Berührungsspannung nach IEC 60479-1:2018 zu erfüllen, sind die in EN 50522:2011 angegebenen allgemeinen Verfahren anzuwenden.

8. Vorentwurf

Wenn der Auftraggeber für den Entwurf des Fundaments verantwortlich ist, muss der Auftraggeber SGRE eine Liste zur Verfügung stellen, aus der hervorgeht, was und wie der Entwurf des WEA-Fundaments aus der Sicht eines Erdungssystems dokumentiert wird, um die in diesem Dokument erwähnten anwendbaren Normen zu erfüllen.

SGRE ist nicht verpflichtet, die zur Verfügung gestellte Liste zu überprüfen, da es in der Verantwortung des Auftraggebers liegt, sicherzustellen, dass alle konstruierten Designs zum Zeitpunkt der Lieferung allen anwendbaren Normen entsprechen und entsprechend bewertet und dokumentiert wurden.

In Fällen, in denen größere Schäden an der Windturbine und ihren Komponenten verursacht werden, die auf eine falsche Auslegung des Erdungssystems zurückzuführen sein könnten, umfasst die standardmäßige SGRE-Ursachenanalyse unter anderem eine Bewertung der Konformität des tatsächlichen Erdungssystems auf der Grundlage der vom Auftraggeber bereitgestellten Dokumentation und der Dokumentationsliste.

9. Anhang – Beispiel-Checkliste für WEA mit internem Transformator

Aufgabe	Anforderung	Ergebnis	Anmerkungen
Bericht über den spezifischen Bodenwiderstand und Erdungswiderstand	Erdungswiderstand kleiner als 10 Ohm (wenn möglich, wie in IEC 62305-3 Abschnitt 5.4.1 empfohlen)		
WEA-Fundament			
– Bewehrung	Bilder		
– Ringelektroden, Anschluss Bewehrung.	Bilder / min. 50 mm ²		
– Erdungskabel, Anschluss Bewehrung.	Bilder / min. 50 mm ²		
Kabelkanäle / -leerrohre			
– Falls Metall, mindestens angeschlossene an Fundamentbewehrung und Turmeintritt/-austritt.	Bilder		

Eiserkennungssysteme

Siemens Gamesa 5.X

Änderungsübersicht

Revision:	Änderungsbeschreibung	Verantwortlichkeit
001	Erste Version. Übersetzung der englischen Version.	SGRE ON NE&ME TE TPM
002	Erste Version. Ersatz für D2097468. Vorläufig entfällt. Blattbasierte Eiserkennung ist durch "erweiterte Eiserkennung" ersetzt worden.	SGRE ON NE&ME TE TPM
003	Option blattbasierte Eiserkennung hinzugefügt.	SGRE ON NE&ME TE TPM
004	Neue Revision. Dokument komplett überarbeitet.	ON CRO NE&ME TE TPM

Referenzen

Dok-ID	Dokumentenname
D2097468	Siemens Gamesa 5.X Ice Detection System

Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

Inhaltsverzeichnis

1. Allgemein	3
2. Eiserkennungssysteme	4
2.1 Leistungskurvenvergleich (Low Power Detection Curve - LPDC).....	4
2.2 Erkennung „kein Wiederauffahren“	4
2.3 Optionale externe Sensoren	4
2.4 Externe Sensor-Typen.....	5
2.4.1 Gondelbasierter Eiserkennungssensor (optional)	5
2.4.2 Blattbasierte Eiserkennung (optional)	5
2.5 Optionen und Protokollierung im SCADA-System	5
3. Strategie "Betrieb mit Eis"	7
3.1 Strategie "Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA	7
3.2 Strategie "Betrieb mit Eis": Adaptiver Betrieb.....	7

1. Allgemein

Das System zur Eiserkennung und zum Betrieb mit Eis von Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) bietet Funktionen, die den Bereich des Betriebs bei Eisbedingungen erweitert. Die wichtigsten konfigurierbaren Optionen bestimmen, ob maximale Produktion oder maximale Sicherheit erforderlich ist.

Die folgenden Eiserkennungssysteme können verwendet werden:

- Leistungskurvenvergleich (**Low Power Detection Curve** - LPDC)
- Erkennung „kein Wiederanfahren“
- **Optional:** Externe Sensoren, gondel- oder blattbasiert.

Sobald Eis durch eine der ausgewählten Systeme erkannt wurde, wird die Reaktion der Windenergieanlage (WEA) auf Eiserkennung durch die *Strategie „Betrieb mit Eis“* ausgewählt, bei der die folgenden Optionen zur Verfügung stehen:

- Stoppen der WEA, entweder in Erwartung eines automatischen oder manuellen Zurücksetzens
- Stoppen der WEA, kombiniert mit einer Gondeldrehung auf eine vordefinierte Azimuthposition
- Adaptiver Betrieb, fortgesetzter Betrieb mit Optimierung der Leistung (diese Lösung wird für Deutschland nicht berücksichtigt)

Abbildung 1 zeigt eine Visualisierung der verfügbaren Optionen und wie sie miteinander verbunden sind.

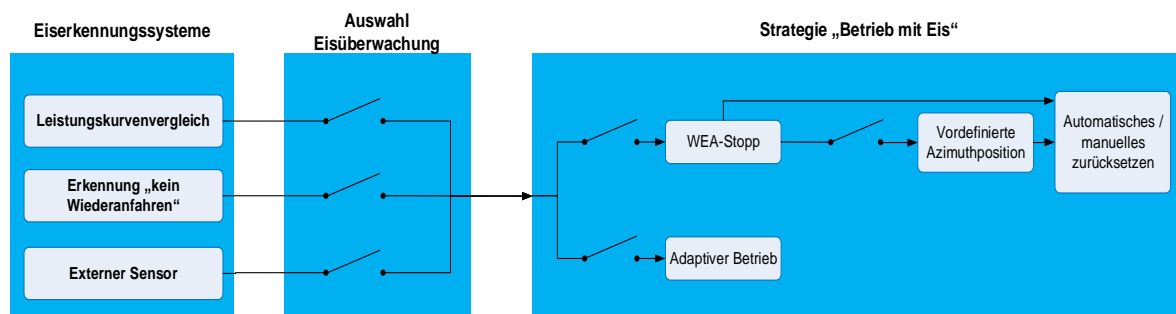



Abbildung 1: Schnittstelle zur Eiserkennung und Strategie „Betrieb mit Eis“ für einzelne WEA



Der adaptive Betrieb, der als Strategie für den Betrieb mit Eis verwendet werden kann, erfordert die Verwendung des Leistungskurvenvergleichs und der Erkennung "kein Wiederanfahren" und ist daher nicht mit dem externen Sensor kompatibel. Der adaptive Betrieb wird aus Sicherheitsgründen für Deutschland nicht berücksichtigt.

Eisansatz an Rotorblättern stellt ein potenzielles Risiko für Objekte und Personen in der Umgebung dar. Die Eiserkennung und das System „Betrieb bei Eis“ wird nicht davor schützen, dass es zu Eisabfall von den Windenergieanlagen kommen kann. Das System optimiert entweder die Leistungsabgabe trotz Eisansatz (nicht für den deutschen Markt möglich) oder stoppt die WEA um den Betrieb bei Eisansatz zu verhindern.

Es liegt in der alleinigen Verantwortung des Anlagenbetreibers/-besitzers, dass die Öffentlichkeit vor Eisabwurf von den Windenergieanlagen geschützt ist. Der Betreiber/Besitzer muss zu jeder Zeit sicherstellen, dass der Betrieb der WEA jeglichen anwendbaren Beschränkungen folgt, ungeachtet ob die Beschränkung Bestandteil einer Genehmigung ist, sich aus der Gesetzgebung ableitet oder irgendwo sonst zum Tragen kommt.

SGRE übernimmt keinerlei Verantwortung für irgendeine Verletzung von Auflagen.

2. Eiserkennungssysteme

2.1 Leistungskurvenvergleich (Low Power Detection Curve - LPDC)

Die Funktionalität „Leistungskurvenvergleich“ (LPDC) ist ein integraler Bestandteil der WEA-Steuerung und benötigt somit keine weiteren Sensoren.

Wenn die WEA bei kaltem Wetter (Umgebungstemperatur $< 5\text{ °C}$ – konfigurierbar) in Betrieb ist und die Leistungsabgabe aufgrund von Eisbildung an den Rotorblättern nachlässt, wird dies über LPDC erkannt. Dazu wird die tatsächliche Leistung mit der in Abbildung 2 dargestellten nominellen Leistungskurve verglichen. Die LPDC basiert auf einem Prozentsatz der nominellen Leistungskurve mit einem Mindestabstand zur nominellen Leistungskurve.

Wenn die Produktion unter die in Abbildung 2 gezeigte Kurve "Eiserkennungsleistungskurve" (blau) fällt, wird die ausgewählte Strategie „Betrieb mit Eis“ aktiviert.

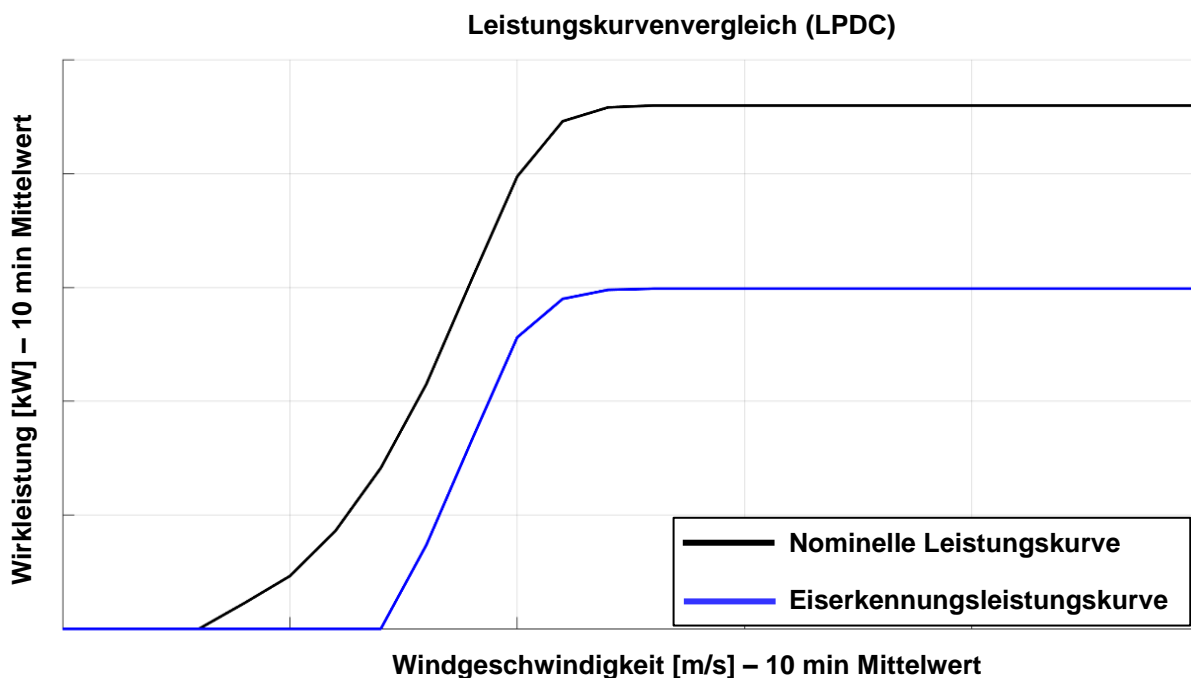


Abbildung 2: Visualisierung des Leistungskurvenvergleichs zur Eiserkennung

2.2 Erkennung „kein Wiederanfahren“

Die Erkennung „kein Wiederanfahren“ ist ein integraler Bestandteil der WEA-Steuerung, so dass keine zusätzlichen Sensoren erforderlich sind.

Die Erkennung „kein Wiederanfahren“ ist eine Eiserkennungsmethode, die anzeigt, wenn genug Wind für die WEA vorhanden ist, um Strom zu produzieren, aber die WEA nicht in der Lage ist, sich einzuschalten, sich mit dem Netz zu verbinden und für eine gewisse Zeit Strom zu produzieren, weil sich bei kaltem Wetter Eisansatz an den Rotorblättern gebildet hat.

2.3 Optionale externe Sensoren

Externe Sensoren sind ein optionales Zusatzsystem, das verwendet werden kann, um eine Reaktion direkt vom Sensor an der WEA zu erzeugen. Meistens meldet der Sensor Daten an das SCADA-System, das die WEA am Standort im Hinblick auf das Stoppen steuert. Der Sensor ist für die Installation auf WEA in Gebieten vorgesehen, in denen die Gefahr besteht, dass sich Eis auf der Gondel oder den Rotorblättern bildet und die Sicherheit von Personen oder die Gesetzgebung ein sofortiges Anhalten

der WEA erfordern, wenn Eis erkannt wird. Im Vergleich zu den Optionen *LPDC* und *Erkennung „kein Wiederanfahren“* sind die externen Sensoren so konzipiert, dass sie erkennen, wenn die Leistung beeinträchtigt wird, wenn bereits Eis auf der WEA vorhanden ist.

Externe Sensoren sind nur mit den folgenden beiden *Strategien* "Betrieb mit Eis" kompatibel:

- Stoppen der WEA
- Stoppen der WEA, kombiniert mit einer Gondeldrehung auf eine vordefinierte Azimuthposition

Der externe Sensor kommuniziert mit dem SCADA-System. In der Regel sind nur einige externe Sensoren an einem bestimmten Standort installiert, und das SCADA-System kann so konfiguriert werden, dass es den gesamten Standort oder Cluster oder einzelne WEA stoppt, wenn dies als notwendig erachtet wird.

Es gibt zwei verschiedene Arten, wie der externe Sensor verwendet wird:

- Der externe Sensor ist als WEA-Eiserkennungsquelle (Abbildung 1) für einzelne WEA ausgewählt, wodurch die einzelne WEA selbst auf den Sensor reagieren kann. Zusätzlich kann auch das SCADA-System auf das Signal reagieren und weitere WEA am Standort stoppen.
- Der externe Sensor ist nicht als Eiserkennungsquelle für die WEA ausgewählt (Abbildung 1), so dass die einzelne WEA selbst nicht auf den externen Sensor reagiert, aber das SCADA-System kann immer noch auf das Signal reagieren und die jeweiligen WEA am Standort stoppen.

2.4 Externe Sensor-Typen

2.4.1 Gondelbasierter Eiserkennungssensor (optional)

Beim gondelbasierten Eiserkennungssensor handelt es sich um ein optionales System, das für WEA an Standorten dient, an denen es zu Eisbildung an den Rotorblättern kommen kann. Der Zweck des Eiserkennungssensor besteht darin, der WEA-Steuerung Informationen zum potenziellen Risiko einer Eisbildung an den Rotorblättern zur Verfügung zu stellen.

Der Eiserkennungssensor kann sowohl Vereisung durch Raueis als auch durch gefrierenden Niederschlag (Klareis) erkennen.

In Abhängigkeit von den Anforderungen vor Ort kann durch den Eisalarm ein Stoppen der WEA ausgelöst werden.

Das eingesetzte System kann mit einem Zertifikat einer akkreditierten Zertifizierungsstelle geliefert werden.

2.4.2 Blattbasierte Eiserkennung (optional)

Eine zusätzliche Option ist die Installation eines blattbasierten Eiserkennungssystems. Das System ist mit Beschleunigungssensoren an jedem Rotorblatt sowie einer zentralen Überwachungseinheit ausgestattet. Die Eisdetektion erfolgt durch Analyse der Eigenfrequenzen der Rotorblätter in Bezug auf die Eisansammlung. Daher muss das System vor der Inbetriebnahme kalibriert werden (variierend, und bis zu 3 Monate, abhängig von den Bedingungen und der Konfiguration der WEA).

Die Eiserkennung ist im Stillstand und während des Betriebs möglich. Eine Mindestwindgeschwindigkeit von 2 m/s ist erforderlich. Es ist keine Mindestumdrehung pro Minute (U/min) notwendig.

Das eingesetzte System kann mit einem Zertifikat einer akkreditierten Zertifizierungsstellen geliefert werden.

2.5 Optionen und Protokollierung im SCADA-System

Im folgenden sind mögliche Optionen im SCADA-System aufgelistet, wie die Einbindung eines externen Sensors auf Standortebene zu konfigurieren ist (unabhängig von der individuellen WEA-Schnittstelle):

- Voreinstellung definierter Eisbedingungen auf Grundlage von Eisparametern
- An- und Ausschalten des automatischen Stopps der WEA
- An- und Ausschalten des automatischen Wiederanfahrens der WEA
- Gruppierung der WEA für automatischen Stopp und automatisches Wiederanfahren. SGRE empfiehlt für solche Fälle WEA mit Eissensoren mit WEA ohne Eissensoren zusammen zuschalten.

Eisparameter werden in der SCADA-Schnittstelle eingestellt. In Abhängigkeit von den Anforderungen können die Eisparameter verändert werden, so dass neue Eisbedingungen in der SCADA-Schnittstelle konfiguriert werden können. Nachfolgend ist eine Liste der Parameter:

- **Verzögerung beim Wiederanfahren nach Vereisung:** WEA, die aufgrund von Vereisung angehalten wurden, werden erst wieder in Betrieb genommen, wenn keine neue Vereisung innerhalb dieser Verzögerungszeit [s] auftritt. Die Verzögerungszeit wird vom Anwender konfiguriert.
- **Verzögerung beim Anhalten durch Vereisung:** WEA werden erst angehalten, wenn Eis über diese Verzögerungszeit [s] hinaus detektiert wird. Die Verzögerungszeit wird vom Anwender konfiguriert.
- **Zeitraum der Umgebungstemperatur:** Zeitraum [s] in dem die Eisumgebungstemperatur oberhalb eines vordefinierten Wertes liegen muss, damit die WEA wieder in Betrieb genommen wird, nachdem sie wegen Vereisung angehalten wurde.
 - Bspw. oberhalb von 5° C für 600 Sekunden
- **Grenzwert der Umgebungstemperatur:** Dieser Parameter definiert die Temperatur, die überschritten werden muss, um WEA, die aufgrund von Eiserkennung gestoppt wurden, wieder zu starten.
 - Bspw. oberhalb von 5° C für 600 Sekunden
- **Eiskontrollstartzeit und Eiskontrollendzeit:** Die konfigurierten WEA werden aufgrund von Eiserkennung angehalten, wenn die Vereisungszeit innerhalb der definierten Zeitspanne von Eiskontrollstartzeit und -endzeit. Wenn die aktuelle Zeit außerhalb des angegebenen Bereichs von Eiskontrollstartzeit und -endzeit liegt, wird die WEA wieder angefahren.

Die Alarme werden im „Alarmprotokoll“ der SCADA-Oberfläche dargestellt.

History, Alarm Log,

Max Records: 150 From Date: 21-02-2012 To Date: Group: Turbine Station: (All) Secondary Faults: 0

Alarms: Active Only Display Events Filtername Include Alarms from Service

Alarms: (Filter :Brake) (Filter :Converter Alarms) (Filter :Environment) (Filter :Gear)

Selected: Load data Import

Include Exclude

From Time	To Time	Duration	Group	Station	Code	Description	Parameter	User	Comment
28-02-2012 - 08:54:04	28-02-2012 - 09:20:00	00:25:56	Turbine	T05	8210	Stopped, due to icing			
			Turbine	T01	8215	Ice has been detected			Add

Abbildung 3: Darstellung von Alarmen im Zusammenhang mit dem Eiserkennungssystem im SCADA-System

3. Strategie "Betrieb mit Eis"

3.1 Strategie "Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA

Das Stoppen der WEA wird häufig in Szenarien verwendet, in denen es nicht sicher ist, die WEA während der Vereisung weiterlaufen zu lassen, z. B. wenn potentiell Wildtiere, Menschen oder Geräte beschädigt/verletzt werden können. Nur wenn ein externer Sensor verwendet wird, kann dieser Ansatz als sicher angesehen werden, da die externen Sensoren an der Gondel oder den Rotorblättern montiert sind und erkennen, wenn sich Eis bildet, und nicht auf der Grundlage der Produktion, wie es die Funktionen *Leistungskurvenvergleich* und *Erkennung „kein Wiederanfahren“* tun.

Die Strategie *"Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA* sorgt dafür, dass die WEA angehalten wird, wenn Eis erkannt wird. Der Stopp kann mit der Option einer vordefinierten Azimuthposition kombiniert werden.

Unabhängig davon, wie die Strategie *"Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA* konfiguriert ist, kann festgelegt werden, ob die WEA automatisch oder manuell zurückgesetzt werden muss. Für das automatische Zurücksetzen gibt es folgende Optionen:

- Zurücksetzen einer gestoppten WEA nach X Stunden
- Zurücksetzen einer gestoppten WEA und drehen auf die vordefinierte Azimuthposition nach X Stunden

3.2 Strategie "Betrieb mit Eis": Adaptiver Betrieb

Da diese Strategie in Deutschland nicht zum Einsatz kommt, wird auf eine weitere Beschreibung verzichtet.

Für weitere Informationen steht Ihnen Ihr SGRE-Partner gerne zur Verfügung.



Baugrundgutachten

**wird vor Erteilung der Baufreigabe an
die untere Bauaufsichtsbehörde
nachgereicht.**

UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co.KG

Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Geschäftsführer: Olaf Linke Dipl.-Ing. (FH)

Sitz der Gesellschaft: Größnitz 20, 06632 Balgstädt

Telefon: 034464 26469

Fax: 034464 28138

Internet: www.olaflinke.de
e-mail: inglinke@t-online.de

Zeichen
lik
22/019

Datum
15.03.2022

**K21521 – Windenergieprojekt Kemmen 1, 4 Windkraftanlagen
(WEA 01 bis WEA 04)
Hydrologische Einschätzung**

nachfolgend sende ich Ihnen unsere hydrologische Einschätzung zur o. g. Baumaßnahme.

1 Veranlassung

Die Baugrund Linke GmbH wurde am 18.01.2022 durch die UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co.KG aufgefordert eine hydrologische Einschätzung vorzunehmen.

2 Feststellungen

Die Standortkoordinaten der Windkraftanlagen betragen nach dem System UTM ETRS 89, Zone 33:

Tabelle 1:

WEA	Rechtswert	Hochwert
01	422.973	5.730.947
02	423.390	5.730.769
03	423.516	5.730.387
04	423.967	5.730.574

Die geplanten Windkraftanlagen befinden sich in einem Bereich mit jährlichen durchschnittlichen Niederschlagsmengen von 549 mm. Die Jahresdurchschnittstemperatur beträgt

8,8 ° C. Mit 20,2 ° C ist der Monat Juli der wärmste Monat und der Januar ist mit einer Jahresdurchschnittstemperatur von 0,6 ° C der kälteste Monat. Der meiste Niederschlag fällt im Monat Juli mit durchschnittlich 86 mm und er wenigste Niederschlag fällt im Monat Februar mit 42 mm..

Als Windkraftanlagentyp ist die Nordex N163-6.8 MW mit einer Nabenhöhe von 164 m, zzgl. 0,892 m Fundamentanhebung geplant. Somit betragen die Gründungstiefen der Fundamente 0,0 m unter OKG (geländegleich).

Der mittlere Grundwasserspiegel fällt von ca. 105 m NN (Bereich WEA 04) auf ca. 103 m NN (Bereich WEA 01) in nordwestliche Richtung. Die Grundwasser fließt nach Norden, in Richtung Spree.


Die Geländehöhen der geplanten Windkraftanlagen fallen ebenfalls in nordöstliche Richtung und betragen zwischen 113 m NN (WEA 04) und 107,5 m NN (WEA 01).

Die Gründungstiefen der Fundamente betragen zwischen ca. **107,5 m NN (WEA 01) und ca. 113,0 m NN (WEA 04).**

Der eigentliche Grundwasserspiegel und auch der Grundwasserfluss werden durch die geplante Baumaßnahme daher **nicht** beeinflusst.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen


Dipl.-Ing. (FH) Linke

Anlage
Grundwassergleichenkarte







Statische Unterlagen zur
Windenergieanlage bzw. Typenprüfung

**werden vor Erteilung der Baufreigabe
an die untere Bauaufsichtsbehörde
nachgereicht.**



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Kemmen
Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-051



Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den
Windpark Kemmen

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-051

Auftraggeber: UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG
Heinrich-Hertz-Straße 6
D- 03044 Cottbus

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG
Robert-Koch-Straße 29
25813 Husum
Tel.: 04841 – 87596 – 0
E-Mail: mail@i17-wind.de
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 17. Mai 2022

Haftungsausschluss und Urheberrecht

Das vorliegende Gutachten wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik erstellt. Für vom Auftraggeber und vom Anlagenhersteller bereitgestellte Daten, die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG erhoben oder ermittelt wurden, kann keine Gewähr für deren Korrektheit übernommen werden. Diese werden als richtig vorausgesetzt.

Urheber des vorliegenden Gutachtens zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 ist die I17-Wind GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erhält nach § 31 Urheberrechtsgesetz das einfache Nutzungsrecht, welches nur durch Zustimmung des Urhebers übertragen werden kann. Eine Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien ist ohne gesonderte Zustimmung des Urhebers nicht gestattet.

Akkreditierung

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 durch die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH (DAKKS) für die Bereiche „Erstellen von Schallimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Erstellen von Schattenwurfimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Prüfung der Standorteignung von Windenergieanlagen mittels Berechnung (Turbulenzgutachten)“ akkreditiert. Die Registriernummer der Urkunde lautet D-PL-21268-01-00. Diese kann angefragt, oder in der Datenbank der akkreditierten Stellen der DAKKS eingesehen werden.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V.

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

Wenn zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung die Typenprüfung oder Einzelprüfung für die geplanten WEA noch nicht vorlag, wurde der Vergleich auf Basis vom Hersteller übermittelter Auslegungswerte der geplanten WEA durchgeführt. Es besteht die Möglichkeit, dass die im Genehmigungsverfahren eingereichten Dokumente bezüglich der Auslegungswerte der betrachteten WEA nicht mit den im vorliegenden Gutachten zitierten Dokumenten übereinstimmen. Die zitierten Dokumente entsprechen dem aktuellen Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Bei abweichenden Dokumenten behält das vorliegende Gutachten dennoch seine Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswerte durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswerte abgedeckt sind. Im Folgenden ist der Begriff Einzelprüfung stets durch den Begriff Typenprüfung mit abgedeckt, auch wenn dies nicht explizit erwähnt wird.

Änderungen der berücksichtigten Anlagenparameter wie c_t -Kurve und Schnelllaufzahl λ sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei einer Änderung der Anlagenparameter gegenüber dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung verliert das vorliegende Gutachten seine Gültigkeit.

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	17.05.2022	Erste Ausgabe	Clausen

Verfasser:

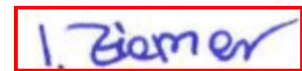
M. Ed. Florian Clausen, Sachverständiger

Husum, 17.05.2022

**Geprüft:**

M. Eng. Inga Ziemer, Sachverständige

Husum, 18.05.2022

**Freigegeben:**

B. Eng. Heiko Pauls, Sachverständiger

Husum, 18.05.2022



Dieses Dokument wurde digital signiert und die Integrität des Dokuments wurde überprüft. Das zugehörige Zertifikat kann von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Anfrage gerne zur Verfügung gestellt werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.2	Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten	9
1.3	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien.....	10
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	11
2	Aufgabenstellung und Standort	12
2.1	Umfang des Gutachtens	12
2.2	Standortbeschreibung	12
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	12
3	Vergleich der Windbedingungen.....	15
3.1	Grundlagen	15
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	16
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	16
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	16
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	17
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	17
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	19
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	21
3.4	Schräganströmung δ	26
3.5	Höhenexponent α	26
3.6	Luftdichte ρ	27
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	28
4	Zusammenfassung.....	29
4.1	Neu geplante WEA	29
4.2	Bestehende WEA.....	30
4.2.1	Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten	30
4.2.2	Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch einen unabhängigen Gutachter.....	30
4.2.3	Zusammenfassung.....	31
5	Standortbesichtigung	32
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	33
	Literaturverzeichnis.....	35
	Anhang 1 / Übermittelte Windverhältnisse am Standort	37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]	14
---	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	13
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	13
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	15
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	16
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	17
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]	20
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	21
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)	24
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau).....	25
Tabelle 3.9 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	26
Tabelle 3.10 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	26
Tabelle 3.11: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	27
Tabelle 3.12: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	28
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	29
Tabelle 4.2: In [25.2] zu Grunde gelegte Auslegungswerte	30
Tabelle 4.3: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	31
Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1]	37
Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort WV 3/1 [22.1]	37

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

Das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt hat Anfang des Jahres 2013 die Fassung Oktober 2012 der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ veröffentlicht und im März 2015 eine korrigierte Fassung herausgegeben [1.1], auf deren Grundlage das vorliegende Gutachten erstellt wurde.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch benachbarte Windenergieanlagen verursachten erhöhten Turbulenzbelastungen an einer WEA, können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines Antrages nach dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) herangezogen werden. Eine Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA sind zumutbar, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt. Somit stellt das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA zusätzlich eine Turbulenzimmissionsprognose im Sinne des BImSchG dar und kann als Bestandteil der Antragsstellung nach dem BImSchG verwendet werden.

1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] fordert in Kapitel 16 ein alternatives, vereinfachtes Verfahren zum Nachweis der Standorteignung von WEA, das jedoch nur angewendet werden darf, wenn die Standorte der geplanten WEA nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] als nicht topografisch komplexe Standorte zu bezeichnen sind. Im Dezember 2019 wurde die Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] veröffentlicht, welche die Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [7] ersetzt. Entsprechend der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] ist die jeweils angewendete Ausgabe der Norm DIN EN (IEC) 61400-1, entsprechend [6] oder [7], in Ihrer Gesamtheit anzuwenden, weshalb auch die Ermittlung der topografischen Komplexität im vorliegenden Gutachten nach [6] erfolgt. Sind vereinzelte Standorte neu geplanter WEA als topografisch komplex zu bezeichnen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung nach [1.1] um die Kriterien nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6], Abschnitt 11.9, erweitert. Die Vergleiche der Auslegungswerte für die zu untersuchenden Größen mit den im Rahmen dieses Gutachtens ermittelten Werten sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1.1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typengeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / -erweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 erbracht werden [1.1].

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] lässt folgende Möglichkeiten, bzw. mögliche auftretende Konfigurationen, in Bezug auf die Typenprüfung und die dieser zu Grunde gelegten Richtlinie, unberücksichtigt:

- i. Der geplanten Anlage liegt eine Typenprüfung nach der Richtlinie DIBt 2004 [2] zu Grunde.
- ii. Einer oder mehrerer zu berücksichtigender Bestandsanlagen liegt eine Typenprüfung nach der DIBt 2012 [1.1] Richtlinie zu Grunde.

Für diese zwei beschriebenen Fälle, die nicht durch die DIBt 2012 [1.1] abgedeckt sind, werden folgende Verfahrensweisen gemäß [1.2] als Quasistandard angewandt:

- i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1.1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [8], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [4].
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] die Standorteignung in deren Genehmigungsverfahren

nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht lediglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

Nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [9] ist bei zylindrischen Bauwerken die Untersuchung von Interferenzeffekten oder wirbelerregten Schwingungen zu führen, wenn deren Abstand untereinander den in [9] definierten Mindestabstand unterschreitet. Diese Untersuchung ist nicht Bestandteil der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] und wird daher im vorliegenden Gutachten nicht durchgeführt, sondern hat durch einen dritten unabhängigen Gutachter oder Prüfstatiker zu erfolgen.

1.2.1 Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Der nach der DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] vereinfachte Nachweis zur Standorteignung verlangt folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA:

- i. Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit.
 - (1) Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5 % kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung, oder
 - (2) die mittlere Windgeschwindigkeit ist kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung und für den Formparameter k der Weibull-Funktion gilt: $k \geq 2$.
- ii. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] zwischen $0.2 v_{m50}(h)$ und $0.4 v_{m50}(h)$ mit der Auslegungsturbulenz nach NTM.
- iii. Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit.
 - (1) Die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes entsprechend der Windzonenkarte ab (die detaillierten Regelungen gemäß DIN EN 1991-1-4, Absatz 4.3.3 einschließlich NA [9] für nicht ebene Geländelagen sind ggf. zu beachten), oder
 - (2) die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50}(h)$ gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort ab (z.B. Nachweis durch eine Extremwindabschätzung).

1.2.2 Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] um einen als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort der Kategorie L, M oder H und liegt der zu untersuchenden WEA eine Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] zu Grunde, wird der vereinfachte Nachweis zur Standorteignung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA, basierend auf DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] erweitert.

- i. Der windenergiegewichtete Mittelwert aller Richtungen der Schräganströmung δ darf den vorgegebenen Wert von $\pm 8^\circ$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- ii. Der über alle Richtungen und Windgeschwindigkeiten energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α darf den Wert von $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte ρ darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit v_r den Wert 1.225 kg/m^3 oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von 1.225 kg/m^3 oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

$$\rho_{\text{Auslegung}} * v_{\text{ave,Auslegung}}^2 \geq \rho_{\text{Standort}} * v_{\text{ave,Standort}}^2$$

- iv. Es ist der Nachweis zu erbringen, dass die Auslegungswerte des ETM auch unter Berücksichtigung der Nachlaufsituation mit der höchsten Nachlaufturbulenz im Zentrum des Nachlaufs, nicht überschritten werden.

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

Kann der vereinfachte Nachweis der Windbedingungen nach DIBt 2012 [1.1] aus Abschnitt 1.2.1 nicht geführt werden, da die zu prüfenden Parameter mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} oder effektive Turbulenzintensität I_{eff} nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung durch einen Lastvergleich (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) der Betriebsfestigkeitslasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) zu führen. Wird der Auslegungswert v_{m50} nicht eingehalten, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

Kann der Nachweis der Windbedingungen an einem als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort nach Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 nicht geführt werden, da einer oder mehrere der zu prüfenden Werte nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung entsprechend DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 durchgeführt werden. Demnach ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) und/oder der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

In beiden Fällen werden die der Typenprüfung zu Grunde gelegten Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten, die auf Basis der standortspezifischen Windbedingungen aus dem vorliegenden Gutachten ermittelt werden, verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten oder diese einhalten, ist eine Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nachgewiesen. Werden die Auslegungslasten nicht eingehalten, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Betriebseinschränkung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie innerhalb der Auslegungslasten liegen, oder die Standorteignung kann nicht durch einen Vergleich der Lasten nachgewiesen werden.

Die Berechnung der standortspezifischen Lasten erfolgt in der Regel durch den Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Zudem ist es möglich die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten einer WEA basierend auf einem generischen Anlagenmodell zu ermitteln und mit den Auslegungslasten, welche mittels des identischen generischen Anlagenmodells ermittelt werden, zu vergleichen. Diese Berechnungen erfolgen in der Regel nicht durch den Anlagenhersteller, sondern durch einen dritten unabhängigen Gutachter. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, dass die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis einer Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt. Eine Haftung für die Richtigkeit einer Lastrechnung, sowohl eines Anlagenherstellers als auch eines dritten, unabhängigen Gutachters, wird nicht übernommen.

1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] und der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] abweichende, jedoch konservativ abdeckende, Verfahren wurden für das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA gewählt:

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer τ_{TP} noch nicht überschritten hat.
- III. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter k der Weibullverteilung von $k = 2.0$ ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter $k \neq 2.0$ ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{NH} der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ fordert. Zusätzlich wird der Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen pdf_{NH} und pdf_{TP} erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte A_{NH} und k_{NH} bzw. der Auslegungswerte A_{TP} und k_{TP} der zu untersuchenden WEA.
- IV. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 und 1.2.2, hat der Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensität und der Auslegungsturbulenz nach NTM in dem Bereich zwischen $0.2v_{m50}(h)$ und $0.4v_{m50}(h)$ zu erfolgen [1.1]. Liegt einer zu betrachtenden WEA keine Auslegungsturbulenz nach NTM vor, erfolgt der Vergleich mit der in der Typenprüfung aufgeführten Auslegungsturbulenz. Entsprechend [6] hat der Vergleich in dem Bereich zwischen v_{ave} und $2v_{ave}$ zu erfolgen. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nach Abschnitt 1.2.3, sind der Lastberechnung nach [1.1] mindestens die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten von v_{in} bis $0.4v_{m50}(h)$ bzw. von v_{in} bis v_{out} entsprechend DLC 1.2 nach [6] zu Grunde zu legen. Im vorliegenden Gutachten werden die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mindestens im Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw. v_{out} wenn $v_{out} < 25$ m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und auch [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von v_{in} bis v_{out} zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde, erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.
- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers D der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte ρ wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.

- VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Hersteller nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

Alle im Rahmen des vorliegenden Gutachtens ermittelten Ergebnisse und Zwischenergebnisse basieren einerseits auf Angaben, die vom Auftraggeber übermittelt wurden und andererseits auf Berechnungsergebnissen, die durch die I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelt wurden. Zu den Unsicherheiten der den Eingangsdaten vom Auftraggeber zu Grunde gelegten Berechnungsmodellen kann seitens der I17-Wind GmbH & Co. KG keine Aussage getroffen werden. Diese Eingangsdaten werden im Weiteren als richtig und repräsentativ für den betrachteten Standort vorausgesetzt.

Die in den Berechnungen herangezogenen Anlagenparameter, Schubbeiwert c_t und Schnelllaufzahl λ , werden in der Regel vom Anlagenhersteller bereitgestellt. Diese Werte werden als richtig vorausgesetzt. Die berücksichtigten Werte entsprechen dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Änderungen sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei Anlagen, für die keine Informationen vorliegen, werden konservativ abdeckende, generische Anlagenparameter angesetzt, wobei keine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte übernommen wird.

Die im vorliegenden Gutachten angegebenen Nabenhöhen der geplanten WEA entsprechen stets der aktuell vorliegenden Dokumentation. In der Entwicklungsphase einer WEA sind geringfügige Änderungen der Nabenhöhe ohne eine Änderung der zu Grunde gelegten Auslegungswindbedingungen möglich, sodass die im vorliegenden Gutachten betrachtete Nabenhöhe von der in den Antragsunterlagen ausgewiesenen Nabenhöhe geringfügig abweichen kann. Das gleiche gilt für die in den Genehmigungen dokumentierten Nabenhöhen bestehender WEA, die ebenfalls geringfügig von aktuellen Werten abweichen können. Bei einer Abweichung der Nabenhöhe von maximal ± 1 m behält das vorliegende Gutachten seine vollumfängliche Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswindbedingungen, durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswindbedingungen, abgedeckt sind.

Den von der I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelten Ergebnissen liegen unterschiedliche, vereinfachte physikalische Modelle zu Grunde, die nur annähernd die Realität abbilden, jedoch als konservativ zu bewerten sind. Des Weiteren werden bei den Berechnungen teilweise vereinfachende Annahmen getroffen, die jedoch allesamt ebenfalls als konservativ zu bewerten sind.

2 Aufgabenstellung und Standort

2.1 Umfang des Gutachtens

Da im geplanten Windpark kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] als topografisch komplexer Standort zu bezeichnen ist, findet für alle WEA das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 Anwendung.

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von vier WEA des Typs Siemens Gamesa SG-6.6-170 auf 165.0 m Nabenhöhe am Standort Kemmen in Brandenburg.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, ein Gutachten zur Standorteignung von WEA nach der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.1 aufgeführten [21] und in Abbildung 2.1 dargestellten WEA zu erstellen. Tabelle 2.1 führt neben den Spezifikationen der WEA am Standort auch die der Typenprüfung zu Grunde gelegten, bzw. bei fehlender Information unterstellten, Richtlinien auf. Des Weiteren wird aufgeführt, welcher Wöhlerlinienkoeffizient m und welcher Betriebsmodus für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1. Wenn über den Betriebsmodus keine Informationen in den Eingangsdaten vorliegen, wird stets mit dem Betriebsmodus gerechnet, der die konservativsten Ergebnisse liefert, was dem offenen, nicht leistungsreduzierten Betriebsmodus entspricht.

Die Spalte „Innerhalb 10 D “ weist aus, welche WEA sich innerhalb eines Umkreises von 10 D um die geplanten WEA befinden. Für diese WEA hat nach [6] und [7] eine Bewertung der topografischen Komplexität und der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} zu erfolgen.

Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle Bezeichnungen auf die interne, laufende W-Nummer. Wird eine Größe mit dem Index $_{\text{TP}}$ bezeichnet, handelt es sich um den Auslegungswert der zu betrachtenden WEA. Eine Bezeichnung mit dem Index $_{\text{NH}}$ weist auf den standortspezifischen Wert der betrachteten Anlage hin.

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.37, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W2 und W3.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

Die Auslegungswindbedingungen werden entweder der Typenprüfung entnommen oder vom Hersteller übermittelt. Da der Vergleich der Auslegungswindbedingungen, abgesehen von I_{eff} , mit den standortspezifischen Bedingungen nur für neu geplante WEA zu führen ist, werden in Tabelle 2.2 nur die Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA aufgeführt.

