

Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU)

Untersuchungsbericht Nr. 452'460, int. 562.2432

Auftrag: Lärmermittlung und Massnahmen zur Emissionsbegrenzung bei Windkraftanlagen

Anzahl Seiten: 40

Inhalt

- 1 Zusammenfassung
- 2 Ausgangslage und Auftrag
- 3 Einleitung
- 4 Grundlegende Feststellungen zur Schallemission von Windkraftanlagen
- 5 Grundlegende Feststellungen zur Schallausbreitung von Windkraftanlagengeräuschen
- 6 Strömungsverhältnisse im unebenen Gelände
- 7 Anforderungen an eine rechnerische Prognose von Windturbinenlärm
- 8 Beurteilung der Immissionen von Windkraftanlagen
- 9 Massnahmen zur Reduktion der Störwirkung ausgehend von Windkraftanlagen
- 10 Relevante Normen
- 11 Referenzen

Eidg. Materialprüfungs- und Forschungsanstalt, Abteilung Akustik
Dübendorf, 22. Januar 2010

Projektleiter:

Dr. Kurt Heutschi

Abteilungsleiter:

Kurt Eggenschwiler

Impressum

Auftraggeber: Bundesamt für Umwelt (BAFU), Abt. Lärmbekämpfung, CH-3003 Bern
Das BAFU ist ein Amt des Eidg. Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK).

Auftragnehmer: Eidg. Materialprüfungs- und Forschungsanstalt, Abteilung Akustik

Autor/Autorin: Kurt Heutschi

Begleitung BAFU: Hans Bögli

Hinweis: Diese Studie/dieser Bericht wurde im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) verfasst.
Für den Inhalt ist allein der Auftragnehmer verantwortlich.

Freigabe BAFU: 9.2.2010, PO

1 Zusammenfassung

Im Rahmen der Planung von Windkraftanlagen ist eine Abklärung der möglichen Störung der Anwohner durch Lärm notwendig. Die akustischen Emissionen von modernen Windkraftanlagen werden durch aerodynamische Geräusche dominiert. Diese manifestieren sich als breitbandiges, in vielen Fällen deutlich amplitudenmoduliertes Rauschen. Dies führt zu einer besonderen Lästigkeit, die markant höher liegt als beispielsweise Strassenlärm gleichen Pegels.

Die Beurteilung der Störung erfolgt mittels Anhang 6 der Lärmschutzverordnung. Die Abhängigkeit der Emission von der Windgeschwindigkeit lässt sich durch Einführung entsprechender Lärmphasen berücksichtigen. Anhand einer Windgeschwindigkeitsstatistik ergeben sich dann die zugehörigen Betriebszeiten. Es darf davon ausgegangen werden, dass von neu zu erstellenden Anlagen spektrale Emissionsdaten zur Verfügung stehen. Für die Ausbreitungsrechnung wird empfohlen, mit geringfügigen Modifikationen auf den Formalismus aus ISO 9613-2 abzustützen.

Für eine Standardturbine von 1 bis 2 MW elektrischer Leistung und eine typische Windausbeute sind nachts ESII Planungswert-Überschreitungen für Abstände kleiner als rund 450 m zu erwarten.

2 Ausgangslage und Auftrag

Mit zunehmender Nutzung von Windenergie in der Schweiz werden künftig vermehrt schalltechnische Untersuchungen und Expertisen zu erbringen sein, die eine Abklärung möglicher Lärmstörungen bei den Anwohnern erlauben. Zentrale Herausforderung stellt die Bestimmung des erwarteten Immissionspegels dar, die Beurteilung selbst erfolgt nach Anhang 6 der LSV. Mit Vertrag vom 13.5.2009 beauftragte das Bafu, Abteilung Lärmbekämpfung die Empa, Abteilung Akustik mit der Aufarbeitung der Grundlagen zur Lärmprognose von Windkraftanlagen und Entwicklung von Aussagen zur Emissionsbegrenzung.

3 Einleitung

Zurzeit wird in der Schweiz nur relativ wenig Windenergie gewonnen. Die grösste und aktuell in Erweiterung begriffene Anlage findet sich auf dem Mont-Crosin. Daneben werden über die ganze Schweiz verteilt einige wenige grössere und einige kleinere Anlagen betrieben. Gemäss Faktenblatt der Suisse Eole (Vereinigung zur Förderung der Windenergie in der Schweiz) vom November 2009 sind in der Schweiz 17.6 MW Leistung Windenergie installiert. Dies ergibt eine jährliche Stromproduktion von ca. 27 GWh. Mit Zeithorizont 2012-2015 sind an rund 18 Standorten Windkraftanlagen mit total rund 215 MW und 375 GWh jährlicher Stromproduktion in Planung. Langfristig (bis 2050) sind in der Schweiz bis zu 4000 GWh Windstrom pro Jahr möglich, was 6.8% des heutigen schweizerischen Stromverbrauchs decken würde. Abbildung 1 zeigt die mittleren Windgeschwindigkeiten und damit die potenziell attraktiven Standorte in der Schweiz.

Windturbinen stellen auf Grund ihrer Grösse einen relativ starken Eingriff in die Landschaft dar. Es ist jeweils abzuklären, ob dies umweltverträglich ist und ohne erhebliche Störung für Anwohner bleibt. Nebst visuellen Aspekten verdient die Abklärung einer möglichen Lärmbelästigung besondere Aufmerksamkeit. Der vorliegende Bericht wertet das aktuelle Wissen zur Emission und Schallausbreitung von Windkraftanlagen aus und schliesst mit Empfehlungen zur rechnerischen Prognose von Immissionspegeln.

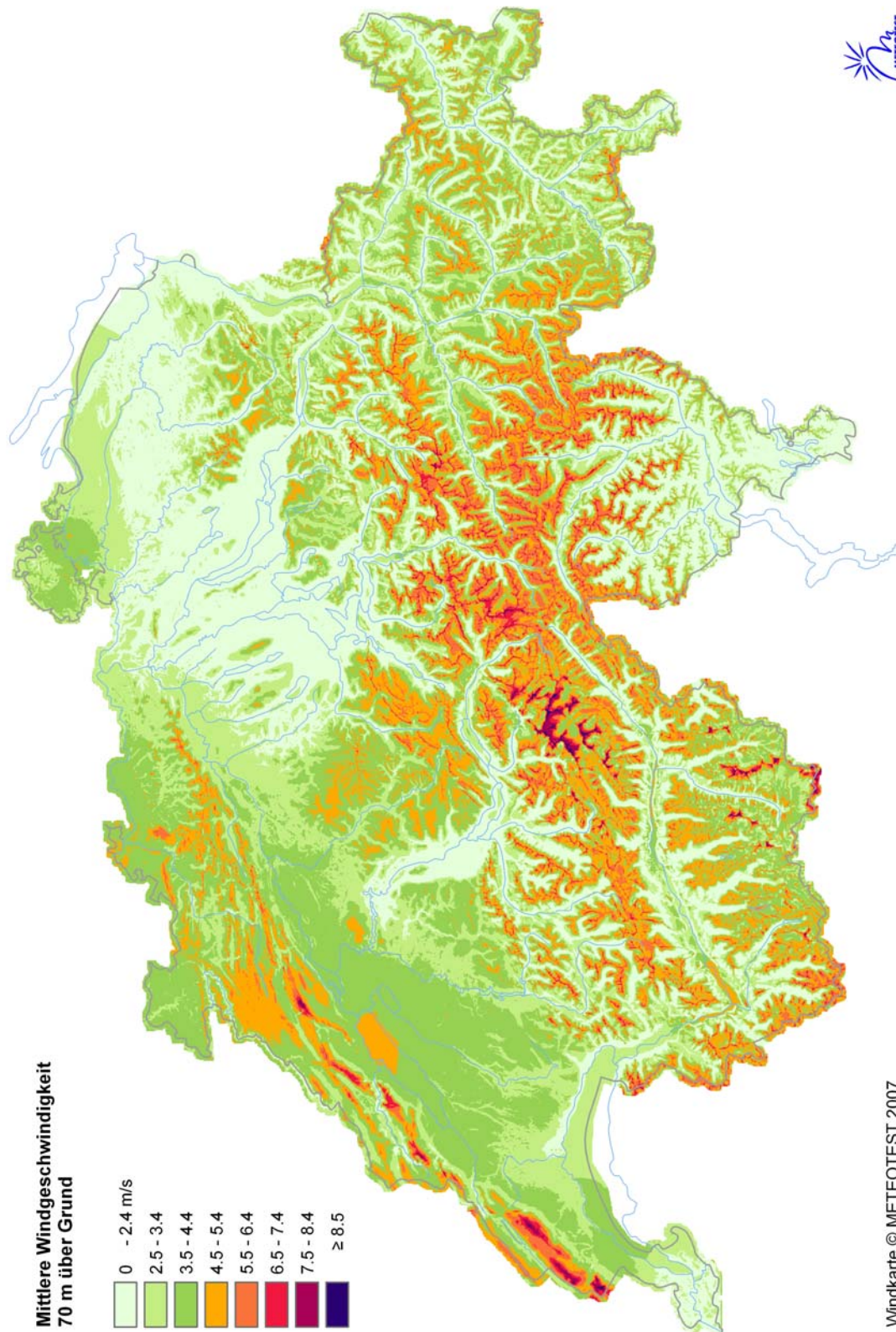


Abbildung 1: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf 70 m über Grund in der Schweiz, gemäss METEOTEST 2007.

4 Grundlegende Feststellungen zur Schallemission von Windkraftanlagen

4.1 Geräuscentstehung

Die Schallemission von Windkraftanlagen setzt sich aus einer mechanischen und einer aerodynamischen Komponente zusammen.

Mechanische Geräusche entstehen im Getriebe und an anderen bewegten Teilen. Durch sorgfältige Schalldämmung des Turbinengehäuses gelingt es bei modernen Anlagen die mechanische Geräuschkomponente zur Bedeutungslosigkeit zu reduzieren.

Die unvermeidlichen aerodynamischen Geräusche entstehen durch die an den Rotorblättern vorbeiziehende Luft. Untersuchungen mit Mikrophonarrays haben gezeigt, dass hauptsächlich die Profilhinterkante für die Schallerzeugung verantwortlich ist und während eines Umlaufs die Phase der Abwärtsbewegung zur maximalen Abstrahlung führt [Oerlemans 2007]. Das aerodynamische Geräusch ist sehr breitbandig mit einem moderaten Abfall gegen hohe Frequenzen (Abbildung 2). Unter gewissen Bedingungen können auch tieffrequente Anteile auftreten – in den meisten Fällen sind diese Anteile aber nicht gehörsrelevant. Ein besonderes Merkmal von Windturbinengeräuschen ist die typische Amplitudenmodulation mit Modulationsfrequenz von rund 1 Hz und einer Modulationstiefe von ca. 5 dB [van den Berg 2009]. Wesentlich verantwortlich für diese Modulation ist der erwähnte Umstand, dass ein Rotorflügel nicht gleichmässig während der ganzen Umdrehung, sondern vor allem während der Abwärtsbewegung Schall emittiert [Oerlemans 2009]. Als weitere Mechanismen werden Luftströmungsstörungen beim Passieren des Masts, oder die Anregung der Flügel durch atmosphärische Turbulenzen vermutet. Zur messtechnischen Erfassung solcher Amplitudenmodulationen kann ein Verfahren nach Lee [Lee 2009] dienen. Die stationären aerodynamischen Geräusche lassen sich mit aufwändigen Rechenverfahren relativ genau vorhersagen [Schepers 2007]. Diese dienen aber primär der Optimierung der Profilformen und sind nicht in der Anwendung für Schallimmissionsprognosen geeignet.

In guter Näherung kann die Schallabstrahlung einer typischen Windturbine als omnidirektional angenommen werden. Wenn die Richtung der Rotorachse mit 0° bezeichnet wird, ist lediglich im Azimutwinkelbereich von 60 bis 120° und von 240 bis 300° von einer 5 bis 10 dB(A) geringeren Emission auszugehen [Oerlemans 2009].

Das aerodynamische Geräusch ist wesentlich von der Windgeschwindigkeit abhängig. Der Bezug wird jeweils über die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe hergestellt. Dies macht es in der Regel notwendig, aus einer Beobachtung auf typisch 10 m Höhe auf die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe umzurechnen.

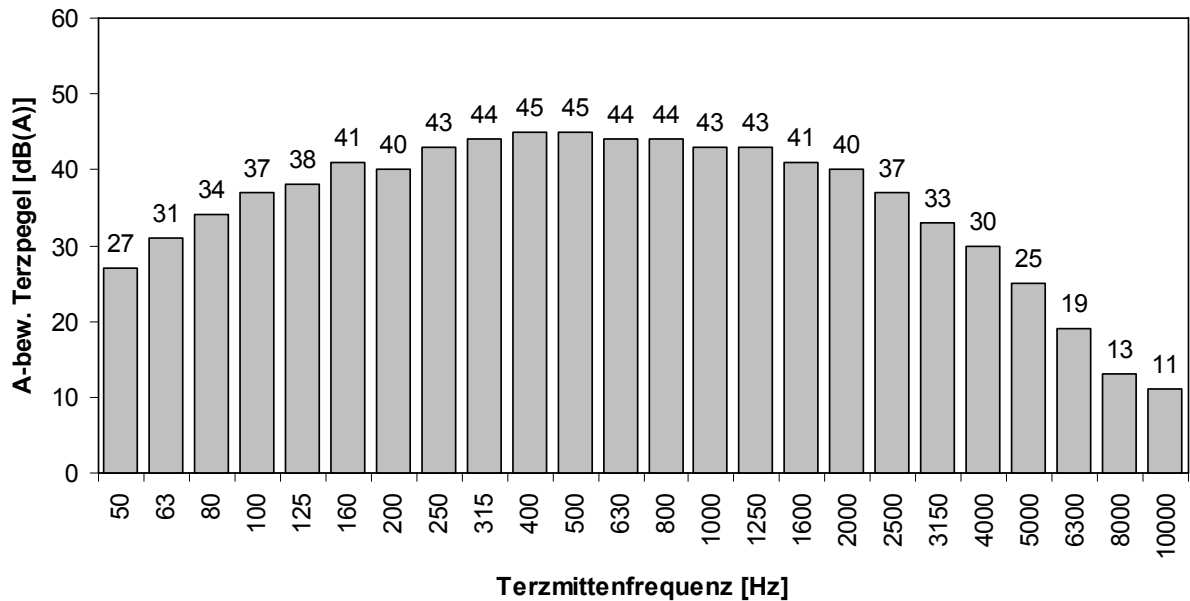


Abbildung 2: Typisches A-bewertetes Terzbandspektrum für eine Windturbine (nach IEC 61400-11).

4.2 Messtechnische Bestimmung der akustischen Emission

Die messtechnische Ermittlung der akustischen Emissionen von Windkraftanlagen folgt der DIN IEC 61400-11 [DIN IEC 61400-11]. Diese Norm liegt zurzeit als Entwurf vom Januar 2009 vor und ist vorgesehen als Ersatz für die DIN EN 61400-11 aus dem Jahre 2007.

Gemäss Norm muss die messtechnische Ermittlung der akustischen Emissionen folgende Informationen liefern:

- den A-bewerteten Schalleistungspegel
- das Terzbandspektrum und
- die tonale Wahrnehmbarkeit in Quellennähe

Alle diese Parameter sind in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe und auf 10 m über Boden darzustellen, wobei die Windgeschwindigkeitsklassenbreiten (Bins) zu 0.5 m/s festgelegt sind. Lediglich optional vorgesehen sind Messungen zur Richtcharakteristik, zu möglichem Infraschall, zu tieffrequenten Geräuschen und zur Impulshaltigkeit.

