



Gutachten zu Freileitungen im Windpark Helmstedt

Referenz-Nummer:

2023-A-059-P5-R1 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

SAB Projektentwicklung GmbH & Co. KG
Berliner Platz 1, 25524 Itzehoe

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

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

Verfasser:

M.Sc. Susann Heise, Sachverständige,

Hamburg, 08.02.2023

Geprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 08.02.2023

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 53303680-0

Fax: 040 53303680-79

Susann Heise: heise@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-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824),
- 110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863),
- 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850) und
- 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024)

werden nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der am Standort Helmstedt 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.....	12
4 Durchgeführte Untersuchungen.....	14
4.1 Bestimmung der Abstände.....	14
4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung.....	15
4.2.1 Ergebnisse nach /1/.....	15
4.2.2 Ergebnisse der CFD-Analyse.....	18
5 Zusammenfassung und Bewertung.....	19
6 Formelzeichen und Abkürzungen.....	21
7 Literaturangaben.....	22



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.

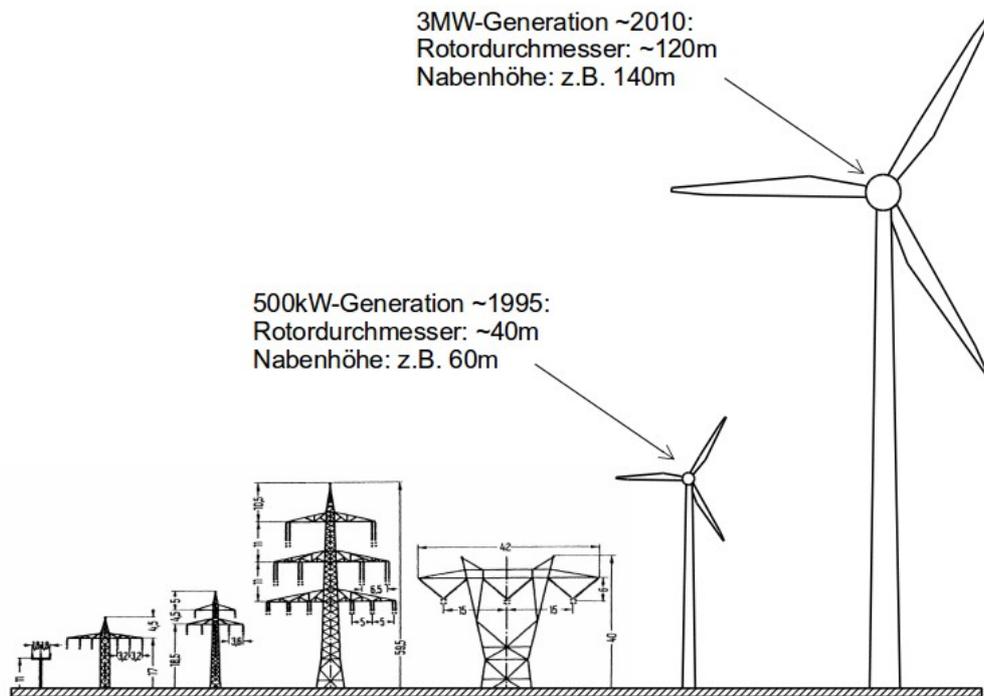


Abbildung 1.1: Typische Abmaße von Freileitungstragmasten nach /10/ sowie Beispiele typischer WEA-Größen der 500kW- und 3MW-Generation.



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 $\pm 45^\circ$ 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.

