



LAND
BRANDENBURG

Ministerium für Landwirtschaft,
Umweltschutz und Raumordnung



Fachbeiträge des Landesumweltamtes

Heft Nr. 91

Untersuchung von Möglichkeiten zur Berücksichtigung der akustischen Be- sonderheiten von Windenergie- anlagen mit stall-Regelung



LANDESUMWELTAMT
BRANDENBURG

**Untersuchung von Möglichkeiten zur
Berücksichtigung der akustischen Be-
sonderheiten von Windenergie-
anlagen mit stall-Regelung**

Fachbeiträge des Landesumweltamtes – Titelreihe, Heft-Nr. 91

Untersuchung von Möglichkeiten zur Berücksichtigung der akustischen Besonderheiten von Windenergieanlagen mit stall-Regelung

Herausgeber:
Landesumweltamt Brandenburg (LUA)
Berliner Straße 21-25
14467 Potsdam
Tel.: 0331/23 23 259
Fax.: 0331/29 21 08
E-Mail: infoline@lua.brandenburg.de

Bearbeitung:
Abt. Technischer Umweltschutz, Ref. T2 – Lärmschutz, Verkehr, Energie, Klimaschutz
Dr. H.-J. Albrecht
Tel.: 0335/560 –3198
Fax: 0335/560 –3146

Potsdam, im November 2004

Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit der Landesregierung Brandenburg herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbern zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Untersagt ist gleichfalls die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Wahlwerbung. Nachdruck - auch auszugsweise - nur mit schriftlicher Genehmigung des Herausgebers.



Inhalt

	Seite
Zusammenfassung	4
1 Problemstellung und Vorbemerkungen	4
2 Lösungsmöglichkeiten	5
2.1 Grundsätzliche Erläuterungen	5
2.2 Technische Parameter von stall-Anlagen, die für die vorliegende Untersuchung relevant sind	8
2.3 Überschreitungswahrscheinlichkeiten für die Nachtzeit bei stabiler Schichtung	9
2.4 Überschreitungswahrscheinlichkeiten nach dem Windatlas-Modell	12
3 Windinduzierte Fremdgeräusche	12
4 Schlussfolgerungen	18
5 Verzeichnisse	20
5.1 Quellen	20
5.2 Abkürzungsverzeichnis	20
5.3 Verzeichnis der Abbildungen	21
5.4 Verzeichnis der Tabellen	22

Zusammenfassung

Der für immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren maßgebliche Schalleistungspegel wird in der Regel bei einem Betriebszustand von 95 % der elektrischen Nennleistung oder bei einer standardisierten Windgeschwindigkeit von 10 m/s ermittelt.

Im Gegensatz zu **pitch-gesteuerten** Windenergieanlagen steigt der Schalleistungspegel bei **stall-gesteuerten** Anlagen bei Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe, die den Leistungsbe- reich 95 % der Nennleistung überschreiten, weiter an.

Die technische Entwicklung führt zu immer größeren Nabenhöhen und die elektrische Nenn- leistung wird bei geringeren Windgeschwindigkeiten erreicht. Dadurch ist eine Maskierung der Anlagengeräusche durch windinduzierte Umgebungsgeräusche nicht mehr gewährleist- et. Dies wird durch die vorliegende Untersuchung bestätigt. Es wird ein Verfahren vorgestellt mit dem es möglich ist, die Häufigkeit von Betriebszuständen oberhalb 95 % Nennleistung abzuschätzen und die dabei in einem ebenen Gelände zu erwartenden windinduzierten Fremdgeräuschpegel, die in 90 % der Fälle überschritten werden, zu berechnen. Bei Wind- energieanlagen mit bestimmten technischen Parametern kann es im Interesse des Schutzes potenziell betroffener Anwohner vor erheblichen Belästigungen durch Schallimmissionen erforderlich sein, diese Anlagen nachts abzuschalten, wenn der Betriebspunkt 95 % der Nennleistung überschritten wird.

1 Problemstellung

Der Schalleistungspegel als Maß für die Schallemission wird entsprechend der internationa- len Norm DIN/IEC 61400-11 [1] bei den standardisierten Windgeschwindigkeiten von 6, 7, 8, 9 und 10 m/s oder bei 95 % der elektrischen Nennleistung der Windenergieanlage ermittelt.

Die standardisierte Windgeschwindigkeit ist eine rechnerische Größe. Sie wird über die Leistungskurve unter Annahme eines Standard-Windprofils aus der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe für eine Höhe von 10 m berechnet.

Letzteres gilt für den Fall, dass 95 % der Nennleistung schon bei einer standardisierten Windgeschwindigkeit kleiner als 10 m/s erreicht werden. In immissionsschutzrechtlichen Ge- nehmigungsverfahren wird dieser Schalleistungspegel in der Regel für die Schallimmissi- onsprognose verwendet. Dabei ist u.a. nachzuweisen, dass durch die zu genehmigende An- lage keine Überschreitungen der zulässigen Immissionsrichtwerte nach TA Lärm [2] zu er- warten sind.

Unter Fachleuten wurde verschiedentlich über die akustischen Besonderheiten von stall- gesteuerten Windenergieanlagen gegenüber Windenergieanlagen mit pitch-Steuerung disku- tiert. Während bei pitch-Anlagen der Schalleistungspegel bei Erreichen der Nennleistung konstant bleibt, steigt er bei stall-Anlagen weiter an. Damit wird bei stall-Anlagen entgegen den Forderungen der TA Lärm [2] nicht der höchste Schalleistungspegel für die Berechnung der Schallimmission verwendet. In diesen Diskussionen wurde immer argumentiert, dass diese Effekte nur bei hohen Windgeschwindigkeiten auftreten und die Anlagengeräusche deshalb durch windinduzierte Umgebungsgeräusche maskiert werden, so dass keine erheb- lichen Belästigungen zu befürchten sind.

Es muss weiterhin erwähnt werden, dass es entsprechend dem Verfahren der DIN/IEC 61400-11 nicht möglich ist, den Schalleistungspegel für mehr als 95 % der Nenn- leistung anzugeben, weil oberhalb dieses Wertes kein eindeutiger Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistung und der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe besteht (Abb. 3). Um das akustische Verhalten von Windenergieanlagen auch oberhalb von 95 % der Nennleis-

tung beurteilen zu können, wird in der Richtlinie der Fördergesellschaft Windenergie [3] gefordert, dass Messwerte, die bei der akustischen Vermessung nach [1] bei elektrischen Leistungen oberhalb 95 % der Nennleistung anfallen, im Messprotokoll mit anzugeben sind.

Für die nachfolgenden Betrachtungen gibt es im Wesentlichen zwei Anlässe:

Zum einen führt die technische Entwicklung der Windenergieanlagen zu immer größeren Nabhöhen und die Nennleistung wird schon bei geringeren Windgeschwindigkeiten erreicht. Beide Tendenzen bewirken, dass die Maskierung der Anlagengeräusche durch windinduzierte Umgebungsgeräusche nicht mehr gesichert ist.

Zum anderen zwingt das Urteil des Oberverwaltungsgerichtes Münster [4] Antragsteller und Immissionsschutzbehörden dazu, dass den Besonderheiten der Schallemission von stall-Anlagen die gebührende Aufmerksamkeit geschenkt wird. Das Gericht fordert, dass sich alle Beteiligten im Genehmigungsverfahren mit den akustischen Besonderheiten von stall-Anlagen auseinandersetzen müssen. Dabei ist als oberstes Gebot zu beachten, dass es durch die zu genehmigende Anlage nicht zu erheblichen Belästigungen im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes [5] kommt. Eine Möglichkeit wäre, dass Windenergieanlagen mit stall-Regelung zumindest in den Fällen, wenn laut Immissionsprognose die Immissionsrichtwerte erreicht werden, im Leistungsbereich oberhalb 95 % Nennleistung abgeschaltet werden.

Im Folgenden wird versucht, dazu eine Alternative aufzuzeigen, die allerdings deutlich höhere Anforderungen an die Antragsteller, die akustischen Gutachter und nicht zuletzt auch an die Immissionsschutzbehörden stellt.

2 Lösungsmöglichkeit

2.1 Grundsätzliche Erläuterungen

Maßgebend für die Bewertung der immissionsschutzrechtlichen Verträglichkeit eines Vorhabens sind bei der geplanten Errichtung von Windenergieanlagen die Schallimmissionen in der Nachtzeit. Demzufolge ist es erforderlich, die Windverhältnisse in Nabenhöhe für die Nachtzeit zu kennen, um daraus auf die Häufigkeit bestimmter Betriebszustände und der damit verbundenen Schallemission schließen zu können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der vertikale Gradient der Windgeschwindigkeit vom Stabilitätszustand der planetaren Grenzschicht abhängig ist.

