Moritz Fricke, Bernd Neddermann, Andrea Lübben, Joachim Gabriel

Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben

Realistische Hydroschallszenarien auf der Basis von Prognosemodellen und Monitoring für den Bau von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (HyproWind)

Hannover und Wilhelmshaven, 27.02.2014

Projektleitung:

Institut für Statik und Dynamik (ISD)

Projektleiter: Prof. Dr.-Ing. habil. Raimund Rolfes Institut für Statik und Dynamik Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Postfach 6009 D-30060 Hannover





Angaben zum Projekt:

Projektlaufzeit: 01.09.2010-31.12.2013

Berichtszeitraum: 01.09.2010-31.12.2013

Förderkennzeichen: 0325212

Auftragnehmer

Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI) Ebertstr. 96, D-26382 Wilhelmshaven





Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) Bernhard-Nocht-Straße 78 D-20359 Hamburg

Projektförderer / Projektträger

Das diesem Bericht zugrundeliegende Verbundvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 0325212 und unter der Trägerschaft des Projektträgers Jülich gefördert. Die Verantwortung für die Inhalte des Abschlussberichts liegt bei den jeweils genannten Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Vorwort

Wir möchten uns an dieser Stelle bei den Mitarbeitern des Deutschen Windenergie-Institutes (DEWI) und des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) für die gute Zusammenarbeit im Vorhaben herzlich bedanken. Weiter gilt unser ausdrücklicher Dank den Mitarbeitern der TU Hamburg-Harburg für die Bereitstellung der Messdaten, die ihm Rahmen des Forschungsvorhabens "BORA" (FKZ 0325421A/B/C) gewonnen wurden. Darüber hinaus danken wir der Fa. Trianel GmbH für die Bereitschaft, die beim Bau des Windparks "Borkum West II" gewonnenen akustischen Messdaten zur Verfügung zu stellen.

Ein herzlicher Dank gilt den Firmen Menck GmbH und IHC Merwede für die Bereitstellung von Informationen über die im Rahmen der Validierungsberechnungen betrachteten Rammgeräte.

Herrn Dr. Naumann vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) danken wir für die hilfreiche Diskussion über die Beschaffenheit des Nordseeuntergrundes sowie für die Bereitstellung der Informationen aus dem Projekt "Geopotenzial Deutsche Nordsee" (GPDN).

Nicht zuletzt gilt unser Dank dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit für die finanzielle Förderung sowie dem Projektträger Jülich für die intensive Unterstützung und Projektbegleitung.

Hannover, Februar 2014

Dipl.-Ing. Moritz Fricke

Prof. Dr.-Ing. habil. Raimund Rolfes

Abstract

by Moritz Fricke (ISD)

The present report forms the conclusion of the research project "HyproWind: Realistic underwater noise scenarios on the basis of forecasting models and monitoring for the construction of offshore wind farms in the German North Sea" under the grant number 0325212, which was funded by the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)¹.

In the context of the project a multi-stage numerical method for the prediction of underwater sound emissions related to pile driving in the German North Sea was developed and validated using measured data. In contrast to the ongoing research project "BORA: Predicting Underwater Noise due to Offshore Pile Driving" (FKZ 0325421A/B/C), in which a detailed modeling of the sound source with a propagation calculation under the consideration of noise mitigation techniques is pursued, the modeling in the context of HyproWind aimed at an efficient calculation of the sound propagation for longer distances (up to 20km) and at the preparation of noise maps, without taking into account noise mitigation techniques.

In addition to modeling, hydro-acoustic continuous measurements were performed during the project at the research platforms FINO1 and FINO3. For this purpose, the measurement system at FINO1, which was installed during the project Schall 3(FKZ 0327645), was renewed and technically adapted in August 2011. For the measurement of underwater sound in the northern part of the German EEZ a further continuous measurement station was set up at the platform FINO3 and put into operation in April 2013.

In a further work package a scenario for the development of the construction phases for wind farms in the German North Sea for the time period 2011-2015, as well as an outlook for the time period 2016-2020 were developed. The data base 'Bundesfachplan Offshore' (BFO) of the Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH), as well as the "Offshore Network Development Plan" (O-NEP) were used as data basis for the development of the afore mentioned scenarios.

Chapter 2 introduces the theoretical foundations and acoustic level quantities. Additionally, the sound radiation due to the driven pile and the shallow-water sound propagation are described qualitatively. Furthermore, the measurement data obtained at different construction sites during the time period 2002-2009 are summarized and evaluated with regard to their suitability for the validation of the physically-based calculation method.

The main part of the report is formed by Chapters 3 to 7. Chapter 3 describes the development of the calculation method that was built in accordance with the source - path - receiver model. The sound radiation from the pile is calculated using the finite element method (FEM) by modeling the pile, the water column and the soil. A special attention is paid to the parameterized implementation, in order to ensure transferability to different piles. For the calculation of the force transmission function at the pile head, i.e. of the stimulating quantity of the overall mechanic-acoustic system, an analytical impedance-based approach is described that takes the large vertical extent of the ram into account. In addition, the sound propagation calculation for large distances is described on the basis of parabolic equations and compared with the different numerical solution approaches.

¹ Since December 2013: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB)

Chapter 4 deals with the validation of the calculation method based on the measurement data that were obtained during the construction projects "Borkum West II" and "BARD Offshore I". The data "BARD Offshore I" are used for an incremental validation up to a distance of 1500m, while the data from the "Borkum West II" project are used for the validation of the propagation calculation for a distance of up to approximately 20 km.

In Chapter 5 the examination of the scenarios for the construction phases for the time period from 2011 to 2015, as well as the used data base is described. As far as the development of the construction phases of offshore wind farms is concerned, it is obvious that the actual scenario is influenced by a variety of uncertainties related to technology, funding, resource availability, weather conditions etc., so that a high degree of uncertainty is present.

Chapter 6 serves for the description of the works that were performed for the renovation and installation of the hydro-acoustic continuous monitoring stations on the research platforms FINO1 and FINO3. Furthermore, an evaluation of the recorded emissions of the various wind farms within the project period is described. The statistical level distribution is explained using the example of individual time slots.

The end of the report is formed by Chapter 7, in which the implemented calculation method for the preparation of large-scale noise maps is applied by means of the two current projects "GlobalTech I" and "MeerWind". In addition to a presentation of the sound pressure levels as horizontal sections through the water column, the levels are presented according to the processed specifications elaborated in the project as a function of distance for the cardinal geographic directions.

Zusammenfassung

von Moritz Fricke (ISD)

Der vorliegende Bericht bildet den Abschluss der Forschungsvorhabens "HyproWind: Realistische Hydroschallszenarien auf der Basis von Prognosemodellen und Monitoring für den Bau von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee", das unter dem Förderkennzeichen 0325212 durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)¹ gefördert wurde.

Im Rahmen des Vorhabens wurde ein mehrstufiges numerisches Verfahren für die Vorhersage von Rammschallimmissionen in der deutschen Nordsee entwickelt und anhand von Messdaten validiert. Im Gegensatz zum laufenden Forschungsvorhaben "BORA: Berechnung von Offshore-Rammschall" (FKZ 0325421A/B/C), in dem eine detaillierte Modellbildung der Schallquelle mit Ausbreitungsberechnung unter Berücksichtigung von Schallminderungsmaßnahmen verfolgt wird, zielte die Modellbildung im Rahmen von HyproWind auf eine effiziente Schallausbreitungsberechnung bis in größere Entfernungen und die Erstellung von Lärmkarten ab, jedoch ohne Berücksichtigung von Schallminderungsmaßnahmen.

Neben der Modellbildung wurden im Vorhaben hydroakustische Dauermessungen an den Forschungsplattformen FINO1 und FINO3 durchgeführt. Dazu wurde die Dauermessstation an FINO1, die im Vorhaben Schall 3 (FKZ 0327645) installiert wurde, im August 2011 erneuert und technisch angepasst. Zur Messung von Schallimmissionen im nördlichen Bereich der Deutschen AWZ wurde an der Plattform FINO3 eine weitere Dauermessstation eingerichtet und im April 2013 in Betrieb genommen.

In einem weiteren Arbeitspaket wurden ein Szenario für die Bauphasen-Entwicklung für Windparks in der deutschen Nordsee für die Jahre 2011-2015 sowie ein Ausblick für die Jahre 2016-2020 erarbeitet. Als Datengrundlage dienten dabei der "Bundesfachplan Offshore" (BFO) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) sowie der "Offshore-Netzentwicklungsplan" (O-NEP) der Übertragungsnetzbetreiber.

Kapitel 2 führt die theoretischen Grundlagen und akustischen Pegelgrößen ein. Darüber hinaus werden die Schallabstrahlung vom Rammpfahl sowie die Flachwasser-Schallausbreitung qualitativ beschrieben. Ferner werden die bei unterschiedlichen Rammvorhaben in den Jahren 2002-2009 gewonnenen Messdaten zusammengefasst und hinsichtlich Ihrer Tauglichkeit für die Validierung von physikalischebasierten Berechnungsverfahren bewertet.

Den Hauptteil des Berichts bilden die Kapitel 3 bis 0. Kapitel 3 beschreibt die Entwicklung des Berechnungsverfahrens, das nach dem Quelle-Pfad-Empfänger-Modell aufgebaut ist. Die Schallabstrahlung vom Pfahl wird mithilfe der Finite-Elemente-Methode (FEM) unter Abbildung des Pfahls, des Wasserkörpers sowie des Bodens berechnet. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der parametrisierten Implementierung, um die Übertragbarkeit auf unterschiedliche Pfähle zu gewährleisten. Zur Berechnung der Krafteinleitungsfunktion am Pfahlkopf, d.h. der anregenden Größe des mechanisch-akustischen Gesamtsystems, wird ein analytischer impedanzbasierter Ansatz beschrieben, der der großen vertikalen Ausdehnung der Rammkörper bei modernen Rammhämmern Rechnung trägt. Darüber hinaus wird die Schallausbreitungsberechnung für große Entfernungen auf Grundlage der parabolischen Gleichungen beschrieben. Die verschiedenen numerischen Lösungsansätze werden gegenübergestellt.

Kapitel 0 beschäftigt sich mit der Validierung des Berechnungsverfahrens anhand der bei den Bauvorhaben "Borkum West II" und "BARD Offshore I" gewonnenen Messdaten. Während die Messdaten aus

¹ Seit 17. Dezember 2013: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

"BARD Offshore I" für eine stufenweise Validierung bis in einer Entfernung von 1500 m eingesetzt werden, erfolgt anhand der Messdaten von "Borkum West II" eine Validierung der Ausbreitungsberechnung für Entfernungen bis ca. 20 km.

In Kapitel 0 wird die Erstellung der Bauphase-Szenarien für die Jahre 2011-2015 sowie die verwendete Datengrundlage beschrieben. Zu dem Szenario für die Bauphasenentwicklung von Offshore-Windparks wird deutlich, dass die tatsächliche Ausbauentwicklung von einer Vielzahl von Unwägbarkeiten hinsichtlich Technik, Finanzierung, Ressourcenverfügbarkeit, Witterungsbedingungen etc. beeinflusst wird, sodass ein hohes Maß an Unsicherheit gegeben ist.

Kapitel 0 dient der Beschreibung der zur Erneuerung und Installation der hydroakustischen Dauermessstationen durchgeführten Arbeiten an den Forschungsplattformen FINO1 und FINO3. Ferner erfolgt eine Auswertung der im Vorhabenszeitraum aufgezeichneten Immissionen verschiedener Windparks. Die statistische Pegelverteilung wird am Beispiel einzelner Zeitfenster erläutert.

Den Abschluss des Berichts bildet das Kapitel 7, in dem anhand der beiden aktuellen Bauvorhaben "GlobalTech I" und "MeerWind" das implementierte Berechnungsverfahren für die Erstellung von großflächigen Lärmkarten angewendet wird. Neben einer Darstellung der Immissionspegel als horizontale Schnitte durch den Wasserkörper werden die Immissionspegel entsprechend der im Vorhaben erarbeiteten Spezifikation als Funktion der Entfernung für die Haupthimmelsrichtungen dargestellt.

Inhaltsverzeichnis

0	Summary1			
	0.1	Intro	duction	1
	0.2	Proje	ect Partners	4
	0.3	Chap	ter Summaries	5
		0.3.1	Development of a holistic hydro-acoustic forecast model	5
		0.3.2	Geo-acoustic modeling of the seafloor	7
		0.3.3	Model validation based on measurements	8
		0.3.4	Offshore construction scenarios until 2015	10
		0.3.5	Preparation of noise maps based on the developed model	11
	0.4	Outlo	ook	
1	Einl	eitung.	Zusammenfassung und Ausblick	
	1.1	Einle	itung	
	1.2	Zusai	mmenarbeit im Vorhaben	
	1.3	Zusai	mmenfassung	19
		1.3.1	Entwicklung des hydroakustischen Gesamtmodells	19
		1.3.2	Geoakustische Beschreibung des Meeresbodens	21
		1.3.3	Messtechnische Modellvalidierung	23
		1.3.4	Entwicklung von Szenarien zur Bauphasen-Entwicklung bis 2015	24
		1.3.5	Erstellung von Lärmkarten auf Basis des Gesamtmodells	
	1.4	Ausb	lick	
2	Gru	ndlager	n	
_	2.1	Akus	tische Grundlagen	
		2.1.1	Schallfeld- und Pegelgrößen	29
		2.1.2	Flachwasser-Schallausbreitung	
		2.1.3	Schallabstrahlung bei Offshore-Pfahlrammungen	
	2.2	Nume	erische Berechnungsverfahren	
		2.2.1	Quellenberechnung anhand der Finite-Elemente-Methode (FEM)	
		2.2.2	Hydroakustische Ausbreitungsberechnung	
	2.3	Geoal	kustische Beschreibung des Meeresbodens	
	2.4	Mess	daten- und Validierungsbasis	
3	Ents	vicklun	g eines hydroakustischen Gesamtmodells	
-	3.1	Einle	jung	
		3.1.1	Modellstruktur	49
		3.1.2	Ein- und Ausgangsgrößen	
	3.2	Parai	metrisiertes FE-Modell für den Rammpfahl	52
		3.2.1	Beschreibung des gewählten Berechnungsansatzes	52
		3.2.2	Parametrisierung	54
	3.3	Analy	ytisches Modell des Rammgerätes	56
		3.3.1	Modellbeschreibung	

		3.3.2	Konvergenzstudie	60
	3.4	Schal	lausbreitungsmodell	
		3.4.1	Berechnungsansatz	62
		3.4.2	Split-Step-Fourier-Verfahren (SSF)	63
		3.4.3	Split-Step-Padé-Verfahren (SSP)	64
	3.5	Корр	lung zwischen Quellen- und Ausbreitungsmodell	
	3.6	Synth	nese der Teilmodelle	67
4	Mes	stechni	sche Modellvalidierung	
	4.1	Valid	ierung des Quellenmodells am Beispiel von BARD Offshore I	
		4.1.1	Messaufbau und Validierungskonzept	69
		4.1.2	Validierung der Krafteinleitungsberechnung	70
		4.1.3	Validierung des FE-Modells anhand des pfahlnahen Schalldruckpegels	72
		4.1.4	Validierung der Modellkopplung	73
	4.2	Valid West	ierung der Schallausbreitungsberechnung am Beispiel von Borkum	74
			Massaufhau und Validiarungskonzent	
		4.2.1	Veraleich zwischen Simulation und Messung	
	4.3		mmenfassung	
-	E 4	• • •		01
5	Entv	vickiun Eimlai	g von Szenarien zur Bauphasen-Entwicklung bis 2015	ðl 01
	5.1	5 1 1	Conlanta Offshara Windnerks in dar dautschan Nordson	••••••••••••••••••••••••••••••••••••••
		5.1.1	Bewertung der Beglisierungswahrscheinlichkeit der geplanten Offshore	
		5.1.2	Windparks	83
	5.2	Bund	esfachplan Offshore und Offshore-Netzentwicklungsplan	
		5.2.1	Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan	
		5.2.2	Start-Offshorenetz und Zubau-Offshorenetz	
	5.3	Szena Nord	ario zur Bauphasenentwicklung der Offshore-Windparks in der	01
		5.3.1	Szenario für den Zeitraum 2011-2015 und Ausblick für 2016-2020	
	5.4	Planu	ingen von Offshore-Windparks in den Nordsee-Anrainerstaaten	
	5.5	Zusa	mmenfassung	
6	Dou	0.000	ungen en der FINO1 und der FINO2 Diettform	101
0	Dau 6 1	Finle	itung	101
	6.2	Aufb	nung 211 des Messsystems 2n FINO1	101
	0.2	621	Unterwasserschallmessstation UMS1	
		6.2.2	Unterwasserschallmessstation UMS2	102
		623	Betrieb und Datenbasis	102
	6.3	Aufb	au des Messsystems an FINO3	
		6.3.1	Unterwasserschallmessstation UMS3	
		6.3.2	Betrieb und Datenbasis	
	6.4	Ausw	ertung der im Vorhabenszeitraum gewonnenen Messdaten	
		6.4.1	Vielfältigkeit der aufgezeichneten Rammungen	

		6.4.2 Vergleich einzelner Rammschläge	
		6.4.3 Spektrale Auflösung	
		6.4.4 Kumulative Effekte	
		6.4.5 Langzeitverteilung des Schallpegels	112
7	Erst	ellung von Lärmkarten auf Basis des Gesamtmodells	
	7.1	Automatisierung der Berechnung und Datenextraktion	
	7.2	Spezifikation der Lärmkarten	
	7.3	7.3 Exemplarische Lärmkarten für aktuelle Bauvorhaben	
		7.3.1 Berechnungsergebnisse: Windpark MeerWind	
		7.3.2 Berechnungsergebnisse: Windpark Global Tech I	
	7.4	Dauer der Gesamtberechnung und Beschleunigungspotenzial	
8	Lite	ratur	127
A	Anh	ang	

Abbildungsverzeichnis

Figure 1: Overall view of the projected wind farms in the German Bight (BSH/DEWI)	1
Figure 2: Structure and parametrization of the source model	5
Figure 3: Model structure for the calculation of the load transmission function taking into account the reaction of the pile	6
Figure 4: Bathymetry [2] and regions of the German Bight defined by [1]	8
Figure 5: Measured quantities and position of the measuring points of the measurement data from "BARD Offshore 1" (top) and "Borkum West II" (bottom)	9
Figure 6: Example of noise maps for the wind farm "MeerWind"; left: SEL at 2 m above ground; right: SEL at mid-water depth	12
Figure 7: Pegelverläufe als Funktion der Entfernung für die Haupthimmelsrichtungen in einer Höhe von 2 m über Grund und in halber Wassertiefe	13

Abbildung 1: Gesamtübersicht zur Lage der in der deutschen Nordsee geplanten Offshore- Windparks (BSH/DEWI)	15
Abbildung 2: Aufbau und Parametrisierung des Quellenmodells	19
Abbildung 3: Modellaufbau zur Berechnung der Krafteinleitungsfunktion unter Berücksichtigung der Rückwirkung des Pfahls	20
Abbildung 4: Bathymetrie [2] und geotechnische Bereichseinteilung in der Deutschen Bucht nach [1]	22
Abbildung 5: Messgrößen und Position der Messpunkte bei den verwendeten Messdaten aus "BARD Offshore 1" (oben) und "Borkum West II" (unten)	23
Abbildung 6: Beispielhafte Lärmkarten mit Bathymetrie für den Windpark MeerWind; links: SEL in 2m über Grund, rechts: SEL in halber Wassertiefe	26
Abbildung 7: Pegelverläufe als Funktion der Entfernung für die Haupthimmelsrichtungen in einer Höhe von 2 m über Grund und in halber Wassertiefe	27
Abbildung 8: Beispiel eines Schalldruckverlaufs für einen einzelnen Rammschlag; oben: Schalldruckverlauf und Mittelungsintervall für den SEL; unten: Betrag des Schalldruckverlaufs und Bestimmung des Spitzenpegels	31
Abbildung 9: Abhängigkeit der entfernungsbezogenen windbedingten Ausbreitungsverluste von der Windgeschwindigkeit nach [7]	33
Abbildung 10: Abhängigkeit der Übertragungsverluste von Wassertiefe und Schallgeschwindigkeit im Boden	34
Abbildung 11: 3D-Schnittbild zur Veranschaulichung des Aufbau eines hydraulischen Rammhammers; [Quelle: IHC Merwede]	35
Abbildung 12: Schematische Darstellung der abwärtslaufenden Kompressionswelle im Pfahl und der entstehenden ersten Wellenfront beim Rammvorgang (vgl. [15])	36
Abbildung 13: Bathymetrie und Einteilung der Deutschen Bucht in die bodentechnischen Großbereiche D1, D2 und D3 nach [1]	40
Abbildung 14: Tiefenabhängigkeit der Schallgeschwindigkeit von Feinsand (vgl. [23])	42

Abbildung 15: Struktur des implementierten Gesamtmodells	49
Abbildung 16: Aufbau der FE-Modells und Bennung der berechneten Übertragungsfunktionen	53
Abbildung 17: Parametrisierung des FE-Modells	54
Abbildung 18: Links: Zweifreiheitsgrad nach Deeks mit viskosem Dämpfer zur Beschreibung des Pfahls; Mitte: Zweifreiheitsgrad mit komplexer Steifigkeit zur Abbildung der Pfahlimpedanz; Rechts: Mehrfreiheitsgradmodell zur Auflösung des Rammkörpers	56
Abbildung 19: Freigeschnittenes Modell des Rammgerätes und Benennung der Elemente	57
Abbildung 20: Zeitverlauf (oben) und Betragsspektrum (unten) der berechneten Krafteinleitungsfunktion für eine unterschiedliche Anzahl N an Freiheitsgraden	61
Abbildung 21: Extraktion des Initialfelds für die Ausbreitungsberechnung aus der FE-Berechnung (links); Betrag des Druckvektors bei r=rc über der Tiefe (rechts)	66
Abbildung 22: Synthese des Teilmodelle	67
Abbildung 23: Vereinfachter Darstellung des Messaufbaus während der Offshore-Messkampagne 1 (Projekt BORA, vgl. [29])	69
Abbildung 24: Gemessene und berechnete Krafteinleitungsfunktion im Zeit- (oben) und Frequenzbereich (unten)	71
Abbildung 25: Vergleich der Terzspektren von gemessener und berechneter Krafteinleitungsfunktion. Die Summenpegel betragen 135,2dB re 1N (Messung), 134.8dB re 1N (Simulation N=1) und 134.9dB re 1N (Simulation N=200)	72
Abbildung 26: Terzspektren (SEL) der gemessenen und berechneten Schalldruckpegel in 10m Entfernung vom Pfahl, 20m über dem Meeresboden. Die Summenpegel betragen 197,5dB re 1μPa (Messung), 198,5dB re 1μPa (Simulation mit gemessener Krafteinleitungsfunktion) und 198,3 dB re 1μPa (Simulation mit berechneter Krafteinleitungsfunktion).	73
 Abbildung 27: Terzspektren (SEL) der gemessenen und berechneten Schalldruckpegel in 1500m Entfernung vom Pfahl, ca. 2m über dem Meeresboden. Die Summenpegel betragen 174,6dB re 1μPa (Messung), 175,8dB re 1μPa (Simulation mit gemessener Krafteinleitungsfunktion) und 176,1dB re 1μPa (Simulation mit berechneter Krafteinleitungsfunktion). 	74
Abbildung 28: Messaufbau während der Rammarbeiten zur Errichtung der Anlage BW35 im Windpark Borkum West II	75
Abbildung 29: Schallgeschwindigkeitsprofile am Standort BW35 mit prozentualer Erhöhung für die Parameterstudie und Vergleich mit äquivalenter Schallgeschwindigkeit; Wasser-Boden- Grenzfläche in ca. 30 m Tiefe.	77
Abbildung 30: Terzspektren der simulierten und gemessenen Immissionspegel (SEL) für unterschiedliche Schallgeschwindigkeiten im Boden; Oben: R=1500m, mittig: R=2900m, unten: R=18400m; Störpegel bei R=18400m (grün)	78
Abbildung 31: Gesamtübersicht zur Lage der in der deutschen Nordsee geplanten Offshore- Windparks	82
Abbildung 32: Übersicht zum Baufortschritt bei der Realisierung der OWP in der deutschen Nordsee (Quelle: DEWI-eigene Recherchen – Stand: 31.12.2013)	83
Abbildung 33: Übersicht zu den geplanten Netzanschlussprojekten für die Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee [43]	84

Abbildung 34: Kartographische Darstellung der im BFO 2012 einbezogenen Cluster für OWP in der AWZ der deutschen Nordsee [47]	7
Abbildung 35: Start-Offshorenetz Nordsee (O-NEP 2013, Stand: Juni 2013; Quelle:	
www.netzentwicklungsplan.de))
Abbildung 36: Übersicht zu den Fristen für den spätesten Baubeginn der OWP und zur geplanten Inbetriebnahme der Netzprojekte92	2
Abbildung 37: Szenario zur Bauphasenentwicklung* 2011-2015 und Ausblick für 2016-2020 (aktueller Stand: 01/2014) (*Zeitraum zur Durchführung von Rammarbeiten für die Fundamente)	3
Abbildung 38: Übersicht zur Entfernung der in der AWZ geplanten OWP zu FINO 1 und 395	5
Abbildung 39: Übersicht zu Lage und Ausdehnung der FFH-Gebietsmeldungen in der AWZ der	
deutschen Nordsee [51]	5
Abbildung 40: Übersicht zur Entfernung der in der AWZ der deutschen Nordsee geplanten OWP zu den Naturschutzgebieten nach FFH-Richtlinie	5
Abbildung 41: Übersicht zur Lage der in den Nordsee-Anrainerstaaten geplanten OWP mit	
erwartetem Baubeginn 2011-15 (Quelle: DEWI-eigene Recherchen – Stand: 2011))
Abbildung 42: Lage der Dauermessstation an FINO1 und umgebende im Bau befindliche Windparks	1
Abbildung 43: Gestell der Unterwassermessstation bei der Ausbringung	2
Abbildung 44: Skizze von FINO1 mit Unterwassermessstation	3
Abbildung 45: Datenaufnahme an FINO1 und Zeiträume von Rammarbeiten	1
Abbildung 46: Zeitserie des Leq im August 2009	1
Abbildung 47: FINO3 (links) und geplante Windparks in der Nähe (rechts)	5
Abbildung 48: Datenaufzeichnung an FINO3 und parallel stattfindende Rammarbeiten	5
Abbildung 49: Skizze einer Jacketkonstruktion (links) und Zeitserie des Leq am 9. August 2009 während Rammarbeiten (rechts)	7
Abbildung 50: Foto eines Tripiles (links, http://www.renewableenergyworld.com) und Zeitserie des Leq am 17. Oktober 2010 während Rammarbeiten (rechts)	7
Abbildung 51: Skizze eines Monopiles (links, www.strabag-offshore.de) und dazugehörige Rammcharakterisitk aufgezeichnet am 27./28. September 2013 (rechts)	3
Abbildung 52: Schalldruckverläufe aufgenommen am 14.7.2009)
Abbildung 53: Darstellung des Schalldruckverlaufs eines entfernten Rammschlags am 9.5.2010 109)
Abbildung 54: Anteile des in Abbildung 14 gezeigten Rammschlages (links) mit farblich entsprechendem Spektrum (rechts))
Abbildung 55: Darstellung von typischen Terzspektren unterschiedlicher Baustellen und Entfernungen zwischen Rammpfahl und Messposition	1
Abbildung 56: 2 Zeitreihen in denen die Bauaktivitäten an naher (links, 14.11.2011) und entfernter (rechts, 17.11.2011) Baustelle isoliert aufgezeichnet werden konnten	1
Abbildung 57: Beispiel für eine Zeitreihe am 9.11.2011 in der es zu der Überlagerung von naher und entfernter Rammung kam	2
Abbildung 58: Verteilung des Schallpegels im Zeitraum 7.Juli bis 26. August 2009 (links) und 1. bis 31. Mai 2010 (rechts)	3

Abbildung 59: Verteilung der Rammschlagperiode (links) und Cluster (rechts); rote Umrandung=nahes Rammen, grün=entferntes Rammen	114
Abbildung 60: Schnittrichtungen für Nx2D-Berechnung am Beispiel des Standortes MeerWind und Farbverlaufsdarstellung der ortsabhängigen Wassertiefe; Quellenposition bzw. Koordinatenursprung: 7,7°E 54,39°N; Bathymetriedaten aus GEBCO	115
Abbildung 61: Wassertiefe über der Entfernung für die unterschiedlichen radialen Schnitte am Beispiel des Standortes MeerWind; Quellenposition bzw. Koordinatenursprung: 7,7°E 54,39°N; Bathymetriedaten aus GEBCO	116
Abbildung 62: Lage des Windparks "MeerWind" und Bathymetrie im Bereich der Deutschen Bucht	120
Abbildung 63: Lage des Windparks "Global Tech 1" und Bathymetrie im Bereich der Deutschen Bucht	120
Abbildung 64: Lärmkarten für den Windpark "MeerWind"; oben links: SEL in halber Wassertiefe; unten links: SEL 2 m über dem Meeresboden; oben rechts: Leq in halber Wassertiefe; unten rechts: Leq 2 m über dem Meeresboden	121
Abbildung 65: Einzelereignispegel über der Entfernung für die vier Haupthimmelsrichtungen in halber Wassertiefe (schwarz) und 2m über dem Meeresboden (blau) für das Berechnungsbeispiel "MeerWind"	122
Abbildung 66: Lärmkarten für den Windpark "GlobalTech 1"; oben links: SEL in halber Wassertiefe; unten links: SEL 2m über dem Meeresboden; oben rechts: Leq in halber Wassertiefe; unten rechts: Leq 2m über dem Meeresboden	123
Abbildung 67: Einzelereignispegel über der Entfernung für die vier Haupthimmelsrichtungen in halber Wassertiefe (schwarz) und 2m über dem Meeresboden (blau) für das Berechnungsbeispiel "GlobalTech 1"	124
Abbildung 68: Lärmkarten für den Windpark "MeerWind"; oben: SEL in halber Wassertiefe; unten: SEL 2m über Grund	131
Abbildung 69: Lärmkarten für den Windpark "MeerWind"; oben: Leq in halber Wassertiefe; unten: Leq 2m über Grund	132
Abbildung 70: Lärmkarten für den Windpark "GlobalTech 1"; oben: SEL in halber Wassertiefe; unten: SEL 2m über Grund	133
Abbildung 71: Lärmkarten für den Windpark "GlobalTech 1"; oben: Leq in halber Wassertiefe; unten: Leq 2m über Grund	134

Tabellenverzeichnis

Table	1: Project partners and tasks	4
Table	2: Comparison of PE-method solvers	7
Table	3: Comparison of the simulated and measured sum level for the validation at Borkum West	
	II and BARD Offshore I	.10

Tabelle 1: Aufgabenverteilung im Projekt	18
Tabelle 2: Gegenüberstellung der Lösungsverfahren der PE-Methode	21
Tabelle 3: Vergleich der simulierten und gemessenen Summenpegel für die Validierung an Borkum West II und BARD Offshore I	24
Tabelle 4: Kennwerte für verschiedene Sedimentarten für kontinentale Randmeere [3]	30
Tabelle 5: Übersicht und Eignungsbereiche verschiedener hydroakustischer Verfahren zur Ausbreitungsberechnung, aus [5]	39
Tabelle 6: Vereinfachte Schichtenmodelle f ür die drei in Abbildung 13 dargestellten Regionen (vgl. [1])	41
Tabelle 7: Schallgeschwindigkeit bei 1bar Umgebungsdruck und genäherte Tiefenabhängigkeit für marine Sedimente; Tiefe z in m (vgl. [22])	42
Tabelle 8: Übersicht der Messungen und Unterteilung in Teilmessungen; rote Umrahmung: Messungen mit Schallminderungsmaßnahme (DEWI)	45
Tabelle 9: Zusammenfassung der Messergebnisse und Umrechnung auf 750 m; rote Umrahmung: Messungen mit Schallminderungsmaßnahme (DEWI)	46
Tabelle 10: Benennung und Beschreibung der Eingangsparameter für die Beschreibung des Pfahls	50
Tabelle 11: Bezeichnung und Beschreibung der berechneten Ausgangsgrößen	51
Tabelle 12: Werte des für die Konvergenzstudie genutzten fiktiven Rammhammers und des Pfahls (vgl. [29])	60
Tabelle 13: Gegenüberstellung der Lösungsverfahren SSF und SSP	65
Tabelle 14: Parameter der Ramme und des gerammten Tripile-Pfahls während der Offshore- Messkampagne 1, Referenzmessung 1 (Projekt BORA)	70
Tabelle 15: Parameter der Ramme und des gerammten Tripod-Pfahls während der Messungen im Windpark Borkum West 2 (Anlage BW35)	76
Tabelle 16: Gemessene Gesamtpegel (SEL) und Berechnungsergebnisse der Parameterstudie zur Schallgeschwindigkeit im Boden im Vergleich	79
Tabelle 17: Netzanbindungsprojekte im Start-Offshorenetz (O-NEP 2013, Stand: Juni 2013; Quelle: www.netzentwicklungsplan.de)	88
Tabelle 18: Übersicht zu den im O-NEP 2013 (Stand: Juni 2013) vorgesehenen Netzanbindungsprojekten für die in der deutschen Nordsee genehmigten OWP	90
Tabelle 19: Genehmigte Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee	91
Tabelle 20: Spezifikation der Lärmkarten	.117
Tabelle 21: Übersicht der Bauvorhaben "MeerWind" und "GlobalTech 1" sowie die getroffenen Annahmen für die Berechnungsbeispiele; Die Höhe des Rammkörpers und die Masse der	

Schlaghaube sind vertrauliche Informationen der Firmen Menck GmbH und IHC Merwede	
und werden daher zahlenmäßig nicht aufgeführt.	118
Tabelle 22: Eingesetzter Berechnungsknoten und Leistungsmerkmale	125
Tabelle 23: Berechnungszeiten des implementierten Gesamtmodells und geschätztes	
Beschleunigungspotenzial in Stunden	125

0 Summary

0.1 Introduction

by Moritz Fricke (ISD)

One of the main goals of the Federal Government concerning the future power supply is the increase of the amount of renewable energy to 80 % of the gross electricity consumption by the year of 2050. The expansion of offshore wind energy has a great importance for the achievement of this goal. In the majority of cases pile foundations are used for the anchoring of the foundation structures of offshore wind turbines in the sea bottom. More specifically, one or more piles are driven into the sea bottom using hydraulic impact hammers. Figure 1 shows an overview of wind farms in the German Bight that are projected or currently under construction.



Figure 1: Overall view of the projected wind farms in the German Bight (BSH/DEWI)

Due to the high impact energies and the promotive underwater sound propagation conditions, the pile driving causes detectable noise pressure levels over a long distance, which can lead to a deterioration of the marine environment. The prediction of the affected distances and of the strength of the hydro-acoustic sound pressure levels as a function of the pile dimensions, impact energy and local hydrographic properties requires the development of physically-based models. Further the examination of scenarios concerning the evolution of the construction phases that are to be expected is necessary for the estimation of the long term effects of the various construction projects on the marine environment.

The present report forms the conclusion of the research project "HyproWind: Realistic underwater noise scenarios on the basis of forecasting models and monitoring for the construction of offshore wind farms in the German North Sea" under the grant number 0325212, which was funded by the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)¹.

In the context of the project a multi-stage numerical method for the prediction of underwater sound pressure levels related to pile driving in the German North Sea was developed and validated using measured data. In contrast to the ongoing research project "BORA: Predicting Underwater Noise due to Offshore Pile Driving" (FKZ 0325421A/B/C), in which a detailed modeling of the sound source with a propagation calculation under the consideration of noise mitigation techniques is pursued, the modeling in the context of HyproWind aimed at an efficient calculation of the sound propagation for longer distances (up to 20km) and at the preparation of noise maps, without taking into account noise mitigation techniques.

In addition to modeling, hydro-acoustic continuous measurements were performed during the project at the research platforms FINO1 and FINO3. For this purpose, the measurement system at FINO1, which was installed during the project Schall 3 (FKZ 0327645), was renewed and technically adapted in August 2011. For the measurement of underwater sound pressure levels in the northern part of the German EEZ another continuous measurement station was set up at the platform FINO3 and put into operation in April 2013.

In a further work package a scenario for the development of the construction phases for wind farms in the German North Sea for the time period 2011-2015, as well as an outlook for the time period 2016-2020 were developed. The data base 'Bundesfachplan Offshore' (BFO) of the Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH), as well as the 'Offshore-Netzentwicklungsplan'(O-NEP) were used as data basis for the development of the afore mentioned scenarios.

Chapter 2 introduces the theoretical foundations and acoustic level quantities. Additionally, the sound radiation due to the driven pile and the shallow water sound propagation are described qualitatively. Furthermore, the measurement data obtained at different construction sites during the time period 2002-2009 are summarized and evaluated with regard to their suitability for the validation of the physically-based calculation method.

The main part of the report is formed by Chapters 3 to 7. Chapter 3 describes the development of the calculation method that was built in accordance with the source - path - receiver model. The sound radiation from the pile is calculated using the finite element method (FEM) by modeling the pile, the water column and the soil. A special attention is paid to the parameterized implementation, in order to ensure transferability to different piles. For the calculation of the force transmission function at the pile head, i.e. of the stimulating quantity of the overall mechanic-acoustic system, an analytical impedance-based approach is described that takes the large vertical extent of the ram into account. In addition, the sound propagation calculation for large distances is de-

¹ Since December 2013: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB)

scribed on the basis of parabolic equations and compared with the different numerical solution approaches.

Chapter 4 deals with the validation of the calculation method based on the measurement data that were obtained during the construction projects "Borkum West II" and "BARD Offshore I". The data "BARD Offshore I" are used for an incremental validation up to a distance of 1500m, while the data from the "Borkum West II" project are used for the validation of the propagation calculation for a distance of up to approximately 20 km.

In Chapter 5 the examination of the scenarios for the construction phases for the time period from 2011 to 2015, as well as the used data base is described. As far as the development of the construction phases of offshore wind farms is concerned, it is obvious that the actual scenario is influenced by a variety of uncertainties related to technology, funding, resource availability, weather conditions etc., so that a high degree of uncertainty is present.

Chapter 6 serves for the description of the works that were performed for the renovation and installation of the hydro-acoustic continuous monitoring stations on the research platforms FINO1 and FINO3. Furthermore, an evaluation of the recorded sound pressure levels of the various wind farms within the project period is described. The statistical level distribution is explained using the example of individual time slots.

The end of the report is formed by Chapter 7, in which the implemented calculation method for the preparation of large-scale noise maps is applied by means of the two current projects "GlobalTech I" and "MeerWind". In addition to a presentation of the sound pressure levels as horizontal sections through the water column, the levels are presented according to the processed specifications elaborated in the project as a function of distance for the cardinal geographic directions.

0.2 Project Partners

by Moritz Fricke (ISD)

The coordination of the project was carried out by the ISD. Furthermore, the ISD was responsible for implementation and validation of the forecast model. For the creation of construction scenarios and the installation and operation of the permanent monitoring stations at FINO1 and FINO3 the German Wind Energy Institute (DEWI) and the Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH) were involved as subcontractors in the project. Table 1 summarizes the responsibilities of the involved institutions.

	Institution	Tasks
1	Institute of Structural Analysis	 project coordination development of the forecast model validation of the implemented model specification and preparation of noise maps
2	German Wind Energy Institute	 installation and operation of the long-term hydro acoustic measurement systems at FINO1 and FINO3 compilation of the measured pile driving noise until 2009
3	Federal Maritime and Hydrographic Agency	 preparation of the relevant geo-acoustic environmental information used for the forecast model¹ logistic support for vessel deployment and installation procedures at FINO1 and FINO3

Table 1: Project partners and tasks

¹ The preparation and provision of relevant geo-acoustic environmental information was originally envisaged as a task of the BSH. During the project HyproWind it turned out to be more practicable to use the geotechnical information that have been gathered within the research project "Geopotenzial Deutsche Nordsee" (GPDN) which was carried out as a collaboration between the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG), the Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR) and the BSH. The project GPDN was finished in autumn 2013.

0.3 Chapter Summaries

0.3.1 Development of a holistic hydro-acoustic forecast model

by Moritz Fricke (ISD)

The model developed for the prediction of hydro-acoustic emissions during the pile driving consists of a finite element model for the pile, the surrounding water column and the soil, an analytical model for the calculation of the force transmission function at the pile head and a sound propagation model based on the parabolic equations (PE) (see Chapter 3). This model division is essential on the one hand because the different physical effects in the sound radiation and propagation require different calculation approaches. On the other it offers the possibility of performing an incremental validation, as described in Chapter 0.

For reasons of efficiency and also to ensure the transferability of the model to different locations, pile geometries and embedment depths, the source model has been parameterized as much as possible, as illustrated in Figure 2.

In addition to the specific parameters of the pile (pile length, radius, mean wall thickness and height of the pile head) the soil structure has also been defined as variable by means of a layered model consisting of five homogeneous soil layers. Each layer is described by the depth of the layer boundary and five more parameters: density, compressional wave velocity, shear wave velocity, compressional wave attenuation and shear wave attenuation (see Figure 2). These parameters are extracted from the simplified model for the North Sea subsoil of the project GPDN, while the water depth, i.e. the beginning of the first soil layer, is extracted from the GEBCO dataset (see Chapter 2).



Figure 2: Structure and parametrization of the source model

The transfer functions from the force excitation at the pile head to the sound pressure in the water column (H_{FP}) and from the force excitation at the pile head to the pile head displacement (H_{FU}) are calculated using the FE source model. Through multiplying the transfer function H_{FP} by the Fourier transform of the force transmission function F in the frequency range, the induced sound pressure in the water column is obtained. For a complete forecast, that is, without knowing the actual function of the applied force, it is therefore necessary to approximate this force transmission function computationally taking into account the characteristics of the hammer. Due to this, an analytical approach has been developed, modeling the hammer as a multi-degree of freedom system and taking into account the interaction with the driven pile in the form of the transfer function H_{FU} , as shown in Figure 3 (right). The description of the pile hammer as a multi-degree of freedom system is necessary because wave phenomena occur above a certain cut-off frequency due to the large vertical dimension of the ram, which cannot be taken into account with a description as a concentrated mass. The effect of these wave phenomena on the force function is explained in Chapter 3 using a convergence study.



Figure 3: Model structure for the calculation of the load transmission function taking into account the reaction of the pile

Due to the high number of necessary degrees of freedom for modelling shear waves within soil, the calculation of sound propagation goes along with high computational costs. Hence, the modeled range of propagation is limited to less than 100 m. Therefore, a model based on the PE-method was implemented to calculate the sound propagation for larger distances. It is based on a separation of the Helmholtz equation into two wave parts, one propagating into positive and one into negative radial direction. Through neglecting the negatively oriented term (back-scattering term) and under application of a far-field approximation, the parabolic differential equation is 6

derived. To solve the differential equation, both the "Split-Step-Fourier" and "Split-Step-Padé" approach were implemented in the project and compared with respect to their capabilities. Due to the extreme shallow water conditions, the "Split-Step-Fourier"-approach proved to be only of limited value. Hence, the "Split-Step-Padé"-approach was used for model validation and the derivation of noise maps. It goes along with a higher implementation effort but provides very good convergence attributes for shallow water problems. Advantages and disadvantages of both approaches are shown in Table 2. An extensive illustration can be found in chapter 3.

	Solving Method							
	Split-Step-Fourier	Split-Step-Padé						
Advantages	Simple implementationUnconditionally stable	 Direct consideration of depth- dependent density No numerical issues with inconsistency in density or sound velocity. Convergence even in extreme shallow water 						
Disadvantages	 No direct allowance for depth dependent density. Consideration of inconsistency in extreme shallow water complicated. No sufficient convergence in shallow water. 	• High implementation costs to meet stability side constrains						

 Table 2: Comparison of PE-method solvers

0.3.2 Geo-acoustic modeling of the seafloor

by Moritz Fricke (ISD)

Because of the long propagation ranges that are considered and the missing availability of comprehensive information about the soil structure of the North Sea a simplified spatially averaged geotechnical model for the soil up to 50m depth has been created by communicating with the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) and the Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR). The results of the research project "Geopotenzial Deutsche Nordsee" (GPDN, Modul B) have been used as a data base. This project has been carried out as a collaboration between the BGR, the LBEG and the BSH.

In [1] a subdivision of the German North Sea area in three characteristic regions is proposed, named as D1, D2 and D3 in Figure 4. The region D1 includes the western German Bight and is

limited by the glacial valley of the Elbe river in the north-eastern direction (D2). The third region, namely D3, is the north-eastern region of the German Bight. The layer composition in the individual regions is explained in chapter 2.