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH ¹ [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungs- lebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]												
W1	WEA_01	Neu	Ja	Nein	-	422973	5730947	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 1/1
W2	WEA_02	Neu	Ja	Nein	-	423390	5730769	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 1/1
W3	WEA_03	Neu	Ja	Nein	-	423516	5730387	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 1/1
W4	WEA_04	Neu	Ja	Nein	-	423967	5730574	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 1/1
W5	-	Bestand	Nein	-	-	425805	5732765	DeWind	D4 46/600	70.0	46.0	Standard	0.0	600	1993	A	20	10	WV 3/1
W6	-	Bestand	Nein	-	-	422172	5726037	Senvion	3.2M114	143.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 2/1
W7	-	Bestand	Ja	Nein	-	422998	5732578	Vestas	V90-2.0 MW	125.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 2/1
W8	-	Bestand	Nein	-	-	422054	5733747	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W9	-	Bestand	Nein	-	-	421687	5733926	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W10	-	Bestand	Nein	-	-	426315	5732920	DeWind	D4 46/600	70.0	46.0	Standard	0.0	600	1993	A	20	10	WV 3/1
W11	-	Bestand	Nein	-	-	423428	5727064	Senvion	3.2M114	143.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 2/1
W12	-	Bestand	Nein	-	-	422459	5733657	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W13	-	Bestand	Nein	-	-	421973	5732887	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W14	-	Bestand	Ja	Nein	-	423216	5732161	Vestas	V90-2.0 MW	125.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 2/1
W15	-	Bestand	Ja	Nein	-	422999	5731753	Vestas	V90-2.0 MW	125.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 2/1
W16	-	Bestand	Nein	-	-	422345	5732980	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W17	-	Bestand	Nein	-	-	422849	5733607	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W18	-	Bestand	Nein	-	-	423236	5733573	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W19	-	Bestand	Nein	-	-	423462	5732778	Vestas	V90-2.0 MW	125.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 2/1
W20	-	Bestand	Ja	Nein	-	422224	5732466	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W21	-	Bestand	Nein	-	-	423681	5733524	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W22	-	Bestand	Ja	Nein	-	422551	5732320	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W23	-	Bestand	Nein	-	-	423153	5733119	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W24	-	Bestand	Nein	-	-	422730	5733243	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W25	-	Bestand	Ja	Nein	-	422240	5731932	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W26	-	Bestand	Nein	-	-	423587	5733181	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W27	-	Bestand	Nein	-	-	422131	5733323	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W28	-	Bestand	Nein	-	-	421719	5733297	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W29	-	Bestand	Nein	-	-	422753	5732853	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W30	-	Bestand	Ja	Nein	-	422825	5732074	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W31	-	Bestand	Ja	Nein	-	422618	5731778	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W32	-	Bestand	Ja	Nein	-	422913	5731423	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W33	-	Bestand	Nein	-	-	422828	5734156	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1
W34	-	Bestand	Nein	-	-	423216	5733937	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3075	2012	A	20	10	WV 2/1

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	v _{ave, TP} [m/s]	k _{TP} [-]	v _{m50, TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m³]	Auslegungs- lebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1 – W4	DIBt 2012	S	S	7.5	2.0	42.5	S	8.0	0.27	1.225	25	[24]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

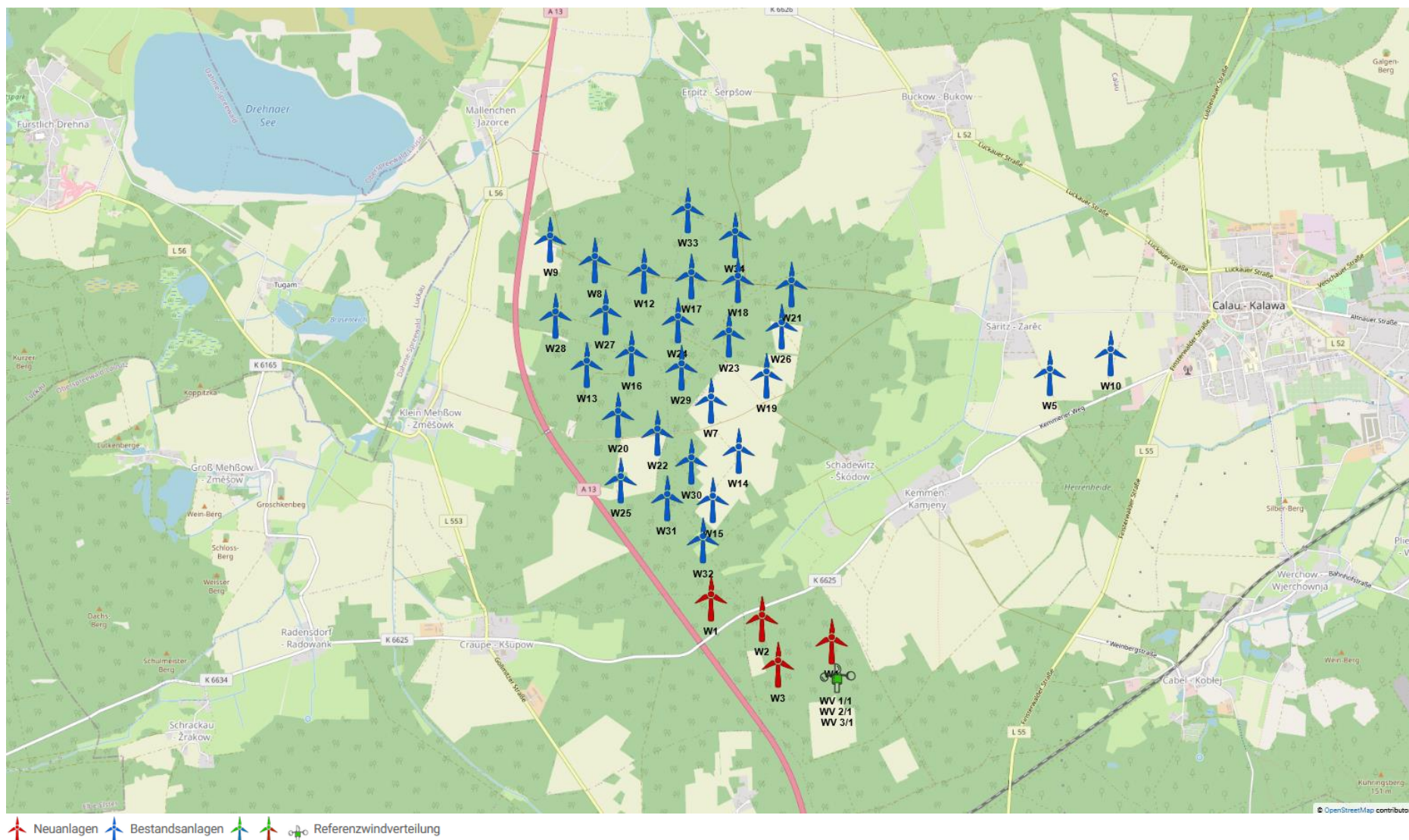


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

Vom Auftraggeber wurden standortbezogene Windverhältnisse, unterteilt in mindestens 12 Sektoren, übermittelt [22.1]. Diese werden als richtig und für den Standort repräsentativ vorausgesetzt.

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe an jedem Anlagenstandort zu ermitteln, werden die Daten der Windverhältnisse [22.1] auf alle notwendigen Höhen umgerechnet, sofern diese nicht vorliegen. Die Umrechnung erfolgt auf Basis eines logarithmischen Windprofils und des am Standort der Windverteilung ermittelten Höhenexponenten α . Bei der vertikalen Umrechnung wird der Formparameter k als invariant mit der Höhe angenommen und lediglich der Skalenparameter A umgerechnet. Eine horizontale Umrechnung vom Standort der Winddaten zu den jeweiligen WEA Standorten erfolgt nicht. Liegen in [22.1] mehrere Windverteilungen vor, werden diese den jeweiligen WEA zugeordnet. Tabelle 3.1 führt eine der in [22.1] übermittelten Windbedingungen am Standort auf. Wenn mehrere Windverteilungen zu Grunde gelegt wurden, werden diese in Anhang 1 ausgewiesen.

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
424009	5730327	169.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.0	1.71	3.1	---
NNO 30			5.7	2.11	4.6	---
ONO 60			6.4	2.02	6.9	---
O 90			7.2	2.47	8.2	---
OSO 120			6.6	2.40	5.0	---
SSO 150			5.9	2.35	6.1	---
S 180			6.4	2.58	11.2	---
SSW 210			7.6	2.27	13.2	---
WSW 240			9.5	2.55	13.6	---
W 270			9.1	2.38	13.0	---
WNW 300			8.1	2.18	9.9	---
NNW 330			6.4	1.82	5.2	---
Gesamt			7.5	2.10	100.0	6.60

3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50}

3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter k mit $k = 2.0$ zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe jeder geplanten WEA so zu führen, dass gilt:

- i. $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 0.95$
oder
- ii. $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 1.00$ und $k_{NH} \geq 2.00$

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter k mit $k \neq 2.0$ zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} jeder geplanten WEA wie folgt zu führen:

- i. Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ nach [6] bzw. $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7]. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein.

Das Ergebnis der Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} und der Formparameter k der Weibullverteilung auf Nabenhöhe jeder neu geplanten WEA sind in Tabelle 3.2 dargestellt und werden mit den Auslegungswindbedingungen der jeweiligen WEA verglichen.

Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	k_{NH} [-]	k_{TP} [-]	Wenn $k_{TP} = 2$: $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$: $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 - W4	6.59	7.50	2.10	2.00	0.88	-	Ja	Nein

3.2.2 Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}

Der Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, NH}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA mit dem Auslegungswert kann auf zwei Wegen erfolgen. Wenn die WEA in einer Windzone errichtet werden soll, die niedriger oder gleich der Windzone ist, die der Typenprüfung zu Grunde liegt, reicht der Nachweis, dass die Windzone gemäß Typenprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdeckt [1.1]. Ist dies nicht der Fall, muss nachgewiesen werden, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ gemäß Typenprüfung die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der geplanten WEA am Standort abdeckt [1.1, 4, 5]. Hierzu muss die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, NH}$ mittels einer geeigneten Methode (z.B. der Gumbel-Methode [10]) am Standort ermittelt werden.

Den nachzuweisenden Standorten wird nach DIBt 2012 [1.1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [9] die in Tabelle 3.3 aufgeführte Windzone entsprechend [11] und die Geländekategorie, basierend auf den durch den Standortbesuch gewonnenen Erkenntnissen und den verwendeten Satellitendaten [13], zu Grunde gelegt. Da, nach [1.1], in Übergangsgebieten der Geländekategorien stets die Gleichungen der niedrigeren Kategorie anzusetzen sind, wird der Vergleich in solchen Fällen auf Basis der Gleichungen für die niedrigere Geländekategorie durchgeführt.

In der folgenden Tabelle 3.3 werden die Auslegungswindbedingungen hinsichtlich v_{m50} mit den standortspezifischen Windbedingungen verglichen. Wenn die geplanten WEA in einer Windzone errichtet werden sollen, die durch die Auslegungswindbedingungen abgedeckt ist, ist die Standorteignung hinsichtlich v_{m50} nachgewiesen. Ist der Standort nicht durch die Auslegungswindbedingungen $v_{m50, TP}$ der geplanten WEA abgedeckt, erfolgt der Nachweis über eine standortspezifische Extremwindabschätzung [22.2]. Die Ergebnisse der standortspezifischen Extremwindabschätzung werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Kann

der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	WZ _{TP}	GK _{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ _{NH}	GK _{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W4	S	S	42.50	2	II	39.15	-	Ja	Nein

3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe einer nach der DIBt 2012 [1.1] typengeprüften WEA gibt es windgeschwindigkeitsabhängige Auslegungswerte in fünf Kategorien, welche in der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] aufgeführt sind und der Typenprüfung zu Grunde gelegt werden müssen. Bei den Turbulenzkategorien wird zwischen den vorgegebenen Kategorien A+, A, B, C und der durch den WEA-Hersteller definierbaren Kategorie S unterschieden.

Für WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, muss die windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, welche in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definiert ist, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt sein. Für WEA die nach der DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität I_{eff} von 0.20 als Auslegungswindbedingung anzusetzen.

In Tabelle 3.4 sind die unterschiedlichen Turbulenzkategorien und deren Verläufe dargestellt.

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

v_{hub} [m/s]	DIBt 1993 [3]	DIBt 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				
	Konstanter Mittelwert	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	S [-]
2	-	0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	-
3		0.420	0.471	0.419	0.366	0.314	-
4		0.345	0.387	0.344	0.301	0.258	-
5		0.300	0.337	0.299	0.262	0.224	-
6		0.270	0.303	0.269	0.236	0.202	-
7		0.249	0.279	0.248	0.217	0.186	-
8		0.233	0.261	0.232	0.203	0.174	-
9		0.220	0.247	0.220	0.192	0.165	-
10		0.210	0.236	0.210	0.183	0.157	-
11		0.202	0.227	0.201	0.176	0.151	-
12		0.195	0.219	0.195	0.170	0.146	-
13		0.189	0.213	0.189	0.165	0.142	-
14		0.184	0.207	0.184	0.161	0.138	-
15		0.180	0.202	0.180	0.157	0.135	-
16		0.176	0.198	0.176	0.154	0.132	-
17		0.173	0.194	0.173	0.151	0.130	-
18		0.170	0.191	0.170	0.149	0.127	-
19		0.167	0.188	0.167	0.146	0.125	-
20		0.165	0.185	0.165	0.144	0.124	-
21		0.163	0.183	0.163	0.142	0.122	-
22		0.161	0.181	0.161	0.141	0.121	-
23		0.159	0.179	0.159	0.139	0.119	-
24		0.158	0.177	0.157	0.138	0.118	-
25		0.156	0.175	0.156	0.136	0.117	-
26		0.155	0.174	0.154	0.135	0.116	-
27		0.153	0.172	0.153	0.134	0.115	-
28		0.152	0.171	0.152	0.133	0.114	-
29		0.151	0.170	0.151	0.132	0.113	-
30		0.150	0.169	0.150	0.131	0.112	-
Konstanter Mittelwert	0.200	-	-	-	-	-	-

Der Vergleich des standortspezifischen Turbulenzverlaufes mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten erfolgt bei WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, auf Basis der Werte für die Turbulenzkategorie A nach [1.1, 5, 6, 7], da diese die Werte nach [8] mit abdecken.

3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

3.3.2.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [22.1] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13] und der Topografie [14] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

3.3.2.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität I_{amb} beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem Zeitintervall von 600 s um ihren Mittelwert. Sie ist als der Quotient aus der Standardabweichung σ der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} in einem 600 s Intervall zu bilden [6, 7, 8]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann I_{amb} direkt, bzw. I_{char} durch Addition der 1fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ [4, 8] und I_{rep} durch Addition der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ [6, 7] zu I_{amb} ermittelt werden. Durch Ermittlung der Windscherung, kann die auf Messhöhe ermittelte charakteristische, bzw. repräsentative Turbulenzintensität auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Liegt keine Messung vor, muss die Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch ermittelt werden.

Zur Berechnung von I_{amb} werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge z_0 konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge z_0 abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

Da in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [1.1] für die Ermittlung der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten Turbulenzwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten gefordert sind, wird den ermittelten Werten für die Umgebungsturbulenzintensität das NTM nach [6, 7] zu Grunde gelegt. Der ermittelten Turbulenzkurve wird in Anlehnung an das vom Risø DTU National Laboratory entwickelte Verfahren im Windfarm Assessment Tool eine windgeschwindigkeitsabhängige Standardabweichung σ_σ unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzsturbulenzintensität nach NTM und dem 1fachen σ_σ die Referenzkurve nach [6, 7] ergibt.

Die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende, nach DIBt 2012 [1.1] typen-/einzelgeprüfte, WEA auf Nabenhöhe ermittelt und den weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt. Für Anlagen, deren Typen-/Einzelprüfung auf der Richtlinie DIBt 2004 [2] oder DIBt 1993 [3] basiert, findet die charakteristische Turbulenzintensität I_{char} Anwendung.

3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [14] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

Die Standorte aller zu betrachtenden Anlagen werden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf topografische Komplexität untersucht und bewertet, da die topografische Komplexität eine Verzerrung und damit eine Abweichung der Turbulenzstruktur von den Auslegungswindbedingungen verursachen kann.

Die Komplexität eines Standortes wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer angenäherten Ebene dargestellt. Dazu werden mindestens 37 Ausgleichsebenen entsprechend der Kriterien aus [6] mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] lässt die Möglichkeit offen, die angenäherte Ebene für die Kreissektoren mit dem Radius $5 z_{\text{hub}}$ leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um $2 z_{\text{hub}}$ zu erweitern. Diese Erweiterung wird bei der Komplexitätsbewertung im vorliegenden Gutachten angewendet. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen, der Abweichung des digitalen Geländemodells [14] von dieser und des Anteils der Windenergie aus dem betrachteten Sektor, lassen sich die Indizes TSI für die Geländeneigung und TVI für die Geländeabweichung berechnen. Überschreitet einer der berechneten Indizes die in Tabelle 3.5 aufgeführten Schwellenwerte, ist der untersuchte Standort als topografisch komplex zu bewerten, wobei der jeweils überschrittene Schwellenwert die Geländekomplexitätskategorie L, M oder H bestimmt.

Nach [6] hat an topografisch komplexen Standorten eine Erhöhung der longitudinalen Komponente der Umgebungsturbulenzintensität durch Multiplikation mit einem Turbulenzstrukturparameter C_{CT} gemäß Tabelle 3.5 zu erfolgen.

Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]

Radius der Kreisfläche um die WEA [m]	Sektoramplitude der angenäherten Ausgleichsebene [°]	Schwellenwerte (untere Grenze)					
		Index der Geländeneigung <i>TSI</i> [°]			Index der Geländeabweichung <i>TVI</i> [%]		
		L	M	H	L	M	H
5 <i>z</i> _{hub}	360	10	15	20	2	4	6
5 <i>z</i> _{hub}	30						
10 <i>z</i> _{hub}							
20 <i>z</i> _{hub}							
	Kategorie						
	L	M			H		
C _{CT}	1.05	1.10			1.15		

Die Ergebnisse der Bewertung der topografischen Komplexität der zu untersuchenden WEA können Tabelle 2.1 entnommen werden.

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 3.6 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 3.3.2.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen Turbulenzintensitäten, bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s, für eine Anlagenposition aufgeführt.

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W4	NH: 165.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.131
NNO	30	0.130
ONO	60	0.128
O	90	0.138
OSO	120	0.140
SSO	150	0.144
S	180	0.135
SSW	210	0.140
WSW	240	0.142
W	270	0.140
WNW	300	0.135
NNW	330	0.127

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

Die effektive Turbulenzintensität I_{eff} ist definiert als die mittlere Turbulenzintensität, die über die Lebensdauer einer WEA dieselbe Materialermüdung verursacht, wie die am Standort herrschenden, verschiedenen Turbulenzen. Die Materialkennzahl, die maßgeblich in die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einfließt, ist der Wöhlerlinienkoeffizient m . Im vorliegenden Gutachten liegt jeder zu betrachtenden WEA der anlagenspezifische Wöhlerlinienkoeffizient zu Grunde, der die strukturschwächste Komponente repräsentiert. Hierbei handelt es sich im Regelfall um die Rotorblätter einer WEA, welche durch Wöhlerlinienkoeffizienten zwischen $m = 10$ für glasfaser-verstärkte Verbundwerkstoffe und $m = 15$ für kohlefaserverstärkte Verbundwerkstoffe abgedeckt werden. Dadurch werden alle Komponenten einer WEA in die Betrachtung mit einbezogen.

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ zu berücksichtigen.

Die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität erfolgt nach den Ausarbeitungen in [10], Kapitel 2.4.4, wenn alle hierfür erforderlichen Anlagenparameter vorliegen oder konservativ abdeckend ermittelt werden konnten. Andernfalls erfolgt die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität nach den Ausarbeitungen in [16], sowie den informativen Anhängen in [6] und [7]. Die generelle Vorgehensweise zur Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} erfolgt in beiden Fällen entsprechend den Anforderungen aus [6] und [7].

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [10] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen der WEA untereinander, der Umgebungsturbulenzintensität und von anlagenspezifischen Kenngrößen abhängig ist. Diese Kenngrößen sind einerseits der windgeschwindigkeitsabhängige Schubbeiwert c_t , als auch die windgeschwindigkeitsabhängige Schnelllaufzahl λ der turbulenzinduzierenden WEA. Das Modell bildet sowohl den voll ausgebildeten Nachlauf als auch den nicht voll ausgebildeten Nachlauf

hinter einer WEA ab. Die anlagenspezifischen Werte c_t und λ sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie, wenn möglich, auf Basis der Anlagenparameter wie Drehzahl und Rotordurchmesser ermittelt, oder durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von I_{eff} werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [10] keine Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, werden sowohl die Bereiche im Volleinfluss (Rotor der WEA steht voll im Nachlauf einer anderen WEA), als auch die Bereiche im Teileinfluss (Rotor der WEA steht nur teilweise im Nachlauf einer anderen WEA) bei der Berechnung von I_{eff} berücksichtigt, was somit den konservativsten Ansatz darstellt.

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [16] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen s der WEA untereinander und vom windgeschwindigkeitsabhängigen Schubbeiwert c_t abhängig ist. Die anlagenspezifischen c_t Werte sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von I_{eff} werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [16] eine eindeutige Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, wird genau dieser Bereich bei der Berechnung von I_{eff} berücksichtigt.

Die Ermittlung der induzierten Turbulenzintensität muss durchgeführt werden, solange sich eine WEA in einem Abstand s kleiner $10 D$ von der zu betrachtenden Anlage befindet [6, 7, 8]. Ist der Abstand s aller WEA im Umfeld grösser $10 D$, bezogen auf die jeweils turbulenzinduzierende WEA, muss deren Einfluss nicht mehr berücksichtigt werden.

In keiner der zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen [1.1 - 8] werden hinsichtlich des Abstandes s von WEA Grenzen definiert, bis zu welchen die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} anwendbar oder belastbar sind. Dasselbe gilt für die in [10] und [16] beschriebenen Turbulenzmodelle. Verschiedene Untersuchungen und Ausarbeitungen haben gezeigt, dass die Turbulenzmodelle auch bei geringen relativen Abständen s im Bereich $3 D \geq s \geq 2 D$ konservative Ergebnisse liefern und belastbar sind. Diese Ergebnisse können sowohl für einen Vergleich der Windbedingungen entsprechend Abschnitt 1.2.1 als auch für einen Nachweis gemäß 1.2.3 herangezogen werden. Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen s von unter $2.0 D$ sollten nicht mehr für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. In diesen Nachlaufsituationen ist eine Abschaltung erforderlich. Eine Ausnahme bilden Abstände s von unter $2.0 D$ in Verbindung mit einem großen Nabenhöhenunterschied der betrachteten WEA. In solch einer Situation kann es durch die geometrischen Verhältnisse dazu kommen, dass der Nachlauf der turbulenzinduzierenden WEA über bzw. unter der Rotorkreisfläche der beeinflussten WEA strömt. In diesem Fall sind keine Betriebsbeschränkungen bzw. Abschaltungen erforderlich.

Die ermittelten Werte für I_{eff} werden den Auslegungswerten, die der Typen-/Einzelprüfung der betrachteten Anlage zu Grunde liegen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte nicht oberhalb der Auslegungswerte, gilt eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität als nachgewiesen. Liegen die Werte über den Auslegungswerten, kann eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nicht durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden. Der Nachweis der Standorteignung kann in diesem Fall jedoch durch eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers oder eines unabhängigen Dritten erfolgen.

3.3.3.2 Berücksichtigte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM) an WEA berücksichtigt werden. Die Betriebsbeschränkungen können sich aus beispielsweise zu geringen Abständen s ergeben, oder Bestandteil der Genehmigung bereits bestehender WEA sein. Des Weiteren kann ein WSM dafür genutzt werden, den Einfluss einer neu geplanten WEA auf den zu berücksichtigenden Bestand derart zu reduzieren, dass die geplante WEA keinen signifikanten Einfluss mehr auf die effektive Turbulenzintensität I_{eff} einer Bestandsanlage hat oder um Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} an dieser zu verhindern. Die im Folgenden aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen immer eine Mindestanforderung dar, deren technische Umsetzbarkeit nicht geprüft wurde. Wenn möglich, wird für jedes WSM an einer beeinflussenden WEA ein alternatives WSM an der beeinflussten WEA ausgewiesen. Hierbei handelt es sich in der Regel um eine Abschaltung an der beeinflussten WEA, da die Lasten an einer abgeschalteten WEA geringer sind als die Lasten im frei angeströmten Betrieb. Die ausgewiesenen Alternativen stellen einen Vorschlag dar, werden aber nicht in der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} .

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} wurden keine sektoriellen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt.

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.7 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.8 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt.

Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)

V_{hub}	W14[A]	W15[A]	W22[A]	W30[A]	Referenz Klasse A
3	-	-	0.387	0.386	0.419
4	0.303	0.342	0.334	0.338	0.344
5	0.272	0.304	0.296	0.301	0.299
6	0.251	0.281	0.271	0.277	0.269
7	0.236	0.262	0.252	0.259	0.248
8	0.225	0.246	0.237	0.245	0.232
9	0.221	0.241	0.231	0.239	0.220
10	0.213	0.230	0.220	0.228	0.210
11	0.196	0.206	0.199	0.206	0.201
12	0.178	0.183	0.179	0.184	0.195
13	0.166	0.169	0.167	0.171	0.189
14	0.158	0.159	0.158	0.161	0.184
15	0.152	0.152	0.151	0.154	0.180
16	0.146	0.146	0.146	0.148	0.176
17	0.142	0.142	0.142	0.144	0.173
18	0.138	0.138	0.138	0.140	0.170
19	0.135	0.135	0.135	0.137	0.167
20	0.132	0.132	0.133	0.134	0.165
21	0.129	0.129	0.130	0.131	0.163
22	0.127	0.127	0.128	0.129	0.161
23	0.125	0.125	0.126	0.127	0.159
24	0.123	0.124	0.125	0.125	0.157
25	0.122	0.122	0.123	0.124	0.156

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau)

v_{hub}	W1[S]	W2[S]	W3[S]	W4[S]	W7[A]	W14[A]	W15[A]	W20[A]	W22[A]	W25[A]	W30[A]	W31[A]	W32[A]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse A
3	0.359	0.396	0.367	0.356	-	-	-	0.371	0.387	0.357	0.386	0.375	0.370	0.402	0.419
4	0.306	0.343	0.311	0.306	0.308	0.304	0.343	0.318	0.334	0.303	0.338	0.322	0.318	0.345	0.344
5	0.295	0.338	0.301	0.297	0.273	0.272	0.305	0.280	0.296	0.266	0.301	0.285	0.303	0.339	0.299
6	0.280	0.324	0.285	0.286	0.250	0.252	0.281	0.256	0.271	0.242	0.277	0.260	0.285	0.324	0.269
7	0.263	0.303	0.267	0.272	0.233	0.237	0.262	0.236	0.252	0.223	0.259	0.241	0.264	0.305	0.248
8	0.244	0.281	0.248	0.258	0.219	0.225	0.247	0.219	0.237	0.208	0.245	0.226	0.242	0.285	0.232
9	0.222	0.255	0.226	0.241	0.213	0.221	0.241	0.210	0.231	0.199	0.239	0.218	0.218	0.257	0.220
10	0.199	0.228	0.204	0.222	0.204	0.213	0.230	0.197	0.220	0.187	0.228	0.207	0.196	0.227	0.210
11	0.178	0.203	0.183	0.203	0.187	0.196	0.206	0.177	0.199	0.170	0.206	0.189	0.175	0.199	0.201
12	0.162	0.182	0.166	0.187	0.171	0.178	0.183	0.160	0.179	0.158	0.184	0.171	0.161	0.178	0.195
13	0.151	0.168	0.156	0.174	0.161	0.166	0.169	0.152	0.167	0.151	0.171	0.161	0.153	0.164	0.189
14	0.145	0.159	0.148	0.165	0.153	0.158	0.159	0.146	0.158	0.145	0.161	0.153	0.147	0.156	0.184
15	0.140	0.152	0.143	0.158	0.148	0.152	0.152	0.142	0.151	0.142	0.154	0.148	0.143	0.149	0.180
16	0.137	0.146	0.139	0.152	0.143	0.146	0.146	0.139	0.146	0.138	0.148	0.143	0.140	0.143	0.176
17	0.134	0.142	0.136	0.147	0.139	0.142	0.142	0.136	0.142	0.136	0.144	0.140	0.137	0.139	0.173
18	0.131	0.138	0.133	0.143	0.136	0.138	0.138	0.133	0.138	0.133	0.140	0.137	0.135	0.135	0.170
19	0.129	0.135	0.131	0.139	0.133	0.135	0.135	0.131	0.135	0.131	0.137	0.134	0.132	0.132	0.167
20	0.127	0.133	0.129	0.136	0.130	0.132	0.132	0.129	0.133	0.129	0.134	0.132	0.130	0.130	0.165
21	0.126	0.130	0.127	0.132	0.128	0.129	0.129	0.128	0.130	0.128	0.131	0.130	0.129	0.126	0.163
22	0.124	0.127	0.125	0.130	0.126	0.127	0.127	0.126	0.128	0.126	0.129	0.128	0.127	0.124	0.161
23	0.123	0.125	0.124	0.127	0.124	0.125	0.125	0.125	0.126	0.124	0.127	0.126	0.125	0.122	0.159
24	0.121	0.124	0.122	0.125	0.122	0.123	0.124	0.123	0.125	0.123	0.125	0.125	0.124	0.121	0.157
25	0.120	0.122	0.121	0.123	0.121	0.122	0.122	0.122	0.123	0.122	0.124	0.123	0.123	0.119	0.156

3.4 Schrāganströmung δ

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Schrāganströmung δ_{NH} erfolgt gemäß [6] und entspricht der Neigung der angenäherten Ebene mit einem Radius $5 z_{hub}$ vor der WEA und $2 z_{hub}$ hinter der WEA gegenüber der horizontalen Mittelgeraden des betrachteten Sektors.

Die folgende Tabelle 3.9 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schrāganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.9 Standortmittelwert der Schrāganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	-0.1
W2	-0.2
W3	0.0
W4	-0.1

3.5 Höhenexponent α

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung des Höhenexponenten erfolgt entsprechend der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis der ermittelten Rauigkeiten am Standort. Einflüsse der Stabilität der Atmosphäre werden dabei nicht berücksichtigt. Die Ermittlung berücksichtigt keinen Einfluss der Topografie, der bei den hier untersuchten Nabenhöhen vernachlässigt werden kann, solange sich keine schroffen Geländekanten oder Steilhänge in unmittelbarer Umgebung der betrachteten WEA befinden. Der über alle Windrichtungen energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} ist für alle zu betrachtenden Anlagen in einem Bereich von der unteren Blattspitze bis zur oberen Blattspitze zu ermitteln.

Die folgende Tabelle 3.10 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.10 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.18
W2	0.18
W3	0.18
W4	0.18

3.6 Luftdichte ρ

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Berechnung der mittleren Luftdichte ρ_{NH} auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA erfolgt entsprechend der Norm DIN ISO 2553 [17]. Als Datengrundlage dient die mittlere Temperatur in 2 m über Grund, die in einem 1 km Raster über den Zeitraum von 1981 – 2010 vorliegt [18] und entsprechend [17] auf die zu untersuchende Nabenhöhe umgerechnet wird.

Die folgende Tabelle 3.11 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.11: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.212
W2	1.213
W3	1.212
W4	1.211

3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext}

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Extremturbulenzintensität erfolgt durch die Betrachtung aller auftretenden Nachlaufsituationen und stellt das Ergebnis mit dem höchsten Wert, im Zentrum aller betrachteten Nachlaufsituationen dar. Wenn keine Nachlaufsituationen zu berücksichtigen sind, wird der Wert der höchsten repräsentativen Turbulenzintensität ausgewiesen. Entsprechend [6] berücksichtigen alle ausgewiesenen Werte den jeweiligen anzusetzenden Turbulenzstrukturparameter C_{CT} .

Die folgende Tabelle 3.12 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{\text{ext, NH}}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar.

Tabelle 3.12: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{\text{ext, NH}}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4
3	0.432	0.454	0.436	0.417
4	0.373	0.395	0.378	0.358
5	0.366	0.393	0.377	0.349
6	0.350	0.378	0.362	0.333
7	0.330	0.356	0.342	0.313
8	0.308	0.333	0.320	0.293
9	0.282	0.304	0.292	0.268
10	0.256	0.275	0.263	0.244
11	0.229	0.244	0.234	0.220
12	0.207	0.219	0.209	0.199
13	0.190	0.200	0.191	0.184
14	0.178	0.186	0.177	0.173
15	0.169	0.175	0.167	0.164
16	0.161	0.166	0.158	0.157
17	0.155	0.159	0.152	0.151
18	0.150	0.153	0.146	0.146
19	0.146	0.149	0.142	0.143
20	0.142	0.145	0.138	0.139
21	0.138	0.140	0.133	0.135
22	0.135	0.137	0.130	0.133
23	0.132	0.134	0.127	0.130
24	0.130	0.131	0.125	0.128
25	0.128	0.129	0.122	0.126

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

Es wurden die Standortbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 für die neu geplanten WEA ermittelt und mit den Auslegungswerten verglichen. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

- i. W1 – W4 keine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{\text{hub, NH}}$ im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit $v_{\text{hub, TP}}$ aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 – W4 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{\text{m50, TP}}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und
- iii. W1 – W4 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Für die WEA W1 – W4 hat eine seitens des Herstellers Siemens Gamesa durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden [25.1]. Die Ergebnisse in [25.1] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Der Bericht [25.1] weist keine Ergebnisse hinsichtlich der Lasten aus, bestätigt aber, dass die Auslegungslasten nicht überschritten werden. Diese Aussage konnte jedoch nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG überprüft werden.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W4 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25.1] durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der geplanten WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja
W2	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja
W3	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja
W4	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja

4.2 Bestehende WEA

4.2.1 Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten

Für die Bestands-WEA W7, W20, W25 und W31 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W14, W15, W22 und W30 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W14, W15, W22 und W30 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

4.2.2 Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch einen unabhängigen Gutachter

Eine durch einen unabhängigen Gutachter durchgeführte Berechnung der standortspezifischen Lasten [25.2] mittels eines generischen Lastmodells, kommt zu dem Ergebnis, dass die Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungslasten der WEA W32 über eine Lebensdauer von 20 Jahren auch nach Zubau der geplanten WEA und der durch diese verursachte Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität nicht gefährdet ist.

Alle Informationen über das verwendete Lastmodell, berücksichtigte Unsicherheiten und die ermittelten Betriebsfestigkeitslasten können [25.2] entnommen werden. Die Ergebnisse und das verwendete generische Lastmodell in [25.2] werden als richtig, bzw. die zertifizierten Lasten der WEA konservativ abbildend vorausgesetzt. Alle Auflagen aus [25.2] sind zu berücksichtigen.

Die gutachtliche Stellungnahme [25.2] gilt nur, wenn der Typenprüfung der betrachteten WEA W32 mindestens die folgenden, in Tabelle 4.2 dargestellten, Auslegungswindbedingungen zu Grunde liegen.

Tabelle 4.2: In [25.2] zu Grunde gelegte Auslegungswerte

Interne W-Nr.	Prüf-grundlage	WZ	$v_{ave,TP}$ [m/s]	k_{TP} [-]	TK	δ_{TP} [°]	α_{TP} [-]	ρ_{TP} [kg/m ³]	Auslegungs-lebensdauer τ_{TP} [a]
W32 ²	DIBt 2012	3	7.55	2.0	A	8.0	0.2	1.225	20

² Für die WEA wurde in [25.2] keine Referenzen für die Auslegungswerte angegeben. Diese werden als richtig vorausgesetzt.

4.2.3 Zusammenfassung

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der Bestands-WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.3: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W7	Vestas	V90-2.0 MW	125.0	0.0	Ja
W14	Vestas	V90-2.0 MW	125.0	0.0	Ja
W15	Vestas	V90-2.0 MW	125.0	0.0	Ja
W20	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	0.0	Ja
W22	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	0.0	Ja
W25	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	0.0	Ja
W30	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	0.0	Ja
W31	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	0.0	Ja
W32	Vestas	V112-3.0 MW	140.0	0.0	Siehe [25.2]

5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 02.03.2022 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13] und ggf. zu den Höhenlinien [14]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ETM	Extremes Turbulenzmodell
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauß-Krüger, Geländekategorie
H	Komplexitätskategorie Stark
IEC	International Electrotechnical Commission
L	Komplexitätskategorie Gering
M	Komplexitätskategorie Mittel
NA	Nationaler Anhang
NTM	Normales Turbulenzmodell
PEL	Pseudo-Äquivalente-Last
pdf	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
TK	Turbulenzkategorie, Auslegungsturbulenz
TP	Typenprüfung
UTM	Universal Transverse Mercator Projection
WEA	Windenergieanlage(n)
WGS84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WSM	Wind Sector Management, Sektorielle Betriebsbeschränkung
WV	Windverteilung
WZ	Windzone

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
c_t	Schubbeiwert	[-]
D	Rotordurchmesser	[m]
FEH	Fundamenterhöhung	[m]
h_{WV}	Höhe der Windbedingungen / Windverteilung über Grund	[m]
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität	[-]
i_C	Komplexitätsindex	[-]
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität	[-]
I_{ext}	Extreme Turbulenzintensität	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe	[-]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität	[-]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
λ	Schnelllaufzahl	[-]
m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
NH	Nabenhöhe	[m]
p	Sektorielle Häufigkeit	[%]
P_N	Nennleistung	[kW]
s	Dimensionsloser Abstand zwischen WEA, bezogen auf den jeweils größeren Rotordurchmesser	[-]

Symbol	Bedeutung	Einheit
τ	Lebensdauer	[a]
TSI	Index der Geländeneigung	[°]
TVI	Index der Geländeabweichung	[%]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{m50}	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{ref}	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
X	Rechtswert	[m]
Y	Hochwert	[m]
z_0	Rauigkeitslänge	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/m³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 11.08.2020;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [14] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*

- [16] Frandsen, Sten T. (2007): *Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters*. Roskilde (DK);
- [17] Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; *Normatmosphäre*; Dezember 1979;
- [18] Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), *Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.*;
- [19.1] OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;
- [19.2] Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;
- [20] Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; *Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz*; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;
- [21] UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: "K21520 Kemmen - Angebotsanfrage zur Erstellung von Gutachten" vom 07.01.2022; Datei: LVZ_220107_Koordinaten_4erLayout.xls und ESW_210601_LfU_WEA_Bereich_Calau-Schadewitz.xls;
- [22.1] UL International GmbH; WINDPOTENZIAL- UND ENERGIEERTRAGSERMITTLUNG; Ref. Nr. UL-GER-WP20-13357586-01; 19.11.2020;
- [22.2] entfällt;
- [23] I17-Wind GmbH & Co. KG; *Standortdokumentation für ein S3-Gutachtenpaket oder ein Schall- bzw. Schattenwurfgutachten für den Windpark Kemmen*; Bericht-Nr.: I17-SV-2022-016; 03.03.2022;
- [24] Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG; *Klimatische Auslegungsbedingungen SG 6.6-170*; D2849979/002; 03.12.2021;
- [25.1] SGRE ON NE&ME TE RSAS CE; *Consultant Information on Site Suitability for KEMMEN I + II W.F. (GERMANY)*; SG-F18.16-TR-00674 R0; 27.04.2022;
- [25.2] TÜV SÜD Industrie Service GmbH; *Gutachtliche Stellungnahme Bewertung der Standsicherheit Windenergieanlage Vestas V112-3.0MW, 3075 kW 140 m Nabenhöhe über Geländeoberkante*; Standort: Kemmen (BB); Prüfnummer: 3601340-1-d; 10.05.2022;

Anhang 1 / Übermittelte Windverhältnisse am Standort

Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
424009	5730327	150.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.8	1.72	3.1	---
NNO 30			5.5	2.12	4.6	---
ONO 60			6.2	2.04	6.9	---
O 90			7.0	2.49	8.2	---
OSO 120			6.3	2.41	5.0	---
SSO 150			5.7	2.36	6.1	---
S 180			6.1	2.60	11.2	---
SSW 210			7.4	2.28	13.2	---
WSW 240			9.2	2.56	13.6	---
W 270			8.8	2.40	13.0	---
WNW 300			7.8	2.19	9.9	---
NNW 330			6.1	1.83	5.2	---
Gesamt			7.2	2.11	100.0	6.40

Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort WV 3/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
424009	5730327	70.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			3.9	1.67	3.2	---
NNO 30			4.6	2.08	4.6	---
ONO 60			5.1	1.99	6.9	---
O 90			5.6	2.40	8.2	---
OSO 120			5.0	2.33	4.9	---
SSO 150			4.5	2.27	6.0	---
S 180			4.8	2.51	11.2	---
SSW 210			6.0	2.20	13.2	---
WSW 240			7.4	2.46	13.7	---
W 270			7.0	2.31	13.0	---
WNW 300			6.0	2.12	9.8	---
NNW 330			4.8	1.79	5.2	---
Gesamt			5.8	2.04	99.9	5.10

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG • Postfach 54 02 20 • 22502 Hamburg

UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG

Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Standort Hamburg
Große Bahnstraße 31
22525 Hamburg

Telefon +49 40 8557-0
Telefax +49 40 8557-2552
windenergie@tuev-nord.de
www.tuev-nord.de

TÜV®

Verteiler (ext.):

Verteiler (int.):

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Unser Zeichen

Telefon, Name

Datum

2022-WND-081a-CXCXI-R0

+49 40 8557-2091
Frau Dr. M. Polster

02.09.2022

Plausibilitätsprüfung des Gutachtens zur Standorteignung von Windenergieanlagen nach DIBt 2012 für den Windpark Kemmen der I17-Wind GmbH & Co. KG vom 17.05.2022 (Bericht-Nr.: I17-SE-2022-051)

die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG wurde am 09.08.2022 durch die UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG beauftragt, das Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen (WEA) nach DIBt 2012 für den Windpark Kemmen der I17-Wind GmbH & Co. KG (im Folgenden I17 genannt) vom 17.05.2022 (Bericht-Nr.: I17-SE-2022-051) /1/ auf Plausibilität zu prüfen.