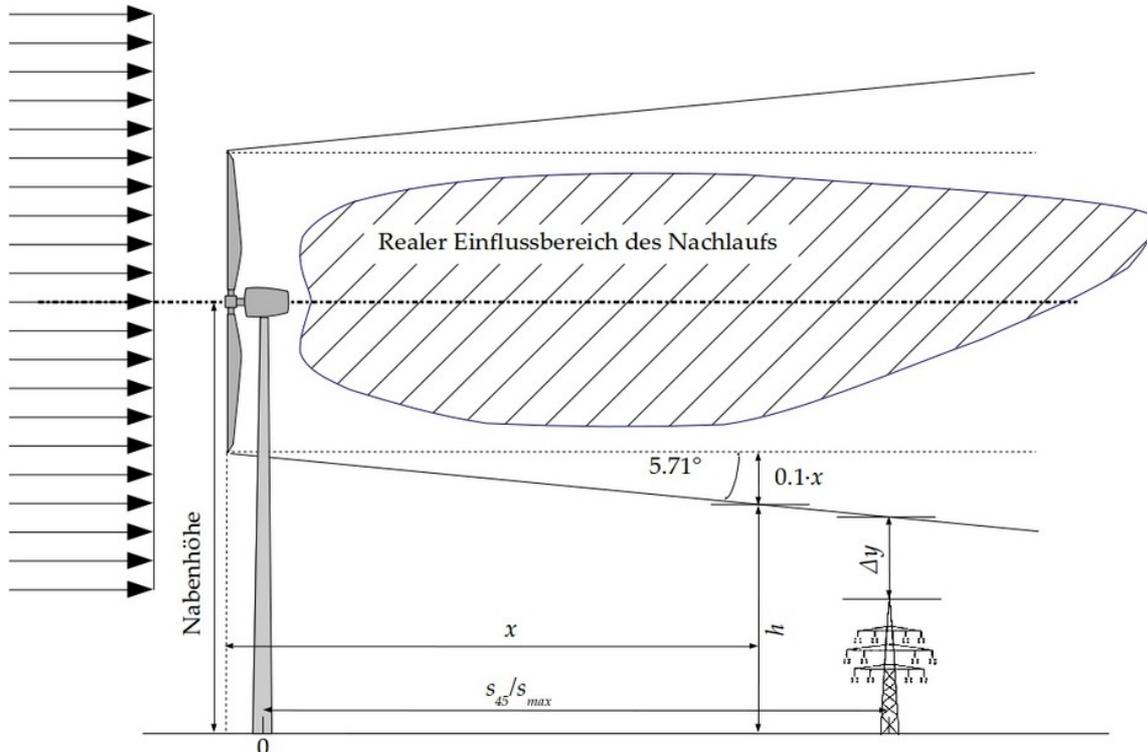


Abbildung 2.3.1: Vereinfachtes Verfahren zur Abschätzung des schädigenden Einflussbereichs der Nachlaufströmung nach [1] und beispielhafter realer Einflussbereich (gestreift) auf Basis von CFD-Berechnungen.

3 Randbedingungen

3.1 Standortdaten der WEA

Am Standort Helmstedt (Niedersachsen) plant bzw. betreibt der Auftraggeber drei Windenergieanlagen vom Typ Vestas V136, 4.2MW, NH 169m (WEA 18) und vom Typ Vestas V162, 6.2MW, NH 169m (WEA 19 und 20).

In der unmittelbaren Umgebung der WEA befinden sich die 110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824), die 110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863), die 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850) der Avacon AG sowie die 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024) der TenneT TSO GmbH. Die Standorte der WEA 18 - 20 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	WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)		Höhe EOK üNN [m]	S _{exz} [m]
							East	North		
	1	WEA 1	Vestas V80	2	100	80	32636774	5782818	---	---
	2	WEA 2	Vestas V80	2	100	80	32636847	5783130	---	---
	3	WEA 3	Vestas V80	2	100	80	32636917	5783442	---	---
	4	WEA 4	Vestas V90	2	105	90	32636556	5783170	---	---
	5	WEA 5	ENERCON E-82	2	108.4	82	32637276	5784280	---	---
	6	WEA 6	ENERCON E-82	2	108.4	82	32637319	5784030	---	---
	7	WEA 7	ENERCON E-82	2	108.4	82	32637363	5783788	---	---
	8	WEA 8	Vestas V90	2	105	90	32635845	5785338	---	---
	9	WEA 9	Vestas V80	2	100	80	32636099	5785145	---	---
	10	WEA 10	Vestas V80	2	100	80	32636314	5784908	---	---
	11	WEA 11	Vestas V80	2	100	80	32636417	5784605	---	---
	12	WEA 12	Vestas V80	2	100	80	32636474	5784290	---	---
	13	WEA 13	Vestas V80	2	100	80	32636626	5784008	---	---
	14	WEA 14	Vestas V80	2	100	80	32636801	5783740	---	---
	15	WEA 15	Vestas V90	2	105	90	32636559	5783530	---	---
	16	WEA 16	ENERCON E-70 E4	2	113.5	71	32636918	5784343	---	---
	17	WEA 17	Vestas V90	2	105	90	32636123	5785562	---	---