The calculation of the sound propagation requires not only the composition of the soil but also the topographic shape of the seabed (bathymetry), which is also displayed in Figure 4. For this purpose the publicly available data set GEBCO ("General Bathymetric Chart of the Oceans") of the Intergovernmental Oceangraphic Commission (IOC) and the International Hydrographic Organization (IHO) [2] has been used.



Figure 4: Bathymetry [2] and regions of the German Bight defined by [1]

0.3.3 Model validation based on measurements

by Moritz Fricke (ISD)

The development of a calculation method always requires its validation using real measurement data. In a multi-step calculation method, as in this case, it is also necessary to validate the different submodels individually in the form of an incremental validation. Otherwise, it is possible that errors resulting in one of the partial models are randomly equalized by another error in the next part of the model and thus would not be visible at a sole validation of the overall model.

Therefore, in the context of this report it is distinguished between the incremental validation that was carried out with the example of BARD Offshore I, and the phenomenological validation using the example of Borkum West II. The term phenomenological validation means that no intermediate results of the individual submodels, but only the result of the overall calculation can be compared with measured data.

The measured quantities and positions of the measuring points during the measurements at BARD Offshore 1 and Borkum West II are shown schematically in Figure 5. The measurement data used from BARD Offshore I were collected by the company itap GmbH on behalf of the TU Hamburg-Harburg in the framework of the research project BORA (FKZ 0325421A/B/C) funded by the BMU. The measurement data used from Borkum West II were recorded by the company itap with-in the BMU-funded research project HYDROSCHALL OFF BWII (FKZ 0325309 A / B / C).



Figure 5: Measured quantities and position of the measuring points of the measurement data from "BARD Offshore 1" (top) and "Borkum West II" (bottom)

The measurement data used for validation at BARD Offshore I include the strain at the pile head, the sound pressure at a distance of 10 m from the pile at a height of approximately 20 m above ground and the sound pressure at a distance of 1500 m at a height of approximately 2 m above ground level. The measured strain at the pile head delivers the force at the pile head excerted by the hammer via a multiplication with the cross-sectional area of the pile and the Young's modulus and thus can be used for the validation of the force application calculation.

In the case of Borkum West II only the sound pressure levels were recorded, however, at greater distances of 1500 m, 2900 m and 18400 m.

The results of the incremental validation and the phenomenological validation show that both the single part models and the overall model together with the implemented coupling procedures are suitable for the hydro-acoustic prediction up to a distance of 20 km, in case the input data, i.e. the pile geometry, the impact energy and the type of hammer, are known. The results for the calculated and the measured sum levels are listed in Table 3. The comparison between calculation and measurement in the form of third octave band levels is described in Chapter 4.

		Force	SEL						
		in dB re IN	in dB re 1µPa						
		Pile head	R=10m	R=1500m	R=2900m	R=18400m			
Borkum West U	Measurement	-	-	164.5	162.1	135.6			
west II	Simulation	-	-	165.2(+0.7)	159.3(-2.9)	134.8(-0,8)			
BARD Offebore I	Measurement	135.2	197.5	174.6	-	-			
UTSHOLE I	Simulation	134.9(-0.3)	198.3(+0.8)	167.1(+1.5)	-	-			

 Table 3: Comparison of the simulated and measured sum level for the validation at Borkum West II and BARD Offshore I

0.3.4 Offshore construction scenarios until 2015

by Bernd Neddermann (DEWI)

Thirty offshore wind farms in the exclusive economic zone and two OWF in coastal waters have been approved in the German North Sea by the end of 2013. Thus, approvals for construction and operation of more than 2,000 wind turbines exist. However, only three projects were commissioned and one OWF was fully completed, but without grid connection, by the end of 2013.

Within the investigation a scenario with a time-based resolution of the development of construction phases until 2015 and an outlook on the further development by 2020 was developed for the OWF in the German North Sea. Only offshore wind farms which already have been approved were taken into account in the scenario. The availability of the grid connection is of particular importance for the time-based resolution of the scenario. The amendment of the Energy Industry Act (EnWG) at the end of 2012 has led to a fundamental system change in terms of the grid connection of offshore wind farms. The previously existing right for OWF project developers to have a grid connection ready at the completion date has been replaced by the planning criteria for the controlled development of infrastructure at sea on the basis of the "Bundesfachplan Offshore" (federal offshore scheme) and the "Offshore-Netzentwicklungsplan" (O-NEP – offshore grid development scheme). The stipulations of the O-NEP 2013 are therefore essential for the development of the scenario, besides the actual progress in terms of planning and realization of individual OWF projects. The assessment of the planning progress is based on the criteria for the grid connection of offshore wind farms defined by the Federal Network Agency (BNetzA) and already granted grid connections, respectively.

The basis for the grid planning in the O-NEP 2013 is the so-called "start offshore grid". The start offshore grid comprises the operational offshore grid connections as well as the cable routes for the OWF with a valid consent for grid connection. The scheduled year of commissioning is specified for the respective grid connection projects in the O-NEP 2013. The analysis shows that some grid projects (DolWin 3, BorWin 3 and BorWin 4) will not be ready for operation before 2017/2018. Furthermore, there are seven offshore wind farms already approved, for which the grid connection is only planned after 2020 according to the scheduled realization of the "offshore extension grid".

The number of substructures is decisive for the duration of construction works for the installation. Most of the developments are planned with 80 wind turbines. For these projects a period of five quarters is scheduled for the ramming work. If monopiles are used, only four quarters are required according to the scenario, because less effort for the installation process is needed (compared to other substructures). Due to an expected optimization of logistics and installation process it is assumed for the period 2016-2020 that the installation of 80 foundations can be completed in only three quarters.

The results of the analysis show that construction work for the installation of substructures for 15 offshore wind farms can be expected in the period 2011-2015. By 2013, the installation of foundations in five projects was already completed. Currently (as of the beginning of 2014), ramming work at four additional OWF is in progress. According to the existing estimation, the construction of another eleven offshore wind farms could start in the German North Sea by 2020.

An analysis of offshore wind farm developments in adjoining North Sea countries has shown that only the 600 MW "Gemini" project in the Netherlands (scheduled start of construction at the end of 2014) is relevant for the investigation, as the site borders directly on the German Exclusive Economic Zone. All the other OWF developments identified for construction in the period 2011-2015 are located at a great distance to the German EEZ (approx. 300 km from FINO 1).

0.3.5 Preparation of noise maps based on the developed model

by Moritz Fricke (ISD)

As a final implementation step, the developed model was automated in the manner of a prototypic holistic forecast model. Beside the calculation itself the automation involves the data extraction and the creation of noise maps as well as the illustration of the sound exposure as a function of range for different directions. The automation of the calculation is precisely described in chapter 0 using the example of the offshore wind farms "GlobalTech 1" and "MeerWind".

With respect to the creation of noise maps, that is, the extraction of horizontal sections through the water column, the calculation it repeated for the different azimuthal directions and the results are spatially interpolated on a regular Cartesian grid. This kind of calculation is also called Nx2D-



calculation and is a common approach in the field of underwater acoustics. The variable N represents the number of vertical slices in the different radial directions.

Figure 6: Example of noise maps for the wind farm "MeerWind"; left: SEL at 2 m above ground; right: SEL at mid-water depth

Figure 6 shows the calculated noise maps for the wind farm "MeerWind" which is located 24 km north-west of the island Helgoland. It has been found that the inclusion of the bathymetry information in the noise maps facilitates the interpretation of the angle-dependence of the sound field. These underwater contour lines are drawn as black lines in Figure 6. It can be seen that the transmission loss in the north-east direction is higher than in the opposite direction because of the upward slope of the seafloor in the north-east direction.

Moreover Figure 6 gives the impression that the level near the seafloor (left map) is lower than at mid-water depth (right map). Firstly these results seem to be in conflict with the measurement results gathered at the offshore wind farm BARD Offshore 1. However, on closer examination these results are not in conflict with the BARD Offshore 1 measurements as can been seen from Figure 7 showing the simulated levels as a function of range for the main geographic directions on a logarithmic scale for the radius. While the levels near the seafloor are consistently lower than at mid-water depth for large radii (>4 km), it is conversely for low radii. The result for low radii, that is, the level near the seafloor is higher than at mid-water depth, is in agreement with the observations from BARD Offshore 1.



Figure 7: Pegelverläufe als Funktion der Entfernung für die Haupthimmelsrichtungen in einer Höhe von 2 m über Grund und in halber Wassertiefe

0.4 Outlook

by Moritz Fricke (ISD)

The developed holistic model for the prediction of hydro-acoustic emissions due to pile driving could be validated up to a distance of 20 km. However, it is to be assumed that the model slightly overestimates the transmission loss in the very low frequency range. From these observations, the question can be inferred if the soil has to modeled as an elastic medium in order to reproduce the transmission loss in the low frequency range more accurately.

The spatially averaged geotechnical model of the North Sea soil is a simplification with respect to the spatial variability of the soil layering. The implemented model inherently allows for the change of soil properties along the propagation path. Thus it is an interesting question for future research whether a spatial refinement of the soil description leads to a further improvement of the calculation results. It should be emphasized here that such a soil description should always base upon publicly available input data to ensure the verifiability of the calculation results.

From a more practical point of view it seems necessary to perform parametric studies and case studies in order to give practicable and consistent prediction rules for legal authorities, construction companies and nature conservation organizations. The results could be summarized in the form of simplified formulas or tables in order to close the gap between complex numerical calculation methods and simple prediction tools.

1 Einleitung, Zusammenfassung und Ausblick

1.1 Einleitung

von Moritz Fricke (ISD)

Ein zentrales Ziel der Bundesregierung hinsichtlich der zukünftigen Stromversorgung ist es, den Anteil an erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 auf 80 % des Bruttostromverbrauchs zu steigern. Einen besonderen Stellenwert zum Erreichen dieses Ziels nimmt dabei der Ausbau der Offshore-Windenergie ein. Als Verfahren für die Verankerung der Gründungsstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen im Meeresboden werden mehrheitlich Pfahlgründungen ausgeführt, bei denen ein oder mehrere Rammpfähle unter Verwendung von hydraulischen Impulshämmern in den Meeresboden getrieben werden. Abbildung 1 zeigt einen Überblick der in der deutschen Nordsee geplanten und im Bau befindlichen Windparks.



Abbildung 1: Gesamtübersicht zur Lage der in der deutschen Nordsee geplanten Offshore-Windparks (BSH/DEWI)

Durch die hohen notwendigen Rammenergien und die begünstigenden Schallausbreitungsbedingungen unter Wasser werden durch Rammarbeiten hohe und über große Entfernungen feststellbare Schalldruckpegel im Wasserkörper hervorgerufen, die zu einer Beeinträchtigung der marinen Umwelt führen können. Die Vorhersage der Reichweite und Stärke der hydroakustischen Immissionen in Abhängigkeit der eingesetzten Pfahldimensionen, Rammenergien und lokalen hydrographischen Begebenheiten erfordert die Entwicklung physikalisch-basierter Modelle. Ferner ist es für die Einschätzung der langfristigen Auswirkungen der verschiedenen Bauvorhaben auf die marine Umwelt notwendig, Szenarien für die zu erwartende Bauphasen-Entwicklung zu erstellen.

Der vorliegende Bericht bildet den Abschluss der Forschungsvorhabens "HyproWind: Realistische Hydroschallszenarien auf der Basis von Prognosemodellen und Monitoring für den Bau von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee", das unter dem Förderkennzeichen 0325212 durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)¹ gefördert wurde.

Im Rahmen des Vorhabens wurde ein mehrstufiges numerisches Verfahren für die Vorhersage von Rammschallimmissionen in der deutschen Nordsee entwickelt und anhand von Messdaten validiert. Im Gegensatz zum laufenden Forschungsvorhaben "BORA: Berechnung von Offshore-Rammschall" (FKZ 0325421A/B/C), in dem eine detaillierte Modellbildung der Schallquelle mit Ausbreitungsberechnung unter Berücksichtigung von Schallminderungsmaßnahmen verfolgt wird, zielte die Modellbildung im Rahmen von HyproWind auf eine effiziente Schallausbreitungsberechnung bis in größere Entfernungen und die Erstellung von Lärmkarten ab, jedoch ohne Berücksichtigung von Schallminderungsmaßnahmen.

Neben der Modellbildung wurden im Vorhaben hydroakustische Dauermessungen an den Forschungsplattformen FINO1 und FINO3 durchgeführt. Dazu wurde die Dauermessstation an FINO1, die im Vorhaben Schall 3 (FKZ 0327645) installiert wurde, im August 2011 erneuert und technisch angepasst. Zur Messung von Schallimmissionen im nördlichen Bereich der Deutschen AWZ wurde an der Plattform FINO3 eine weitere Dauermessstation eingerichtet und im April 2013 in Betrieb genommen.

In einem weiteren Arbeitspaket wurden ein Szenario für die Bauphasen-Entwicklung für Windparks in der deutschen Nordsee für die Jahre 2011-2015 sowie ein Ausblick für die Jahre 2016-2020 erarbeitet. Als Datengrundlage dienten dabei der "Bundesfachplan Offshore" (BFO) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) sowie der "Offshore-Netzentwicklungsplan" (O-NEP) der Übertragungsnetzbetreiber.

Kapitel 2 führt die theoretischen Grundlagen und akustischen Pegelgrößen ein. Darüber hinaus werden die Schallabstrahlung vom Rammpfahl sowie die Flachwasser-Schallausbreitung qualitativ beschrieben. Ferner werden die bei unterschiedlichen Rammvorhaben in den Jahren 2002-2009 gewonnenen Messdaten zusammengefasst und hinsichtlich Ihrer Tauglichkeit für die Validierung von physikalische-basierten Berechnungsverfahren bewertet.

Den Hauptteil des Berichts bilden die Kapitel 3 bis 0. Kapitel 3 beschreibt die Entwicklung des Berechnungsverfahrens, das nach dem Quelle-Pfad-Empfänger-Modell aufgebaut ist. Die Schallabstrahlung vom Pfahl wird mithilfe der Finite-Elemente-Methode (FEM) unter Abbildung des Pfahls, des Wasserkörpers sowie des Bodens berechnet. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der parametrisierten Implementierung, um die Übertragbarkeit auf unterschiedliche Pfähle zu gewährleisten. Zur Berechnung der Krafteinleitungsfunktion am Pfahlkopf, d.h. der anregenden Größe des mechano-akustischen Gesamtsystems, wird ein analytischer impedanzbasierter Ansatz beschrieben, der der großen vertikalen Ausdehnung der Rammkörper bei modernen Rammhäm-

¹ Seit 17. Dezember 2013: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)
mern Rechnung trägt. Darüber hinaus wird die Schallausbreitungsberechnung für große Entfernungen auf Grundlage der parabolischen Gleichungen beschrieben. Die verschiedenen numerischen Lösungsansätze werden gegenübergestellt.

Kapitel 0 beschäftigt sich mit der Validierung des Berechnungsverfahrens anhand der bei den Bauvorhaben "Borkum West II" und "BARD Offshore I" gewonnenen Messdaten. Während die Messdaten aus "BARD Offshore I" für eine stufenweise Validierung bis in einer Entfernung von 1500 m eingesetzt werden, erfolgt anhand der Messdaten von "Borkum West II" eine Validierung der Ausbreitungsberechnung für Entfernungen bis ca. 20 km.

In Kapitel 0 wird die Erstellung der Bauphase-Szenarien für die Jahre 2011-2015 sowie die verwendete Datengrundlage beschrieben. Zu dem Szenario für die Bauphasenentwicklung von Offshore-Windparks wird deutlich, dass die tatsächliche Ausbauentwicklung von einer Vielzahl von Unwägbarkeiten hinsichtlich Technik, Finanzierung, Ressourcenverfügbarkeit, Witterungsbedingungen etc. beeinflusst wird, sodass ein hohes Maß an Unsicherheit gegeben ist.

Kapitel 0 dient der Beschreibung der zur Erneuerung und Installation der hydroakustischen Dauermessstationen durchgeführten Arbeiten an den Forschungsplattformen FINO1 und FINO3. Ferner erfolgt eine Auswertung der im Vorhabenszeitraum aufgezeichneten Immissionen verschiedener Windparks. Die statistische Pegelverteilung wird am Beispiel einzelner Zeitfenster erläutert.

Den Abschluss des Berichts bildet das Kapitel 7, in dem anhand der beiden aktuellen Bauvorhaben "GlobalTech I" und "MeerWind" das implementierte Berechnungsverfahren für die Erstellung von großflächigen Lärmkarten angewendet wird. Neben einer Darstellung der Immissionspegel als horizontale Schnitte durch den Wasserkörper werden die Immissionspegel entsprechend der im Vorhaben erarbeiteten Spezifikation als Funktion der Entfernung für die Haupthimmelsrichtungen dargestellt.

1.2 Zusammenarbeit im Vorhaben

von Moritz Fricke (ISD)

Die Leitung und Koordination des Vorhabens wurden durch das ISD durchgeführt. Ferner wurde am ISD das Berechnungsmodell erarbeitet und validiert. Für die Erstellung der Bauphase-Szenarien sowie die Installation und den Betrieb der Dauermessstationen an FINO1 und FINO3 wurden das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI) sowie das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) als Unterauftragnehmer in das Vorhaben eingebunden. Tabelle 1 fasst die Aufgaben der beteiligten Institutionen zusammen.

	Institution	Aufgaben
1	Institut für Statik und Dynamik (ISD)	 Projektkoordination Implementierung des Berechnungsverfahrens Validierung des Berechnungsverfahrens Spezifikation und Erstellung von Lärmkarten
2	Deutsche Windenergie-Institut (DEWI)	 Erneuerung, Errichtung und Betrieb der Dauer- messstation an FINO1 und FINO3 Erstellung der Bauphasen-Szenarien Zusammenfassung der Rammschallmessungen bis 2009
3	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydro- graphie (BSH)	 Bereitstellung relevanter hydrographischer und geologischer Umgebungsdaten für das hydroakustische Berechnungsverfahren¹ Logistische Unterstützung bei Schiffseinsätzen und Installationsarbeiten zur Errichtung des Dauermessstationen

T 1 11	4	1	. •1		D 114
Tabelle	1:	Aufgabe	nverteilui	ng im	Projekt

¹ Die Bereitstellung von Umgebungsdaten (Bodenprofile, Bathymetrie, etc.) war ursprünglich als Aufgabe für das BSH vorgesehen. Aufgrund des erst in 2013 beendeten umfangreichen Forschungssvorhabens "Geopotenzial Deutsche Nordsee", das in einer Zusammenarbeit zwischen der Bundeanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) und dem BSH durchgeführt wurde, hat es sich als zweckmäßig erwiesen, die Umgebungsdaten für die Ausbreitungsberechnung von der entsprechenden Arbeitsgruppe am LBEG zu beziehen.

1.3 Zusammenfassung

1.3.1 Entwicklung des hydroakustischen Gesamtmodells

von Moritz Fricke (ISD)

Das in diesem Vorhaben entwickelte Gesamtmodell für die Vorhersage von hydroakustischen Immissionen bei Rammarbeiten besteht aus einem Finite-Elemente-Modell für den Pfahl, den umgebenden Wasserkörper und den Boden, einem analytischen Modell für die Berechnung der Krafteinleitungsfunktion am Pfahlkopf und einem Schallausbreitungsmodell auf Basis des parabolischen Gleichungen (PE) (vgl. Kapitel 3). Diese Modellaufteilung ist zum einen notwendig, weil die unterschiedlichen physikalischen Effekte bei der Schallabstrahlung und -ausbreitung unterschiedliche Berechnungsansätze erfordern, zum anderen bietet die Aufteilung die Möglichkeit einer stufenweisen Validierung, die in Kapitel 0 beschrieben wird.

Sowohl aus Gründen der Effizienz als auch zur Gewährleistung der Übertragbarkeit auf unterschiedliche Standorte, Pfahlgeometrien und Einbindungszustände wurde das Quellenmodell weitestgehend parametrisiert, wie Abbildung 2 veranschaulicht.

Neben den pfahlspezifischen Parametern Pfahllänge, Radius, mittlere Wandstärke und Pfahlkopfhöhe ist der Bodenaufbau variable gehalten, indem ein Schichtenmodell von 5 jeweils homogenen Bodenschichten implementiert wurde. Jede Schicht wird durch die Tiefe der Schichtgrenze sowie durch die fünf Parameter Dichte, Kompressionswellengeschwindigkeit, Scherwellengeschwindigkeit, Kompressionswellendämpfung und Scherwellendämpfung beschrieben (vgl. Abbildung 2). Die Parameter werden aus dem vereinfachten Modell für den Nordsee-Untergrund des GPDN-Projektes extrahiert, während die Wassertiefe, d.h. der Anfang der ersten Bodenschicht, aus dem GEBCO-Datensatz extrahiert wird (vgl. Kapitel 2).



Abbildung 2: Aufbau und Parametrisierung des Quellenmodells

Auf Basis des FE-Quellenmodells werden die Übertragungsfunktionen von der Krafteinleitung am Pfahlkopf zum Schalldruck im Wasserkörper (H_{FP}) sowie von der Krafteinleitung am Pfahlkopf zur Pfahlkopfverschiebung (H_{FU}) berechnet. Aus der Übertragungsfunktion H_{FP} resultiert durch die Multiplikation mit der Fourier-Transformierten der Krafteinleitungsfunktion F im Frequenzbereich der im Wasserkörper hervorgerufene Schalldruck. Für eine vollständige Vorhersage, d.h. ohne die Kenntnis der tatsächlichen Krafteinleitungsfunktion, ist es daher erforderlich, die Krafteinleitungsfunktion unter Berücksichtigung der Eigenschaften des eingesetzten Rammhammers rechnerisch anzunähern. Aus diesem Grund wurde ein analytischer Ansatz erarbeitet, der den Rammhammer als Mehrfreiheitsgradsystem abbildet und die Interaktion mit dem Rammpfahl in Form der Übertragungsfunktion H_{FU} berücksichtigt, wie in Abbildung 3 (rechts) dargestellt. Die Abbildung des Rammhammers als Mehrfreiheitsgradsystem ist erforderlich, da aufgrund der großen vertikalen Abmessung des Rammkörpers ab einer gewissen Grenzfrequenz Wellenerscheinungen im Rammkörper auftreten, die bei einer Abbildung als konzentrierte Masse nicht berücksichtigt werden. Die Auswirkung dieser Wellenerscheinungen auf die Krafteinleitungsfunktion wird in Kapitel 3 anhand einer Konvergenzstudie erläutert.



Abbildung 3: Modellaufbau zur Berechnung der Krafteinleitungsfunktion unter Berücksichtigung der Rückwirkung des Pfahls

Die Berechnung der Schallabstrahlung vom Pfahl ist aufgrund der hohen Anzahl an erforderlichen Freiheitsgraden für die Abbildung von Scherwellen im Boden mit einem erheblichen Berechnungsaufwand verbunden und daher auf eine Ausbreitungsentfernung von wenigen 10 m beschränkt. Für die Berechnung der Schallausbreitung bis in größere Entfernungen wurde daher ein Schallausbreitungsmodell auf der Basis der PE-Methode implementiert. Das Verfahren beruht auf einer Aufteilung der Helmholtz-Gleichung in einen in positiver und einen in negativer radialer Richtung laufenden Wellenanteil. Unter Vernachlässigung des in negativer Richtung laufenden Terms (Rückstreuterm) und Anwendung einer Fernfeld-Näherung ergibt sich eine parabolische Differentialgleichung. Zur Lösung der Differentialgleichung wurden im Rahmen des Vorhabens die beiden Ansätze "Split-Step-Fourier" und "Split-Step-Padé" umgesetzt und bezüglich Ihrer Tauglichkeit verglichen. Es zeigte sich, dass das Split-Step-Fourier-Verfahren aufgrund der extremen Flachwasserbedingungen nicht oder nur bedingt geeignet ist. Für die Durchführung der Modellvalidierung und die Erstellung der Lärmkarten wurde daher das Split-Step-Padé-Verfahren verfolgt, das zwar einen höheren Implementierungsaufwand aufweist, dafür aber sehr gute Konvergenzeigenschaften bei Flachwasserproblemen zeigt. Die Vor- und Nachteile beider Verfahren sind in Tabelle 2 aufgeführt und werden in Kapitel 3 umfassend erläutert.

	Lösungsverfahren								
	Split-Step-Fourier	Split-Step-Padé							
Vorteile	Einfache ImplementierungUnbedingte Stabilität	 Direkte Berücksichtigung der Tiefen- abhängigkeit der Dichte Keine numerischen Probleme bei Unstetigkeiten in Schallgeschwindig- keit oder Dichte Konvergenz auch bei extremem Elestwassen 							
		1 Idelliwasser							
Nachteile	 Keine direkte Berücksichtigung der tiefenabhängigen Dichte Behandlung von Unstetigkeiten bei extremen Flachwasser schwierig Keine hinreichende Konvergenz unter Flachwasserbedingungen 	Hoher Implementierungsaufwand zur Einhaltung von Stabilitätsnebenbedin- gungen							

1.3.2 Geoakustische Beschreibung des Meeresbodens

von Moritz Fricke (ISD)

Aufgrund der großen betrachteten Ausbreitungsentfernungen und der mangelnden Verfügbarkeit an flächendeckenden Informationen über den Sedimentaufbau des Nordseeuntergrundes wurde im Rahmen des Vorhabens in Abstimmung mit dem Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ein vereinfachtes, räumlich gemitteltes geotechnisches Modell für den Untergrund bis 50m Tiefe erarbeitet. Als Datengrundlage dienten dabei die Ergebnisse des Forschungsvorhabens "Geopotential Deutsche Nordsee" (GPDN, Modul B), das in Zusammenarbeit zwischen der BGR, dem LBEG und dem BSH durchgeführt wurde.

Als zentrales Ergebnis wird in [1] eine Differenzierung des deutschen Nordseeraumes in drei charakteristische Regionen vorgeschlagen, die in Abbildung 4 als D1, D2 und D3 bezeichnet sind. Der Bereich D1 umfasst die westliche Deutsche Bucht und wird in Richtung Nord-Osten durch das Elbe-Urstromtal (D2) begrenzt. Nordöstlich des Elbe-Urstromtals schließt sich der Bereich der östlichen Deutschen Bucht (D3) an. Der für die drei Bereiche jeweils angenommene Schichtaufbau wird in Kapitel 2 erläutert.

Neben dem Aufbau des Sedimentes ist für die Ausbreitungsberechnung die topographische Gestalt des Meeresbodens (Bathymetrie) erforderlich, die ebenfalls in Abbildung 4 dargestellt ist. Als Datengrundlage dient hier der frei zugängliche Datensatz GEBCO ("General Bathymetric Chart of the Oceans") der Intergovernmental Oceangraphic Commission (IOC) und der International Hydrographic Organization (IHO) [2].



Abbildung 4: Bathymetrie [2] und geotechnische Bereichseinteilung in der Deutschen Bucht nach [1]

1.3.3 Messtechnische Modellvalidierung

von Moritz Fricke (ISD)

Die Entwicklung eines Berechnungsverfahrens erfordert stets dessen Validierung anhand von realen Messdaten. Bei einem mehrstufigen Berechnungsverfahren wie im vorliegenden Fall ist es darüber hinaus erforderlich, die Teilmodelle in Form einer stufenweisen Validierung einzeln zu validieren. Andernfalls ist es möglich,, dass Fehler, die in einem Teilmodell entstehen, im nächsten Teilmodell durch erneute Fehler zufällig egalisiert werden und somit bei einer alleinigen Validierung des Gesamtmodells nicht sichtbar würden.

Im Rahmen dieses Berichts wird daher zwischen der stufenweisen Validierung, die am Beispiel von BARD Offshore I durchgeführt wurde, und der phänomenologischen Validierung am Beispiel von Borkum West II unterschieden. Unter phänomenologischer Validierung ist zu verstehen, dass keine Zwischenergebnisse der einzelnen Teilmodelle, sondern nur das Ergebnis der Gesamtberechnung mit Messdaten verglichen werden kann.

Die Messgrößen und Positionen der Messpunkte bei den Messungen in BARD Offshore 1 und Borkum West II sind schematisch in Abbildung 5 dargestellt. Die verwendeten Messdaten aus BARD Offshore I wurden im Rahmen des vom BMU geförderten Forschungsprojektes BORA (FKZ 0325421A/B/C) durch die Firma itap GmbH im Auftrag der TU Hamburg-Harburg erhoben. Die verwendeten Messdaten aus Borkum West II wurden im Rahmen des vom BMU geförderten Forschungsprojektes HYDROSCHALL-OFF BWII (FKZ 0325309 A/B/C) durch die Firma itap erhoben.



Abbildung 5: Messgrößen und Position der Messpunkte bei den verwendeten Messdaten aus "BARD Offshore 1" (oben) und "Borkum West II" (unten)

Die zur Validierung verwendeten Messdaten an BARD Offshore I umfassen die Dehnung am Pfahlkopf, den Schalldruck in einer Entfernung von 10 m vom Pfahl in einer Höhe von ca. 20 m über Grund und den Schalldruck in einer Entfernung von 1500 m in einer Höhe von ca. 2 m über Grund. Die am Pfahlkopf gemessene Dehnung liefert durch Multiplikation mit der Querschnittsfläche des Pfahls und dem E-Modul die am Pfahlkopf durch den Hammer eingeleitete Kraft und kann daher für die Validierung der Krafteinleitungsberechnung herangezogen werden.

Im Fall von Borkum West II wurden nur die Schalldruckpegel aufgezeichnet, jedoch in größeren Entfernungen von 1500 m, 2900 m und 18400 m.

Die Ergebnisse der stufenweisen Validierung und der phänomenologischen Validierung zeigen, dass sowohl die einzelnen Teilmodell als auch das Gesamtmodell mitsamt der implementierten Kopplungsverfahren für die Immissionsprognose bis in eine Entfernung von 20 km geeignet sind, wenn die Eingangsdaten, d.h. die Pfahlgeometrie, die Rammenergie sowie der Typ der Ramme bekannt sind. Die Ergebnisse für die berechneten und gemessenen Summenpegel sind in Tabelle 3 aufgeführt. Der Vergleich zwischen Berechnung und Messungen in Form von Terzbandpegeln wird in Kapitel 0 beschrieben.

Tabelle 3: Vergleich der simulierten und gemessenen Summenpegel für die Validierung an Borkum West II und BARD Offshore I

		Kraft in dB re 1N	SEL in dB re 1µPa				
		Pfahlkopf	R=10m	R=1500m	R=2900m	R=18400m	
Borkum West II	Messung	-	-	164.5	162.1	135.6	
west II	Simulation	-	-	165.2(+0.7)	159.3(-2.9)	134.8(-0,8)	
BARD Offshore I	Messung	135.2	197.5	174.6	-	-	
Offshore I	Simulation	134.9(-0.3)	198.3(+0.8)	167.1(+1.5)	-	-	

1.3.4 Entwicklung von Szenarien zur Bauphasen-Entwicklung bis 2015

von Bernd Neddermann (DEWI)

Im Bereich der deutschen Nordsee wurden bis Ende 2013 dreißig Offshore-Windparks im Bereich der AWZ und zwei OWP im Küstenmeer genehmigt. Damit liegen Genehmigungen für den Bau und Betrieb von mehr als 2.000 Windenergieanlagen vor. Bis Ende 2013 waren jedoch erst drei Projekte in Betrieb und ein weiterer OWP vollständig errichtet, aber noch ohne Netzanschluss.

Im Rahmen der Untersuchung wurden ein zeitlich aufgelöstes Szenario zur Bauphasen-Entwicklung für die Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee bis 2015 und ein Ausblick zum weiteren Ausbau bis 2020 entwickelt. Im Szenario werden nur die bereits genehmigten OWP berücksichtigt. Eine zentrale Bedeutung für die zeitliche Auflösung des Szenarios hat die Verfügbarkeit des Netzanschlusses. Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes hat Ende 2012 zu einem grundlegenden Systemwechsel bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks geführt. Der bisherige individuelle Netzanbindungsanspruch des Projektträgers einer OWP-Planung wird nunmehr ersetzt durch die Planungsgrundlage für den geordneten Ausbau der Infrastruktur auf See auf Basis des "Bundesfachplans Offshore" und des "Offshore-Netzentwicklungsplans". Neben dem aktuell erreichten Fortschritt bei der Planung und Realisierung der einzelnen OWP-Planungen bilden deshalb die Festlegungen im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 eine wesentliche Grundlage für die Entwicklung des Szenarios.

Als Bewertungsmaßstab für den Planungsfortschritt dienen die von der Bundesnetzagentur festgelegten Kriterien für die Netzanbindung von Offshore-Windpark bzw. die auf dieser Basis zum Zeitpunkt der Studienbearbeitung bereits erteilten Netzanbindungszusagen.

Die Netzplanung im O-NEP 2013 basiert auf dem sog. "Start-Offshorenetz". Neben den schon betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungen umfasst das Start-Offshorenetz auch Maßnahmen zur Anbindung der OWP mit einer gültigen Netzanbindungszusage. Im O-NEP 2013 ist das geplante Jahr der Inbetriebnahme für die jeweiligen Netzanbindungsprojekte angegeben. Die Analyse zeigt, dass einige Netzprojekte (DolWin 3, BorWin 3 und BorWin 4) nicht vor 2017/2018 betriebsbereit sein werden. Darüber hinaus gibt es sieben weitere bereits genehmigte Offshore-Windparks, für die die Netzanbindung erst nach 2020 im Rahmen der Realisierung des "Offshore-Zubaunetzes" geplant ist.

Für die Dauer der Bauarbeiten zur Installation der Fundamente ist die Anzahl der Gründungsstrukturen maßgeblich. Bei der in den meisten Vorhaben geplanten Projektgröße von 80 WEA sieht das Szenario einen Gesamtzeitraum von fünf Quartalen zur Durchführung der Rammarbeiten vor. Beim Einsatz von Monopile-Fundamenten wird allerdings nur ein Zeitraum von vier Quartalen veranschlagt, da die Installation im Vergleich zu anderen Gründungsstrukturen weniger Aufwand erfordert. Für die Periode 2016-2020 wird angenommen, dass die Installation von 80 Fundamenten durch eine Optimierung der Logistik- und Montagekonzepte auf drei Quartale verkürzt werden kann.

Im Ergebnis zeigt die Analyse, dass im Zeitraum 2011-2015 mit Bauarbeiten zur Errichtung der Fundamente von insgesamt 15 Offshore-Windparks zu rechnen ist. Bei fünf Projekten konnte die Installation der Fundamente bis Ende 2013 bereits abgeschlossen werden, bei vier weiteren OWP werden aktuell Rammarbeiten durchgeführt (Stand: Anfang 2014). Nach der vorliegenden Abschätzung könnte bis 2020 der Bau von elf weiteren Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee erfolgen.

Im Rahmen einer Analyse der Planungen von Offshore-Windparks in den benachbarten Nordsee-Anrainerstaaten hat sich gezeigt, dass nur das grenznah zur deutschen AWZ gelegene 600 MW,,Gemini"-Projekt in den Niederlanden (gepl. Baubeginn Ende 2014) für die Betrachtung im Rahmen der Untersuchung relevant ist. Alle weiteren für die Baurealisierung 2011-2015 identifizierten OWP-Planungen liegen dagegen in großer Entfernung zur deutschen AWZ (ca. 300 km von FINO 1).

1.3.5 Erstellung von Lärmkarten auf Basis des Gesamtmodells

von Moritz Fricke (ISD)

Das entwickelte Berechnungsmodell wurde in einem weiteren Implementierungsschritt automatisiert, um ein prototypisches ganzheitliches Prognosewerkzeug zu erhalten. Neben der eigentlichen Berechnung umfasst die Automatisierung auch die Datenextraktion und Darstellung der Ergebnisse in Lärmkarten sowie die Darstellung als Immissionspegel über der Entfernung in verschiedenen Richtungen. Das automatisierte Berechnungsverfahren wird in Kapitel 0 anhand von Beispielrechnungen für die Bauvorhaben "GlobalTech 1" und "MeerWind" erläutert.

Für die Erzeugung von Lärmkarten, d.h. horizontalen Schnitten, wird eine Iteration der Berechnung für unterschiedliche Richtungen sowie eine räumliche Interpolation durchgeführt. Diese Art der Berechnung wird auch als Nx2D-Berechnung bezeichnet und ist eine im Bereich des Unterwasserschalls gängige Methode. Die Variable N bezeichnet dabei die Anzahl an vertikalen Schnitten in radialer Richtung.



Abbildung 6: Beispielhafte Lärmkarten mit Bathymetrie für den Windpark MeerWind; links: SEL in 2m über Grund, rechts: SEL in halber Wassertiefe

Abbildung 6 zeigt die berechnete Lärmkarte für den Windpark "MeerWind", der ca. 24 km nordwestlich von Helgoland liegt. Als Interpretationsgrundlage für die Richtungsabhängigkeit der Immissionspegel hat es sich als zweckmäßig erwiesen, stets die Bathymetrie als Zusatzinformation in die Lärmkarten zu integrieren, wie in Abbildung 6 als schwarze Höhenlinien dargestellt. Es zeigt sich, dass aufgrund des in Richtung Nordost ansteigenden Meeresbodens die Übertragungsverluste in dieser Richtung höher und die Immissionspegel somit niedriger als in der Gegenrichtung ausfallen.

Ferner wird aus Abbildung 6 ersichtlich, dass im größeren Entfernungsbereich der Pegel in Bodennähe (linke Karte) niedriger als in halber Wassertiefe (rechte Karte) ist. Dieses Ergebnis steht zunächst im Widerspruch zu den im Windpark BARD Offshore I gemessenen Schalldruckpegeln, die zeigen, dass der Pegel in Bodennähe höher als in halber Wassertiefe ist. Bei genauerer Betrachtung stehen diese Ergebnisse jedoch nicht im Widerspruch, wie aus den in Abbildung 7 dargestellten Pegelverläufen über der Entfernung für die Haupthimmelsrichtung in halber Wassertiefe und in einer Höhe von 2m über Grund ersichtlich wird. Es zeigt sich, dass im niedrigen Entfernungsbereich (hier bis ca. 4 km) der Pegel in einer Höhe von 2 m über Grund etwa 2 dB höher als der Pegel in halber Wassertiefe ist. Dieses Berechnungsergebnis steht somit nicht im Widerspruch, sondern im Einklang mit den im Windpark BARD Offshore I in diesem niedrigen Entfernungsbereich gewonnenen Messergebnissen. Im Gegensatz dazu gilt für den Entfernungsbereich oberhalb von 4 km, dass der berechnete Pegel in einer Höhe von 2 m über Grund niedriger ist als in halber Wassertiefe ausfällt. Dieses Berechnungsergebnis konnte im Rahmen des Vorhabens jedoch nicht anhand von Messdaten überprüft werden, da keine messtechnischen Untersuchungen zur Tiefenabhängigkeit des Immissionspegels im größeren Entfernungsbereich bekannt sind.



Abbildung 7: Pegelverläufe als Funktion der Entfernung für die Haupthimmelsrichtungen in einer Höhe von 2 m über Grund und in halber Wassertiefe

1.4 Ausblick

von Moritz Fricke (ISD)

Das im Rahmen des Vorhabens entwickelte Gesamtmodell für die Vorhersage hydroakustischer Immissionen infolge Rammarbeiten konnte bis in eine Entfernung von 20 km validiert werden. Es ist jedoch zu vermuten, dass das Modell die entfernungsabhängige Pegelabnahme im sehr tiefen Frequenzbereich überschätzt. Aus den Beobachtungen leitet sich die Fragestellung ab, ob der Boden bei diesen großen Ausbreitungsentfernungen als elastisches Medium abgebildet werden muss, um die Übertragungsverluste im tieffrequenten Bereich genauer wiederzugeben.

Das verwendete räumlich gemittelte geotechnische Modell des Nordseeuntergrundes stellt eine Vereinfachung hinsichtlich der räumlichen Varianz der Bodenschichtung dar. Das implementierte Berechnungsmodell lässt grundsätzliche eine Veränderlichkeit der Bodeneigenschaften entlang der Ausbreitungsrichtung zu. Es bleibt zu untersuchen, ob eine räumliche Verfeinerung der Bo-

denbeschreibung zu einer weiteren Verbesserung der Berechnungsergebnisse führt. Eine solche Bodenbeschreibung bzw. –kartierung sollte jedoch unter der Maßgabe erfolgen, dass öffentlich zugängliche Eingangsdaten verwendet werden, um die Überprüfbarkeit der Berechnungsergebnisse zu gewährleisten.

Für die Erarbeitung einer praxistauglichen Prognosevorschrift, die gleichermaßen von Behörden, Bauunternehmen und Umweltverbänden angewendet werden kann, bietet es sich an, auf der Basis des implementierten Verfahrens Parameter- und Fallstudien durchzuführen, die dann in Form von vereinfachten Formel oder Tabellen zusammengefasst werden, um die Lücke zwischen komplexen numerischen Berechnungsverfahren und einfachen Prognosewerkzeugen zu schließen.

Grundlagen

2 Grundlagen

2.1 Akustische Grundlagen

2.1.1 Schallfeld- und Pegelgrößen

von Moritz Fricke (ISD)

Schall ist eine ortsabhängige Schwankung des Drucks in einem Medium, die dem Umgebungsdruck überlagert ist. In einer ebenen Schallwelle im Wasser werden die Wassermoleküle orts- und zeitanhängig mit einer Schnelle v aus ihrer Ruhelage ausgelenkt. Durch die zeitvariante lokale Verdichtung bzw. Verdünnung des Wassers entsteht ein ebenfalls orts- und zeitabhängiger Schallwechseldruck p, der sich dem hydrostatischen Druck überlagert und im Falle der ebenen Welle mit der Schnelle konphas ist. Der Quotient

$$Z = \frac{p}{v} = \rho c \quad (\approx 1500 \frac{m}{s} \cdot 1000 \frac{kg}{m^3} \text{ für Wasser})$$
(1)

wird als Wellenwiderstand oder akustische Impedanz des Medium bezeichnet. Darin ist c die Schallgeschwindigkeit und ρ die Dichte. Für die Reflexion einer Schallwelle am Übergang zwischen zwei unterschiedlichen Medien (z.B. Wasser-Luft, Wasser-Boden) ist der Unterschied zwischen den Impedanzen beider Medien von Bedeutung. Trifft eine Schallwelle unter einem Winkel θ_1 zur Flächennormalen auf eine Grenzfläche zwischen zwei Medien unterschiedlicher Impedanz, so wird ihre Intensität zu einem Anteil von

$$R = \sqrt{\alpha_R} = \frac{Z_2 \cos(\theta_1) - Z_1 \sqrt{1 - \left(\frac{c_2}{c_1} \sin(\theta_1)\right)^2}}{Z_2 \cos(\theta_1) + Z_1 \sqrt{1 - \left(\frac{c_2}{c_1} \sin(\theta_1)\right)^2}}$$
(2)

reflektiert. R wird als Reflexionsfaktor und α_R als Reflexionsgrad bezeichnet. Ein Anteil von

$$\alpha_T = 1 - \alpha_R$$

(3)

der Energie der einfallenden Welle wird durch die Grenzfläche transmittiert. An der Wasseroberfläche kann aufgrund des hohen Impedanzunterschiedes zwischen Wasser und Luft in guter Näherung eine vollständige Reflexion angenommen werden. An der Wasser-Boden-Grenzschicht liegt im Allgemeinen ein weniger stark ausgeprägter Impedanzkontrast vor. Reflexions- und Transmissionsgrad an der Wasser-Boden-Grenzschicht hängen stark vom Sedimenttyp ab. Tabelle 4 zeigt, dass mit einer Abnahme der Korngröße eine Verringerung des Reflexionsgrades und eine Erhöhung des Transmissionsgrades einhergehen. Im Bereich der Nordsee liegt überwiegend eine Mischung aus Grob-, Mittel- und Feinsand mit gelegentlichen Anteilen von Schluff vor [1].

