

Schallimmissionsprognose

Windenergieprojekt Beverungen-Twerberg



Auftraggeber:
Projektentwicklungsgesellschaft Windenergie Kreis Höxter mbH
Industriestraße 1
37688 Beverungen

Auftragnehmer:
enveco GmbH
Grevener Str. 61c
48149 Münster

August 2014

1. Aufgabenstellung

Die enveco GmbH wurde mit der Erstellung einer Schallimmissionsprognose für sieben geplante Windenergieanlagen der Anlagentypen GE Energy 2.75-120 (WEA 1 und 3), GE Energy 2.5-120 (4 bis 6) bzw. GE Energy 2.85-103 (WEA 2 und 7) beauftragt.

Am 03.04.2014 fand ein Geländetermin zum geplanten Windenergieprojekt statt, auf den sich die vorliegende Untersuchung bezieht.

In einem speziellen Verzeichnis im Anhang wird auf Quellen der im Rahmen der vorliegenden Schalluntersuchungen ermittelten Informationen verwiesen.

2. Voraussetzungen und Eingangsgrößen für die Berechnung

2.1 Allgemeines

TA-Lärm

Bei Windenergieanlagen handelt es sich um Anlagen im Sinne des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG). Sie unterliegen den immissionsschutzrechtlichen Anforderungen nach BImSchG. Im Rahmen der Prüfung, ob erhebliche Belästigungen durch Geräuschemissionen zu befürchten sind, ist die technische Anleitung – TA-Lärm zu berücksichtigen.

Nach TA-Lärm gilt:

„**Vorbelastung** ist die Belastung eines Ortes mit Geräuschemissionen von allen Anlagen, für die diese TA-Lärm gilt, ohne den Immissionsbeitrag der zu beurteilenden Anlage.“

„**Zusatzbelastung** ist der Immissionsbeitrag der an einem Immissionsort durch die zu beurteilende Anlage voraussichtlich (bei geplanten Anlagen) oder tatsächlich (bei bestehenden Anlagen) hervorgerufen wird.“

„**Gesamtbelastung** im Sinne dieser technischen Anleitung ist die Belastung eines Immissionsortes, die von allen Anlagen hervorgerufen wird, für die diese Technische Anleitung gilt.“

Gemäß TA-Lärm soll die Gesamtbelastung am maßgeblichen Immissionsort die Richtwerte nicht überschreiten.

Für die Prognose der Geräuschemissionen findet die in der TA-Lärm beschriebene ‚detaillierte Prognose‘ Verwendung. Die Schallausbreitungsrechnung basiert demnach auf **DIN ISO 9613-2**. Bei der Berechnung, die mittels des Softwarepakets IMMI (Vers. 2013) durchgeführt wird, fließen z.B. die folgenden Parameter ein: die Schallemissionswerte der WEA (s.u.), der Einfluss des direkten Abstandes zwischen Quelle und Immissionspunkt (IP) und die Luftabsorption. Der Berechnung der Luftabsorption liegen eine Temperatur von 10°C und eine relative Luftfeuchte von 70% zugrunde. Bei der meteorologischen Korrektur wurde nachts der Parameter C_0 gleich 2 gesetzt.

Begriffsbestimmungen

Schallemission

Bei den WEA wird von einer punktförmigen **Schallquelle** ausgegangen. Die Lage wird angenommen als Schnittpunkt der Rotor- und Turmachsen.

Die **Schallemission** setzt sich in der vorliegenden Betrachtung zusammen aus der **Summe aus Schalleistungspegel sowie den Zuschlägen für Tonhaltigkeit, Impulshaltigkeit und einem Sicherheitszuschlag** (s. Kap. 2.4). Die im Folgenden erwähnten Schalleistungs- bzw. Schalldruckpegel der berücksichtigten WEA beziehen sich auf A-bewertete Summenpegel.

Die Schallemission einer WEA ist stark von der Windgeschwindigkeit abhängig. Den Daten zur WEA soll die aktuelle 'Technische Richtlinie für Windenergieanlagen' zugrunde liegen. Das heißt, dass die Vermessung des WEA-Typs nach dieser Richtlinie erfolgt sein sollte. Sie sollte Messwerte für den Windgeschwindigkeitsbereich bis zu 10 m/s für 10 m über Grund oder bis zum Erreichen von 95% der Nennleistung liefern.

Außerdem sind die Werte der Schallemissionsparameter während der gesamten Betriebsdauer einzuhalten.

2.2 Berücksichtigte WEA

2.2.1 Zusatzbelastung

Die Standorte der geplanten WEA wurden vom Auftraggeber vorgegeben und sind der folgenden Tabelle zu entnehmen.

WEA Nr.	Hersteller	Typ	Nabenhöhe	Rechtswert	Hochwert
WEA 1	GE Energy	GE 2.75-120	139 m	521.808	5.727.145
WEA 2	GE Energy	GE 2.85-103	98 m	523.613	5.726.920
WEA 3	GE Energy	GE 2.75-120	139 m	521.820	5.726.821
WEA 4	GE Energy	GE 2.5-120	120 m	521.837	5.727.509
WEA 5	GE Energy	GE 2.5-120	120 m	521.337	5.727.141
WEA 6	GE Energy	GE 2.5-120	120 m	522.427	5.727.923
WEA 7	GE Energy	GE 2.85-103	85 m	523.249	5.726.279

Tabelle 1: Koordinaten der geplanten WEA (UTM – WGS 84 Zone 32)

2.2.2 Vorbelastung

Gemäß Aussage von Herrn Blaschek (Kreis Höxter) ist bezüglich einer möglichen Vorbelastung ein Steinbrecher zu berücksichtigen, der allerdings nachts nicht zum Einsatz kommt. Weiterhin gibt es in der Umgebung der geplanten WEA zwei Schießanlagen, die ebenfalls nach 22 Uhr nicht betrieben werden.

Es wird vorausgesetzt, dass nachts keine Vorbelastung zu berücksichtigen ist.

Für die Beurteilung der Schallimmissionen der Windenergieanlagen wird der Zeitraum nachts von 22 Uhr bis 6 Uhr zugrunde gelegt. Der diesem Zeitraum zuzuordnende Immissionsrichtwert gemäß TA-Lärm ist deutlich strenger als der zugehörige Richtwert tagsüber (15 dB(A) Differenz). Bei Einhaltung der Richtwerte nachts kann davon ausgegangen werden, dass der Immissionsbeitrag der geplanten WEA während der Tagzeit mehr als 10 dB(A) unter dem Richtwert liegt und damit irrelevant ist. Damit entfallen Betrachtungen von Schallquellen während der Tagzeit.

2.3 Berücksichtigte Schallwerte der WEA

Zu den Anlagentypen GE Energy 2.75-120 bzw. GE Energy 2.85-103 liegen noch keine Vermessungsergebnisse vor. Die genannten prognostizierten Schalleistungspegel wurden vom Anlagenhersteller GE zur Verfügung gestellt. Die verwendeten Daten beziehen sich auf die im Anhang beigefügten technischen Dokumentationen.

Für den Anlagentypen WEA GE 2.85-103 gilt bzgl. der Tonhaltigkeit gemäß technischer Dokumentation $KTN \leq 2$.

Gem. Windenergieerlass gilt: Tonhaltigkeiten von Windenergieanlagen werden bei Neuplanungen wie folgt bewertet:

$0 \leq KTN < 2$ Tonhaltigkeitszuschlag KT von 0 dB

$2 \leq KTN \leq 4$ Tonhaltigkeitszuschlag KT von 3 dB

Für den Fall $KTN = 2$ wäre demnach ein Tonhaltigkeitszuschlag von 3 dB zu berücksichtigen. Jedoch ist nach Rücksprache mit dem Hersteller und dem Auftraggeber davon auszugehen, dass auch für die WEA GE 2.85-103 ein Tonzuschlag entfallen kann. Es wird davon ausgegangen, dass der Auftraggeber ein entsprechendes Schreiben den Genehmigungsunterlagen beifügt.

Nachts

WEA 1 und WEA 3

Hersteller: GE Energy

Typ: GE 2.75-120

Nabenhöhen: 139 m

Schalleistungspegel 106,0 dB(A)

kein Tonzuschlag; kein Impulzzuschlag – wird vorausgesetzt;

Sicherheitszuschlag 2,5 dB(A) (s. Kap. 2.4)

Berechnungsgrundlage **108,5 dB(A)**

WEA 4 bis 6

Hersteller: GE Energy

Typ: GE 2.5-120

Nabenhöhen: 120 m

Messbericht: Bericht SK13002B1 (Windtest Grevenbroich GmbH)

Max. Schalleistungspegel 106,0 dB(A)

kein Ton-, kein Impulzzuschlag – wird vorausgesetzt

Sicherheitszuschlag 2,5 dB(A) (s. Kap. 2.4)

Berechnungsgrundlage **108,5 dB(A)**

WEA 2 und 7

Hersteller: GE Energy

Typ: GE 2.85-103

Nabenhöhen: 98 m (WEA 2) und 85 m (WEA 7)

Schalleistungspegel 105,0 dB(A)

kein Tonzuschlag; kein Impulzzuschlag – wird vorausgesetzt;

Sicherheitszuschlag 2,5 dB(A) (s. Kap. 2.4)

Berechnungsgrundlage **107,5 dB(A)**

Hinweise:

Es wird bei den vorliegenden Berechnungen vorausgesetzt, dass die genannten Werte bei allen Betriebszuständen bis zu 95 % der Nennleistung eingehalten wird.

Es wird im Folgenden davon ausgegangen, dass es keine schallrelevanten Unterschiede zwischen der vermessenen WEA und den berücksichtigten WEA gibt und dass auch die unterschiedlichen Nabenhöhen keine relevanten Schallabweichungen zur Folge haben.

Die Eingangswerte bzgl. der Schallemission der WEA gelten vorbehaltlich einer anderen Einschätzung der Genehmigungsbehörde.

2.4 Qualität der Prognose / Sicherheitszuschlag

Entsprechend Abschnitt A 2.6 der TA-Lärm ist eine Aussage bzgl. der Qualität der Prognose zu treffen.

Die vom ehemaligen STUA Herten herausgegebene Vorgehensweise bzgl. der Sicherheitszuschläge für Windenergieanlagen wird im Folgenden auszugsweise beschrieben:

Bei Windenergieanlagen bestimmen folgende Faktoren die Qualität der Prognose:

- Ungenauigkeit der Schallemissions-Vermessung der WEA (σ_P)
- Serienstreuung der WEA (σ_R)
- prinzipielle Unsicherheit des der Ausbreitungsrechnung zugrunde liegenden Prognosemodells (σ_{Prog})

Dabei sind:

$$\sigma_{\text{Prog}} = 1,5 \text{ dB(A)}$$

$$\sigma_R = 1,2 \text{ dB(A)} \text{ (gemäß LAI 109. Sitzung)}$$

$$\sigma_P = 0,5 \text{ dB(A)}, \text{ wenn die WEA gem. DIN 61400-11 vermessen wurde, sonst}$$

$$\sigma_P = \text{Ungenauigkeit, die im Vermessungsbericht durch das Messinstitut angegeben wird oder}$$

$$\sigma_P = 1,5 \text{ dB(A)}, \text{ wenn im Vermessungsbericht keine Angabe zur Messunsicherheit gemacht wird.}$$

Die Gesamtunsicherheit der Schallimmissionsprognose berechnet sich dann:

$$\sigma_{\text{ges}} = (\sigma_R^2 + \sigma_P^2 + \sigma_{\text{Prog}}^2)^{1/2}$$

In einer statistischen Betrachtung ergibt sich die obere Vertrauensbereichsgrenze L_0 :

$$L_0 = L_m + 1,28 \sigma_{\text{ges}}$$

$$L_m = \text{prognostizierter Immissionswert}$$

Der Richtwert nach TA Lärm gilt als eingehalten, wenn:

$$L_0 \leq \text{Richtwert nach TA Lärm}$$

Zur Bestimmung des Sicherheitszuschlages für die Serienstreuung einer 3-fach vermessenen Windenergieanlage wird der Arbeitsentwurf der EN 50376 „Declaration of sound power level and tonality values of wind turbines“ herangezogen.

Danach soll man zur Bestimmung der Produktionsstreuung aus der Mehrfachmessung des Schallleistungspegels folgende Abschätzung für σ_P anwenden:

$$\sigma_P = s$$

Die Standardabweichung s berechnet sich nach EN 50376 gemäß:

$$\bar{L}_W = \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{n}$$

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (L_i - \bar{L}_W)^2}$$

Für die Gesamtunsicherheit der Prognoserechnung ergibt sich dann:

$$\sigma_{\text{ges}} = (s^2 + \sigma_P^2 + \sigma_{\text{Prog}}^2)^{1/2}$$

Hinweis:

Der Wert für ,1,28 σ_{ges} ' berechnet sich bei einfach vermessenen WEA beim aktuellen Stand der Technik i.d.R. zu 2,5 dB(A). In der vorliegenden Untersuchung wird dieser Wert von 2,5 dB(A) für alle berücksichtigten WEA vorausgesetzt und bei den Berechnungen berücksichtigt. Für die geplanten WEA 1 bis 3 und 7 wird also vorausgesetzt, dass der verwendete Schallwert durch eine Vermessung des jeweiligen WEA-Typs, die dem aktuellen Stand der Technik entspricht, bestätigt wird.

Weitere Ungenauigkeiten resultieren z.B. aus:

- der Kartengrundlage
- der digitalen Übertragung der Datengrundlagen
- den verschiedenen Arbeitsschritten bzgl. der Kartenbearbeitung
- der Abschätzung von Gebäudelage und -geometrien

Hinweis: Eine Untersuchung hinsichtlich der Abstände der Anlagen untereinander war nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung.

2.5 Richtwerte

Bezüglich der Prüfung der näheren Umgebung auf vorhandene Allgemeine bzw. Reine Wohngebiete wurden die entsprechenden B-Pläne (Internetseite des Kreises Höxter) ausgewertet.

In der Ortschaft Ottbergen der Stadt Höxter befindet sich gemäß B-Plan OB 5 ein Allgemeines Wohngebiet und in der Ortschaft Amelunxen der Stadt Beverungen befindet sich gemäß B-Plan AM4_1 ein Allgemeines Wohngebiet.

IP B (Ottbergen) und IP C (Amelunxen) wurden als kritische IP im Randbereich dieser allgemeinen Wohngebiete näher betrachtet. Für diese IP werden folgende Richtwerte gemäß TA-Lärm angenommen: nachts 40 dB(A) / tags 55 dB(A).

Für die übrige Wohnbebauung werden folgende Richtwerte gemäß TA-Lärm angenommen: nachts 45 dB(A) / tags 60 dB(A).

Für die Beurteilung wird der Zeitraum nachts von 22 Uhr bis 6 Uhr zugrunde gelegt. Der diesem Zeitraum zuzuordnende Immissionsrichtwert (s.o.) ist deutlich strenger als der zugehörige Richtwert tagsüber, so dass sich die folgenden Berechnungen auf den nächtlichen Immissionsrichtwert beziehen.

Zur Auswahl der näher untersuchten Immissionspunkte (IP) s. auch Kapitel 3.

3. Berechnungen

3.1 Übersicht über die zu erwartende Schallausbreitung der WEA

Anhand der im Anhang beigefügten Schallausbreitungskarte wird für die Nachtzeit unter den obigen Annahmen die Schallimmission, die durch die insgesamt 7 geplanten WEA verursacht wird, dargestellt. Die Schallausbreitungskarte bezieht sich auf eine Höhe von 4 m über Grund.

Bei den folgenden detaillierteren Einzelpunktberechnungen (s. Kapitel 3.2) wird der Einfluss der 7 geplanten WEA auf die umliegenden 7 Immissionspunkte IP A bis G untersucht.

3.2 Belastung der betrachteten Immissionspunkte durch die WEA

Für insgesamt 7 IP findet eine Immissionspunktberechnung statt. Die Lage der IP kann der Schallausbreitungskarte im Anhang entnommen werden. Die Informationen, ob es sich bei den betrachteten IP um Wohnhäuser handelt, stammen aus den verwendeten DGK bzw. resultieren aus Erkenntnissen, die während des Vororttermins gewonnen wurden.

Der Beurteilungspegel wird als ganzzahliger Wert angegeben, wobei die Rundungsregeln angewendet werden (siehe z.B. Windenergie-Erlass NRW vom 11.7.2011).

Die Berechnungen (detailliertere Tabellen s. Anhang) ergeben die in Tabelle 2 aufgeführten Schallimmissionswerte.

IP	Belastung durch WEA 1 bis 7 dB(A)	Beurteilungspegel WEA 1 bis 7 dB(A)	nächtlicher Richtwert dB(A)
A	44,0	44	45
B	38,2	38	40
C	35,7	36	40
D	39,7	40	45
E	40,3	40	45
F	41,9	42	45
G	29,1	29	45

Tabelle 2: Immissionspunktberechnung

Die Immissionsbeiträge der einzelnen WEA an den IP können den Tabellen im Anhang entnommen werden.

3.3 Betrachtung von möglichen Reflexionen an Gebäuden

Bei den betrachteten IP, bei denen die berechneten Immissionswerte mindestens 2,5 dB(A) unterhalb des jeweiligen Richtwertes liegen, wird davon ausgegangen, dass eine Einfachreflexion nicht zu einer Überschreitung des Richtwertes führt. Dabei wird ein Absorptionsverlust von 1 dB(A) an Gebäudeteilen vorausgesetzt. (Bsp.: 42,5 dB(A) + 41,5 dB(A) = 45,0 dB(A)).

Nach Ansicht der Gutachter ist unter den genannten Annahmen für keinen der näher untersuchten IP durch die Errichtung der geplanten WEA durch evtl. mögliche Reflexionen an Gebäudeteilen eine relevante Überschreitung des Richtwertes zu erwarten.

3.4 Interpretation der Ergebnisse

Die berechneten Beurteilungspegel führen bei einer Berücksichtigung der sieben geplanten WEA bei den betrachteten IP unter den oben genannten Voraussetzungen zu keiner Überschreitung des nächtlichen Richtwertes.

4. Zusammenfassung

Die enveco GmbH wurde mit der Erstellung einer Schallimmissionsprognose für sieben geplante Windenergieanlagen der Anlagentypen GE Energy 2.75-120 (WEA 1 und 3), GE Energy 2.5-120 (4 bis 6) bzw. GE Energy 2.85-103 (WEA 2 und 7) beauftragt.

Am 03.04.2014 fand ein Geländetermin zum geplanten Windenergieprojekt statt, auf den sich die vorliegende Untersuchung bezieht.

Für die vorliegende Untersuchung wird davon ausgegangen, dass keine Vorbelastung zu berücksichtigen ist.

Die Berechnungen berücksichtigen die in Kapitel 2.3 genannten Schallemissionswerte der WEA.

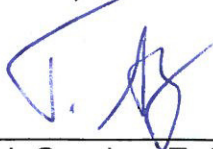
Die berechneten Beurteilungspegel führen bei einer Berücksichtigung der sieben geplanten WEA bei den betrachteten IP unter den oben genannten Voraussetzungen zu keiner Überschreitung des nächtlichen Richtwertes.

Die Vorgehensweise zur Abgrenzung des Untersuchungsgebietes, zur Auswahl der Immissionspunkte, zur Vorbelastung, zu den Richtwerten und zu den Schallemissionswerten gilt vorbehaltlich einer anderen Einschätzung der Genehmigungsbehörde.

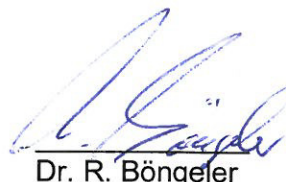
Die immissionsschutzrechtliche Beurteilung bleibt der Genehmigungsbehörde vorbehalten.

Bei Rückfragen stehen die Autoren gerne zur Verfügung.

Münster, 25.08.2014



Dipl.-Geophys. T. Allgeier



Dr. R. Bönigler

Anmerkung: Diese Untersuchung umfasst inkl. Deckblatt 8 Seiten zzgl. Anhang. Sie darf nur als Ganzes weitergereicht werden – eine auszugsweise Verwendung ist nicht gestattet.

5. Anhang

- Informationsquellen
- Verwendete Literatur (Auszug)
- Schallausbreitungskarte / Berücksichtigung von 7 WEA
- Immissionspunktlisten
- Technische Dokumentationen:
 - GE Energy 2.75-120
 - GE Energy 2.85-103
- Messbericht SK13002B1 (Windtest Grevenbroich GmbH)

Informationsquellen

Geländetermin:

- 03.04.2014

Kartenmaterial:

- Topographische Karten (TK25) - Maßstab 1:25.000
- Deutsche Grundkarten (DGK5) - Maßstab 1:5.000

Informationen zu WA:

- B-Plan OB 5 Ortschaft Ottbergen der Stadt Höxter
- B-Plan AM4_1 Ortschaft Amelunxen der Stadt Beverungen

Lage der Standorte, Anlagentypen und Nabelhöhen:

- Geplante WEA – gemäß Auftraggeber

Schallemission:

- Geplante WEA 4 bis 6 – gemäß des in Kapitel 2 genannten Berichtes
- Geplante WEA 1 bis 3 und 7 – gemäß beiliegenden technischen Dokumentationen / ergänzt durch Annahmen (s. Kap 2.3)

Verwendete Literatur (Auszug)

- Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge - BImSchG - Bundes-Immissionsschutzgesetz
- Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA-Lärm), vom 26. August 1998 (Inkrafttreten am 01. November 1998)
- Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Stand 01.07.2005, Teil 1: Bestimmung der Schallemissionswerte, Herausgeber: Fördergesellschaft Windenergie e.V., Hamburg
- DIN ISO 9613 - 2, Dämpfung des Schalls bei der Ausbreitung im Freien, Teil 2: Allgemeines Berechnungsverfahren, September 1997
- VDI-Richtlinie 2714, Schallausbreitung im Freien, Januar 1988
- Neumann, J.: Lärmmeßpraxis am Arbeitsplatz und in der Nachbarschaft, expert-Verlag, Renningen-Malmsheim, 7. Auflage, 1997
- Empfehlungen des Arbeitskreises „Geräusche von Windenergieanlagen“, „Schallimmissionsschutz im Genehmigungsverfahren von Windenergieanlagen“
- Draft Declaration of Sound Power Level and Tonality Values of Wind Turbines 1999-11, CENELEC / BTTF83-2-WG4, 5
- Windenergie Handbuch, Frau Agatz, Dezember 2012
- Hinweise zum Schallimmissionsschutz bei Windenergieanlagen – verabschiedet auf der 109. Sitzung des Länderausschusses für Immissionsschutz vom 8./9.3.2005

Immissionspunktberechnung Windenergieprojekt Beverungen-Twerberg

Einzelpunktberechnung		Immissionsort: IP A										Emissionsvariante: Nacht		
		X = 521733,13 Y = 5728206,97										Z = 113,16		
Elementtyp: Einzelschallquelle (ISO 9613)		Variante: Variante 0												
Schallimmissionsberechnung nach ISO 9613		LFT = Lw + Dc - Adiv - Aatm - Agr - Afol - Ahous - Abar - Cmet												
Element	Bezeichnung	Lw / dB(A)	Dc / dB	Abstand / m	Adiv / dB	Aatm / dB	Agr / dB	Afol / dB	Ahous / dB	Abar / dB	Cmet / dB	LFT / dB	LFT / dB(A)	LAT ges / dB(A)
EZQi001	WEA 1: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	1082,5	71,7	2,1	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0		34,4	
EZQi002	WEA 2: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	2289,2	78,2	4,4	4,1	0,0	0,0	0,7	1,1		22,0	
EZQi004	WEA 3: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	1404,7	73,9	2,7	3,6	0,0	0,0	1,2	0,0		30,1	
EZQi003	WEA 4: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	735,3	68,3	1,4	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0		39,8	
EZQi005	WEA 5: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	1157,2	72,3	2,2	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0		33,9	
EZQi007	WEA 6: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	777,7	68,8	1,5	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0		39,5	
EZQi006	WEA 7: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	2461,2	78,8	4,7	4,4	0,0	0,0	0,4	1,3		20,9	
													44,0	