Für die Ermittlung der standardisierten Windgeschwindigkeit wird ein Windprofil verwendet, dass sich bei einer neutralen oder indifferenten Schichtung einstellt. Solche Schichtungsverhältnisse sind charakteristisch für den Übergang von einer nächtlich stabilen zu einer labilen Schichtung am Tage und umgekehrt. Labilität ist mit einem gut ausgeprägten vertikalen Impulsaustausch verbunden, der im Verlaufe des Vormittags in der Regel zu einer Zunahme der Windgeschwindigkeit in Bodennähe führt. Der vertikale Gradient der Windgeschwindigkeit ist dabei vergleichsweise gering. Bei stabiler Schichtung, die vorzugsweise nachts auftritt, ist der vertikale Impulsaustausch schwächer und es können sich größere Vertikalgradienten der Windgeschwindigkeit ausbilden. Dies führt dazu, dass bei gleicher Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe die Windgeschwindigkeit in Bodennähe geringer als bei labiler oder neutraler Schichtung ist. Diese Verhältnisse werden durch Messungen am 100 m-Mast des Meteorologischen Observatoriums Lindenberg bestätigt (Abb.1) [6]. Es ist deutlich der inverse Tagesgang der Windgeschwindigkeit in Bodennähe und in den Höhen oberhalb von ca. 80 m zu erkennen. Während in den bodennahen Schichten das tägliche Maximum der Windgeschwindigkeit in den Mittagsstunden und das Minimum nachts erreicht wird, ist es in der Höhe oberhalb von ca. 80 m umgekehrt.

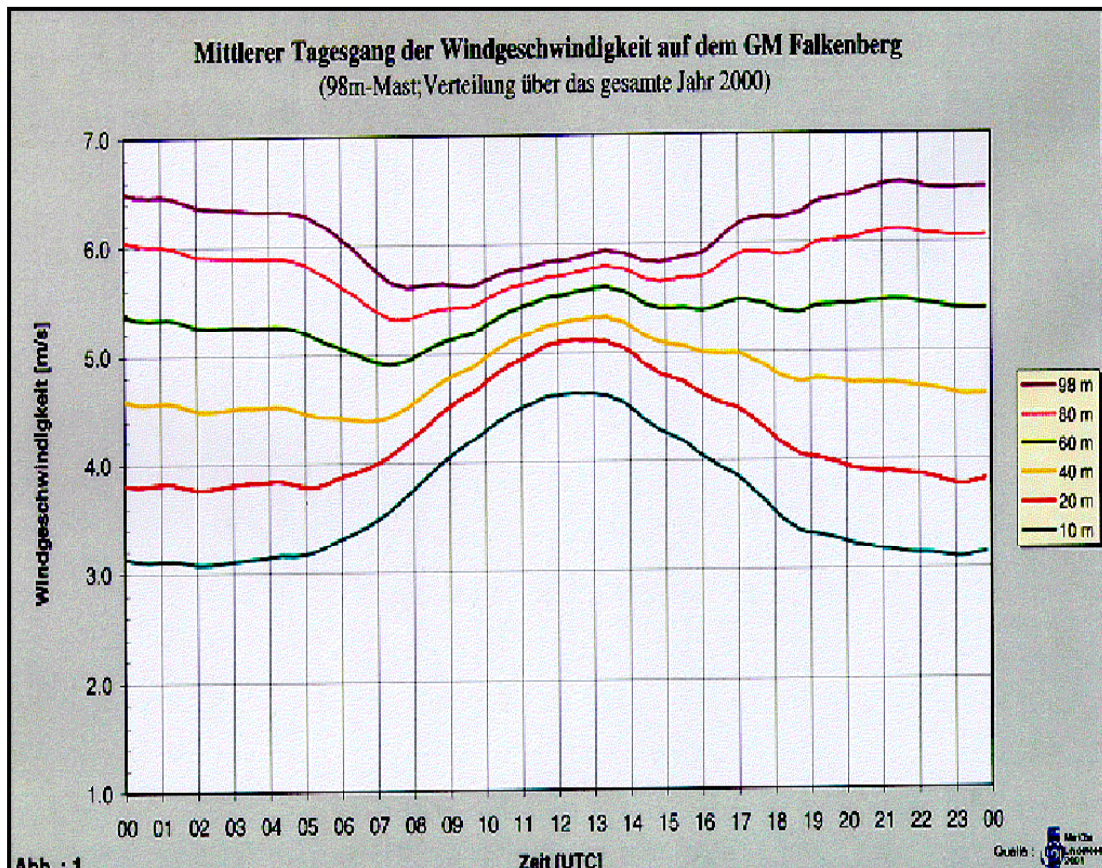


Abb. 1: Mittlerer Tagesgang der Windgeschwindigkeit in den Höhen 10 m, 20 m, 40 m, 60 m, 80 m und 98 m im Jahr 2000 nach Messungen am 100 m-Mast des Meteorologischen Observatoriums Lindenberg [6]

Um nun auf eine mögliche Lösung des eingangs geschilderten Problems zu kommen, muss die Frage beantwortet werden, wie häufig tritt bei einer konkreten Windenergieanlage in der Nachtzeit ein Betriebszustand mit einer elektrischen Leistung über 95 % der Nennleistung auf. Das heißt, es wird nach der Häufigkeit der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

$$(1) \quad v_N > v_{95}$$

gesucht. Die Windgeschwindigkeit ist entsprechend der Verteilungsfunktion nach Weibull verteilt. Die Verteilungsdichtefunktion $f(v)$ nach Weibull lautet:

$$(2) \quad f(v) = \left(\frac{k}{a}\right) \cdot \left(\frac{v}{a}\right)^{(k-1)} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{a}\right)^k\right]$$

Hierin bedeutet $f(v)$ die Häufigkeit mit der die Windgeschwindigkeit v auftritt. Die Verteilungsfunktion $F(v)$ gibt an mit welcher Wahrscheinlichkeit die Windgeschwindigkeit v einen vorgegebenen Wert überschreitet. In unserem Fall ist das der Wert v_{95} .

$$(3) \quad F(v) = \exp\left[-\left(\frac{v}{a}\right)^k\right]$$

Bei Kenntnis der Scale- und Shape-Parameter (a , k) der Weibullverteilung kann nach Gleichung (3) die Überschreitungswahrscheinlichkeit einer vorgegebenen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe berechnet werden.

Diese Parameter sind den Antragstellern bekannt. Es ist davon auszugehen, dass sie vor Einreichung des Genehmigungsantrages Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für das konkrete Projekt durchgeführt haben. Dafür ist die Kenntnis der Scale- und Shape-Parameter für den jeweiligen Standort und für die in Betracht kommende Nabenhöhe eine notwendige Voraussetzung.



Abb. 2: Lage der meteorologischen Stationen des DWD für die die Weibullparameter ermittelt worden sind

Das Problem besteht nun darin, dass entsprechend dem im Europäischen Windatlas [7] angegebenen Standardverfahren die Berechnung für die verschiedenen Nabenhöhen unter Annahme neutraler Stabilitätsverhältnisse erfolgt. Neben diesem Standardverfahren werden im Europäischen Windatlas auch Möglichkeiten aufgezeigt, wie durch Variation des vertikalen Wärmestromes das Berechnungsverfahren so modifiziert werden kann, dass die negative Strahlungsbilanz während der Nachtzeit und ihre Auswirkung auf das vertikale Windprofil berücksichtigt werden kann. Die dafür notwendigen Eingangswerte für das Berechnungsverfahren [7] zur Ermittlung der Scale- und Shape-Parameter für die unterschiedlichen Höhen bei einer nächtlichen stabilen Grenzschicht wurden für das Land Brandenburg ermittelt [8], [9]. Auf dieser Grundlage wurden vom Deutschen Wetterdienst (DWD) für acht Wetterstationen (Abb. 2) die Parameter a und k sowohl für stabile Verhältnisse in der Nachtzeit als auch nach dem Standardverfahren berechnet [10]. Darüber hinaus wurden für den betrachteten Zeitraum von 1992 - 2001 die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe für die Perioden Tag, Nacht sowie Tag und Nacht zusammengefasst bestimmt (Tab. 1).

