



## Gutachten zu Freileitungen im Windpark Pülfringen Nord

Referenz-Nummer: F2E-2019-FLA-001, Revision 1

### Auftraggeber:

EWE ERNEUERBARE ENERGIEN GmbH  
Donnerschweer Str. 22-26  
26123 Oldenburg

### Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

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

### Verfasser:

Dipl.-Met. Nicole Stoffels, Sachverständige,

Hamburg, 13.08.2019

### Geprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 13.08.2019

### Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 53303680-0

Fax: 040 53303680-79

Nicole Stoffels: [stoffels@f2e.de](mailto:stoffels@f2e.de) oder Dr. Thomas Hahm: [hahm@f2e.de](mailto:hahm@f2e.de)



## **Urheber- und Nutzungsrecht:**

Urheber der Stellungnahme ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden. Veröffentlichung und Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten, soweit nicht ausdrücklich gestattet.

## **0 Kurzdarstellung des Ergebnisses**

Die Leiterseile der 20-kV-Leitung und der 380-kV-Ltg. Höpfingen - Rittershausen werden nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der am Standort Pülfringen Nord betrachteten WEA getroffen. Zusätzliche Schwingungsschutzmaßnahmen an den Freileitungen sind daher aus technischer Sicht nicht erforderlich.

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

## **Inhaltsverzeichnis**

0 Kurzdarstellung des Ergebnisses.....	2
1 Aufgabenstellung.....	3
2 Grundlagen.....	4
2.1 Normative Festlegungen nach DIN EN 50341-2-4 /1/.....	4
2.2 Analyse der Windbedingungen im Nachlauf mit Bezug zur Anregung von Leiterseilen.....	5
2.3 Darstellung der verwendeten Methodik.....	6
3 Randbedingungen.....	8
3.1 Standortdaten der WEA.....	8
3.2 Daten der Freileitung.....	11
4 Durchgeführte Untersuchungen.....	12
4.1 Bestimmung der Abstände.....	12
4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung.....	12
4.2.1 Ergebnisse nach /1/.....	13
5 Zusammenfassung und Bewertung.....	15
6 Formelzeichen und Abkürzungen.....	16
7 Literaturangaben.....	17

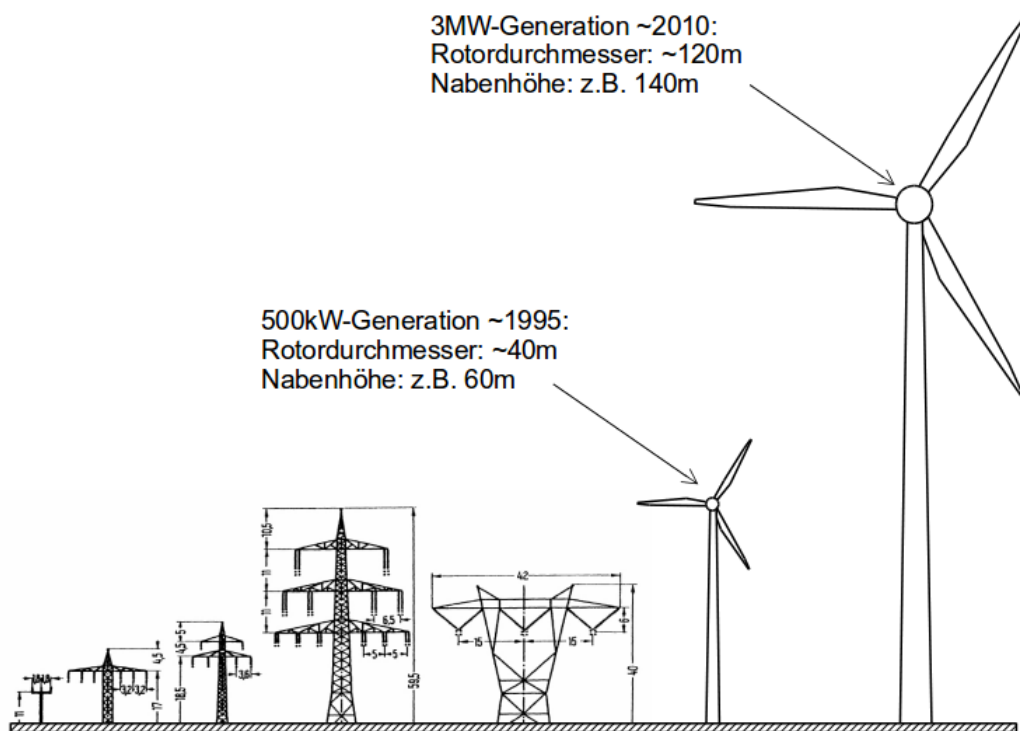


## 1 Aufgabenstellung

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

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

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



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



## 2 Grundlagen

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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



