

**Schalltechnisches Gutachten gemäß  
FGW TR.1 zur Windenergieanlage  
ENERCON E-82 Ser.-Nr.: 823618,  
im Windpark Weibern-Rieden**

**- Betrieb I (2.000 kW) -**

**Messung 2014-02-12**

**Vollständiger Bericht**

**2014-03-11**

**SE12028B2**

**Schalltechnisches Gutachten gemäß FGW TR.1  
zur Windenergieanlage  
ENERCON E-82 Ser.-Nr.: 823618,  
im Windpark Weibern-Rieden**

**- Betrieb I (2.000 kW) -**

**Bericht SE12028B2**

<b>Standort bzw. Messort:</b>	Weibern-Rieden, WEA 8, Ser-Nr. 823618
-------------------------------	---------------------------------------

<b>Auftraggeber:</b>	[REDACTED]
----------------------	------------

<b>Auftragnehmer:</b>	windtest grevenbroich gmbh Frimmersdorfer Str. 73a D-41517 Grevenbroich
-----------------------	---

<b>Datum der Auftragserteilung:</b>	2012-10-02	<b>Auftragsnummer:</b>	12 0168 07
-------------------------------------	------------	------------------------	------------

<b>Prüfer:</b>
----------------



<b>Bearbeiter:</b>
--------------------



Grevenbroich, 2014-03-11

**Dieser Bericht darf auszugsweise nur mit schriftlicher Zustimmung der windtest grevenbroich gmbh vervielfältigt werden. Er umfasst insgesamt 38 Seiten inkl. der Anlagen.**



<b>1</b>	<b>AUFGABENSTELLUNG</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>DURCHFÜHRUNG DER MESSUNG</b> .....	<b>4</b>
	2.1 Messverfahren.....	4
	2.2 Messobjekt.....	4
	2.3 Messort .....	5
	2.4 Messaufbau .....	5
	2.5 Messablauf.....	8
	2.6 Meteorologische Bedingungen .....	8
<b>3</b>	<b>MESSERGEBNISSE</b> .....	<b>8</b>
	3.1 Subjektives Geräuschempfinden .....	8
	3.2 Richtcharakteristik.....	8
	3.3 Schalldruckpegel .....	9
	3.4 Immissionsrelevanter Schalleistungspegel .....	12
	3.5 Impulshaltigkeit.....	14
	3.6 Pegel von Einzelereignissen.....	14
	3.7 Tonhaltigkeitsanalyse.....	14
	3.7.1 Verfahren der Tonhaltigkeitsanalyse .....	14
	3.7.2 Ergebnisse der Tonhaltigkeitsanalyse .....	15
	3.8 Turbulenzintensität.....	15
	3.9 Betriebszustand während der Messung .....	16
<b>4</b>	<b>MESSUNSICHERHEIT</b> .....	<b>17</b>
	4.1 Messunsicherheit Typ A.....	17
	4.2 Messunsicherheiten Typ B.....	17
	4.3 Abschätzung der Gesamtmessunsicherheit $U_c$ .....	18
	4.4 Messunsicherheiten für Tonhaltigkeiten .....	18
	4.5 Messunsicherheiten für Terzspektren .....	18
<b>5</b>	<b>ABWEICHUNGEN ZUR RICHTLINIE FGW TR.1</b> .....	<b>19</b>
<b>6</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	<b>20</b>
<b>7</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS</b> .....	<b>21</b>
<b>8</b>	<b>VERZEICHNIS DER VERWENDETEN FORMELZEICHEN UND ABKÜRZUNGEN</b> .....	<b>22</b>
<b>9</b>	<b>BEARBEITUNGSVERLAUF</b> .....	<b>23</b>
<b>10</b>	<b>ANHANG</b> .....	<b>24</b>

Anhang 1	Lageplan
Anhang 2	Herstellerbescheinigung
Anhang 3	Leistungskennlinie
Anhang 4	Oktav- und Terzspektrum
Anhang 5	Schmalbandspektren



# 1 Aufgabenstellung

Die windtest grevenbroich gmbh (wtg) wurde 2012-10-02 von [REDACTED] beauftragt, die charakteristische Geräuschabstrahlung der Windenergieanlage (WEA) E-82 mit einer Nabenhöhe von  $H = 108,4$  m inkl. Fundament im leistungsoptimierten Betrieb I (2.000 kW) mit dem Standort Weibern-Rieden gemäß der aktuellen Technischen Richtlinie Teil 1 zu erfassen.

## 2 Durchführung der Messung

### 2.1 Messverfahren

Die Mess- und Beurteilungsmethoden basieren auf der Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 1 „Bestimmung der Schallemissionswerte“ [1], Revision 18, Stand 2008-02-01. Gemäß dieser Richtlinie ist die Tonhaltigkeitsauswertung entsprechend der IEC 61400-11 [2] durchzuführen und nach DIN 45681 [3] mit einem Tonzuschlag  $K_{TN}$  zu bewerten.

Angegeben werden der immissionsrelevante Schalleistungspegel sowie die Ton- und Impulshaltigkeit im Nahfeld der WEA im Bereich von 6 m/s bis 10 m/s in 10 m Höhe (und evtl. bei 95 % der Nennleistung, sofern diese unterhalb einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s in 10 m Höhe erreicht wird).

### 2.2 Messobjekt

Beim zu vermessenden Objekt handelt es sich um eine im Dauerbetrieb betriebene Windenergieanlage des Typs E-82.

Akustisch betrachtet setzt sich eine WEA aus mehreren Einzelschallquellen zusammen. Zu nennen sind hier z. B. Komponenten wie Generator, Getriebe und Hydraulikpumpen (falls vorhanden), Transformatoren und Umrichter, welche sowohl über die Öffnungen im Maschinenhaus und im Turm direkt, als auch durch Körperschallübertragung über Maschinenhaus, Blätter und Turm Geräusche abstrahlen. Diese Geräusche können tonhaltig sein.

Aerodynamisch bedingte Geräusche, verursacht durch die Rotation der Rotorblätter, stellen eine weitere wesentliche Schallquelle dar. Diese Geräusche sind in der Regel breitbandig und in erster Linie von der Blattspitzengeschwindigkeit und den Blattprofilen bzw. dem Regelverhalten (Pitch oder Stall) abhängig.

Die vermessene WEA weist die in der Tab. 1 dargestellten Eigenschaften auf. Detaillierte Angaben finden sich in der Herstellerbescheinigung im Anhang.



Tab. 1: Technische Daten der Windenergieanlage

<b>Hersteller</b>	ENERCON GmbH	
<b>WEA-Typ</b>	E-82	
<b>Seriennummer</b>	823618	
<b>Standort</b>	Weibern-Rieden	
<b>Nennleistung</b>	2.000 kW	
<b>Leistungsregelung</b>	pitch	
<b>Nabenhöhe ü. Grund</b>	108,4 m	
<b>Turmbauart</b>	zylindrisch- konischer Stahl- und Stahlbeton- turm	
<b>Anordnung Rotorblät- ter zum Turm</b>	luv	
<b>Anzahl der Rotorblätter</b>	3	
<b>Rotordurchmesser</b>	82 m	
<b>Blatt-Typ</b>	E-82-1CFK	
<b>Drehzahlbereich (Rotor)</b>	6 – 18 min <sup>-1</sup>	
<b>Getriebe-Typ</b>	entfällt	
<b>Generator-Typ</b>	E-82 (Synchrongenerator)	

Abb. 1: WEA E-82 (823618)

## 2.3 Messort

Die WEA befindet sich mit weiteren WEA verschiedenen Typs am Standort Weibern-Rieden. Die Umgebung der WEA wird landwirtschaftlich genutzt und war zum Zeitpunkt der Messung bestellt. Weiterhin besteht die Umgebung aus mehreren eingestreuten Waldgebieten. Der Windpark Weibern-Rieden besteht derzeit aus insgesamt 14 WEA (1x Seewind, 2x Nordex N90, 5x Vestas V47, 4x Enercon E-82, 2x Enercon E-70 E4). Die Anlagen befinden sich auf einer Anhöhe mit einer geodätischen Höhe von ca. 490 m – 550 m über NN. Südöstlich des Windparks in ca. 1.200 m Entfernung befindet sich die im Tal gelegene Ortschaft Rieden (ca. 400 m über NN). Westlich des Windparks in ca. 1.200 m Entfernung befindet sich die ebenfalls im Tal gelegene Ortschaft Weibern (ca. 410 m über NN).

## 2.4 Messaufbau

Die Anordnung der Messpunkte wurde gemäß [2] gewählt. Die Messung der Schallemissionen am Referenzpunkt wurde mit einem Mikrofon auf einer schallharten Platte mit einem Durchmesser von 1 m in einem Abstand zum Turmmittelpunkt der WEA von  $R_{0, \text{gewählt}} = 151 \text{ m}$  durchgeführt. Der Referenzpunkt war in Mitwindrichtung zur WEA angeordnet (Abb. 2).

$$R_0 = H + \frac{D}{2} \pm 20\%$$

(H: Nabenhöhe; D: Rotordurchmesser)

Die Schalldruckpegel (Betriebs- bzw. Gesamtgeräusche und Fremdgeräusche) wurde mit Hilfe eines Mikrofons und eines Schallpegelmessers aufgezeichnet und für nachträgliche Analysen



zeitgleich mit einem Audiorecorder aufgenommen. Bei der Messung wurde ein sekundärer halbkugelförmiger Windschirm (Spezifikation nach [2]) verwendet. Der Frequenzgang des Windschirms ist bekannt.

Der dämpfende Einfluss beträgt 0,2 dB und wurde im Folgenden berücksichtigt.

Die eingespeiste Wirkleistung der WEA wurde als 1 Minuten-Mittelwertsignal vom Hersteller aufgezeichnet und für spätere Analysen zur Verfügung gestellt.

Da die WEA E-82 auf Grund der regelbaren Drehzahl in verschiedenen Betriebsmodi betrieben werden kann, ist nach [1] vorgesehen, zur eindeutigen Charakterisierung des Betriebszustandes die Drehzahl der WEA während der Messung mit aufzuzeichnen.

Das Drehzahlsignal und ebenfalls das Signal der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe wurden ebenfalls als 1 Minuten-Mittelwertsignal vom Hersteller aufgezeichnet und für spätere Analysen zur Verfügung gestellt.

Die Windrichtung und Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe wurden von einem Anemometer und einer Windfahne im Abstand von 336 m zur WEA luvseitig erfasst (Abb. 3), digitalisiert und ebenfalls auf der Festplatte des Mess-PCs gespeichert.

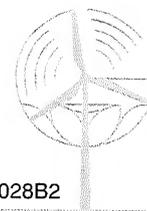


Abb. 2: Aufbau Mikrofon



Abb. 3: Aufbau Windmessmast,  
(WEA 8 im Vordergrund)

Die Erfassung der meteorologischen, akustischen und elektrischen Signale wurde mit Hilfe einer Funkuhr (DCF77) synchronisiert. Die verwendeten Messgeräte zur Erfassung aller Signale sind in Tabelle 2 aufgeführt.



Um eine einwandfreie Daten- und Messsicherheit zu gewährleisten, werden alle Messgeräte in den in [2] genannten Abständen geprüft.

Die gesamte akustische Messkette wurde mit einer Prüfschallquelle vor und nach der Messung kalibriert.

Tab. 2: Messgeräte

<b>Geräte Akustik</b> <i>devices acoustic</i>	<b>Hersteller / Serien.-Nr.</b> <i>manufacturer / serial number</i>	<b>Kalibriert bis</b> <i>calibrated until</i>	<b>WTG-Nummer</b> <i>wtg number</i>
<b>Mikrofon</b> <i>microphone</i>	<b>Norsonic, Typ 1220, Serien-Nr. 35321</b> <i>Norsonic, type 1220, serial-no. 35321</i>	2015-02-12	WTGMT1873
<b>Mikrofonvorverstärker</b> <i>preamplifier</i>	<b>Norsonic, Typ 1201, Serien-Nr. 21114</b> <i>Norsonic, type 1201, serial-no. 21114</i>	2015-02-12	WTGMT1875
<b>Schallpegelmesser</b> <i>sound level meter</i>	<b>Norsonic 110, Serien-Nr. 19603</b> <i>Norsonic 110, serial-no. 19603</i>	2015-02-12	WTGMT0033/1
<b>Digitaler Audiorekorder</b> <i>digital audio recorder</i>	<b>Tascam HD-P2, Frontier / 0550010</b> <i>Tascam HD-P2, Frontier / 0550010</i>		WTGMT1814
<b>Akustischer Kalibrator</b> <i>acoustical calibrator</i>	<b>Brüel &amp; Kjaer, Typ 4231, Serien-Nr. 2162810</b> <i>Brüel &amp; Kjaer, Typ 4231, serial-no. 2162810</i>	2014-08-05	WTGMT0269
<b>Prim. Windschirm</b> <i>primary wind screen</i>	<b>Norsonic</b> <i>Norsonic</i>		
<b>Sek. Windschirm</b> <i>secondary wind screen</i>	<b>windtest grevenbroich gmbh</b> <i>windtest grevenbroich gmbh</i>		
<b>Geräte Meteorologie</b> <i>meteorological devices</i>	<b>Hersteller / Serien.-Nr.</b> <i>manufacturer / serial number</i>	<b>Kalibriert bis</b> <i>calibrated until</i>	<b>WTG-Nummer</b> <i>wtg number</i>
<b>Messmast 10 m</b> <i>meteorological mast</i>	<b>Teksam Clark-Mast, Typ Cot 10-6/HP, Serien-Nr. GK94289</b> <i>Teksam Clark-Mast, type Cot 10-6/HP, serial-no. GK94289</i>		WTGMT1806
<b>Anemometer</b> <i>anemometer</i>	<b>Thies, Typ: 4.3519.00.700, Serien-Nr. 08120909</b> <i>Thies, type: 4.3519.00.700, serial no. 08120909</i>	2014-08-29	WTGMT2417
<b>Windfahne</b> <i>wind vane</i>	<b>Thies, Typ: 4.312.30.021A, SN: 0110039</b> <i>Thies, type: 4.312.30.021A, SN: 0110039</i>		WTGMT1780
<b>Messumformer</b> <i>signal transformer</i>	<b>Weidmüller, Typ: WAZ4 PRO DC/DC</b> <i>Weidmüller, type: WAZ4 PRO DC/DC</i>		WTGMT1402
<b>Messumformer</b> <i>signal transformer</i>	<b>Weidmüller, Typ: WAZ5 PRO RTD</b> <i>Weidmüller, type: WAZ5 PRO RTD</i>		WTGMT1467
<b>Thermometer und Hygrometer</b> <i>thermometer and hygrometer</i>	<b>Thies, 1.1005.54.241, Serien-Nr. 1002-46</b> <i>Thies, 1.1005.54.241, serial-no. 1002-46</i>		WTGMT2152
<b>Barometer</b> <i>barometer</i>	<b>Greisinger, Typ GDH 12AN</b> <i>Greisinger, type GDH 12AN</i>		WTGMT0563
<b>Geräte Hard- und Software</b> <i>devices hard- and software</i>	<b>Hersteller / Serien.-Nr.</b> <i>manufacturer / serial number</i>	<b>Kalibriert bis</b> <i>calibrated until</i>	<b>WTG-Nummer</b> <i>wtg number</i>
<b>Datenlogger</b> <i>data logger</i>	<b>IMC CS4108, Serien-Nr. 125918</b> <i>IMC CS4108, serial-no. 125918</i>		WTGMT2089
<b>Datenlogger</b> <i>data logger</i>	<b>IMC SCI8, Serien-Nr. 888416</b> <i>IMC SCI8, serial-no. 888416</i>		WTGMT2090
<b>Computer</b> <i>Computer</i>	<b>Toshiba Tecra R950-15F, Serien-Nr. XC130731</b> <i>Toshiba Tecra R950-15F, serial-no. XC130731</i>		WTGPC1146
<b>Laserentfernungsmesser</b> <i>laser rangefinder</i>	<b>Yardage Pro, 1000 Serien-Nr. 027178</b> <i>Yardage Pro, 1000 serial-no. 027178</i>		WTGMT1050
<b>Auswertesoftware</b> <i>data acquisiton software</i>	<b>WTG Technik</b> <i>WTG Technik</i>		
<b>Auswertesoftware</b> <i>data acquisiton software</i>	<b>IMC Famos Version 6.0 Rev. 3</b> <i>IMC Famos version 6.0 rev. 3</i>		