Einzelpunktberechnung		Immissionsort: IP B										Emissionsvariante: Nacht		
		X = 521458,59 Y = 5728743,08										Z = 116,44		
Elementtyp: Einzelschallquelle (ISO 9613)		Variante: Variante 0												
Schallimmissionsberechnung nach ISO 9613		LFT = Lw + Dc - Adiv - Aatm - Agr - Afol - Ahous - Abar - Cmet												
Element	Bezeichnung	Lw / dB(A)	Dc / dB	Abstand / m	Adiv / dB	Aatm / dB	Agr / dB	Afol / dB	Ahous / dB	Abar / dB	Cmet / dB	LFT / dB	LFT / dB(A)	LAT ges / dB(A)
EZQi001	WEA 1: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	1647,1	75,3	3,2	3,4	0,0	0,0	0,0	0,2		29,4	
EZQi002	WEA 2: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	2830,9	80,0	5,4	4,0	0,0	0,0	0,0	1,3		19,8	
EZQi004	WEA 3: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	1966,8	76,9	3,8	3,6	0,0	0,0	0,0	0,5		26,8	
EZQi003	WEA 4: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	1306,7	73,3	2,5	2,6	0,0	0,0	0,0	0,1		33,0	
EZQi005	WEA 5: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	1620,5	75,2	3,1	3,2	0,0	0,0	0,0	0,4		29,5	
EZQi007	WEA 6: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	1285,2	73,2	2,5	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0		33,5	
EZQi006	WEA 7: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	3052,6	80,7	5,9	4,2	0,0	0,0	0,0	1,4		18,3	
													38,2	

Einzelpunktberechnung		Immissionsort: IP C										Emissionsvariante: Nacht		
		X = 523553,81 Y = 5728534,64										Z = 121,11		
Elementtyp: Einzelschallquelle (ISO 9613)		Variante: Variante 0												
Schallimmissionsberechnung nach ISO 9613		LFT = Lw + Dc - Adiv - Aatm - Agr - Afol - Ahous - Abar - Cmet												
Element	Bezeichnung	Lw / dB(A)	Dc / dB	Abstand / m	Adiv / dB	Aatm / dB	Agr / dB	Afol / dB	Ahous / dB	Abar / dB	Cmet / dB	LFT / dB	LFT / dB(A)	LAT ges / dB(A)
EZQi001	WEA 1: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	2239,3	78,0	4,3	3,9	0,0	0,0	0,0	0,7		24,6	
EZQi002	WEA 2: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	1630,1	75,2	3,1	3,3	0,0	0,0	0,0	0,7		28,1	
EZQi004	WEA 3: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	2446,2	78,8	4,7	3,7	0,0	0,0	0,0	0,8		23,5	
EZQi003	WEA 4: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	2009,7	77,1	3,9	3,9	0,0	0,0	0,0	0,7		26,0	
EZQi005	WEA 5: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	2626,6	79,4	5,1	4,1	0,0	0,0	0,0	1,0		21,9	
EZQi007	WEA 6: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	1297,4	73,3	2,5	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0		32,7	
EZQi006	WEA 7: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	2284,8	78,2	4,4	4,3	0,0	0,0	0,0	1,2		22,5	
													35,7	

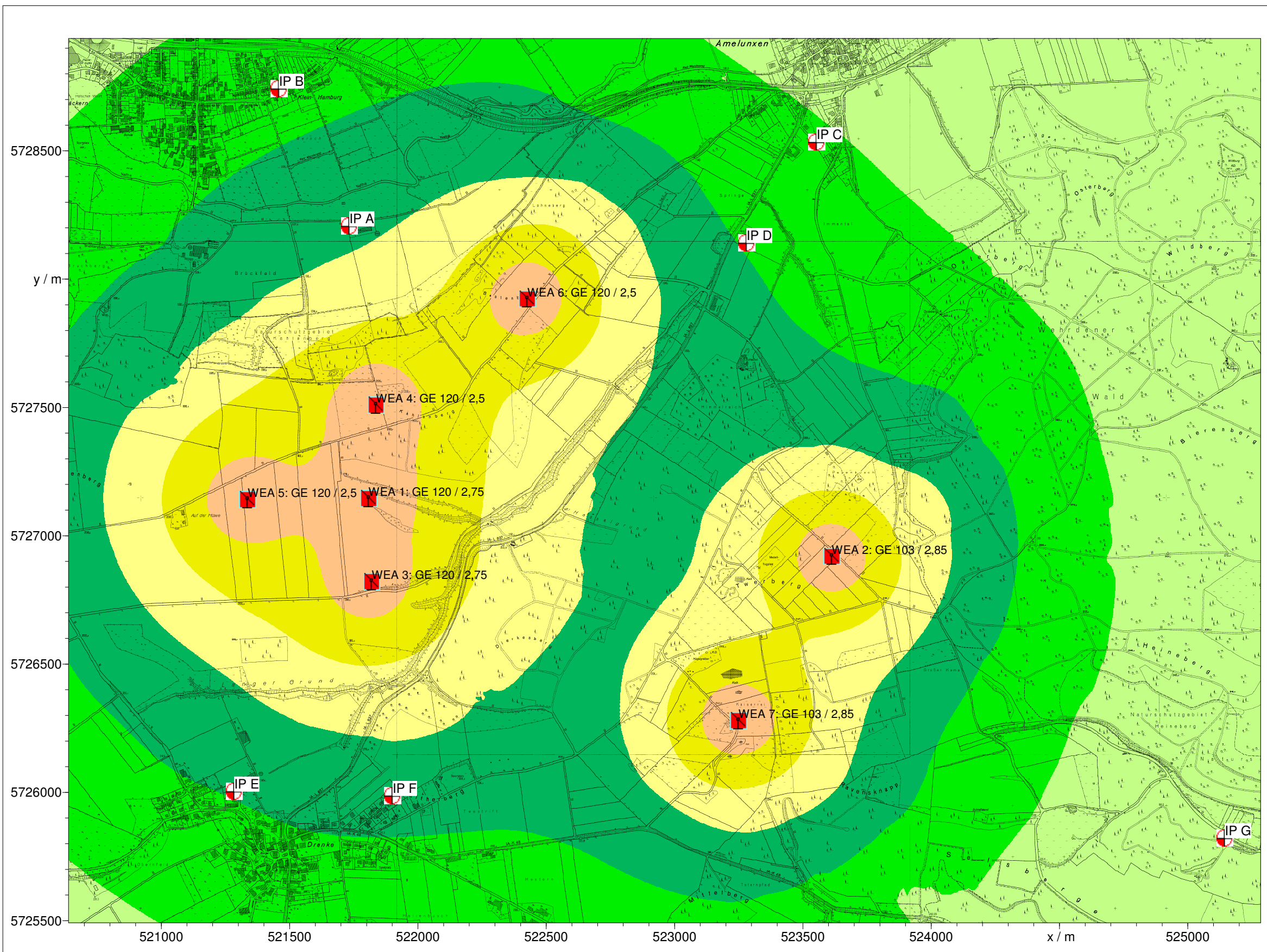
Einzelpunktberechnung		Immissionsort: IP D										Emissionsvariante: Nacht		
		X = 523281,41 Y = 5728142,05										Z = 126,29		
Elementtyp: Einzelschallquelle (ISO 9613)		Variante: Variante 0												
Schallimmissionsberechnung nach ISO 9613		LFT = Lw + Dc - Adiv - Aatm - Agr - Afol - Ahous - Abar - Cmet												
Element	Bezeichnung	Lw / dB(A)	Dc / dB	Abstand / m	Adiv / dB	Aatm / dB	Agr / dB	Afol / dB	Ahous / dB	Abar / dB	Cmet / dB	LFT / dB	LFT / dB(A)	LAT ges / dB(A)
EZQi001	WEA 1: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	1788,4	76,0	3,4	3,7	0,0	0,0	0,0	0,4		27,9	
EZQi002	WEA 2: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	1283,6	73,2	2,5	3,2	0,0	0,0	0,0	0,4		31,3	
EZQi004	WEA 3: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	1980,0	76,9	3,8	3,5	0,0	0,0	0,0	0,5		26,7	
EZQi003	WEA 4: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	1588,9	75,0	3,1	3,7	0,0	0,0	0,0	0,4		29,4	
EZQi005	WEA 5: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	2196,2	77,8	4,2	4,0	0,0	0,0	0,0	0,9		24,6	
EZQi007	WEA 6: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	903,1	70,1	1,7	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0		37,4	
EZQi006	WEA 7: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	1873,3	76,4	3,6	4,4	0,0	0,0	0,4	1,0		24,7	
													39,7	

Einzelpunktberechnung		Immissionsort: IP E										Emissionsvariante: Nacht		
		X = 521284,57 Y = 5726004,20										Z = 200,27		
		Variante: Variante 0												
Elementtyp: Einzelschallquelle (ISO 9613)		Schallimmissionsberechnung nach ISO 9613												
		LFT = Lw + Dc - Adiv - Aatm - Agr - Afol - Ahous - Abar - Cmet												
Element	Bezeichnung	Lw / dB(A)	Dc / dB	Abstand / m	Adiv / dB	Aatm / dB	Agr / dB	Afol / dB	Ahous / dB	Abar / dB	Cmet / dB	LfT / dB	LfT / dB(A)	LAT ges / dB(A)
EZQi001	WEA 1: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	1259,9	73,0	2,4	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0		33,1	
EZQi002	WEA 2: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	2505,8	79,0	4,8	4,0	0,0	0,0	0,0	1,2		21,5	
EZQi004	WEA 3: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	984,6	70,9	1,9	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0		36,6	
EZQi003	WEA 4: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	1607,5	75,1	3,1	3,3	0,0	0,0	0,0	0,4		29,5	
EZQi005	WEA 5: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	1145,1	72,2	2,2	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0		34,3	
EZQi007	WEA 6: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	2236,4	78,0	4,3	3,7	0,0	0,0	0,0	0,9		24,6	
EZQi006	WEA 7: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	1987,1	77,0	3,8	3,9	0,0	0,0	0,0	1,1		24,7	
														40,3

Einzelpunktberechnung		Immissionsort: IP F										Emissionsvariante: Nacht		
		X = 521901,61 Y = 5725986,71										Z = 214,34		
		Variante: Variante 0												
Elementtyp: Einzelschallquelle (ISO 9613)		Schallimmissionsberechnung nach ISO 9613												
		LFT = Lw + Dc - Adiv - Aatm - Agr - Afol - Ahous - Abar - Cmet												
Element	Bezeichnung	Lw / dB(A)	Dc / dB	Abstand / m	Adiv / dB	Aatm / dB	Agr / dB	Afol / dB	Ahous / dB	Abar / dB	Cmet / dB	LfT / dB	LfT / dB(A)	LAT ges / dB(A)
EZQi001	WEA 1: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	1165,9	72,3	2,2	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0		34,4	
EZQi002	WEA 2: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	1953,2	76,8	3,8	3,9	0,0	0,0	0,0	1,0		25,0	
EZQi004	WEA 3: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	845,5	69,5	1,6	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0		39,0	
EZQi003	WEA 4: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	1527,3	74,7	2,9	2,9	0,0	0,0	0,0	0,4		30,6	
EZQi005	WEA 5: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	1290,0	73,2	2,5	2,7	0,0	0,0	0,0	0,1		33,0	
EZQi007	WEA 6: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	2009,1	77,1	3,9	3,3	0,0	0,0	0,0	0,8		26,5	
EZQi006	WEA 7: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	1382,7	73,8	2,7	3,6	0,0	0,0	0,0	0,7		29,7	
														41,9

Einzelpunktberechnung		Immissionsort: IP G										Emissionsvariante: Nacht		
		X = 525145,65 Y = 5725822,15										Z = 167,06		
		Variante: Variante 0												
Elementtyp: Einzelschallquelle (ISO 9613)		Schallimmissionsberechnung nach ISO 9613												
		LFT = Lw + Dc - Adiv - Aatm - Agr - Afol - Ahous - Abar - Cmet												
Element	Bezeichnung	Lw / dB(A)	Dc / dB	Abstand / m	Adiv / dB	Aatm / dB	Agr / dB	Afol / dB	Ahous / dB	Abar / dB	Cmet / dB	LfT / dB	LfT / dB(A)	LAT ges / dB(A)
EZQi001	WEA 1: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	3593,0	82,1	6,9	4,5	0,0	0,0	0,2	1,2		16,5	
EZQi002	WEA 2: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	1892,9	76,5	3,6	4,1	0,0	0,0	0,0	0,9		25,3	
EZQi004	WEA 3: GE 120 / 2,75	108,5	3,0	3476,0	81,8	6,7	4,5	0,0	0,0	0,3	1,2		17,1	
EZQi003	WEA 4: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	3717,0	82,4	7,2	4,5	0,0	0,0	0,3	1,3		15,9	
EZQi005	WEA 5: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	4033,7	83,1	7,8	4,5	0,0	0,0	0,3	1,4		14,5	
EZQi007	WEA 6: GE 120 / 2,5	108,5	3,0	3439,2	81,7	6,6	4,4	0,0	0,0	0,4	1,3		17,1	
EZQi006	WEA 7: GE 103 / 2,85	107,5	3,0	1956,8	76,8	3,8	4,4	0,0	0,0	0,3	1,0		24,1	
														29,1

Windenergieprojekt Beverungen-Twerberg - August 2014



Schallausbreitungskarte für 7 geplante WEA


Maßstab 1:16.000

Hinweis: Interpretation dieser Karte nur im Zusammenhang mit dem Text

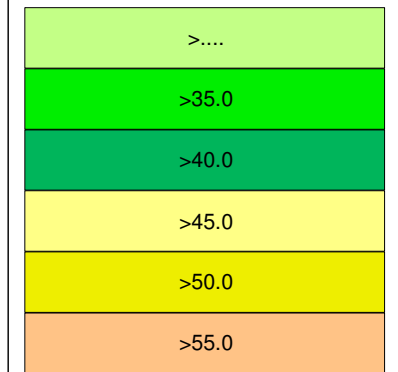
enveco GmbH
 Bearbeiter: Dr. R. Böngeler,
 T. Utner

August 2014

Legende

 Immissionspunkt geplante WEA

Nacht (22h-6h)
 Pegel
 dB(A)



GE Power & Water

Technische Dokumentation Windenergieanlagen 2.75-120 - 50 Hz



Schalleistung

Normalbetrieb gemäß FGW
Inkl. Terz- und Oktavband-Spektren



Imagination at work

Urheber- und Verwertungsrechte

Dieses Dokument ist vertraulich zu behandeln. Es darf nur befugten Personen zugänglich gemacht werden. Eine Überlassung an Dritte darf nur mit ausdrücklicher schriftlicher Zustimmung der General Electric Company erfolgen.

Alle Dokumente sind im Sinne des Urheberrechtsgesetzes geschützt. Die Weitergabe sowie die Vervielfältigung von Unterlagen, auch auszugsweise, sowie eine Verwertung und Mitteilung ihres Inhaltes sind nicht gestattet, soweit nicht ausdrücklich schriftlich zugestanden. Zuwiderhandlungen sind strafbar und verpflichten zu Schadenersatz. Alle Rechte zur Ausübung von gewerblichen Schutzrechten behalten wir uns vor.

© 2014 General Electric Company. Alle Rechte vorbehalten.

GE und  sind Warenzeichen und Dienstleistungsmarken der General Electric Company.

Andere, in diesem Dokument genannte Unternehmens- oder Produktnamen, sind ggf. Warenzeichen bzw. eingetragene Warenzeichen ihrer jeweiligen Unternehmen.



Imagination at work

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	5
2	Berechneter Schallleistungspegel im Normalbetrieb.....	6
3	Unsicherheitsangaben	7
4	Tonalität	7
5	Terminologie der IEC 61400-11 und IEC/TS 61400-14	7
6	Referenzdokumente.....	8
Anhang I – Terzband-Spektren		9

1 Einführung

Dieses Dokument beschreibt die Schalleistung der Windenergieanlage 2.75-120 für den Normalbetrieb und fasst den berechneten Schalleistungspegel $L_{WA,k}$, die Unsicherheitsangaben im Zusammenhang mit dem immissionsrelevanten Schalleistungspegel, die Tonalität sowie die berechneten Terzband-Spektren zusammen.

Alle angegebenen Schalleistungspegel sind A-bewertet.

GE überprüft Spezifikationen kontinuierlich durch Messungen, einschließlich der von unabhängigen Instituten durchgeführten Messungen. Lärmprüfungen an Windkraftanlagen müssen entsprechend den Vorschriften der internationalen Norm IEC 61400-11, Ausgabe 2.1, 2006 und in Übereinstimmung mit dem Dokument Maschinen-Geräuschabgabetest durchgeführt werden.

2 Berechneter Schalleistungspegel im Normalbetrieb

Die Schalleistungspegel $L_{WA,k}$ werden zunächst als Funktion der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe v_{HH} berechnet. Die entsprechenden Windgeschwindigkeiten v_{10m} in 10 m Höhe über dem Boden wurden unter Annahme eines logarithmischen Windprofils berechnet. In diesem Fall wurde eine Oberflächenrauigkeit von $z_{0ref} = 0,05$ m verwendet. Dies entspricht durchschnittlichen Geländebedingungen.

$$v_{10m} = v_{HH} \frac{\ln\left(\frac{10m}{z_{0ref}}\right)}{\ln\left(\frac{\text{Nabenhöhe}}{z_{0ref}}\right)} \quad 1$$

Die errechneten Schalleistungspegel $L_{WA,k}$ und die entsprechenden Oktavband-Spektren werden in Tabelle 1 angegeben. Diese Werte sind als Durchschnittspegel als eine Funktion von v_{10m} bei Normalbetrieb zwischen Einschalt- und Ausschaltwindgeschwindigkeit angegeben. Die Unsicherheiten bei Oktav-Schalleistungspegeln liegen in der Regel höher als bei Gesamtschalleistungspegeln. Hinweise dazu finden sich in IEC 61400-11, Anhang D.

139 m Nabenhöhe - Oktavband-Spektren im Normalbetrieb									
Standardisierte Windgeschwindigkeit auf 10 m Höhe (m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10 - Abschaltung	
Windgeschwindigkeit auf 139 m Nabenhöhe (m/s)	4,5	6,0	7,5	9,0	10,5	12,0	13,5	15 - Abschaltung	
Frequenz (Hz)	32	69,9	72,7	74,9	78,6	78,4	78,2	78,2	78,2
	63	81,3	84,5	85,5	88,5	88,4	88,3	88,3	88,3
	125	86,8	90,5	92,4	94,8	94,7	94,6	94,6	94,6
	250	89,5	93,2	97,2	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4
	500	91,5	94,6	100,2	100,4	100,4	100,5	100,5	100,5
	1000	92,2	94,8	100,9	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6
	2000	89,1	91,5	97,2	97,5	97,6	97,6	97,6	97,6
	4000	79,5	82,2	87,1	89,1	89,1	89,1	89,1	89,1
	8000	63,7	66,4	69,9	72,0	72,0	72,1	72,1	72,1
	16000	36,1	38,6	41,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4
Gesamtschalleistungspegel (dB)	97,4	100,4	105,5	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0

Tabelle 1: Berechneter Schalleistungspegel im Normalbetrieb, 2,75-120 bei 139 m Nabenhöhe als Funktion einer Windgeschwindigkeit auf 10 m Höhe ($z_{0ref} = 0,05$ m)

¹ Vereinfacht nach IEC 61400-11, Ausgabe 2.1: 2006 Gleichung 7

Für konservative Berechnungen:

Für Windgeschwindigkeiten unterhalb der in der Tabelle angegebenen Werte ist der Schallleistungspegel für die geringste angegebene Windgeschwindigkeit zu verwenden. Mit Erreichen des höchsten Schallleistungspegel im Normalbetrieb von, im Fall der 2.75-120 $L_{WA,k} = 106,0 \text{ dB}$ ist dieser für alle Windgeschwindigkeiten oberhalb der Geschwindigkeit, ab der dieser Wert erreicht wird, zu verwenden.

3 Unsicherheitsangaben

Die oben angegebenen Schallleistungspegel sind berechnete Mittelwerte. Wird eine Schallemissionmessung an einer Windkraftanlage durchgeführt, muss diese vertragskonform durchgeführt werden. Einzelheiten sind im Dokument „Machine Noise Performance Test“ und dem Anlagenkaufvertrag geregelt.

Nach IEC/TS 61400-14 resultiert der deklarierte Schallleistungspegel L_{WAd} mit dem oberen Vertrauensniveau von 95% aus Messungen: $L_{WAd} = L_{WA} + K$, wobei L_{WA} der Mittelwert für den Schallleistungspegel aus mehreren IEC 61400-11 Prüfberichten und $K = 1,645 \sigma_T$ ist.

Die Standardabweichungen σ_T , σ_R und σ_P für Schallleistungspegel werden in IEC/TS 61400-14 beschrieben, wobei σ_T die Gesamtstandardabweichung, σ_P die Standardabweichung für Produktabweichungen und σ_R die Standardabweichung für Test-Reproduzierbarkeit sind.

Typische Werte für $\sigma_R < 0,8 \text{ dB}$ und $\sigma_P < 0,8 \text{ dB}$ resultieren rechnerisch in $K < 2 \text{ dB}$ mit einer statistischen Sicherheit von 95%.

4 Tonalität

Für den Referenzmesspunkt im Abstand r_0 gemäß IEC 61400-11 wird für die 2.75-120 Windenergieanlagen, ungeachtet der Windgeschwindigkeit, ein Wert für die Tonhaltigkeit im Nahbereich von $\Delta L_{\alpha} < 2 \text{ dB}$ angegeben, bzw. $K_{TN} \leq 1 \text{ dB}$ gemäß FGW angegeben.