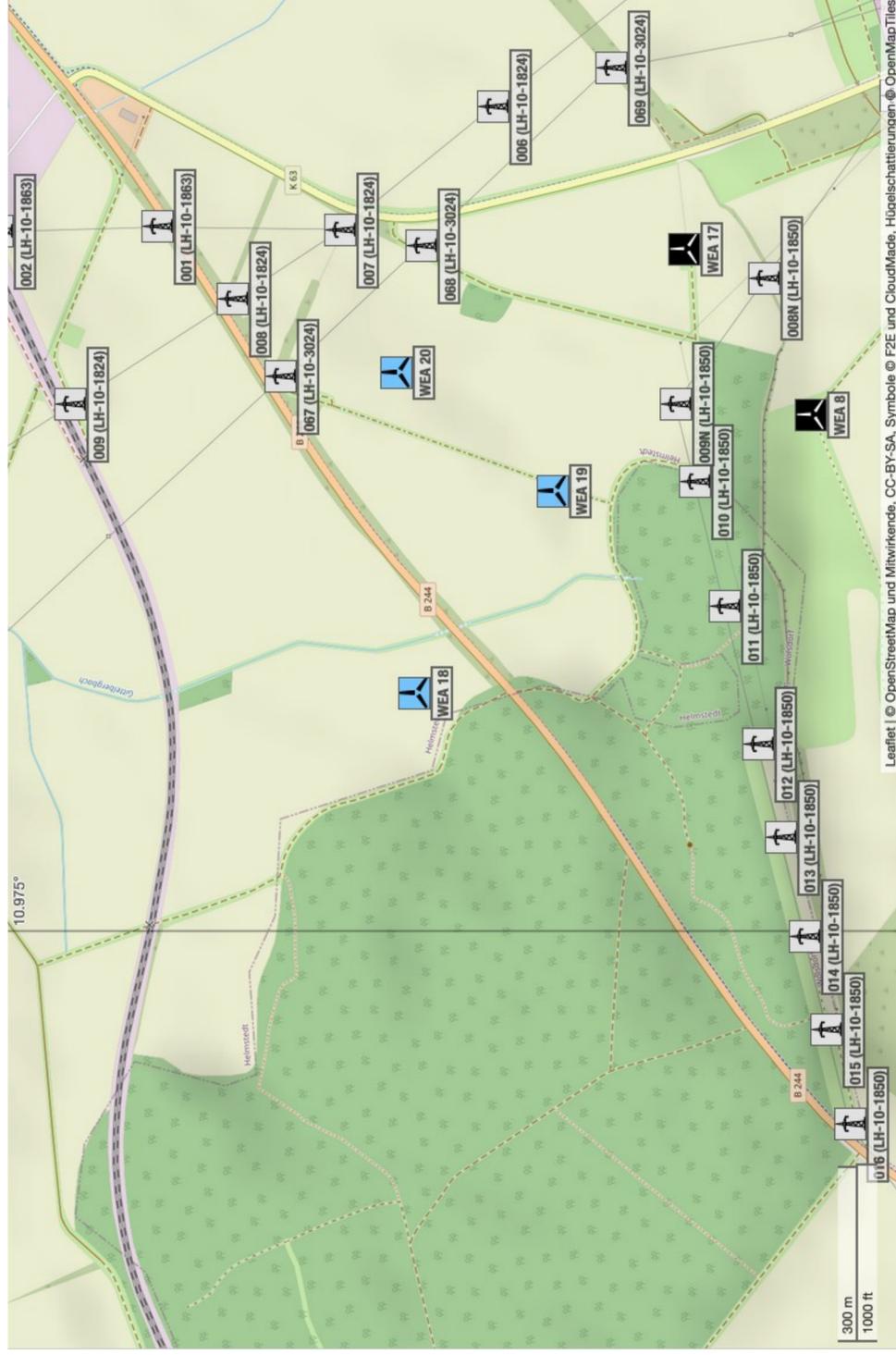
	Lfd.Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)		Höhe EOK üNN [m]	S _{exz} [m]
							East	North		
	18	SAB 1	Vestas V136	4.2	169	136	32635352	5786006	---	4.5
	19	SAB 2	Vestas V162	6.2	169	162	32635704	5785778	---	4.5
	20	SAB 3	Vestas V162	6.2	169	162	32635899	5786052	---	4.5
	21	WEA01	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.6	165.00	170.0	32636271	5783716	---	---
	22	WEA02	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.6	165.00	170.0	32636348	5782791	---	---

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 zu den Freileitungen sind in den Tabellen 3.2.1 und 3.2.2 dargestellt.