## 2.5 Messablauf

Die Messung wurde 2014-02-12 in der Zeit zwischen 11<sup>30</sup> Uhr und 15<sup>30</sup> Uhr durchgeführt. Für die Messung der Schallemissionen wurden die benachbarten WEA des Typs Nordex N90 (Ser.-Nr. 81761), Enercon E-82 mit der Park-Nr. 7 (Ser.-Nr. 823617) und 9, außer Betrieb gesetzt. Die während der Messung in 10 m Höhe aufgetretenen Windgeschwindigkeiten lagen in einem Bereich zwischen 3 m/s und 10 m/s (Abb. 5). Die abgegebene Wirkleistung der WEA lag zwischen 300 kW und 2.070 kW (Abb. 6). Während der Messungen des Betriebsgeräusches lief die WEA im Dauerbetrieb.

Bei der Messung wurden parallel der Schalldruckpegel, die elektrische Wirkleistung, die Generatordrehzahl, die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und Windgeschwindigkeit sowie Windrichtung in 10 m Höhe gemessen und aufgezeichnet.

Störgeräusche, die während der Messung auftraten (z. B. Autoverkehr, landwirtschaftlicher Verkehr, Flugverkehr), wurden für die Ermittlung der Schallemissionswerte (Betrieb und Hintergrund) ausgeschlossen.

## 2.6 Meteorologische Bedingungen

Die meteorologischen Bedingungen wurden während der Messzeit kontinuierlich aufgezeichnet. Es herrschten die in Tabelle 3 dargestellten meteorologischen Bedingungen.

Tabelle 3: Meteorologische Bedingungen während der Messzeit

<b>Bewölkung</b>	heiter bis wolkig
<b>Luftdruck</b>	944 – 948 hPa
<b>Lufttemperatur</b>	4 – 7 °C
<b>Luftfeuchte</b>	71 – 84 %

## 3 Messergebnisse

Grundlage aller Auswertungen (Tabellen, Grafiken) ist eine Mittelungszeit von 60 sek. für alle aufgezeichneten Signale.

### 3.1 Subjektives Geräuschempfinden

Aerodynamisch bedingte Geräusche traten durch die Rotation der Rotorblätter auf. Diese sind nach subjektivem Hörempfinden derzeit als auffällig zu bewerten. Am Referenzpunkt traten weiterhin wahrnehmbare tonale Betriebsgeräusche bei höheren Windgeschwindigkeiten auf. Das Anlagengeräusch ist derzeit als auffällig einzustufen.

### 3.2 Richtcharakteristik

Es wurde subjektiv keine ausgeprägte Richtcharakteristik für die WEA E-82 festgestellt.



### 3.3 Schalldruckpegel

Zur Analyse der charakteristischen Schallwerte bei den verschiedenen Windgeschwindigkeiten wurden die gemessenen Schalldruckwerte, Leistungswerte und Windgeschwindigkeiten des Messzeitraums nach Status unterschieden und analysiert.

Es wurde unterschieden zwischen den Zeiträumen Anlagenbetrieb (Betriebs- bzw. Gesamtgeräusche, Status = 1) und Anlagenstillstand (Fremdgeräusche, Status = 0,5). Status = 0 bedeutet, dass die Geräuschdaten aufgrund von Störgeräuschen nicht für die Auswertung herangezogen werden dürfen (vgl. Abb. 4).

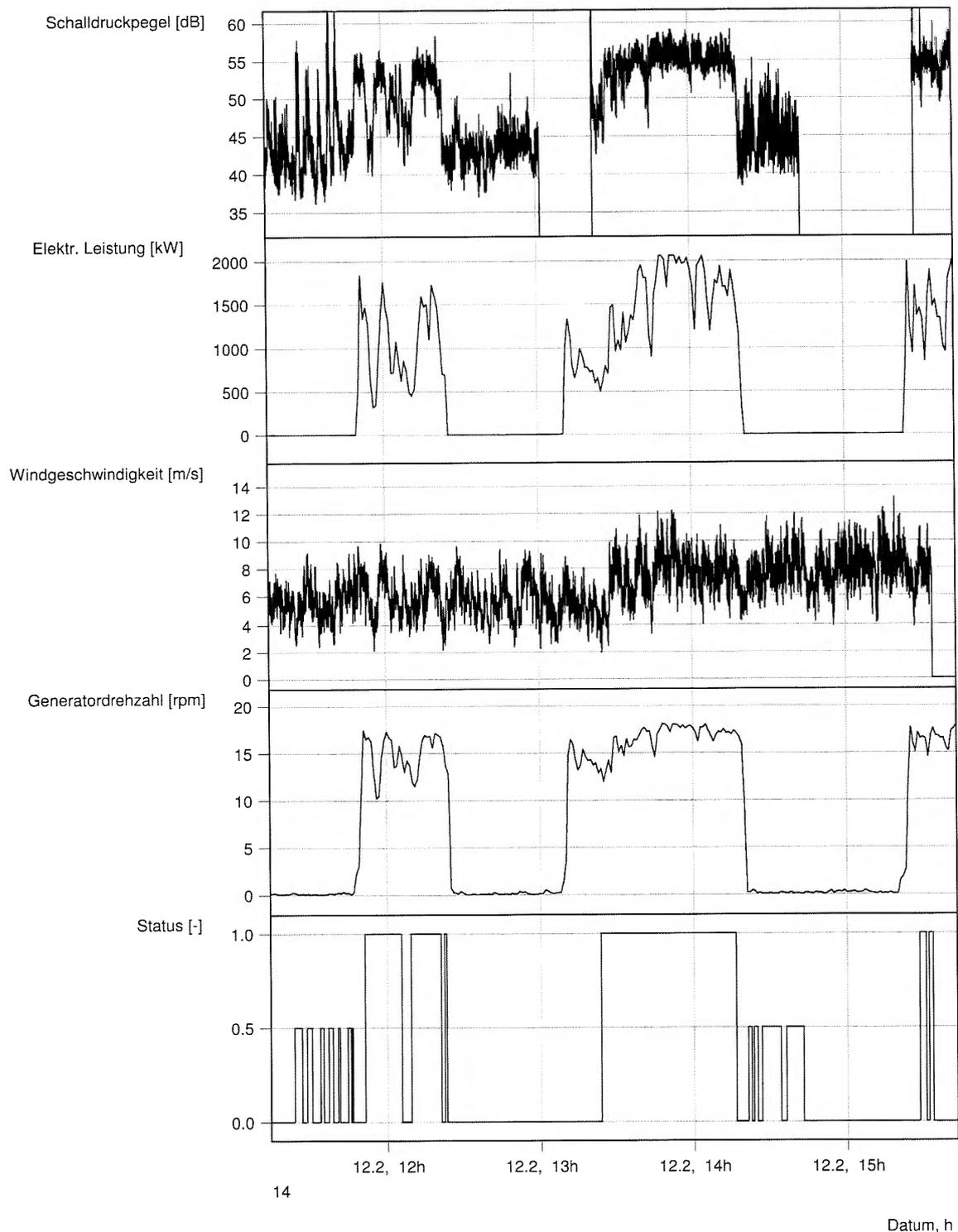


Abb. 4: Messwerte

Aus dem zeitlichen Verlauf der gemessenen Werte wurden je nach Status die Leistung, Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Schalldruckpegel gefiltert. Das arithmetische Mittel der Windgeschwindigkeit und der Leistung sowie das energetische Mittel der Schalldruckpegel über jeweils 60 sek. waren Grundlage zur Ermittlung der Regressionen für die Schalldruckpegel Betrieb und Hintergrund (vgl. Abb. 5 bis Abb. 7).

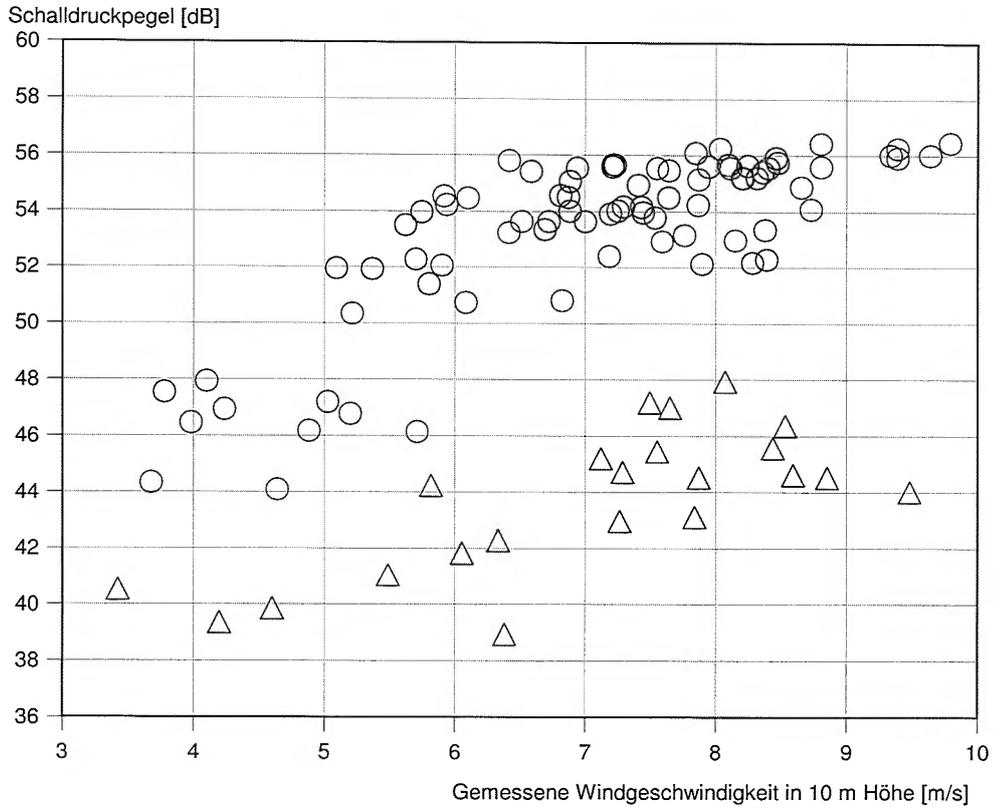


Abb. 5: Schalldruckpegel über gemessener Windgeschwindigkeit (Betrieb O und Hintergrund Δ, 60 sek. Mittelwerte)

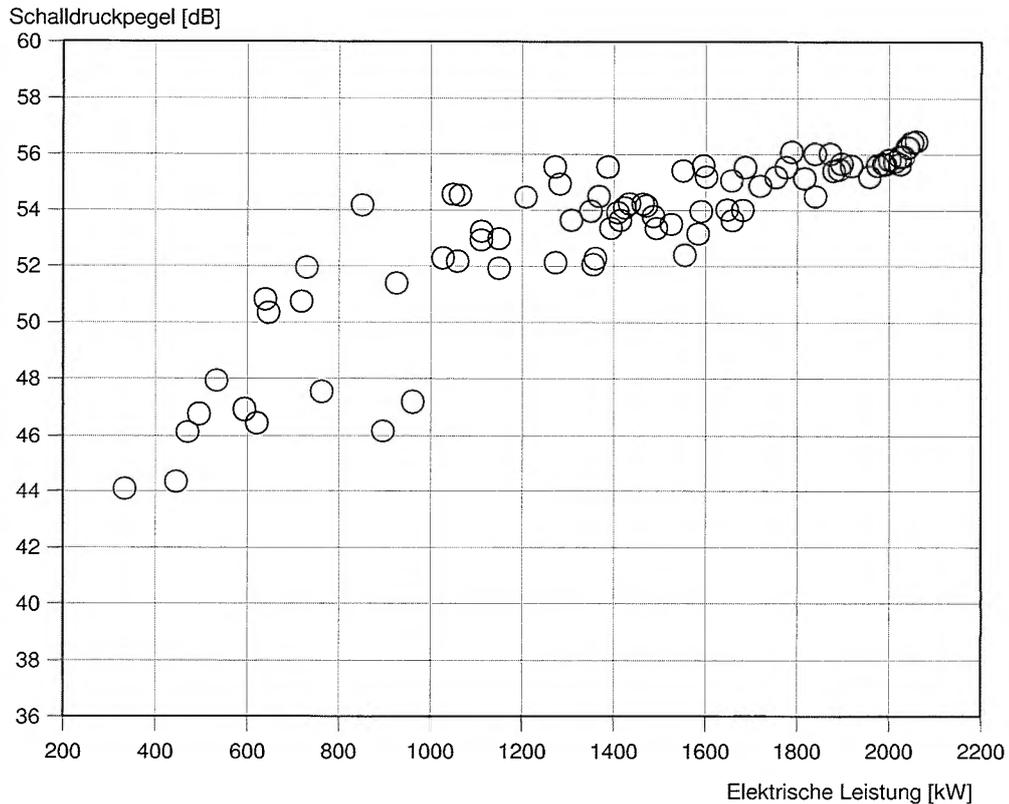


Abb. 6: Schalldruckpegel über elektrischer Leistung (60 sek. Mittelwerte)