Eingereichte Unterlagen:

Neben /1/ wurden Auszüge aus dem Windgutachten für den Standort Kemmen mit Informationen zur Windrichtungs- sowie Windhäufigkeitsverteilung (A- und k-Parameter der Weibullverteilung) /2/ eingereicht. Außerdem liegen die Dokumentationen zu den durch den WEA-Hersteller und unabhängigen Dritten durchgeführten standortspezifischen Lastvergleichen /3/, /4/ sowie zu der durchgeführten Standortbesichtigung /5/ vor.

Sitz der Gesellschaft
TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Große Bahnstr. 31
22525 Hamburg
Telefon: +49 40 8557-0
Telefax: +49 40 8557-2429
TNEsys@tuev-nord.de
www.tuev-nord.de

Amtsgericht: Hamburg, HRA 100227
USt.-IdNr.: DE813992777, Steuer-Nr.: 27/628/00023
Commerzbank AG, Hamburg
BIC Swift-Code: COBADEFFXXX
IBAN-Code: DE03 2004 0000 0409 2920 00
Deutsche Bank AG, Hannover
BIC Swift-Code: DEUTDE2HXXX
IBAN-Code: DE95 2507 0070 0068 0710 00

Komplementär
TÜV NORD SysTec
Verwaltungsgesellschaft mbH, Hamburg
Amtsgericht Hamburg, HRB 90231

Geschäftsführer
Dr. Jörg Aign
Jan Radtke



Betrachtung der Randbedingungen:

Die Windparkkonfiguration am Standort Kemmen in /1/ (Tabelle 2.1) mit Angabe der Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Nennleistung der zu berücksichtigenden WEA wurde von uns nicht geprüft und wird als richtig vorausgesetzt.

In Tabelle 2.2 /1/ werden für die geplanten WEA W1 bis W4 vom Typ Siemens SG 6.6-170, 6,60 MW mit 165,0 m NH die Auslegungswerte für die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, den k-Parameter der Weibullverteilung, den Winkel der Schräganströmung, die mittlere Windscherung, die Luftdichte, die Windzone, die 50-Jahreswindgeschwindigkeit sowie die Turbulenzkategorie dargestellt. Diese Auslegungswerte stimmen mit den uns vorliegenden Unterlagen dieses WEA-Typs /9/ überein.

Als weitere Randbedingung gehen die Winddaten in die Berechnung der Turbulenzbelastung ein. Ein Vergleich der Winddaten aus /2/ mit den Daten aus /1/ (Tabelle 3.1) zeigt, dass die Winddaten am Referenzstandort (ca. 0,3 km südlich der WEA W4) für eine Höhe von 169,0 m richtig übernommen wurden. Auch die weiteren Winddatensätze in /1/ (Tabellen A.1 und A.2) stimmen mit den entsprechenden Daten aus /2/, soweit dort angegeben, überein. Die Zuordnung der Winddatensätze (unterschiedliche Referenzhöhen) zu den zu betrachtenden WEA in /1/ ist nachvollziehbar. Die Winddaten am Referenzpunkt werden von I17 auf entsprechende Nabenhöhe umgerechnet, sofern die Winddaten für die Höhen in /2/ nicht angegeben sind. Der Unterschied in der Referenzhöhe der Winddaten und der Nabenhöhe der bestehenden WEA beträgt dabei bis zu 25,0 m. Die Winddaten /2/ sowie die von I17 durchgeführten Umrechnungen wurden von uns nicht geprüft. Die verwendeten Winddaten werden als repräsentativ für den Standort vorausgesetzt.

Betrachtung der durchgeführten Untersuchungen:

In /1/ wird der Standort auf Basis der am 02.03.2022 durch I17 durchgeführten Standortbesichtigung auf turbulenzrelevante Hindernisse untersucht, die Geländebeschaffenheit mit der Rauigkeitskarte abgeglichen, sowie die Geländekategorie bestimmt. Die Geländekategorie am Standort wird in /1/ in Kategorie II eingestuft. Auf Basis der Fotodokumentation in /5/ halten wir eine Einordnung in Geländekategorie II bis III für nachvollziehbar.

In /1/ (Tabelle 3.2) werden jeweils die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit sowie der k-Parameter der Weibullverteilung für die geplanten WEA W1 bis W4 auf Nabenhöhe angegeben. Diese Werte können wir anhand der Winddaten aus /2/ nachvollziehen.

Des Weiteren wird in Kapitel 3.2.2 /1/ die Windzone des Standortes Kemmen mit Windzone 2 bestimmt und die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Basis der DIN EN 1991-1-4 NA /8/ unter der konservativen Annahme der Geländekategorie II ermittelt.

In /1/ wird das Gelände hinsichtlich der orografischen Komplexität untersucht und es wird festgestellt, dass die Komplexitätskriterien nicht erfüllt werden, d.h. die Standorte der WEA nicht orografisch komplex sind. Diese Aussage ist in dem weitgehend ebenen Gelände des Windparks nachvollziehbar.

Des Weiteren wird in /1/ die Umgebungsturbulenzintensität bzw. die repräsentative Turbulenzintensität für die einzelnen WEA im Windpark auf Nabenhöhe bestimmt. In /1/ (Tabelle 3.6) ist beispielhaft die repräsentative Turbulenzintensität am Standort der WEA W4 auf einer Höhe von 165,0 m für eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s ausgewiesen. Es wurden keine eigenen Nachberechnungen durchgeführt. Die Zahlenwerte der repräsentativen Turbulenzintensität liegen in einem für den vorliegenden Standort typischen Bereich und werden als abdeckend für den Standort vorausgesetzt.

Die effektiven Turbulenzintensitäten der zu betrachtenden WEA W1 bis W4, W7, W14, W15, W20, W22, W25 und W30 bis W32 sind in /1/ (Tabelle 3.8) nach Zubau der WEA W1 bis W4 ausgewiesen. Für die WEA W14, W15, W22 und W30 sind darüber hinaus in /1/ (Tabelle 3.7) die effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der WEA W1 bis W4 dargestellt. Die WEA W5, W6, W8 bis W13, W16 bis W19, W21, W23, W24, W26 bis W29, W33 und W34 werden nicht betrachtet, da ihr Abstand größer als 10D zu den geplanten WEA W1 bis W4 ist. Gemäß /1/ sind die effektiven Turbulenzintensitäten der zu betrachtenden WEA gemäß der jeweiligen Typenprüfung bestimmt worden und es erfolgt ein Vergleich mit den der Typenprüfung entsprechenden Auslegungswerten der entsprechenden Turbulenzkategorie. Die in Tabelle 2.1 dargestellte Zuordnung zwischen den zu betrachtenden WEA-Typen und den zugrunde zulegenden Richtlinien und den entsprechenden Turbulenzkategorien können wir bestätigen. In /1/ ist ausgeführt, dass für jede zu betrachtenden WEA der anlagenspezifische Wöhlerkoeffizient, der die strukturschwächste Komponente repräsentiert, verwendet worden ist. Den entsprechend in Tabelle 2.1 für jede WEA angegebenen Wöhlerkoeffizienten können wir nachvollziehen. Die in /1/ verwendeten Auslegungswerte der Turbulenzintensität gemäß der Referenzklasse S für die WEA W1 bis W4 stimmen mit den uns vorliegenden Angaben zu den Auslegungswerten für diesen WEA-Typ /9/ überein. Für die WEA W7, W14 und W15 erfolgt der Vergleich konservativ mit den Auslegungswerten nach der DIBt-Richtlinie 2012 /7/.

Das in /1/ beschriebene Berechnungsmodell zur Bestimmung der effektiven Turbulenzintensität wurde im Rahmen der vorliegenden Plausibilitätsprüfung nicht validiert oder verifiziert. Ebenso fand keine Validierung bzw. Verifizierung der verwendeten anlagenspezifischen Kennlinien (Schubbeiwerte und Schnelllaufzahlen) statt. Es erfolgte keine eigene Nachberechnung der effektiven Turbulenzintensitäten. Die in /1/ ermittelten Werte der effektiven Turbulenzintensitäten werden als richtig vorausgesetzt.

Betrachtung der Ergebnisse

In /1/ wird festgestellt, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe am Standort Kemmen durch den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit der zu Grunde zu legenden Typenprüfung der geplanten WEA W1 bis W4 abgedeckt wird. Unser Vergleich der Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen /6/ bestätigt die Aussage, dass sich der Standort in Windzone 2 befindet. Außerdem können wir den in /1/ bestimmten Wert für die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit Hilfe von /8/ unter der konservativen Annahme der Geländekategorie II bestätigen. Die Aussage in /1/, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe am Standort Kemmen durch den Auslegungswert der zu Grunde zu legenden Typenprüfung abgedeckt wird, können wir nachvollziehen.

Außerdem wird in /1/ festgestellt, dass die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit am Standort auf Nabenhöhe der geplanten WEA W1 bis W4 jeweils den Auslegungswert der zu Grunde zu legenden Typenprüfung nicht überschreitet. Dies können wir durch einen Vergleich der in /2/ angegebenen mittleren Jahreswindgeschwindigkeit mit dem entsprechenden Auslegungswert bestätigen.

In /1/ wird festgestellt, dass an den WEA W7, W20, W25 und W31, die jeweiligen Auslegungswerte der Turbulenzintensität eingehalten werden. An den WEA W1 bis W4, W14, W15, W22, W30 und W32 kommt es zu Überschreitungen der jeweiligen Auslegungswerte der Turbulenzintensität. An den WEA W14, W15, W22 und W30 bestehen Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität bereits vor Zubau der geplanten WEA W1 bis W4. An diesen WEA (W14, W15, W22 und W30) wird der Einfluss des Zubaus der WEA W1 bis W4 auf die Werte der effektiven Turbulenzintensität in /1/ als nicht signifikant dargestellt. Diese Aussagen können anhand der Ergebnisse in den Tabellen 3.7 und 3.8 und den Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten vor und nach Zubau der WEA W1 bis W4 nachvollzogen werden.

In /1/ wird ausgeführt, dass mit abdeckenden effektiven Turbulenzintensitäten und den standortspezifischen Windparametern an den WEA W1 bis W4 durch den WEA-Hersteller detaillierte standortspezifische Lastvergleiche der Betriebsfestigkeitslasten /3/ durchgeführt wurden. Hierbei erfolgt ein Vergleich der standortspezifischen Betriebsfestigkeitslasten mit den entsprechenden Auslegungslasten der zu Grunde liegenden Typenprüfung. Die Lastvergleiche der Betriebsfestigkeitslasten des WEA-Herstellers ergaben gemäß /1/ für die WEA W1 bis W4 keine relevanten Überschreitungen, so dass die Auslegungslasten der betroffenen WEA nicht überschritten werden. Die standortspezifischen Lastvergleiche /3/ wurden in /1/ hinsichtlich der Eingangsdaten geprüft. Da der Bericht /3/ keine Ergebnisse der Lasten darstellt, können die Aussagen in /1/ nicht überprüft werden.

Außerdem wird in /1/ ausgeführt, dass mit den effektiven Turbulenzintensitäten und den standortspezifischen Windparametern an der WEA W32 durch unabhängige Dritte (TÜV Süd Industrie Service GmbH) ein generischer, standortspezifischer Lastvergleich der Betriebsfestigkeitslasten /4/ durchgeführt wurde. Der Lastvergleich der Betriebsfestigkeitslasten ergab gemäß /1/ für die WEA W32 keine relevanten Überschreitungen, so dass die Auslegungslasten der betroffenen WEA nicht überschritten werden und deren Standorteignung nachgewiesen ist.

Die Dokumentationen zu den standortspezifischen Lastvergleichen /3/, /4/ liegen uns ebenfalls vor. Es wurden von uns keine eigenen Nachrechnungen der standortspezifischen Betriebslasten durchgeführt. Wir können bestätigen, dass die in /3/, /4/ angenommenen Eingangsparameter mit den entsprechenden Daten aus /1/, soweit dort angegeben, mit Ausnahme des exponentiellen Höhenexponenten in /3/, übereinstimmen. In den Lastvergleichen für die WEA W1 bis W4 /3/ wird abweichend von /1/ ein höherer Wert für den exponentiellen Höhenexponenten gemäß den Angaben aus /2/ angenommen. Wir können die Aussage in /1/ nachvollziehen, dass die Standorteignung der WEA W1 bis W4 und W32 gemäß /3/, /4/ nachgewiesen ist. Die Auflagen zu den Auslegungsbedingungen der WEA W32 in /4/ sind zu beachten.

Zusammenfassung:

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG wurde am 09.08.2022 durch die UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG beauftragt, das Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den Windpark Kemmen der I17 vom 17.05.2022 (Bericht-Nr.: I17-SE-2022-051) /1/ auf Plausibilität zu prüfen.

Es kann abschließend festgestellt werden, dass die Untersuchung zur Standorteignung von WEA gemäß den Anforderungen der DIBt-Richtlinie 2012 /7/ vollständig und umfassend durchgeführt wurde. Die Randbedingungen für die in /1/ durchgeführten Berechnungen hinsichtlich der Windparkkonfiguration und der verwendeten Winddaten /2/ werden als richtig bzw. als repräsentativ für den Standort vorausgesetzt.

Unter der Voraussetzung der Richtigkeit der Berechnungsergebnisse, der Richtigkeit der verwendeten Winddaten /2/ sowie der Richtigkeit der standortspezifischen Lastvergleiche /3/, /4/ sind die in /1/ getroffenen Aussagen zur Standorteignung der WEA W1 bis W4, W7, W14, W15, W20, W22, W25 und W30 bis W32 richtig.

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit der vom Auftraggeber bzw. Dritter übermittelten Informationen und Angaben und für durch unrichtige Angaben bedingte falsche Aussagen.

Die von TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG erbrachten Leistungen (z.B. Gutachten-, Prüf- und Beratungsleistungen) dürfen nur im Rahmen des vertraglich vereinbarten Zwecks verwendet werden. Vorbehaltlich abweichender Vereinbarungen im Einzelfall, räumt TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG dem Auftraggeber an seinen urheberrechtsfähigen Leistungen jeweils ein einfaches, nicht übertragbares sowie zeitlich und räumlich auf den Vertragszweck beschränktes Nutzungsrecht ein. Weitere Rechte werden ausdrücklich nicht eingeräumt, insbesondere ist der Auftraggeber nicht berechtigt, die Leistungen des Auftragnehmers zu bearbeiten, zu verändern oder nur auszugsweise zu nutzen.

Eine Veröffentlichung der Leistungen über den Rahmen des vertraglich vereinbarten Zwecks hinaus, auch auszugsweise, bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung von TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG. Eine Bezugnahme auf TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG ist nur bei Verwendung der Leistung in Gänze und unverändert zulässig.

Bei einem Verstoß gegen die vorstehenden Bedingungen ist TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG jederzeit berechtigt, dem Auftraggeber die weitere Nutzung der Leistungen zu untersagen.

Mit freundlichen Grüßen

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Site Assessment & Inspection Renewables

Sachverständige
Wind & Technical Site Assessment

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "M. Polster".

Dr. rer. nat. M. Polster

Sachverständiger
Wind & Technical Site Assessment

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "O. Röglin".

Dipl.-Ing. (FH) O. Röglin

Literatur- und Quellenangaben

- /1/ I17-Wind GmbH & Co. KG; Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen nach DIBt 2012 für den Windpark Kemmen; Revision 0; Bericht-Nr.: I17-SE-2022-051; Husum; 17.05.2022
- /2/ Auszug aus: UL International GmbH; Windpotenzial- und Energieertragsermittlung, Kemmen, Brandenburg, Deutschland; Ref. Nr.: UL-GER-WP20-13357586-01; Oldenburg; 19.11.2020
- /3/ Siemens Gamesa Renewable Energy; Consultant Information on Site Suitability for Kemmen I + II W.F.(Germany); SG-F18.16-TR-00674 R0; 27.04.2022
- /4/ TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Gutachtliche Stellungnahme: Bewertung der Standsicherheit, Windenergieanlage Vestas V112-3.0MW, 3075 kW 140 m Nabenhöhe über Geländeoberkante; Prüfnummer: 3601340-1-d; Rev.0; München; 10.05.2022
- /5/ I17-Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein S3-Gutachtenpaket oder ein Schall- bzw. Schattenwurfgutachten für den Windpark Kemmen; Revision 0; Bericht-Nr.: I17-SV-2022-016; Husum; 03.03.2022
- /6/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xls in der Fassung vom 20.04.2015
- /7/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012; DIBt; Berlin; 2012
- /8/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und nationaler Anhang DIN EN 1991-1-4/NA; Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010; Berlin; Dezember 2010
- /9/ TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Gutachtliche Stellungnahme, Bewertung der Konstruktion - Lastannahmen, Windenergieanlage Siemens Gamesa SG 6.6-170 Rotorblatt SG170 V1 / LM 83.3 P2, Turm SG170T165-55A-MB, Nabenhöhe 165 m über Geländeoberkante, WEA-Klasse S basierend auf WEA-Klasse III_A gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019 mit modifizierten transienten Lastfällen und Windzone S Geländekategorie S gemäß DIBt 2012, Hier: Lastannahmen + Lastvergleich für Maschine und Rotorblätter; Prüfnummer: 3538061-3-d Rev. 1; München; 23.03.2022

Gemeinsame Obere Luftfahrt-
behörde Berlin-Brandenburg
Mittelstr. 5 / 5a
12529 Schönefeld
Tel: 03342/4266-4114
Fax: 03342/4266-7612

Datenblatt zum Luftfahrthindernis¹⁾

¹⁾ ggf. in entsprechender Anzahl kopieren

Seite 1

Reg.-Nr.LF

- Antrag auf Stellungnahme/Zustimmung -

Hindernis: Windenergieanlage

Standort	PLZ, Ort	03205 Calau OT Kemmen		
	Landkreis	Oberspreewald-Lausitz	Gemarkung	Kemmen
	Straße	im Außenbereich		
	zuständige Behörde	Landesamt für Umwelt	Reg.-Nr. / Az.	

Adresse des Antragstellers UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Tel. / E-Mail 0355 49 46 20 - 0 / info@uka-cottbus.de

Adresse des Kostenschuldners wie Betreiber

Tel: _____

geplanter Windkraft- Siemens SG 6.6 - 170 NH 165m
anlagentyp mit einem Rotordurchmesser von 170m

geplante Kennzeichnung:

Tageskennzeichnung	<input checked="" type="checkbox"/>	Farbanstrich der Rotorblätter	<input type="checkbox"/>	weißblitzende Feuer i.V.m. Farbring am Mast
	<input checked="" type="checkbox"/>	+ Maschinenhaus + Mastring	<input type="checkbox"/>	+ Farbanstrich Rotorblätter (1Feld)

Nacht kennzeichnung	<input checked="" type="checkbox"/>	Feuer "W-rot" / "W-rotES"	<input type="checkbox"/>	Infrarotfeuer*
	<input type="checkbox"/>	1	Anzahl der Feuer der Kennzeichnungsebene bei Anlagen > 150 m über Grund	

Sichtweitenmessung

Dämmerungsschalter

bedarfsgesteuerte
Nacht kennzeichnung*

<input checked="" type="checkbox"/>	Bezug: AVV LFH Nr. 5.4 i.V.m. Anhang 6
-------------------------------------	---

Wir bestätigen die Kenntnisnahme der Hinweise über die Gebührenpflichtigkeit.

Ort, Datum: Cottbus, 01.08.2022

Unterschrift: _____

i.V. Steffen Noack-Laderick

Gesamt - max. Höhe aus Höhe üGND + Geländehöhe in m

Anlage zum Antrag auf Stellungnahme / Zustimmung für Luftfahrthindernisse im Land Brandenburg

Folgende Unterlagen sind dem Antrag auf Stellungnahme / Zustimmung zur Errichtung und den Betrieb von Luftfahrthindernisse, speziell bei Windkraftanlagen, zum Verbleib bei der LuBB beizufügen:

- Kurzbeschreibung des Vorhabens
- Topografische Karte (farbige Ausschnittkopie) mit eingezeichneten Standorten
- Bemasste Ansichtsskizze des Windkraftanlagentyps mit geplanter Kennzeichnungsausführung, ggf. Auszüge aus der Anlagendokumentation bzgl. Nabenhöhe, Rotorblatt, Turmbeschaffenheit, Fundamentausführung; Kennzeichnungsvarianten
- Allgemeine Dokumentationen des Anlagentyps, des Sichtweitenmessgerätes (wenn geplant) und des Dämmerungsschalters.
- Nachweise der Eignung der zum Einsatz kommenden Feuer lt. Planung des Antragstellers gem. der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV LFH)
Hinweis zum Nachweis der Eignung: Prüfen Sie diese bitte in regelmäßigen Abständen, da der Wegfall der Eignung zur Rücknahme der Zustimmung, ggf. Rücknahme der Genehmigung aufgrund fehlender Voraussetzungen führen kann!
- Ersatzstromversorgungskonzept gem. 3.10 der AVV LFH
Die Ersatzstromversorgung muss bei Ausfall der primären elektrischen Spannungsversorgung eine Versorgungsdauer von mindestens 16 Stunden gewährleisten. Die Zeitdauer der Unterbrechung zwischen Ausfall der Netzversorgung und Umschaltung auf Ersatzstromversorgung darf 2 Minuten nicht überschreiten.
Im Fall der geplanten Abschaltung der Spannungsversorgung ist der Betrieb der Feuer grundsätzlich bis zur Wiederherstellung der Spannungsversorgung sicherzustellen.
Diese Vorgabe gilt nicht für die Infrarotkennzeichnung.
- Darstellung der Versorgung und Inbetriebnahme der Kennzeichnungsmaßnahmen während Bauphase bei Erreichen der entsprechenden Hindernishöhe
- Bezüglich einer Planung des Einsatzes einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung - BNK - an Windkraftanlagen ist Nr. 5.4 i.V.m. Anhang 6 AVV LFH zu beachten

Hinweis zur Kostenpflichtigkeit bei Bearbeitung von Anträgen auf Errichtung und Betrieb von Hindernissen mit einer geplanten Bauhöhe von mehr als 100 m über Grund bzw. die den §§ 12 und 17 Luftverkehrsgesetz (LuftVG) unterliegen

Die von Ihnen geplante Ausführung eines Bauvorhabens bedarf bei einer max. Höhe größer 100 m über Grund gem. § 14 LuftVG sowie § 12 LuftVG, wenn relevante Sicherheitsflächen an Landeplätzen durchdrungen werden, der Zustimmung der zivilen Landesluftfahrtbehörde.

Die Bearbeitung des Antrages auf Zustimmung zum Bauvorhaben ist nach §§ 1 und 2 der Kostenverordnung der Luftfahrtverwaltung (LuftKostV) in der jeweils gültigen Fassung kostenpflichtig. Gemäß Abschnitt V Ziffer 13 des Gebührenverzeichnisses zur LuftKostV beträgt der Gebührenrahmen 70 bis 5000 Euro.

Wird eine Zustimmung erneuert, geändert, erweitert oder die Gültigkeit verlängert, ist gemäß § 2 Abs. 2 LuftKostV eine Gebühr in Höhe von einem Zehntel bis zu fünf Zehntel der Gebühr zu erheben, die für ihre Erteilung erhoben werden müsste.

Die Zustimmung wird auf Grundlage einer gutachtlichen Stellungnahme der Flugsicherungsorganisation erarbeitet, die gleichfalls kostenpflichtig (gem. Abschnitt VII Ziffer 11 Punkt c des Gebührenverzeichnisses LuftKostV - Gebührenrahmen 60 bis 1250 EUR) ist.

Die entsprechenden Gebühren werden durch die zuständige Luftfahrtbehörde sowie die DFS getrennt erhoben und gehen zu Lasten des Vorhabenträgers / Bauherren. Wir bitten um Bestätigung der v. g. Hinweise (siehe anliegendes Datenblatt).

Um Kosten und Verwaltungsaufwand zu minimieren, bitten wir bei Änderungen im Antragsverfahren (z. B. Rücknahme, Ablehnung etc.) **kurzfristig** darüber in Kenntnis gesetzt zu werden.

Sollten Sie Fragen haben, stehen wir Ihnen unter Tel. 03342/4266-4114 - Frau Lehniger oder per E-Mail marion.lehniger@lbv.brandenburg.de gern zur Verfügung.

Konfiguration Windpark Kemmen 1 (K-21521)

Anlage zum Amtlichen Lageplan vom 30.08.2022

Luftfahrtenblatt

beantragter Windenergieanlagentyp: Siemens SG 6.6-170 WEA-Nabenhöhe= 165,0m WEA-Rotorhalbmesser=85,0m WEA-Gesamthöhe=250m

zuzüglich Sicherheitspuffer von 1,0m auf die geplante Geländehöhe ü. Grund gem. Vorgabe des Auftraggebers/Bauherrn

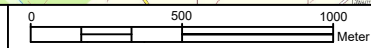
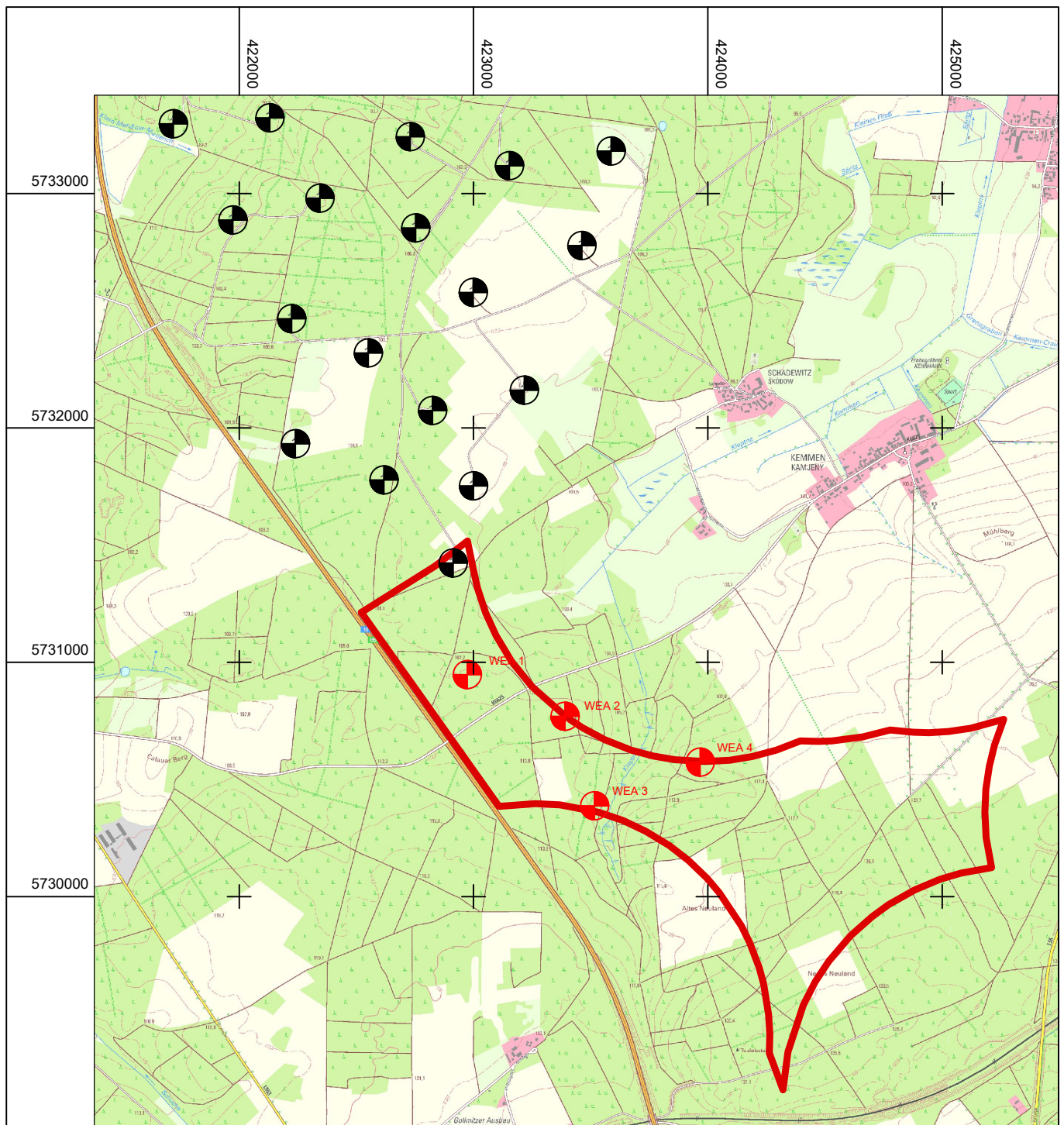
WEA Nr.	Standort	Lagestatus:489 UTM-Koordinaten im ETRS89 (UTM, geozentrisch, GRS80)		Höhenstatus: 160 Normalhöhen im DHHN 2016			Lagestatus:884 Geogr.Koordinaten im WGS84		Höhenstatus:384 Ellipsoidische Höhen im WGS84			Undulation Ellipsoidische Höhe im WGS84 minus Höhe im System des DHHN 2016
		Rechtswert	Hochwert	Gelände- bezugshöhe m	geplante Fundamen- t- erhöhung m	geplante Gesamthöhe m ü.NHN	Länge (East)	Breite (North)	Gelände- bezugshöhe m	geplante Fundament- erhöhung m	geplante Gesamt- höhe m	Geoidundulation m
1	Gem. Kemmen Fl. 1 Flst. 174/2	33422973,0	5730947,0	108,0	-	359,0	13° 53' 5,3"	51° 43' 27,0"	149,9	-	400,9	41,9
2	Gem. Kemmen Fl. 1 Flst. 219	33423390,0	5730769,0	110,9	-	361,9	13° 53' 27,2"	51° 43' 21,4"	152,8	-	403,8	41,9
3	Gem. Kemmen Fl. 1 Flst. 219	33423516,381	5730387,047	109,0	-	360,0	13° 53' 34,1"	51° 43' 9,1"	150,9	-	401,9	41,9
4	Gem. Kemmen Flur 1 Flst. 219	33423967,0	5730574,0	114,5	-	365,5	13° 53' 57,4"	51° 43' 15,4"	156,4	-	407,4	41,9

Die Koordinaten der Windenergieanlagen wurden im Lagebezugssystem ETRS89 –LS 489 und im Höhenbezugssystem DHHN 2016 –HS 160 gemessen bzw. konstruiert und mit den Programmen „Leica Geo-Office“, „TRANSDAT-Weltweite Koordinatentransformationen“ transformiert.

Berechnet durch Vermessungsbüro Rosnau, Spremberg

GB-Nr.21-219

Ing. Dieter Rosnau
 amtlich bestellter Vermessungsingenieur
 August-Bebel-Str. 16 • 03130 Spremberg
 Telefon 03563/ 39 200 • Fax 39 20 66
 (Stempel und Unterschrift)



Legende



Kemmen



WEA Bestand



WEA in Planung UKA
Siemens SG170 6.6 MW NH 165m

UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus
Telefon: 03 55 / 49 46 20 - 0
Telefax: 03 55 / 49 46 20 - 20



Projektbezeichnung

Kemmen 1/2

Projektnummer

K-2-152-1-00 / K-2-152-2-00

Bundesland

Brandenburg

Planungsregion

Lausitz-Spreewald

Stadt / Gemeinde

Calau/OT Kemmen

Planinhalt

Anlage zum Antrag nach BImSchG
- Topografische Karte



Planungsgrundlage

TK/DOP/ALKIS: © GeoBasis-DE/LGB 2020

Naturschutzfachliche Daten: Landesamt für Umwelt 2020

erstellt
06.10.2022

Lagesystem
ETRS89/UTM Zone 33

Bearbeiter
BEJ

geändert
06.10.2022

Papierformat
A4

Maßstab
1: 25.000

Tages- und Nachtkennzeichnung von WEA als Luftfahrthindernis

Siemens Gamesa Onshore

Änderungsübersicht

Revision:	Änderungsbeschreibung	Verantwortlichkeit
001	Erste Version.	SGRE ON NE&ME TE TPM
002	Neue Revision. Aktualisierung entsprechend der AVV 2020.	ON CRO NE&ME TE TPM

Referenzen

Dok-ID	Dokumentennamen

Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit zu anzupassen.

Verwaltungsvorschrift

Zum Schutz von tief fliegenden Luftfahrzeugen besteht in bestimmten Fällen die Pflicht zur Kennzeichnung von Windenergieanlagen als Luftfahrthindernis.

In der Bundesrepublik Deutschland müssen Windenergieanlagen gemäß der allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020 gekennzeichnet werden.

Diese Verwaltungsvorschrift basiert auf den Flugsicherungsempfehlungen der ICAO (International Civil Aviation Organisation), Anhang 14 Band 1 Kapitel 6, 8. Edition, Juli 2018.

Die sich aus der Verwaltungsvorschrift ergebenden Anforderungen sind auf den nächsten Seiten zusammenfassend dargestellt.

Des Weiteren sind u.a. die folgenden Vorgaben einzuhalten:

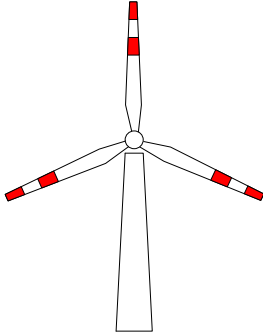
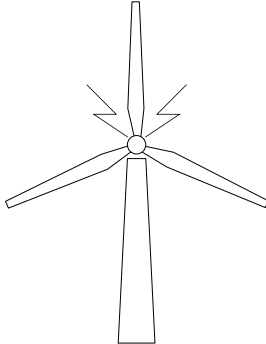
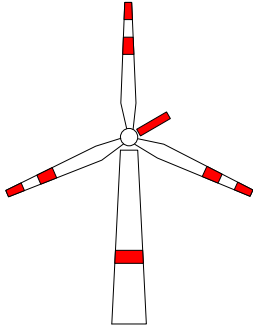
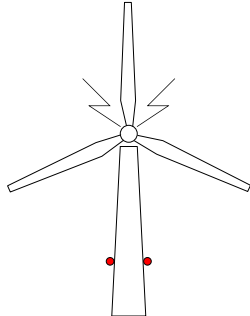


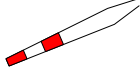



- Die Schaltzeiten und Blinkfolgen aller im Windpark installierten Mittelleistungsfeuer, „Feuer W, rot“ und „Feuer W, rot ES“ sind zu synchronisieren. Die Taktfolge ist auf 00.00.00 Sekunde gemäß UTC mit einer zulässigen Null-Punkt-Verschiebung von +/- 50 ms zu starten.
- Die Mittelleistungsfeuer, „Feuer W, rot“, „Feuer W, rot ES“ und „Hindernisfeuer ES“ müssen über eine Ersatzstromversorgung verfügen.
- Die Nachtkennzeichnung von WEA-Türmen kann mittels Hinderniskennzeichnungsebenen erfolgen, deren Befeuerung durch „Hindernisfeuer ES“ erfolgen kann.
- Erfolgt die Nachtkennzeichnung bedarfsgesteuert, so muss die Nachtkennzeichnung mit einer dauerhaft aktivierten Infrarotkennzeichnung auf dem Dach des Maschinenhauses kombiniert werden.

Tageskennzeichnung und Kennzeichnungsfarben

Für flächige Hindernisse wie Rotorblätter, Maschinenhaus und Turm sind die folgenden Kennzeichnungsfarben zur Tageskennzeichnung zulässig:

- a) verkehrsorange (RAL 2009) i. V. m. Verkehrsweiß (RAL 9016) oder
- b) Verkehrsrot (RAL 3020) i. V. m. grauweiß (RAL 9002), achatgrau (RAL 7038) oder lichtgrau (RAL 7035) oder
- c) verkehrsorange (RAL 2009) oder
- d) Verkehrsrot (RAL 3020).

Übersicht der Anforderungen aus der allgemeinen Verwaltungsvorschrift (Auszug)

Gesamthöhe der WEA	Tageskennzeichnung von WEA	Nachtkennzeichnung von WEA
≤ 150 m		
> 150 m bis 315 m		
 Farbige Markierung des Maschinenhauses	 „Hindernisfeuer ES“	 drei Streifen: rot weiß / grau rot
 Farbige Markierung des Turms	 Mittelleistungsfeuer weiß blitzend	 „Feuer W, rot“ oder „Feuer W, rot ES“ inklusive Infrarot, wenn gefordert

Standard-Gefahrfeuer für SGRE-Windenergieanlagen

Nachtkennzeichnung „Feuer W, rot“, „Feuer W, rot ES“ und Hinderniskennzeichnung

Für die Nachtkennzeichnung der Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE)-WEA wird das „Feuer W, rot“, „Feuer W, rot ES“ jeweils inklusive Infrarot und/oder die Hinderniskennzeichnung am Turm eingesetzt. Diese Leuchten beruhen auf einer LED-Technologie und zeichnen sich daher durch hohe Zuverlässigkeit und Lebensdauer, niedrigen Verschleiß und geringe Betriebskosten aus. Das eingesetzte „Feuer W, rot“ und auch das „Feuer W, rot ES“ besitzen ein Zertifikat der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung (WSV) des Bundes speziell für Windenergieanlagen.

Eine Befeuerungsanlage besteht aus je einer Leuchte auf jeder Seite des Maschinenhauses, um die ständige Sichtbarkeit aus jeder Richtung zu gewährleisten. Die beiden Leuchten werden auf einen gemeinsamen Träger montiert, der wiederum auf dem Maschinenhaus befestigt ist. Auf Grund der hohen Betriebssicherheit der Leuchten ist eine redundante Ausführung der Leuchten nicht notwendig.

Zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit erfolgt eine permanente Betriebsüberwachung. Störmeldungen werden über Signalleitungen abgegeben und in das Meldesystem der WEA integriert.

Die Aktivierung der Nachtkennzeichnung erfolgt mittels eines Dämmerungsschalters. Bei der Installation von mehreren Gefahrfeuersystemen ist es möglich, die Anlagen mittels GPS zu synchronisieren. Die Möglichkeit der Lichtstärkenreduzierung über Sichtweitenmessgeräte kann optional integriert werden.

Turmnachtkennzeichnung

Die Turmnachtkennzeichnung von SGRE-WEA wird durch „Hindernisfeuer ES“ sichergestellt, wobei die sich Befuerungsebene auf der halben Höhe zwischen Grund und der Nachtkennzeichnung auf dem Maschinenhaus befindet. Durch Installation von mindestens vier bzw. sechs (nur bei Hindernisbefuerungsebenen, die durch den Rotor verdeckt sind) Hindernisfeuern pro Hindernisbefuerungsebene ist sichergestellt, dass mindestens zwei Hindernisfeuer aus jeder Richtung erkennbar sind.

Zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit erfolgt eine permanente Betriebsüberwachung. Störmeldungen werden über potentialfreie Signalleitungen abgegeben und in das Meldesystem der WEA integriert.

Das Hindernisfeuer zeichnet sich durch LED-Technologie, hohe Zuverlässigkeit und Lebensdauer, geringen Verbrauch und geringe Betriebskosten aus. Auf Grund der hohen Betriebssicherheit der Leuchten ist eine redundante Ausführung der Leuchten nicht notwendig.

Alternative Gefahrfeuer für SGRE-Windenergieanlagen

Kombinierte Tages- und Nachtkennzeichnung (20.000 cd weiß + „Feuer W, rot“ / „Feuer W, rot ES“)

Für den Fall, dass die Standard-Tageskennzeichnung der WEA durch rote Farbstreifen an den Rotorblättern laut Baugenehmigung (BlmSchG) nicht zulässig ist, kann ein weißes Mittelleistungsfeuer mit 20.000 cd eingesetzt werden.

Für diesen Fall wird für die Kennzeichnung der SGRE-WEA eine kombinierte Tages- und Nachtkennzeichnung verwendet, die aus einer weißen 20.000 cd LED-Leuchte und einem „Feuer W, rot“ oder „Feuer W, rot ES“ inklusive Infrarot, falls gefordert, besteht.

Eine Befuerungsanlage besteht aus je einer Leuchte auf jeder Seite des Maschinenhauses, um die ständige Sichtbarkeit aus jeder Richtung zu gewährleisten. Die beiden Leuchten werden auf einen gemeinsamen Träger montiert, der wiederum auf dem Maschinenhaus befestigt ist. Auf Grund der hohen Betriebssicherheit der Leuchten ist eine redundante Ausführung der Leuchten nicht notwendig.

Zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit erfolgt eine permanente Betriebsüberwachung. Störmeldungen werden über potentialfreie Signalleitungen abgegeben und in das Meldesystem der WEA integriert.

Die Umschaltung zwischen den beiden Leuchten (Tag- / Nachtbetrieb) erfolgt mittels eines Dämmerungsschalters. Bei der Installation von mehreren Gefahrfeuersystemen ist es möglich, die Anlagen mittels GPS zu synchronisieren. Die Möglichkeit der Lichtstärkenreduzierung über Sichtweitenmessgeräte kann optional integriert werden.

