



**Schalltechnisches Gutachten gemäß
FGW TR.1 zur Windenergieanlage
VENSYS 100 Ser.-Nr.: ID 101
am Standort Gusterath**

- reduzierter Betriebsmodus (101 dB / 1800 kW) -

Messung 2013-10-22

Vollständiger Bericht

2013-12-18

SE12036B2



**Schalltechnisches Gutachten gemäß FGW TR.1
zur Windenergieanlage
VENSYS 100 Ser.-Nr.: ID 101
am Standort Gusterath**

- reduzierter Betriebsmodus (101 dB / 1800 kW) -

Bericht SE12036B2

Standort bzw. Messort:	Gusterath, Ser-Nr. ID 101
-------------------------------	---------------------------

Auftraggeber:		
----------------------	--	--

Auftragnehmer:		
-----------------------	--	--

Datum der Auftragerteilung:	2012-11-27	Auftragsnummer:	12 0208 07
--	------------	------------------------	------------

Prüfer:	Bearbeiter:

1	AUFGABENSTELLUNG	4
2	DURCHFÜHRUNG DER MESSUNG	4
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
3	MESSERGEBNISSE	9
3.1	Subjektives Geräuschempfinden	9
3.2	Richtcharakteristik.....	9
3.3	Schalldruckpegel	9
3.4	Immissionsrelevanter Schallleistungspegel	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.....	16
3.9	Betriebszustände während der Messung	17
4	MESSUNSICHERHEIT	18
4.1	Messunsicherheit Typ A.....	18
4.2	Messunsicherheiten Typ B.....	18
4.3	Abschätzung der Gesamtmessunsicherheit U_c	19
4.4	Messunsicherheiten für Tonhaltigkeiten	19
4.5	Messunsicherheiten für Terzspektren	19
5	ABWEICHUNGEN ZUR RICHTLINIE FGW TR.1	20
6	ZUSAMMENFASSUNG	21
7	LITERATURVERZEICHNIS	23
8	VERZEICHNIS DER VERWENDETEN FORMELZEICHEN UND ABKÜRZUNGEN.....	24
9	BEARBEITUNGSVERLAUF	25
10	ANHANG	26

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

1 Aufgabenstellung

Die [REDACTED] wurde 2012-11-27 von [REDACTED] beauftragt, die charakteristische Geräuschabstrahlung der Windenergieanlage (WEA) VENSYS 100 mit einer Nabenhöhe von $H = 100$ m inkl. Fundament im leistungsreduzierten Betriebsmodus 100 dB (1800 kW) mit dem Standort Gusterath 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 Schallleistungspegel 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 VENSYS 100.

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

Hersteller	VENSYS Energy AG
WEA-Typ	VENSYS 100
Seriennummer	ID 101
Standort	Gusterath
Nennleistung (reduziert)	2.500 kW (1.800 kW)
Leistungsregelung	pitch
Nabenhöhe ü. Grund	100 m
Turmbauart	zylindrisch- konischer Stahlrohr
Anordnung Rotorblätter zum Turm	luv
Anzahl der Rotorblätter	3
Rotordurchmesser	99,8 m
Blatt-Typ	LM 48.8
Drehzahlbereich (Rotor)	6,5 – 14,5 min ⁻¹
Getriebe-Typ	getriebelos
Generator-Typ	V100/100 2,5

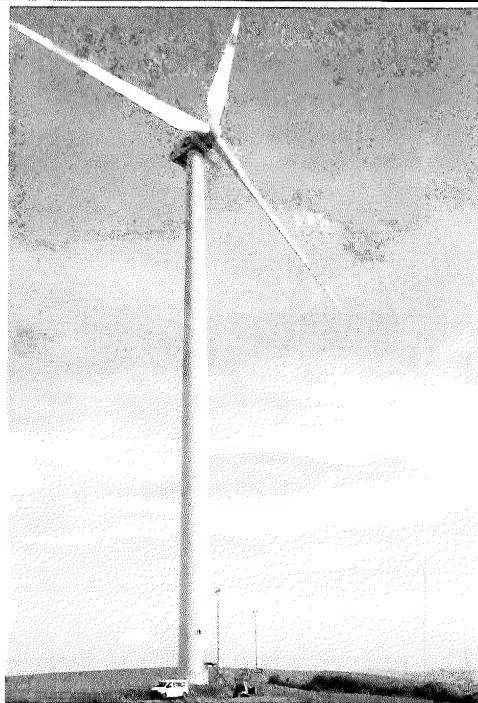


Abb. 1: WEA VENSYS 100

2.3 Messort

Die WEA befindet sich mit weiteren Anlagen unterschiedlichen Typs am Standort Gusterath. Die Umgebung der WEA ist sehr uneben und wird landwirtschaftlich genutzt. Sie war zum Zeitpunkt der Messung abschnittsweise bestellt. Die WEA befindet sich auf einer geodätischen Höhe von ungefähr 409 m über NN. In unmittelbarer Nähe verläuft von Nord nach Süd die Landstraße L143. Südöstlich der Anlage befindet sich in ca. 1,5 km Entfernung die Ortschaft Gusterath (nähe Trier). Weiterhin befindet sich südlich zur WEA in ca. 150 m Entfernung ein Umspannwerk.

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 $R_{0,\text{gewählt}} = 136$ 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.

Die eingespeiste Wirkleistung der WEA wurde über ein spezielles Modul des Herstellers als Spannungssignal aus der Anlagensteuerung entnommen, digitalisiert und mit Hilfe eines Analog-Digitalwandlers auf der Festplatte eines Mess-PCs gespeichert.

Da die WEA VENSYS 100 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 über ein spezielles Modul des Herstellers als Spannungssignal aus der Anlagensteuerung entnommen, digitalisiert und ebenfalls auf der Festplatte des Messrechners gespeichert.

Obwohl eine Aufzeichnung und Dokumentation des Pitchwinkelsignals während der Messung nach [1] nicht erforderlich ist, wurde dieses Signal dennoch über den gesamten Messzeitraum als Spannungssignal aus der Anlagensteuerung entnommen und als digitales Signal auf den Messrechner gespeichert.

Die Windrichtung und Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe wurden von einem Anemometer und einer Windfahne im Abstand von 74 m zur WEA luvseitig erfasst (Abb. 3), digitalisiert und ebenfalls auf der Festplatte des Mess-PCs gespeichert.



Abb. 2: Aufbau Mikrofon

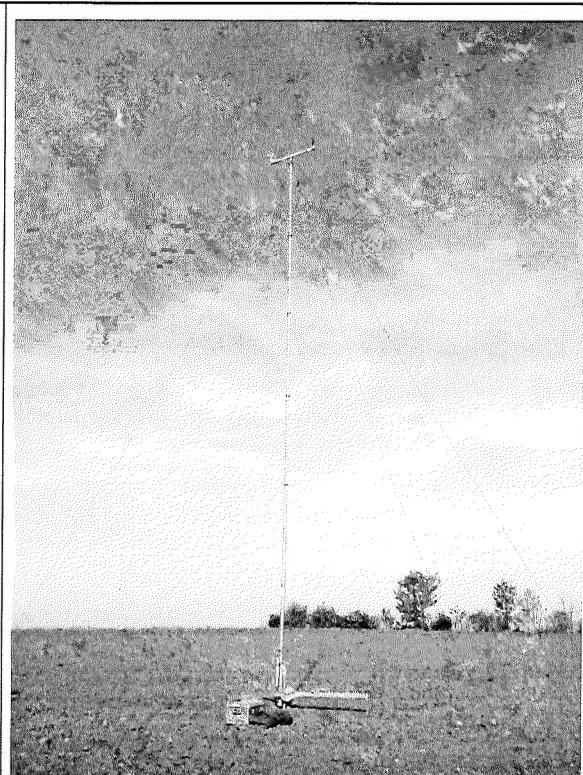


Abb. 3: Aufbau Windmessmast

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

Geräte Akustik devices acoustic	Hersteller / Serien.-Nr. manufacturor / serial number	Kalibriert bis calibrated until	WTG-Nummer wtg number
Mikrofon <i>microphone</i>	Norsonic, Typ 1225, Serien-Nr. 79613 <i>Norsonic, type 1225, serial-no. 79613</i>	2013-12-31	
Mikrofonverstärker <i>preamplifier</i>	Norsonic, Typ 1209, Serien-Nr. 12532 <i>Norsonic, type 1209, serial-no. 12532</i>	2013-12-31	
Schallpegelmesser <i>sound level meter</i>	Norsonic 140, Serien-Nr. 1403114 <i>Norsonic 140, serial-no. 1403114</i>	2013-12-31	
Akustischer Kalibrator <i>acoustical calibrator</i>	Norsonic, Typ 1251, Serien-Nr. 32014 <i>Norsonic, type 1251, serial-no. 32014</i>	2013-12-31	
Prim. Windschirm <i>primary wind screen</i>	Norsonic <i>Norsonic</i>		
Sek. Windschirm <i>secondary wind screen</i>	windtest grevenbroich gmbh <i>windtest grevenbroich gmbh</i>		
Geräte Leistungsmessung devices power measurement	Hersteller / Serien.-Nr. manufacturor / serial number	Kalibriert bis calibrated until	WTG-Nummer wtg number
Stromwandler I <i>current transducer I</i>	Haag, Typ: RGZ6000, Serien-Nr. 103163ZA <i>Haag, type: RGZ6000, serial-no. 103163ZA</i>	2014-01-31	WTGMT0739
Stromwandler II <i>current transducer II</i>	Haag, Typ: RGZ6000, Serien-Nr. 1474654KV <i>Haag, type: RGZ6000, serial-no. 1474654KV</i>	2014-01-31	WTGMT0740
Stromwandler III <i>current transducer III</i>	Haag, Typ: RGZ6000, Serien-Nr. 103156ZAV <i>Haag, type: RGZ6000, serial-no. 103156ZAV</i>	2014-01-31	WTGMT0741
Geräte Meteorologie meteorological devices	Hersteller / Serien.-Nr. manufacturor / serial number	Kalibriert bis calibrated until	WTG-Nummer wtg number
Messmast 10 m <i>meteorological mast</i>	Teksam Clark-Mast, Typ Cot 10-6/HP, Serien-Nr. GK94289 <i>Teksam Clark-Mast, type Cot 10-6/HP, serial-no. GK94289</i>		WTGMT1806
Anemometer <i>anemometer</i>	Vector, Typ A100L2, Serien-Nr. 7669 <i>Vector, type A100L2, serial-no. 7669</i>	2015-03-13	WTGMT0861
Windfahne <i>wind vane</i>	Thies, Typ 4.3124.30.012, Serien-Nr. 705033 <i>Thies, type 4.3124.30.012, serial-no. 705033</i>		WTGMT1134
Barometer <i>barometer</i>	Vaisala, Typ PTB100A <i>Vaisala, type PTB100A</i>		WTGMT0743
Thermometer and Hygrometer <i>thermometer and hygrometer</i>	Galltec, Typ KPC 2/6 ME <i>Galltec, type KPC 2/6 ME</i>		WTGMT0776
Messumformer <i>signal transformer</i>	Weidmüller, Typ: WAZ5 PRO RTD <i>Weidmüller, type: WAZ5 PRO RTD</i>		WTGMT1705
Messumformer <i>signal transformer</i>	Weidmüller, Typ: WAZ4 PRO DC/DC <i>Weidmüller, type: WAZ4 PRO DC/DC</i>		WTGMT1761
Geräte Hard- und Software devices hard- and software	Hersteller / Serien.-Nr. manufacturor / serial number	Kalibriert bis calibrated until	WTG-Nummer wtg number
Datenlogger <i>data logger</i>	IMC µ-MUSYCS, Serien-Nr. 99031203 <i>IMC µ-MUSYCS, serial-no. 99031203</i>		WTGMT0366
Computer <i>Computer</i>	ACER TravelMate 4720, Serien-Nr. LXTKK060087420AFFD2000 <i>ACER TravelMate 4720, serial-no. LXTKK060087420AFFD2000</i>		WTGPC0463
Laserentfernungsmesser <i>laser rangefinder</i>	Nikon, Laser 800 S Serien-Nr. WR009658 <i>Nikon, Laser 800 S serial-no. WR009658</i>		WTGMT1815
Auswertesoftware <i>data acquisition software</i>	WTG Technik <i>WTG Technik</i>		
Auswertesoftware <i>data acquisition software</i>	IMC Famos Version 6.0 Rev. 3 <i>IMC Famos version 6.0 rev. 3</i>		

2.5 Messablauf

Die Messung wurde 2013-10-22 in der Zeit zwischen 09³⁰ Uhr und 18¹⁵ Uhr durchgeführt. Für die Messung der Schallemissionen wurde die direkt benachbarte WEA des Typs Südwind S31 außer Betrieb gesetzt. Die während der Messung in 10 m Höhe aufgetretenen Windgeschwindigkeiten lagen in einem Bereich zwischen 2 m/s und 11 m/s (10 sek. Mittelwerte). Die abgegebene Wirkleistung der WEA lag zwischen 800 kW und 1800 kW (10 sek. Mittelwerte). Während der Messungen des Betriebsgeräusches lief die WEA im Dauerbetrieb.