5 Terminologie der IEC 61400-11 und IEC/TS 61400-14

- $L_{WA,k}$ ist der Schallleistungspegel der Windkraftanlage (bezogen auf 10^{-12} W), der mit A-Bewertung als Funktion der Referenzwindgeschwindigkeit $v_{10 \text{ m}}$ ermittelt wurde. Wird er von mehreren Messberichten nach IEC 61400-11 abgeleitet, wird er als Mittelwert angenommen.
- σ_P ist die Produktstreuung, d.h. die Produktabweichung von einer 2.75-120 Einheit zur nächsten; typisch $< 0,8 \text{ dB}$.
- σ_R ist die gesamte Test-Reproduzierbarkeit wie in IEC 61400-11 definiert; typischerweise $< 0,8 \text{ dB}$ mit angemessenen Messbedingungen und einer ausreichenden Menge an Daten.
- σ_T ist die Gesamtstandardabweichungen und kombiniert sowohl σ_P als auch σ_R
- $K = 1,645 \cdot \sigma_T$ wird von IEC/TS 61400-14 für ein Vertrauensniveau von 95% definiert
- R_0 ist der Bodenmessabstand von der Turmachse der Windturbine nach IEC 61400-11 und entspricht der Nabenhöhe plus der Hälfte des Rotordurchmessers
- $\Delta L_{\alpha, k}$ ist die tonale Hörbarkeit nach IEC 61400-11

6 Referenzdokumente

- IEC 61400-1, Windenergieanlagen - Teil 1: Bauartvorschriften, Ausgabe 3, 2005-08
- IEC 61400-11, Windkraftanlagen Teil 11: Schallmessverfahren, Ausgabe 2.1, 2006-11
- IEC/TS 61400-14, Windenergieanlagen - Teil 14: Angabe der immisionsrelevanten
- MNPT – „Maschine Noise Performance Test“, Technische Dokumentation
- Technische Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 1: Bestimmung der Schallemissionswerte, Rev. 18, 01.02.2008, Fördergesellschaft Windenergie (FGW)

Anhang I – Terzband-Spektren

139 m Nabenhöhe - Normalbetrieb Terzband-Spektren (dB)									
Standardisierte Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe (m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10 - Abschaltung	
Windgeschwindigkeit in 139 m Nabenhöhe (m/s)	4,5	6,0	7,5	9,0	10,5	12,0	13,5	15 - Abschaltung	
Frequenz (Hz)	25	57,6	60,1	63,6	68,0	67,8	67,5	67,5	67,5
	32	63,4	66,0	68,7	72,7	72,5	72,2	72,2	72,2
	40	68,5	71,3	73,2	76,7	76,6	76,4	76,4	76,4
	50	72,7	75,7	77,0	80,3	80,2	80,0	80,0	80,0
	63	76,1	79,2	80,2	83,3	83,2	83,0	83,0	83,0
	80	78,7	82,0	83,0	85,9	85,8	85,7	85,7	85,7
	100	80,6	84,2	85,4	88,1	88,0	87,9	87,9	87,9
	125	82,0	85,8	87,4	89,9	89,8	89,7	89,7	89,7
	160	83,1	86,9	89,2	91,4	91,3	91,3	91,3	91,3
	200	84,0	87,8	90,9	92,6	92,6	92,6	92,6	92,6
	250	84,7	88,5	92,4	93,7	93,7	93,7	93,7	93,7
	315	85,4	89,0	93,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5
	400	86,1	89,5	94,6	95,2	95,2	95,2	95,2	95,2
	500	86,7	89,9	95,4	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7
	630	87,2	90,2	96,1	96,0	96,0	96,1	96,1	96,1
	800	87,6	90,3	96,4	96,1	96,1	96,1	96,1	96,1
	1000	87,6	90,2	96,3	95,9	95,9	96,0	96,0	96,0
	1250	87,2	89,6	95,6	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4
	1600	86,1	88,5	94,3	94,3	94,4	94,4	94,4	94,4
	2000	84,3	86,7	92,3	92,7	92,8	92,8	92,8	92,8
2500	81,5	84,0	89,4	90,4	90,5	90,5	90,5	90,5	
3150	77,9	80,5	85,6	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	
4000	73,4	76,2	80,8	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	
5000	68,1	71,0	75,3	77,9	77,9	77,9	77,9	77,9	
6300	62,5	65,3	69,0	71,3	71,3	71,4	71,4	71,4	
8000	57,0	59,5	62,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	
10000	47,3	49,8	52,6	53,6	53,6	53,6	53,6	53,6	
12500	35,9	38,4	41,2	42,2	42,2	42,2	42,2	42,2	
16000	22,6	25,1	27,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	
20000	7,3	9,9	12,6	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	
Gesamtschallleistungspegel (dB)	97,4	100,4	105,5	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0

Tabelle 2: Berechnete Terzbandspektren als Funktion der Windgeschwindigkeit v_{10m} für 139 m Nabenhöhe

Die auf dieser Seite in Textform wiedergegebenen sowie in Zeichnungen, Modellen, Tabellen etc. verkörpert Informationen bleiben unser ausschließliches Eigentum. Sie werden nur zu dem vereinbarten Zweck anvertraut und dürfen zu keinem anderen Zweck verwendet werden. Kopien oder sonstige Vervielfältigungen dürfen nur zu dem vereinbarten Zweck angefertigt werden. Weder Original noch Vervielfältigungen dürfen Dritten ausgehändigt oder in sonstiger Weise zugänglich gemacht werden.

© 2014 GE Company

GE Energy

Technische Dokumentation Windenergieanlagen 2.75-103 und 2.85-103 / 50 Hz



Schalleistung

Normalbetrieb gemäß FGW



imagination at work

Urheber- und Verwertungsrechte

Dieses Dokument ist vertraulich zu behandeln. Es soll nur befugten Personen zugänglich gemacht werden. Eine Überlassung an Dritte darf nur mit ausdrücklicher, schriftlicher Zustimmung der General Electric Company erfolgen.

Alle Unterlagen sind im Sinne des Urheberrechtsgesetzes geschützt. Die Weitergabe sowie die Vervielfältigung von Unterlagen, auch auszugsweise, sowie eine Verwertung und Mitteilung ihres Inhaltes sind nicht gestattet, soweit nicht ausdrücklich schriftlich zugestanden. Zuwiderhandlungen sind strafbar und verpflichten zu Schadenersatz. Alle Rechte zur Ausübung von gewerblichen Schutzrechten behalten wir uns vor.

© 2012 General Electric Company. Alle Rechte vorbehalten.

GE und  sind Warenzeichen und Dienstleistungsmarken der General Electric Company.

Andere, in diesem Dokument genannte Unternehmens- oder Produktnamen sind ggf. Warenzeichen bzw. eingetragene Warenzeichen ihrer jeweiligen Unternehmen.



imagination at work

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
2	Schallleistungspegel.....	6
3	Unsicherheitsangaben gemäß IEC/TS 61400-14.....	7
4	Tonhaltigkeit.....	7
5	Impulshaltigkeit.....	7
	Referenzen:	8

1 Einleitung

Angaben zur Schallemission der GE Energy Windenergieanlagen (WEA) 2.75-103 und 2.85-103 mit einem Rotordurchmesser von 103 m und in 50 Hz Ausführung, einschließlich ihrer Kaltwetter-Versionen, umfassen Daten der Schalleistungspegel (L_{WA}) sowie die Bewertung von Geräuschauffälligkeiten.

Dieses Dokument beschreibt die Schalleistung der Windenergieanlagen für den Normalbetrieb. Ein schallreduzierter Betrieb wird hier nicht betrachtet.

Der Schalleistungspegel wird in Nabenhöhe über den gesamten Windgeschwindigkeitsbereich, von der Einschaltwindgeschwindigkeit bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit, berechnet. Für den maximalen Schalleistungspegel werden ein Referenzwert und ein Unsicherheitsband angegeben.

Die nachfolgend aufgeführten Schalleistungspegel sind in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (Referenzwerte) und von der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe unter Annahme der Standardnabenhöhen und eines logarithmischen Windprofils für eine Oberflächenrauigkeit $z_{0, Rev} = 0,05$ m, angegeben. Angaben über Schalleistungen in Bezug auf die Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe können für verschiedene Kombinationen aus Nabenhöhe und Windscherprofil auf Anforderung zur Verfügung gestellt werden.

2 Schalleistungspegel

Die Windgeschwindigkeiten v_{10m} in Referenzhöhe (10 m über Grund) können von v_{10m} zu v_{HH} extrapoliert werden (Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe), gemäß IEC 61400-01, unter Annahme einer typischen Rauigkeitslänge von $z_{0,ref} = 0,05$ m, gemäß:

$$V_{10m\ height} = V_{hub} \frac{\ln\left(\frac{10m}{z_{0ref}}\right)}{\ln\left(\frac{hub\ height}{z_{0ref}}\right)}$$

Das bedeutet zum Beispiel, dass Windgeschwindigkeiten auf 100 m Nabenhöhe gemäß $v_{HH} = v_{10m} * 1,43$ extrapoliert werden können.

Die nachfolgenden Tabellen stellen berechnete Referenzwerte für den mittleren Schalleistungspegel in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar.

2.75-103 und 2.85-103 Schalleistungspegel L_{WA} für 85m Nabenhöhe [dB]								
Windgeschwindigkeit v_{10m} in 10 m Höhe [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	≥ 10
Windgeschwindigkeit in 85 m Nabehöhe $v_{HH}=85$ m [m/s]	4,2	5,6	7,0	8,4	9,8	11,2	12,6	≥ 14
Schalleistungspegel L_{WA} [dB]	92,4	92,9	97,1	102,1	105,0	105,0	105,0	105,0

Table 1: Schalleistungspegel 2.75-103 / 2.85-103 mit 85 m Nabenhöhe in Referenzhöhe v_{10m} und Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe v_{HH} für $z_0, ref = 0.05$ m

2.75-103 und 2.85-103 Schalleistungspegel L_{WA} für 98m Nabenhöhe [dB]								
Windgeschwindigkeit v_{10m} in 10 m Höhe [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	≥ 10
Windgeschwindigkeit in 98 m Nabehöhe $v_{HH}=98$ m [m/s]	4,3	5,7	7,2	8,6	10,0	11,4	12,9	≥ 14
Schalleistungspegel L_{WA} [dB]	92,4	93,2	97,6	102,6	105,0	105,0	105,0	105,0

Table 2: Schalleistungspegel 2.75-103 / 2.85-103 mit 98 m Nabenhöhe in Referenzhöhe v_{10m} und Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe v_{HH} für $z_0, ref = 0.05$ m

2.75-103 und 2.85-103 Schalleistungspegel L_{WA} für 123,5m Nabenhöhe [dB]								
Windgeschwindigkeit v_{10m} in 10 m Höhe [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	≥ 10
Windgeschwindigkeit in 123,5 m Nabenhöhe $v_{HH=123,5}$ m [m/s]	4,4	5,9	7,4	8,8	10,3	11,8	13,3	≥ 14
Schalleistungspegel L_{WA} [dB]	92,4	93,6	98,3	103,3	105,0	105,0	105,0	105,0

Table 3: Schalleistungspegel 2.75-103 / 2.85-103 mit 123,5 m Nabenhöhe in Referenzhöhe v_{10m} und Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe v_{HH} für $z_0, ref = 0.05$ m

3 Unsicherheitsangaben gemäß IEC/TS 61400-14

Gemäß IEC/TS 61400 14 ist L_{WAd} der maximale Schalleistungspegel, der sich aus n Messungen gemäß IEC 61400-11 oder FGW-Richtlinie für 95 % Vertrauensniveau ergibt: $L_{WAd} = \overline{L_{WA}} + K$, wobei $\overline{L_{WA}}$ der mittlere Schalleistungspegel von n Messberichten nach IEC 61400-11 oder FGW-Richtlinie und $K = 1,645 \cdot \sigma_T$ ist.

Die Standardabweichungen σ_T , σ_R und σ_P werden in IEC/TS 61400-14 beschrieben, wobei σ_T die Gesamtstandardabweichung ist, σ_P die Standardabweichung für die Produktstreuung, und σ_R die Standardabweichung für die Messungengenauigkeit.

Unter der Annahme von $\sigma_R < 0,8$ dB und $\sigma_P < 0,8$ dB als typischen Werten ergibt sich $K < 2$ dB für 95 % Vertrauensniveau.

4 Tonhaltigkeit

Für den Referenzmesspunkt im Abstand r_0 gemäß IEC 61400-11 wird für die 2.75-103 und die 2.85-103 Windenergieanlagen, ungeachtet der Windgeschwindigkeit, ein Wert für die Tonhaltigkeit im Nahbereich von $\Delta L_{\alpha} < 4$ dB angegeben, bzw. $K_{TN} \leq 2$ dB gemäß FGW angegeben.

5 Impulshaltigkeit

Für den Referenzmesspunkt im Abstand r_0 gemäß IEC 61400-11 wird für die 2.75-103 und die 2.85-103 Windenergieanlagen ungeachtet der Windgeschwindigkeit ein Wert für die Impulshaltigkeit im Nahbereich von $K_{IN} < 2$ dB angegeben, wobei für eine FGW-konforme Emissionsmessung durch subjektive Bewertung sicherzustellen ist, ob es sich um eine impulshaltige Auffälligkeit im Sinne der Richtlinie handelt.

Referenzen:

- IEC 61400-1, Wind turbines – part 1: Design requirements, ed. 2, 2005-08
- IEC 61400-11, wind turbine generator systems part 11: Acoustic noise measurement techniques, ed. 2.1, 2006-11
- IEC/TS 61400-14, Wind turbines – part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values, ed. 1, 2005-03
- MNPT – Machine Noise Performance Test, Technical documentation
- Technische Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 1: Bestimmung der Schallemissionswerte, Rev. 18, 01.02.2008, Fördergesellschaft Windenergie (FGW)

**Schalltechnisches Gutachten gemäß FGW TR.1
zur GE Windenergieanlage Typ 2.5-120,
Ser.-Nr.: 28123238, am Standort
Wieringermeer / NL**

- normaler Betriebsmodus (NO) -

Messung 2013-10-09

Vollständiger Bericht

2013-10-15

SK13002B1

**Schalltechnisches Gutachten gemäß FGW TR.1
zur GE Windenergieanlage Typ 2.5-120,
Ser.-Nr.: 28123238, am Standort
Wieringermeer / NL**

- normaler Betriebsmodus (NO) -

Bericht SK13002B1

Standort bzw. Messort:	Wieringermeer / NL, WEA Ser.-Nr. 28123238
-------------------------------	---

Auftraggeber:	GE Wind Energy GmbH Holsterfeld 16 D-48499 Salzbergen
----------------------	---

Auftragnehmer:	windtest grevenbroich gmbh Frimmersdorfer Str. 73a D-41517 Grevenbroich
-----------------------	---

Datum der Auftragserteilung:	2013-06-20	Auftragsnummer:	13 0108 06
-------------------------------------	------------	------------------------	------------

Prüfer:

Bearbeiter:


Dipl.-Ing. Frederik Gast


Dipl.-Ing. David Rode

Grevenbroich, 2013-10-15

Dieser Bericht darf auszugsweise nur mit schriftlicher Zustimmung der windtest grevenbroich gmbh vervielfältigt werden. Er umfasst insgesamt 50 Seiten inkl. der Anlagen.



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	Richtcharakteristik.....	9
3.2	Subjektives Geräuschempfinden	9
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
	Turbulenzintensität	16
3.8	Betriebszustand während der Messung.....	16
4	MESSUNSICHERHEIT	17
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
5	ABWEICHUNGEN ZUR RICHTLINIE FGW TR. 1 REV18 [1]	19
6	ZUSAMMENFASSUNG.....	20
7	LITERATURVERZEICHNIS	21
8	VERZEICHNIS DER VERWENDETEN FORMELZEICHEN UND ABKÜRZUNGEN.....	22
9	ANHANG	23

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



1 Aufgabenstellung

Die windtest grevenbroich gmbh (wtg) wurde 2013-06-20 von der GE Wind Energy GmbH beauftragt, die charakteristische Geräuschabstrahlung der GE Windenergieanlage (WEA) 2.5-120 mit einer Nabenhöhe von $H = 85$ m inkl. Fundament mit dem Standort Wieringermeer / NL (WEA Ser.-Nr. 28123238) gemäß der aktuellen Technischen Richtlinie [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 Herstellers GE vom Typ 2.5-120 im Betriebszustand „NO (normal operation)“.

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	GE Wind Energy GmbH
WEA-Typ	2.5-120
Seriennummer	28123238
Standort	Wieringermeer / NL
Nennleistung	2500 kW
Leistungsregelung	pitch
Nabenhöhe ü. Grund	85 m
Turmbauart	zylindrisch-konisches Stahlrohr
Anordnung Rotorblätter zum Turm	luv
Anzahl der Rotorblätter	3
Rotordurchmesser	120 m
Blatt-Typ	LM 58.7P
Nennzahl / Drehzahlbereich	7,8 - 12,5 min ⁻¹
Getriebehersteller, Typ, Seriennummer	Nanjing, FDM3C, FDM3C-1001R1
Generatorhersteller, Typ, Seriennummer	Indar, TAR630G4, 2231500000



Abb. 1: WEA 2.5-120

2.3 Messort

Die WEA befindet sich mit weiteren WEA am Standort Wieringermeer / NL. Die WEA befindet sich auf einer geodätischen Höhe von 5 m unter NN. Die Umgebung der WEA wird landwirtschaftlich genutzt und war zum Zeitpunkt der Messung partiell bestellt.

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 $R_{0, \text{gewählt}} = 142 \text{ m}$ 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 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 2.5-120 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 Drehzahlssignal 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.

Die Windrichtung und Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe wurden von einem Anemometer und einer Windfahne im Abstand von 40 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 <i>devices acoustic</i>	Hersteller / Serien.-Nr. <i>manufacturer / serial number</i>	Kalibriert bis <i>calibrated until</i>	WTG-Nummer <i>wtg number</i>
Mikrofon <i>microphone</i>	Norsonic, Typ 1225, Serien-Nr. 149504 <i>Norsonic, type 1225, serial-no. 149504</i>	2013-12-07	WTGMT1866
Mikrofonvorverstärker <i>preamplifier</i>	Norsonic, Typ 1209, Serien-Nr. 14104 <i>Norsonic, type 1209, serial-no. 14104</i>	2013-12-07	WTGMT2189
Schallpegelmesser <i>sound level meter</i>	Norsonic 140, Serien-Nr. 1404807 <i>Norsonic 140, serial-no. 1404807</i>	2013-12-07	WTGMT2343
Akustischer Kalibrator <i>acoustical calibrator</i>	Brüel & Kjaer, Typ 4231, Serien-Nr. 2162810 <i>Brüel & Kjaer, type 4231, serial-no. 2162810</i>	2014-08-05	WTGMT0269
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 Meteorologie <i>meteorological devices</i>	Hersteller / Serien.-Nr. <i>manufacturer / serial number</i>	Kalibriert bis <i>calibrated until</i>	WTG-Nummer <i>wtg number</i>
Messmast 10 m <i>meteorological mast</i>	Blue Sky – Messmast – 10 m <i>Blue Sky – met mast – 10 m</i>		
Anemometer <i>anemometer</i>	Thies Clima, Typ 4.3518.00.120, Compact, Serien-Nr. 3120387 <i>Thies Clima, type 4.3518.00.120, Compact, serial-no. 3120387</i>	2014-03-12	ID 5938
Barometer <i>barometer</i>	Thies Clima, Typ 3.1157.10.161, Serien-Nr. 3120019 <i>Thies Clima, type 3.1157.10.161, serial-no. 3120019</i>		ID 5935
Thermometer <i>thermometer</i>	Thies Clima, 2.1280.00.161, Serien-Nr. 107952 <i>Thies Clima, 2.1280.00.161, serial-no. 107952</i>		ID 5940
Messumformer <i>signal transformer</i>	Schuhmann, Typ: DFA8.00G021, Serien-Nr. 01RA06 <i>Schuhmann, type: DFA8.00G021, serial-no. 01RA06</i>		ID 3212
Geräte Hard- und Software <i>devices hard- and software</i>	Hersteller / Serien.-Nr. <i>manufacturer / serial number</i>	Kalibriert bis <i>calibrated until</i>	WTG-Nummer <i>wtg number</i>
Datenlogger <i>data logger</i>	IMC CronosFlex CRFX-2000, Serien-Nr. 160167 <i>IMC CronosFlex CRFX-2000, serial-no. 160167</i>		
Computer <i>Computer</i>	Toshiba TECRA R950-10U, Serien-Nr. 7C159845H <i>Toshiba TECRA R950-10U, serial-no. 7C159845H</i>		WTGPC1039
Lasere Entfernungsmesser <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 2013-10-09 in der Zeit zwischen 10¹⁰ Uhr bis 19²⁰ Uhr durchgeführt. Für die Messung der Schallemissionen wurden zwei der benachbarten WEA außer Betrieb gesetzt. Die während der Messung in 10 m Höhe aufgetretenen Windgeschwindigkeiten lagen in einem Bereich zwischen 2 m/s und 10 m/s (10 sek. Mittelwerte). Die abgegebene Wirkleistung der WEA lag zwischen 260 kW und 2550 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

Bewölkung	bewölkt
Luftdruck	1010 - 1018 hPa
Lufttemperatur	13 - 16 °C



3 Messergebnisse

3.1 Richtcharakteristik

Es wurde subjektiv keine ausgeprägte Richtcharakteristik für die WEA 2.5-120 festgestellt.

3.2 Subjektives Geräuschempfinden

Aerodynamisch bedingte Geräusche traten durch die Rotation der Rotorblätter auf. Am Referenzpunkt konnte bei allen gemessenen Windgeschwindigkeiten subjektiv keine tonale Auffälligkeit gemäß [1] festgestellt werden. Bei geringen Windgeschwindigkeiten konnten Betriebsgeräusche von Kühlaggregaten im Maschinenhaus wahrgenommen werden.

Das Anlagengeräusch ist als unauffällig einzustufen.

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 dürfen (vgl. Abb. 4).

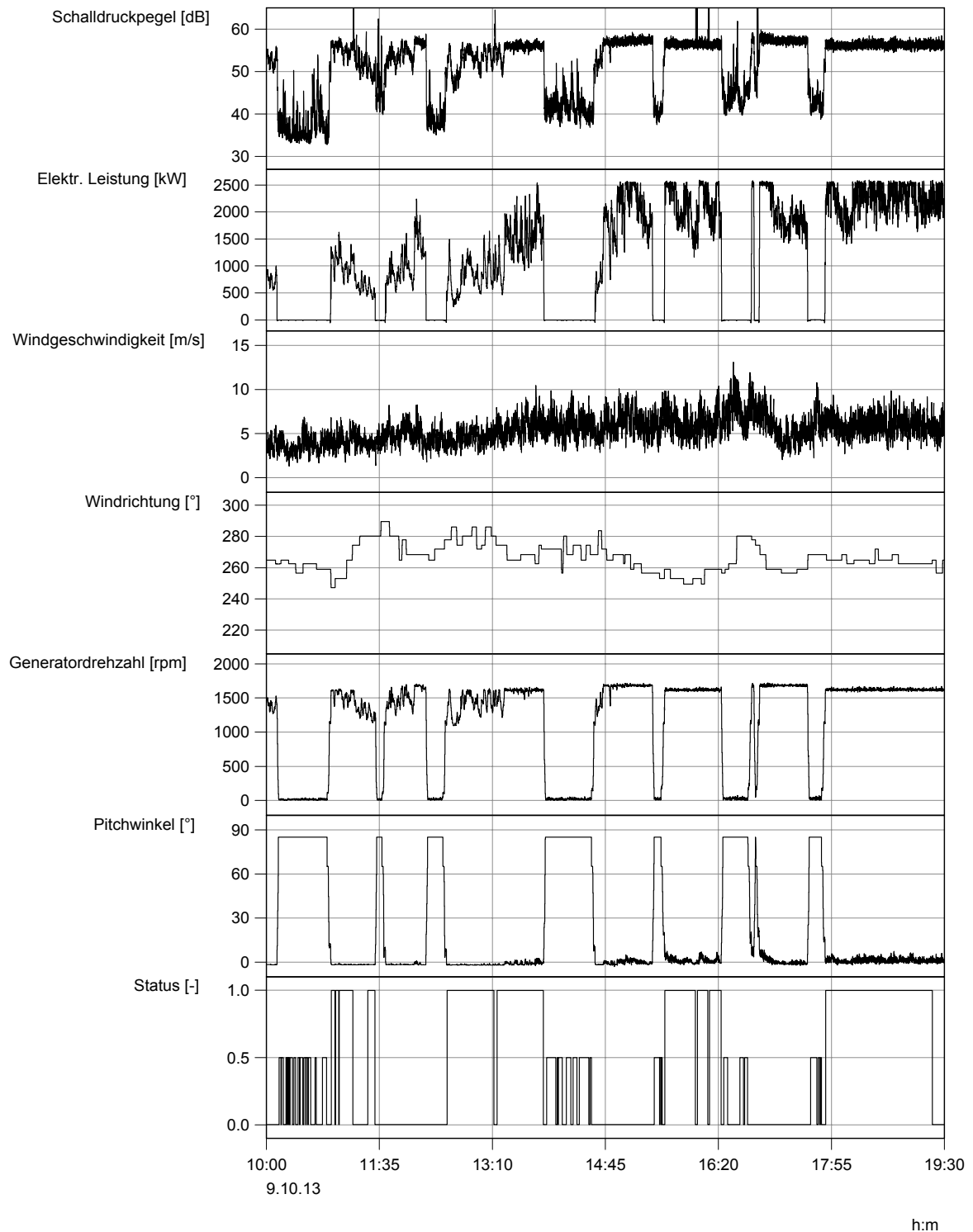


Abb. 4: Messwerte 2013-10-09

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).

