Der unhörbare Lärm von Windkraftanlagen – Infraschallmessungen an einem Windrad nördlich von Hannover

Lars Ceranna, Gernot Hartmann & Manfred Henger
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Referat B3.11, Seismologie
Stilleweg 2, 30655 Hannover

Zusammenfassung

Im Anbetracht einer stetig wachsenden Anzahl von Windkraftanlagen und Windparks wird deren akustische Lärmemission im von Menschen nicht hörbaren Infraschallbereich für hochempfindliche Messanlagen zur Registrierung der Mikrodruckvariationen ein zunehmendes Problem. Um den von Windrädern generierten Schalldruckpegel hinsichtlich seiner Stärke in Abhängigkeit der Entfernung zu quantifizieren, wurden Infraschallmessungen mit mobilen Stationen an einem einzelnen Windrad mit horizontaler Achse vorgenommen. Die Ergebnisse der Registrierung sowie ihr erfolgreicher Vergleich mit einem theoretischen Modell zur Abschätzung des emittierten Schalls erlauben die Angabe eines Mindestabstandes, der zwischen einer Infraschallmessanlage und einem Windrad oder einem Windpark eingehalten werden muss, um ungestört Infraschallmessungen durchführen zu können. Bei diesen Modellrechnungen können bauliche Parameter der Windkraftanlagen berücksichtigt werden. Die gewonnenen Erkenntnisse sind für die Auswahl geeigneter Standorte bei der Planung neuer Infraschallstationen von besonderer Bedeutung. Umgekehrt dienen sie bei bereits existierenden Messanlagen dazu, einen Bannkreis für die Errichtung neuer Windkraftanlagen auszuweisen. Dies gilt insbesondere für die deutschen Infraschallstation I26DE im Bayerischen Wald und I27DE in der Antarktis, die Teil des internationalen Überwachungssystems (IMS – International Monitoring System) zur Überwachung der Einhaltung des Atomwaffenteststoppabkommens ist.

1. Einleitung

In der Bevölkerung wurden immer wieder Bedenken gegen große Windkraftanlagen und deren möglichen negativen Einfluss auf die Umwelt vorgetragen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund eines verstärkten Baus derartiger Anlagen und ihrer räumlichen Zusammenlegung zu Windparks, die teilweise in direkter Nachbarschaft bewohnter Gebiete errichtet werden. Der Betrieb dieser Anlagen führt vereinzelt zu erhöhten Lärmbelastungen. Der durch die Flügelbewegung hervorgerufene Lärm beschränkt sich dabei nicht nur auf den hörbaren Bereich, denn auf Grund ihrer Größe und geringen Rotationsgeschwindigkeit wird ein erheblicher Energieanteil unterhalb von 20 Hz, als Infraschall abgestrahlt. Da die Betriebsbereitschaft von

Windrädern von den Windverhältnissen abhängt, besteht ein direkter Zusammenhang zwischen Wind und Lärm. Im Fall kontinuierlicher Winde bedeutet dies eine permanente Lärmemission über Tage und Wochen, was insbesondere in direkter Nachbarschaft belastend sein kann. In größeren Entfernungen gehen jedoch die Schallemissionen im Hintergrundrauschen, das durch Verkehr, Industrie und lokalen Windgeräuschen entsteht, unter.

Diese Beobachtungen gelten für alle Windkraftanlagen unabhängig von ihren baulichen Parametern mit Leistungen größer als 100 kW und konnten bereits in den 70er und 80er Jahren an Hand umfassender Untersuchungen der Schallemission verschiedenster Windräder verifiziert werden. Das Hauptaugenmerk lag bei diesen Messungen auf dem hörbaren Bereich; hingegen war das Interesse an tieffrequentem Schall gering, da diese Frequenzen von Menschen nicht wahrgenommen werden. Zudem ließ sich Infraschall mit den damaligen Mikrophonen nicht verlässlich genug messen. Heutige zur Registrierung von Infraschall verwendete moderne mikrobarometrische Drucksensoren sind jedoch sehr empfindlich und registrieren Infraschall wegen der großen Wellenlängen und geringer Dämpfung über große Entfernungen. Als Betreiber von Infraschallstationen ist für die BGR von Interesse, in welchem Umfang Windkraftanlagen Infraschall erzeugen und welcher Mindestabstand zwischen den Windrädern und den Messstationen eingehalten werden muss, um Störungen zu vermeiden. Dies gilt insbesondere für zwei Infraschallstationen, die als Teil des Internationalen Überwachungssystem (IMS – International Monitoring System) zur Einhaltung des Atomwaffenteststoppabkommens sind. Diese Stationen müssen hohen Anforderungen hinsichtlich Empfindlichkeit und geringem Rauschpegel genügen, um die Entdeckung möglicher atmosphärischer Kernsprengungen in der Atmosphäre sicher zu stellen.

Um zu klären, wie Infraschallregistrierungen durch Windkraftanlagen beeinflusst werden, wurde eine Messkampagne mit mobilen Infraschallstationen nördlich von Hannover an einem einzelnen Windrad durchgeführt. Wie bei modernen Anlagen dieser Art üblich, verfügt dieses Windrad über eine horizontale Achse. Ziel der Infraschallmessungen war es festzustellen, bis zu welchen Entfernungen kohärente Signale beobachtet werden und ob diese als „Lärm“ bezeichneten Störsignale die Entdeckung interessierender transienter Nutzsignale beeinträchtigen. Im Folgenden wird dieses Feldexperiment und seine zentralen Ergebnisse vorgestellt sowie der gemessene und der theoretisch abgeschätzte Schalldruckpegel (SPL – sound pressure level) verglichen. Diese Größe wird im gesamten Bericht als RMS-Wert (root-mean-square) des Drucks bezogen auf $2 \cdot 10^{-5}$ Pa angegeben. Das für Infraschall mit Hilfe des Vergleichs verifizierte Modell zur Berechnung des Schalldrucks von Windrädern dient im Weiteren dazu, den Mindestabstand

zwischen Infraschallstation und Windkraftanlage in Abhängigkeit ihrer Anzahl und baulichen Parameter abzuschätzen.

2. Infraschall-Feldmessung an einem Windrad

Im Sommer 2004 führte die BGR über einen Zeitraum von vier Wochen mit mobilen Infraschallstationen etwa 20 km nördlich von Hannover Infraschallmessungen mit dem Ziel durch, die tieffrequente Schallemission einer Windkraftanlage zu bestimmen. Um den logistischen Aufwand gering zu halten, sollte das Messgebiet in der Nähe von Hannover liegen. Zudem sollte die Messung an einem einzelnen Windrad durchgeführt werden, um eine klare Zuordnung der registrierten Signale vornehmen zu können. Bei einem gewünschten Mindestabstand von ungefähr 5 km zum nächsten Windrad und einer Dichte der Windkraftanlagen in Niedersachsen von etwa 1 pro 10 km^2 war es schwierig, ein geeignetes Messfeldes mit einer einzelnen Anlage zu finden. Schließlich erwies sich eine 200 kW Anlage vom Typ Vestas V47 nahe Schwarmstedt als geeignet. Die Karte in Abbildung 1 zeigt den Standort der Windkraftanlage und die Messkonfiguration.