Bei der Messung wurden parallel der Schalldruckpegel, die elektrische Wirkleistung, die Generatordrehzahl, der Pitchwinkel, 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

Bewölkung	heiter bis wolzig
Luftdruck	961 – 963 hPa
Lufttemperatur	17,4 – 21,3 °C
Luftfeuchte	66 - 81 %

3 Messergebnisse

3.1 Subjektives Geräuschempfinden

Aerodynamisch bedingte Geräusche traten durch die Rotation der Rotorblätter auf. Am Referenzpunkt (136 m Entfernung) sind schwache Tonhaltigkeiten im Bereich 2.400 Hz – 2.600 Hz subjektiv bei schwachen Windverhältnissen (vergl. Tab. 5) wahrnehmbar.

Bei Windrichtungsnachführung „Yawing“ der WEA, war am Messtag 2013-10-22 neben dem eher schwachen Betriebsgeräusch der Stellmotoren, ein dominantes und auffälliges Schleifgeräusch als „Quietschen“ subjektiv wahrnehmbar.

3.2 Richtcharakteristik

Es wurde subjektiv keine ausgeprägte Richtcharakteristik für die WEA VENSYS 100 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 oder anderen Betriebsmodi nicht für die Auswertung herangezogen werden (vgl. Abb. 4).

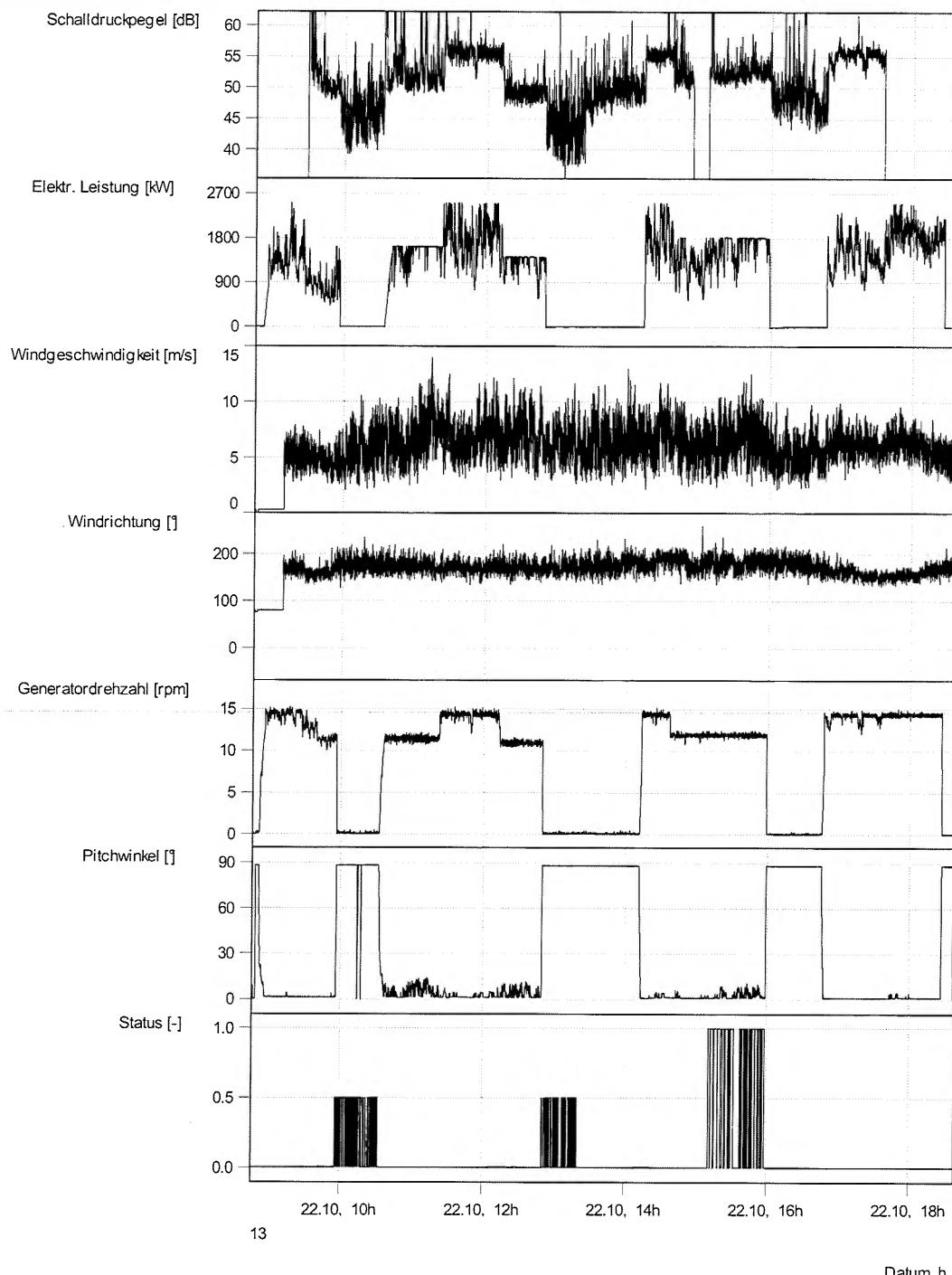


Abb. 4: Messwerte

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 10 sek. waren Grundlage zur Ermittlung der Regressionen für die Schalldruckpegel Betrieb und Hintergrund (vgl. Abb. 5 bis Abb. 7).

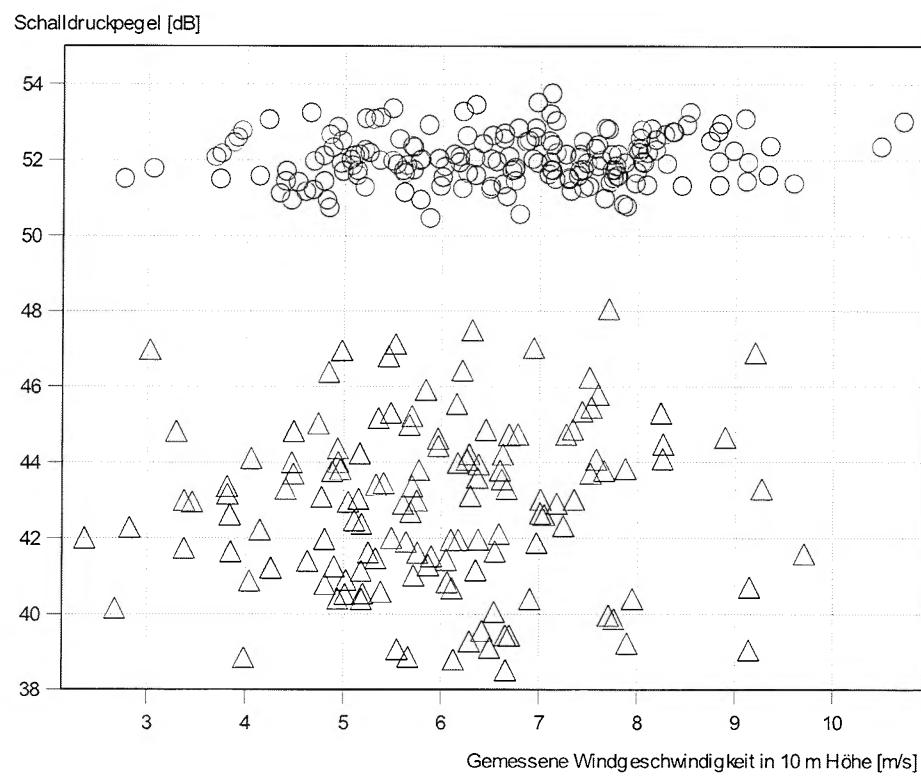


Abb. 5: Schalldruckpegel über gemessener Windgeschwindigkeit Betrieb \circ und Hintergrund Δ

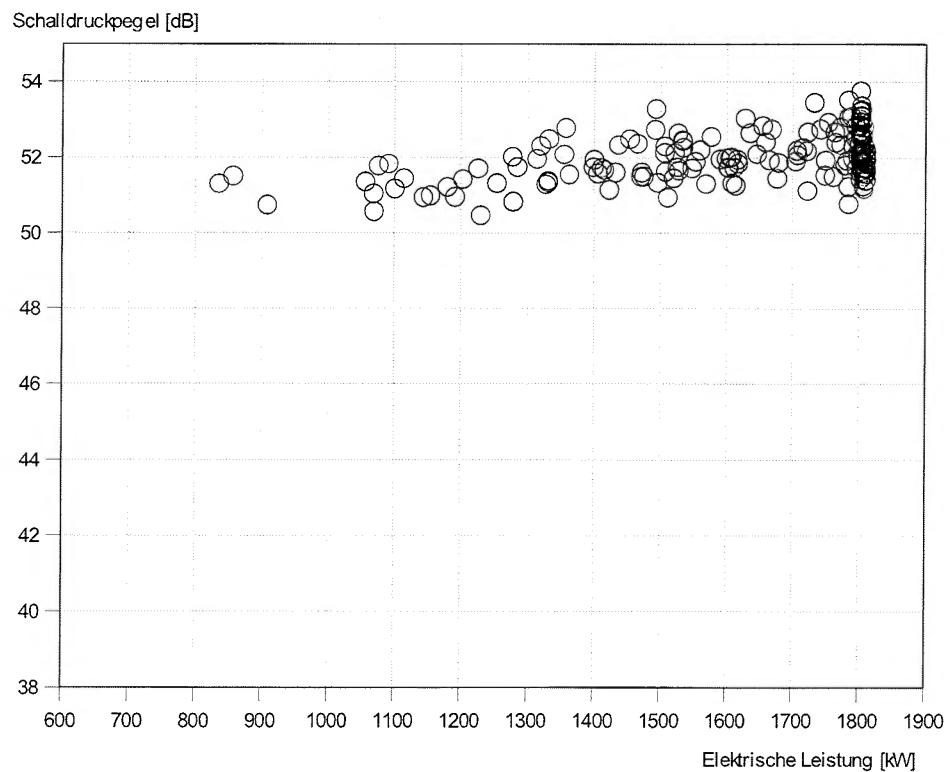


Abb. 6: Schalldruckpegel über elektrischer Leistung

3.4 Immissionsrelevanter Schallleistungspegel

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.

$$v_{p10} = v_H \cdot \frac{\ln 10 / z_0}{\ln H / z_0} \quad \text{mit } z_0 = 0,05 \text{ m, } H = 100 \text{ m}$$

Aus der standardisierten Windgeschwindigkeit und der im Betrieb der WEA gemessenen Windgeschwindigkeit wurde der Korrekturfaktor κ 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 $\kappa = 1,06$ zur Korrektur der gemessenen Hintergrundwindgeschwindigkeiten bestimmt. Daraus ergaben sich die in der folgenden Abbildung dargestellten Regressionsen. Messwerte bei mehr als 95 % der Nennleistung sind in der Abb. 7 über ihre gemessene, mit dem Korrekturfaktor κ 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.

Abweichend von [1] wurde für Messwerte oberhalb 95 % Nennleistung die κ -Methode bei Verwendung von 10 sek. Mittelewerten angewandt, da das entsprechend [1] vorzuziehende Verfahren (Gondelanemometermethode bei 10 sek. Mittelwerten), die Werte oberhalb von 95 % Nennleistung nicht korrekt widerspiegelt.

Während der Messung 2013-10-22 gab es viele Zeiten mit Störungen durch Straßenverkehr der angrenzenden L143. Diese Zeiten wurden, wie vorweg beschrieben, mit Hilfe des gesetzten Status für die Auswertung ausgeschlossen. Die hohe Streuung des Hintergrundgeräusches resultiert aus windinduzierten Fremdgeräuschen des umliegenden Bewuchses Nähe des Mikrofons.