Tab. 1: Mittelwerte der Windgeschwindigkeit für die Stationen des DWD in 10 m Höhe für den Zeitraum 1992 bis 2001 für die auch die Scale- und Shape-Parameter der Weibullverteilung berechnet worden sind

Meteorologische Station	$v(10)_{m,T+N}$ in m/s	$v(10)_{m,T}$ in m/s	$v(10)_{m,N}$ in m/s
Seehausen	4,2	4,9	3,6
Kyritz	4,3	5,0	3,7
Angermünde	4,2		3,6
Manschnow	4,0	5,4	3,5
Berlin Schönefeld	4,3	5,0	3,7
Lindenberg	4,2	4,5	4,0
Doberlug Kirchhain	4,0	4,6	3,6
Cottbus	3,9		3,3

2.2 Technische Parameter von stall-Anlagen, die für die vorliegende Untersuchung relevant sind

Wichtigster Ausgangspunkt für die nachfolgenden Betrachtungen ist die Kenntnis der aktuellen Leistungskurve der zu errichtenden Windenergieanlagen. Darin wird der Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und der elektrischen Leistung angegeben. Solch eine Leistungskurve ist beispielhaft in Abbildung 3 dargestellt. Sie ist für die Ermittlung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe bei der 95 % Nennleistung erreicht werden zwingend erforderlich. Diese Abbildung zeigt weiterhin, dass oberhalb von ca. 95 % der Nennleistung kein eindeutiger Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistung und der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe existiert. Dem Verfasser waren von fünf Anlagentypen mit stall-Regelung die erforderlichen technischen Daten zugänglich (Tab. 2).

Tab. 2: Ausgewählte technische Parameter von Windenergieanlagen mit stall-Regelung

WEA-Typ	P_{95} in kW	z_N in m	v_{95} in m/s
1	950	50, 60, 70	13,6
2	1235	60, 80, 90	13,7
3	1900	60, 80, 90	13,0
4	950	70	13,7
5	1425	94, 109	10,9

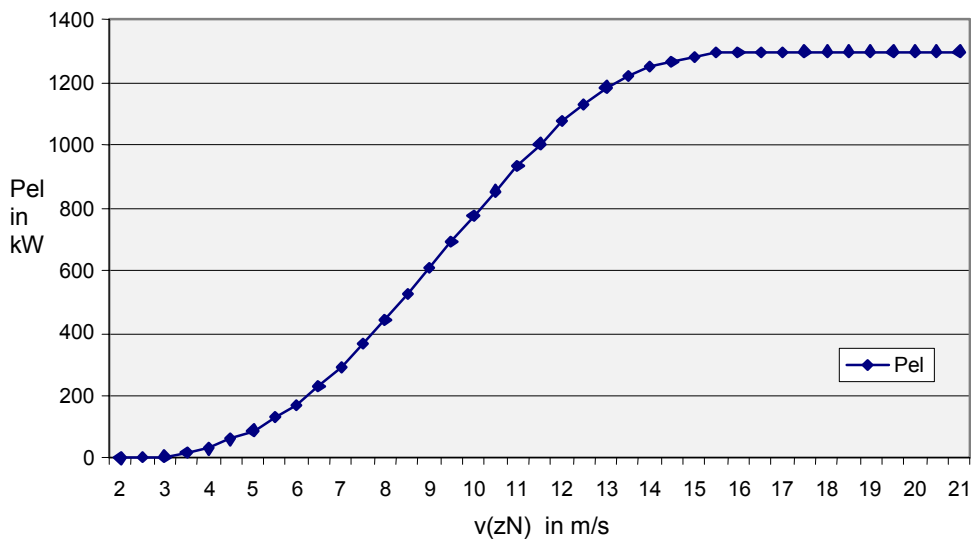


Abb. 3: *Beispiel für die Leistungskurve einer Windenergieanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 1,3 MW*

Es soll ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass diese Zusammenstellung keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt. Dies bezieht sich insbesondere auch auf die Werte von v_{95} , die bei gleichem Anlagentyp und gleicher Nabenhöhe aber unterschiedlicher Anlagensteuerung sehr variabel sein können.

2.3 Überschreitungswahrscheinlichkeiten für die Nachtzeit bei stabiler Schichtung

Für die in Abbildung 2 angegebenen Standorte wurden die Verteilungsdichtefunktionen $f(v)$ (2) und die Verteilungsfunktionen $F(v)$ (3) für die Höhen 50 m, 100 m und 200 m ermittelt. Aus diesen Angaben wurden entsprechend der technischen Parameter aus Tabelle 2 die Überschreitungswahrscheinlichkeiten für v_{95} bei einer Rauigkeitslänge von $z_0 = 0,03$ m und unabhängig von der Windrichtung bestimmt. Bei vergleichsweise geringer Schwankung der Überschreitungswahrscheinlichkeiten zwischen den Standorten wurde Lindenberg als der Standort mit der höchsten Überschreitungswahrscheinlichkeit als maßgebend ausgewählt (Abb. 4).

Diese Abbildung zeigt zunächst wie sich das Häufigkeitsmaximum der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe zu größeren Windgeschwindigkeiten hin verlagert. Liegt es in 50 m Höhe noch bei ca. 4,5 m/s verlagert es sich mit zunehmender Höhe zu größeren Windgeschwindigkeiten hin und erreicht bei 200 m ca. 8 m/s. Sie zeigt aber auch, dass die Überschreitungswahrscheinlichkeit einerseits mit abnehmender Windgeschwindigkeit und andererseits mit zunehmender Nabenhöhe deutlich zunimmt. So wird z. B. die Windgeschwindigkeit von 11 m/s in einer Nabenhöhe von 50 m mit einer Wahrscheinlichkeit von $F(v) = 0,047$ (4,7 %) und in 100 m mit $F(v) = 0,108$ (10,8 %) überschritten. Aus dieser Darstellung wurden die Überschreitungswahrscheinlichkeiten der v_{95} -Werte für einzelne Anlagentypen ermittelt. Eine Zusammenfassung befindet sich in Tabelle 3.

Aus den Tabellen 3 und 2 ist ersichtlich, dass für vier Windenergieanlagen bei Nabenhöhen von ca. 50 m die Wahrscheinlichkeiten, dass der Wert von v_{95} in der Nachtzeit überschritten wird, ca. 1 % beträgt. Diese Tabelle zeigt aber auch, dass dies nicht für alle Anlagentypen zutrifft. Insbesondere bei dem WEA-Typ 5, von dem auch Nabenhöhen über 100 m angeboten werden, steigt die Überschreitungswahrscheinlichkeit $F(v)$ in 100 m auf über 10 % an.

Tab. 3: *Überschreitungswahrscheinlichkeiten $F(v)$ der Windgeschwindigkeit bei der 95 % der Nennleistung erreicht werden für verschiedene Windenergieanlagen bei stabiler Schichtung in der Nachtzeit in den Höhen 50 m, 100 m und 200 m*

WEA-Typ	v_{95} in m/s	$F(v)_{50m}$ in %	$F(v)_{100m}$ in %	$F(v)_{200m}$ in %
1	13,6	0,9	2,9	10,6
2	13,7	0,9	2,9	10,6
3	13,0	1,3	3,8	13,1
4	13,7	0,9	2,9	10,6
5	10,9	4,7	10,8	26,8



Rehfeldt, K.: Wie sieht's denn wirklich aus ? – Dynamische Visualisierung von Windparks [DEWI Magazin Nr. 8, Februar 1996, S. 30 – 34]