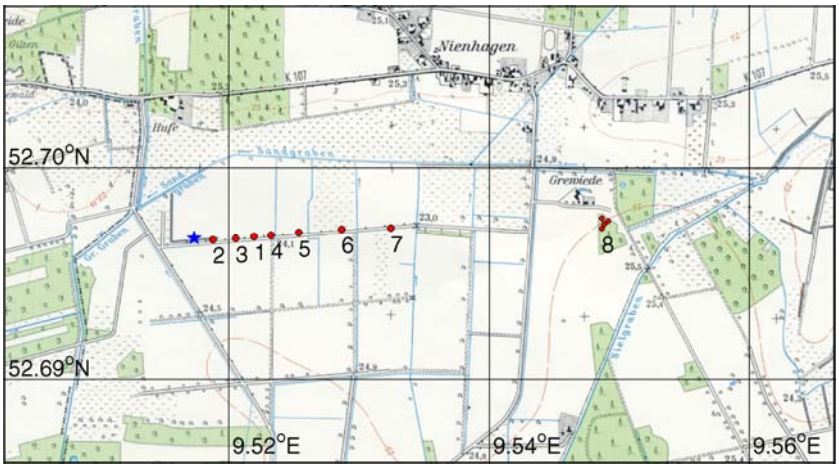

Abbildung 1: *Infraschallmessung an der 200 kW Windkraftanlage vom Typ Vestas V47 (kleines Foto links) etwa 20 km nördlich von Hannover. Die Messung der mit MB2000 Mikrobarometern ausgestatteten Registriersystemen erfolgte entlang eines etwa 2 km langen West-Ost-Profils. Die acht Standorte sind als rote Kreise und die Position des Windrads als blauer Stern markiert.*

Entlang eines etwa 2 km langen West-Ost-Profils wurden insgesamt acht Messpunkte zur Registrierung des von der Windkraftanlage generierten Infraschalls festgelegt. Da lediglich vier mobile Systeme, die alle mit einem MB2000 Mikrobarometer und einem 24-bit Analog-Digital-Wandler ausgerüstet sind, zur Verfügung standen, wurde in drei zeitlichen Abschnitten gemessen.

Vom 7. - 19. Juli an den Standorten 1 bis 4, vom 19. – 29. Juli an den Standorten 1 und 5 bis 7 sowie vom 29. Juli – 5. August am Standort 8. An dem zuletzt genannten Standort wurden alle vier Systeme zu einem Kleinarray mit einer Apertur von 35 m zusammengefasst. Da im Vorfeld nicht klar war, ob in einer Entfernung von 2 km kohärente Störsignale des Windrades gemessen werden kann, sollten mit dem Kleinarray das Hintergrundrauschen reduziert werden. Durch Bildung des Richtstrahls auf die bekannte Quelle lässt sich unter Annahme von inkohärentem Rauschen mit vier Arrayelementen eine Verbesserung des Signal-Rauschverhältnisses um einen Faktor zwei erzielen. In diesem Fall wird als Signal der vom Windrad generierte Lärm bezeichnet. Um eine größtmögliche Reduktion des störenden Windrauschens zu erreichen, wurde die teilweise dichte Vegetation entlang des Feldweges an den Standorten 1 bis 7 und ein kleines Wäldchen an Standort 8 genutzt.

Allgemein ist die Erzeugung von impulsivem aerodynamischem Lärm von Windkraftanlagen vergleichbar mit der von Propellern, Kompressoren und Rotoren. Der wesentliche Unterschied besteht lediglich darin, dass die Flügel von Windrädern weitaus größer sind und sich mit viel geringeren Geschwindigkeiten bewegen. Während einer Umdrehung eines Flügels wird dieser einem Strömungsdefizit ausgesetzt, das durch Strömungsgradienten oder durch Verwirbelungen am Turm erzeugt wird. Akustische Pulse entstehen durch rapide Veränderungen der aerodynamischen Last auf den Flügeln, wie sie wiederum beim Passieren von turbulenten bzw. gestörten Luftströmen auftreten. Beobachtungen wie in Abbildung 2 zeigen dabei, dass die Verwirbelungen im Turmschatten zu den größten Lastwechseln und somit zu den stärksten Schallemissionen führen.

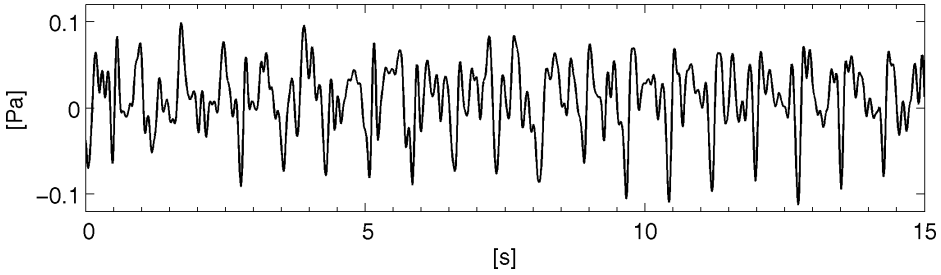

Abbildung 2: *Der am Standort 3 in etwa 200 m Entfernung zum Windrad registrierte und mit 0.5 Hz hochpass gefilterte Schalldruck zeigt deutliche Signale, die beim Passieren der einzelnen Flügel mit einer Umdrehungsgeschwindigkeit von 26 U/min am Turm erzeugt werden.*

Die dabei entstehenden Drucksignale besitzen alle einen impulsiven Charakter, verändern sich aber in der Amplitude und der Pulsform mit der Zeit. Nach Druckmessungen an beiden

Flügelseiten erklären Kelley et al. (1985) diesen Sachverhalt damit, dass die wirkenden Zug- und Fliehkräfte im Sog des Turms zeitlich schnell variieren und somit bei jeder Flügelpassage unterschiedlich sind. Es kann sogar zu einem völligen Ausbleiben der Drucksignale kommen (vgl. Abbildung 2).

Im Gegensatz zum Zeitbereich, wo das Passieren des Turms von jedem einzelnen Flügel als impulsive Transiente mit einem festen zeitlichen Abstand Δt, der sich aus der Flügelanzahl B und der Umdrehungsgeschwindigkeit Ω ergibt [$\Delta t=(\Omega \cdot B)^{-1}$], erkannt wird, stellt sich dieses Signal im Frequenzspektrum als schmalbandige Linien dar. Diese treten bei den ganzzahligen Vielfachen der so genannten Flügelharmonischen (BPH – blade passing harmonic) auf, die der Kehrwert von Δt ist (siehe Abbildung 3).