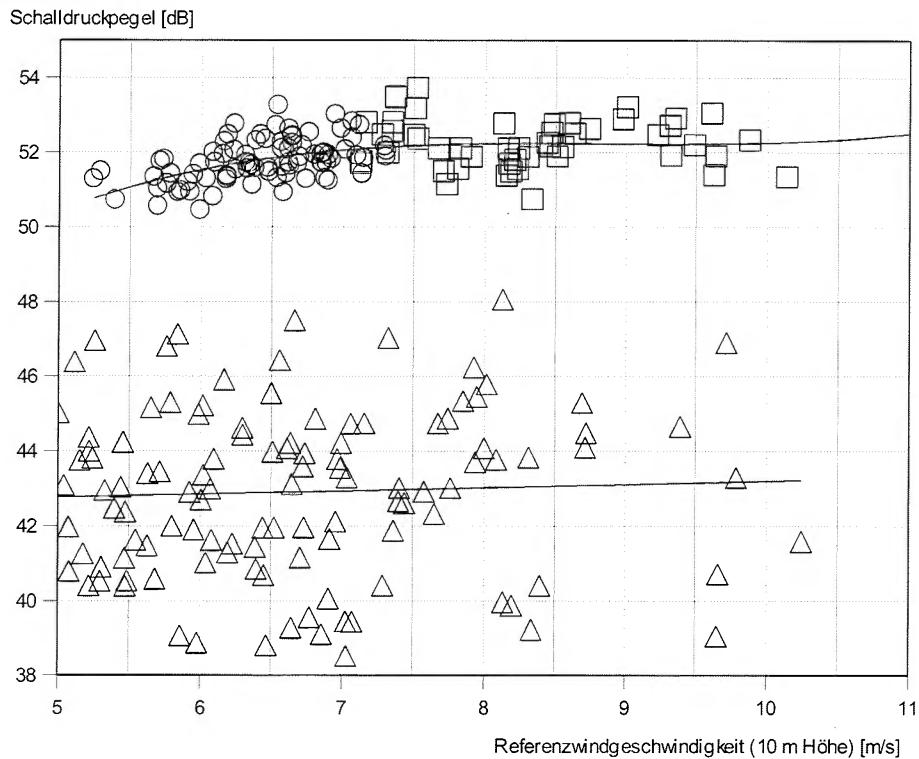


Abb. 7: Schalldruckpegel über standardisierte Windgeschwindigkeit.

Regression Betrieb $\text{O}: 29,74 + 7,655 * X - 0,8657 * X^2 + 0,03255 * X^3 [\text{dB}]$

Regression Hintergrund $\Delta: 42,35 + 0,080 * X + 0,0004 * X^2 [\text{dB}]$

□ Messwerte größer 95%-Nennleistung

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

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

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

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

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

$$R_0 = 136 \text{ m}, N_A = 4,5 \text{ m}, H = 100 \text{ m}, h_A = -1,5 \text{ m}$$

Damit ergaben sich für die WEA VENSYS 100 in der vorliegenden Konfiguration die in der Tab. 4 dargestellten immissionsrelevanten Schallleistungspegel.

Tab. 4: Immissionsrelevanter Schalleistungspegel VENSYS 100, reduzierter Betriebsmodus (101 dB / 1800 kW)

Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe (v_{p10})	BIN 6 5,5–6,5 m/s	BIN 7 6,5–7,5 m/s	7,12 m/s ¹⁾	BIN 8 7,5–8,5 m/s	BIN 9 8,5–9,5 m/s	BIN 10 9,5–10,5 m/s
Gesamtgeräusch $L_{Aeq,BG}$ [dB]	51,5	52,1	52,1	52,2	52,2	52,3 ²⁾
Fremdgeräusch $L_{Aeq,HG}$ [dB]	42,8	42,9	42,9	43,0	43,1	43,2 ²⁾
Abstand ΔL [dB]	8,7	9,2	9,2	9,2	9,1	9,1
Betriebsgeräusch $L_{Aeq,c}$ [dB]	50,9	51,5	51,5	51,7	51,7	51,7 ²⁾
Schalleistungspegel L_{WA} [dB]	100,7	101,3	101,3	101,5	101,4	101,5 ³⁾
Elektrische Leistung P [kW]	1317	1710	1687	1798	1800	1800

1) 95 % Nennleistung

2) Nicht genügend Messwerte gemäß [1]

3) Nicht genügend Messwerte gemäß [1]. Schalleistungspegel wurde abgeschätzt.

Anmerkung 1: Aus den dargestellten Messwerten oberhalb 95 % der Nennleistung (Abb. 7) und auf Grundlage des Betriebsverhaltens der WEA (Abb. 8 und Abb. 9) wird ersichtlich, dass für diesen Anlagentyp bei noch höheren Windgeschwindigkeiten nicht mit einer weiteren Erhöhung der Schallemissionswerte zu rechnen ist.

Anmerkung 2: Für BIN 10 liegen nicht genügend Messwerte vor um gemäß [1] eine Auswertung des LWA durchführen zu können. Der LWA wurde anhand der vorliegenden Messwerte im BIN 10 abgeschätzt.

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 Minuten. Für die FFT wurde ein Hanning Fenster verwendet.

Nach energetischer Mittelung der zwölf Differenzpegel ΔL 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 VENSY 100 analysierte Betriebsgeräusch weist im Spektrum tonale Komponenten zwischen 2.400 Hz – 2.600 Hz auf, die entsprechend dem genannten Verfahren als ein Ton interpretiert werden können. Subjektiv und wie in Tab. 5 zu erkennen, ist diese tonale Komponente nur bei schwachen Windverhältnissen wahrnehmbar bzw. ausgeprägt.

Gemäß dem genannten Verfahren nach [1] muss die tonale Auffälligkeit mit einem Tonhaltigkeitszuschlag K_{TN} für den Nahbereich der WEA bewertet werden. Die Ergebnisse der Analyse in den jeweiligen BIN sind in der Tab. 5 aufgeführt. Die Spektren sind im Anhang 5 dargestellt.

Tab. 5: Bestimmung des Tonhaltigkeitszuschlags:

Spektrum Nr.	BIN 6		BIN 7 ¹⁾		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	2524	-2,66	2524	-4,38	2526	-13,47	2474	-9,73
2	2526	-2,06	2526	-3,54	2424	-14,46	2476	-8,08
3	2526	-2,57	2526	-4,37	2490	-21,10	2526	-8,06
4	2524	-0,75	2526	-7,72	2524	-9,95	2526	-5,20
5	2474	-2,46	2474	-11,74	2476	-12,21	2526	-5,12
6	2526	-3,82	2526	-5,50	2490	-21,10	2526	-6,58
7	2524	-2,62	2476	-12,29	2474	-8,88	2476	-14,13
8	2524	-4,98	2524	-7,80	2524	-7,19	2476	-11,65
9	2526	-4,28	2526	-5,80	2474	-7,77	2474	-14,00
10	2574	-1,38	2474	-8,32	2476	-6,15	2474	-14,53
11	2474	-3,39	2474	-7,94	2474	-10,00	2496	-21,10
12	2526	-4,30	2476	-9,19	2524	-7,76	2496	-21,10
Energ. Mittel ΔL_k [dB]		-2,77		-6,63		-9,81		-9,19
Tonalität $\Delta L_{a,k}$ [dB]		0,99		-2,87		-6,06		-5,44
K_{TN} [dB]		1		0		-		-

1) 95 % Nennleistung bei 7,12 m/s

Anmerkung 1: Am Referenzpunkt sind Tonhaltigkeiten gemäß [1] subjektiv nur bei schwachen Windgeschwindigkeiten im Bereich 2.400 Hz – 2.600 Hz wahrnehmbar.

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

Anmerkung 3: Aufgrund der subjektiv wahrnehmbaren tonalen Auffälligkeit bei 2.400 Hz - 2.600 Hz wurden während der Messung 2013-10-22 mehrere subjektive Auffälligkeitsprüfungen in immissionsrelevanter Entfernung > 300 m bei unterschiedlichen Windverhältnis-

sen durchgeführt. Die Untersuchung zeigt, dass die am Referenzpunkt (136 m Entfernung) ermittelte tonale Auffälligkeit gemäß [1], in immissionsrelevanter Entfernung > 300 m subjektiv nicht mehr wahrnehmbar war.

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 25 %. 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 Betriebszustände während der Messung

In Abb. 8 und Abb. 9 wurden die Generatordrehzahl und der Pitchwinkel über der Leistung aufgetragen. Dieser Messdatenverlauf charakterisiert den eingestellten Betriebsmodus der WEA und kann mit Sollkurven des Herstellers verglichen werden.

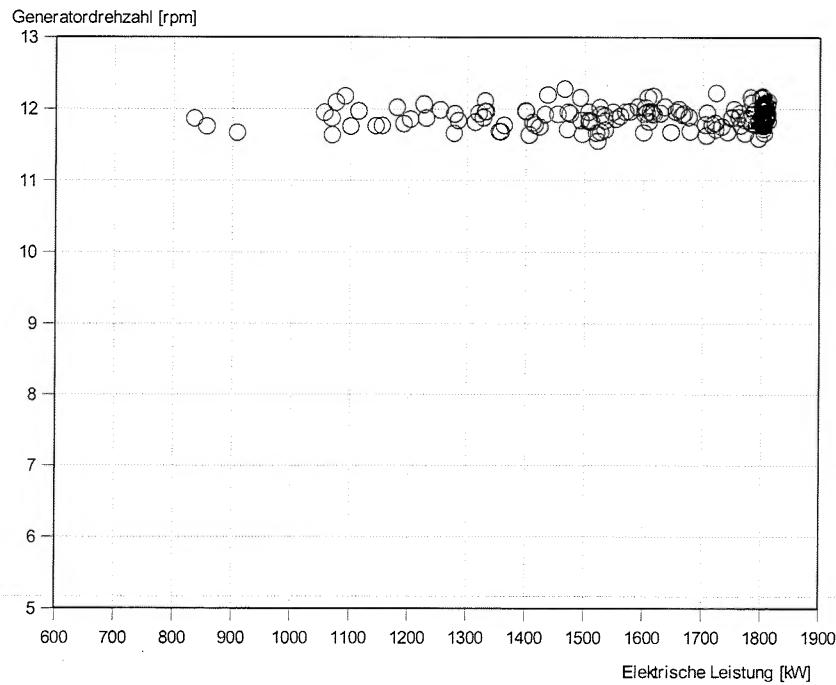


Abb. 8: Drehzahl über Leistung (10 sek. Mittelwerte)

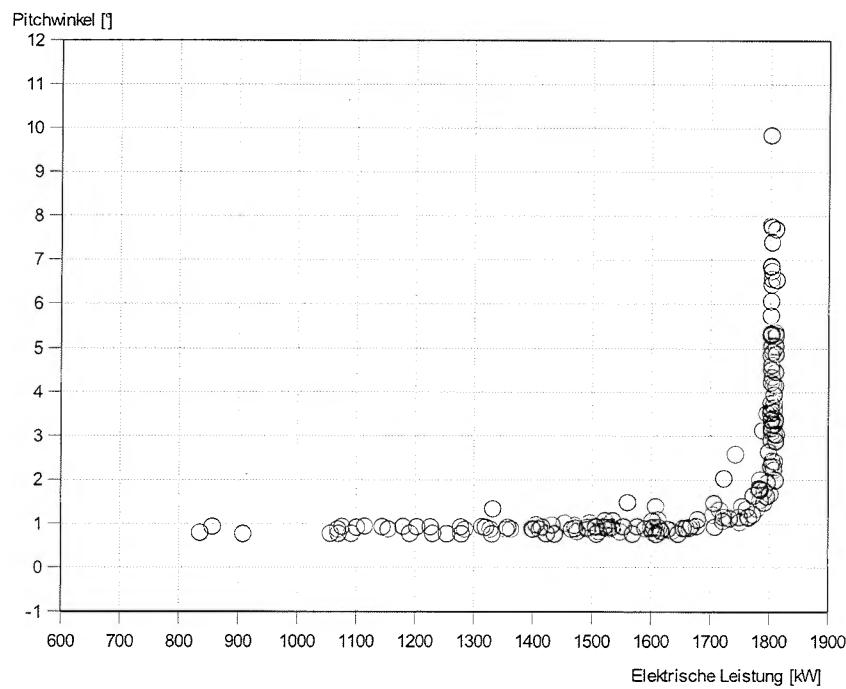


Abb. 9: Pitchwinkel über Leistung (10 sek. Mittelwerte)

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:

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

Tab. 6: Messunsicherheiten Typ A

Stand. Windgeschwindigkeit	BIN 6	BIN 7	BIN 8	BIN 9	BIN 10
Messunsicherheit $U_{A,s}$ [dB]	0,11	0,10	0,20	0,24	0,48

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 Schallleistungspegel

Stand. Windgeschwindigkeit	BIN 6	BIN 7	BIN 8	BIN 9	BIN 10
Gesamtmessunsicherheit U_c [dB]	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8

4.4 Messunsicherheiten für Tonhaltigkeiten

Bei der Tonhelligkeit 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 Schallleistungspegel L_{WA} .