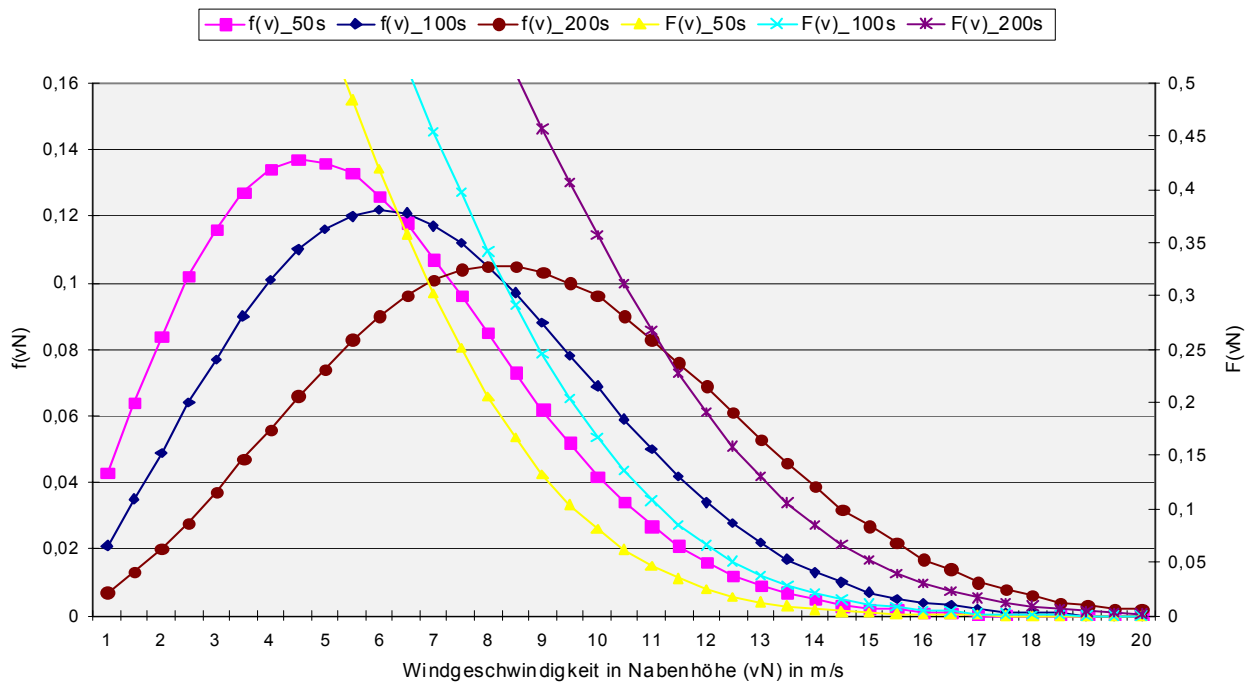


Abb. 4: Verteilungsdichtefunktion $f(v)$ und Verteilungsfunktion $F(v)$ der Windgeschwindigkeiten in den Höhen 50 m, 100 m und 200 m nachts bei stabilen Verhältnissen; Zeitraum 1992 bis 2001; $z_0 = 0,03$ m; Station Lindenberg

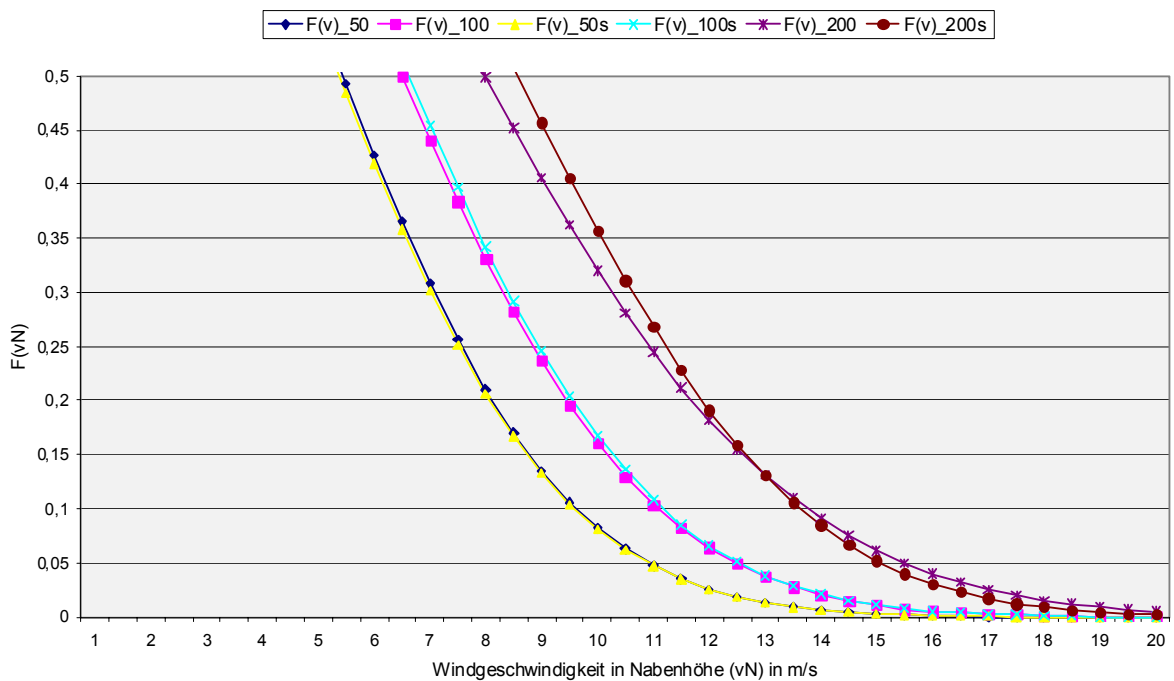


Abb. 5: Vergleich der Verteilungsfunktionen für nächtlich stabile Verhältnisse $[F(v)_{zs}]$ mit stabilitätsunabhängigen Berechnungen nach dem Windatlas-Modell $[F(v)_z]$ für die Höhen $z = 50$ m, $z = 100$ m und $z = 200$ m Zeitraum 1992 bis 2001; $z_0 = 0,03$ m; Station Lindenberg

2.4 Überschreitungswahrscheinlichkeiten nach dem Windatlas-Modell

Da für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen im Allgemeinen die Weibullparameter nur nach der im Europäischen Windatlas [7] von der Stabilität unabhängigen Methode berechnet werden, werden im Folgenden die Berechnungsergebnisse nach dem Windatlas-Modell für den Standort Lindenberg dargestellt (Abb. 5) und diskutiert. Diese Abbildung zeigt, dass bei Nabenhöhen bis 50 m im Windgeschwindigkeitsbereich unter 11 m/s nur marginale Differenzen zwischen beiden Berechnungsmethoden auftreten. Mit zunehmender Nabenhöhe und abnehmender Windgeschwindigkeit nehmen die Differenzen zwischen beiden Berechnungsmethoden zu. Dabei sind die Überschreitungswahrscheinlichkeiten bei nächtlich stabiler Schichtung erwartungsgemäß größer als bei Berechnung nur für neutrale Schichtung. Allerdings sind die Differenzen in dem gegenwärtig aktuellen Höhenbereich bis ca. 100 m und dem Windgeschwindigkeitsbereich bis ca. 10 bis 14 m/s vergleichsweise gering.

Die aus dieser Abbildung ermittelten Überschreitungswahrscheinlichkeiten von v_{95} für konkrete Windenergieanlagen wurden in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tab. 4: *Überschreitungswahrscheinlichkeiten $F(v)$ der Windgeschwindigkeit bei der 95% der Nennleistung erreicht werden nach Berechnung nach dem Windatlas-Modell bei verschiedenen Windenergieanlagen in den Höhen 50 m, 100 m und 200 m*

WEA-Typ	v_{95} in m/s	$F(v)_{50\text{ m}}$ in %	$F(v)_{100\text{ m}}$ in %	$F(v)_{200\text{ m}}$ in %
1	13,6	0,9	2,8	11,0
2	13,7	0,9	2,8	11,0
3	13,0	1,3	3,7	13,1
4	13,7	0,9	2,8	11,0
5	10,9	4,7	10,4	24,5

Ein Vergleich mit Tabelle 3 zeigt, dass für die betrachteten fünf WEA-Typen wenigstens bis in den Höhenbereich von ca. 100 m die Differenzen zwischen den Überschreitungswahrscheinlichkeiten gering sind.

3 Windinduzierte Fremdgeräusche

Im Folgenden wird untersucht, welche Werte die Windgeschwindigkeit in Bodennähe annehmen kann, wenn sich die Windenergieanlage in einem Betriebszustand oberhalb 95 % der Nennleistung befindet. Es muss also untersucht werden, wie groß die Windgeschwindigkeit in Bodennähe ist, wenn in der Höhe der Schwellenwert v_{95} überschritten wird.

Diese Untersuchung kann in zwei Richtungen erfolgen. Einmal kann die Windgeschwindigkeit in Bodennähe aus der Kenntnis des Wertes v_{95} und unter Annahme stabiler Schichtungsverhältnisse und eines entsprechenden vertikalen Windprofils berechnet werden. Zum anderen kann die Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe auch aus Messwerten der Windgeschwindigkeit, die am 100 m-Mast des Meteorologischen Observatoriums Lindenberg gewonnen wurden [11], ermittelt werden, wenn die Windgeschwindigkeit in der Höhe den Wert v_{95} überschreitet. Für die nachfolgenden Betrachtungen wird die zweite Methode verwendet, die natürlich mit gewissen Einschränkungen bezüglich ihrer Verallgemeinerungsfähigkeit verbunden ist. Zum einen steht nur ein beschränkter Datensatz von einem Jahr (2001) zur Verfügung. Zum anderen gelten die Beziehungen nur für die konkreten Rauigkeits- und Stabilitätsverhältnisse. Der Mast befindet sich in einem landwirtschaftlich geprägten und ho-

horizontal wenig gegliedertem Gebiet. Weiterhin stimmen die Höhen für die die Weibullparameter a und k berechnet wurden nicht exakt mit den Messhöhen am Turm überein. Um Wahrscheinlichkeitsaussagen für die Überschreitung bestimmter Fremdgeräuschpegel machen zu können, wurde die Messhöhe 60 m der Berechnungshöhe 50 m und die Messhöhe 98 m der Berechnungshöhe 100 m zugeordnet.