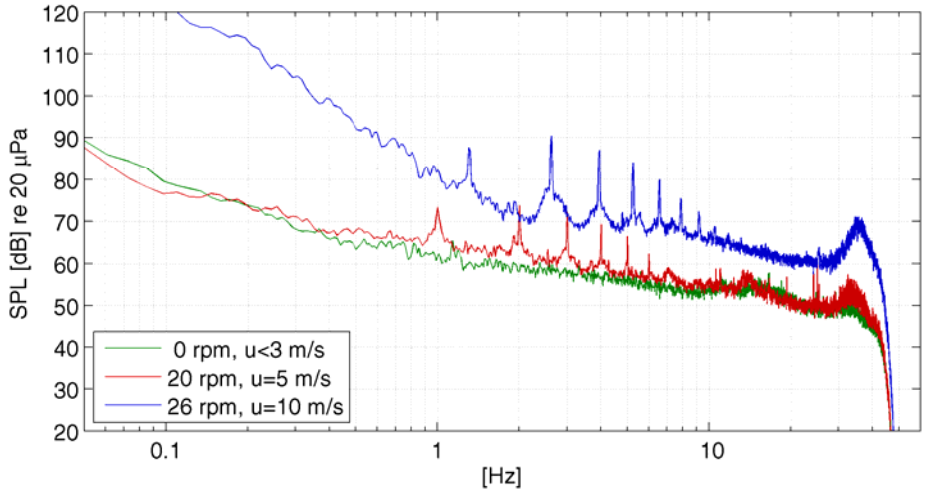

Abbildung 3: *Spektrale Darstellung des registrierten Schalldruckpegels (SPL) am Standort 3 in etwa 200 m Entfernung zum Windrad über einen Zeitraum von jeweils 30 Minuten bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten von etwa 10, 5 und 3 m/s gemessen an der Nabe (blau, rot bzw. grün). Deutlich sind die Flügelharmonischen zu erkennen, deren Grundharmonische 1 Hz bei 20 U /min (rpm) ist bzw. 1.3 Hz bei 26 U/min.*

Da die Stärke des generierten Druckimpulses im zeitlichen Mittel proportional zur vierten Potenz der Umdrehungsgeschwindigkeit ist, werden die meisten modernen Windkraftanlagen so betrieben, dass sie mit zwei unterschiedlichen Geschwindigkeiten drehen und bei Windstille still stehen. Dies wird über eine Veränderung des Anstellwinkels am Flügel erreicht, die bei Sturm und starken Böen aus dem Wind gedreht werden, damit die Anlage keinen Schaden nimmt. Bei der untersuchten Vestas V47 betragen die beiden Rotationsgeschwindigkeiten 20 und 26 U/min (rpm – revolutions per minute), entsprechend den mittleren Windgeschwindigkeiten in

Nabenhöhe von bis zu 8 m/s bzw. oberhalb von 8 m/s. In Abbildung 3 sind die gemessenen Spektralkurven für beide Fälle dargestellt sowie zum Vergleich die Situation bei Windstille. Deutlich werden dabei sowohl der Anstieg des Hintergrundrauschens bei zunehmendem Wind als auch die klaren Spektrallinien der Harmonischen als Vielfache von 1 und 1.3 Hz. Auffallend ist eine Verbreiterung der einzelnen spektralen Spitzen an der Basis der ersten Harmonischen. Diese Verbreiterungen sind eine Folge der Messung im Nahfeld, d.h. in Entfernungen zur Quelle von weniger als fünf Wellenlängen. Im Nahfeld ist die Harmonische noch nicht vollständig ausgebildet und so tragen beispielsweise Vibrationen im Flügel und im Turm zum tieffrequenten Lärm des Windrades bei.

Die Zeit-Frequenz-Analyse über einen Zeitraum von 3 Tagen in Abbildung 4 zeigt, dass eine klare Korrelation zwischen der Rotations- und Windgeschwindigkeit und dem registrierten Schalldruckpegel existiert.

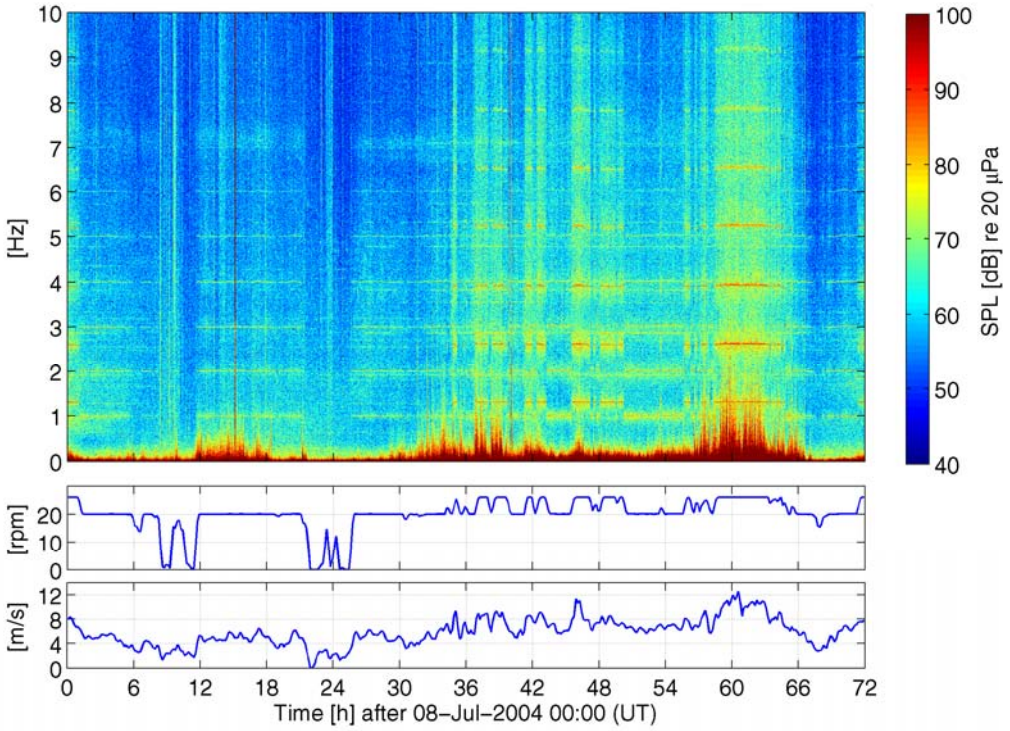

Abbildung 4: *Spektrale Zeit-Frequenz-Analyse des registrierten Schalldruckpegels (SPL) farbkodiert und bei 100 dB saturiert am Standort 3 in etwa 200 m Entfernung zum Windrad über einen Zeitraum von 72 Stunden. Die beiden unteren Kurven zeigen die Umdrehungs- sowie die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe.*

Insgesamt hat die Feldmessung demonstriert, wie stark die Emission von Infraschall durch Windkraftanlagen ist, zumal bei Frequenzen oberhalb von 10 Hz mit den MB2000 Drucksensoren keine Harmonischen gemessen wurden. Dies ist jedoch nicht auf den Mikrobarometer zurückzuführen, der den oberen 3-dB Punkt bei 27 Hz hat, sondern an der flächenhaften Aufnahme mit vier porösen Schläuchen mit jeweils 2 m Länge und ihrer Auslage auf dem Boden und nicht wie sonst bei Messungen im hörbaren Bereich üblich in etwa 2 m Höhe. Ferner wirkt Vegetation dämpfend auf höhere Harmonische (siehe Kelly et al., 1985).

Die Ausbreitung der vom Windrad generierten akustischen Impulse weist eine azimutale Abhängigkeit auf. Das Maximum der Amplitude liegt in und entgegen der Windrichtung des Windes; hingegen senkrecht zur Rotationsebene der Flügel ist die Amplitude um einem Faktor 3 gegenüber dem Maximum erniedrigt. Die Phasen der Impulse zwischen Gegen- und Rückenwind unterscheiden sich dabei um 180°, ein für eine Quelle mit Dipolcharakter typischer Wert. Auf die Auswertung der Messergebnisse hat dies jedoch keinen Einfluss, da während der Messungen fast ausschließlich der Wind aus westlicher oder östlicher Richtung wehte und die Phase beim Amplitudenspektrum keine Rolle spielt.