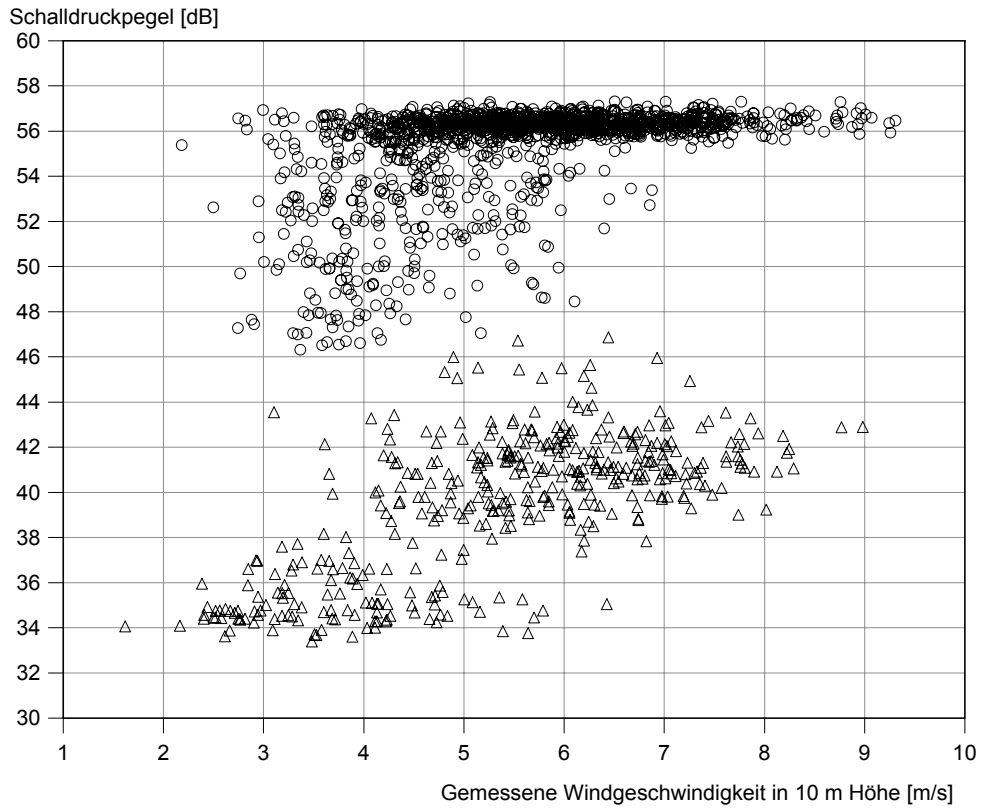


Abb. 5: Schalldruckpegel über gemessener Windgeschwindigkeit Betrieb O und Hintergrund Δ

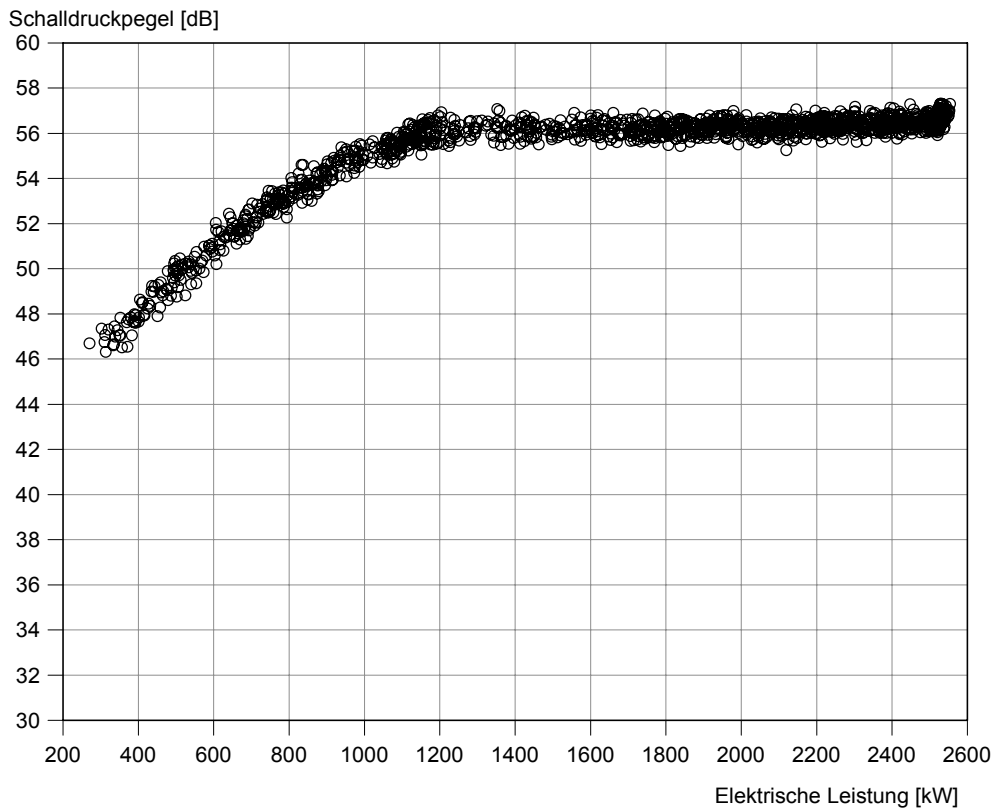


Abb. 6: Schalldruckpegel über elektrischer Leistung



3.4 Immissionsrelevanter Schalleistungspegel

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.

$$v_{p10} = v_H \cdot \frac{\ln 10 / z_0}{\ln H / z_0} \quad \text{mit } z_0 = 0,05 \text{ m, } H = 85 \text{ m}$$

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 Regressionsgeraden. 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 eine Regression 5. Ordnung für das Betriebsgeräusch durchgeführt, da diese Regressionsordnung den Kurvenverlauf bis zum Erreichen von 95 % Nennleistung hinreichend gut wiedergibt. Darüber hinaus konnte keine Regressionsordnung für das Betriebsgeräusch gefunden werden, die geeignet wäre um einen so breiten messtechnisch erfassten Windgeschwindigkeitsbereich, inkl. dem Betriebsverhalten oberhalb von 95 % Nennleistung, widerzuspiegeln. Aus diesem Grund wurde der Schalleistungspegel für Windgeschwindigkeiten oberhalb derjenigen bei der die WEA 95 % Nennleistung erreicht, durch die BIN-Analyse ermittelt. Ein Vergleich zwischen Ergebnissen aus verwendeter Regression und BIN-Analyse bei identischen Windgeschwindigkeitsklassen unterhalb 95 % Nennleistung erzielte keine nennenswerten Unterschiede und rechtfertigt somit die Anwendung und Genauigkeit der Methodik an dieser Stelle.

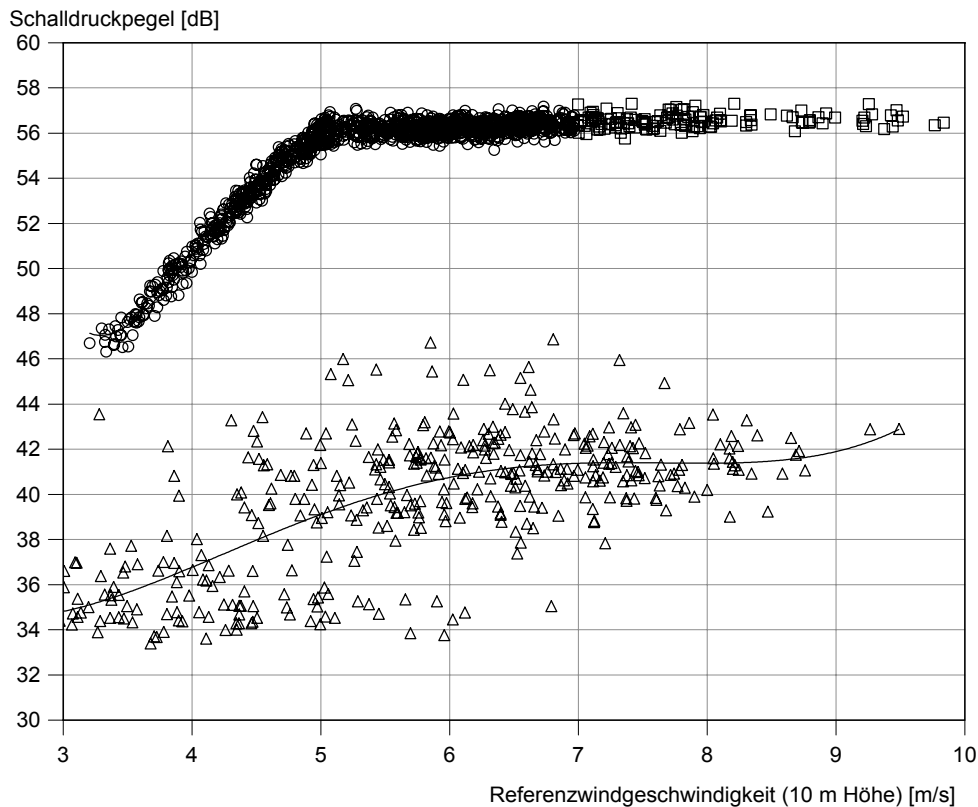


Abb. 7: Schalldruckpegel über standardisierter Windgeschwindigkeit.

Regression Betrieb O (für Messwerte $\leq 95\%$ Nennleistung):

$$807,74 - 778,852 * X + 307,5028 * X^2 - 58,66324 * X^3 + 5,453694 * X^4 - 0,1987148 * X^5 \text{ [dB]}$$

Regression Hintergrund Δ:

$$52,82 - 18,140 * X + 5,9517 * X^2 - 0,72726 * X^3 + 0,030546 * X^4 \text{ [dB]}$$

□ Messwerte größer 95%-Nennleistung

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

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

Aus dem fremdgeräuschkorrigierten Schalldruckpegel $L_{Aeq,c}$ wurde für die standardisierten Windgeschwindigkeiten von 4 m/s bis 10 m/s in 10 m Höhe der Schalleistungspegel L_{WA} der WEA berechnet.

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

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

$$R_o = 142 \text{ m}, N_A = 4,17 \text{ m}, H = 85 \text{ m}, h_A = 0 \text{ m}$$

Damit ergaben sich für die WEA 2.5-120 in der vorliegenden Konfiguration die in der Tab. 4 dargestellten immissionsrelevanten Schalleistungspegel.



Tab. 4: Immissionsrelevanter Schalleistungspegel

Windgeschwindigkeit [m/s] in 10 m Höhe (v_{p10})	BIN 4 3,5–4,5	BIN 5 4,5–5,5	BIN 6 5,5–6,5	6,97 ¹⁾	BIN 7 6,5–7,5	BIN 8 7,5–8,5	BIN 9 ²⁾ 8,5–9,5	BIN 10 ²⁾ 9,5–10,5
Gesamtgeräusch $L_{Aeq,BG}$ [dB]	50,6	55,7	56,2	56,4	56,4 ⁴⁾	56,6 ⁴⁾	56,6 ⁴⁾	56,5 ⁴⁾
Fremdgeräusch $L_{Aeq,HG}$ [dB]	36,8	39,1	40,7	41,4	41,4	41,3	42,0	42,0 ³⁾
Abstand ΔL [dB]	13,8	16,6	15,5	15,0	15,0	15,3	14,6	14,5
Betriebsgeräusch $L_{Aeq,c}$ [dB]	50,4	55,6	56,1	56,3	56,3	56,5	56,4	56,3
Schalleistungspegel L_{WA} [dB]	99,9	105,1	105,6	105,8	105,8	106,0	105,9	105,8 ⁵⁾
Elektrische Leistung P [kW]	573	1146	1894	2375	2381	2520	2530	2550

1) 95 % Nennleistung

2) Wenige Messwerte

3) Konservative Annahme aufgrund fehlender Messwerte

4) Werte ermittelt aus BIN-Analyse

5) Abgeschätzter Wert

Aus den dargestellten Messwerten oberhalb 95 % der Nennleistung (Abb. 7) wird ersichtlich, dass für diesen Anlagentyp bei noch höheren Windgeschwindigkeiten nicht mit einer weiteren Erhöhung der Schallemissionswerte zu rechnen ist.

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 zwölf Aufnahmen mit einer Länge von je 10 sek. der FFT zu Grunde gelegt. Der Frequenzabstand beträgt 2 Hz. Ein Hanning Fenster wurde 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 2.5-120 analysierte Betriebsgeräusch weist im Spektrum eine tonale Komponente im Bereich 100 – 120 Hz auf, die nach dem genannten Verfahren zwar zu dokumentieren ist, welche jedoch nicht mit einem Tonhaltigkeitszuschlag K_{TN} für den Nahbereich der WEA zu bewerten ist. Die Ergebnisse der Analyse in den jeweiligen BIN's sind in der Tab. 5 aufgeführt. Die Spektren sind im Anhang 5 dargestellt.

Tab. 5: Bestimmung des Tonhaltigkeitszuschlags

Spektrum Nr.	BIN 4		BIN 5	
	f_T [Hz]	$\Delta L_{i,k}$ [dB]	f_T [Hz]	$\Delta L_{i,k}$ [dB]
1	100	-15,26	122	-7,54
2	98	-4,87	122	-3,66
3	96	-3,13	128	-5,70
4	96	-3,12	126	-7,69
5	98	-3,97	124	-6,74
6	102	-0,65	122	-2,59
7	100	-15,26	126	-2,69
8	100	0,59	126	-2,47
9	102	-15,26	126	-4,22
10	102	-1,20	120	-15,28
11	102	-0,03	124	-6,83
12	100	-4,91	122	-3,86
Energ. Mittel ΔL_k [dB]		-3,10		-4,84
Tonalität $\Delta L_{a,k}$ [dB]		-1,10		-2,84
K_{TN} [dB]		0		0

Anmerkung 1: Am Referenzpunkt sind subjektiv keine tonalen Auffälligkeiten gemäß [1] wahrnehmbar.

Anmerkung 2: Angegeben wurden in der oberen Tabelle 5 nur die tonalen Auffälligkeiten, welche gemäß [2] mit einem $\Delta L_{a,k} \geq -3,0$ dB zu dokumentieren sind.

Anmerkung 3: Für Wind-BIN 10 konnte keine Tonhaltigkeitsauswertung erfolgen da zu wenige Messwerte vorlagen.



Turbulenzintensität

Die Turbulenzintensität wurde gemäß [2] aus drei repräsentativen 10 Minuten Zeitabschnitten der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen Standardabweichung ermittelt. Die Turbulenzintensität beträgt im Durchschnitt 19 %. Dieser Wert wurde in 10 m Höhe gemessen und ist nicht direkt mit Werten an anderer Stelle, z. B. in Standortgutachten, zu vergleichen.

3.8 Betriebszustand während der Messung

Abweichend zu [1] werden auf Wunsch des Auftraggebers keine Angaben über die gemessenen Größen wie z. B. (Drehzahl / Leistung), die den Betriebszustand eindeutig charakterisieren eingefügt. Diese Informationen können bei Bedarf u. U. beim Hersteller eingeholt werden.



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 4	BIN 5	BIN 6	BIN 7	BIN 8	BIN 9	BIN 10
Messunsicherheit $U_{A,s}$ [dB]	0,03	0,02	0,02	0,03	0,04	0,12	1,0 ¹⁾

1) Abgeschätzter Wert da zu wenige Messwerte vorhanden

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 [m/s] auf 10m Höhe (v_{p10})	BIN 4 3,5-4,5	BIN 5 4,5-5,5	BIN 6 5,5-6,5	BIN 7 6,5-7,5	BIN 8 7,5-8,5	BIN 9 8,5-9,5	BIN 10 9,5-10,5
Gesamtmessunsicherheit U_C [dB]	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,2 ¹⁾

1) Abgeschätzter Wert da zu wenige Messwerte vorhanden

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} kleiner abgeschätzt 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: Gesamtunsicherheit U_C für Tonhaltigkeiten

Windgeschwindigkeit [m/s] auf 10m Höhe (v_{p10})	BIN 4 3,5-4,5	BIN 5 4,5-5,5
Gesamtunsicherheit U_C [dB]	6,73 ¹⁾	3,89 ¹⁾

1) Hohe Unsicherheit da nicht in jedem Spektrum eine tonale Auffälligkeit ermittelt wurde.

Anmerkung: Für die hier nicht aufgeführten BINs konnte keine tonale Auffälligkeit ermittelt werden, die gemäß [2] zu dokumentieren wäre. Dementsprechend wird auf eine Ausweisung der Unsicherheit verzichtet.

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 rev18 [1]

- [1] Eine Regression 5. Ordnung wurde verwendet um das Betriebsgeräuschverhalten bis 95 % Nennleistung wiederzugeben. Weiterhin wurde eine BIN-Analyse für die Ermittlung des Schalleistungspegels bei Windgeschwindigkeiten oberhalb derjenigen bei der die WEA 95 % Nennleistung erreicht, angewendet.
- [2] Aufgrund weniger Messwerte für Wind-BIN 10, wurde der Schalleistungspegel sowie die Unsicherheiten für diese Windklasse konservativ abgeschätzt.



6 Zusammenfassung

Im Auftrag der GE Wind Energy GmbH wurde von der Firma windtest grevenbroich gmbh die Geräuschabstrahlung der WEA 2.5-120 mit einer Nabenhöhe von $H = 85$ 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 2013-10-09 in Wieringermeer / NL an der WEA 2.5-120 mit der Ser.-Nr. 28123238, im Betriebsmodus NO (normal operation) 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 $U_C = 0,7 - 1,2$ dB ermittelt.

Die Tonhaltigkeitsanalyse nach IEC 61400-11 [2] für das in 142 m Entfernung gemessene Anlagengeräusch ergab nach DIN 45681 [3] keinen Tonhaltigkeitszuschlag für die hier analysierten BIN's.

Das Anlagengeräusch ist insgesamt als unauffällig einzustufen.

Nach Auswertung der gemessenen Werte in den einzelnen BIN's ergeben sich für die 2.5-120 die in Tab. 10 aufgeführten Ergebnisse.

Tab. 10: Messergebnisse für die GE WEA 2.5-120, normaler Betriebsmodus (NO)

Windgeschwindigkeit [m/s] in 10 m Höhe (v_{p10})	BIN 4 3,5–4,5	BIN 5 4,5–5,5	BIN 6 5,5–6,5	6,97 ¹⁾	BIN 7 6,5–7,5	BIN 8 7,5–8,5	BIN 9 8,5–9,5	BIN 10 9,5–10,5
Schalleistungspegel L_{WA} [dB]	99,9	105,1	105,6	105,8	105,8	106,0	105,9	105,8 ²⁾
Tonzuschlag K_{TN} [dB]	0	0	0	0	0	0	0	-- ³⁾
Impulshaltigkeit K_{IN} [dB]	0	0	0	0	0	0	0	0
Generatordrehzahl N_{Gen} [min^{-1}]	1290	1606	1620	1624	1624	1624	1630	1640
Elektrische Leistung P [kW]	573	1146	1894	2375	2381	2520	2530	2550

1) 95 % Nennleistung


2) Abgeschätzter Wert aufgrund weniger Messwerte

3) Aufgrund fehlender Messwerte keine Auswertung möglich

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, 2013-10-15


Dipl.-Ing. David Rode





7 Literaturverzeichnis

- [1] Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Revision 18, Stand 01.02.2008 Teil1: Bestimmung der Schallemissionswerte, Herausgeber: Fördergesellschaft Windenergie e. V., Oranienburger Straße 45, 10117 Berlin
- [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	- Aufpunkthöhe (bei Messungen gleich der Mikrofonhöhe)	m
HG	- Hintergrundgeräusch	-
$h_{N, \text{neu}}$	- Nabenhöhe für gleiche WEA, aber andere Nabenhöhe als die vermessene	m
$h_{N, \text{vermessen}}$	- 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
$L_{Aeq, \text{mess}}$	- gemessene Schalldruckpegel	dB
$L_{Aeq, \text{regr}}$	- 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^{-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
$v_{\text{mess},10}$	- gemessene Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s
$v_{\text{mess},10, \text{korr}}$	- 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
$v_{10, \text{ref}}$	- ganzzahlige Windgeschwindigkeit der WEA mit neuer Nabenhöhe	m/s
WEA	- Windenergieanlage	-
z_0	- Rauigkeitslänge	m