Trotz der genannten Einschränkungen sind vorsichtige Schlussfolgerungen über die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten in Bodennähe und der daraus resultierenden Größenordnung der windinduzierten Fremdgeräuschpegel möglich. Für die Ermittlung der windinduzierten Fremdgeräuschpegel kann entweder die minimale, die mittlere Windgeschwindigkeit in Bodennähe oder z. B. die 90%ige untere Vertrauensgrenze der Windgeschwindigkeit verwendet werden, wenn die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe $v_N > v_{95}$ ist.

Um eine Vorstellung über die zu erwartenden Größenordnungen der windinduzierten Fremdgeräuschpegel zu erlangen, wenn $v_N > v_{95}$ ist, werden diese auf der Grundlage der Untersuchungen in [12] berechnet. Darin werden die Zusammenhänge zwischen der Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 10 m und den windinduzierten Geräuschen in fünf und 15 Jahre alten Wohngebieten, auf Golfplätzen und in Waldgebieten dargestellt. In einem fünfzehn Jahre alten Wohngebiet wurden die Untersuchungen sowohl im Sommer als auch im Winter durchgeführt.

Dabei zeigte sich, dass die windinduzierten Geräusche im Winter geringere Pegel verursachen. Sie stimmen etwa mit denen in einem fünf Jahre alten Wohngebiet im Sommer überein (4) [12]. Deshalb werden im Folgenden diese Zusammenhänge als maßgebend verwendet.

$$(4) \quad L_{\text{frd}} = 4,83 \cdot v(10) + 8,7 \text{ dB(A)}$$

$$R^2 = 0,92$$

$$s_R = 1,85 \text{ dB}$$

In den folgenden Abbildungen werden die Verteilungsfunktionen $F(v)$ für die Höhen 50 m und 100 m, sowie die zu erwartenden minimalen und mittleren Fremdgeräuschpegel und die untere Vertrauensgrenze der Fremdgeräuschpegel, die in 90 % der Fälle überschritten wird, dargestellt. Hieraus wird deutlich, dass die windinduzierten Fremdgeräuschpegel bei Nabenhöhen von 100 m geringer sind als bei gleicher Windgeschwindigkeit bei einer Nabenhöhe von 50 m.

Abbildung 6 zeigt, dass auf der Grundlage des vorliegenden begrenzten Datenmaterials trotz Zunahme der Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe von 12,5 m/s auf 14 m/s die minimalen Fremdgeräuschpegel ($L_{\text{frd min}}$) den Wert von ca. 52 dB(A) nicht übersteigen. Das legt die Vermutung nahe, dass das dieser Wert keine stabile Größe darstellt. Deshalb wird im Folgenden untersucht, welche Fremdgeräuschpegel erwartet werden können, wenn einmal die mittlere Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe und zum anderen die Windgeschwindigkeit, die in 90 % der Fälle überschritten wird (untere 90 %-ige Vertrauensgrenze), als Maß für die Berechnung verwendet werden. Im ersten Fall wird der mittlere Fremdgeräuschpegel ($L_{\text{frd,m}}$) berechnet (Abb. 7).

Im zweiten Fall (Abb. 8) wird der Fremdgeräuschpegel, der in 90 % der Fälle überschritten wird, ermittelt ($L_{\text{frd UVG90}}$). Der mittlere Fremdgeräuschpegel ist nach Abbildung 7 bei gleicher Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe etwa 10 bis 15 dB größer als der minimale Fremdgeräuschpegel nach Abbildung 6. Wird der Pegel $L_{\text{frd UVG90}}$ (Abb. 8) als Maß verwendet, ergeben sich im Vergleich zum minimalen Fremdgeräuschpegel etwa 3 bis 8 dB größere Werte.

Für die Praxis wird die Ermittlung des Pegels $L_{\text{frd UVG90}}$ empfohlen, da zu erwarten ist, dass dieser Wert in 90 % der Fälle überschritten wird. Es wird damit für die potentiell betroffenen

Anwohner ein größerer Schutz erreicht als bei Verwendung des mittleren Fremdgeräuschpegels. In 10 % der Fälle sind Pegel zu erwarten, die im Bereich

$$L_{\text{frd,min}} \leq L_{\text{frd}} < L_{\text{frd, UVG90}}$$

liegen.

In Tabelle 5 erfolgt eine Zusammenfassung der möglichen Fremdgeräusche für die verschiedenen Anlagentypen.

Tab. 5: *Mögliche Fremdgeräuschsituationen im Leistungsbereich von Windenergieanlagen größer als 95 % der Nennleistung*

WEA-Typ	z _N in m	v ₉₅ in m/s	L _{frd,min}		L _{frd,m}		L _{frd,UVG90}	
			50 m	100 m	50 m	100 m	50 m	100 m
1	50,60,70	13,6	52	51	64	61	58	55
2	60,80,90	13,7	52	51	64	61	58	55
3	60,80,90	13,0	52	46	63	60	58	53
4	70	13,7	52	51	64	61	58	55
5	94, 109	10,9	46	38	57	53	51	45

Abschließend soll nochmals ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass die vorstehenden Betrachtungen nicht für Immissionsorte zutreffen, die sich in orographisch exponierten Lagen oder im Windschatten größerer Hindernisse befinden.

Die Veränderung des vertikalen Windprofils in verschiedenen Abständen hinter einem Hindernis wird in Abbildung 9 gezeigt [7], [13].



www.phoenixcontact.de

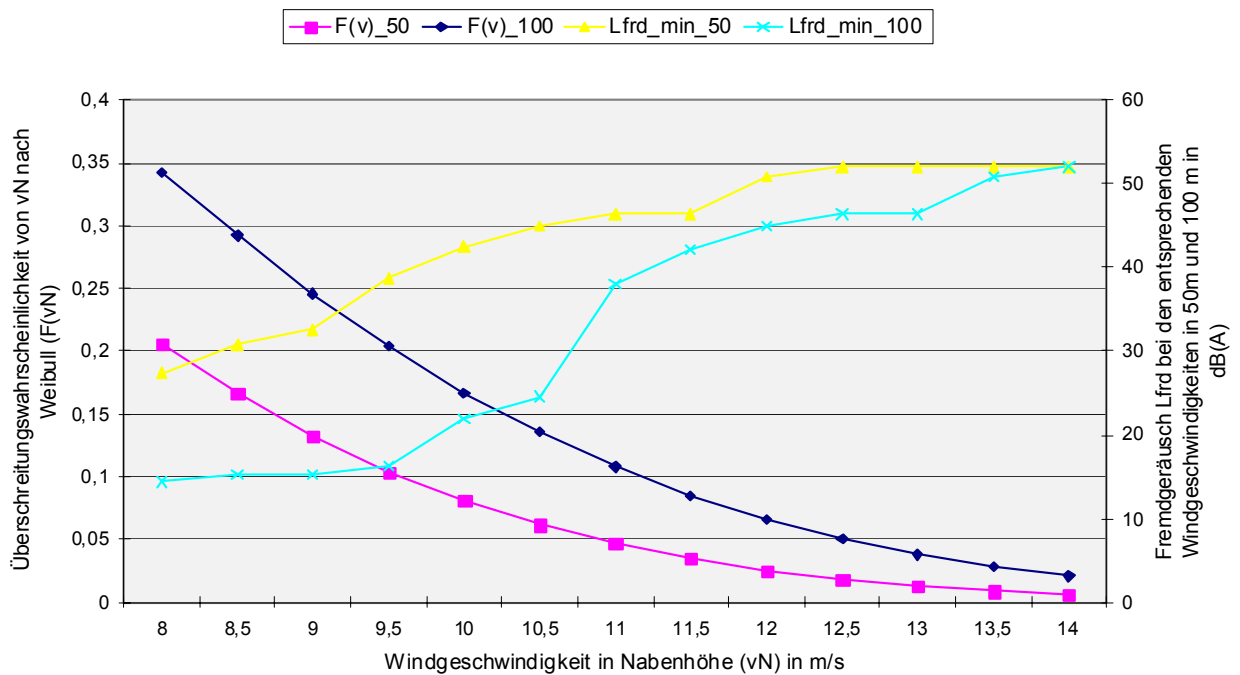


Abb. 6: *Minimales windinduziertes Fremdgeräusch ($L_{frd\ min}$) auf der Grundlage gemessener Windgeschwindigkeiten in 10 m in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in den Höhen 50 m und 100 m und die Verteilungsfunktionen nach Weibull für die gleichen Höhen*