3. Abschätzung des Schalldrucks der Harmonischen

Eine Reihe von Arbeiten wurde zum Thema der Abschätzung der Magnitude der Flügelharmonischen von Windrädern gemacht. Viterna (1982) gibt eine kompakte und bequeme Methode an, um den Schalldruckpegel der Harmonischen als Funktion seiner geometrischen Parameter zu berechnen. Der Ansatz basiert im Wesentlichen auf Arbeiten von Sears (1941) und Lawson (1970) und berücksichtigt unstetige aerodynamische Flügelkräfte. Die zeitlich veränderliche Kraftwirkung auf einen Flügel wird durch komplexe Fourierkoeffizienten dargestellt, korrigiert mit der Sears-Funktion, um die aerodynamischen Effekte am Flügel im Turmschatten zu bestimmen. Insgesamt erhält Viterna (1982) folgenden Ausdruck für den zeitlich gemittelten Schalldruckpegel P_n der n-ten Flügelharmonischen eines Windrads mit horizontaler Achse:

$$P_n = \frac{k_n\sqrt{2}}{4\pi d}\sum_m \left(e^{im(\theta-\pi/2)} J_x(k_n R_e \sin\gamma)\right)\cdot\left(a_m^T \cos\gamma - \frac{nB-m}{k_n R_e} a_m^Q\right). \qquad \text{(Gl. 1)}$$

Dabei ist m der Index der Flügelkraft-Harmonischen ($m=\ldots-2,-1,0,1,2,\ldots$), n der Index der Schalldruckharmonischen ($n=1,2,\ldots$), P_n der rms-Schalldruckpegel der n-ten Harmonischen, $k_n=nB\Omega/c_0$ die Wellenzahl, B ist die Anzahl der Flügel sowie Ω die Rotations- und c_0 die Schallgeschwindigkeit. J_x ist die Besselfunktion erster Art und x-ter Ordnung mit $x=nB-m$, R_e ist der effektive Flügelradius, d die Entfernung zur Rotornabe, γ und θ sind das Azimut und der

Inzidenzwinkel zum Hörer; schließlich sind a_m^T und a_m^Q die komplexen Fourierkoeffizienten der Schubkraft und des Drehmoments. Bei der Berechnung der Fourierkoeffizienten ist zu beachten, dass sowohl theoretischen als auch empirischen Daten zu Folge sich die Anströmgeschwindigkeit der Luft im Turmschatten auf etwa 80 % reduziert und dass der Turmschatten ein Kreissegment von ~30° umfasst (siehe Viterna 1982, Hubbard & Sheppard 1991).

Abbildung 5 zeigt einen Vergleich zwischen den berechneten und gemessenen Schalldruckpegeln der 2. Flügelharmonischen für den gesamten Entfernungsbereich von etwa 2 km, wobei beide Rotationsgeschwindigkeiten betrachtet werden. Die gemessenen Werte ergeben sich aus einer Mittelwertbestimmung über die Zeiträume, in denen der Wind entweder aus westlicher oder östlicher Richtung wehte. Die 2. Harmonische wurde gewählt, da sie für das untersuchte Windrad die amplitudenstärkste ist und somit noch am weitesten entfernten Messpunkt registriert werden konnte. Eine gute Übereinstimmung zwischen gemessenen und theoretischen Werten konnte bis auf den 1. Messpunkt in etwa 100 m Entfernung erzielt werden. Diese Abweichung ist darauf zurückzuführen, dass hier die Messung der ersten Harmonischen im Nahfeld mit Abständen kleiner als eine Wellenlänge erfolgte und die theoretische Abschätzung, die eine reine Fernfeldformulierung darstellt, diese Werte wohl überschätzt.

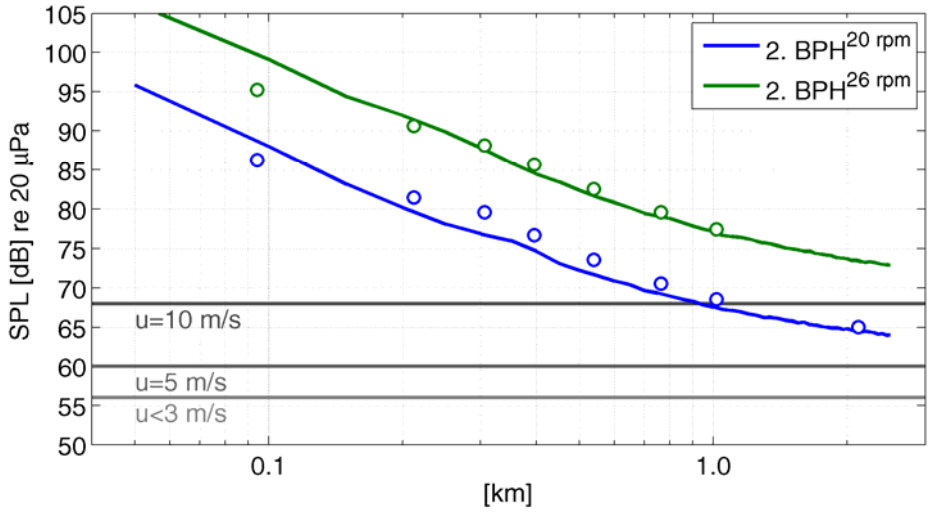

Abbildung 5: *Vergleich zwischen theoretischem (-) und gemessenem (o) Schalldruckpegel (SPL) der 2. Flügelharmonischen (BPH) an den Standorten 1 bis 8 für die beiden Rotationsgeschwindigkeiten von 20 und 26 rpm in blau bzw. grün. Die horizontalen Linien zeigen das Hintergrundrauschen bei etwa 2-3 Hz für unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten von unter 3, etwa 5 und 10 m/s, welches den entsprechenden Kurven hinzuaddiert wurde.*

Da es sich bei den theoretischen Werten P_n um das reine Drucksignal des Windrades handelt, wird das mittlere Hintergrundrauschen bei den entsprechenden Windgeschwindigkeiten zu den theoretischen Werten addiert. Ferner haben die lokalen meteorologischen Verhältnisse und die Topographie im Messgebiet einen Einfluss auf die Schallausbreitung, so dass auf Grund von Refraktionen weitere 3 bis 6 dB P_n hinzugefügt werden. Dieser Wert steht in Einklang mit Beobachtungen von Viterna (1982) und gilt ebenfalls für höhere Harmonische im hörbaren Bereich. Für den Messpunkt 2 wird dies exemplarisch in Abbildung 6 demonstriert.

Insgesamt zeigt der erfolgreiche Vergleich zwischen den theoretischen und gemessenen Schalldruckpegeln einer Windkraftanlage mit horizontaler Achse, dass die Formulierung von Viterna in Gleichung (1) für den reinen Ton mit den Korrekturen hinsichtlich des Hintergrundrauschens sowie der ausbreitungsbedingten Verstärkung des Signals im freien Gelände auch für Infraschall gilt. Damit kann eine Abschätzung der Lärmemission von Windturbinen in Abhängigkeit ihrer baulichen und geometrischen Parameter vorgenommen werden.