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

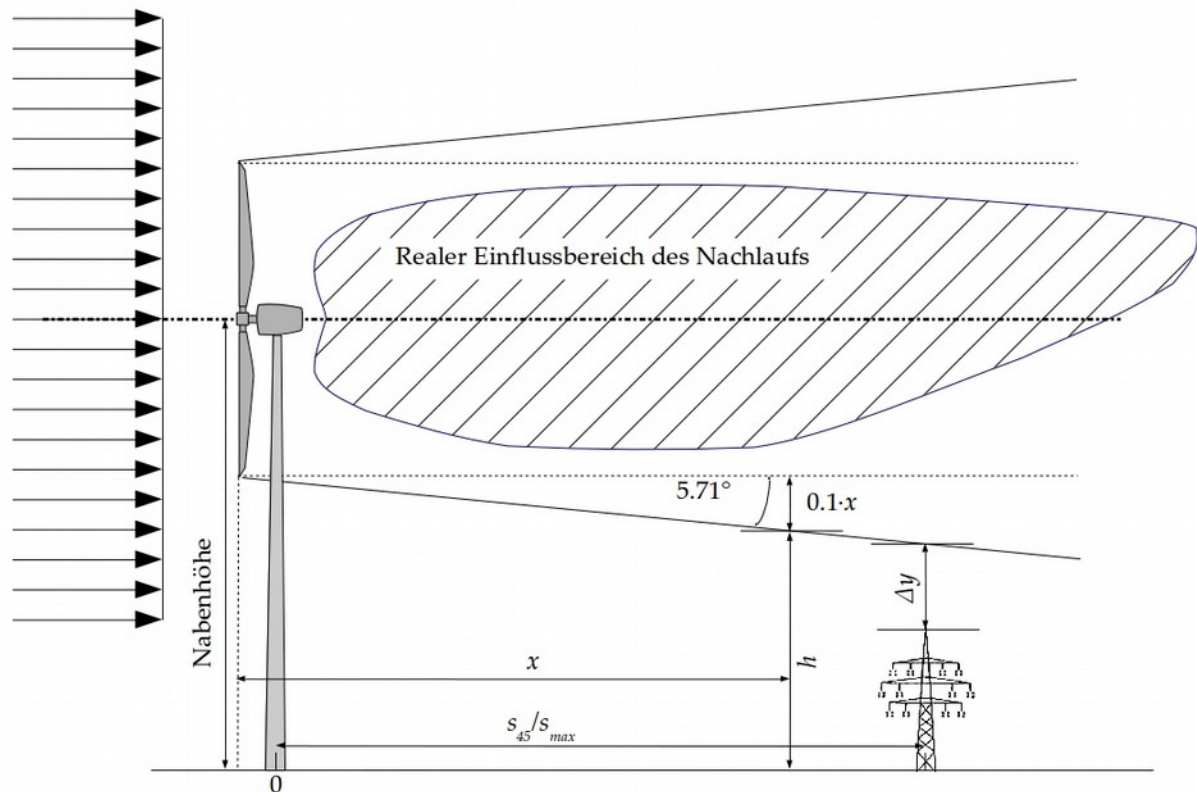
Eine genaue Verifizierung dieses Bereiches gestaltet sich schwierig. Geeignete Freifeldmessungen an realen WEA liegen nicht vor oder geben nur Ausschnitte wieder. Es sind daher verschiedene Nachlaufmodelle entwickelt worden (siehe z.B. /6/). In den letzten Jahren haben sich zunehmend dreidimensionale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

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

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

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

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



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

### 3 Randbedingungen

#### 3.1 Standortdaten der WEA




Am Standort Pülfringen Nord (Baden-Württemberg) plant bzw. betreibt der Auftraggeber drei WEA (WEA 1 - 3) vom Typ ENERCON E-115 EP3 4.2MW, NH 149m bzw. ENERCON E-138 EP3 4.2MW, NH 160m.

In der unmittelbaren Umgebung der WEA befinden sich die 20-kV-Leitung der Netze BW GmbH und die 380-kV-Ltg. Höpfingen - Rittershausen der TransnetBW GmbH. Die Standorte der WEA 1 und 2 liegen in unmittelbarer Nähe zu den Freileitungen.