	Trag- mast	Koordinaten (UTM ETRS89/ WGS84 Zone 32)		Masttyp	Tra- versen- breite [m]	Höhe EOK üNN [m]	Mast- höhe [m]	Höhe Mastspitze üNN [m]
		East	North					
110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824)								
	006	32636356	5785899	T +1,8 +0,0	6.5	123.20	22.78	145.98*
	007	32636140	5786156	WA150-180 +0,0 +0,0	6.7	122.96	17.60	140.56*
	008	32636017	5786337	T +3,6 +0,0	6.5	124.03	24.52	148.55*
	009	32635829	5786613	T +7,4 +0,0	6.5	129.57	28.15	157.72*
110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863)								
	001	32636136	5786471	T +14,0 +0,0	6.7	---	30.72	---
	002	32636121	5786746	T +16,0 +0,0	6.7	---	33.23	---
110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850)								
	006N	32636394	5785207	WA160-19,00	7.5	142.62	18.53	161.15*
	008N	32636077	5785423	T1-27,00	6.75	147.85	26.75	174.60*
	009N	32635859	5785571	WA 120-21,0	8.8	149.87	21.13	171.00*
	010	32635726	5785534	T +3,0 +0,0	5.1	154.11	19.08	173.19*
	011	32635517	5785477	T +3,0 +0,0	5.1	153.58	19.02	172.60*
	012	32635283	5785413	T +3,0 +0,0	5.1	152.48	18.91	171.39*
	013	32635124	5785369	T +4,0 +0,0	5.1	152.38	19.49	171.87*
	014	32634958	5785324	T +4,0 +0,0	5.1	150.01	19.71	169.72*
	015	32634799	5785281	T +4,0 +0,0	5.1	149.19	19.58	168.77*
	016	32634640	5785237	WA140-160 +6,0 +0,0	7.5	147.37	20.95	168.32*
380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024)								
	067	32635886	5786253	---	15.5	113.65**	56.48	170.13
	068	32636117	5786016	---	15.5	109.92**	60.71	170.63
	069	32636428	5785696	---	16.25	113.98**	64.71	178.69

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.

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



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 Schutzstreifens [m]
110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824)								
006 - 007	19	---*	3	---	---	20	90	---*
007 - 008	19	---*	3	---	---	20	90	---*
	20						0	
008 - 009	18	---*	3	---	---	20	140	---*
110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863)								
007** - 001	18	---*	3	---	---	20	120	---*
	19						0	
	20						0	
110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850)								
009N - 010	19	---*	3	---	---	20	0	---*
	20						30	
010 - 011	19	---*	3	---	---	20	0	---*
011 - 012	18	---*	3	---	---	20	0	---*
380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024)								
067 - 068	18	---*	5	---	---	30	130	---*
	19						105	
	20						0	

Tabelle 3.2.2: Weitere verwendete Daten zu den Spannfeldern.

*: Zur Breite des Schutzstreifens und D_{schwing} der Freileitungen lagen keine Daten vor.

** : Für die Untersuchung der 110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863) wurde der Mast 007 der 110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824) berücksichtigt.

Die WEA 18 befindet sich im Bereich eines weiter nördlich gelegenen Spannfeldes der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024). Aufgrund fehlender Angaben und bei einem linearen Leitungsverlauf der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024) wurde ersatzweise das Spannfeld „067 – 068“ zur Berechnung des Abstandes zur Freileitung verwendet.

Die Werte für a_{Raum} wurden für die WEA 18 - 20 ermittelt und für die einzelnen Freileitungen in Tabelle 3.2.2 aufgeführt.



4 Durchgeführte Untersuchungen

4.1 Bestimmung der Abstände

Entsprechend den Erläuterungen in Kapitel 2 kann die Bestimmung der einzuhaltenen 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.