Optionale Lichtstärkenreduzierung durch Sichtweitenmessung

Gemäß der allgemeinen Verwaltungsvorschrift darf die Lichtstärke der Mittelleistungsfeuer bzw. des „Feuer W, rot“ oder des „Feuer W, rot ES“ mittels einer Sichtweitenmessung reduziert werden. Demnach darf die Lichtstärke bei Sichtweiten über 5.000 m (MOR, „Metrologic optical range“) auf 30 % der Nennlichtstärke und bei Sichtweiten über 10.000 m (MOR) auf 10 % der Nennlichtstärke reduziert werden.

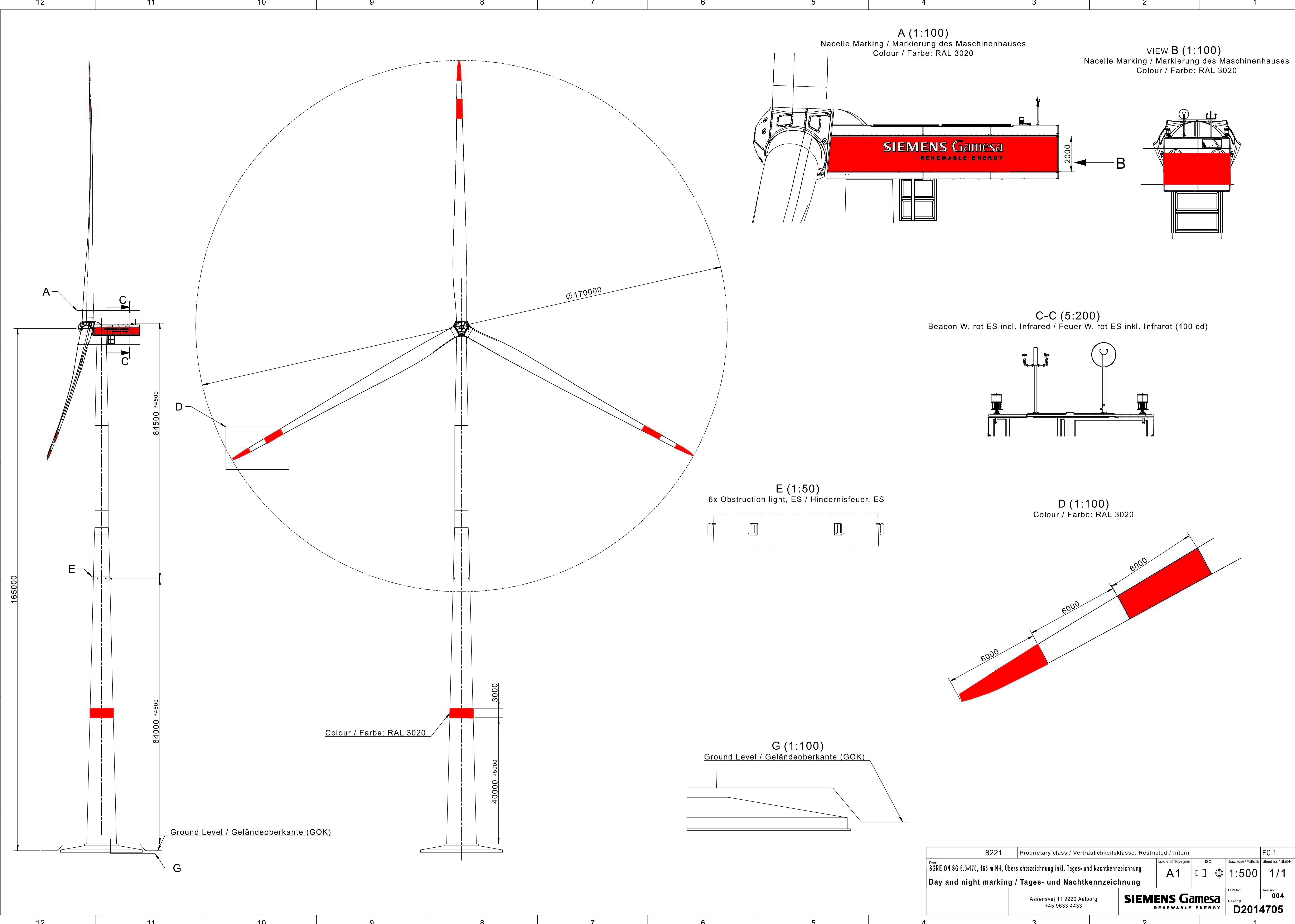
Das von SGRE verwendete Sichtweitenmessgerät hat die notwendige Zulassung des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Die Anzahl der Sichtweitenmessgeräte, die in einem Windpark verwendet werden müssen, hängt von der Topologie des Windparks ab. Der Abstand zwischen einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät und Windenergieanlagen ohne Sichtweitenmessgerät darf maximal 1500 m betragen. Die Sichtweitenmessgeräte werden gemäß der Verwaltungsvorschrift

in der Nähe des Maschinenhauses angebracht. Der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte ist für den gesamten Windpark zu verwenden. Bei Ausfall eines der Messgeräte müssen die Feuer auf 100 % Leistung geschaltet werden. Die Daten über die Funktion und die Messergebnisse der Sichtweitenmessgeräte werden fortlaufend aufgezeichnet und werden mindestens vier Wochen vorgehalten.

Ersatzstromversorgung

Für den Fall einer Störung der primären elektrischen Spannungsversorgung steht eine Ersatzstromversorgung in der WEA bereit. Damit wird der Betrieb der Flughinderniskennzeichnung aufrechterhalten. Die maximale Hilfsstromversorgung hängt von der Konfiguration der Feuer und der ausgewählten Batteriekapazität ab. Im Anschluss an diese Zeit ist der Betreiber in der Pflicht, weiterhin eine Spannungsversorgung sicherzustellen.

Das Umschalten auf die Ersatzstromversorgung bei Ausfall der Netzversorgung erfolgt innerhalb von 2 Minuten.



8221		Proprietary class / Vertraulichkeitsklasse: Restricted / Intern			EC 1
Part: SGRE ON SG 6.0-170, 165 m NH, Übersichtszeichnung inkl. Tages- und Nachtkennzeichnung		Draw, format / Papiergröße A1	ISO:	Draw, scale / Maßstab 1:500	Sheet no. / Blatt-Nr. 1/1
Day and night marking / Tages- und Nachtkennzeichnung		ECN No.:	Revision 004		
		Assensvej 11 9220 Aalborg +45 9633 4433		SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY Design ID: D2014705	

Logo

Siemens Gamesa 5.X

Dokumenten-ID / Revision	Status	Datum (yyyy-mm-dd)	Sprache
D3110693/001	Freigegeben	2021-11-29	DE

Original oder Übersetzung von
Übersetzung von D2901595

Dateiname
D3110693_001-SGRE ON Siemens Gamesa 5.X Logo.docx/.pdf

Änderungsübersicht (Revision / Änderungsbeschreibung)	
001	Erste Version. Übersetzung der englischen Version.

Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

Inhalt

1. Logo-Beschreibung.....	2
1.1. Tageskennzeichnung mit rotem Streifen (gilt nur für Deutschland)	2
1.2. Individuelles Logo / Kundenlogo.....	3
1.3. Vorschriften für das Logo	3

1. Logo-Beschreibung

Standardmäßig wird das Logo von Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) an der Seite der Gondelverkleidung angebracht. Einzelheiten zur Platzierung und Größe des Logos finden Sie weiter unten.

Andere Logos als das SGRE-Logo müssen den örtlichen Vorschriften und den SGRE-Richtlinien für die Produktkennzeichnung entsprechen und von der zuständigen Abteilung (Corporate Affairs) genehmigt werden, bevor sie installiert werden.

1.1. Tageskennzeichnung mit rotem Streifen (gilt nur für Deutschland)

WEA-Gondeln in Deutschland werden entsprechend Abbildung 1 mit einem mittigen SGRE-Logo im roten Streifen ausgeliefert, da alle Rotor-Turm-Kombinationen der Siemens Gamesa 5.X-Plattform ein Gesamthöhe von mehr als 150 m über Grund aufweisen.

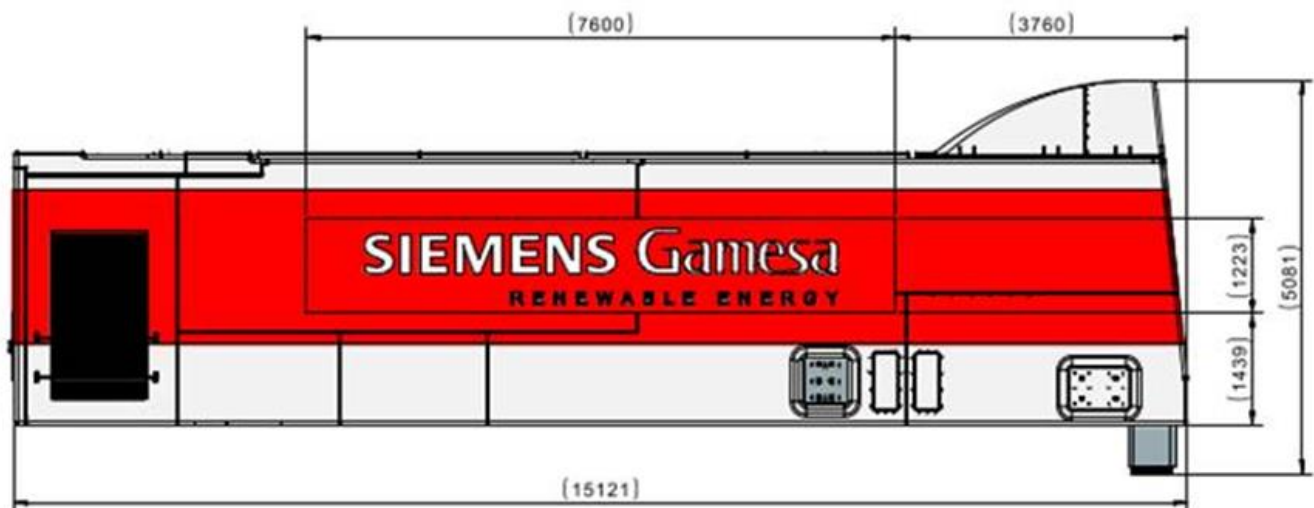


Abbildung 1: Tageskennzeichnung mit SGRE-Logo im roten Streifen

Falls vom Auftraggeber gewünscht, kann die Gondel wie in Abbildung 2 dargestellt auch ohne SGRE-Logo ausgeliefert werden.

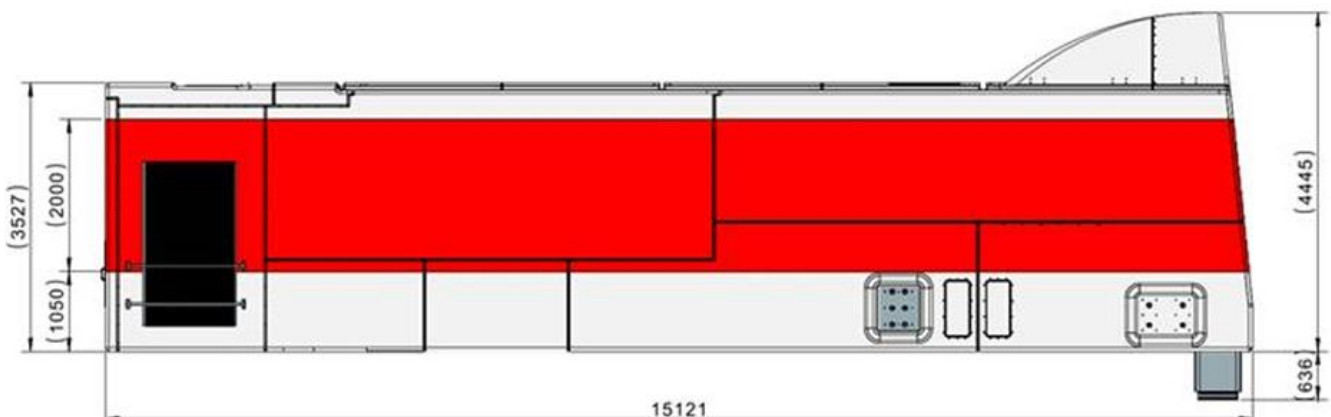


Abbildung 2: Tageskennzeichnung ohne SGRE-Logo im roten Streifen

1.2. Individuelles Logo / Kundenlogo

Des Weiteren besteht die Möglichkeit, dass der Kunde ein spezifisches Logo anfertigen lässt, das auf der WEA entsprechend dem Vertrag angebracht wird. Es muss den örtlichen Vorschriften (u.a. *Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen 2020, Teil 4, Abschnitt 2, 14.2 a)*) und den SGRE-Richtlinien für die Produktkennzeichnung entsprechen sowie von der zuständigen Abteilung (Corporate Affairs) genehmigt werden, bevor es installiert wird.

1.3. Vorschriften für das Logo

- Skalierung entsprechend verfügbarer Fläche auf der Gondel.
- Beistellung der Beschriftung erfolgt kundenseitig im .eps-Dateiformat inklusive Angabe der erforderlichen RAL/Avery Farbtöne.

Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (BNK)

Siemens Gamesa 5.X

Dokumenten-ID / Revision	Datum (yyyy-mm-dd)	Sprache
D2943116/001	2022-01-10	DE

Original oder Übersetzung von
Übersetzung von D2937136

Dateiname
D2943116_001-SGRE ON Siemens Gamesa 5.X Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (BNK).docx

Änderungsübersicht (Revision / Änderungsbeschreibung)	
001	Erste Version.

Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

Inhalt

1. Allgemein	2
2. Radargestütztes BNK-System	2
3. Transpondergestütztes BNK-System	2
4. Datenprotokoll	3
5. Schnittstellen	3
6. Verfügbare SGRE-Lösungen	4
7. Weitere Lösungen von Drittanbietern	4

1. Allgemein

Siemens Gamesa 5.X Windenergieanlagen (WEA) sind generell mit Systemen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) kompatibel. Bei der BNK wird die Flugbefeuerung an der WEA nachts ausgeschaltet und nur dann eingeschaltet, wenn sich ein Flugzeug innerhalb eines vordefinierten Erfassungsbereichs (normalerweise ca. 10 km) befindet. Die Lichter werden wieder ausgeschaltet, wenn das Flugzeug den Bereich verlässt. Dies reduziert die Lichtverschmutzung durch die WEA und erhöht die Akzeptanz in der Bevölkerung.

BNK-Systeme für die Windenergie werden in großem Umfang entweder durch radar- oder transpondergestützte Systeme genutzt. Im Zuge des technologischen Fortschritts könnten in Zukunft auch andere Möglichkeiten zur Nutzung von BNK-Systemen zur Verfügung stehen. Die Implementierung von radar- oder transponderbasierten Systemen wird in den folgenden Abschnitten beschrieben.

2. Radargestütztes BNK-System

Radargestützte BNK-Systeme können auf zwei Arten realisiert werden: entweder durch die Installation einer kleinen Radarstation in unmittelbarer Nähe des Windparks oder durch den Empfang von Informationen über den Luftraum von bestehenden Radaren.

Das radargestützte BNK-System ist über das SCADA-System MySite360 mit dem Windpark verbunden und kommuniziert mit den Flugbefeuerungssteuerungen in den WEA.

3. Transpondergestütztes BNK-System

Transpondergestützte BNK-Systeme können durch die Montage/Installation einer Transponderantenne auf einer (oder mehreren) WEA im Windpark oder durch den Empfang von Informationen über den Luftraum von bestehenden Antennen realisiert werden. Wie viele und welche WEA eventuell mit Transponderantennen ausgestattet werden müssen, hängt von verschiedenen Faktoren wie der Größe des Windparks, der geografischen Topologie und bereits vorhandenen Antennen in der Nähe ab.

Der Aufbau des transpondergestützten Systems ist vom jeweiligen Anbieter abhängig. In den meisten Fällen befinden sich eine (oder mehrere) Antennen oben auf der Gondel. In der Gondel befindet sich ein Empfänger (Controller), der die Signale von der/den Antenne(n) empfängt und sie an eine Zentraleinheit im Umspannwerk des Windparks weiterleitet (wo sich auch das SCADA-System befindet). Bei einigen Systemen ist die Zentraleinheit außerdem mit einem Server verbunden, auf dem Informationen von mehreren Transpondersystemen verfügbar sind. Der Server wertet die Informationen aus und gibt den Schaltbefehl an die Zentraleinheit zurück, sobald ein Flugzeug im Erfassungsbereich erkannt wurde. Die Zentraleinheit gibt den Schaltbefehl an die Flugbefeuerungssteuerungen weiter.

Die Zentraleinheit verbindet sich mit dem Server entweder über eine LTE-Mobilfunkverbindung oder eine Breitband-Internetverbindung. Die LTE-Verbindung wird vom Anbieter des Transpondersystems zur Verfügung gestellt. Die Breitband-Internetverbindung muss vom Kunden bereitgestellt werden.

4. Datenprotokoll

Bei allen oben erwähnten BNK-Systemen müssen alle Ereignisse protokolliert werden.

Diese muss von einer der folgenden Stellen bereitgestellt werden:

- Anbieter von BNK-Systemen
- Lieferant für Flugbefeuerung
- eine Kombination aus beiden oben genannten
- SCADA-System

Die für die Protokollierung von Ereignissen zuständige Partei kann von Projekt zu Projekt unterschiedlich sein und muss zwischen dem Auftraggeber, SGRE und den Lieferanten vereinbart werden.

5. Schnittstellen

Die in der WEA vorhandenen elektrischen Schnittstellen sind:

- 230 V, 50 Hz, 0,5 A (Versorgung für den Empfänger und die Antenne(n))
- Ethernet, 100 Mbit (Kommunikation mit der Zentraleinheit)

Die in der WEA vorhandene mechanische Schnittstelle (gelb hervorgehoben) zur Montage einer Transponderantenne ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Halterung muss feuerverzinkt entsprechend der Korrosionsschutzklasse C5 beschichtet sein. Die Schrauben haben die Größe M10.

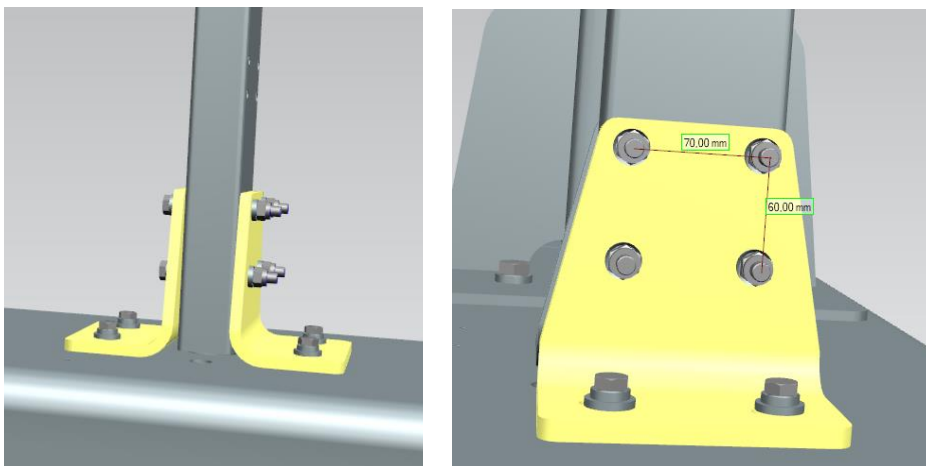


Abbildung 2: Mechanische Schnittstelle in der WEA für die Transponderantenne

Der Empfänger (Controller) in der Gondel darf nicht größer als 400 x 400 mm sein.

Die elektrischen Schnittstellen im Umspannwerk des Windparks sind:

- 230 V, 50/60 Hz, 0,5 A (Spannungsversorgung)
- Ethernet, 100 Mbit (Kommunikation zum Flugbefeuerungssystem)

Es gibt keine festen Anforderungen an die mechanische Schnittstelle für die Geräte der Windpark-Teilsysteme. Bitte kontaktieren Sie das SGRE SCADA-Team für weitere Informationen.

Die Kommunikation zwischen dem BNK-System und der Flugbefeuerung wird getrennt von der WEA-Steuerung laufen. Dies wird durch das SCADA-Team gehandhabt und konfiguriert.

6. Verfügbare SGRE-Lösungen

Name	Anbieter	System	Kommentar
Safe Sky	Lanthan Safe Sky GmbH	Transponder	---
LightManager	WuF GmbH	Transponder	In der Detailklärung

SGRE ist flexibel, um andere vom Kunden gewünschte Lösungen zu implementieren. Bitte setzen Sie sich mit SGRE in Verbindung, wenn Sie spezielle Wünsche haben.

7. Weitere Lösungen von Drittanbietern

Es liegt im Ermessen des Kunden, ob er eine der oben aufgeführten verfügbaren Lösungen oder eine Lösung eines anderen Anbieters verwendet. Wenn eine Lösung eines Drittanbieters verwendet wird, muss diese von SGRE genehmigt werden, z. B. hinsichtlich der Cybersicherheit. Wenn diese Lösung eine Verbindung zu einem Server erfordert, muss der Kunde oder der Drittanbieter diese Kommunikation bereitstellen (LTE-Mobilfunk, Breitband-Internet usw.). Bitte kontaktieren Sie SGRE für weitere Details.

In der WEA kann SGRE die oben beschriebenen elektrischen und mechanischen Schnittstellen anbieten.

Im Umspannwerk des Windparks muss der Auftraggeber eine 230 V- und eine Ethernet-Verbindung zum Windparknetz bereitstellen. Dies muss mit dem SCADA-Team koordiniert werden.

Die Fremdgeräte und die entsprechenden Kabel müssen vom Drittanbieter oder vom Kunden geliefert werden.

Bitte kontaktieren Sie SGRE für weitere Informationen.

light:Guard Datenblatt Light:Guard Receiver

Der Light:Guard Receiver (LGR) erfasst über die angeschlossenen Antennen Transpondersignale von Flugobjekten und leitet diese an das Datenzentrum weiter.



Hauptmerkmale

- Transponder Empfangseinheit für Mode A/C/S, ADS-B & FLARM
- Übertragung von Daten an das Light:Guard Rechenzentrum
- Interne Leistungsüberwachung & Systemdiagnose
- Blitz- & Überspannungsschutz an allen Anschlüssen

Einsatzgebiete

- Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung von Windkraftanlagen

Netzwerkanforderungen

- WAN Schnittstelle
 - Min. Uploadrate: 512 kbit/s
 - Min. Downloadrate: 512 kbit/s
 - Verzögerung: <1000 ms zum Rechenzentrum
 - Datenverbrauch: 1GB/Tag

Funktionsbeschreibung

Der Light:Guard Receiver empfängt

Technische Daten

Allgemein	LGR
Artikelnummer	14004
Konformität	CE, RoHS

Light:Guard GmbH
Krendelstr. 32
30916 Isernhagen OT Altwarmbüchen
Germany

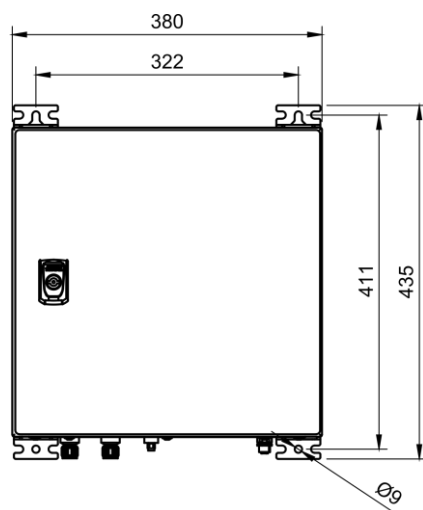
Tel.: +49 511 474048-30
Fax: +49 511 474048-19
www.light-guard.com
info@light-guard.com

Allgemein	LGR
Elektrische Eigenschaften	
Versorgungsnnennspannung	100 V AC ... 240 V AC
Eingangsspannung-Frequenz	50 Hz ... 60 Hz $\pm 10\%$
Absicherung	6 A (Charakteristik B, C, D, K)
Stromverbrauch	<150W
Schnittstellen	
Art	
RJ45	Netzwerkanschluss für die Internetverbindung
Physikalische Eigenschaften	
Dimension:	(H \times B \times T) 384 x 380 x 218mm 435 x 380 x 238mm inklusive Wandhalterung
Gewicht	15kg
IP Schutzklasse	IP65
Schutzklasse	1
Umgebungsbedingungen	
Betriebstemperaturbereich	-25 °C ... +60 °C
Lagertemperaturbereich	-25 °C ... +85 °C
Relative Luftfeuchte	5 to 95% r.H. ohne Betauung
Höhenbereich	0 to 2000 m (0 to 6560 ft)
Normen	
EMV	<ul style="list-style-type: none"> • DIN EN 61000-6-3:2011-09 +BER:2012-11 • DIN EN 61000-3-2:2015-03 • DIN EN 61000-3-3:2014-04 • DIN EN 61000-6-3:2011-09 +BER:2012-11 • DIN EN 61000-6-2:2019-11 • IEC 61400-21
IP Schutzklasse	<ul style="list-style-type: none"> • DIN EN 60529:2014-09
Doc. Vers	(v1.0) 03.11.2020

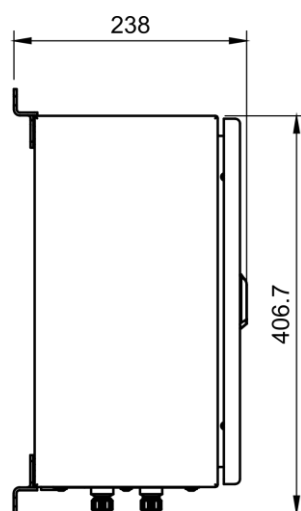
Dimension

Alle Angaben in mm

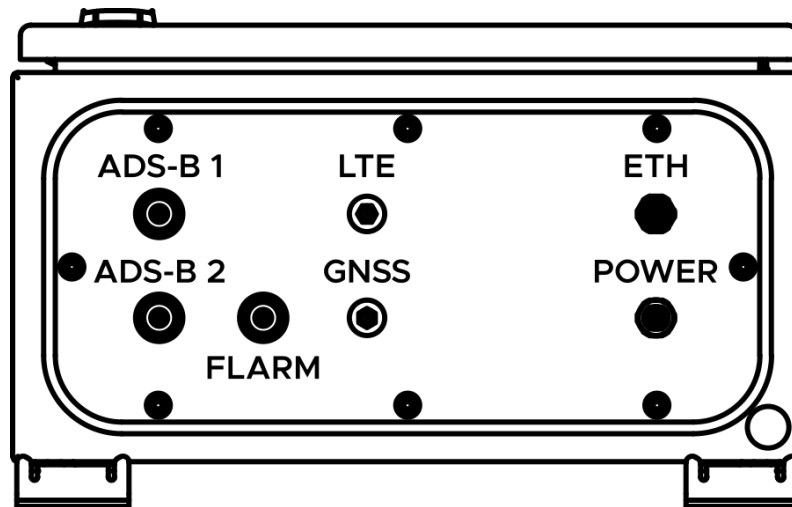
Vorderansicht



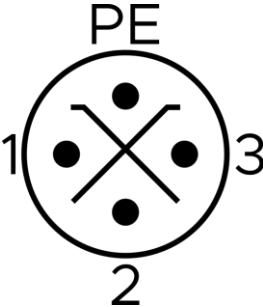
Seitenansicht



Anschlüsse



Beschreibung

Bezeichnung	Steckertyp	Beschreibung								
ADS-B 1	Koaxial N Stecker	Anschluss erste Transponder Antenne								
ADS-B 2	Koaxial N Stecker	Anschluss zweite Transponder Antenne								
FLARM	Koaxial N Stecker	Anschluss FLARM Antenne								
LTE	SMA Stecker	Anschluss LTE Antenne (optional)								
GNSS	SMA Stecker	Anschluss GPS/GLONASS/GALILEO Antenne								
ETH	M12 Buchse D-kodiert	Anschluss Netzkabel (100BASE-TX, CAT6)								
POWER	M12 Stecker S-kodiert	<div></div> <table><tr><td>PE</td><td>PE</td></tr><tr><td>1</td><td>L</td></tr><tr><td>2</td><td>Nicht genutzt</td></tr><tr><td>3</td><td>N</td></tr></table>	PE	PE	1	L	2	Nicht genutzt	3	N
PE	PE									
1	L									
2	Nicht genutzt									
3	N									

Die Quantec Light Control Unit (LCU-T) ist die windparkseitige Schnittstelle zum Quantec Sensors BNK System.



Hauptmerkmale

- Windpark Steuerungsschrank für bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung
- Gesicherte VPN Verbindung für den Signalempfang
- Steuerung der Flughindernisbefeuerng über Modbus TCP Schnittstelle
- Steuerung von Enercon, Senvion, Siemens, GE, Vestas, Nordex & Vensys Flugbefeuernngen
- Verteilen von Signalen auf unterschiedliche Netzwerke
- Protokollierung des BNK Systems und Fehlermeldungen von der Flughindernisbefeuernng
- Steuerung der Befeuernng durch Aktivradar- oder Transpondertechnologie

Einsatzgebiete

- Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung von Windkraftanlagen

Netzwerkanforderungen

- WAN Schnittstelle
 - Min. Uploadrate: 512 kbit/s
 - Min. Downloadrate: 1 Mbit/s
 - Verzögerung: <1000 ms zum Rechenzentrum
- LAN Schnittstelle
 - Min. Datenübertragungsrate: 1 Mbit/s
 - Verzögerung: <200 ms zur Befeuernngssteuerung

Funktionsbeschreibung

Die Quantec Windpark LCU-T ist die Steuerungseinheit für die windparkinterne Flughindernisbefeuerung und empfängt die Signale für die BNK Steuerung des Windparks. Die Flughindernisbefeuerung wird über eine individuell mit den Befeuerungsherstellern entwickelte Schnittstelle angesteuert. Die Steuerung der Befeuerung kann auf bis zu drei verschiedene Netzwerke innerhalb des Windparks verteilt werden. Somit können auch Mischparks mit unterschiedlichen Herstellern über eine LCU angesteuert werden. Die LCU-T kann sowohl mit den Aktivradarsystemen als auch der Transpondertechnologie verbunden werden.

Technische Daten

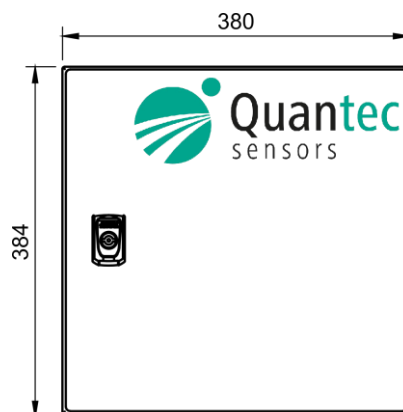
Allgemein	LCU-T
Artikelnummer	50005
Konformität	CE, RoHS
Elektrische Eigenschaften	
Versorgungsnnennspannung	100 V AC ... 240 V AC
Eingangsspannung-Frequenz	50 Hz ... 60 Hz ±10 %
Absicherung	6 A (Charakteristik B, C, D, K)
Stromverbrauch	<150W
Schnittstellen	
Art	
RJ45	Netzwerkanschluss für die Internetverbindung
RJ45	Netzwerkanschluss für das interne Netzwerk/SCADA System
RJ45	Zusätzlicher Netzwerkanschluss für das interne Netzwerk/SCADA System/Servicezugang
RJ45	Light:Guard Receiver Anschluss
Physikalische Eigenschaften	
Dimension:	(H × B × T) 384 x 380 x 218mm 435 x 380 x 238mm inklusive Wandhalterung
Gewicht	15kg
IP Schutzklasse	IP55
Schutzklasse	1
Umgebungsbedingungen	
Betriebstemperaturbereich	-25 °C ... +60 °C
Lagertemperaturbereich	-25 °C ... +85 °C

Allgemein	LCU-T
Relative Luftfeuchte	5 to 95% r.H. ohne Betauung
Höhenbereich	0 to 2000 m (0 to 6560 ft)
Normen	
EMV	<ul style="list-style-type: none"> • DIN EN 61000-6-3:2011-09 +BER:2012-11 • DIN EN 61000-3-2:2015-03 • DIN EN 61000-3-3:2014-04 • DIN EN 61000-6-3:2011-09 +BER:2012-11 • DIN EN 61000-6-2:2019-11
IP Schutzklasse	<ul style="list-style-type: none"> • DIN EN 60529:2014-09
Doc. Vers	(v1.3) 03.11.2020

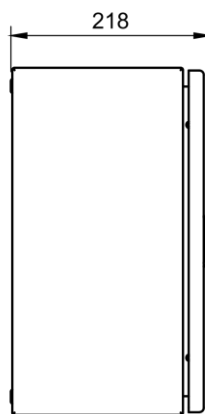
Dimension

Alle Angaben in mm

Vorderansicht



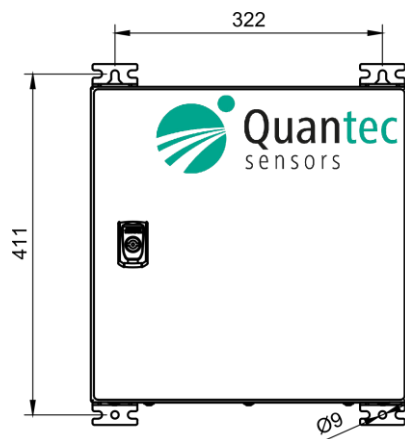
Seitenansicht



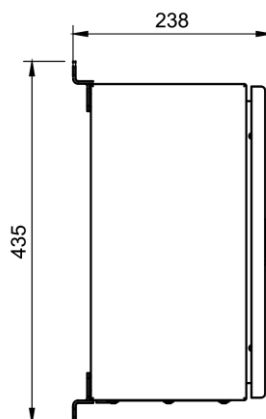
Anschlussmaße

Alle Angaben in mm

Vorderansicht



Seitenansicht





light:guard Wartung

Letzte Änderung:

2020-11-19

Light:Guard GmbH

Krendelstr. 32, 30916 Isernhagen OT
Altwarmbüchen, Germany

phone: +49 511 474048-30

fax: +49 511 474048-19

www.light-guard.com

info@light-guard.com

**Erstellt von:**

Name: Alper Sevim

E-Mail: alper.sevim@quantec-group.com

Date: 2020-08-17

Zuletzt geändert durch:

Name: Alper Sevim

E-Mail: alper.sevim@quantec-group.com

Date: 2020-11-19

- Version: 2



Inhalt

1	Einführung.....	4
2	Komponenten	4
	light:guard-Receiver	4
	MLAT-Server	4
	QUAD.....	5
	Benutzeroberfläche.....	5
	LCU-T	6
	Hindernisbefeuerung	6
3	Aufbewahrung	6
4	Referenzen	6

1 Einführung

Die Wartung des light:guard-Systems ist essenziell, um sowohl einen sicheren Betrieb als auch eine hohe Abdeckung zu gewährleisten. Jede einzelne Komponente benötigt individuelle Wartung und regelmäßige Überprüfungen, die in diesem Dokument aufgeführt werden.

2 Komponenten

Komponente	Tätigkeit	Wartungsintervall
light:guard-Receiver	Sichtprüfung & Funktionskontrolle gemäß Checkliste	6 Monate
	Automatische Funktionsferndiagnose	1 Tag
MLAT-Server	Automatische Funktionsdiagnose	1 Tag
	Betriebssystemdiagnose und -update	1 Monat
	Software-Wartung	1 Monat
QUAD	Automatische Funktionsdiagnose	1 Tag
	Manuelle Systemüberprüfung	1 Woche
	Betriebssystemdiagnose und -update	1 Monat
	Software-Wartung	1 Monat
Benutzeroberfläche	Automatische Funktionsdiagnose	1 Tag
	Betriebssystemdiagnose und -update	1 Monat
	Software-Wartung	1 Monat
LCU-T	Sichtprüfung & Funktionskontrolle gemäß Checkliste	6 Monate
	Automatische Funktionsferndiagnose	1 Tag
Hindernisbefeuern	Gemäß Wartungsanweisung des Herstellers	Individuell

light:guard-Receiver

Die light:guard-Receiver befinden sich an verschiedenen Standorten im Freien, um die Gebiete für die Multilateration abzudecken. Der MLAT-Server überprüft täglich die Verfügbarkeit und Funktionalität jedes Receivers und leitet eventuelle Fehlermeldungen an den QUAD weiter. Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, müssen Servicetechniker:innen vor Ort jeden Schrank in Halbjahresabständen überprüfen. Diese Überprüfung beinhaltet eine Sichtprüfung auf mechanische Schäden und eine Funktionskontrolle mithilfe der Statusleuchten. Die Checkliste muss bei jeder Wartung ausgefüllt werden (siehe Ref. /1/).

MLAT-Server

Die Wartung des MLAT-Servers wird in Ref. /3/: *INVOLI System for Light Guard Detection and Safety Concept documentation* beschrieben.

QUAD

Automatische Funktionsdiagnose und wöchentliche manuelle Überprüfung

Der QUAD führt täglich eine automatische Selbstdiagnose durch und überprüft den Betriebszustand von Hardware und Software. Zusätzlich führen wir eine manuelle wöchentliche Überprüfung auf etwaige Unregelmäßigkeiten durch. Sowohl automatisch als auch manuell wird folgendes geprüft:

- Netzwerkgeschwindigkeit und Verbindung
- Internetzugriff
- Logfile

Betriebssystemdiagnose und -update

Wir warten das Betriebssystem monatlich und aktualisieren die Software für Bugfixes und Updates. Zusätzlich überprüfen wir die Hardware, um den Funktionszustand des Servers zu beurteilen. Dabei werden die folgenden Komponenten überprüft:

- Systemspeicher
- RAM
- CPU

Software-Wartung

Wir führen monatliche Software-Updates am QUAD durch, um eventuelle Bugfixes und Sicherheitsupdates zu installieren. Sofern Erweiterungen oder zusätzliche Features verfügbar sind, werden diese im Zuge des Wartungsprozesses hinzugefügt.

Benutzeroberfläche

Automatische Funktionsdiagnose und wöchentliche manuelle Überprüfung

Der externe Server führt täglich eine automatische Selbstdiagnose durch und überprüft den Betriebszustand von Hardware und Software. Zusätzlich führen wir eine manuelle wöchentliche Überprüfung auf etwaige Unregelmäßigkeiten durch. Sowohl automatisch als auch manuell wird folgendes geprüft:

- Netzwerkgeschwindigkeit und Verbindung
- Internetzugriff
- Logfile



Betriebssystemdiagnose und -update

Wir warten das Betriebssystem monatlich und aktualisieren die Software für Bugfixes und Updates. Zusätzlich überprüfen wir die Hardware, um den Funktionszustand des Servers zu beurteilen. Dabei werden die folgenden Komponenten überprüft:

- Systemspeicher
- RAM
- CPU

Software-Wartung

- Wir führen monatliche Software-Updates an der Benutzeroberfläche durch, um eventuelle Bugfixes und Sicherheitsupgrades zu installieren. Sofern Erweiterungen oder zusätzliche Features verfügbar sind, werden diese im Zuge des Wartungsprozesses hinzugefügt.

LCU-T

Die LCU-T ist die Steuerungseinheit für die windparkinterne Flughindernisbefeuerung und befindet sich im Windpark innerhalb einer Schaltanlage oder innerhalb der Masteranlage. QUAD überprüft täglich die Verfügbarkeit und Funktionalität jedes Receivers und zeichnet Fehlermeldungen auf. Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, müssen Servicetechniker:innen vor Ort jeden Schrank in Halbjahresabständen überprüfen. Diese Überprüfung beinhaltet eine Sichtprüfung auf mechanische Schäden und eine Funktionskontrolle mithilfe der Statusleuchten. Die Checkliste muss bei jeder Wartung ausgefüllt werden (siehe *Ref. /2/*).

Hindernisbefeuerung

Anleitungen für Wartungsintervalle und -tätigkeiten befinden sich in der jeweiligen Dokumentation des Befeuerungsherstellers. Windparkbetreibende müssen Wartung und Überwachung der Befeuerung gemäß dieser Dokumentation sicherstellen.

3 Aufbewahrung

- Gemäß den AVV-Bestimmungen lagern wir alle Dokumente zur Wartung für mindestens zwei Jahre.