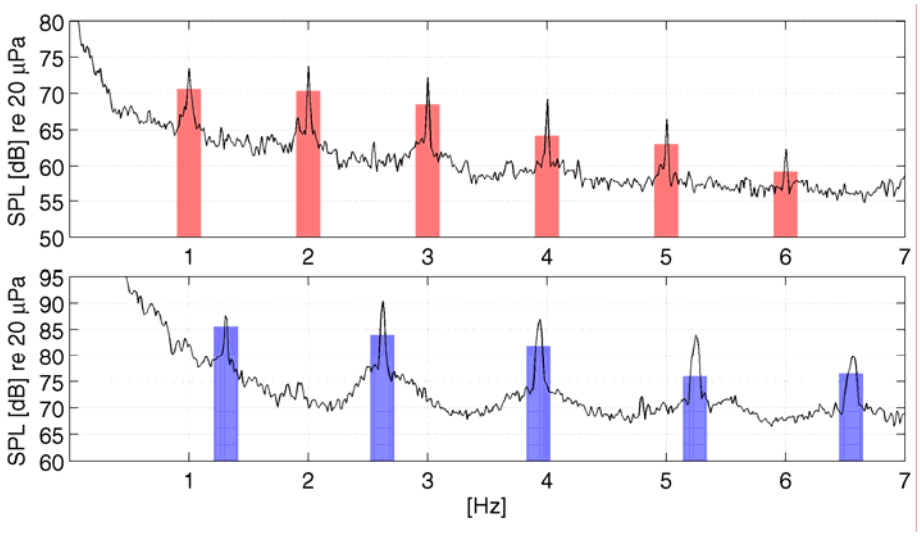

Abbildung 6: *Spektrale Darstellung des registrierten Schalldruckpegels (SPL) am Standort 3 in etwa 200 m Entfernung zum Windrad sowie die zugehörigen theoretischen Werte, die lediglich um das Hintergrundrauschen korrigiert sind, nicht jedoch um den lokalen Temperatur- und Topographieeffekt. In der oberen Grafik werden 20 rpm betrachtet und in der unteren 26.*

4. Abschätzung des Schalldrucks großer Windräder

Abbildung 5 legt die Vermutung nahe, dass ein Abstand von 2 km zu einem Windrad ausreichend ist, um Infraschallregistrierungen nicht mehr zu beinträchtigen. Zumal durch die Peilung der Lärmquelle mit dem 4-elementigen Kleinarray eine Verbesserung des Signal-Stör-Verhätnisses

um den Faktor 2 (6 dB) erzielt wurde. Somit liegt der emittierte Lärm in dieser Entfernung im Bereich des Windrauschens und ist folglich bei tiefen Frequenzen um 2 Hz nicht mehr störend. Jedoch gilt dies nur für Windkraftanlagen dieser Leistung und Größe und nicht für größere Anlagen, wie sie heute vielfach gebaut werden. Das Ziel dieser großen Anlagen besteht darin, die mit zunehmender Höhe über dem Erdboden vorherrschenden konstanteren und besseren Windverhältnisse auszunutzen, um mehr Strom zu erzeugen. Moderne Windkraftanlagen erreichen bereits Nabenhöhen von mehr als 100 m, womit sich die Reichweite der generierten Impulse deutlich vergrößert. Im Folgenden werden einige Windkraftanlagen, deren bauliche Eigenschaften in Tabelle 1 aufgelistet sind, hinsichtlich ihrer Infraschallemission untersucht.

Tabelle 1: *Zusammenstellung der baulichen Parameter von dreiflügeligen Windkraftanlagen mit horizontaler Achse der letzten 25 Jahre.*

Baujahr	Nabenhöhe [m]	Flügeldurchmesser [m]	Leistung [kW]	Rotationsgeschwindigkeit [rpm]
1980	30	15	30	32
1985	40	20	80	28
1990	50	30	250	24
1995	78	46	600	20
2000	100	70	1500	16
2005	120	115	5000	12

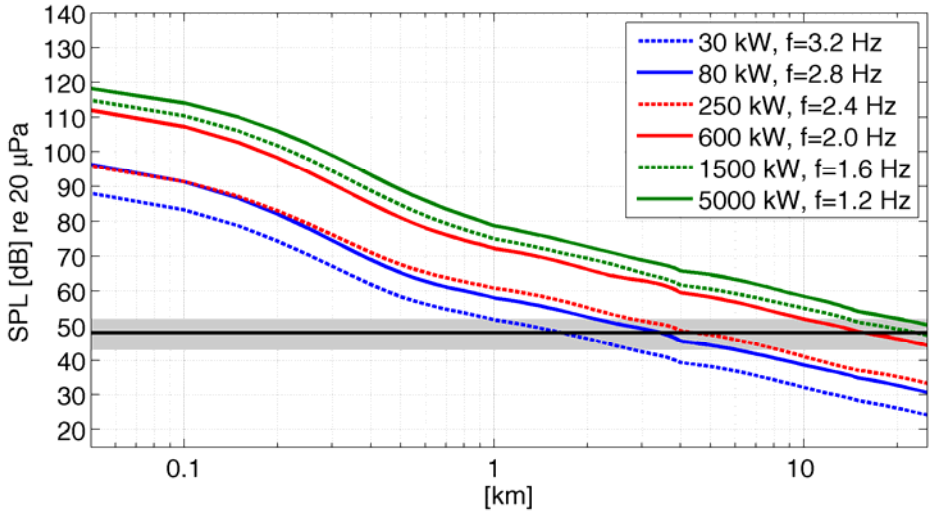

Abbildung 7: *Verlauf des emittierten Schalldruckpegels (SPL) mit der Entfernung zur Quelle für die 2. Flügelharmonische. Die baulichen Parameter der Windräder sind Tabelle 1 zu entnehmen. Der grau unterlegte Bereich markiert das Hintergrundrauschen zwischen 1 und 3 Hz an der Infraschallstation I26DE im Bayerischen Wald.*

Abbildung 7 zeigt den theoretischen Verlauf des Schalldruckpegels der 2. Flügelharmonischen mit der Entfernung im Abwind der Windräder, deren Parameter in Tabelle 1 beschrieben sind. Im Wesentlichen lassen sich zwei Kurvenscharen unterscheiden, die relativ dicht bei einander liegen und sich deutlich in der Reichweite unterscheiden. Entscheidende bauliche Eigenschaft ist dabei weniger die produzierte elektrische Leistung als die Nabenhöhe der Windkraftanlage. Somit sind die modernen Windturbinen mit Nabenhöhen ab etwa 80 m und Leistungen von mindestens 600 kW in der Lage, ein Infraschallsignal zwischen 1 und 2 Hz zu generieren, dessen Stärke in etwa 10 km Entfernung noch oberhalb des Hintergrundrauschens liegt. Das Niveau des Hintergrundrauschens gilt für die Infraschallmessanlage I26DE auf dem Sulzberg in Bayerischen Wald. Bowman et al. (2005) haben ein Vergleich des Rauschniveaus von 21 Infraschallstationen angestellt, von denen 16 ebenso wie I26DE zum IMS-Netz gehören. Das mittlere Hintergrundrauschen zwischen 1 und 2 Hz liegt bei etwa 54 dB, was der oberen Grenze des grau unterlegten Bereichs in Abbildung 7 entspricht.

