F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Gutachten zu Freileitungen im Windpark Rehna-Falkenhagen

Referenz-Nummer:
F2E-2019-FLA-007, Revision 0 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:
THEE Projektentwicklungs GmbH & Co. KG
Großer Burstah 42, 20457 Hamburg

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:
Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:

Dipl.-Met. Nicole Stoffels, Sachverständige, Hamburg, 24.10.2019

Geprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger, Hamburg, 24.10.2019

Für weitere Auskünfte:
Tel.: 040 53303680-0 Fax: 040 53303680-79
Nicole Stoffels: stoffels@f2e.de oder Dr. Thomas Hahm: hahm@f2e.de

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

0 Kurzdarstellung des Ergebnisses

Die Leiterseile der 110-kV-Ltg. Görries-Schönberg werden nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der am Standort Rehna-Falkenhagen 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....13
4.2.1 Ergebnisse nach /1/....13
5 Zusammenfassung und Bewertung....16
6 Formelzeichen und Abkürzungen....17
7 Literaturangaben....18

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.

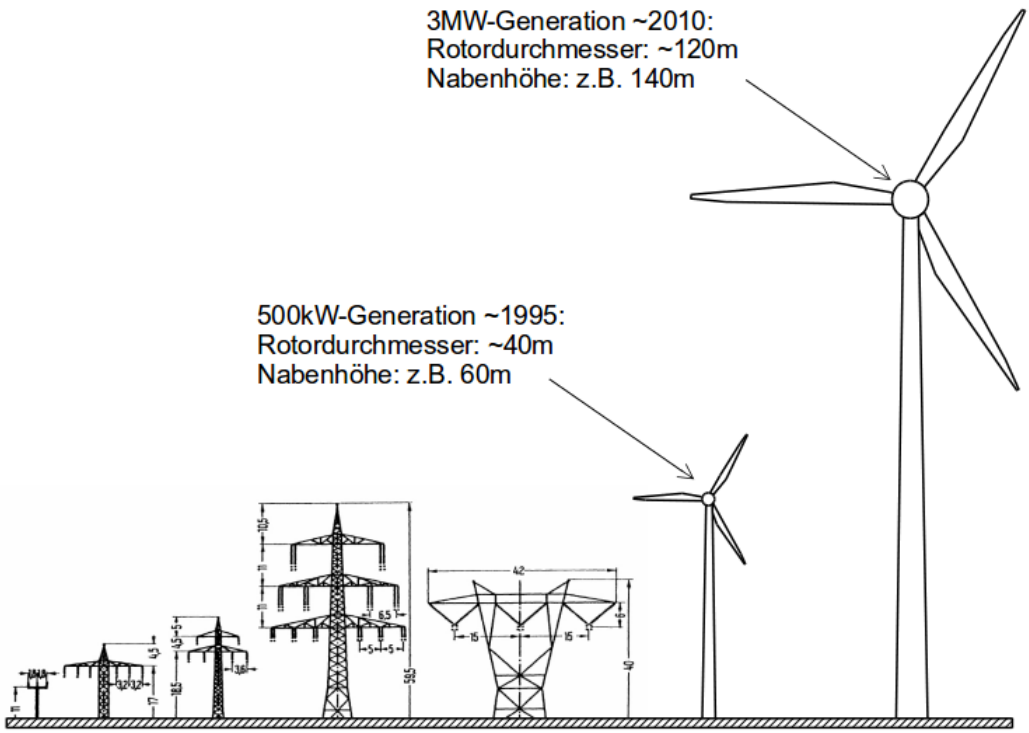

***Abbildung 1.1**: Typische Abmaße von Freileitungstragmasten nach /10/ sowie Beispiele typischer WEA-Größen der 500kW- und 3MW-Generation.*

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° unterstellt. Zusätzlich muss hier der Schwenkbereich des Rotors im Bereich von +- 45° 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 Spannfelds 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 Geländeprofils berücksichtigt.