4 Referenzen

/1/ LGR Wartungsscheckliste für die Halbjahreswartung

/2/ LCU-T Wartungsscheckliste für die Halbjahreswartung

/3/ INVOLI System for Light Guard Detection and Safety Concept documentation



light:guard Systembeschreibung

Last Modified:

2020-09-17

Light:Guard GmbH

Krendelstr. 32, 30916 Isernhagen OT
Altwarmbüchen, Germany

phone: +49 511 474048-30
fax: +49 511 474048-19

www.light-guard.com
info@light-guard.com



Created By:

Name: Jon Galdeano

E-Mail: jon.galdeano@quantec-group.com

Date: 2020-09-11

Last Modified By:

Name: Jon Galdeano

E-Mail: jon.galdeano@quantec-group.com

Date: 2020-09-17

- Revision: 13



Content

1	Abkürzungen	4
2	Einführung	4
3	Funktion	4
4	Komponenten	5
5	light:guard-Empfänger	6
6	MLAT-Server	6
7	Quantec Datenzentrum	7
7.1	QUAD	7
7.2	GUI	7
8	LCU-T	7
9	Sicherheitskonzept	7
10	Referenzen	7

1 Abkürzungen

Abkürzung	Beschreibung
AVV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen
BNK	Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
LCU-T	Light Control Unit, Transponder Version
LCU	Light Control Unit
IF	Interface / Schnittstelle
MLAT	Multilateration
OEM	Original Equipment Manufacturer
QUAD	Quantec Area Distributor
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
WAN	Wide Area Network
LTE	Long Term Evolution 4G Mobilfunkstandard
WEA	Windenergieanlage

2 Einführung

Das Ziel zur Einführung der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung ist es, dass Lichtimmissionen deutlich reduziert werden. Die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung ist bereits seit 2015 zugelassen. Seit der Einführung des § 9 Abs. 8 Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG 2017) besteht ab Mitte 2021 eine Ausstattungs-pflicht für alle kennzeichnungspflichtigen Windenergieanlagen, die eine Förderung nach dem EEG erhalten. Die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung für Neu-, aber auch für rund 17.500 Bestandsanlagen wird vor diesem Hintergrund in den nächsten Jahren von großer Relevanz sein. Die Anforderungen an BNK-Systeme sind in der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV) festgehalten (siehe Ref /1/ BAnz AT 30.04.2020 B4 - Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020). Sie steuert den Ein- und Abschaltvorgang der Windenergieanlagenbefeuerung, sodass diese nur noch im Falle eines sich nähernden Luftfahrzeugs wieder angeschaltet werden. Die AVV-Novelle sieht unter anderem Lösungen vor, welche die von Luftfahrzeugen ausgesendeten Transpondersignale zur Aktivierung der Nachtkennzeichnung verwenden. Neue und bestehende Windparks müssen einer technischen Analyse unterzogen werden, um festzustellen, ob sie die Anforderungen der AVV erfüllen. Wenn dies nicht der Fall ist müssen die Voraussetzungen zur Erfüllung der Anforderungen bis zum 30.06.2021 geschaffen werden.

3 Funktion

light:guard ist ein transponderbasiertes BNK-System. Jedes Flugobjekt, das sich nachts im deutschen Luftraum aufhält, ist verpflichtet, mit einem an Bord verbauten Transponder ein Signal auszusenden, welches von den Transpondempfängern des Systems detektiert wird.

Die empfangenen Signale werden mit Zeitstempeln im Nanosekundenbereich und mit der Position des Empfängers versehen. Position und Zeit der Empfänger werden über ein eingebautes LTE-Modem oder

eine bereits vorhandene Kommunikationsinfrastruktur manipulationssicher zum MLAT-Server übermittelt. Anhand der Zeitdifferenzen der empfangenen Signale und Entfernungsunterschiede der Empfänger wird die Position des Senders berechnet, ähnlich dem GPS-Prinzip. Der MLAT-Server übermittelt dann die Daten an das Datenzentrum, wo der Quantec Area Distributor (QUAD) die Positionen der Flugobjekte, mit denen der Windparks abgleicht. Der QUAD sendet dann ein Signal an die in die Windparkinfrastruktur eingebundene Light Control Unit (LCU), wenn sich ein Flugobjekt im Luftraum des Windparks befindet. Die LCU gibt den entsprechenden Befehl über die Kommunikationsinfrastruktur im Windpark an die Flugbefeuerung weiter.

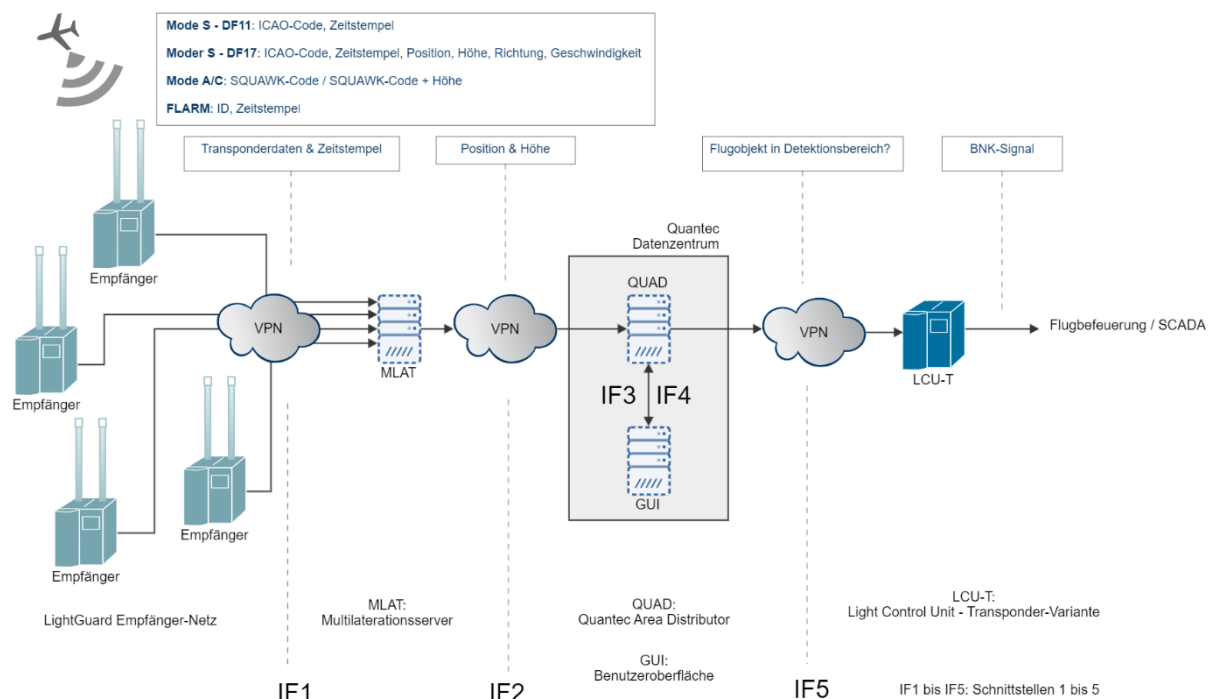
Genauer gesagt unterdrückt das System die Einschaltung der Flugbefeuerung der WEA, wenn keine Detektion eines Flugobjektes in der Nähe des Windparks erfolgt. Wenn das System ein Flugobjekt im betreffenden Luftraum erkennt, wird die Unterdrückung aufgehoben, so dass die Flugbefeuerung wieder eingeschaltet wird. Die Unterdrückung wird ebenfalls aufgehoben, wenn ein Flugobjekt detektiert, aber dessen Position nicht bestimmt werden kann. Die Empfänger können Signale von Mode S-, Mode A/C- oder FLARM-Transpondern detektieren.

4 Komponenten

Das light:guard-System besteht aus den folgenden Komponenten:

- light:guard-Empfänger
- MLAT-Server
- Quantec Datenzentrum
 - QUAD: Quantec Area Distributor
 - GUI: Graphical User Interface / Benutzeroberfläche
- LCU-T: Light Control Unit / Steuereinheit

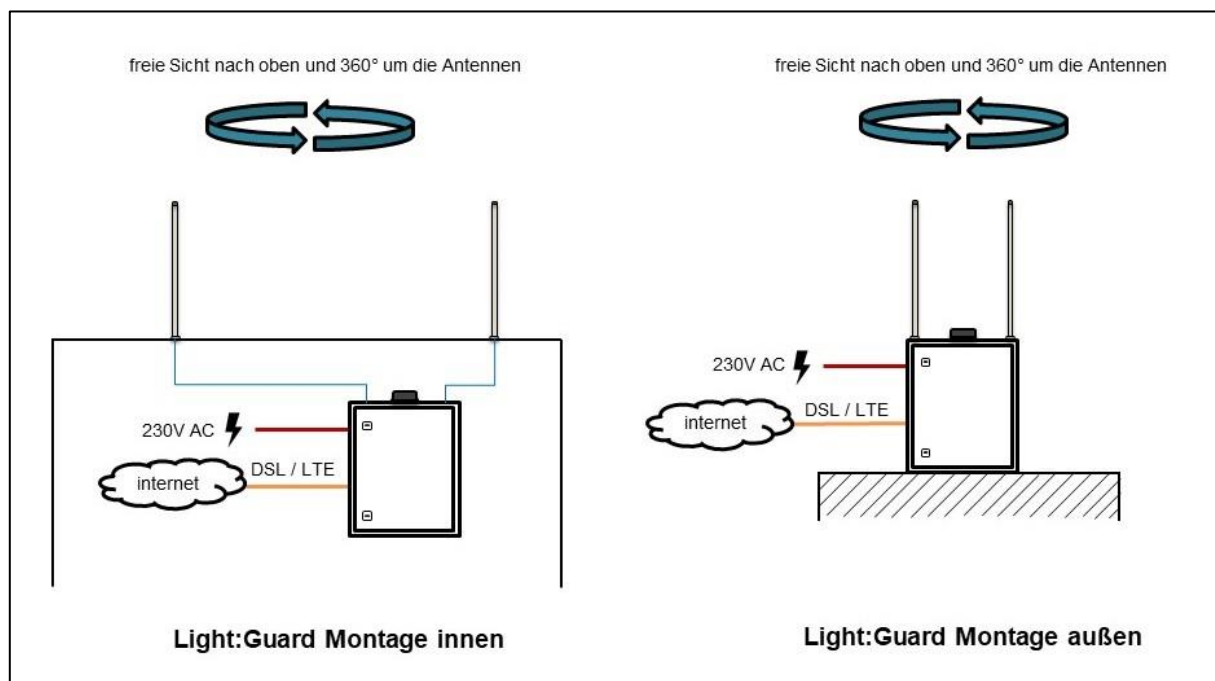
Die folgende Skizze stellt die Funktionsweise des light:guard-Systems schematisch dar:



5 light:guard-Empfänger

Die Einbaumöglichkeiten des Empfängers sind vielfältig, solange die Stromversorgung des Empfängers sichergestellt ist und die Antennen freie Sicht haben. Mögliche Installationsorte sind z.B. Dächer von Gebäuden, an Funkmasten, in Gondeln von Windenergieanlagen oder auf deren Gondeldächern.

Die light:guard-Empfänger sind Schaltschränke mit Schutzklasse IP66, die auch für die Außenmontage geeignet sind. Sie detektieren Funksignale mit einer Frequenz von 1090 MHz und sind mit zwei Empfängermodulen und zwei Antennen ausgestattet, um Redundanz zu gewährleisten. Am Empfänger ist eine GPS und LTE-Kombiantenne angeschlossen. Optional kann bei Bedarf zusätzlich eine Antenne zur Detektion von FLARM Signalen (Frequenz von 868 MHz) angeschlossen werden.



6 MLAT-Server

Der MLAT-Server erhält die Daten von allen light:guard-Empfängern und führt die Multilateration durch. Multilateration ist eine bekannte und erprobte Methode in der Luftfahrt, mit der die Position eines Flugobjektes kalkuliert wird, indem die unterschiedlichen Ankunftszeiten des gleichen Funksignals an verschiedenen Empfängern genutzt werden. Da der Sendezeitpunkt des Signals unbekannt ist, und drei Raumkoordinaten des Flugobjektes berechnet werden müssen, um seine exakte Position zu bestimmen, ist es erforderlich, dass in einem Multilaterationsalgorithmus mindestens 4 Empfänger ein Signal empfangen. Das MLAT-Ergebnis wird dann via WebSocket-Protokoll an den QUAD gesendet.

$$r = \sqrt{((x_i - x)^2 + (y_i - y)^2 + (z_i - z)^2)} = (t_E - t_A) \times c$$

r	Entfernung zum Empfänger
x_i, y_i, z_i	Koordinaten des Empfängers
x, y, z	Koordinaten des Flugobjektes
t_E	Sendezeitpunkt
t_A	Empfangszeitpunkt
c	Übertragungsgeschwindigkeit

7 Quantec Datenzentrum

7.1 QUAD

Der Quantec Area Distributor (QUAD) ist eine softwarebasierte Komponente, die eine sehr hohe Anzahl an Daten von Flugobjekten empfängt, nicht relevante Daten rausfiltert und die relevanten Daten mit den Positionen der zutreffenden Windparks abgleicht. Der QUAD steuert dann die LCUs im Windpark an, sobald sich ein Flugobjekt im entsprechenden Wirkungsraum befindet.

7.2 GUI

Die Benutzeroberfläche (Graphical User Interface oder GUI) ist ein Werkzeug, das externen Benutzern, wie beispielsweise der Bundeswehr, den Zugriff zum BNK-System ermöglicht. Die Anmeldung erfolgt mit Nutzernamen und Passwort. Der Benutzer kann Flugbahnen visualisieren und das BNK-System ein- oder ausschalten.

8 LCU-T

Die LCU-T ist die im Windpark verbaute Steuerungseinheit für die windparkinterne Flughindernisleistung. Dabei wird die Flughindernisleistung über eine individuell mit den Befeuherungsherstellern entwickelte Schnittstelle angesteuert. Die Steuerung der Flughindernisleistung kann auf bis zu drei verschiedene Netzwerke innerhalb des Windparks verteilt werden. Somit können auch Mischparks mit unterschiedlichen Herstellern über eine LCU-T angesteuert werden.

9 Sicherheitskonzept

Das light:guard-System hat ein Standardsicherheitskonzept für den Normalbetrieb und ein Sicherungsverfahren (fall back) für sonstige Betriebsmodi wie unzureichende Daten oder Unterbrechung der Kommunikation. Das System verwendet unterschiedliche Methoden zur Aktivierung der Flugbefeuerung je nach Erkennungsprinzip.

10 Referenzen

/1/ BAnz AT 30.04.2020 B4 - Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020

ZERTIFIKAT

für das Managementsystem nach

DIN EN ISO 9001:2015

Der Nachweis der regelkonformen Anwendung wurde erbracht.



Light:Guard GmbH
Krendelstr. 32
D-30916 Isernhagen

Geltungsbereich:

Dienstleister für die Vermarktung und den Betrieb von
transponderbasierten Systemen für die
bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen

Zertifikat-Registrier-Nr. **73 100 6862**

Zertifikat gültig von 2020-07-10 bis **2023-07-09**

Auditbericht-Nr. 4370 2120

Erstzertifizierung 2020-07-10



Darmstadt, 2020-07-10
Zertifizierungsstelle des TÜV Hessen
– Der Zertifizierungsstellenleiter –

CERTIFICATE

for a management system as per

DIN EN ISO 9001:2015

Evidence of conformity has been furnished.



Light:Guard GmbH
Krendelstr. 32
D-30916 Isernhagen

scope:

Service provider for the operations and marketing of
the transponder-based on-demand
Aircraft Detection Lighting Solutions (ADLS) for wind energy turbines.

Certificate registration No. **73 100 6862**

Certificate valid from 2020-07-10 to **2023-07-09**

Audit report No. 4370 2120

First certification 2020-07-10



Darmstadt, 2020-07-10
Certification body of TÜV Hessen
– Head of Certification body –

Zertifikat

Baumusterprüfung

Die DFS Aviation Services GmbH bestätigt hiermit, dass das System zur
bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung

Light Guard ADLS

der Organisation

Light:Guard GmbH

Krendelstraße 32, 30916 Isernhagen OT Altwarmbüchen

die Baumusterprüfung erfolgreich am 23. November 2020, gemäß des Anhangs 6
Nummer 2 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von
Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020 abgeschlossen hat. Die Erteilung dieses
Zertifikats unterliegt den beigefügten Bedingungen.

Langen, den 15.12.2020



i.V. Marco Kremmelbein
Head of Engineering
DFS Aviation Services GmbH



DFS Aviation Services



DFS Aviation Services

A brand of experience

DFS Aviation Services GmbH | Heinrich-Hertz-Straße 26 | 63225 Langen | Germany

LightGuard GmbH
Willi Lehmann
Geschäftsführer
Krendelstraße 32
30916 Isernhagen

Ansprechpartner:
Maximilian Scharkowski
Expert System Management
E-Mail: maximilian.scharkowski@dfs-as.aero
Telefon: +49 6103 3748-085
Telefax: n/a

Datum: 04.02.2021

Schreiben zur Vorlage bei den Landesluftfahrtbehörden

Sehr geehrter Herr Lehmann,

die während Ihrer Baumusterprüfung festgelegten weiteren Prüfschritte im Rahmen einer standortbezogenen Prüfung müssen folgendermaßen aussehen: Das BNK-System muss zunächst installiert werden, bevor es von einer benannten Stelle gemäß den festgelegten Prüfkriterien geprüft und abgenommen werden kann. Erst nach erfolgreicher Prüfung ist der Nachweis über die standortbezogene Erfüllung der Anforderungen in Form eines Konformitätsschreibens möglich und eine Inbetriebnahme des Systems darf nach Genehmigung der Landesluftfahrtbehörde erfolgen.

Die während ihrer Baumusterprüfung ermittelten Kriterien, die bei einer standortbezogenen Prüfung durch eine benannte Stelle untersucht werden müssen, können nicht vollumfänglich vor Installation des Systems geprüft werden, da die vorgesehenen Funktionstests an jedem Standort erst nach der Installation des Systems durchgeführt und somit die standortbezogene Erfüllung der Anforderungen nachgewiesen werden kann. Der Nachweis gemäß AVV Anhang 6, Nummer 3 über eine standortbezogene Erfüllung der Anforderungen wird daher erst vor finaler Inbetriebnahme ausgestellt.

Das Ihnen hier vorliegende Schreiben kann den entsprechenden Landesluftfahrtbehörden und allen weiteren ggf. betroffenen Behörden als Ersatz für die Vorlage eines Nachweises einer Herstellererklärung gemäß AVV Anhang 6 Nr. 3 verwendet werden, um klarzustellen, dass ein Nachweis der Erfüllung der standortbezogenen Anforderungen vor Installation nicht möglich ist.

Mit freundlichen Grüßen

DFS Aviation Services GmbH

Marco Kremmelbein
2021.02.05 08:31:
48 +01'00'

i.V. Marco Kremmelbein
Head of Engineering

i.A. Maximilian Scharkowski
Expert System Management

Eingeschränkte Weitergabe
Dokument Nr.: 0095-0919 V01
03.06.2020

VestasOnline[®] Business

ADLS-Integration von Drittanbietern

Allgemeine Beschreibung

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung.....	3
1.1	Abkürzungsliste	3
2	ADLS-Integration von Drittanbietern Systemübersicht.....	3
3	Systemarchitektur.....	4
4	Schnittstellen-Spezifikation	5
4.1	Schnittstelle für die Hardware eines Drittanbieters	5
4.2	Schnittstelle zu Drittanbieter-Software	5
4.2.1	Signalübersicht.....	5
4.3	Allgemeine Schnittstelle Gefahrenfeuer	6
4.4	Zeitpunkt.....	7
5	Audit-Protokoll	8
6	Kompatible Systeme.....	8
6.1	Anlage:	8
6.2	Licht.....	8
6.3	WEA	9
7	Verantwortung für die Zertifizierung	9
8	Über VestasOnline® verfügbare Daten	9
9	Integrationshardware	9
10	Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse.....	9

1 Einführung

Die ADLS-Integration von Drittanbietern ist ein optionales Modul für Gefahrenfeuer. Mit dem System können Gefahrenfeuer auf der Grundlage eines Signals der Flugzeugerkennungssysteme des Drittanbieters ausgeschaltet werden, wenn sich kein Flugzeug in der Nähe des Windparks befindet.

Dieses Dokument beschreibt die gehobene Funktionsebene des ADLS-Integrationssystems von Drittanbietern.

1.1 Abkürzungsliste

Abkürzung	Erklärung
ADLS	Aircraft Detection Lighting System (Gefahrenfeuersystem zur Flugzeugerkennung)
FW	Firmware
VOB	VestasOnline® Business
VOC	VestasOnline® Compact
CS3	Das Projekt Cyber Security 3 bezieht sich auf die neue Netzwerkeinrichtung in Anlagen mit strengeren/kontrollierteren Zonen

2 ADLS-Integration von Drittanbietern Systemübersicht

Das System zur ADLS-Integration von Drittanbietern besteht aus einem Software-Steuermodul, das die Kommunikation mit Gefahrenfeuern über das SCADA-Netzwerk der Vestas-Windenergieanlage und eine Schnittstelle zur Integration des Flugzeugerkennungssystems eines Drittanbieters verarbeitet. Das ADLS und das intelligente Gefahrenfeuer sind nicht Bestandteil des Moduls.

Das System stellt sicher, dass die Gefahrenfeuer nur bei Bedarf auf der Grundlage der Eingaben des verwendeten ADLS eingeschaltet werden, um die Lichtverschmutzung durch Gefahrenfeuer zu verringern.

Die Fehlerresistenz ist integriert, und Kommunikationsprobleme mit dem Flugzeugerkennungssystem oder zwischen Gefahrenfeuern und Steuerungssoftware werden mithilfe von Herzschlagsignalen zwischen Komponenten erkannt. Kommunikationsprobleme führen dazu, dass die Gefahrenfeuer im autonomen Modus laufen (abhängig von dem Gefahrenfeuer und der Konfiguration des Gefahrenfeuers kann dies immer eingeschaltet sein oder auf Sensoren basieren, die an der Leuchte befestigt sind).

Das Modul zur Ausschaltung von Gefahrenfeuern verfügt über integrierte Systemzustandsendpunkte, die den Systemzustand anzeigen. Der Systemzustand erstreckt sich nicht auf das ausgewählte Flugzeugerkennungssystem des Drittanbieters, abgesehen von einer fehlenden Kommunikation oder der inkorrekten Verwendung der Schnittstelle zur Steuerungssoftware.

3 Systemarchitektur

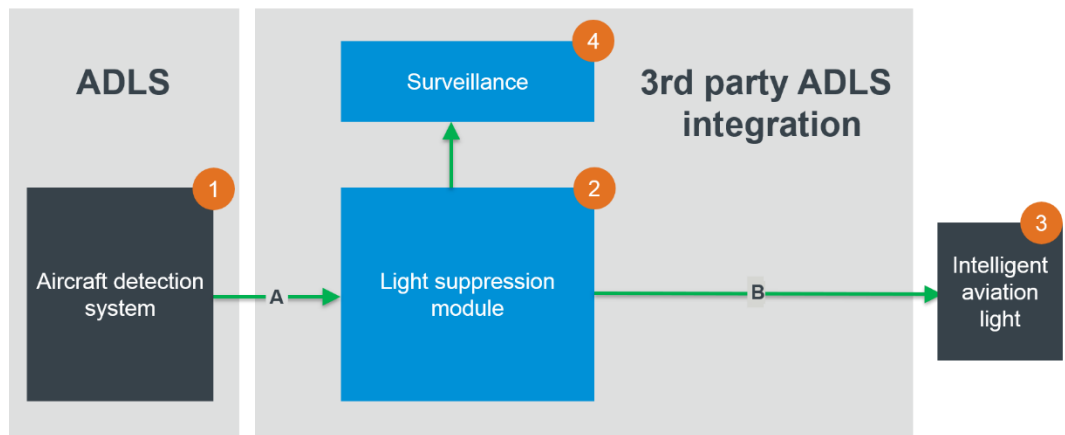


Abbildung 3-1 Systemübersicht

1	Aircraft Detection Lighting System (Gefahrenfeuersystem zur Flugzeugerkennung)	Komponente, die für die Erkennung von Flugzeugen in der Umgebung und die Kommunikation mit dem Vestas Light Suppression Module (Vestas-Modul für die Abschaltung von Gefahrenfeuern) verantwortlich ist.
	<<Extern>>	
2	Modul für die Ausschaltung von Gefahrenfeuern	Der softwarebasierte Steuerungsmechanismus, der die Kommunikation mit Gefahrenfeuern basierend auf den Eingaben des ADLS eines Drittanbieters verarbeitet und Bestandteil des VOB-Moduls ist. Hardware, die für die Schnittstelle zum System benötigt wird, ist nicht Bestandteil der Lösung, kann jedoch gegen eine zusätzliche Gebühr bereitgestellt werden.
3	Intelligentes Gefahrenfeuer	Die Gefahrenfeuer – intelligent bedeutet, dass das Gefahrenfeuer über eine TCP/IP-basierte Schnittstelle mit Herzschlagfunktion verfügt, sodass es bei Kommunikationsproblemen (ADLS-konform) in den autonomen Modus zurückfallen kann.
4	Überwachung	Der Systemzustand des Moduls für die Abschaltung von Gefahrenfeuern kann über exponierte Systemzustandsendpunkte überwacht werden.
A	Integrationsschnittstelle für das ADLS eines Drittanbieters	Schnittstelle zur Integration des Flugzeugerkennungssystems eines Drittanbieters. Die Schnittstelle verfügt über eine Herzschlagfunktion zur Erkennung von Kommunikationsproblemen.
B	Kommunikation mit dem Feuer	TCP/IP-basierte Kommunikation mit unterstützten Gefahrenfeuern einschließlich Herzschlagfunktion.

4 Schnittstellen-Spezifikation

Dieser Abschnitt umfasst die Hardware- und Softwareschnittstellen der Option für das ADLS eines Drittanbieters.

4.1 Schnittstelle für die Hardware eines Drittanbieters

Der Anbieter eines Drittanbieter-ADLS verbindet die Schnittstelle für die Integration eines Drittanbieter-ADLS über eine dedizierte DMZ-Zone, die auf dem WAN-Router des Windparks errichtet wurde. Die DMZ-Zone wird über ein /24-Subnetz in einem von Vestas definierten IP-Bereich eingerichtet oder kann alternativ mit dem Lieferanten des Drittanbieter-ADLS vereinbart werden. Der VOB-Server wird für den Lieferanten des Drittanbieter-ADLS über das Modbus-Protokoll (TCP/502) auf einer dedizierten IP-Adresse im vereinbarten Subnetzbereich verfügbar gemacht.

Der Hardware des Lieferanten des Drittanbieter-ADLS wird **eine** IP in der DMZ-Zone zugewiesen, von der aus das einzige erreichbare Ziel im Netzwerk die Modbus-Schnittstelle für das Drittanbieter-ADLS ist. Signale, die von außen benötigt werden, damit die Hardware des Lieferanten des Drittanbieter-ADLS diese Funktionalität erfüllt, werden daher nicht durch die DMZ-Zonenverbindung abgedeckt. Daher muss jede Eingabe mit anderen Methoden ausgeführt werden, die nicht Bestandteil dieser Lösung sind.

Der Lieferant der Drittanbieter-ADLS muss in der Lage sein, über RJ45 in dem/den VOB/VOC-Schrankschalter(n) eine Schnittstelle zum Ethernet des Windparks herzustellen. Daher erfordert die Option zur Integration eines Drittanbieter-ADLS einen freien RJ45-Port am VOB/VOC.

4.2 Schnittstelle zu Drittanbieter-Software

Die Integration eines Drittanbieter-ADLS fungiert als Modbus-TCP-Slave, um die Steuerungsfunktionalität dem Lieferanten des Drittanbieter-ADLS zugänglich zu machen (siehe Systemübersicht in Abbildung 3-1 wobei Pfeil A die Schnittstelle zwischen dem ADLS-Integrationssystem eines Drittanbieters und dem Lieferanten des Drittanbieter-ADLS darstellt).

Die Schnittstelle zur Integration des Drittanbieter-ADLS wird unter Verwendung der ständigen Geräteadresse (Geräte-ID) 0x01 verfügbar gemacht.

4.2.1 Signalübersicht

Im Folgenden werden die Signale beschrieben, die zum Lesen (Status) und Schreiben (Steuerung) auf der Modbus-Schnittstelle eines Drittanbieter-ADLS verfügbar sind.

Status

Der Systemstatus wird als Funktionscode 3 (Read Holding Registers) angezeigt

Adresse	Gültige Werte	Beschreibung

0x0000	0x0000	Ein oder mehrere Gefahrenfeuer im Windpark melden Probleme (z.°B. interne Fehler) oder stehen dem ADLS-System nicht zur Verfügung (z.°B. Verbindungsproblem)
	0x0001	Alle Gefahrenfeuer sind verfügbar und melden keine Betriebsprobleme.

Steuerung

Die Steuerung der Integration eines Drittanbieter-ADLS besteht aus einer Kombination davon, ob ADLS aktiviert werden soll und ob im Falle der Aktivierung Gefahrenfeuer ausgeschaltet werden sollen (z. B. kein Flugzeug) oder nicht.

Die Eingabe sollte kontinuierlich aktualisiert werden. Wird dies nicht innerhalb eines konfigurierbaren maximalen Zeitlimits (Voreinstellung 1 Sek.) vorgenommen, wird dies als Kommunikationsfehler interpretiert. In diesem Fall wird Gefahrenfeuersteuerungen nicht mehr das Abschalten von Gefahrenfeuern signalisiert.

Der ADLS-Systemeingang wird als Funktionscode 6 (Write Single Holding Register) angezeigt

Adresse	Gültige Werte	Beschreibung
0x0200	0x0000	ADLS-System deaktiviert (d.°h. das ADLS-System nimmt keine Steuerung der Lichter vor)
	0x0001	ADLS-System aktiviert – keine Abschaltung von Gefahrenfeuern (d.°h. Flugzeug erkannt)
	0x0003	ADLS-System aktiviert – Abschaltung von Gefahrenfeuern (d.°h. kein Flugzeug erkannt)

4.3 Allgemeine Schnittstelle Gefahrenfeuer

Im Folgenden wird die allgemeine Schnittstelle des Gefahrenfeuers beschrieben, die vom ADLS-Integrationssystem eines Drittanbieters unterstützt wird. Die unterstützte Schnittstelle ist eine von Quantec entwickelte Modbus-Schnittstelle und sollte ein Register für den aktuellen Status zum Ablesen und ein Register für die weitere Steuerung zeigen.

Das Gefahrenfeuersystem muss in der Lage sein, einen Fehler in der Modbus-Kommunikation zu erkennen. Im Falle eines Kommunikationsverlusts müssen die Gefahrenfeuer in den normalen Betriebszustand zurückkehren.

Status

Der Status der Gefahrenfeuersteuerung wird als Funktionscode 3 (Read Holding Registers) angezeigt

Adresse	Gültige Werte	Beschreibung
---------	---------------	--------------

0x0000	0x0000	Gefahrenfeuersystem nicht im Betriebszustand (z. B. interner Fehler)
	0x0001	Gefahrenfeuersystem ist im Betriebszustand

Steuerung

Die ADLS-Steuerung der Gefahrenfeuersteuerung muss als Funktionscode⁶ (Write Single Holding Register) angezeigt werden. Das ADLS-Integrationssystem des Drittanbieters wird dieses Register mindestens einmal alle 1000^{ms} ausgeben – andernfalls wird dies als Kommunikationsfehler wie vorstehend beschrieben interpretiert, und der normale Betriebszustand wird wiederhergestellt.

Adresse	Gültige Werte	Beschreibung
0x0000	0x0000	ADLS-System deaktiviert und Gefahrenfeuer in normalem Betriebszustand
	0x0001	ADLS-System aktiviert und Gefahrenfeuer eingeschaltet (gemäß den Vorschriften)
	0x0003	ADLS-System aktiviert und Gefahrenfeuer ausgeschaltet

4.4 Zeitpunkt

In der Regel muss der Anbieter des Drittanbieter-ADLS-Systems sicherstellen, dass die Lichter eingeschaltet sind, wenn sich ein Flugzeug in einer durch die nationalen Vorschriften festgelegten Warnzone um den Windpark befindet. Um Latenzen im System zu berücksichtigen, bevor der ausfallsichere Betrieb einsetzt, wird der Erkennungsumfang in der Regel um eine Entfernung erweitert, die mindestens der Entfernung entspricht, die ein Flugzeug bei der maximalen Erkennungsgeschwindigkeit zurücklegt, die während einer Zeitspanne erforderlich ist, die der maximalen Latenz des gesamten ADLS-Systems entspricht.

Wie in Abschnitt 4.2.1 erwähnt, verfügt das Drittanbieter-ADLS-Integrationssystem über eine konfigurierbare Zeitüberschreitung für gültige Eingaben, die über die exponierte Schnittstelle empfangen werden. Nur innerhalb der Zeitüberschreitungsphase erfolgt die Steuerung der befestigten Leuchten gemäß der Steuereingabe durch den Anbieter des Drittanbieter-ADLS.

Dies bedeutet, dass bei der Berechnung der ungünstigsten ausfallsicheren Latenz des gesamten ADLS-Systems von der Erkennung bis zur Beleuchtung ein Wert von 1[°]Sekunde für den Teil des Moduls für die Abschaltung von Gefahrenfeuern (z.[°]B. Herzschlag unterbrochen) verwendet werden kann – sofern nicht speziell auf einen nicht standardmäßigen Wert konfiguriert. Dieser Wert berücksichtigt keine Netzwerklatenzen oder anderen externen Latenzen für das Modul für die Abschaltung von Gefahrenfeuern. Daher ist die ausfallsichere Latenz der verwendeten Gefahrenfeuersteuerungen ebenfalls nicht enthalten – die 1 Sekunde ist der Teil, der in Abbildung 4-1 Latenzdarstellung.

Die parkinternen Netzwerklatenzen können bei der Berechnung der maximalen Gesamtlatenz als <100°ms betrachtet werden. Dies gilt für die beiden Abschnitte in Abbildung 4-1 Latenzdarstellung mit der Bezeichnung „Com. Latenz“.

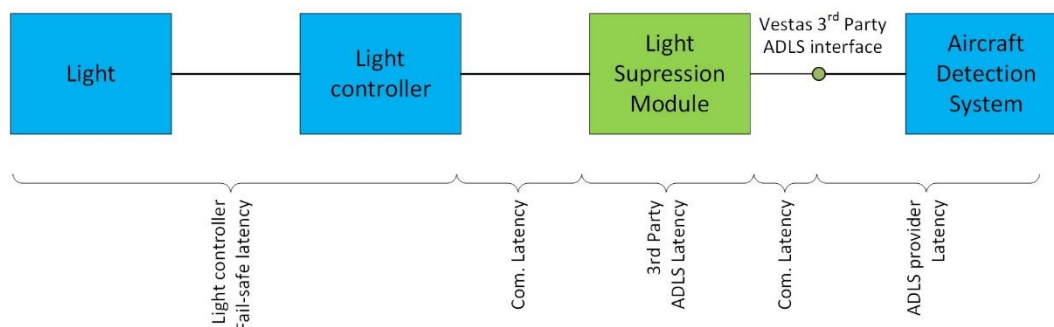


Abbildung 4-1 Latenzdarstellung

5 Audit-Protokoll

Das System für die Integration eines Drittanbieter-ADLS führt ein detailliertes Audit-Protokoll über die Ein- und Ausgabe des Systems für die letzten 12 Monate. Dieser Protokollierungsmechanismus ist nur ein unterstützendes System und ersetzt daher nicht die Protokollierung, die der Lieferant des Drittanbieter-ADLS verpflichtend vornehmen muss.

6 Kompatible Systeme

Das Drittanbieter-ADLS-Integrationssystem lässt sich in Vestas Windparks einsetzen, die folgende Systemvoraussetzungen erfüllen:

6.1 Anlage:

- VestasOnline® Business Mk3 oder höher/VestasOnline® Compact Mk3 oder höher mit Softwareversion 3.25 und höher
- CS3-Standorte sind standardmäßig kompatibel. Nicht-CS3-Standorte sind kompatibel, wenn ein TCP/IP-Zugang vom VOB/VOC zu kompatiblen Gefahrenfeuersteuerungen bereitgestellt werden kann.

6.2 Licht

Kompatible Gefahrenfeuersteuerungen ohne erforderliches Hardware-Upgrade (Änderungen vorbehalten):

- Orga CIP-400-basierte Gefahrenfeuer (Steuerschrank CIP400°FW°ADLS kompatibel°v1.25+), Gefahrenfeuer FW°ADLS kompatibel – z.°B. L550 FW v1.28+)

Andere Gefahrenfeuer sind möglicherweise kompatibel und können auf projektspezifischer Basis geprüft werden.

6.3 WEA

Wie in Abschnitt 6.1, erwähnt, beruht die Integrationsoption für ein Drittanbieter-ADLS auf einer TCP/IP-Verbindung mit den Gefahrenfeuersteuerungen – es bestehen keine direkten Abhängigkeiten von Windenergieanlagen.

CS3-kompatible Windenergieanlagen:

- 4MW Mk3e oder neuer
- 2MW Mk11d oder neuer

Die Kompatibilität mit anderen Windenergieanlagen beruht auf der Netzwerkkonnektivität, die vom VOB/VOC zu den Gefahrenfeuersteuerungen in der Windenergieanlage bereitgestellt wird. Dies kann auf projektspezifischer Basis geprüft werden.

7 Verantwortung für die Zertifizierung

Die Gesamtverantwortung für die Zertifizierung liegt beim Lieferanten des Flugzeugerkennungssystems. Bei Bedarf stellt Vestas dem Lieferanten des Flugzeugerkennungssystems ein Dokumentationspaket zur Verfügung, wenn der Lieferant der Luftfahrtbehörde des jeweiligen Landes aktualisierte Unterlagen zur Verfügung stellen muss, um eine Zertifizierungszulassung zu erhalten.

8 Über VestasOnline® verfügbare Daten

Aktueller Status des Moduls für die Abschaltung von Gefahrenfeuern (Light Suppression Module). Über VestasOnline ist keine Steuerung des Light Suppression Module verfügbar, da der Drittanbieter für diese Steuerung über die Schnittstelle verantwortlich ist.

9 Integrationshardware

Mit dieser Lösung wird keine Hardware geliefert. Die Netzwerkgeräte zwischen ADLS und VOB sowie alle Verbindungen zwischen den Gefahrenfeuern und der Ausrüstung der Windenergieanlage werden von dieser Lösung nicht abgedeckt. Bitte wenden Sie sich für die Anforderungen an Ihren Vestas-Vertreter.

10 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse

- © 2020 Vestas Wind Systems A/S. Dieses Dokument wurde von Vestas Wind Systems A/S und/oder einer der Tochtergesellschaften des Unternehmens (Vestas) erstellt und enthält urheberrechtlich geschütztes Material, Markenzeichen und andere geschützte Informationen. Alle Rechte vorbehalten. Das Dokument darf ohne vorherige schriftliche Erlaubnis durch Vestas Wind Systems A/S weder als Ganzes noch in Teilen reproduziert oder in irgendeiner Weise oder Form – sei es grafisch, elektronisch oder mechanisch, einschließlich Fotokopien, Bandaufzeichnungen oder mittels Datenspeicherungs- und Datenzugriffssystemen – vervielfältigt werden. Die Nutzung dieses Dokuments über den ausdrücklich von Vestas Wind Systems A/S gestatteten Umfang hinaus

ist untersagt. Marken-, Urheberrechts- oder sonstige Vermerke im Dokument dürfen nicht geändert oder entfernt werden.

- Die im vorliegenden Dokument beschriebenen allgemeinen Spezifikationen gelten für die derzeitige Version der Integration von Drittanbieter-ADLS. Neuere Versionen des Produkts, die ggf. zukünftig hergestellt werden, können von der vorliegenden allgemeinen Spezifikation abweichen. Falls Vestas dem Empfänger eine neuere Version des Produkts liefert, wird das Unternehmen dem Empfänger eine aktualisierte allgemeine Spezifikation für die neuere Version bereitstellen.
- Dieses Dokument, die allgemeine Spezifikation, stellt kein Verkaufsangebot dar und enthält keinerlei ausdrückliche oder stillschweigende Gewährleistungen, Garantien, Versprechen, Verpflichtungen und/oder Zusicherungen von Vestas. Diese werden hiermit ausdrücklich von Vestas ausgeschlossen, es sei denn, es liegt eine ausdrückliche schriftliche Zusicherung von Vestas gegenüber dem Empfänger vor.
- Bilder und Illustrationen im vorliegenden Dokument können von der tatsächlichen Ausführung/Bauweise abweichen.
- VOB/VOC ist eine erforderliche Funktion, um die Integration von Drittanbieter-ADLS zu aktivieren
- Die Erkennung von Flugzeugen liegt in der alleinigen Verantwortung des Anbieters von Flugzeugerkennungssystemen. Daher fallen Vereinbarungen über die kommerzielle und Produkthaftpflicht nicht in den Leistungsumfang von Vestas und müssen zwischen dem Kunden des Windparks und dem Anbieter des Flugzeugerkennungssystems vereinbart werden.
- Upgrades von Gefahrenfeuern fallen nicht in den Geltungsbereich des Produkts und alle Kosten in Bezug auf Änderungen, Upgrades oder ähnliches sind nicht Teil des Produkts für die Integration von Drittanbieter-ADLS.



L240-XX-IRG-G

Deutsches 'Feuer W, (Rot)' LED Hindernisfeuer

Das L240 'Feuer W, (Rot)' ist ein Hindernisfeuer für den deutschen Windmarkt. Diese rot blinkende Hindernisbefeuerung für die Nachtmarkierung erfüllt vollständig die Anforderungen der Deutschen Hindernisfeuer AVV. Das Feuer vereint die Vorteile fortschrittlicher LED-, optischer und Systemsteuerungstechnologien und ist damit sichtbar für Piloten mit Nachtsichtgeräten (NVG).