Die akustischen Messungen werden direkt am Boden (Grenzflächenmontage) im horizontalen Abstand R_0 ab dem Mastfusspunkt durchgeführt, wobei für horizontalachsige Anlagen $R_0 = H + D/2$ (H : Nabenhöhe, D : Rotordurchmesser) und für vertikalachsige Anlagen $R_0 = H + D$ (H : Höhe der Rotoräquatorebene, D : Äquatordurchmesser) ist. Durch Einhalten dieser Abstände wird sichergestellt, dass der ausgedehnte Rotor als Punktquelle betrachtet werden darf. Die Messung direkt am Boden auf einer schallharten Platte reduziert

das windinduzierte Störgeräusch am Mikrofon und eliminiert destruktive Interferenzen zwischen Direkt-schall und Bodenreflexion. Die Messungen sind an einer Referenzposition bzw. optional an drei weiteren Positionen durchzuführen. Die Referenzposition muss innerhalb eines Azimutwinkelbereichs von $\pm 15^\circ$ bezogen auf die Mitwindrichtung liegen. Die drei optionalen Positionen liegen bei $\pm 60^\circ$ und bei 180° .

Nebst dem Schalldruck müssen zeitsynchron folgende Grössen gemessen werden:

- die erzeugte elektrische Leistung der Anlage
- die Windgeschwindigkeit auf 10 m über Boden
- die Rotorgeschwindigkeit und der Blatteinstellwinkel, sowie
- alle zwei Stunden die Lufttemperatur und der Luftdruck

Anhand der anlagenspezifischen *Leistungskurve* kann aus der elektrischen Leistung auf die effektive Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe geschlossen werden. Falls dieser Zusammenhang nicht bekannt oder zu unsicher ist, muss die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mittels eines auf der Gondel angebrachten Anemometers festgestellt werden.

Von den erfassten Grössen werden jeweils Mittelwerte über Zeitintervalle von 10 Sekunden gebildet. Diese simultan erfassten Mittelwerte stellen die weiterzuverarbeitenden Datenpunkte dar. Für jede Windgeschwindigkeitsklasse (auf Nabenhöhe) entstehen ein mittleres Gesamtgeräuschterzspektrum und ein mittleres Störgeräuschterzspektrum. Durch Differenzbildung resultiert ein mittleres A-bewertetes Schalldruckterzbandspektrum $L_{V,c,i,k}$ der Anlage pro Windgeschwindigkeitsklasse k , wobei mittels Interpolation auf nur noch ganzzahlige Windgeschwindigkeitswerte zusammengefasst wird. In jeder Terz i wird aus dem Schalldruck $L_{V,c,i,k}$ auf die Schalleistung $L_{W,A,i,k}$ geschlossen mit

$$L_{WA,i,k} = L_{V,c,i,k} - 6 + 10 \log \left(\frac{4\pi R_1^2}{S_0} \right) \text{ [dB]}$$

wobei R_1 dem schrägen Abstand vom Mikrofon zum Rotormittelpunkt und S_0 einer Bezugsfläche von 1 m^2 entspricht. Der Term -6 trägt der Schalldruckverdopplung durch die Grenzflächenanordnung Rechnung.

Die von der Windgeschwindigkeit abhängige mögliche Tonhaltigkeit an der Messposition wird mittels Schmalbandanalysen evaluiert und als Differenz des jeweiligen Tonpegels, des maskierenden Geräusches und der Wahrnehmbarkeitsschwelle ausgewiesen.

4.3 Rechnerische Abschätzung der akustischen Emission

Für die rein rechnerische Prognose der Emission von Windkraftanlagen stehen verschiedene Ansätze zur Verfügung [Romero-Sanz 2008]. Diese können drei verschiedenen Kategorien zugeordnet werden:

- Klasse I Methoden stellen einfache und rein empirische Zusammenhänge zwischen wenigen Anlagenparametern und einer akustischen Emissionsgrösse dar.
- Klasse II Methoden können als semi-empirisch bezeichnet werden. Sie modellieren unter vereinfachenden Annahmen die Strömung um das Rotorblattprofil im stationären Zustand. Die Flügel werden in Teilflächen diskretisiert und schliesslich wird die Wirkung jeder Teilemission an einem Beobachtungspunkt aufsummiert, z.B. [Moriarty 2003], [Oerlemans 2009].
- Klasse III Methoden schliesslich basieren direkt auf den Fluidynamik-Differenzialgleichungen. Der breiten Anwendung dieser Methoden steht der enorme rechnerische Aufwand zur numerischen Simulation der Strömungsvorgänge entgegen.

Wenn keine detaillierten Angaben zur akustischen Emission einer Anlage zur Verfügung stehen und im Sinne einer groben Abschätzung auf eine rechnerische Emissionsprognose abgestützt werden muss, bieten sich obige Klasse I Methoden an. Ein Beispiel einer solchen Klasse I Formel für den A-bewerteten Schalleistungspegel L_{WA} gibt Wagner [Wagner 1996] an:

$$L_{WA} = 50 \log(v_{tip}) + 10 \log(D) - 4$$

wobei v_{tip} der Blattspitzengeschwindigkeit in [m/s] und D dem Rotordurchmesser in [m] entspricht.

Moderne Windkraftanlagen arbeiten meist mit sogenannter Pitch-Regulierung, mit welcher abhängig von den Windverhältnissen der Anstellwinkel der Rotorblätter angepasst wird. Dadurch geht aber ein fester Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Drehzahl verloren, womit die Anwendbarkeit von Formeln, wie der von Wagner stark eingeschränkt wird.

Wenn Messdatensammlungen [NRW 2002], [Klug 2005] und Datenblätter (Vestas) von aktuell auf dem Markt befindlichen Standard-Anlagen herangezogen werden, fällt auf, dass die akustisch abgestrahlte Leistung erstaunlich wenig von der elektrischen Nennleistung abhängt. Für Turbinen mit Nennleistungen zwischen 500 kW und 3 MW kann bei einer Windgeschwindigkeit von 10 bis 20 m/s ein Schalleistungspegel zwischen 103 und 107 dB(A) angenommen werden (Tabelle 1).

Elektrische Nennleistung [MW]	0.5 .. 1	1 .. 2	2 .. 3
A-bewerteter Schalleistungspegel bei 10m/s Wind auf Nabenhöhe [dB(A)]	103 ± 3	105 ± 3	107 ± 3

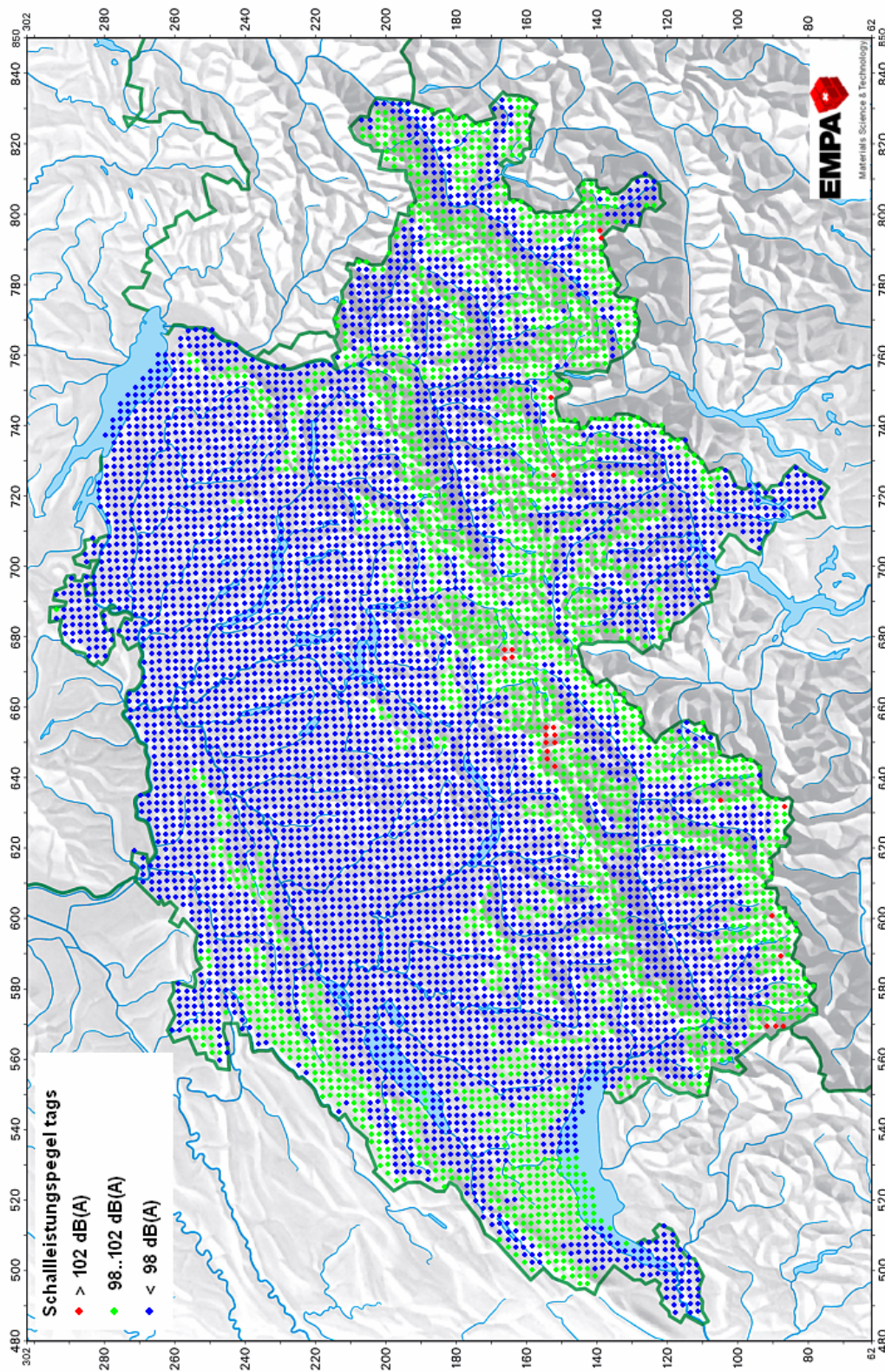
Tabelle 1: Typische Schalleistungspegel in dB(A) von modernen Windturbinen mit Nennleistungen zwischen 0.5 und 3 MW bei 10 m/s Windgeschwindigkeit.

Die Nennleistung wird bei Windgeschwindigkeiten von etwa 10 m/s erreicht. Für kleinere Windgeschwindigkeiten reduziert sich der Schalleistungspegel um durchschnittlich 1.6 dB(A) pro m/s. Die Veränderung kann aber auch bis zu 3 dB(A) betragen oder aber praktisch ganz verschwinden. Damit lässt sich für eine moderne Standardanlage von 1 bis 2 MW Nennleistung ein typisches windgeschwindigkeitsabhängiges Emissionsmodell für den A-bewerteten Schalleistungspegel L_{WA} wie folgt erstellen:

$$L_{WA} = \begin{cases} *) & v < 4m/s \\ 105 - 1.6 \cdot (10.0 - v) & 4m/s \leq v < 10m/s \\ 105 & 10m/s \leq v < 20m/s \\ *) & v \geq 20m/s \end{cases}$$

mit v : Windgeschwindigkeit in [m/s] auf Nabenhöhe, *) bedeutet „nicht in Betrieb“.

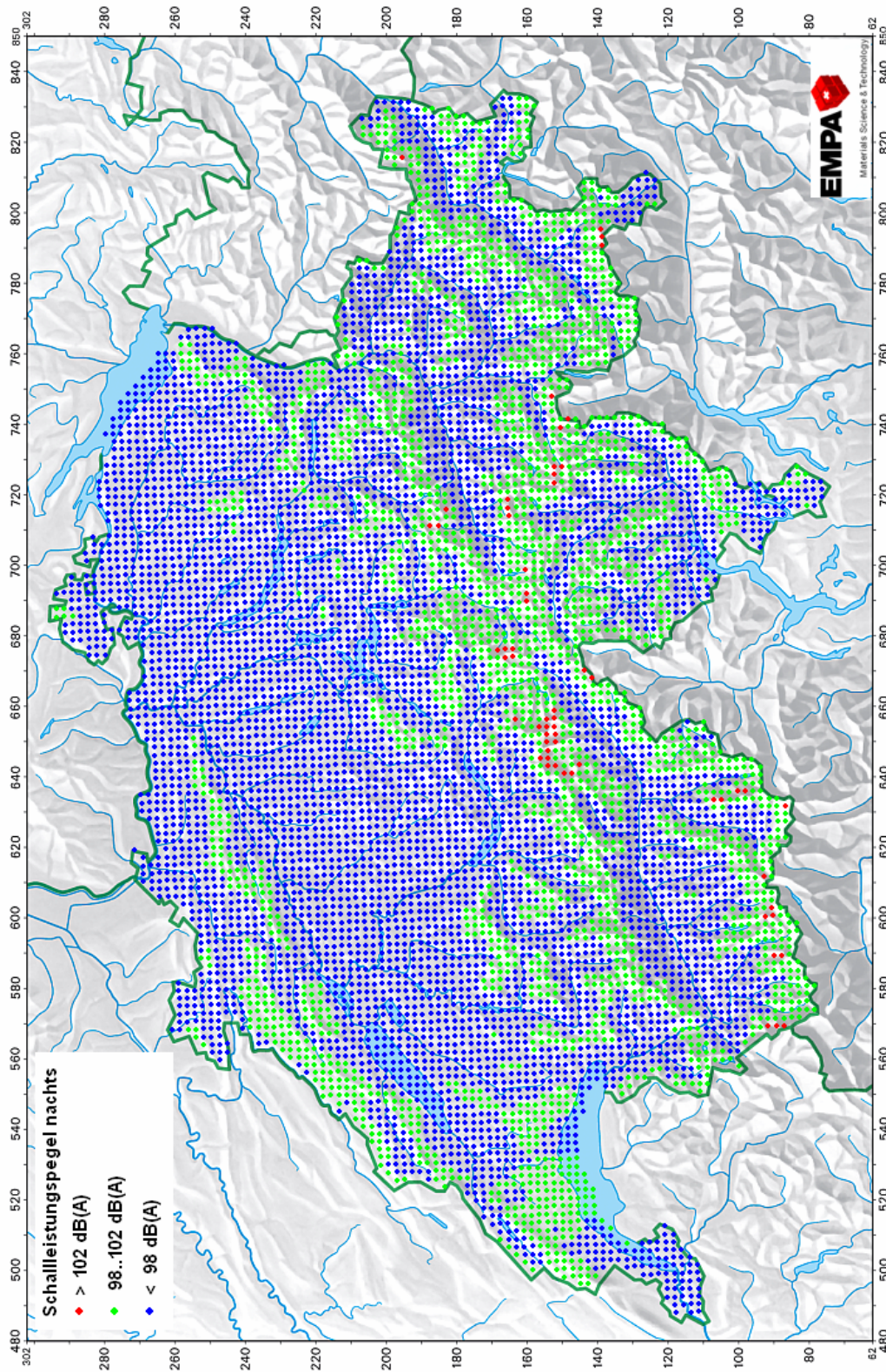
Mit diesem Emissionsmodell und einer lokal hochaufgelösten Meteostatistik aus dem Jahre 2008 (COSMO2, Meteo Schweiz) wurde, wie in Abbildung 3 und Abbildung 4 gezeigt, der durchschnittliche Schalleistungspegel für eine Standardturbine bestimmt. Das Windmuster ist tagsüber bzw. nachts sehr ähnlich, so dass sich in beiden Perioden vergleichbare Emissionswerte ergeben. Das absolute Maximum wurde zu 103 dB(A) gefunden, als typischer Wert in einem Gebiet mit potenzieller Windnutzung lässt sich pro Turbine ein Schalleistungspegel von rund 100 dB(A) annehmen.