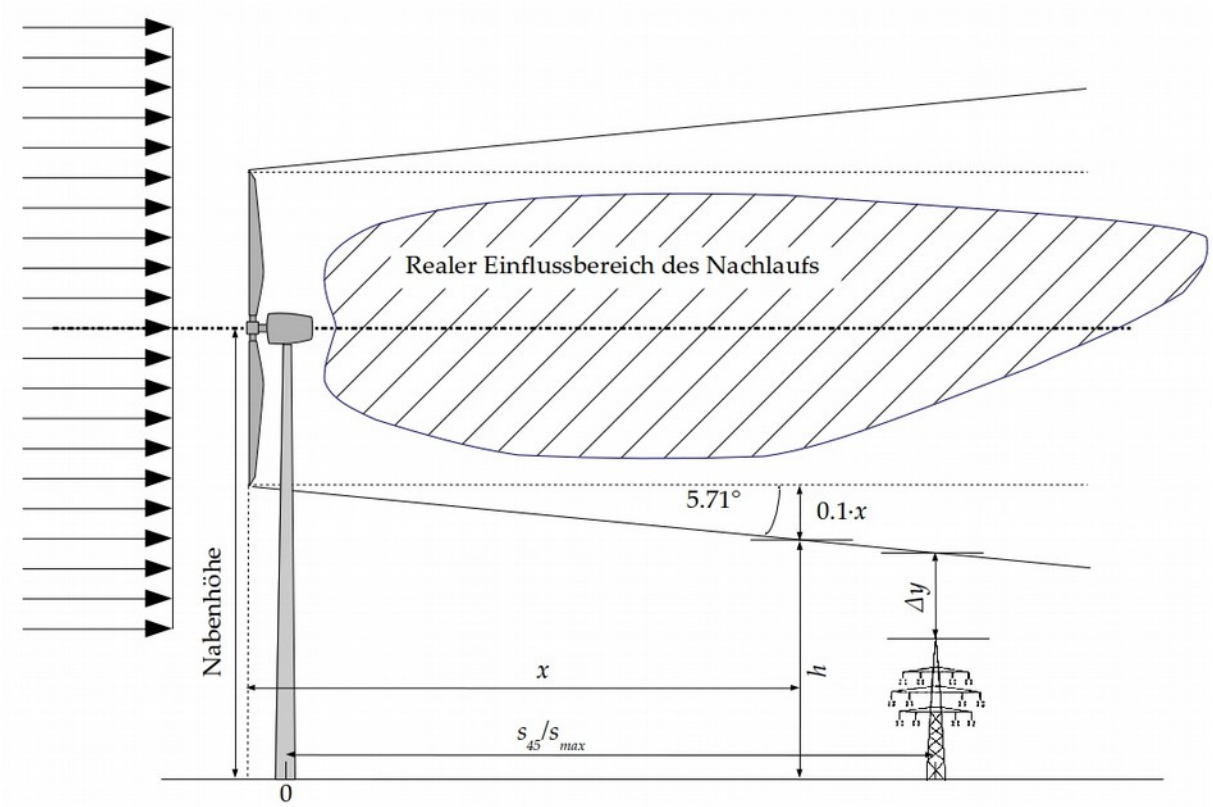

***Abbildung 2.3.1**: Vereinfachtes Verfahren zur Abschätzung des schädigenden Einflussbereichs der Nachlaufströmung nach /1/ und beispielhafter realer Einflussbereich (gestreift) auf Basis von CFD-Berechnungen.*

3 Randbedingungen

3.1 Standortdaten der WEA

Am Standort Rehna-Falkenhagen (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber zehn Windenergieanlagen (WEA 1 - 10) vom Typ Vestas V150 5.6MW, NH 166m.

In der Umgebung der WEA befindet sich die 110-kV-Ltg. Görries-Schönberg der WEMAG Netz. Die Standorte der WEA 1 - 4 liegen in unmittelbarer Nähe zur Freileitung.

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

	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 32)		Hersteller	WEA-Typ	P_N [MW]	RD [m]	NH [m]	s_{exz} [m]	Höhe EOK üNN [m]
			East	North							
	1	WEA 01	629967	5964314	Vestas	V150	5.6	150.0	166.0	4.5	---
	2	WEA 02	630257	5964174	Vestas	V150	5.6	150.0	166.0	4.5	---
	3	WEA 03	630109	5963784	Vestas	V150	5.6	150.0	166.0	4.5	---
	4	WEA 04	630559	5963740	Vestas	V150	5.6	150.0	166.0	4.5	---
	5	WEA 05	629887	5962822	Vestas	V150	5.6	150.0	166.0	4.5	---
	6	WEA 06	629731	5962401	Vestas	V150	5.6	150.0	166.0	4.5	---
	7	WEA 07	629724	5961942	Vestas	V150	5.6	150.0	166.0	4.5	---
	8	WEA 08	631792	5964315	Vestas	V150	5.6	150.0	166.0	4.5	---
	9	WEA 09	630206	5961870	Vestas	V150	5.6	150.0	166.0	4.5	---
	10	WEA 10	630756	5961492	Vestas	V150	5.6	150.0	166.0	4.5	---

