

Ermittlung von Geräuschimmissionen, verursacht durch den Windpark Kall  
- Messperiode 2011 -

Berichtersteller: Dipl.-Ing. Detlef Piorr

Zusammenfassung

Der maßgebliche Wert des Beurteilungspegels wurde für den Immissionsort „Auf der Kegelbahn 8“ in Kall auf Basis von drei unabhängigen Messungen zu 37 dB(A) bestimmt. Damit ist der Nacht-Immissionsrichtwert von 40 dB(A) eingehalten.

1. Situationsbeschreibung

Mit Schreiben vom 03.03.2010 (Az: 60.14-Rewö-WEA Kall Frohnrath) beauftragte der Kreis Euskirchen in Abstimmung mit der Bezirksregierung Köln das LANUV NRW, die Geräuschimmissionen des Windparks Kall messtechnisch zu erfassen. Der zu betrachtende Immissionsort „Auf der Kegelbahn 8“ befindet sich in etwa 845 m Abstand zur nächstgelegenen Windenergieanlage. Der Nacht-Immissionsrichtwert beträgt 40 dB(A).

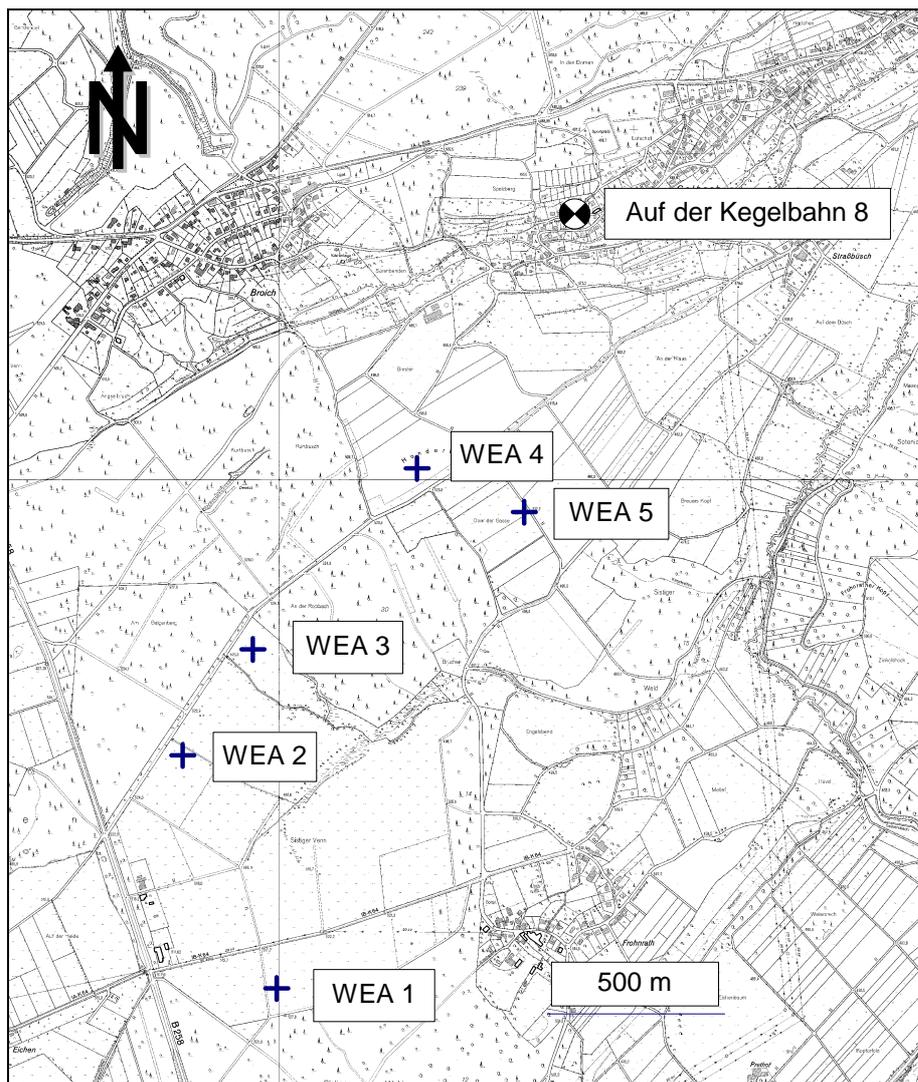


Abb. 1: Zur Lage der Windenergieanlagen und des Immissionsortes

Der Windpark Kall besteht aus 5 Windenergieanlagen. Die Anlage Nr. 1 ist eine Vestas V80 mit einer Nabenhöhe von 85 m, einem Rotordurchmesser von 80 m und einer elektrischen Nennleistung von 2 MW. Die Anlagen Nr. 2 bis Nr. 5 sind Anlagen vom Typ Vestas V90 mit Nabenhöhen von 80 m, Rotordurchmessern von 90 m und elektrischen Nennleistungen von jeweils 2 MW. Die Anlagen stehen in einem hügeligen Gelände auf einem Berghang, der in Richtung Norden in ein Tal abfällt, in welchem der Golbach fließt. Danach steigt die Landschaft wieder an. Es treten beispielsweise folgende Höhenunterschiede auf:

Standort der WEA Nr. 4: ca. 525 m über N.N.,

Höhe des Golbachs: ca. 450 m bis 455 m über N.N.

Höhe des Immissionsortes „Auf der Kegelbahn 8“: ca. 468 m über N.N..

Die Anlage Nr. 1 wird in der Betriebsweise „Mode 100“ betrieben, die Anlagen Nr. 3 und Nr. 4 laufen tags und nachts in der „offenen Betriebsweise“ (Mode O). Die Anlagen Nr. 2 und Nr. 5 werden tags in der „offenen Betriebsweise“ und nachts schallreduziert in der Betriebsweise „Mode 1“ betrieben.

Eine erste Messung des LANUVs, die in der Nacht vom 5. auf den 6.10.2010 durchgeführt wurde, ergab für die nächtlichen Geräuschimmissionen, die auf den Immissionsort „Auf der Kegelbahn 8“ einwirken, einen Beurteilungspegel von 35 dB(A). Nach Abschnitt 7.2 der DIN 45645-1 soll in den Fällen, in denen kein Vorwissen über den zu erwartenden Schwankungsbereich der Beurteilungspegel vorliegt, der maßgebliche Wert des Beurteilungspegels als energetischer Mittelwert auf Basis von 3 unabhängigen Messungen erfasst werden. Daher empfahl das LANUV in seinem Bericht vom 21.12.2010, die auftretenden Geräuschimmissionen durch zwei weitere Messungen zu erfassen. Mit seiner E-Mail vom 08.03.2011 beauftragte der Kreis Euskirchen das LANUV mit der Durchführung der zusätzlichen Messungen. Diese Messungen und ihre Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt.

## 2. Methodik der Untersuchung

Alle Windenergieanlagen des Windparks Kall sind drehzahlvariabel und pitch-geregelt. Bei derartigen Anlagen werden die Rotorblatt-Anstellwinkel (Pitch-Winkel) nach Erreichen der Nennleistung so verstellt, dass der Auftrieb kleiner wird und die erzeugte elektrische Leistung konstant gehalten wird. Pitch-geregelte Anlagen zeigen in der Regel mit zunehmender Windgeschwindigkeit zunächst einen Anstieg der Rotordrehzahl und der Schallemission. Nach Erreichen der Nennleistung bleibt - bei zunehmender Windgeschwindigkeit - die Rotordrehzahl konstant und der Pitchwinkel wird verstellt, so dass der Auftrieb und damit die erzeugte Leistung konstant bleibt. Die Schallemission bleibt bei pitch-geregelten Windenergieanlagen nach Erreichen der elektrischen Nennleistung weitgehend konstant bzw. nimmt bei einigen Anlantentypen mit weiter zunehmender Windgeschwindigkeit geringfügig ab.

Eine Besonderheit der Windenergieanlagen des Herstellers Vestas im Vergleich zu vielen anderen pitch-geregelten Anlagen ist, dass Vestas-Anlagen auch in einigen schallreduzierten Betriebsweisen ihre elektrischen Nennleistungen erreichen können. Allerdings werden die Nennleistungen in der schallreduzierten Betriebsweise erst bei höheren Windgeschwindigkeiten als in der normalen Betriebsweise erreicht. Der schallreduzierte Betrieb ist also auch bei Anlagen des Typs Vestas mit Verlusten behaftet.

Nach einem Windtest-Messbericht<sup>1</sup> über die Emissions- und Immissionsmessungen in Kall weisen die V90-Windenergieanlagen sowohl bei offener (Mode 0) als auch bei schallreduzierter Betriebsweise (Mode 1) ihre maximale Schallemission im Windgeschwindigkeitsbereich um 7 m/s auf.<sup>2</sup>

Da die Schallemission eine Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen der Windenergieanlage aufweist, wurden die zugehörigen Betriebsparameter (Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, Rotordrehzahl, erzeugte elektrische Leistung, Pitchwinkel) im Rahmen der Messungen des LANUVs an der Anlage Nr. 4 messtechnisch erfasst. Diese Anlage wurde ausgewählt, weil sie den geringsten Abstand zum betrachteten Immissionsort aufweist nachts nicht schallreduziert betrieben wird und damit für diesen Immissionsort besonders immissionsrelevant ist.

Anmerkungen: - Damit das LANUV die Betriebsdaten der Windenergieanlage Nr.4 während der Messung erfassen konnte, hatte der Service der Firma Vestas am 11.08.2010 in der Windenergieanlage eine Schnittstelle installiert. An dieser konnten die Ströme abgegriffen werden, die proportional zur erzeugten elektrischen Leistung, zur Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, zur Rotordrehzahl sowie zum Pitchwinkel der betreffenden Anlage waren. Diese Schnittstelle sollte auch im Rahmen der Messungen im Jahr 2011 genutzt werden. Sie war in dem Jahr 2011 allerdings erst ab dem 29.06.2011 voll funktionsfähig. Ab diesem Datum konnte das LANUV mit Hilfe eines Datenloggers die Betriebsdaten der Windenergieanlage Nr. 4 kontinuierlich mitschreiben. Die Synchronisation dieses Datenloggers mit den akustischen Messgeräten erfolgte regelmäßig im Rahmen von Wartungen. Um die Synchronisierung durchführen zu können und um die vom Meßsystem gespeicherten Betriebsdaten unabhängig vom Betreiber auslesen zu können, war dem LANUV bereits im Jahr 2010 für den Zeitraum der Erhebungen ein Schlüssel für die Windenergieanlage Nr. 4 überlassen worden.

Die Geräuschmessungen sollten die Geräuschimmissionen zu denjenigen Phasen kennzeichnen, in denen sie nach der Wahrnehmung der betroffenen Anwohner besonders lästig sind. Bei einem Abstand von über 800 m zwischen den Windenergieanlagen und dem zu betrachtenden Immissionsort ist die Immission nicht nur von der Emission abhängig, sondern es ist vermutlich ein gewisser Einfluss der Meteorologie auf die Schallausbreitungsbedingungen und damit auf die Immission gegeben. Nach den Schilderungen von Herrn Rennert-Wölke (Kreis Euskirchen) wurden die Anlagengeräusche von den Anwohnern im Sommer des Jahres 2009 über einen längeren Zeitraum, während nachts Südwindwetterlagen vorlagen, als besonders lästig empfunden. In Bezug auf die Lage der Windenergieanlagen zu der Lage des zu betrachtenden Immissionsortes wirken die Windenergieanlagen bei Südwind unter Mitwindbedingungen auf die nördlich gelegenen Wohnhäuser ein<sup>3</sup>. Erfahrungsgemäß sind Mitwindsituationen für Geräusche ausbreitungsgünstig. Außerdem strahlen Windenergieanlagen aufgrund ihrer Richtcharakteristik in Mitwindrichtung mehr Schall ab als in Querwindrichtung.