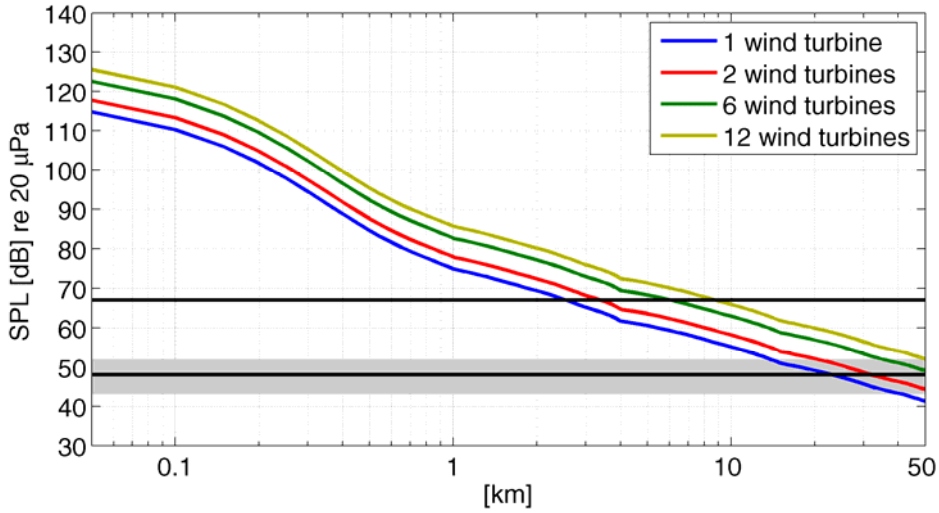

Abbildung 8: *Verlauf des Schalldruckpegels (SPL) mit der Entfernung der 2. Flügelharmonischen eines Windparks bestehend aus 1, 2, 6 und 12 Windrädern mit 600 kW Leistung. Der graue Bereich markiert das Hintergrundrauschen an der Station I26DE und die Linie bei etwa 67 dB entspricht den Mindestanforderungen an die Rauschbedingen für IMS Infraschallstationen.*

Um einen Eindruck zu vermitteln, welchen Effekt ein Windpark gegenüber einem einzelnen Windrad hat, wird in Abbildung 8 eine Abschätzung für 600 kW-Anlagen gezeigt. Mit wachsender Anzahl nimmt die Reichweite zu, wobei sich der Schalldruckpegel eines aus L Windrädern bestehenden Windparks durch Addition von $20 \cdot \log_{10}(L^{0.5})$ [dB] ergibt. Der

Schalldruckpegel der Harmonischen im Fernfeld nimmt dabei proportional zur Wurzel der Anzahl an Windrädern zu. Die aus der Arraytheorie bekannte Relation wurde bereits von Steinberg (1965) abgeleitet. Im Fall eines 12-elementigen Windparks mit 600 kW-Anlagen beträgt die Entfernung, in der der emittierte Schall noch oberhalb des Hintergrundrauschens an der Station I26DE liegt, etwa 50 km. Bei der Abschätzung wird angenommen, dass alle Windräder in Phase laufen und ein konstruktives Interferenzmuster erzeugen, was in der Regel jedoch nicht der Fall ist. Bei Windparks wird dieser Effekt bewusst verhindert, in dem sich die einzelnen Räder mit unterschiedlichen Phasenlagen drehen. Allerdings hat diese Maßnahme nur einen geringen Einfluss auf die Verringerung der emittierten Energie im Fernfeld. So ergaben seismische Untersuchungen von Laughlin et al. (2004) bei Steinbruchsprengungen, dass die konstruktive Interferenz von Oberflächenwellen im Fernfeld nahezu unbeeinflusst von den zeitlichen Verzögerungen der Zündung der Sprengladungen ist. Analog zu den zeitlichen Verzögerungen der Sprengungen sind unterschiedliche Phasenlagen der Windräder. Gleichermaßen äquivalent ist die Betrachtung von seismischen Oberflächenwellen mit der hier angenommenen Schallausbreitung einer an der Oberfläche geführten Welle. Es bildet sich somit im Fernfeld ein konstruktives Interferenzmuster, dessen Energie nahezu unabhängig von den Phasenlagen der Quellen ist. Hingegen legt Gleichung (1) eine geometrische Dämpfung von $1/d$ zu Grunde. Dabei werden allerdings Topographie und Vegetation nicht berücksichtigt. Letzteres ist auf Grund der Wellenlänge von mehr als 100 m und der Tatsache, dass sowohl Windkraftanlagen als auch Infraschallstationen immer auf Anhöhen gebaut werden, zu vernachlässigen. Hingegen zeigt Abbildung 9, dass eine Abnahme mit $1/d$ nicht notwendigerweise gerechtfertigt ist.

Für den Fall eines durch Wind- und Temperatur bedingten Wellenleiters in der Troposphäre liegt die geometrische Absorption zwischen 10 und 25 km unterhalb von $1/d$. Dabei zeichnet sich ein Wellenleiter durch eine Phasengeschwindigkeit in der Atmosphäre aus, die größer als an der Oberfläche ist. Zudem ermöglicht er eine nahezu verlustfreie Schallausbreitung, ähnlich der Ausbreitung von Licht in einem Glasfaserkabel. Bei größeren Entfernungen ist die geometrische Dämpfung stärker als $1/d$, was im Fall einer konstanten Phasengeschwindigkeit stets zutrifft. Lediglich für die ersten Kilometer stimmt die Annahme einer Dämpfung von $1/d$, wie synthetische Amplitudenabnahmekurven aus der numerischen Simulation mit Hilfe der Reflektivitätsmethode (z.B. Müller 1985) zeigen. Da jedoch stabile Temperatur- und Windbedingungen über Entfernungen von vielen Kilometern in der unteren Troposphäre unwahrscheinlich sind und zu dem Topographie den Wellenleiter unterbrechen kann, beschreibt die grüne Kurve in Abbildung 9 am ehesten die Natur. Entsprechend sind die theoretischen Kurven

aus Abbildung 8 zu korrigieren. Somit müssten bei einem Abstand von 20 km 8 dB und bei 50 km sogar 27 dB abgezogen werden. Folglich reduziert sich der Mindestabstand für eine ungestörte Infraschallregistrierung zwischen der Station I26DE und einem 12-elementigen Windpark von 50 km auf ca. 20 km, da nun bei diesem Abstand der emittierte Schalldruckpegel unterhalb des Hintergrundrauschens liegt. Werden die minimal geforderten Lärmbedingungen für eine IMS-Infraschallstation zu Grunde gelegt, der nach der Schalldruckpegel des Hintergrundrauschens zwischen 1.0 und 4.0 Hz maximal 67 dB (10^{-4} Pa^2/Hz im Leistungs-dichtespektrum) betragen darf, müsste ein Mindestabstand von etwa 8 km zwischen Windpark mit 600 kW Windkraftanlagen und Infraschall-Messanlage eingehalten werden. Für den mittleren Rauschpegel von 54 dB aller von Bowman et al. (2005) untersuchten Infraschallstation würde hingegen der Abstand mindestens 15 km betragen. Dieser Wert von 54 dB spiegelt dabei die Rauschunterdrückung moderner IMS-Infraschallanlagen wider. Er ist somit ein realistischer Richtwert der den gegenwärtigen Stand der Infraschall-Messtechnik repräsentiert, während die Mindestanforderung von 67 dB für den oberen Grenzwert der Unruhe, auf den in den 60er Jahren gemachten Erfahrungen beruht.