Tabelle 3.1.1: *Windparkkonfiguration.*

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

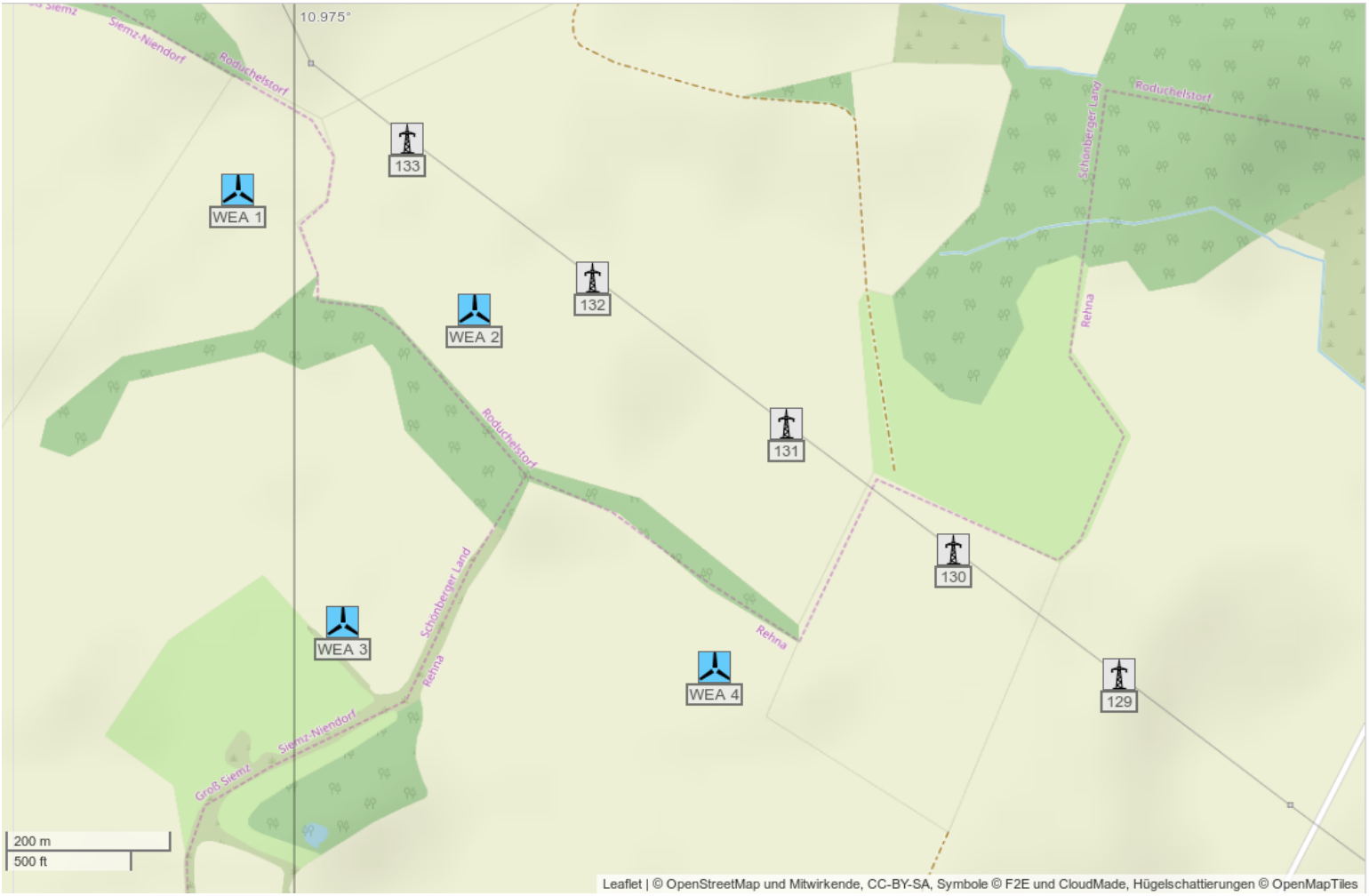

Abbildung 3.1.1:
Lage des Windparks, Karte /11/.