### 3.4 Immissionsrelevanter Schalleleistungspegel

Aus der gemessenen Wirkleistung wurde mit Hilfe der zu Grunde gelegten Leistungskurve (vgl. Anhang), einer meteorologischen Korrektur gemäß [2] und einem logarithmischen Ansatz für das Windgeschwindigkeitsprofil (Rauhigkeitslänge  $z_0 = 0,05$  m) auf die standardisierte Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe geschlossen.

$$v_{p10} = v_H \cdot \frac{\ln 10 / z_0}{\ln H / z_0} \quad \text{mit } z_0 = 0,05 \text{ m, } H = 108,4 \text{ m}$$

Aus der standardisierten Windgeschwindigkeit und der im Betrieb der WEA gemessenen Windgeschwindigkeit wurde der Korrekturfaktor  $\kappa$  für die gemessene Hintergrundwindgeschwindigkeit bestimmt.

$$\kappa = \frac{v_{p10}}{v_{mess,10}} \quad \text{und} \quad v_{mess,10,korr} = \kappa \cdot v_{mess,10}$$

Es wurde ein Korrekturfaktor  $\kappa = 0,96$  zur Korrektur der gemessenen Hintergrundwindgeschwindigkeiten bestimmt. Daraus ergaben sich die in der folgenden Abbildung dargestellten Regressionen. Messwerte bei mehr als 95 % der Nennleistung sind in der Abb. 7 über ihre gemessene, mit dem Korrekturfaktor  $\kappa$  korrigierte Windgeschwindigkeit mit quadratischen Symbolen  $\square$  dargestellt. Dabei entfallen gemäß [1] solche Messwerte, bei denen die korrigierte Windgeschwindigkeit unterhalb der Windgeschwindigkeit zu 95 % der Nennleistung liegt.

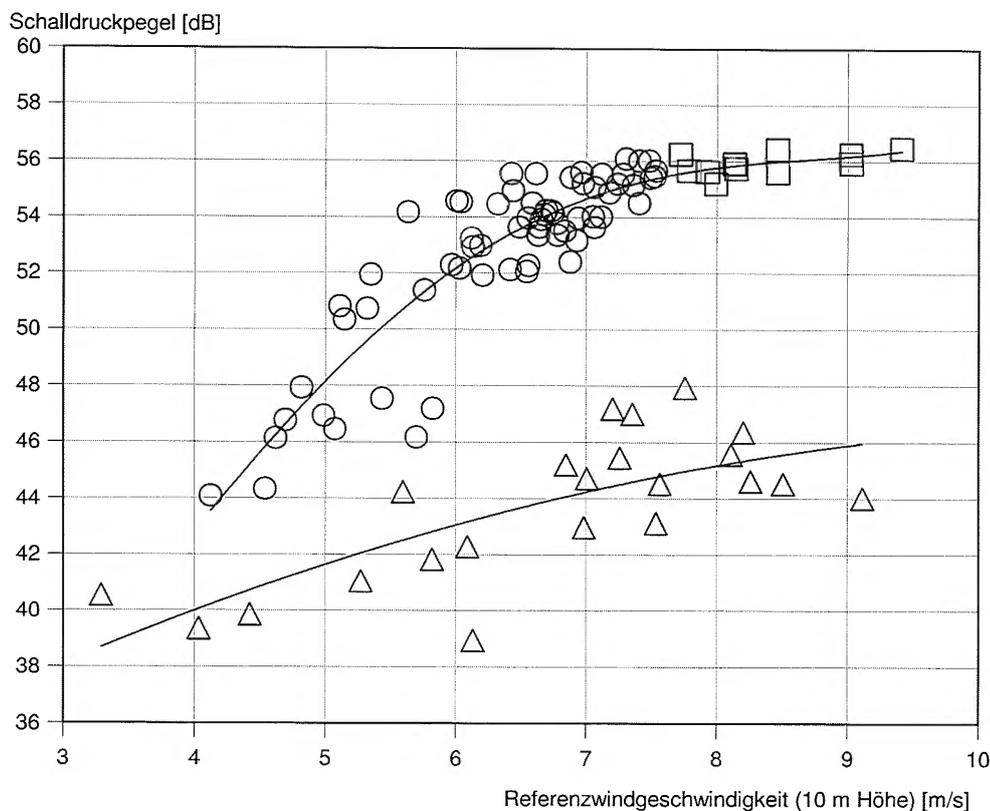


Abb. 7: Schalldruckpegel über standardisierter Windgeschwindigkeit (60 sek. Mittelwerte)

Regression Betrieb O:  $30,82 - 4,824 \cdot X + 3,5439 \cdot X^2 - 0,47445 \cdot X^3 + 0,019446 \cdot X^4$  [dB]

Regression Hintergrund Δ:  $31,12 - 2,677 \cdot X + 0,1152 \cdot X^2$  [dB]

□ Messwerte größer 95%-Nennleistung

Zwischen den Regressionsgleichungen Schalldruckpegel Betrieb ( $L_{Aeq,BG}$ ) und Schalldruckpegel Hintergrund ( $L_{Aeq,HG}$ ) über der standardisierten Windgeschwindigkeit wurde der Störabstand bestimmt und anschließend der fremdgeräuschkorrigierte Schalldruckpegel ( $L_{Aeq,c}$ ) für den Betrieb der WEA berechnet.

$$L_{Aeq,c} = 10 \lg [10^{(0,1 \cdot L_{Aeq,BG})} - 10^{(0,1 \cdot L_{Aeq,HG})}]$$

Aus dem fremdgeräuschkorrigierten Schalldruckpegel  $L_{Aeq,c}$  wurde für die standardisierten Windgeschwindigkeiten von 6 m/s bis 9 m/s in 10 m Höhe der Schalleistungspegel  $L_{WA}$  der WEA berechnet.

$$L_{WA} = L_{Aeq,c} - 6 \text{dB} + 10 \cdot \log \left( 4\pi \cdot \frac{R_i^2}{1 \text{m}^2} \right) \quad \text{dB}$$

$$R_i = \sqrt{(R_o + N_A)^2 + (H - h_A)^2}$$

$$R_o = 151 \text{ m}, N_A = 4,32 \text{ m}, H = 108,4 \text{ m}, h_A = 4 \text{ m}$$

Damit ergaben sich für die WEA E-82 in der vorliegenden Konfiguration die in der Tab. 4 dargestellten immissionsrelevanten Schalleistungspegel.



Tab. 4: Immissionsrelevanter Schalleistungspegel E-82, Betrieb I (2.000 kW)

Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe ( $v_{p10}$ )	BIN 6 5,5–6,5 m/s	BIN 7 6,5–7,5 m/s	7,4 m/s <sup>1)</sup>	BIN 8 7,5–8,5 m/s	BIN 9 8,5–9,5 m/s
<b>Gesamtgeräusch <math>L_{Aeq,BG}</math> [dB]</b>	52,2	54,7	55,3	55,8	56,2
<b>Fremdgeräusch <math>L_{Aeq,HG}</math> [dB]</b>	43,0	44,2	44,7	45,2	45,2 <sup>2)</sup>
<b>Abstand <math>\Delta L</math> [dB]</b>	9,1	10,4	10,6	10,6	11,0
<b>Betriebsgeräusch <math>L_{Aeq,c}</math> [dB]</b>	51,6	54,2	54,9	55,4	55,8
<b>Schalleistungspegel <math>L_{WA}</math> [dB]</b>	<b>102,0</b>	<b>104,6</b>	<b>105,3</b>	<b>105,8</b>	<b>106,2</b>
<b>Elektrische Leistung P [kW]</b>	1.083	1.666	1.900	2.059	2.090

1) 95 % Nennleistung

2) Wenige Messwerte für das Fremdgeräusch. Wert für HG aus BIN 8 übernommen: Schalleistungspegel wurde abgeschätzt (worst-case Betrachtung).

**Anmerkung 1:** Aufgrund der derzeit untypischen aerodynamischen Betriebsgeräusche der WEA, ist nicht auszuschließen, dass bei noch höheren Windgeschwindigkeiten eine weitere Erhöhung der Schallemissionen erfolgt.

### 3.5 Impulshaltigkeit

Vom Gutachter wurden keine impulsartigen Auffälligkeiten festgestellt (subjektive Beurteilung nach [1]). Somit wurde hier keine detaillierte Auswertung nach DIN 45645-1 [4] vorgenommen.

### 3.6 Pegel von Einzelereignissen

Einzelereignisse wie das Anfahren oder Abschalten der Anlage, Quietschen der Bremsen oder Fahren des Azimut, die den Mittelungspegel um mehr als 10 dB überschritten, wurden bei der Messung nicht festgestellt.

### 3.7 Tonhaltigkeitsanalyse

Die Tonhaltigkeitsauswertung ist gemäß Technischer Richtlinie [1] nach IEC 61400-11 [2] durchzuführen und nach DIN 45681 [3] mit einem Tonzuschlag  $K_{TN}$  zu bewerten.

#### 3.7.1 Verfahren der Tonhaltigkeitsanalyse

Das aufgezeichnete Geräusch (Hintergrund und Betrieb) wird zur Bestimmung der Frequenzzusammensetzung mit 40 kHz unter Verwendung eines Antialiasing-Filters mit einer Grenzfrequenz von 20 kHz digitalisiert und einer Fastfourieranalyse (FFT) unterzogen.

Je Windgeschwindigkeitsklasse (BIN) werden für das Betriebsgeräusch und das Hintergrundgeräusch jeweils zwölf Aufnahmen mit einer Länge von je 10 sek. der FFT zu Grunde gelegt. Die Frequenzauflösung beträgt 2 Hz. Für die FFT wurde ein Hanning Fenster verwendet.

Nach energetischer Mittelung der zwölf Differenzpegel  $\Delta L$  und Berücksichtigung des Audibilitätsmaßes ( $L_a$ ) wird ein Tonhaltigkeitszuschlag ( $K_{TN}$ ) für den Nahbereich der Windenergieanlage nach [3] je BIN vergeben.



### 3.7.2 Ergebnisse der Tonhaltigkeitsanalyse

Das von der E-82 analysierte Betriebsgeräusch weist im Spektrum zeitweise eine tonale Komponente bei 130 Hz auf, die nach dem genannten Verfahren mit einem Tonhaltigkeitszuschlag  $K_{TN}$  für den Nahbereich der WEA zu bewerten ist. Die Ergebnisse der Analyse in den jeweiligen BINs sind in der Tab. 5 aufgeführt. Die Spektren sind im Anhang 5 dargestellt.

Tab. 5: Bestimmung des Tonhaltigkeitszuschlags:

Spektrum Nr.	BIN 6 <sup>2)</sup>		BIN 7 <sup>1) 2)</sup>		BIN 8		BIN 9	
	$f_T$ [Hz]	$\Delta L_{i,k}$ [dB]	$f_T$ [Hz]	$\Delta L_{i,k}$ [dB]	$f_T$ [Hz]	$\Delta L_{i,k}$ [dB]	$f_T$ [Hz]	$\Delta L_{i,k}$ [dB]
1	--	--	--	--	128	-0,26	128	-1,57
2	--	--	--	--	128	0,68	128	0,14
3	--	--	--	--	130	3,50	128	4,16
4	--	--	--	--	130	4,92	128	-5,66
5	--	--	--	--	128	1,37	126	-2,25
6	--	--	--	--	124	-5,61	126	-6,84
7	--	--	--	--	130	-5,48	130	-0,56
8	--	--	--	--	130	-1,44	130	-0,59
9	--	--	--	--	128	1,11	130	4,57
10	--	--	--	--	128	-2,20	130	4,47
11	--	--	--	--	130	-3,73	128	2,46
12	--	--	--	--	126	-3,79	130	2,00
<b>Energ. Mittel</b> <b><math>\Delta L_k</math> [dB]</b>		--		--		0,29		1,30
<b>Tonalität</b> <b><math>\Delta L_{a,k}</math> [dB]</b>		--		--		<b>2,31</b>		<b>3,31</b>
<b><math>K_{TN}</math> [dB]</b>		<b>0</b>		<b>0</b>		<b>2</b>		<b>2</b>

1) 95 % Nennleistung bei 7,4 m/s

2) Keine nennenswerten Töne nach [2] mit  $\Delta L_{a,k} > -3,0$  dB

Anmerkung 1: Am Referenzpunkt ist eine Tonhaltigkeit zeitweise subjektiv wahrnehmbar (im Bereich 130 Hz).

Anmerkung 2: Die angegebenen Tonhaltigkeitszuschläge  $K_{TN}$  bezeichnen das Geräuschverhalten der WEA im Nahbereich. Diese Werte können nicht direkt auf immissionsrelevante Entfernungen übertragen werden.

### 3.8 Turbulenzintensität

Die Turbulenzintensität wurde gemäß [2] aus drei repräsentativen 10 Minuten Zeitabschnitten der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen Standardabweichung ermittelt. Die Turbulenzintensität beträgt im Durchschnitt 20 %. Dieser Wert wurde in 10 m Höhe gemessen und ist nicht direkt mit Werten an anderer Stelle, z. B. in Standortgutachten, zu vergleichen.



### 3.9 Betriebszustand während der Messung

In Abb. 8 wurde die Generatordrehzahl über der Leistung aufgetragen. Dieser Messdatenverlauf charakterisiert den eingestellten Betriebsmodus der WEA und kann mit Sollkurven des Herstellers verglichen werden.