Sedimenttyp	Relative Dichte	Relative Schallge- schwindigkeit	Impedanz- sprung	Reflexions- grad	Transmissions- maß $\alpha_t = 1 - \alpha_r$
	$\rho_2/\rho_1 = m$	$c_2/c_1=1/n$	Z_2/Z_1	α_r	$10\log(\alpha_t)/dB$
Kontinentales Randmeer					
Grober Sand	1,99	1,20	2,38	0,16	-0,79
Feiner Sand	1,90	1,15	2,18	0,13	-0,64
Sehr feiner Sand	1,82	1,12	2,04	0,12	-0,54
Schlammiger Sand	1,74	1,08	1,88	0,09	-0,42
Sandiger Schlick	1,74	1,08	1,88	0,09	-0,42
Schlick	1,71	1,06	1,81	0,083	-0,38
Sand Schlick Lehm	1,56	1,03	1,61	0,055	-0,24
Lehmiger Schlick	1,46	1,01	1,47	0,036	-0,16
Schlammiger Lehm	1,39	0,994	1,38	0,025	-0,11

Tabelle 4: Kennwerte für verschiedene Sedimentarten für kontinentale Randmeere [3]

Aufgrung der schnellen Veränderlichkeit des Schallfeldes und des hohen Dynamikumfangs von akustischen Ereignissen werden Geräusche in der Regel nicht durch den Schalldruck oder die Schallschnelle direkt, sondern durch Mittelung und Logarithmierung in Form eines Pegel in dB (Dezibel) angegeben. Die üblichen Pegelmaße für die Quantizierung von Unterwasserschall sind z.B. in der Messvorschrift für Unterwasserschallmessungen des BSH zusammengefasst [4]. Es wird unterschieden zwischen

- Einzelereignispegel SEL bzw. L_E
- Äquivalenten Dauerschallpegel L_{eq}
- Spitzenpegel L_{peak.}

Der Einzelereignispegel SEL wird berechnet durch energetische Mittelung des Schalldruckes über die Dauer des Schallereignisses (vgl. Abbildung 8) und ist definiert als

$$SEL = 10 \cdot \log_{10} \left[\frac{1}{T} \int_{T_0}^{T_1} \frac{p^2(t)}{p_0^2} dt \right]$$

(4)

mit der Bezugszeit T₀=1s und den Anfangs- bzw. Entzeiten T₁ und T₂, zwischen denen das Ereignis stattfindet. Der Bezugsschalldruck p₀ beträgt bei Unterwasserschall 1 μ Pa.

Die Berechnung des äquivalenten Dauerschallpegels L_{eq} ähnelt der Berechnung des SEL, jedoch wird die Bezugszeit T₀ durch die Dauer T der Mittelung ersetzt:

$$L_{eq} = 10 \cdot \log_{10} \left[\frac{1}{T} \int_{0}^{T} \frac{p^{2}(t)}{p_{0}^{2}} dt \right]$$

(5)

Der SEL und der L_{eq} können unter Kenntnis der Anzahl der Rammschäge innerhalb der Mittelungszeit T anhand der Gleichung

$$SEL = 10 \cdot \log_{10} \left[10^{\frac{L_{eq}}{10}} - 10^{\frac{L_{N}}{10}} \right] - 10 \cdot \log_{10} \left[\frac{nT_0}{T} \right]$$

(6)

(8)

ineinander umgerechnet werden [4]. L_N bezeichnet den Stör- bzw. Hintergrundpegel. Bei einem hinreichend großen Signal- zu Rauschabstand kann der Störterm vernachlässigt werden und es ergibt sich die Näherung

$$SEL \approx L_{eq} - 10 \cdot \log_{10} \left[\frac{nT_0}{T} \right].$$
(7)

Im Gegensatz zum SEL und zum L_{eq} wird zur Bestimmung des Spitzenpegel L_{peak} keine zeitliche Mittelung vorgenommen. Aus der Berechnungsvorschrift

$$L_{peak} = 20 \cdot \log_{10} \left[\frac{\max(|p(t)|)}{p_0} \right] = 20 \cdot \log_{10} \left[\frac{p_{peak}}{p_0} \right]$$

wird ersichtlich, dass lediglich das Maximum des Druckbetrages logarithmiert wird. Die verwendeten Zeitgrößen und der Spitzenpegel sind in Abbildung 8 an einem beispielhaften Rammimpuls dargestellt.



Abbildung 8: Beispiel eines Schalldruckverlaufs für einen einzelnen Rammschlag; oben: Schalldruckverlauf und Mittelungsintervall für den SEL; unten: Betrag des Schalldruckverlaufs und Bestimmung des Spitzenpegels

2.1.2 Flachwasser-Schallausbreitung

von Moritz Fricke (ISD)

Im Bereich des Unterwasserschalls nimmt die Flachwasser-Schallausbreitung eine gesonderte Stellung ein, da der Einfluss der vertikalen Ränder des Ausbreitungsraumes (d.h. Meeresoberfläche und Boden) auf die Schallausbreitung von besonderer Bedeutung ist. Zur Abgrenzung zwischen Flach- und Tiefwasser in Bezug auf Schallausbreitungsberechnungen werden üblicherweise zwei Kriterien herangezogen, die im Folgenden als das hypsometrische und das akustische Kriterium bezeichnet werden [5].

Nach dem (weichen) hypsometrischen Kriterium liegt dann ein Flachwasser-Problem vor, wenn die Wassertiefe weniger als 200 m beträgt [5]. Das Kriterium bedient sich folglich nur der absoluten Wassertiefe und stellt keinen Bezug zu den betrachteten Wellenlängen bzw. Frequenzen her. Betrachtet man einen hochfrequenten akustischen Sender mit einer Sendefrequenz von 500 kHz, so beträgt die Wellenlänge in Wasser ca. 3 mm. Bei einer angenommenen Wassertiefe von beispielsweise 150 m, also einem Flachwasser-Problem nach dem hypsometrischen Kriterium, ergibt sich ein Verhältnis von Wellenlänge zu Wassertiefe von ca. 200000.

Das akustische Kriterium bedient sich eben diesem Bezug zwischen Wellenlänge und Wassertiefe. Es besagt, dass ein Flachwasser-Problem dann vorliegt, wenn Wellenlänge und Wassertiefe in etwa in einer Größenordnung liegen oder die Wellenlänge groß im Verhältnis zur Wassertiefe ist [5]. Nach dem akustischen Kriterium liegt also bei obigem Beispiel kein Flachwasser-Problem vor.

In der Nordsee bzw. in den Planungsgebieten von Windparks innerhalb der deutschen AWZ liegen Wassertiefen von ca. 20-50m vor. Wie messtechnische Untersuchungen zeigen (z.B. [6]), zeigt die spektrale Verteilung von Rammschallereignissen die höchsten Energien im Bereich zwischen etwa 100 und 500 Hz, d.h. Wellenlängen von 3 bis 15 m. Diese grobe Abschätzung verdeutlicht, dass so-wohl nach dem hypsometrischen als auch nach dem akustischen Kriterium ein Flachwasser-Problem vorliegt.

Der wesentliche Effekt der Wasseroberfläche auf die Flachwasser-Schallausbreitung ist eine zunehmende Ausbreitungsdämpfung mit zunehmender Windgeschwindigkeit und zunehmender Frequenz. Dieser Zusammenhang liegt darin begründet, dass mit zunehmender Windgeschwindigkeit die Rauigkeit der Wasseroberfläche durch Wellen und somit die akustische Rückstreuung zunimmt. Ferner werden durch die Interaktion von Wellen und Wind Luftblasen in die oberflächennahe Wasserschicht eingetragen, die eine Erhöhung des Absorptionskoeffizienten und eine Verringerung der effektiven Schallgeschwindigkeit bewirken. Eine umfassende messtechnische Untersuchung sowie die empirische Ableitung einer Gesetzmäßigkeit zur Abschätzung der windabhängigen Übertragungsverluste wurden erstmals durch Weston und Ching (1989) [7] beschrieben und z.B. in [8], [9] und [10] durch numerischer Methoden charakterisiert. Als Abschätzungsgrundlage zur Beurteilung von windabhängigen Oberflächeneffekten wird hier die gemittelte Formel nach Weston und Ching

$$\alpha = 1.54 \cdot 10^{-5} \cdot f^{1.5} \cdot W^4; \ [\alpha] = dB / km$$

(9)

herangezogen [7]. Darin ist f die Frequenz in kHz und W die Windgeschwindigkeit in m/s. Bei dem im Rahmen der Modellbildung betrachten Frequenzbereich bis ca. 1,1 kHz ergibt sich aus dieser Abschätzungsformel der in Abbildung 9 dargestellte Zusammenhang zwischen dem windabhängigem Übertragungsverlust und der Windgeschwindigkeit.



Abbildung 9: Abhängigkeit der entfernungsbezogenen windbedingten Ausbreitungsverluste von der Windgeschwindigkeit nach [7]

Abbildung 9 verdeutlicht die starke Zunahme der windabhängigen Übertragungsverluste von der Windgeschwindigkeit. Zur Abschätzung der Relevanz windabhängiger Oberflächeneffekte für Rammschall wird hier eine maximale Windgeschwindigkeit von 10 m/s (entspricht ca. Windstärke 5 Bft) angenommen, bis zu der Rammarbeiten durchgeführt werden können. Wie aus Abbildung 9 hervorgeht, ergibt sich unter dieser Annahme ein entfernungsbezogener Übertragungsverlust von etwa 0.15 dB/km für eine Frequenz von 1 kHz und 0.02 dB/km für eine Frequenz von 200 Hz. Über einen Ausbreitungsweg von 20 km bedeutet dies einen Übertragungsverlust von 3 dB bzw. 0,4 dB. An dieser Stelle sei angemerkt, dass dieser Übertragungsverlust zusätzlich zur geometrischen Pegelabnahme zu verstehen ist und nicht den absoluten Übertragungsverlust beschreibt.

Die bei Rammarbeiten im größeren Entfernungsbereich (z.B. in einer Entfernung von 20 km) gemessenen Übertragungsverluste sind jedoch z.T. erheblich größer als die durch die einfache Formel nach Thiele und Schellstede [11] prognostizierten Übertragungsverluste (vgl. [12]) . Da ausgehend von obiger Abschätzung anzunehmen ist, dass in dem hier betrachteten Frequenzbereich (<1.1 kHz) der Einfluss der Wasseroberfläche vernachlässigbar ist, sind die höheren gemessenen Übertragungsverluste in größeren Entfernung auf den Einfluss des Meeresboden zurückzuführen. Den Schallwellen im Wasser wird durch kontinuierlichen Energieübertrag in den Boden Energie entzogen. Da die Dämpfung im Boden erheblich höher als im Wasser ist, werden die Wellenanteile im Boden schneller dissipiert als im Wasserkörper. Im sehr tiefen Frequenzbereich, üblicherweise im Bereich von wenigen 10Hz, kommt es zusätzlich zum sogenannten Tieffrequenz-Cutoff. Im Frequenzbereich unterhalb der Grenzfrequenz

$$f_0 = \frac{c_{Wasser}}{4h} \sqrt{\frac{1}{1 - (c_{Wasser}/c_{Boden})^2}}$$

(10)

mit der Wassertiefe h und den Schallgeschwindigkeiten c von Wasser und Boden findet keine weitreichende Schallausbreitung mehr statt [13]. Formel (10 stellt eine gewisse Vereinfachung dar, veranschaulicht jedoch den Zusammenhang zwischen Wassertiefe, Grenzfrequenz und der Schallgeschwindigkeit im Boden, wie in Abbildung 10 dargestellt.



Abbildung 10: Abhängigkeit der Übertragungsverluste von Wassertiefe und Schallgeschwindigkeit im Boden

Der Zusammenhang zwischen der Grenzfrequenz und der Schallausbreitung kann zu der falschen Vorstellung verleiten, dass unterhalb der Grenzfrequenz gar keine Schallausbreitung möglich ist und mit Erreichen der Grenzfrequenz eine ungedämpfte Schallausbreitung stattfindet. Vielmehr nimmt die Dämpfung des ersten Ausbreitungsmodes im Bereich der Grenzfrequenz mit zunehmender Frequenz kontinuierlich ab. Mit weiter zunehmender Frequenz werden höhere Moden ausbreitungsfähig, so dass genau genommen nicht eine einzelne Grenzfrequenz, sondern eine Reihe von Grenzfrequenzen für die Anzahl an ausbreitungsfähigen Moden existiert.

Es ist festzuhalten, dass die korrekte Abbildung des Bodens im numerischen Modell von erheblicher Bedeutung ist, wenn die Übertragungsverluste bis in größere Ausbreitungsentfernungen betrachtet werden. Aufgrund der einfachen Abschätzung nach Weston und Ching (1989) kann in erster Näherung und in dem hier betrachteten Frequenzbereich davon ausgegangen werden, dass windabhängige Oberflächeneffekte einen untergeordneten Einfluss auf die Übertragungsverluste spielen. Diese Annahme gilt insbesondere für den pegelbestimmenden Frequenzbereich von wenigen 100 Hz. Darüber hinaus ist die Vernachlässigung von Oberflächeneffekten notwendig, da die Windgeschwindigkeit bei Bauvorhaben nicht vorhergesagt werden kann.

2.1.3 Schallabstrahlung bei Offshore-Pfahlrammungen

von Moritz Fricke (ISD)

In Analogie zu der in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen qualitativen Charakteristik des Ausbreitungspfades wird in diesem Unterkapitel eine qualitative Beschreibung der Quelle, d.h. der Schallabstrahlung bei Offshore-Pfahlrammungen, gegeben. Da der Aufbau und die Massenverteilung des Rammhammers von großer Bedeutung für die hydroakustische Prognose sind, wird zunächst der generelle Aufbau moderner Rammhammer erläutert.

Bei der Mehrzahl der in den deutschen AWZ errichteten Windparks werden Impulsrammungen zur Verankerung der Gründungskonstruktion im Meeresboden durchgeführt. Als Rammgerät kommen dabei moderne hydraulische Rammgeräte wie in Abbildung 11 dargestellt zum Einsatz. Der aktive

Teil des Rammhammers, d.h. ohne Gehäuse und Pfahlführung ("Sleeve"), besteht aus dem Rammkörper ("Ram") und der sog. Ramm- oder Schlaghaube ("Anvil").



Abbildung 11: 3D-Schnittbild zur Veranschaulichung des Aufbau eines hydraulischen Rammhammers; [Quelle: IHC Merwede]

Zu Beginn eines Rammschlages wird der Rammkörper hydraulisch auf die erforderliche Ausgangshöhe gehoben. Nach Auslösung wird er zum einen durch den von oben wirkenden hydraulischen Druck, zum anderen durch die Gewichtskraft nach unten beschleunigt und trifft mit einer Endgeschwindigkeit von

$$v_0 = \sqrt{\frac{2 \cdot E_{kin}}{m_h}}$$

(11)

auf die auf dem Pfahlkopf ruhende Schlaghaube. E_{kin} bezeichnet die kinetische Energie des Rammkörpers zum Zeitpunkt des Auftreffens, die im Allgemeinen auch Rammenergie genannt wird. Mit m_h wird die Masse des Rammkörpers bezeichnet. Die Schlaghaube erfüllt den Zweck, die vom auftreffenden Rammkörper eingeleitete Kraft auf den Pfahlkopf zu übertragen. Abbildung 11 verdeutlicht, dass der Rammkörper als ein sehr schlanker, hoher Stahlzylinder ausgeführt ist. Einfache Modelle zur Berechnung der Kontaktkraft zwischen Schlaghaube und Pfahl bilden den Rammkörper als eine konzentrierte Punktmasse ab (vgl. [14]). Diese Vereinfachung ist zulässig, solange der betrachtete Frequenzbereich hinreichend niedrig ist. In Abhängigkeit von der Höhe des Rammkörper aus, die durch eine konzentrierte Punktmasse nicht abgebildet werden. Zur Berechnung des Zeitverlaufs der Kontaktkraft, auch Krafteinleitungsfunktion genannt, wurde in diesem Vorhaben daher ein verbesserter Ansatz entwickelt, der ein Abschnitt 3.3 beschrieben wird.

Durch die von der Schlaghaube am Pfahlkopf eingeleitete Kraft bildet sich eine abwärtslaufende Kompressionswelle im Pfahl aus, die durch die Ringdehnung des Pfahls und die Querkontraktion innerhalb der Pfahlwand zur Schallabstrahlung in den angrenzenden Wasserkörper führt. Eine detaillierte Beschreibung der Abstrahlungscharakteristik findet sich in [15]. Aufgrund der unterschiedlichen Kompressionswellengeschwindigkeiten im Pfahl und im Wasserkörper bildet sich die erste Wellenfront in Form eines rotationssymmetrischen abwärtsgerichteten Kegels unter dem Winkel

$$\varphi_w = \arcsin(c_w/c_p) \approx 18^\circ$$

(12)

aus [15]. Darin ist c_w die Schallgeschwindigkeit in Wasser und c_p die Schallgeschwindigkeit in dem von Wasser umgebenen Pfahl.



Abbildung 12: Schematische Darstellung der abwärtslaufenden Kompressionswelle im Pfahl und der entstehenden ersten Wellenfront beim Rammvorgang (vgl. [15])

Die Wellenfront trifft am Beginn des Einbindungsbereiches auf die Wasser-Boden-Grenzschicht und wird zum Teil in den Wasserkörper zurückreflektiert und zum Teil in den Boden transmittiert. Ferner wird die im Pfahl laufende Kompressionswelle am Beginn des Einbindungsbereiches zurückreflektiert und bildet eine sekundäre Wellenfront aus. Schließlich wird die abwärtslaufende Kompressionswelle im Pfahl am Pfahlfuß reflektiert und bildet eine weitere Wellenfront in Wasser und Boden aus [15]. Die Intensität der einzelnen Wellenfronten sowie das Abklingverhalten des Pfahls hängen dabei maßgeblich von den Eigenschaften des Bodens ab. Für die Entwicklung des numerischen Modells bedeutet dies, dass sowohl der Pfahl als auch der angrenzenden Boden mit ihren jeweiligen akustischen Eigenschaften abgebildet werden müssen, um sowohl die Schallabstrahlung in den Wasserkörper als auch den Energieübertrag in den Boden zu berücksichtigen.

2.2 Numerische Berechnungsverfahren

2.2.1 Quellenberechnung anhand der Finite-Elemente-Methode (FEM)

von Moritz Fricke (ISD)

Für die Implementierung eines durchgängig physikalisch basierten Verfahrens für hydroakustische Immissionsprognosen bei Rammarbeiten ist die Berechnung der Wellenausbreitung im Rammpfahl und der dadurch hervorgerufenen Schallabstrahlung vom Rammpfahl erforderlich. Während für die reine Schallabstrahlungsberechnung grundsätzlich sowohl die Finite-Elemente-Methode (FEM) als auch die Randelemente-Methode (BEM) geeignet sind, erfordert die Berechnung der Wellenausbreitung im Rammpfahl, d.h. die Strukturantwort auf die eingeleitete Stoßkraft, die Berechnung mithilfe der FEM.

Im Rahmen des Vorhabens "Schall 3" (FKZ 0327645) wurde am ISD ein FE-Modell für die Optimierung der Rammparameter hinsichtlich der akustischen Immissionen im Nahbereich entwickelt. Das Modell bedient sich der für diese Fragestellung zulässigen Vereinfachung, dass der Einfluss des Boden auf das Verhalten des Pfahls durch Feder-Dämpfer-Elemente abgebildet wird [16]. Die Schallabstrahlung vom Pfahl in den Boden wird jedoch nicht abgebildet, so dass das Verfahren nicht für eine direkte Kopplung an Schallausbreitungsberechnungen für größere Entfernungen geeignet ist.

In der Arbeit von Reinhall und Dahl (2010) [15] wird ein FE-Modell beschrieben, dass sowohl die Schallabstrahlung in den Wasserkörper als auch in den Boden berücksichtigt. Die Krafteinleitungsfunktion wird dabei als exponentielle Stoßfunktion der Form

$$p(t) = p_{\max} \cdot e^{-t}$$

(13)

mit empirisch ermittelten Parametern Maximaldruck p_{max} und Abklingkonstante τ angenommen. Die Ergebnisse der Validierung mithilfe eines pfahlnahen Hydrophon-Arrays zeigen, dass die Schallabstrahlung vom Pfahl durch das FE-Modell hinreichend genau abgebildet wird, um die Kopplung an die Ausbreitungsberechnung durchzuführen. Zur Durchführung der Ausbreitungsberechnung wird das "Range-dependent Acoustic Model" (RAM) nach Collins (1993) [17] verwendet, das auf der Methode der parabolischen Gleichungen (PE) beruht. Da mit der Software RAM lediglich das durch eine Punktquelle hervorgerufene Schallfeld berechnet werden kann, wird die Quelle, d.h. der Pfahl, als eine Reihe von Punktquellen entlang der Pfahlachse beschrieben, deren resultierendes Schallfeld im Nahbereich mit dem durch das FE-Modell berechneten Feld übereinstimmt. Die Ausbreitungsberechnung erfolgt dann für jede Punktquelle einzeln. In einer Nachlaufrechnung werden die Schallfelder der Einzelquellen überlagert, um das Schallfeld des Punktquellen-Arrays zu erhalten. Durch die hohe Anzahl an benötigten Punktquellen wird das Verfahren jedoch sehr rechenintensiv, so dass für die Realisierung eines effizienten Prognoseverfahrens ein verbesserter Kopplungsansatz erforderlich ist. Ferner ist es erforderlich, die Krafteinleitungsfunktion auf Grundlage der Eigenschaften des Rammhammers mathematisch zu beschreiben, um die Übertragbarkeit auf andere Rammhämmer zu gewährleisten.

In der Arbeit von Zampolli et al. (2013) [18] werden die an einem Testpfahl gemessene Beschleunigungsverläufe und die im Wasserkörper im Abstand von 5m und 68m gemessenen Schalldrücke im Sinne einer systemtheoretischen Beschreibung in Verbindung gebracht. Die Ergebnisse werden verwendet, um eine stufenweise Validierung eines FE-Modells durchzuführen. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass eine quantitative Vorhersage von Rammschallimmissionen möglich ist, wenn die Krafteinleitungsfunktion bekannt ist [18]. Diese Aussage unterstreicht erneut die Notwendigkeit, die Krafteinleitungsfunktion auf Basis der Physik des Rammhammers zu beschreiben.

Sowohl in [18] als auch in [15] wird der Boden im FE-Modell als Fluid abgebildet. Da ein Fluid keine Scherkräfte aufnehmen kann, wird die Dämpfung des Pfahl durch den Boden in [18] durch die empirische Erhöhung der Kompressions- und Scherwellendämpfung im Pfahl im Bereich der Einbindung berücksichtigt.

Im Rahmen des vom BMU geförderten Vorhabens "BORA – Berechnung von Offshore Rammschall" (FKZ 0325421A/B/C) wird ein Berechnungsmodell für Rammschall entwickelt, das die Schallabstrah-

lung vom Pfahl mit und ohne Verwendung einer Schallminderungsmaßnahmen sowie die Schallausbreitung abbildet [19]. Die verfolgten Ansätze basieren auf der Schallabstrahlungsberechnung auf Basis der FEM und Kopplung an eine Ausbreitungsberechnung auf Basis der Wellenzahl-Integration [20].

Ausgehend von den beschriebenen Vorarbeiten wird festgehalten, dass für eine präzise Berechnung der Schallabstrahlung vom Pfahl die Vorhersage der Krafteinleitungsfunktion am Pfahlkopf von großer Wichtigkeit ist. Ferner ist es erforderlich, den angrenzenden Boden als elastisches Medium zu modellieren, um die Wirkung der Scherdehnung im Einbindungsbereich auf die Dämpfung des Pfahls physikalisch begründbar abzubilden.

2.2.2 Hydroakustische Ausbreitungsberechnung

von Moritz Fricke (ISD)

Die im vorherigen Abschnitt zusammengefassten Ansätze zur Berechnung der Schallabstrahlung vom Pfahl erfordern mit zunehmender Modellgröße, d.h. radialer Ausdehnung, enorme Rechenzeiten und sind daher nur für sehr kleine Entfernungen von wenigen 10 m realistisch einsetzbar. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Boden als elastisches Medium abgebildet wird, da durch die geringen Scherwellenlängen eine feine räumliche Diskretisierung des Bodens erforderlich ist.

Zur Berechnung der Schallausbreitung bis in größere Entfernungen existiert eine Reihe von Ansätzen, die zusammenfassend in Tabelle 5 dargestellt und entsprechend Ihrer Anwendungsgrenzen bewertet sind. Die Tabelle ist zunächst aufgeteilt in Flach- und Tiefwasser, wobei das hypsometrische Kriterium angewendet wurde (vgl. Abschnitt 2.1.2). Die feinere Unterteilung geschieht nach dem Kriterium des Frequenzbereichs (f_g =500 Hz) sowie nach entfernungsabhängigen (RD) und entfernungsunabhängigen (RI) Ausbreitungsumgebungen. Entfernungsabhängigkeit bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sich die Eigenschaften des Ausbreitungsraums (z.B. Wassertiefe, Bodenbeschaffenheit) mit der Entfernung verändern können.

Für die Schallausbreitungsberechnung für Rammarbeiten in der deutschen AWZ gilt im Allgemeinen, dass ein tieffrequentes Flachwasser-Problem vorliegt (vgl. Tabelle 5, grüner Rahmen). Darüber hinaus muss in Hinsicht auf die großen zu betrachtenden Ausbreitungsentfernungen die Entfernungsabhängigkeit (RD) berücksichtigt werden. Nach Tabelle 5 ist die Methode der parabolischen Gleichungen (PE) dafür am besten geeignet. Bedingt geeignet ist der Normal-Moden-Ansatz für RD-Probleme, da Veränderungen der Eigenschaften des Ausbreitungsraumes mit der Entfernung nur unter erheblichem Mehraufwand in der Implementierung berücksichtigt werden können [21].

Es sei angemerkt, dass der Ansatz der parabolischen Gleichungen nach Tabelle 5 aufgrund des hohen Berechnungsaufwandes nicht für Frequenzen oberhalb von 500 Hz geeignet ist. Diese Einschränkung ist unter Berücksichtigung der heute verfügbaren Rechenleistung vernachlässigbar.

				Applica	ations			
Madelhane	0.1	Shallo	w water			Deep	water	
model type	Low frequency		High frequency		Low fr	Low frequency		equency
	RI	RD	RI	RD	RI	RD	RI	RD
Ray theory	0	0	0	•	•	•	٠	•
Normal mode	•	0	٠	•	٠	•	0	0
Multipath expansion	0	0	0	0	0	0	٠	0
Fast field	٠	0	٠	0	٠	0	0	0
Parabolic equation	0	٠	0	0	0	•	•	0
	Low frequ	ency (< 50	0 Hz)	RI: R	lange-inde	ependent e	nvironme	nt
Parabolic equation	O Hz)	O BI: B	① tange-inde	ependent e	nvironmer	I		

Tabelle 5: Übersicht und Eignungsbereiche verschiedener hydroakustischer Verfahren zur Ausbreitungsberechnung, aus [5]

O Neither applicable nor practical

Zur Schallausbreitungsberechnung auf Grundlage der parabolischen Gleichungen sind die beiden Software-Tools "RAM" und "MMPE" (Monterey-Miami Parabolic Equation) frei verfügbar. Die beiden Verfahren bedienen sich unterschiedlicher mathematischer Lösungsverfahren, auf die in Kapitel 3.4 näher eingegangen wird. Beiden Programmen ist gemein, dass mit ihnen lediglich das Schallfeld einer beim Radius R=0 positionierten Punktquelle berechnet wird. Wie bereits erläutert wurde, müsste unter Verwendung dieser Verfahren der Rammpfahl als äquivalentes Punktquellen-Array abgebildet werden. Für eine effiziente Kopplung zwischen Quellen- und Ausbreitungsberechnung wurde im Rahmen dieses Vorhabens daher eine angepasste Implementierung der PE-Methode sowie des Kopplungsverfahrens entwickelt, das in Kapitel 3 beschrieben wird.

2.3 Geoakustische Beschreibung des Meeresbodens

von Moritz Fricke (ISD)

Wie in Abschnitt 2.1.2 erläutert wurde, ist die Beschreibung der akustischen Eigenschaften des Meeresbodens für die Ausbreitungsberechnung von besonderer Bedeutung. Neben der Kenntnis der ingenieurgeologischen Informationen zur Korngrößenverteilung und Lagerungsdichte ist für die Beschreibung der akustischen Eigenschaften die Korrelation zwischen geotechnischen und akustischen Kenngrößen erforderlich, auf die im Folgenden eingegangen wird.

Aufgrund der großen betrachteten Ausbreitungsentfernungen und der mangelnden Verfügbarkeit an flächendeckenden Informationen über den Sedimentaufbau des Nordseeuntergrundes wurde im Rahmen des Vorhabens in Abstimmung mit dem Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ein vereinfachtes, räumlich gemitteltes geotechnisches Modell für den Untergrund bis 50m Tiefe erarbeitet. Als Datengrundlage dienten dabei die Ergebnisse des Forschungsvorhabens "Geopotential Deutsche Nordsee" (GPDN, Modul B), das in Zusammenarbeit zwischen der BGR, dem LBEG und dem BSH durchgeführt wurde.



Abbildung 13: Bathymetrie und Einteilung der Deutschen Bucht in die bodentechnischen Großbereiche D1, D2 und D3 nach [1]

Für genauere Information über die im Rahmen des Projektes GPDN durchgeführten Untersuchungen des Nordsee-Untergrundes sei auf [1] verwiesen. Als zentrales Ergebnis wird in [1] eine Differenzierung des deutschen Nordseeraumes in drei charakteristische Regionen vorgeschlagen, die in Abbildung 13 und Tabelle 6 als D1, D2 und D3 bezeichnet sind. Der Bereich D1 umfasst die westliche Deutsche Bucht und wird in Richtung Nord-Osten durch das Elbe-Urstromtal (D2) begrenzt. Der charakteristische Sedimentaufbau umfasst hier eine marine Deckschicht von einer mittleren Mächtigkeit von 2m mit leichtem Schluffanteil, gefolgt von mehreren zunehmend dicht gelagerten Schichten aus einer Feinsand-/Mittelsand-Mischung. Im Bereich D2, also dem Elbe-Urstromtal weist die Deckschicht eine höhere Mächtigkeit von ungefähr 6m mit einem hohen Schluff-Anteil auf. Nordöstlich des Elbe-Urstromtals schließt sich der Bereich der östlichen Deutschen Bucht (D3) an. Im Vergleich zum Bereich der westlichen Deutschen Bucht wird der Aufbau des Untergrundes in D3 in [1] als wesentlich inhomogener beschrieben. Die Deckschicht enthält in diesem Bereich häufiger grobsandige bis kiesige Nebengemenge. Zudem treten häufiger bindige Lagen aus Schluff und Ton mit mehreren hundert Metern horizontaler Ausdehnung auf.

Gebietsbezeichnung	Schichtbezeichnung	Tiefe Schichtbeginn (m)	Anteil Grobsand (%)	Anteil Mittelsand (%)	Anteil Feinsand (%)	Anteil Schluff (%)	CPT-Spitzendruck q_t (Mpa)
	L11	0	0	35	50	15	<5
D1	L12	2	0	50	50	0	<20
	L13	10	0	50	50	0	<50
	L13	50	0	50	50	0	>50
	L21	0	0	0	50	50	<2.5
D2	L22	6	0	0	50	50	<10
D2	L23	15	0	50	50	0	<50
	L24	50	0	50	50	0	>50
	L31	0	20	30	40	10	<5
D3	L32	2	0	50	50	0	<20
20	L33	10	0	50	50	0	<50
	L34	50	0	50	50	0	>50

 Tabelle 6: Vereinfachte Schichtenmodelle f
 ür die drei in Abbildung 13 dargestellten Regionen (vgl. [1])

Neben dem Aufbau des Sedimentes ist für die Ausbreitungsberechnung die topographische Gestalt des Meeresbodens (Bathymetrie) erforderlich, die ebenfalls in Abbildung 13 dargestellt ist. Als Datengrundlage dient hier der frei zugängliche Datensatz GEBCO ("General Bathymetric Chart of the Oceans") der Intergovernmental Oceangraphic Commission (IOC) und der International Hydrographic Organization (IHO) [2].

Für die Ableitung der akustischen Eigenschaften des Meeresbodens von den in Tabelle 6 zusammengefassten geotechnischen Daten wurden in diesem Vorhaben die Ansätze nach Hamilton (vgl. [22], [23]) angewendet. In [22] werden die vier Sedimenttypen Grobsand, Mittelsand, Feinsand und Schluff unterschieden, deren mittlere Schallgeschwindigkeiten in Tabelle 7 zusammengefasst sind. Anhand der tiefenabhängigen prozentualen Sedimentzusammensetzung nach Tabelle 6 wird mit den Daten aus Tabelle 7 die Schallgeschwindigkeit der jeweiligen Schicht durch gewichtete Mittelung der Einzelanteile ermittelt.

Sedimenttyp	Schallgeschwindigkeit (m/s)	Tiefenabhängige Regression (m/s)						
Grobsand	1836							
Mittelsand	1749							
Feinsand	1702	$1806*z^{0.015}$						
Schluff	1615							

Tabelle 7: Schallgeschwindigkeit bei 1bar Umgebungsdruck und genäherte Tiefenabhängigkeit für marine Sedimente; Tiefe z in m (vgl. [22])

Neben dieser generellen Zuordnung von Sedimenttyp zur Kompressionswellengeschwindigkeit weisen Sedimente in der Regel einen abwärtsgerichtet positiven Schallgeschwindigkeitsgradienten auf, der auf einen mit der Tiefe abnehmenden Porenanteil sowie einen zunehmenden Porenwasserdruck zurückzuführen ist [23]. In [23] wird anhand von Feld- und Laborversuchen eine Regressionskurve für die Tiefenabhängigkeit der Schallgeschwindigkeit in Feinsand beschrieben, die in Abbildung 14 dargestellt ist. Bereits innerhalb der ersten 3 m zeigt die Kurve eine Zunahme der Schallgeschwindigkeit um ca. 5%.



Abbildung 14: Tiefenabhängigkeit der Schallgeschwindigkeit von Feinsand (vgl. [23])

Eine in der hydroakustischen Ausbreitungsberechnung weitverbreitete Näherung ist das sogenannte "fluid sediment"-Modell. Der Boden wird dabei als Fluid abgebildet, indem angenommen wird, dass der Einfluss von Scherwellen im größeren Entfernungsbereich vernachlässigbar ist. Die Bezeichnung "fluid sediment" kann in diesem Zusammenhang irreführend sein, da sie impliziert, dass sich der Boden wie ein Fluid verhält, dessen Schubsteifigkeit zu Null gesetzt wird [24].Unter Vernachlässigung der Schubsteifigkeit würde für die Kompressionswellengeschwindigkeit

$$c_{p0} = \sqrt{\frac{K}{\rho}}$$

(14)

gelten. Darin ist ρ die Dichte und K der Kompressionsmodul. Selbst wenn die eigentliche Scherwelle nicht abgebildet wird, so hat die Schubsteifigkeit aufgrund der Querkontraktion stets einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf die Kompressionswellengeschwindigkeit. Nach [24] gilt für die sogenannte äquivalente Kompressionswellengeschwindigkeit

$$c_{p,eq} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho}} = \sqrt{c_{p0}^2 + \frac{4}{3}c_s^2}$$

(15)

mit dem Schubmodul G und der Scherwellengeschwindigkeit c_s . Der Schubmodul und somit die Schwerwellengeschwindigkeit nehmen mit zunehmender Lagerungsdichte zu. Die Einführung der äquivalenten Kompressionswellengeschwindigkeit liefert daher eine quantitative Beschreibung der in Abbildung 14 dargestellten Tiefenabhängigkeit. Die äquivalente Kompressionswellengeschwindigkeit einer Bodenschicht wird im Rahmen der in diesem Bericht beschriebenen Implementierung ermittelt, indem zunächst die reine Kompressionswellengeschwindigkeit c_{p0} durch die gewichtete Mittelung der Schallgeschwindigkeiten der Sedimentanteile bestimmt wird (s.o.). Anschließend wird nach Formel (15 die Korrektur anhand der Schwerwellengeschwindigkeit durchgeführt. Zur Berechnung der Scherwellengeschwindigkeit wird die empirische Formel nach Hegazy und Mayne (1995) [25] angewendet, in der die Scherwellengeschwindigkeit als Funktion des Spitzendruckes ausgedrückt wird:

$$c_s = [10.1 \cdot \log_{10}(q_t) - 11.4]^{1.67}$$

(16)

Zur Berechnung der Dichte in Abhängigkeit der Tiefe wird hier die in [25] beschriebene, ebenfalls empirisch ermittelte Gesetzmäßigkeit angewendet. Nach [25] berechnet sich die Wichte (volumenbezogene Gewichtskraft) gesättigter Böden zu

$$\gamma = 8.32 \cdot \log_{10}(c_s) - 1.61 \cdot \log_{10}(z).$$

(17)

Darin ist z die Tiefe im Boden und c_s Scherwellengeschwindigkeit. Für die in Tabelle Tabelle 6 dargestellten Werte für die Spitzendrücke resultieren Dichten zwischen 1900kg/m³ (Deckschicht) und 2000kg/m³ (Tiefe >50m).

2.4 Messdaten- und Validierungsbasis

von Joachim Gabriel (DEWI) und Moritz Fricke (ISD)

Die Validierung des entwickelten Gesamtmodells (vgl. Kapitel 3 und 0) erforderte die Verwendung von Messdaten, die während realer Rammarbeiten gewonnen wurden. In einem ersten Schritt wurden daher die im Rahmen unterschiedlicher Forschungsvorhaben durch die Institute ISD (früher CRI), DEWI und itap in den Jahren 2002-2010 gewonnenen Messdaten in einer Matrix zusammengefasst und hinsichtlich ihrer Eignung für die Validierung bewertet.

Die vorliegend betrachteten Unterwasserschallmessungen wurden vor Inkrafttreten der aktuellen Messvorschrift des BSH (vgl. [4]) ohne eine vereinheitlichte Vorgehensweise in unterschiedlichen Entfernungen und Wassertiefen gemessen. Die Dokumentationen umfassen jedoch Pegel-Zeit-Verläufe, Schlagfrequenz und Entfernungsangaben. Mit Hilfe dieser Angaben wurden die Messdaten in Anlehnung an die Messvorschrift auf einen Einzelereignispegel in 750 m Entfernung umgerechnet. Nach [4] ist es zulässig, den Einzelereignispegel im Entfernungsbereich R von 750 bis 1100 m unter Verwendung der Korrekturformel

$$\Delta L = 15 * \log_{10} \left(\frac{R}{750m} \right)$$

(18)

auf den Bewertungspegel in 750 m Entfernung umzurechnen. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die Korrekturformel sowohl für sehr kleine (<750 m) und große (>1100 m) Messentfernungen R genau genommen nicht zulässig ist. Ausgehend von der Datengrundlage wurde sie hier jedoch auch für Entfernungen außerhalb des Gültigkeitsbereiches eingesetzt, um auf Vergleichspegel in 750 m Entfernung umzurechnen.

Die Datengrundlage umfasst vier Messungen in der Nordsee und zwei Messungen in der Ostsee. Die Messungen in der Ostsee wurden 2002 an einem Messpfahl im Planungsgebiet des Windparks Sky 2000 in der Mecklenburger Bucht ("Messpfahl A") sowie 2006 bei den Rammarbeiten zur Errichtung der Forschungsplattform "FINO2" gewonnen. Die Messungen in der Nordsee wurden 2003 beim Bau der Forschungsplattform "FINO1", 2005 beim Rammen des Messpfahls Amrumbank West ("Messpfahl B"), 2008 bei den Rammarbeiten für die Forschungsplattform "FINO3" und 2009 bei der Errichtung der Windenergieanlage "AV09" im Windpark alpha ventus gewonnen. Tabelle 9 enthält eine Übersicht der durchgeführten Messungen und führt die in Tabelle 10 verwendeten Kurzbezeichnungen ein.

Die rote Umrahmung der Messungen "FINO3" und "Alpha Ventus AV09" in Tabelle 9 und Tabelle 10 zeigt an, dass hier Schallminderungsmaßnahmen zum Einsatz kamen, während bei den übrigen Messungen keine Schallminderungsmaßnehmen eingesetzt wurden. Es ergeben sich insgesamt 42 Teilmessungen. Die Unterteilung in Teilmessungen ergibt sich durch die Veränderung mindestens eines der Parameter Messentfernung, Rammenergie oder Schallminderungsmaßnahme.