WEA geplant

weitere WEA

Freileitungsmast

3.2 Daten der Freileitung

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur 110-kV-Ltg. Görries-Schönberg sind in den Tabellen 3.2.1 und 3.2.2 dargestellt.

	Trag-mast	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)		Masttyp	Traversen-breite [m]	Höhe EOK üNN [m]	Mast-höhe [m]	Höhe Mastspitze üNN [m]
		East	North					
	127	---	---	T+4 TGL6926	8.90	33.77	23.45	57.22*
	128	---	---	T+0 TGL6923	8.90	40.86	20.72	61.58*
	129	631047	5963745	T-2 TGL6926	8.90	48.55	18.69	67.24*
	130	630843	5963893	T-2 TGL6926	8.90	49.79	18.66	68.45*
	131	630637	5964044	T+0 TGL6926	8.90	45.03	20.64	65.67*
	132	630398	5964217	T+0 TGL6926	8.90	41.85	20.45	62.30*
	133	630170	5964383	T1+4 JW	10.45	40.62	30.49	71.11*
	134	---	---	WA2+4 JW	10.45	35.31	29.40	64.71*
	135	---	---	WT+0 ES20/16	9.50	47.28	21.81	69.09*
	136	---	---	T+0 TGL6926	8.90	45.85	20.60	66.45*
	137	---	---	T+2 TGL6926	8.90	32.35	22.58	54.93*
	138	---	---	T+0 TGL6926	8.90	30.77	20.66	51.43*
	139	---	---	T+0 TGL6926	8.90	27.09	20.52	47.61*
	140	---	---	WA3-4 JVF	9.45	25.88	18.60	44.48*

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

*: Die Höhe der Mastspitze üNN berechnet sich aus der Höhe der EOK üNN zuzüglich der Masthöhe.

Für die WEA 1 - 4 wurden vom Auftraggeber für a_{Raum} keine Werte übermittelt. Für die weitere Berechnung wird daher ein a_{Raum} von 0m verwendet. Sollte a_{Raum} über den Rotorradius hinaus in den Bereich zwischen WEA und Freileitung reichen, müssen die Mindestabstände nach /1/ entsprechend angepasst werden.

Betroffenes Spannfeld	WEA in diesem Bereich	$D_{schwing}$ [m]	D_V [m]	$D_{schwing}$+ D_V [m]	>/<	a_{LTG} [m]	a_{Raum} [m]	Breite des Schutz-streifens [m]
132 - 133	1**	11.35*	3	14.35	<	20	0	21.8
132 - 133	2	11.35*	3	14.35	<	20	0	21.8
131 - 131	3	12.90*	3	15.90	<	20	0	21.8
130 - 131	4	10.80*	3	13.80	<	20	0	19.7

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

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

**: Die WEA befindet sich im Spannfeld der Masten 133 - 134. Da die Daten zu diesem Spannfeld nicht vollständig vorliegen wird ersatzweise das Spannfeld mit den Masten 132 - 133 zu Grunde gelegt.

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_{Raum} und dem spannungsabhängigen Mindestabstand a_{LTG} nicht unterschreiten.

Die in der Tabelle 3.2.2 dargestellte Summe aus $D_{schwing}$ und D_V ist in der vorliegenden Konfiguration an den WEA 1 - 4 kleiner als a_{LTG}. Zur weiteren Berechnung wird daher a_{LTG} als spannungsabhängiger Mindestabstand verwendet.

	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Mindestabstand a_{WEA} nach /1/ [m]	Vorhandener Abstand a_{WEA}	
				[m]	in RD
	1	WEA 01	95.0	165.1	**1.10**
	2	WEA 02	95.0	108.2	**0.72**
	3	WEA 03	95.0	511.6	3.41
	4	WEA 04	95.0	282.3	**1.88**

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

Die Standorte der WEA 1, 2 und 4 weisen Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil der Freileitung auf. Für diese WEA ist daher nach /1/ der Nachweis zu führen, dass die Freileitung nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen wird.

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.

4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung

Entsprechend den Erläuterungen in Kapitel 2 erfolgt die Bewertung des schädigenden 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 Leiterseil mit dem größten horizontalen Abstand zur Turmachse der WEA bestimmt. Im konkreten Fall wird das Erdseil am Obergurt der Traverse mit einem horizontalen Abstand von 8.9m von der Trassenachse betrachtet.

Aufgrund der in /1/ geforderten Betrachtung des Schwenkbereiches des Rotors von +-45° ist entweder der Abstand für 45° $s_{45°}$ 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° $s_{45°}$ für die WEA 1 - 4 maßgeblich und in Tabelle 4.2.1.1 dargestellt.