© 2007. Bundesamt für Landestopografie. Alle Rechte vorbehalten

© 2007. Office fédéral de topographie. Tous droits réservés

Abbildung 3: Aus lokal hochaufgelösten Meteostatistiken (COSMO2) geschätzter durchschnittlicher Schalleistungspegel tagsüber für eine Standardwindturbine von 1 bis 2 MW Leistung.



© 2007. Bundesamt für Landestopografie. Alle Rechte vorbehalten

© 2007. Office fédéral de topographie. Tous droits réservés

Abbildung 4: Aus lokal hochaufgelösten Meteostatistiken (COSMO2) geschätzter durchschnittlicher Schallleistungspegel nachts für eine Standardwindturbine von 1 bis 2 MW Leistung.

5 Grundlegende Feststellungen zur Schallausbreitung von Windkraftanlagengeräuschen

Die Schallausbreitung von Windkraftanlagengeräuschen wird durch die Phänomene *geometrische Verdünnung*, *Luftdämpfung*, *Bodeneffekt*, mögliche *Hindernismwirkung* sowie mögliche *Reflexionen* bestimmt. Da die Abstände von möglicherweise durch Lärm belästigten Personen rund um Windkraftanlagen relativ gross sein können, ist grundsätzlich von einem relevanten Einfluss der *Meteorologie* auf die Schallausbreitung auszugehen.

5.1 Geometrische Verdünnung

Die geometrische Verdünnung ist frequenzunabhängig und beschreibt die Abnahme des Schalldrucks mit zunehmender Entfernung als Folge der Verdünnung der Quellenleistung über eine immer grösser werdende Oberfläche. Ab Entfernungen von rund 1.5-mal dem Rotordurchmesser kann die Quelle als Punktquelle betrachtet werden. Es lässt sich für die geometrische Verdünnung A_{div} schreiben:

$$A_{div} = 20 \cdot \log\left(\frac{d}{d_0}\right) + 10 \cdot \log(4\pi) \quad [\text{dB}]$$

wobei d dem Abstand in m und d_0 der Referenzdistanz 1 m entspricht. Der Term $10 \cdot \log(4\pi)$ entspricht 11 dB und bewerkstelligt die Überführung von Schalleistungspegel in Schalldruckpegel.

5.2 Luftdämpfung

Die Schallausbreitung erfährt in der Luft eine Abschwächung, die vom Zustand der Luft (Temperatur und Feuchte), der Frequenz und dem Laufweg abhängt. Für gegebene Temperatur- und Feuchtwerte finden sich die Dämpfungskoeffizienten in [ISO 90613-1].

5.3 Bodeneffekt

Die meisten Bodentypen, insbesondere auch Grasflächen, stellen für Schallwellen wirksame Reflektoren dar. Bei der Schallausbreitung in Bodennähe trägt damit nebst dem Direktschall die Bodenreflexion nennenswert zum Schalldruck an einem Empfänger bei. Abhängig von der Geometrie und den Bodeneigenschaften entsteht ein Interferenzmuster, so dass sich gewisse Frequenzen verstärken und andere abschwächen. Es existieren effiziente numerische Verfahren, die die Bodenreflexion für eine Punktquelle über lokal reagierendem Boden berechnen [Chessel 1977]. Der Bodeneffekt bezeichnet die Pegeldifferenz am Empfangspunkt mit und ohne Boden.

In Fällen mit geringen Quellenhöhen wie z.B. bei Strassen- oder Eisenbahnlärm entstehen ausgeprägte und relativ breite Interferenzeinbrüche (Abschwächungen) im mittleren Frequenzbereich zwischen rund 300 und 600 Hz. Dieser Frequenzbereich ist für den A-Pegel sehr bedeutend.

Für höherliegende Quellen verschiebt sich der tiefste Interferenzeinbruch gegen tiefere Frequenzen und die Abfolge von Interferenzeinbrüchen und –überhöhungen wird immer dichter, d.h. das Bodeneffekt-Terzbandspektrum glättet sich mehr und mehr aus. Zur Abklärung der Bedeutung des Bodeneffekts zeigt Abbildung 5 die Ergebnisse von Bodeneffektberechnungen für eine 50 m über ebenem Grasboden (Strömungswiderstand: 200 Rayl) befindliche Punktquelle und Empfängerabstände zwischen 100 und 1000 m. Die Empfängerhöhe wurde fest mit 4.0 m angenommen. Aus den Bodeneffektspektren wurden schliesslich A-Pegel Bodeneffektwerte berechnet, indem ein rosa Emissionsspektrum zu Grunde gelegt und eine Luftdämpfung bei 15°C und 70% rel. Feuchte angenommen wurde. Es zeigt sich, dass dieser A-Pegel Bodeneffekt nur noch eine sehr geringe Abhängigkeit von der Quellen-Empfänger-Distanz aufweist und im Mittel zu +1 dB (Verstärkung durch den Boden) angenommen werden kann. Dies wird gestützt durch [ETSU 1999] mit der Aussage, dass für Quellenhöhen von 80 m der Bodeneffekt für alle Windlagen und Empfängerdistancen bis 700 m zu +1..+2 dB angenommen werden kann.

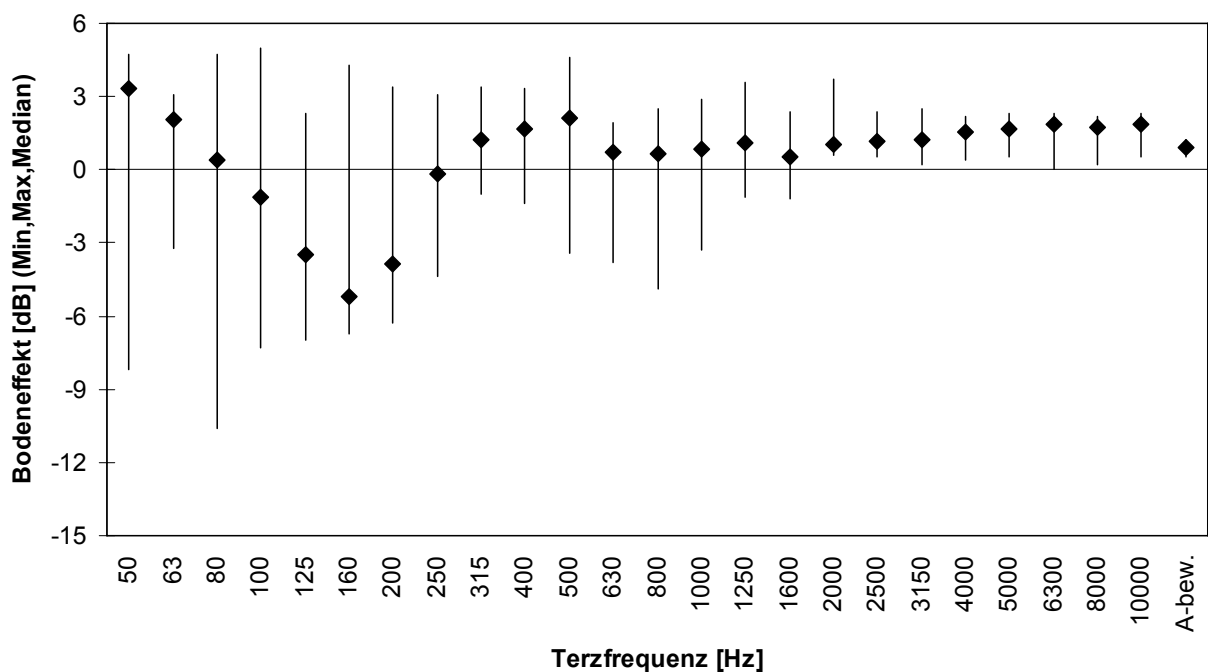


Abbildung 5: Statistik für den frequenzabhängigen bzw. A-bewerteten Bodeneffekt einer 50 m hohen Punktquelle über ebenem Grasboden für Empfängerabstände zwischen 100 und 1000 m bei einer Empfängerhöhe von 4 m. Die vertikalen Linien zeigen die Spanne zwischen Minimal- und Maximalwert, die Rhomben markieren den Medianwert.

5.4 Hinderniswirkung

Massive und luftundurchlässige Objekte, die die direkte Sichtlinie Quelle-Empfänger unterbrechen, führen zu einer signifikanten Reduktion der Immission. Die geometrische Schattenzone hinter dem Hindernis wird möglicherweise durch gebrochenen Schall, durch an der Hinderniskante gebeugten Schall und durch Streuung an Mediumsinhomogenitäten versorgt.

Nebst massiven Hindernissen, wie z.B. Geländekanten, Wände oder Gebäude, können auch lockere Strukturen wie z.B. Wald zu einer abschwächenden Wirkung führen. Allerdings sind dazu bedeutende Tiefen grösser als 25 m erforderlich [ISO 9613-2].

5.5 Reflexionen

Zusätzlich zur Bodenreflexion können relevante Reflexionen an künstlichen Objekten wie Hausfassaden oder an natürlichen Strukturen wie Wäldern und Felsen entstehen. Diese Reflexionen wirken immer verstärkend, da sie zusätzliche Ausbreitungspfade ohne festen Phasenbezug zum Direktschall darstellen und damit keine Interferenzausschlöschungen erzeugen. Bei spiegelnden Reflexionen ist abzuklären, ob der Reflektor gross genug ist [ISO 9613-2].

5.6 Wettereinfluss

Der Wettereinfluss auf die Schallausbreitung über grössere Distanzen entsteht durch Variation der von der Feuchte und Temperatur abhängigen Luftdämpfung und durch gekrümmte Ausbreitung als Folge von nennenswerten vertikalen Gradienten der effektiven Schallgeschwindigkeit. Die effektive Schallgeschwindigkeit entspricht für einigermassen horizontale Abstrahlung mit guter Näherung der vektoriellen Addition des von der Quelle radial nach aussen zeigenden Schallgeschwindigkeitsvektors und des Windgeschwindigkeitsvektors. Ein von 0 verschiedener vertikaler Gradient entsteht immer dann, wenn die Schallgeschwindigkeit und/oder die Windgeschwindigkeit höhenabhängig ist. Da die Schallgeschwindigkeit hinsichtlich aller atmosphärischer Einflussgrössen vor allem eine Temperaturabhängigkeit zeigt, ist für die Frage des vertikalen Gradienten nebst der Windgeschwindigkeit die Temperaturschichtung zu untersuchen.

5.6.1 Temperaturschichtung

Die Luftmasse der Atmosphäre erzeugt auf Meereshöhe einen mittleren Druck von 1013 hPa. Mit zunehmender Höhe über Boden nimmt der Luftdruck in den untersten Schichten um rund 12 Pa pro Meter ab. Ein gedachtes, sich in der Atmosphäre nach oben bewegendes Luftpaket kühlt sich als Folge dieser Druckabnahme um etwa 1° pro 100 m ab. Eine vertikale Temperaturverteilung mit diesem Gradienten wird als adiabatische Schichtung bezeichnet.

Die adiabatische Schichtung entspricht dem Grundzustand der Atmosphäre ohne zusätzliche äussere Einflüsse. Durch die Sonneneinstrahlung werden jedoch thermische Prozesse in Gang gesetzt, die die Temperaturschichtung der untersten Luftmassen wesentlich beeinflussen. Die wichtigste Interaktion erfolgt an der Erdoberfläche. Für die Erdoberfläche lässt sich eine zu Null aufgehende Leistungsbilanz formulieren, da die Oberfläche keine Masse aufweist und damit keine Energie speichern kann.

Bei einer deutlich positiven Strahlungsbilanz, d.h. einem massivem Überschuss an auf die Erdoberfläche auftreffender Strahlung (typ. um die Mittagszeit bei klarem Himmel) wird der Boden und die unterste Luftschicht aufgeheizt. Es bilden sich aufsteigende Luftblasen, die höher gelegene Luftschichten erwärmen (Konvektion). Die Luft zeichnet sich als Folge dieser Konvektion auch bei Windstille durch einen turbulenten Zustand aus. Durch die fortdauernde Erwärmung des Bodens bildet sich ein starker Temperaturgradient in dem Sinne aus, dass die Temperatur mit zunehmender Höhe abnimmt. Diese Temperaturabnahme ist stärker als die adiabatische Temperaturabnahme von $1^\circ/100$ m. Die Aufwärtsbewegung von Luftpaketen erfährt damit eine Verstärkung, da die durch den Druckabfall gekühlten Luftblasen immer noch wärmer sind als die Umgebung. Im umgekehrten Fall des Absinkens erfolgt ebenfalls eine Beschleunigung, da die Luftpakete trotz adiabatischer Erwärmung jeweils kälter sind als die Umgebung. Entsprechend dieser Verstärkung einer einsetzenden Bewegung wird diese Temperaturschichtung als *labil* bezeichnet. Die Ausbildung einer labilen Schichtung ist schwach von der Windgeschwindigkeit abhängig, da die mechanische Durchmischung durch den Wind im Vergleich zum Luftdurchmischungsprozess durch Konvektion erst bei höheren Windgeschwindigkeiten relevant wird.

Bei einer deutlich negativen Strahlungsbilanz, wie sie in einer wolkenarmen Nacht auf Grund des fehlenden Strahlungseintrags auftritt, kühlt sich der Boden durch Ausstrahlung ab und mit ihm die unterste Luftschicht. Es bildet sich ein Temperaturgradient in dem Sinne aus, dass die Temperatur mit zunehmender Höhe nur noch schwach abnimmt (kleiner als $1^\circ/100$ m) oder sogar zunimmt (Inversion). Ein sich vertikal bewegendes Luftpaket wird in diesem Fall gebremst und in seine Ausgangslage zurückgedrängt. Diese Temperaturschichtung wird als *stabil* bezeichnet, da sich ohne Wind praktisch keine Luftdurchmischung entwickelt. Die Ausbildung einer stabilen Schichtung setzt keinen oder nur schwachen Wind voraus.

Die Temperaturschichtung bzw. Stabilität wird üblich in sechs bis sieben Stufen klassiert. Es sind in der Vergangenheit verschiedene Schemata vorgeschlagen worden (z.B. [Manier 1975]), hier wird das international gebräuchliche nach Pasquill [Pasquill 1961] verwendet (Tabelle 2). Die Stabilitätsklasse A bis F lässt sich aus der Beobachtung der Sonneneinstrahlung bzw. des Wolkenbedeckungsgrads und der Windgeschwindigkeit gemäss Tabelle 3 abschätzen.

Pasquill Stabilitätsklasse	Bezeichnung
A	Stark labil
B	Labil
C	Schwach labil
D	Neutral
E	Schwach stabil
F	Stark stabil

Tabelle 2: Kategorisierung der Stabilität nach Pasquill.

Windgeschw. auf 10 m über Boden [m/s]	Tagsüber				nachts	
	Starke Einstrahlung	Mässige Einstrahlung	Schwache Einstrahlung	bedeckt	Wolkenbedeckung < 3/8	Wolkenbedeckung >= 4/8
< 2	A	A-B	B	C	F	F
2..3	A-B	B	C	C	F	E
3..5	B	B-C	D	D	E	D
5..6	C	C-D	D	D	D	D
> 6	C	D	D	D	D	D

Tabelle 3: Schätzung der Stabilitätsklasse A bis F in Abhängigkeit der Einstrahlung bzw. der Wolkenbedeckung und der Windgeschwindigkeit auf 10 m Höhe über Boden.