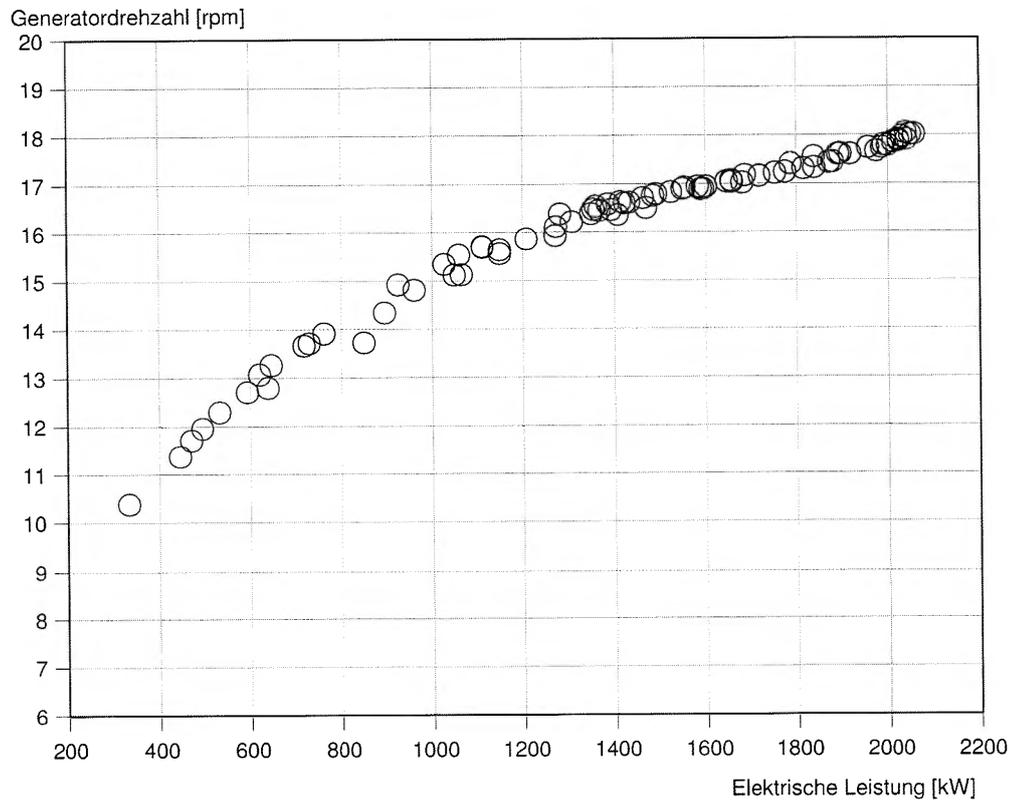


Abb. 8: Drehzahl über Leistung (60 sek. Mittelwerte)



## 4 Messunsicherheit

Die Messunsicherheit wird bei Schallemissionsmessungen an WEA gemäß [2] abgeschätzt. Sie setzt sich zusammen aus statistischen Unsicherheiten (Typ A) und systematischen Abweichungen (Typ B).

### 4.1 Messunsicherheit Typ A

Aus den gemessenen Schalldruckpegeln und den berechneten Schalldruckpegeln (Regressionsanalyse) wurde die Messunsicherheit des Typs A in 10 m Höhe bestimmt.

Die Gleichung für  $U_A$  in [1] beschreibt die Standardabweichungen der ermittelten Regressionswerte für das Betriebs- und Fremdgeräusch.

$$U_A = \sqrt{\frac{\sum (y - y_{est})^2}{N(N-2)}}$$

Die Unsicherheit des gemessenen fremdgeräuschkorrigierten Anlagenpegels  $U_{A,s}$  wird wie folgt berechnet:

$$U_{A,s} = \sqrt{\frac{(U_{A,BG} * 10^{0,1 * L_{BG}})^2 + (U_{A,HG} * 10^{0,1 * L_{HG}})^2}{10^{0,1 * L_{WEA}}}}$$

Tab. 6: Messunsicherheiten Typ A

Stand. Windgeschwindigkeit	BIN 6	BIN 7	BIN 8	BIN 9
Messunsicherheit $U_{A,s}$ [dB]	0,67	0,19	0,16	0,21

### 4.2 Messunsicherheiten Typ B

Messunsicherheiten des Typs B wurden nach Tab. 7 abgeschätzt.

Tab. 7: Messunsicherheiten Typ B

Messunsicherheiten Typ B	Fehlergrenzen $\pm a$	Wahrscheinlicher Fehler	$U_a = a / \sqrt{3}$
Akustischer Kalibrator $U_{B1}$	$\pm 0,3$ dB		0,17 dB
Schallpegelmesser $U_{B2}$	$\pm 0,3$ dB		0,17 dB
Schallharte Platte $U_{B3}$	$\pm 0,5$ dB		0,29 dB
Messabstand $U_{B4}$	$\pm 0,1$ dB		0,06 dB
Luftimpedanz $U_{B5}$	$\pm 0,2$ dB		0,12 dB
Turbulenz $U_{B6}$	$\pm 0,7$ dB		0,40 dB
Windgeschwindigkeit $U_{B7}$	$\pm 0,3$ dB		0,17 dB
Windrichtung $U_{B8}$	$\pm 0,5$ dB		0,29 dB



### 4.3 Abschätzung der Gesamtmessunsicherheit $U_C$

Aus der berechneten Messunsicherheit des Typs A und den abgeschätzten Messunsicherheiten des Typ B ergibt sich nach [2] die kombinierte Gesamtmessunsicherheit  $U_C$ :

$$U_C = \sqrt{U_{A,s}^2 + U_{B1}^2 + U_{B2}^2 + U_{B3}^2 + U_{B4}^2 + U_{B5}^2 + U_{B6}^2 + U_{B7}^2 + U_{B8}^2}$$

Die ermittelten Gesamtmessunsicherheiten  $U_C$  sind in Tab. 8 dargestellt:

Tab. 8: Gesamtmessunsicherheit  $U_C$  für den Schalleistungspegel

Windgeschwindigkeit auf 10m Höhe ( $v_{p10}$ )	BIN 6 5,5-6,5 m/s	BIN 7 6,5-7,5 m/s	BIN 8 7,5-8,5 m/s	BIN 9 8,5-9,5 m/s
Gesamtmessunsicherheit $U_C$ [dB]	0,9	0,7	0,7	0,7

### 4.4 Messunsicherheiten für Tonhaltigkeiten

Bei der Tonhaltigkeit ist  $U_A$  für jeden Einzelton der Fehler des Mittelwertes aus den maximalen Tonpegeln. Der Wert von  $U_{B3}$  kann mit 1,7 dB abgeschätzt werden. Da es sich bei dem angegebenen Wert  $\Delta L_{a,k}$  um eine Differenz handelt und des Weiteren die Windgeschwindigkeit hier von zweitrangiger Bedeutung ist, können die Werte von  $U_{B1}$ ,  $U_{B4}$  und  $U_{B6}$  geringer angenommen werden als beim Schalleistungspegel  $L_{WA}$ .

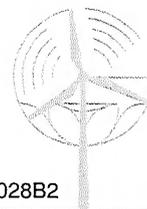
Die Ergebnisse der kombinierten Gesamtmessunsicherheit  $U_C$  für Tonhaltigkeiten bei ganzzahligen Windgeschwindigkeitswerten ist in Tab. 9 dargelegt:

Tab. 9: Gesamtmessunsicherheit  $U_C$  für Tonhaltigkeiten

Windgeschwindigkeit auf 10m Höhe ( $v_{p10}$ )	BIN 6 5,5-6,5 m/s	BIN 7 6,5-7,5 m/s	BIN 8 7,5-8,5 m/s	BIN 9 8,5-9,5 m/s
Gesamtmessunsicherheit $U_C$ [dB]	--	--	3,81	4,16

### 4.5 Messunsicherheiten für Terzspektren

Bei der Betrachtung von Terzbänder gibt  $U_A$  die Abweichung zum jeweiligen Frequenzbandmittlungspegels in jedem Frequenzband an, welcher aus der Standardabweichung mit dem Nenner  $\sqrt{N-1}$  berechnet wurde, wobei  $N$  die Anzahl der gemessenen Spektren ist. Der Wert für  $U_{B3}$  muss hier im Vergleich zur Messunsicherheitsbetrachtung des Schalleistungspegels  $L_{WA}$  größer eingeschätzt werden und liegt typischerweise bei 1,7 dB. Die Gesamtunsicherheiten  $U_C$  für die Frequenzbandmittlungspegel der Terzspektren sind in den Tabellen im Anhang 4 dargestellt.



## 5 Abweichungen zur Richtlinie FGW TR.1

- [1] Die relevanten Betriebsparameter (elektrische Wirkleistung, Rotordrehzahl und Gondelwindgeschwindigkeit) wurden als 1 Minuten-Mittelwerte vom Hersteller gespeichert, und für spätere Analysen zur Verfügung gestellt.
- [2] Für die Bestimmung des immissionsrelevanten Schalleistungspegels in BIN 9, lagen für die Fremdgeräusche nicht genügend Messwerte gemäß [2] vor, sodass der Schalleistungspegel abgeschätzt wurde.
- [3] Für die Beschreibung der Fremdgeräusche in Abhängigkeit zur Windgeschwindigkeit, wurde eine Regression 2. Ordnung verwendet.



## 6 Zusammenfassung

Im Auftrag der [REDACTED] wurde von der Firma windtest grevenbroich gmbh die Geräuschabstrahlung der WEA E-82 mit einer Nabenhöhe von  $H = 108,4$  m inkl. Fundament nach Technischer Richtlinie für Windenergieanlagen der FGW [1] untersucht.

Grundlage für den Messaufbau ist dabei die IEC 61400-11 [2]. Für die Bestimmung der Tonhaltigkeitszuschläge im Nahfeld der WEA ist die IEC 61400-11 bzw. die DIN 45681 [3] die Grundlage.

Die Messung wurde 2014-02-12 in Weibern-Rieden an der WEA 8 des Typs E-82 mit der Ser.-Nr. 823618, im leistungsoptimierten Betrieb I (2.000 kW) durchgeführt.

Eine ausgeprägte Richtungscharakteristik des Anlagengeräusches ist bei dieser Windenergieanlage nicht festgestellt worden. Einzelereignisse, die den Mittelungspegel im Betrieb der WEA um mehr als 10 dB überschreiten, traten nicht auf.

Bezüglich des Schalleistungspegels  $L_{WA}$  wurde für diese Messung eine typische Messunsicherheit von  $U_C = 0,7 - 0,9$  dB ermittelt.

Die Tonhaltigkeitsanalyse nach IEC 61400-11 [2] für das in 151 m Entfernung gemessene Anlagengeräusch ergab nach DIN 45681 [3] einen Tonhaltigkeitszuschlag  $K_{TN}$  von bis zu 2 dB für die hier analysierten BINs.

Das Anlagengeräusch ist derzeit als auffällig einzustufen.

Nach Auswertung der gemessenen Werte in den einzelnen BINs ergeben sich für die E-82 die in Tab. 10 aufgeführten Pegel.

Tab. 10: Messergebnisse für die WEA E-82, Betrieb I (2.000 kW)

Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe ( $v_{p10}$ )	BIN 6 5,5–6,5 m/s	BIN 7 6,5–7,5 m/s	7,4 m/s <sup>1)</sup>	BIN 8 7,5–8,5 m/s	BIN 9 8,5–9,5 m/s
Schalleistungspegel $L_{WA}$ [dB]	102,0	104,6	105,3	105,8	106,2
Tonzuschlag $K_{TN}$ [dB]	0	0	0 <sup>2)</sup>	2	2
Impulshaltigkeit $K_{IN}$ [dB]	0	0	0 <sup>2)</sup>	0	0
Generatordrehzahl $N_{Gen}$ [U/min]	15,4	17,1	17,5	18,0	18,0
Elektrische Leistung $P$ [kW]	1.083	1.666	1.900	2.059	2.090

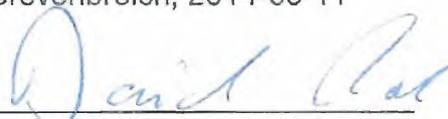
1) 95 % Nennleistung

2) Übernahme des Wertes aus BIN 7, da der 95 % Punkt innerhalb dieser BIN-Grenzen liegt.

*Es wird versichert, dass das Gutachten gemäß dem Stand der Technik, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen erstellt wurde.*

**Die in diesem Bericht aufgeführten Ergebnisse beziehen sich nur auf diese Anlage (vgl. Herstellerbescheinigung im Anhang).**

Grevenbroich, 2014-03-11

  
Dipl.-Ing. David Rode  
Gruppenleiter





## 7 Literaturverzeichnis

- [1] Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Revision 18, Stand 01.02.2008  
Teil1: Bestimmung der Schallemissionswerte, Herausgeber: Fördergesellschaft  
Windenergie e. V.
- [2] IEC 61400-11:2002 + A1:2006,  
Wind turbine generator systems- Part 11: Acoustic noise measurement techniques
- [3] DIN 45681  
Bestimmung der Tonhaltigkeit von Geräuschen und Ermittlung eines Tonzuschlages  
für die Beurteilung von Geräuschimmissionen  
August 2006
- [4] DIN 45645, Teil 1  
Ermittlung von Beurteilungspegel aus Messungen, Teil1: Geräuschimmissionen in  
der Nachbarschaft  
Juli 1996.