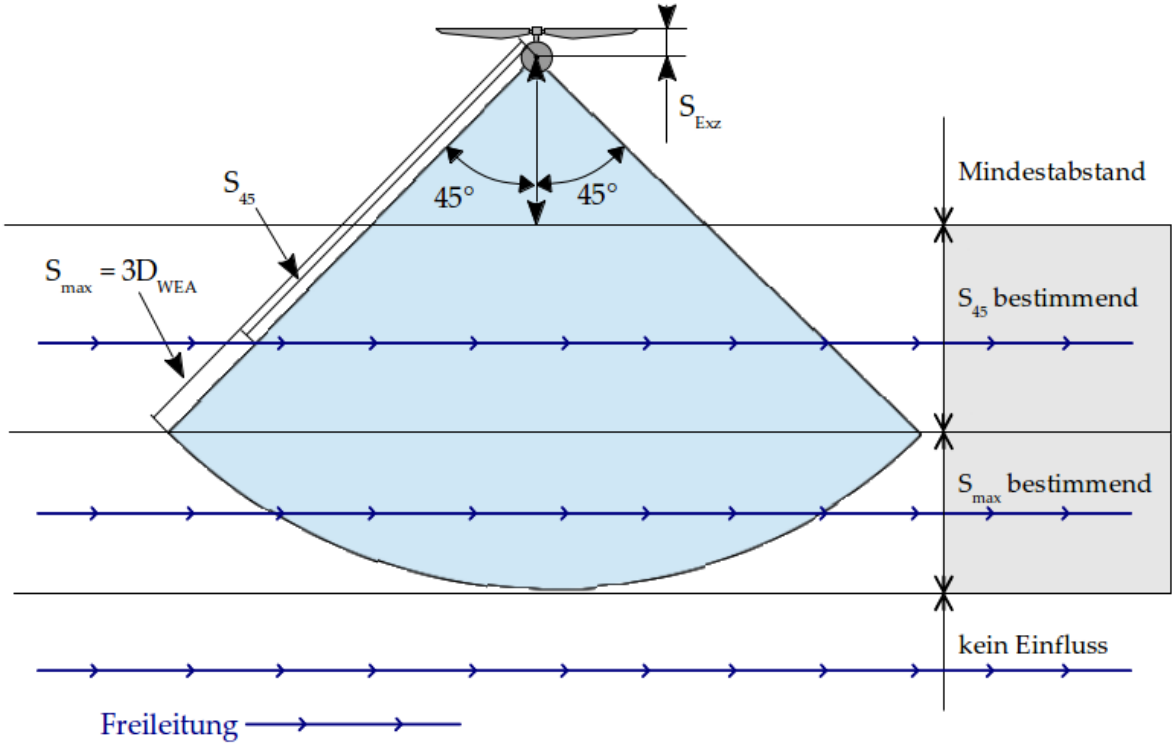

***Abbildung 4.2.1.1**: Zu betrachtender Einflussbereich der Nachlaufströmung (blau) in der Draufsicht und relevante Abstände.*

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 Δy
		[m]
s_{max}	1*	16.2
$s_{45°}$	1	33.8
$s_{45°}$	2	41.8
$s_{45°}$	4	30.4

***Tabelle 4.2.1.1:** Abstände der Nachlaufströmung zu den Leiterseilen der 110-kV-Ltg. Görries-Schönberg.*

** Es wurde zusätzlich eine Berechnung für die WEA 1 mit dem Abstand s_{max} für das Spannfeld 134 - 135 durchgeführt.*

Damit liegt der Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA 1, 2 und 4 nach dem vereinfachten Verfahren oberhalb der Leiterseile der 110-kV-Ltg. Görries-Schönberg.

In Abbildung 4.2.1.2 werden der kürzeste Abstand s_{quer} und der Abstand $s_{45°}$ im Verhältnis zur WEA 4 und der Freileitung und ihren Masten dargestellt.