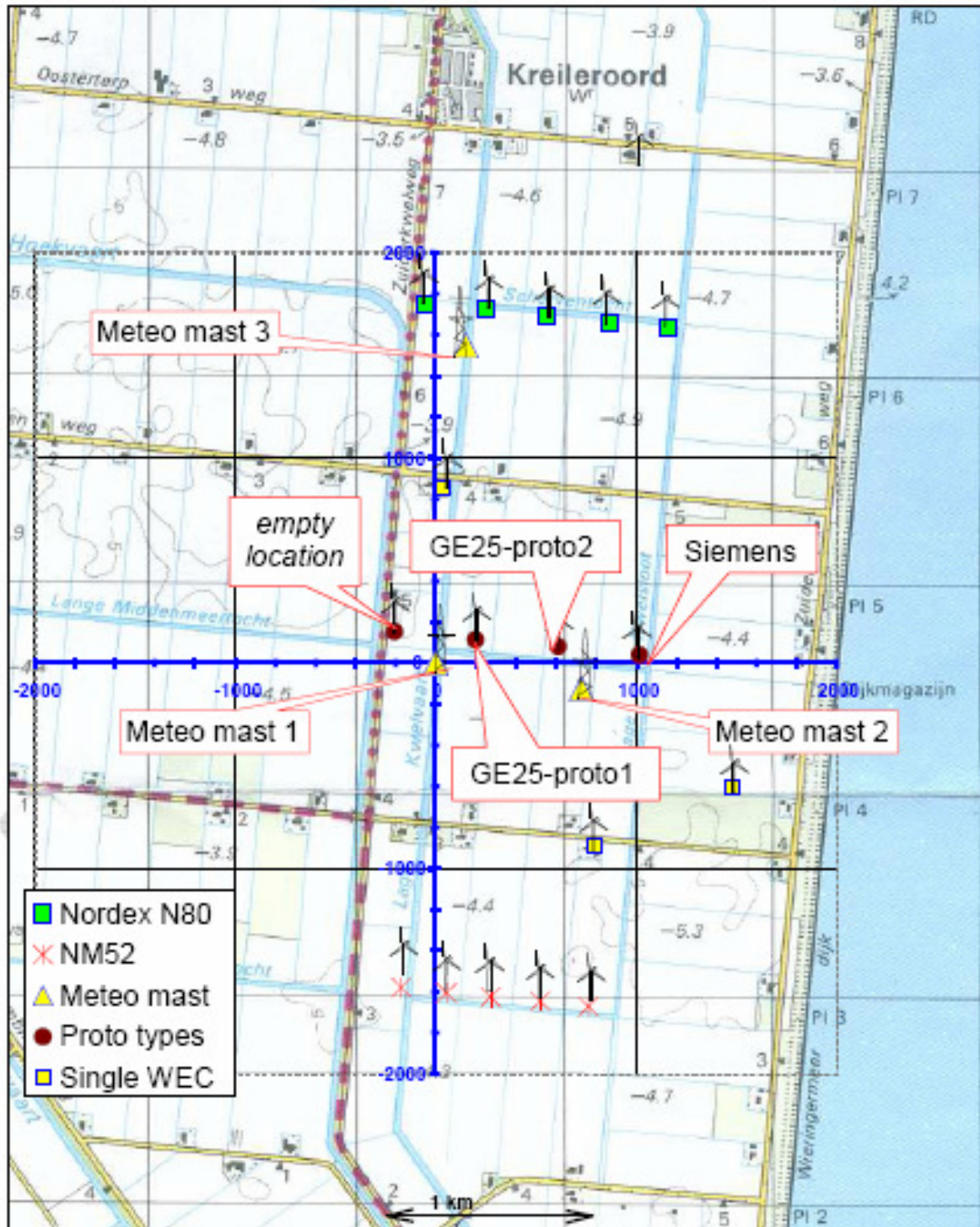


9 Anhang

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



Die vermessene WEA war die GE25-prototyp 1





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

1. Allgemeine Informationen – General informations	
Anlagenhersteller – turbine manufacturer :	GE Power&Water
Spezifische Anlagenbezeichnung – specific turbine type name :	2.5-120
Seriennummer der vermessenen WEA – serial number of tested WT :	28123238, wind farm turbine #PT1
Standort der vermessenen WEA – location of tested WT :	Wieringermeer, The Netherlands
Koordinaten des Standortes – coordinates of turbine location :	52°49'2.49"N 5° 5'2.64"E
Rotorachse – rotor axis :	horizontal – horizontal <input checked="" type="checkbox"/> vertikal – vertical <input type="checkbox"/>
Nennleistung – rated power :	2.5 MW
Leistungsregelung – power control :	pitch <input checked="" type="checkbox"/> stall <input type="checkbox"/>
Nabenhöhe über Grund – hub height above ground :	85 m
Nabenhöhe über Fundamentflansch – hub height above top of foundation flange :	85 m
Nennwindgeschwindigkeit – rated wind speed :	12.0 m/s
Ein- / Abschaltwindgeschwindigkeit – cut-in / cut outwind speed :	3 / 20 m/s
2. Rotor – Rotor	
Durchmesser – rotor diameter :	120 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 :	7,8 – 12,5 rpm
Rotorblatteinstellwinkel – rotor blade pitch setting :	variable
Konuswinkel – cone angle :	4°
Achsneigung – tilt angle :	4°
Horizontaler Abstand Rotormittelpunkt - Turmmittellinie – horiz. distance between centre of rotor and tower centre line :	4170 mm
3. Rotorblatt – Rotor blade	
Hersteller – manufacturer :	LM
Typenbezeichnung – type :	LM 58.7P
Seriennummern der Rotorblätter – serial numbers of rotor blades :	1: 0001-58.7P-13 2:0002-58.7P-13 3: 0003-58.7P-13
Zusatzkomponenten (z.B. stall strips, Vortex-Gen., Turbulatoren) – additional components (e.g. stall strips, vortex gen., trip strips) :	vortex gen
4. Getriebe – Gearbox	
Hersteller – manufacturer :	Nanjing
Typenbezeichnung – type :	FDM3C
Seriennummer des Getriebes – serial number of gear box :	FDM3C-1001R1
Ausführung – design :	Multi-stage planetary-helical gearbox (2 planetary / 1 helical)
Übersetzungsverhältnis – gear ratio :	139,136
5. Generator – Generator	
Hersteller – manufacturer :	Indar
Typenbezeichnung – type :	TAR630G4
Seriennummer des Generators – serial number of generator :	22315000000
Anzahl – number of generators :	1
Art – design :	Doubly fed induction
Nennleistung(en) – rated power value(s) :	3125 kW
Drehzahlbereich / Drehzahlstufen – rot. speed range / stages of rot. speed :	1085 - 1740 rpm
6. Turm – Tower	
Ausführung – design :	Gitter – lattice <input type="checkbox"/> Rohr – tubular <input checked="" type="checkbox"/> zylindrisch – cylindrical <input checked="" type="checkbox"/> konisch – conical <input checked="" type="checkbox"/>
Material – material :	steel
Durchmesser - Turmfuß – foot of the tower diameter :	4.3 m
7. Betriebsführung / Regelung – Control system	
Art der Leistungsregelung – kind of power control :	blade pitching
Antrieb der Leistungsregelung – actuation of power control :	electrical
Hersteller der Betriebsführung / Regelung – manufacturer of control system :	GE Power&Water
Typenbezeichnung der Betriebsführung / Regelung – control system type :	2.5-120
Bezeichnung der verwendeten Steuerungskurve – designation of used control setup :	NO (normal operation, rev. 2013-10-10)
Messbericht der verwendeten Leistungskurve – designation of power curve report :	2.5DF120_xxHz_PCD_allComp_NRO_IEC_03.ENxxx.00.docx



GE Wind Energy

GE Wind Energy GmbH
Holsterfeld 16

48499 Salzbergen, Deutschland

Tel. +49 (0) 59 71 - 9 80 - 0

Fax +49 (0) 59 71 - 9 80 - 19 99

E-Mail: windenergy.germany@ps.ge.com

Internet: www.gewindenergy.com

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

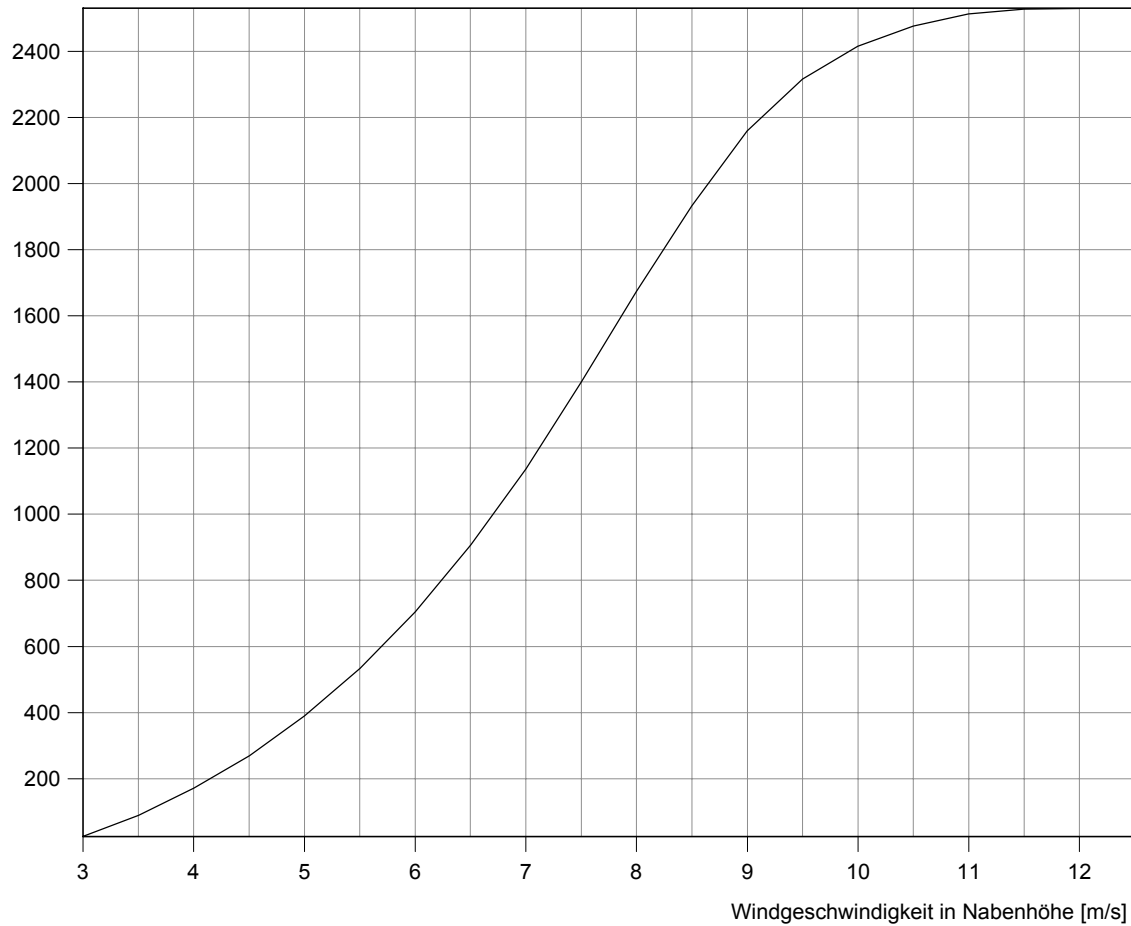
Der Hersteller der Windenergieanlage bestätigt, dass die WEA, deren Schallemission, Leistungskurve und elektrische Eigenschaften in den Prüfberichten abgebildet sind, die o. g. Eigenschaften aufweist. – The manufacturer of the wind turbine (WT) confirms that the WT whose noise level, performance curve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



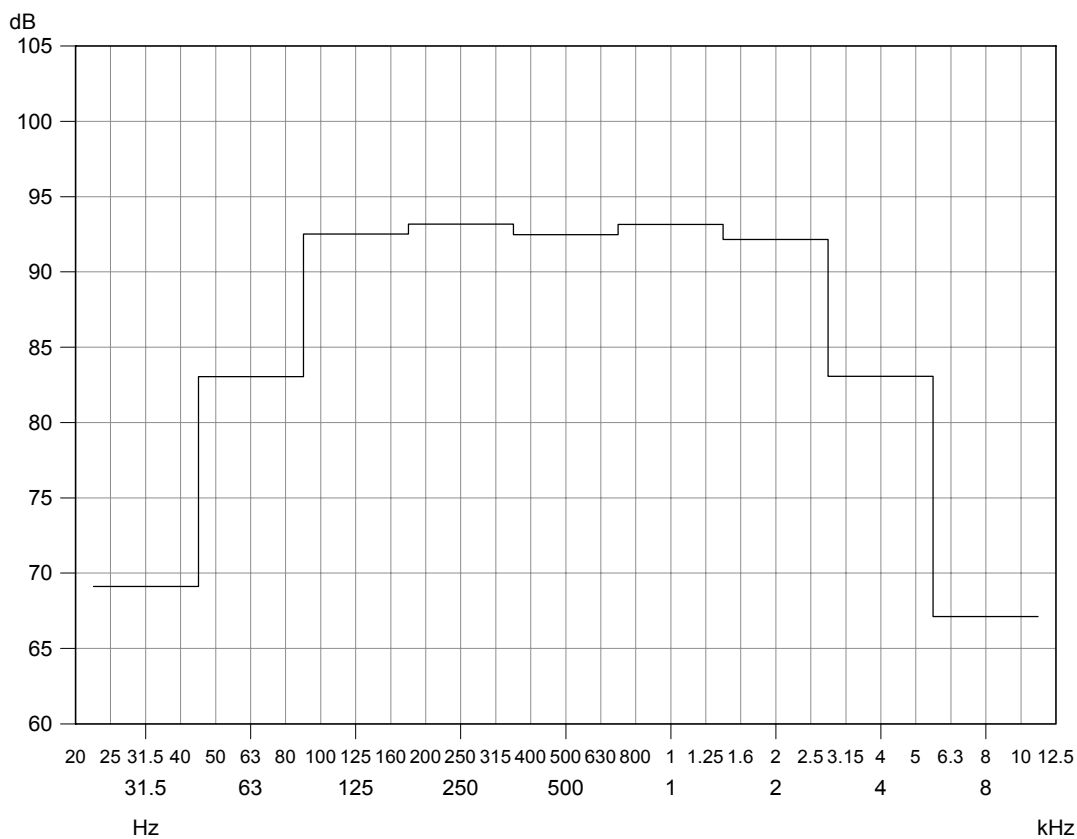
Verwendete Leistungskurve für die WEA vom Typ 2.5-120

Quelle: GE Wind Energy GmbH

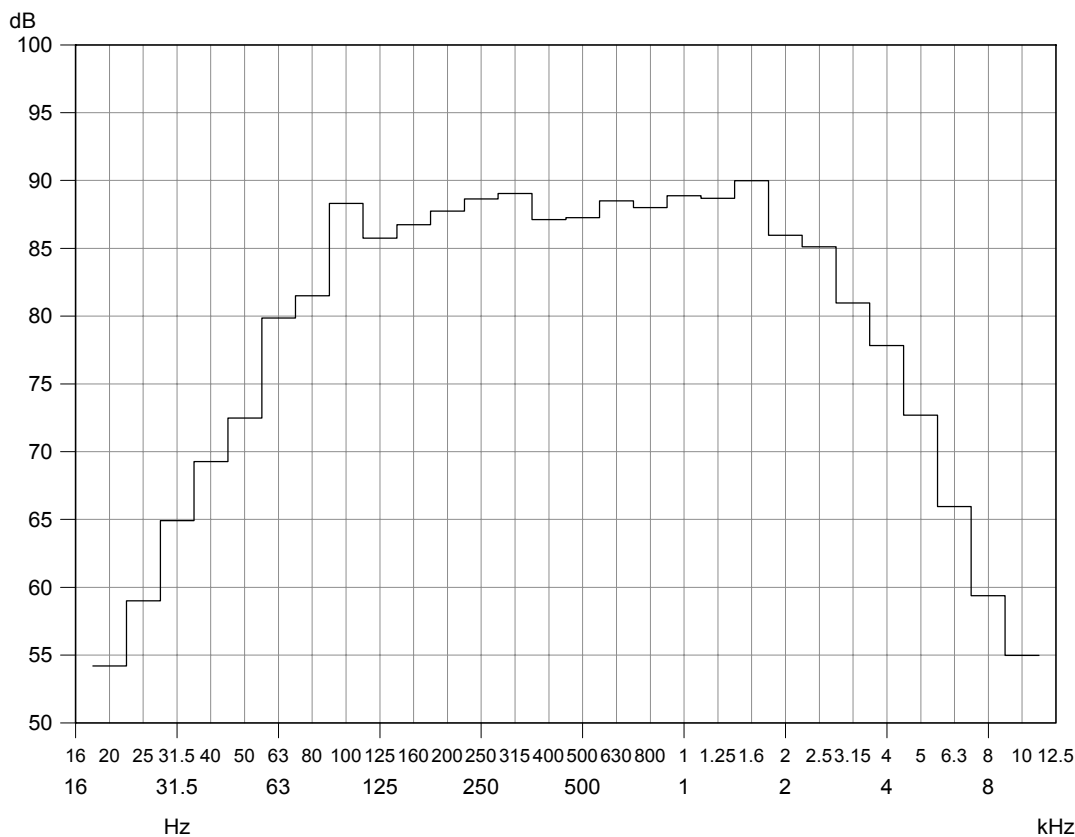
Elektrische Leistung [kW]



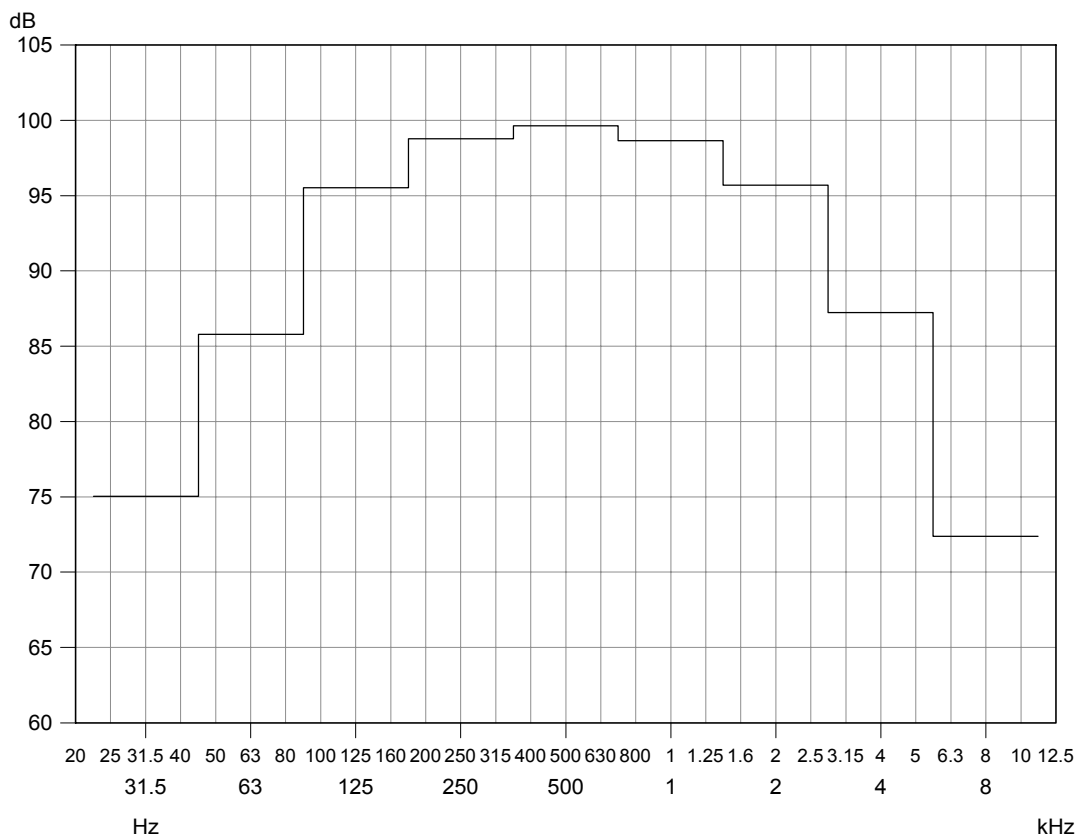
v_H [m/s]	P [kW]	v_H [m/s]	P [kW]
3	25	9	2160
4	171	10	2416
5	389	11	2514
6	704	12	2530
7	1136	13	2530
8	1674	14	2530



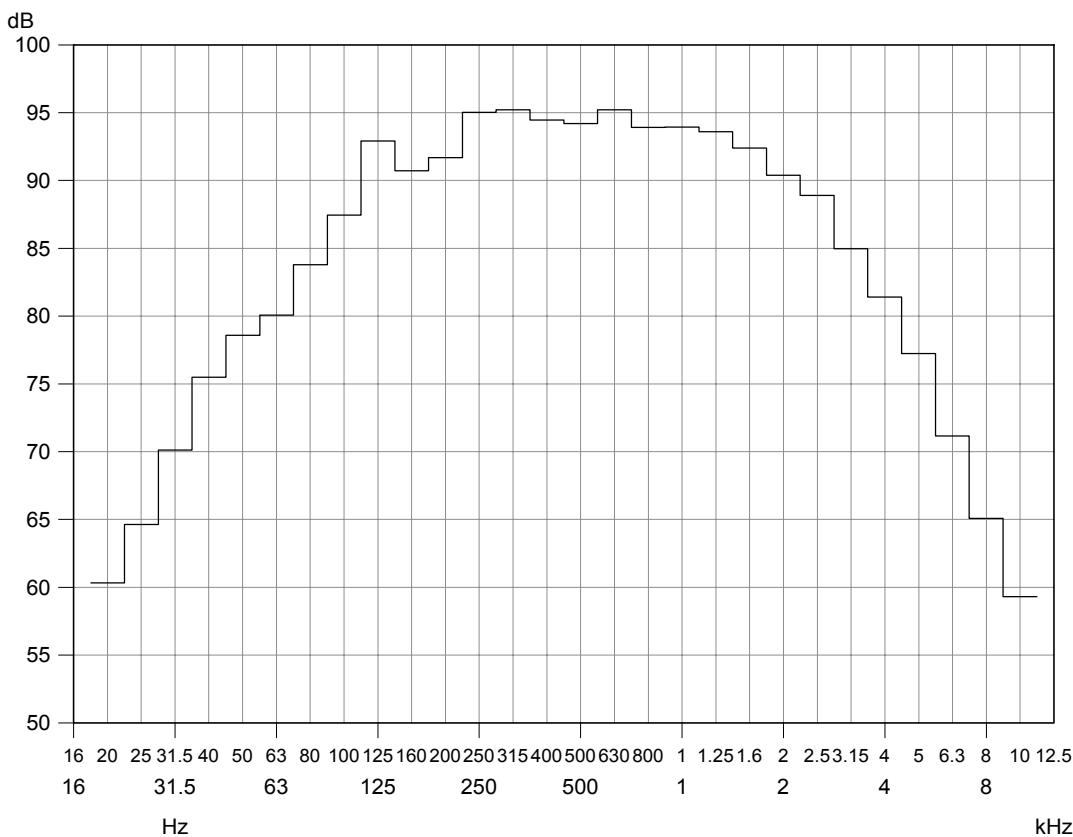
Oktavpegel für 4 m/s, Summenpegel = 99,9 dB			
Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]
31,5	69,12	1000	93,17
63	83,05	2000	92,17
125	92,51	4000	83,08
250	93,18	8000	67,12
500	92,48		



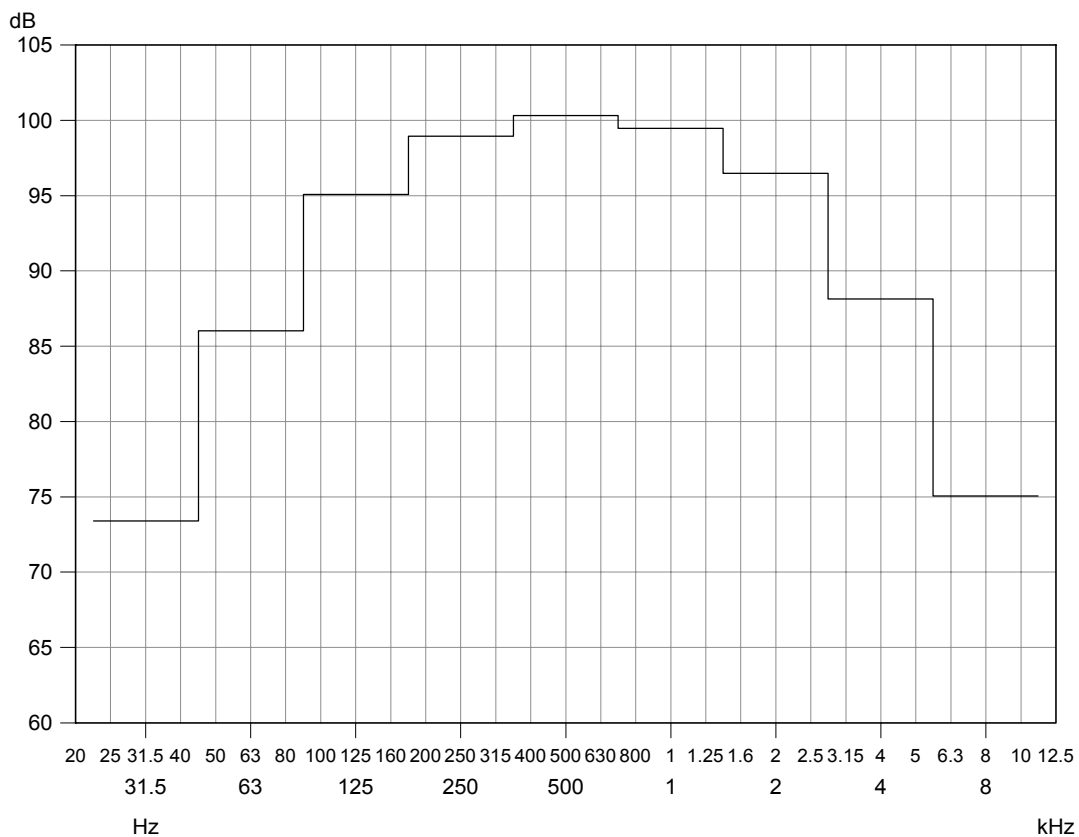
Terzpegel für 4 m/s, Summenpegel = 99,9 dB					
Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]	Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]
20	54,18	2,16	500	87,26	1,91
25	58,98	2,00	630	88,51	1,90
31,5	64,90	2,01	800	88,01	1,89
40	69,27	1,94	1000	88,90	1,89
50	72,48	1,91	1250	88,69	1,90
63	79,85	3,48	1600	89,99	2,23
80	81,50	1,90	2000	85,97	1,92
100	88,34	2,01	2500	85,13	1,96
125	85,76	1,94	3150	80,96	1,91
160	86,75	1,92	4000	77,82	1,90
200	87,77	1,91	5000	72,69	1,89
250	88,65	1,90	6300	65,95	1,95
315	89,06	1,92	8000	59,37	2,37
400	87,13	1,90	10000	54,96	2,80