Die Geräuschimmissionen wurden vom LANUV im Rahmen der Messungen des Jahres 2011 an dem gleichen Messort wie im Jahr 2010 erfasst. Der genaue immissionsseitige Mikrofonstandort wurde so festgelegt, dass weder reflexionsbedingte Pegelerhöhungen noch pegelmindernde Abschirmwirkungen durch benachbarte Wohnhäuser auftraten. Die Mikrofonhöhe entsprach mit einer Höhe von 7,6 m über Grund etwa der Höhe des im Wohnraum des 1.

---

<sup>1</sup> „Schallimmissionsgutachten für die Umgebung des Windparks Kall“, Bericht-Nr.: WT 7845/10 vom 05.02.2010

<sup>2</sup> Bei der standardisierten Windgeschwindigkeit von 7 m/s herrscht (unter Normalbedingungen) in 80 m-Nabenhöhe etwa eine Windgeschwindigkeit von 9,7 m/s. Nach der im Anhang B dargestellten Leistungskurve gehört zu dieser Windgeschwindigkeit etwa eine elektrische Leistung von 1513 kW.

<sup>3</sup> Bezogen auf die Windenergieanlage Nr. 4 und den Immissionsort „Auf der Kegelbahn 8“ liegt unter akustischen Gesichtspunkten eine Mitwindwetterlage bei Windrichtungen aus dem Bereich von etwa 150 Grad bis etwa 270 Grad vor. (Nordwind = 0 Grad, Südwind = 180 Grad)

Obergeschosses gelegenen Fensters. Die an diesem Messpunkt erfassten Schalldruckpegel können somit auch für die Geräuschimmissionen angesetzt werden, die in 0,5 m Abstand vor dem geöffneten Fenster des im 1. Obergeschoss gelegenen Wohnraums einwirken.

Abbildung 2 zeigt die Lage der Geräuschmessstation vor dem Wohnhaus mit Blick auf die Windenergieanlage Nr. 4.



Abb. 2: Blick auf das Haus „Auf der Kegelbahn 8“ (links vom Mikrofon) auf die Windenergieanlage Nr. 4 (rechts vom Mikrofon)

Die Messstation registrierte kontinuierlich als Zeitschrieb den A-bewerteten Schalldruckpegel. Auf Knopfdruck wurde das Mikrofonsignal als abhörbares Signal (digital) gespeichert. Außerdem registrierte die Station kontinuierlich meteorologische Daten (u.a. Windgeschwindigkeit und Windrichtung). Um die Beeinflussung der Windmessung durch das Haus des Beschwerdeführers zu minimieren, wurde der Wettermast getrennt vom Mikrofonmast aufgestellt.

Die genaue Lage des Geräusch- und des Windmesspunktes kann der folgenden Abbildung 3 entnommen werden.

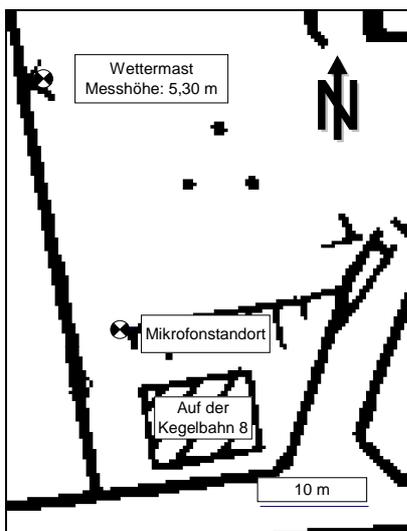


Abb. 3: Lage des Immissionsmesspunktes (MP I) und des Meteorologiemesspunktes

Wie im Jahr 2010 hatte Herr Thur, der im Haus „Auf der Kegelbahn Nr. 8“ wohnt, die Möglichkeit, mit der automatisierten Messstation auf Knopfdruck hin eine abhörbare Registrier-

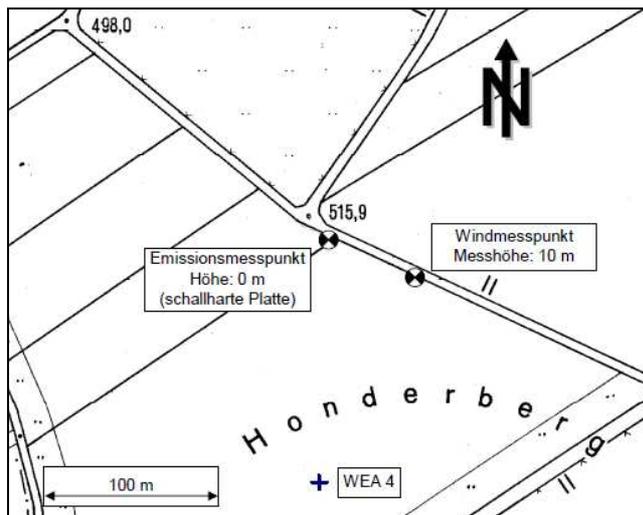
zung der vorliegenden Geräuschimmission auszulösen. Im Gegensatz zum Jahr 2010 betrug die Aufzeichnungszeit nach jeder Auslösung nicht nur 5 Minuten, sondern 60 Minuten. Herr Thur wurde wiederum gebeten, das LANUV über jede Auslösung der Dauermessstation per E-Mail zu informieren. Sofern unveränderte Witterungsverhältnisse vorliegen würden und die Personalkapazität es zulassen würde, strebte das LANUV es an, möglichst zeitnah zur Auslösung in einer der folgenden Nächte eine mannbesetzte Geräuschmessung in der Nachbarschaft der Windenergieanlagen durchzuführen.

Da sich zeigte, dass derartig langfristig stabile Windverhältnisse im Sommer 2011 nicht vorlagen, wurde Anfang September 2011 mit dem Kreis Euskirchen und dem Betreiber der Windenergieanlage vereinbart, dass auch der Kreis Euskirchen die Berechtigung erhielt, die Windenergieanlagen mittels Telefonanruf bei der Vestas-Anlagenüberwachung zum Zweck der Erfassung der windverursachten Fremdgeräusche für kurze Zeit ausschalten zu lassen. Damit wurde folgendes Vorgehen möglich:

Auf Anruf von Herrn Thur, der die Situation vor Ort erlebte, fuhren Herr Rennert-Wölke oder sein Kollege Herr Weigel abends zum Haus von Herrn Thur und lösten eine Registrierung der vorliegenden Geräuschimmissionen aus. Nach einer gewissen Zeit rief der Mitarbeiter des Kreises Euskirchen die Vestas-Anlagenüberwachung an und bat darum, die Anlagen 2 bis 5 auszustellen. Die Geräusche wurden mit Hilfe der Dauermessstation weiterhin registriert. Nachdem sowohl die Betriebs- als auch die Stillstandsgeräusche hinreichend lange erfasst wurden, informierte der Mitarbeiter des Kreises Euskirchen die Vestas-Anlagenüberwachung, dass die Anlagen wieder in Betrieb genommen werden könnten. Die Geräusche wurden weiterhin für eine gewisse Zeit aufgezeichnet. An einem der nächsten Tage entnahm das LANUV die immissionsseitig erfassten Messwerte und Geräuschaufzeichnungen der Dauermessstation, holte die vom Messgerät in der Windenergieanlage Nr. 4 erfassten Daten der Betriebsbedingungen der Windenergieanlage ab und wertete die Daten aus. Eine derartige Messung wurde vom Kreis Euskirchen am Abend des 10.09.2011 veranlasst.

Eine weitere mannbesetzte Messung erfolgte durch das LANUV NRW in der Nacht vom 2./3. November 2011. Im Rahmen dieser Messung wurde zusätzlich zu dem dauernd vorhandenen Immissionsmesspunkt ein emissionsnaher Messpunkt eingerichtet. Mit dessen Hilfe konnte der Schalleistungspegel der Windenergieanlage Nr. 4 erfasst werden. Gleichzeitig ermöglichte dieser Messpunkt in Verbindung mit dem Immissionsmesspunkt, die während der Messung vorliegenden akustischen Ausbreitungsverhältnisse zu bestimmen.

Der Emissionsmesspunkt wurde entsprechend der Emissionsmessvorschrift für Windenergieanlagen, der ISO 64100-1, festgelegt. Abbildung 4 zeigt die Lage des Emissionsmesspunktes in der Nähe der Windenergieanlage Nr. 4.



**Abb. 4:** Lage des Geräusch-Ersatzmesspunktes (MP E) und des Windmastes zur WEA 4

Anmerkung: Im Rahmen der Auswertungen der Messungen wurden alle Kenngrößen zu 1-Minuten-Mittelwerten zusammengefasst. Der Abstand der nächstgelegenen Windenergieanlage (WEA 4) zum Immissionsort beträgt ca. 840 m. Der Schall benötigt für diesen Weg etwa 2,5 Sekunden. Bei Mittelungszeiten von 1 Minute sind akustische Laufzeiten von 2,5 Sekunden vernachlässigbar. Bei einer Windgeschwindigkeit von 7 m/s benötigt eine Windböe etwa 120 Sekunden, um von der Windenergieanlage (bei Mitwindbedingungen) zum Immissionsort zu gelangen. Diese Laufzeiten der Windböen sind groß gegenüber der Mittelungszeit von 1 Minute. Deshalb ist nicht davon auszugehen, dass eine im Bereich der Windenergieanlage erfasste Windgeschwindigkeit (sei es diejenige des Gondelanemometers oder diejenige eines separaten Windmessmastes) in Verbindung mit den immissionsseitig beim Stillstand der Windenergieanlagen erfassten Schalldruckpegeln geeignet ist, die Abhängigkeit der windverursachten Fremdgeräusche von der Windgeschwindigkeit zu beschreiben. Hierzu wurde daher die von der automatisierten Geräuschmessstation dokumentierte Windgeschwindigkeit benutzt.

### 3. Präzisierung des Messsystems

Eine Liste der eingesetzten Messgeräte einschließlich ihrer Seriennummern enthält der Anhang A dieses Gutachtens. Im Folgenden werden die eingesetzten, wesentlichen Messgeräte vorgestellt.

#### 3.1 Immissionsmessung

Der zu betrachtende Immissionsort war das Haus der Familie Thur (Auf der Kegelbahn 8, 53925 Kall-Golbach).

Es wurde immissionsseitig eine geeichte Messstation mit einem Schallpegelmessgerät vom Typ Norsonic 121 eingesetzt. Die Station wurde zur Minimierung der windverursachten Mikrofongeräusche zusätzlich zum serienmäßigen Windschirm mit einem Sekundärwindschirm versehen. Die akustische Transparenz des Sekundärwindschirms war im reflexionsarmen Raum des LANUVs überprüft worden. Mit einer mittleren Dämpfung von 0,2 dB im Frequenzbereich von 25 Hz bis 20 kHz ist die Einfügungsdämpfung des Sekundärwindschirms vernachlässigbar gering. Im Raster von 125 ms dokumentierte die Dauermeßstation kontinuierlich den A-bewerteten Mittelungspegel  $L_{Aeq}(125\text{ ms})$  und bestimmte im Minutentakt den  $L_{Aeq}(60\text{ s})$  sowie Terzspektren im Frequenzbereich von 20 Hz bis 20 kHz.

Auf Knopfdruck registrierte die Messstation das unbewertete Mikrofonsignal als wave-Datei mit einer Abtastfrequenz von 12 kHz und einer Auflösung von 16 Bit auf einer internen Speicherkarte. Diese Wave-Datei wurde zum Abhören der aufgezeichneten Geräusche genutzt sowie um zusätzliche messtechnische Tonhaltigkeitsauswertungen vornehmen zu können. Die Bestimmung der übrigen akustischen Kenngrößen erfolgte auf Basis der Messergebnisse des

geeichten Schallpegelmessers. Fremdgeräusche, die aufgrund des Höreindrucks einzelnen Quellen zugeordnet werden konnten, wurden im Rahmen der Auswertung „ausgeblendet“. Als derartige Geräusche sind beispielhaft zu nennen: Geräusche von Flugzeugen und PKW, Geräusche von Schritten, Husten, Gespräche.