Nr. sung Nr. Kins Research Research Monopile Messant Monopile Monopile MMP A 1 1 20.12.2000 Messplatform A tap Messantferung 2 nein Monopile MMP A 1 4 20.12.2000 Messplatform A tap Messantferung 3 nein Monopile MMP A 1 5 20.12.2000 Messplatform A tap Messantferung 5 nein Monopile MMP A 1 6 20.12.2000 Messplatform A tap Messantferung 5 nein Monopile MP A 2 1 0.20.22000 Messplatform A tap Messantferung 1 nein Monopile MP A 2 1 0.20.22000 Messplatform B DFWI Messantferung 1 nein Monopile MP A 3 1 0.40.42005 Messplatform B DFWI Messantferung 2 nein Monopile MP B 4 1 0.11.02006 FNO 2 DFWI Messa	Projekt	Mes-	Datum	Projekt	Messinstituit	Teilmessung	Minderung	Fundament-typ	Kurz-
NV NV Assignation A tap Messentferung 1 nein Monopile MP-A 1 2 20.12.2002 Messplattorn A tap Messentferung 2 nein Monopile MP-A 1 3 20.12.2002 Messplattorn A tap Messentferung 4 nein Monopile MP-A 1 6 20.12.2002 Messplattorn A tap Messentferung 5 nein Monopile MP-A 1 6 20.12.2002 Messplattorn A tap Messentferung 7 nein Monopile MP-A 1 7 20.12.2002 Messplattorn A tap Messentferung 1 nein Monopile MP-A 2 10.02.07.003 FINO 1 DEWI Pfah 4 nein Monopile MP-B 3 10.40.4005 Messplattorn B DEWI Messentferung 2 nein Monopile FINO2.4 4 2 01.01.2005 FINO 2 DEWI Messentferung 3 nein Mon	Nr.	sung	(Messtag)						Bezeichnung
Image: Problem Problem Monople MP-A 1 12 20.12.2002 Messplatform A tap Messentfernung 3 nein Monople MP-A 1 3 20.12.2002 Messplatform A tap Messentfernung 3 nein Monople MP-A 1 4 20.12.2002 Messplatform A tap Messentfernung 5 nein Monople MP-A 1 6 20.12.2002 Messplatform A tap Messentfernung 6 nein Monople MP-A 1 7 20.12.2002 Messplatform A tap Messentfernung 6 nein Monople MP-A 2 1.0 02.07.2003 INO.1 DFWI Felh14 nein Monople MH-B 3 1 04.04.2005 Messplatform B DFWI Messentfernung 1 nein Monople MH-B 4 1 0.11.02006 INO.2 DFWI Messentfernung 3 nein Monople FNO2-14		Nr.							
1 20.12.2002 Messplattform A Rap Messentfermung 1 enein Monopile MPF A 1 3 20.12.2002 Messplattform A Rap Messentfermung 3 nein Monopile MPF A 1 4 20.12.2002 Messplattform A Rap Messentfermung 4 ein Monopile MPF A 1 7 20.12.2002 Messplattform A Rap Messentfermung 6 nein Monopile MPF A 1 7 20.12.2002 Messplattform A Rap Messentfermung 7 nein Monopile MPF A 2 10.02.07.003 RNO 1 DEWI Flah1 nein Monopile MPB B 3 10.40.2005 Messplattform B DEWI Messentfermung 3 nein Monopile MPB 2 4 10.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 3 nein Monopile FINO 2 4 4 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 3 nein Mon									
1 2 20.12.2002 Messplatform A Rap Messentferming 2 nein Monopile MP-A 1 4 20.12.2002 Messplatform A Rap Messentferming 3 nein Monopile MP-A 1 5 20.12.2002 Messplatform A Rap Messentferming 5 nein Monopile MP-A 1 7 20.12.2002 Messplatform A Rap Messentferming 7 nein Monopile MP-A 2 1 02.07.2003 RNO1 DEWI Pfahl 4 nein Jacket FINO1-P4 3 1 04.04.2005 Messplatform B DEWI Messentferming 1 nein Monopile MP-B 4 1 01.10.2006 RNO 2 DEWI Messentferming 3 nein Monopile FINO2-12 4 4 0.11.0.2006 RNO 2 DEWI Messentferming 3 nein Monopile FINO2-14 4 5 0.11.0.2006 RNO 2 DEWI <	1	1	20.12.2002	Messplattform A	itap	Messentfernung 1	nein	Monopile	MP-A
1 3 20.12.2002 Messplattorn A tap Messentferung 3 nein Monopile MPA 1 5 20.12.2002 Messplattorn A tap Messentferung 5 nein Monopile MPA 1 6 20.12.2002 Messplattorn A tap Messentferung 7 nein Monopile MPA 2 1 02.07.2003 FIN01 DEWI Pfahl 4 nein Jacket FIN01-P3 3 1 0.40.42005 Messplattorn B DEWI Messentferung 1 nein Monopile MPB-B 3 2 0.40.42005 Messplattorn B DEWI Messentferung 2 nein Monopile MPB-B 3 3 0.40.42005 Messplattorn B DEWI Messentferung 2 nein Monopile FIN02-1 4 1 0.10.2006 FIN02 DEWI Messentferung 2 nein Monopile FIN02-1 4 1 0.10.2006 FIN02 DEWI	1	2	20.12.2002	Messplattform A	itap	Messentfernung 2	nein	Monopile	MP-A
1420.12.2002Messplattform AtapMessentferung 5neinMonopileMP-A1520.12.2002Messplattform AItapMessentferung 5neinMonopileMP-A1720.12.2002Messplattform AItapMessentferung 7neinMonopileMP-A21.20.20.7.2003FINO1DEWIPfahl 3neinJacketFINO1-94310.40.2005Messplattform BDEWIMessentferung 1neinMonopileMP-B310.40.42005Messplattform BDEWIMessentferung 1neinMonopileMP-B330.40.42005Messplattform BDEWIMessentferung 2neinMonopileFINO2-1410.10.2006FINO2DEWIMessentferung 3neinMonopileFINO2-3430.11.0.2006FINO2DEWIMessentferung 3neinMonopileFINO2-3440.11.0.2006FINO2DEWIMessentferung 3neinMonopileFINO2-3450.11.0.2006FINO2DEWIMessentferung 6neinMonopileFINO2-3460.11.0.2006FINO2DEWIMessentferung 7neinMonopileFINO2-3470.11.0.2006FINO2DEWIMessentferung 8neinMonopileFINO2-3513.10.7.2006FINO2DEWIMessentferung 8nein	1	3	20.12.2002	Messplattform A	itap	Messentfernung 3	nein	Monopile	MP-A
1 5 20.12.2002 Messplattform A tap Messentfermung 5 nein Monopile MP-A 1 7 20.12.2002 Messplattform A tap Messentfermung 7 nein Monopile MP-A 2 1 0.20.72.003 FINO 1 DEWI Pfahl 3 nein Jacket FINO1.P3 3 1 0.40.42005 Messplattform B DEWI Messentfermung 2 nein Monopile MP-B 3 2 0.40.42005 Messplattform B DEWI Messentfermung 2 nein Monopile MP-B 4 1 0.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 3 nein Monopile FINO2.1 4 4 0.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 4 nein Monopile FINO2.4 4 6 0.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 5 nein Monopile FINO 2. 4 6 0.10.2006 FINO 2 DEWI <t< td=""><td>1</td><td>4</td><td>20.12.2002</td><td>Messplattform A</td><td>itap</td><td>Messentfernung 4</td><td>nein</td><td>Monopile</td><td>MP-A</td></t<>	1	4	20.12.2002	Messplattform A	itap	Messentfernung 4	nein	Monopile	MP-A
1 6 20.12.2002 Messplatform A Itap Messentfermung 6 nein Monopile MPA 1 7 20.12.2002 Messplatform A Itap Messentfermung 7 nein Monopile MPA 2 1 04.04.2005 Messplatform B DEWI Pfahl 4 nein Monopile MPA 3 1 04.04.2005 Messplatform B DEWI Messentfermung 2 nein Monopile MPA 3 0.40.4.2005 Messplatform B DEWI Messentfermung 3 nein Monopile FINO2-10 4 1 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfermung 3 nein Monopile FINO2-10 4 4 0.11.02005 FINO 2 DEWI Messentfermung 4 nein Monopile FINO2-40 4 6 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfermung 5 nein Monopile FINO2-50 4 6 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messen	1	5	20.12.2002	Messplattform A	itap	Messentfernung 5	nein	Monopile	MP-A
1 7 20.12 2002 Mespathform A tap Messentfermung 7 nein Monophle MPA-A 2 1 02.07.2003 FINO1 DEWI Pfahl 3 nein Jacket FINO1-P3 3 1 04.04.2005 Messplatform B DEWI Messentfermung 1 nein Monophle MP-B 3 0.04.04.2005 Messplatform B DEWI Messentfermung 3 nein Monophle MP-B 4 1 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfermung 3 nein Monophle FINO 2-12 4 1 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfermung 3 nein Monophle FINO 2-12 4 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfermung 3 nein Monophle FINO 2-12 4 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfermung 6 nein Monophle FINO 2-12 4 7 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfermung 7 nein	1	6	20.12.2002	Messplattform A	itap	Messentfernung 6	nein	Monopile	MP-A
2 1 0.07.07.003 FIN0.1 DEWI Pfahl 3 nein Jacket FIN0.1-P3 2 2 07.07.003 FIN0.1 DEWI Messentfernung 1 nein Monopile FIN0.1-P3 3 2 04.04.2005 Messplattform 8 DEWI Messentfernung 1 nein Monopile FIN0.2-P3 3 04.04.2005 Messplattform 8 DEWI Messentfernung 1 nein Monopile FIN0.2-P3 4 1 0.10.2006 FIN0.2 DEWI Messentfernung 3 nein Monopile FIN0.2-3 4 3 0.11.0.2006 FIN0.2 DEWI Messentfernung 3 nein Monopile FIN0.2-3 4 4 0.10.2006 FIN0.2 DEWI Messentfernung 4 nein Monopile FIN0.2-5 4 5 0.11.0.2006 FIN0.2 DEWI Messentfernung 7 nein Monopile FIN0.2-5 4 9 0.11.0.2006 FIN0.2 DEWI Messen	1	7	20.12.2002	Messplattform A	itap	Messentfernung 7	nein	Monopile	MP-A
2 2 07.07.2003 FINO 1 DEWI Pelah 4 nein Jacket FINOJ-P4 3 1 04.04.2005 Messplatform B DEWI Messentfernung 2 nein Monopile MP-B 3 3 04.04.2005 Messplatform B DEWI Messentfernung 2 nein Monopile FINO2-1 4 1 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfernung 2 nein Monopile FINO2-3 4 4 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfernung 3 nein Monopile FINO2-7 4 4 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfernung 5 nein Monopile FINO2-7 4 5 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfernung 7 nein Monopile FINO2-7 4 7 0.11.02006 FINO 2 DEWI Messentfernung 7 nein Monopile FINO3-7 4 10.1.02006 FINO 2 DEWI Messentfernung 1	2	1	02.07.2003	FINO 1	DEWI	Pfahl 3	nein	Jacket	FINO1-P3
310.44.2005Mesplattform BDEWIMessentfernung 1neinMonopileMP-B320.40.42005Messplatform BDEWIMessentfernung 2neinMonopileMP-B410.11.02006FINO 2DEWIMessentfernung 1neinMonopileFINO 2-1420.11.02006FINO 2DEWIMessentfernung 2neinMonopileFINO 2-1430.11.02006FINO 2DEWIMessentfernung 4neinMonopileFINO 2-1440.11.02006FINO 2DEWIMessentfernung 4neinMonopileFINO 2-1450.11.02006FINO 2DEWIMessentfernung 7neinMonopileFINO 2-1460.11.02006FINO 2DEWIMessentfernung 7neinMonopileFINO 2-1470.11.02006FINO 2DEWIMessentfernung 7neinMonopileFINO 2-1480.11.02006FINO 2DEWIMessentfernung 7neinMonopileFINO 2-1513.10.72008FINO 2DEWIMessentfernung 1neinMonopileFINO 2-1533.10.72008FINO 3DEWIMessentfernung 2BECMonopileFINO 3-8543.10.72008FINO 3DEWIBEC 800 khm Enfernug 1BECMonopileFINO 3-8533.10.72008FINO 3DEWIBEC 160 khm Enfernug 3<	2	2	07.07.2003	FINO 1	DEWI	Pfahl 4	nein	Jacket	FINO1-P4
3 2 04.04.2005 Messplatform B DEWI Messentferrung 2 nein Monopile MP-B 3 3 04.04.2005 Messplatform B DEWI Messentferrung 1 nein Monopile MP-B 4 1 0.11.0.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 2 nein Monopile FINO 2-1 4 3 0.11.0.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 3 nein Monopile FINO 2-3 4 4 0.11.0.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 6 nein Monopile FINO 2-5 4 6 0.11.0.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 7 nein Monopile FINO 2-5 4 7 0.11.0.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 8 nein Monopile FINO 2-7 5 1 31.07.2008 FINO 2 DEWI Messentferrung 1 BRC Monopile FINO 2-9 5 1 31.07.2008 FINO 3 tap / ISD	3	1	04.04.2005	Messplattform B	DEWI	Messentfernung 1	nein	Monopile	MP-B
3 3 04.04.2005 Messplattform B DEWI Messentferrung 3 nein Monopile FINO2.1 4 1 01.10.2006 FINO2 DEWI Messentferrung 1 nein Monopile FINO2.1 4 3 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 3 nein Monopile FINO2.3 4 4 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 3 nein Monopile FINO2.4 4 5 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 6 nein Monopile FINO2.5 4 7 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 7 nein Monopile FINO2.5 4 8 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 3 nein Monopile FINO2.5 5 1 31.07.2008 FINO 3 tap / ISD BEC 800 kNm Entferrung 3 BEC Monopile FINO3.866.600.2 5 3 31.07.2008 FINO 3 t	3	2	04.04.2005	Messplattform B	DEWI	Messentfernung 2	nein	Monopile	MP-B
4 1 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 1 nein Monopile FINO2-1 4 2 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 3 nein Monopile FINO2-3 4 3 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 4 nein Monopile FINO2-4 4 4 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 6 nein Monopile FINO2-5 4 6 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 6 nein Monopile FINO2-6 4 7 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 7 nein Monopile FINO2-8 4 9 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 9 nein Monopile FINO2-8 5 1 31.07.2008 FINO 3 tap / ISD BBC 800 kNm Entfermung 1 BBC Monopile FINO3-86-800-2 5 3 31.07.2008 FINO 3 tap / ISD<	3	3	04.04.2005	Messplattform B	DEWI	Messentfernung 3	nein	Monopile	MP-B
4 2 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 2 nein Monopile FINO2-3 4 3 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 3 nein Monopile FINO2-3 4 4 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 5 nein Monopile FINO2-4 4 5 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 5 nein Monopile FINO2-6 4 6 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 7 nein Monopile FINO2-6 4 9 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 8 nein Monopile FINO2-8 5 1 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 800 kNm Entfermung 1 BBC Monopile FINO3-8BC-800-1 5 3 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 800 kNm Entfermung 3 BBC Monopile FINO3-8BC-800-2 5 3 31.07.2008 FINO 3	4	1	01.10.2006	FINO 2	DEWI	Messentfernung 1	nein	Monopile	FINO2-1
4 3 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 3 nein Monopile FINO2-3 4 4 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 4 nein Monopile FINO2-4 4 5 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 5 nein Monopile FINO2-5 4 6 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 7 nein Monopile FINO2-7 4 8 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 8 nein Monopile FINO2-8 4 9 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 1 BBC Monopile FINO2-8 5 1 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 200 kINn Entfermung 1 BBC Monopile FINO3-8BC-800-1 5 3 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 160 kINn Entfermung 1 BBC Monopile FINO3-8BC-800-2 5 6 31.07.2008 FINO 3 <td>4</td> <td>2</td> <td>01.10.2006</td> <td>FINO 2</td> <td>DEWI</td> <td>Messentfernung 2</td> <td>nein</td> <td>Monopile</td> <td>FINO2-2</td>	4	2	01.10.2006	FINO 2	DEWI	Messentfernung 2	nein	Monopile	FINO2-2
4 4 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfernung 4 nein Monopile FINO2.4 4 5 0.1.0.2006 FINO 2 DEWI Messentfernung 5 nein Monopile FINO2.5 4 6 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfernung 7 nein Monopile FINO2.6 4 7 0.1.0.2006 FINO 2 DEWI Messentfernung 8 nein Monopile FINO2.7 4 9 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfernung 9 nein Monopile FINO2.8 5 1 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 800 kNm Entfernung 1 BBC Monopile FINO3.8BC:800-12 5 2 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 800 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3.8BC:60-2 5 5 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3.8BC:60-3 5 7 31.07.2008	4	3	01.10.2006	FINO 2	DEWI	Messentfernung 3	nein	Monopile	FINO2-3
4 5 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 5 nein Monopile FINO2-5 4 6 0.1.0.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 6 nein Monopile FINO2-6 4 7 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 8 nein Monopile FINO2-7 4 8 0.1.0.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 8 nein Monopile FINO2-8 4 9 0.1.0.2006 FINO 2 DEWI Messentfermung 1 BBC Monopile FINO2-9 5 1 31.07.2008 FINO 3 tap / ISD BBC 800 kNm Entferrung 1 BBC Monopile FINO3-BBC-800-2 5 3 31.07.2008 FINO 3 tap / ISD BBC 160 kNm Entferrung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-80-2 5 5 31.07.2008 FINO 3 tap / ISD BBC 160 kNm Entferrung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-3 5 7 31.07.2008	4	4	01.10.2006	FINO 2	DEWI	Messentfernung 4	nein	Monopile	FINO2-4
4 6 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfernung 6 nein Monopile FINO2-6 4 7 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfernung 8 nein Monopile FINO2-7 4 8 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfernung 9 nein Monopile FINO2-9 5 1 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 800 kNm Entfernung 1 BBC Monopile FINO3-BBC-800-1 5 2 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 800 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-800-3 5 4 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-1 5 5 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-3 5 7 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD I60 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-3 5 <td< td=""><td>4</td><td>5</td><td>01.10.2006</td><td>FINO 2</td><td>DEWI</td><td>Messentfernung 5</td><td>nein</td><td>Monopile</td><td>FINO2-5</td></td<>	4	5	01.10.2006	FINO 2	DEWI	Messentfernung 5	nein	Monopile	FINO2-5
4 7 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 7 nein Monopile FINO2-7 4 8 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 8 nein Monopile FINO2-8 4 9 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 9 nein Monopile FINO2-8 5 1 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 800 kNm Entferrung 1 BBC Monopile FINO3-BBC-800-1 5 2 31.07.2008 FINO 3 DEVI BBC 800 kNm Entferrung 1 BBC Monopile FINO3-BBC-800-2 5 4 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kNm Entferrung 1 BBC Monopile FINO3-BBC-160-2 5 5 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kNm Entferrung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-2 5 6 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD 160 kNm Entferrung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-3 5 7 <td>4</td> <td>6</td> <td>01.10.2006</td> <td>FINO 2</td> <td>DEWI</td> <td>Messentfernung 6</td> <td>nein</td> <td>Monopile</td> <td>FINO2-6</td>	4	6	01.10.2006	FINO 2	DEWI	Messentfernung 6	nein	Monopile	FINO2-6
4 8 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 8 nein Monopile FINO2-8 4 9 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentferrung 9 nein Monopile FINO2-9 5 1 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 800 kMm Entferrung 1 BBC Monopile FINO3-BBC-800-1 5 2 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 600 kMm Entferrung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-800-3 5 4 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kMm Entferrung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-60-3 5 5 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kMm Entferrung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-2 5 6 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD 160 kMm Entferrung 1 nein Monopile FINO3-BBC-160-3 5 7 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD 160 kMm Entferrung 1 nein Monopile FINO3-BBC-160-3	4	7	01.10.2006	FINO 2	DEWI	Messentfernung 7	nein	Monopile	FINO2-7
4 9 01.10.2006 FINO 2 DEWI Messentfernung 9 nein Monopile FINO2-9 5 1 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 800 kNm Entfernung 1 BBC Monopile FINO3-BBC-800-1 5 2 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 800 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-800-2 5 3 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-1 5 3 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-2 5 5 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-2 5 7 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-2 5 7 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD 160 kNm Entfernung 3 nein Monopile FINO3-BBC-160-2	4	8	01.10.2006	FINO 2	DEWI	Messentfernung 8	nein	Monopile	FINO2-8
5 1 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 800 kNm Entfernung 1 BBC Monopile FINO 3-BBC-800-1 5 2 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 800 kNm Entfernung 2 BBC Monopile FINO 3-BBC-800-2 5 3 31.07.2008 FINO 3 DEWI BBC 800 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO 3-BBC-800-3 5 4 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 1 BBC Monopile FINO 3-BBC-160-1 5 5 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO 3-BBC-160-1 5 6 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO 3-BBC-160-1 5 7 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD 160 kNm Entfernung 1 nein Monopile FINO 3-BBC-160-1 5 9 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD 160 kNm Entfernung 1 nein Monopile FINO 3-BBC-1	4	9	01.10.2006	FINO 2	DEWI	Messentfernung 9	nein	Monopile	FINO2-9
5 2 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 800 kNm Entfernung 2 BBC Monopile FINO3-BBC-800-2 5 3 31.07.2008 FINO 3 DEWI BBC 800 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-800-3 5 4 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 1 BBC Monopile FINO3-BBC-160-1 5 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 2 BBC Monopile FINO3-BBC-160-2 5 6 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 2 BBC Monopile FINO3-BBC-160-3 5 7 31.07.2008 FINO 3 Itap / ISD 160 kNm Entfernung 1 nein Monopile FINO3-BBC-160-3 5 9 31.07.2008 FINO 3 DEWI 160 kNm Entfernung 1 nein Monopile FINO3-BBC-160-3 6 1 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 DEWI Pfahl 1 Entfernung 1 nein Monopile FINO3-BBC-160-3 <tr< td=""><td>5</td><td>1</td><td>31.07.2008</td><td>FINO 3</td><td>itap / ISD</td><td>BBC 800 kNm Entfernung 1</td><td>BBC</td><td>Monopile</td><td>FINO3-BBC-800-1</td></tr<>	5	1	31.07.2008	FINO 3	itap / ISD	BBC 800 kNm Entfernung 1	BBC	Monopile	FINO3-BBC-800-1
5 3 31.07.2008 FINO 3 DEWI BBC 800 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-800-3 5 4 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 1 BBC Monopile FINO3-BBC-160-1 5 5 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 2 BBC Monopile FINO3-BBC-160-2 5 6 31.07.2008 FINO 3 DEWI BBC 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-3 5 7 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD 160 kNm Entfernung 1 nein Monopile FINO3-BBC-160-3 5 7 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD 160 kNm Entfernung 2 nein Monopile FINO3-160-1 5 8 31.07.2008 FINO 3 DEWI 160 kNm Entfernung 3 nein Monopile FINO3-160-2 6 1 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 DEWI Pfahl 1 Entfernung 3 nein Tripod AV09-P1-1	5	2	31.07.2008	FINO 3	itap / ISD	BBC 800 kNm Entfernung 2	BBC	Monopile	FINO3-BBC-800-2
5 4 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 1 BBC Monopile FINO3-BBC-160-1 5 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD BBC 160 kNm Entfernung 2 BBC Monopile FINO3-BBC-160-2 5 31.07.2008 FINO 3 DEWI BBC 160 kNm Entfernung 3 BBC Monopile FINO3-BBC-160-3 5 7 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD 160 kNm Entfernung 1 nein Monopile FINO3-BBC-160-3 5 7 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD 160 kNm Entfernung 1 nein Monopile FINO3-160-1 5 8 31.07.2008 FINO 3 itap / ISD 160 kNm Entfernung 2 nein Monopile FINO3-160-2 6 1 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 1 Entfernung 3 nein Tripod AV09-P1-2 6 3 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 1 Entfernung 3 nein Tripod AV09-P1-3 6 4 <td>5</td> <td>3</td> <td>31.07.2008</td> <td>FINO 3</td> <td>DEWI</td> <td>BBC 800 kNm Entfernung 3</td> <td>BBC</td> <td>Monopile</td> <td>FINO3-BBC-800-3</td>	5	3	31.07.2008	FINO 3	DEWI	BBC 800 kNm Entfernung 3	BBC	Monopile	FINO3-BBC-800-3
5531.07.2008FINO 3itap / ISDBBC 160 kNm Entfernung 2BBCMonopileFINO3-BBC-160-25631.07.2008FINO 3DEWIBBC 160 kNm Entfernung 3BBCMonopileFINO3-BBC-160-35731.07.2008FINO 3itap / ISD160 kNm Entfernung 1neinMonopileFINO3-BBC-160-35831.07.2008FINO 3itap / ISD160 kNm Entfernung 2neinMonopileFINO3-160-15831.07.2008FINO 3DEWI160 kNm Entfernung 3neinMonopileFINO3-160-26131.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 1neinTripodAV09-P1-16231.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 1 Entfernung 3neinTripodAV09-P1-26331.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 4neinTripodAV09-P1-36431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 1neinTripodAV09-P1-46531.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 1neinTripodAV09-P1-26431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 1neinTripodAV09-P2-16531.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 1neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2	5	4	31.07.2008	FINO 3	itap / ISD	BBC 160 kNm Entfernung 1	BBC	Monopile	FINO3-BBC-160-1
56631.07.2008FINO 3DEWIBBC 160 kNm Entfernung 3BBCMonopileFINO3-BBC-160-35731.07.2008FINO 3itap / ISD160 kNm Entfernung 1neinMonopileFINO3-160-15831.07.2008FINO 3itap / ISD160 kNm Entfernung 2neinMonopileFINO3-160-25931.07.2008FINO 3DEWI160 kNm Entfernung 3neinMonopileFINO3-160-26131.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 1neinTripodAV09-P1-16231.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 1 Entfernung 2neinTripodAV09-P1-26331.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 3neinTripodAV09-P1-36431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 4neinTripodAV09-P1-46531.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 1neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 2neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 3neinTripodAV09-P2-16731.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-16831.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entf	5	5	31.07.2008	FINO 3	itap / ISD	BBC 160 kNm Entfernung 2	BBC	Monopile	FINO3-BBC-160-2
5731.07.2008FINO 3itap / ISD160 kNm Entfernung 1neinMonopileFINO 3.160-15831.07.2008FINO 3itap / ISD160 kNm Entfernung 2neinMonopileFINO 3.160-25931.07.2008FINO 3DEWI160 kNm Entfernung 3neinMonopileFINO 3.160-36131.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 1neinTripodAV09-P1-16231.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 1 Entfernung 2neinTripodAV09-P1-26331.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 3neinTripodAV09-P1-36431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 4neinTripodAV09-P1-36431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 1neinTripodAV09-P2-16531.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 2neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 3neinTripodAV09-P2-16731.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-46831.05.2009Alpha Ventus AV09itapDEWIBLBC Pfahl 2 Entfernung 1LBCTripodAV09-P2-46931.05.2009Alpha Ventus AV09itap<	5	6	31.07.2008	FINO 3	DEWI	BBC 160 kNm Entfernung 3	BBC	Monopile	FINO3-BBC-160-3
5831.07.2008FINO 3itap / ISD160 kNm Entfernung 2neinMonopileFINO 3.160-25931.07.2008FINO 3DEWI160 kNm Entfernung 3neinMonopileFINO 3.160-36131.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 1neinTripodAV09-P1-16231.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 1 Entfernung 2neinTripodAV09-P1-26331.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 3neinTripodAV09-P1-36431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 4neinTripodAV09-P1-46531.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 1neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 2 Entfernung 2neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 3neinTripodAV09-P2-26731.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-16831.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-16931.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 1LBCTripodAV09-P2-46931.05.2009Alpha Ventus AV09DEWILBC Pfahl 2	5	7	31.07.2008	FINO 3	itap / ISD	160 kNm Entfernung 1	nein	Monopile	FINO3-160-1
5931.07.2008FINO 3DEWI160 kNm Entfernung 3neinMonopileFINO 3.160-36131.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 1neinTripodAV09-P1-16231.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 1 Entfernung 2neinTripodAV09-P1-26331.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 3neinTripodAV09-P1-36431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 4neinTripodAV09-P1-46531.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 1neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 2 Entfernung 2neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 2 Entfernung 3neinTripodAV09-P2-26731.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-36831.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 1LBCTripodAV09-P2-46931.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 1LBCTripodAV09-P2-46931.05.2009Alpha Ventus AV09DEWILBC Pfahl 2 Entfernung 2LBCTripodAV09-P2-461031.05.2009Alpha Ventus AV09DEWILBC Pfah	5	8	31.07.2008	FINO 3	itap / ISD	160 kNm Entfernung 2	nein	Monopile	FINO3-160-2
6131.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 1neinTripodAV09-P1-16231.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 1 Entfernung 2neinTripodAV09-P1-26331.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 3neinTripodAV09-P1-36431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 4neinTripodAV09-P1-46531.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 1neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 2 Entfernung 2neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 2 Entfernung 3neinTripodAV09-P2-26731.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-36831.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-46931.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 1LBCTripodAV09-P2-4BC-161031.05.2009Alpha Ventus AV09DEWILBC Pfahl 2 Entfernung 2LBCTripodAV09-P2-4BC-261131.05.2009Alpha Ventus AV09DEWILBC Pfahl 2 Entfernung 3LBCTripodAV09-P2-4BC-361231.05.2009Alpha Ventus AV09<	5	9	31.07.2008	FINO 3	DEWI	160 kNm Entfernung 3	nein	Monopile	FINO3-160-3
6231.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 1 Entfernung 2neinTripodAV09-P1-26331.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 3neinTripodAV09-P1-36431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 4neinTripodAV09-P1-46531.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 1neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 2 Entfernung 2neinTripodAV09-P2-26731.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 3neinTripodAV09-P2-36731.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-46931.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-46931.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 1LBCTripodAV09-P2-4BC-161031.05.2009Alpha Ventus AV09DEWILBC Pfahl 2 Entfernung 2LBCTripodAV09-P2-4BC-261131.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 3LBCTripodAV09-P2-4BC-361231.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 3LBCTripodAV09-P2-4BC-361231.05.2009Alpha Ventus AV	6	1	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	itap	Pfahl 1 Entfernung 1	nein	Tripod	AV09-P1-1
6331.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 3neinTripodAV09-P1-36431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 4neinTripodAV09-P1-46531.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 1neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 2 Entfernung 2neinTripodAV09-P2-26731.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 2 Entfernung 3neinTripodAV09-P2-36731.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-46831.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-46931.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 1LBCTripodAV09-P2-4BC-161031.05.2009Alpha Ventus AV09DEWILBC Pfahl 2 Entfernung 2LBCTripodAV09-P2-4BC-261131.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 3LBCTripodAV09-P2-4BC-361231.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 3LBCTripodAV09-P2-4BC-361131.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 4LBCTripodAV09-P2-4BC-361231.05.2009Alpha V	6	2	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	DEWI	Pfahl 1 Entfernung 2	nein	Tripod	AV09-P1-2
6431.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 1 Entfernung 4neinTripodAV09-P146531.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 1neinTripodAV09-P2-16631.05.2009Alpha Ventus AV09DEWIPfahl 2 Entfernung 2neinTripodAV09-P2-26731.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 3neinTripodAV09-P2-36731.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-46831.05.2009Alpha Ventus AV09itapPfahl 2 Entfernung 4neinTripodAV09-P2-46931.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 1LBCTripodAV09-P2-4BC-161031.05.2009Alpha Ventus AV09DEWILBC Pfahl 2 Entfernung 2LBCTripodAV09-P2-4BC-261131.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 3LBCTripodAV09-P2-4BC-361231.05.2009Alpha Ventus AV09itapLBC Pfahl 2 Entfernung 4LBCTripodAV09-P2-4BC-3	6	3	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	itap	Pfahl 1 Entfernung 3	nein	Tripod	AV09-P1-3
6 5 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 2 Entfernung 1 nein Tripod AV09-P2-1 6 6 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 DEWI Pfahl 2 Entfernung 2 nein Tripod AV09-P2-2 6 7 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 2 Entfernung 3 nein Tripod AV09-P2-3 6 7 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 2 Entfernung 4 nein Tripod AV09-P2-4 6 8 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 2 Entfernung 4 nein Tripod AV09-P2-4 6 9 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 1 LBC Tripod AV09-P2-4BC-1 6 10 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 DEWI LBC Pfahl 2 Entfernung 2 LBC Tripod AV09-P2-4BC-2 6 11 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 3 LBC Tripod AV09-P2-4BC-3 6 12 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap <t< td=""><td>6</td><td>4</td><td>31.05.2009</td><td>Alpha Ventus AV09</td><td>itap</td><td>Pfahl 1 Entfernung 4</td><td>nein</td><td>Tripod</td><td>AV09-P1-4</td></t<>	6	4	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	itap	Pfahl 1 Entfernung 4	nein	Tripod	AV09-P1-4
6 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 DEWI Pfahl 2 Entfernung 2 nein Tripod AV09-P2-2 6 7 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 2 Entfernung 3 nein Tripod AV09-P2-3 6 8 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 2 Entfernung 4 nein Tripod AV09-P2-4 6 9 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 2 Entfernung 4 nein Tripod AV09-P2-4 6 9 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 1 LBC Tripod AV09-P2-LBC-1 6 10 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 DEWI LBC Pfahl 2 Entfernung 2 LBC Tripod AV09-P2-LBC-2 6 11 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 3 LBC Tripod AV09-P2-LBC-3 6 12 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 4 LBC Tripod AV09-P2-LBC-4	6	5	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	itap	Pfahl 2 Entfernung 1	nein	Tripod	AV09-P2-1
6 7 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 2 Entfernung 3 nein Tripod AV09-P2-3 6 8 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 2 Entfernung 4 nein Tripod AV09-P2-4 6 9 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 1 LBC Tripod AV09-P2-LBC-1 6 9 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 1 LBC Tripod AV09-P2-LBC-1 6 10 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 DEWI LBC Pfahl 2 Entfernung 2 LBC Tripod AV09-P2-LBC-2 6 11 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 3 LBC Tripod AV09-P2-LBC-3 6 12 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 4 LBC Tripod AV09-P2-LBC-4	6	6	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	DEWI	Pfahl 2 Entfernung 2	nein	Tripod	AV09-P2-2
6 8 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap Pfahl 2 Entfernung 4 nein Tripod AV09-P2-4 6 9 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 1 LBC Tripod AV09-P2-LBC-1 6 10 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 DEWI LBC Pfahl 2 Entfernung 2 LBC Tripod AV09-P2-LBC-2 6 11 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 3 LBC Tripod AV09-P2-LBC-2 6 11 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 3 LBC Tripod AV09-P2-LBC-3 6 12 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 4 LBC Tripod AV09-P2-LBC-4	6	7	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	itap	Pfahl 2 Entfernung 3	nein	Tripod	AV09-P2-3
6 9 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 1 LBC Tripod AV09-P2-LBC-1 6 10 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 DEWI LBC Pfahl 2 Entfernung 2 LBC Tripod AV09-P2-LBC-2 6 11 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 3 LBC Tripod AV09-P2-LBC-3 6 12 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 4 LBC Tripod AV09-P2-LBC-4	6	8	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	itap	Pfahl 2 Entfernung 4	nein	Tripod	AV09-P2-4
6 10 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 DEWI LBC Pfahl 2 Entfernung 2 LBC Tripod AV09-P2-LBC-2 6 11 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 3 LBC Tripod AV09-P2-LBC-3 6 12 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 4 LBC Tripod AV09-P2-LBC-4	6	9	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	itap	LBC Pfahl 2 Entfernung 1	LBC	Tripod	AV09-P2-LBC-1
6 11 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 3 LBC Tripod AV09-P2-LBC-3 6 12 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 4 LBC Tripod AV09-P2-LBC-4	6	10	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	DEWI	LBC Pfahl 2 Entfernung 2	LBC	Tripod	AV09-P2-LBC-2
6 12 31.05.2009 Alpha Ventus AV09 itap LBC Pfahl 2 Entfernung 4 LBC Tripod AV09-P2-LBC-4	6	11	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	itap	LBC Pfahl 2 Entfernung 3	LBC	Tripod	AV09-P2-LBC-3
	6	12	31.05.2009	Alpha Ventus AV09	itap	LBC Pfahl 2 Entfernung 4	LBC	Tripod	AV09-P2-LBC-4

Tabelle 8: Übersicht der Messungen und Unterteilung in Teilmessungen; rote Umrahmung: Messungen mit Schallminderungsmaßnahme (DEWI)

Kurz-	Pfahl-	Wasser-	Schlag-	Schlag-	Mess-	Mess-	Lpeak	Lpeak	Leq	SEL	SEL
Bezeichnung	durchmesser	tiefe	energie	frequenz	tiefe	entfernung					in 750 m
											Entrernung
	[m]	[m]	[kNm]	[1/min]	[m]	[m]	[dBre1µPa]	[Pa]	[dBre1µPa]	[dBre1µPa]	[dBre1µPa]
MP-A	3	21	280	k.A.	15	300	196	6200	k.A.		
MP-A	3	21	280	k.A.	15	290	k.A.	k.A.	173		
MP-A	3	21	280	k.A.	15	326	k.A.	k.A.	170		
MP-A	3	21	280	k.A.	15	491	k.A.	k.A.	170		
MP-A	3	21	280	k.A.	15	584	k.A.	k.A.	167		
MP-A	3	21	280	k.A.	15	1826	k.A.	k.A.	161		
MP-A	3	21	280	k.A.	15	1833	k.A.	k.A.	158		
FINO1-P3	1.5	30		60 - 45	5-7	350	199	8910	173	173	168
FINO1-P4	1.5	30		54 - 42	5-7	390	193	4470	166	166	162
MP-B	2,0-3,5	22	800	14	7-10	430	204	15850	174	180	176
MP-B	2,0-3,5	22	800	14	7-10	850	198	7940	168	174	175
MP-B	2,0-3,5	22	800	14	7-10	1600	190	3160	163	169	174
FINO2-1	2.7 -3.4	25		48	15	275	194	5070	171	172	165
FINO2-2	2.7 -3.4	25		48	15	370	192	3800	171	172	167
FINO2-3	2.7 -3.4	25		48	15	495	190	3050	168	169	166
FINO2-4	2.7 -3.4	25		48	15	600	188	2570	167	168	167
FINO2-5	2.7 -3.4	25		48	15	840	184	1660	165	166	167
FINO2-6	2.7 -3.4	25		48	15	1035	183	1480	162	163	165
FINO2-7	2.7 -3.4	25	250	48	15	1376	180	1000	160	161	165
FINO2-8	2.7 -3.4	25	300	48	15	1386	180	1040	161	162	166
FINO2-9	2.7 -3.4	25		48	15	2625	172	410	154	155	163
FINO3-BBC-800-1	2,7-4,7	23	800	23	15	245	197	7080		174	167
FINO3-BBC-800-2	2,7-4,7	23	800	23	- 1,5*	910	184	1580		162	163
FINO3-BBC-800-3	2,7-4,7	23	800	23	15	15000	152	40		125	
FINO3-BBC-160-1	2,7-4,7	23	160	23	15	245	190	3160		167	160
FINO3-BBC-160-2	2,7-4,7	23	160	23	- 1,5*	910	178	790		157	158
FINO3-BBC-160-3	2,7-4,7	23	160	23	15	15000	147	20		122	
FINO3-160-1	2,7-4,7	23	160	23	15	245	199	8910		173	166
FINO3-160-2	2,7-4,7	23	160	23	- 1,5*	910	192	3980		169	170
FINO3-160-3	2,7-4,7	23	160	23	15	15000	155	60		130	
AV09-P1-1	2.5	30	480	46	10	490	194	5010	170	171	168
AV09-P1-2	2.5	30	480	46	12	670	191	3550	167	168	167
AV09-P1-3	2.5	30	480	46	- 1,5*	2400	182	1260	161	162	170
AV09-P1-4	2.5	30	480	46	- 1,5*	17500	156	60	138	139	
AV09-P2-1	2.5	30	380	44	10	530	197	7080	172	173	171
AV09-P2-2	2.5	30	380	44	10	650	197	7080	172	173	172
AV09-P2-3	2.5	30	380	44	- 1,5*	2400	184	1580	163	164	172
AV09-P2-4	2.5	30	380	44	- 1,5*	17500	157	70	139	140	
AV09-P2-LBC-1	2.5	30	380	44	10	530	182	1260	159	160	158
AV09-P2-LBC-2	2.5	30	380	44	10	650	196	6310	170	171	170
AV09-P2-LBC-3	2.5	30	380	44	- 1,5*	2400	169	280	147	148	156
AV09-P2-LBC-4	2.5	30	380	44	- 1,5*	17500	143	10	128	129	

Tabelle 9: Zusammenfassung der Messergebnisse und Umrechnung auf 750 m; rote Umrahmung: Messungen mit Schallminderungsmaßnahme (DEWI)

Die Zusammenfassung der Messergebnisse und die Umrechnung auf 750 m Entfernung (vgl. Tabelle 9) ermöglicht einen phänomenologischen Vergleich der Immissionen. Es wird jedoch deutlich, dass der Datensatz keine ausreichende Stichprobenzahl liefert, um den Einfluss der einzelnen Parameter isoliert zu bestimmen. Darüber hinaus wurde bei den Messungen nicht durchgängig der gesamte Parametersatz dokumentiert. So fehlen z.B. Informationen über Pfahllänge und –wandstärke, die als mögliche Einflussparameter in Betracht gezogen werden müssen. Ferner ist darauf hinzuweisen, dass die Messungen in z.T. sehr unterschiedlichen Tiefen durchgeführten wurden. Die Ergebnisse der umfangreichen Messungen während der ersten Messkampagne im Windpark BARD Offshore I, die im Forschungsvorhaben BORA durchgeführt wurde, zeigen für den Entfernungsbereich bis 1500 m eine signifikante Tiefenabhängigkeit des Immissionspegels. Die in Kapitel 0 vorgestellten Berechnungsergebnisse auf Basis des entwickelten Verfahrens weisen überdies eine ähnliche Tiefenabhängigkeit auf.

Für die korrekte Validierung, also die Überprüfung der Tauglichkeit eines Berechnungsverfahrens, ist es von zentraler Wichtigkeit, die für die Berechnung anzusetzenden Modellparameter zahlenmäßig zu kennen. Aus diesem Grund wurden für die in Kapitel 0 beschriebene Validierung die in den Jahren 2012 und 2013 im Windpark BARD Offshore I und Borkum West II gewonnenen Messdaten herangezogen, die einen für die Validierung ausreichenden Dokumentationsumfang aufweisen.

3 Entwicklung eines hydroakustischen Gesamtmodells

3.1 Einleitung

von Moritz Fricke (ISD)

Als zentrale Aufgabenstellung wurde im Rahmen des Vorhabens stufenweise ein physikalischbasiertes Prognoseverfahren für Rammschall entwickelt. Das vorliegende Kapitel beschreibt die verfolgten Ansätze und stellt die unterschiedlichen Berechnungsansätze gegenüber.

3.1.1 Modellstruktur

von Moritz Fricke (ISD)

Das implementierte Gesamtmodell wurde nach dem in der Akustik üblichen Quelle-Pfad-Empfänger-Modell entworfen (vgl. Abbildung 15). Die Besonderheit bei ramminduziertem Unterwasserschall im Vergleich zu vielen Luftschallanwendungen (z.B. Schallabstrahlung einer elektrischen Maschine) ist die Tatsache, dass die Quelle nicht losgelöst von der Umgebung beschrieben werden kann, da die Eigenschaften des Ausbreitungsraumes (Bodenbeschaffenheit, Wassertiefe) auch für die Beschreibung der Quelle erforderlich sind. Präziser formuliert existiert die Quelle "Rammpfahl" ohne den Boden nicht.

Abbildung 15: Struktur des implementierten Gesamtmodells

Als Quelle wird in diesem Modell die Kombination aus Rammhammer, Pfahl sowie dem pfahlnahen Wasser- und Bodenkörper verstanden. Wie in Abbildung 15 durch zwei entgegengesetzt gerichtete Pfeile angedeutet ist, sind der Rammhammer und der Pfahl mechanisch nicht rückwirkungsfrei. Zur Berechnung der Krafteinleitungsfunktion, die durch den Hammer auf den Pfahl ausgeübt wird, ist es erforderlich, die mechanischen Eigenschaften des Pfahls zu berücksichtigten.

Im Gegensatz zur Schnittstelle zwischen Ramme und Pfahl ist die Schnittstelle zwischen dem Quellenmodell und dem Ausbreitungsraum als rückwirkungsfrei beschreibbar. Physikalisch liegt dies darin begründet, dass der Anteil des vom Pfahl in positiver radialer Richtung abgestrahlten Schalls wesentlich größer als der durch Rückstreuung an Wasseroberfläche und Boden in negativer radialer Richtung rücklaufende Schall ist. Diese Annahme wäre nur dann nicht zulässig, wenn der Ausbreitungsraum in geringer Entfernung vom Pfahl einen extremen Anstieg des Meeresbodens oder sogar eine massive Wand (z.B. eine Kaimauer) aufweisen würde.

Als Ausbreitungsmodell wurde im Rahmen des Vorhabens ein Nx2-dimensionales Verfahren auf Basis der parabolischen Gleichungen implementiert, das sowohl die ortsabhängige Wassertiefe (Bathymetrie) als auch den im Allgemeinen geschichteten Bodenaufbau berücksichtigt. Nx2dimensional bedeutet, dass zur Berechnung des dreidimensionalen Schallfeldes N vertikale Schnitte in radialer Richtung vorgenommen werden. Innerhalb jedes radialen Schnittes wird dann eine zweidimensionale Berechnung über der Tiefe und der Ausbreitungsentfernung durchgeführt.

3.1.2 Ein- und Ausgangsgrößen

von Moritz Fricke (ISD)

Als Grundlage für die parametrisierte Beschreibung der Quelle und für die prototypische Automatisierung des Verfahrens werden im Folgenden die notwendigen Eingangsgrößen sowie die berechneten Ausgangsgrößen beschrieben. Bei der Festlegung der Eingangsparameter wurde das Ziel verfolgt, diese auf ein realistisches Maß zu begrenzen, da in vielen Fällen nur begrenzt Informationen z.B. über die veränderliche Wandstärke entlang des Pfahls vorhanden sind.

Die Benennung und die Beschreibung der Eingangsparameter sind in Tabelle 10 zusammengefasst. Für den Pfahl sind die Pfahllänge, der Radius und die Wandstärke zu nennen. Die Wandstärke des Pfahls wird als gemittelter Wert über der Pfahllänge angenommen. Die genaue Dimensionierung des Pfahls hinsichtlich der variablen Wandstärke ist als ein schwer zugängliches Firmengeheimnis anzunehmen, da es Rückschlüsse auf die Steifigkeit der Gründung zulässt. Die Länge des Pfahls wird als die reine Pfahllänge inklusive der Länge eines evtl. eingesetzten Followers angenommen. Als Follower wird ein konisches Adapterstück bezeichnet, das auf den Pfahl aufgesetzt wird, um den Unterschied zwischen dem Durchmesser des Pfahls und dem Durchmesser der Schlaghaube zu überwinden.

Bezeichnung	Beschreibung	Anmerkung
l _{pile}	Länge des Pfahls	Länge inkl. Follower
r _{pile}	Radius des Pfahls	
t _{pile}	Wandstärke des Pfahls	Gemittelter Wert über die Pfahllänge
Z _{piletop}	Höhe des Pfahlkopfes relativ zur Wasser- oberfläche	Sowohl positive (Pfahlkopf über Wasser) als auch negative (Pfahlkopf unter Wasser) Werte zulässig
m _h	Masse des Rammkörpers	
h _h	Höhe des Rammkörpers	
m _a	Masse der Schlaghaube	
E _{kin}	Rammenergie	
N _{blow}	Anzahl der Rammschläge pro Minute	

Tabelle 10: Benennung und	Beschreibung	der	Eingangsparameter	für	die	Be-
schreibung des Pfahls						

Da in Abhängigkeit der zu errichtenden Gründungskonstruktion sowohl über Wasser als auch unter Wasser gerammt wird, ermöglicht das Modell die Eingabe der aktuellen Pfahlkopfhöhe relativ zur Wasseroberfläche sowohl positiv (Pfahlkopf über Wasseroberfläche) als auch negativ (Pfahlkopf unter Wasseroberfläche). Am Vergleich der in den Windpark-Projekten BARD Offshore 1 (Tripile) und Borkum West 2 (Tripod) durchgeführten Rammarbeiten wird diese Notwendigkeit besonders deutlich. Während bei der Errichtung der Tripiles ausschließlich über Wasser gerammt wird, taucht die Ramme bei der Errichtung der Tripoden mit zunehmender Einbindetiefe des Pfahls unter die Wasseroberfläche. Dadurch nimmt die akustisch wirksame Oberfläche des Pfahls innerhalb der Wassersäule ab und der Pegel sinkt messbar (vgl. [12]).

Die Ramme wird in dem implementierten Modell anhand der Parameter Rammkörper-Masse, Höhe des Rammkörpers, Masse der Schlaghaube, Rammenergie und der Schlagwiederholfrequenz in Schlägen pro Minute erfasst. Neben den Massen ist die Höhe des Rammkörpers eine unvermeidbare Eingangsgröße, um die Krafteinleitungsfunktion mit dem in Abschnitt 3.3 näher erläuterten Verfahren zu berechnen. Die Rammenergie wird benötigt, um die Geschwindigkeit des Rammkörpers zum Zeitpunkt des Auftreffens auf die Schlaghaube zu ermitteln. Anhand der Schlagwiederholfrequenz wird auf Grundlage des berechneten Einzelereignispegels auf den äquivalenten Dauerschallpegel geschlossen.