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

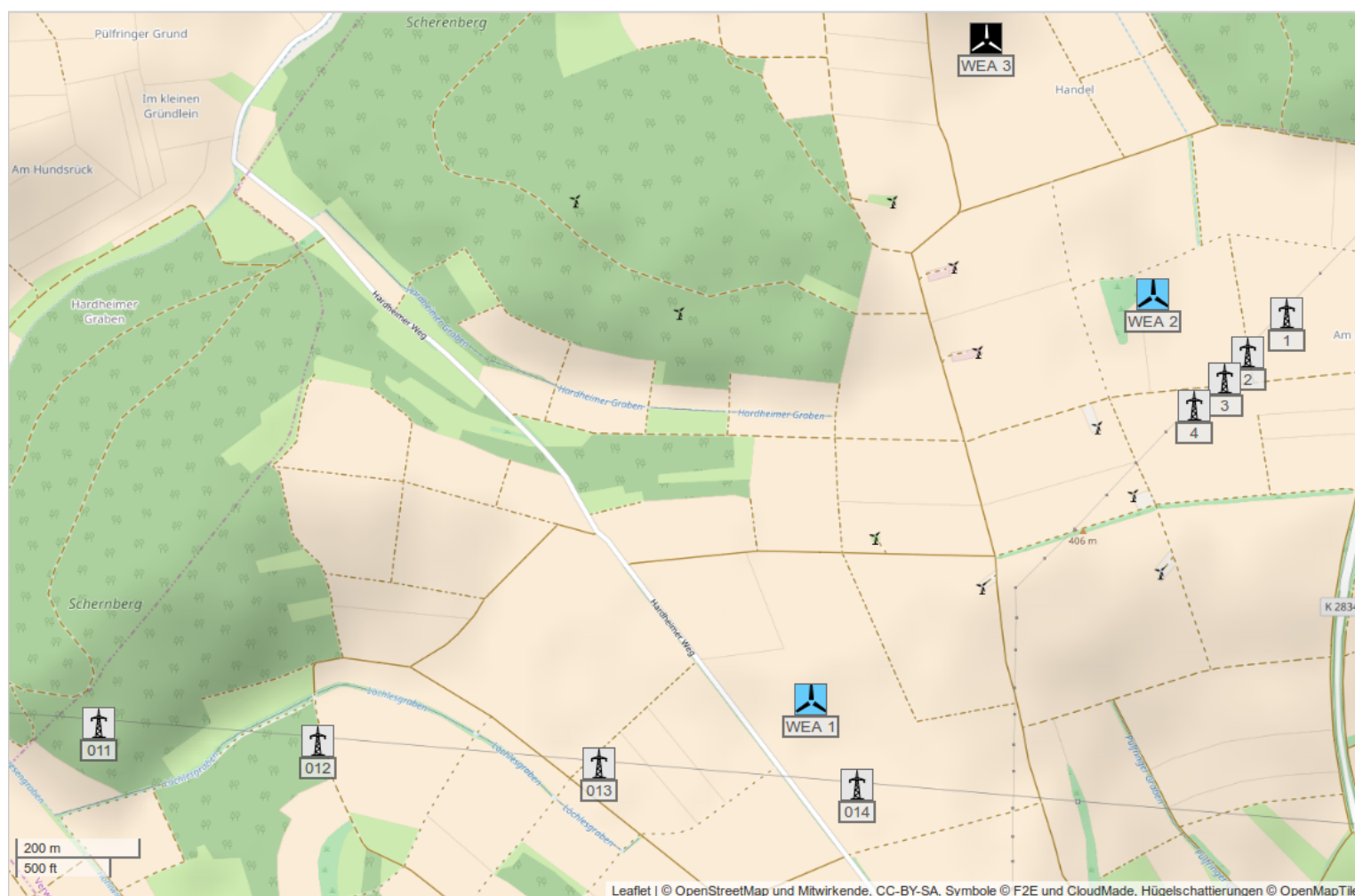




	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)		Hersteller	WEA-Typ	P <sub>N</sub> [MW]	RD [m]	NH [m]	S <sub>exz</sub> [m]	Höhe EOK üNN [m]
			East	North							
	1	WEA1	537409	5493066	ENERCON	E-115 EP3	4.2	115.7	149.0	6.000	---
	2	WEA2	537951	5493732	ENERCON	E-115 EP3	4.2	115.7	149.0	6.000	---
	3	WEA3	537683	5494148	ENERCON	E-138 EP3	4.2	138.6	160.0	5.985	---

**Tabelle 3.1.1:** Windparkkonfiguration.

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







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


-  betrachtete WEA
-  weitere WEA
-  Freileitungsmast

### 3.2 Daten der Freileitung

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur 20-kV-Leitung und 380-kV-Ltg. Höpfingen - Rittershausen sind in den Tabellen 3.2.1 - 3.2.3 dargestellt.