### 3.2 Übernahme der Betriebsdaten der WEA 4

Beim Einbau der Schnittstelle teilten die Vestas-Mitarbeiter dem LANUV folgende Parameter der 20 mA-Stromsignale mit:

Tabelle 1: Zusammenhang zwischen den 20 mA-Signalen und den Betriebsparametern

	P [kW]	n [U/min.]	v [m/s]	$\alpha$ [Grad]
20 mA = 4,376 V	2100	1850	30	90
4 mA = 0,8752 V	0	0	0	- 5

P: erzeugte elektrische Leistung der Windenergieanlage

n: Drehzahl des Getriebes (Übersetzungsverhältnis: 112,895)

v: Windgeschwindigkeit, erfasst vom Gondelanemometer

$\alpha$ : Pitchwinkel der Rotorblätter

Die Ströme wurden mittels 218,8 Ohm-Widerständen in Spannungen umgewandelt. Diese wurden mittels des PC-unterstützten Datenloggers (Hersteller: imc, Cronos PL2) erfasst und in die entsprechenden Betriebsparameter umgerechnet. Anhang B zeigt die Leistungskurve<sup>4</sup> der Anlage, die den Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit (in Nabenhöhe) in der ungestörten Anströmung und der erzeugten elektrischen Leistung beschreibt.

### 3.3 Emissionsmesspunkt

Die Geräusche an dem Emissionsmesspunkt wurden mit einem Schallpegelmessern vom Typ Norsonic 110 erfasst und als abhörbare Aufzeichnungen auf einem DAT-Recorder gespeichert.

Der Emissionsmesspunkt lag entsprechend den Anforderungen der IEC 61400-11 in Mitwindrichtung in einem horizontalen Abstand von 140 m zur WEA 4. Der Schalldruckpegel wurde an diesem Messpunkt auf einer schallharten Platte erfasst. Aufgrund der Geländestruktur lag dieser Messpunkt etwa 7,5 m tiefer als der Fußpunkt der Windenergieanlage Nr. 4. Unter Berücksichtigung des Turmdurchmessers (im Bereich des Fußpunktes) von 4,15 m und des horizontalen Abstandes des Rotormittelpunktes von der Turmmittellinie von 14,35 m, sowie der Nabenhöhe von 80 m besteht folgender Zusammenhang zwischen dem Schalleistungspegel der Windenergieanlage und dem fremdgeräuschkorrigierten Schalldruckpegel auf der schallharten Platte:

$$L_{WA} = L_{A,c}(MP E) + 50,1 \text{ dB} \quad (\text{Gleichung 1})$$

$L_{WA}$ : A-bewerteter Schalleistungspegel

$L_{A,c}(MP E)$ : A-bewerteter, fremdgeräuschkorrigierter Schalldruckpegel, erfasst auf der schallharten Platte am Emissionsmesspunkt

Die Auswertung der Schallpegelmessungen erfolgte im 1-Minuten-Raster. Von konkreten Quellen verursachte Fremdgeräusche (z.B. von Flugzeugen und Autos) wurden ausgeblendet, so dass die ungestörten Mittelungszeiten in Einzelfällen kleiner als 60 s waren.

<sup>4</sup> Vom der Firma Vestas war dem LANUV bestätigt worden, dass die als Anlage B beigefügte Leistungskurve für die Windenergieanlage Nr. 4 zutreffend ist.

Um am Emissionsmesspunkt die Abhängigkeit der Fremdgeräusche von der Windgeschwindigkeit dokumentieren zu können, wurde ein Windmesssystem (Hersteller Dirkes) in einem Abstand von 53,5 m zum Emissionsmesspunkt eingerichtet (siehe Abb. 4). Die Anemometerhöhe betrug 10 m. Die Mittelungszeit betrug 1 Minute.

Die internen Uhren aller Meßsysteme wurden vor Beginn der Messungen manuell mittels einer Funkuhr synchronisiert.

#### 4. Registrierungen, veranlasst durch den Beschwerdeführer

Tabelle 2 zeigt die Liste der Geräuschregisrierungen, die durch Herrn Thur erfolgte. Jeweils sind die Betriebsbedingungen der Windenergieanlage Nr. 4, die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung, die am Immissionsort erfasst wurden sowie die Mittelungspegel  $L_{Aeq}$  und die zugehörigen Mittelungszeiten angegeben. Die Mittelungszeit ist kleiner als die jeweilige Aufzeichnungsdauer von 60 Minuten, da Störungen ausgeblendet wurden und nur solche Phasen der Registrierung ausgewertet wurden, in denen die Geräusche der Windenergieanlagen zu hören waren. Ausdrücklich ist zu erwähnen, dass die in Tabelle 2 aufgelisteten Mittelungspegel nicht fremdgeräuschkorrigiert sind. Die Werte kennzeichnen somit die gemeinsame Einwirkung der Geräusche der Windenergieanlagen und der windverursachten Fremdgeräusche.

Tabelle 2: Liste der Auslösetermine, Betriebsbedingungen und Mittelungspegel (1-Stunden-Mittelwerte)

		Betriebsdaten			Messungen am Immissionsort				
Datum	Uhrzeit	$P_{el}$ [kW]	n [U/Min]	$v_{NH}$ [m/s]	v(I-Ort) [m/s]	Wind- richtung [Grad]	$L_{Aeq}$ [dB]	$T_{mess}$ [min:sec]	Anmerkung
22.06.2011	22:25	n.v.	13,5	7,7	1,3	237	35,8	42:32	-
27.06.2011	23:43	n.v.	14,0	7,8	0,42	246	34,7	44:21	zdM
06.07.2011	5:35	746	13,0	7,7	1,3	268	39,8	09:47	Vögel
12.07.2011	23:41	531	11,8	6,9	0,8	280	35,9	24:45	-
07.08.2011	23:42	630	12,7	7,2	0,5	271	33,7	39:58	-
03.09.2011	23:33	1426	14,3	9,7	1,4	210	39,4	48:29	zdM
30.09.2011	ca. 0:20	-	-	-	-	-	-	-	-
23.10.2011	1:45	1957	14,4	10,9	2,5	220	39,5	56:01	zdM
23.10.2011	ca. 22:15	-	-	-	-	-	-	-	-
27.10.2011	ca. 23:25	-	-	-	-	-	-	-	-

$P_{el}$ : erzeugte elektrische Leistung der Windenergieanlage

n: Rotordrehzahl der Windenergieanlage

$v_{NH}$ : Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der Windenergieanlage

v(I-Ort): Windgeschwindigkeit in 5,3 m Höhe am Immissionsort

Windrichtung: Windrichtung, ermittelt am Immissionsort

$L_{Aeq}$ : Mittelungspegel (Anlagengeräusch & windverursachte Fremdgeräusche)

$T_{mess}$ : Mittelungszeit, die der Bildung des Mittelungspegels zugrunde liegt

zdM: Zeitweise (mehrmals über ca. 3 -10 Sekunden) deutliche Modulation

Vom 22. und 27.06.2011 liegen aufgrund eines fehlerhaften Anschlusses des Leistungssignalkabels keine Daten zur erzeugten elektrischen Leistung vor. Am 30.09.2011 sowie ab dem Abend des 23.10.2011 wurden aufgrund einer fehlerhaften Speicherkarte keine Daten von der immissionsseitig eingesetzten Messstation dokumentiert.

Bei allen Registrierungen mit Ausnahme derjenigen vom 12.07.2011 lagen am Immissionsort in Bezug auf die Windenergieanlagen Mitwindwetterlagen vor. Die erzeugten elektrischen Leistungen der Windenergieanlage Nr. 4 lagen während der Registrierungen im Bereich zwi-

schen 530 kW und Nennleistung. Die Werte der (nicht fremdgeräuschkorrigierten) Mittelungspegel lagen zwischen 34 dB(A) und 40 dB(A).

Die festgestellten Geräuschimmissionen sind nach dem Höreindruck typisch für Immissionsorte, die in der Nachbarschaft von Windenergieanlagen liegen. Es ist das breitbandige, aerodynamische Rauschen der Rotorblätter zu hören, welches nahezu ständig eine leichte Modulation entsprechend der Rotordrehzahl und Rotorblattzahl aufweist. In einigen Aufzeichnungen wird diese Modulation phasenweise für einige Blattdurchgänge etwas stärker und auffällig. Bei derartigen Registrierungen ist in der Spalte „Anmerkung“ in Tabelle 2 die Abkürzung „zDM“ eingetragen. Die Geräuschimmissionen waren nicht einzeltonhaltig. Eine außergewöhnlich starke Auffälligkeit, welche die Vergabe eines Impuls- oder Tonzuschlags oder eine Sonderfall-Beurteilung rechtfertigen würde, war aufgrund des Höreindrucks nicht gegeben.

## 5. Messungen, veranlasst durch den Kreis Euskirchen bzw. das LANUV

### 5.1 Registrierung in der Nacht vom 10. auf den 11.09.2011

In der Nacht vom 10./11.09.2011 wurden durch den Kreis Euskirchen mittels der Dauermessstation die Geräuschimmissionen der Windenergieanlagen zu folgenden Zeiten dokumentiert:

22:12 Uhr bis 22:50 Uhr:    Betrieb aller Anlagen  
22:52 Uhr bis 23:34 Uhr:    Stillstand aller Anlagen  
23:36 Uhr bis 0:13 Uhr:     Betrieb aller Anlagen

Die Auswertung der Registrierungen erfolgte im akustischen Labor des LANUVs. Die von der automatisierten Messstation an diesem Tag dokumentierten Terzpegel zeigten in der 10 kHz-Terz gegen 19:40 Uhr einen sprunghaften Pegelanstieg von Werte um 25 dB(A) auf Werte über 45 dB(A). Damit bestimmte dieser Terzpegel auch den A-bewerteten Gesamtpegel. Dieser Pegelsprung trat nur im Bereich hoher Frequenzen auf. Abbildung 5 zeigt den Zeitverlauf der 1-Minuten-Mittelungspegel der 10 kHz-Terz und der 500 Hz-Terz.

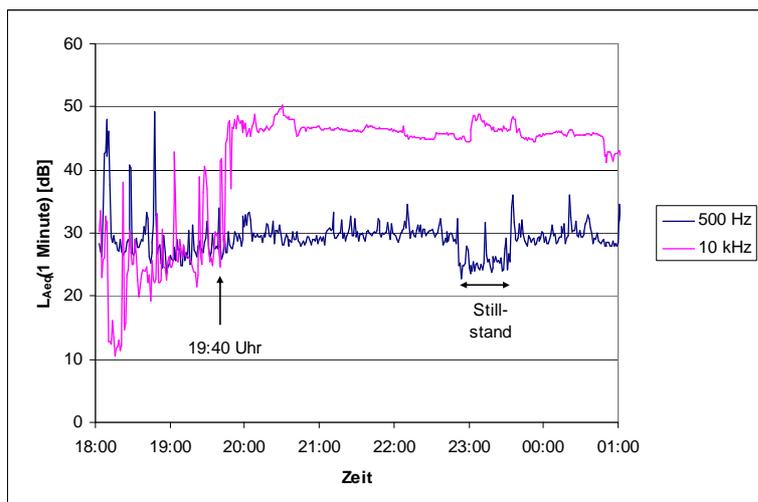


Abb. 5: Zeitverlauf von zwei Terzpegeln am Abend des 10. /11. Septembers 2011 am MP I

In der Stillstandsphase der Windenergieanlagen trat keine Absenkung des Terzpegels in der 10 kHz-Terz auf. Auch nach Abschluss der Registrierung war der erhöhte Terzpegel noch vorhanden. Die Luftabsorption beträgt für die Frequenz von 10 kHz bei einer Temperatur von 15° C und einer relativen Luftfeuchtigkeit von 70% etwa 14 dB pro 100 m Ausbreitungsstrecke. Auch aufgrund dieses Sachverhalts kann ausgeschlossen werden, dass das registrierte

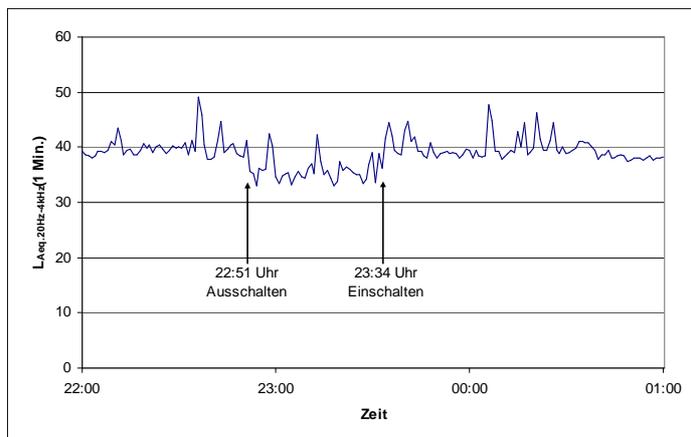
10 kHz-Signal als Luftschall von einer Windenergieanlage abgestrahlt wurde. Es handelt sich bei dem 10 kHz-Signal offensichtlich um eine Störung, die vermutlich elektrisch in das Messsystem eingestreut wurde. Die genaue Ursache der höherfrequenten Störung konnte nicht ermittelt werden.