Bezeichnung	Beschreibung	Anmerkungen		
SEL _{bottom}	Einzelereignispegel in 2m über Meeresbo- den, 0km <r<20km< td=""><td></td></r<20km<>			
L _{eq,bottom}	Äquivalenter Dauerschallpegel in 2m über Meeresboden, 0km <r<20km< td=""><td>Unter der Annahme, dass inner- halb der Mittelungsdauer mit einer konstanten Schlagwieder- holfrequenz von N_{blow}/min ge- rammt wird.</td></r<20km<>	Unter der Annahme, dass inner- halb der Mittelungsdauer mit einer konstanten Schlagwieder- holfrequenz von N _{blow} /min ge- rammt wird.		
SEL _{half}	Einzelereignispegel in halber Wassertiefe, 0km <r<20km< td=""><td></td></r<20km<>			
L _{eq,half}	Äquivalenter Dauerschallpegel in halber Wassertiefe, 0km <r<20km< td=""><td colspan="3">Unter der Annahme, dass inner- halb der Mittelungsdauer mit einer konstanten Schlagwieder- holfrequenz von N_{blow}/min ge- rammt wird.</td></r<20km<>	Unter der Annahme, dass inner- halb der Mittelungsdauer mit einer konstanten Schlagwieder- holfrequenz von N _{blow} /min ge- rammt wird.		

Tabelle 11: Bezeichnung und Beschreibung der berechneten Ausgangsgrößen

Als Ausgangsgrößen stellt das Modell die entfernungs- und richtungsabhängigen Immissionspegel in Form des SEL und des L_{eq} in einer Entfernung bis 20 km bereit. Die Begrenzung auf diese Entfernung im Rahmen des Vorhabens wurde zum einen notwendig, da das Modell anhand der verfügbaren Messdaten nur bis in diese Entfernung validiert werden konnte. Zum anderen steigen die Berechnungszeiten mit zunehmender Entfernung stark an, so dass eine prototypische Automatisierung und dessen Testläufe den zeitlichen Rahmen des Vorhabens überstiegen hätten. Zur Einschätzung der Tiefenabhängigkeit der Immissionspegel werden die Pegel sowohl in halber Wassertiefe als auch in einer Tiefe von 2m über dem Meeresboden ausgewertet (vgl. Tabelle 11).

3.2 Parametrisiertes FE-Modell für den Rammpfahl

3.2.1 Beschreibung des gewählten Berechnungsansatzes

von Moritz Fricke (ISD)

Zur Berechnung der Schallabstrahlung vom Pfahl wurde im Vorhaben ein parametrisiertes FE-Modell im Frequenzbereich implementiert. Da das Problem in guter Näherung als rotationssymmetrisch anzusehen ist, ist das Modell ebenfalls rotationssymmetrisch zur Pfahlachse ausgeführt (vgl. Abbildung 16).

Bei der Berechnung von Schallabstrahlungsproblemen mithilfe der FEM erfordern die Modellränder spezielle Randbedingungen, um die Wellenausbreitung ins Unendliche zu simulieren. Eine Welle, die auf den Gebietsrand trifft, darf unabhängig von ihrem Einfallswinkel nicht zurück in das Berechnungsgebiet reflektiert werden. Als wirksame und numerisch stabile Methode hat sich in der Akustik in den letzten 20 Jahren die Methode der "Perfectly Matched Layer" (PML) etabliert, die ursprünglich für elektromagnetische Wellen formuliert wurde [26]. Die PML stellt eine künstliche Dämpfungsschicht da, die das eigentliche Berechnungsgebiet an dessen Rändern umgibt (vgl. Abbildung 16). Im Englischen wird eine solche Schicht auch als "Sponge Layer" bezeichnet. Die in die PML-Schicht weitestgehend absorbiert, so dass am äußeren Rand der PML-Schicht nur noch ein kleiner Teil der ursprünglichen Intensität reflektiert wird. Die erhöhte Absorption innerhalb der PML lässt sich als Imaginärteil der komplexen Schallgeschwindigkeit in der Form

$$c_{PML} = c_0 \cdot (1 + i\eta)$$

(19)

darstellen. Darin ist c_0 Schallgeschwindigkeit im eigentlichen Berechnungsgebiet, i die imaginäre Einheit und η der Verlustfaktor. Wird lediglich der Imaginärteil der Schallgeschwindigkeit im PML-Gebiet gegenüber dem Berechnungsgebiet erhöht, so entsteht am Übergang zwischen Berechnungsgebiet und PML ein Impedanzsprung, da

$$Z_{Gebiet} = \rho_0 \cdot c_0 \quad \neq \quad Z_{PML} = \rho_0 \cdot c_{PML} \tag{20}$$

gilt. Der Impedanzsprung würde dazu führen, dass eine Welle an diesem Übergang zurück in das Berechnungsgebiet reflektiert wird. Um die Impedanzanpassung ("Match") zu erreichen, wird auch der Dichte in der PML-Schicht ein Imaginärteil der Form

$$\rho_{PML} = \frac{\rho_0}{(1+i\eta)}$$
(21)

hinzugefügt [27].

Die PML-Methode ist in kommerziellen FE-Programmpaketen bis heute lediglich für Berechnungen im Frequenzbereich verfügbar. Um anhand der Fourier-Transformation dennoch den Bezug zum Zeitbereich aufrecht zu erhalten, muss das Modell linear sein. Für die vorliegende Anwendung bedeutet das, dass der Kontaktbereich zwischen Pfahl und Boden, in dem genau genommen ein nichtlineares Verhalten in Form von Haft- und Gleitreibung vorliegt, als linear angenommen werden muss. Es wird dazu vereinfachend angenommen, dass der Pfahl starr mit dem Bodenkörper verbunden ist, d.h. es
findet kein Rutschen des Pfahls statt. Diese Vereinfachung geht mit der Hypothese einher, dass die durch Gleitreibungsverluste dissipierte Energie während eines Rammschlags klein ist im Vergleich zu der Energie, die dem Pfahl durch die Abstrahlung von Scherwellen und deren Dissipation im Boden entzogen wird. Wie die Ergebnisse der pfahlnahen Validierung (vgl. Kapitel 4.1) zeigen, ist diese Annahme zulässig. Sowohl für den Pfahl als auch für den Boden wird ein linear elastisches Materialmodell angenommen, d.h. dass im Boden Kompressions- und Scherwellen abgebildet werden.



Abbildung 16: Aufbau der FE-Modells und Bennung der berechneten Übertragungsfunktionen

Die Anregung des Pfahls erfolgt durch eine in axialer Richtung auf den Pfahl einwirkende harmonische Kraft $F(j\omega)$ für Frequenzen von 12 bis 1120 Hz in 2Hz-Schritten. Berechnet wird auf diese Weise zunächst die komplexe Übertragungsfunktion

$$H_{FP}(j\omega, r, z) = \frac{P(j\omega, r, z)}{F(j\omega)}$$

(22)

von der Krafteinleitung zu einem Druck an der Stelle (r,z) im Wasser- bzw. Bodenkörper. Da die Übertragungsfunktion im systemtheoretischen Sinne unabhängig von der Eingangsgröße ist, wird $F(j\omega)=1N$ über den gesamten Frequenzbereich angesetzt. Dieser Berechnungsansatz ähnelt in der grundlegenden Idee dem in [18] beschriebenen Verfahren, jedoch mit dem wesentlichen Unterschied, dass hier der Boden nicht als Fluid, sondern als elastisches Medium abgebildet wird.

Als Nebenprodukt liefert die FE-Berechnung die komplexe Übertragungsfunktion

$$H_{FU}(j\omega) = \frac{U(j\omega)}{F(j\omega)} = \frac{1}{k_{pile,axial}(j\omega)}$$

(23)

von der Krafteinleitung am Pfahlkopf auf die Pfahlkopfverschiebung. Physikalisch ist die Übertragungsfunktion gleichzusetzen mit der komplexen axialen Nachgiebigkeit des Pfahls am Pfahlkopf, d.h. dem Kehrwert der axialen Steifigkeit. Dieser Zusammenhang wird im Rahmen der Berechnung der Krafteinleitungsfunktion verwendet.

3.2.2 Parametrisierung

von Moritz Fricke (ISD)

Sowohl aus Gründen der Effizienz als auch zur Gewährleistung der Übertragbarkeit auf unterschiedliche Standorte, Pfahlgeometrien und Einbindungszustände wurde das Modell weitestgehend parametrisiert.

Neben den pfahlspezifischen Parametern Pfahllänge, Radius, mittlere Wandstärke und Pfahlkopfhöhe ist der Bodenaufbau variable gehalten, indem ein Schichtenmodell von 5 jeweils homogenen Bodenschichten implementiert wurde. Jede Schicht wird durch die Tiefe der Schichtgrenze sowie durch die fünf Parameter Dichte, Kompressionswellengeschwindigkeit, Scherwellengeschwindigkeit, Kompressionswellendämpfung und Scherwellendämpfung beschrieben (vgl. Abbildung 17). Die Parameter werden aus dem vereinfachten Modell für den Nordsee-Untergrund des GPDN-Projektes extrahiert, während die Wassertiefe, d.h. der Anfang der ersten Bodenschicht, aus dem GEBCO-Datensatz extrahiert wird.



Abbildung 17: Parametrisierung des FE-Modells

Die Parametrisierung bringt neben der Übertragbarkeit den Vorteil einer frequenzabhängigen Erstellung des FE-Netzes und der Modellränder mit sich. Wie im vorherigen Unterkapitel beschrieben wurde, stellt die PML eine Schicht endlicher Dicke dar. Als einfache Faustregel gilt, dass die Dicke der PML-Schicht etwa eine Kompressionswellenlänge λ_c bei der niedrigsten betrachteten Frequenz betragen muss. Bei einer Frequenz von 12 Hz und einer realistischen Kompressionswellengeschwindigkeit $c_c=1700m/s$ im Boden ergibt sich damit die Forderung nach einer PML-Dicke von

$$t_{PML} = \lambda_c = \frac{c_c}{f} \approx 150m.$$
(24)

Gleichzeitig erfordert die Konvergenz der numerischen Lösung eine ausreichend feine Diskretisierung des FE-Netzes. Hier gilt als Faustregel, dass die Elementgröße kleiner als ein Sechstel der kleinsten auftretenden Wellenlänge sein sollte. Die kleinste hier auftretende Wellenlänge ist die der Scherwellen im Boden bei einer Frequenz von 1120Hz, d.h. an der oberen Grenze des betrachteten Frequenzbereichs. Für die Abschätzung sei hier eine Scherwellengeschwindigkeit von $c_s=350$ m/s angenommen. Für die maximal zulässige Elementlänge ergibt sich damit

$$l_{\max} = \frac{\lambda_s}{6} = \frac{c_s}{6f} \approx 5cm$$
.

(25)

Das bedeutet, dass die PML-Schicht allein in radialer Richtung mit 3000 Elementen diskretisiert werden müsste, wenn ein über den gesamten Frequenzbereich gleichbleibendes FE-Netz benutzt wird. Aufgrund der Ausdehnung des Modells in Tiefenrichtung würde dies zu einem enormen Berechnungsaufwand und somit zu sehr hohen Rechenzeiten führen.

Zur Entschärfung dieser Problematik wird das Modell in N Teilmodelle zerlegt, die jeweils innerhalb eines Terzbandes gültig sind. Das bedeutet, dass die Anforderung an die PML-Dicke bei der unteren Grenzfrequenz des Terzbandes erfüllt sein muss, während die Anforderung an die räumliche Diskretisierung bei der oberen Grenzfrequenz des Terzbands erfüllt sein muss. Für das Verhältnis zwischen oberer und unterer Grenzfrequenz eines Terzbandes gilt

$$f_o = f_u \cdot \sqrt[3]{2}$$

(26)

Die erforderliche Anzahl an Elementen für die Diskretisierung der PML in radialer Richtung wird durch die Terzbandzerlegung von 3000 auf 40 reduziert. Die Berechnung wird dadurch etwa um den Faktor 30 beschleunigt.

3.3 Analytisches Modell des Rammgerätes

3.3.1 Modellbeschreibung

von Moritz Fricke (ISD)

Nach der Berechnung der Übertragungsfunktion von der Krafteinleitung am Pfahlkopf zum Schalldruck im pfahlnahen Wasserkörper ist es möglich, die im pfahlnahen Bereich auftretenden Pegel zu berechnen, wenn die Krafteinleitungsfunktion bekannt ist. Die Krafteinleitungsfunktion ist jedoch keine Funktion, die sich unabhängig vom gerammten Pfahl in der Art einer Kenngröße des Rammhammers angeben lässt. Es ist daher erforderlich, die Krafteinleitungsfunktion rechnerisch und unter Berücksichtigung der Pfahldynamik anzunähern.



Abbildung 18: Links: Zweifreiheitsgrad nach Deeks mit viskosem Dämpfer zur Beschreibung des Pfahls; Mitte: Zweifreiheitsgrad mit komplexer Steifigkeit zur Abbildung der Pfahlimpedanz; Rechts: Mehrfreiheitsgradmodell zur Auflösung des Rammkörpers

Das einfache Modell nach Deeks und Randolph (1993) [14] bildet den Rammhammer in Verbindung mit dem Pfahl als Zweifreiheitsgradmodell ab (vgl. Abbildung 18, links). Die Masse des Rammkörpers wird dabei ebenso wie die Schlaghaube als konzentrierte Masse angenommen. Zwischen Ramme und Schlaghaube befinden sich die Kontaktsteifigkeit k_h und der viskose Dämpfer c_h . Der Pfahl wird mit dem Ansatz eines in axialer Richtung unendlich ausgedehnten Pfahls durch seine Impedanz

$$c_p = \frac{E \cdot A}{c_c}$$

(27)

abgebildet. Darin ist E der Elastizitätsmodul von Stahl, A die Querschnittsfläche des Pfahls und c_c die Kompressionswellengeschwindigkeit in Stahl. Sowohl die Annahme des unendlich langen Pfahls als auch die Vereinfachung, den Rammkörper als konzentrierte Masse anzunehmen, sind bei tiefen Fre-56 quenzen (<200 Hz) zulässig. Bei höheren Frequenzen, die bei Rammschall betrachtet werden, verlieren diese Vereinfachungen ihre Gültigkeit, insbesondere weil bei höheren Frequenzen Wellenerscheinungen innerhalb des Rammkörpers auftreten.

Aus diesem Grund wurde im Vorhaben ein generalisierter Ansatz entwickelt, der im Folgenden beschrieben wird. Das zugrundeliegende Mehrfreiheitsgradmodell für den Rammhammer ist in Abbildung 18 (rechts) dargestellt. Der Kontakt zwischen Schlaghaube und Pfahl ist durch zwei Pfeile dargestellt, um anzudeuten, dass an dieser Stelle nur Druck- und keine Zugkräfte übertragen werden können, also ein nichtlinearer Kontakt vorliegt. Im Allgemeinen besteht der Rammschlag nicht aus einem einzelnen Kontaktereignis, sondern aus mindestens zwei aufeinanderfolgenden Kontaktereignissen¹. Nach dem ersten Kontaktereignis bewegt sich der Rammkörper relativ zum Pfahlkopf nach oben, wird dabei aber durch seine Gewichtskraft und die hydraulische Kraft weiterhin nach unten beschleunigt. Die hydraulische Kraft ist jedoch ein Betriebsparameter des Rammhammers, der in der Regel nur dem Hersteller bekannt ist. Die Zeit zwischen dem ersten Kontakt und dem zweiten Kontakt lässt sich daher nicht vorhersagen. Es wird deshalb angenommen, dass lediglich ein einziges Kontaktereignis auftritt. Während des Kontaktereignisses wirken ausschließlich Druckkräfte zwischen Rammkörper, Schlaghaube und Pfahl, so dass das System innerhalb der Kontaktzeit als linear angenommen werden kann. Es gilt die Bewegungsdifferentialgleichung

$$M \cdot \ddot{u}(t) + C \cdot \dot{u}(t) + K \cdot u(t) = f(t)$$

(28)

mit der Massenmatrix M, der Dämpfungsmatrix C, der Steifigkeitsmatrix K und dem äußeren Kraftvektor f(t). Der Vektor u(t) enthält die Verschiebungsgrößen in der Form

$$u(t) = \begin{bmatrix} u_a(t) \\ u_1(t) \\ u_2(t) \\ \vdots \\ u_N(t) \end{bmatrix}.$$

m₁

(29)



k₂

u₁(t)

 m_2

↦

 $u_2(t)$

m_N

u_N(t)

 $\mathbf{k}_{\mathbf{N}}$

Unter der Annahme, dass die von der Schlaghaube auf den Pfahl wirkende Kraft in erster Linie aus der Trägheit des bewegten Rammkörpers und nicht aus der von oben auf den Rammkörper wirkenden hydraulischen Kraft hervorgerufen wird, gilt für den Vektor der äußeren Kräfte

ma

 $u_{a}(t)$

f_a(t)

¹ Kommunikation mit Fa. und Fa. IHC Merwede (NL)

$$f(t) = \begin{bmatrix} f_a(t) \\ f_1(t) \\ f_2(t) \\ \vdots \\ f_N(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_a(t) \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}.$$

(30)

Der Zeitpunkt t=0 definiert den Zeitpunkt, zu dem der Rammkörper auf die Schlaghaube auftrifft. Bis zum Zeitpunkt t=0 sind die Schlaghaube und der Pfahlkopf in Ruhe. Es ergeben sich die Anfangsbedingungen

$$u(0) = \begin{bmatrix} u_{a}(0) \\ u_{1}(0) \\ u_{2}(0) \\ \vdots \\ u_{N}(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad und \quad \dot{u}(0) = \begin{bmatrix} \dot{u}_{a}(0) \\ \dot{u}_{1}(0) \\ \dot{u}_{2}(0) \\ \vdots \\ \dot{u}_{N}(0) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2 \cdot E_{kin}}{m_{h}}} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}.$$

(31)

Zusammen mit der Bewegungsdifferentialgleichung ergibt sich somit ein Anfangswertproblem (AWP) mit N+1 Gleichungen und N+2 Unbekannten, nämlich den N+1 Bewegungsgrößen und der gesuchten Krafteinleitungsfunktion. Das Problem ist nur lösbar, wenn der Zusammenhang zwischen $f_a(t)$ und $u_a(t)$, der aus der Übertragungsfunktion $H_{FU}(j\omega)$ aus der FE-Berechnung resultiert, genutzt wird. Ferner erforderte die Lösung des AWP im Zeitbereich eine numerische Integration z.B. durch das Newmark-Verfahren, das je nach Anzahl der verwendeten Freiheitsgrade sehr rechenintensiv werden kann. Im Folgenden wird daher die Lösung durch Laplace-Transformation mit Anfangsbedingungen erläutert. Es gilt s=j ω .

Durch Anwendung des Differentiationssatzes der Laplace-Transformation (vgl. [28]) für die Ableitungen von u(t)

$$L\{u(t)\} = U(s)$$

$$L\{\dot{u}(t)\} = s \cdot U(s) - u(0)$$

$$L\{\ddot{u}(t)\} = s^2 \cdot U(s) - s \cdot u(0) - \dot{u}(0)$$

(32)

ergibt sich im Frequenzbereich das Gleichungssystem

$$\begin{bmatrix} m_{a} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & m_{1} & 0 & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & m_{2} & \ddots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & 0 & m_{N} \end{bmatrix} \cdot s^{2} + \begin{bmatrix} c_{1} & -c_{1} & 0 & \cdots & 0 \\ -c_{1} & c_{1} + c_{2} & -c_{2} & \ddots & \vdots \\ 0 & -c_{2} & c_{2} + c_{3} & \ddots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & -c_{N} \\ 0 & \cdots & 0 & -c_{N} & c_{N} \end{bmatrix} \cdot s^{+} \begin{bmatrix} k_{1} & -k_{1} & 0 & \cdots & 0 \\ -k_{1} & k_{1} + k_{2} & -k_{2} & \ddots & \vdots \\ 0 & -k_{2} & k_{2} + k_{3} & \ddots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & -k_{N} \\ 0 & \cdots & 0 & -k_{N} & k_{N} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{a}(s) \\ U_{1}(s) \\ U_{2}(s) \\ \vdots \\ U_{N}(s) \end{bmatrix} \\ = \begin{bmatrix} U_{a}(s) \cdot H_{FU}^{-1}(s) \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} m_{a} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & m_{1} & 0 & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & m_{N} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{u}_{a}(0) \\ \dot{u}_{1}(0) \\ \dot{u}_{2}(0) \\ \vdots \\ \dot{u}_{N}(0) \end{bmatrix} .$$

$$(33)$$

Das entstandene Gleichungssystem hat durch die Verwendung der Übertragungsfunktion bzw. der komplexen Nachgiebigkeit $H_{FU}(j\omega)$ nun nur noch die N+1 unbekannten Bewegungsgrößen. Darüber hinaus ist keine numerische Integration notwendig, da das Differentialgleichungssystem durch die Laplace-Transformation mit Anfangsbedingungen in ein algebraisches Gleichungssystem überführt wurde. Da die Matrizen dünn besetzt (tridiagonal) sind, ist das Verfahren auch bei einer hohen Anzahl von Freiheitsgraden sehr effizient. Zur Lösung wird das System für die diskreten Frequenzstützstellen von 12 bis 1120 Hz in 2-Hz Schritten gelöst, indem

$$s_i = j\omega_i = j \cdot 2\pi f_i$$

gesetzt wird. Die Lösung besteht aus den diskreten komplexen Spektren von $U_a(s)$, $U_1(s)$, ..., $U_N(s)$. Aus $U_a(s)$ ergibt sich durch

$$F_a(s) = \frac{U_a(s)}{H_{FU}(s)}$$

das Spektrum der gesuchten Krafteinleitungsfunktion.

Der Rammkörper wird als zylindrischer Körper aus Stahl mit der Höhe h_h und der Masse m_h angenommen. Für den Radius des Zylinders ergibt sich somit

$$r_h = \sqrt{\frac{m_h}{\pi \cdot h_h \cdot 7850 \frac{kg}{m^3}}}.$$

(36)

(34)

(35)

Durch die Betrachtung des Rammkörpers als N-Freiheitsgradmodell ergibt sich für die Einträge der Massen-, Dämpfungs- und Steifigkeitsmatrizen

$$\begin{split} m_i &= \frac{m_h}{N} \\ k_i &= 210 \cdot 10^9 \cdot \pi \cdot \frac{r_h^2}{h_h} \cdot N \\ c_i &= 2 \cdot D \cdot \sqrt{m_i \cdot k_i}; \quad i = 1...N \, . \end{split}$$

(37)

Für das Lehrsche Dämpfungsmaß D wird hier der für Stahl übliche mittlere Wert von 0,3% verwendet.

3.3.2 Konvergenzstudie

von Moritz Fricke (ISD)

Der oben beschriebene Lösungsansatz wird im Folgenden hinsichtlich seines Konvergenzverhaltens untersucht. Das Ziel der Konvergenzstudie ist, eine Aussage darüber zu treffen, ab welcher Anzahl N der Freiheitsgrade zur Diskretisierung des Rammkörpers sich ein konvergentes Ergebnis im betrachteten Frequenzbereich einstellt. Unter Berücksichtigung der Geheimhaltungsverpflichtungen gegenüber den Firmen Menck GmbH und IHC Merwede wird hier als Untersuchungsgegenstand ein fiktiver Rammhammer mit den in Tabelle 12 dargestellten Parametern betrachtet. Der für die Berechnung verwendete Pfahl entspricht den Pfählen der Tripiles im Windpark BARD Offshore 1.

Parameter	Wert	Anmerkung	
m _h	75 t		
h _h	12 m	Fingierte Werte, jedoch in rea- listischer Größenordnung	
m _a	30 t		
E _{kin}	1000 kNm		
r _{pile}	1.68 m	Enterricht Trinile Pfahl bei	
l_{pile}	85 m	BARD Offshore 1 (aus: [29])	
t _{pile}	7 cm (gemittelt)		

 Tabelle 12: Werte des f
 ür die Konvergenzstudie genutzten fiktiven Rammhammers und des Pfahls (vgl. [29])

Abbildung 20 zeigt die berechneten Kraftverläufe und deren Betragsspektren für unterschiedliche Anzahlen von Freiheitsgraden. Mit N=1 erhält man das Modell nach Abbildung 18 (mitte), d.h. mit einem Freiheitsgrad für den Rammkörper und einem Freiheitsgrad für die Schlaghaube. Als Zeitverlauf ergibt sich etwa die Form eines Halbsinus, der nach ca. 7ms gegen Null geht. Wie aus dem Betragsspektrum für N=1 hervorgeht, fällt der Pegel zu höheren Frequenzen hin stark ab. Dieser Abfall ist darauf zurückzuführen, dass die Feder zwischen Rammkörper und Schlaghaube für N=1 sehr weich ist und somit die Kraftübertragung nicht richtig abgebildet werden kann. Mit der Erhöhung der Anzahl der Freiheitsgrade wird der Verlauf des Betragsspektrums im höherfrequenten Bereich angehoben. Die Flanken der Krafteinleitungsfunktion werden steiler und der Kraftstoß insgesamt kürzer. Zwischen den Ergebnissen für N=50 und N=100 ist im betrachten Frequenzbereich kein Unterschied mehr zu erkennen, d.h. dass die Berechnung ab etwa N=50 konvergiert. Die Berechnungsdauer beträgt für N=100 etwa 3 Sekunden auf einem gewöhnlichen Arbeitsplatzrechner.



Abbildung 20: Zeitverlauf (oben) und Betragsspektrum (unten) der berechneten Krafteinleitungsfunktion für eine unterschiedliche Anzahl N an Freiheitsgraden.

Aus dem tieffrequenten Bereich (<200 Hz) des Spektrums lässt sich ein wichtiger Zusammenhang ableiten. Es ist zu erkennen, dass der Verlauf in diesem Bereich nahezu unabhängig von der Anzahl der verwendeten Freiheitsgrade ist. Erst ab einer Frequenz von ca. 220 Hz treten signifikante Abweichungen auf. Die Kompressionswellenlänge in Stahl beträgt bei dieser Frequenz etwa 23 m. Dies deutet darauf hin, dass im Bereich von 220 Hz die erste Kompressionswellenresonanz in vertikaler Richtung im Rammkörper auftritt, bei der die halbe Wellenlänge mit der Höhe des Rammkörpers übereinstimmt. Dieser Zusammenhang unterstreicht die Notwendigkeit, den Rammkörper als Mehrfreiheitsgradmodell abzubilden. Im Bereich von 1000 Hz weisen die Spektren für den Fall N=1 und N=100 einen Unterschied von knapp 20dB auf. Dieser Fehler würde sich bei Vernachlässigung der vertikalen Ausdehnung des Rammkörpers auf das gesamte Prognose-Ergebnis auswirken, da die Krafteinleitungsfunktion die mechanische Erregungsgröße des Gesamtsystems darstellt.

3.4 Schallausbreitungsmodell

3.4.1 Berechnungsansatz

von Moritz Fricke (ISD)

Wie in Kapitel 2.2.2 erläutert wurde, existieren verschiedene Ansätze für die Schallausbreitungsberechnung. Aufgrund der geringen Wassertiefen und der großen zu betrachtenden Ausbreitungsentfernungen wurde in diesem Vorhaben der Ansatz der parabolischen Gleichungen (PE-Methode) verfolgt. Es wird dabei zwischen zwei Lösungsverfahren, dem sogenannten "Split-Step Fourier"-Verfahren (SSF) [30] und dem "Split-Step Padé"-Verfahren (SSP) [17] unterschieden. Das Ziel dieses Unterkapitels ist die zusammenfassende Darstellung der mathematischen Ansätze und Vereinfachungen, aus denen sich die Vor- und Nachteile der beiden Lösungsverfahren ergeben.

Als Grundlange für die Entwicklung beider Lösungsverfahren wird angenommen, dass die Lösung der Wellengleichung für den Druck p(r,z) von der Form

$$p(r,z) = \tilde{p}(r,z) \cdot \frac{1}{\sqrt{r}}$$

ist. Die Helmholtz-Gleichung in zylindrischen Koordinaten lautet dann

$$\frac{\partial^2 \tilde{p}}{\partial r^2} + \rho \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial z} \right) + k^2 \tilde{p} = 0; \ k = \frac{\omega}{c}$$
(39)

mit der tiefenabhängigen Dichte ρ , der tiefenabhängigen Schallgeschwindigkeit c und der Kreisfrequenz ω . Durch Faktorisierung und Einführung des symbolischen Tiefenoperators X wird daraus

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial}{\partial r} + i \cdot k_0 \sqrt{(1+X)} \\ \frac{\partial}{\partial r} - i \cdot k_0 \sqrt{(1+X)} \end{pmatrix} \widetilde{p} = 0; \ k_0 = \frac{\omega}{c_0}$$

mit $X = \frac{1}{k_0^2} \rho \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial}{\partial z}\right) + \frac{k^2}{k_0^2} - 1$

(40)

(38)

mit der Referenz-Wellenzahl k_0 und $c_0=1500$ m/s. Die Faktorisierung teilt die Helmholtz-Gleichung in einen hinlaufenden Term für die sich in positiver radialer Richtung ausbreitende Welle (linker Faktor) und einen Term für die rücklaufende Welle (rechter Faktor) auf. Da die Energie der rücklaufenden Welle im Allgemeinen vernachlässigt werden kann gegenüber der Energie der hinlaufenden Welle, ist es zulässig, die Helmholtz-Gleichung auf die Form

$$\frac{\partial \widetilde{p}}{\partial r} \cdot = i \cdot k_0 \sqrt{(1+X)} \ \widetilde{p}$$

(41)

zu reduzieren [17]. Im ersten Lösungsschritt beider Split-Step-Verfahren wird die reduzierte Helmholtz-Gleichung in r analytisch gelöst, indem angenommen wird, dass die radiale Abhängigkeit der Lösung auf einem hinreichend kleinen Intervall $[r,r+\Delta r]$ linear ist. Δr bezeichnet die räumliche (radiale) Schrittweite. Für den tiefenabhängigen Druckvektor an der Stelle r+ Δr gilt in Abhängigkeit des Druckvektors an der Stelle r die formale Lösung

$$\widetilde{p}(r + \Delta r) \cdot = \exp(ik_0 \Delta r \cdot \sqrt{(1 + X)}) \cdot \widetilde{p}(r)$$
.

(42)

Der entstandene Exponentialterm wird auch als Propagationsoperator bezeichnet, da er die Lösung von r nach r+ Δ r überführt (vgl. [21]). Bis zu diesem Schritt sind das SSF- und das SSP-Verfahren identisch. Die Verfahren unterscheiden sich lediglich im zweiten Schritt, in dem der Propagationsoperator aufgelöst wird.

3.4.2 Split-Step-Fourier-Verfahren (SSF)

Als Grundvereinfachung wird im SSF-Verfahren für den Ausbreitungsraum zunächst eine konstante Dichte sowohl über der Tiefe als auch über der Entfernung vorausgesetzt. Der Tiefenoperator X vereinfacht sich durch diese Annahme zu

$$X = \frac{1}{k_0^2} \frac{\partial^2}{\partial z^2} + \frac{k^2}{k_0^2} - 1$$

(43)

(44)

Das Verfahren beruht auf der Hin- bzw. Rücktransformation des Druckvektors vom Koordinatenraum in z in den Wellenzahlraum k_z [30]. Die Transformationen werden durch das komplexe Fourier-Transformationspaar

$$\widetilde{p}(r,z) = \int_{-\infty}^{+\infty} \widetilde{p}(r,k_z) \exp(ik_z z) dk_z = F^{-1} \{ p(r,k_z) \},$$

$$\widetilde{p}(r,k_z) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \widetilde{p}(r,z) \exp(-ik_z z) dz = F \{ p(r,z) \}$$

beschrieben. Nach [21] lautet die Berechnungsvorschrift zur Propagation des Druckvektors von r nach r+ Δr

$$\widetilde{p}(r+\Delta r,z) = \exp(\frac{ik_0\Delta r}{2} \left[\frac{k(r,z)^2}{k_0^2} - 1\right]) \cdot F^{-1} \left\{ \exp(-\frac{i\Delta r}{2k_0} k_z^2) \cdot F\{p(r,z)\} \right\}; \ k(r,z) = \frac{\omega}{c(r,z)}.$$
(45)

Die Ausgangsannahme, dass der Ausbreitungsraum eine konstante, d.h. tiefenunabhängige Dichte hat, führt dazu, dass die Dichte im Tiefenoperator X verschwindet und folglich auch in die Berechnung nicht direkt eingeht. Die Behandlung von Ausbreitungsumgebungen mit tiefenabhängiger Dichte, also dem allgemeinen Fall, wird über einen Umweg realisiert. Dazu wird die Berechnung nicht für den Druck selbst, sondern für den dichte-skalierten Druck

$$\tilde{p}^*(r,z) = \frac{\tilde{p}(r,z)}{\sqrt{\rho(r,z)}}$$

(46)

63

durchgeführt. Aus der Skalierung anhand der Dichte und der Helmholtz-Gleichung ergibt sich, dass der Quotient aus Kreiswellenzahl und Referenz-Kreiswellenzahl nicht nur von der Schallgeschwindigkeit, sondern auch von der ersten und zweiten Ableitung der Dichte in z-Richtung abhängt:

$$\frac{k^{*}(z,r)^{2}}{k_{0}^{2}} = \frac{c_{0}^{2}}{c(r,z)} + \frac{1}{2k_{0}^{2}} \left[\frac{1}{\rho(r,z)} \frac{\partial^{2}\rho(r,z)}{\partial z^{2}} - \frac{3}{2\rho(r,z)} \left(\frac{\partial\rho(r,z)}{\partial z} \right)^{2} \right]$$
(47)

Darin bezeichnet k* die effektive Kreiswellenzahl, die sich durch die Dichte-Skalierung ergibt. Aufgrund der Tatsache, dass in die Berechnung von k* die erste und zweite Ableitung der Dichte in z-Richtung eingeht, ergeben sich Probleme in der numerischen Lösung, wenn Unstetigkeiten in der Dichte auftreten, wie es z.B. am Übergang zwischen Wasser und Boden der Fall ist. Um dieses Problem zu umgehen, muss eine Glättung der Dichtefunktion entlang der z-Koordinate durchgeführt werden. Das bedeutet, dass ein Dichtesprung in der Tiefe z₀ durch eine kontinuierliche Funktion im Intervall [z₀-L/2, z₀+L/2] genähert wird. Die Länge L wird dabei als Mischungslänge bezeichnet. Für die Wahl von L existiert nach [31] keine allgemeingültige Regel. In [21] wird als Orientierungswert

$$L = \frac{\lambda}{\pi} \approx \frac{\lambda}{3}$$

(48)

vorgeschlagen. Bei sehr tiefen Frequenzen und sehr flachem Wasser führte diese Vorschrift dazu, dass die Mischungslänge in der Größenordnung der Wassertiefe liegt. Das bedeutet, dass die Grenzschicht zwischen Wasser und Boden über die gesamte Wassersäule "verschmiert" wird, was physikalisch wenig sinnvoll ist. Aufgrund dieses Zusammenhangs kommt das SSF-Verfahren bei der hier betrachteten Problemstellung an die Grenze seiner Anwendbarkeit. Darüber hinaus zeigt das Verfahren unzureichendes Konvergenzverhalten, wenn sehr flaches Wasser vorliegt [31].

3.4.3 Split-Step-Padé-Verfahren (SSP)

Das SSP-Verfahren beruht auf einer Padé-Approximation des Propagationsoperators und einer Auflösung des Tiefenoperators X mithilfe der Finite-Differenzen-Methode (FDM). Die Berechnung eines Propagationsschrittes erfolgt nach [17] und [32] durch die Näherung

$$\widetilde{p}(r+\Delta r,z) = \exp(ik_0\Delta r \cdot \sqrt{(1+X)}) \cdot \widetilde{p}(r,z) \approx \exp(-ik_0\Delta r) \cdot \left\{ \widetilde{p}(r,z) + \sum_{j=1}^N \frac{a_{j,N}X}{1+b_{j,N}X} \widetilde{p}(r,z) \right\}.$$
(49)

mit den komplexen Padé-Koeffizienten $a_{j,N}$ und $b_{j,N}$, die sich aus der Lösung eines Optimierungsproblems mit Stabilitäts-Nebenbedingungen ergeben. Für eine genaue Beschreibung der Bestimmung der Padé-Koeffizienten sei an dieser Stelle auf [33] verwiesen. Die geschweifte Klammer in Formel

$$\widetilde{p}(r+\Delta r,z) = \exp(ik_0\Delta r \cdot \sqrt{(1+X)}) \cdot \widetilde{p}(r,z) \approx \exp(-ik_0\Delta r) \cdot \left\{ \widetilde{p}(r,z) + \sum_{j=1}^N \frac{a_{j,N}X}{1+b_{j,N}X} \widetilde{p}(r,z) \right\}.$$

(49 kann symbolisch als

$$\widetilde{p}(r,z) + \sum_{j=1}^{N} \frac{a_{j,N}X}{1+b_{j,N}X} \widetilde{p}(r,z) = \widetilde{p}(r,z) + \sum_{j=1}^{N} \widetilde{p}_{j}(r,z)$$

(50)

(51)

ausgedrückt werden. Mit der Ordnung N der Padé-Approximation ergeben sich somit N Differentialgleichungssysteme der Form

$$a_{j,N}X \cdot \widetilde{p}(r,z) = (1+b_{j,N}X) \cdot \widetilde{p}(r,z).$$

Der entscheidende Vorteil dieses Berechnungsansatzes ist, dass der Tiefenoperator X ohne die Annahme einer konstanten Dichte ausgedrückt werden kann. Das bedeutet, dass die Tiefenabhängigkeit der Dichte direkt in die Berechnung eingeht. Dazu werden die in X enthaltenen Ableitungen in z-Richtung durch zentrale Differenzen ausgedrückt [34]. Die N Differentialgleichungssysteme werden somit in N algebraische Gleichungssysteme mit tridiagonalen Matrizen überführt, deren Lösung sehr effizient ist.

Die Vor- und Nachteile des SSF- und des SSP-Verfahrens sind zusammenfassend in Tabelle 13 aufgeführt. Im Rahmen des Vorhabens wurden sowohl das SSF- als auch das SSP-Verfahren implementiert, um die Tauglichkeit der Verfahren zu untersuchen. Aufgrund der Unzulänglichkeiten des SSF-Verfahren unter den zu betrachtenden extremen Flachwasserbedingungen hat es sich für die Entwicklung des Gesamtmodells als notwendig erwiesen, das implementierungstechnisch aufwändigere SSP-Verfahren zu verfolgen.

	Lösungsverfahren		
	Split-Step-Fourier	Split-Step-Padé	
Vorteile	Einfache ImplementierungUnbedingte Stabilität	 Direkte Berücksichtigung der Tiefen- abhängigkeit der Dichte Keine numerischen Probleme bei Unstetigkeiten in Schallgeschwindig- keit oder Dichte Konvergenz auch bei extremem Flachwasser 	
Nachteile	 Keine direkte Berücksichtigung der tiefenabhängigen Dichte Behandlung von Unstetigkeiten bei extremen Flachwasser schwierig Keine hinreichende Konvergenz unter Flachwasserbedingungen 	• Hoher Implementierungsaufwand zur Einhaltung von Stabilitätsnebenbedin- gungen	

Tabelle 13: Gegenüberstellung der Lösungsverfahren SSF und SSP

3.5 Kopplung zwischen Quellen- und Ausbreitungsmodell

von Moritz Fricke (ISD)

Wie im vorherigen Abschnitt erläutert wurde, beruht die Ausbreitungsberechnung auf Grundlage der parabolischen Gleichungen auf der Propagation des Lösungsvektors in positiver radialer Richtung. Als Initialfeld am Ort der Quelle (üblicherweise bei r=0) benötigt die PE-Methode unabhängig vom gewählten Lösungsverfahren einen sogenannten PE-Starter von der Form

$$\widetilde{p}_0(r,z) = \widetilde{p}(r=0,z)$$

(52)

Für die einfachste Quellenform einer Punktquelle ist der Betrag des Schalldrucks umgekehrt proportional zum Abstand von der Quelle, d.h.

$$|p| \propto \frac{1}{r}$$

(53)

Das bedeutet, dass der Schalldruck für r->0 gegen Unendlich geht, d.h. es existiert keine Lösung für das Schallfeld an der Stelle r=0. Um dieses Problem zu umgehen, existieren verschiedene Ansätze, die durch eine analytische oder numerische Näherung ein Initialfeld generieren, das im Fernfeld dem Feld einer Punktquelle entspricht.

Der gerammte Pfahl stellt eine wesentlich komplexere Schallquelle als eine einzelne Punktquelle dar. Unter Verwendung eines Algorithmus, der als PE-Starter eine einzelne Punktquelle voraussetzt, müsste die Schallabstrahlung vom Pfahl durch ein Array vieler einzelner Punktquellen angenähert werden. Für jede einzelne dieser Punktquellen müsste somit eine Näherung für das Initialfeld gefunden werden, um anschließend in einer aufwändigen Berechnung das Schallfeld jeder einzelnen Quelle zu berechnen und die Einzelschallfelder schließlich zu einem Gesamtfeld zu überlagern. Aufgrund dieser Überlegungen wurde im Rahmen des Vorhabens eine direkte Kopplung verfolgt. Die PE-Berechnung wird bei diesem Ansatz nicht beim Radius r=0, sondern bei einem Radius r=r_c>0 gestartet. Der Initialvektor an der Stelle r_c wird aus dem durch das FE-Modell berechneten Schallfeld extrahiert (vgl. Abbildung 21).



Abbildung 21: Extraktion des Initialfelds für die Ausbreitungsberechnung aus der FE-Berechnung (links); Betrag des Druckvektors bei r=rc über der Tiefe (rechts)

Mit diesem Ansatz entfällt die Notwendigkeit, die Überlagerung aller Einzelschallquellen zu berechnen. Das Ergebnis der Ausbreitungsberechnung ist zudem nahezu unabhängig von der Wahl des Kopplungsradius. Lediglich bei sehr kleinen Kopplungsradien treten Berechnungsfehler auf, da dann eine notwendige Fernfeld-Bedingung für die PE-Methode verletzt wird.

3.6 Synthese der Teilmodelle

von Moritz Fricke (ISD)

Das Gesamtmodell setzt sich aus den drei zuvor beschriebenen Teilmodellen zusammen. Der Aufbau der Gesamtmodells und die Verknüpfung zwischen den Teilmodellen ist in Abbildung 22 dargestellt. Im ersten Berechnungsschritt wird das parametrisierte FE-Modell für den Pfahl und den Boden gelöst. Auf der Basis der berechneten komplexen Nachgiebigkeit und der Daten des Rammhammers wird dann im zweiten Schritt die Berechnung der Krafteinleitungsfunktion durchgeführt. Die Multiplikation der berechneten Krafteinleitungsfunktion mit der Übertragungsfunktion H_{FP}(j ω ,r,z) beim Kopplungsradius r=r_c liefert den Druckvektor über der Tiefe, der als Initialfeld in die Schallausbreitungsberechnung eingeht. In der Schallausbreitungsberechnung wird die Entwicklung des Schallfeldes ausgehend vom Initialfeld und unter Verwendung der Umgebungsdaten (Bathymetrie und Bodenbeschaffenheit) in der jeweiligen Ausbreitungsrichtung durchgeführt.



Abbildung 22: Synthese des Teilmodelle

4 Messtechnische Modellvalidierung

4.1 Validierung des Quellenmodells am Beispiel von BARD Offshore I

4.1.1 Messaufbau und Validierungskonzept

von Moritz Fricke (ISD)

Im ersten Schritt der Validierung des Gesamtmodells wird im vorliegenden Abschnitt die Validierung des Quellenmodells anhand der Messdaten aus dem Windpark BARD Offshore I beschrieben. Die verwendeten Messdaten wurden im Rahmen des vom BMU geförderten Forschungsprojektes BORA durch die TUHH erhoben.

Im Rahmen der Messungen durch die TUHH wurde neben abgesetzten Aufzeichnungseinheiten in verschiedenen Entfernungen (bis 1500m) ein vertikales Hydrophon-Array im Nahbereich des Pfahls (ca. 10 m Entfernung) eingesetzt, das mit 13 Hydrophonen bestückt war. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden hier lediglich die Daten des höchsten Hydrophons ausgewertet, das sich ca. 20m über dem Meeresboden befand (vgl. Abbildung 23). Zusätzlich zu den akustischen Messungen im Wasserkörper umfasste das Messkonzept der TUHH die Untersuchung der Pfahldynamik anhand von Dehnungs- und Beschleunigungsmessungen an verschiedenen Positionen am Pfahl. Zur Validierung der im Rahmen des Vorhabens "HyproWind" implementierten Krafteinleitungsberechnung wird hier der am Pfahlkopf gemessene Dehnungsverlauf e(t) infolge des Rammschlags herangezogen.



Abbildung 23: Vereinfachter Darstellung des Messaufbaus während der Offshore-Messkampagne 1 (Projekt BORA, vgl. [29])

Der Messaufbau ermöglicht eine stufenweise Validierung des Quellenmodells und eine Validierung der Schallausbreitungsberechnung bis in eine Entfernung von 1500 m. Stufenweise Validierung bedeutet, dass zunächst die Krafteinleitungsberechnung, dann die berechnete Übertragungsfunktion von der Krafteinleitung auf den pfahlnahen Schalldruck und schließlich der berechnete Schalldruck in 1500 m Entfernung betrachtet wird.