Auf Grund fehlender Angaben zu D_{schwing} wird zur weiteren Berechnung a_{LTG} als spannungsabhängiger Mindestabstand verwendet.

	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Mindestabstand a_{WEA} nach /1/ [m]	Vorhandener Abstand a_{WEA}	
				[m]	in RD
110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824)					
	18	SAB 1	228.0	729.0	5.36
	19	SAB 2	191.0	566.5	3.50
	20	SAB 3	101.0	251.2	1.55
110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863)					
	18	SAB 1	208.0	783.0	5.76
	20	SAB 3	101.0	235.5	1.45
110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850)					
	18	SAB 1	88.0	548.6	4.03
	19	SAB 2	101.0	232.1	1.43
	20	SAB 3	131.0	444.9	2.75
380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024)					
	18	SAB 1	228.0	539.9	3.97
	19	SAB 2	216.0	446.5	2.76
	20	SAB 3	111.0	115.6	0.71

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



Der Standort der WEA 19 weist Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil der 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850) und der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024) auf.

Der Standort der WEA 20 weist Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil der 110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824), der 110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863), der 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850) und der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024) 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.

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.

Im vorliegenden Fall wurde zusätzlich für die WEA 19 eine Bewertung mittels einer CFD-Analyse vorgenommen.

4.2.1 Ergebnisse nach /1/

Im Fall der 110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824), 110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863) und 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850) wird der vertikale Abstand in Bezug zum höchstgelegenen Leiterseil in Mastmitte bestimmt.

Im Fall der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024) wird der vertikale Abstand in Bezug zum höchstgelegenen 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 9m von der Trassenachse betrachtet.

Aufgrund der in /1/ geforderten Betrachtung des Schwenkbereiches des Rotors von $\pm 45^\circ$ 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 der 110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824) und 110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863) ist der Abstand für 45° s_{45° für die WEA 20 maßgeblich und in Tabelle 4.2.1.1 dargestellt.

Im vorliegenden Fall der 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850) ist der Abstand für 45° s_{45° für die WEA 19 und der maximal zu betrachtende Abstand von drei Rotordurchmessern s_{\max} für die WEA 20 maßgeblich und in Tabelle 4.2.1.1 dargestellt.

Im vorliegenden Fall der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024) ist der der maximal zu betrachtende Abstand von drei Rotordurchmessern s_{\max} für die WEA 19 und Abstand für 45° s_{45° für die WEA 20 maßgeblich und in Tabelle 4.2.1.1 dargestellt.