Anmerkung: Da die Wave-Datei der Geräuschregistrierung eine Abtastfrequenz von 12 kHz aufwies, ist die obere Grenzfrequenz des abhörbaren Signals auf etwa 5 kHz begrenzt. Das Abhören der Wave-Datei gibt daher keinen Hinweis auf die Ursache der 10 kHz-Störung.

Ingesamt zeigte der Zeitverlauf der Pegel in den Terzen mit der Mittenfrequenz von 5 kHz und höher keine Abhängigkeit mehr vom Einschaltzustand der Windenergieanlage. Die Auswertung erfolgte daher im Frequenzbereich von 20 Hz bis 4 kHz.

Anmerkung: Entsprechend Abschnitt A.2.3.1 der TA Lärm wird üblicherweise im Rahmen der detaillierten Prognose der Frequenzbereich der Oktaven von 63 Hz bis 4 kHz betrachtet. Dieses ist ein Hinweis, dass die Vernachlässigung der Frequenzanteile ab 5 kHz keine relevanten Auswirkungen im Hinblick auf die Erfassung der von den Windenergieanlagen verursachten Geräuschimmissionen hat. Dieses wird im 7. Kapitel dieses Berichts auch anhand des im Nahbereich erfassten Spektrums des Anlagengeräusches belegt.

Die im Messsystem im Bereich von 20 Hz bis 4 kHz als 1-Minuten-Mittelungspegel gespeicherten Terzpegel wurden im Rahmen der Auswertung zu einem A-bewerteten Gesamtpegel  $L_{Aeq,20Hz-4kHz}$  zusammengefasst. Abbildung 6 zeigt den Zeitverlauf dieses Schallpegels. Es ist die Pegelabsenkung erkennbar, die durch die Abschaltung der Windenergieanlagen verursacht wurde. Gleichzeitig deuten die Pegelspitzen, die auch während der Stillstandsphase auftreten, auf das zeitweise Auftreten von Fremdgeräuschen hin.



**Abb. 6:** Zeitverlauf der bandbegrenzten, A-bewerteten 1-Minuten-Mittelungspegel (MP I)

Die vom Messgerät während der Registrierung erzeugte wave-Datei wurde daher im akustischen Labor des LANUVs abgehört und die Zeitabschnitte, in denen nach dem Höreindruck Störungen vorlagen, markiert. Zur weiteren Auswertung wurden nur solche 1-Minuten-Mittelungspegel herangezogen, die eine ungestörte Messzeit von wenigstens 40 Sekunden aufwiesen. Abbildung 7 zeigt die so ermittelten Messwerte in Abhängigkeit von der immissionsseitig erfassten Windgeschwindigkeit.

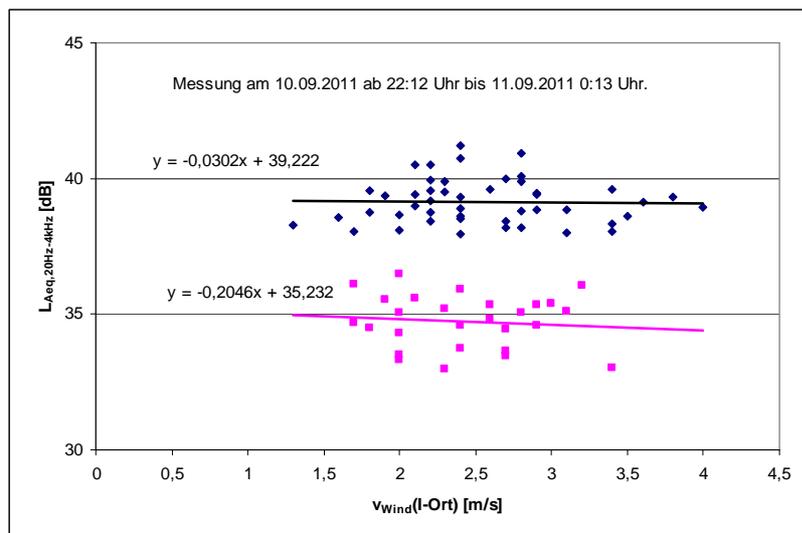


Abb. 7: Schalldruckpegel bei ein- und ausgeschalteten Windenergieanlagen (MP I)

Die beim Betrieb der Windenergieanlage erfassten Schalldruckpegel weisen nach Abbildung 7 keine Abhängigkeit von der immissionsseitigen Windgeschwindigkeit auf. Die Regression der beim Stillstand der Windenergieanlagen erfassten Schalldruckpegel weist eine negative Steigung auf. Dieses deutet darauf hin, dass die beim Stillstand der Windenergieanlagen erfassten Fremdgeräusche ebenfalls nicht windverursacht sind. Der energetische Mittelwert der beim Betrieb der Anlagen erfassten (ungestörten) Messwerte beträgt 39,2 dB(A). Der energetische Mittelwert der beim Stillstand erfassten (ungestörten) Messwerte beträgt 34,8 dB(A). Der dem Betrieb der Windenergieanlagen zuzuordnende Schalldruckpegel wird aus der energetischen Subtraktion der beiden genannten Pegel zu **37,2 dB(A)** berechnet.

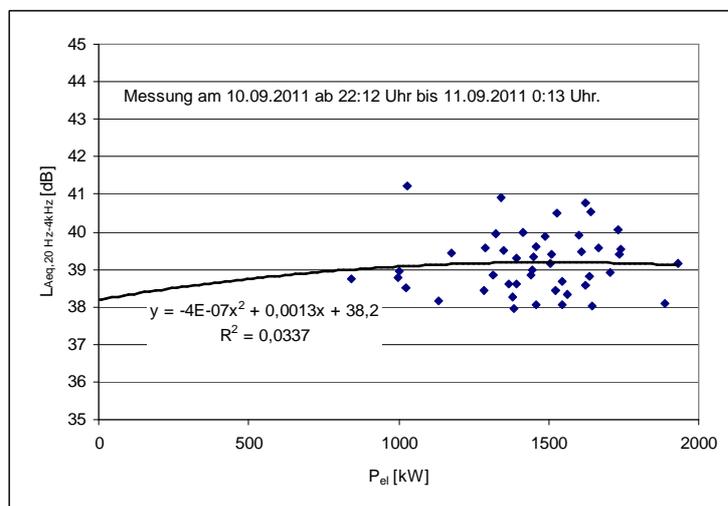


Abb. 8: Schalldruckpegel als Funktion der erzeugten elektrischen Leistung (1-Minuten-Mittelwerte, MP I)

Abbildung 8 zeigt den immissionsseitig erfassten Schalldruckpegel als Funktion der von der Windenergieanlage Nr. 4 erzeugten elektrischen Leistung. Die erzeugte elektrische Leistung lag - bei einem Mittelwert von ca. 1440 kW - im Bereich zwischen 840 kW und 1930 kW. Die Messwerte zeigen keine nennenswerte Abhängigkeit der Schallimmission von der erzeugten elektrischen Leistung.

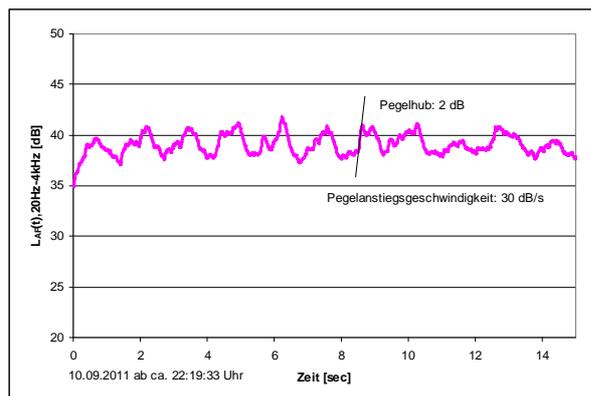


Abb. 9: Zeitverlauf des immissionsseitigen Schalldruckpegels

Abbildung 9 zeigt einen Ausschnitt aus dem Zeitverlauf des mit der Zeitkonstante „Fast“ bewerteten A-bewerteten Gesamtgeräuschpegels über einen Zeitraum, in dem eine etwas stärkere Modulation der Geräuschimmission auftrat. Es ist erkennbar, dass der Schallpegel näherungsweise periodisch (entsprechend dem Produkt aus Rotordrehzahl und Flügelzahl) schwankt. Der Pegelanstieg erfolgt aber relativ langsam, so dass das Geräusch subjektiv als „nicht-impulshaltig“ wahrgenommen wurde. Die Modulation führte nach dem subjektiven Höreindruck auch nicht zu einer besonderen Lästigkeit, die gegebenenfalls im Rahmen einer Sonderfallbetrachtung zu berücksichtigen wäre. Eine Einzeltonhaltigkeit trat nicht auf.

Nach der Wetterfahne des immissionsseitigen Windmesspunktes kam der Wind während der Messung im Mittel aus 215 Grad. Es lag somit während der Messung eine Mitwindwetterlage vor.

## 5.2 Messung in der Nacht vom 02. auf den 03. November 2011

Während der Messungen betrug die Lufttemperatur ca. 10° C, der Luftdruck betrug 947 mbar. Die mittlere Windrichtung betrug immissionsseitig 207 Grad. Es lag somit in Bezug auf die Windenergieanlagen eine Mitwindrichtung vor.

Während dieser Messung lagen folgende Betriebszustände vor:

22:32 Uhr bis 23:58 Uhr:	Alle Anlagen in Betrieb
23:58 Uhr:	Telefonische Bitte um Abschaltung der Anlagen 2 bis 5
Ab 0:05 Uhr:	Anlagen 2 bis 5 stehen
Um 0:45 Uhr:	Lüfter der WEA schalten sich ab
Um 0:50 Uhr:	Telefonische Bitte um Einschalten der Anlagen 2 bis 4
Ab 0:57 Uhr:	Anlagen 1 bis 4 laufen, Anlage 5 steht still
Um 1:45 Uhr:	Telefonische Bitte um Einschalten der Anlage 5
Um 2:17 Uhr:	Erneute telefonische Bitte um Einschalten der Anlage 5
Ab 2:19 Uhr:	Alle Anlagen sind in Betrieb

Abbildung 10 zeigt die Schalldruckpegel, die beim Gesamtbetrieb (22:33 Uhr bis 22:57 Uhr sowie 2:19 Uhr bis 2:46 Uhr) und beim Stillstand aller Anlagen (0:07 Uhr bis 0:53 Uhr) erfasst wurden, in Abhängigkeit von der am Immissionsort erfassten Windgeschwindigkeit. Hierbei wurden Fremdgeräusche ausgeblendet, die aufgrund des Höreindrucks einzelnen erkennbaren Quellen zugeordnet werden konnten. Als derartige Störungen sind beispielhaft zu nennen: Flugzeuge, Hunde, Autos, Gespräche.