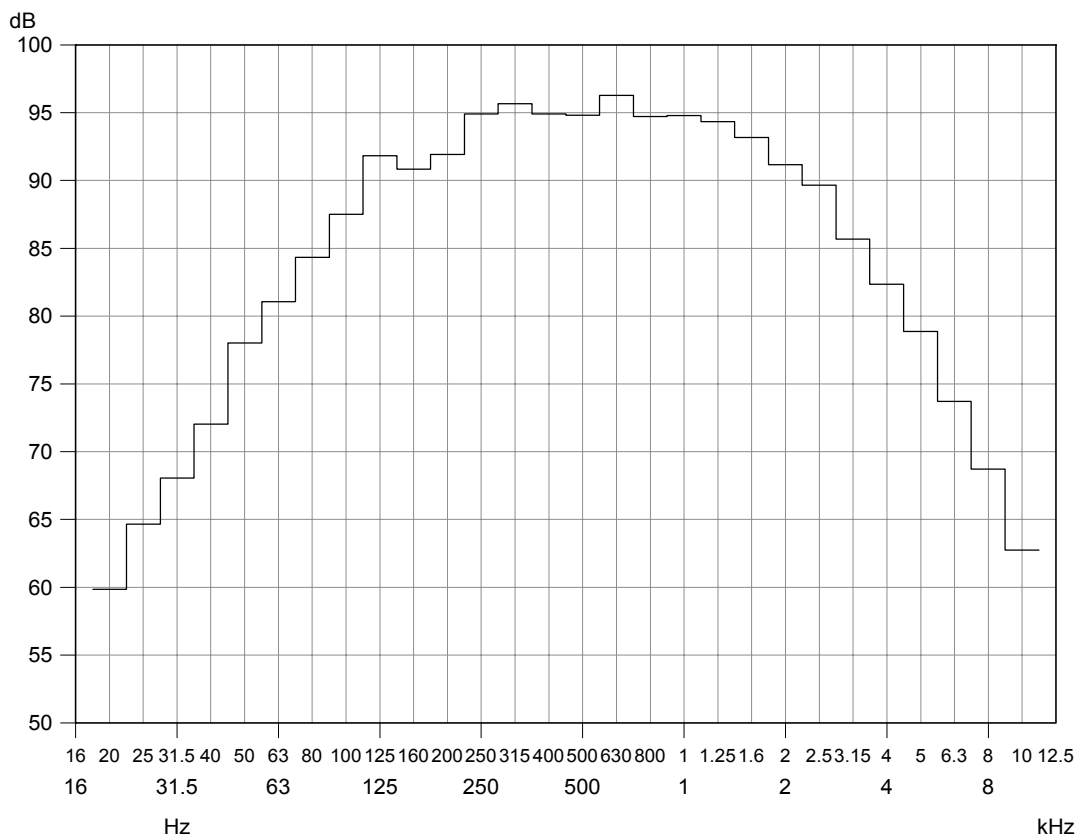
Oktavpegel für 5 m/s, Summenpegel = 105,1 dB			
Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspegel [dB]	Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspegel [dB]
31,5	75,03	1000	98,64
63	85,80	2000	95,71
125	95,54	4000	87,23
250	98,79	8000	72,38
500	99,64		



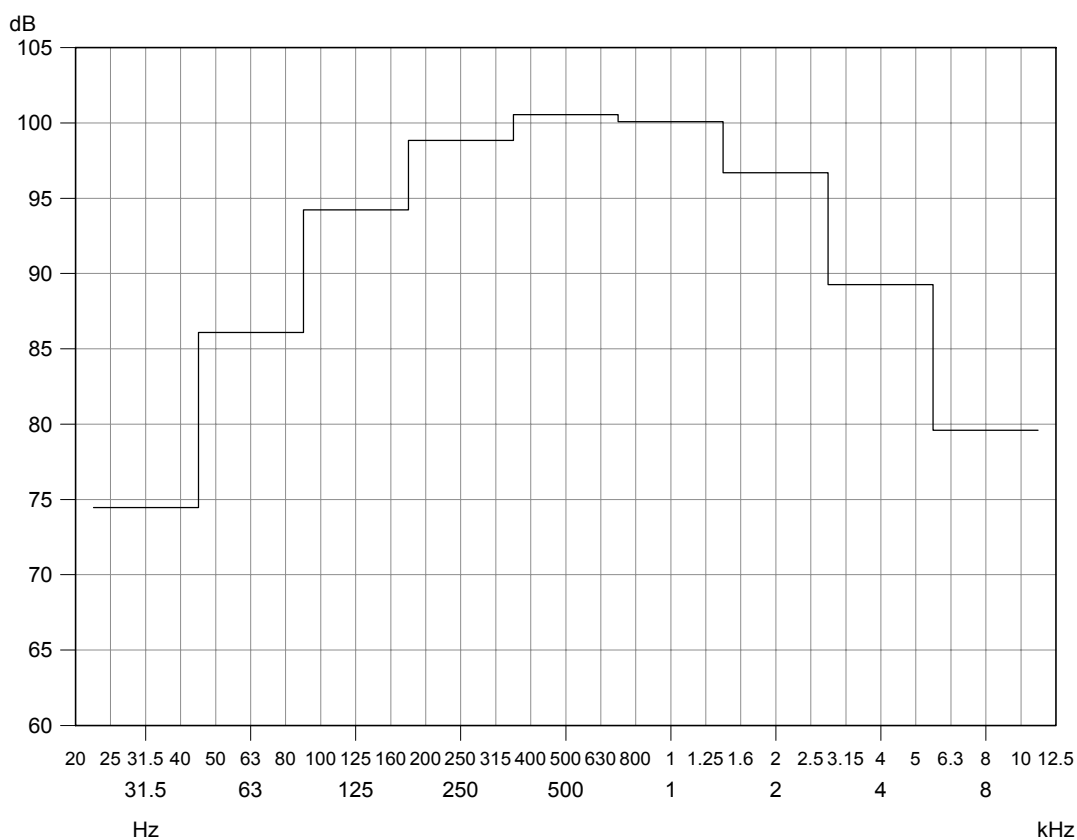
Terzpegel für 5 m/s, Summenpegel = 105,1 dB					
Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]	Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]
20	60,30	1,95	500	94,23	1,88
25	64,63	1,95	630	95,24	1,88
31,5	70,13	1,94	800	93,93	1,88
40	75,50	1,93	1000	93,96	1,88
50	78,58	1,94	1250	93,60	1,90
63	80,07	1,93	1600	92,40	1,88
80	83,79	1,93	2000	90,41	1,88
100	87,46	1,94	2500	88,90	1,89
125	92,92	1,96	3150	84,97	1,88
160	90,74	1,88	4000	81,42	1,89
200	91,69	1,89	5000	77,25	1,89
250	95,04	1,91	6300	71,14	2,01
315	95,25	1,88	8000	65,07	2,24
400	94,47	1,87	10000	59,29	2,48



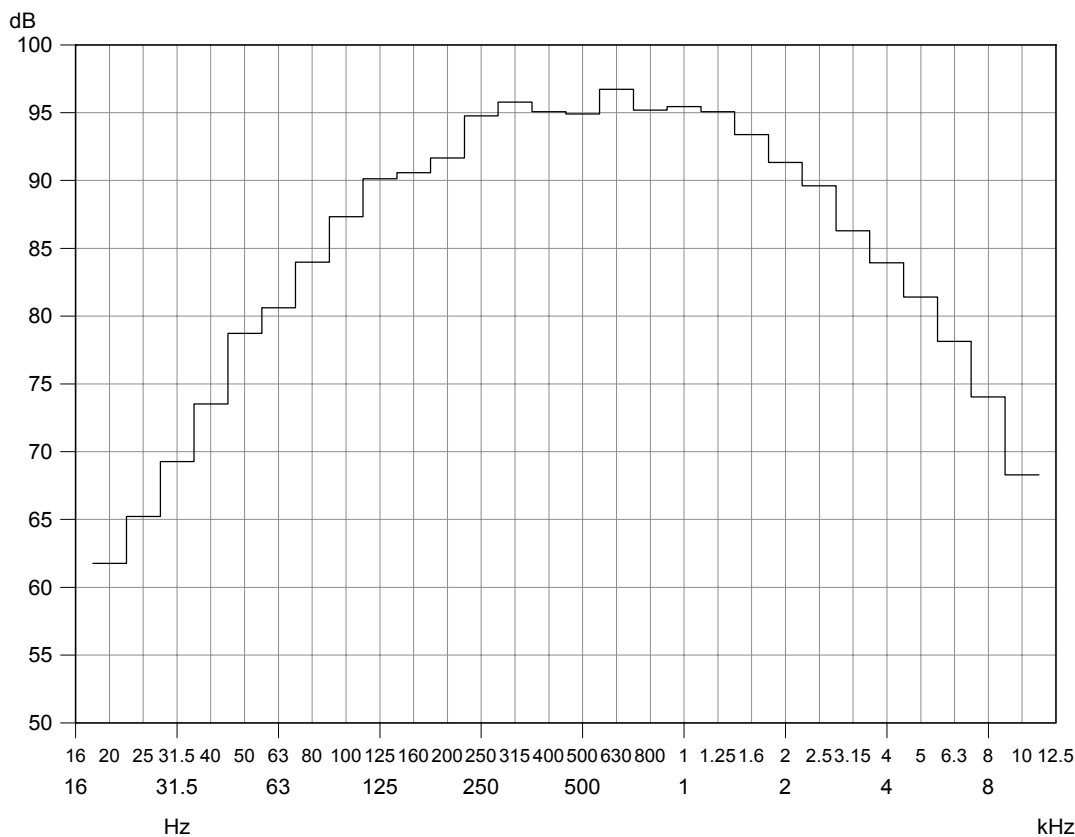
Oktavpegel für 6 m/s, Summenpegel = 105,6 dB			
Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspegel [dB]	Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspegel [dB]
31,5	73,39	1000	99,48
63	86,01	2000	96,50
125	95,08	4000	88,14
250	98,96	8000	75,05
500	100,33		



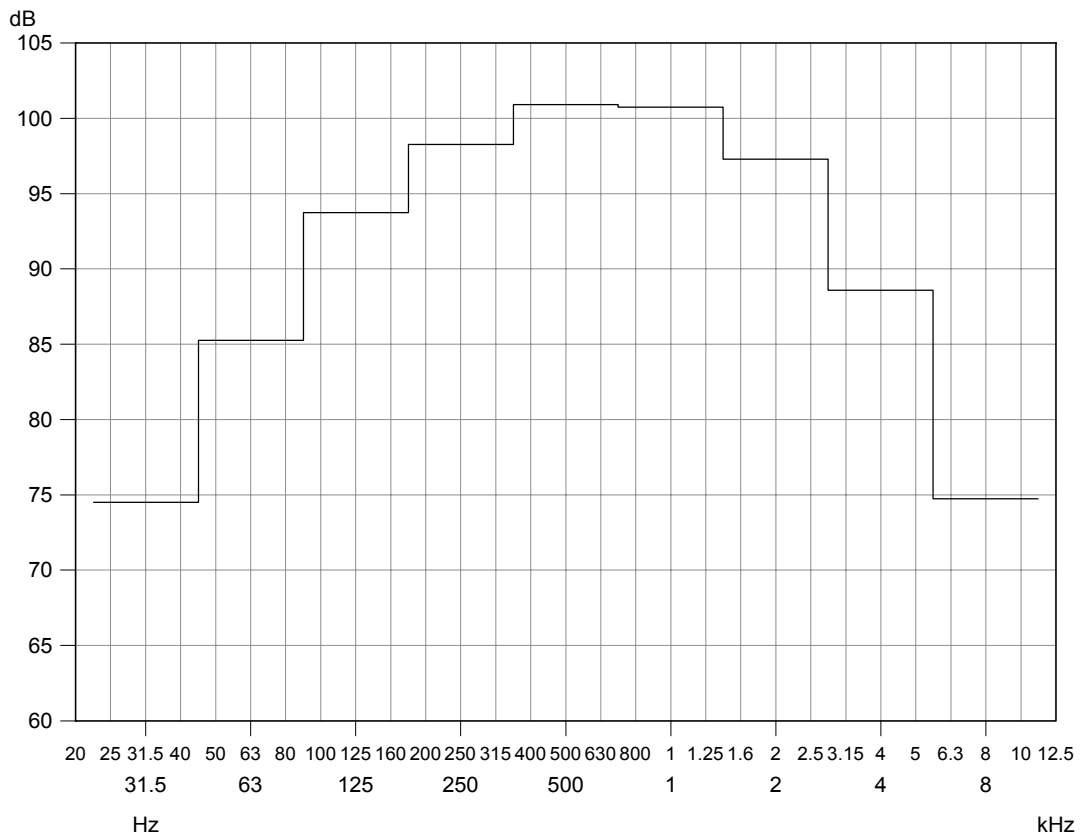
Terzpegel für 6 m/s, Summenpegel = 105,6 dB					
Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]	Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]
20	59,84	1,97	500	94,84	1,88
25	64,65	2,33	630	96,31	1,87
31,5	68,04	2,16	800	94,73	1,87
40	72,02	1,98	1000	94,82	1,87
50	78,02	2,02	1250	94,36	1,87
63	81,07	2,73	1600	93,19	1,89
80	84,34	2,11	2000	91,17	1,90
100	87,53	1,92	2500	89,67	1,92
125	91,85	1,95	3150	85,67	1,90
160	90,85	1,89	4000	82,35	1,90
200	91,95	1,89	5000	78,87	1,94
250	94,92	1,90	6300	73,71	2,18
315	95,68	1,87	8000	68,70	2,54
400	94,93	1,88	10000	62,72	2,89



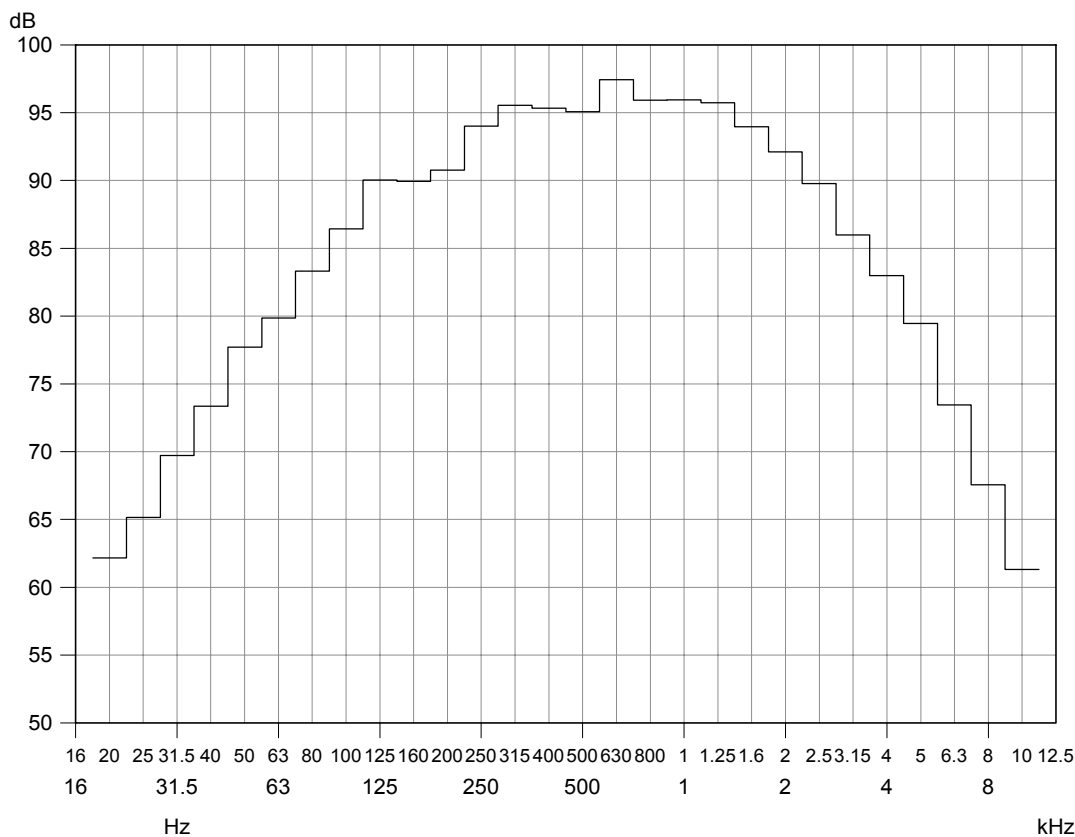
Oktavpegel für 7 m/s, Summenpegel = 105,8 dB			
Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspegel [dB]	Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspegel [dB]
31,5	74,44	1000	100,11
63	86,08	2000	96,70
125	94,24	4000	89,26
250	98,85	8000	79,58
500	100,57		



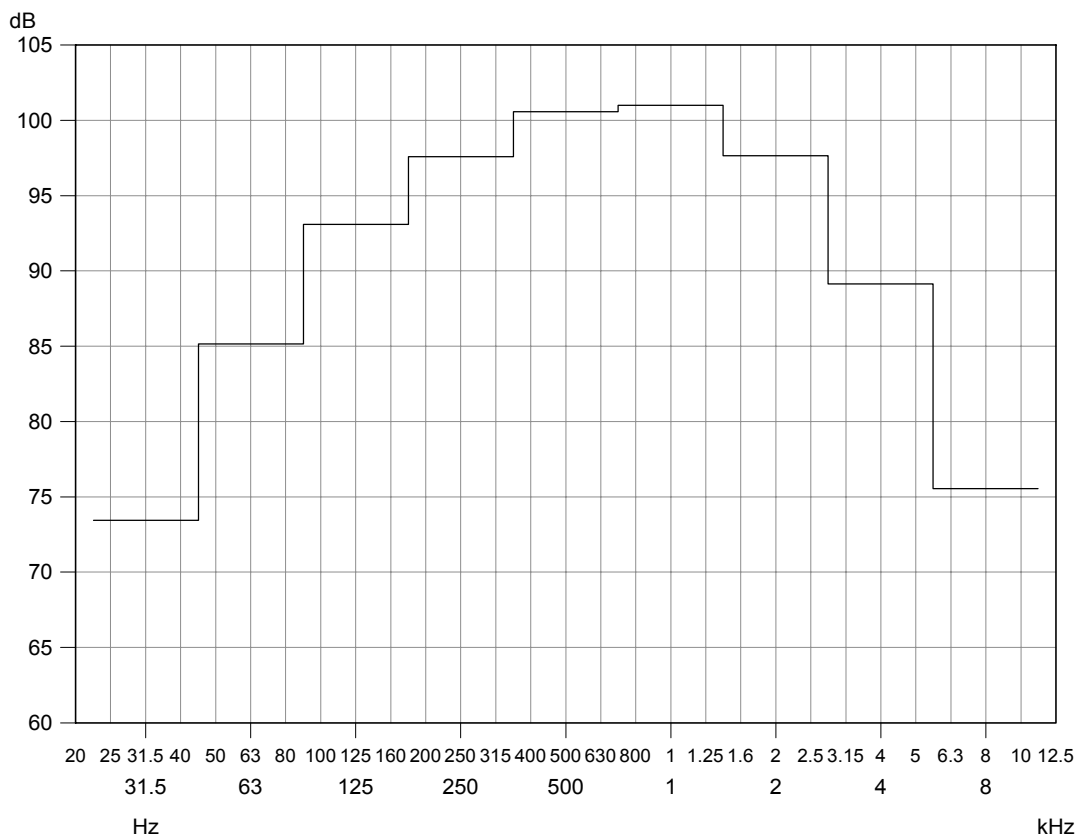
Terzpegel für 7 m/s, Summenpegel = 105,8 dB					
Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]	Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]
2020	61,75	2,11	500	94,94	1,88
25	65,21	1,93	630	96,75	1,88
31,5	69,26	1,92	800	95,22	1,88
40	73,52	1,95	1000	95,46	1,88
50	78,73	1,93	1250	95,10	1,88
63	80,62	1,98	1600	93,39	1,88
80	83,98	1,89	2000	91,35	1,88
100	87,34	1,97	2500	89,62	1,88
125	90,15	1,89	3150	86,31	1,90
160	90,59	1,90	4000	83,95	1,99
200	91,66	1,91	5000	81,42	2,24
250	94,79	1,91	6300	78,13	2,80
315	95,81	1,88	8000	74,04	3,31
400	95,09	1,88	10000	68,28	3,61



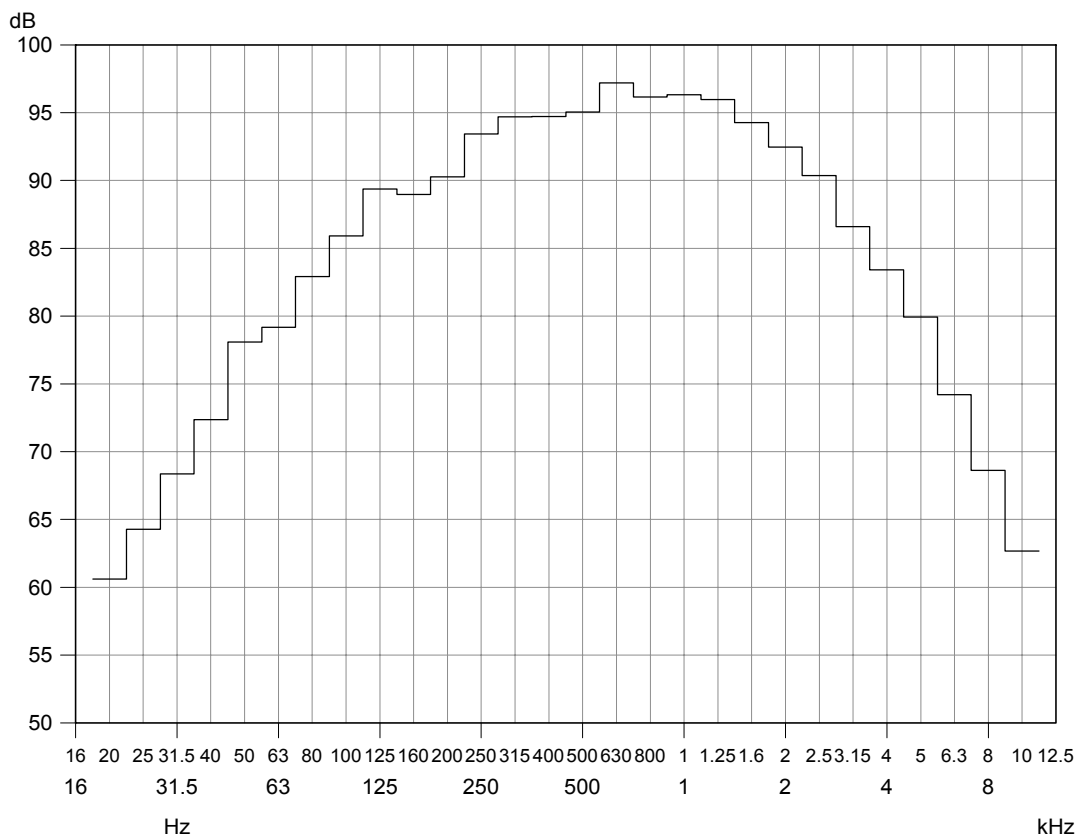
Oktavpegel für 8 m/s, Summenpegel = 106,0 dB			
Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspegel [dB]	Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspegel [dB]
31,5	74,51	1000	100,75
63	85,26	2000	97,31
125	93,75	4000	88,60
250	98,26	8000	74,73
500	100,92		