Die Ergebnisse der kombinierten Gesamtmessunsicherheit U_c für Tonhelligkeiten bei ganzzahligen Windgeschwindigkeitswerten ist in Tab. 9 dargelegt:

Tab. 9: Gesamtmessunsicherheit U_c für Tonhelligkeiten

Stand. Windgeschwindigkeit	BIN 6	BIN 7	BIN 8	BIN 9	BIN 10
Gesamtmessunsicherheit U_c [dB]	1,74	3,15	5,57	6,20	-- ¹⁾

1) Keine Auswertung möglich, da nicht genügend Messwerte vorliegen

4.5 Messunsicherheiten für Terzspektren

Bei der Betrachtung von Terzbändern gibt U_A die Abweichung zum jeweiligen Frequenzbandmittelpfadespegl 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 Schallleistungspegels L_{WA} größer eingeschätzt werden und liegt typischerweise bei 1,7 dB. Die Gesamtunsicherheiten U_c für die Frequenzbandmittelpfadespegl der Terzspektren sind in den Tabellen im Anhang 4 dargestellt.

5 Abweichungen zur Richtlinie FGW TR.1

- [1] Abweichend von [1] erfolgte die Windgeschwindigkeitsklassierung für 10 sek. Schalldruckpegelwerte bei einer Leistung oberhalb von 95 % Nennleistung mittels κ - Methode, anstatt mit der Gondelanemometermethode. Grund hierfür ist, dass in diesem Fall die Gondelanemometermethode den Messwerteverlauf oberhalb von 95 % Nennleistung nicht korrekt widerspiegelt.

6 Zusammenfassung

Im Auftrag der [REDACTED] wurde von der Firma [REDACTED] die Geräuschabstrahlung der WEA VENSYS 100 mit einer Nabenhöhe von $H = 100$ 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 2013-10-22 in Gusterath an der WEA des Typs VENSYS100 mit der Ser.-Nr. ID 101, im leistungsreduzierten Betriebsmodus 101 dB (1.800 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 Schallleistungspegels L_{WA} wurde für diese Messung, mit Ausnahme für Wind-BIN 10, eine typische Messunsicherheit von $U_C = 0,7$ dB ermittelt.

Die Tonhaltigkeitsanalyse nach IEC 61400-11 [2] für das in 136 m Entfernung gemessene Anlagengeräusch ergab nach DIN 45681 [3] einen Tonhaltigkeitszuschlag für die hier analysierten BIN von bis zu 1 dB. Anzumerken ist, dass während der Messung 2013-10-22 mehrere subjektive Auffälligkeitsprüfungen in immissionsrelevanter Entfernung > 300 m bei unterschiedlichen Windverhältnissen durchgeführt wurden. Die Erkenntnis dieser Untersuchung zeigt, dass die am Referenzpunkt (136 m Entfernung) ermittelte tonale Auffälligkeit gemäß [1], in immissionsrelevanter Entfernung > 300 m subjektiv nicht mehr wahrnehmbar war.

Bei Windrichtungsnachführung „Yawing“ der WEA, war neben dem eher schwachen Betriebsgeräusch der Stellmotoren, ein dominantes und auffälliges Schleifgeräusch als „Quietschen“ subjektiv wahrnehmbar.

Nach Auswertung der gemessenen Werte in den einzelnen BIN ergeben sich für die VENSYS 100 die in Tab. 10 aufgeführten Pegel.

Tab. 10: Messergebnisse für die WEA VENSYS 100, reduzierter Betriebsmodus (101 dB / 1800 kW)

Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe (v_{p10})	BIN 6 5,5–6,5 m/s	BIN 7 6,5–7,5 m/s	7,12 m/s ¹⁾	BIN 8 7,5–8,5 m/s	BIN 9 8,5–9,5 m/s	BIN 10 9,5–10,5 m/s
Schallleistungspegel L_{WA} [dB]	100,7	101,3	101,3	101,5	101,4	101,5 ²⁾
Tonzuschlag K_{TN} [dB]	1	0	0 ⁴⁾	0	0	— ³⁾
Impulshaltigkeit K_{IN} [dB]	0	0	0	0	0	0
Generatordrehzahl N_{Gen} [min ⁻¹]	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Pitchwinkel ψ [°]	1,0	1,5	> 1,5	> 1,5	> 1,5	> 1,5
Elektrische Leistung P [kW]	1317	1687	1710	1798	1800	1800

1) 95 % Nennleistung

2) Nicht genügend Messwerte gemäß [1]. Schallleistungspegel wurde abgeschätzt.

3) Aufgrund fehlender Messdaten keine Auswertung möglich

4) Übertragung des Wertes aus BIN7.

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).



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

ΔL	- Pegeldifferenz	dB
ΔL_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	- Aufpunktthöhe (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
κ	- 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
$L_{Aeq,regr}$	- aus Regression berechnete Schalldruckpegel	dB
L_T	- Tonpegel	dB
L_{WA}	- A-bewerteter Schallleistungspegel	dB
N	- Anzahl Werte	-
N_A	- Nabenabstand Rotormittelpunkt - Turmmitte	m
N_{Gen}	- Generatordrehzahl	min^{-1}
N_{Rot}	- Rotordrehzahl	min^{-1}
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	- Rauhigkeitslänge	m

9 Bearbeitungsverlauf

Fassung	Datum	Inhalt
SE12036B2	2013-12-18	Schalltechnisches Gutachten gemäß FGW TR.1 zur Windenergieanlage VENSYS 100 Ser.-Nr.: ID 101 am Standort Gusterath - reduzierter Betriebsmodus (101 dB / 1800 kW) -

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

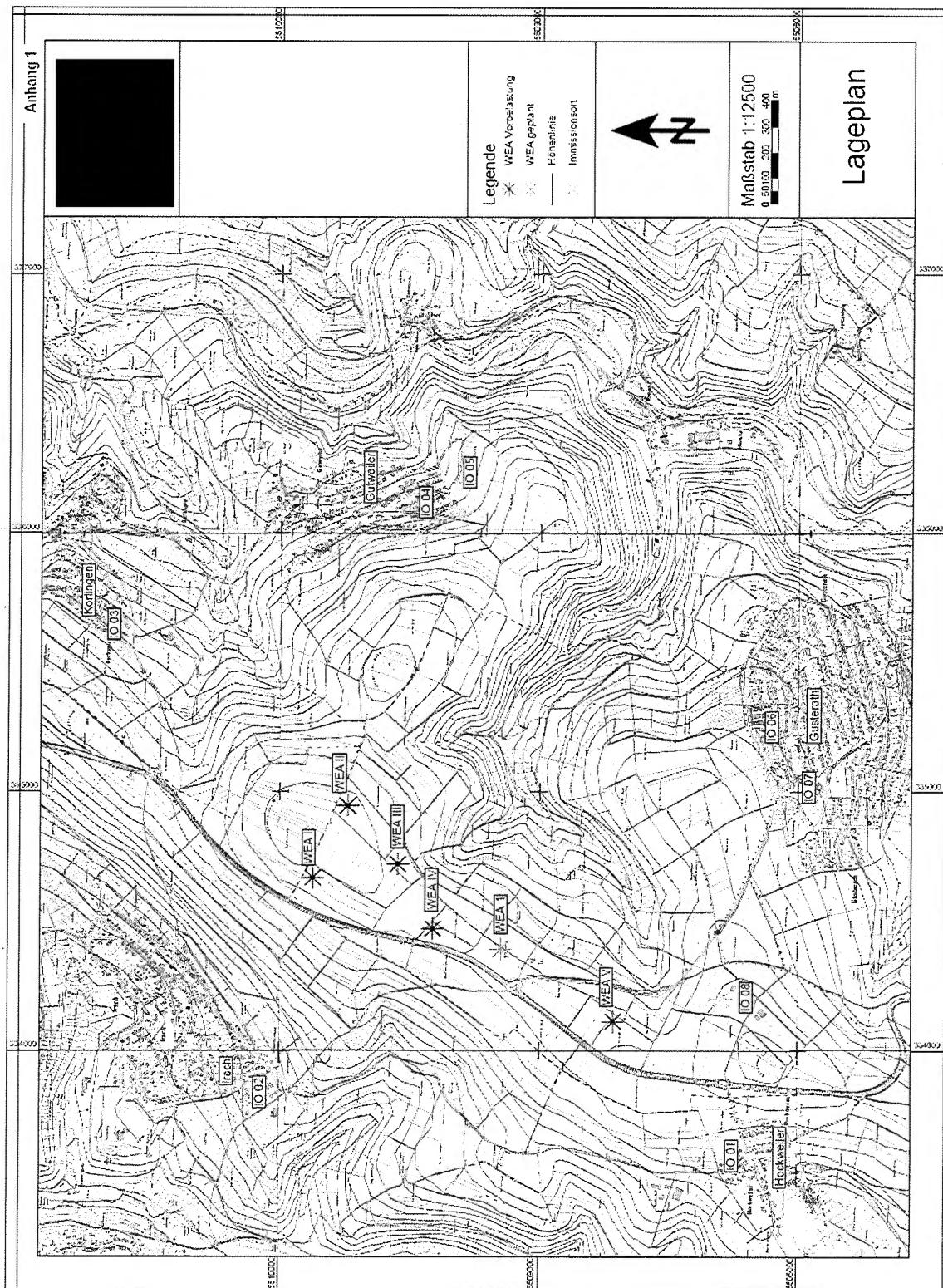
Kopie Nr.: 1

10 Anhang

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

Lageplan

Die vermessene WEA des Typs VENSYS100 war die WEA1.