Für die Höhenabhängigkeit der Temperatur T in Abhängigkeit der Stabilität lässt sich ansetzen [Kühner 1998]:

$$T = T_0 + T_h \left(\frac{z}{10m} \right)^m$$

wobei T_0 der Temperatur am Boden, T_h der Temperaturdifferenz auf 10 m Höhe im Vergleich zum Boden, z der Höhe über Boden und m einem Faktor zur Charakterisierung der atmosphärischen Stabilität entspricht. Die beiden Parameter T_h und m bestimmen sich in Abhängigkeit der Stabilitätsklasse gemäss Tabelle 4 und Tabelle 5.

Stabilitätsklasse	A	B	C	D	E	F
$T_h [^{\circ}C]$	1.07	0.47	0.0	-1.1	-1.45	-2.76

Tabelle 4: Temperaturdifferenz auf der Höhe 10 m im Vergleich zum Boden in Abhängigkeit der Stabilitätsklasse.

Stabilitätsklasse	A	B	C	D	E	F
m	0.09	0.20	0.22	0.28	0.37	0.41

Tabelle 5: Exponent m in Abhängigkeit der Stabilitätsklasse.

5.6.2 Windgeschwindigkeitsprofil

Lokale Druckdifferenzen in der Atmosphäre führen zu Ausgleichsvorgängen in Form von Wind. Die Windgeschwindigkeit weist in Bodennähe immer einen ausgeprägten Gradienten mit der Höhe auf, da auf Grund von Reibung die Luftbewegung am Boden gebremst wird. Da die Temperaturschichtung die Vertikalbewegung von Luftteilchen beeinflusst, hängt das Vertikalprofil der Windgeschwindigkeit markant von der Stabilität ab. Bei labiler Schichtung durchmischen sich die unteren Luftschichten sehr stark, was der Ausbildung grosser Windgeschwindigkeitsgradienten entgegenwirkt. Im stabilen Fall dagegen sind die Luftschichten quasi vertikal entkoppelt, sodass wesentlich grössere Gradienten entstehen. Für die Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit w in Abhängigkeit der Stabilität lässt sich ansetzen [Kühner 1998], [van den Berg 2004]:

$$w = w_{10m} \left(\frac{z}{10m} \right)^m$$

wobei w_{10m} die Windgeschwindigkeit auf der Referenzhöhe 10 m, z die Höhe über Boden und m den Faktor zur Charakterisierung der atmosphärischen Stabilität darstellt. Für m gelten die Werte in Tabelle 5.

In Abbildung 6 wird die Bedeutung der stabilitätsabhängigen Windgeschwindigkeitsprofile gezeigt. Alle Profile sind auf eine Geschwindigkeit von 4 m/s auf 50 m über Grund normiert. Für kleinere Anlagen kann diese Höhe etwa der Nabenhöhe entsprechen, 4 m/s ist eine typische Einsatzgeschwindigkeit, ab der eine Anlage in Betrieb geht. Auf der für die Angabe der Windgeschwindigkeiten typischen Referenzhöhe von 10 m ergibt sich im ausgeprägt stabilen Fall (F) ein Wert von 2.1 m/s, während im labilen Fall (B) 2.9 m/s resultieren. Die stark labile Schichtung (A) wurde hier weggelassen, da sie im vorliegenden Szenario gar nicht auftreten kann.

Auch wenn bei grösseren Windgeschwindigkeiten die direkte Bedeutung des Temperaturgradienten für die Schallausbreitung gering ist, ist die Kenntnis der Stabilität wichtig, um die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe zuverlässig zu schätzen und daraus die akustisch abgestrahlte Leistung korrekt abzuleiten.

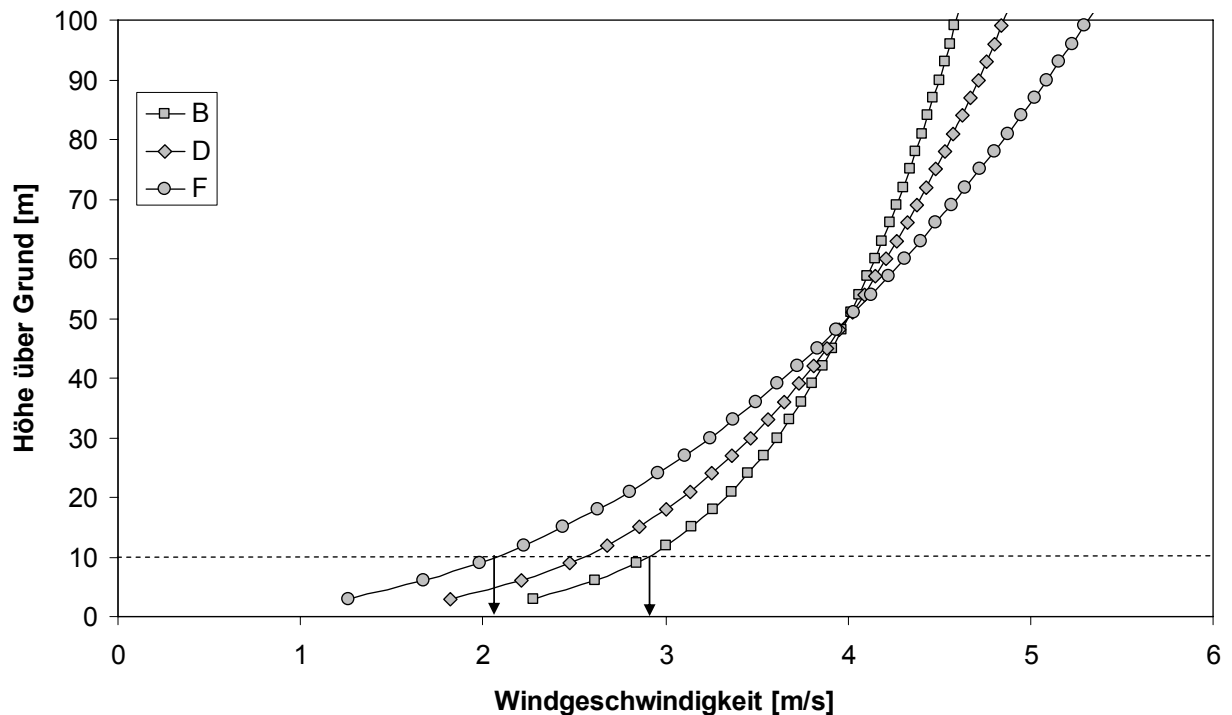


Abbildung 6: Windgeschwindigkeitsprofile für unterschiedliche Stabilität B bis F.

5.6.3 Luftdämpfung

Wie oben angesprochen, ist die Luftdämpfung von der Temperatur und der Luftfeuchte abhängig. Die Analyse von mehrjährigen Wetterdaten der Schweizerischen Meteorologischen Anstalt zeigt für die Stationen Basel, Geneve, Bern, Kloten, Sion, LaChaux-de-Fonds, Lausanne, Neuchatel, Altdorf, Davos, Lugano im Jahresmittel Temperaturen zwischen 0.7°C und 10°C in der Nacht bzw. zwischen 4.8°C und 13.2°C am Tag. Die jahresdurchschnittlichen Feuchten bewegen sich zwischen 77% und 87% in der Nacht und zwischen 60% und 74% am Tag. Als globale Jahresdurchschnittswerte ergeben sich 8°C und 76%. Für ein typisches Terzbandspektrum für eine Windkraftanlage gemäss Abbildung 2 zeigt Abbildung 7 die resultierende Luftdämpfung des A-Pegels in Abhängigkeit der Distanz und der Temperatur und Feuchte. Die Min- und Max Verläufe ergeben sich für entsprechende Temperatur und Feuchte kombinationen aus obigen Intervallen. Es zeigt sich, dass die Luftdämpfung mit sehr guter Näherung für die globalen Mittelwerte 8°C und 76% gerechnet werden kann, ohne situationsspezifische Klimadaten verwenden zu müssen.

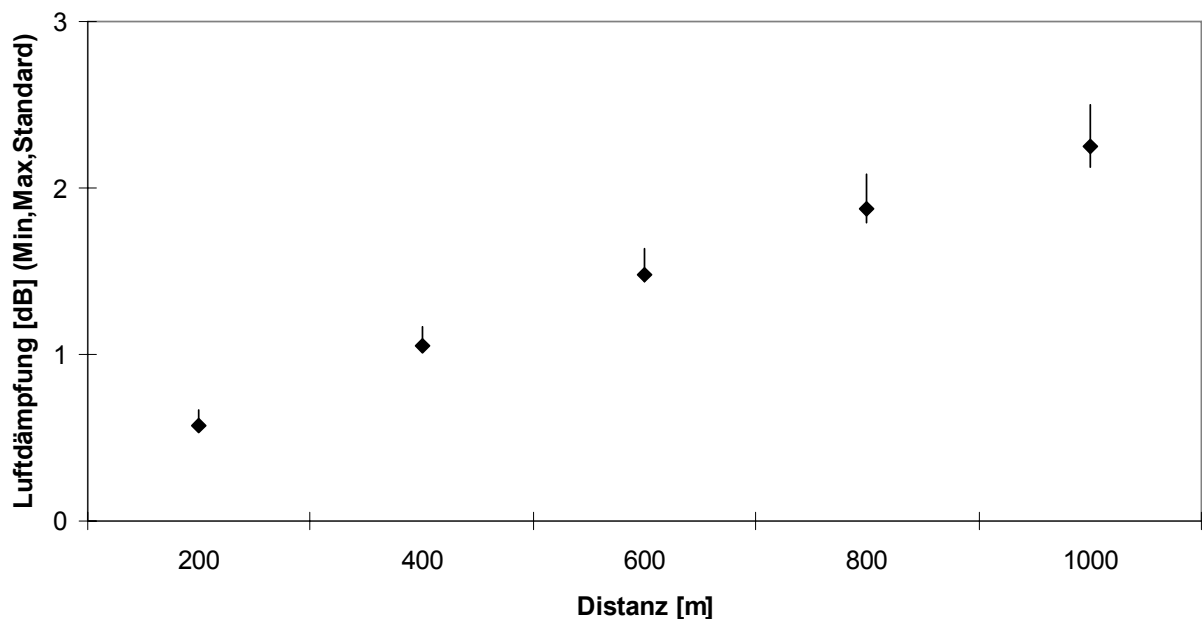


Abbildung 7: Luftdämpfung des A-Pegels in Abhängigkeit der Distanz für das Emissionsspektrum aus Abbildung 2 und alle möglichen Kombinationen von Lufttemperatur und -feuchte. Die vertikalen Linien zeigen die Spanne zwischen Minimal- und Maximalwert, die Rhomben markieren den Wert für 8° und 76%.

5.6.4 Einfluss der Temperaturschichtung und des Windgeschwindigkeitsprofils auf die effektive Schallgeschwindigkeit

Da die Schallgeschwindigkeit proportional zur Wurzel der absoluten Temperatur verläuft, folgt aus einem Temperaturgradienten unmittelbar ein Gradient der Schallgeschwindigkeit. Die für die Ausbreitung relevante effektive Schallgeschwindigkeit schliesslich bildet sich aus der Schallgeschwindigkeit und der Überlagerung des Windgeschwindigkeitsvektors. Ein vertikaler Windgeschwindigkeitsgradient überträgt sich direkt auf den Gradienten der effektiven Schallgeschwindigkeit. Dieser Einfluss ist maximal für Mit- oder Gegenwind. Bei Seitenwind unter 90° ist die Bedeutung des Windes vernachlässigbar.

5.6.5 Bedeutung von vertikalen Gradienten der effektiven Schallgeschwindigkeit

Ein vertikaler Gradient der effektiven Schallgeschwindigkeit führt dazu, dass die Schallausbreitung nicht länger geradlinig, sondern gekrümmt bzw. gebrochen erfolgt. Dieser Umstand kann mit Strahlenbildern sehr vorteilhaft visualisiert werden. Bei typisch nachts auftretenden Inversionslagen oder bei Mitwind nimmt die effektive Schallgeschwindigkeit mit der Höhe zu. Als Folge davon werden die Schallstrahlen zum Boden hin gekrümmt (Abbildung 8). Dies kann dazu führen, dass Hindernisse überstiegen werden

und damit ihre Abschirmwirkung verlieren oder dass in sehr grossen Abständen eine zweite oder gar dritte Bodenreflexion auftritt. Tagsüber bei Sonneneinstrahlung oder bei Gegenwind nimmt die effektive Schallgeschwindigkeit mit der Höhe ab. Demzufolge krümmen sich die Schallstrahlen vom Boden weg, so dass sich Schattenzonen ausbilden (Abbildung 9). Diese Schattenzonen werden nur durch Beugung und Streuung an Mediumsinhomogenitäten mit Schallenergie versorgt, so dass sich in diesen Regionen sehr hohe Abschwächungen der Immissionen einstellen.

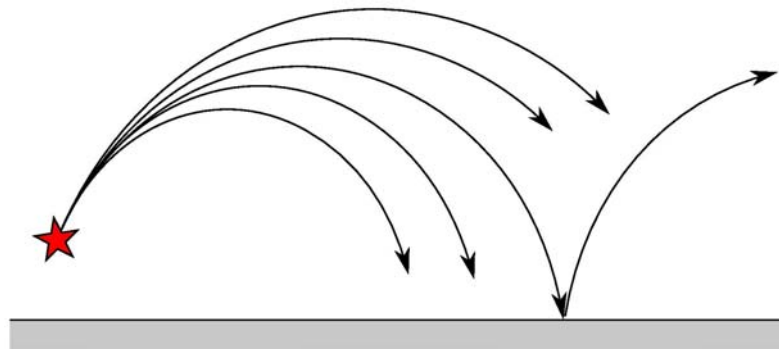


Abbildung 8: Strahlenbild für mit der Höhe zunehmende effektive Schallgeschwindigkeit.

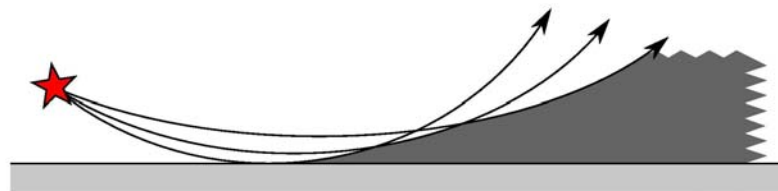


Abbildung 9: Strahlenbild für mit der Höhe abnehmende effektive Schallgeschwindigkeit und Ausbildung einer Schattzone.

5.6.6 Konsequenzen für Windturbinenschall in der Ebene anhand von ray tracing Simulationen

Hier werden exemplarisch mit einer eigenen Software durchgeführte Strahlverfolgungssimulationen (ray tracing) für flachen Boden gezeigt, um die Bedeutung der inhomogenen Atmosphäre für die Schallausbreitung von Windturbinen zu demonstrieren. Die verwendeten Algorithmen basieren auf [Thompson 1972]. Es wird von einer Quellenhöhe von 50 m ausgegangen. Die Strahlenbilder zeigen die Krümmung der Ausbreitung in einem Vertikalschnitt. Man beachte die völlig unterschiedliche Skalierung der Längs- (1500 m) und der Höhenachse (100 m).

Abbildung 10 zeigt die Strahlenbilder für eine Tagsituation mit starker Einstrahlung und einer Windgeschwindigkeit (auf 10 m Höhe) von 3.0 m/s. Im Gegenwindfall bildet sich ab etwa 800 m eine geometri-

sche Schattenzone mit entsprechender Pegelreduktion aus, im Mitwindfall verläuft die Ausbreitung nahezu gradlinig, da sich die Wirkungen der Temperatur und des Windes weitgehend kompensieren.