HAUPTMERKMALE

- Fünf Jahre Garantie
- Gehäuse auf Basis von 30 Jahren Erfahrung im Offshore-Produktdesign
- Leichtes Gewicht und einfach zu installieren
- Extrem niedriger Windfaktor
- Integriertes Design mit eingebauter Fotozelle und Überwachung
- Keine zusätzlichen Netzteilgehäuse erforderlich
- Integrierte GPS-basierte Blitzsynchronisation zwischen Feuern. UTC 0.0.0
- Über die Lebensdauer ist keine Wartung erforderlich
- Das optische Design von Orga erzeugt einen hochpräzisen und gleichmäßigen schmalen Lichtstrahl
- Extrem geringer Stromverbrauch
- Das Netzteil mit langer Lebensdauer entspricht der LED-Lebensdauer und verwendet keine Elektrolytkondensatoren
- Blinkendes sichtbares rotes Licht und/oder nur zusätzliche IR-blinkende Lichtleistung
- Hergestellt in den Niederlanden

Standards / Zertifizierung

- In Übereinstimmung mit AVV (2020) (Deutsche „Allgemeine Verwaltungsverordnung zur Kennzeichnung und Beleuchtung von Hindernissen für die Flugsicherung“) "Feuer W, Rot"

Leistungsmerkmale

- Horizontales Strahlmuster: 360 °
- Intensität Rotes Licht: siehe Tabelle
- Intensitäts-IR-Licht: siehe Tabelle
- Infrarotwellenlänge ~850 nm
- Der Infrarotstrahl entspricht den AVV-Standards

Elektrische Eigenschaften

- Betriebsspannung: 120-240 VAC
- Nominal 50-60Hz
- Stromverbrauch: siehe Tabelle
- Überspannungsschutz: Klasse III gemäß IEC61643-1

Technische Eigenschaften

- Abmessungen: (L x B x H): siehe Zeichnung
- Gewicht: <3 kg
- Schutzart Design: IP66
- Betriebstemperaturbereich: -40°C / + 55 °C
- Lieferung mit vormontiertem Orga-Kabel für einfache Installation und hohe Zuverlässigkeit
- Kabelbiegeradius: statischer 7x Kabeldurchmesser
- Äußerer Kabeldurchmesser Ø12,5 +/- 0,5 mm
- Kabelgewicht: 261 g/m

Systemdesign, Steuerung und Überwachung

- Verwendung als eigenständiges Feuer oder in einem Mehrlichtsystem mit einem Orga CIP-Controller
- Die optionalen Orga CIP-Controller-Funktionen bieten Steuerungsschnittstellen für:
 - Eingabe zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK)
 - Sichtweitenbedingung Eingabe mit variabler Intensität; Intensitätsstufen 30% und 10%
 - Eingabe / Übersteuerung der Fotozellenfernsteuerung

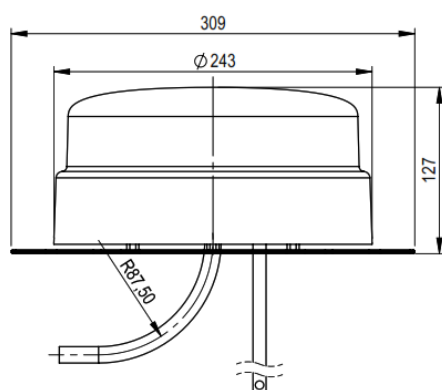


L240-XX-IRG-G

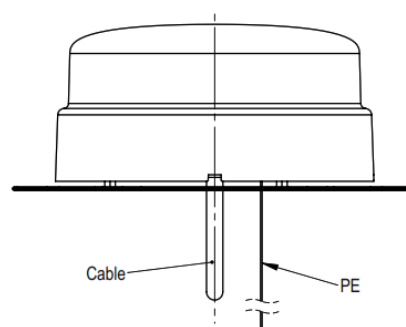
Deutsches 'Feuer W, (Rot)' LED Hindernisfeuer

Product	Additional information							
Type	Light performance			Power consumption (W) @ 20 °C			Standard	Mounting Bracket (240x240mm)
	Day	Twilight	Night	Day	Twilight	Night		
L240-GFW-IRG-G	-	-	„Feuer W“ + IR 60 fpm	1 W	1 W	9 W	AVV	- BR
L240-IRG-G	-	-	IR flashing 60 fpm	1 W	1 W	2 W	AVV	- BR

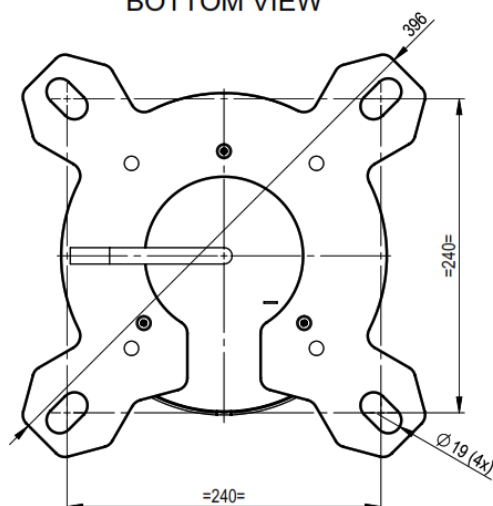
FRONT VIEW



RIGHT VIEW



BOTTOM VIEW



Zertifikat

nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift

**zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage
bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz**

Art des Feuers	Feuer W, rot IR-Feuer
Hersteller	ORGA BV Strickledeweg 13 3125 AT Schiedam (Niederlande)
Typenbezeichnung	L240-GFW-IRG-G

Aufgrund der technischen Überprüfung durch die Fachstelle der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung für Verkehrstechniken vom 30.07.2020 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen und/oder radiometrischen Anforderungen gemäß AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 24. April 2020 (BAnz AT 30.04.2020 B4 vom 30.04.2020) entspricht. Die Ergebnisse der Prüfung sind im Prüfbericht LS227, vom 27.08.2020 dokumentiert.

Der Leuchtentyp darf, vorbehaltlich einer Änderung der genannten Anforderungen und unter Einhaltung eventueller Vorgaben auf Grund des Prüfprotokolls, zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen verwendet werden.

Koblenz, den 27.08.2020




(Polschinski)

PUBLIC



T05

DOKUMENT:
0049-8134.V17BESCHREIBUNG:
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)

Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

Versionshistorie

VERSION:	DATUM:	ÄNDERUNG: :
00	17/12/2014	Erstfassung MASEP
01	13/01/2015	Korrigierte Turmkennzeichnung
02	14/01/2015	Korrigierte CoolerTop-Kennzeichnung, Sichtweitenmessgerät und USV
03	03/08/2015	Neue Türme hinzugefügt und an neue AVV (vom 10.07.2015) angepasst
04	31/08/2015	V136 hinzugefügt, V126 Turmbefuerung korrigiert
05	18/12/2015	Tageskennzeichnung von Maschinenhäusern an Windenergieanlagen <150 m korrigiert, neue Maschinenhauskennzeichnung
06	01/02/2016	Redaktionelle Änderungen, aktualisierte Turmbefuerungen V126 & V136
07	10/11/2016	166m Turm zu der V126 und V136 zugefügt
08	23/06/2017	V126 MK3B HTq, V136 MK3E, und V150 zugefügt
09	23/02/2018	V150-4.2MW 145mNH zugefügt
10	15/01/2019	V150-5.6 und V162-5.6MW zugefügt
11	31.07.2019	V162-5.6 auf 166m – Turmbefuerung wegen Turmflansch verlegt
12	06.09.2019	Kap. 2.5: Dargestellter Wert Abstand Blattspitze zu Turmzentrum der V150 nicht korrekt – gilt nicht für beide V150 Varianten. Alle dargestellten Dimensionen zum Abstand Blattspitze zu Turmzentrum in Kapitel 5 entfernt. [4] in Kap. 2 ergänzt um 0067-0753
13	28.11.2019	CHT Betonfarbe und 169m NH Anpassungen gemacht
14	21.04.2020	V136-4.2MW auf 82m hinzugefügt, AVV 2020 Anpassungen
15	16.06.2020	V136-3.45/3.6/4.0/4.2MW auf 149m Nabenhöhe korrigiert, AVV Link korrigiert
16	06.10.2020	V162-5.6MW wurde für NH 119m und 169m auf 6.0MW erweitert
17	26.10.2020	Aufnahme V150-5.6MW 105 m Nabenhöhe

Inhaltsverzeichnis

1. GESETZLICHE GRUNDLAGE FÜR KENNZEICHNUNGSANFORDERUNGEN	4
1.1. GELTUNGSBEREICH	4
1.2. ANFORDERUNGEN AN DIE TAGESKENNZEICHNUNG	4
1.3. BESTANDTEILE DER NACHTKENNZEICHNUNG.....	5
1.3.1. MASCHINENHAUSBEFEUERUNG	5
1.3.2. TURMBEFEUERUNG	5
1.3.3. ZUSATZEINRICHTUNGEN	5
1.3.4. NACHTKENNZEICHNUNG VON VESTAS WINDENERGIEANLAGEN	6
2. ANLAGENKENNZEICHNUNGEN – STANDARD NACH AVV	7
2.1. V112-3.3 MW UND 3.45 MW	7
2.1.1. 94M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	7
2.1.2. 119M NABENHÖHE (175M SPITZENHÖHE)	8
2.1.3. 140M NABENHÖHE (196M SPITZENHÖHE)	9
2.2. V117-3.3MW UND 3.45MW	10
2.2.1. 91,5M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	10
2.2.2. 116,5M NABENHÖHE (175M SPITZENHÖHE)	11
2.2.3. 141,5M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	12
2.3. V126-3.3MW, 3.45MW, UND 3.6MW.....	13
2.3.1. 87M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	13
2.3.2. 117M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE)	14
2.3.3. 137M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	15
2.3.4. 149 M NABENHÖHE (212 M SPITZENHÖHE)	16
2.3.5. 166 M NABENHÖHE (229 M SPITZENHÖHE)	17
2.4. V136-3.45/3.60/4.0/4.2 MW	18
2.4.1. 82 M NABENHÖHE (150 M SPITZENHÖHE)	18
2.4.2. 112 M NABENHÖHE (180 M SPITZENHÖHE)	19
2.4.3. 132 M NABENHÖHE (200 M SPITZENHÖHE)	20
2.4.4. 149 M NABENHÖHE (217 M SPITZENHÖHE)	21
2.4.5. 166 M NABENHÖHE (234 M SPITZENHÖHE)	22
2.5. V150-4.0 / 4.2 MW / 5.6MW	23
2.5.1. 125 M NABENHÖHE* (200 M SPITZENHÖHE)	23
2.5.2. 145M NABENHÖHE (220M SPITZENHÖHE)	24
2.5.3. 148M NABENHÖHE (223M SPITZENHÖHE)	25
2.5.4. 166/169M NABENHÖHE (241/244M SPITZENHÖHE)	26
2.6. V162-5.6 / 6.0 MW	28
2.6.1. 119 M NABENHÖHE (200 M SPITZENHÖHE)	28
2.6.2. 148M NABENHÖHE (229M SPITZENHÖHE)	29
2.6.3. 166M/169M NABENHÖHE (247/250M SPITZENHÖHE)	30

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 4/31

3. VERWEISE 31

1. Gesetzliche Grundlage für Kennzeichnungsanforderungen

Die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (im Folgenden „die AVV“) [1] regelt die Anforderungen der Hindernisskennzeichnung an in Deutschland errichteten Windenergieanlagen. Das vorliegende Dokument erläutert die zur Erfüllung der Anforderungen der AVV in der aktuellen, im Staatsanzeiger im April 2020 veröffentlichten Fassung erforderliche Standardkonfiguration der von Vestas gelieferten Windenergieanlagen. Im Zuge des Antragsverfahrens für eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung kann die örtliche Luftfahrtbehörde nach eigenem Ermessen den Wunsch nach zusätzlichen Kennzeichnungen äußern, um dadurch die Luftverkehrssicherheit in der Region verantwortlich zu gewährleisten. Sie kann bei Errichtung an Standorten mit geringem Gefährdungspotenzial auch einer eingeschränkten Kennzeichnung aus ästhetischen Gründen zustimmen (z.B. Blockbefeuerung). In Einzelfällen können also von Vestas Abweichungen von den hier gezeigten Standardkennzeichnungen gefordert werden.

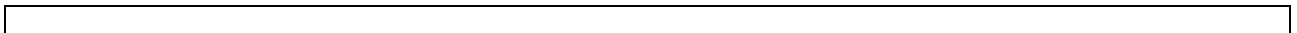
1.1. Geltungsbereich

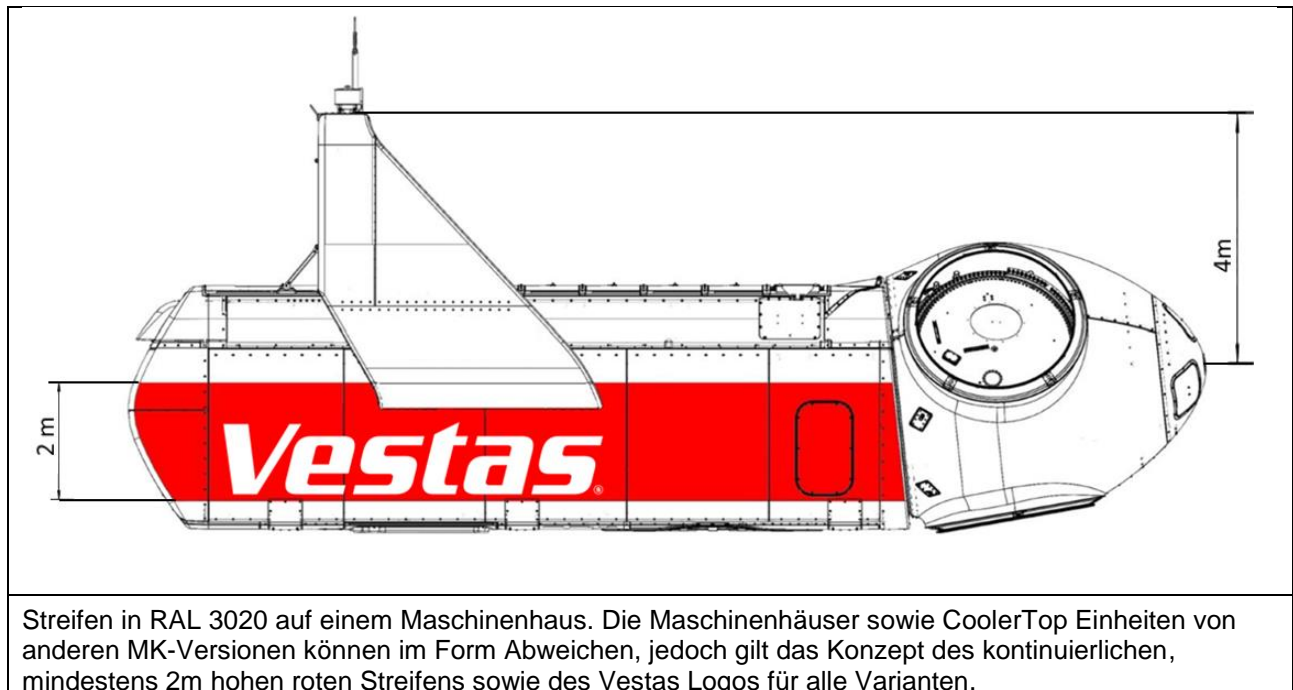
Die AVV beschreibt in ihrer aktuellen Fassung die erforderliche Kennzeichnung von Bauwerken innerhalb von Flugplatzbereichen, von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 150 m in dicht besiedelten Gebieten außerhalb von Flugplatzbereichen sowie von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 100 m in weniger dicht besiedelten Gebieten außerhalb von Flugplatzbereichen. In der Regel fallen Windenergieanlagen nur in die letzte Kategorie. Daher sind die in diesem Dokument beschriebenen Kennzeichnungen so konfiguriert, dass sie den Anforderungen an diese Kategorie entsprechen. Sofern keine abweichenden Einzelfallregelungen vorliegen, sind alle Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks mit diesen Kennzeichnungen zu liefern. Das vorliegende Dokument bezieht sich auf Onshore-Anlagen. Für Windparks im Küstenvorfeld können daher zusätzliche Vorschriften gelten.

1.2. Anforderungen an die Tageskennzeichnung

Die für Windenergieanlagen geltenden Tageskennzeichnungen werden in den Kapiteln 2 und 4 der AVV behandelt. Als Hauptanforderung gilt die Sichtbarkeit der Windenergieanlage aus der Luft durch einen rot/weißen Anstrich. Bei Kennzeichnung durch weiß-rote Streifen sind die folgenden Kombinationen zulässig: vgl. AVV Teil 2 – Technische Spezifikationen Punkt 4 sowie Teil 4 – Windenergieanlagen, Abschnitt 2 – Tageskennzeichnung Punkt 14.

Stahltürme, Maschinenhäuser und Rotorblätter von Vestas Windenergieanlagen sind mit RAL 7035 angestrichen. Betonsegmente bei Hybridtürmen werden in der Standardkonfiguration ohne Anstrich in Beton-Grau ausgeliefert, der Farbton von Beton ähnelt mit dem Farbton RAL 7035, weshalb ein zusätzlicher Anstrich nicht notwendig ist. Optional kann ein Anstrich in RAL 7035 angeboten werden. Daher werden die roten Streifen am Turm, am Maschinenhaus sowie auf den Rotorblättern in RAL 3020 ausgeführt. Dies sind die im vorliegenden Dokument dargestellten Konfigurationen. Die folgende Abbildung zeigt die Maschinenhaus-Kennzeichnung. Wie in der AVV angefordert, läuft der rote Streifen mit einer Höhe von mindestens 2m um das Maschinenhaus herum. Grafische Elemente beanspruchen maximal ein Drittel der Fläche der jeweiligen Maschinenhausseite.





1.3. Bestandteile der Nachtkennzeichnung

Die Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen bis zu einer Gesamthöhe von 315m ist gemäß Teil 4 – Windenergieanlagen, Abschnitt 3 Nachtkennzeichnung der AVV auszuführen. Die Nachtkennzeichnung der Windenergieanlagen ist durch das spezielle deutsche „Feuer W, rot“ oder „Feuer W, rot ES“ zu erfolgen. Nach Ziffer 16.4 ist zusätzlich eine Infrarotkennzeichnung gemäß Anhang 3 der AVV auf dem Maschinenhausdach vorzusehen.

1.3.1. Maschinenhausbefuerung

Die Lampen müssen paarweise auf dem Dach des Maschinenhauses angebracht werden, um zu gewährleisten, dass jederzeit mindestens ein Feuer aus jeder Richtung sichtbar ist. Die Bauwerksspitze darf bis einschließlich 315m betragen. Die Blinkfolge wird in der AVV festgelegt..

1.3.2. Turmbefuerung

Gemäß AVV müssen Windenergieanlagen mit einer maximalen Spitzenhöhe von mehr als 150 m mit einer zusätzlichen Hindernisbefuerungsebenen am Turm ausgestattet werden, wobei aus jeder Richtung mindestens zwei Hindernisfeuer sichtbar sein müssen. Diese ist auf halber Höhe zwischen Gondelbefuerung und Geländeoberkante anzubringen und darf technisch bedingt davon abweichen.

1.3.3. Zusatzeinrichtungen

Eine bestimmte Reduzierung der Lichtstärken der Tagesbefuerung (Gefahrenfeuer und Feuer W, rot) abhängig von den Messungen eines zertifizierten Sichtweitenmessgerätes ist zulässig.

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 6/31

Einem Ausfall der Hindernisbefeuerung ist durch Installation einer Notstromversorgung mit ausreichender Kapazität zur Überbrückung der Stromversorgung von mind. 16h vorzubeugen. Die Aktivierung der Notstromversorgung darf nicht später als 2 Minuten nach dem Stromausfall erfolgen. Fehler in diesem Ablauf, die einen Ausfall der Befeuerung verursachen, müssen eine entsprechende Meldung an den Anlagenbetreiber auslösen, sodass dieser die NOTAM-Zentrale unverzüglich telefonisch benachrichtigen kann. Ist eine Behebung innerhalb von zwei Wochen nicht möglich, so ist die NOTAM-Zentrale nach zwei Wochen erneut zu informieren.

1.3.4. Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen

Vestas Windenergieanlagen werden in Deutschland standardmäßig mit zwei blinkenden Feuern W, rot, in Kombination mit einer Infrarotbefeuerung auf dem CoolerTop (ca. 4 m über der Nabenhöhe) geliefert. Die allgemeine Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [2]. Eine Tageskennzeichnung mittels Weißblitz ist nicht vorgesehen.

Eine zusätzliche Befeuerung des Turms mit einer Reihe von vier Hindernisfeuern, die um den Turmumfang in rechten Winkeln zueinander angeordnet sind, ist gemäß den folgenden Zeichnungen installiert. Technisch bedingt kann zu marginalen Abweichungen der Höhe der Turmbefeuerungsebene kommen. Die Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [3].

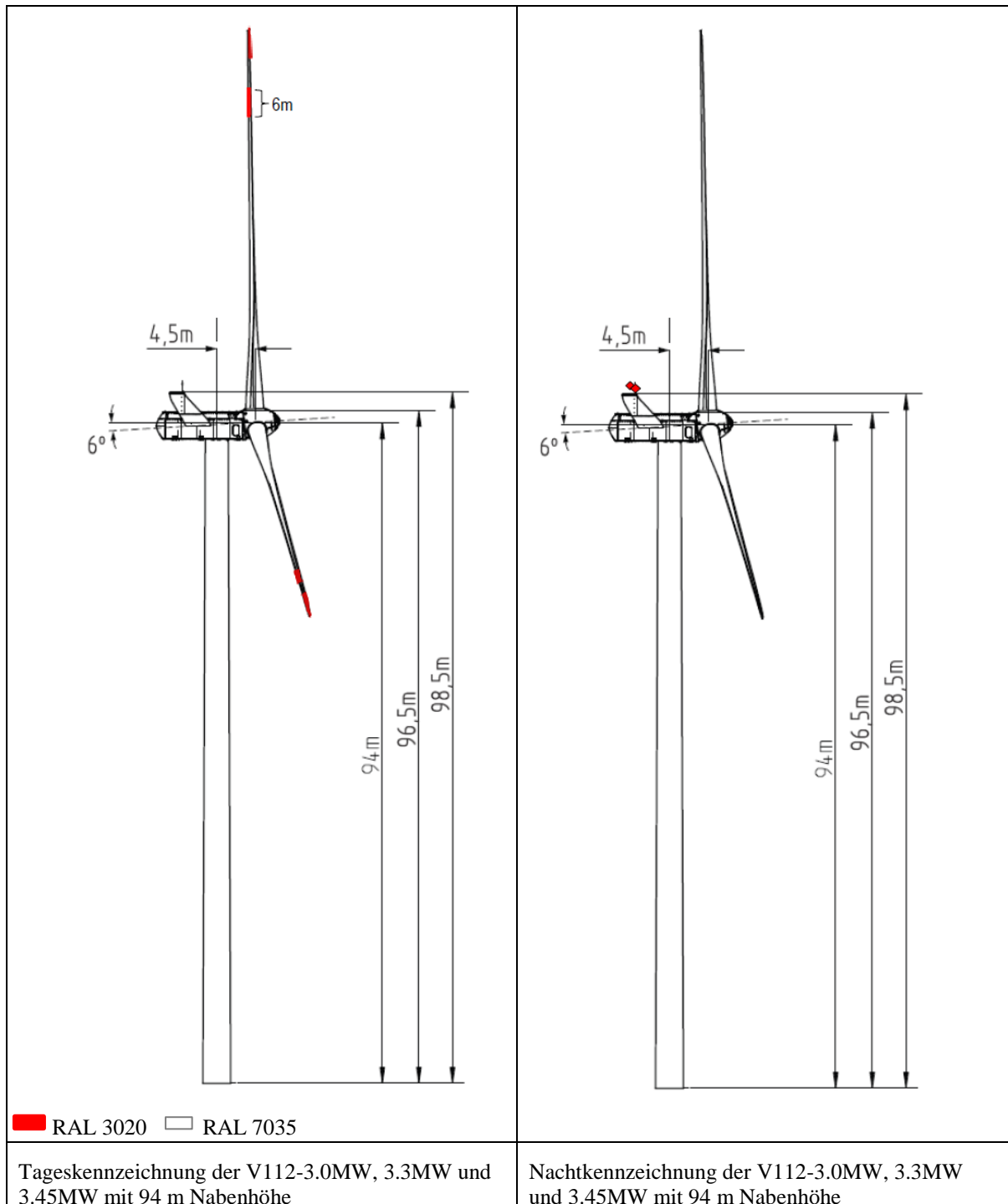
Optional ist auf Wunsch ein Sichtweitenmessgerät gemäß Spezifikation in [4] und/oder eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) gemäß Spezifikation in [5] von Vestas erhältlich, um den Störeinfluss der Befeuerung zu reduzieren bzw. um der Forderung der AVV nach einer Notversorgung der Befeuerung während eines Netzausfalls nachzukommen.

2. Anlagenkennzeichnungen – Standard nach AVV

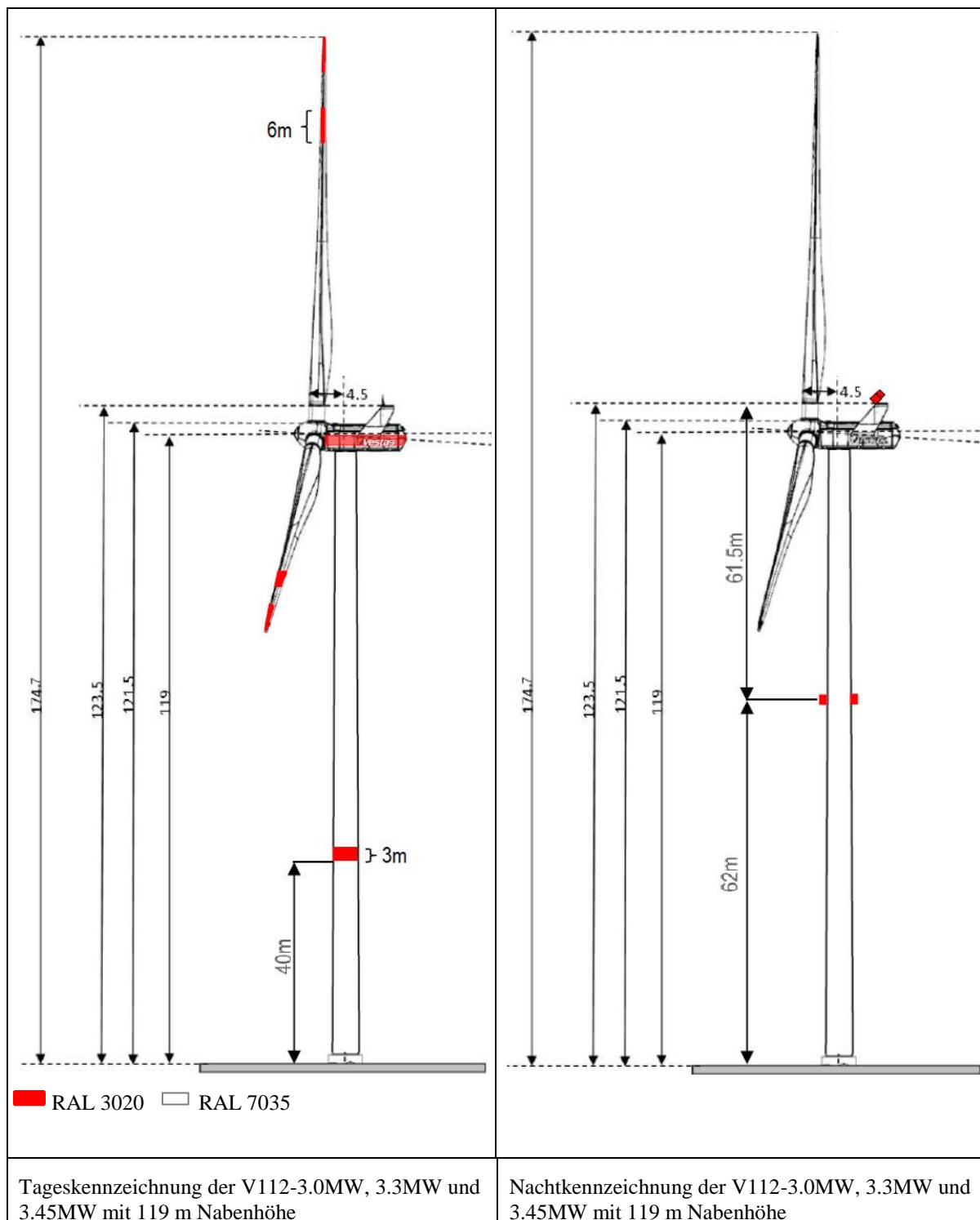
Die Grafiken auf den folgenden Seiten zeigen die standardmäßig konfigurierten Tages- und Nachtkennzeichnungen an Vestas-Produkten aus dem aktuellen deutschen Lieferprogramm.

2.1. V112-3.3 MW und 3.45 MW

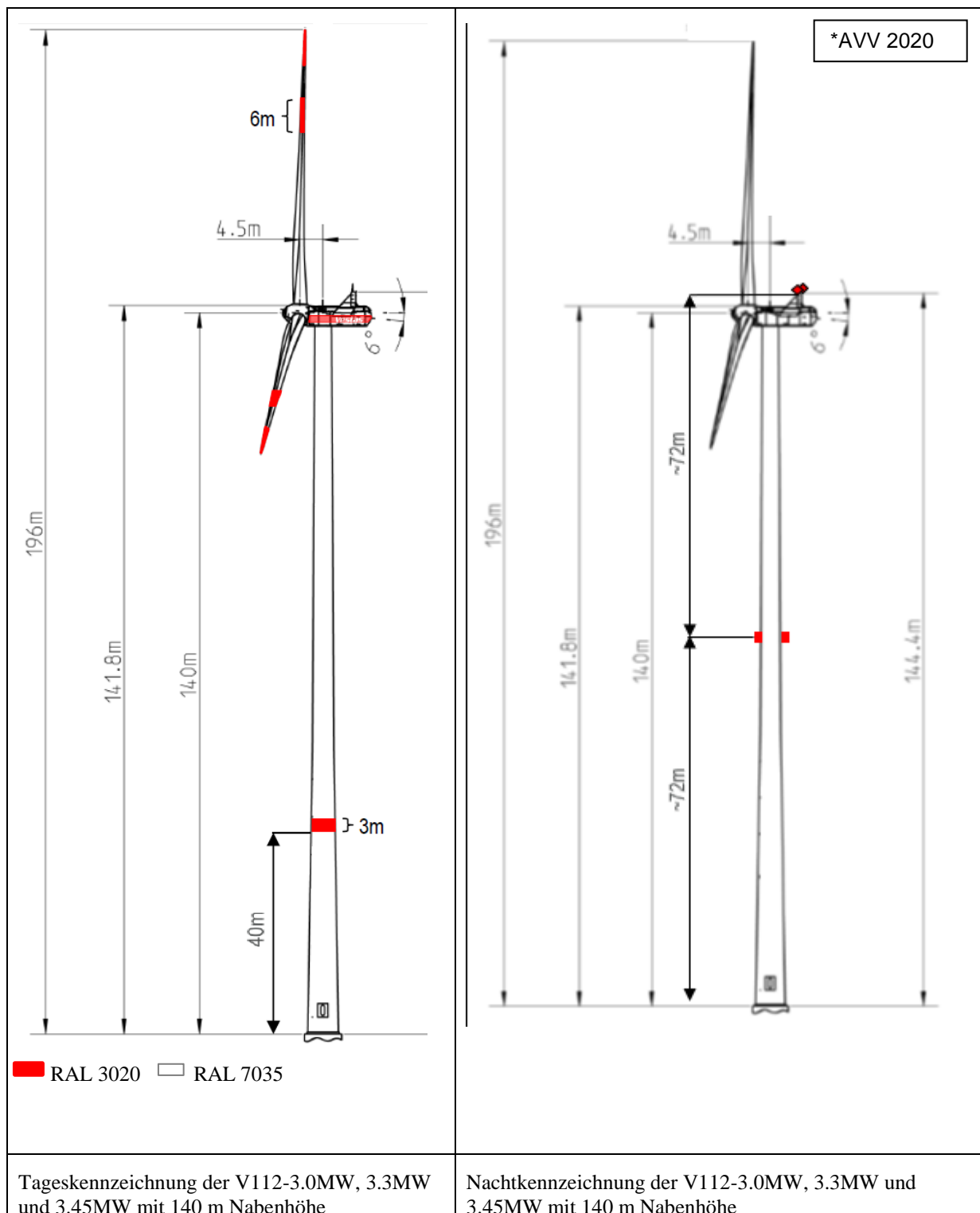
2.1.1. 94m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



2.1.2. 119m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



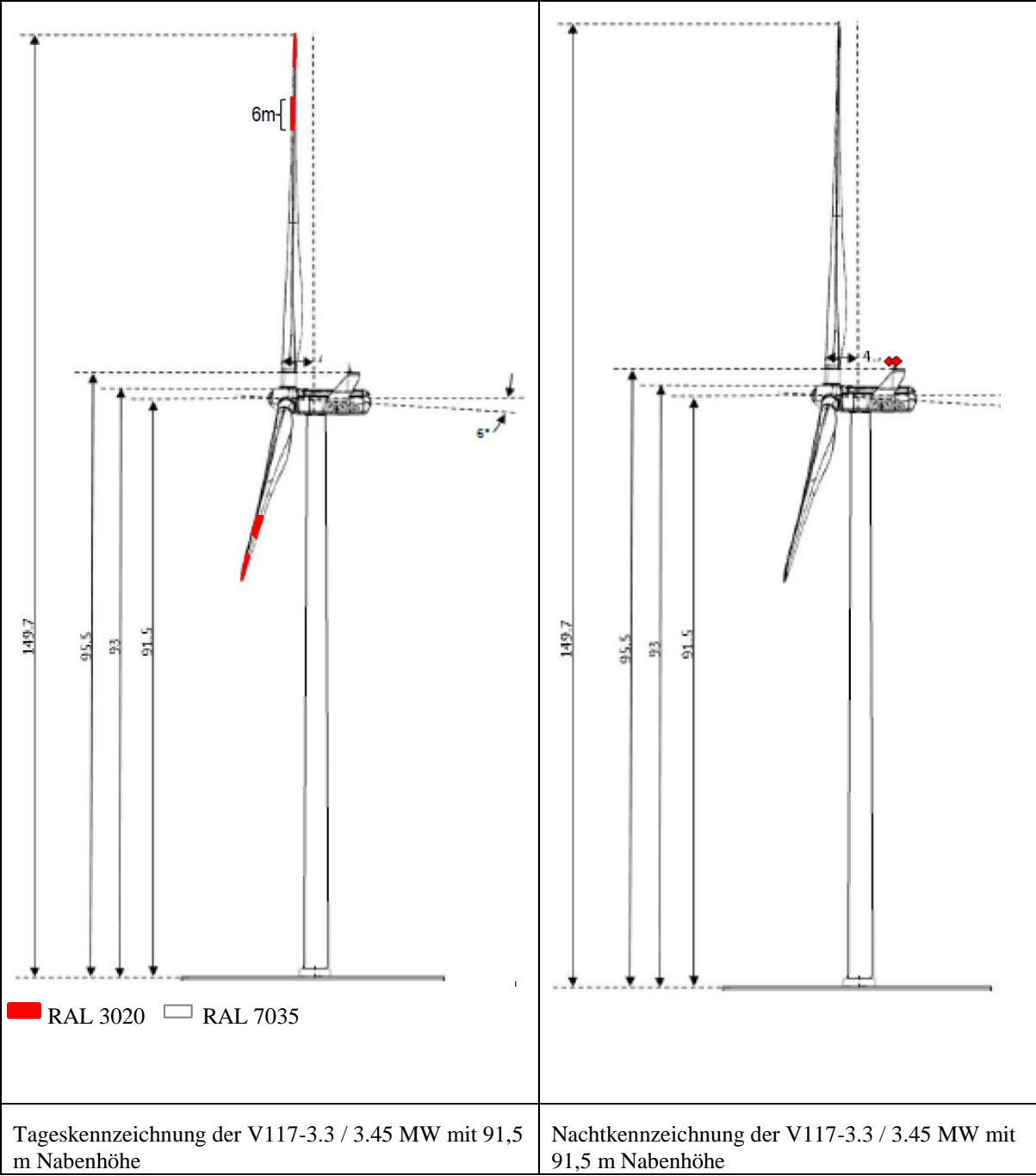
2.1.3. 140m Nabenhöhe (196m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 10/31

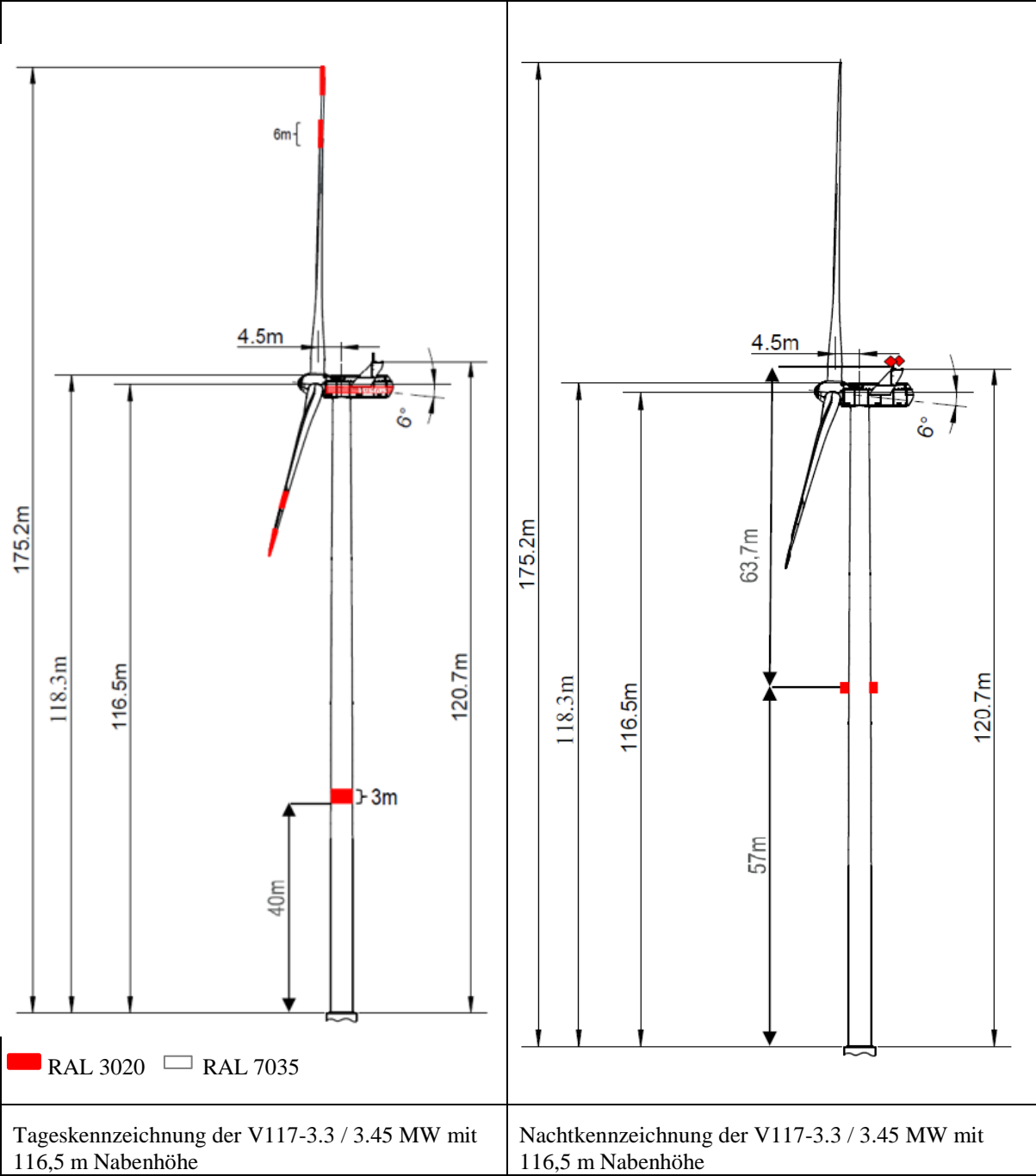
2.2. V117-3.3MW und 3.45MW

2.2.1. 91,5m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



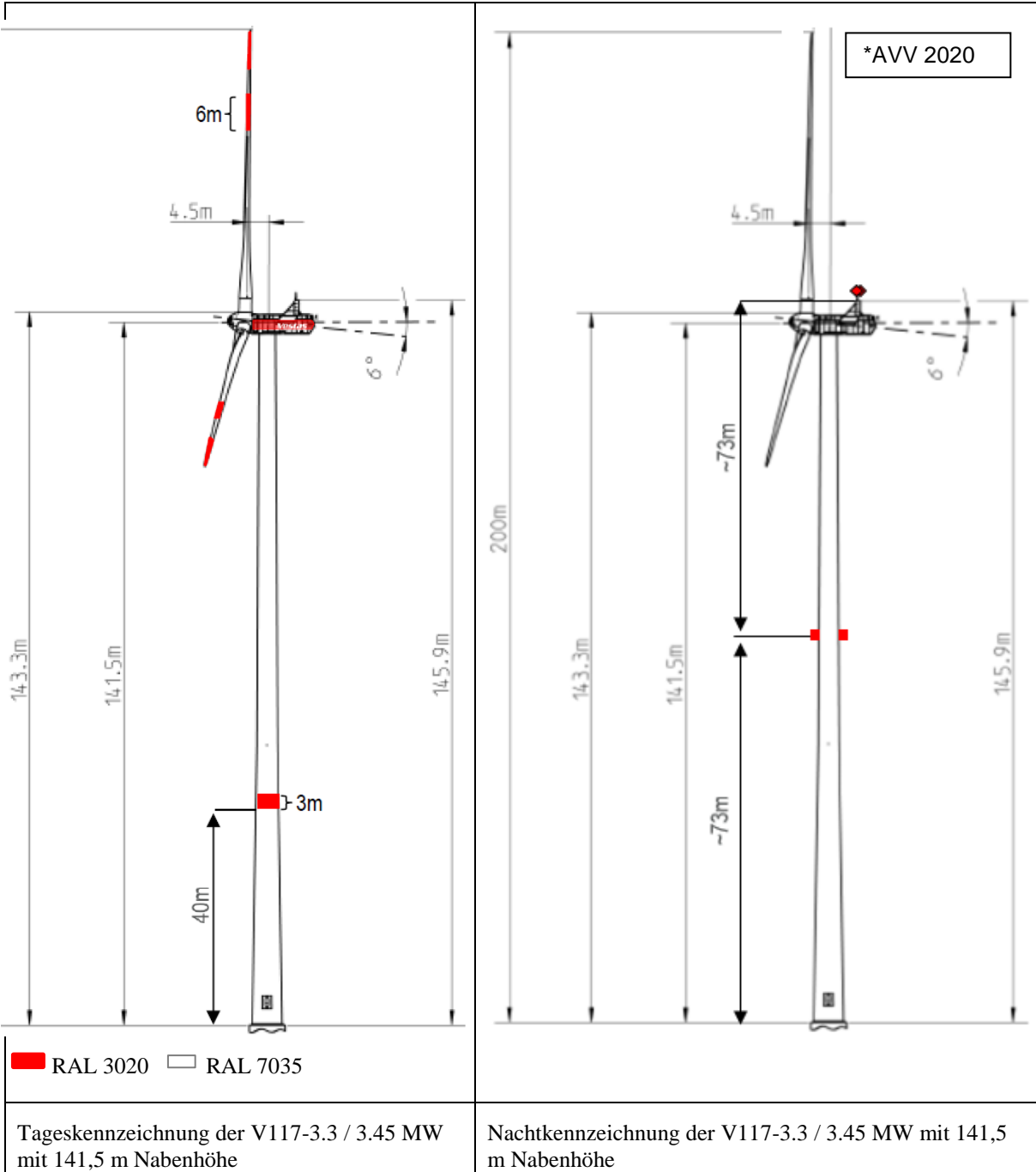
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 11/31