Herstellerbescheinigung – Manufacturer's certificate

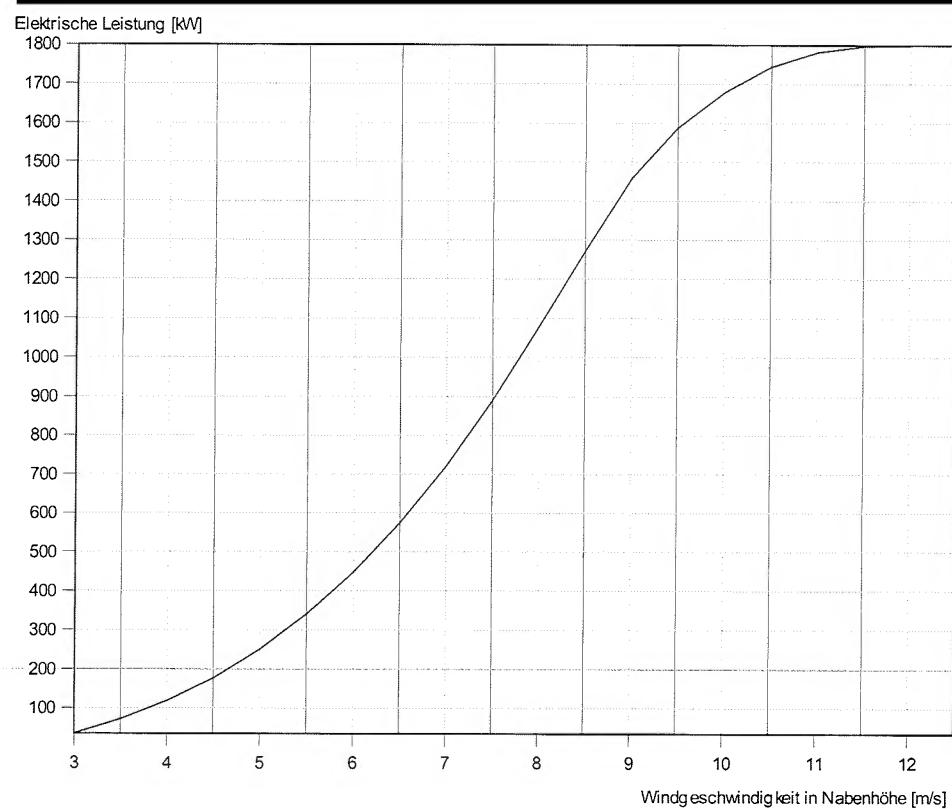
1. Allgemeine Informationen – General information	
Anlagenhersteller – <i>turbine manufacturer</i> :	VENSYS Energy AG
Spezifische Anlagenbezeichnung – <i>specific turbine type name</i> :	VENSYS 100
Rotorachse – <i>rotor axis</i> :	horizontal – <i>horizontal</i> <input type="checkbox"/> vertikal – <i>vertical</i> <input type="checkbox"/>
Nennleistung – <i>rated power</i> :	2.5 MW
Leistungsgregelung – <i>power control</i> :	pitch <input type="checkbox"/> stall <input type="checkbox"/>
Nabenhöhe über Grund – <i>hub height above ground</i> :	100 m
Nabenhöhe über Fundamentflansch – <i>hub height above top of foundation flange</i> :	98 m
Nennwindgeschwindigkeit – <i>rated wind speed</i> :	11.1 m/s
Einschaltwindgeschwindigkeit – <i>cut-in wind speed</i> :	3.0 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit – <i>cut-out wind speed</i> :	25.0 m/s
Überlebenswindgeschwindigkeit – <i>survival wind speed</i> :	37.5 m/s
Rechnerische Lebensdauer – <i>calculated safe life</i> :	20 Jahre
Beitrag zum Kurzschlussstrom – <i>contribution to short circuit current</i> :	1,4 kA
2. Rotor – Rotor	
Durchmesser – <i>rotor diameter</i> :	99.8 m
Bestrichene Fläche – <i>swept area</i> :	7.823 m ²
Anzahl der Blätter – <i>number of blades</i> :	3
Nabenart – <i>kind of hub</i> :	pendelnd – <i>teetered</i> <input type="checkbox"/> starr – <i>rigid</i> <input type="checkbox"/>
Anordnung zum Turm – <i>position relative to tower</i> :	luv – <i>upwind</i> <input type="checkbox"/> lee – <i>downwind</i> <input type="checkbox"/>
Drehzahlbereich / Drehzahlstufen – <i>rot. speed range / stages of rot. speed</i> :	6.5 – 14.5 rpm
Auslegungsschnelllaufzahl – <i>design tip speed ratio</i> :	8.5
Rotorblattstellwinkel – <i>rotor blade pitch setting</i> :	1.0°
Konuswinkel – <i>cone angle</i> :	3.0°
Achsneigung – <i>tilt angle</i> :	3.0°
Horizontaler Abstand zwischen Rotormittelpunkt und Turmmittellinie – <i>horizontal distance between centre of rotor and tower centre line</i> :	4.500 mm
3. Rotorblatt – Rotor blade	
Hersteller – <i>manufacturer</i> :	LM Glasfiber
Typenbezeichnung – <i>type</i> :	LM 48.8
Profile innen – <i>inner blade section (profile)</i> :	FX
Profile außen – <i>outer blade sections outside</i> :	NACA
Material – <i>material</i> :	GfK / GRP
Länge – <i>length</i> :	48.8 m
Profiltiefe – <i>chord length</i> :	max. 3.85 m min. 0.40 m
Zusatzkomponenten (z.B. stall strips, Vortex-Gen., Turbulatoren) – <i>additional components (e.g. stall strips, vortex gen., trip strips)</i> :	Vortex Generators
Extenderlänge – <i>extender length</i> :	
4. Getriebe – Gearbox	
Hersteller – <i>manufacturer</i> :	getriebelos / gearless
Typenbezeichnung – <i>type</i> :	
Ausführung – <i>design</i> :	
Übersetzungsverhältnis – <i>gear ratio</i> :	
5. Generator – Generator	
Hersteller – <i>manufacturer</i> :	VENSYS
Typenbezeichnung – <i>type</i> :	V100/100 2,5
Anzahl der Generatoren – <i>number of generators</i> :	1
Art des Generators (z. B. synchron, asynchron) – <i>kind of generator (e. g. synchronous, asynchr.)</i> :	synchron
Nennleistung(en) – <i>rated power value(s)</i> :	2500 kW
Nennscheinleistung – <i>rated apparent power</i> :	2.500 kVA
Drehzahlbereich / Drehzahlstufen – <i>rot. speed range / stages of rot. speed</i> :	6.5 – 14.5 rpm
Spannung – <i>voltage</i> :	690 V
Frequenz – <i>frequency</i> :	12.7 Hz
Nennschlupf – <i>rated slip</i> :	- %
6. Turm – Tower	
Hersteller – <i>manufacturer</i> :	SIAG France
Typenbezeichnung – <i>type</i> :	VENSYS 100 m
Ausführung – <i>design</i> :	Gitter – <i>lattice</i> <input type="checkbox"/> Rohr – <i>tubular</i> <input checked="" type="checkbox"/> zylindrisch – <i>cylindrical</i> <input type="checkbox"/> konisch – <i>conical</i> <input type="checkbox"/>
Material – <i>material</i> :	Stahl
Länge – <i>length</i> :	100 m
7. Windrichtungsnachführung – Yaw control	
Ausführung – <i>design</i> :	aktiv – <i>active</i> <input type="checkbox"/> passiv – <i>passive</i> <input type="checkbox"/>
Antriebsart – <i>drive</i> :	hydraulisch – <i>hydraulic</i> <input type="checkbox"/> mechanisch – <i>mechanic</i> <input type="checkbox"/> elektrisch – <i>electric</i> <input type="checkbox"/>
Dämpfungssystem während des Betriebs – <i>damping system during operation</i> :	–

8. Betriebsführung / Regelung – Control system	
Art der Leistungsregelung – <i>kind of power control</i> :	pitch
Antrieb der Leistungsregelung – <i>actuation of power control</i> :	electric
Automatischer Wiederanlauf nach Netzausfall – <i>automatic restart following grid-failure</i> :	yes
Automatischer Wiederanlauf nach Abschaltwind – <i>automatic restart following cut-out wind speed</i> :	yes
Hersteller der Betriebsführung / Regelung – <i>manufacturer of control system</i> :	VENSYS
Typenbezeichnung der Betriebsführung / Regelung – <i>control system type</i> :	VENSYS 100/100
Bezeichnung der verwendeten Steuerungskurve – <i>designation of used control setup</i> :	GH-Kurve
Bezeichnung / Messbericht der verwendeten Leistungskurve – <i>designation of power curve report</i> :	
9. Sonstige elektrische Komponenten – Other electrical installations	
Netzkurzschlussleistung – <i>short-circuit apparent power</i> :	MVA
Netzimpedanzwinkel für folgende Betriebsfälle – <i>grid impedance phase angles for following cases</i> :	
N_{10} Einschalten bei Einschaltwind – <i>start up at cut-in wind speed</i> :	stufenlos variabel
N_{120} Einschalten bei Einschaltwind – <i>start up at cut-in wind speed</i> :	stufenlos variabel
N_{10} Einschalten bei Nennwind – <i>start up at rated wind speed</i> :	stufenlos variabel
N_{120} Einschalten bei Nennwind – <i>start up at rated wind speed</i> :	stufenlos variabel
N_{10} Ausschalten bei Nennwind – <i>cut off at rated wind speed</i> :	stufenlos variabel
N_{120} Ausschalten bei Nennwind – <i>cut off at rated wind speed</i> :	stufenlos variabel
N_{10} Umschalten zwischen den Generatoren – <i>switching between generators</i> :	–
N_{120} Umschalten zwischen den Generatoren – <i>switching between generators</i> :	–
P_{mc} :	–
Anzahl der Kompensationsstufen – <i>number of compensation stages</i> :	–
Blindleistung Stufe 1 – <i>reactive power stage 1</i> :	– kvar
Blindleistung Stufe 2 – <i>reactive power stage 2</i> :	– kvar
Blindleistung Stufe 3 – <i>reactive power stage 3</i> :	– kvar
Blindleistung Stufe „ – <i>reactive power stage „</i> :	– kvar
Art der Netzkopplung – <i>kind of interconnection</i> :	frequency converter
- Hersteller der Netzkopplung – <i>manufacturer of interconnection</i> :	VENSYS
- Typenbezeichnung der Netzkopplung – <i>type of interconnection</i> :	VE 2500
Netzschutzhersteller – <i>mains protective manufacturer</i> :	
- Typenbezeichnung des Netzschutzes – <i>type of mains protective</i> :	
- Einstellbereiche des Netzschutzes – <i>adjustment ranges of mains protective for the following cases</i> :	
Spannungssteigerungsschutz – <i>overvoltage protection</i> :	
Spannungsrückgangsschutz – <i>undervoltage protection</i> :	
Frequenzsteigerungsschutz – <i>overfrequency protection</i> :	52,5 Hz
Frequenzrückgangsschutz – <i>underfrequency protection</i> :	47,5 Hz
Typenbezeichnung der Abschalteinheit – <i>type of contact breaking device</i> :	
Umrichterhersteller – <i>manufacturer of power converter</i> :	VENSYS
Umrichtertyp – <i>converter type</i> :	VE2500
Umrichterscheinleistung – <i>converters apparent rated power</i> :	2500 KVA
Oberschwingungsfilter – <i>harmonics filter</i> :	ja – yes <input type="checkbox"/>
(Hinweis: Oberschwingungsfilter müssen auf den Netzverknüpfungspunkt ausgelegt sein) (Hint: harmonic filters have to be designed for the point of common coupling)	nein – no <input type="checkbox"/>
10. Bremssystem – Brake system	
Primäres Bremssystem – <i>primary brake system</i> :	pitch
Sekundäres Bremssystem – <i>secondary brake system</i> :	pitch
Aktivierung des Bremssystems – <i>activation of brake system</i> :	active
Anordnung des Bremssystems – <i>location of brake system</i> :	–
Bremsenart – <i>type of brake system</i> :	–
Art der Betätigung der Bremse – <i>actuation of brake system</i> :	electric
11. Typenprüfung – Type test	
Prüfbehörde – <i>testing authority</i> :	TÜV Nord
Aktenzeichen der Typenprüfung – <i>reference of type test</i> :	Nr. T-7021/11-1
12. Seriennummern und Standortkoordinaten – Serial numbers and site coordinates	
Standort der vermessenen WEA – <i>location of tested WT</i> :	Windpark Gusterath, 54317 Gusterath
Koordinaten des Standortes – <i>coordinates of turbine location</i> :	Gauss-Krüger Koordinaten rechts 32.334.393 hoch 5.509.149
Seriennummer der vermessenen WEA – <i>serial number of tested WT</i> :	ID 101
Seriennummern der Rotorblätter – <i>serial numbers of rotor blades</i> : Blattsatz: 11810; Blatt-Nr.: 130,152,157	
Seriennummer des Getriebes – <i>serial number of gear box</i> :	gearless
Seriennummer des Generators – <i>serial number of generator</i> :	003

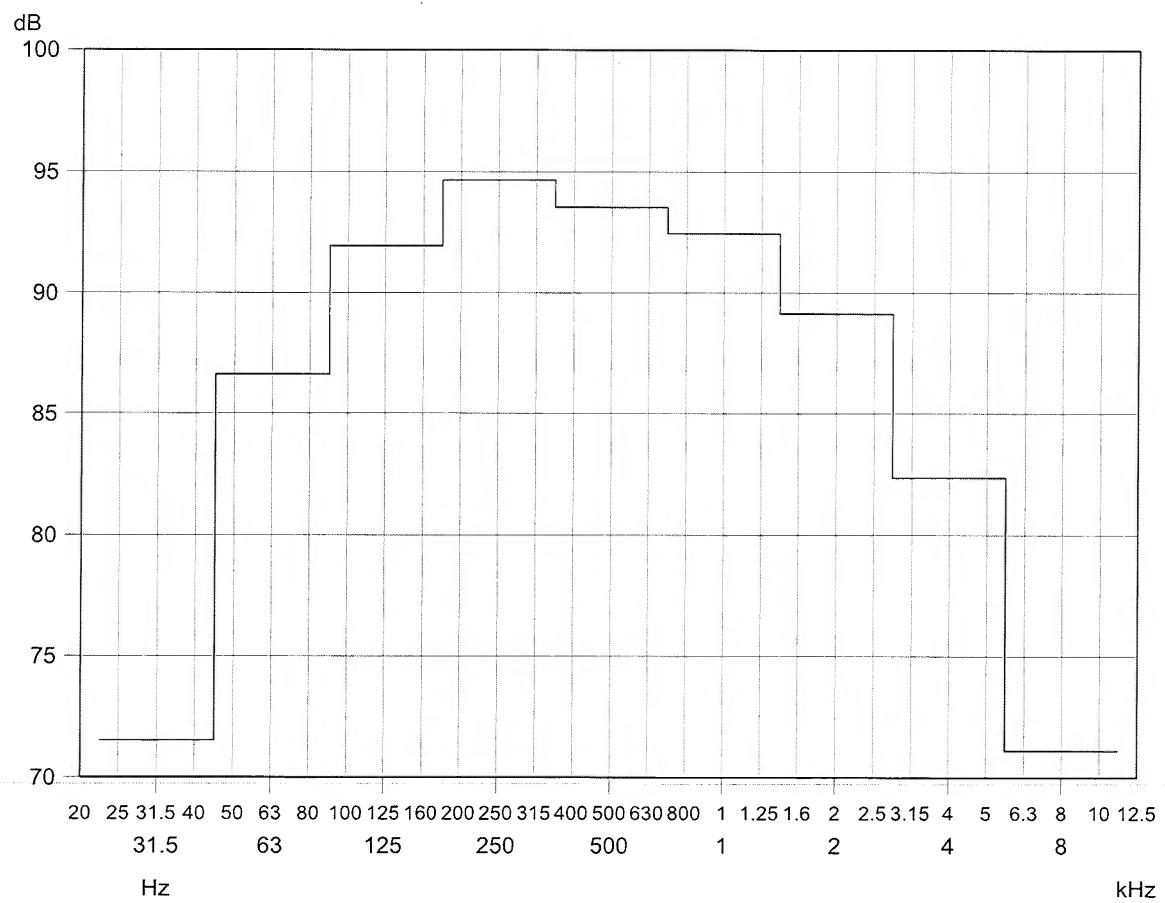
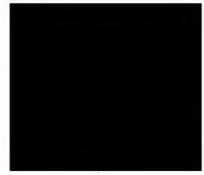
Der Hersteller der Windenergieanlage bestätigt, dass die WEA, deren Schallemission, Leistungskurve und elektrische Eigenschaften in den Prüfberichten abgebildet sind, die o. g. Eigenschaften aufweist. – The manufacturer of the wind turbine (WT) confirms that the WT whose noise level, performance curve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