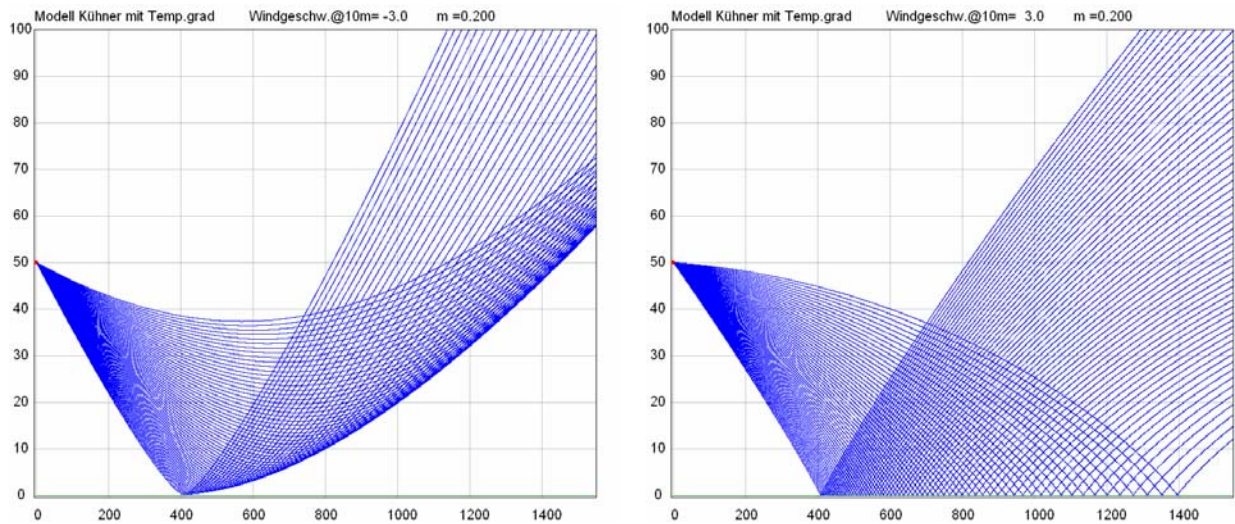


Abbildung 10: ray tracing Simulationen für die Situation tags bei starker Einstrahlung und einer Windgeschwindigkeit von 3.0 m/s. Die linke Spalte zeigt den Gegenwindfall, die rechte Spalte den Mitwindfall.

Abbildung 11 zeigt die Strahlenbilder für eine Nachtsituation mit wolkenlosem Himmel und einer Windgeschwindigkeit (auf 10 m Höhe) von 2.0 m/s. Im Gegenwindfall beginnt der geometrische Schatten ab etwa 950 m, im Mitwindfall können für sehr weit entfernte Empfangspunkte (1400 m) Hindernisse von bis zu 10 m überstiegen werden.

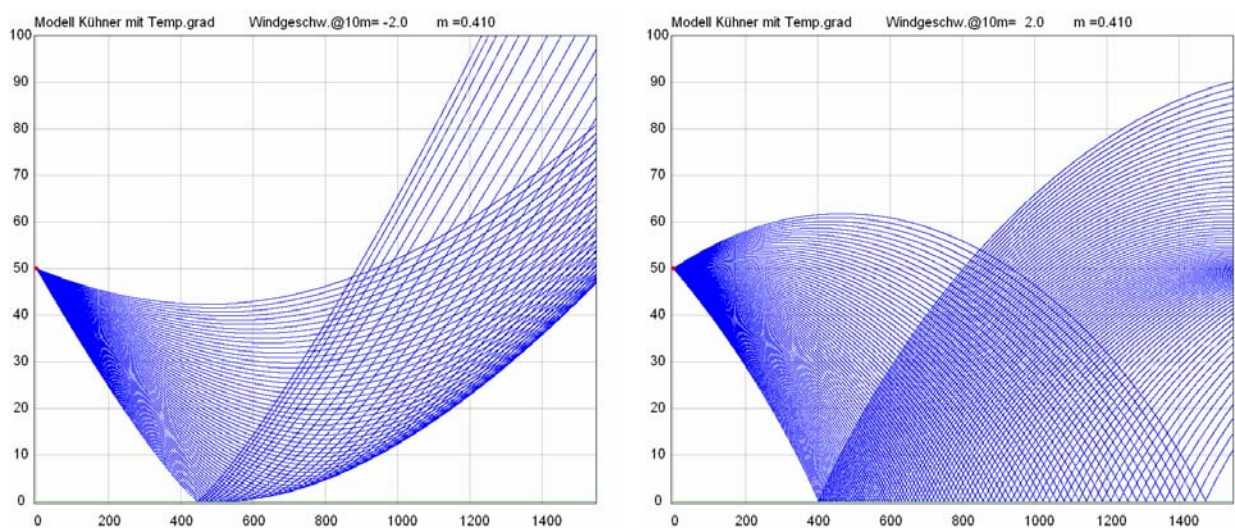


Abbildung 11: ray tracing Simulationen für die Situation nachts bei wolkenlosem Himmel und einer Windgeschwindigkeit von 2.0 m/s. Die linke Spalte zeigt den Gegenwindfall, die rechte Spalte den Mitwindfall.

Abbildung 12 zeigt die Strahlenbilder für Windgeschwindigkeiten (auf 10 m Höhe) 5.0 und 8.0 m/s. Diese Windgeschwindigkeiten führen auf eine neutrale Schichtung (D), so dass der Temperatureinfluss und damit die Tageszeit für die Ausbreitung unbedeutend wird. Die Simulationen zeigen immer noch moderate Krümmungen der Ausbreitung. Im Gegenwindfall bilden sich ab 450 bis 600 Metern Schattenzonen mit starken Pegelreduktionen aus. Im Mitwindfall können für weit entfernte Empfänger (1400 m) Hindernisse bis zu 20 m Höhe überstiegen werden.

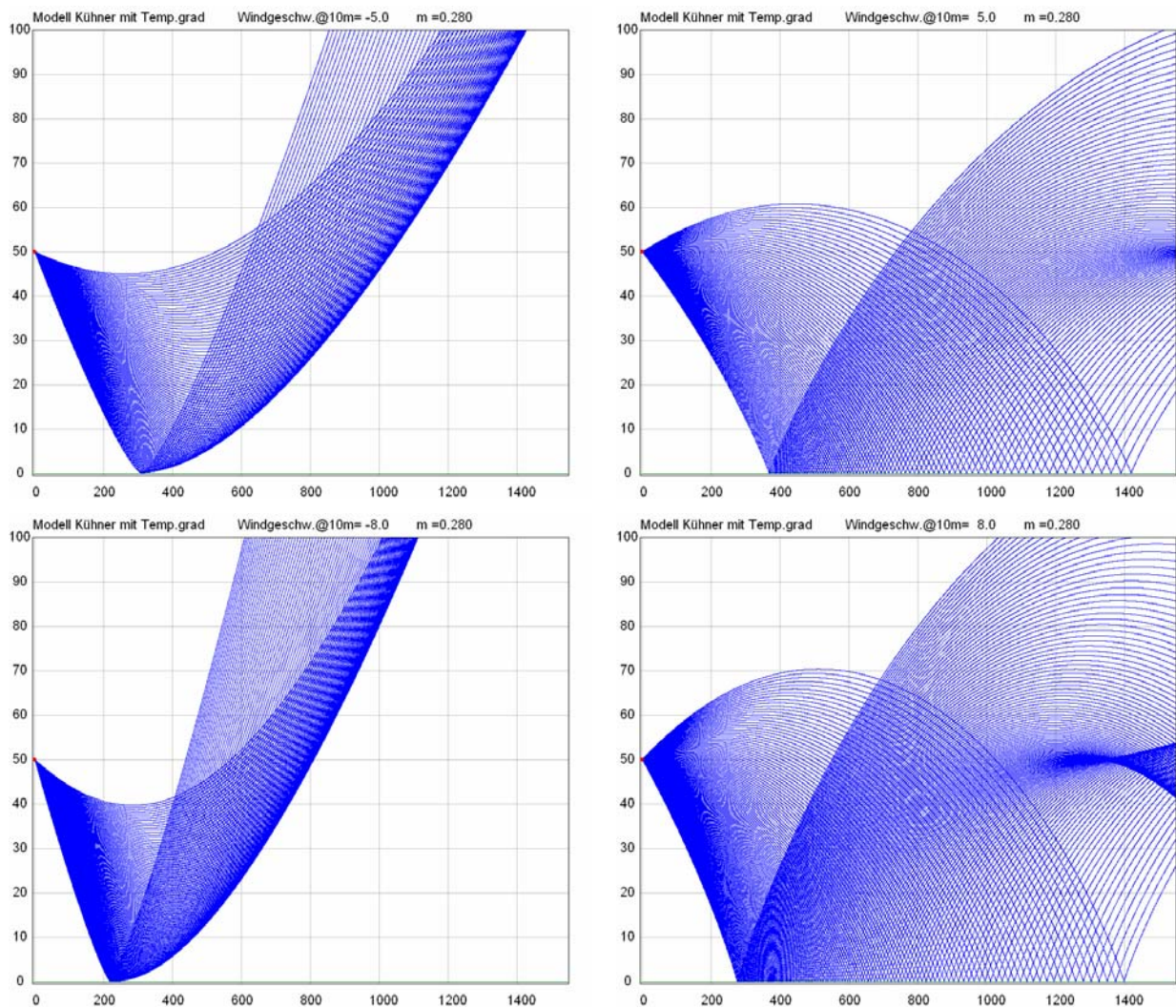


Abbildung 12: ray tracing Simulationen für die Windgeschwindigkeiten 5.0 und 8.0 m/s (von oben nach unten). Die linke Spalte zeigt den Gegenwindfall, die rechte Spalte den Mitwindfall.

5.6.7 Auswirkungen von Mediumsinhomogenitäten (Turbulenzen) auf die Schallausbreitung

Mediumsinhomogenitäten führen zum einen zu einer teilweisen Dekorrelation unterschiedlicher Schallpfade und zum anderen zu lokaler Streuung. Die Dekorrelation hat zur Folge, dass das Bodeneffekt-Interferenzmuster an Schärfe verliert, d.h. die Auslöschungen erfolgen nicht mehr vollständig und die Verstärkungen entsprechen nicht mehr einer Schalldruck- sondern mehr und mehr einer Leistungsaddition. Die Streuungen an den Mediumsinhomogenitäten sind im Normalfall vernachlässigbar. Für geometrische Schattenzonen sind sie jedoch bei höheren Frequenzen der wichtigste Energietransport-Mechanismus [Hofmann 2005].

6 Strömungsverhältnisse im unebenen Gelände

Unebenes Gelände führt zu einer Deformation der Windströmungs-Stromlinien und damit zu einer lokalen Veränderung des Windgeschwindigkeitsprofils. Während mässiger Wind sanfte Hügel lediglich umströmt, können starke Winde und schroffe Geländeabbrüche zu einer Ablösung der Strömung vom Geländeprofil führen. In solchen Nachlaufzonen dreht die Strömungsrichtung um, so dass sich eigentliche Wirbel ausbilden (Abbildung 13).

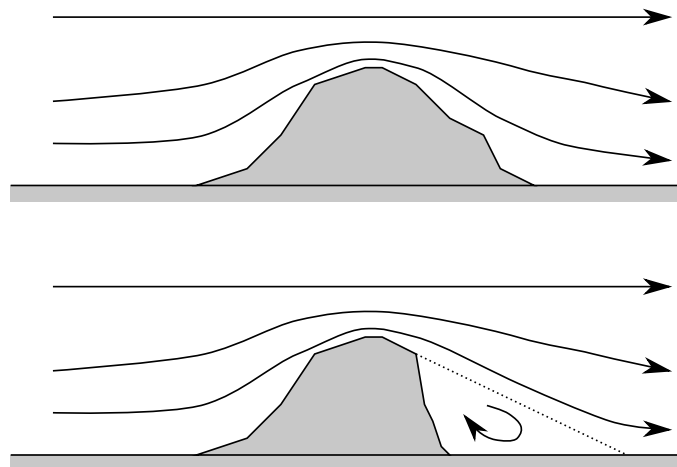


Abbildung 13: Prinzipielles Strömungsbild für Wind über einer topographischen Unebenheit. Im oberen Fall folgt die Strömung der Kontur, im unteren Fall bilden sich in Nachlaufzonen Wirbel aus.

Zur Abklärung der Auswirkungen solcher Strömungsmodifikationen auf die Schallausbreitung wurde als Extremsituation eine Ebene mit senkrechtem Geländeabbruch untersucht. In der Ebene wurde eine Windströmung mit 5 m/s auf 50 m über Boden angenommen. Das sich hinter dem 150 m tiefen Geländeabbruch ausbildende Strömungsfeld wurde mit dem diagnostischen mikroskaligen Windfeldmodell DMW Version 1.20 [VDI 3783-10] simuliert (Abbildung 14, Abbildung 15). Die Simulationen zeigen die Strömungsablenkung und die Wirbelbildung mit der gegenläufigen Strömung. Im Wirbelbereich nicht direkt an der Abbruchkante sind die Geschwindigkeitswerte aber relativ klein.

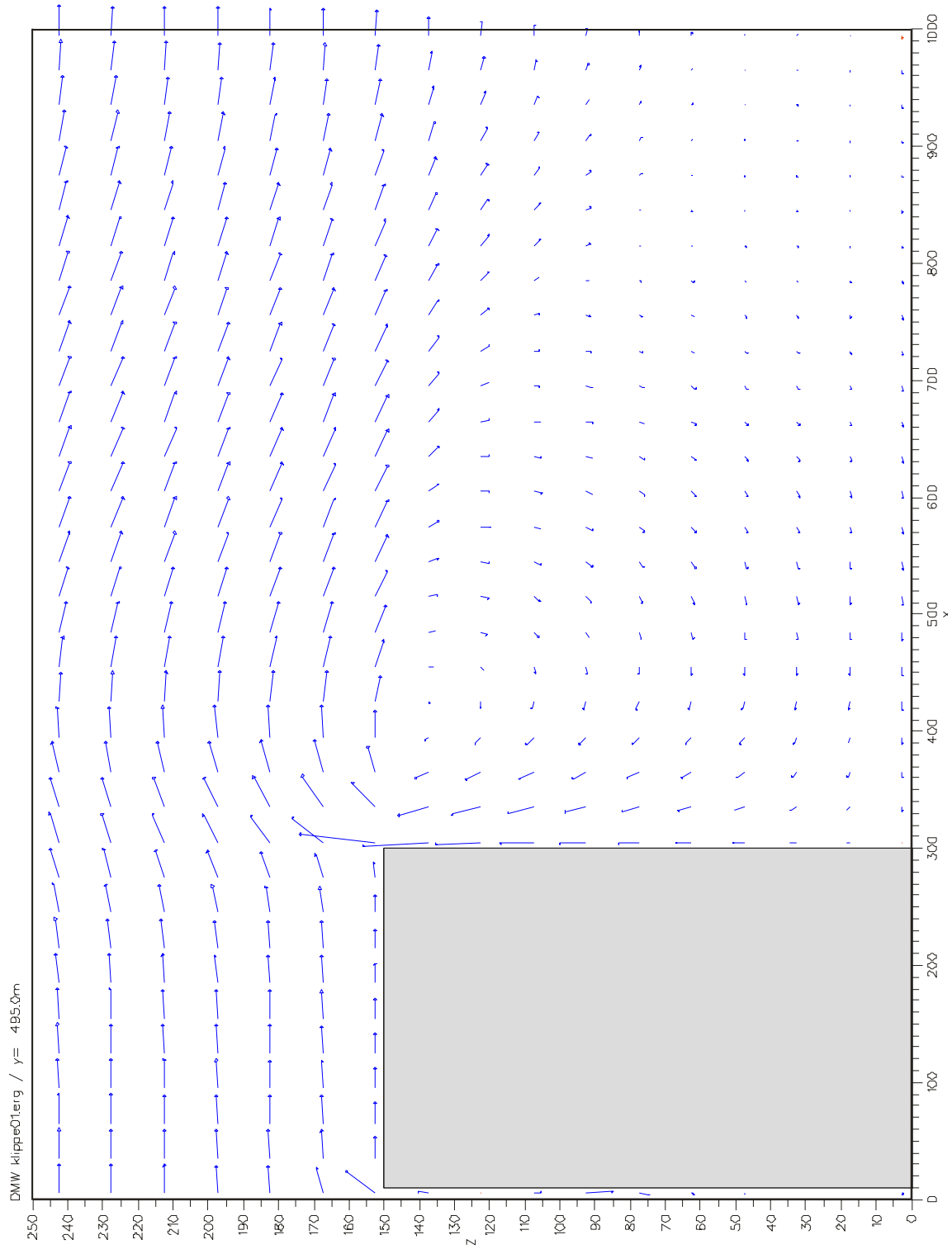


Abbildung 14: Windgeschwindigkeitsfeld im Bereich eines Geländeabbruchs. Die Pfeilrichtung zeigt die lokale Strömungsrichtung, die Pfeillänge entspricht der Geschwindigkeit. Die Darstellung zeigt in Längsrichtung 1000 m, die Höhenachse spannt 250 m auf.