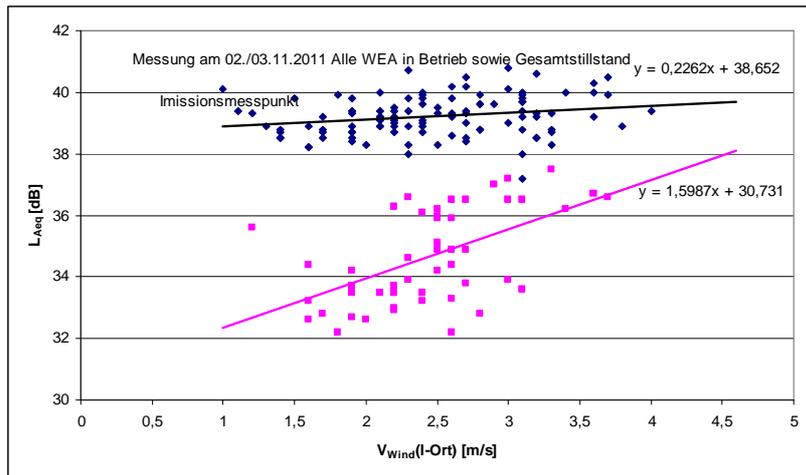


Abb. 10: Schallimmissionen bei ein- und ausgeschalteten Windenergieanlagen (MP I)

Werden die Messwerte durch die in der Abbildung angegebenen linearen Regressionen beschrieben, so werden in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit die in Tabelle 3 dargestellten Schallpegel erhalten.

Tabelle 3: Berechnung der anlagenverursachten Schallimmissionen

v(I-Ort) [m/s]	ein $L_{Aeq}$ [dB]	aus $L_{Aeq}$ [dB]	fremdgeräuschkorrigiert $L_{Aeq,C}$ [dB]
1	38,9	32,3	37,8
1,5	39,0	33,1	37,7
2	39,1	33,9	37,5
2,5	39,2	34,7	37,3
3	39,3	35,5	37,0
3,5	39,4	36,3	36,5
4	39,6	37,1	35,9

Beim Gesamtbetrieb aller Anlagen wurden am Immissionsmesspunkt die in Abbildung 11 dargestellten Messpunkte in Abhängigkeit von der erzeugten elektrischen Leistung der Windenergieanlage Nr. 4 erhalten.

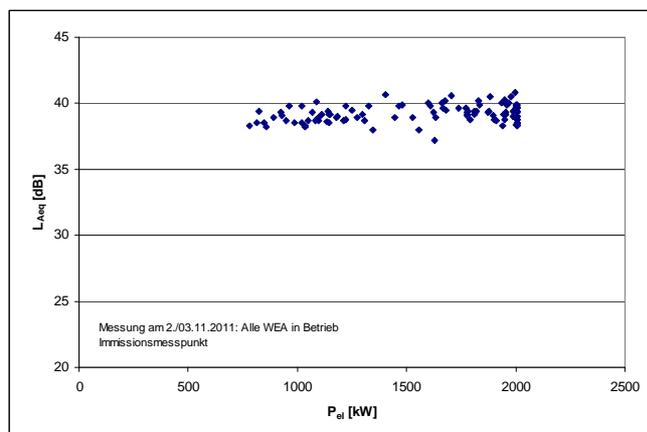
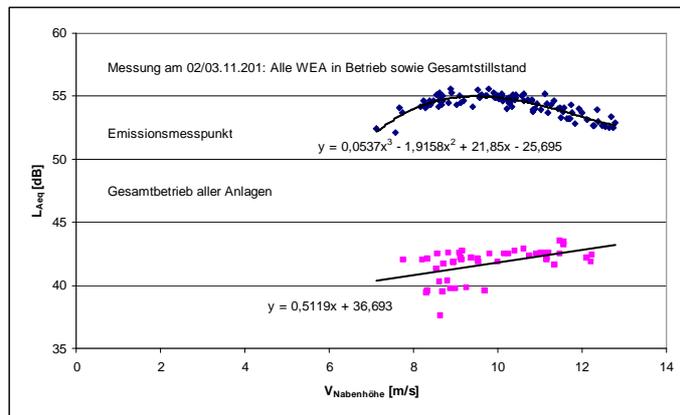


Abb. 11: Gesamtschalldruckpegel (Anlagengeräusche & windverursachte Fremdgeräusche) am Immissionsort in Abhängigkeit von der erzeugten elektrischen Leistung

In Abbildung 11 ist keine wesentliche Abhängigkeit des Gesamtschalldruckpegels von der erzeugten elektrischen Leistung der nächstgelegenen Windenergieanlage zu erkennen.

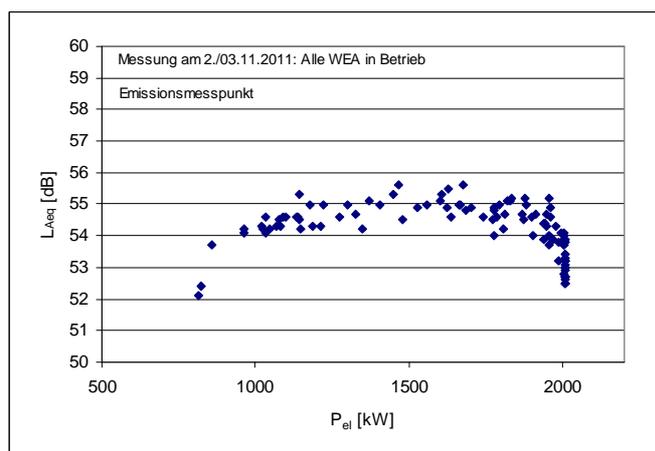
Beim Gesamtbetrieb aller Anlagen bzw. beim Gesamtstillstand aller Anlagen wurden am Emissionsmesspunkt (MP E) die in Abbildung 12 dargestellten Messwerte erhalten.



**Abb. 12:** Schalldruckpegel am Emissionsmesspunkt (MP E) in Abhängigkeit von der in Nabenhöhe erfassten Windgeschwindigkeit

Abbildung 12 zeigt ein für (manche) pitch-gesteuerte Anlagen typische Geräuschverhalten. Die Schallemission steigt zunächst mit zunehmender Windgeschwindigkeit an, um dann nach Erreichen der Nennleistung mit weiter ansteigender Windgeschwindigkeit etwas geringer zu werden. Die am Emissionsmesspunkt beim Stillstand aller Windenergieanlagen erfassten Schalldruckpegel zeigten in Abbildung 12 eine typische lineare Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit.

Abbildung 13 zeigt den Schalldruckpegel des Emissionsmesspunkts in Abhängigkeit von der erzeugten elektrischen Leistung der Windenergieanlage Nr. 4. Dargestellt sind nur Messwerte, die beim Gesamtbetrieb aller Windenergieanlagen erhalten wurden. Mit zunehmender Leistung steigt die Schallemission zunächst an, bleibt dann über einen weiten Bereich etwa konstant, um dann im Bereich der Nennleistung (aufgrund der Rotorblattverstellung) etwas abzunehmen.



**Abb. 13:** Emissionsseitiger Schalldruckpegel in Abhängigkeit von der erzeugten elektrischen Leistung der WEA Nr. 4 (MP E)

Im Rahmen der folgenden Auswertung werden zur Bestimmung der von den Windenergieanlagen immissionsseitig verursachten Schalldruckpegel sowohl die emissionsseitig als auch die immissionsseitig erfassten Messwerte herangezogen. Da bei dieser Auswertung mehr Informationen berücksichtigt werden als bei derjenigen, die zu den in Tabelle 3 dargestellten Ergebnissen führte, gehe ich davon aus, dass die Ergebnisse der folgenden Auswertung die Geräuschimmission besonders zutreffend beschreiben:

Am Immissionsort treten gleichzeitig windverursachte Geräusche und anlagenverursachte Geräusche auf. Der Schallpegelmessgerät zeigt die energetische Summe der beiden Einwirkungen auf.

Der Pegel der windverursachten Geräusche kann näherungsweise durch die in Abbildung 10 angegebene Regression beschrieben werden:

$$L_{Aeq}(MP\ I, Wind) = 1,5987 \cdot v(I\text{-Ort}) + 30,7 \quad [dB(A)] \quad (\text{Gleichung 2})$$

$L_{Aeq}(MP\ I, Wind)$ : A-bewerteter Mittelungspegel der windverursachten Fremdgeräusche  
 $v(I\text{-Ort})$ : immissionsseitig erfasste Windgeschwindigkeit [m/s]

Der immissionsseitige Pegel der Windenergieanlagengeräusche hängt - konstante Ausbreitungsverhältnisse vorausgesetzt - folgendermaßen von dem emissionsseitig erfassten Schalldruckpegel ab:

$$L_{Aeq}(MP\ I, WEA) = L_{Aeq}(MP\ E) - D \quad (\text{Gleichung 3})$$

$L_{Aeq}(MP\ I, WEA)$ : Immissionspegel, verursacht durch die Windenergieanlagen

$L_{Aeq}(MP\ E)$ : Pegel, erfasst am Emissionsmesspunkt (MP E)

D: Konstante, welche die Schallausbreitungsbedingungen für die Windenergieanlagengeräusche beschreibt (Ausbreitungskonstante)

Anmerkung: Die Konstante D wird im wesentlichen durch die geometrischen Lage des Emissionsmesspunktes MP E und des Immissionsmesspunktes MP I zu den Windenergieanlagen Nr. 4 und Nr. 5 bestimmt, sowie durch die während der Messung herrschenden meteorologischen Verhältnisse. Die Konstante D wird im Rahmen dieser Auswertung auf Basis der beim Gesamtbetrieb der Windenergieanlagen am Emissionsmesspunkt (MP E) und am Immissionsort (MP I) erfassten Schalldruckpegel so berechnet, dass die mittlere quadratische Abweichung zwischen dem gemessenen Pegel der Gesamteinwirkung und dem berechneten Pegel der Gesamteinwirkung minimal wird.

Der immissionsseitige Schallpegel wird durch die energetische Addition des Pegels des nach Gleichung 2 berechneten Windgeräusches  $L_{Aeq}(MP\ I, Wind)$  und des Pegels des nach Gleichung 3 bestimmten Anlagengeräusches  $L_{Aeq}(MP\ I, WEA)$  berechnet:

$$L_{Aeq}(I\text{-Ort, berechnet}) = 10 \log \left( 10^{0,1 \cdot L_{Aeq}(MP\ I, Wind)} + 10^{0,1 \cdot L_{Aeq}(MP\ I, WEA)} \right) \quad (\text{Gleichung 4})$$

Diese berechneten Immissionspegel werden im Rahmen der Auswertung mit den immissionsseitig gemessenen Schallpegeln verglichen. Es werden hierzu die Differenzen der nach Gleichung 4 berechneten Immissionspegel und der immissionsseitig gemessenen Schalldruckpegel bestimmt:

$$\Delta L_k = L_{Aeq,k}(I\text{-Ort, berechnet}) - L_{Aeq,k}(I\text{-Ort, gemessen}) \quad (\text{Gleichung 5})$$

Die durch Gleichung 3 definierte Konstante D wird sodann durch „Probieren“ so bestimmt, dass die mittlere quadratische Abweichung der nach Gleichung 5 bestimmten Kenngrößen über - alle Gesamtbetriebs-Messwerte betrachtet - minimal wird.

Anmerkung: Das oben beschriebene „Probieren“ wird rechenstechnisch durch den „Solver“ in dem zur Auswertung eingesetzten Excel-Programm durchgeführt.