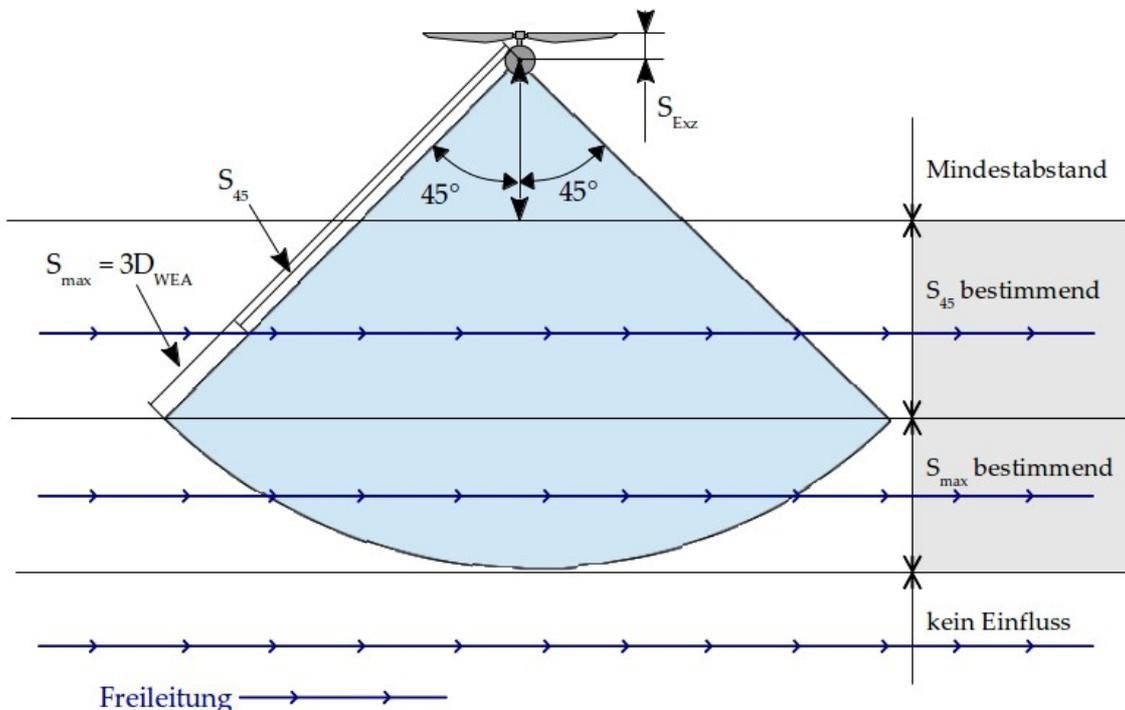


Abbildung 4.2.1.1: Zu betrachtender Einflussbereich der Nachlaufströmung (blau) in der Draufsicht und relevante Abstände.



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]
110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824)		
S_{45°	20	25.8
110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863)		
S_{45°	20	21.8
110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850)		
S_{45°	19	31.5
S_{\max}	20	17.8
380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024)		
S_{\max}	19	-21.8
S_{45°	20	6.2

Tabelle 4.2.1.1: Abstände der Nachlaufströmung zu den Leiterseilen der Freileitungen.

Damit ragt der Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA 19 nach dem vereinfachten Verfahren bei Queranströmung in den Bereich der Leiterseile der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024).

Der Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA 19 liegt nach dem vereinfachten Verfahren oberhalb der Leiterseile der 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850).

Der Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA 20 liegt nach dem vereinfachten Verfahren oberhalb der Leiterseile der 110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824), der 110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863), der 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850) und der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024).



4.2.2 Ergebnisse der CFD-Analyse

Die Ausdehnung der Nachlaufzone der Windenergieanlagen wurde auf Grundlage einer Simulation der Nachlaufströmung bewertet. Hierzu wurde in einem 3-D-Modell das Strömungsfeld hinter einer Windenergieanlage in der Größe der WEA vom Typ Vestas V162, 6.2MW, NH 169m, mit der Computational Fluid Dynamics (CFD) Software FLUENT berechnet. CFD-Software wird zur Berechnung dreidimensionaler Strömungsprozesse unter Berücksichtigung des Wärmetransports durch Leitung, Konvektion und Strahlung sowie chemischer Reaktionen eingesetzt. Die Programmentwicklung und -auslieferung von Fluent ist nach BSI qualitätsgesichert (British Standard Institution America Inc.; Certificate No. FM 55686; Reston VA, 2000).

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

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

Die Windenergieanlagen vom Typ Vestas V162, 6.2MW, NH 169m, reichen bei einem Rotordurchmesser von 162m mit ihrem Rotor in ungünstigster Stellung bis auf 84.5m über Grund herunter.

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

Weiterhin ist zu erkennen, dass sich das Geschwindigkeitsdefizit hinter den WEA nicht trichterförmig aufweitet, sondern eine relativ konstante zylindrische Form aufweist.

Insbesondere ist sehr gut zu erkennen, dass die Windgeschwindigkeit auf Höhe des Erdseils und darunter in der Umgebung der WEA nicht reduziert wird.

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



wird.