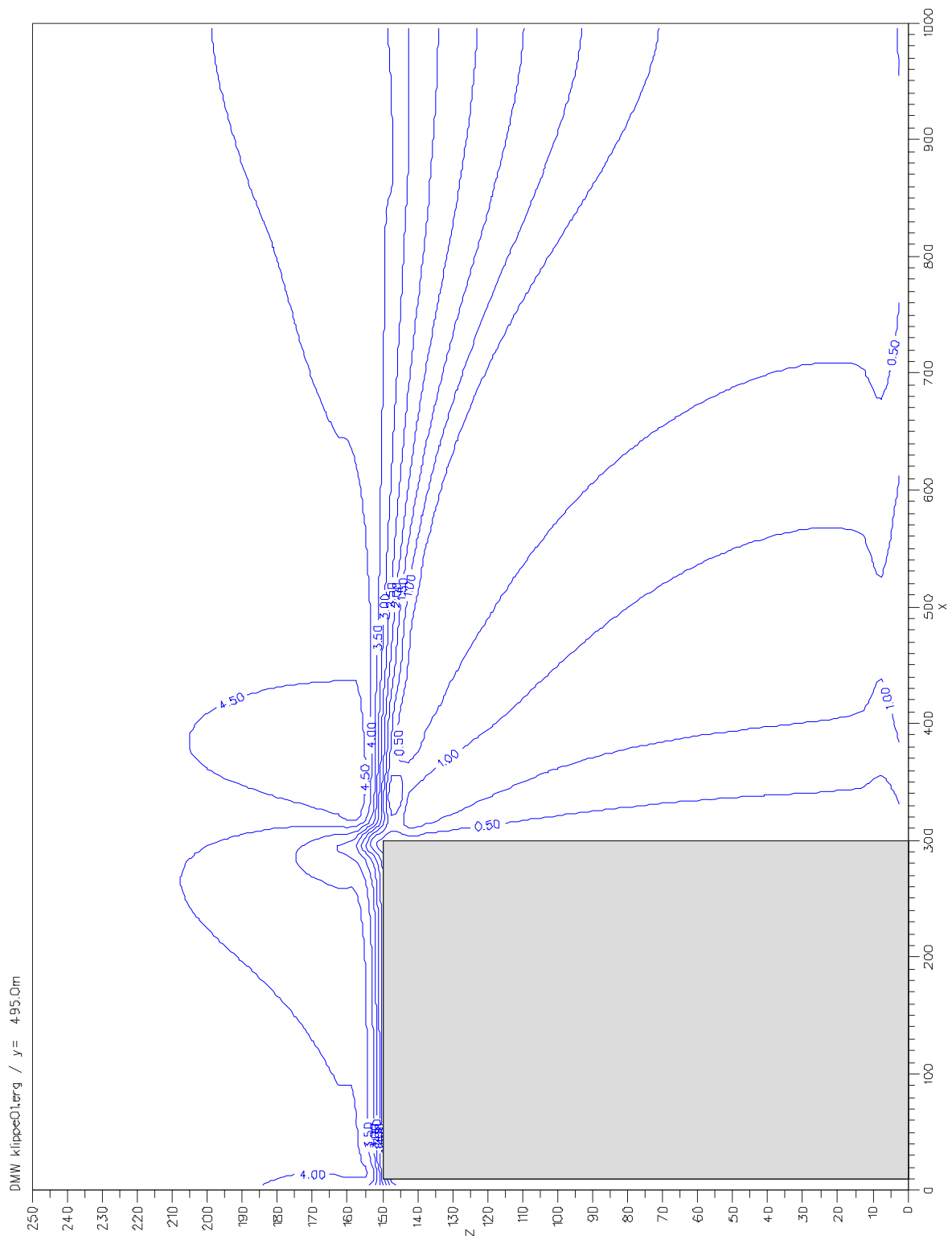


Abbildung 15: Windgeschwindigkeitsfeld im Bereich eines Geländeabbruchs. Die Linien sind Kurven gleichen Betrags der horizontalen Windgeschwindigkeit. Die Darstellung zeigt in Längsrichtung 1000 m, die Höhenachse spannt 250 m auf.

Abbildung 16 zeigt schliesslich für das oben gefundene Windfeld und eine Quelle 50 m über Grund das ray tracing Ergebnis.

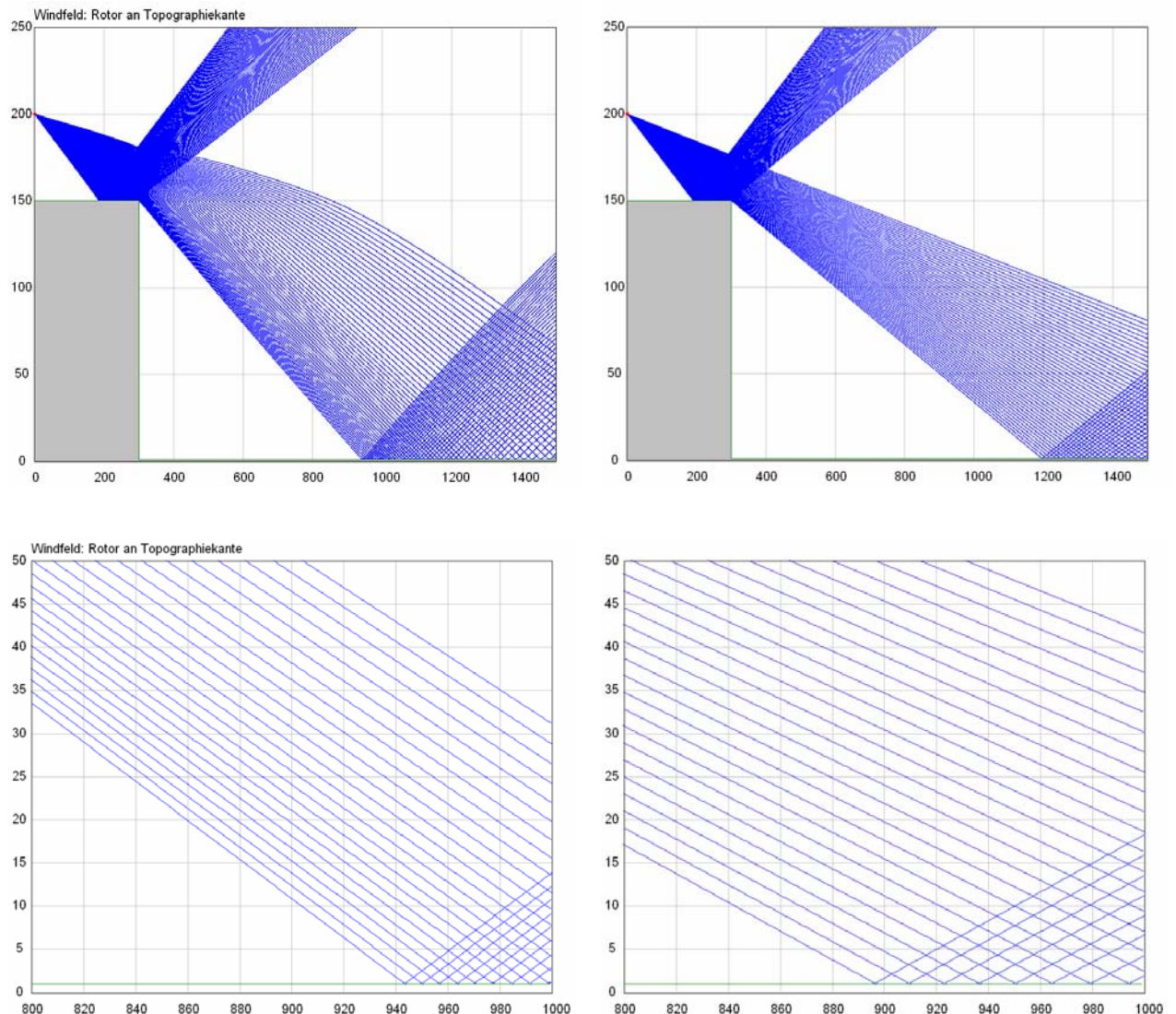


Abbildung 16: ray tracing Simulation für das Windfeld hinter einem Geländeabbruch (links). Die Quelle ist bei der Längskoordinate 0 m auf der Höhe 200 m. Rechts zeigt die gleiche Situation ohne Wind. Die unteren beiden Bilder zeigen Ausschnittsvergrößerungen.

Wie Abbildung 16 zeigt, führt die Mitwindsituation zu einer leichten Brechung in die geometrische Schattenszone hinein, analog zum oben angesprochenen Übersteigen von Hindernissen. Überdies fällt auf, dass die Strahlendichte im linken Bild in einem engen Bereich an der Schattengrenze ziemlich genau doppelt so gross ist im Vergleich zum rechten Bild. Dies entspricht einer Verstärkung um 3 dB gegenüber Freifeldausbreitung und kann als lokale Fokussierung aufgefasst werden. Umgekehrt ist etwas weiter weg von der Schattengrenze die Strahlendichte links in ähnlicher Grössenordnung geringer als rechts. Da die Pegelvariationen durch diese Fokussierscheinungen relativ gering sind und sich der Ort des Auftretens

abhängig von der Windgeschwindigkeit verschiebt, kann dieser Effekt für jahresdurchschnittliche Immissionsprognosen vernachlässigt werden.

7 Anforderungen an eine rechnerische Prognose von Windturbinenlärm

Eine zuverlässige rechnerische Prognose der akustischen Immissionen von Windkraftanlagen setzt korrekte Annahmen zur Emission und zur Schallausbreitung voraus. In einem ersten Schritt ist die in einem Jahr auftretende Emissionsstatistik der Anlage zu bestimmen. Der zweite Schritt umfasst die Beschaffung eines adäquaten Geländemodells. Im dritten Schritt schliesslich wird mit einem geeigneten Ausbreitungsmodell die Immission an den interessierenden Empfangspunkten berechnet.

7.1 Bestimmung der Emission

7.1.1 Spezifikation der Turbine

Von einer modernen, für die Installation in der Nähe von bewohntem Gebiet vorgesehenen Windturbine darf erwartet werden, dass sie nach der Norm 61400-11 akustisch vermessen und charakterisiert ist. Die derart verfügbaren Angaben (Schalleistung und Terzbandspektren in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit) stellen geeignete Emissionsgrössen dar.

7.1.2 Meteostatistik

Die jahresdurchschnittliche Bestimmung der Immission setzt Kenntnis einer Emissionsstatistik voraus. Die akustische Emission ist von der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe abhängig. Falls nur bodennahe (auf 10 m Höhe) Beobachtungen vorliegen, muss mit Kenntnis der atmosphärischen Stabilität auf den Wind auf Nabenhöhe umgerechnet werden. In vielen Fällen dürften zur Standortabklärung sowieso Windgeschwindigkeitsmessungen auf geplanter Nabenhöhe durchgeführt werden, so dass auch für die Abschätzung der Emission auf diese Daten zurückgegriffen werden kann.

Für die Emissionsstatistik wird eine nach Tag und Nacht differenzierte Auftretenshäufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe in Klassen der Breite 1 m/s benötigt. Als ideale zeitliche Auflösung für die Windgeschwindigkeitserfassung (Mittelwertbildung) wird ein Intervall von 10 bis 60 Minuten erachtet.

7.2 Gelände- und Oberflächenmodell

Die Ausbreitung von Windturbinengeräuschen ist relativ grossräumig in einem Bereich von 1 bis 2 km rund um die Anlage zu untersuchen. In den meisten Fällen reicht ein Topographiehöhenmodell der Kate-

gorie DHM25 der Swisstopo aus. Das DHM25 ist ein digitales Terrainmodell mit einer Maschenweite von 25 m und einer Höhengenaugkeit von 1.5 bis 3 m. Falls die Sichtlinie vom Empfänger zur Quelle knapp unter oder über einer Geländekante verläuft, sind feinere Geländemodelle notwendig. Swisstopo bietet beispielsweise das auf Lasermessungen abstellende Digitale Oberflächenmodell DOM und das Digitale Terrainmodell DTM in einem 2 m Raster und einer Höhengenaugkeit von 0.5 m an. Zur korrekten Berechnung möglicher Abschirmwirkungen sind auch Bauten zu berücksichtigen. Grössere Waldgebiete auf dem Ausbreitungsweg führen zu einer zusätzlichen Dämpfung und sind ebenfalls in die Situationsgeometrie aufzunehmen. Die Geometrie von Waldgebieten kann beispielsweise aus den Primärflächenangaben des Vector25 Landschaftsmodells der Swisstopo bezogen werden.

7.3 Modell für die Ausbreitungsrechnung

Als Modelle für die Schallausbreitungsrechnung von Windturbinengeräuschen werden heute im Sinne von Engineeringwerkzeugen hauptsächlich der ISO Standard 9613-2 [ISO 9613-2] und seltener Nord2000 [Nord2000] und WiTuProp verwendet. In den USA wird ausschliesslich der ISO Standard eingesetzt [Kalapinski 2009], während in Europa in der Vergangenheit in einigen Fällen auch Nord2000 und WiTuProp zur Anwendung gekommen sind.

Nord2000 und WiTuProp erlauben die Berücksichtigung von konstanten Schallgeschwindigkeitsgradienten und modellieren die sich daraus ergebende gekrümmte Schallausbreitung durch analytisch behandelbare Kreisbögen [Esperance 1992].

Die grossen Vorteile des ISO Standards liegen in der Einfachheit des Algorithmus, den sich daraus ergebenden kurzen Rechenzeiten und in der breiten Verfügbarkeit in Softwarepaketen wie z.B. Cadna A oder Soundplan.