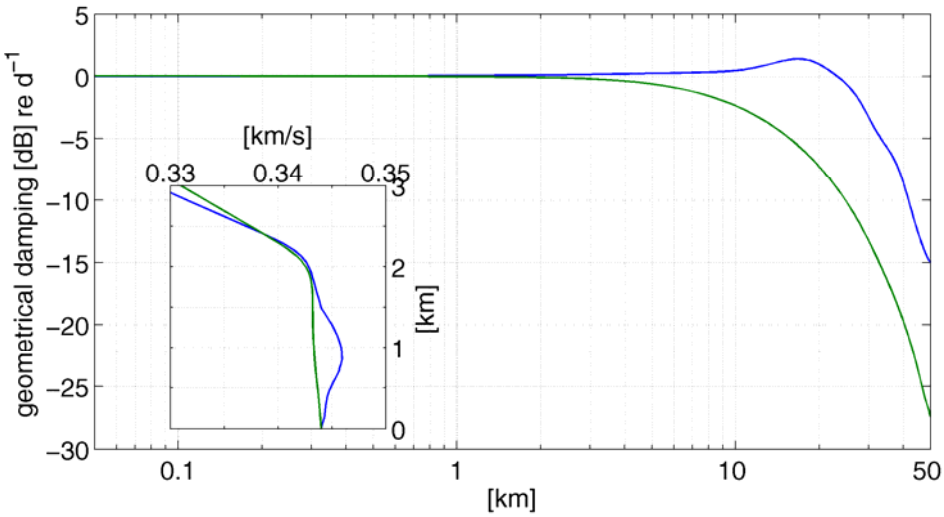

Abbildung 9: *Verlauf der kumulativen geometrischen Absorption [dB] mit der Entfernung in Relation zu 1/d für zwei unterschiedliche Geschwindigkeitsmodelle, die in der kleinen Abbildung dargestellt sind. Ein Modell weist einen oberflächennahen Wellenleiter auf und das andere eine nahezu konstante Phasengeschwindigkeit innerhalb der ersten 2 km (blau bzw. grün).*

Nach Kenntnis des von hoch empfindlichen Infraschallsensoren gegenüber Windkraftanlagen einzuhaltenden Mindestabstandes, sei an dieser Stelle noch eine kurze Anmerkung zur menschlichen Wahrnehmung des von diesen Anlagen erzeugten Infraschalls gemacht. Abbildung 10 zeigt den Verlauf des Hörvermögens von Menschen bei tiefen Frequenzen nach Møller und Andresen (1984).

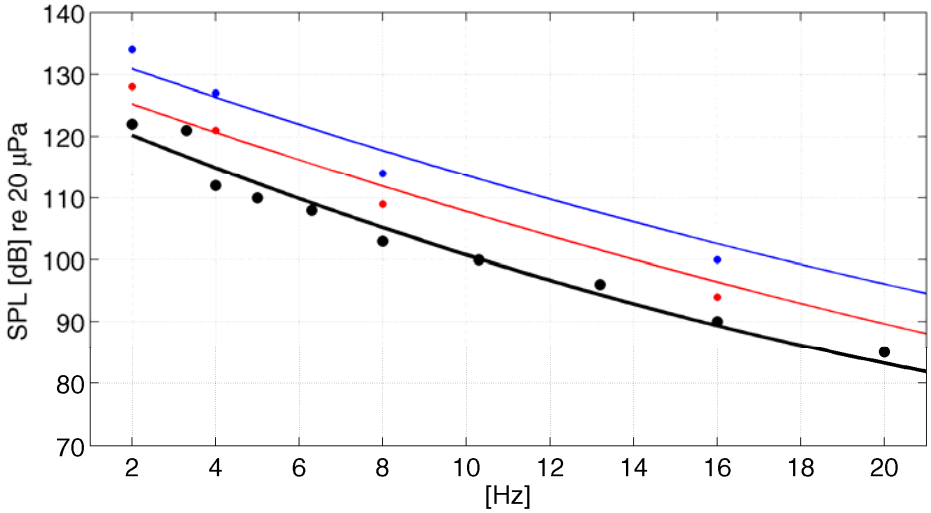

Abbildung 10: *Verlauf des menschlichen Hörvermögens bei tiefen Frequenzen als Funktion des Schalldruckpegels [dB]. Die schwarze Kurve zeigt die Wahrnehmungsgrenze von 0 phon, die rote und blaue Kurve entsprechen 20 bzw. 40 phon.*

Es existiert eine Vielzahl wissenschaftlicher Arbeiten, die sich mit der akustischen Störung bzw. Belastung von Windrädern im vom Menschen hörbaren Bereich befassen. So beschreibt beispielsweise van den Berg (2004) eine nächtliche Störung von Anwohnern durch einen etwa 1.5 km entfernten Windpark. Systematische Untersuchungen hinsichtlich der Belastungsdosis wurden in Schweden von Pederson und Halmstad (2003) sowie Pederson und Persson Waye (2004) durchgeführt. Diese Ergebnisse zeigen, dass bis zu einer Entfernung von 2 km eine hohe Lärmdosis wahrgenommen wird, die mit der Entfernung deutlich abnimmt. Im Infraschall gibt es keinerlei Untersuchungen dieser Art, lediglich theoretische Abschätzungen. Werden jedoch die Ergebnisse dieser Arbeit sowie die Kurven aus Abbildung 10 zu Grunde gelegt, ist keine Belästigung von Anwohnern durch Windkraftanlagen im Infraschallbereich bis etwa 20 Hz gegeben, da im Abstand von 1 km ein 5-MW Windrad nur einen Schalldruckpegel von maximal 80 dB erzeugt. Lediglich bei Frequenzen oberhalb von 15 Hz und größeren Windparks wäre in dieser Entfernung eine Wahrnehmung möglich.

5. Diskussion und Schlussfolgerungen

Die theoretisch abgeschätzten Mindestabstände zwischen Windkraftanlagen und Infraschall-stationen erscheinen mit bis zu 20 km für den betrachteten 12-elementigen Windpark aus 600 kW Anlagen recht groß. Registrierungen an der IMS-Infraschallstation I57US im südkalifornischen Pinon Flat zeigen jedoch, dass kohärenter Lärm von einem etwa 35 km entfernten Windpark, dem drittgrößten in Kalifornien, noch detektiert wird (Arrowsmith and Hedlin, 2005). Somit sind die geforderten Abstände realistisch. Allgemein wird die Detektionsfähigkeit betroffener Stationen hinsichtlich der interessierenden Nutzsignale nur in solchen Fällen nachhaltig verschlechtert, wenn sie aus derselben Richtung, mit gleicher oder ähnlicher scheinbarer Geschwindigkeit sowie mit vergleichbaren Amplituden und Frequenzen wie die Störsignale eintreffen. Erfahrungen dieser Art wurden während der Messungen bei Schwarmstedt gemacht. So konnte trotz Lärmemission des Windrades die Explosion eine Gas-Pipeline nahe Brüssel, die sich am 30. Juli 2004 ereignete, mit dem 4-elementigen Kleinarray am Standort 8 detektiert und gepeilt werden (vgl. Evers et al., 2006).