## 8 Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen und Abkürzungen

$\Delta L$	- Pegeldifferenz	dB
$\Delta L_k$	- energetisches Mittel	dB
$\Delta L_{a,k}$	- Tonalität	dB
BG	- Betriebsgeräusch	-
D	- Rotordurchmesser	m
$f_T$	- Tonfrequenz	Hz
H	- Höhe Rotormittelpunkt (Nabenhöhe)	m
$h_A$	- Aufpunkthöhe (bei Messungen gleich der Mikrofonhöhe)	m
HG	- Hintergrundgeräusch	-
$h_{N, neu}$	- Nabenhöhe für gleiche WEA, aber andere Nabenhöhe als die vermessene	m
$h_{N, vermessen}$	- Nabenhöhe der vermessenen WEA	m
$\kappa$	- Korrekturfaktor	-
$K_{IN}$	- Impulshaltigkeit	dB
$K_{TN}$	- Tonzuschlag im Nahfeld nach DIN 45681	dB
$L_a$	- Audibilitätsmaß	-
$L_{Aeq}$	- äquivalenter Dauerschallpegel, A-bewertet	dB
$L_{Aeq,c}$	- hintergrundkorrigierter Schalldruckpegel	dB
$L_{Aeq,mess}$	- gemessene Schalldruckpegel	dB
$L_{Aeq,reg}$	- aus Regression berechnete Schalldruckpegel	dB
$L_T$	- Tonpegel	dB
$L_{WA}$	- A-bewerteter Schalleistungspegel	dB
N	- Anzahl Werte	-
$N_A$	- Nabenabstand Rotormittelpunkt - Turmmitte	m
$N_{Gen}$	- Generator Drehzahl	min <sup>-1</sup>
$N_{Rot}$	- Rotordrehzahl	min <sup>-1</sup>
P	- abgegebene elektrische Wirkleistung	kW
$R_0$	- Messradius (= projizierter Abstand zwischen Schallquelle und Messpunkt)	m
$R_i$	- Abstand zwischen Schallquelle und Messpunkt (Hüllflächenradius)	m
$U_a, U_b, U_c$	- Messunsicherheiten	dB
$v_H$	- Windgeschwindigkeit aus Leistungskurve in Nabenhöhe	m/s
$v_{mess,10}$	- gemessene Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s
$v_{mess,10,korr}$	- korrigierte gemessene Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s
$v_{p10}$	- standardisierte Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s
$v_{10,i}$	- Windgeschwindigkeit der vermessenen WEA in 10 m Höhe	m/s
$v_{10,ref}$	- ganzzahlige Windgeschwindigkeit der WEA mit neuer Nabenhöhe	m/s
WEA	- Windenergieanlage	-
$z_0$	- Rauigkeitslänge	m



## 9 Bearbeitungsverlauf

Fassung	Datum	Inhalt
SE12028B2	2014-03-11	Schalltechnisches Gutachten gemäß FGW TR.1 zur Windenergieanlage ENERCON E-82 Ser.-Nr.: 823618, im Windpark Weibern-Rieden  - Betrieb I (2.000 kW) -

Umlauf	Kopie Nr.
Auftraggeber	1
Projektordner	2
QM-Ablage	3

Kopie Nr.: 4



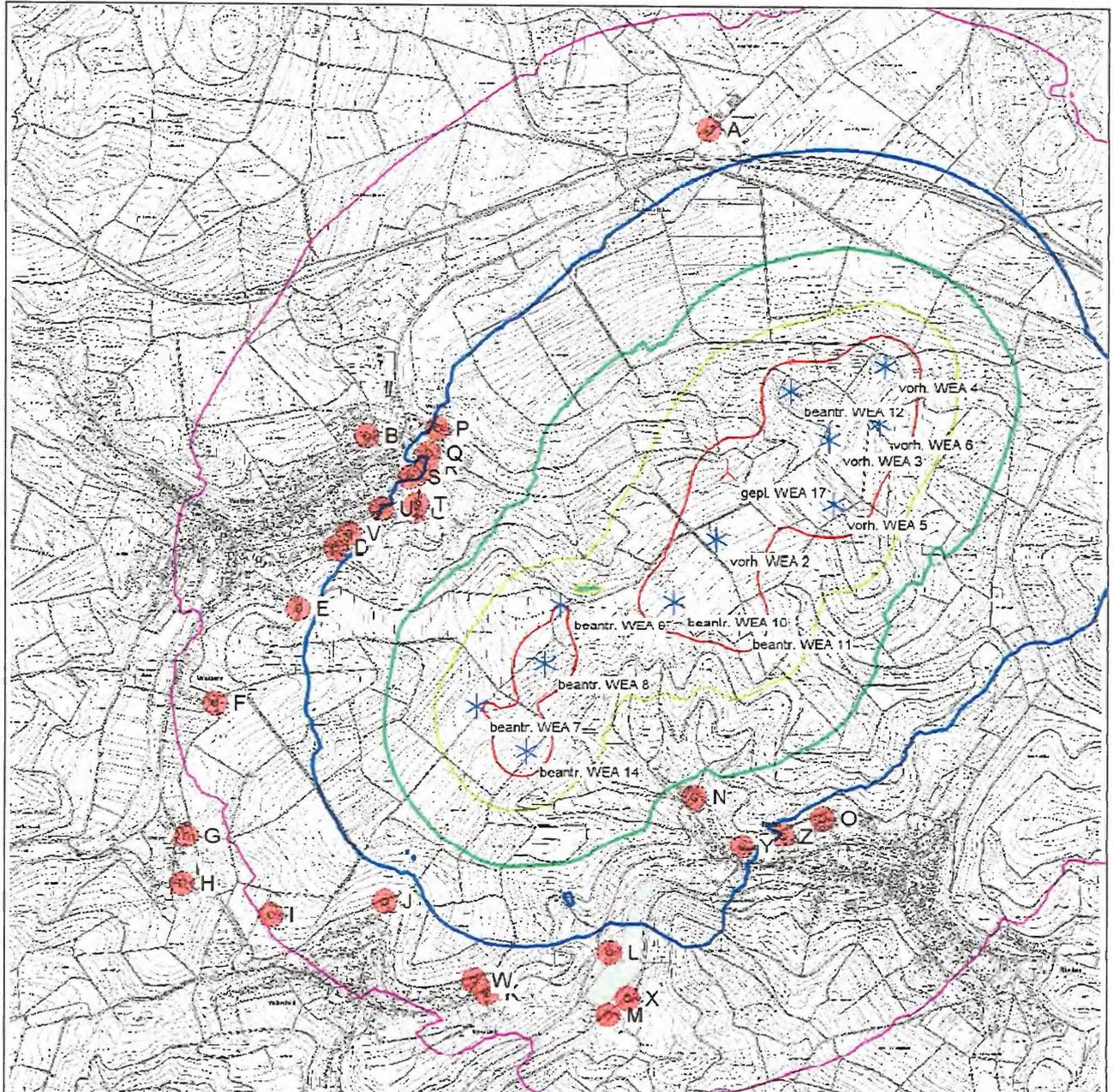
## 10 Anhang

- Anhang 1 Lageplan
- Anhang 2 Herstellerbescheinigung
- Anhang 3 Verwendete Leistungskurve
- Anhang 4 Oktav- und Terzspektrum
- Anhang 5 Schmalbandspektren



### Lageplan der E-82 (WEA 8)

Quelle: Schallimmissionsprognose PK2008003-SLG-NT2 bis NT4 von 2010-07-26 (Datum letzter Nachtrag), Fa. Ingenieurbüro PLANKON





## Herstellerbescheinigung, Kurzfassung für akustische Nachmessungen Manufacturer's certificate, Short version for control measurements of acoustic noise

1. Allgemeine Informationen – General informations	
Anlagenhersteller – turbine manufacturer :	ENERCON
Spezifische Anlagenbezeichnung – specific turbine type name :	E-82
Seriennummer der vermessenen WEA – serial number of tested WT :	823618
Standort der vermessenen WEA – location of tested WT :	56745 Weibern - Rieden
Koordinaten des Standortes (WGS 84 / UTM zone 32N) – coordinates of turbine location (WGS 84 / UTM zone 32N):	R: 369277 / H: 5584994
Rotorachse – rotor axis :	horizontal – horizontal <input checked="" type="checkbox"/> vertikal – vertical <input type="checkbox"/>
Nennleistung – rated power :	2,0 MW
Leistungsregelung – power control :	pitch <input checked="" type="checkbox"/> stall <input type="checkbox"/>
Nabenhöhe über Grund – hub height above ground :	108,38 m
Nabenhöhe über Fundamentflansch – hub height above top of foundation flange :	108,18 m
Nennwindgeschwindigkeit – rated wind speed :	13 m/s
Ein- / Abschaltwindgeschwindigkeit – cut-in / cut out wind speed :	2,5 m/s / 28 – 34 m/s
2. Rotor – Rotor	
Durchmesser – rotor diameter :	82 m
Anzahl der Blätter – number of blades :	3
Nabenart – kind of hub :	pendelnd – teetered <input type="checkbox"/> starr – rigid <input checked="" type="checkbox"/>
Anordnung zum Turm – position relative to tower :	luv – upwind <input checked="" type="checkbox"/> lee – downwind <input type="checkbox"/>
Drehzahlbereich / Drehzahlstufen – rot. speed range / stages of rot. speed:	6 – 18 Upm (Betrieb I) – 6 – 18 rpm (mode I)
Rotorblatteinstellwinkel – rotor blade pitch setting :	variabel – variable
Konuswinkel – cone angle :	0°
Achsneigung – tilt angle :	5°
Horizontaler Abstand Rotormittelpunkt - Turmmittellinie – horiz. distance between centre of rotor and tower centre line :	4,32 m
3. Rotorblatt – Rotor blade	
Hersteller – manufacturer :	ENERCON
Typenbezeichnung – type :	E82-1CFK
Seriennummern der Rotorblätter – serial numbers of rotor blades :	1: AE3371 2: AE3393 3: AE3400
Zusatzkomponenten (z.B. stall strips, Vortex-Gen., Turbulatoren) – additional components (e.g. stall strips, vortex gen., trip strips):	keine – none
4. Getriebe – Gearbox	
Hersteller – manufacturer :	entfällt – non existent
Typenbezeichnung – type :	entfällt – non existent
Seriennummer des Getriebes – serial number of gear box :	entfällt – non existent
Ausführung – design :	entfällt – non existent
Übersetzungsverhältnis – gear ratio :	entfällt – non existent
5. Generator – Generator	
Hersteller – manufacturer :	ENERCON
Typenbezeichnung – type :	E-82
Seriennummer des Generators – serial number of generator :	Rotor: CF323-12-2089 Stator: CM429-2-0862
Anzahl – number of generators :	1
Art – design :	synchron, Ringgenerator
Nennleistung(en) – rated power value(s) :	2.000 kW
Drehzahlbereich / Drehzahlstufen – rot. speed range / stages of rot. speed:	6 – 18 Upm (Betrieb I) – 6 – 18 rpm (mode I)
6. Turm – Tower	
Ausführung – design :	Gitter – lattice <input type="checkbox"/> Rohr – tubular <input checked="" type="checkbox"/> zylindrisch – cylindrical <input type="checkbox"/> konisch – conical <input checked="" type="checkbox"/>
Material – material :	Beton & Stahl – concrete & steel
Durchmesser - Turmfuß – foot of the tower diameter:	8,83 m
7. Betriebsführung / Regelung – Control system	
Art der Leistungsregelung – kind of power control :	Pitch
Antrieb der Leistungsregelung – actuation of power control :	elektrisch – electrical
Hersteller der Betriebsführung / Regelung – manufacturer of control system :	ENERCON
Typenbezeichnung der Betriebsführung / Regelung – control system type :	E-82
Bezeichnung der verwendeten Steuerungskurve – designation of used control setup :	ENERCON E-82 Betrieb I
Bezeichnung / Messbericht der verwendeten Leistungskurve – designation of power curve report :	Leistungskurve E-82 berechnet Rev 2.2

  
 26.02.2014  
  
 ENERCON GmbH  
 Dreekamp 5  
 26605 Aurich

Datum, Stempel und Unterschrift des Herstellers  
Date, manufacturer's stamp and signature

Der Hersteller der Windenergieanlage bestätigt, dass die WEA, deren Schallemission, Leistungskurve und elektrische Eigenschaften in den Prüfberichten abgebildet sind, die o. g. Eigenschaften aufweist. – The manufacturer of the wind turbine (WT) confirms that the WT whose noise level, performance curve and power quality is measured and depicted in the test reports shows the characteristics given above.



## Verwendete Leistungskennlinie E-82

Auszug aus dem Prüfbericht		Seite 1/2	
Stamblatt „Leistung“, entsprechend den „Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 2: Bestimmung von Leistungskurve und standardisierten Jahresenergieerträgen Rev. 14 vom 01. März 2004 (Herausgeber: Fördergesellschaft Windenergie e. V., Stresemannplatz 4, D-24103 Kiel)			
Auszug aus dem Prüfbericht DEWI-PV 0511-016.3 zur Leistungskurve der Windenergieanlage vom Typ ENERCON E-82 mit einer Nennleistung von 2000 kW Datenbasis B (WEA Status: Verfügbarkeit, ohne Abschalthysterese)			
Anlagentyp:	ENERCON E-82	Herstellerangaben	
Anlagenhersteller:	ENERCON GmbH Dreekamp 9 D-26605 Aurich	Nennleistung:	2000 kW
Anlagen-Standort (ca.):	x: 2592260 y: 5914843 (Gauß Krüger, Bessel)	Nennwindgeschwindigkeit:	13 m/s
Seriennummer:	82001	Rotordrehzahlbereich:	6 - 19.5 rpm (Betrieb 0)
		Rotordurchmesser:	82 m
		Nabenhöhe:	98 m
		Blatteinstellwinkel: pitch	Blatt-Typ: ENERCON 82-1

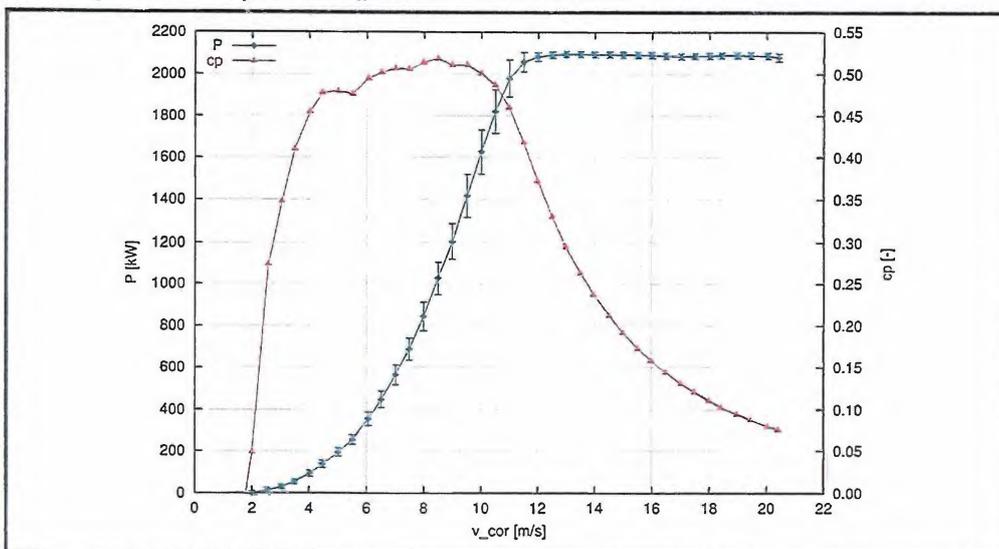
### Messumfang und Angaben zu den Sensoren

Messzeitraum (MEZ):	26.10.2006 (17:00) – 30.03.2007 (10:30)	Messgenauigkeit	
Ausgewerteter Windrichtungssektor:	189° - 251° und 343° - 18°	bzgl. Leistungsmessung:	18.25 kW
Windmessung / Nabenhöhe:	97.5 m	bzgl. Anemometerkalibration: Thies 1 <sup>st</sup> Class 4.3350.10.000	0.1 m/s
Referenz-Luftdichte:	1.225 kg/m <sup>3</sup>	bzgl. Luftdichtebestimmung:	0.4 %

### Abweichungen gegenüber der Richtlinie

Keine Abweichungen von der Richtlinie.