Verwendete Leistungskennlinie VENSYS 100

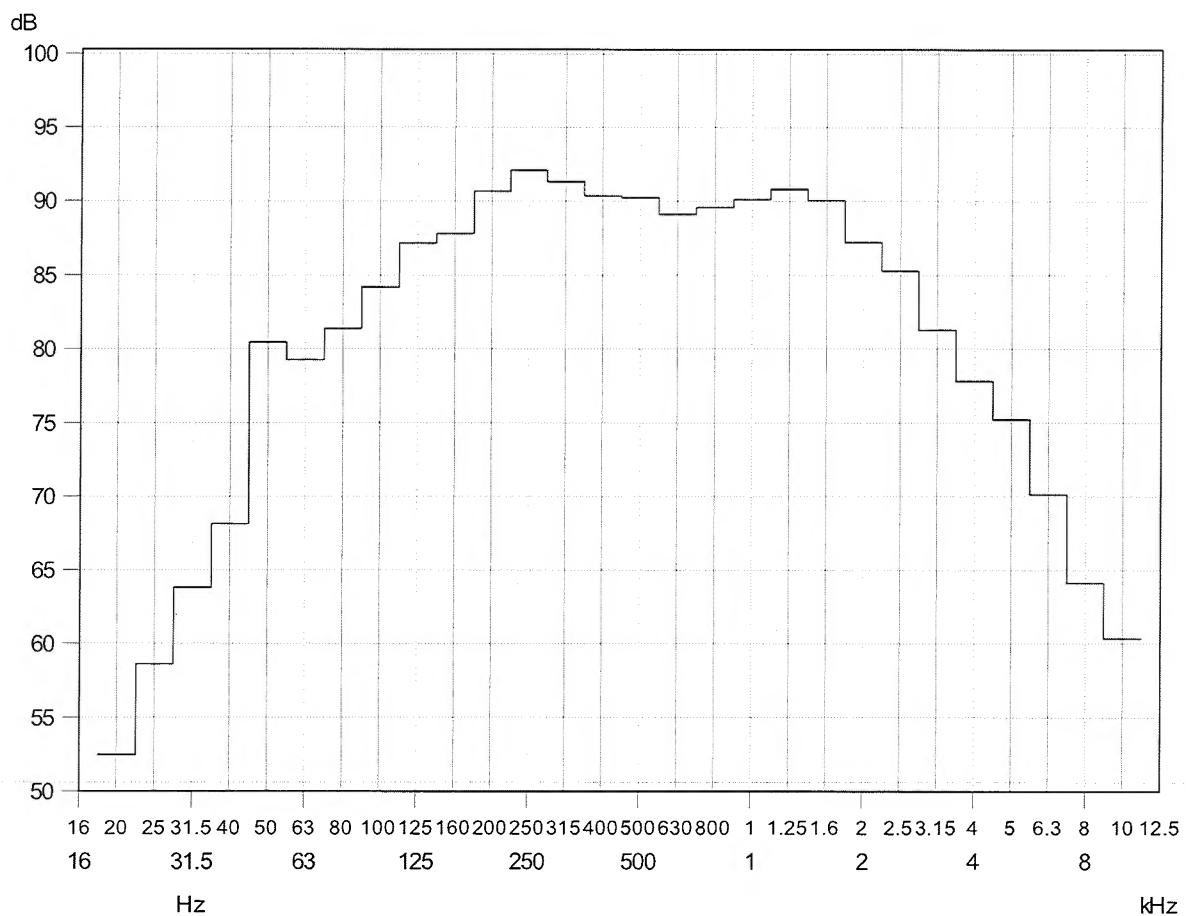
Quelle: [REDACTED]



v_H [m/s]	P [kW]	v_H [m/s]	P [kW]
3	34	10	1678
4	118	11	1782
5	249	12	1800
6	447	13	1800
7	720	14	1800
8	1078	15	1800
9	1457	16	1800

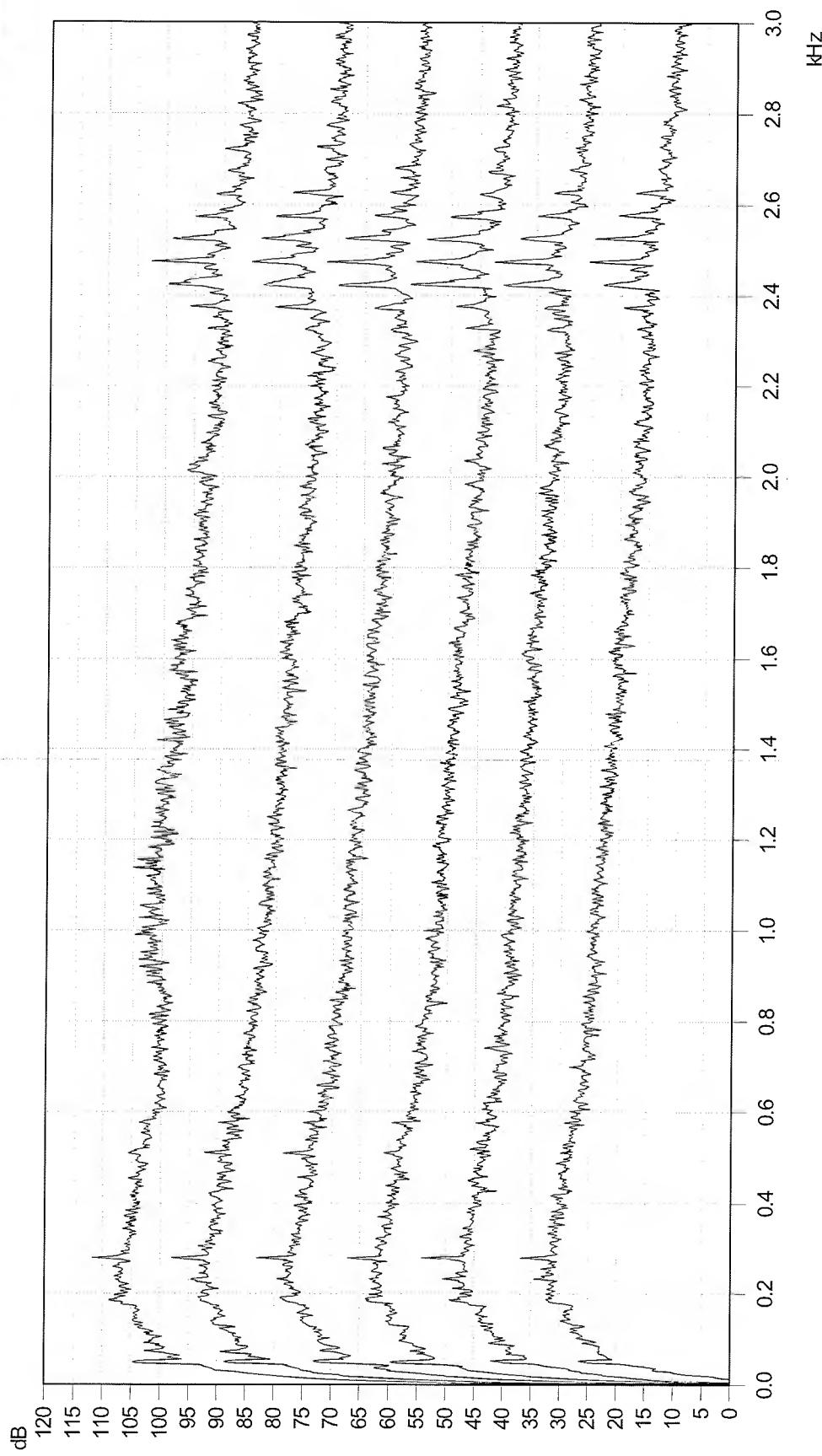


Oktavpegel für 8 m/s, Summenpegel = 101,5 dB			
Oktavmittelfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Oktavmittelfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]
31,5	69,03	1000	94,73
63	85,84	2000	92,79
125	91,17	4000	83,69
250	96,11	8000	71,26
500	95,08		