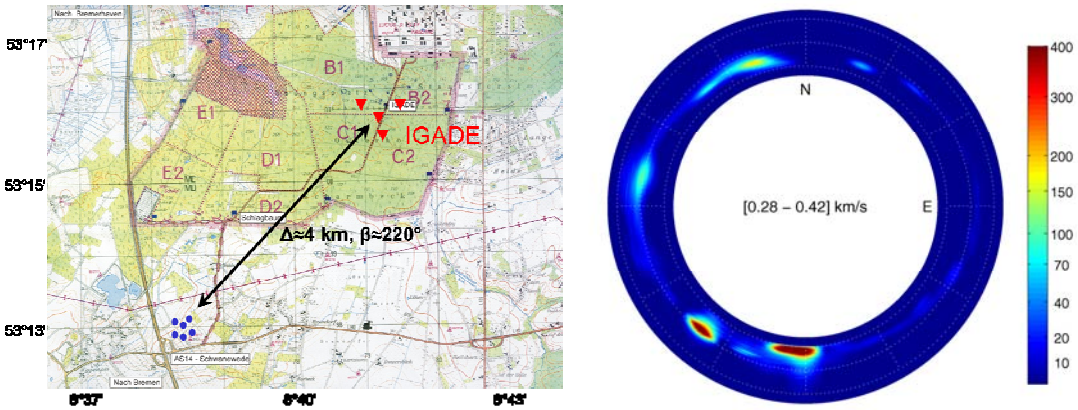

Abbildung 11: *Die linke Karte zeigt Lage und Konfiguration der 4-elementigen Infraschallstation IGADE (rote Dreiecke) sowie die vier Windräder als blaue Kreise. Der Abstand beträgt etwa 4 km und das Stationsazimut ist ~220°. Das Polarhistogramm rechts stellt die Anzahl der Detektionen im Frequenzband zwischen 0.7 und 4.0 Hz für den Zeitraum von März bis November 2005 als Häufungsfunktion der Richtung und der scheinbaren Geschwindigkeit farbkodiert dar.*

Das Ausmaß der Beeinträchtigung des Detektionsvermögens durch einen nur wenige Kilometer von einer Infraschallstation entfernt betriebenen Windpark zu bewerten, lässt sich am Beispiel der Infraschallstation IGADE nördlich von Bremen aufzeigen. Das 4-elementige Array mit einer

Apertur von ca. 800 m ist seit März 2005 in Betrieb und nur etwa 4 km von einem kleinen Windpark entfernt. Während der Planung der Station im Jahr 2004 stand dort nur eine einzelne Windkraftanlage, mittlerweile sind es vier. In Abbildung 11 sind sowohl Lage und Konfiguration der Infraschallmessanlage und der Standort der Windturbinen als auch ein Polarhistogramm der automatischen Detektionsanalyse mit Hilfe des PMCC-Algorithmus (Cansi, 1995) dargestellt.

Die Lärmemission des Windparks ist im rechten Bild deutlich als Häufung der Peilung kohärenter Signale mit einem Stationsazimut von ~220° zu erkennen. Die Windräder stellen somit eine Minderung des Detektionsvermögens für ein Azimutsegment dar, das für IGADE mit etwa 10° erheblich ist. Das gilt vor allem im Hinblick auf erhöhtes Hintergrundrauschen bei starken Winden, das mit einem erhöhten Schalldruckpegel des Windparks einhergeht. Die Fähigkeit der Station, kohärente transiente Signale zu peilen, wird dabei weiter eingeschränkt. Dies trifft nicht nur für die Richtung der Windräder zu sondern für alle Azimute, denn es wird jeweils nur das stärkste Signal zu jedem Zeitpunkt detektiert. Somit werden amplitudenschwächere Signale durch den Lärm unabhängig von ihrem Azimut an IGADE überdeckt. Dieses Ergebnis zeigt, dass die Einhaltung eines Mindestabstandes von Infraschallanlagen zu Windkraftanlagen vor allem für Stationen des internationalen Überwachungssystems eine grundlegende Voraussetzung ist.

Die zur Bestimmung dieser Größe erforderlichen Verfahren stehen zur Verfügung. Wesentlich dazu beigetragen haben die Messungen an einem einzelnen Windrad nördlich von Hannover, die Erfahrungen an anderen Infraschallmessanlagen und das theoretische Modell für die Abschätzung des emittierten Schalldruckpegels von Windkraftanlagen als Funktion ihrer baulichen Parameter, das im Rahmen dieser Arbeit für den Infraschall bestätigt werden konnte. In der Regel sollte ein Abstand von etwa 20 km zwischen Station und Windpark eingehalten werden, um eine ungestörte Registrierung und Detektion transienter akustischer Signale zu gewährleisten. Sofern ein Windpark über die betrachtete Größe von zwölf Elementen mit 600 kW-Windrädern und das elektrische Produktionspotenzial von knapp 7 MW hinausgeht, müsste der Abstand größer gewählt werden. Wegen der geometrischen Dämpfung erscheint jedoch ein Abstand von 25 km für jede Art von Windpark ausreichend.

Literatur

Arrowsmith, S.J., and M.A.H. Hedlin (2005), Observations of infrasound from surf in southern California, *Geophys. Res. Lett.*, 32, L09810, doi: 10.1029/2005GL022761

Bowman, J.R., G.E. Baker, and M. Bahavar (2005), Ambient infrasound noise, *Geophys. Res. Lett.*, 32, L09803, doi: 10.1029/2005GL022486

Cansi, Y., (1995), An automatic seismic event processing for detection and location: The P.M.C.C. method, *Geophys. Res. Lett.*, 22, 1021-1024

Evers, L.G., L. Ceranna, H.W. Haak, A. Le Pichon, and R.W. Whitaker, (2006), A seismo-acoustic analysis of the gas-pipeline explosion near Ghislenghien in Belgium, *Bull. Seis. Soc. Am.*, accepted to be published

Hubbard, H.H., and K.P. Shepherd (1991), Aeroacoustics of large wind turbines, *J. Acoust. Soc. Am.*, 89, 2495-2508

Kelly, N.D., H.E. McKenna, R.R. Hemphill, C.L. Etter, R.L. Garelts, and N.C. Linn (1985), Acoustic noise associated with MOD-1 wind turbines: its source, impact, and control, *SERI TR*, 635-1166 (February, 1985)

Kelly, N.D., H.E. McKenna, E.W. Jacobs, R.R. Hemphill, and N.J. Birkenheuer (1987), The MOD-2 wind turbine: aeroacoustical noise sources, emission and potential impact, *SERI TR*, 217-3036 (April, 1987)

McLaughlin, K.L., J.L. Bonner, and T. Barker (2004), Seismic source mechanisms for quarry blasts: modelling observed Rayleigh and Love wave radiation patterns from a Texas quarry, *Geophys. J. Int.*, 156, 79-93, doi: 10.1111/j.1365-246X.2004.02105.x

Møller, H., and J. Andresen (1984), Loudness of pure tones at low and infrasonic frequencies, *J. Low Freq. Noise Vib.*, 2, 78-87

Müller, G., (1985), The reflectivity method: A tutorial, *J. Geophys.*, 58, 153-174

Pederson, E., and K. Persson Waye, (2004), Perception and annoyance due to wind turbine noise – a dose-response relationship, *J. Acoust. Soc. Am.*, 116, 3460-3470, doi: 10.1121/1.1815091

Pederson, E., and H. i Halmstat, (2003), Noise annoyance from wind turbines – a review, *Swedish Environmental Protection Agency,* Report 5308 (August, 2003)

Steinberg, B., (1965), Large aperture teleseismic array theory, ARPA-Report, First LASA Systems Evaluation Conference , 140 (September, 1965)

Van den Berg, G.P. (2004), Effects of the wind profile at night on wind turbine sound, *J. Sound Vib.*, 277, 955-970, doi: 10.1016/j.jsv.2003.09.050

Viterna, L.A. (1981), The NASA-LERC wind turbine noise prediction code, *NASA CP,* 2185 (February, 1981)