### Leistungskurve entsprechend „Technischer Richtlinie“



Gemessene Leistungskurve bei Referenzluftdichte 1.225 kg/m<sup>3</sup>; dargestellt sind nur vollständige Bins (mindestens drei Werte).

Dieser Auszug aus dem Prüfbericht enthält 2 Seiten.



Auszug aus dem Prüfbericht „Leistung“ Seite 2/2

Gemessene Leistungskurve der ENERCON E-82 Bezugs-Luftdichte 1.225 kg/m <sup>3</sup>					Unsicherheit Kategorie A	Unsicherheit Kategorie B	Kombinierte Unsicherheit
Bin- Nr.	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe $V_i$ [m/s]	Wirkleistung $P_i$ [kW]	$c_{p,i}$ -Wert [-]	Anzahl der Datensätze $N_i$ [-]	Standard- unsicherheit $S_j$ [kW]	Standard- unsicherheit $u_j$ [kW]	Standard- unsicherheit $u_{c,i}$ [kW]
3	1.48	-0.69	-0.07	6	0.1	10.6	10.6
4	2.00	1.28	0.05	8	0.9	10.6	10.6
5	2.57	15.14	0.27	17	1.1	11.0	11.0
6	3.04	31.70	0.35	25	1.4	11.5	11.6
7	3.48	55.83	0.41	25	2.1	12.9	13.1
8	4.03	96.00	0.46	29	3.4	14.9	15.3
9	4.47	138.47	0.48	48	2.6	17.7	17.9
10	5.00	194.46	0.48	38	4.7	19.8	20.3
11	5.50	255.42	0.48	33	5.6	23.2	23.9
12	6.05	355.07	0.50	36	7.7	33.3	34.2
13	6.51	448.18	0.50	73	6.1	38.8	39.3
14	7.01	564.52	0.51	88	5.0	46.4	46.7
15	7.49	687.56	0.51	156	4.8	53.3	53.5
16	7.98	844.06	0.51	152	5.6	68.4	68.7
17	8.50	1027.11	0.52	188	5.2	79.5	79.7
18	9.00	1204.86	0.51	199	6.2	83.2	83.4
19	9.51	1418.47	0.51	256	5.8	102.6	102.7
20	10.01	1627.90	0.50	348	4.6	105.4	105.5
21	10.50	1821.44	0.49	335	4.7	105.5	105.6
22	10.99	1979.36	0.46	331	3.7	87.9	88.0
23	11.50	2057.04	0.42	263	2.4	45.4	45.4
24	12.00	2081.39	0.37	326	1.1	20.0	20.0
25	12.51	2089.98	0.33	244	0.8	14.7	14.7
26	12.99	2093.23	0.30	241	0.5	13.9	13.9
27	13.51	2093.56	0.26	239	0.5	13.8	13.8
28	13.98	2091.68	0.24	197	0.5	13.8	13.8
29	14.51	2092.23	0.21	182	0.4	13.8	13.8
30	14.98	2090.97	0.19	127	0.6	13.8	13.8
31	15.50	2089.95	0.17	122	0.6	13.8	13.8
32	15.98	2088.23	0.16	119	0.8	13.8	13.9
33	16.48	2085.72	0.14	110	0.9	13.9	13.9
34	17.01	2083.06	0.13	79	2.0	13.9	14.0
35	17.49	2085.46	0.12	81	2.3	13.9	14.1
36	18.00	2085.60	0.11	53	4.0	13.7	14.3
37	18.43	2088.97	0.10	37	1.7	14.2	14.3
38	18.97	2088.28	0.10	20	1.7	13.8	13.9
39	19.44	2087.64	0.09	3	4.8	13.8	14.6
40	20.04	2085.77	0.08	3	1.4	13.8	13.9
41	20.42	2079.04	0.08	4	9.3	16.1	18.6

Berechnete Jahresenergieerträge				Referenzluftdichte: 1.225 kg/m <sup>3</sup> , Abschaltwindgeschwindigkeit: 25 m/s (Extrapolation mit konstanter Windgeschwindigkeit ab dem letzten Bin-Intervall)	
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit (Rayleigh-Verteilung)	Gemessener AEP (gemessene Leistungskurve)	Unsicherheit der gemessenen Leistungskurve, dargestellt als Standardabweichung des AEP		Extrapolierter AEP (extrapolierte Leistungs- kurve, 100 % Verfügbarkeit)	
[m/s]	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]	
4	1673.1	182.6	10.9	1673.1	
5	3158.1	258.5	8.2	3158.1	
6	4890.5	317.2	6.5	4892.1	
7	6605.6	349.0	5.3	6624.0	
8	8111.7	358.4	4.4	8198.5	
9	9296.8	353.0	3.8	9540.7	
10	10121.6	339.0	3.3	10617.1	
11*	10603.9	320.4	3.0	11417.4	

\*) Unvollständig gemäß IEC 61400-12-1 (Gemessener AEP ist kleiner als 95% des extrapolierten AEP)

Dieser Auszug aus dem Prüfbericht gilt nur in Verbindung mit der Herstellerbescheinigung vom 21.04.2006.

Ausgestellt durch: DEWI GmbH  
Ebertstraße 96  
D-26382 Wilhelmshaven

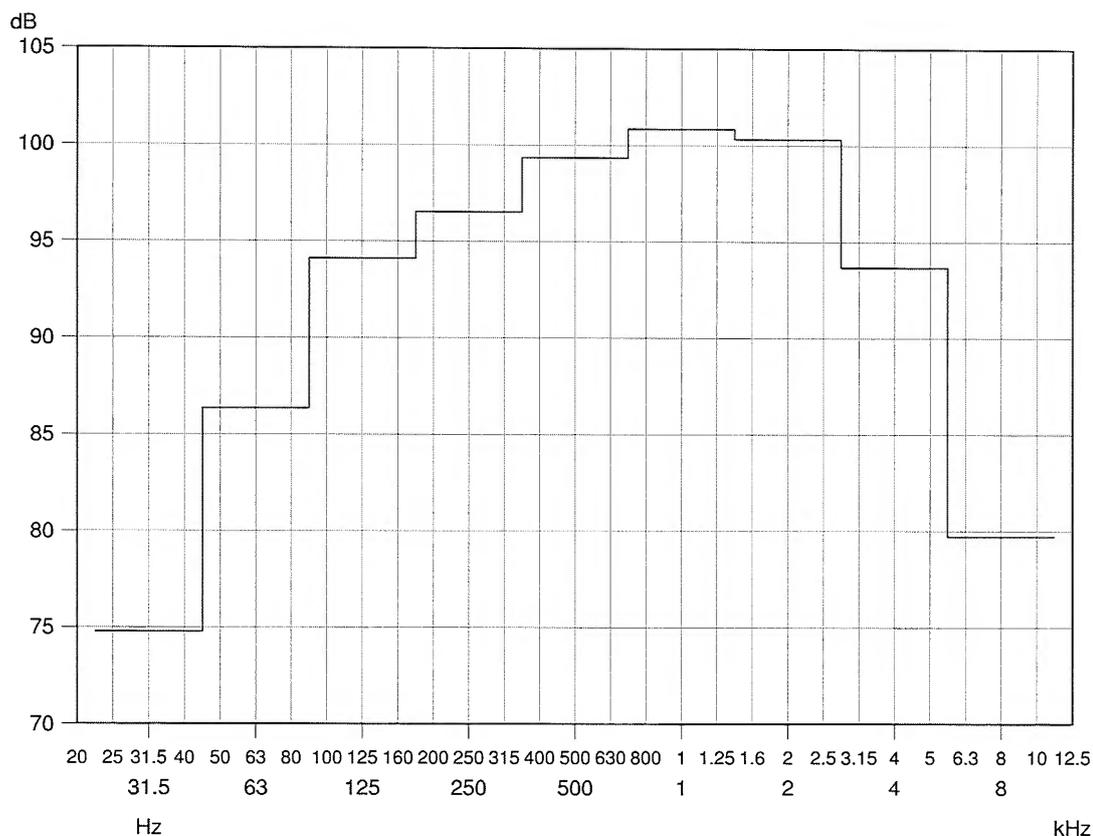
Datum: 11.04.2007

*H. Mellinshoff*  
(i.V. Dipl.-Phys. H. Mellinshoff)  
DEWI

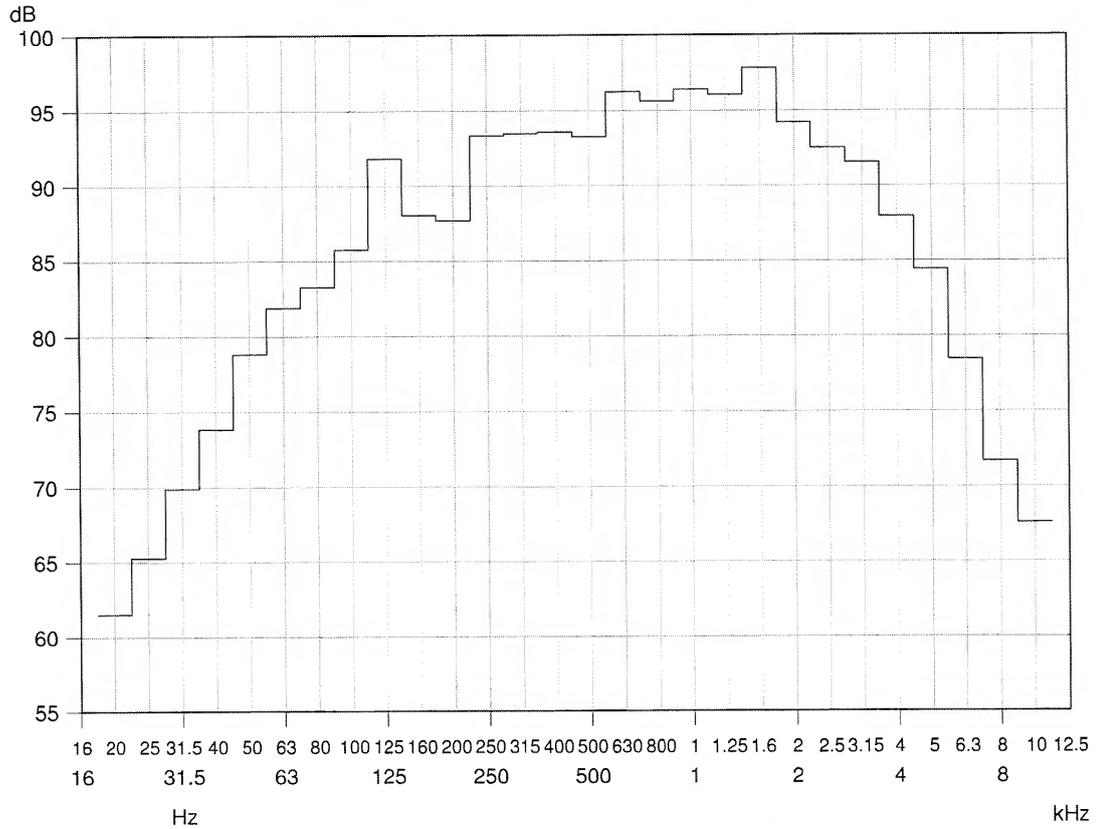
*M. Bunsse*  
(i.A. Dipl.-Ing. U. Bunsse)  
DEWI



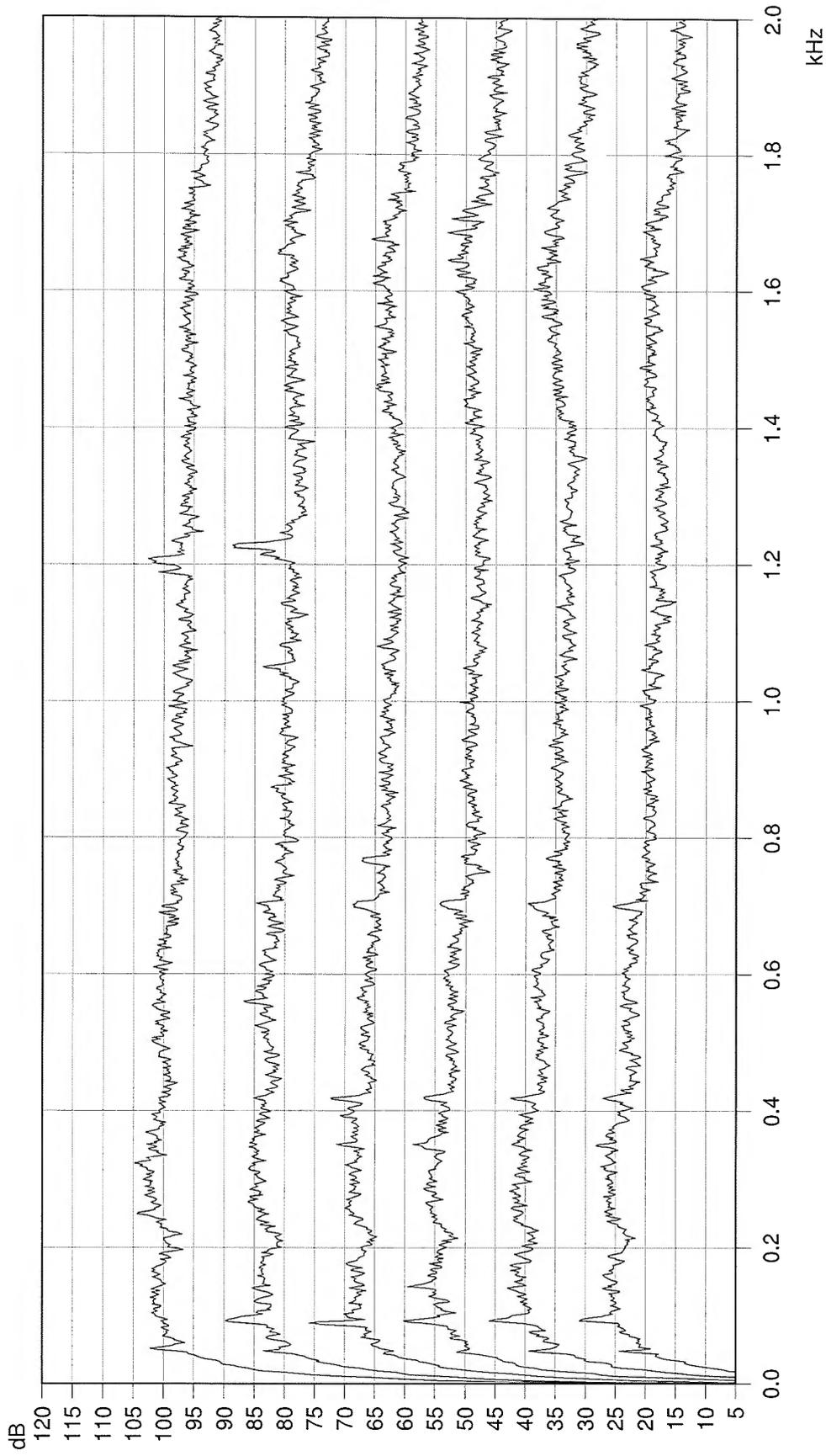
Dieser Auszug aus dem Prüfbericht enthält 2 Seiten.