2.2.2. 116,5m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 12/31

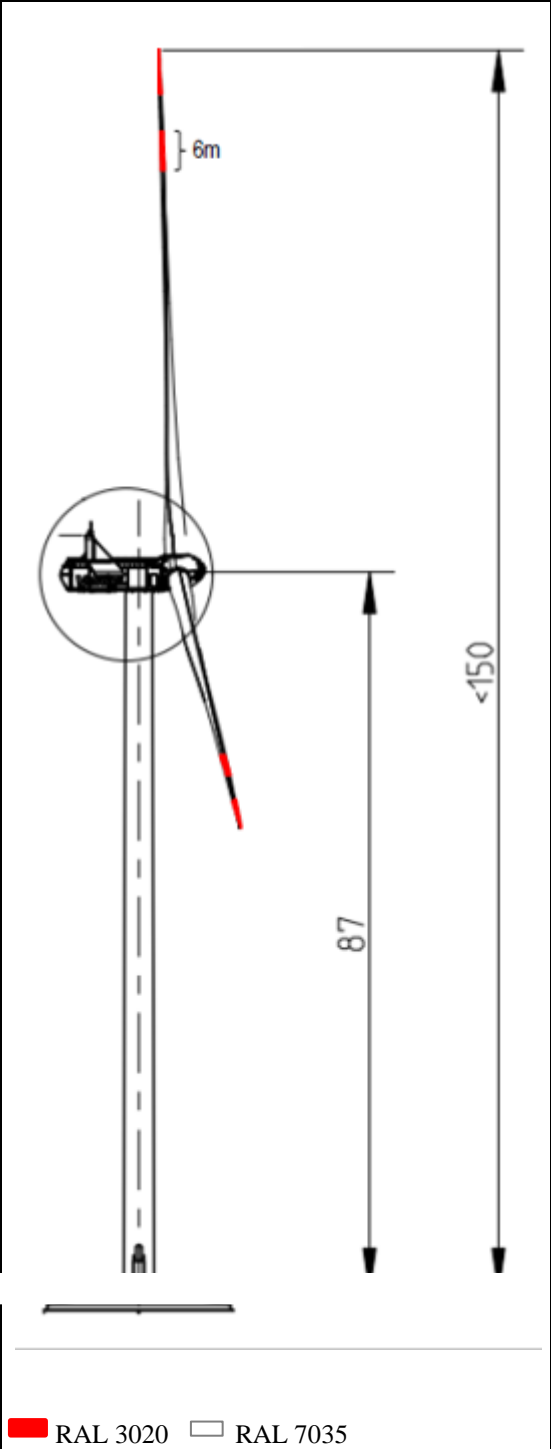
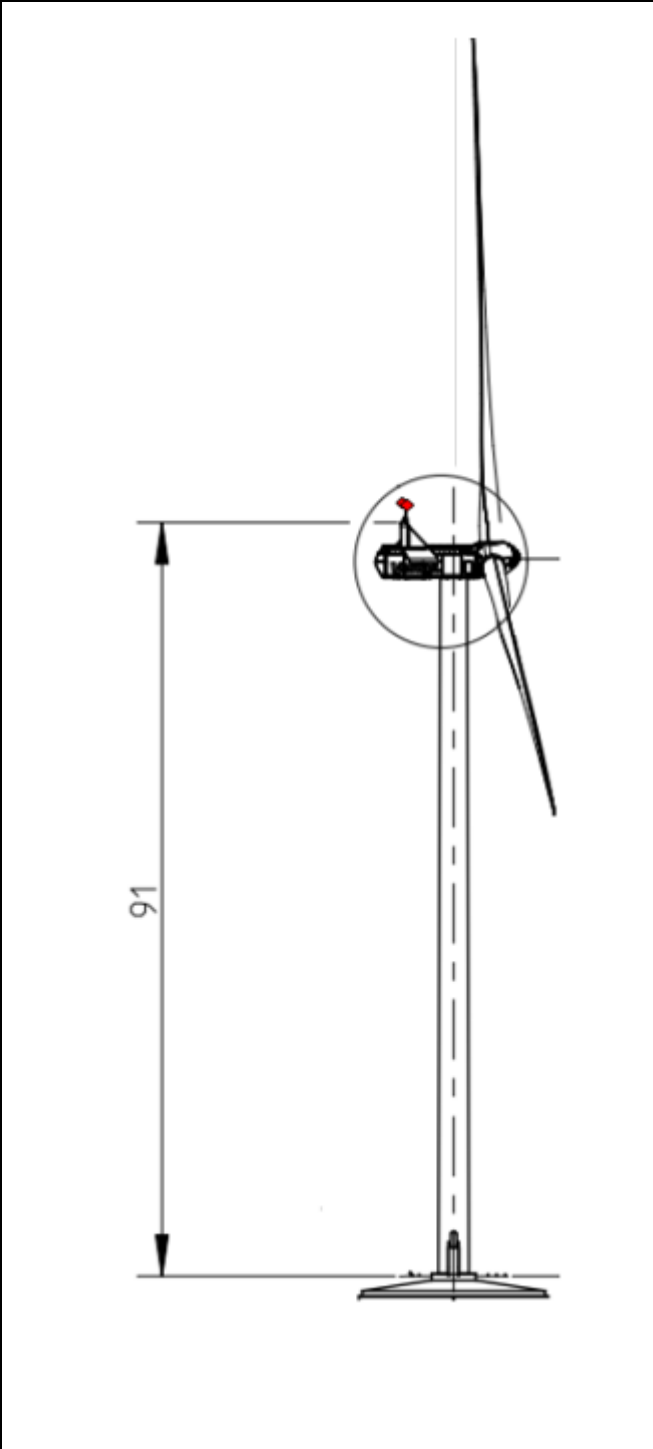
2.2.3. 141,5m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 13/31

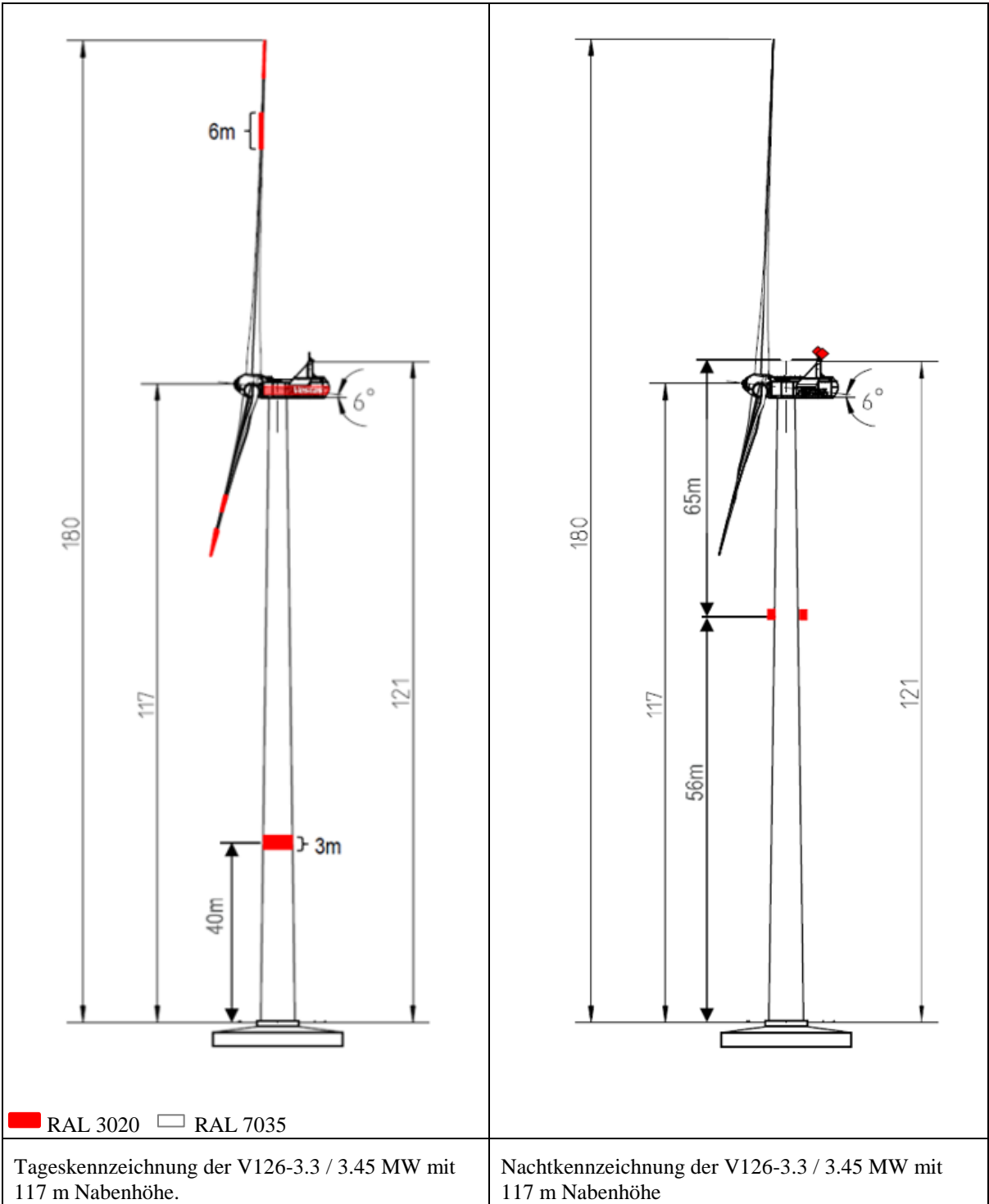
2.3. V126-3.3MW, 3.45MW, und 3.6MW

2.3.1. 87m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)

 <p>■ RAL 3020 □ RAL 7035</p> <p>Tageskennzeichnung der V126-3.45 / 3.6 MW mit 87m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V126-3.3/3.45 (MK3A) verfügbar.</p>	 <p>Nachtkennzeichnung der V126-3.45 / 3.6 MW mit 87m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V126-3.3/3.45 (MK3A) verfügbar.</p>
--	---

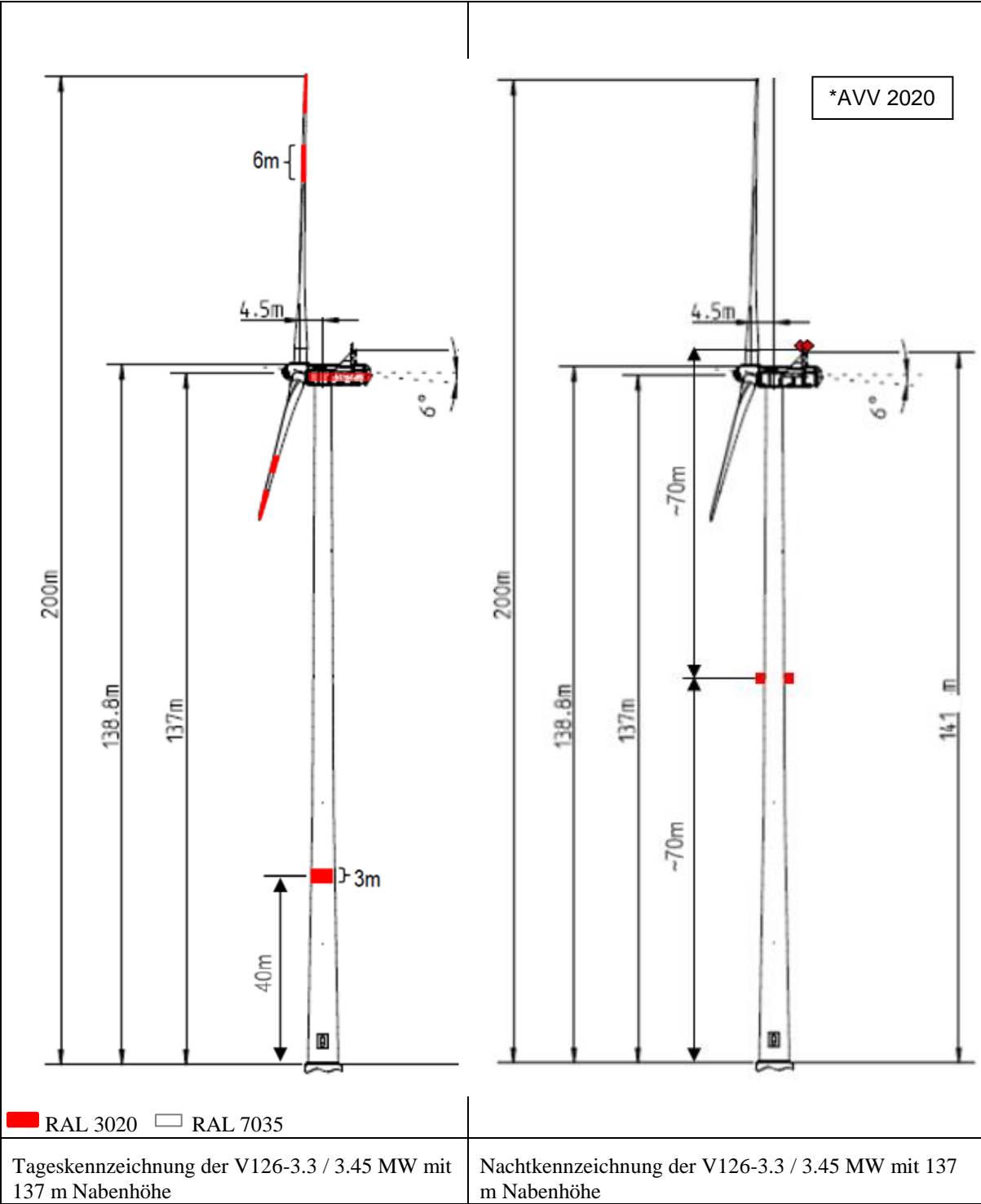
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 14/31

2.3.2. 117m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



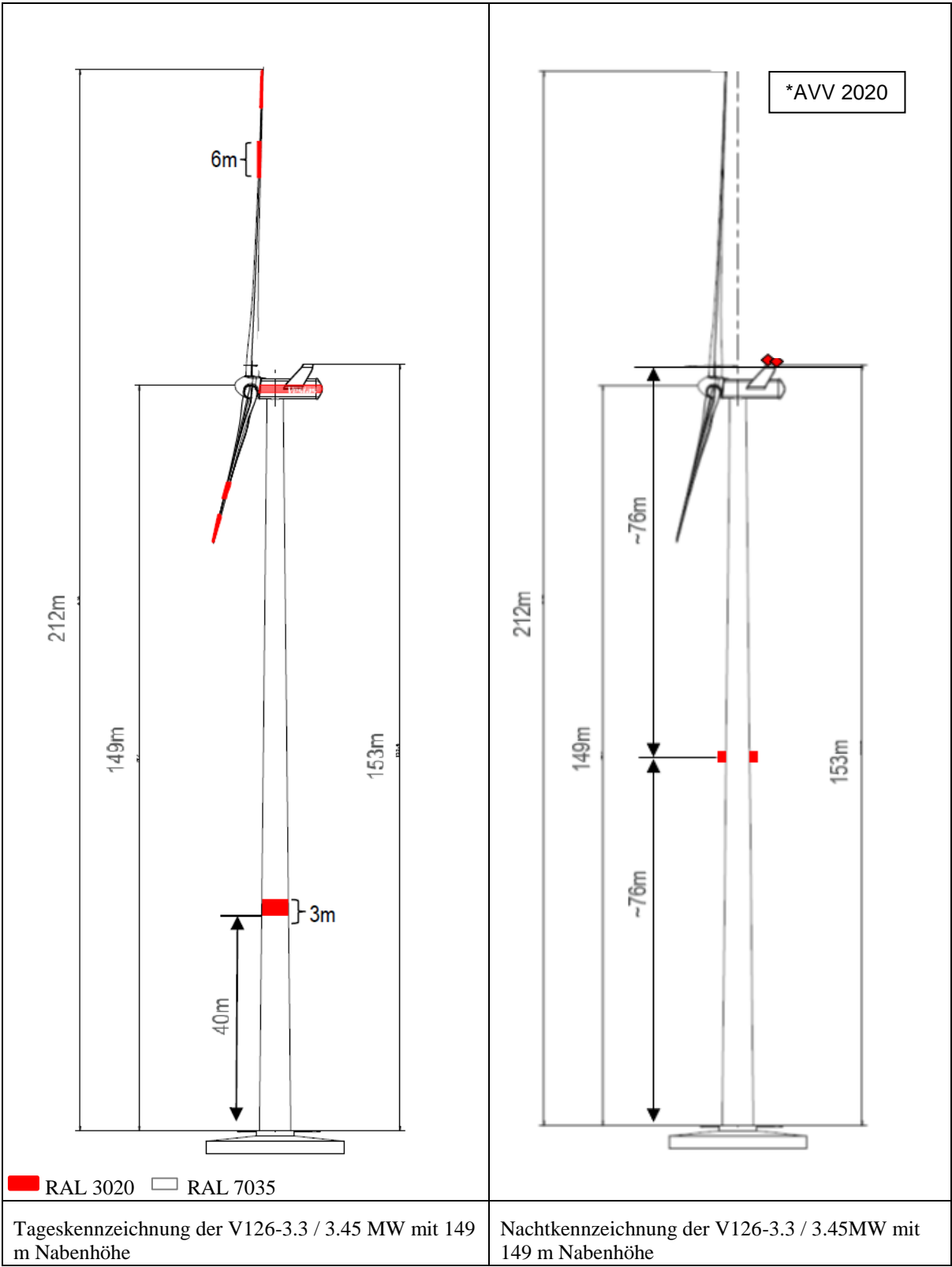
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 15/31

2.3.3. 137m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)

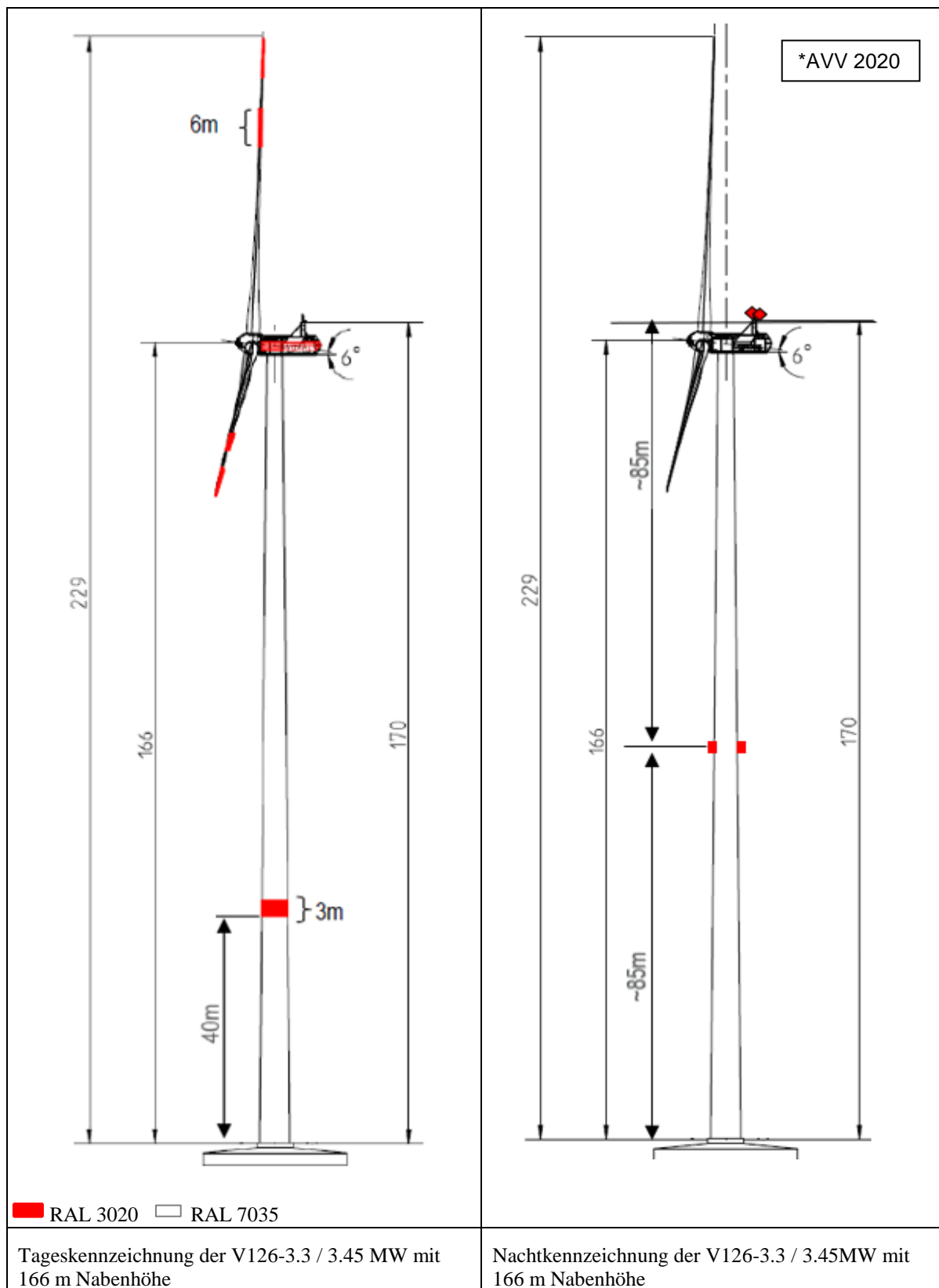


PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 16/31

2.3.4. 149 m Nabenhöhe (212 m Spitzenhöhe)



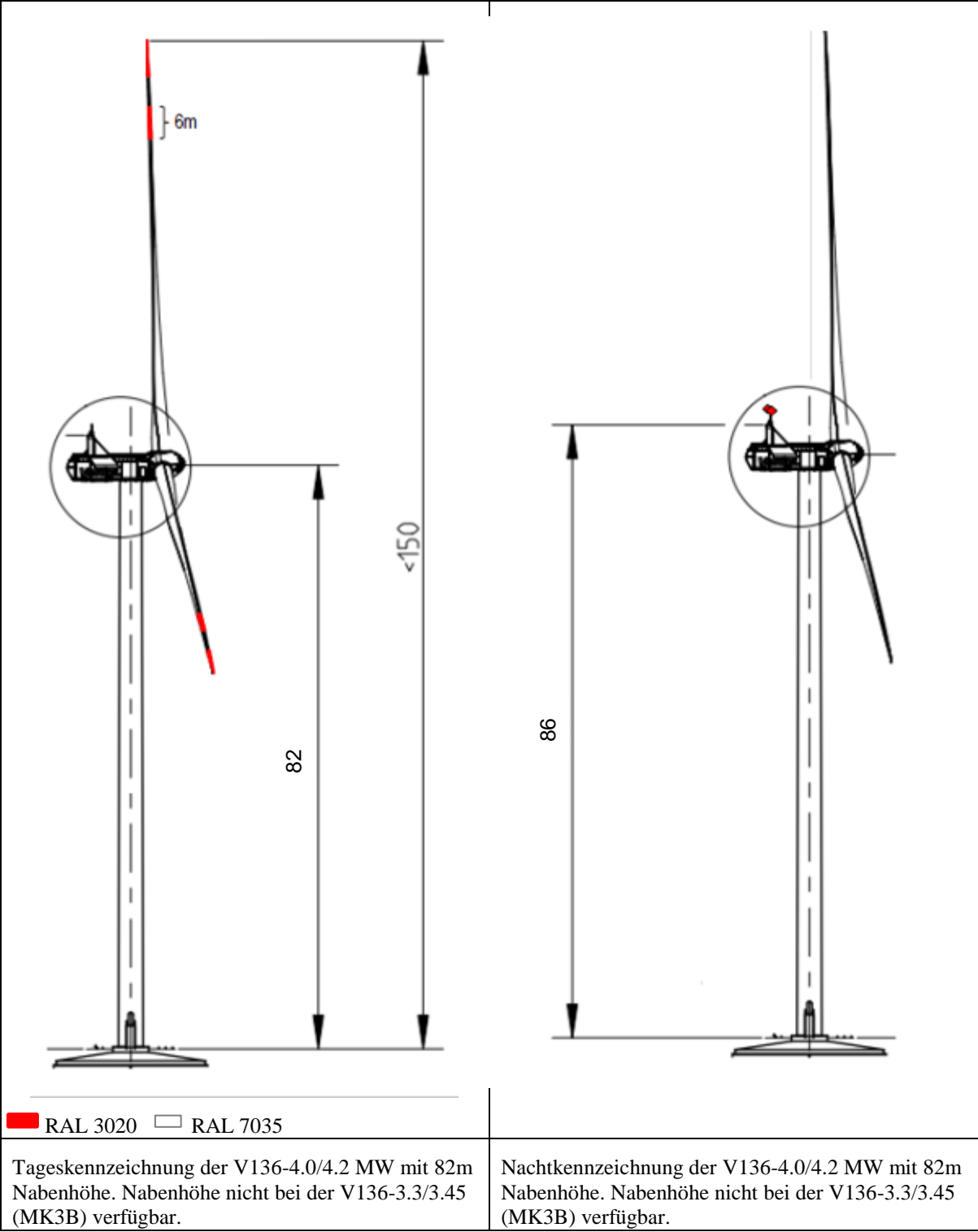
2.3.5. 166 m Nabenhöhe (229 m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 18/31

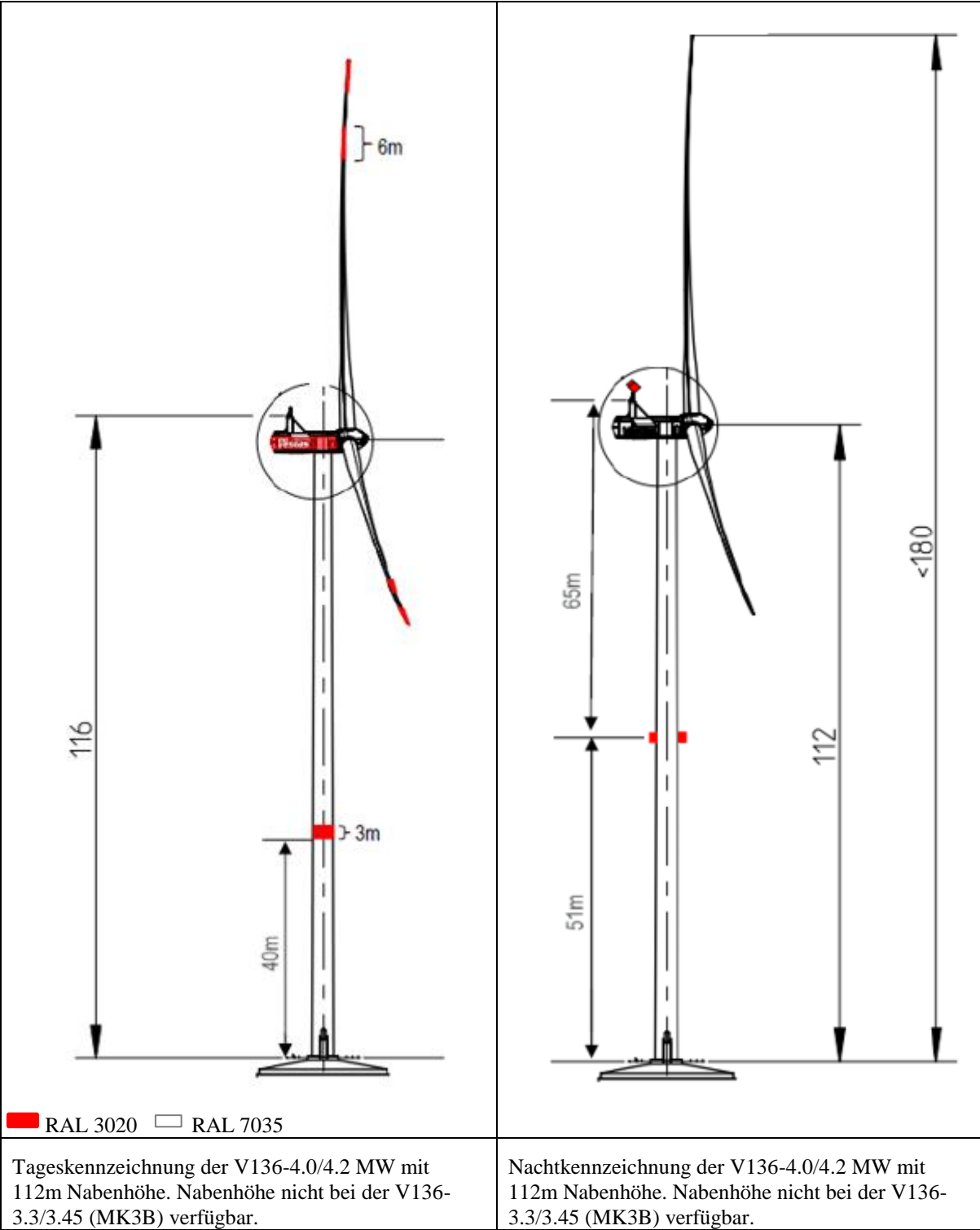
2.4. V136-3.45/3.60/4.0/4.2 MW

2.4.1. 82 m Nabenhöhe (150 m Spitzenhöhe)



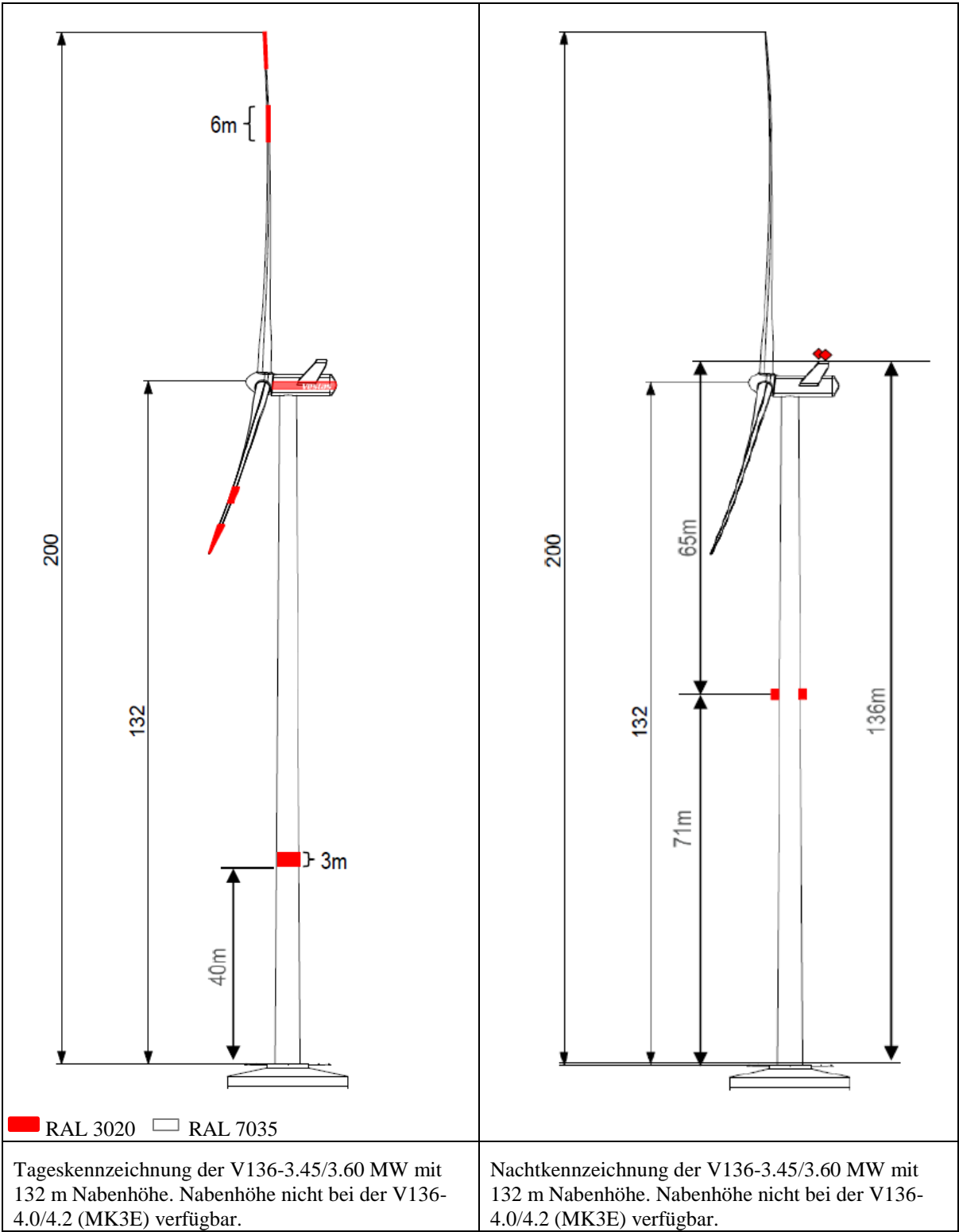
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 19/31

2.4.2. 112 m Nabenhöhe (180 m Spitzenhöhe)



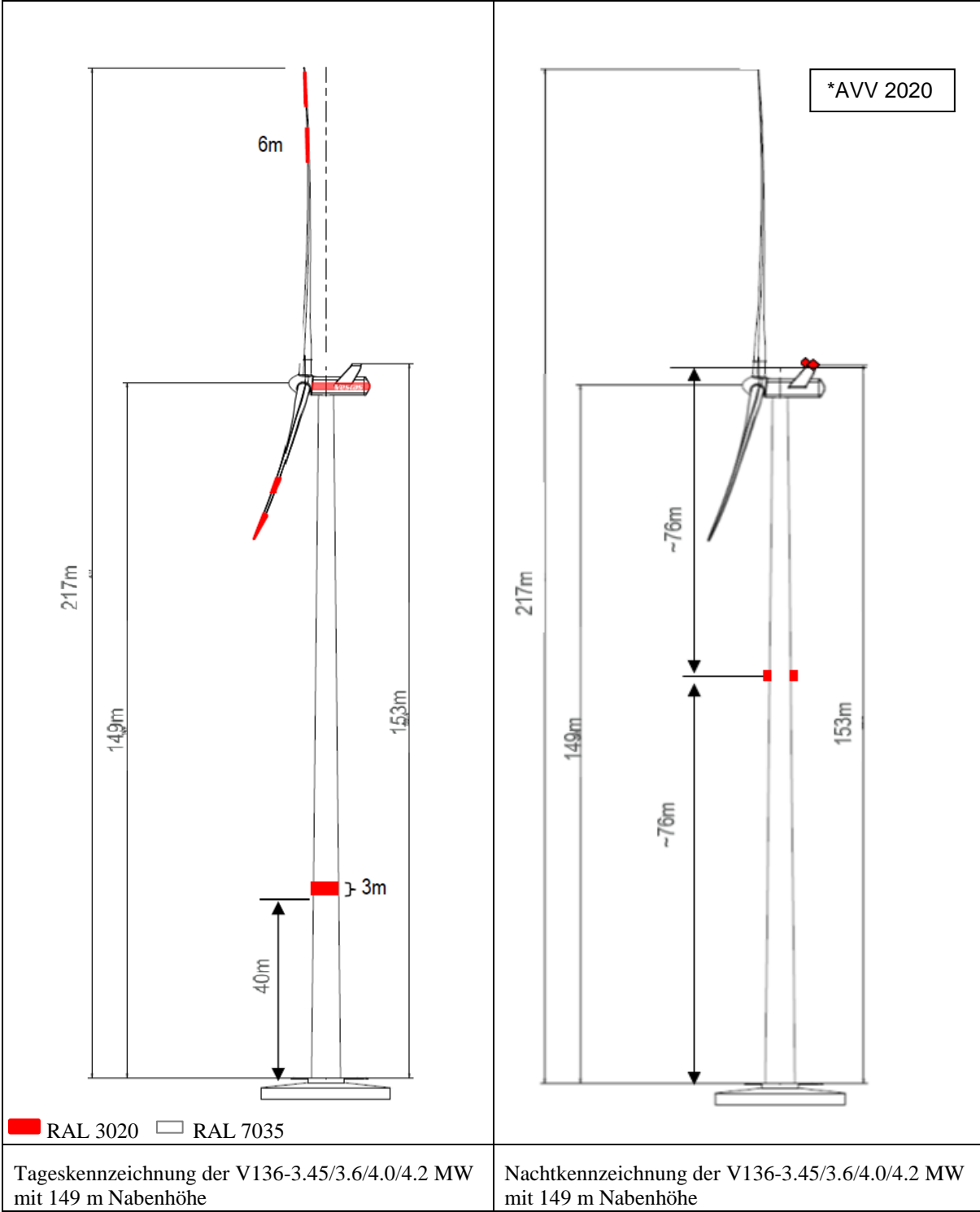
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 20/31

2.4.3. 132 m Nabenhöhe (200 m Spitzenhöhe)



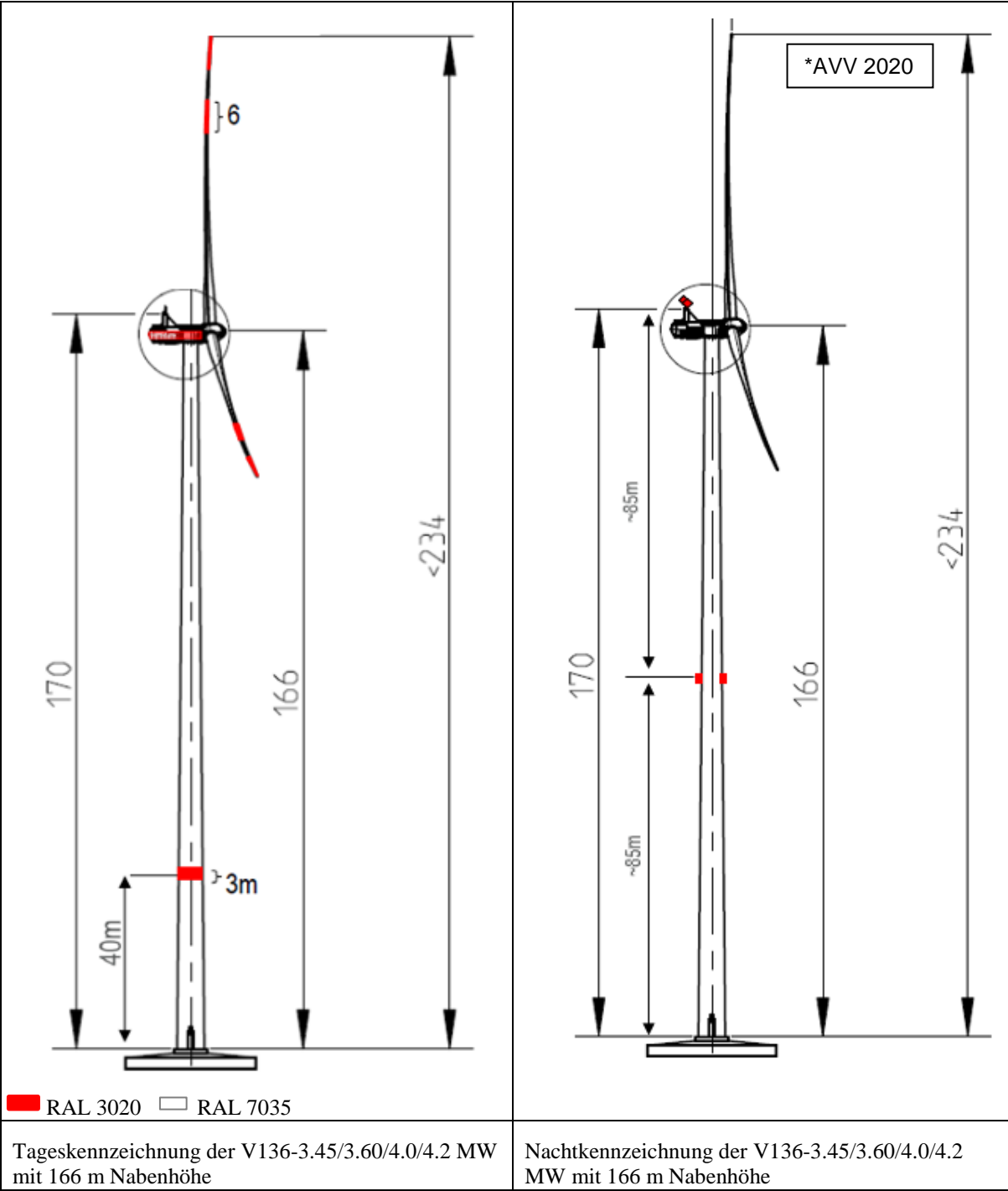
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 21/31