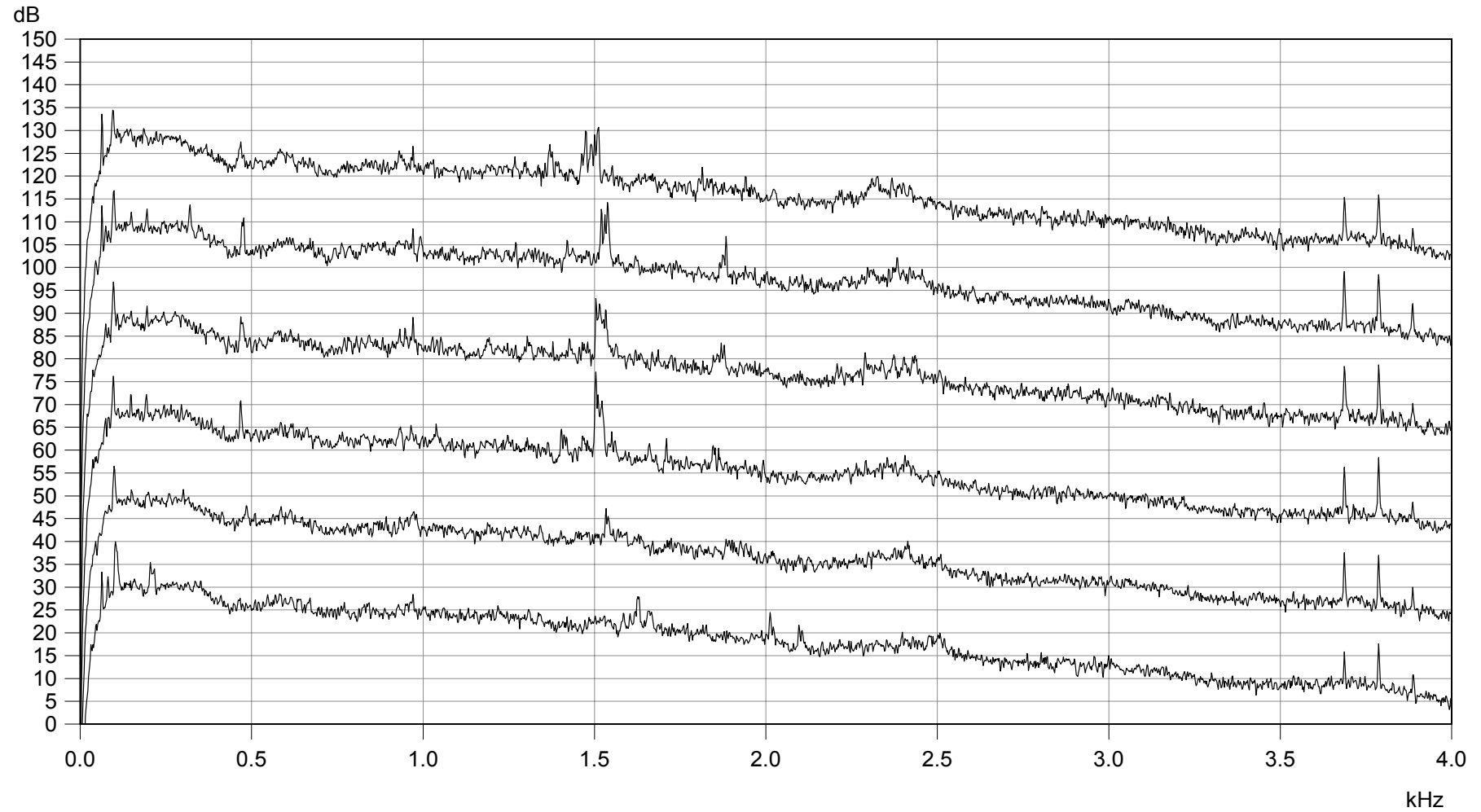
Terzpegel für 8 m/s, Summenpegel = 106,0 dB					
Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]	Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]
20	62,14	1,94	500	95,10	1,88
25	65,13	2,30	630	97,45	1,87
31,5	69,72	2,06	800	95,94	1,91
40	73,36	1,98	1000	95,97	1,97
50	77,71	2,18	1250	95,75	1,89
63	79,87	2,13	1600	93,98	1,91
80	83,33	2,08	2000	92,13	1,90
100	86,43	2,18	2500	89,80	1,99
125	90,04	2,03	3150	86,00	1,93
160	89,94	1,98	4000	82,99	1,96
200	90,77	1,95	5000	79,45	1,99
250	94,03	1,94	6300	73,44	2,32
315	95,56	1,96	8000	67,55	2,82
400	95,34	1,99	10000	61,31	2,80



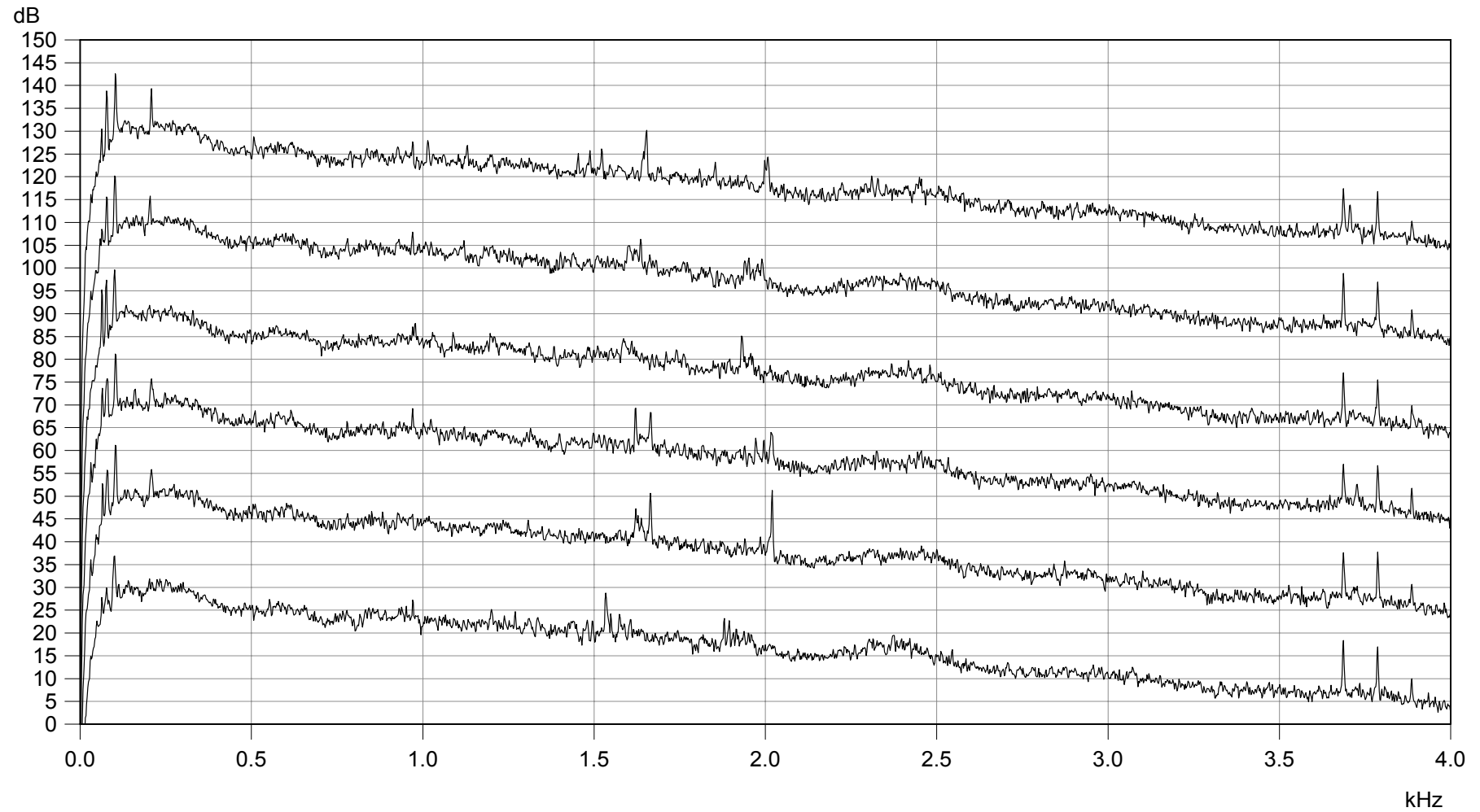
Oktavpegel für 9 m/s, Summenpegel = 105,9 dB			
Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspegel [dB]	Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schalleistungspegel [dB]
31,5	73,44	1000	101,02
63	85,15	2000	97,66
125	93,09	4000	89,15
250	97,60	8000	75,54
500	100,58		



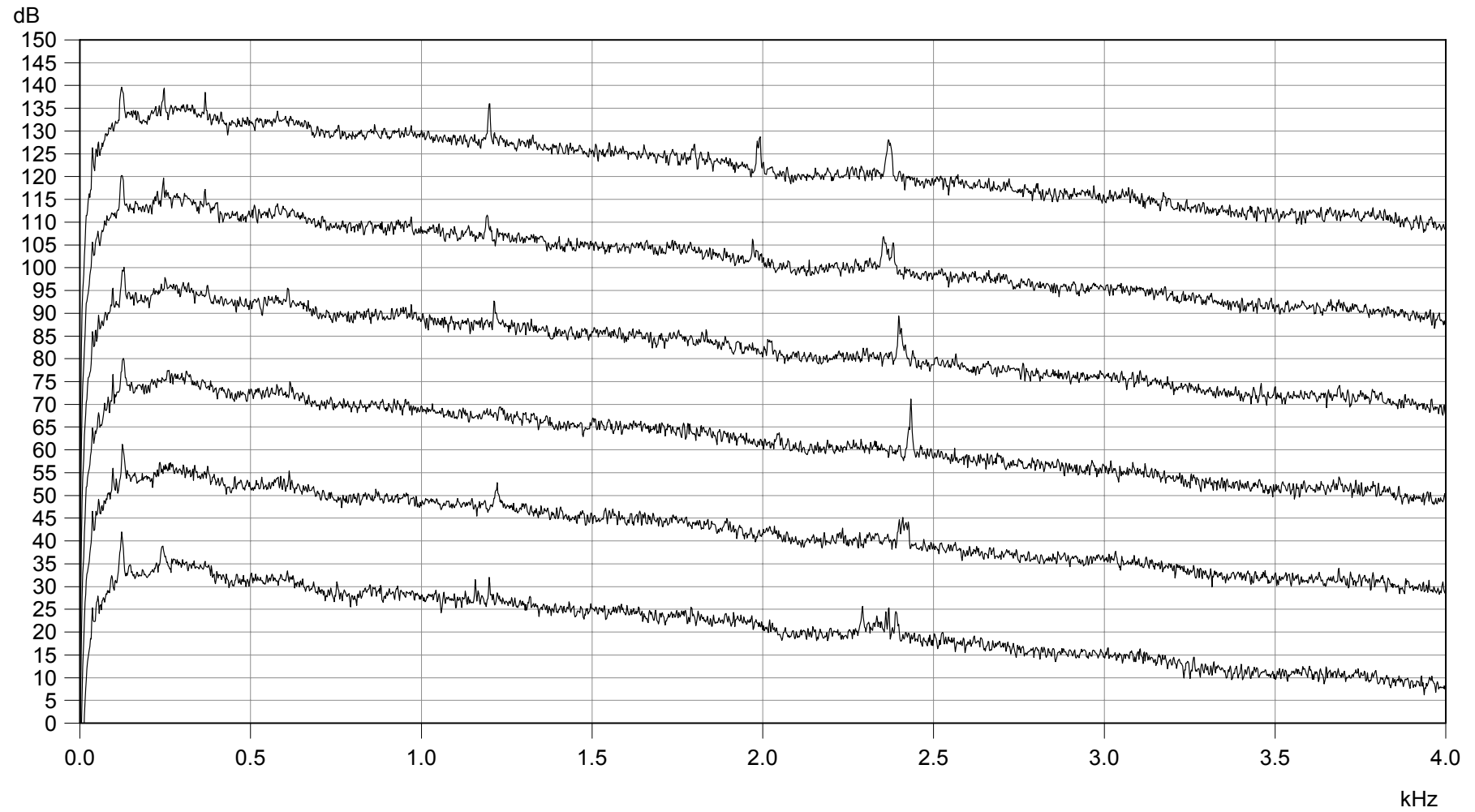
Terzpegel für 9 m/s, Summenpegel = 105,9 dB					
Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]	Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]
20	60,59	2,35	500	95,07	1,87
25	64,26	2,16	630	97,21	1,88
31,5	68,36	2,49	800	96,18	1,89
40	72,35	2,15	1000	96,35	1,91
50	78,09	2,07	1250	95,99	1,88
63	79,18	2,09	1600	94,29	1,89
80	82,93	2,04	2000	92,47	1,90
100	85,91	2,01	2500	90,38	1,89
125	89,40	1,92	3150	86,61	1,90
160	88,99	1,96	4000	83,41	1,89
200	90,27	1,97	5000	79,93	1,97
250	93,43	1,94	6300	74,20	2,39
315	94,71	1,92	8000	68,61	3,04
400	94,73	1,90	10000	62,67	3,33



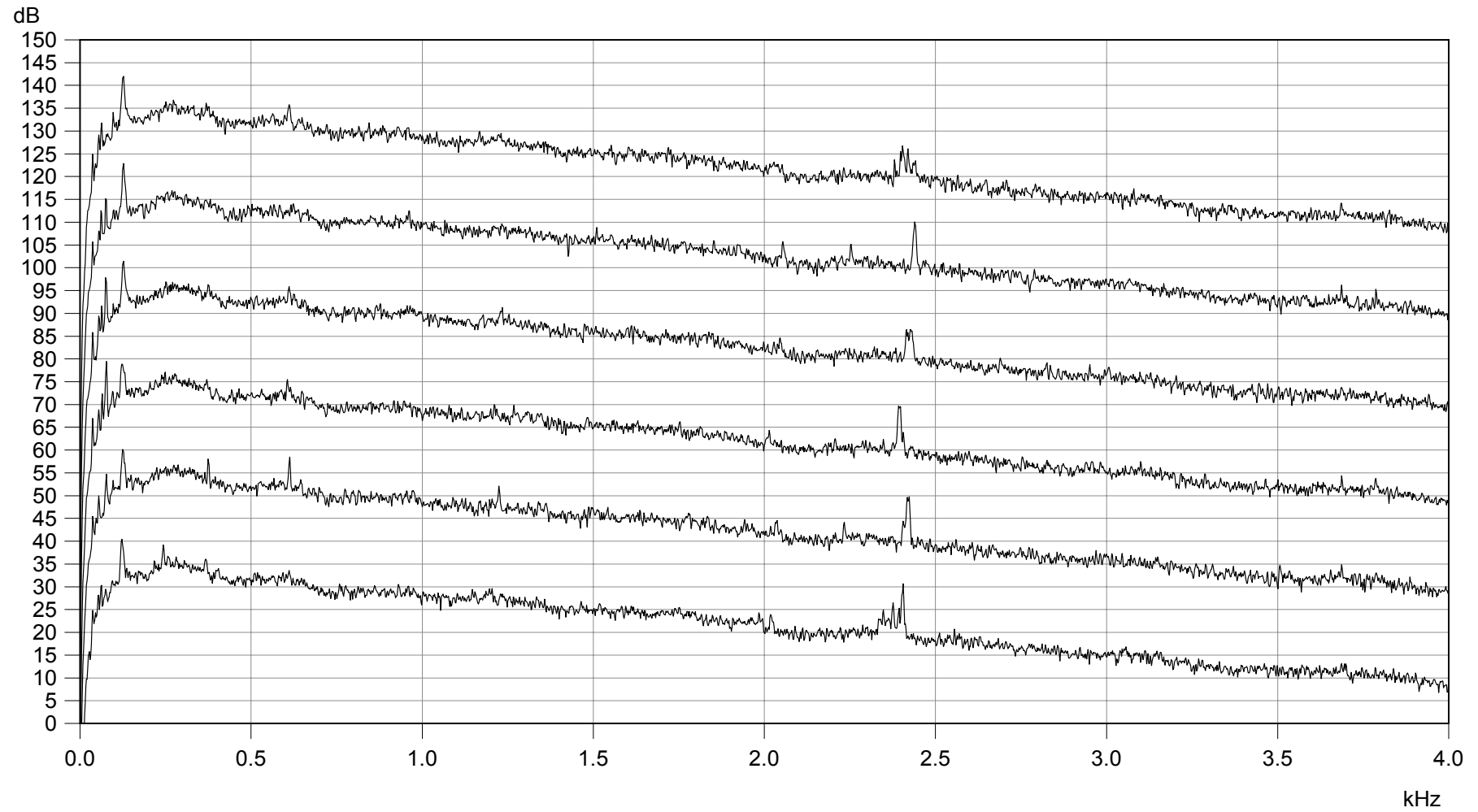
Spektren 1 – 6 aus BIN 4 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



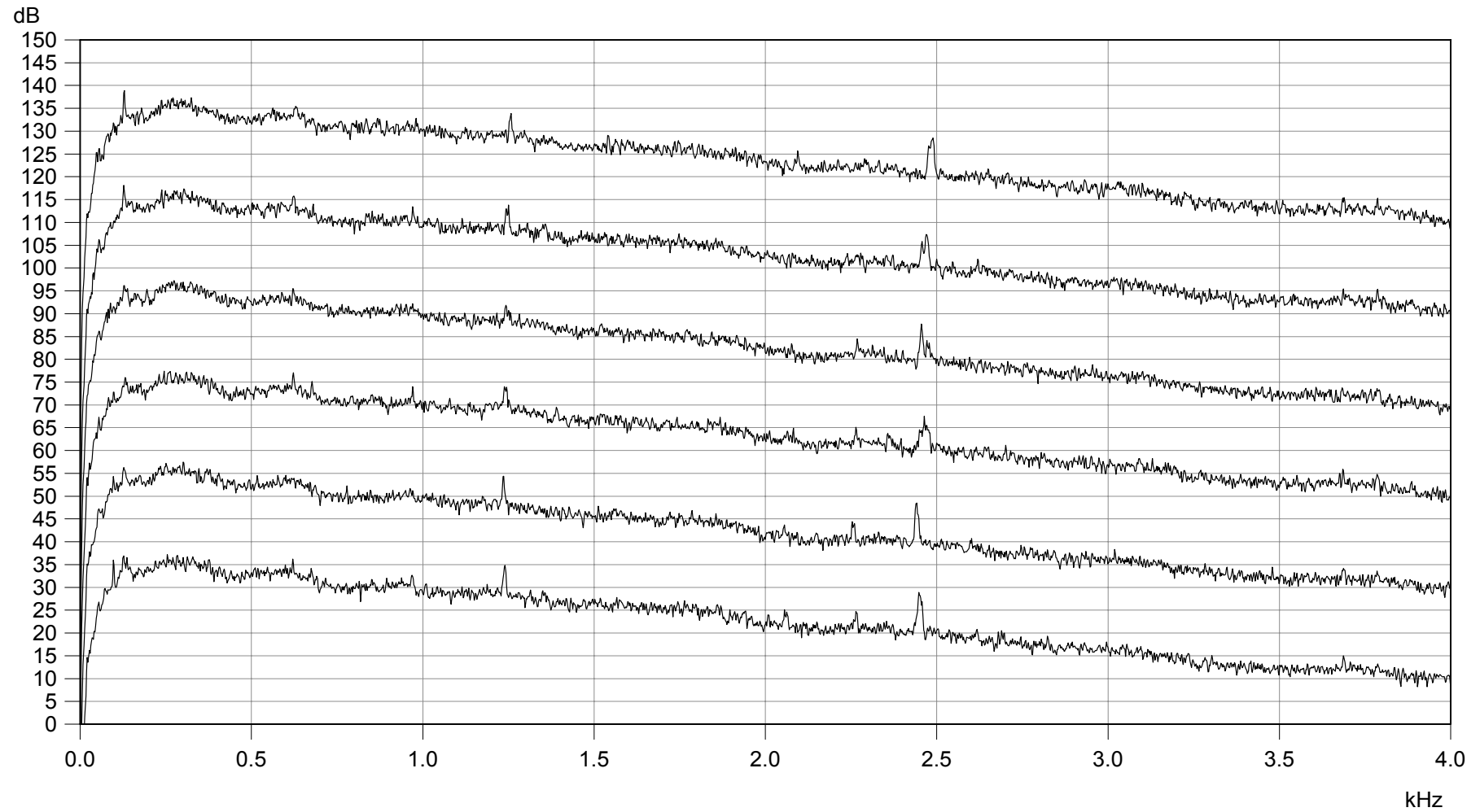
Spektren 7 – 12 aus BIN 4 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)



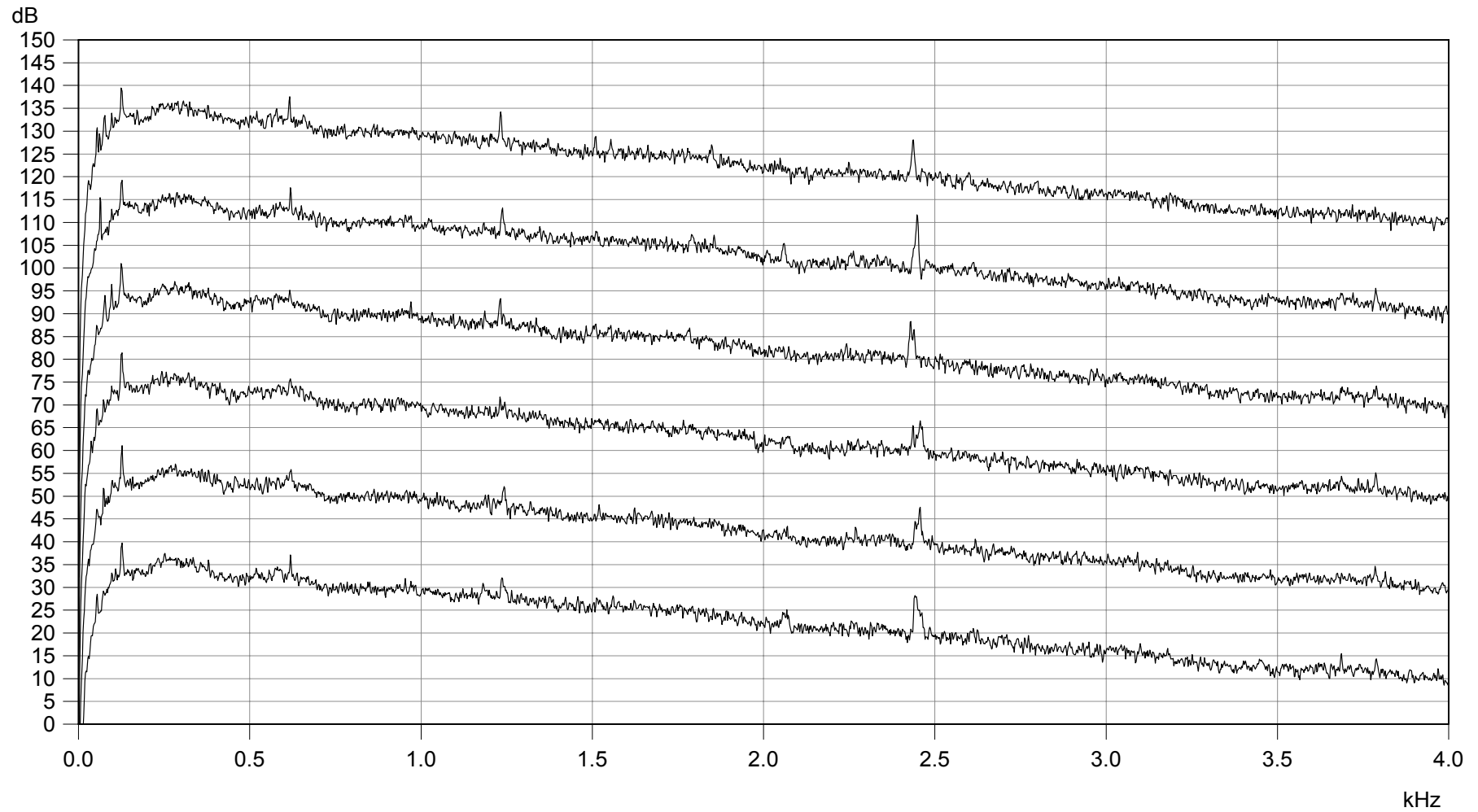
Spektren 1 – 6 aus BIN 5 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