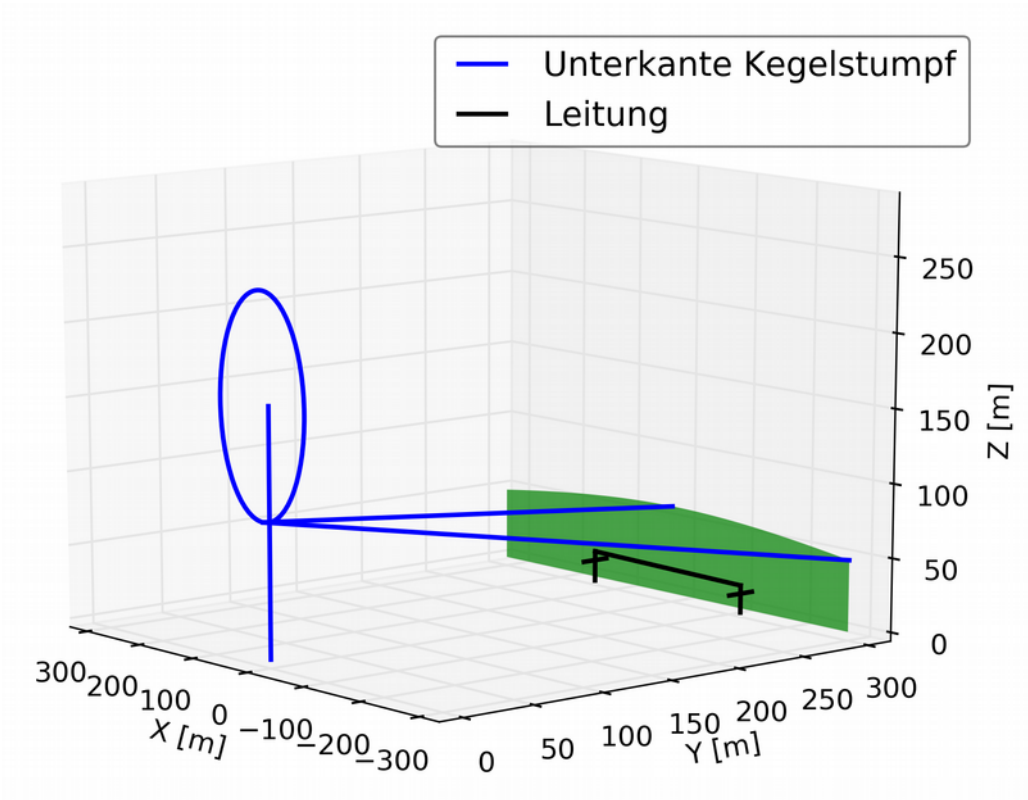

***Abbildung 4.2.1.2**: Vertikale Abstände zum Leiterseil für einen Rotorschwenkbereich von -45° bis +45°.*

5 Zusammenfassung und Bewertung

Am Standort Rehna-Falkenhagen (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber zehn Windenergieanlagen vom Typ Vestas V150 5.6MW, NH 166m, siehe hierzu Abbildung 3.1.1.

In der Umgebung der WEA befindet sich die 110-kV-Ltg. Görries-Schönberg der WEMAG Netz. Die Standorte der WEA 1 - 4 liegen in unmittelbarer Nähe zur Freileitung.

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, 2 und 4 weisen Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil auf. Für diese WEA ist daher nach /1/ der Nachweis zu führen, dass die Freileitung nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen wird.

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

Die Untersuchung ergab, dass mit dem gewählten Windenergieanlagentyp Vestas V150 5.6MW, NH 166m, die Leiterseile der Freileitung nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA getroffen werden.

Von den WEA 1 - 4 gehen deshalb keine die Lebensdauer durch Schwingung verkürzende Einwirkung auf die betrachtete Freileitung aus.

Zusätzliche Schwingungsschutzmaßnahmen an der Freileitung sind daher aus technischer Sicht nicht erforderlich.

6 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage
RD	Rotordurchmesser
NH	Nabenhöhe
SRTM	Shuttle Radar Topographic Mission
CFD	Computational Fluid Dynamics
EOK	Erdoberkante
üNN	über Normal Null
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion
WGS84	World Geodetic System 1984

D_{WEA}	Rotordurchmesser WEA	[m]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
a_{WEA}	Horizontaler Mindestabstand zwischen Turmachse und äußerstem ruhenden Leiterseil	[m]
a_{Raum}	Arbeitsraum	[m]
a_{LTG}	Spannungsabhängiger Mindestabstand	[m]
$D_{Schwing}$	Ausschwingbreite der Leiterseile.	[m]
D_V	spannungsabhängiger Schutzabstand	[m]
s_{Exz}	Abstand zwischen der Turmachse der WEA und der Rotorebene	[m]
Δy	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.