Während der durch die TUHH durchgeführten Messungen wurden zwei Referenzdatensätze erhoben, während derer der Blasenschleier nicht aktiv war. Der hier verwendete Datensatz ist der Referenzdatensatz 1, bei dem der Pfahl ca. 10 m eingebunden war.

Die für die Validierung eingesetzten Modellparameter sind in Tabelle 14 aufgeführt. Die Pfahlgeometrie wurde der Zusammenfassung aus [29] entnommen. Die zu Zeitpunkt der Messung vorliegende Einbindetiefe und die aufgebrachte Rammenergie gehen aus dem Rammprotokoll hervor. Als Rammhammer wurde der MHU 1900S der Fa. Menck GmbH eingesetzt [35]. Aus dem Datenblatt des Hammers ist die Masse des Rammkörpers von etwa 95t bekannt. Die Höhe des Rammkörpers und die Masse der Schlaghaube sind vertrauliche Informationen der Firma Menck GmbH und werden daher zahlenmäßig nicht aufgeführt.

Parameter	Wert	Anmerkung	
m _h	95 t	Aus Datenblatt ([35])	
$\mathbf{h}_{\mathbf{h}}$	bekannt	Nicht öffentlich, persönliche Mitteilung der Fa. Menck GmbH	
m _a	bekannt		
E_{kin}	1370 kNm	Aus Rammprotokoll	
r _{pile}	1.68 m		
l _{pile}	85 m	Entnommen aus [29]	
t _{pile}	7 cm (gemittelt)		
Z _{piletop}	+27m	Aus Rammprotokoll	
Z _{wb}	-40m	Aus GEBCO-Datensatz	

Tabelle 14: Parameter der Ramme und des gerammten Tripile-Pfahls während der Offshore-Messkampagne 1, Referenzmessung 1 (Projekt BORA)

4.1.2 Validierung der Krafteinleitungsberechnung

von Moritz Fricke (ISD)

Aus dem am Pfahlkopf gemessenen Dehnungsverlauf e(t) lässt sich unter der Kenntnis des Pfahlradius und der Wandstärke die Krafteinleitungsfunktion f(t) berechnen. Es gilt

$$f(t) = e(t) \cdot E \cdot A_{pile} \approx e(t) \cdot E \cdot 2\pi \cdot r_{pile} \cdot t_{pile}$$

(54)

Darin ist E der Elastizitätsmodul von Stahl (210 GN/m²). Abbildung 24 zeigt den aus dem Dehnungsverlauf abgeleiteten Kraftverlauf sowie die berechnete Krafteinleitungsfunktion für N=1 und N=200 Freiheitsgrade für die vertikale Auflösung des Rammkörpers. Aus dem gemessenen Kraftverlauf im Bereich zwischen 15 und 20 ms ist zu erahnen, dass hier eine zweite Kontaktphase zwischen Rammkörper und Schlaghaube auftritt. Da die Berechnung sich auf die erste Kontaktphase beschränkt, wird dies nicht abgebildet. Es wird jedoch deutlich, dass die berechnete Krafteinleitungsfunktion für die erste Kontaktphase (<5 ms) sehr gut mit der Messung übereinstimmt, wenn das Mehrfreiheitsgradsystem (N=200) für die Ramme verwendet wird.



Abbildung 24: Gemessene und berechnete Krafteinleitungsfunktion im Zeit-(oben) und Frequenzbereich (unten)

Der Vergleich der Schmalbandspektren (Abbildung 24, unten) zeigt erneut den großen Unterschied im höheren Frequenzbereich zwischen den Lösungen des Einfreiheitsgradmodells und des Mehrfreiheitsgradmodells.

Da die zu berechnenden Schalldruckpegel im Wasserkörper wie in der Akustik üblich anhand ihrer Terzbandpegel mit den Messdaten verglichen werden, hat es sich als zweckmäßig erwiesen, auch das Spektrum der Krafteinleitungsfunktionen in Terzbändern darzustellen. Wie Abbildung 25 zeigt, ergibt sich eine sehr gute Übereinstimmung des gemessenen und des berechneten Terzspektrums für N=200. Der größte Fehler zeigt sich im höheren Frequenzbereich bei 1kHz und beträgt etwa 3-4dB. Trotz der großen Unterschiede der Terzspektren für N=1 und N=200 im Frequenzbereich oberhalb von 300 Hz ist der Unterschied im Gesamtpegel (0,1dB) vernachlässigbar. Das ist darauf zurückzuführen, dass sich die Terzspektren im Bereich unterhalb von 200 Hz kaum unterscheiden und in diesem Bereich gleichzeitig die höchsten Pegel aufweisen.



Abbildung 25: Vergleich der Terzspektren von gemessener und berechneter Krafteinleitungsfunktion. Die Summenpegel betragen 135,2dB re 1N (Messung), 134.8dB re 1N (Simulation N=1) und 134.9dB re 1N (Simulation N=200).

Es ist festzuhalten, dass das Berechnungsverfahren für die Krafteinleitungsfunktion valide ist. Zudem zeigen die guten Übereinstimmungen, dass ein FE-Modell für die Krafteinleitungsberechnung nicht zwingend erforderlich ist, da bereits der entwickelte analytische Ansatz präzise Ergebnisse liefert.

4.1.3 Validierung des FE-Modells anhand des pfahlnahen Schalldruckpegels

von Moritz Fricke (ISD)

Ausgehend von der guten Übereinstimmung der gemessenen und berechneten Krafteinleitungsfunktion wird im Folgenden das FE-Modell für die Quelle anhand des in Pfahlnähe (10 m Entfernung) gemessenen Einzelereignispegels validiert. Der Vorteil dieser Messposition ist, dass der Pegel direkt durch das FE-Modell, d.h. ohne Kopplung an die Ausbreitungsberechnung, berechnet wird. Auf diese Weise kann ausgeschlossen werden, dass sich Fehler in der Modellkopplung und Fehler im FE-Modell gegenseitig aufheben und so nicht sichtbar wären.

Für die Validierung wurde für den Berechnungsbereich des FE-Modells eine radiale Ausdehnung von 15 m gewählt. Außerhalb von 15 m schließt sich an den äußeren Rand des Berechnungsgebietes die PML-Schicht an. Nach der Durchführung der Berechnung wurde die Übertragungsfunktion $H_{FP}(j\omega, r_0, z_0)$ mit $r_0=10$ m und $z_0=-20$ m aus dem berechneten Schallfeld extrahiert. Aus der Übertragungsfunktion und der simulierten Krafteinleitungsfunktion resultiert das berechnete Spektrum am Ort des Hydrophons durch die Multiplikation im Frequenzbereich

$$P_{sim}(j\omega,r_0,z_0) = F_{sim}(j\omega) \cdot H_{FP}(j\omega,r_0,z_0).$$

(55)

Zu Vergleichszwecken ist darüber hinaus hilfreich, das Simulationsergebnis unter Verwendung der gemessenen Krafteinleitungsfunktion zu betrachten, indem die gemessene Krafteinleitungsfunktion mit der simulierten Übertragungsfunktion multipliziert wird:

$$P_{sim,meas}(j\omega,r_0,z_0) = F_{meas}(j\omega) \cdot H_{FP}(j\omega,r_0,z_0)$$

(56)

Abbildung 26 zeigt den Vergleich zwischen dem gemessenen Terzspektrum und den berechneten Terzspektren unter Verwendung der gemessenen Krafteinleitungsfunktion sowie unter Verwendung der berechneten Krafteinleitungsfunktion. Da das System linear ist, treten im Einzelereignispegel die gleichen Terzpegeldifferenzen auf wie bei der Krafteinleitungsfunktion selbst.



Abbildung 26: Terzspektren (SEL) der gemessenen und berechneten Schalldruckpegel in 10m Entfernung vom Pfahl, 20m über dem Meeresboden. Die Summenpegel betragen 197,5dB re 1μPa (Messung) , 198,5dB re 1μPa (Simulation mit gemessener Krafteinleitungsfunktion) und 198,3 dB re 1μPa (Simulation mit berechneter Krafteinleitungsfunktion).

Abbildung 26 ist darüber hinaus zu entnehmen, dass im gesamten betrachteten Frequenzbereich eine gute Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation vorliegt. Lediglich im Frequenzbereich um 100 Hz beträgt der Fehler etwa 8 dB. Im Summenpegel ist ein Unterschied von etwa 1 dB feststellbar, der als vernachlässigbar zu betrachten ist. Als Validierungsergebnis ist daher festzuhalten, dass sowohl der generelle Modellaufbau als auch das Berechnungsverfahren für quantitative Prognosen geeignet sind. Ferner zeigt sich, dass auch die Vereinfachung, die Kontaktbedingung zwischen Pfahl und Boden als starr anzunehmen, zulässig ist. Dies bestätigt die Hypothese, dass die Dämpfung des Pfahls in erster Linie auf den Energieübertrag vom Pfahl in den Boden sowie auf die hohe Scherwellendämpfung im Boden zurückzuführen ist.

4.1.4 Validierung der Modellkopplung

von Moritz Fricke (ISD)

Im letzten Schritt der stufenweisen Validierung werden die in 1500m Entfernung gewonnenen Messdaten herangezogen. Die Aufzeichnung an dieser Position erfolgte durch ein abgesetztes Messsystem [29]. Die vertikale Position des Hydrophons betrug ca. 2 m über Grund. Aufgrund der Entfernung zum Pfahl kann die Berechnung hier nicht mehr durch das FE-Modell allein durchgeführt werden, sondern erfordert die angekoppelte Schallausbreitungsberechnung. Abbildung 27 zeigt den Vergleich zwischen dem gemessenen Terzspektrum des Einzelereignispegels und der Simulation, wieder unter Verwendung der simulierten Krafteinleitungsfunktion und der gemessenen Krafteinleitungsfunktion. Auch hier zeigt sich eine gute Übereinstimmung im gesamten betrachteten Frequenzbereich. Die größten Fehler treten im Bereich zwischen 300 und 500 Hz in einzelnen Terzbändern auf (max. 7 dB). Die summierten Einzelereignispegel weisen einen maximalen Unterschied von 1,5 dB auf. Dieser Fehler sowie die Fehler in den einzelnen Terzbändern sind als klein zu bewerten, zumal umgebungsbedingt keine Laborbedingungen für die Messungen vorliegen und daher bereits Positionsungenauigkeiten des Hydrophons Messfehler verursachen können.



Abbildung 27: Terzspektren (SEL) der gemessenen und berechneten Schalldruckpegel in 1500m Entfernung vom Pfahl, ca. 2m über dem Meeresboden. Die Summenpegel betragen 174,6dB re 1μPa (Messung), 175,8dB re 1μPa (Simulation mit gemessener Krafteinleitungsfunktion) und 176,1dB re 1μPa (Simulation mit berechneter Krafteinleitungsfunktion).

Die Validierung zeigt, dass das Kopplungsverfahren zwischen Quellen- und Ausbreitungsberechnung zulässig ist. Die Schallausbreitungsberechnung kann mit dem Vergleich zwischen gemessenen und berechneten Pegeln in 1500 m Entfernung jedoch nicht vollständig validiert werden, da die wesentlichen Umgebungsparameter Bodenbeschaffenheit und Bathymetrie sich in diesem relativ geringen Entfernungsbereich nur geringfügig auf die Übertragungsverluste auswirken, wie im folgenden Abschnitt verdeutlicht wird.

4.2 Validierung der Schallausbreitungsberechnung am Beispiel von Borkum West II

4.2.1 Messaufbau und Validierungskonzept

von Moritz Fricke (ISD)

Im Gegensatz zu der im vorherigen Unterkapitel beschriebenen stufenweisen Validierung stellt die im Folgenden beschriebene Validierung eine rein phänomenologische Betrachtung dar, da weder Messdaten für die Krafteinleitungsfunktion noch für die Schalldruckpegel in Pfahlnähe verfügbar sind. Das bedeutet, dass das entwickelte Verfahren in seiner eigentlichen Anwendungsform eingesetzt wird, um eine Prognose nur unter Verwendung der physikalischen Quellen- und Umgebungsparameter durchzuführen.

Als Datengrundlage dienen hier die durch die Fa. itap GmbH im Auftrag der Fa. Trianel erhobenen akustischen Messdaten aus der Errichtungsphase der Tripoden für den Windpark Borkum West II [12].

Die Rammarbeiten wurden bei diesem Projekt im sogenannten Pre-Piling-Verfahren durchgeführt. Dazu wird eine Führungsschablone zur Gewährleistung der korrekten Pfahlabstände auf den Meeresboden abgesenkt, durch die hindurch die Pfähle in den Meeresboden getrieben werden. Nach Rammung aller drei Pfähle wird die Schablone gehoben und der Tripod wird auf die Pfähle gesetzt.

Der betrachtete Pfahl ist ein Pfahl der Anlage BW35 mit einem Durchmesser von ca. 2,5 m, einer Länge von 34 m und einer mittleren Wandstärke von 60 mm. Bei der Rammung der Pfähle für die Anlage BW35 wurde aus technischen Gründen keine Schallminderungsmaßnahme eingesetzt. Die Messung erfolgte mithilfe von drei abgesetzten Messsystemen in 1500, 2900 und 18400 m (vgl. Abbildung 28) bei einer Hydrophonhöhe von etwa 2 m über dem Meeresboden. Es sei angemerkt, dass die tatsächliche Hydrophonhöhe von den Strömungs- und Windverhältnissen abhängt, da das Hydrophon nicht in einem Gestell, sondern an einem Seil mit Auftriebskörper montiert ist. Die drei Messpunkte lagen ausgehend vom Pfahl ungefähr auf einer Linie in süd/südwestlicher-Richtung.



Abbildung 28: Messaufbau während der Rammarbeiten zur Errichtung der Anlage BW35 im Windpark Borkum West II

Die für die Validierung eingesetzten Modellparameter sind in Tabelle 15 zusammengefasst. Die Pfahlgeometrie wurde der Zusammenfassung aus [12] entnommen. Für die Rammarbeiten im Windpark Borkum West II wurde der Rammhammer S-1200 der Firma IHC Merwede verwendet. Aus dem Datenblatt des Hammers ist die Masse des Rammkörpers von etwa 60 t bekannt. Die Höhe des Rammkörpers und die Masse der Schlaghaube sind vertrauliche Informationen der Fa. IHC Merwede und werden hier daher zahlenmäßig nicht aufgeführt. Die zum Zeitpunkt der Messung vorliegende Einbindetiefe und die aufgebrachte Rammenergie wurden dem Rammprotokoll entnommen. Im Gegensatz zu den Rammarbeiten für die Tripiles im Windpark BARD Offshore 1 sind die Pfähle für die Tripoden wesentlich kürzer und werden im Wesentlichen unter Wasser gerammt. Bei einer Wassertiefe von 30 m und einer Pfahllänge von 34 m taucht der Pfahlkopf bereits nach wenigen Schlägen unter die Wasseroberfläche. Mit Erreichen der endgültigen Einbindetiefe ragt der Pfahl nur noch weniger als 10 m aus dem Meeresboden.

Parameter	Wert	Anmerkung	
m _h	60 t	Aus Datenblatt ([36])	
h _h	bekannt	Nicht öffentlich, persönliche	
		— Mitteilung der Fa. IHC	
m _a	bekannt	Merwede	
E_{kin}	750 kNm	Aus Rammprotokoll	
r _{pile}	1.24 m		
l _{pile}	34 m	Entnommen aus [12]	
t _{pile}	6 cm (gemittelt)		
Z _{piletop}	-12m	Aus Rammprotokoll	
Z _{wb}	-31m	Aus Rammprotokoll	

 Tabelle 15: Parameter der Ramme und des gerammten Tripod-Pfahls während

 der Messungen im Windpark Borkum West 2 (Anlage BW35)

Aufgrund der großen hier betrachteten Entfernungen von bis zu 18400 m ist der Einfluss der Bodenbeschaffenheiten auf die Ausbreitungsverluste von erheblicher Bedeutung. Um den Zusammenhang zwischen der Bodenbeschaffenheit und den Ausbreitungsverlusten in verschiedenen Entfernungen zu verdeutlichen, wurde begleitend zur Validierung eine Parameterstudie durch Variation der Schallgeschwindigkeit im Boden durchgeführt. Wie in Kapitel 2.3 erläutert wurde, wird der Boden durch ein äquivalentes Fluid abgebildet. Die resultierende äquivalente Kompressionswellengeschwindigkeit im Boden c_b liegt aufgrund der Schubsteifigkeit des Bodens im Allgemeinen über der reinen Kompressionswellengeschwindigkeit c_{b0}. Je höher die Schubsteifigkeit des Bodens ist, desto höher ist die resultierende Kompressionswellengeschwindigkeit in der äquivalenten Fluidbeschreibung. Für die Parameterstudie wurde daher eine stufenweise Erhöhung der Kompressionswellengeschwindigkeit um 5, 10 und 20 % bezogen auf die reine Kompressionswellengeschwindigkeit durchgeführt. Die resultierenden Schallgeschwindigkeitsprofile im Wasserkörper und in den einzelnen Bodenschichten sind in Abbildung 29 dargestellt. Zum Vergleich zeigt die Abbildung das Profil für die äquivalente Fluidbeschreibung.

Hinsichtlich der äquivalenten Schallgeschwindigkeit ist die Schichtung des Bodens mit den aus dem GPDN-Datensatz resultierenden Schichtgrenzen bei 2, 10 und 50 m unterhalb der Wasser-Boden-Grenzschicht erkennbar. Die Schichtung resultiert in erster Linie aus der mit zunehmender Schichttiefe ansteigenden Schubsteifigkeit. Für die reine Schallgeschwindigkeit c_{b0} und somit für die prozentualen Erhöhungen liegt keine ausgeprägte Schichtung vor, da die reine Schallgeschwindigkeit mit dem verwendeten Modell lediglich von der Korngrößenverteilung in der jeweiligen Schicht abhängt. Diese unterscheidet sich im betrachteten Gebiet und unter Verwendung der vereinfachten GPDN-Daten jedoch nur in der marinen Deckschicht (bis 2 m Tiefe unter der Wasser-Boden-Grenzschicht) von den tieferliegenden Schichten. Die Schallgeschwindigkeit des äquivalenten Fluid liegt im Mittel etwa 3-4% über der reinen Kompressionswellengeschwindigkeit, die sich unter Vernachlässigung der Schubsteifigkeit ergibt.



Abbildung 29: Schallgeschwindigkeitsprofile am Standort BW35 mit prozentualer Erhöhung für die Parameterstudie und Vergleich mit äquivalenter Schallgeschwindigkeit; Wasser-Boden-Grenzfläche in ca. 30 m Tiefe.

4.2.2 Vergleich zwischen Simulation und Messung

von Moritz Fricke (ISD)

Die Auswertung der gemessenen und berechneten Einzelereignispegel in den drei Entfernungen erfolgt im Folgenden wie zuvor in Terz- und Gesamtpegeln. Abbildung 30 zeigt die Messergebnisse im Vergleich zu den berechneten Terzbandpegeln für die parametrisierte Schallgeschwindigkeit im Boden sowie für die äquivalente Schallgeschwindigkeit. Während die angenommene Schallgeschwindigkeit im Boden für die Entfernungen 1500 und 2900 m nur einen geringen Einfluss auf die Form und Höhe des Terzspektrums hat, verhält sich der Verlauf des Terzspektrums in der Entfernung 18400 m sehr sensitiv in Bezug auf die angenommene Schallgeschwindigkeit. Herauszustellen ist in diesem Zusammenhang, dass die Schallgeschwindigkeit im Boden sich aufgrund der großen Entfernung auf den gesamten betrachteten Frequenzbereich auswirkt. Je größer die Schallgeschwindigkeit im Boden ist, desto größer ist der Impedanzunterschied an der Wasser-Boden-Grenzschicht und desto kleiner ist die Transmission vom Wasser in den Boden. Folglich sinken die Übertragungsverluste mit Erhöhung der Schallgeschwindigkeit im Boden. Die Pegelunterschiede weiten sich mit abnehmender Frequenz (<200 Hz), also in Richtung der unteren Grenzfrequenz, erheblich auf. Der Unterschied im Terzpegel zwischen dem Fall $c_b=c_{b0}$ und dem Fall $c_b=1,2*c_{b0}$ erreicht bei 100Hz etwa 15 dB.

Sowohl in 1500 als auch in 2900 m Entfernung sind die Terzpegel aus der Berechnung unter Verwendung des äquivalenten Fluidansatzes in guter Übereinstimmung mit den Messwerten. Die Abweichungen von bis zu 15 dB in einzelnen Terzbändern sind möglichweise darauf zurückzuführen, dass die eingesetzte Pre-Piling-Schablone den Pfahl über eine Höhe von einigen Metern ummantelt und somit das Abstrahlverhalten des Pfahls beeinflusst. Eine derartige Rohr-in-Rohr-Situation kann in dem implementierten parametrisierten Quellenmodell nicht berücksichtigt werden.

In 18400 m Entfernung liegt im Frequenzbereich von 125 bis 800 Hz ein maximaler Unterschied von 5 dB zwischen Messung und Simulation vor. Im tieffrequenten Bereich fällt der berechnete Pegel stark ab. Durch die zusätzliche Darstellung des gemessenen Störpegels in Abbildung 30 (grüne Kurve) wird deutlich, dass der Signal- zu Störabstand unterhalb von 100 Hz sehr gering ist. Die berechneten Terz-

pegel fallen in diesem Bereich unter die gemessenen Störpegel. Die Aussagekraft hinsichtlich der Validierung ist in diesem Frequenzbereich daher eingeschränkt. Als Tendenz ist jedoch zu erkennen, dass die Pegelabnahme bei tiefen Frequenzen durch das Modell überschätzt wird. Diese Überschätzung ist möglichweise darauf zurückzuführen, dass in der Realität eine teilweise Modenkonversion an der Wasser-Boden-Grenzfläche auftreten kann, bei der die einfallende Kompressionswelle teilweise in Oberflächenwellen umgewandelt wird, die wiederum in den Wasserkörper zurückstrahlen. Scherwellen und somit Oberflächenwellen werden in der implementierten Ausbreitungsberechnung durch den Ansatz des äquivalenten Fluids für den Boden jedoch nicht abgebildet.



Abbildung 30: Terzspektren der simulierten und gemessenen Immissionspegel (SEL) für unterschiedliche Schallgeschwindigkeiten im Boden; Oben: R=1500m, mittig: R=2900m, unten: R=18400m; Störpegel bei R=18400m (grün)

Entscheidend für die Validierung und die Bewertung des entwickelten Gesamtmodells sind in erster Linie die Summenpegel, die in Tabelle 16 aufgeführt sind. Die Ergebnisse der Messung und der Berechnung auf Basis des äquivalenten Fluidmodells sind fettgedruckt dargestellt. Zum Vergleich sind die Summenpegel für die Parameterstudie hinsichtlich der Schallgeschwindigkeit im Boden dargestellt. Die Abweichungen zwischen Messung und Berechnung (äquivalentes Fluid) liegen in allen drei Entfernungen unter der +/-3 dB-Grenze. Für die Parameterstudie ergeben sich Streubreiten von ca. 4 dB (1500 m), 5 dB (2900 m) und 9 dB (18400 m). Dieser Zusammenhang verdeutlicht erneut den großen Einfluss der Bodenbeschaffenheit auf die Ausbreitungsverluste.

	R=1500m	R=2900m	R=18400m
	Messung SEL	Messung SEL	Messung SEL
	(dB re 1µPa)	(dB re 1µPa)	(dB re 1µPa)
	164.5	162.1	135.6
	Simulation/ Fehler SEL	Simulation/ Fehler SEL	Simulation/ Fehler SEL
	(dB re 1µPa)	(dB re 1µPa)	(dB re 1µPa)
$c_b = c_{b0}$	164.9 (+0.3)	158.7 (-3.4)	133.4 (-2.2)
$c_b = 1.05 * c_{b0}$	166.5 (+2.0)	161.0 (-1.1)	137.8 (+2.1)
$c_b = 1.10 * c_{b0}$	167.6 (+2.1)	162.2 (-0.1)	140.6 (+5.0)
$c_{b}=1.20*c_{b0}$	168.4 (+3.9)	163.9 (+1.8)	144.7 (+9.1)
Äquiv. Fluid	165.2 (+0.7)	159.3 (-2.9)	134.8 (-0.8)

 Tabelle 16: Gemessene Gesamtpegel (SEL) und Berechnungsergebnisse der Parameterstudie zur Schallgeschwindigkeit im Boden im Vergleich

4.3 Zusammenfassung

von Moritz Fricke (ISD)

Ausgehend von den Validierungsergebnissen ist festzuhalten, dass das Gesamtmodell für die quantitative Vorhersage der Immissionspegel bis in einer Entfernung von 20 km geeignet ist, wenn die Eingangsparameter für die Berechnung bekannt sind. Die korrekte Abbildung der Bodenbeschaffenheit ist mit zunehmender Entfernung von erheblicher Bedeutung. Nach aktuellem Kenntnisstand bilden die im GPDN-Vorhaben gewonnenen Messdaten jedoch die einzige annähernd flächendeckende geotechnische Beschreibung des Nordseeuntergrundes.

5 Entwicklung von Szenarien zur Bauphasen-Entwicklung bis 2015

5.1 Einleitung

von Bernd Neddermann (DEWI)

Für diese Untersuchung werden die im Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer (12 sm-Zone) der deutschen Nordsee sowie die in den Nordsee-Anrainerstaaten Dänemark, Norwegen, Großbritannien, Niederlande, Belgien und Frankreich geplanten Offshore-Windparks (OWP) betrachtet. In allen genannten Ländern bestehen Planungen zur Nutzung der Offshore-Windenergie, teilweise mit sehr ambitionierten Ausbauzielen. Die Betrachtung konzentriert sich auf die Ausbauentwicklung im Zeitraum 2011-2015. Wie die Analyse der Projektplanungen in der Nordsee-Region zeigt, ist in dieser Periode in einigen Ländern noch keine Baurealisierung zu erwarten.

Für die deutsche Nordsee gibt die vorliegende Studie auch einen Ausblick für die weitere Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung im Zeitraum 2016-2020.

Während des Bearbeitungszeitraums wurde zunächst ein Szenario für die Bauphasenentwicklung in einem ersten Ergebnisbericht vom 29. April 2011 zum Teilarbeitspaket 2.2 erstellt. Hierzu erfolgte ein Update vom 15. Dezember 2012, in dem der aktuelle Planungs- und Realisierungsfortschritt während der laufenden Studienbearbeitung Berücksichtigung fand. In einem weiteren Ergänzungsbericht wurden mit Stand vom 15. Mai 2013 die Auswirkungen der zum Jahresende 2012 beschlossenen Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen betrachtet.

Zu dem Szenario für die Bauphasenentwicklung von Offshore-Windparks ist deutlich darauf hinzuweisen, dass die tatsächliche Ausbauentwicklung von einer Vielzahl von Unwägbarkeiten hinsichtlich Technik, Finanzierung, Ressourcenverfügbarkeit, Witterungsbedingungen etc. beeinflusst wird, sodass ein hohes Maß an Unsicherheit gegeben ist.

Es ist zu beachten, dass sich sämtliche Ausführungen in diesem Bericht auf die Entwicklung der Bauphasen für die Installation der Fundamente beziehen, da die erforderlichen Rammarbeiten zur Gründung von Offshore-Windenergieanlagen (WEA), Umspannwerk, Konverterstation und Windmessmast für die Betrachtung der Hydroschall-Emissionen maßgeblich sind.

5.1.1 Geplante Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee

von Bernd Neddermann (DEWI)

Bis Ende 2013 hat das für die Genehmigung von Offshore-Windparks in der AWZ zuständige Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) für insgesamt 30 Projekte in der deutschen Nordsee Genehmigungen erteilt, davon wurden sieben OWP während des Bearbeitungszeitraums der Studie genehmigt [37]. Darüber hinaus wurden vom Gewerbeaufsichtsamt Oldenburg die beiden im Küstenmeer Niedersachsens geplanten OWP "Riffgat" und "Nordergründe" genehmigt. Insgesamt gibt es damit Genehmigungen für den Bau und Betrieb von 2.078 WEA in der deutschen Nordsee¹.

¹ Es ist darauf hinzuweisen, dass die für das Projekt (maximal) genehmigte Anzahl von WEA bei einigen Vorhaben nicht voll ausgeschöpft werden soll. Dies gilt für die Projekte Nordergründe (18 statt 25 WEA) und Riffgat (30 statt 44 WEA) im Küstenmeer sowie für die OWP Nordsee Ost (48 statt 80 WEA) und Sandbank (80 statt 96 WEA) in der AWZ.

Viele dieser Genehmigungen wurden bereits 2004-2007 erteilt, allerdings erzeugten Ende 2013 bisher nur die Windturbinen im Offshore-Testfeld "alpha ventus" und im OWP "Bard Offshore 1" Strom. Im Sommer 2013 konnte auch der Bau des OWP Riffgat abgeschlossen werden, bis zum Jahresende fehlte bei dem Projekt jedoch noch der erforderliche Netzanschluss. Im Januar 2014 waren sieben weitere Offshore-Windparks in der Nordsee im Bau, wobei in drei Projekten ("Trianel Windpark Borkum", OWP "Meerwind" und OWP "DanTysk") bereits in 2013 alle Fundamente installiert werden konnten.

Abbildung 31 gibt einen Überblick zur Lage der in der deutschen Nordsee geplanten Offshore-Windparks. Die bereits fertiggestellten und in Bau befindlichen OWP sind in der Karte namentlich gekennzeichnet. Darüber hinaus sind die Gebiete von mehr als siebzig weiteren OWP-Planungen dargestellt, für die mit Stand 30.01.2014 eine Genehmigung beantragt bzw. bereits erteilt (dunkelrot schraffierte Flächen in Abbildung 31) wurde [37].



Abbildung 31: Gesamtübersicht zur Lage der in der deutschen Nordsee geplanten Offshore-Windparks

Ergänzend zeigt Abbildung 32 den Baufortschritt bei der Realisierung der Offshore-Windparks mit Stand vom 31.12.2013. Wie die Darstellung veranschaulicht, wurden in der deutschen Nordsee im Jahr 2013 insgesamt 265 Fundamente in sechs Projekten installiert. Die Installationsarbeiten konnten bei den in Bau befindlichen Projekten weitgehend abgeschlossen werden, nur bei den OWP "Global Tech 1" und "Nordsee Ost" fehlten zum Jahresende 2013 noch vier bzw. sieben Fundamente. Ergänzend ist hier anzumerken, dass im Januar 2014 die Errichtung von insgesamt 157 Monopile-Fundamenten für die OWP "Amrumbank West" und "Borkum Riffgrund 1" begonnen hat.



Abbildung 32: Übersicht zum Baufortschritt bei der Realisierung der OWP in der deutschen Nordsee (Quelle: DEWI-eigene Recherchen – Stand: 31.12.2013)

5.1.2 Bewertung der Realisierungswahrscheinlichkeit der geplanten Offshore-Windparks

von Bernd Neddermann (DEWI)

Die Genehmigung eines geplanten Offshore-Windparks durch das BSH bildet eine grundlegende Voraussetzung für die Einleitung nachfolgender Schritte zur Planung und Realisierung des Vorhabens. Weiterführende Planungen während des noch nicht abgeschlossenen Genehmigungsverfahrens sind mit einem hohen Risiko für Fehlinvestitionen verbunden, die bei Nicht-Erteilung der Genehmigung zu erwarten sind. Erst nach Vorlage der BSH-Genehmigung werden deshalb wesentliche Projektschritte bis zur Baurealisierung des geplanten Offshore-Windparks umgesetzt.

Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen der Untersuchung nur die bereits genehmigten Offshore-Windparks im Bereich der deutschen Nordsee berücksichtigt, da nur für diese Vorhaben ein Baubeginn im Betrachtungszeitraum dieser Studie realistisch erscheint.

Darüber hinaus ist die Netzanschlussmöglichkeit ein weiteres zentrales Kriterium für die Realisierungswahrscheinlichkeit eines geplanten Vorhabens. Für die Netzanbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee ist der Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH verantwortlich. Als Konzept für den Anschluss der zahlreichen in der Nordsee geplanten OWP ist eine Bündelung der Kabelverbindungen auf See vorgesehen. Mehrere Windparks in einer Region auf See werden dazu in einem "Cluster" zusammengeführt. Abbildung 33 gibt einen Überblick zur Lage der Cluster DolWin, BorWin, HelWin und SylWin und zu den aktuellen Netzanbindungsprojekten für die Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee.



(schwarz: in Betrieb – blau: in Bau/vergeben – pink: ausgeschrieben/in Verhandlung)

Abbildung 33: Übersicht zu den geplanten Netzanschlussprojekten für die Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee [43]

In den jeweiligen Clustern wird auf einer Plattform eine Konverterstation bereitgestellt, an die die Windparks wie bei einer Mehrfachsteckdose angeschlossen werden. Der in den Windparks erzeugte Strom wird in Gleichstrom umgewandelt und über Seekabel via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ans Festland und von dort zum nächstgelegenen Einspeisepunkt an Land transportiert. Der Gleichstrom wird schließlich wieder in Wechselstrom gewandelt und ins Netz eingespeist.

Vor dem Hintergrund anhaltender Probleme zwischen Projektplanern und Übertragungsnetzbetreibern bei der Realisierung des Netzanschlusses hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Oktober 2009 ein Positionspapier herausgegeben, das die Kriterien für die Netzanbindung von Offshore-Windparks festlegt [38], siehe hierzu auch: [39]. Die BNetzA bewertet darin die Erfüllung folgender Anbindungskriterien als hinreichenden Nachweis für die Realisierung von Offshore-Windparks und damit als Voraussetzung für die unverzügliche Erteilung einer Netzanbindungszusage:

- Vorlage einer vollziehbaren BSH-Genehmigung (oder Zusicherung des BSH)
- Vorlage eines plausiblen Bauzeitenplans für:
 - die Verankerung der Fundamente,
 - die Errichtung des Umspannwerks auf See,
 - die Verlegung der Innerparkverkabelung,
 - die Installation der Windenergieanlagen (hinsichtlich Bau- und E-Technik)

- Vorlage eines Baugrunduntersuchungsberichtes f
 ür jeden Fundamentstandort
- Vorlage verbindlicher Verträge über die Bestellung sämtlicher WEA
- Vorlage eines verbindlichen Nachweises über die Finanzierung des Eigen- oder Fremdkapitals für WEA, die laut Bauzeitenplan im ersten Jahr errichtet werden sollen (oder Vorlage von verbindlichen Vor-Verträgen bzw. Reservierungsvereinbarungen für WEA, Fundament, Umspannwerk/-plattform und Innerparkverkabelung)

Der OWP-Anschluss ist innerhalb von 30 Monaten nach Netzanbindungszusage zu errichten.

Die dargestellten Kriterien bilden grundsätzlich einen geeigneten Maßstab zur Bewertung der Realisierungswahrscheinlichkeit für die geplanten Offshore-Windparks, weil der Projektentwickler den bei dem Vorhaben erreichten Fortschritt fortlaufend gegenüber der Genehmigungsbehörde und dem Übertragungsnetzbetreiber nachzuweisen hat.

Mit der Verabschiedung des "Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften" ist am 28.12.2012 eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in Kraft getreten, die zu einem grundlegenden Systemwechsel bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks geführt hat [40]. Der bisherige individuelle Netzanbindungsanspruch des Projektträgers einer OWP-Planung wird nunmehr ersetzt durch die Planungsgrundlage für den geordneten Ausbau der Infrastruktur auf See auf Basis des "Bundesfachplans Offshore" (BFO) und des "Offshore-Netzentwicklungsplans" (O-NEP).

Ein wesentlicher Anlass für diesen Systemwechsel ist darin zu sehen, dass sich die bisherige Praxis zur Bewertung des Realisierungsfortschritts einzelner Projekte auf Basis der Kriterien für die Netzanbindung von Offshore-Windparks im Positionspapier der Bundesnetzagentur vom Oktober 2009 als ungeeignet erwiesen hat. So konnte die Betriebsbereitschaft der Netzanbindungssysteme bei mehreren Vorhaben nicht rechtzeitig fertiggestellt werden, was neben der zeitlichen Verzögerung auch Haftungsansprüche in beträchtlicher Größenordnung verursachte.

5.2 Bundesfachplan Offshore und Offshore-Netzentwicklungsplan

von Bernd Neddermann (DEWI)

Der *Bundesfachplan Offshore* ist jährlich vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zu erstellen. Das BSH hat am 22.02.2013 erstmals einen "Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2012" vorgelegt [41].

Grundsätzlich wird mit dem BFO der vom Raumordnungsplan für die Nordsee [42] gesetzte Rahmen fachplanerisch ausgefüllt. Ziel des BFO ist es, die bestehende Netzinfrastruktur und die Netztopologie insbesondere im Hinblick auf die Netzanbindungen der Offshore-Windparks in der AWZ räumlich zu koordinieren und in einer Gesamtplanung festzulegen. Durch den BFO wird definiert, welche OWP in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind. Darüber hinaus wird durch den BFO die Standort-, Trassen- und Korridorplanung für die Netzanschlusssysteme bestimmt. Der Plan legt auch standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze fest, die als Basis für die Bestimmung des räumlichen Bedarfs und die Gesamtkoordination dienen.

Im Sinne einer konsistenten Planung im Hinblick auf den landseitigen Netzausbau hat das BSH bei der Erstellung des BFO 2012 den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2012¹ (NEP 2012) zugrunde gelegt. Die Planung ist deshalb auf den im *Szenario B* des NEP 2012 als "Leitszenario" genehmigten Entwicklungspfad abgestimmt, der bis zum Jahr 2022 Offshore-Windparks in der Nordsee mit einer Gesamtleistung von ca. 11,7 Gigawatt (GW) vorsieht.

Der *Offshore-Netzentwicklungsplan* wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erstellt und ist ebenfalls jährlich neu zu erarbeiten. Der Entwurf des O-NEP 2013 wurde am 02.03.2013 als "Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber" vorgelegt. Am 24.06.2013 haben die ÜNB einen Zweiten Entwurf des O-NEP 2013 veröffentlicht, der auch die Ergebnisse der Konsultation im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung berücksichtigt [43].

Der Wirkungsbereich des O-NEP erstreckt sich sowohl auf die AWZ als auch auf das Küstenmeer bis einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land. Im Rahmen des O-NEP wird die zeitliche Realisierungsreihenfolge der Netzanschlusssysteme für die Offshore-Windparks festgelegt. Der Plan basiert auf dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan unter Berücksichtigung der Festlegungen des aktuellen Bundesfachplans Offshore (s.o.). Im O-NEP werden in einer zeitlichen Staffelung für die nächsten zehn Jahre alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau und Betrieb der Offshore-Netzanbindungssysteme ausgewiesen. Die ÜNB sind verpflichtet, die im O-NEP enthaltenen Ausbaumaßnahmen gemäß dem vorgesehenen Zeitplan umzusetzen.

Der Umfang des bedarfsgerechten Ausbaus von Offshore-Netzanbindungssystemen wird durch den Szenariorahmen bereits weitgehend vorgegeben. Im O-NEP werden die Ausbaumaßnahmen zunächst anhand windparkunspezifischer, diskriminierungsfreier Kriterien ermittelt. Die Zuweisung der Übertragungskapazität des jeweiligen Netzanbindungssystems für einen oder anteilig mehrere Offshore-Windparks erfolgt zu einem späteren Zeitpunkt in einem diskriminierungsfreien Verfahren, das von der BNetzA im Benehmen mit dem BSH durchgeführt wird.

5.2.1 Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan

von Bernd Neddermann (DEWI)

Die Bundesnetzagentur hat am 30.11.2012 den Szenariorahmen für den NEP 2013 genehmigt. Im Leitszenario des NEP 2013 (Szenario B) ist dabei eine Gesamtleistung der Offshore-Windparks in der Nordsee von 12,8 GW bis 2023² vorgesehen. Der genehmigte Szenariorahmen basiert auf einem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, der von der BNetzA überarbeitet und angepasst wurde. Dabei

¹ Der Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz an Land ist seit 2011 von den ÜNB zu erarbeiten und wurde erstmals mit dem NEP 2012 vorgelegt. NEP und O-NEP wurden 2013 erstmals parallel erstellt und bedingen einander. Mindestens alle drei Jahre übermittelt die BNetzA der Bundesregierung den jeweils aktuellen NEP und den O-NEP als Grundlage für den Bundesbedarfsplan, der schließlich per Erlass durch den Gesetzgeber den vordringlichen Bedarf der darin enthaltenen Maßnahmen verbindlich festlegt.

² Hinweis: Im Bundesfachplan Offshore 2012 war für die Nordsee eine Gesamtleistung der Offshore-Windparks von 11,7 GW bis 2022 berücksichtigt worden. Als Grundlage hierfür diente der Szenariorahmen für den NEP 2012. Zwischenzeitlich hat die BNetzA am 30.08.2013 bereits den Szenariorahmen für den NEP 2014 genehmigt, der für die Nordsee eine Offshore-Windenergieleistung von 12,7 GW bis 2024 vorsieht.

wurden auch die Stellungnahmen eines öffentlichen Konsultationsprozesses in das Abstimmungsverfahren einbezogen [44].

Die folgende Abbildung 34 gibt einen Überblick zur Lage der im BFO 2012 identifizierten 13 Cluster für Offshore-Windparks in der AWZ der Nordsee, die für Sammelanbindungen geeignet sind.



Abbildung 34: Kartographische Darstellung der im BFO 2012 einbezogenen Cluster für OWP in der AWZ der deutschen Nordsee [47]

Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens für den NEP 2013 und der im BFO 2012 einbezogenen Cluster für Offshore-Windparks in der AWZ der Nordsee wird im Entwurf des O-NEP 2013 eine zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen vorgenommen, wobei die folgenden Kriterien zugrunde gelegt werden:

- 1. die Küstenentfernung,
- 2. die Lage von OWP in raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorranggebieten für Offshore-Windenergie,
- 3. das jeweilige Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters,
- 4. die geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte und
- 5. der Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP.

5.2.2 Start-Offshorenetz und Zubau-Offshorenetz

von Bernd Neddermann (DEWI)

Grundlage der Netzplanung im Entwurf des O-NEP 2013 für die deutsche Nordsee ist das sog. "Start-Offshorenetz". Neben den schon betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungssystemen umfasst das Start-Offshorenetz auch Maßnahmen, die zur Anbindung der Offshore-Windparks mit einer gültigen Netzanbindungszusage notwendig sind. Dementsprechend werden alle geplanten OWP berücksichtigt, für die bis 29.08.2012 eine unbedingte Netzanbindungszusage erteilt wurde sowie Projekte, die bis 01.09.2012 alle hierzu erforderlichen Kriterien erfüllt hatten.

Tabelle 17 und Abbildung 35 geben einen Überblick zu den im Start-Offshorenetz berücksichtigten Netzanbindungssystemen.

Projekt	Netzanbindungs- system	Übertragungs- kapazität	geplante Inbetriebnahme	
	Küste	nmeer		
NOR-0-1	Riffgat*	108 MW	02/2014	
NOR-0-2	Nordergründe*	111 MW	2016	
	Clus	ter 2		
NOR-2-1	alpha ventus*	60 MW	in Betrieb	
NOR-2-2	DolWin1	800 MW	2014	
NOR-2-3	DolWin3	900 MW	2017	
	Cluster 3			
NOR-3-1	DolWin2	900 MW	2015	
	Clus	ter 4		
NOR-4-1	HelWin1	576 MW	2014	
NOR-4-2	HelWin2	690 MW	2015	
	Cluster 5			
NOR-5-1	SylWin1	864 MW	2014	
Cluster 6				
NOR-6-1	BorWin1	400 MW	in Betrieb	
NOR-6-2	BorWin2	800 MW	2015	
NOR-6-3	BorWin4	900 MW	2018	
Cluster 8				
NOR-8-1	BorWin3	900 MW	2018	

Tabelle 17: Netzanbindungsprojekte im Start-Offshorenetz (O-NEP 2013, Stand: Juni 2013; Quelle: www.netzentwicklungsplan.de)

DC-Netzanbindungssysteme; AC-Netzanbindungen sind mit * gekennzeichnet


Abbildung 35: Start-Offshorenetz Nordsee (O-NEP 2013, Stand: Juni 2013; Quelle: www.netzentwicklungsplan.de)

Bei allen im Entwurf des O-NEP 2013 vorgesehenen Maßnahmen des Offshore-<u>Zubau</u>netzes, die für den längerfristigen Entwicklungspfad gemäß Szenario B 2023 erforderlich sind, ist der Beginn der Umsetzung erst im Zeitraum 2014 bis 2017 geplant. Für das Szenario zur Bauphasenentwicklung bis 2015 im Rahmen des HyproWind-Projektes sind diese Maßnahmen somit nicht relevant.