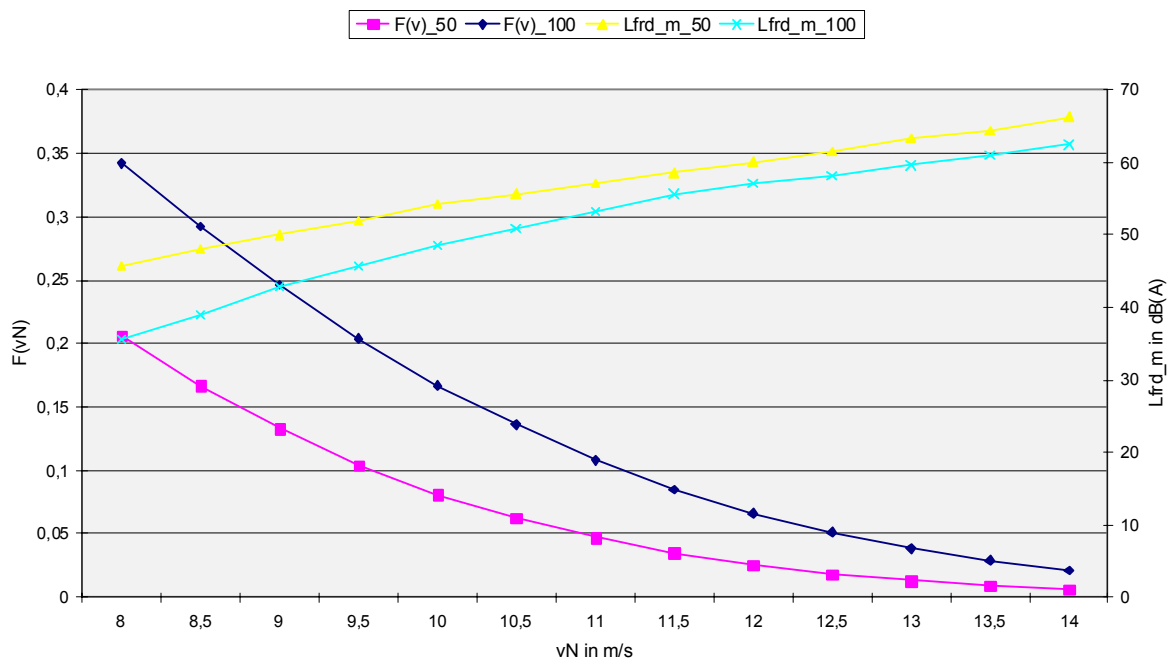


Abb. 7: *Mittleres windinduziertes Fremdgeräusch ($L_{frd\ m}$) auf der Grundlage gemessener Windgeschwindigkeiten in 10 m in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in den Höhen 50 m und 100 m und die Verteilungsfunktionen nach Weibull für die gleichen Höhen*

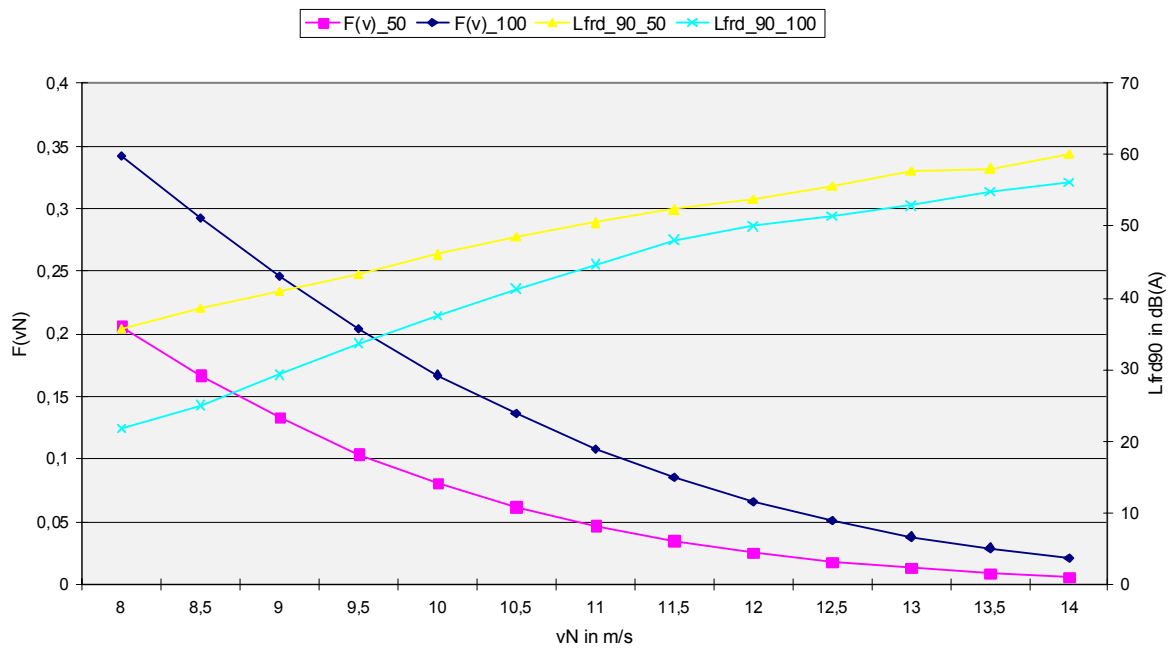


Abb. 8: Windinduziertes Fremdgeräusch, das in 90 % der Fälle überschritten wird ($L_{frd,UVG90}$), wenn in Nabenhöhe $v_N > v_{95}$ auf der Grundlage gemessener Windgeschwindigkeiten in 10 m in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in den Höhen 50 m und 100 m und die Verteilungsfunktionen nach Weibull für die gleichen Höhen