In Hinblick auf eine Anwendung für Windturbinengeräusche spricht gegen den ISO Standard, dass die Bodeneffektberechnung nicht dem heutigen Stand des Wissens entspricht, keine Genauigkeitsangaben für Quellenhöhen grösser als 30 m existieren, die Modellierung der meteorologischen Effekte nur sehr vereinfacht erfolgt und der gültige Windgeschwindigkeitsbereich auf 1 bis 5 m/s eingeschränkt ist. In der Folge wird die Bedeutung dieser Nachteile diskutiert.

7.3.1 Bodeneffekt

Zur Prüfung der in ISO9613-2 vorgeschlagenen frequenzabhängigen Bodeneffektberechnung wurde hier für einen typischen Bereich der Situationsparameter (Tabelle 6) ein Vergleich mit einer exakten Interferenzberechnung [Chessel 1977] angestellt. Zur Gewinnung einer Bodeneffekt-Einzahlaussage wurde jeweils der A-Pegel für das typische Quellspektrum einer Windturbine aus Abbildung 2 unter Einbezug der Luftdämpfung ermittelt.

Quellenhöhe	Distanz	Empfängerhöhe
50, 80 m	300, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000 m	2, 4, 6, 8, 10 m

Tabelle 6: Verwendete Situationsparameter zum Bodeneffekt.

Abbildung 17 zeigt die Berechnungsergebnisse. Wie bereits Abbildung 5 gezeigt hat, ist der Bodeneffekt nach der exakten Rechnung für eine sehr grosse Spanne von Situationsparametern praktisch konstant gleich +1 dB, d.h. der Boden führt zu einer leichten Verstärkung. Demgegenüber unterschätzt ISO9613-2 den Bodeneffekt systematisch um 1 bis 3 dB. Dies führt auf systematisch 1 bis 3 dB tiefere Immissionspegel.

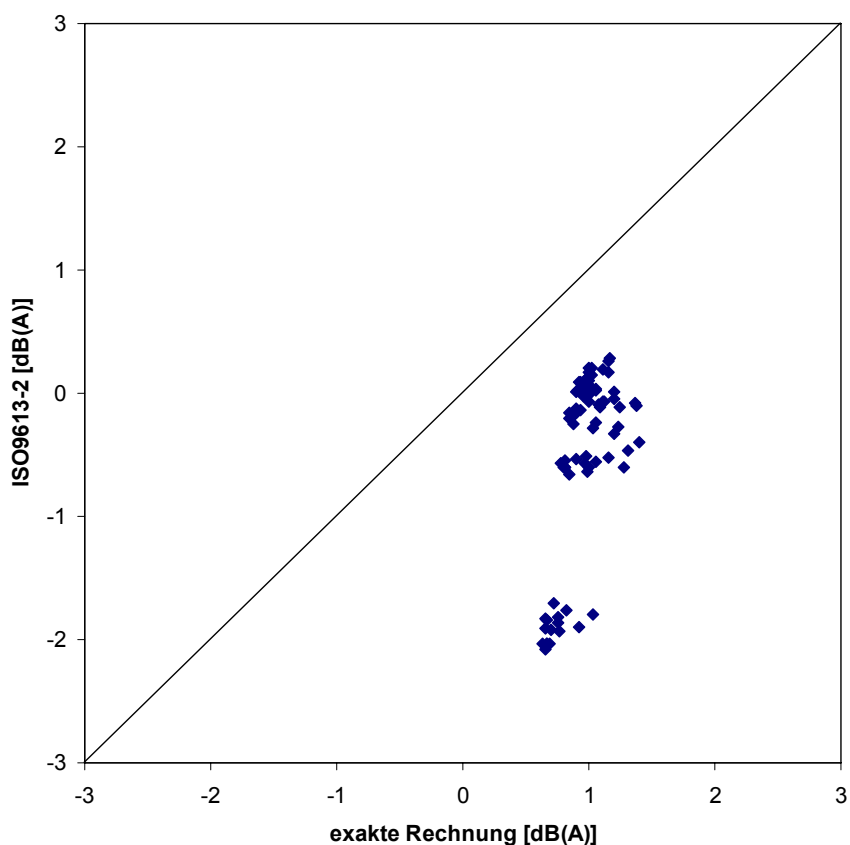


Abbildung 17: Bodeneffektbestimmung gemäss ISO9613-2 und exakter Rechnung für die in Tabelle 6 gezeigten Situationsparameter.

7.3.2 Fehlende Genauigkeitsangaben für Quellenhöhen über 30 m

ISO 9613-2 spezifiziert für Freifeldsituationen ohne Hinderniswirkung und ohne Reflexionen die erwartete Genauigkeit von Immissionsprognosen. Dabei wird nach den Situationsparametern Quellenhöhe und Distanz zum Empfänger differenziert. Für den oberen Quellenhöhenbereich von 5 bis 30 m und eine Entfernung bis zu 1000 m wird eine Unsicherheit von +/- 3 dB angegeben. Für die hier interessierenden grössere Quellenhöhen ist von einer leicht kleineren Unsicherheit auszugehen, da sowohl der Bodeneffekt als auch der Meteeffekt mit zunehmender Quellenhöhe in ihrer Bedeutung abnehmen.

7.3.3 Vereinfachte Modellierung der Meteeffekte

ISO 9613-2 berücksichtigt den Einfluss des Wetters auf die Schallausbreitung an zwei Stellen. Zum einen werden generell leicht förderliche, d.h. die Schallausbreitung begünstigende Ausbreitungsbedingungen angenommen. Die Hauptkonsequenz der zum Boden hin gekrümmten Ausbreitung wird durch Einführen eines K_{met} Faktors zur Reduktion der Hinderniswirkung in der entsprechenden Formel abgebildet. Zum anderen lässt sich durch Einführen einer Korrektur C_{met} eine Anpassung der Immissionspegelberechnung an die jahresdurchschnittliche Wetterstatistik vornehmen.

Zur Untersuchung der in ISO 9613-2 verwendeten Hindernis-Meteokorrektur K_{met} wurden Vergleiche mit ray tracing Simulationen und unterschiedlichen Windgeschwindigkeits- und Temperaturprofilen angestellt (Tabelle 7). Wiederum wurde das typische Quellspektrum aus Abbildung 2 zu Grunde gelegt und die Luftdämpfung mitberücksichtigt, um schliesslich einen A-Pegel zu erhalten. Die ray tracing Simulationen lieferten echte Pfadlängendifferenzen um das Hindernis herum und durch das Hindernis hindurch. Aus diesen Differenzen wurde dann die Referenzhinderniswirkung durch Anwendung der ISO 9613-2 Hindernisformel ohne Meteeffekt berechnet.

Quellenhöhe	Distanz	Empfängerhöhe	Windgeschwindigkeiten (Mitwind auf 10 m)	Stabilitätsklassen
50, 80 m	400, 800, 1200 m	4 m	3, 5, 8 m/s	D, E, F

Tabelle 7: Verwendete Situationsparameter zur Meteeffekt-Korrektur.

Wie Abbildung 18 zeigt, sind die mit ISO 9613-2 bestimmten Hinderniswirkungen praktisch immer und zum Teil deutlich kleiner als die mit den ray tracing Simulationen gefundenen Werte. In anderen Worten heisst das, dass die durch förderliche Ausbreitungsbedingungen erwartete Reduktion der Hinderniswirkung durch den K_{met} Faktor überschätzt wird. Dies ist plausibel, da ISO9613-2 für Quellen in Bodennähe konzipiert ist. Bei den hier interessierenden grossen Quellenhöhen sind die relevanten Windgeschwindigkeits- und Temperaturgradienten nur noch gering, so dass real von einem deutlich geringeren Meteeffekt auszugehen ist.

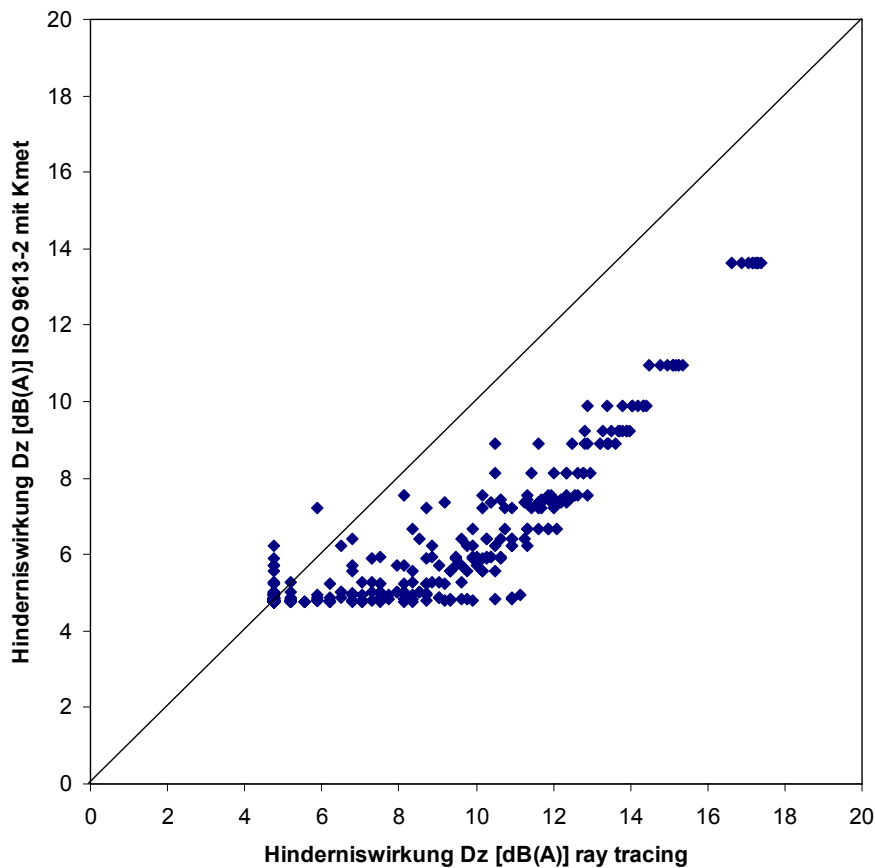


Abbildung 18: Hinderniswirkung gemäss ISO9613-2 und ray tracing Simulationen für die in Tabelle 7 gezeigten Situationsparameter.

7.3.4 Gültiger Windgeschwindigkeitsbereich

ISO 9613-2 gibt den zulässigen Windgeschwindigkeitsbereich gemessen auf 10 m Höhe mit 1 bis 5 m/s an. Dies ergibt auf 50 m Höhe ca. 8 m/s. Windturbinen werden aber selbstverständlich auch bei höheren Geschwindigkeiten betrieben. Hinsichtlich der Schallausbreitung führen grössere Windgeschwindigkeiten zu grösseren Gradienten und damit potenziell zu einer grösseren Reduktion einer allfälligen Hinderniswirkung. Die stärker werdenden Turbulenzen führen zu einer Reduktion der Kohärenz zwischen Direktschall und bodenreflektiertem Schall und zu grösseren Pegelschwankungen am Immissionsort.

Insgesamt stellt hier die Anwendung der ISO9613-2 bei Windgeschwindigkeiten über 5 m/s aber kein Problem dar, da - wie oben gezeigt - der Meteeffekt sowieso überschätzt wird. Bei sehr hohen Windge-

schwindigkeiten darf die Immissionsprognose unsicherer werden, da in diesen Fällen das windinduzierte Umgebungsgeräusch so hoch wird, dass der Anlagenlärm seine Bedeutung verliert.

7.3.5 Fazit und Anwendungshinweise zu ISO9613-2

Mit obigen Überlegungen kann der Einsatz von ISO9613-2 als Ausbreitungsmodell für Windkraftanlagen grundsätzlich gerechtfertigt werden. Für den praktischen Einsatz können folgende Hinweise gegeben werden:

- Jede Windturbine wird als omnidirektional strahlende Punktquelle auf Nabenhöhe mit einer Richtwirkungskorrektur $D_c = 0$ modelliert. Für Empfänger in der Rotorebene wird dadurch der Pegel um 5 bis 10 dB(A) überschätzt. Durch die wechselnde Ausrichtung der Rotorachse mittelt sich dieser Einbruch in der Abstrahlcharakteristik aber weitgehend aus.
- Es wird empfohlen, den Bodeneffekt auszuschalten und stattdessen von einer generellen, durch die Bodenreflexion verursachten, Pegelerhöhung von +1 dB(A) auszugehen.
- Mit der Verwendung der Meteokorrektur K_{met} bei allfälligen Hindernissen werden stark förderliche Ausbreitungsbedingungen modelliert. Auf eine meteorologische Korrektur C_{met} zur Berücksichtigung der Auftretenshäufigkeit förderlicher Bedingungen kann im Normalfall verzichtet werden, da für die Grenzwertbetrachtungen vorwiegend die Nacht mit stabilen Temperaturschichtungen relevant sein wird und stärkerer Gegenwind erst in grösseren Abständen von 400 bis 600 m Schattenzonen ausgebildet.
- Anhand der Angaben aus der Norm und mit obigen Annahmen kann die Unsicherheit der Ausbreitungsrechnung für Abstände bis 1000 m zu -6/+3 dB(A) abgeschätzt werden, d.h. der wahre Immissionspegel liegt mit 67% Wahrscheinlichkeit innerhalb des Bandes -6 und +3 dB(A) um den berechneten Wert. Unter Einbezug der Unsicherheit des Emissionswertes ist von einer Gesamtunsicherheit von -7..+4 dB(A) auszugehen.

8 Beurteilung der Immissionen von Windkraftanlagen

8.1 Empfehlung für eine Beurteilung in der Schweiz

In der Schweiz erfolgt die Beurteilung der akustischen Immissionen von Windkraftanlagen gemäss Lärm-schutzverordnung LSV, Anhang 6, Industrie- und Gewerbelärm. Es handelt sich um eine Industrieanlage gemäss Buchstabe a) mit einer Korrektur K1 von 5 dB. Die Emission ist stark von der Windgeschwindigkeit abhängig. Es bietet sich an, diese Abhängigkeit als unterschiedliche Lärmphasen zu interpretieren, auch wenn sich diese nicht in jedem Fall durch eine deutlich hörbare Veränderung unterscheiden. Durch Bildung von ganzzahligen Windgeschwindigkeitsklassen **1 m/s** (0.5..1.4 m/s), **2 m/s** (1.5..2.4 m/s), **3 m/s** (2.5..3.4 m/s), etc. und Ermittlung der zugehörigen Schalleistungspegel der Turbine ergeben sich direkt die Lärmphasen und aus der Windstatistik die entsprechenden durchschnittlichen täglichen Dauern t_i .

Da bei Anwendung von ISO9613-2 die Ausbreitungsdämpfungen unabhängig von der Windgeschwindigkeit angenommen werden, ergeben sich die Immissionspegel aus einer konstanten Pegeldifferenz zum Schalleistungspegel. Zur Bildung der Teilbeurteilungspegel sind schliesslich noch die möglicherweise von der Windgeschwindigkeit abhängigen Korrekturen K2 (Tongehalt) und K3 (Impulsgehalt) einzurechnen. Ohne besondere Hinweise darf von modernen Anlagen erwartet werden, dass sie keine Reintöne abstrahlen und damit K2 = 0 gesetzt werden kann. Die Abklärung erfolgt gemäss LSV durch subjektive Hörtests, diesbezügliche Hinweise lassen sich aus der Norm [DIN EN 50376] ableiten. Da das Windturbinengeräusch relativ stark und damit gut wahrnehmbar amplitudenmoduliert ist und sich daraus eine besondere Lästigkeit ergibt [van den Berg 2009], wird vorgeschlagen, K3 generell mit 4 dB einzusetzen.