In Tabelle 18 wird ein Gesamtüberblick zu den im Entwurf des O-NEP 2013 vorgesehenen Netzanbindungsprojekten für die bereits genehmigten Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee gegeben. Farblich gekennzeichnet sind darin die Projekte, für die die Inbetriebnahme der benötigten Netzanschlussvorhaben im betreffenden Cluster erst im Zeitraum 2017-2023 geplant ist.

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass das BSH im Juni 2013 die Genehmigung für den Bau und Betrieb des OWP "Kaikas" in Cluster 10 (siehe Abbildung 35) erteilt hat. Im O-NEP 2013 ist für den Zeithorizont bis 2023 keine (eigene) Netzanbindung für das Cluster 10 vorgesehen.

Tabelle 18: Übersicht zu den im O-NEP 2013 (Stand: Juni 2013) vorgesehenen Netzanbindungsprojekten für die in der deutschen Nordsee genehmigten OWP

Cluster (gem. BFO 2012) / Offshore-Windpark	gepl. Leistung	Status	erwarteter Baubeginn	Netzprojekt / Netzanbindung	gepl. Inbetriebnahme Netzprojekt (gem. O-NEP 2013)				
Küstenmeer									
Riffgat	108 MW	Fundamente + UW errichtet	OWP errichtet	NOR-0-1 Riffgat	02/2014 (im O-NEP gepl.: 2013)				
Nordergründe	111 MW	genehmigt	2016	NOR-0-2 Nordergründe	2016				
Cluster 1									
Borkum Riffgrund West	400 MW	genehmigt	k.A.	NOR-1-1	2021				
Cluster 2									
alpha ventus	60 MW	in Betrieb	OWP in Betrieb	NOR-2-1 alpha ventus	in Betrieb				
Trianel Windpark Borkum (Borkum West II) - PHASE 1	200 MW	40 Fundamente + UW errichtet	Fundamente errichtet	NOR-2-2 DolWin1	2014				
Borkum Riffgrund 1	277 MW	im Bau; UW bereits errichtet	seit 01/2014	NOR-2-2 DolWin1 bzw. 3	2014				
Trianel Windpark Borkum (Borkum West II) - PHASE 2	200 MW	genehmigt	2015	NOR-2-2 DolWin1	2014				
MEG Offshore 1	400 MW	genehmigt	2015	NOR-2-2 DolWin1 bzw. 3	2014				
Borkum Riffgrund 2	k.A.; (genehmigt: 97 WEA)	genehmigt	k.A.	NOR-2-3 DolWin3	2017				
Cluster 3									
Nordsee One (ehem. Innogy Nordsee 1)	332 MW	genehmigt	2015	NOR-3-1 DolWin2	2015				
Gode Wind 01	330 MW	genehmigt	2015	NOR-3-1 DolWin2	2015				
Gode Wind 02	252 MW	genehmigt	2015	NOR-3-1 DolWin2	2015				
Delta Nordsee 1 / 2	k.A.; (genehmigt: 79 WEA)	genehmigt	k.A.	NOR-3-2	2020				
Gode Wind 04	252	genehmigt	k.A.	NOR-3-2	2020				
Innogy Nordsee 2	295	genehmigt	k.A.	NOR-3-3	2020				
Innogy Nordsee 3	369	genehmigt	k.A.	NOR-3-3	2021				
Cluster 4									
Meerwind	288 MW	Fundamente + UW errichtet	Fundamente errichtet	NOR-4-1 HelWin1	2014				
Nordsee Ost	295 MW	im Bau; UW bereits errichtet	seit 12/2012	NOR-4-1 HelWin1	2014				
Amrumbank West	288 MW	im Bau	seit 01/2014	NOR-4-2 HelWin2	2015				
Cluster 5									
Dan Tysk	288 MW	Fundamente + UW errichtet	Fundamente errichtet	NOR-5-1 SylWin1	2014				
Butendiek	288 MW	genehmigt	2014	NOR-5-1 SylWin1	2014				
Sandbank	288 MW	genehmigt	2015	NOR-5-1 SylWin1	2014				
Nördlicher Grund	k.A.; (genehmigt: 64 WEA)	genehmigt	k.A.	NOR-5-2	2023				
Cluster 6									
Bard Offshore 1	400 MW	Fundamente + UW errichtet	OWP in Betrieb	NOR-6-1 BorWin1	in Betrieb				
Deutsche Bucht	210 MW	genehmigt	k.A.	NOR-6-2 BorWin2	2015				
Veja Mate	400 MW	genehmigt	k.A.	NOR-6-2 BorWin2	2015				
Cluster 7									
EnBW He Dreiht	k.A.; (genehmigt: 119 WEA)	genehmigt	k.A.	NOR-7-1	2022				
Cluster 8									
GlobalTech I	400 MW	im Bau; UW errichtet (<u>ohne</u> Rammung)	seit 09/2012	NOR-8-1* BorWin2	2015 *Interim-Anschluss an BorWin1				
Albatros	k.A.; (genehmigt: 79 WEA)	genehmigt	k.A.	NOR-8-1 BorWin3	2018				
EnBW Hohe See	k.A.; (genehmigt: 80 WEA)	genehmigt	k.A.	NOR-8-1 BorWin3	2018				

5.3 Szenario zur Bauphasenentwicklung der Offshore-Windparks in der Nordsee

von Bernd Neddermann (DEWI)

Wie oben dargestellt, werden für das Szenario zur Bauphasenentwicklung der Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee alle Vorhaben berücksichtigt, die bereits über eine Genehmigung für den Bau und Betrieb des Windparks verfügen. Die Betrachtung im Rahmen dieser Untersuchung konzentriert sich auf die Rammarbeiten zur Installation der Fundamente für die Windenergieanlagen¹.

Insgesamt werden dreißig Offshore-Windparks betrachtet, zwei davon innerhalb der 12 sm-Zone². Tabelle 19 gibt hierzu einen Überblick.

Offshore-Windpark	Cluster	Fundamente Anzahl	Fundament-Typ	(gepl.) Zeitraum Rammung (Netzanschluss It. O-NEP 2013)	Netzanschluss- zusage ¹⁾
Bard Offshore 1 (seit 2013 in Betrieb)	BorWin	80	Tripile	03/2010-04/2013	Bestand
Riffgat (seit 2013 vollständig errichtet)	12 sm-Zone	30	Monopile	06-09/2012	ja
Trianel Windpark Borkum (PHASE 1) (im Bau)	DolWin	40	Tripod	09/2011-04/2012	ja
Meerwind (im Bau)	HelWin	80	Monopile	09/2012-04/2013	ja
DanTysk (im Bau)	SylWin	80	Monopile	02-12/2013	ja
GlobalTech I (im Bau)	BorWin	80	Tripod	seit 09/2012	ja
Nordsee Ost (im Bau)	HelWin	48	Jacket	seit 12/2012	ja
Borkum Riffgrund 1 (im Bau)	DolWin	77	Monopile	seit 01/2014	ja
Amrumbank West (im Bau)	HelWin	80	Monopile	seit 01/2014	ja
Butendiek	SylWin	80	Monopile	2014 (PM wpd 08.01.2014)	ja
Gode Wind 01	DolWin	55	Monopile	2015 (PM DONG Energy 18.11.2013)	ja
Gode Wind 02	DolWin	42	Monopile	2015 (PM DONG Energy 18.11.2013)	ja
Trianel Windpark Borkum (PHASE 2)	DolWin	40	Tripod	voraussichtlich 2015	nein
Nordsee One	DolWin	54	Jacket	2015 (PM RWE Innogy 28.08.2013)	ja
Sandbank	SylWin	80	Monopile	2015 (PM Vattenfall 16.10.2012)	ja
MEG Offshore 1	DolWin	80	Tripod	voraussichtlich 2015	ja
Deutsche Bucht	BorWin	42	Tripod	gepl. Netzanschluss: 2015	ja
Veja Mate	BorWin	80	Tripile	gepl. Netzanschluss: 2015	ja
Nordergründe	12 sm-Zone	18	Monopile	2016 (PM wpd 09.09.2013)	ja
Borkum Riffgrund 2	DolWin	97	k.A.	gepl. Netzanschluss: 2017	ja
Albatros	BorWin	79	k.A.	gepl. Netzanschluss: 2018	nein
EnBW Hohe See	BorWin	80	k.A.	gepl. Netzanschluss: 2018	nein
EnBW He Dreiht	BorWin	119	k.A.	gepl. Netzanschluss: 2018	nein
Delta Nordsee 1 / 2	DolWin	79	k.A.	gepl. Netzanschluss: 2020	nein
Gode Wind 04	DolWin	42	k.A.	gepl. Netzanschluss: 2020	nein
Borkum Riffgrund West	DolWin	80	k.A.	Netzanschluss nach 2020	nein
Innogy Nordsee 2	DolWin	48	k.A.	Netzanschluss nach 2020	nein
Innogy Nordsee 3	DolWin	60	k.A.	Netzanschluss nach 2020	nein
Nördlicher Grund	SylWin	64	k.A.	Netzanschluss nach 2020	nein
Kaikas	BorWin	83	k.A.	Netzanschluss nach 2020	nein
) Daten aus Kraftwerksanschlussregister (Quelle: Ter	neT TSO GmbH St	and 08 11 2013)	PM = Pressemit	teilung Quelle: DFWI Gmbl	I. Stand 31.01.2014

Tabelle 19: Genehmigte Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee

¹⁾ Daten aus Kraftwerksanschlussregister (Quelle: TenneT TSO GmbH, Stand 08.11.2013)

Quelle: DEWI GmbH, Stand 31.01.2014

¹ Es ist zu beachten, dass jeder OWP ein Umspannwerk (UW) auf See umfasst. Die Errichtung der Fundamente für die UW-Plattformen ist i.d.R. ebenfalls mit Rammarbeiten verbunden. Dies gilt auch für die Installation der Konverterstationen, die in den jeweiligen Clustern für die Netzanbindung benötigt werden. Die Rammung der Fundamente für die UW-Plattformen und der Konverterstationen sind in Tabelle 19 nicht aufgeführt, da sich die Maßnahmen auf wenige Einzel-Bauwerke beschränken und die Rammarbeiten nur wenige Tage andauern.

² Hinweis: Der OWP "alpha ventus" war zum Zeitpunkt der Studienbearbeitung bereits in Betrieb und wird nicht berücksichtigt. Die Einzel-Projekte "Meerwind Süd" bzw. "Meerwind Ost" und "Delta Nordsee 1" bzw. "Delta Nordsee 2" werden hier jeweils als OWP "Meerwind" und OWP "Delta Nordsee 1 / 2" zusammengefasst.

Soweit bekannt, sind die Angaben zu Fundament-Typ und (geplantem) Zeitraum für die Durchführung der Rammarbeiten vermerkt. Alternativ wird bei einigen Vorhaben der im O-NEP 2013 geplante Zeitpunkt für die Inbetriebnahme der Netzanbindung aufgeführt. Ergänzend ist auch angegeben, ob für das geplante Vorhaben bereits eine Netzanschlusszusage vorliegt.

In Abbildung 36 wird für die einzelnen Projekte dargestellt, welche Fristen für den spätesten Baubeginn in der BSH-Genehmigung gesetzt wurden (Stand: 12/2013) und bis wann gemäß O-NEP 2013 die Inbetriebnahme des vorgesehenen Netzanschlussprojektes geplant ist. Aus der Darstellung wird deutlich, dass ein Netzanschluss bei den rot hervorgehobenen OWP erst nach 2020 verfügbar sein wird.



Abbildung 36: Übersicht zu den Fristen für den spätesten Baubeginn der OWP und zur geplanten Inbetriebnahme der Netzprojekte

Der aktuell erreichte Fortschritt bei der Planung und Realisierung des Vorhabens bildet eine wichtige Grundlage für das Szenario für die Bauphasenentwicklung. Eine zentrale Bedeutung hat in diesem Zusammenhang aber auch der geplante Termin für die Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Denn es liegt auf der Hand, dass sich die weitere Projektplanung daran orientieren muss, wann die geplanten Windenergieanlagen frühestens ans Netz angeschlossen werden können.

Für die Dauer der Bauarbeiten zur Installation der Fundamente ist die Anzahl der Gründungsstrukturen maßgeblich. Bei der in den meisten Vorhaben geplanten Projektgröße von 80 WEA sieht das Szenario einen Gesamtzeitraum von fünf Quartalen zur Durchführung der Rammarbeiten vor. Beim Einsatz von Monopile-Fundamenten wird allerdings nur ein Zeitraum von vier Quartalen veranschlagt, da die Installation im Vergleich zu anderen Gründungsstrukturen weniger Aufwand (nur ein Pfahl, geringe Wassertiefe) erfordert. Dies wird auch durch die Realisierung der OWP Meerwind und DanTysk bestätigt, wo 80 Monopiles in vier Quartalen installiert wurden. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass die Errichtung des gesamten Offshore-Windparks nach den aktuellen Nebenbestimmungen des BSH zur OWP-Genehmigung "im Wesentlichen innerhalb eines Zeitraums von 18 Monaten nach Baubeginn abgeschlossen sein muss".

Für die Periode 2016-2020 wird angenommen, dass der Zeitraum zur Errichtung von 80 Fundamenten durch eine Optimierung der Logistik- und Montagekonzepte auf drei Quartale verkürzt werden kann.

Arbeiten auf See hängen sehr stark von den Witterungsbedingungen ab, wobei küstenferne Standorte mit großen Wassertiefen eine ganz besondere Herausforderung darstellen. Dementsprechend ist zu beachten, dass sich die Rammarbeiten auf mögliche Bauzeitenfenster beschränken und nicht durchgehend während des dargestellten Gesamtzeitraums durchgeführt werden. Insbesondere im Winterhalbjahr werden Baumaßnahmen nur sehr eingeschränkt möglich sein.

5.3.1 Szenario für den Zeitraum 2011-2015 und Ausblick für 2016-2020

von Bernd Neddermann (DEWI)

Abbildung 37 zeigt das auf Basis der verfügbaren Informationen (Stand: 01/2014) entwickelte zeitlich aufgelöste Szenario für die Bauphasenentwicklung im Zeitraum 2011-2015 und gibt einen Ausblick für 2016-2020. Darin sind die Auswirkungen berücksichtigt, die sich bei Zugrundelegung der im Entwurf des O-NEP 2013 geplanten zeitlichen Realisierung der Netzanbindungssysteme ergeben. Nachfolgend wird hierzu eine kurze Erläuterung gegeben.

	Hyprowind-	Jahr	2011				2012				2013				2014				2015				
	Stand 01/2014	Quartal	Q1	Q2	Q3	Q4																	
	Cluster	Offshore-Windpark																					
	2 / DolWin	Trianel WP Borkum (PHASE 1) (40 WEA)																					
Rammung	0 / 12 sm-Zone	Riffgat (30 WEA)																					
beendet	6 / BorWin	BARD Offshore 1																					
	4 / HelWin	Meerwind																					
	5 / SylWin	DanTysk																					
	4 / HelWin	Nordsee Ost (48 WEA)																					
im Bau	8 / BorWin	GlobalTech I																					
	4 / HelWin	Amrumbank West																					
	2 / DolWin	Borkum Riffgrund																					
	5 / SylWin	Butendiek																					
	2 / DolWin	Trianel WP Borkum (PHASE 2) (40 WEA)																					Fundamentyp:
	3 / DolWin	Nordsee One (54 WEA)																					Monopile
	3 / DolWin	Sandbank																					Tripod
	5 / SylWin	Gode Wind 01/02 (55+42 WEA)																					Jacket
	2 / DolWin	MEG Offshore 1																					Tripile

Hyprowind- Szenario	Jahr		20	016			20	17			20	18			20	19			20)20	
Stand 01/2014	Quartal	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Cluster	Offshore-Windpark																				
3 / DolWin	Nordsee One (54 WEA)																				
3 / DolWin	Sandbank																				
5 / SylWin	Gode Wind 01/02 (55+42 WEA)																				
2 / DolWin	MEG Offshore 1																	1			
0/12 sm-Zone	Nordergründe (18 WEA)																				
6 / BorWin	Deutsche Bucht (42 WEA)																	1			
2 / DolWin	Borkum Riffgrund 2																				
6 / BorWin	Veja Mate																				1
8 / BorWin	EnBW Hohe See																	1			
8 / BorWin	Albatros																				
3 / DolWin	Gode Wind 04 (42 WEA)																				
7 / BorWin	EnBW He Dreiht																				
3 / DolWin	Delta Nordsee 1/2																				
3 / DolWin	Innogy Nordsee 2/3																				
1 / DolWin	Borkum Riffgrund West																				
5 / SylWin	Nördlicher Grund																				
10 / BorWin	Kaikas																				

Abbildung 37: Szenario zur Bauphasenentwicklung* 2011-2015 und Ausblick für 2016-2020 (aktueller Stand: 01/2014) (*Zeitraum zur Durchführung von Rammarbeiten für die Fundamente)¹

¹ Es sei hier explizit darauf hingewiesen, dass die eingetragenen Zeiträume lediglich die Zeitfenster darstellen, in denen Rammarbeiten stattfinden können. Die Zeiträume bedeuten nicht, dass innerhalb dieser Zeiten kontinuierlich gerammt wird.

Die Netzanbindung der Cluster 1, 7 und 8 ist nach dem Entwurf des O-NEP 2013 erst im Zeitraum 2018-2022 geplant. Für die OWP "Borkum Riffgrund West", "EnBW He Dreiht", "Albatros" und "EnBW Hohe See" ist somit vorher kein Netzanschluss verfügbar, so dass die Projekte erst nach 2015 realisiert werden können. (Ergänzende Anmerkung: Bei dem bereits in Bau befindlichen Projekt "GlobalTech 1" (Cluster 8) wurde eine Interimslösung mit Einspeisung ins Netzanbindungssystem BorWin1 vereinbart. Nach Fertigstellung der entsprechenden Netzanbindung ist für "GlobalTech 1" der Anschluss an BorWin2 geplant.)

Im Cluster 2 stellt sich die Problematik, dass neben dem in Bau befindlichen OWP "Trianel Windpark Borkum (Phase 1)" entweder der OWP "MEG Offshore 1" oder "Borkum Riffgrund 1" (Baustart erfolgte im Januar 2014) an das für 2014 geplante Netzanbindungssystem DolWin1 angeschlossen werden kann. Mit DolWin3 ist ein zweites Netzanbindungssystem voraussichtlich erst 2017 verfügbar. "Borkum Riffgrund 2" und ein weiterer OWP werden deshalb mangels Netzanbindung erst nach 2015 realisiert werden können.

In Cluster 3 kann das Projekt "Delta Nordsee 1/2" ebenfalls erst nach 2015 realisiert werden, weil das Netzanbindungssystem DolWin2 maximal für den Anschluss der Offshore-Windparks "Nordsee One (ehem. "Innogy Nordsee 1") und "Gode Wind 01/02" ausreicht. Ein zusätzliches Netzprojekt für Cluster 2 soll erst 2017 zur Verfügung stehen.

Im Cluster 5 ist die gleiche Situation für das Projekt "Nördlicher Grund" absehbar. Hier wird das Netzanbindungssystem Sylwin1 bereits vollständig durch die OWP "DanTysk", "Butendiek" und "Sandbank" ausgeschöpft. Ein zusätzliches Netzprojekt ist in Cluster 5 erst 2023 geplant.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass sich bei vielen aktuell im Bau oder in der Bauvorbereitung befindlichen Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee abzeichnet, dass der Netzanschluss nicht rechtzeitig zum Zeitpunkt der Fertigstellung der Projekte zur Verfügung stehen wird. Für das Szenario zur Bauphasenentwicklung sind dadurch aber keine Änderungen zu erwarten.

Zum OWP "Veja Mate" ist ergänzend anzumerken, dass die Realisierung des Vorhabens wegen des noch fehlenden Investors zum Zeitpunkt der Studienbearbeitung offen ist. Das BSH hat mit Bescheid vom 01.11.2012 die Frist für den spätesten Baubeginn von "Veja Mate" auf den 30. Juni 2014 verschoben. Die vom Projektträger beantragte Fristverlängerung bis 31.12.2016 wurde dagegen vom BSH abgelehnt, weil der Netzanschluss für das Projekt bereits Ende 2014 bereit stehen soll.

Die weitere Entwicklung bei der Realisierung der OWP "MEG Offshore 1" und "Deutsche Bucht" kann aufgrund der Insolvenz des Projektentwicklers Windreich AG zum Zeitpunkt der Studienbearbeitung ebenfalls nicht abgeschätzt werden.

Für die OWP "Nördlicher Grund" und "Kaikas" ist aufgrund der Netzausbauplanung im O-NEP 2013 nicht mit einer Realisierung bis 2020 zu rechnen.

Bei einer Realisierung aller im Szenario bis 2020 berücksichtigten Offshore-Windparks könnte allein in der deutschen Nordsee eine installierte Gesamtleistung in der Größenordnung des von der Bundesregierung Anfang 2014 formulierten Ausbauziels (6.500 MW) erreicht werden. Angesichts der vielschichtigen Einflüsse und Unwägbarkeiten ist hier aber darauf hinzuweisen, dass ein Ausblick bis 2020 lediglich als grobe Abschätzung einer möglichen Ausbauentwicklung dienen kann. Abbildung 38 gibt einen ergänzenden Überblick, wie weit die in der deutschen AWZ der Nordsee geplanten OWP von FINO 1 und FINO 3 entfernt sind.



Abbildung 38: Übersicht zur Entfernung der in der AWZ geplanten OWP zu FINO 1 und 3

Abschließend wird in Abbildung 39 und in Abbildung 40 dargestellt, in welcher Entfernung die hier betrachteten Projektplanungen zu Naturschutzgebieten in der deutschen Nordsee liegen. Hinsichtlich der Wirkung von Rammarbeiten auf die Meeresumwelt (v.a. zum Schutz von Schweinswalen) sind dabei die auf EU-Ebene im Rahmen des NATURA 2000-Schutzgebietsnetzes nach der sog. Fauna-Flora-Habitat (FFH)-Richtlinie gemeldeten Schutzgebiete von besonderer Bedeutung. Deutschland hat im Bereich der AWZ der Nordsee drei FFH-Gebiete gemeldet, die alle als Schutz- und Erhaltungsziel u.a. die "Erhaltung und Wiederherstellung eines günstigen Erhaltungszustandes" von Schweinswalen haben: "Doggerbank" (DE 1003-301), "Sylter Außenriff" (DE 1209-301) und "Borkum-Riffgrund" (DE 2104-301). Wie Abbildung 39 veranschaulicht, wurde v.a. für das FFH-Gebiet "Sylter Außenriff" eine hohe Konzentration von Schweinswalen festgestellt [45].



Abbildung 39: Übersicht zu Lage und Ausdehnung der FFH-Gebietsmeldungen in der AWZ der deutschen Nordsee [51]

Abbildung 40 verdeutlicht, dass einige OWP-Planungen direkt an die FFH-Schutzgebiete angrenzen. Westlich des FFH-Gebiets "Sylter Außenriff" betrifft dies den OWP "Dan Tysk", südlich davon den OWP "Amrumbank West". Der Standort des bereits 2002 genehmigten OWP "Butendiek" liegt direkt innerhalb des FFH-Gebiets.

Das FFH-Gebiet "Borkum-Riffgrund" grenzt unmittelbar an die geplanten Offshore-Windparks "Riffgrund" im Norden und "Riffgrund West" im Osten.



Abbildung 40: Übersicht zur Entfernung der in der AWZ der deutschen Nordsee geplanten OWP zu den Naturschutzgebieten nach FFH-Richtlinie

5.4 Planungen von Offshore-Windparks in den Nordsee-Anrainerstaaten

von Bernd Neddermann (DEWI)

Im Rahmen der Untersuchung erfolgte auch eine Recherche zum Stand der Planung von Offshore-Windparks in den Nordsee-Anrainerstaaten Dänemark, Norwegen, Großbritannien, Niederlande, Belgien und Frankreich. In allen genannten Ländern bestehen Planungen zur Nutzung der Offshore-Windenergie, teilweise mit sehr ambitionierten Ausbauzielen. Für diese Untersuchung ist die Betrachtung auf die Ausbauentwicklung im Bereich der Nordsee im Zeitraum 2011-2015 beschränkt. Die nachfolgenden Informationen basieren auf den Angaben in der DEWI-eigenen Datenbank, die Daten aus öffentlich verfügbaren Quellen zur internationalen Offshore-Windenergienutzung umfasst.

<u>Dänemark</u>

In Dänemark sind in der Nordsee bisher nur die beiden Offshore-Windparks "Horns Rev I" und "Horns Rev II" realisiert worden, die seit 2002 bzw. 2009 vollständig in Betrieb sind. Darüber hinaus wurde das Nearshore-Projekt Rønland mit acht WEA realisiert. Alle weiteren zehn dänischen OWP sind in der Ostsee in Betrieb. Im Herbst 2013 wurde der 400 MW-Offshore-Windpark "Anholt" offiziell eingeweiht, der ebenfalls in der Ostsee errichtet wurde.

In Dänemark erfolgt die Vergabe von Offshore-Windparks über eine Ausschreibung der dänischen Energieagentur. Bis 2025 soll ein weiterer Ausbau der Offshore-Windenergienutzung bevorzugt an Standorten erfolgen, die im Rahmen einer Untersuchung der dänischen Energieagentur identifiziert wurden. Dabei wurden auch im Nordsee-Gebiet bei Horns Rev sowie bei Ringkøbing zusätzliche Standorte für Offshore-Windparks ermittelt. Deren Nutzung steht zunächst jedoch unter dem Vorbehalt einer näheren Untersuchung möglicher naturschutzfachlicher Auswirkungen. Nach den vorliegenden Informationen ist bis 2015 nicht mit dem Bau weiterer OWP im dänischen Teil der Nordsee zu rechnen.

<u>Norwegen</u>

In Norwegen ist 2009 die bisher einzige Offshore-Windenergieanlage im Rahmen des Hywind-Forschungsprojektes in Betrieb gegangen. Ziel des Vorhabens ist es, den Einsatz schwimmender Fundamente zu testen. Darüber hinaus sind in Norwegen weitere Einzelstandorte für Testanlagen mit schwimmenden Fundamenten im Rahmen einer Kooperation der Firmen Areva Wind und Sway geplant. Der Anlagenhersteller GE will vor der norwegischen Küste verschiedene Demonstrationsprojekte (Einzelstandorte) realisieren, um den Einsatz der eigenentwickelten Offshore-WEA zu testen.

Langfristig ist die Realisierung von sechs großen Offshore-Windparks in Norwegen mit einer Größenordnung von jeweils 1.000-1.500 MW geplant. Die Realisierung der Vorhaben ist nach den vorliegenden Informationen aber erst im Zeitraum 2015-2020 zu erwarten.

Großbritannien

Großbritannien ist seit einigen Jahren der Markt mit der größten Ausbaudynamik im Bereich der Offshore-Windenergienutzung. Von staatlicher Seite wurden in der Vergangenheit verschiedene Ausschreibungsrunden initiiert, die sog. Round 1-, Round 2- und Round 3-Projekte. Die OWP aus dem Round 1-Verfahren und ein Großteil der Projekte aus dem Round 2-Verfahren wurden mittlerweile realisiert. Für die Round 3-Projekte erfolgte die Vergabe an verschiedene Bieterkonsortien.

Im britischen Teil der Nordsee sind bereits zwölf Offshore-Windparks in Betrieb. Während der Studienbearbeitung haben die OWP "Greater Gabbard", "Sheringham Shoal" "London Array", "Lincs", "Teeside" und "Gunfleet Sands 3" den Betrieb aufgenommen. Anfang 2014 waren der OWP "Humber Gateway" und das Demonstrationsprojekt "Energy Park Fife" (WEA-Prototyp mit 7 MW) im Bau. Wie alle bisher in der Nordsee realisierten Offshore-Windparks (Ausnahme: Beatrice-Projekt) befinden sich auch die derzeit in Bau befindlichen Vorhaben im küstennahen Bereich mit vergleichsweise geringen Wassertiefen, die den Einsatz von Monopile-Fundamenten ermöglichen. Die Entfernung zur deutschen AWZ (FINO 1 und FINO 3) liegt bei allen britischen Nordsee-Windparks in einer Größenordnung von rund 300 km (siehe Abbildung 41).

In einer größeren Entfernung zur britischen Nordseeküste – und damit näher zur deutschen AWZ – sind die Round 3-Projekte geplant. Die Baurealisierung der ersten Round 3-Projekte ist aber erst nach 2015 zu erwarten.

<u>Frankreich</u>

In Frankreich ist bisher noch kein Offshore-Windpark in Betrieb. Die Realisierung des bereits genehmigten OWP "Côte d'Albatre" kommt seit längerem nicht voran. Es liegen keine Informationen vor, wann dieses Projekt realisiert werden wird.

Frankreich verfolgt das Ziel, bis 2020 eine Offshore-Windenergieleistung von 6.000 MW zu installieren. Zwei Ausschreibungen für die Errichtung von Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 3.000 MW wurden 2012 (2.000 MW) und 2013 (1.000 MW) durchgeführt. In dem hier betrachteten Zeitraum 2011-2015 ist nicht zu erwarten, dass die Projekte in Bau gehen. Unabhängig davon liegen die meisten der vor der französischen Küste geplanten OWP-Standorte im Bereich des Ärmelkanals und zudem in sehr großer Entfernung zur deutschen AWZ.

<u>Belgien</u>

In Belgien wurden 2009 und 2010 die OWP "Thornton Bank I" und "Belwind I" in Betrieb genommen. An diesen Standorten erfolgte zwischenzeitlich ein weiterer Ausbau ("Thornton Bank II" und "Thornton Bank III" sowie "Belwind II" (6 MW-Protoyp)). Aktuell (Stand: Januar 2014) ist der OWP "Northwind" mit 72 WEA der 3 MW-Klasse im Bau.

Auch die OWP-Standorte in Belgien liegen in einer Entfernung von rund 300 km zur deutschen AWZ.

<u>Niederlande</u>

In den Niederlanden sind in der Nordsee die Offshore-Windparks "OWEZ - Egmont aan Zee" seit 2006 und der "Prinses Amaliawindpark" seit 2008 in Betrieb. Darüber hinaus wurden bereits Mitte der 1990er-Jahre zwei Offshore-Windparks im Ijsselmeer realisiert, die OWP "Lely" und "Irene Vorrink (Dronten)".

Die niederländische Regierung plant, die Offshore-Windenergieleistung in der Nordsee bis 2023 auf 4.450 MW auszubauen. Es gibt zahlreiche Planungen für weitere niederländische Offshore-Windparks, allerdings sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Realisierung der Vorhaben eher ungünstig.

Im Sommer 2014 soll der Bau des "Eneco Luchterduinen" Offshore-Windparks beginnen. Das geplante Baugebiet liegt 23 km westlich der holländischen Nordseeküste bei Zandvoort. Im Rahmen des Vorhabens sollen 43 Anlagen vom Typ Vestas V112-3.0 MW auf Monopiles errichtet werden.

Ebenfalls noch in 2014 ist der Baubeginn für den Offshore-Windpark "Gemini" in den Niederlanden geplant. Das 600 MW-Gemini-Projekt umfasst die von dem deutschen Unternehmen BARD geplanten OWP "ZeeEnergie" (ehem. "GWS Offshore NL1") und "Buitengaats" (ehem. ("BARD Offshore 98

NL1") mit je 300 MW, die als einzige Offshore-Windparks in den Niederlanden von einer staatlichen Subvention profitieren. Das Projektgebiet grenzt direkt an die westliche Begrenzung der deutschen AWZ, rund 60 km nördlich der westfriesischen Inseln Ameland und Schiermonnikoog (siehe Abbildung 41). Für das Vorhaben ist der Einsatz von 150 WEA mit jeweils 4 MW Nennleistung von Siemens geplant, die auf Monopiles gegründet werden. Die Genehmigung beinhaltet die Auflage, dass im Zeitraum vom 1. Januar bis 1. Juli keine Baumaßnahmen durchgeführt werden dürfen, um negative Auswirkungen auf die Meeresumwelt durch die erforderlichen Rammarbeiten zu vermeiden [46].

Die Realisierung von drei weiteren bereits genehmigten Offshore-Windparks ("Den Helder 1", Breeveertien II" und West-Rijn") plant DONG Energy in der niederländischen Nordsee. Die Vorhaben sollen nach Unternehmensangaben jedoch erst zum Ende der Dekade gebaut werden.

Abbildung 41 gibt einen Überblick zur geografischen Ausdehnung der Nordsee und zur Lage der hier betrachteten internationalen Offshore-Windpark-Planungen. Es ist zu erkennen, dass nur die grenznah zur deutschen AWZ geplanten OWP in den Niederlanden für die Betrachtung im Rahmen der Untersuchung relevant sind. Die Standorte der in Großbritannien und Belgien für die Baurealisierung 2011-2015 identifizierten OWP-Planungen in der Nordsee liegen dagegen in großer Entfernung zur deutschen AWZ (ca. 300 km von FINO 1).

Es wird abschließend darauf hingewiesen, dass das vorliegende Szenario auf Basis der zum Zeitpunkt der Studienbearbeitung verfügbaren Informationen entwickelt wurde. Durch zu erwartende Veränderungen bei der Planung und Baurealisierung ist damit zu rechnen, dass Abweichungen in Form von Projektverschiebungen und ggf. Nicht-Realisierung einzelner Vorhaben auftreten. Im Übrigen ist nicht auszuschließen, dass weitere geplante Offshore-Windparks im Bereich der Nordsee bis zur Baurealisierung entwickelt werden.



Abbildung 41: Übersicht zur Lage der in den Nordsee-Anrainerstaaten geplanten OWP mit erwartetem Baubeginn 2011-15 (Quelle: DEWI-eigene Recherchen – Stand: 2011)

5.5 Zusammenfassung

von Bernd Neddermann (DEWI)

Im Bereich der deutschen Nordsee wurden bis Ende 2013 dreißig Offshore-Windparks im Bereich der AWZ und zwei OWP im Küstenmeer genehmigt. Damit liegen Genehmigungen für den Bau und Betrieb von mehr als 2.000 Windenergieanlagen vor. Bis Ende 2013 waren jedoch erst drei Projekte in Betrieb und ein weiterer OWP vollständig errichtet, aber noch ohne Netzanschluss.

Im Rahmen der Untersuchung wurden ein zeitlich aufgelöstes Szenario zur Bauphasen-Entwicklung für die Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee bis 2015 und ein Ausblick zum weiteren Ausbau bis 2020 entwickelt. Im Szenario werden nur die bereits genehmigten OWP berücksichtigt. Eine zentrale Bedeutung für die zeitliche Auflösung des Szenarios hat die Verfügbarkeit des Netzanschlusses. Neben dem aktuell erreichten Fortschritt bei der Planung und Realisierung der einzelnen OWP-Planungen bilden deshalb die Festlegungen im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 eine wesentliche Grundlage für die Entwicklung des Szenarios.

Im Ergebnis zeigt die Analyse, dass im Zeitraum 2011-2015 mit Bauarbeiten zur Errichtung der Fundamente von insgesamt 15 Offshore-Windparks zu rechnen ist. Bei fünf Projekten konnte die Installation der Fundamente bis Ende 2013 bereits abgeschlossen werden, bei vier weiteren OWP werden aktuell Rammarbeiten durchgeführt (Stand: Anfang 2014). Nach der vorliegenden Abschätzung könnte bis 2020 der Bau von elf weiteren Offshore-Windparks erfolgen.

6 Dauermessungen an der FINO1- und der FINO3- Plattform

von Andrea Lübben (DEWI)

6.1 Einleitung

Im Juli 2009 wurde im Rahmen des Projektes Schall (FKZ 0327645) an der FINO1-Plattform eine Dauermessstation für die Aufzeichnung von Unterwasserschall installiert. Ziel dieser Station war unter anderem die Erfassung der durch die Bautätigkeiten und die Logistik der Alpha-Ventus Baustelle hervorgerufenen Schallimmissionen. Ihr weiterer Betrieb im Rahmen von HyproWind ermöglicht nun ein umfassendes Unterwasserschallmonitoring der Installationsgeräusche anderer entstehender Offshore Windparks im Bereich der südlichen Deutschen Bucht. Das Messgerät wurde im August 2011 erneuert und technisch angepasst.

Zur Messung der Schallimmissionen der Bautätigkeiten im nördlichen Bereich der Deutschen AWZ wurde an der Forschungsplattform FINO3 eine weitere Dauermessstation eingerichtet. Sie ist nahezu baugleich zur Dauermessstation an FINO1.

Um zeitliche Veränderungen und Störungen dieser Messgeräte erfassen zu können, wurde ein autarkes Messsystem als Kalibriereinheit entwickelt.

Die Messstationen stellen eine Langzeitdokumentation der Schallpegel in einer Phase des beginnenden Ausbaus von Offshore Windparks dar. Hiermit können Einzelereignisse ebenso wie kumulative Effekte räumlich und zeitlich abgeleitet werden.

6.2 Aufbau des Messsystems an FINO1

Seit Juli 2009 werden an der Forschungsplattform FINO1 Dauerschallmessungen durchgeführt. Das Messsystem ist am Meeresboden in einer Entfernung von etwa 70 m zur Plattform aufgebaut. Mittels eines Kabels gelangen die Daten von den Messgeräten zu FINO1, wo sich ein Messrechner befindet, der die Daten aufzeichnet. Diese werden in regelmäßigen Abständen abgeholt oder gelangen per Richtfunkverbindung für die weitere Auswertung und Beurteilung an Land.

Abbildung 42 zeigt die Position der Dauerschallmessstation in der Nordsee.



Abbildung 42: Lage der Dauermessstation an FINO1 und umgebende im Bau befindliche Windparks

6.2.1 Unterwasserschallmessstation UMS1

Die Dauerschallmessstation ist sowohl ausgelegt für die Aufzeichnung von nahe stattfindenden Rammarbeiten wie z.B. Alpha Ventus als auch für entfernte Rammarbeiten und Betriebsgeräusche.

Das Messsystem besteht aus einem Gestell, an dem 2 Hydrophone befestigt sind (Abbildung 43). Es ist mit Hilfe eines Gewichtes am Meeresboden verankert. Ein seewasserfestes Kabel verbindet die Sensoren mit der FINO1 Plattform.

Die ausgewählten Hydrophone sind 2 verschiedene Typen der Firma Brüel&Kjaer. Sie sind spezifiziert für unterschiedliche Empfindlichkeiten, um die verschieden lauten Pegel, die sich aufgrund der unterschiedlichen Entfernungen zu den Windparks ergeben, ohne Einschränkungen aufnehmen zu können. Die Daten werden mit einer Samplingrate von 48kHz und einer Auflösung von 24 bit auf externen Speicherplatten abgelegt und gesichert.



Abbildung 43: Gestell der Unterwassermessstation bei der Ausbringung.

Bei der im Juli 2009 ausgebrachten Messstation zeigt das unempfindliche Hydrophon ab Januar 2010 unbrauchbare Daten. Der Grund dafür liegt im Unterwasserbereich, so dass der Fehler nicht behoben werden konnte. Der Ausfall des unempfindlichen Signals stellte zunächst kein Problem dar, da die lärmintensiven Arbeiten an alpha ventus zu diesem Zeitpunkt bereits abgeschlossen waren. Die Signale der entfernten Windparks (z.B. Bard Offshore 1) ließen sich ohnehin nur mit dem empfindlichen Hydrophon auflösen. Seit Sommer 2011 wurde jedoch auch das Messsignal des empfindlichen Hydrophons zunehmend von einem Brummen überlagert. Aus diesem Grund wurde entschieden, die Messstation durch eine 2. Station (UMS2) zu ersetzen.

6.2.2 Unterwasserschallmessstation UMS2

Um die weitere Datenaufnahme sicher zu stellen, wurde im August 2011 eine weitere Messstation an FINO1 ausgebracht.

Abbildung 44 zeigt eine Skizze der neuen Messstation. Die Station ist 75 m westlich FINO1 platziert worden und besteht aus einem Gestell, an dem zwei Hydrophone in einer Höhe von 2 m über dem Meeresboden befestigt sind. Die Hydrophone sind ebenfalls über ein Kabel mit der FINO1 verbunden.



Abbildung 44: Skizze von FINO1 mit Unterwassermessstation

Im Anschluss an das Absetzen des Gestells auf den Meeresboden wurde das Datenkabel zur FINO1 verlegt. Durch den Einsatz einer Zugentlastung ist das Kabel gegen kräftige Einflüsse von außen, wie beispielsweise die Drift aufgrund starker Strömung oder die Berührung von Schiffen, geschützt. An der FINO1 ist das Kabel entlang der Struktur hoch zur Arbeitsplattform verlegt. Auf der Arbeitsplattform läuft es in einen Container, der die zugehörige Elektronik und einen Computer beherbergt, auf dem die Messdaten aufgezeichnet werden.

Wie bereits bei UMS1 werden die Daten werden mit einer Samplingrate von 48kHz und einer Auflösung von 24 bit auf externen Speicherplatten abgelegt und gesichert

6.2.3 Betrieb und Datenbasis

Die Messstation misst mit minimalen Ausfällen kontinuierlich seit Anfang Juli 2009 (Abbildung 45). Dabei liegen vom Sensor 8106 nahezu durchgängig Daten vor, vom Sensor 8105 Daten im Zeitraum Anfang Juli 2009 bis Mitte Januar 2010. Von der im August 2011 installierten Messstation liegen seitdem kontinuierlich und ohne Unterbrechungen Daten vor.



Abbildung 45: Datenaufnahme an FINO1 und Zeiträume von Rammarbeiten

Die folgende Abbildung 46 zeigt die Daten beider ausgebrachter Hydrophone. Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse des äquivalenten Dauerschallpegels beziehen sich auf einen Zeitraum von 30 Sekunden, sie stellen den äquivalenten Dauerschallpegel L_{eq} für den Monat August 2009 dar. In diesem Monat wurden die Fundamente dreier Windenergieanlagen des Windparks Alpha Ventus gerammt.

Die Abbildung zeigt die Vorteile und auch Limitierungen beider Sensoren. Während der 8105 im niedrigen Bereich unter etwa 130 dB in Sättigung gerät, deckt er den hohen Bereich bis 180 dB und höher zuverlässig ab. Dahingegen ist der Sensor 8106 für den niedrigen Bereich spezifiziert und kommt bei etwa 165 dB in Sättigung.



Abbildung 46: Zeitserie des Leq im August 2009

6.3 Aufbau des Messsystems an FINO3

6.3.1 Unterwasserschallmessstation UMS3

Um auch die Bautätigkeiten im nördlichen Bereich der deutschen AWZ erfassen zu können wurde an der Forschungsplattform FINO3 eine Dauermessstation installiert. Abbildung 47 zeigt die Lage von FINO3 und den benachbarten in Planung bzw. im Bau befindlichen Offshore Windparks.

Bereits im Mai 2012 waren der Bau und die Zusammenstellung der Komponenten für die Dauermessstation an FINO3 erfolgt. Nach zahlreichen Versuchen der Installation konnte diese im März/April 2013 endlich realisiert werden. Die Datenaufzeichnung begann am 23. April.

Der Aufbau ist bewusst identisch zur UMS2 ausgeführt worden um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, die Daten werden mit einer Samplingrate von 48kHz und einer Auflösung von 24 bit auf externen Speicherplatten abgelegt und gesichert



Abbildung 47: FINO3 (links) und geplante Windparks in der Nähe (rechts)

6.3.2 Betrieb und Datenbasis

An der Unterwasserschallmessstation an FINO3 werden seit dem 23.April 2013 Daten aufgezeichnet. Die seit diesem Zeitpunkt im Bau befindlichen Offshore Windparks sind BARD Offshore I, Global Tech I, Nordsee Ost und DanTysk (Abbildung 48).



Abbildung 48: Datenaufzeichnung an FINO3 und parallel stattfindende Rammarbeiten

6.4 Auswertung der im Vorhabenszeitraum gewonnenen Messdaten

Der Fokus der Datenauswertung liegt auf der durch die Errichtung deutscher Offshore Windparks entstehenden Unterwassergeräuschimmission. Die überwiegend mit Rammpfählen im Meeresboden befestigten Gründungsstrukturen der Windenergieanlagen leisten während der Errichtung einen signifikanten Beitrag zum Unterwasserschallklima. Im Folgenden werden die an den Dauermessstationen aufgezeichneten Rammgeräusche in ihrer unterschiedlichen Charakteristik gezeigt. Die Charakteristik der Installation verschiedener Gründungsstrukturen wird im Folgenden präsentiert. Neben der unterschiedlichen zeitlichen Abfolge werden auch das Aussehen einzelner Rammschläge und die spektrale Beschreibung analysiert.

Abschließend findet sich in Kap 6.4.4 eine Beschreibung von sich über lagernden Rammereignissen, die wiederum einen großen Einfluss auf den Lebensraum und die möglichen Fluchtwege der marinen Säuger haben.