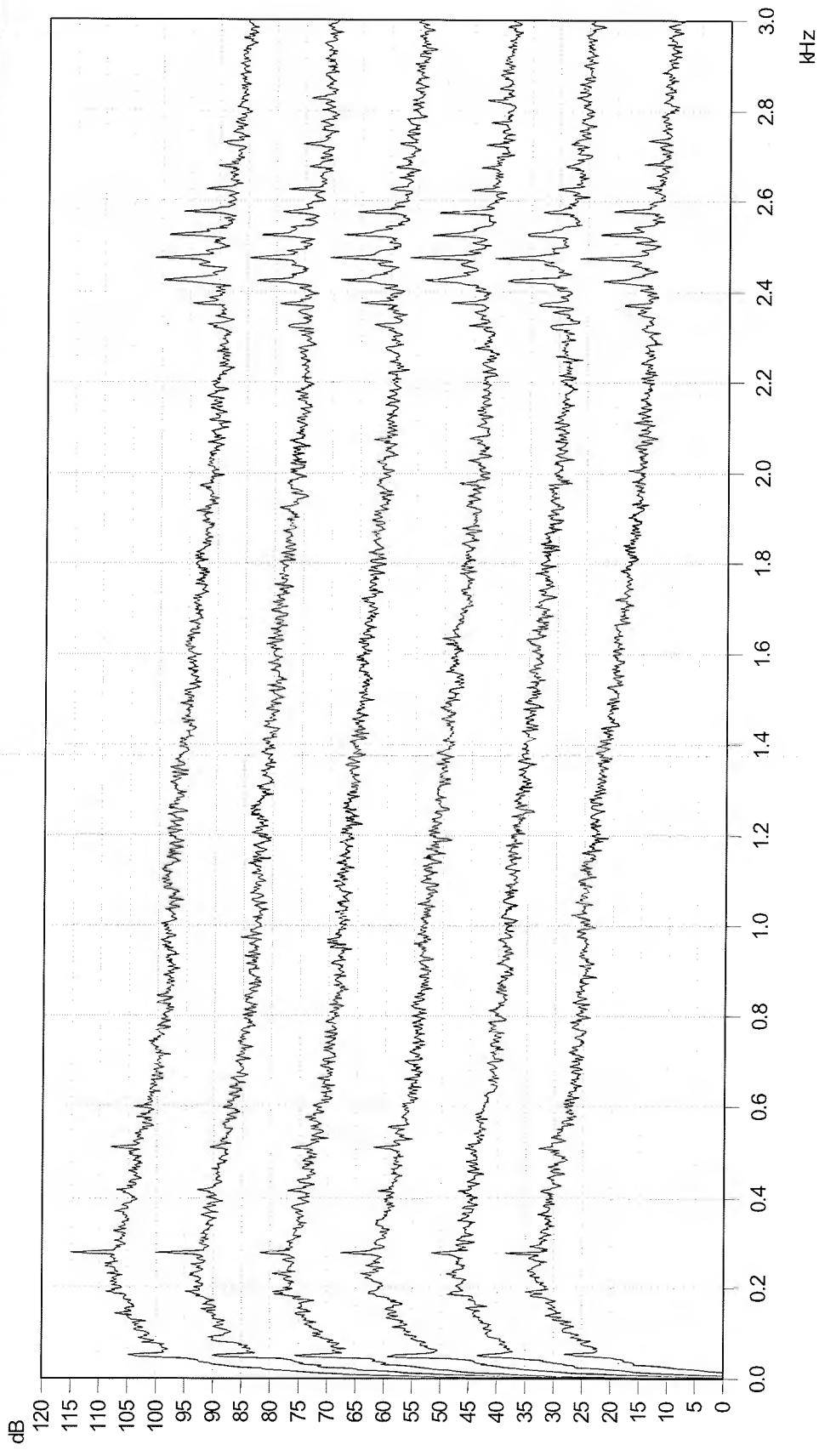


Terzpegel für 8 m/s, Summenpegel = 101,5 dB

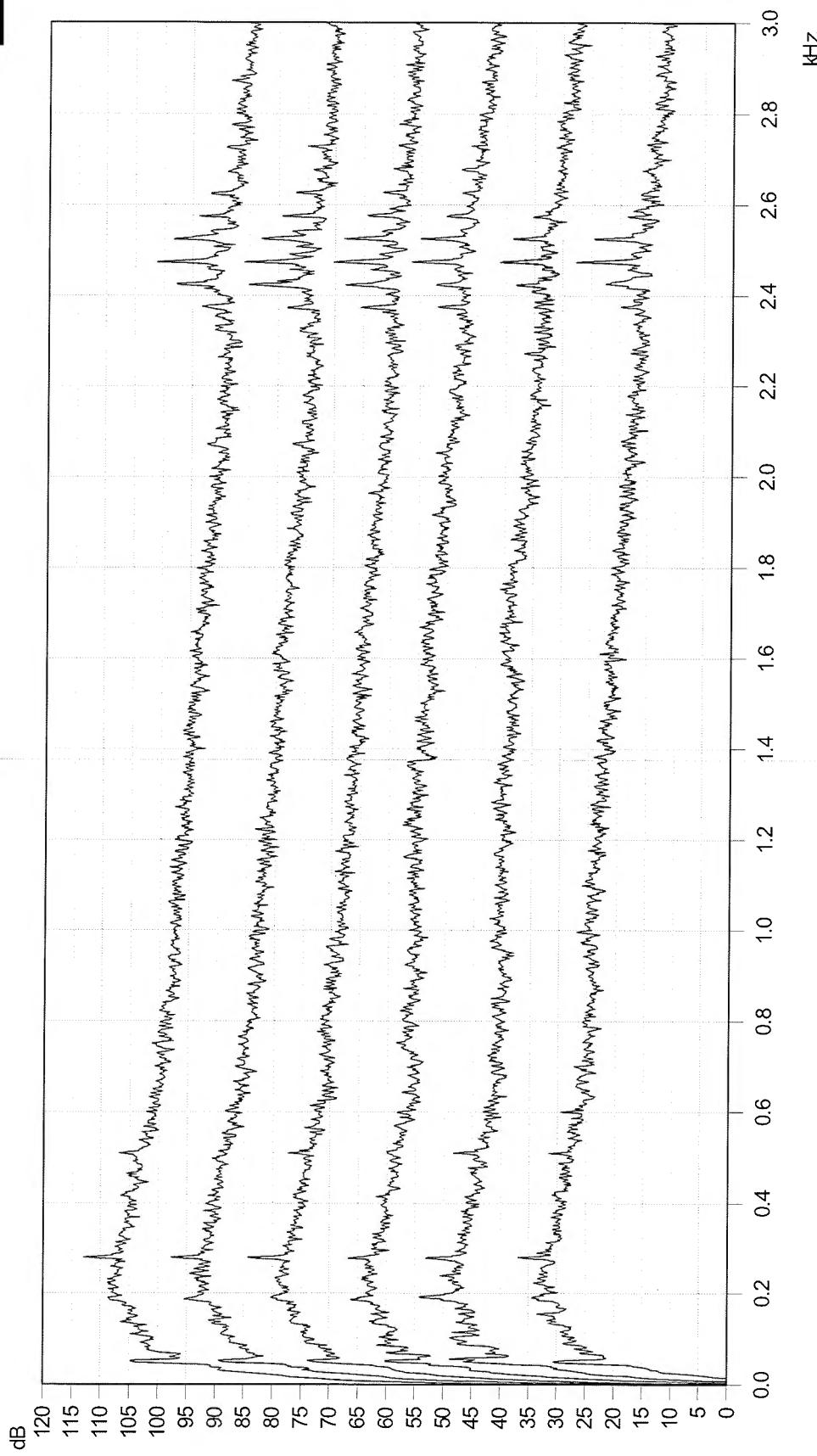
Terzmittelfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]	Terzmittelfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]
20	52,47	2,19	500	90,27	1,97
25	58,60	2,04	630	89,09	1,91
31,5	63,80	2,18	800	89,59	2,01
40	68,16	1,92	1000	90,12	2,05
50	80,46	2,15	1250	90,82	2,32
63	79,28	3,54	1600	90,08	2,27
80	81,38	2,54	2000	87,24	2,17
100	84,19	2,83	2500	85,29	2,01
125	87,17	2,74	3150	81,30	1,97
160	87,81	2,04	4000	77,81	1,94
200	90,69	1,93	5000	75,23	1,89
250	92,10	1,91	6300	70,14	1,91
315	91,33	1,89	8000	64,11	2,03
400	90,39	1,93	10000	60,34	2,04



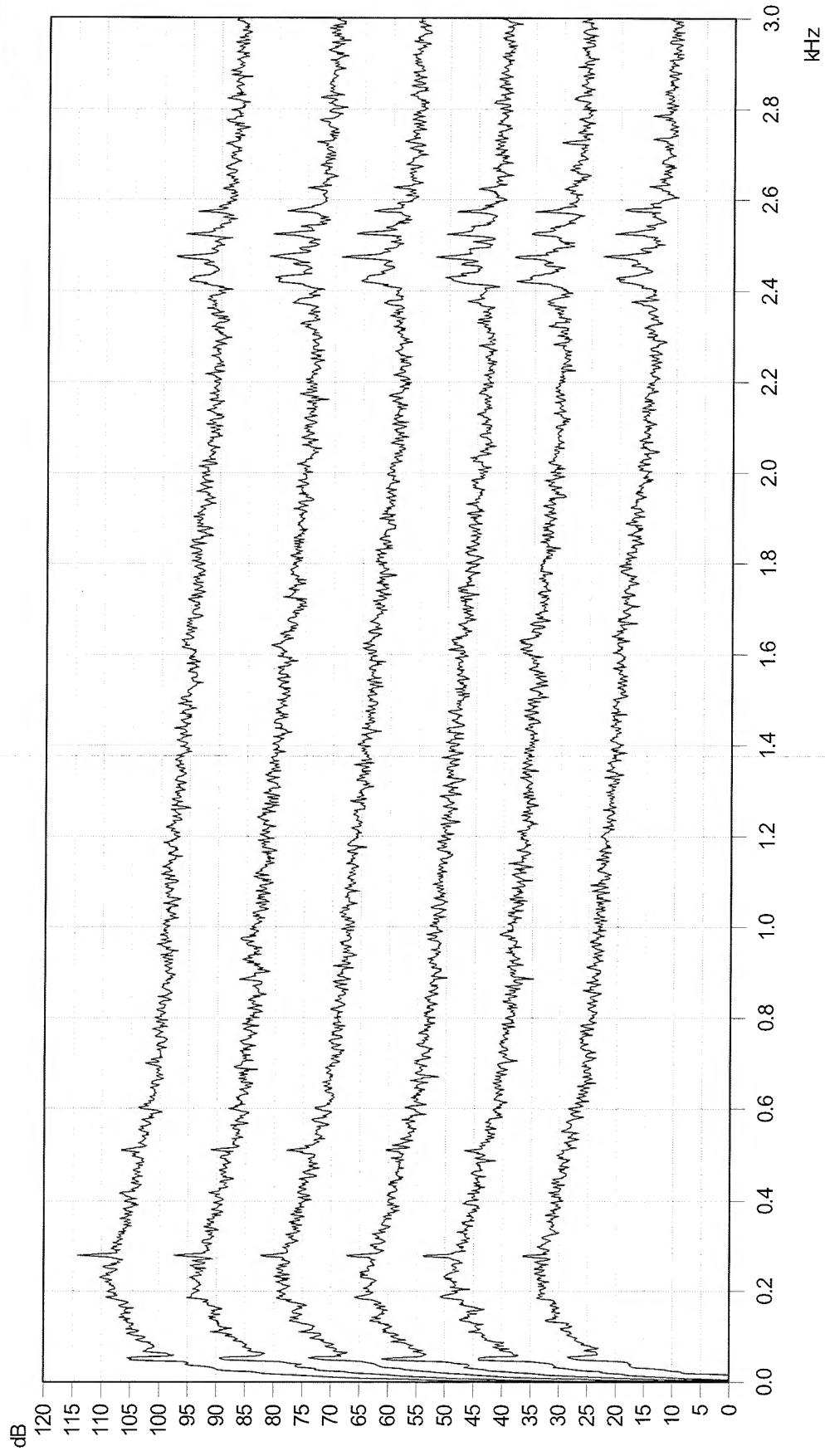
Spektren 1 – 6 aus BIN 6 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



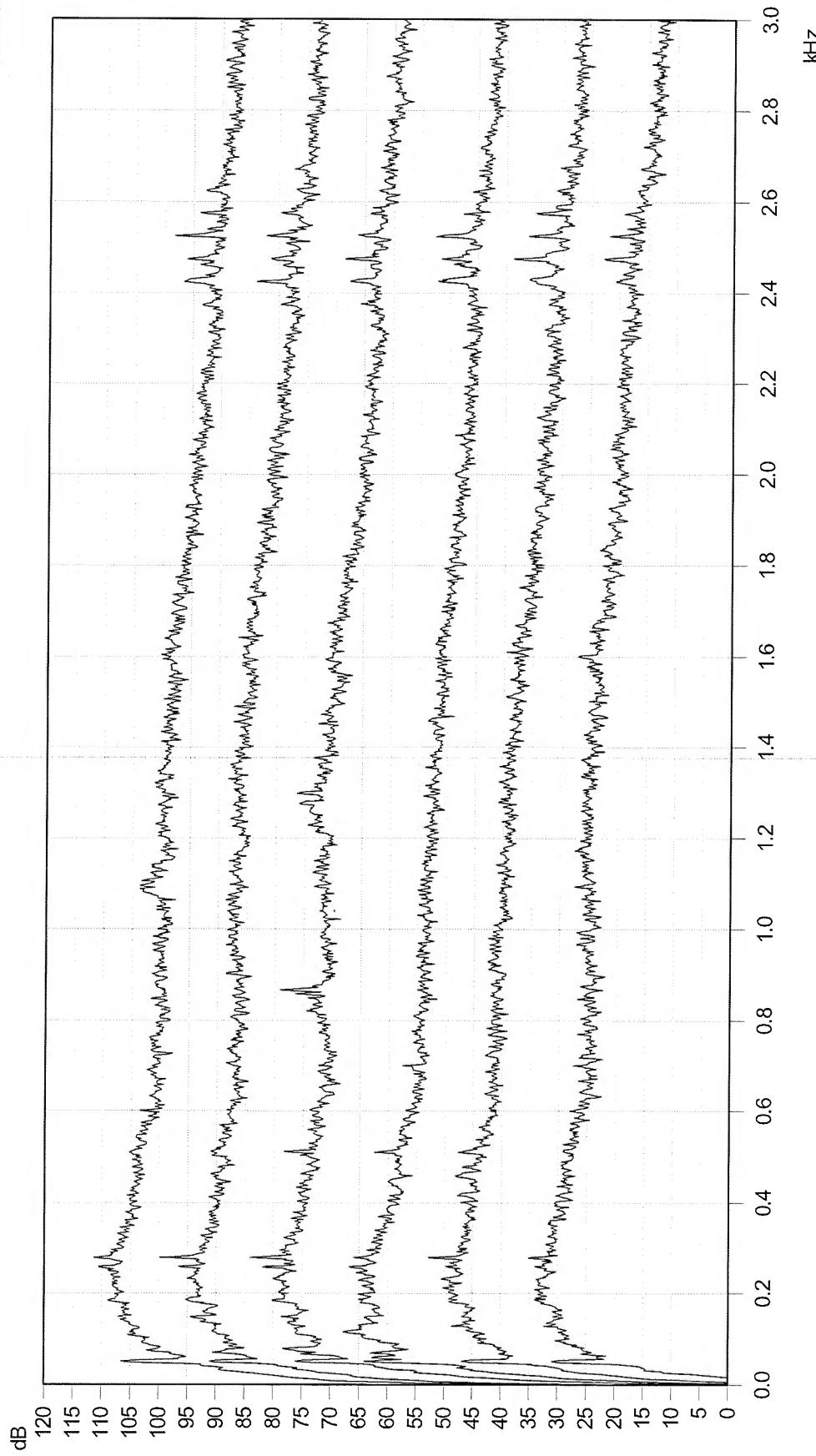
Spektren 7 – 12 aus BIN 6 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)