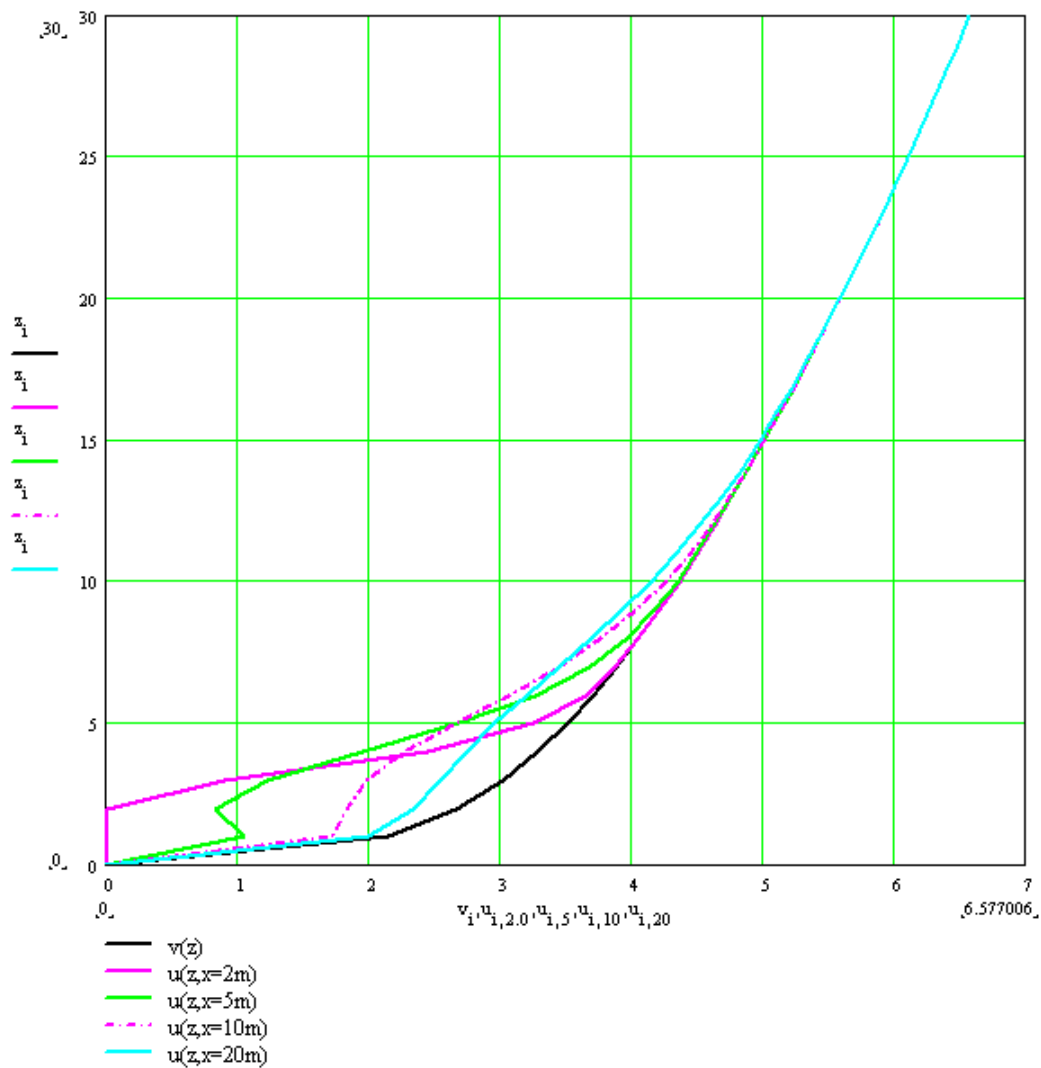


Abb. 9: Vertikale Windprofile der Windgeschwindigkeit vor und hinter einem Hindernis
 $[v(z); u(z, x)]$
 Hindernishöhe $z_H = 10 \text{ m}$
 Länge des Hindernisses $l = 20 \text{ m}$
 Porosität des Hindernisses $p = 0,7$
 Abstände vom Hindernis $x = 2 \text{ m}, x = 5 \text{ m}, x = 10 \text{ m}, x = 20 \text{ m}$

4 Schlussfolgerungen

- (1) Soll von einer nächtlichen Pauschalabschaltung von Windenergieanlagen mit stall-Regelung bei Erreichen von 95 % der Nennleistung abgesehen werden, sind detaillierte Einzelfallbetrachtungen erforderlich.
- (2) Die Überschreitungswahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit bei der 95 % der Nennleistung erreicht werden, nimmt mit zunehmender Höhe und abnehmender Windgeschwindigkeit zu.
- (3) Für das praktische Genehmigungshandeln ist ein Relevanzkriterium für die immissionsschutzrechtliche Bewertung der Häufigkeit bestimmter Ereignisse erforderlich. Diese Schwelle wird mit ca. 3 % vorgeschlagen. Ereignisse oder Betriebszustände mit einer Häufigkeit kleiner als 3 % wären demnach vom Grundsatz her als nichtrelevant anzusehen.
- (4) Bei Nabenhöhen bis 100 m sind die Differenzen zwischen den Überschreitungswahrscheinlichkeiten der Windgeschwindigkeit v_{95} , die einerseits nach dem Windatlasverfahren und andererseits unter Berücksichtigung der nächtlichen stabilen Grenzschicht berechnet wurden, vernachlässigbar gering. Die Überschreitungswahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit v_{95} kann im Land Brandenburg auch auf der Grundlage der Weibullparameter berechnet werden, die die Antragsteller für ihre Wirtschaftlichkeitsberechnung verwenden.
- (5) Windinduzierte Fremdgeräusche nehmen mit zunehmender Nabenhöhe und abnehmender Windgeschwindigkeit ab.
- (6) Eine sichere Maskierung der Anlagengeräusche durch windinduzierte Umgebungsgereusche für alle WEA-Typen und Nabenhöhen ist durch die Entwicklungstendenz in Richtung größerer Nabenhöhen und Erreichen der Nennleistung bei geringeren Windgeschwindigkeiten nicht mehr gewährleistet.
- (7) Die Betrachtungen bezüglich der windinduzierten Fremdgeräusche gelten ausschließlich für horizontales, ebenes und nicht gegliedertes Gelände. Weiterhin darf sich der Immissionsort nicht im Windschatten anderer Gebäude befinden.
- (8) Eine Maskierung der Anlagengeräusche durch windinduzierte Umgebungsgereusche ist in 90 % der Fälle bei Windenergieanlagen mit Nabenhöhen von ca. 50 m zu erwarten, bei
 $v_{95} > 12 \text{ m/s}$
und bei Nabenhöhen von ca. 100 m bei
 $v_{95} > 13,5 \text{ m/s}$.
- (9) In 10 % der betrachteten Fälle ist dann eine Fremdgeräuschsituation gemäß
$$L_{\text{frd, min}} \leq L_{\text{frd}} < L_{\text{frd, UVG90}}$$
zu erwarten.
- (10) Für das praktische Handeln einer Genehmigungsbehörde lässt sich aus den vorstehenden Untersuchungen Folgendes ableiten:
Es wird z.B. eine Windenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 90 m beantragt. Die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe bei der 95 % der Nennleistung erreicht werden

beträgt $v_{95} = 13,7$ m/s. Aus Abbildung 4 ergibt sich eine Überschreitungswahrscheinlichkeit $F(v) = 0,028$ oder 2,8 %. Das bedeutet, dass in 10,2 Nächten eines Jahres ein Betriebszustand oberhalb 95 % der Nennleistung zu erwarten ist, oder anders gesagt, in zehn Nächten eines Jahres können höhere Werte der Schallimmission als die berechneten auftreten. Gleichzeitig ist entsprechend Abbildung 8 zu erwarten, dass in neun von diesen zehn Nächten die windinduzierten Umgebungsgeräusche Werte von ca. 55 dB(A) erreichen können. In einer Nacht sind windinduzierte Umgebungsgeräusche zwischen 51 dB(A) und 55 dB(A) zu erwarten (vgl. Abb. 6 und Abb. 8). Für eine Maskierung der Anlagengeräusche durch windinduzierte Umgebungsgeräusche ist nach [14] unter der Voraussetzung, dass das Anlagengeräusch weder ton- noch impulsartig ist, ein Pegelabstand von mindestens 10 dB erforderlich.

- (11) Bei Windenergieanlagen mit technischen Parametern des Typs 5 ist einerseits die Wahrscheinlichkeit, dass die Windgeschwindigkeit v_{95} überschritten wird mit fast 11 % oder in 38 Nächten vergleichsweise hoch (Tab. 3 bzw. Tab. 4). Gleichzeitig sind die zu erwartenden windinduzierten Fremdgeräuschpegel so, dass eine Maskierung der Anlagengeräusche nicht zu erwarten ist. Unter diesen Bedingungen ist es erforderlich, zur Vermeidung erheblicher Belästigungen durch Geräusche, die Anlage nachts bei Erreichen von 95 % der Nennleistung abzuschalten.
- (12) Bei Windenergieanlagen mit technischen Parametern des Typs 3 beträgt die Überschreitungshäufigkeit von v_{95} bei Nabenhöhen bis zu 80 m weniger als 3 % und der zu erwartende windinduzierte Fremdgeräuschpegel erreicht etwa 55 dB(A). Bei Nabenhöhen von 90 m kann unter entsprechenden örtlichen Bedingungen ebenfalls eine Nachtabschaltung erforderlich werden. Die Überschreitungswahrscheinlichkeit übersteigt mit 3,7 % das Relevanzkriterium (Tab. 4) und der zu erwartende windinduzierte Fremdgeräuschpegel liegt bei ca. 53 dB(A). Wird z. B. der Immissionsrichtwert von 45 dB(A) gerade noch eingehalten, ist eine Maskierung nicht mehr zu erwarten und die Anlage muss bei Erreichen von 95 % der Nennleistung abgeschaltet werden. Wird der Immissionsrichtwert von 40 dB(A) eingehalten ist der Pegelabstand hinreichend groß und eine Abschaltung oberhalb von 95 % Nennleistung ist nicht sehr wahrscheinlich.
- (13) Diese Untersuchungen unterstreichen die Notwendigkeit, dass schon im Rahmen der Schallprognose die konkreten Verhältnisse an den Immissionsorten durch entsprechende Ortsbesichtigungen zu beurteilen sind.
- (14) Bei der Nachmessung nach Inbetriebnahme der Anlagen ist es nicht hinreichend, nur die Emission der Anlage zu ermitteln und zu bewerten. Bei stall-Anlagen ist es zwingend erforderlich, auch die Immissionsverhältnisse an den Immissionsorten zu ermitteln und zu beurteilen. Die Ermittlung der Anlagengeräusche am Immissionsort kann dabei rechnerisch erfolgen.