Der beschriebene Rechengang kann im Detail anhand der Tabelle C1 im Anhang C nachvollzogen werden. Die mittlere quadratische Abweichung der Mess- und Rechenwerte des Gesamtbetriebs nimmt ihr Minimum für den Wert von  $D = 17,0\text{ dB}$  an. Die mittlere Abweichung „Messwert - Rechenwert“ beträgt in diesem Fall  $0,0\text{ dB}$ , die mittlere quadratische Abweichung  $0,6\text{ dB}$ .

Anmerkung: Im Jahr 2010 wurde die Konstante D zu  $17,5\text{ dB}$  bzw.  $16,4\text{ dB}$  bestimmt. Die Ausbreitungsverhältnisse während der Messung am 02./03.11.2011 unterschieden sich damit nicht wesentlich von denjenigen, die der Messung von 2010 zugrunde lagen.

Auf Basis der in Abbildung 12 dargestellten Ausgleichsfunktion der emissionsseitigen Messwerte, die beim Betrieb aller Anlagen erfasst wurden, und des im Rahmen dieser Messungen bestimmten Wertes der Ausbreitungskonstante  $D = 17,0$  dB werden die anlagenverursachten Geräuschimmissionen entsprechend der bereits vorgestellten Gleichung 3 bestimmt:

Tabelle 5: Bestimmung der anlagenverursachten Geräuschimmission

$v_{\text{Nabenhöhe}}$ [m/s]	$L_{\text{Aeq}}(\text{MP E})$ [dB]	$L_{\text{Aeq,C}}(\text{MP I})$ [dB]
7,0	51,8	34,8
8,0	54,0	37,0
9,0	54,9	37,9
10,0	54,9	37,9
11,0	54,3	37,3
12,0	53,4	36,4
13,0	52,6	35,6

$L_{\text{Aeq}}$ : A-bewerteter Mittelungspegel am Ersatzmesspunkt (MP E)

D: Ausbreitungskonstante nach Gleichung 3 (hier:  $D = 17,0$  dB)

$L_{\text{A,c}}$ : fremdgeräuschkorrigierter A-bewerteter Mittelungspegel, welcher am Immissionsort dem Betrieb der Windenergieanlagen zugerechnet werden kann

Entsprechend der Tabelle 5 nimmt der von den Windenergieanlagen verursachte Schalldruckpegel am Immissionsort (MP I) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit Werte von bis zu **37,9 dB(A)** an.

Abbildung 14 zeigt einen Ausschnitt aus dem Zeitverlauf des mit der Zeitkonstante „Fast“ gebildeten, A-bewerteten Pegels des Gesamtgeräusches am Immissionsort. Während der Messung wies das Geräusch nahezu ständig eine deutlich wahrnehmbare Modulation des aerodynamischen Rauschens der Rotoren entsprechend der Rotordrehzahl und der Anzahl der Rotorblätter auf. Hierbei wies die Stärke der Modulation ebenfalls zeitliche Schwankungen auf. Es gab hierbei Zeitabschnitte, in denen die Modulation über Zeitabschnitte von wenigen Sekunden als ungewöhnlich stark wahrgenommen wurde. Abbildung 14 zeigt den Pegelschrieb einer derartigen Betriebsphase.

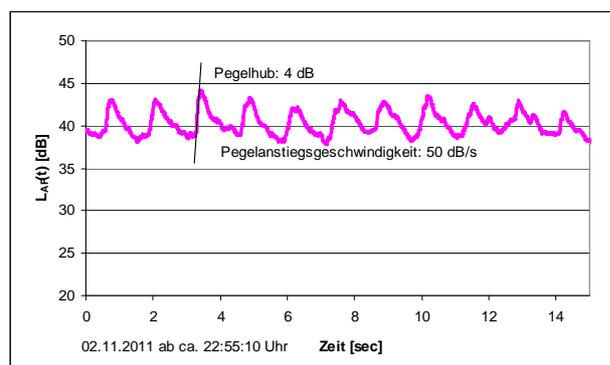
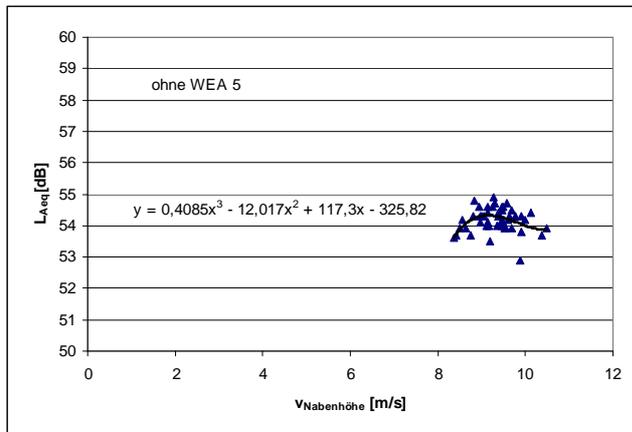


Abb. 14: Zeitverlauf des immissionsseitigen Schalldruckpegels

Der Schallpegel schwankt näherungsweise periodisch. Es treten bei dieser Messung ebenfalls nur relativ geringe Pegelhübe auf, die Pegelanstiegsgeschwindigkeit ist aber relativ hoch. Diese Art der Modulation führte nach dem subjektiven Höreindruck zu einer erhöhten Lästigkeit des Geräusches. Eine Einzeltonhaltigkeit trat nicht auf.

Aus den Messergebnissen, die beim Stillstand der Windenergieanlage Nr. 5 erfasst wurden, kann nach Gleichung 1 der Schalleistungspegel der Windenergieanlage 4 bestimmt werden.

Abbildung 15 zeigt die Schalldruckpegel des Emissionsmesspunktes (MP E), die beim Stillstand der WEA Nr. 5 erfasst wurden in Abhängigkeit von der vom Gondelanemometer der WEA Nr. 4 erfassten Windgeschwindigkeit.



**Abb. 15:** Schalldruckpegel am Emissionsmesspunkt (MP E), erfasst beim Stillstand der benachbarten Windenergieanlage Nr. 5

Aus der in Abbildung 15 eingezeichneten Regression wird das Maximum des Schalldruckpegels für die Windgeschwindigkeit von 9 m/s mit 54,3 dB(A) berechnet. Bei dieser Windgeschwindigkeit beträgt der Pegel der windverursachten Fremdgeräusche nach der in Abbildung 12 angegebenen Regression 41,3 dB(A). Der entsprechend diesem Wert fremdgeräuschkorrigierte Schalldruckpegel beträgt 54,1 dB(A). Entsprechend Gleichung 1 wird der maximale Schalleistungspegel der Anlage 4 zu 104,2 dB(A) bestimmt.

Anmerkung: Die Windenergieanlagen 1 bis 3 wirken am Emissionsmesspunkt nach dem Prognosemodell der DIN ISO 9613-2 unter Mitwindbedingungen maximal mit einem Schalldruckpegel von 33,5 dB(A) ein. Wird im Rahmen der Bestimmung des Schalleistungspegels der Windenergieanlage Nr. 4 der Pegel des Fremdgeräusches als energetische Addition der windverursachten Fremdgeräusche mit einem Wert von 41,3 dB(A) und des Pegels von 33,5 dB(A), mit dem die Windenergieanlagen Nr. 1 bis 3 auf den Emissionsmesspunkt einwirkten, zu 42,0 dB(A) angesetzt, so folgt für den maximalen Schalleistungspegel der Anlage Nr. 4 ein Wert von 104,0 dB(A). Dieser Wert des Schalleistungspegels ist etwa 2 dB größer als derjenige Wert, der bei der Messung 2010 für die Anlage 4 bestimmt wurde.

## 6. Hinweise zur Beurteilung der Geräuschimmission für den Immissionsort „Auf der Kegelbahn 8“

Entsprechend Abschnitt 7.2 der DIN 45645-1, auf welche die TA Lärm bezüglich der Festlegung der Anzahl der erforderlichen Messungen im Abschnitt A.3.3.7 verweist, soll der maßgebliche Wert des Beurteilungspegels in denjenigen Fällen, in denen kein Vorwissen über den zu erwartenden Schwankungsbereich vorliegt, als energetischer Mittelwert aus den bei drei unabhängigen Messungen bestimmten Beurteilungspegeln berechnet werden.

Wie auf Seite 19 des Messberichts vom 21.12.2010 angegeben ist, wurde der Beurteilungspegel auf Basis der Messung vom 5./6.10.2010 zu **34,9 dB(A)** bestimmt.

Die Auswertung der Registrierung vom 10./11.09.2011 führte zu einem immissionsseitigem Mittelungspegel von 37,2 dB(A), der dem Betrieb der Windenergieanlagen zugeordnet werden konnte. Da die Geräusche weder ton- noch impulshaltig waren und nach dem Höreindruck auch sonst keine Auffälligkeit bestand, die eine Sonderfallbeurteilung notwendig machen würde, wird der Beurteilungspegel für diese Messung unter Ansatz der meteorologischen Korrektur von  $C_{met} = 0,2$  dB zu **37,0 dB(A)** bestimmt.

Die Messung vom 02./03.11.2011 führte zu einem maximalen immissionsseitigen Mittelungspegel von 37,9 dB(A), der dem Betrieb der Windenergieanlagen zugerechnet werden kann. Die Geräuschimmissionen waren weder ton- noch im klassischen Sinne impulshaltig, dafür war der Pegelhub zu gering. Die Modulation war phasenweise aber so stark, dass von einer erhöhten Lästigkeit der Geräusche auszugehen ist.

Die TA Lärm kennt kein messtechnisches Kriterium dafür, wann ein Geräusch als impulshaltig zu bezeichnen ist. Ein solches Kriterium enthält aber die dänische Richtlinie „Nordtest Method NT Acou 112 - Prominence of impulsive sounds and for adjustment of  $L_{Aeq}$ “ vom Mai 2002. Damit ein Geräusch nach dieser Vorschrift als impulshaltig bezeichnet wird, muss die Pegelanstiegsgeschwindigkeit  $v_L$  größer als 10 dB/s sein. Außerdem wird bei der Beurteilung der Impulshaltigkeit die Höhe des Pegelanstiegs  $dL$  berücksichtigt. Aus der Pegelanstiegsgeschwindigkeit und der Höhe des Pegelanstiegs wird die Kenngröße  $P$  (Predicted Prominence) folgendermaßen berechnet:

$$P = 3 \lg(v_L) + 2 \lg(dL)$$

Aus der Kenngröße  $P$  kann ein Impulszuschlag  $K_I$  folgendermaßen berechnet werden:

$$K_I = 1,8 (P - 5) \text{ dB, für } P > 5$$

$$K_I = 0 \text{ dB für } P \leq 5$$

Die Kenngröße  $P$  kann Werte zwischen 0 und 15 annehmen. Der Impulszuschlag  $K_I$  nimmt Werte größer 0 dB an, wenn  $P$  größer als 5 ist. Wie in dem Regelwerk angegeben ist, kann der nach der nordischen Richtlinie bestimmte Impulszuschlag in der Praxis Werte zwischen 0 dB und 18 dB annehmen.

Anmerkung: Der Impulszuschlag nach der Definition der TA Lärm kann (für ideale Impulse) maximal den Wert von 15 dB annehmen. Die Impulszuschläge nach der TA Lärm und dem nordischen Regelwerk unterscheiden sich also.

Das oben dargestellte „Nordtest“-Kriterium wurde auf das in Abbildung 14 dargestellte Signal angewandt, welches nach dem Höreindruck aufgrund der Ausprägung der Modulation sehr auffällig war. Die Auswertung erfolgte auf Basis der Wave-Aufzeichnungen dieser Registrierung. Für dieses Schallereignis, welches am 02.11.2011 gegen 22:55 Uhr erfasst wurde, beträgt  $P = 6,3$ . Der Impulszuschlag nach der nordischen Richtlinie wird damit zu  $K_I = 2,3$  dB bestimmt. Nach der nordischen Auswertevorschrift weist der ausgewertete Zeitabschnitt also eine Impulshaltigkeit auf. Entsprechende Auswertungen anderer Zeitabschnitte führten ebenfalls zu Feststellung einer Impulshaltigkeit (z.B. 03.11.11 gegen 2:32 Uhr:  $K_I = 2,1$  dB).