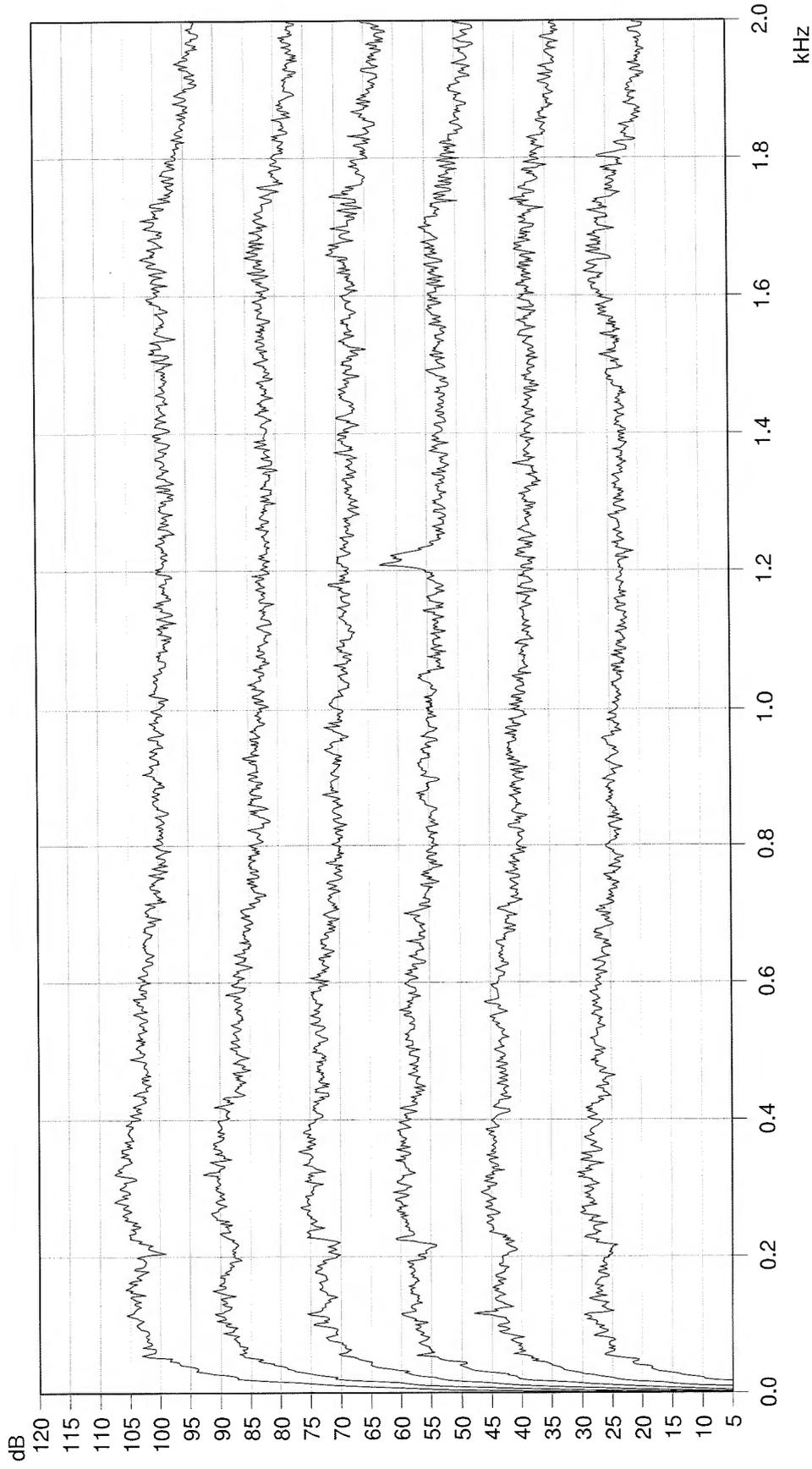
Oktavpegel für 9 m/s, Summenpegel = 106,2 dB			
Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]
31,5	74,78	1000	100,87
63	86,35	2000	100,34
125	94,12	4000	93,70
250	96,56	8000	79,70
500	99,37		



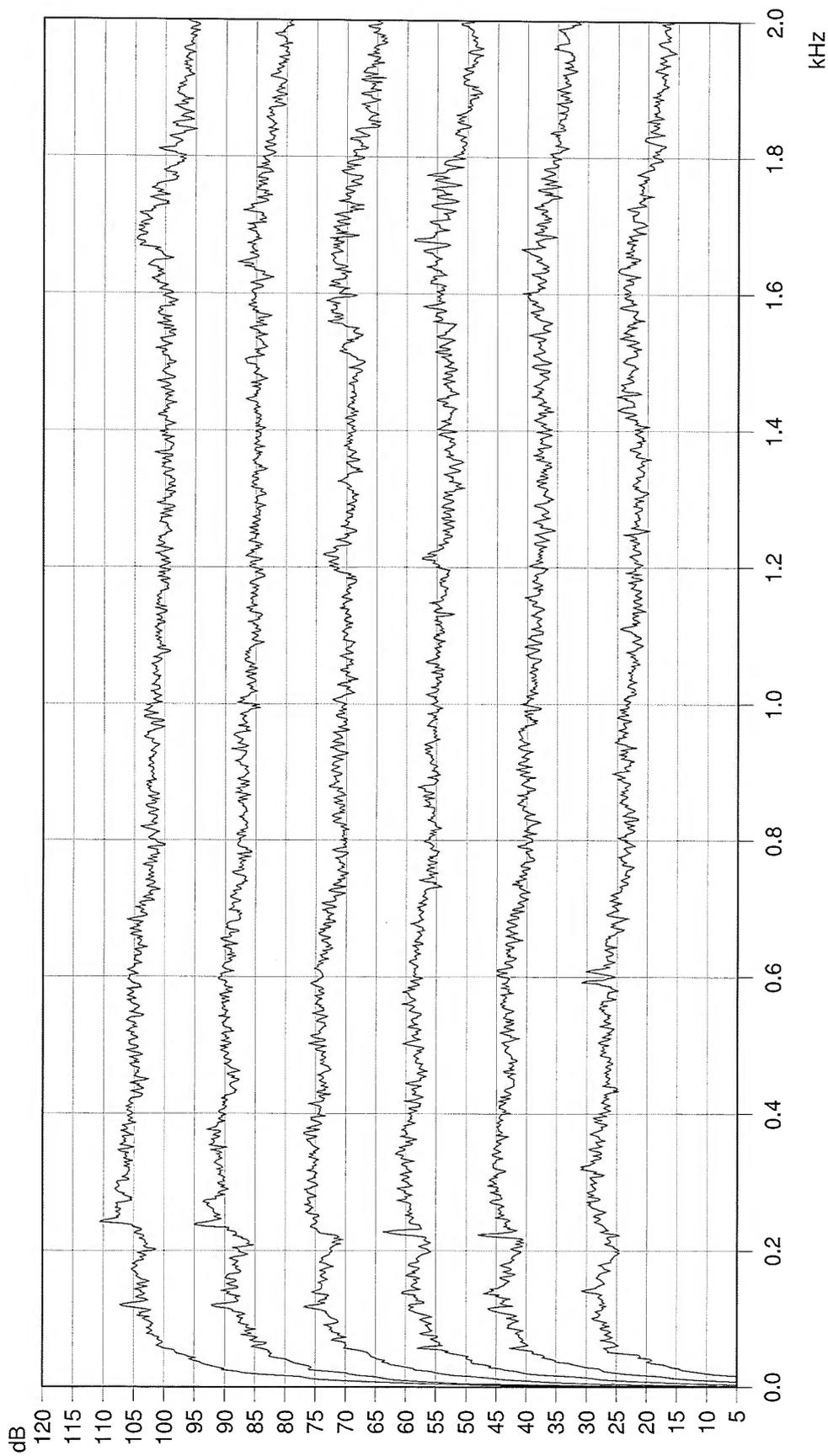
<b>Terzpegel für 9 m/s, Summenpegel = 106,2 dB</b>					
Terzmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspe-gel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]	Terzmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspe-gel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]
20	61,51	2,51	500	93,28	1,96
25	65,28	2,42	630	96,26	1,90
31,5	69,88	2,58	800	95,62	1,88
40	73,82	2,51	1000	96,40	1,89
50	78,83	2,14	1250	96,07	1,95
63	81,92	2,11	1600	97,83	1,96
80	83,28	2,35	2000	94,24	1,99
100	85,75	2,24	2500	92,55	1,92
125	91,85	2,23	3150	91,57	1,90
160	88,04	2,05	4000	87,95	1,92
200	87,69	2,08	5000	84,42	1,98
250	93,36	2,00	6300	78,45	1,95
315	93,51	2,09	8000	71,68	2,00
400	93,61	2,10	10000	67,55	1,98



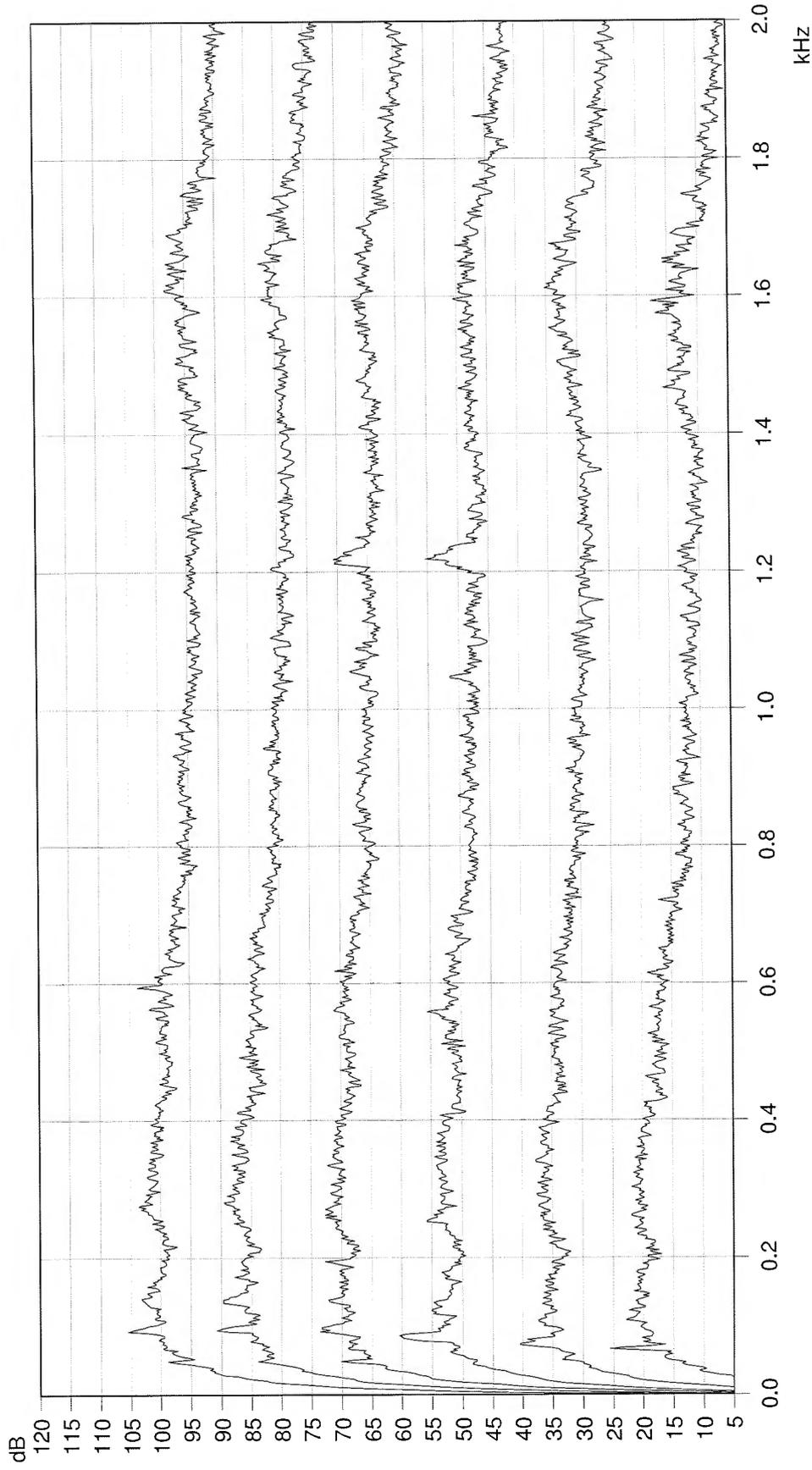
Spektren 1 – 6 aus BIN 6 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