	Tragmast	Koordinaten (GK PD Bessel)		Masttyp	Traversenbreite [m]	Höhe EOK üNN [m]	Masthöhe [m]	Höhe Mastspitze üNN [m]
		Rechts	Hoch					
	1	3538255	5495462	---	2.0	---	13.0	---
	2	3538194	5495397	---	2.0	---	13.0	---
	3	3538156	5495355	---	2.0	---	13.0	---
	4	3538109	5495309	---	2.0	---	13.0	---

**Tabelle 3.2.1:** Liste der Tragmasten der 20-kV-Leitung mit Höhenangaben.

	Tragmast	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 32)		Masttyp	Traversenbreite [m]	Höhe EOK üNN [m]	Masthöhe [m]	Höhe Mastspitze üNN [m]
		East	North					
	011	536274	5493020	Twsp 43,70	15.0	331.73	70.01*	401.74
	012	536624	5492993	Twsp 36,90	15.0	341.52	63.28*	404.80
	013	537072	5492958	Twsp 27,80	15.0	363.36	54.23*	417.59
	014	537484	5492926	Twsp 30,70	15.0	388.56	56.79*	445.35

**Tabelle 3.2.2:** Liste der Tragmasten der 380-kV-Ltg. Höpfingen - Rittershausen mit Höhenangaben.

\* Die Masthöhe berechnet sich aus der Höhe der Mastspitze üNN abzüglich der Höhe der EOK üNN.

Betroffenes Spannungsfeld	WEA in diesem Bereich	$D_{\text{schwing}}$ [m]	$D_V$ [m]	$D_{\text{schwing}^+}$ $D_V$ [m]	>/<	$a_{\text{LTG}}$ [m]	$a_{\text{Raum}}$ [m]	Breite des Schutzstreifens [m]
20-kV-Leitung								
2 - 3	2	5	3	8	<	10	0	---*
380-kV-Ltg. Höpfingen - Rittershausen								
013 - 014	1	19.01*	5	24.01	<	30	0	34.01

**Tabelle 3.2.3:** Weitere verwendete Daten zu den Spannungsfeldern.

---\* Zur Breite des Schutzstreifens lagen keine Daten vor.

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



Für die WEA 1 und 2 wurde vom Auftraggeber für  $a_{\text{Raum}}$  jeweils ein Wert von 0m übermittelt.



## 4 Durchgeführte Untersuchungen

### 4.1 Bestimmung der Abstände

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

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

Die in der Tabelle 3.2.3 dargestellte Summe aus  $D_{\text{schwing}}$  und  $D_V$  ist in der vorliegenden Konfiguration an den WEA 1 und 2 kleiner als  $a_{\text{LTG}}$ . Zur weiteren Berechnung wird daher  $a_{\text{LTG}}$  als spannungsabhängiger Mindestabstand verwendet.

	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Mindestabstand $a_{\text{WEA}}$ nach /1/ [m]	Vorhandener Abstand $a_{\text{WEA}}$	
				[m]	in RD
20-kV-Leitung					
	2	WEA2	67.9	174.3	<b>1.51</b>
380-kV-Ltg. Höpfingen - Rittershausen					
	1	WEA1	87.9	118.9	<b>1.03</b>