5 Verzeichnisse

5.1 Quellen

- [1] Norm DIN/IES 61400-11 Ed. 2 Wind turbine generator systems - Part 11: Acoustic noise measurement techniques (2003)
- [2] Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) vom 26. August 1998: GMBI Nr. 26 1998 S. 503 - 515
- [3] Fördergesellschaft Windenergie: Technische Richtlinien für Windenergie, Teil 1: Bestimmung der Schallemissionswerte; Revision 15, Stand 01.01.2004
- [4] Oberverwaltungsgericht für das Land Nordrhein-Westfalen vom 19.03.2004; 10 B 2690/03; 2 L 1909/03 Münster
- [5] Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG) i. d. F. d. Bek. Vom 26. 09.2002 (BGBl. I S. 1578)
- [6] Adam, W.: Windmessung am großen Mast auf dem GM des MOL in Falkenberg. Deutscher Wetterdienst, Meteorologisches Observatorium Lindenberg (2001)
- [7] Europäischer Windatlas: Risø Nat. Laboratory, Roskilde, Dänemark
- [8] Giebel, G.; Gryning, S.-E.: Prediction of local wind in the Brandenburg region with WAsP during atmospheric stable conditions; Risø National Laboratory, Roskilde Denmark (2002)
- [9] Giebel, G.; Gryning, S.-E.: On the stability treatment in WasP; Poster, Ausstellung Nizza 2003
- [10] Wichura, B.: Scale- und Shape-Parameter der Weibullverteilung für ausgewählte Stationen im Land Brandenburg; Deutscher Wetterdienst: Potsdam (2004)
- [11] Deutscher Wetterdienst: Messergebnisse des Meteorologischen Observatoriums Lindenberg vom 100 m-Mast für das Jahr 2001
- [12] Jakobsen, J.; Andersen, B.: Wind noise. Danish Acoustical Institute, Report Nr. 108 (1983)
- [13] Perera, M. D. A. S.: Shelter behind two-dimensional solid and porous fences. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics Nr. 8 (1981)
- [14] Piorr, D.: Schallemissionen und -immissionen von Windkraftanlagen, Fortschritte der Akustik, DAGA '91

5.2 Abkürzungsverzeichnis

a	Scale-Parameter der Weibullverteilung
DWD	Deutscher Wetterdienst
$f(v)_{zs}$	Verteilungsdichtefunktion der Windgeschwindigkeit nach Weibull in der Höhe z bei stabiler Schichtung (s)
$F(v)_{zs}$	Verteilungsfunktion der Windgeschwindigkeit nach Weibull in der Höhe z bei stabiler Schichtung (s). In der hier verwendeten Form ist sie ein Maß für die Überschreitungswahrscheinlichkeit der Geschwindigkeit v
IRW	Immissionsrichtwerte
k	Shape-Parameter der Weibullverteilung
l	Länge eines Hindernisses
L_{WA}	Schallleistungspegel
$L_{WA,95}$	Schallleistungspegel bei 95 % der Nennleistung
L_{frd}	Fremdgeräuschpegel
$L_{frd,min,z}$	minimaler Fremdgeräuschpegel ermittelt auf der Basis der Windgeschwindigkeit in der Höhe z

$L_{\text{frd,UVG90,z}}$	untere Vertrauensgrenze des Fremdgeräusches, das in 90 % der Fälle überschritten wird, ermittelt auf der Basis der Windgeschwindigkeit in der Höhe z
p	Porosität eines Hindernisses
P_{el}	elektrische Leistung einer Windenergieanlage
P_{nenn}	elektrische Nennleistung einer Windenergieanlage
P_{95}	95 % der elektrischen Nennleistung
R^2	Bestimmtheitsmaß
s_R	Reststreuung
$u(z,x)$	Vertikalprofil der Windgeschwindigkeit in der Entfernung x hinter einem Hindernis
$v(z)$	Vertikalprofil der Windgeschwindigkeit in einer ungestörten Strömung
v_{std}	standardisierte Windgeschwindigkeit
v_N	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe
v_{95}	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe bei der 95 % der Nennleistung erreicht werden
$v(10)$	Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 10 m
$v(10)_{\text{m,T+N}}$	Mittelwert der Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 10 m für den Zeitraum 1992 bis 2001 Tag und Nacht zusammengefasst
$v(10)_{\text{m,T}}$	Mittelwert der Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 10 m für den Zeitraum 1992 bis 2001 nur für den Tag
$v(10)_{\text{m,N}}$	Mittelwert der Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 10 m für den Zeitraum 1992 bis 2001 nur für die Nacht
WEA	Windenergieanlage
x	Abstand vom Hindernis
z_0	Rauhigkeitslänge
z_H	Hindernishöhe
z_N	Nabenhöhe

5.3 Verzeichnis der Abbildungen

- Abb. 1: Mittlerer Tagesgang der Windgeschwindigkeit in den Höhen 10 m, 20 m, 40 m, 60 m, 80 m und 98 m im Jahr 2000 nach Messungen am 100 m-Mast des Meteorologischen Observatoriums Lindenberg
- Abb. 2: Lage der meteorologischen Stationen für die die Weibullparameter ermittelt worden sind
- Abb. 3: Leistungskurve einer Windenergieanlage
- Abb. 4: Verteilungsdichtefunktion $f(v)$ und Verteilungsfunktion $F(v)$ der Windgeschwindigkeiten in den Höhen 50 m, 100 m und 200 m nachts bei stabilen Verhältnissen ($F(v)$ als Absolutwerte)
Zeitraum 1992 bis 2001; $z_0 = 0,03$ m; Station Lindenberg
- Abb. 5: Vergleich der Verteilungsfunktionen für nächtlich stabile Verhältnisse [$F(v)_{\text{zs}}$] mit stabilitätsunabhängigen Berechnungen nach dem Windatlas-Modell [$F(v)_{\text{z}}$] für die Höhen $z = 50$ m, $z = 100$ m und $z = 200$ m Zeitraum 1992 bis 2001; $z_0 = 0,03$ m; Station Lindenberg
- Abb. 6: Minimales windinduziertes Fremdgeräusch ($L_{\text{frd min}}$) auf der Grundlage gemessener Windgeschwindigkeiten in 10 m in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in den Höhen 50 m und 100 m und die Verteilungsfunktionen nach Weibull für die gleichen Höhen
- Abb. 7: Mittleres windinduziertes Fremdgeräusch ($L_{\text{frd m}}$) auf der Grundlage gemessener Windgeschwindigkeiten in 10 m in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in den Höhen 50 m und 100 m und die Verteilungsfunktionen nach Weibull für die gleichen Höhen
- Abb. 8: Windinduziertes Fremdgeräusch, das in 90 % der Fälle überschritten wird ($L_{\text{frd,UVG90}}$), wenn in Nabenhöhe $v_N > v_{95}$ auf der Grundlage gemessener Wind-

geschwindigkeiten in 10 m in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in den Höhen 50 m und 100 m und die Verteilungsfunktionen nach Weibull für die gleichen Höhen

- Abb. 9: Vertikale Windprofile der Windgeschwindigkeit vor und hinter einem Hindernis $[v(z); u(z,x)]$
Hindernishöhe $z_H = 10$ m
Länge des Hindernisses $l = 20$ m
Porosität des Hindernisses $p = 0,7$
Abstände vom Hindernis $x = 2$ m, $x = 5$ m, $x = 10$ m, $x = 20$ m

5.4 Verzeichnis der Tabellen

- Tab. 1: Mittelwerte der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe für den Zeitraum 1992 bis 2001 für die Stationen für die auch die Scale- und Shape -Parameter der Weibullverteilung berechnet worden sind
- Tab. 2: Ausgewählte technische Parameter von Windenergieanlagen mit stall-Regelung
- Tab. 3: Überschreitungswahrscheinlichkeiten $F(v)$ der Windgeschwindigkeit bei der 95 % der Nennleistung erreicht werden für verschiedene Windenergieanlagen bei stabiler Schichtung in der Nachtzeit in den Höhen 50 m, 100 m und 200 m
- Tab. 4: Überschreitungswahrscheinlichkeiten $F(v)$ der Windgeschwindigkeit bei der 95 % der Nennleistung erreicht werden nach Berechnung nach dem Windatlas-Modell bei verschiedenen Windenergieanlagen in den Höhen 50 m, 100 m und 200 m
- Tab. 5: Mögliche Fremdgeräuschsituationen für Leistungsbereiche von Windenergieanlagen größer als 95 % der Nennleistung

**Ministerium für Landwirtschaft,
Umweltschutz und Raumordnung
des Landes Brandenburg**

Landesumweltamt Brandenburg
Referat Umweltinformation, ÖA, Landeslehrstätte

Berliner Straße 21-25
14467 Potsdam
Tel: (03 31) 23 23 259
Fax: (03 31) 29 21 08
E-Mail: info@lua.brandenburg.de
www.brandenburg.de/lua