Anmerkung: Eine Auswertung des in Abbildung 9 dargestellten Zeitverlaufs des Geräusches, welches bei der Messung am 09./11.09.11 registriert wurde, nach der nordischen Richtlinie ergibt einen Impulszuschlag von 0,1 dB. Die Geräuschimmission wies während dieser Messung also weder nach dem Höreindruck noch nach der nordischen Richtlinie eine relevante Impulshaltigkeit aus.

Nach Abschnitt A.3.3.6 der TA Lärm wird der Impulszuschlag eines Geräusches, welches Impulse enthält, entsprechend der Pegeldifferenz aus dem  $L_{AFTeq}$  und dem  $L_{Aeq}$  gebildet. Für das gesamte, ungestörte Messsignal, welches beim Betrieb aller Windenergieanlagen immissionsseitig in der Zeit von 22:32 Uhr bis 23:58 Uhr sowie von 02:19 Uhr bis 02:47 Uhr erfasst wurde, beträgt der Impulszuschlag nach der TA Lärm  $K_I = 1,7$  dB. Entsprechend Abschnitt A.1.2 der TA Lärm ist diejenige Betriebsweise beurteilungsrelevant, die zu den höchsten Beurteilungspegeln führt. Nach Tabelle 5 ist dieses der Betrieb bei Windgeschwindigkeiten (in Nabenhöhe) von 9 m/s bis 10 m/s. Der zugehörige, immissionsseitige Mittelungspegel, der durch den Betrieb der Windenergieanlagen verursacht wird, wurde zu 37,9 dB(A) bestimmt. Unter Berücksichtigung eines Impulszuschlags von 1,7 dB und einer meteorologischen Korrektur von  $C_{met} = 0,2$  dB wird der Beurteilungspegel zu **39,4 dB(A)** berechnet.

Anmerkung: Würden der Bewertung unabhängig von der Windgeschwindigkeit alle (ungestörten) Messwerte des Gesamtbetriebs und des Gesamtstillstands der Messung vom 02./03.11.11 zugrunde gelegt, so würde der dem Betrieb der Windenergieanlagen zuzurechnende Mittelungspegel, und damit auch der Beurteilungspegel, um 0,7 dB niedriger bestimmt.

Der maßgebliche Wert des Beurteilungspegels ist nach Abschnitt A.3.3.7 der TA Lärm als energetischer Mittelwert der bei drei unabhängigen Messungen bestimmten Beurteilungspegel zu berechnen. Der energetische Mittelwert von 34,9 dB(A), 37,0 dB(A) und 39,4 dB(A) beträgt 37,48 dB. Da Beurteilungspegel auf ganzzahlige Werte zu runden sind, beträgt der maßgebliche Wert des Beurteilungspegels 37 dB(A).

Anmerkung: Da kein Vorwissen zum Schwankungsbereich der möglichen Beurteilungspegel vorlag, wurden der maßgebliche Wert des Beurteilungspegels auf Basis von drei unabhängigen Messungen bestimmt. Die Differenz zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Wert der ermittelten Beurteilungspegel beträgt 4,5 dB. Der festgestellte Schwankungsbereich ist damit kleiner als 6 dB. Auch wenn dieses Ergebnis der Messungen als Vorwissen über den Schwankungsbereich in die Messplanung hätte einfließen können, wäre entsprechend Abschnitt 7.2 der DIN 45645-1 der maßgebliche Wert des Beurteilungspegels auf Basis von drei unabhängigen Messungen zu bestimmen gewesen.

## 7. Qualität der Messergebnisse

Es wurden im Rahmen der Messung Schallpegelmesser der Genauigkeitsklasse 1 eingesetzt. Damit sind nach DIN 45645-1 „Ermittlung von Beurteilungspegeln aus Messungen - Teil 1: Geräuschimmissionen in der Nachbarschaft“ (Juli 1996) die vom Meßsystem herrührenden Unsicherheiten kleiner als  $\pm 1$  dB.

Die Auswertung der Messung vom 11./12. September 2011 erfolgte auf Basis der Terzbandpegel des Frequenzbereichs von 20 Hz bis 4 kHz.

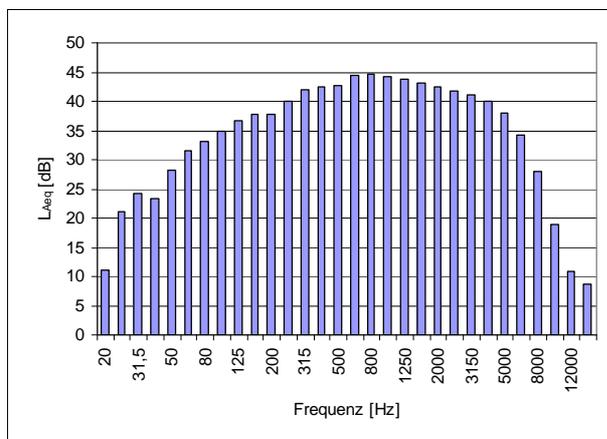


Abb. 16: A-bewertetes Terzspektrum, ermittelt am Emissionsmesspunkt

Abbildung 16 zeigt das A-bewertete Mittelungsspektrum des Schalldruckpegels des Emissionsmesspunktes (MP E) in der Zeit von 22:35 Uhr bis 23:00 Uhr. Der zugehörige A-bewertete Mittelungspegel beträgt 54,5 dB(A). Die energetische Addition der Terzpegel im Frequenzbereich von 20 Hz bis 4 kHz ergibt einen Wert von 54,3 dB(A). Die Bandbegrenzung der Auswertung der Registrierung vom 11./12. September, die auf Basis der (immissionsseitigen) Terzpegel im Frequenzbereich von 20 Hz bis 4 kHz erfolgte, kann damit die Gesamtmission um maximal 0,2 dB unterschätzen.

Anhang A: Liste der eingesetzten Messgeräte**Immissionsmesspunkt: Dauermessstation, interne Bezeichnung: X-BASS**

Schallpegelmesser	Norsonic Typ 121	SN.: 22946	geeicht bis Ende 2012
Vorverstärker	Norsonic Typ 512	SN.: 27927	
Mikrofon	Norsonic Typ 1210C	SN.: 23735	
Sekundärer Windschirm	Eigenbau des LANUV		
Wetterstation			

**In der Windenergieanlage eingesetzter Datenlogger**

Datenlogger	imc, Cronsos PL (Sonderanfertigung für das LANUV)
-------------	---

**Zusatzmesspunkt während der Messung am 02./03.11 2011****Emissionsmesspunkt 1 , Grenzflächenmikrofon**

Schallpegelmesser	Norsonic SA 110/1	SN.:13899	geeicht bis Ende 2013
Vorverstärker	B&K 2639	SN.: 1662769	
Mikrofon (auf schallharter Platte)	B&K 4165	SN.: 1065300	
Kalibrator	B&K 4230	SN.: 282429	
DAT-Recorder	Sony TCD-D 10/1	SN.: 17261	
Kopfhörer	Sennheiser HDC 451 Noise Guard		

**Wettermesspunkt (Masthöhe: 10 m)**

Wettermessstation	Dirkes (Sonderanfertigung für das LANUV), Geräte-Nr. 2
Anemometer und Windfahne	Lambrecht, Typ 1453 S2 SN.: 542578
Temperaturmessung	Greisinger elektronik, Typ GMH 3710
Luftdruckmessung	Greisinger elektronik, Typ GDH 12 AN

**Im Rahmen der Auswertung im LANUV wurden eingesetzt:**

Schallpegelmesser	Norsonic	SN.: 22929	geeicht bis Ende 2012
DAT-Recorder	Sony A 8	SN.: 4501475	
Kopfhörer	Sennheiser HDC 451 Noise Guard		
Auswerte-Software:	Norsonic NOR-X-fer, Version 4.5.0; Norsonic NOR-Review, Version 4.0		
	Famos 5.0		

Anhang B: Leistungskurve in der Betriebsweise „Mode 0“ (für  $\rho(\text{Luft}) = 1,225 \text{ kg/m}^3$ )

Bin No.	$v_{\text{wind}}$ (Nabenhöhe) [m/s]	Power [kW]
1	1,11	-6,8
2	1,51	-6,5
3	2,04	-3,9
4	2,53	-3,6
5	3,03	0,5
6	3,52	46,2
7	3,97	90,1
8	4,51	145,3
9	5,02	211,7
10	5,50	280,6
11	6,01	386,6
12	6,49	493,2
13	7,00	602,0
14	7,50	735,7
15	8,01	893,6
16	8,52	1100,6
17	9,01	1265,6
18	9,50	1452,8
19	10,01	1605,3
20	10,48	1751,2
21	10,97	1946,2
22	11,52	1946,2
23	12,01	1991,3
24	12,51	2001,3
25	13,01	2006,1
26	1350	2007,5
27	13,98	2007,3
28	14,52	2007,4
29	14,99	2007,0
30	15,49	2006,8
31	15,92	2006,7
32	16,43	2006,5

Quelle: Anhang 6, Tabelle 6.1 des schalltechnischen Gutachtens zu einer Windenergieanlage des Typs Vestas V90-2.0 MW VCS, Mode 0 bei Porep (Gemeinde Putlitz), Brandenburg, Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH, Bericht WT 4283/05 vom 23.06.2005

Die Gültigkeit dieser Leistungskurve für die Anlage Nr. 4 in Kall wurde von der Firma Vestas am 29.07.2010 gegenüber dem LANUV NRW bestätigt.

Anhang C: Tabelle C1 zur kombinierten Auswertung der Emissions- und der Immissionsmessung