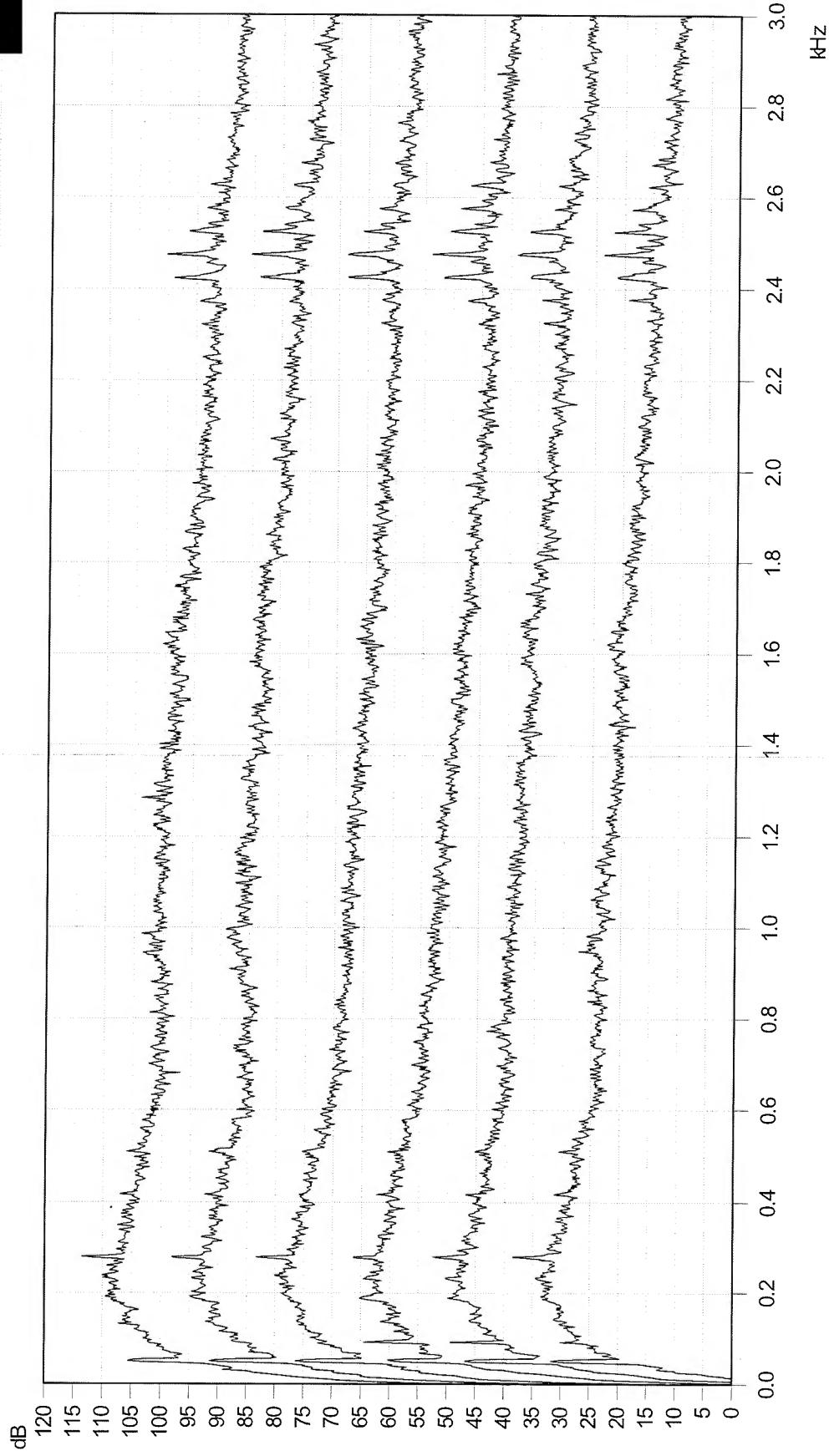
Spektren 1 – 6 aus BIN 7 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



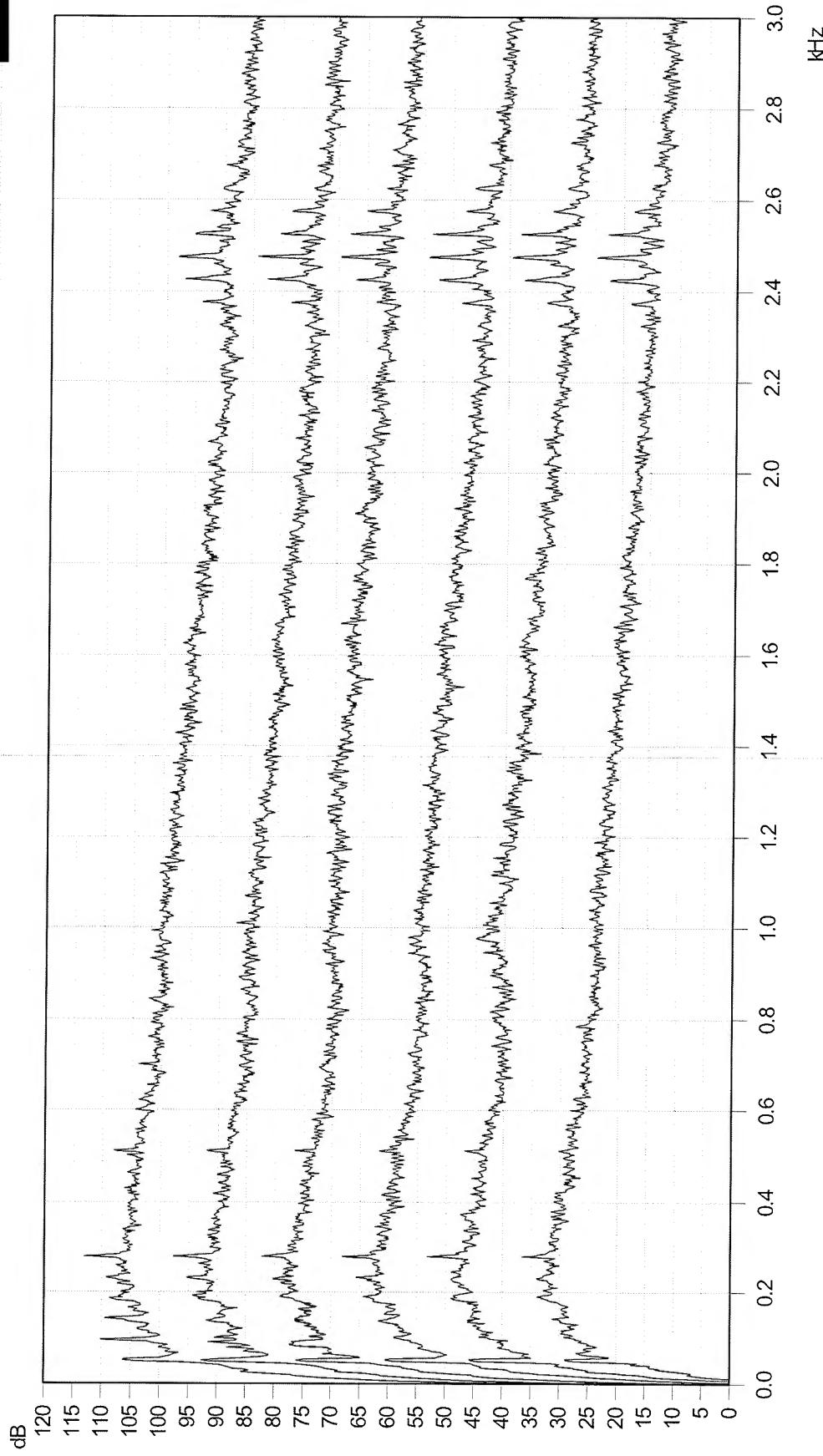
Spektren 7 – 12 aus BIN 7 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)



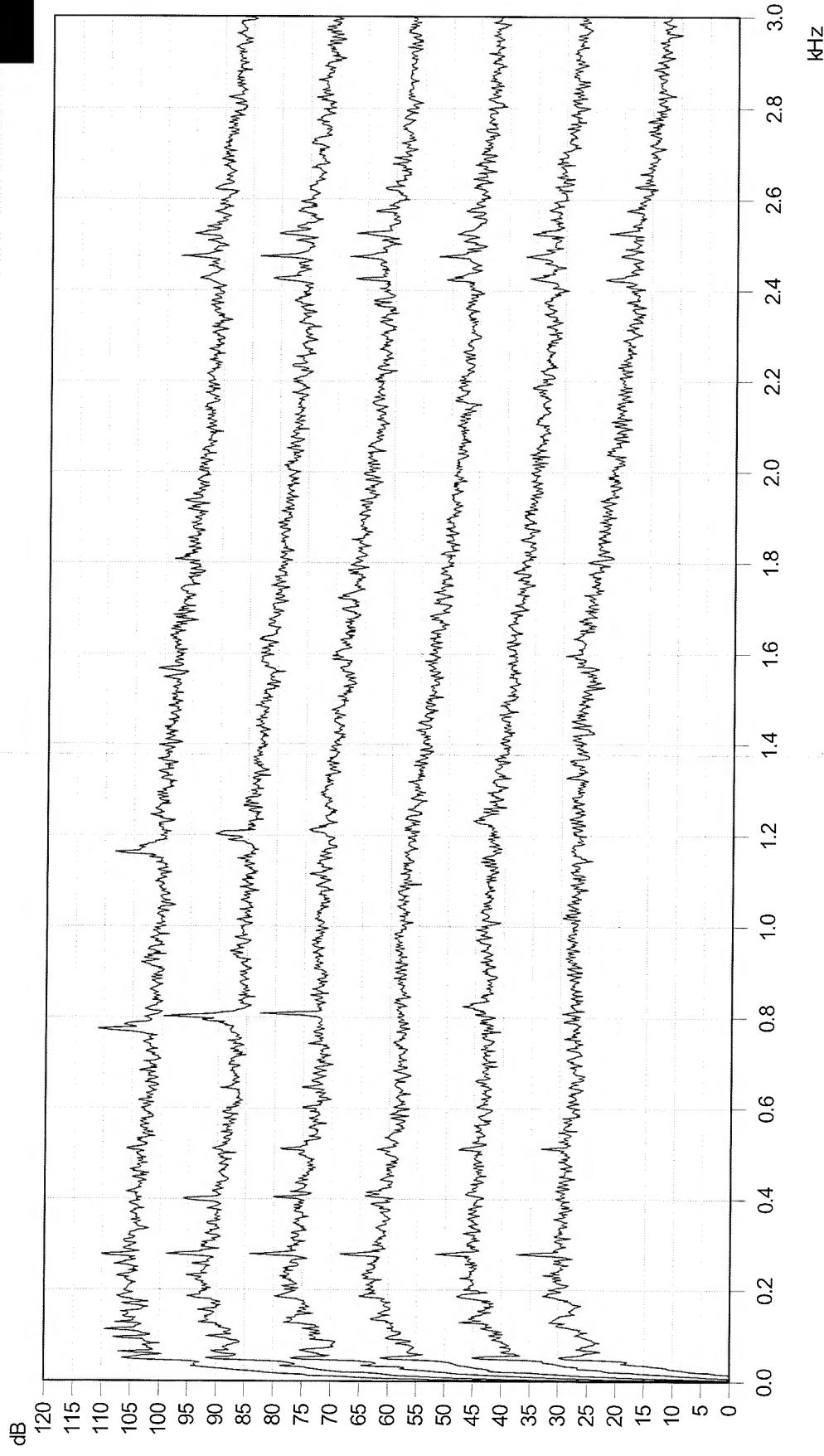
Spektren 1 – 6 aus BIN 8 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



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)