Für eine Standardturbine von 1 bis 2 MW elektrischer Leistung kann von einem durchschnittlichen Schalleistungspegel nachts von rund 100 dB(A) ausgegangen werden. Ohne Hindernis ergibt sich in einem Abstand von 450 m mit +1 dB(A) Bodeneffekt und -1 dB(A) Luftdämpfung ein Beurteilungspegel von rund $L_r \cong 100 - 11 - 20 \log(450) + 1 - 1 + 5 + 4 \cong 45$ dB, was gerade dem nächtlichen Planungswert ESII entspricht.

Bei Installation einer Standardturbine sind somit für Abstände ungefähr kleiner als 450 m Planungswert-überschreitungen zu erwarten.

8.2 Hinweise auf internationale Untersuchungen

Windturbinengeräusche sind bei gleichem Pegel subjektiv wesentlich lästiger als beispielsweise Industrielärm oder Strassenlärm. Ab einer Pegelschwelle von 35 dB(A) können Belästigungen durch Windkraftanlagen auftreten. Basierend auf Untersuchungen aus Schweden und Holland [Janssen 2009] sind für Windturbinengeräusche mit einem Volleleistungs-Immissionspegel von rund 51 dB(A) etwa 20% stark belästigte Personen beim Aufenthalt im Innern zu erwarten. Wenn von einer typischen zeitlichen Verdünnung von 6 bis 10 dB ausgegangen wird, entspricht dies einem durchschnittlichen L_{eq} von 41 bis 45 dB(A).

Um einen Vergleich mit einer Beurteilung in der Schweiz herzustellen, sind diese Immissionen am Nacht-Immissionsgrenzwert ESII zu messen. Der durchschnittliche L_{eq} von 41 bis 45 dB(A) führt mit K1 = 5 und

K3 = 4 auf einen Beurteilungspegel von 50 bis 54 dB. Damit wird der IGW von 50 dB erreicht bzw. bis zu 4 dB überschritten. Damit liegt die Beurteilung gemäss LSV in der richtigen Grössenordnung.

8.3 Hinweise zu Infraschall und tieffrequenten Geräuschen von Windkraftanlagen

Der Frequenzbereich unter 20 Hz wird als Infraschall bezeichnet, als tieffrequenter Schall wird hier der Bereich von 20 bis 100 Hz verstanden.

Bei modernen Windturbinen kann ausgeschlossen werden, dass wahrnehmbarer Infraschall erzeugt wird [DIN IEC 61400-11].

Tieffrequente Geräusche müssen in der Regel bei Windturbinen ebenfalls nicht explizit separat untersucht werden [van den Berg 2004b], [Leventhall 2005]. Falls Hinweise auf besondere Belästigungen durch tieffrequenten Schall vorliegen, kann dies durch die Analyse der Schalldruckpegel in den untersten beiden Frequenzgruppen abgeklärt werden [DIN IEC 61400-11]. Grundlage dazu bildet ein Terzbandspektrum von 10 bis 160 Hz. Die Terzpegel werden anschliessend mit der Hörschwellendämpfung gemäss Tabelle 8 bewertet. Der Pegel für die erste Frequenzgruppe ergibt sich dann durch Aufsummieren der bewerteten Terzbänder von 10 bis 80 Hz, die zweite Frequenzgruppe ist die Summe der bewerteten Terzen 100, 125 und 160 Hz. Liegt einer oder beide Frequenzgruppenpegel über 0 dB, ist die tieffrequente Komponente wahrscheinlich hörbar und - sofern diese Komponente gegenüber dem übrigen Geräusch dominiert - potenziell lästig.

Frequenz [Hz]	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
HSD [dB]	97.9	93.9	88.1	78.1	69.2	59.9	51	43.7	37.3	31.7	26.7	21.9	18

Tabelle 8: Hörschwellendämpfung HSD für die Terzen von 10 bis 160 Hz.

9 Massnahmen zur Reduktion der Störwirkung ausgehend von Windkraftanlagen

Bei der Erteilung der Bewilligung von Windkraftanlagen sind nebst der Forderung nach Einhaltung der LSV-Planungswerte Auflagen denkbar, die das Risiko von Lärmklagen minimieren helfen. Im Sinne einer Ideensammlung werden hier diesbezügliche Vorschläge aufgeführt:

Einsatz lärmarmen Technologien

Windkraftanlagen weisen substanzielles Potenzial für Lärminderung auf. Mit der heute möglichen rechnerischen Prognose von aerodynamischen Geräuschen sind Optimierungen an den Profilen der Rotorblätter möglich. Einige Hersteller haben erkannt, dass Lärm ein bedeutendes Hindernis für die weitere Verbreitung von Windkraft darstellt. Es sind deshalb auch künftig diesbezügliche Fortschritte zu erwarten. Mechanische Geräusche sind bereits heute mit genügender Körperschallisolation und guter Schalldämmung so weit reduzierbar, dass sie keinen nennenswerten Beitrag an das Gesamtgeräusch liefern. Der Nachweis des Einsatzes modernster lärmarmen Technologien kann z.B. über einen aktuellen Vergleich der Emissionskennwerte der am Markt erhältlichen Anlagen erbracht werden.

Abnahmemessung

Die aerodynamischen Geräusche sind am geringsten bei perfekten Profiloberflächen und -geometrien. Als Folge von Toleranzen im Fertigungsprozess und möglichen leichten Beschädigungen bei der Installation der Anlage ist von etwas höheren Geräuschen im Betrieb auszugehen. Durch eine Abnahmemessung können allfällige grössere Unstimmigkeiten erkannt und bemängelt werden.

Anforderung an die Wartung

Im Betrieb sind die Rotorblätter mechanischen Beanspruchungen wie Hagel- oder Blitzschlag ausgesetzt. Überdies können mit der Zeit die Flügel durch Luftverunreinigungen, aus der Maschine austretendes Öl, Insekten, Vögel etc. verschmutzen. Alle diese Effekte führen zu verschlechterten akustischen Bedingungen mit erhöhten Emissionen. Eine periodische Emissionsmessung hilft, den Zeitpunkt einer akustisch motivierten Wartung rechtzeitig zu erkennen.

Drehzahl- bzw. Betriebsmodusanpassungen

Gewisse Turbinentypen erlauben einen Betrieb mit variabler Drehzahl bzw. in unterschiedlichen Betriebsmodi. Da die Drehzahl für die akustische Emission einen entscheidenden Einflussparameter darstellt, könnte situationsabhängig eine maximal zulässige Drehzahl bzw. ein maximaler Emissionspegel vorgegeben werden. Damit könnte sichergestellt werden, dass z.B. nachts während Phasen erhöhten Ruhebedürfnisses bestimmte Emissionspegel nicht überschritten werden. Falls eine bestimmte Windrichtung bezüglich den Immissionen ungünstig ist (weil z.B. eine Hinderniswirkung wegfällt), könnte auch in Zeiten mit dieser Windrichtung eine Drehzahllimitierung sinnvoll sein.

Unsichtbarkeit

Aus der Literatur [Pedersen 2008], [Pedersen 2009] ergeben sich Hinweise, dass die Sichtbarkeit ein Moderator hinsichtlich des Lärmurteils ist. Anwohner ohne Sicht auf die Windkraftanlage fühlen sich weniger gestört als solche mit Sicht auf den Rotor.

Planungsprozess und Ertragsbeteiligungen

Der frühe Einbezug der Anwohner einer projektierten Anlage in den Planungsprozess kann helfen, Ängste abzubauen. Eine Beteiligung der Anwohner am Ertrag der Anlage erzeugt eine positive Grundhaltung gegenüber den Betriebsphasen.

10 Relevante Normen

Im Zusammenhang mit der Akustik von Windkraftanlagen sind zurzeit folgende Normen bzw. Normentwürfe relevant:

DIN IEC 61400-11: Windenergieanlagen - Teil 11: Schallmessverfahren, Entwurf 2009-01

Dieser Teil der IEC 61400 beschreibt Geräuschmessverfahren, die es ermöglichen, die Geräuschemission einer WEA zu charakterisieren. Dabei werden Messmethoden für den Nahbereich der WEA angewandt, um durch die Schallausbreitung bedingte Fehler zu vermeiden, jedoch wiederum in ausreichender Entfernung, um die WEA als Punktquelle betrachten zu können. Die beschriebenen Verfahren unterscheiden sich in mancher Hinsicht von denjenigen, die für behördliche Lärmuntersuchungen herangezogen würden. Sie sollen die Charakterisierung der WEA-Geräuschemissionen über einen Bereich von Windgeschwindigkeiten und Richtungen ermöglichen. Die Vereinheitlichung der Messverfahren erleichtert zudem den Vergleich unterschiedlicher WEA.

DIN EN 50376: Angabe des Schalleistungspegels und der Tonhaltigkeitswerte bei Windenergieanlagen, 2001-11

Das Dokument enthält eine Anleitung für die Angabe des immissionsrelevanten Schalleistungspegels und der Tonhaltigkeit für eine Serie von Windenergieanlagen. Das Messverfahren für den Schalleistungspegel ist definiert in der EN 61400-11. Der allgemeine Entwurf eines überarbeiteten Verfahrens für die Tonhaltigkeitsanalyse, welches bei der Angabe der Tonhaltigkeit anzuwenden ist, ist im Anhang A (informativ) gegeben.

DR 07153 CP: Acoustics - Measurement, prediction and assessment of noise from wind turbine generators, Standards Australia, 2007-03-20

Die Norm schlägt eine Methode für die Messung, die Prognose und Beurteilung des Lärms von Windkraftanlagen vor.

11 Referenzen

- [Chessel 1977] C. I. Chessel, Propagation on noise along a finite impedance boundary, *Journal of the Acoustical Society of America*, vol. 62, 825-834 (1977).
- [DIN EN 50376] DIN EN 50376: Angabe des Schalleistungspegels und der Tonhaltigkeitswerte bei Windenergieanlagen, 2001-11
- [DIN IEC 61400-11] DIN IEC 61400-11: Windenergieanlagen – Teil 11: Schallmessverfahren. Entwurf Januar 2009.
- [Esperance 1992] A. L'Espérance, et al. Heuristic model for outdoor sound propagation based on an extension of the geometrical ray theory in case of a linear sound speed profile, *Applied Acoustics*, vo. 37, p. 111-139 (1992).
- [ETSU 1999] Noise Immission from Wind Turbines, Report ETSU W/13/00503/REP, Energy Technology Support Unit, UK, 1999.
- [Hofmann 2005] J. Hofmann, K. Heutschi, An Engineering Model for Sound Pressure in Shadow Zones Based on Numerical Simulations, *Acta Acustica united with Acustica*, vol. 91, 661-670 (2005).
- [ISO 9613-1] ISO Norm 9613-1: Acoustics - Attenuation of sound during propagation outdoors – Part 1: Calculation of the absorption of sound by the atmosphere.
- [ISO 9613-2] ISO Norm 9613-2: Acoustics - Attenuation of sound during propagation outdoors – Part 2: General method of calculation.
- [Janssen 2009] S. A. Janssen, A. R. Eisses, E. Pedersen, Exposure-response relationships for annoyance by wind turbine noise: a comparison with other stationary sources, *Euronoise 2009*.
- [Kalapinski 2009] E. J. Kalapinski, T. Pellerin, Wind Turbine Acoustic Modeling with the ISO 9613-2 Standard: Methodologies to Address Constraints, *Third International Meeting on Wind Turbine Noise, Aalborg (2009)*.
- [Klug 2005] H. Klug, A Review of Wind Turbine Noise, *First International Meeting on Wind Turbine Noise, Berlin (2005)*.
- [Kragh 2005] J. Kragh, B. Plovsing, B. Sondergaard, Prediction of Wind Turbine Noise Propagation over Complex Terrain in All Kinds of Weather with Nord2000, *First International Meeting on Wind Turbine Noise, Berlin (2005)*.
- [Kühner 1998] D. Kühner, Excess Attenuation due to Meteorological Influences and Ground Impedance, *Acta Acustica united with Acustica*, vol. 84, 870-883 (1998).
- [Lee 2009] S. Lee, K. Kim, S. Lee, H. Kim, S. Lee, An estimation method of the amplitude modulation in wind turbine noise for community response assessment, *Third International Meeting on Wind Turbine Noise, Aalborg (2009)*.
- [Leventhall 2005] G. Leventhall, How the "mythology" of infrasound and low frequency noise related to wind turbines might have developed, *First International Meeting on Wind Turbine Noise, Berlin (2005)*.
- [Manier 1975] G. Manier, Vergleich zwischen Ausbreitungsklassen und Temperaturgradienten, *Meteorologische Rundschau*, vol. 28, 6- (1975).

- [Moriarty 2003] P. Moriarty, P. Migliore, Semi-Empirical Aeroacoustic Noise Prediction Code for Wind Turbines, NREL/TP-500-34478 (2003).
- [Nord2000] Nord2000: Comprehensive Outdoor Sound Propagation Model. Technischer Bericht, DELTA, Danish Electronics, Light & Acoustics, 2001.
- [NRW 2002] Windenergieanlagen und Immissionsschutz, MaterialeinNr. 63 des Landesumweltamtes Nordrhein-Westfalen, Essen (2002).
- [Oerlemans 2007] S. Oerlemans, P. Sijtsma, M. Méndez Lopez, Journal of Sound and Vibration, vol. 299, 869-883 (2007).
- [Oerlemans 2009] S. Oerlemans, J. G. Schepers, Prediction of wind turbine noise and validation against experiment, Journal of aeroacoustics, vol. 8, 555-584 (2009).
- [Pasquill 1961] F. Pasquill, The estimation of the dispersion on wind-borne material, Meteor. Mag. vol. 90, 33-49 (1961).
- [Pedersen 2008] E. Pedersen, J. Bouma, R. Bakker, F. van den Berg, Response to wind turbine noise in the Netherlands, Acoustics 08 Paris (2008).
- [Pedersen 2009] E. Pedersen, F. van den Berg, R. Bakker, J. Bouma, Response to noise from modern wind farms in The Netherlands, Journal of the Acoustical Society of America, vol. 126, 634-643 (2009).
- [Romero-Sanz 2008] I. Romero-Sanz, A. Matesanz, Noise Management on Modern Wind Turbines, Wind Engineering, vol. 32, 27-44 (2008).
- [Schepers 2007] J. G. Schepers, et al. Sirocco : Silent Rotors by acoustic optimisation, Second International Meeting on Wind Turbine Noise, Lyon 2007.
- [Thompson 1972] R. J. Thompson, Ray Theory for an Inhomogeneous Moving Medium, Journal of the Acoustical Society of America, vol. 51, 1675-1682 (1972).
- [van den Berg 2004] G.P. van den Berg, Effects of the wind profile at night on wind turbine sound, Journal of Sound and Vibration, vol. 277, 995-970 (2004).
- [van den Berg 2004b] G.P. van den Berg, Do wind turbines produce significant low frequency sound levels? 11th International Meeting on Low Frequency Noise and Vibration and its Control, 2004.
- [van den Berg 2009] Frits van den Berg, Why is wind turbine noise noisier than other noise? Euronoise 2009.
- [VDI 3783-10] VDI Richtlinie 3783, Blatt 10: Umweltmeteorologie: Diagnostische mikroskalige Windfeldmodelle - Gebäude- und Hindernisumströmung, 2001 und 2009.
- [VDI 3783-12] VDI Richtlinie 3783, Blatt 12: Umweltmeteorologie: Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht, 1999.
- [Wagner 1996] S. Wagner, R. Bareib, G. Guidati, Wind Turbine Noise, Springer, Berlin 1996.