2.4.4. 149 m Nabenhöhe (217 m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 22/31

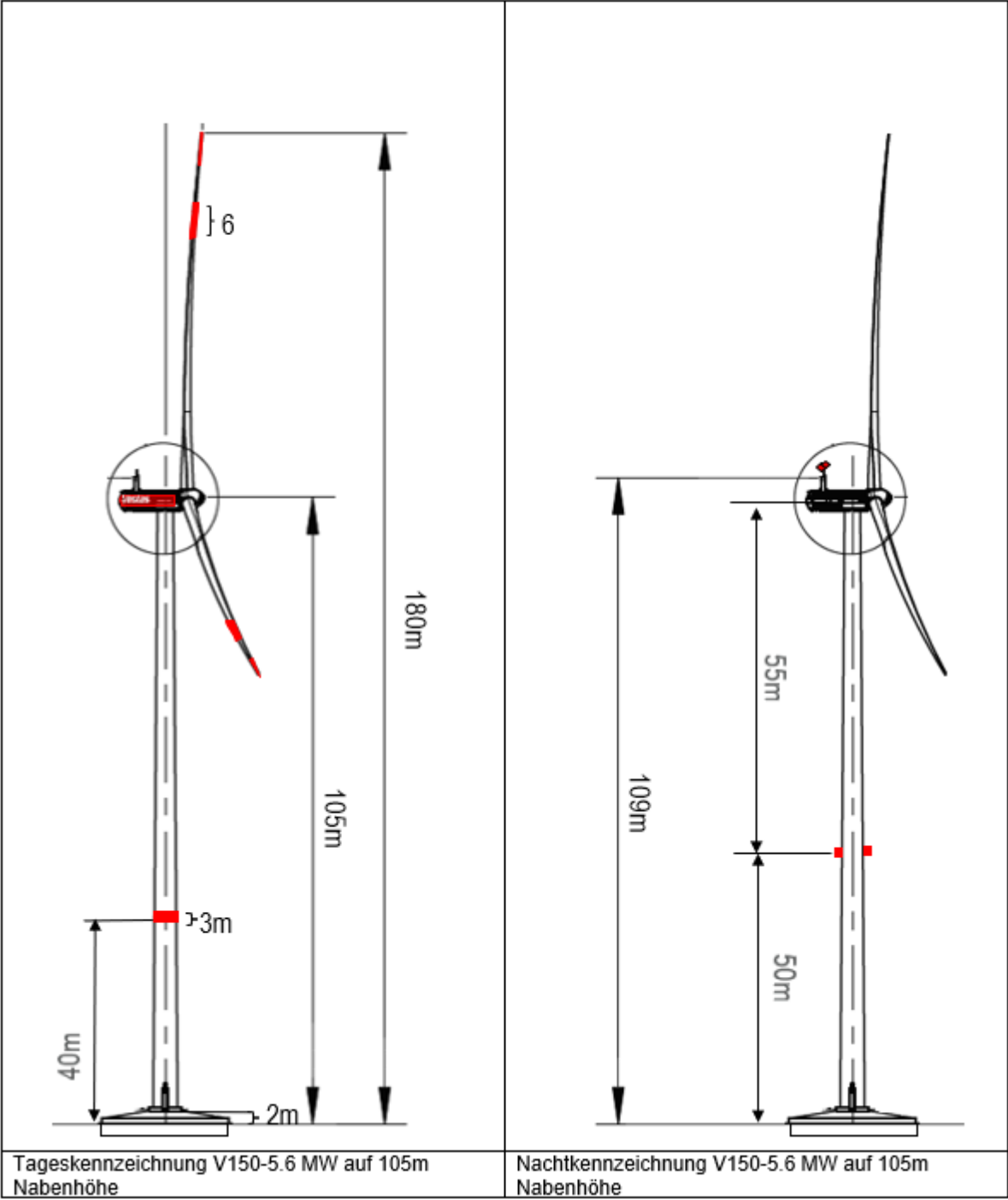
2.4.5. 166 m Nabenhöhe (234 m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 23/31

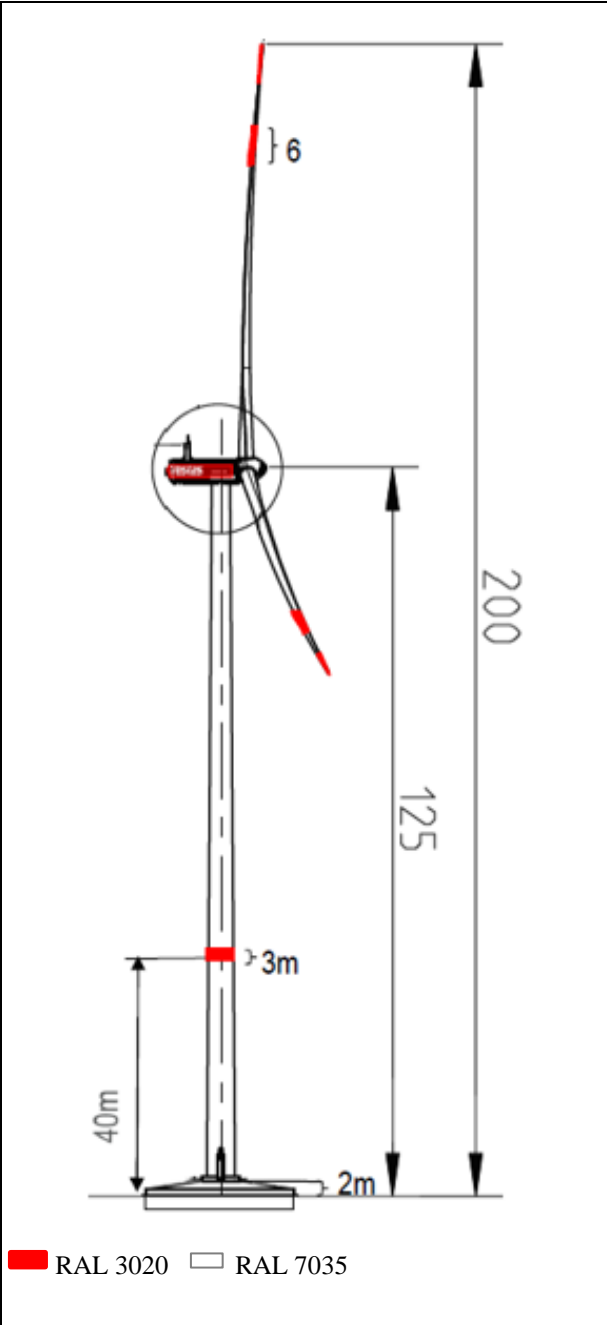
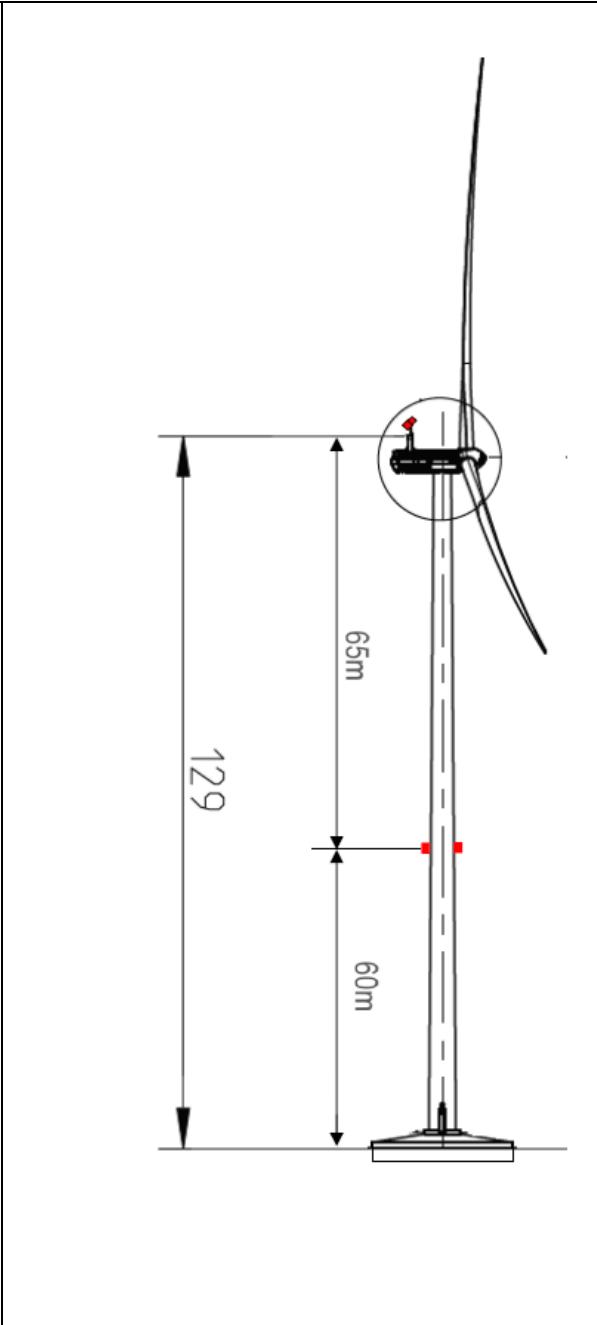
2.5. V150-4.0 / 4.2 MW / 5.6MW

2.5.1. 105 m Nabenhöhe (180 m Spitzenhöhe)

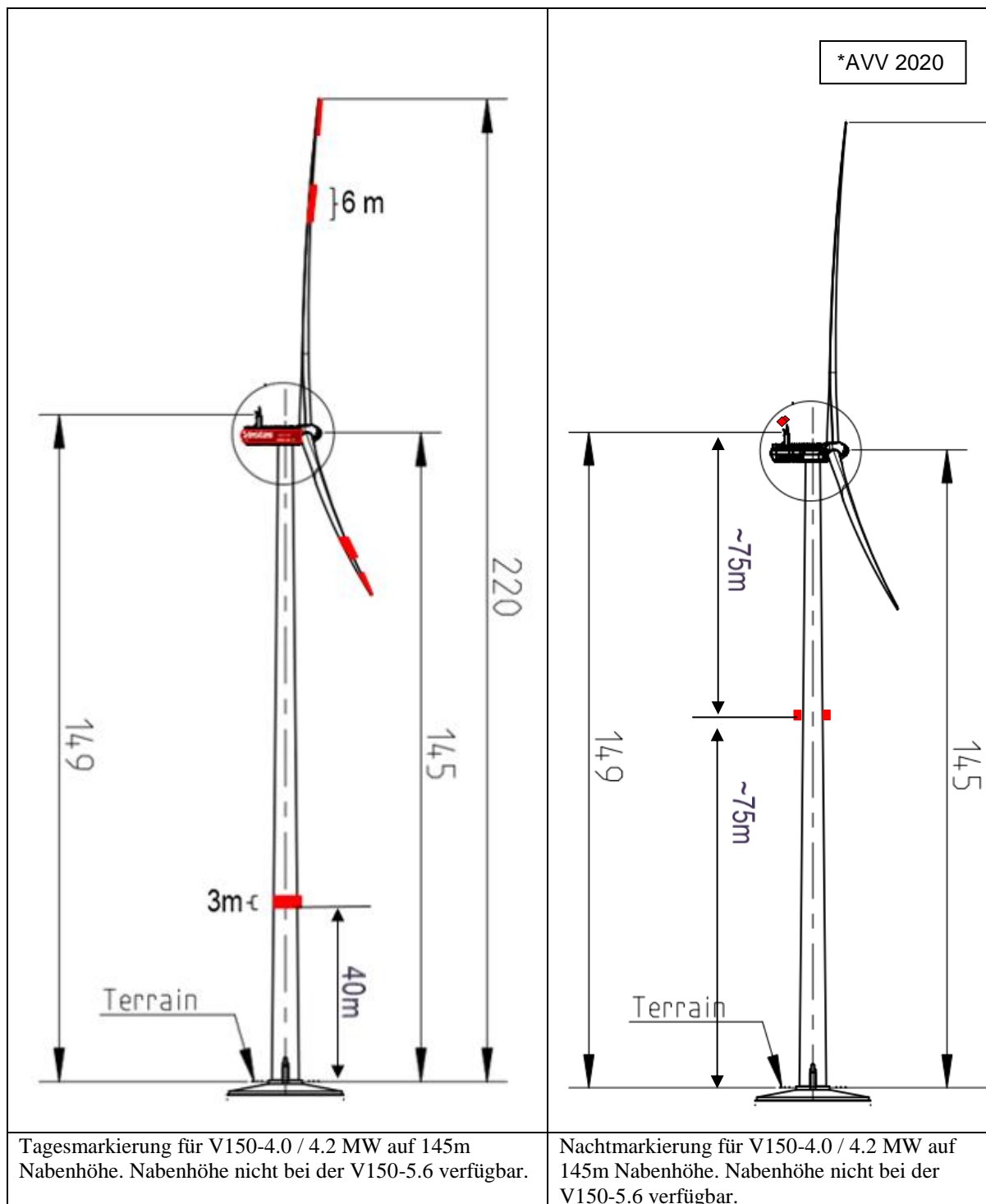


PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 24/31

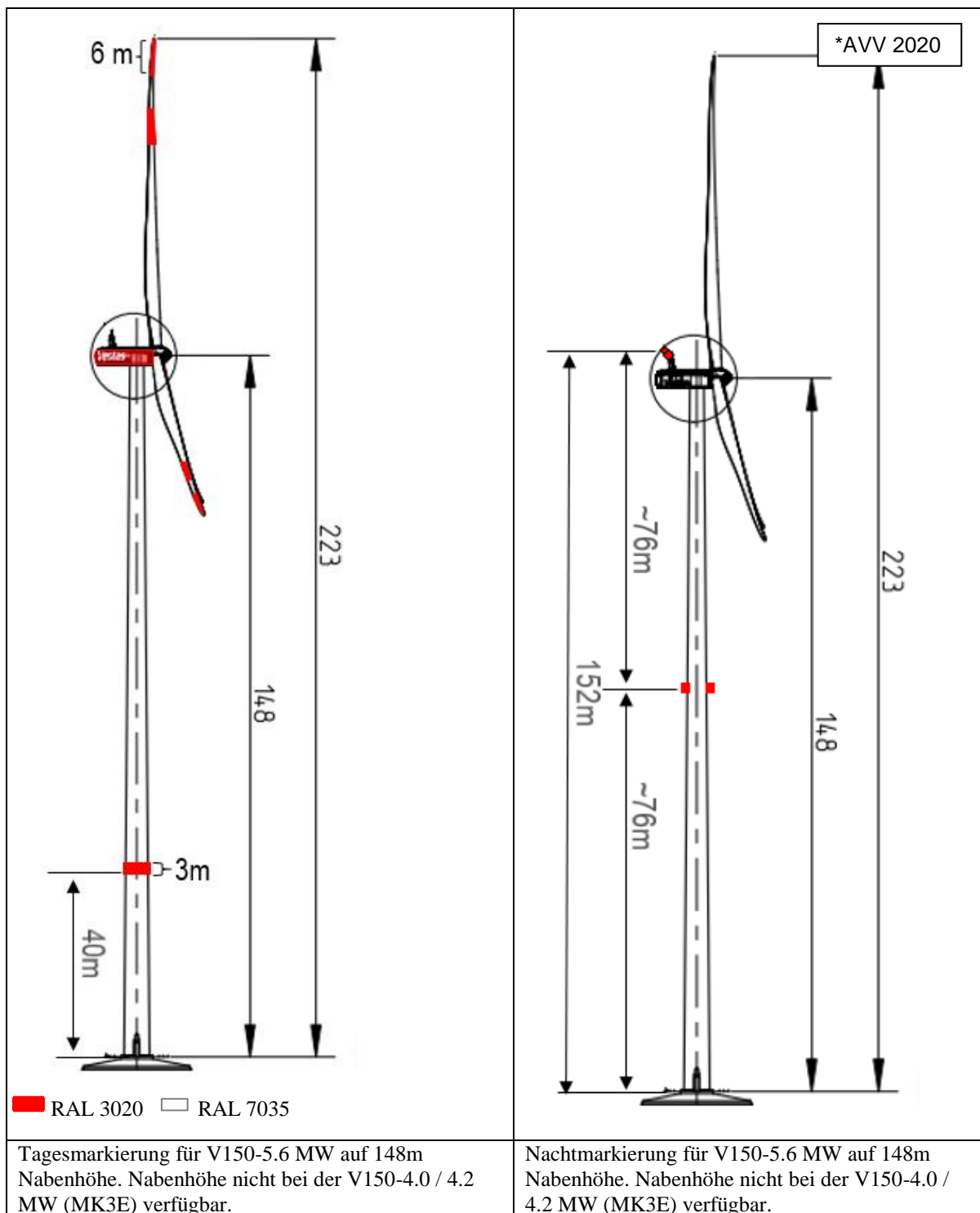
2.5.2. 125 m Nabenhöhe* (200 m Spitzenhöhe)

 <p>■ RAL 3020 □ RAL 7035</p>	
<p>Tageskennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 MW mit 125m Nabenhöhe</p> <p>*Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung</p>	<p>Nachtkennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 MW mit 125m Nabenhöhe</p> <p>*Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung</p>

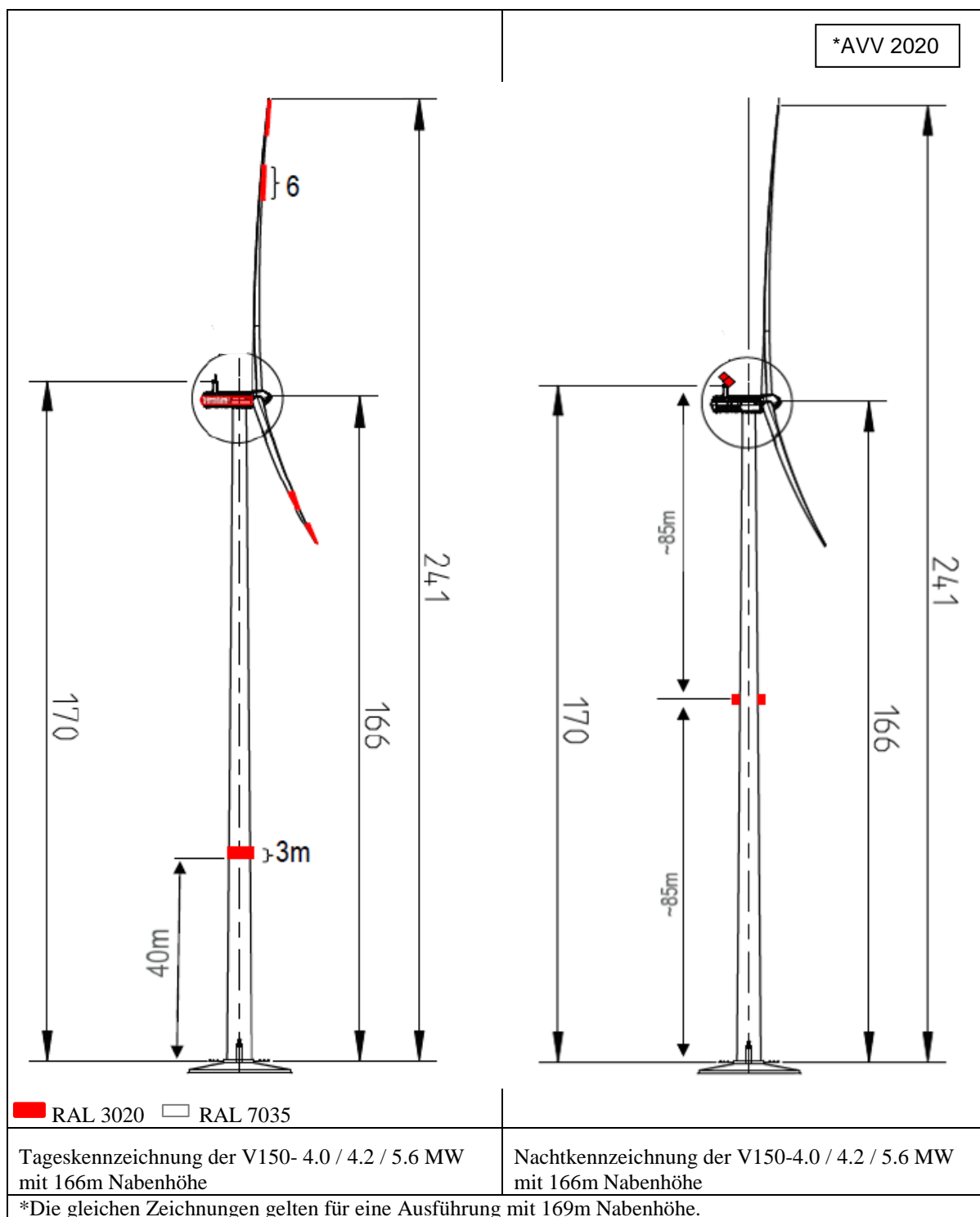
2.5.3. 145m Nabenhöhe (220m Spitzenhöhe)



2.5.4. 148m Nabenhöhe (223m Spitzenhöhe)



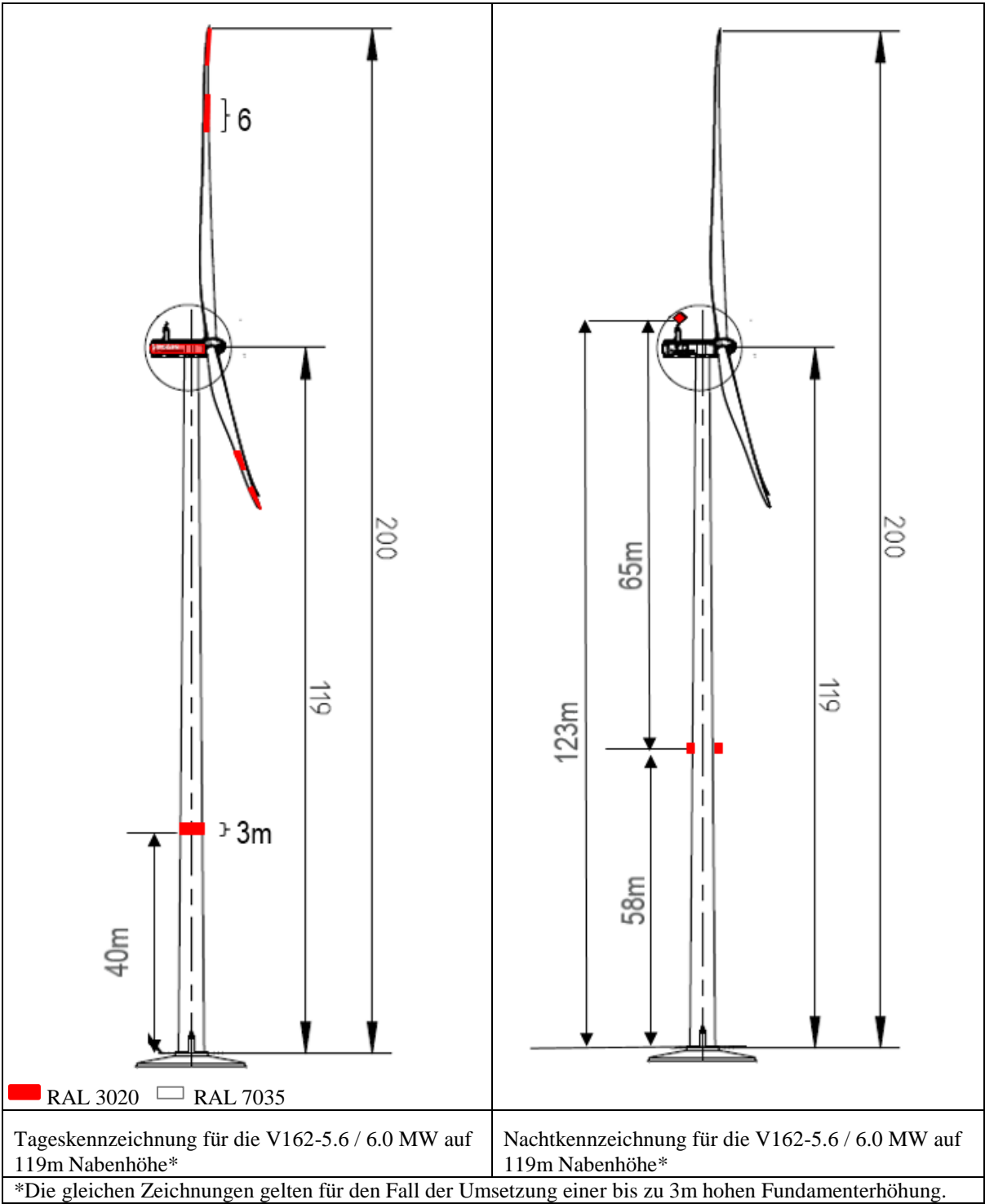
2.5.5. 166/169m Nabenhöhe (241/244m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 28/31

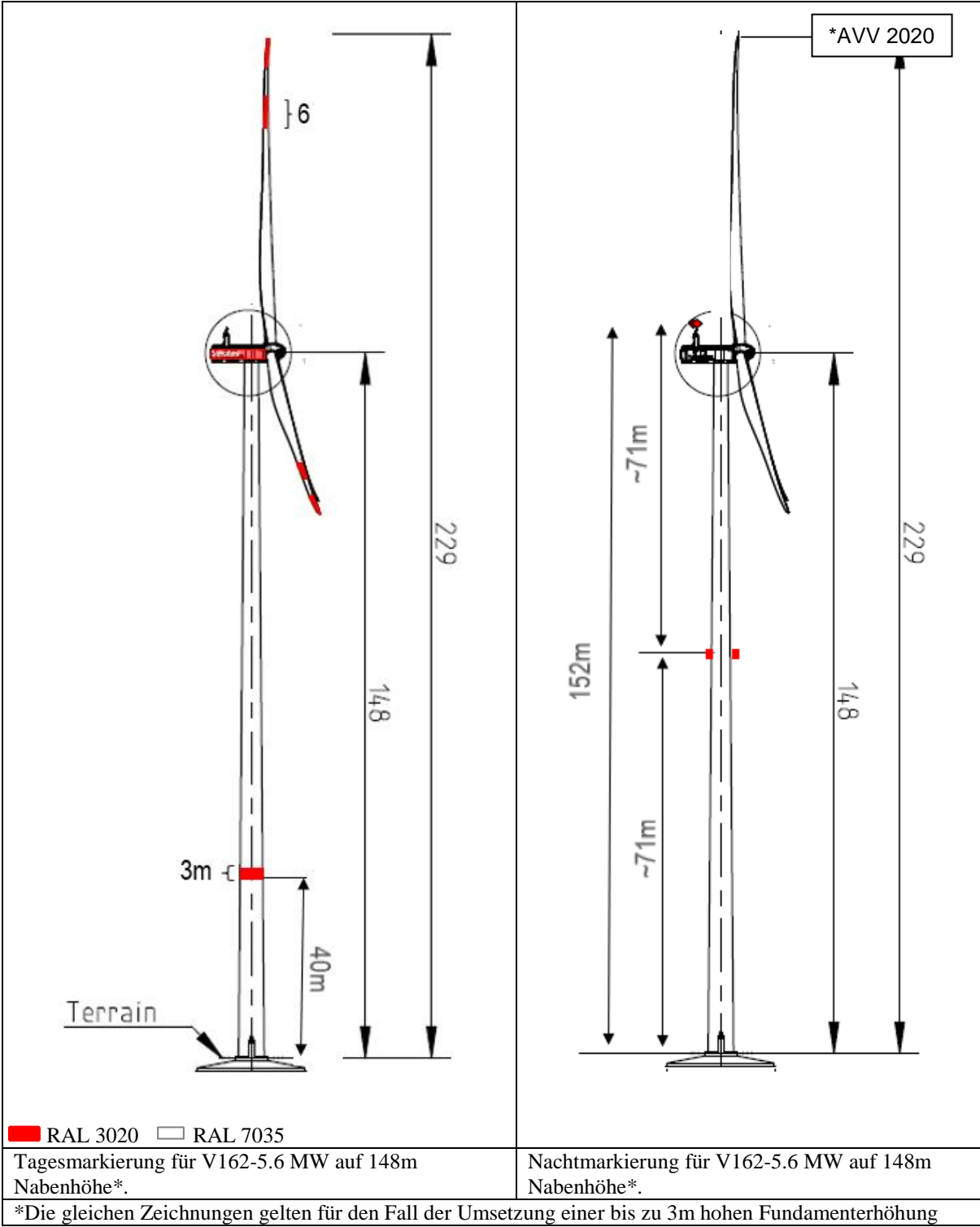
2.6. V162-5.6 / 6.0 MW

2.6.1. 119 m Nabenhöhe (200 m Spitzenhöhe)



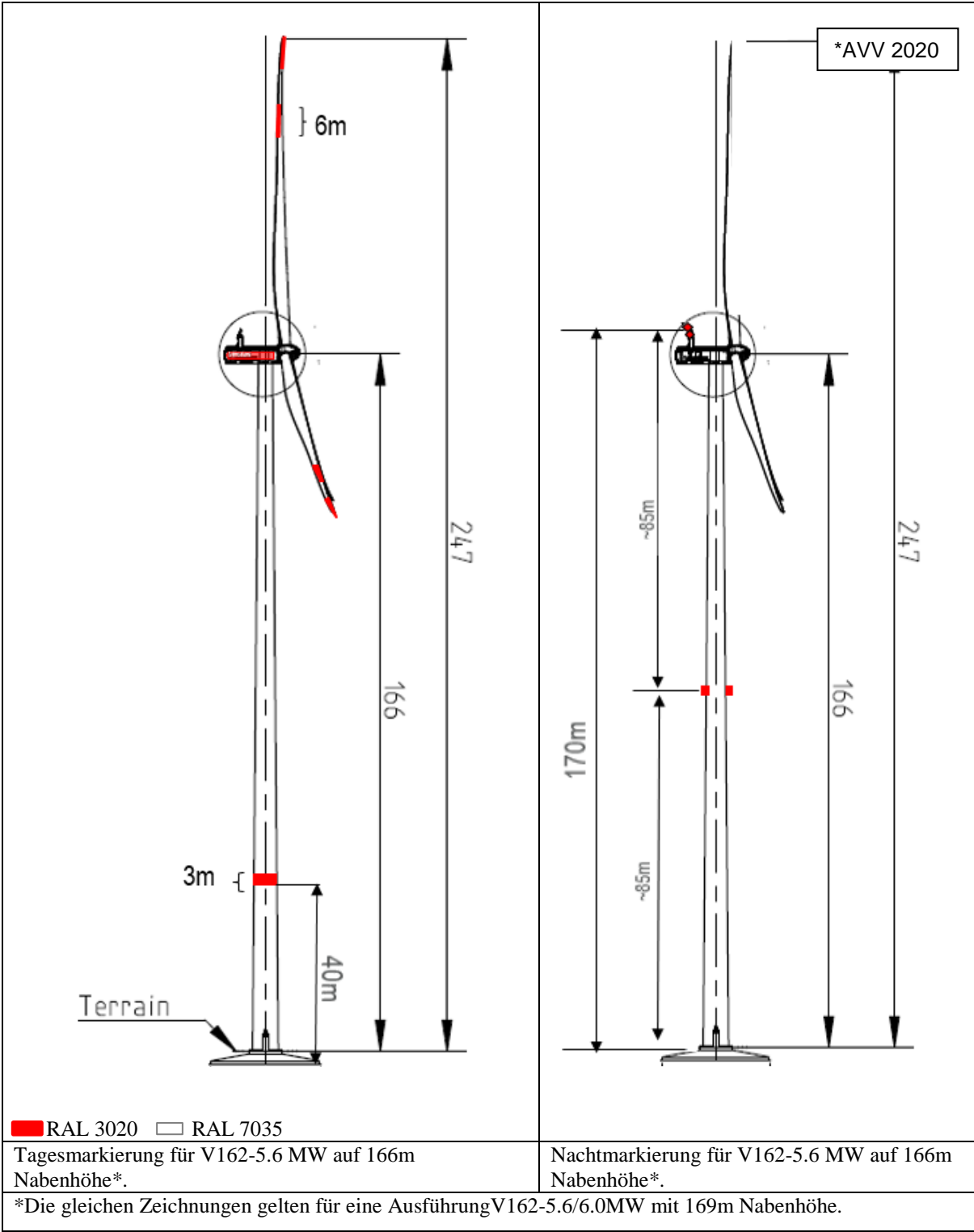
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 29/31

2.6.2. 148m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V17	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 30/31

2.6.3. 166m/169m Nabenhöhe (247/250m
Spitzenhöhe)



3. Verweise

[1] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

[Link Banz AT 30.04.2020 B4](#)

Aufgerufen: Mai 2020

[2] 0083-8921 / 0056-6610 / 0093-2557 Vestas-Spezifikation für Feuer W, rot in Kombination mit einer Infrarotbefeuerung (Maschinenhausbefeuerung)

[3] 0060-8346 / 0082-3013 Vestas-Spezifikationen für Turmbefeuerung

[4] 0067-0753 Vestas-Spezifikation für Sichtweitenmessgerät

[5] 0040-8699 Vestas-Spezifikation für USV

Vestas bietet **BNK-Lösung** mit dem **light:guard-System**

Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) verringert die nächtlichen Lichtemissionen von Windenergieanlagen. Die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV) schreibt die Ausrüstung sämtlicher Anlagen bis zum 31. Dezember 2022 vor.

Die wesentlichen Merkmale des light:guard-Systems im Überblick:

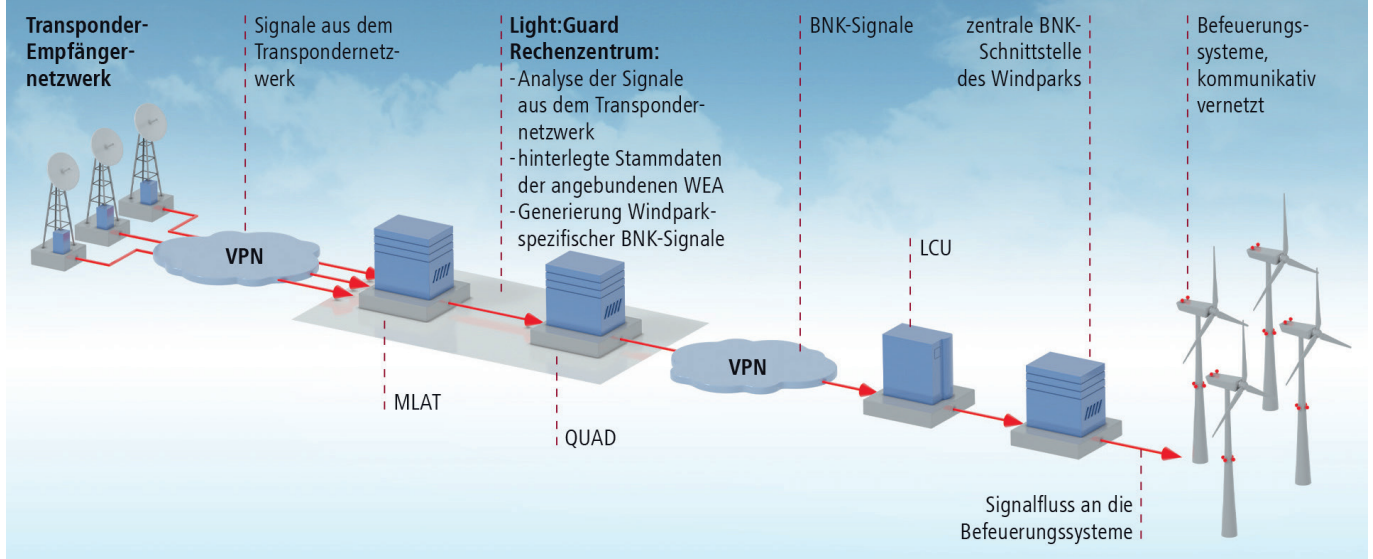
- light:guard ist als vernetztes, intelligentes System konzipiert
 - Die leistungsstarken light:guard-Empfänger stellen unabhängig von ihrem Installationsort Kapazitäten für die Auswertung von Transpondersignalen bereit
 - Manipulationssichere Übertragung der Daten via VPN an das Quantec-Rechenzentrum
 - Analyse und Bewertung der Signale aus dem light:guard-Empfängernetzwerk mittels leistungsfähiger Rechenalgorithmen
 - Generierung windparkspezifischer BNK-Signale und sichere Übertragung der Daten via VPN bis zur BNK-Schnittstelle im Windpark
-

Light:Guard bietet Ihnen die zuverlässige, transpondergesteuerte Aktivierung der Nachtkennzeichnung, wenn sie benötigt wird. So wird eine unnötige, kontinuierliche Beleuchtung vermieden. Die Nachtkennzeichnung schaltet sich nur dann ein, wenn sich ein Luftfahrzeug in einem definierten Abstand zu einem Windpark befindet. Light:Guard ist eine bewährte Lösung, die zur erhöhten Akzeptanz von Windparks führt. Durch die Integration in das Vestas-Portfolio ist das System eine kostenoptimierte, sichere und effektive Lösung für die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung.

Multilateration

Der Luftraum ist in zahlreichen Regionen hoch redundant mit Transpondersignalen belegt; unter anderem auch übermittelt von einer Vielzahl an Luftfahrzeugen, die nicht in den sicherheitsrelevanten Bereich kennzeichnungspflichtiger WEA einfliegen. Light:Guard, das multilaterale transponderbasierte Luftraum-Detektionssystem erfasst selektiv die Positionen jener Flugobjekte, die sich der gefahrenkritischen Hemisphäre von Windenergieanlagen nähern. Bei Multilateration, beziehungsweise multilateraler Struktur, greifen Transponder-Empfänger die Signale der Luftfahrzeuge von mehreren verschiedenen Standorten aus ab und übermitteln die Daten manipulationssicher an das Light:Guard-Rechenzentrum. Dieses verarbeitet die regional zugeordneten Informationen und berechnet anhand empfangener Signale die Position des Senders, ähnlich dem GPS-Prinzip. Das intelligente System Light:Guard ermittelt zudem eine Vorhersage der Bewegungsrichtungen und der Kurse der betreffenden Flugobjekte. Aus diesen Informationen geht hervor, ob eine Annäherung an den Gefahrenbereich erfolgt, oder ob sich das Luftfahrzeug davon entfernt. Insofern kann auch eine präventive Einschaltung des Feuers getriggert werden, um gegebenenfalls Mess-Ungenauigkeiten zu kompensieren.

Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK): Struktur mit dem transponderbasierten multilateral konfigurierten BNK-System »light:guard«



MAXIMALE SICHERHEIT

- Automatische Selbstüberwachung aller Komponenten
- Effektiver Blitzschutz für alle außen geführten Verbindungen
- Automatische Aktivierung der Luftfahrthindernisfeuer bei Störfällen oder bei starker Signalverzögerung

Standortwahl

Wir analysieren Ihre Voraussetzungen vor Ort, wie Parknetzwerk, Befuerungssysteme – kurz, die gesamte relevante technische Infrastruktur. Derzeit gilt gemäß Bundesnetzagentur der 31. Juli 2022 als Stichtag für die Erfüllung der AVV-Anforderungen einschließlich BNK-Pflicht an Bestands- sowie Neuanlagen.

Leistungsstarke Technik

Die Light:Guard-Empfänger stellen enorme Kapazitäten für die Auswertung tausender Funksignale im Transponder-Frequenzbereich bereit. Durch die gebietsweise Installation mehrerer Empfänger detektiert Light:Guard auch kleinere Flugobjekte, die schwächere Signale senden. Die Technologie ist seit mehr als zehn Jahren etabliert und unterliegt einer kontinuierlichen Weiterentwicklung.

Geringe Wartungskosten

Es werden ausschließlich besonders stabile Systemkomponenten verbaut. Das integrierte Überwachungsmodul führt bei Störungen des Systems einen automatischen Neustart durch, einzelne Komponenten sind komfortabel zugänglich und modular austauschbar.

Nehmen Sie noch heute Kontakt mit uns auf:

Kontaktieren Sie noch heute Ihren Vestas Ansprechpartner, um mehr über dieses und auch andere Service Produkte zu erfahren.

SERVICE-DE@VESTAS.COM

Vestas Deutschland GmbH
Kapstadtring 7
22297 Hamburg