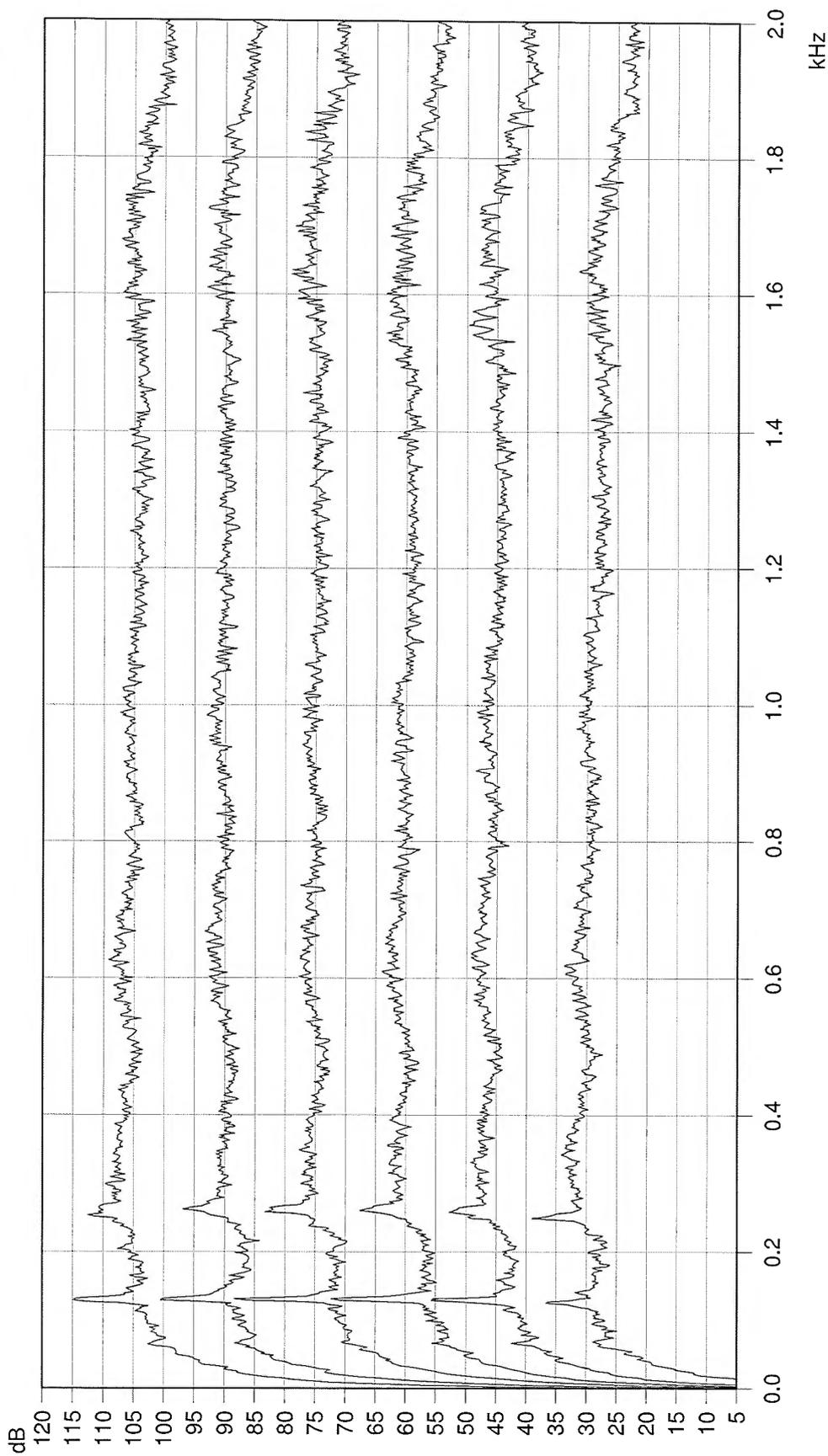
Spektren 7 – 12 aus BIN 6 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)



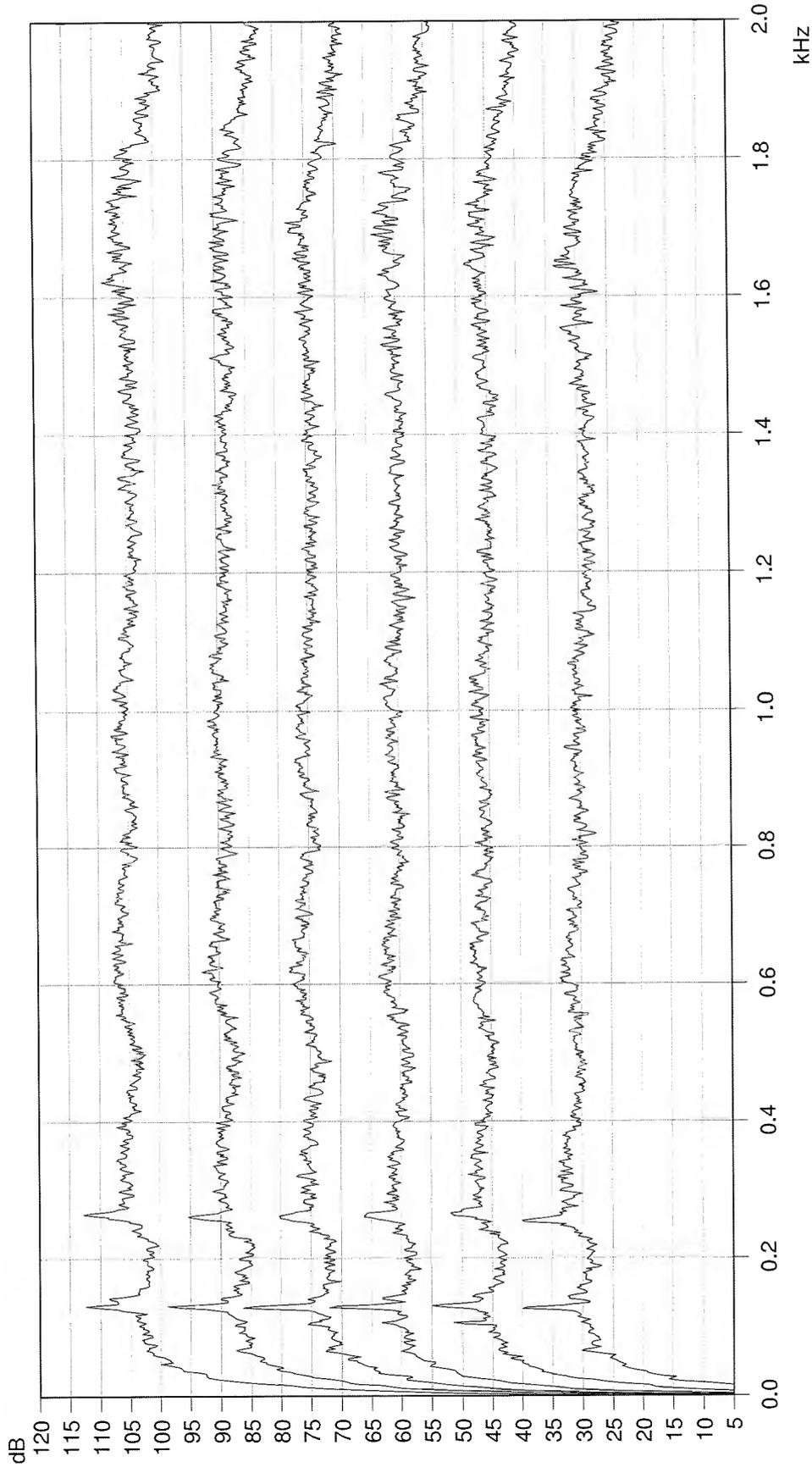
Spektren 1 – 6 aus BIN 7 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



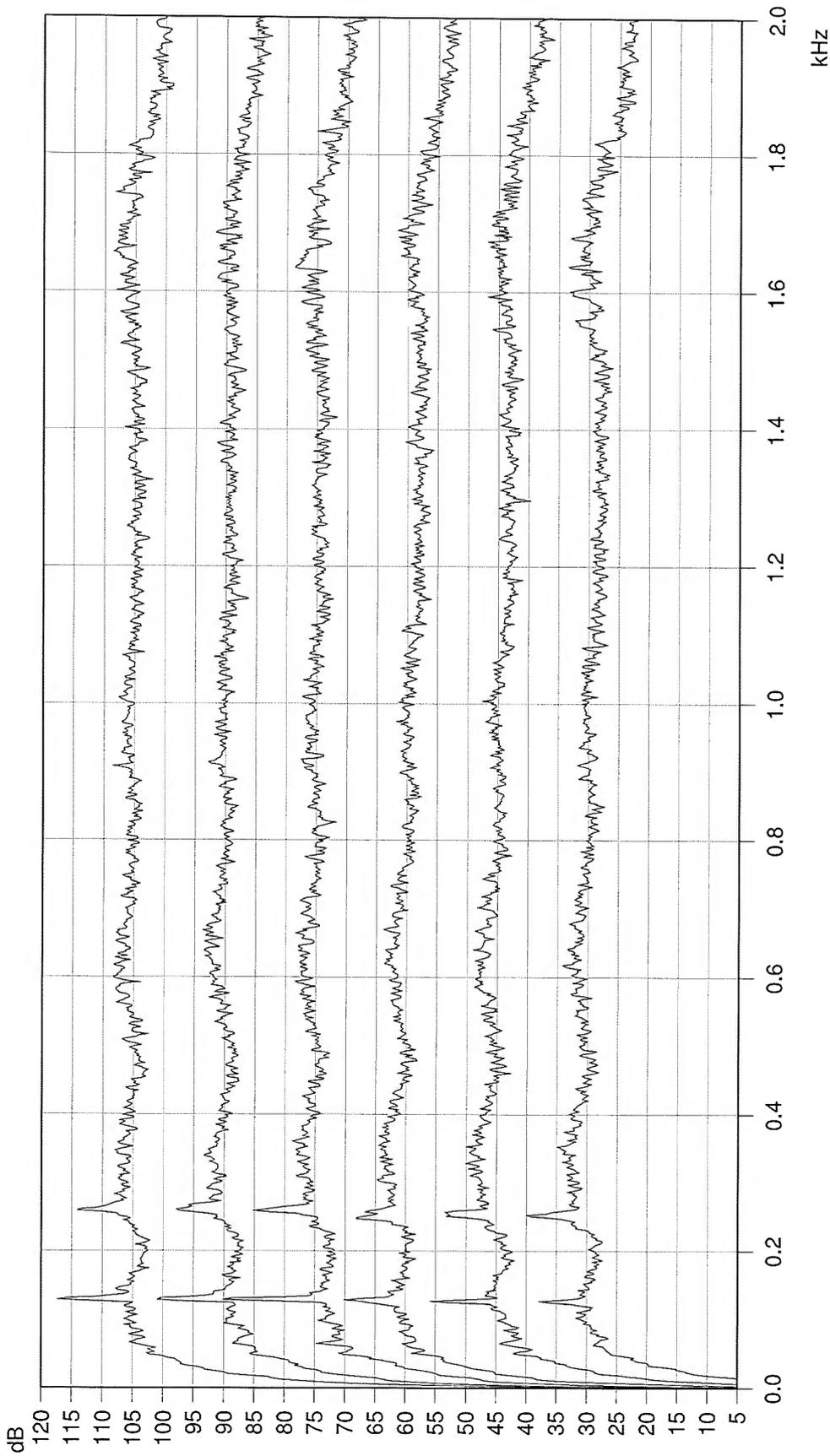
Spektren 7 – 12 aus BIN 7 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)



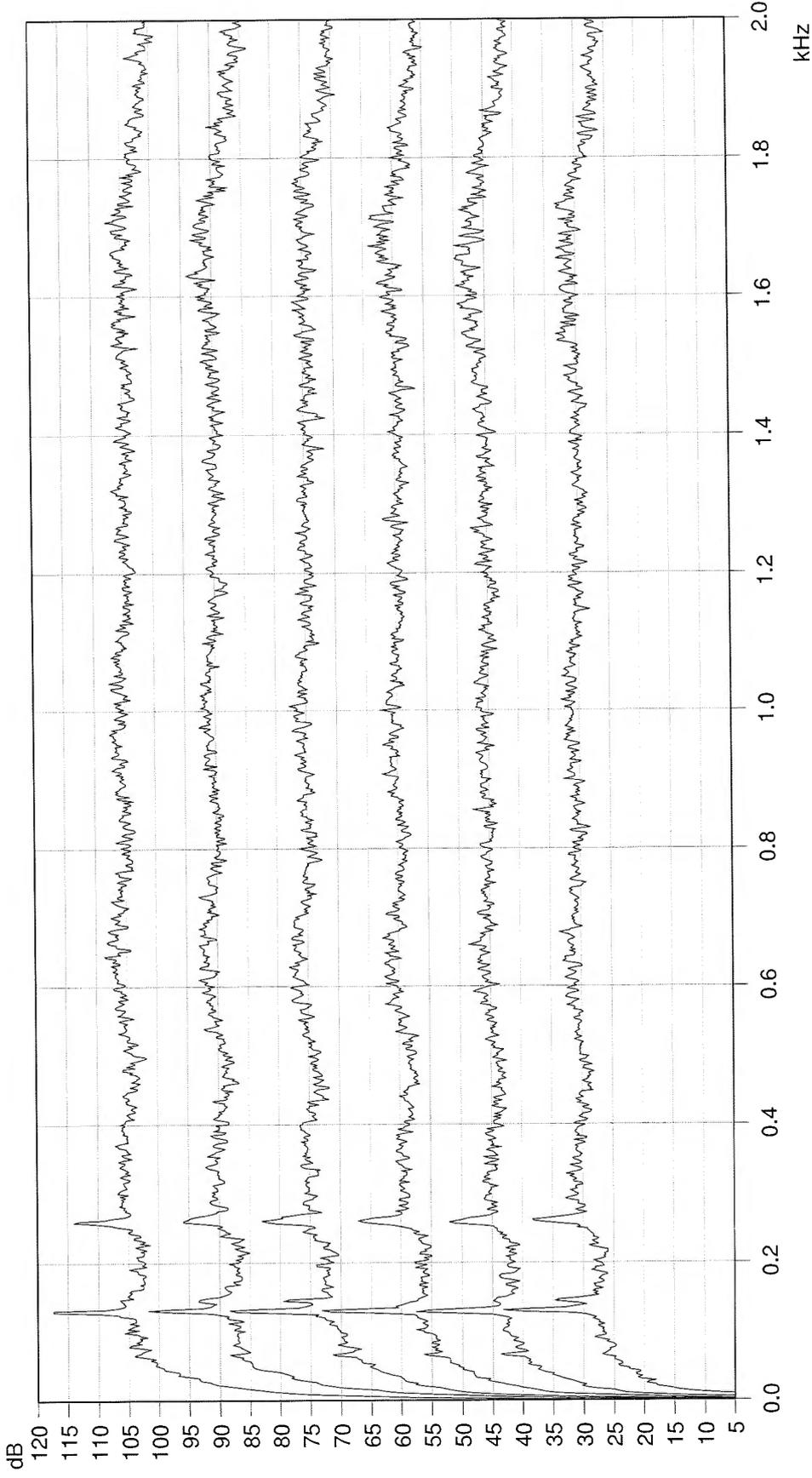
Spektren 1 – 6 aus BIN 8 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



Spektren 7 – 12 aus BIN 8 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)



Spektren 1 – 6 aus BIN 9 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



Spektren 7 – 12 aus BIN 9 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)