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

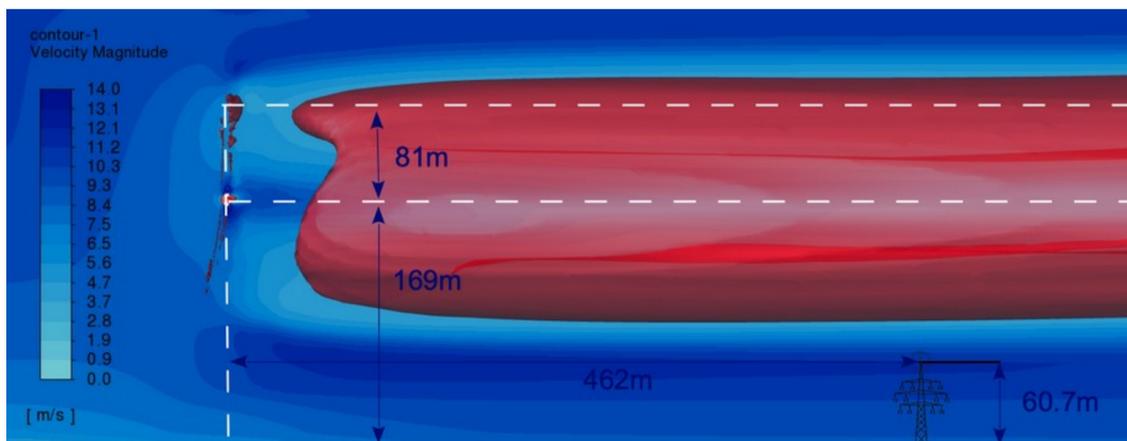


Abbildung 4.2.2.1: Vertikaler Schnitt in der Achse einer WEA vom Typ Vestas V162, 6.2MW, NH 169m, bei einer Anströmung mit 10m/s. Dargestellt sind zusätzlich die Positionen der einzelnen Tragmasten der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024) entsprechend ihres Abstandes. Weiterhin dargestellt ist der einhüllende Isoflächenbereich der auf 40% reduzierten Windgeschwindigkeit (rot).

5 Zusammenfassung und Bewertung

Am Standort Helmstedt (Niedersachsen) plant bzw. betreibt der Auftraggeber drei Windenergieanlagen vom Typ Vestas V136, 4.2MW, NH 169m bzw. Vestas V162, 6.2MW, NH 169m, siehe hierzu Abbildung 3.1.1.

In der unmittelbaren Umgebung der WEA befinden sich die 110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824), die 110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863) und die 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850) der Avacon AG sowie die 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024) der TenneT TSO GmbH. Die Standorte der WEA 18 - 20 liegen in unmittelbarer Nähe zu den Freileitungen.

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



Der Standort der WEA 19 weist Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil der 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850) und der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024) auf.

Der Standort der WEA 20 weist Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil der 110-kV-Leitung Helmstedt/BKB-Hattorf (LH-10-1824), der 110-kV-Leitung Abzweig Lübbensteine (LH-10-1863), der 110kV-Leitung Helmstedt/BKB-Moritzburg (LH-10-1850) und der 380-kV-Leitung Hattorf-Helmstedt (LH-10-3024) 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 den gewählten Windenergieanlagentypen Vestas V136, 4.2MW, NH 169m (WEA 18) und Vestas V162, 6.2MW, NH 169m (WEA 19 und 20), die Leiterseile der Freileitungen nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA getroffen werden.

Von den WEA 18 - 20 gehen deshalb keine die Lebensdauer durch Schwingung verkürzende Einwirkung auf die betrachteten Freileitungen aus.

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



6 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
SRTM	Shuttle Radar Topographic Mission	
CFD	Computational Fluid Dynamics	
EOK	Erdoberkante	
üNN	über Normal Null	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
D_{WEA}	Rotordurchmesser WEA	[m]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
a_{WEA}	Horizontaler Mindestabstand zwischen Turmachse und äußerstem ruhenden Leiterseil	[m]
a_{Raum}	Arbeitsraum	[m]
a_{LTG}	Spannungsabhängiger Mindestabstand	[m]
$D_{Schwing}$	Ausschwingbreite der Leiterseile	[m]
D_V	spannungsabhängiger Schutzabstand	[m]
s_{Exz}	Abstand zwischen der Turmachse der WEA und der Rotorebene	[m]
s_{45}	Für einen Schwenkbereiches des Rotors von +- 45° zu betrachtender Abstand nach DIN EN 50341-2-4	[m]
s_{max}	Maximal zu betrachtender Abstand nach DIN EN 50341-2-4	[m]
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 50341-2-4:2019, September 2019.
- /2/ DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100); Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 100: Allgemeine Festlegungen; Oktober 2009.
- /3/ Degener, T.; Kießling, F.; Tzschope, J.; Mindestabstand zwischen Windenergieanlagen und Freileitungen; Elektrizitätswirtschaft Jg. 98 (1999), Heft 7, Seite 32-35.
- /4/ P. Hagedorn : Leiterseil-schwingungen in Theorie und Praxis - ein Überblick. etz-Report 26, VDE-Verlag, Berlin, Offenbach (1990).
- /5/ W. Philipps : Seil-schwingungen 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>.