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Messbeginn	Messwert L(MP E) [dB(A)]	Dämpfung D [dB]	Rechenwert L(MP I) [dB(A)]	Messwert v(l-Ort) [m/s]	Rechenwert L(Wind, MP I) [dB(A)]	Rechenwert L(Gesamt, MP I) [dB(A)]	Messwert L(MP I) [dB(A)]	Differenz [dB]	Differenz*2 [dB]
2.11.11 22:35	55,0	17,0	38,0	1,6	33,3	39,2	38,9	0,3	0,1
2.11.11 22:36	54,6	17,0	37,6	2,1	34,1	39,2	38,9	0,3	0,1
2.11.11 22:37	55,0	17,0	38,0	2,1	34,1	39,5	39,2	0,3	0,1
2.11.11 22:38	54,3	17,0	37,3	1,9	33,8	38,9	38,7	0,2	0,0
2.11.11 22:39	54,1	17,0	37,1	1,8	33,6	38,7	Störung		
2.11.11 22:40	53,7	17,0	36,7	1,6	33,3	38,3	38,2	0,1	0,0
2.11.11 22:41	54,6	17,0	37,6	1	32,3	38,7	40,1	-1,4	1,9
2.11.11 22:42	54,2	17,0	37,2	1,7	33,4	38,7	39,2	-0,5	0,2
2.11.11 22:43	52,4	17,0	35,4	1,1	32,5	37,2	39,4	-2,2	4,9
2.11.11 22:44	54,5	17,0	37,5	1,6	33,3	38,9	Störung		
2.11.11 22:45	54,3	17,0	37,3	3,1	35,7	39,6	39,8	-0,2	0,1
2.11.11 22:46	54,2	17,0	37,2	2,4	34,6	39,1	39,8	-0,7	0,5
2.11.11 22:47	55,3	17,0	38,3	3,2	35,8	40,2	39,2	1,0	1,1
2.11.11 22:48	55,0	17,0	38,0	2,3	34,4	39,6	40,7	-1,1	1,3
2.11.11 22:49	54,3	17,0	37,3	2,4	34,6	39,1	38,7	0,4	0,2
2.11.11 22:50	54,6	17,0	37,6	2,3	34,4	39,3	38,9	0,4	0,1
2.11.11 22:51	54,6	17,0	37,6	2	33,9	39,1	38,3	0,8	0,7
2.11.11 22:52	54,6	17,0	37,6	1,9	33,8	39,1	39,4	-0,3	0,1
2.11.11 22:53	54,6	17,0	37,6	2,6	34,9	39,4	38,6	0,8	0,7
2.11.11 22:54	54,9	17,0	37,9	1,9	33,8	39,3	38,9	0,4	0,2
2.11.11 22:55	55,0	17,0	38,0	1,5	33,1	39,2	39,8	-0,6	0,4
2.11.11 22:56	54,3	17,0	37,3	2,7	35,0	39,3	39	0,3	0,1
2.11.11 22:57	54,2	17,0	37,2	2,1	34,1	38,9	Störung		
2.11.11 22:58	54,3	17,0	37,3	1,2	32,6	38,6	39,3	-0,7	0,5
2.11.11 22:59	54,2	17,0	37,2	1,7	33,4	38,7	38,7	0,0	0,0
2.11.11 23:00	54,1	17,0	37,1	1,6	33,3	38,6	38,2	0,4	0,2
2.11.11 23:01	52,1	17,0	35,1	1,7	33,4	37,3	38,5	-1,2	1,3
2.11.11 23:02	Bandwechsel	17,0		2,3			38,3		
2.11.11 23:03	Bandwechsel	17,0		1,9			38,5		
2.11.11 23:04	Bandwechsel	17,0		1,4			38,5		
2.11.11 23:05	Bandwechsel	17,0		1,3			38,9		
2.11.11 23:06	Bandwechsel	17,0		2,7			39,3		
2.11.11 23:07	Bandwechsel	17,0		2,4			38,9		
2.11.11 23:08	Bandwechsel	17,0		1,4			38,8		
2.11.11 23:09	Bandwechsel	17,0		2,1			39,2		
2.11.11 23:10	Bandwechsel	17,0		1,5			Störung		
2.11.11 23:11	Bandwechsel	17,0		1,4			38,7		
2.11.11 23:12	Bandwechsel	17,0		1,9			38,7		
2.11.11 23:13	Bandwechsel	17,0		2,7			38,5		
2.11.11 23:14	Bandwechsel	17,0		2,8			38,8		
2.11.11 23:15	Bandwechsel	17,0		2,2			39,5		
2.11.11 23:16	54,7	17,0	37,7	1,9	33,8	39,2	39,8	-0,6	0,4
2.11.11 23:17	54,5	17,0	37,5	1,4	33,0	38,8	38,5	0,3	0,1
2.11.11 23:18	55,3	17,0	38,3	2,1	34,1	39,7	38,9	0,8	0,6
2.11.11 23:19	55,1	17,0	38,1	2,1	34,1	39,5	Störung		
2.11.11 23:20	55,0	17,0	38,0	3,1	35,7	40,0	40	0,0	0,0
2.11.11 23:21	54,9	17,0	37,9	3,2	35,8	40,0	40,6	-0,6	0,4
2.11.11 23:22	54,4	17,0	37,4	3,6	36,5	40,0	40	0,0	0,0
2.11.11 23:23	54,2	17,0	37,2	2,3	34,4	39,0	38	1,0	1,0
2.11.11 23:24	54,5	17,0	37,5	1,8	33,6	39,0	39,9	-0,9	0,9
2.11.11 23:25	55,0	17,0	38,0	2,7	35,0	39,8	40,5	-0,7	0,5
2.11.11 23:26	54,7	17,0	37,7	2,9	35,4	39,7	Störung		
2.11.11 23:27	55,5	17,0	38,5	3,1	35,7	40,3	37,2	3,1	9,7
2.11.11 23:28	55,1	17,0	38,1	2,4	34,6	39,7	40	-0,3	0,1
2.11.11 23:29	54,8	17,0	37,8	2,5	34,7	39,5	39,5	0,0	0,0
2.11.11 23:30	54,6	17,0	37,6	2,9	35,4	39,6	39,6	0,0	0,0
2.11.11 23:31	55,6	17,0	38,6	2,6	34,9	40,1	39,8	0,3	0,1
2.11.11 23:32	54,5	17,0	37,5	2,8	35,2	39,5	39,6	-0,1	0,0
2.11.11 23:33	55,3	17,0	38,3	2,3	34,4	39,8	39,8	0,0	0,0
2.11.11 23:34	55,1	17,0	38,1	2,6	34,9	39,8	40,2	-0,4	0,2
2.11.11 23:35	55,2	17,0	38,2	3,1	35,7	40,1	39,9	0,2	0,0
2.11.11 23:36	55,6	17,0	38,6	2,7	35,0	40,2	40,2	0,0	0,0
2.11.11 23:37	54,8	17,0	37,8	3,2	35,8	39,9	39,3	0,6	0,4
2.11.11 23:38	55,2	17,0	38,2	3,1	35,7	40,1	39,4	0,7	0,5
2.11.11 23:39	54,5	17,0	37,5	2,5	34,7	39,3	39,3	0,0	0,0
2.11.11 23:40	55,2	17,0	38,2	3	35,5	40,1	40,1	0,0	0,0
2.11.11 23:41	54,9	17,0	37,9	2,8	35,2	39,8	39,9	-0,1	0,0
2.11.11 23:42	54,7	17,0	37,7	3,6	36,5	40,1	40,3	-0,2	0,0
2.11.11 23:43	54,0	17,0	37,0	3,1	35,7	39,4	39,7	-0,3	0,1
2.11.11 23:44	53,9	17,0	36,9	3,3	36,0	39,5	38,8	0,7	0,5
2.11.11 23:45	53,8	17,0	36,8	2,2	34,2	38,7	39	-0,3	0,1
2.11.11 23:46	53,3	17,0	36,3	2,4	34,6	38,5	39	-0,5	0,2
2.11.11 23:47	53,2	17,0	36,2	3,3	36,0	39,1	38,3	0,8	0,6
2.11.11 23:48	53,7	17,0	36,7	3	35,5	39,2	39	0,2	0,0
2.11.11 23:49	53,7	17,0	36,7	1,9	33,8	38,5	38,4	0,1	0,0
2.11.11 23:50	53,8	17,0	36,8	2,6	34,9	38,9	39,3	-0,4	0,1

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
	Messwert L(MP E)	Dämpfung D	Rechenwert L(MP I)	Messwert v(l-Ort)	Rechenwert L(Wind, MP I)	Rechenwert L(Gesamt, MP I)	Messwert L(MP I)	Differenz	Differenz <sup>2</sup>
	[dB(A)]	[dB]	[dB(A)]	[m/s]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB]	[dB]
Messbeginn	53,0	17,0	36,0	2,4	34,6	38,3	Störung		
2.11.11 23:51	53,1	17,0	36,1	3,7	36,6	39,4	39,9	-0,5	0,3
2.11.11 23:52	52,5	17,0	35,5	3,1	35,7	38,6	38,8	-0,2	0,0
2.11.11 23:53	52,7	17,0	35,7	3,2	35,8	38,8	38,5	0,3	0,1
2.11.11 23:54	52,6	17,0	35,6	2,1	34,1	37,9	39,4	-1,5	2,2
2.11.11 23:55	52,5	17,0	35,5	3,1	35,7	38,6	39,7	-1,1	1,2
2.11.11 23:56	52,7	17,0	35,7	3,2	35,8	38,8	38,5	0,3	0,1
2.11.11 23:57									
									Beginn der Stillstandsphase
									Alle WEA wieder in Betrieb
3.11.11 2:19	54,0	17,0	37,0	3,6	36,5	39,7	39,2	0,5	0,3
3.11.11 2:20	54,1	17,0	37,1	2,4	34,6	39,0	39,9	-0,9	0,8
3.11.11 2:21	53,2	17,0	36,2	4	37,1	39,7	39,4	0,3	0,1
3.11.11 2:22	54,3	17,0	37,3	3,7	36,6	40,0	40,5	-0,5	0,3
3.11.11 2:23	53,7	17,0	36,7	3,3	36,0	39,4	39,3	0,1	0,0
3.11.11 2:24	53,9	17,0	36,9	3,4	36,2	39,5	40	-0,5	0,2
3.11.11 2:25	52,8	17,0	35,8	3,8	36,8	39,3	38,9	0,4	0,2
3.11.11 2:26	54,6	17,0	37,6	2,1	34,1	39,2	40	-0,8	0,7
3.11.11 2:27	54,0	17,0	37,0	2,1	34,1	38,8	39,1	-0,3	0,1
3.11.11 2:28	54,7	17,0	37,7	3,3	36,0	39,9	38,7	1,2	1,5
3.11.11 2:29	55,0	17,0	38,0	2,4	34,6	39,6	39,6	0,0	0,0
3.11.11 2:30	54,6	17,0	37,6	2,2	34,2	39,2	39,1	0,1	0,0
3.11.11 2:31	53,2	17,0	36,2	2,7	35,0	38,7	38,4	0,3	0,1
3.11.11 2:32	54,4	17,0	37,4	2,2	34,2	39,1	39,2	-0,1	0,0
3.11.11 2:33	54,6	17,0	37,6	2,2	34,2	39,2	38,9	0,3	0,1
3.11.11 2:34	55,0	17,0	38,0	3,1	35,7	40,0	38	2,0	4,0
3.11.11 2:35	54,9	17,0	37,9	1,9	33,8	39,3	39,3	0,0	0,0
3.11.11 2:36	55,0	17,0	38,0	1,7	33,4	39,3	38,8	0,5	0,2
3.11.11 2:37	55,1	17,0	38,1	2,3	34,4	39,6	39,4	0,2	0,1
3.11.11 2:38	54,6	17,0	37,6	2,7	35,0	39,5	39,4	0,1	0,0
3.11.11 2:39	54,2	17,0	37,2	2,6	34,9	39,2	39,2	0,0	0,0
3.11.11 2:40	53,9	17,0	36,9	2,5	34,7	38,9	38,3	0,6	0,4
3.11.11 2:41	54,3	17,0	37,3	2,8	35,2	39,4	38,8	0,6	0,3
3.11.11 2:42	54,9	17,0	37,9	3,1	35,7	39,9	39,2	0,7	0,5
3.11.11 2:43	54,7	17,0	37,7	2,2	34,2	39,3	39,4	-0,1	0,0
3.11.11 2:44	54,0	17,0	37,0	2,8	35,2	39,2	38,8	0,4	0,2
3.11.11 2:45	52,9	17,0	35,9	2,8	35,2	38,6	39,6	-1,0	1,1
3.11.11 2:46	54,1	17,0	37,1	3	35,5	39,4	40,8	-1,4	2,0
						mittlere Abweichung		0,0	0,6

## Erläuterungen:

- (1) Beginn der Messung (Datum, Uhrzeit)
- (2)  $L_{Aeq}$  des Emissionsmesspunktes
- (3) Dämpfung. Dieser Wert wurde so bestimmt, dass die mittlere quadratische Abweichung (Spalte 10, letzter Wert) minimal wurde
- (4) Aus dem Messwert des Emissionsmesspunktes rechnerisch bestimmter Immissionspegel. Es gilt: Wert(4) = Wert(2) - Wert(3)
- (5) Windgeschwindigkeit, erfasst am Immissionsort
- (6) Schalpegel, den der Wind am Immissionsort verursacht. Entsprechend Abbildung 10 wurde angesetzt: Wert(6) =  $1,5987 \cdot \text{Wert}(5) + 30,7$
- (7) Rechnerisch bestimmt aus der energetischen Addition des Pegels des windverursachten Fremdgeräusches (6) und des von den WEA verursachten Schalpegels (4)
- (8) am Immissionsort gemessener Mittelungspegel (Störungen, die einzelnen Quellen zugeordnet werden konnten, wurden soweit wie möglich ausgeblendet)
- (9) Differenz „Messwert(8) - Rechenwert(7)“ der Gesamtbelastung
- (10) Quadrat der Differenz „Messwert(8) - Rechenwert(7)“ der Gesamtbelastung