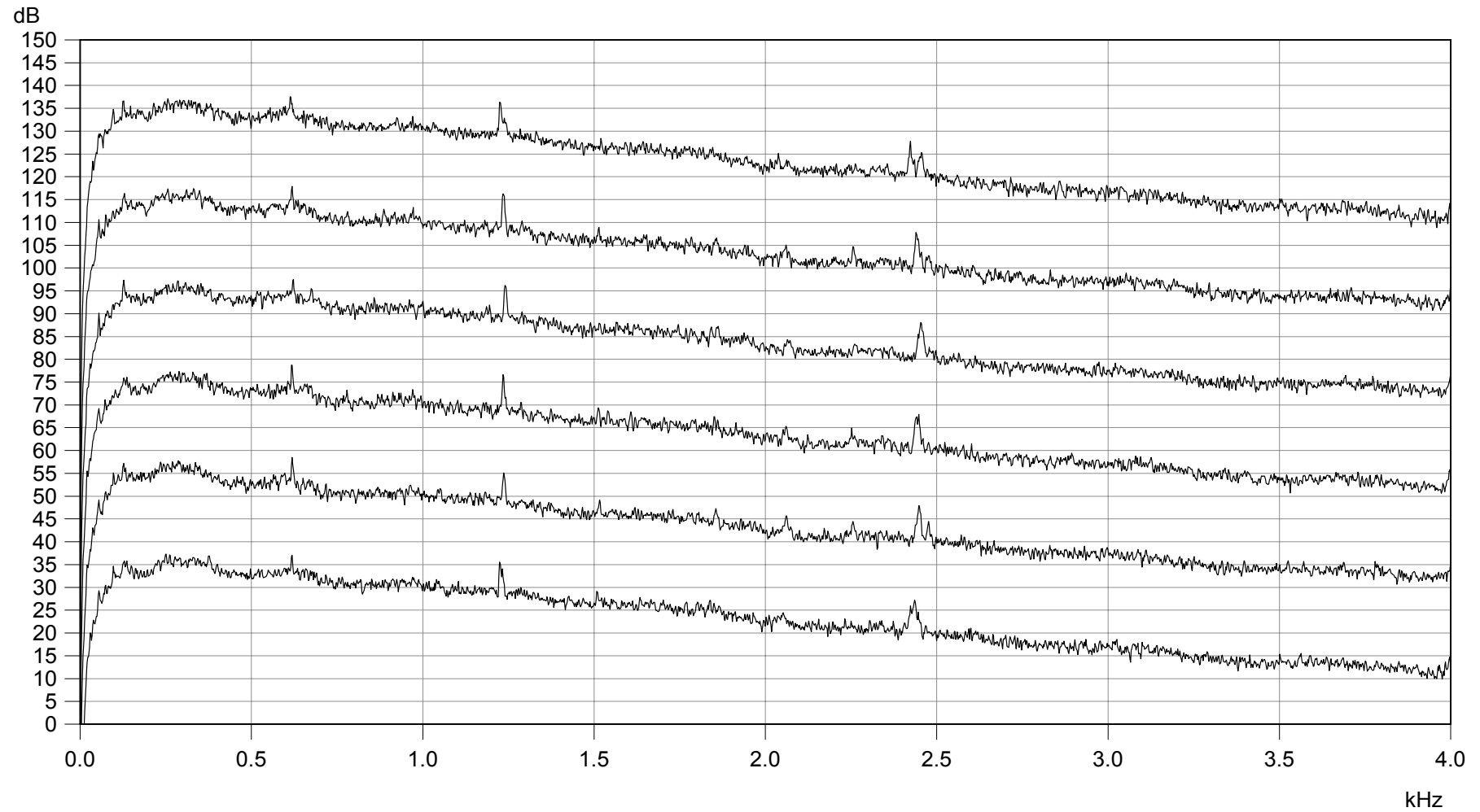
Spektren 7 – 12 aus BIN 5 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)



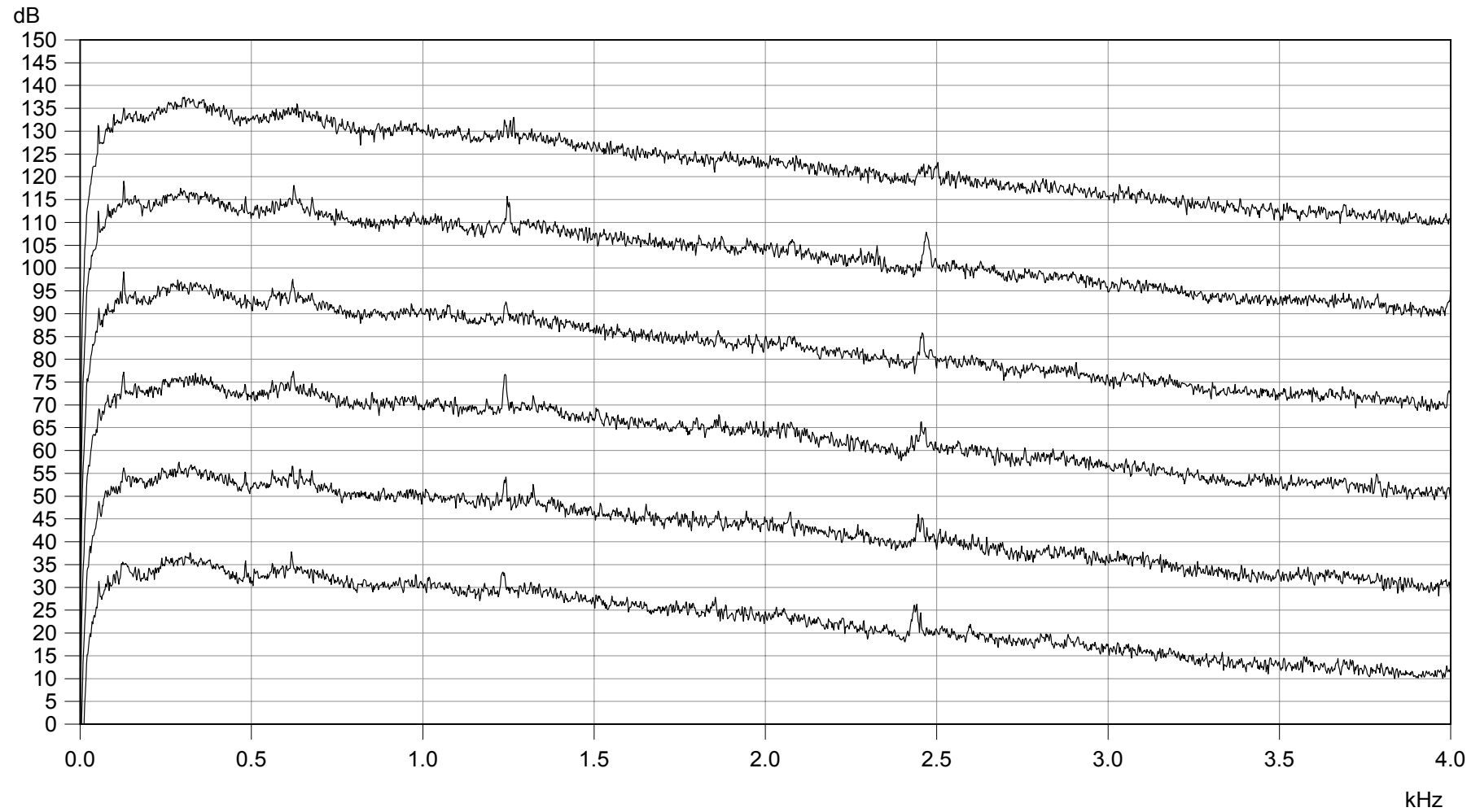
Spektren 1 – 6 aus BIN 6 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



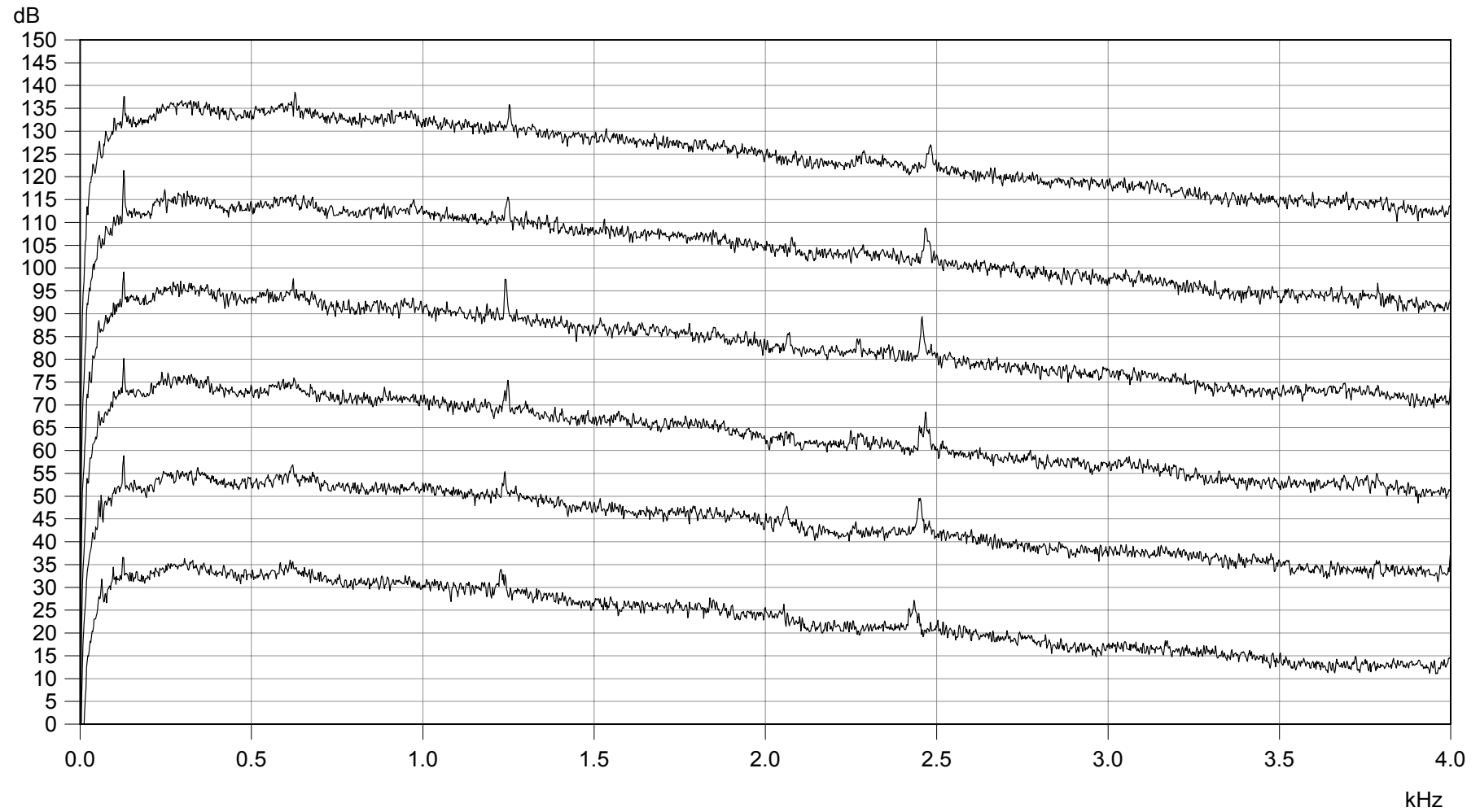
Spektren 7 – 12 aus BIN 6 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)



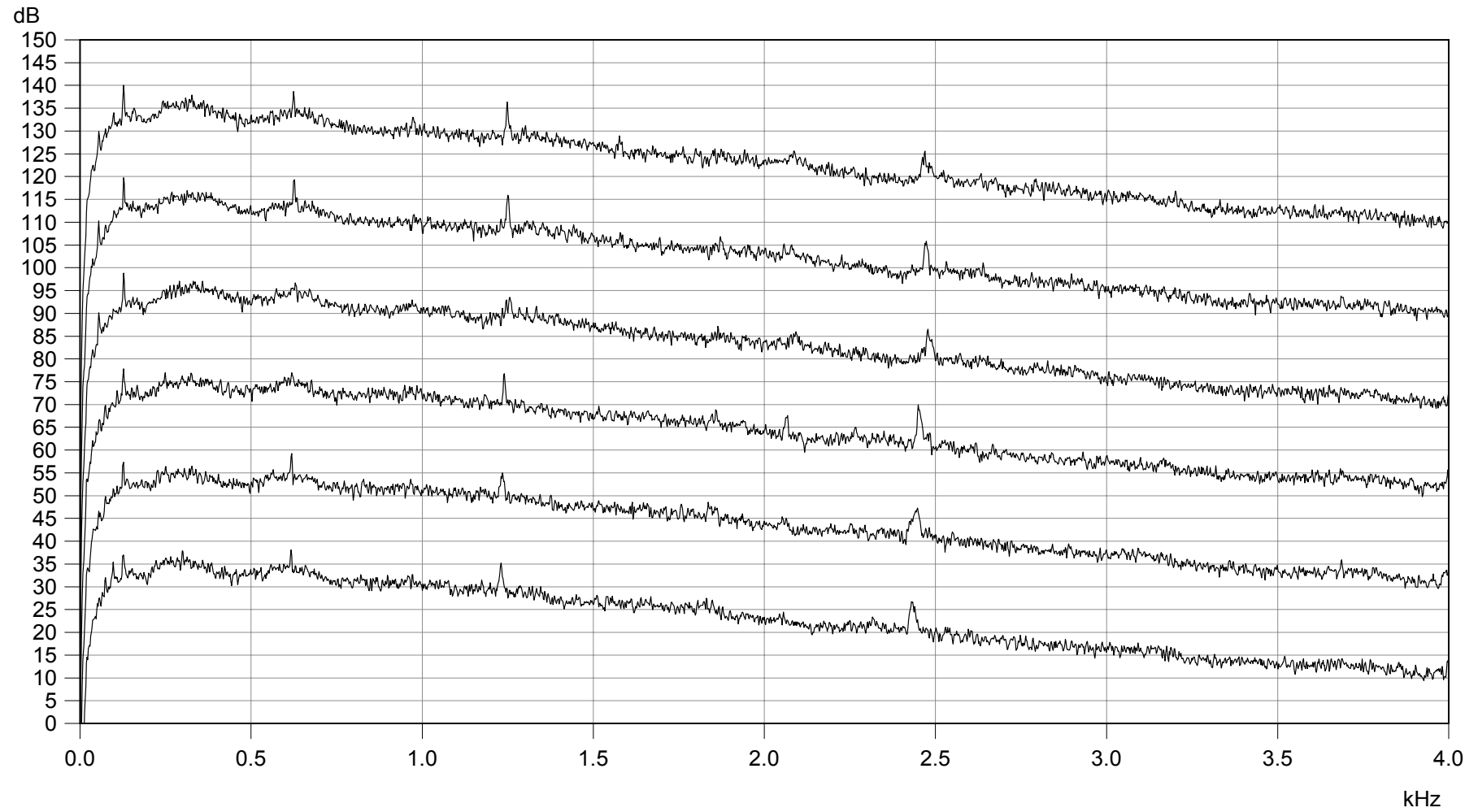
Spektren 1 – 6 aus BIN 7 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



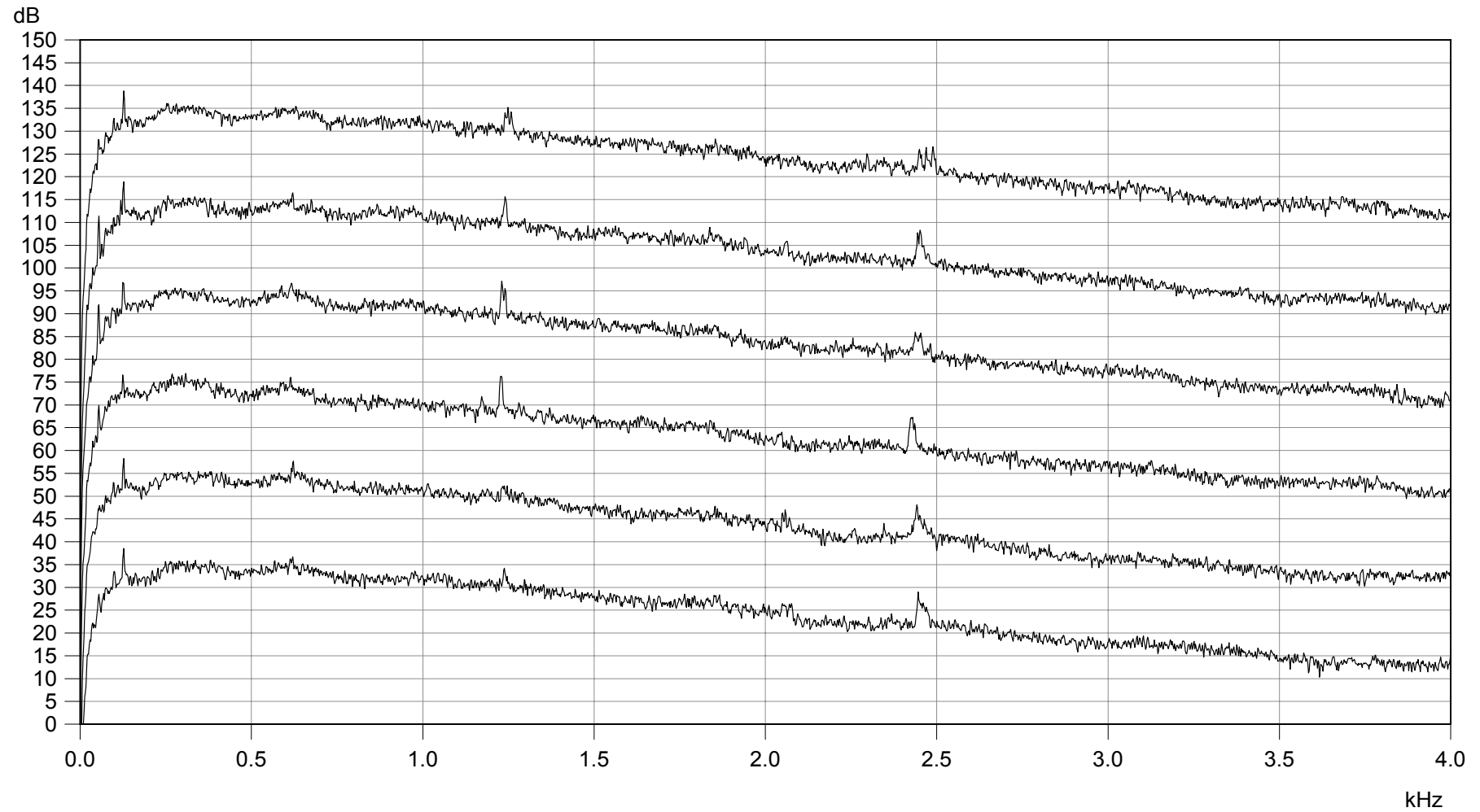
Spektren 7 – 12 aus BIN 7 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)



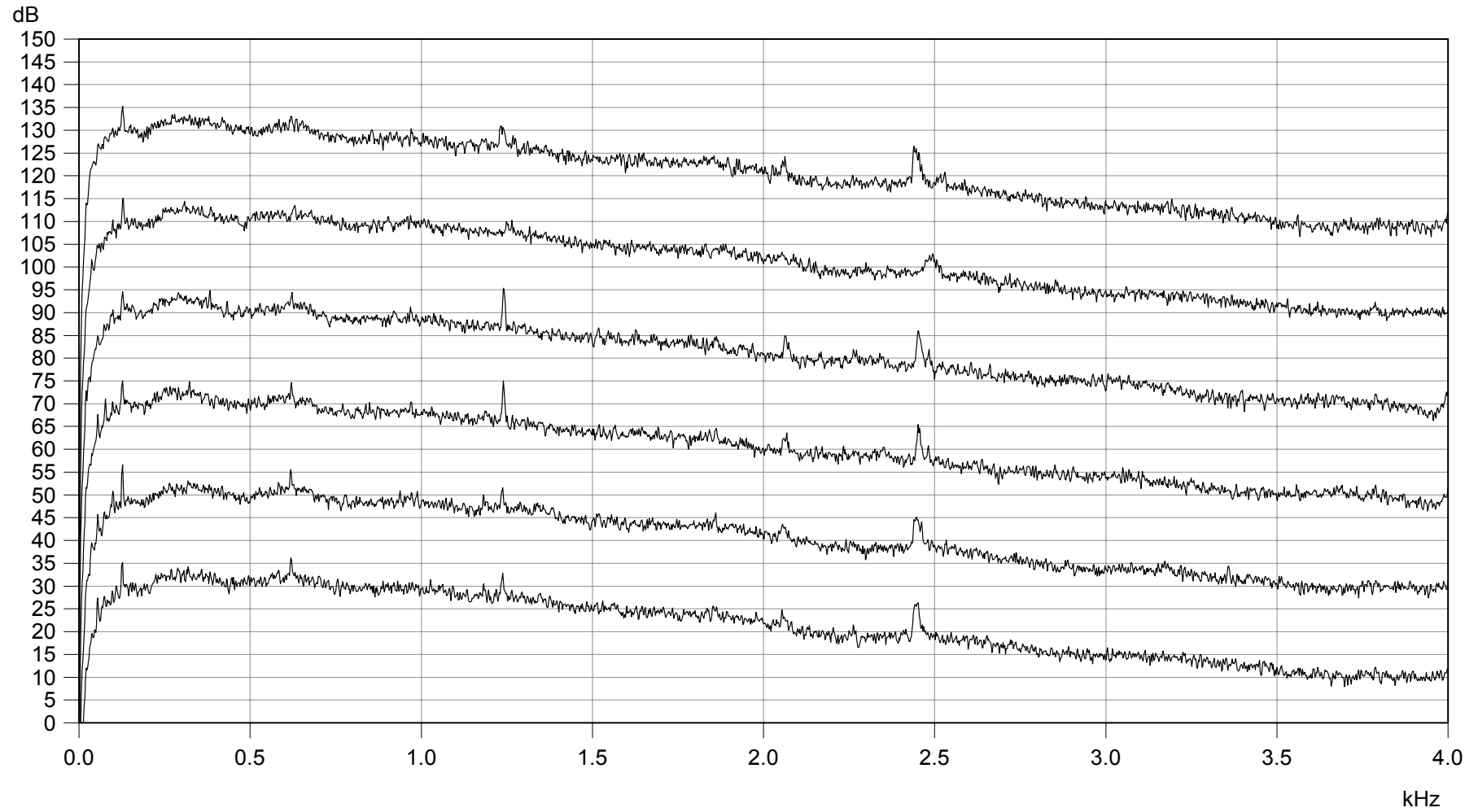
Spektren 1 – 6 aus BIN 8 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



Spektren 7 – 12 aus BIN 8 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)



Spektren 1 – 6 aus BIN 9 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)



Spektren 7 – 12 aus BIN 9 (obere Spektren jeweils 20 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)