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

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

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

### 4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung

Entsprechend den Erläuterungen in Kapitel 2 erfolgt die Bewertung des schädi-

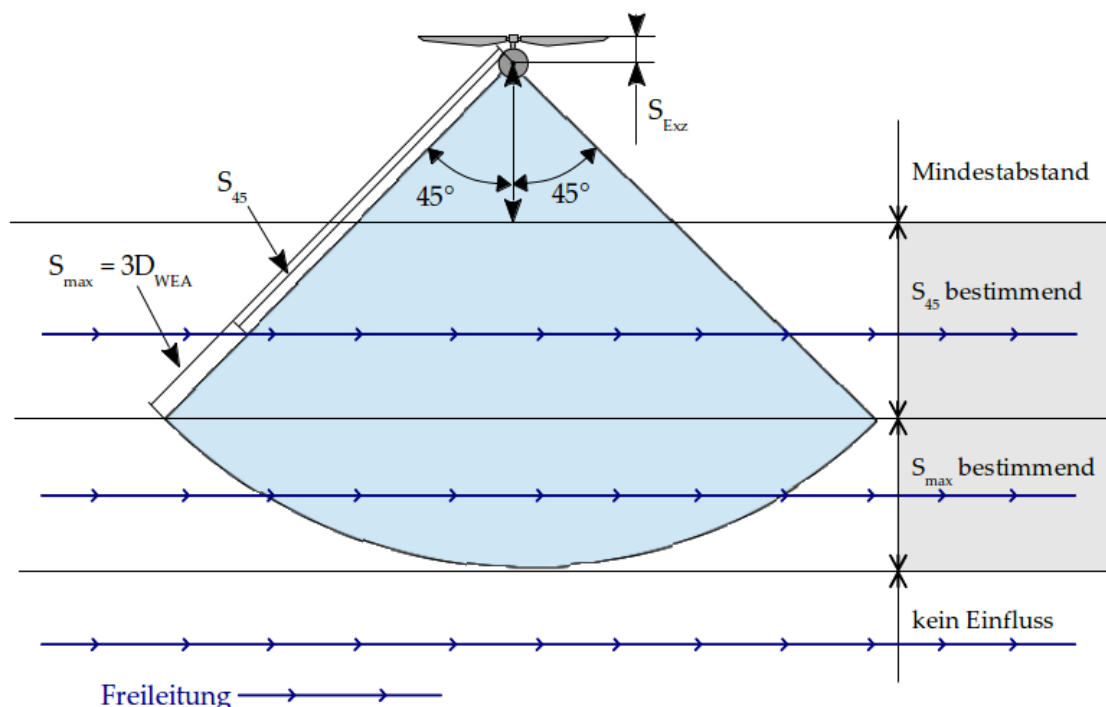
genden Einflussbereiches der Nachlaufströmung mit dem vereinfachten Berechnungsverfahren nach /1/. Falls erforderlich wird eine Bewertung mittels einer detaillierten CFD-Analyse vorgenommen.

#### 4.2.1 Ergebnisse nach /1/

Im vorliegenden Fall wird der vertikale Abstand in Bezug zum höchstgelegenen Leiterseil in Mastmitte bzw. dem Leiterseil mit dem größten horizontalen Abstand zur Turmachse der WEA bestimmt. Im konkreten Fall wird für die 20-kV-Leitung das Erdseil am Obergurt der Traverse mit einem horizontalen Abstand von 2m von der Trassenachse betrachtet.

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

Im vorliegenden Fall ist der Abstand für  $45^\circ$   $s_{45^\circ}$  für die WEA 1 und 2 maßgeblich und in Tabelle 4.2.1.1 dargestellt.



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

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

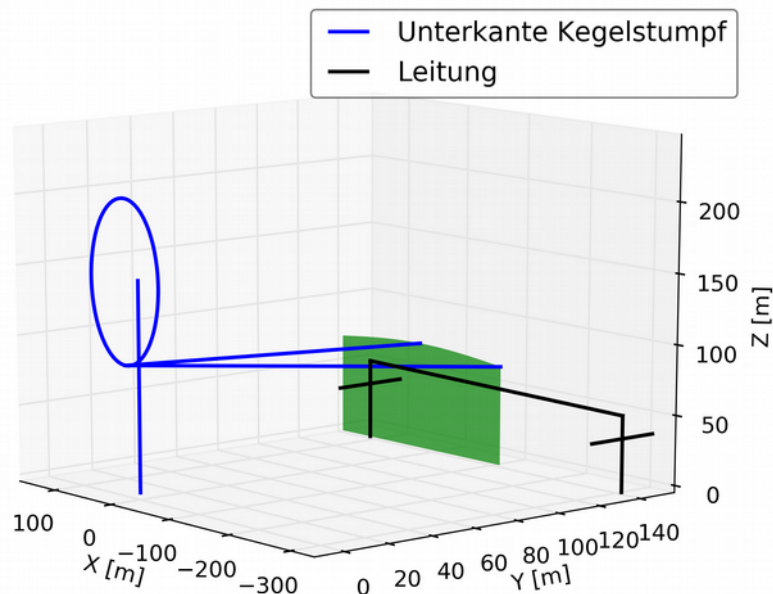
Es ergeben sich damit folgende vertikalen Abstände zwischen der Unterkante des Einflussbereiches der Nachlaufströmung und dem ruhenden Leiterseil:

Betrachteter Abstand	WEA	Vertikaler Abstand der Nachlaufströmung zum ruhenden Leiterseil $\Delta y$
		[m]
20-kV-Leitung		
$s_{45^\circ}$	2	52.1
380-kV-Ltg. Höpfingen - Rittershausen		
$s_{45^\circ}$	1	14.6

**Tabelle 4.2.1.1:** Abstände der Nachlaufströmung zu den Leiterseilen der 20-kV-Leitung.

Damit liegt der Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA 1 und 2 nach dem vereinfachten Verfahren oberhalb der Leiterseile der 20-kV-Leitung bzw. 380-kV-Ltg. Höpfingen - Rittershausen.

In Abbildung 4.2.1.2 werden der kürzeste Abstand  $s_{\text{quer}}$  und der Abstand  $s_{45^\circ}$  im Verhältnis zur WEA 1 und der 380-kV-Ltg. Höpfingen - Rittershausen und ihren Masten dargestellt.



**Abbildung 4.2.1.2:** Vertikale Abstände zum Leiterseil für einen Rotorschwenkbereich von  $-45^\circ$  bis  $+45^\circ$ .



## 5 Zusammenfassung und Bewertung

Am Standort Pülfringen Nord (Baden-Württemberg) plant bzw. betreibt der Auftraggeber drei Windenergieanlagen vom Typ ENERCON E-115 EP3 4.2MW, NH 149m bzw. ENERCON E-138 EP3 4.2MW, NH 160m, siehe hierzu Abbildung 3.1.1.

In der unmittelbaren Umgebung der WEA 1 und 2 befinden sich die 20-kV-Leitung der Netze BW GmbH und die 380-kV-Ltg. Höpfingen - Rittershausen der TransnetBW GmbH.

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

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

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

Die Untersuchung ergab, dass mit dem gewählten Windenergieanlagentyp ENERCON E-115 EP3 4.2MW, NH 149m, die Leiterseile der Freileitungen nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA getroffen werden.

Von den WEA 1 und 2 gehen deshalb keine die Lebensdauer durch Schwingung verkürzende Einwirkung auf die betrachteten Freileitungen aus.

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



## 6 Formelzeichen und Abkürzungen

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





## 7 Literaturangaben

- /1/ DIN EN 50341-2-4 (VDE 0210-2-4); Freileitungen über AC 1 kV - Teil 2-4: Nationale Normative Festlegungen (NNA) für Deutschland (basierend auf EN 50341-1:2012); Deutsche Fassung EN 50341-2-4:2016, April 2016.
- /2/ DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100); Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 100: Allgemeine Festlegungen; Oktober 2009.
- /3/ Degener, T.; Kießling, F.; Tzschoppe, J.; Mindestabstand zwischen Windenergieanlagen und Freileitungen; Elektrizitätswirtschaft Jg. 98 (1999), Heft 7, Seite 32-35.
- /4/ P. Hagedorn : LeiterseilSchwingungen in Theorie und Praxis - ein Überblick. etz-Report 26, VDE-Verlag, Berlin, Offenbach (1990).
- /5/ W. Philipps : SeilSchwingungen bei Freileitungen Elektrizitätswirtschaft Jg. 67 (1968), Heft 11, S. 279 ff.
- /6/ L.J. Vermeer, J.N. Sørensen, A. Crespo; Wind turbine wake aerodynamics; Progress in Aerospace Sciences 39, pp. 467-510, 2003.
- /7/ Th. Hahm, J. Kröning; Modellierung der Nachlaufströmung einer Windenergieanlage; Fluent Anwenderkonferenz 2001; Bingen, 17./18. Sept. 2001
- /8/ St. Wußow, L. Sitzki, Th. Hahm; 3D-simulation of the turbulent wake behind a wind turbine; The Science of Making Torque from Wind, Journal of Physics: Conference Series 75 (2007) 012033.
- /9/ Th. Hahm; Hochspannung und Windkraft; energy 2.0, S. 44-46, April 2008.
- /10/ Prof. B. R. Oswald; Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik; Vorlesung Elektrische Energieversorgung I – Skript Freileitungen, korrigierte Ausgabe 2005.
- /11/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.