6.4.1 Vielfältigkeit der aufgezeichneten Rammungen

Um den Verlauf des L_{eq} für die Rammung im Detail zu betrachten, zeigt Abbildung 49 den Pegel beider Sensoren für den frühen Morgen des 9. August 2009. Hier wurde ein Pfahl der Anlage AV5 in den Meeresboden eingebracht. Der L_{eq} zeigt Spitzenwerte bis etwa 170 dB. Diese werden am Anfang der Rammung erzielt, hier dient noch der gesamte Pfahl als Schallquelle. Im Laufe der Rammung nehmen diese Werte ab, da sich der Pfahl nicht mehr über die gesamte Länge in der Wassersäule befindet, sondern im Boden ,verschwindet'. Hierdurch wird die Schallabstrahlung ins Wasser kontinuierlich geringer. Eine Skizze dieser Gründungsstruktur findet sich in Abbildung 49 links.



Abbildung 49: Skizze einer Jacketkonstruktion (links) und Zeitserie des Leq am 9. August 2009 während Rammarbeiten (rechts)

Im Gegensatz dazu präsentiert Abbildung 50 einen Rammvorgang eines Tripiles einer Windenergieanlage der Firma BARD am 17. Oktober 2010. Da die Pfähle dieser Anlage stets über die ganze Wassersäule Schall abstrahlen, verändern sich die Pegel während der Rammung nicht. Der Windpark ist etwa 60 km von der Dauerschallmessstation entfernt, dennoch erkennt man hier noch Pegel von über 130 dB.



Abbildung 50: Foto eines Tripiles (links, http://www.renewableenergyworld.com) und Zeitserie des Leq am 17. Oktober 2010 während Rammarbeiten (rechts)

In der folgenden Abbildung 51 erkennt man die Installation eines Monopiles, aufgenommen von der Messstation an FINO3. Sie wurde aufgezeichnet am 27./28. September 2013. Die Entfernung zum Rammpfahl beträgt etwa 6 km. Gut zu erkennen ist hier der durchgeführte Softstart, bei dem die Rammenergie zu Beginn sehr langsam ansteigt. Dies gibt, neben den durchgeführten Vergrämungsmassnahmen, den soll marinen Säugern die Chance zur rechtzeitigen Flucht geben.



Abbildung 51: Skizze eines Monopiles (links, www.strabag-offshore.de) und dazugehörige Rammcharakterisitk aufgezeichnet am 27./28. September 2013 (rechts)

6.4.2 Vergleich einzelner Rammschläge

Abbildung 52 zeigt Rammschläge aus Abbildung 49 im Detail. Die obere Grafik zeigt den Schalldruckverlauf von 10 Rammschlägen in einer Zeitspanne von 19 s. Die Periode der Rammschläge beträgt 1,7 s. Deutlich zu erkennen sind die steilen Flanken zu Anfang und Ende eines einzelnen Rammschlages. Die untere Grafik zeigt die Auslenkung des Schalldrucks während eines einzelnen Rammschlages. Das Hauptereignis hat im Schalldruckverlauf eine Dauer von etwa 0.1 s.



Abbildung 52: Schalldruckverläufe aufgenommen am 14.7.2009

Analog zu Abbildung 52 zeigt Abbildung 53 die Charakteristik einzelner entfernter Rammschläge. Im oberen Bereich ist wiederum eine Zeitspanne von 19 s zu sehen; hier erkennt man bei einer Rammperiode von etwa 2,4 s 7 Rammschläge. Im unteren Bereich ist ein einzelner Rammschlag aufgetragen. Das Signal ist stark verzerrt, die Auslenkung dauert über 1 s an.



Abbildung 53: Darstellung des Schalldruckverlaufs eines entfernten Rammschlags am 9.5.2010

Die Verzerrung des Signals bei einer Übertragung über größere Entfernungen nennt man Dispersion. Abbildung 54 zeigt einen Rammschlag der etwa 60 km übertragen wird, bevor er die Dauermessstation an FINO1 erreicht. Bei Aufspaltung des Signals, erkennt man in den entsprechenden Spektren die Verschiebung der Frequenz zu geringeren Werten. Höhere Frequenzen erreichen die Messstation eher als niedrige Frequenzen.



Abbildung 54: Anteile des in Abbildung 14 gezeigten Rammschlages (links) mit farblich entsprechendem Spektrum (rechts)

6.4.3 Spektrale Auflösung

Abbildung 55 die spektrale Auflösung in Form von Terzspektren an vier unterschiedlichen Baustellen in vier verschiedenen Entfernungen 1,5 km (Alpha Ventus), 8km (Borkum West II), 37km (Borkum Riffgat) und 56km (BARD Offshore I). Die nahe Rammung zeigt erwartungsgemäß die mit Abstand höchsten Pegelwerte zwischen 150 und 160 dB im Bereich der pegelbestimmenden Terzen zwischen 100 und 1000Hz. Borkum West II liegt dagegen bei um 30 dB verringerten Werten. Nur kaum geringere Werte, um 125 dB, weisen die entfernteren Windparks Riffgat und BARD Offshore I auf.

Die relativ geringeren Pegel weisen auf den Einsatz eine Schallminderungssystem hin (Blasenschleier) auch bei Riffgat wurde ein Schallschutzsystem eingesetzt (Kofferdamm), allerdings wurden die Monopiles mit deutlich höheren Energien in den Boden gerammt, sodass noch Pegel um 125 dB erfasst werden. Die pegelbestimmenden Werte von BARD Offshore I sind fast identisch zu Riffgat, obwohl die Baustelle deutlich weiter entfernt ist und auch die Pfahldurchmesser geringer sind. Dies weist darauf hin, dass bei der Rammung kein Schallschutzsystem eingesetzt wurde.

Insgesamt ähneln sich die Verläufe der Terzspektren in der Form, oberhalb von 1000 Hz sind nur noch geringe Energieanteile zu erkennen. Sämtliche Bauspektren setzen sich klar vom Hintergrundschallpegel ab der im Bereich von 100dB bei den höchsten Pegelwerten liegt.



Abbildung 55: Darstellung von typischen Terzspektren unterschiedlicher Baustellen und Entfernungen zwischen Rammpfahl und Messposition

6.4.4 Kumulative Effekte

Die folgenden Abbildungen zeigen die Wirkung von überlagertem Rammschall. In Abbildung 56 sind Zeiten dargestellt in denen nahes und entferntes Rammen isoliert aufgezeichnet werden konnte. Bei der gleichen Bauaktivität kam es aber auch zu zeitgleicher Überlagerung beider Vorgänge wie Abbildung 57 zeigt.

Die Spitzenpegel der nahen Rammung werden durch die zeitgleiche Aktivität nicht verändert. Während der Zeit intensiver Schläge im Nahbereich wird die entfernte Rammenergie nicht mehr aufgelöst. In den Rammpausen der nahen Rammung lässt sich aber eine Zunahme des "Hintergrundes" erkennen.



Abbildung 56: 2 Zeitreihen in denen die Bauaktivitäten an naher (links, 14.11.2011) und entfernter (rechts, 17.11.2011) Baustelle isoliert aufgezeichnet werden konnten



Abbildung 57: Beispiel für eine Zeitreihe am 9.11.2011 in der es zu der Überlagerung von naher und entfernter Rammung kam.

6.4.5 Langzeitverteilung des Schallpegels

Aufbauend auf der Betrachtung einzelner Rammereignisse kann weiterführend die Auswirkung der Errichtung der Offshorewindparks auf die Unterwassergeräuschkulisse in der Nordsee untersucht werden.

Abbildung 58 präsentiert die Verteilung der Schallpegel für zwei unterschiedliche Zeiträume. Dafür wurden die jeweils vorkommenden 30 Sekunden äquivalenten Dauerschallpegel L_{eq} addiert. Die linke Grafik zeigt die Verteilung innerhalb von 7 Wochen, vom 7. Juli bis 26. August 2009. Während dieser Zeit sind 6 Fundamente des Windparks Alpha Ventus errichtet worden. Dabei handelt es sich um Jacketgründungen. Neben dem breiten Maximum des Hintergrundrauschen bei etwa 120 dB re 1µPa erkennt man auf dessen rechter Flanke weitere kleinere Peaks, die auf von Schiffs- und Arbeitsgeräuschen weisen. Die Rammgeräusche selbst sind im breiten Peak zwischen 150 und 180 dB re 1 µPa zu finden.

Selbst bei weit entfernt stattfindenden ungeminderten Rammaktivitäten ist der Einfluss dieser Geräusche auf die Schallpegelverteilung sichtbar (Abbildung 58 rechts). Die Schallpegel beziehen sich auf Mai 2010, in diesem Monat wurden 4 Tripile Fundamente in einer Entfernung von etwa 60 km gesetzt. Neben der breiten Verteilung des Hintergrundschalls um 120 dB re 1 μ Pa, findet man hier einen weiteren Peak mit einem Maximum von 131 dB re 1 μ Pa, der von Rammaktivitäten herrührt.



Abbildung 58: Verteilung des Schallpegels im Zeitraum 7.Juli bis 26. August 2009 (links) und 1. bis 31. Mai 2010 (rechts)

Um die großen Mengen an Daten verarbeiten und Sequenzen mit Rammschall automatisch erkennen zu können, wurde ein Algorithmus entwickelt, der neben dem Schallpegel auch Parameter wie die Anzahl der Schläge pro frei wählbarer Zeiteinheit und somit der Rammschlagperiode berechnet.

Abbildung 59 zeigt auf der linken Seite die Langzeitverteilung der Rammschlagperiode über etwa ein Jahr (August 2011 – Juli 2012). Dabei zeichnen sich zwei Maxima deutlich ab, eins bei etwa 1,4 Sekunden, eins bei einem breiteren Peak bei etwa 2,6-2,9 Sekunden. Diese zwei Maxima weisen auf die Installation von Fundamenten zweier unterschiedlicher Windparks in diesem Zeitraum hin. Die rechte Grafik (Abbildung 59) ergänzt diese Informationen um den Einzelereignispegel L_E. Wieder erkennt man die zwei Cluster dieser Windparks. Aufgrund der unterschiedlichen Einzelereignispegel L_E erschließen sich hier unterschiedliche Entfernungen der Windparks zur Dauermessstation: die roten Umrandungen markieren das Cluster eines nahen Windparks mit Einzelereignispegel L_E zwischen etwa 138 und 153 dB re 1 μ Pa, die grünen Ellipsen kennzeichnen einen entfernten Windpark mit Rammschallpegel von 132 und 137 dB re 1 μ Pa. Die gezeigte Darstellung zeigt eine charakteristische Signatur von Windparks in der Schlagfrequenz- Pegelkurve, die im weiteren Verlauf die Identifikation unterschiedlicher Windparks erlaubt.

Der weite Bereich des Einzelereignispegel L_E für Rammarbeiten des nahen Windpark kann zum einen darin begründet liegen, dass der Softstart in dieser Entfernung deutlicher zum Tragen kommt. Zudem wurden in diesem Windpark Tripods verwendet, deren Rammpfähle im Gegensatz zu den im entfernten Windpark genutzten Tripiles mit der Dauer des Rammvorganges im Meeresboden verschwinden. Dadurch bedingt wird die schallabstrahlende Fläche in der Wassersäule und somit der Einzelereignispegel L_E geringer.



Abbildung 59: Verteilung der Rammschlagperiode (links) und Cluster (rechts); rote Umrandung=nahes Rammen, grün=entferntes Rammen

7 Erstellung von Lärmkarten auf Basis des Gesamtmodells

7.1 Automatisierung der Berechnung und Datenextraktion

von Moritz Fricke (ISD)

Das in Kapitel 3 beschriebene Gesamtmodell wurde in einem weiteren Implementierungsschritt automatisiert, um ein prototypisches ganzheitliches Prognosewerkzeug zu erhalten. Neben der eigentlichen Berechnung umfasst die Automatisierung auch die Datenextraktion und Darstellung der Ergebnisse in Lärmkarten sowie die Darstellung als Immissionspegel über der Entfernung in verschiedenen Richtungen.

Wie bereits erläutert wurde, beruht die Ausbreitungsberechnung auf Grundlage der parabolischen Gleichungen auf einer 2D-Berechnung als vertikaler Schnitt durch den Wasserkörper. Für die Erzeugung von Lärmkarten, d.h. horizontalen Schnitten, ist daher eine Iteration der Berechnung für unterschiedliche Richtungen sowie eine räumliche Interpolation notwendig. Diese Art der Berechnung wird auch als Nx2D-Berechnung bezeichnet und ist eine im Bereich des Unterwasserschalls häufig eingesetzte Methode. Die Variable N bezeichnet dabei die Anzahl an vertikalen Schnitten in radialer Richtung. Abbildung 60 veranschaulicht die Schnitterstellung für N=8 am Beispiel des Windparks MeerWind. Südöstlich von der Quellenposition, d.h. dem Ursprung des Koordinatensystems, ist die Insel Helgoland zu erkennen. Im südwestlichen Bereich des Kartenausschnittes wird die starke Zunahme der Wassertiefe im Bereich des Elbe-Urstromtals ersichtlich.



Abbildung 60: Schnittrichtungen für Nx2D-Berechnung am Beispiel des Standortes MeerWind und Farbverlaufsdarstellung der ortsabhängigen Wassertiefe; Quellenposition bzw. Koordinatenursprung: 7,7°E 54,39°N; Bathymetriedaten aus GEBCO

Abbildung 61 verdeutlicht die starke Richtungsabhängigkeit der Bathymetrie anhand der Wassertiefe als Funktion der Entfernung von der Quelle für die unterschiedlichen Schnittrichtungen. Während in nordöstlicher Richtung ein Anstieg des Meeresbodens auf bis zu 18 m Wassertiefe zu beobachten ist, fällt der Meeresboden in südwestlicher Richtung auf bis zu 40 m Tiefe ab.



Abbildung 61: Wassertiefe über der Entfernung für die unterschiedlichen radialen Schnitte am Beispiel des Standortes MeerWind; Quellenposition bzw. Koordinatenursprung: 7,7°E 54,39°N; Bathymetriedaten aus GEBCO

Im Rahmen der Automatisierung wird zunächst die Wassertiefe an der Quellenposition (GEBCO-Datensatz) sowie die Tiefenlage und Beschaffenheit der Bodenschichten (GPDN-Datensatz) extrahiert. Aus diesen Informationen wird zusammen mit den Geometriedaten des Pfahls das parametrische FE-Modell zur Quellenberechnung gespeist und die Lösung der FE-Berechnung wird gestartet. Nach Fertigstellung der FE-Berechnung und Extraktion der für die Ausbreitungsberechnung notwendigen Quelleninformationen wird in einer Schleife die Nx2D-Ausbreitungsberechnung durchgeführt. In jedem den N Schleifendurchläufe werden zunächst für die jeweilige Richtung die Wassertiefe über der Entfernung, die entfernungsabhängige Tiefenlage der Bodenschichten relativ zur Wassertiefe sowie die Beschaffenheit der Bodenschichten zu einem zweidimensionalen Datensatz zusammengeführt, der die entfernungs- und tiefenabhängige Schallgeschwindigkeit c(r,z) und Dichte $\rho(r,z)$ enthält. Dieser Datensatz wird dann an das eigentliche Berechnungsmodul übergeben, in dem die zweidimensionale Ausbreitungsberechnung für die jeweilige Richtung durchgeführt wird.

7.2 Spezifikation der Lärmkarten

von Moritz Fricke (ISD)

Für die Darstellung der Berechnungsergebnisse in Lärmkarten wurde im Rahmen des Vorhabens u.a. in Abstimmung mit dem BSH eine Spezifikation erarbeitet, die in Tabelle 20 aufgeführt ist. Als zentraler Darstellungsgegenstand zeigen die Lärmkarten den Einzelereignispegel sowie den äquivalenten Dauerschallpegel als Summenpegel für den Frequenzbereich von 12 bis 1120 Hz. Die Tiefenlage der horizontalen Schnitte wurde zunächst variable gehalten, d.h. es wurde sowohl die Darstellung in absoluten Wassertiefen in 5 m-Schritten als auch in Tiefen relativ zur ortsabhängigen Wassertiefe verfolgt. Der Immissionspegel in einer Höhe von 2 m über dem Meeresboden orientiert sich an der aktuellen Messvorschrift für Unterwasserschallmessungen [4]. Die zusätzliche Darstellung des Immissionspegels in halber Wassertiefe erlaubt darüber hinaus eine Abschätzung der Tiefenabhängigkeit.

Zur besseren Interpretierbarkeit der Ergebnisse hat es sich grundsätzlich als zweckmäßig erwiesen, die Lärmkarten in Kombination mit der Bathymetrie darzustellen. Auf diese Weise wird deutlich, warum die Entfernungsabhängigkeit des Immissionspegels in den verschiedenen Richtungen unterschiedlich ausfällt.

Die Lärmkartendarstellungen wurden zunächst als kontinuierliche Farbverläufe erzeugt. Dies ist zwar aus physikalischer Sicht sinnvoll, da auch die Übertragungsverluste stetig sind, jedoch verschlechtert die kontinuierliche Darstellung die Ablesbarkeit der Ergebnisse. Aus diesem Grunde wurde die Spezifikation der Lärmkarten um die Möglichkeit der Darstellung von Pegelbereichen erweitert. Als am besten geeignete Darstellung hat sich im Verlauf des Vorhabens die Abstufung in 6 dB-Schritten herausgestellt. Eine Darstellung in 1 dB-, 3 dB- sowie 10 dB-Schritten ist jedoch ebenfalls möglich. Neben den Lärmkarten wird darüber hinaus der Pegelverlauf über der Entfernung für Schnitte in die Haupthimmelsrichtung ausgegeben.

Den Lärmkarten werden als räumliche Orientierungshilfe die Außengrenzen der AWZ sowie die Grenzen der FFH-Gebiete überlagert.

Tabelle 20: Spezifikation der Lärmkarten

- Darstellung des Einzelereignispegels und des äquivalenten Dauerschallpegels für den Frequenzbereich [12Hz...1120 Hz];
- Darstellung der Terz-Einzelereignispegel und des äquivalenten Dauerschallpegels in den Bändern [12.5Hz...1000 Hz] (Bandnummern 11 bis 30 nach ISO 266);
- Darstellung der Karten in horizontalen Schnitten durch den Wasserkörper:
 - Absolute Wassertiefe in Schritten von 5m relativ zur Wasserlinie;
 - Relative Wassertiefe: Halbe Wassertiefe / 2m über Meeresboden;
 - In Form einer kontinuierlichen Farbverlaufsdarstellung sowie der Darstellung in Farbabstufungen von 3, 6 und 10 dB.
- Parallele Darstellung der ortsabhängigen topographischen Gestalt des Meeresbodens (Bathymetrie) im betrachteten Gebiet;
- Anzeige der AWZ-Außengrenzen, der FFH-Gebiete sowie der Schifffahrtswege;
- Erzeugung von vier vertikalen Schnitten in Richtung Nord, Ost, Süd und West sowie eine wählbare Richtung

7.3 Exemplarische Lärmkarten für aktuelle Bauvorhaben

von Moritz Fricke (ISD)

Die Automatisierung der Berechnung und die spezifizierte Lärmkartendarstellung wird im Folgenden am Beispiel der aktuellen Bauvorhaben für die Windparks "MeerWind" und "GlobalTech 1" beschrieben. Die Grundinformationen zu den beiden Bauvorhaben sowie die verwendeten Eingangsdaten für die Berechnung sind in Tabelle 21 zusammengefasst.

> Tabelle 21: Übersicht der Bauvorhaben "MeerWind" und "GlobalTech 1" sowie die getroffenen Annahmen für die Berechnungsbeispiele; Die Höhe des Rammkörpers und die Masse der Schlaghaube sind vertrauliche Informationen der Firmen Menck GmbH und IHC Merwede und werden daher zahlenmäßig nicht aufgeführt.

	MeerWind	GlobalTech I
Fundamenttyp	Monopile	Tripod
Position (für Berechnung angenommen)	7,7°E 54,39°N	6,36°E 54,51°N
Wassertiefe (am angenommenen Standort)	22,9 m	39,2 m
Rammgerät	IHC S-2000	Menck MHU 1200S
Rammenergie (für Berechnung angenommen)	1200 kNm	900 kNm
Masse Rammkörper	100 t	66 t
Höhe Rammkörper	bekannt	bekannt
Masse Schlaghaube	bekannt	bekannt
Schlagwiederholfrequenz	35/min	38/min
Pfahllänge	64 m	68,5 m
Durchmesser	5,5 m	2,5 m
Wandstärke (gemittelt)	7,5 cm	6 cm

Der Windpark "MeerWind" liegt ca. 25 km nordwestlich der Insel Helgoland in Wassertiefen zwischen 22 und 26 m. Als Quellposition wird hier ein Punkt etwa in der Mitte des Baufeldes angenommen, so dass sich eine Wassertiefe von etwa 23 m ergibt. Als Fundamenttyp werden Monopiles mit einer Pfahllänge von 64 m, einem Durchmesser von 5,5 m und einer maximalen Masse von 680 t errichtet [47]. Daraus ergibt sich für die Berechnung eine mittlere Wandstärke von etwa 7,5 cm. Als Rammhammer kommt ein IHC S-2000 mit einer Rammkörper-Masse von etwa 100 t zum Einsatz. Die maximale Rammenergie des Rammhammers beträgt 2000 kNm. Auf Grundlage der Erfahrungen bei abgeschlossenen Bauvorhaben ist jedoch davon auszugehen, dass nicht mit voller

Rammenergie gerammt wird. Daher wird hier für die Berechnung eine Rammenergie von 1200 kNm und eine Schlagwiederholfrequenz von 35 Schlägen/min angenommen.

Der Windpark "Global Tech 1" liegt etwa 95 km nordwestlich der Insel Juist in Wassertiefen zwischen 39 und 41 m. Als Position des Pfahls wird erneut ein Punkt in der Mitte des Baufeldes mit einer Wassertiefe von etwa 39 m angenommen. Die Verankerungspfähle der errichteten Tripoden haben eine maximale Länge von 68,5 m, einen Durchmesser von 2,5 m und eine maximale Masse von 220 t [48]. Für die Berechnung wird daher eine mittlere Wandstärke von 6 cm angesetzt. Als Rammhammer wird ein MENCK MHU 1200S mit einer Rammkörper-Masse von 66 t und einer maximalen Rammenergie von 1200 kNm eingesetzt. Für die Berechnung wird erneut angenommen, dass nicht mit maximaler Rammenergie, sondern mit etwa 900 kNm gearbeitet wird. Es wird eine Schlagwiederholfrequenz von 38 Schlägen/min angesetzt.

Für beide Berechnungen wird zur besseren Vergleichbarkeit angenommen, dass der Pfahl jeweils so weit in den Boden eingebunden ist, dass der Pfahlkopf gerade mit der Wasseroberfläche abschließt. Für den Monopile im Windpark "MeerWind" stellt dies ungefähr die finale Einbindetiefe dar, während die Verankerungspfähle für die Tripoden im Windpark "Global Tech 1" am Ende des Rammvorgangs nur noch wenige Meter aus dem Meeresboden ragen. Die Annahme, dass der Pfahl über den gesamten Wasserkörper reicht, stellt somit eine Worst-Case-Abschätzung hinsichtlich der abstrahlenden Oberfläche dar.

Abbildung 62 und Abbildung 63 zeigen die Lage der beiden Windparks in Verbindung mit der Bathymetrie im Bereich der Deutschen Bucht. Im Vergleich der beiden Standorte wird deutlich, dass im Bereich des Windpark "MeerWind" eine deutlich stärker ausgeprägte Bathymetrie vorliegt als im Bereich von "GlobalTech 1".



Abbildung 62: Lage des Windparks "MeerWind" und Bathymetrie im Bereich der Deutschen Bucht



Abbildung 63: Lage des Windparks "Global Tech 1" und Bathymetrie im Bereich der Deutschen Bucht

7.3.1 Berechnungsergebnisse: Windpark MeerWind

Abbildung 64 zeigt die Berechnungsergebnisse für den Windpark "MeerWind". Darstellt sind entsprechend der Spezifikation der Einzelereignispegel und der äquivalente Dauerschallpegel in halber Wassertiefe sowie 2 m über dem Meeresboden. Die schwarzen Höhenlinien zeigen die Bathymetrie im Berechnungsgebiet.



Abbildung 64: Lärmkarten für den Windpark "MeerWind"; oben links: SEL in halber Wassertiefe; unten links: SEL 2 m über dem Meeresboden; oben rechts: Leq in halber Wassertiefe; unten rechts: Leq 2 m über dem Meeresboden

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Isolinien für die Immissionspegel in größeren Entfernungen keine konzentrischen Kreise bilden. Vielmehr zeichnen sich in südwestlicher Richtung höhere Reichweiten als in nordöstlicher Richtung ab. Dieser Unterschied ist durch das Gefälle des Meeresbodens in Richtung Südwest zu erklären. Mit abnehmender Wassertiefe (Richtung Nordost) nehmen die Übertragungsverluste durch die höhere Dämpfung der Ausbreitungsmoden in dieser Richtung stärker zu als in der entgegengesetzten Richtung.

Für kleine Entfernungen (<5 km) sind die Isolinien nahezu konzentrisch. Das bedeutet, dass die Bathymetrieunterschiede im geringen Entfernungsbereich und an diesem Standort noch keinen signifikanten Einfluss auf die Übertragungsverluste hat.

Abbildung 65 zeigt die Entfernungsabhängigkeit des Einzelereignispegels für die Haupthimmelsrichtungen. Für den Entfernungsbereich von weniger als 5 km wird in dieser Darstellung noch deutlicher, dass die richtungsabhängigen Bathymetrieunterschiede keinen merklichen Einfluss auf den Immissionspegel haben. Für Entfernungen über 5 km ist eine zunehmende Aufspreizung der Kurvenschar zu beobachten. Für die Pegel in 2m über dem Meeresboden ergibt sich in einer Entfernung von 20 km ein Unterschied von etwa 6 dB zwischen der Richtung Ost und der Richtung West.

Neben der Richtungsabhängigkeit ist eine deutliche Tiefenabhängigkeit erkennbar. Im niedrigen Entfernungsbereich ist der Pegel in einer Höhe von 2 m über dem Meeresboden um etwa 2 dB höher als in halber Wassertiefe. Dieses Ergebnis deckt sich qualitativ mit den Messergebnissen der ersten Messkampagne im Projekt "BORA" [29]. Für den größeren Entfernungsbereich liegen die Pegel in einer Höhe von 2 m über dem Meeresboden jedoch um bis zu 6 dB niedriger als in halber Wassertiefe. Nach aktuellem Kenntnisstand liegen jedoch keine qualifizierten Messdaten über die Tiefenabhängigkeit des Immisionspegels in größeren Entfernungen vor.



Abbildung 65: Einzelereignispegel über der Entfernung für die vier Haupthimmelsrichtungen in halber Wassertiefe (schwarz) und 2m über dem Meeresboden (blau) für das Berechnungsbeispiel "MeerWind"

7.3.2 Berechnungsergebnisse: Windpark Global Tech I

Analog zu den Berechnungsergebnissen für den Windpark "MeerWind" sind in Abbildung 66 die Ergebnisse für den Windpark "GlobalTech 1" dargestellt. Die Bathymetrie im Berechnungsgebiet weist ein leichtes Gefälle in Richtung Nordwest auf. Insgesamt ist die Bathymetrie jedoch weniger stark ausgeprägt als im Gebiet von "MeerWind". Erwartungsgemäß zeigen die Isolinien der Pegel die größten Reichweiten für die Richtung Nordwest.



Abbildung 66: Lärmkarten für den Windpark "GlobalTech 1"; oben links: SEL in halber Wassertiefe; unten links: SEL 2m über dem Meeresboden; oben rechts: Leq in halber Wassertiefe; unten rechts: Leq 2m über dem Meeresboden

Erneut ist zu beobachten, dass die Isolinien der Pegel bis zu einer gewissen Entfernung (hier bis ca. 10 km) nahezu konzentrische Kreise bilden. Dieser Eindruck wird durch die Pegelverläufe über der Entfernung für die Haupthimmelsrichtungen (vgl. Abbildung 67) unterstrichen. In qualitativer Übereinstimmung mit den Ergebnissen für "MeerWind" zeigt Abbildung 67 ferner, dass im niedrigen bis mittleren Entfernungsbereich (hier bis ca. 10 km) die bodennahen Pegel etwa 2 dB über den Pegeln in halber Wassertiefe liegen. Oberhalb von etwa 10 km fallen die bodennahen Pegel unter die Pegel in halber Wassertiefe. Die Pegelunterschiede in einer Entfernung von 20 km für die unterschiedlichen Richtungen fallen hier insgesamt niedriger aus als im Fall "MeerWind".



Abbildung 67: Einzelereignispegel über der Entfernung für die vier Haupthimmelsrichtungen in halber Wassertiefe (schwarz) und 2m über dem Meeresboden (blau) für das Berechnungsbeispiel "GlobalTech 1"

Im sehr niedrigen Entfernungsbereich (<500 m) zeigen die Pegelverläufe in Abbildung 67 starke Fluktuationen um bis zu 5 dB. Diese Pegelerhöhungen und –einbrüche sind möglicherweise auf die konstruktive und destruktive Überlagerung des vom Pfahl emittierten Direktschalls mit den ersten Reflexionen an Boden und Wasseroberfläche zurückzuführen. In der Optik und im Unterwasserschall wird eine solche lokale Bündelung, die aus dem Zusammenspiel der Quellencharakteristik und dem Ausbreitungsraum hervorgeht, als Kaustik bezeichnet.

Im Vergleich der Berechnungsergebnisse für "MeerWind" und "GlobalTech 1" in einer Entfernung von 750 m fällt auf, dass die Einzelereignispegel sich nur geringfügig unterscheiden (vgl. Abbildung 65 und Abbildung 67) und bei etwa 175 dB re 1µPa liegen. Während die angenommenen Rammenergien mit 900 kNm bzw. 1200 kNm ungefähr gleich sind (Pegelunterschied ca. 1,2 dB), unterscheiden sich die Pfahldurchmesser etwa um den Faktor 2,2. Es wäre also zunächst zu erwarten, dass der Pegel in 750 m im Fall "MeerWind" über dem Pegel für den Fall "GlobalTech 1" liegt. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Wassertiefe am Standort "MeerWind" nur etwa halb so groß ist wie am Standort "GlobalTech 1". Die abstrahlende Fläche des Pfahls ist dadurch in beiden Fällen ungefähr gleich. Somit wird der größere Pfahldurchmesser im Fall "MeerWind" egalisiert. Dieser Zusammenhang ist eine mögliche Erklärung für die annähernd gleichen Pegel in 750 m Entfernung.
7.4 Dauer der Gesamtberechnung und Beschleunigungspotenzial

von Moritz Fricke (ISD)

Die im vorherigen Kapitel beschriebenen Berechnungen wurden auf einem Rechenknoten des Rechencluster des ISD durchgeführt. Zur objektiven Bewertung der Berechnungszeiten wurde der entsprechende Knoten aus der regulären Jobverwaltung des Clusters ausgebunden, um sicherzustellen, dass keine parallelen Berechnungen durch andere Nutzer auf dem Knoten durchgeführt werden. Hardwaretechnisch besteht der Rechenknoten aus einem DELL PowerEdge R620 X8, dessen Ausstattungsmerkmale in Tabelle 22 aufgeführt sind.

Prozessor	2x Intel Xeon E5-2690 (2,9GHz, 20M Cache, 8GT/s)
Prozessorkerne	16 (32 im Hyperthreading)
Hauptspeicher	64 GB (8*8 GB)
Massenspeicher	300 GB SAS 6Gbit/s + 1 TB SAS 6Gbit/s

Aufgrund des hohen Implementierungsaufwandes wurde im Rahmen des Vorhabens nicht die Geschwindigkeitsoptimierung, sondern die Robustheit der Gesamtberechnung priorisiert. Die in Tabelle 22 dargestellte oder eine vergleichbare Hardware ist für die Berechnung jedoch erforderlich, da die Quellenberechnung mithilfe der FEM aufgrund der hohen Anzahl an Freiheitsgraden einen erheblichen Speicherbedarf aufweist.

In der aktuell implementierten Version der Gesamtberechnung wird die FE-Berechnung für die einzelnen Terzbänder nacheinander durchgeführt. Die Lösung eines einzelnen Terzbandmodells erfolgt jeweils parallel auf 4 Prozessorkernen. Nach Abschluss der FE-Berechnung wird die Ausbreitungsberechnung nacheinander für die unterschiedlichen Richtungen durchgeführt. Als horizontales Winkelinkrement zwischen den einzelnen 2D-Berechnungsschnitten wurde hier 45° gewählt, so dass 8 Schnitte für die Erzeugung der Lärmkarten notwendig sind.

Berechnungsschritt	Berechnungsdauer	Beschleunigungspotenzial
	(aktuell)	(geschätzt)
Parametrisierte Modellerstellung	0,1 h	0,1 h
Lösung Quellenmodell (FEM) in Terzbändern	12 h	3 h
Extraktion der Quelleninformationen aus FE-	0,2 h	0,2 h
Ausführung der Ausbreitungsberechnung (PE-	28 h	4 h
Modell) für 8 Richtungen		
Datenextraktion, Schnitt- und Lärmkartener-	0,5 h	0,5 h
stellung		
Gesamtdauer (gerundet)	41 h	8 h

 Tabelle 23: Berechnungszeiten des implementierten Gesamtmodells und geschätztes Beschleunigungspotenzial in Stunden

Das Beschleunigungspotenzial für die Berechnung (Tabelle 23) liegt im Wesentlichen in der parallelen Ausführung der unterschiedlichen Terzbandberechnungen und der parallelen Ausführung der Ausbreitungsberechnung für die unterschiedlichen Richtungen. Es ist leicht nachzuvollziehen, dass eine Gesamtparallelisierung, also die zeitgleiche Berechnung der Quelle und der Schallausbreitung, nicht möglich ist, da für die Schallausbreitungsberechnung die Quellinformationen gegeben sein müssen.

8 Literatur

- [1] M. Naumann, C. Schnabel, J. Fritz, und D. Djuren, "Geopotenzial Deutsche Nordsee Modul B: Erstellung von Baugrundschnitten in der deutschen Nordsee", Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2013.
- [2] IOC und IHO, "BODC, 2003. Centenary Edition of the GEBCO Digital Atlas, published on CD-ROM on behalf of the Intergovernmental Oceanographic Commission and the International Hydrographic Organization as part of the General Bathymetric Chart of the Oceans", *British oceanographic data centre, Liverpool*, 2003.
- [3] H. G. Urban, *Handbuch der Wasserschalltechnik*. Bremen: STN ATLAS Elektronik, ISBN 3936799024, 2002.
- [4] A. Müller und C. Zerbs, "Offshore-Windparks Messvorschrift für Unterwasserschallmessungen Aktuelle Vorgehensweise mit Anmerkungen; Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie", BSH, Hamburg, 2011.
- [5] P. C. Etter, Underwater Acoustic Modeling and Simulation, Fourth Edition. CRC Press, ISBN 9781466564930, 2013.
- [6] K. Betke, M. Schultz-von Glahn, und R. Matuschek, "Underwater noise emissions from offshore wind turbines", in *Proc. of CFA/DAGA*, 2004.
- [7] D. E. Weston und P. A. Ching, "Wind effects in shallow-water acoustic transmission", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Bd. 86, Nr. 4, S. 1530–1545, 1989.
- [8] G. V. Norton und J. C. Novarini, "On the relative role of sea-surface roughness and bubble plumes in shallow-water propagation in the low-kilohertz region", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Bd. 110, Nr. 6, S. 2946–2955, 2001.
- [9] M. A. Ainslie, "Effect of wind-generated bubbles on fixed range acoustic attenuation in shallow water at 1–4kHz", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Bd. 118, Nr. 6, S. 3513– 3523, 2005.
- [10] M. B. Fricke und R. Rolfes, "Investigation of sonar transponders for offshore wind farms: Modeling approach, experimental setup, and results", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Bd. 134, Nr. 5, S. 3536–3545, Nov. 2013.
- [11] R. Thiele und G. Schellstede, "FWG-Bericht 1980-7: Standardwerte zur Ausbreitungsdämpfung in der Nordsee", FWG (nicht veröffentlicht), Kiel, 1980.
- [12] H. Pehlke, G. Nehls, M. Bellmann, P. Gerke, A. Diederichs, J. Oldeland, C. Grunau, S. Witte, und A. Rose, "Entwicklung und Erprobung des Großen Blasenschleiers zur Minderung der Hydroschallemissionen bei Offshore-Rammarbeiten (HYDROSCHALL-OFF BW II, FKZ 0325309A/B/C", Husum, 2013.
- [13] R. J. Urick, Principles Of Underwater Sound. Los Altos: McGraw-Hill Ryerson, Limited, ISBN 9780070660878, 1983.
- [14] A. J. Deeks und M. F. Randolph, "Analytical modelling of hammer impact for pile driving", *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, Bd. 17, Nr. 5, S. 279–302, 1993.
- [15] P. G. Reinhall und P. H. Dahl, "Acoustic radiation from a submerged pile during pile driving", in OCEANS 2010, 2010, S. 1–4.
- [16] J. Rustemeier, M. Neuber, T. Grießmann, A. Ewaldt, A. Uhl, M. Schultz-von Glahn, K. Betke, R. Matuschek, und A. Lübben, "Konzeption, Erprobung, Realisierung und Überprüfung von

lärmarmen Bauverfahren und Schallminderungsmaßnahmen bei der Gründung von Offshore-WEA (,Schall '); FKZ 0327645", Hannover, 2012.

- [17] M. D. Collins, "A split-step Padé solution for the parabolic equation method", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Bd. 93, Nr. 4, S. 1736–1742, 1993.
- [18] M. Zampolli, M. J. J. Nijhof, C. A. F. de Jong, M. A. Ainslie, E. H. W. Jansen, und B. A. J. Quesson, "Validation of finite element computations for the quantitative prediction of underwater noise from impact pile driving", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Bd. 133, Nr. 1, S. 72–81, Jan. 2013.
- [19] O. von Estorff, K. Heitmann, S. Lippert, T. Lippert, K. Reimann, und M. Ruhnau, "Unterwasser-Rammschall: Eine Herausforderung bei der Errichtung von Offshore-Windparks und für die numerische Simulation", *Lärmbekämpfung*, Bd. 8, 2013.
- [20] T. Lippert, K. Heitmann, M. Ruhnau, S. Lippert, und O. von Estorff, "On the Prediction of Pile Driving Induced Underwater Sound Pressure Levels over Long Ranges", in *Proceedings of the* 20th International Congress on Sound and Vibration (ICSV), Bangkok, 2013.
- [21] F. B. Jensen, W. A. Kuperman, M. B. Porter, und H. Schmidt, *Computational Ocean Acoustics*. Springer, ISBN 9781441986788, 2011.
- [22] E. L. Hamilton, "Geoacoustic modeling of the sea floor", *The Journal of the Acoustical Society* of America, Bd. 68, Nr. 5, S. 1313–1340, Nov. 1980.
- [23] E. L. Hamilton, "Sound velocity as a function of depth in marine sediments", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Bd. 78, Nr. 4, S. 1348–1355, Okt. 1985.
- [24] M. Ainslie, Principles of Sonar Performance Modelling. Springer, ISBN 9783540876625, 2010.
- [25] Y. A. Hegazy und P. W. Mayne, "Statistical correlations between VS and cone penetration data for different soil types", in *Proceedings of the International Symposium on Cone Penetration Testing*, Linköping, 1995, S. 173–178.
- [26] J.-P. Berenger, "A perfectly matched layer for the absorption of electromagnetic waves", *Journal of Computational Physics*, Bd. 114, Nr. 2, S. 185–200, Okt. 1994.
- [27] R. Lerch, G. Sessler, und D. Wolf, "Numerische Verfahren der Akustik Computational Acoustics", in *Technische Akustik: Grundlagen und Anwendungen*, Berlin: Springer, 2009, S. 757–820.
- [28] H. Unbehauen, Regelungstechnik I: Klassische Verfahren Zur Analyse und Synthese Linearer Kontinuierlicher Regelsysteme, Fuzzy-Regelsysteme. Springer DE, ISBN 9783834894915, 2008.
- [29] M. Bellmann, S. Gündert, und P. Remmers, "Offshore Messkampagne 1 (OMK 1) für das Projekt BORA im Windpark BARD Offshore 1; Auftrageber: Technische Universität Hamburg-Harburg; FKZ 0325421A /B/C", Oldenburg, 2013.
- [30] F. D. Tappert, "The parabolic approximation method", in *Wave Propagation and Underwater Acoustics*, J. B. Keller und J. S. Papadakis, Hrsg. Berlin: Springer, 1977, S. 224–287.
- [31] K. B. Smith, "CONVERGENCE, STABILITY, AND VARIABILITY OF SHALLOW WATER ACOUSTIC PREDICTIONS USING A SPLIT-STEP FOURIER PARABOLIC EQUATION MODEL", *Journal of Computational Acoustics*, Bd. 09, Nr. 01, S. 243–285, März 2001.
- [32] M. D. Collins, "Generalization of the split-step Padé solution", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Bd. 96, Nr. 1, S. 382–385, 1994.
- [33] M. D. Collins, "Higher-order Padé approximations for accurate and stable elastic parabolic equations with application to interface wave propagation", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Bd. 89, Nr. 3, S. 1050–1057, März 1991.
- [34] W. M. Sanders und M. D. Collins, "Nonuniform depth grids in parabolic equation solutions", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Bd. 133, Nr. 4, S. 1953–1958, Apr. 2013.

- [35] MENCK, "MENCK Hydraulic Hammers". [Online]. Verfügbar unter: http://www.menck.com/uploads/media/MHU_Brochure_English.pdf. [Zugegriffen: 05-Feb-2014].
- [36] IHC, "IHC Hydrohammer Pile diriving equipment", 2011. [Online]. Verfügbar unter: http://www.ihchydrohammer.com/fileadmin/IHC_Hydrohammer_-_ihchydrohammer.com/Home/IHC_Hydrohammer_Offshore_Brochure_IHC03-01-11.10.pdf. [Zugegriffen: 05-Feb-2014].
- [37] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, "Genehmigung von Offshore-Windenergieparks". [Online]. Verfügbar unter: http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp.
- [38] Bundesnetzagentur, "Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG". BNetzA, Okt-2009.
- [39] "Annex zum Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG". Bundesnetzagentur, Jan-2011.
- [40] Bundesgesetzblatt, Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746). 2005.
- [41] "Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2012 und Umweltbericht". Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 22-Feb-2013.
- [42] Bundesgesetzblatt, Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee vom 21. September 2009 (BGBl. I S. 3107).
- [43] "Offshore-Netzentwickungsplan 2013 Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber". Übertragungsnetzbetreiber, 24-Juni-2013.
- [44] Bundesnetzagentur, "Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung (Netzentwicklungsplan 2013) gem. § 12a Abs. 3 EnWG". 30-Nov-2012.
- [45] "Karte 3: Verteilung der abgrenzungsrelevanten FFH-Schutzgüter sowie die FFH-Gebietsmeldungen ,Doggerbank'(DE 1003-301); "Sylter Außenriff"(DE 1209-301); Borkum-Riffgrund"(DE 2104-301) in der AWZ der deutschen Nordsee". Bundesamt für Naturschutz, 28-Apr-2004.
- [46] RWS Noordzee, "Genehmigungsbescheid für die niederländischen Offshore-Windparks ,BARD Offshore NL1', ,EP Offshore NL 1' und ,GWS Offshore NL1'". Ministerie an Verkeer en Waterstaat, Rijkswaterstaat Noordzee, 09-Dez-2009.
- [47] IHC, "Press Release ,IHC Handling Systems delivers innovative pile guiding tool to Seajacks", 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.ihcmerwede.com/fileadmin/Ihcmerwede_-_ihcmerwede.com/images/news/pressreleases/2013/Press_release_IHC_Handling_Systems_deli vers_pile_guiding_tool_2013-01-14.pdf. [Zugegriffen: 03-Feb-2014].
- [48] HOCHTIEF, "Pressemitteilung "Erfolgreiche Installation für Offshore-Windpark Global Tech 1"", 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.hochtiefconstruction.de/construction/data/pdf/Globaltechone_de.pdf. [Zugegriffen: 03-Feb-2014].

A Anhang



Abbildung 68: Lärmkarten für den Windpark "MeerWind"; oben: SEL in halber Wassertiefe; unten: SEL 2m über Grund



Abbildung 69: Lärmkarten für den Windpark "MeerWind"; oben: Leq in halber Wassertiefe; unten: Leq 2m über Grund



Abbildung 70: Lärmkarten für den Windpark "GlobalTech 1"; oben: SEL in halber Wassertiefe; unten: SEL 2m über Grund



Abbildung 71: Lärmkarten für den Windpark "GlobalTech 1"; oben: Leq in halber Wassertiefe; unten: Leq 2m über Grund