

Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

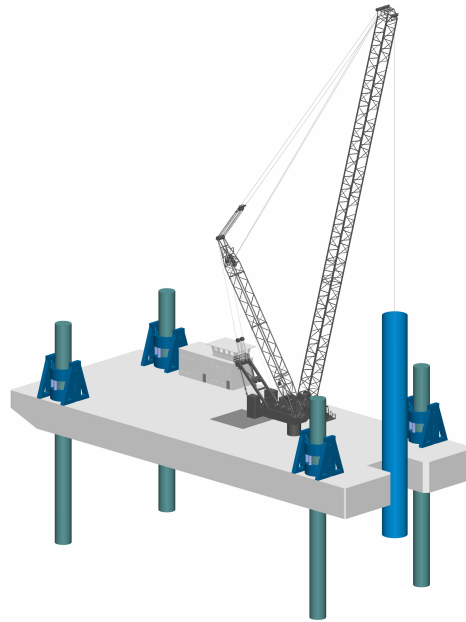
Offshore Windenergieanlagen

**Integrales Konzept und techno-ökonomische Optimierung
von Offshore-Installationsgerät und Gründungsstruktur**

Schlussbericht

Hamburg, den 10.08.2007

Förderkennzeichen BMU/PTJ: 0329942



Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

Offshore Windenergieanlagen

**Integrales Konzept und techno-ökonomische Optimierung
von Offshore-Installationsgerät und Gründungsstruktur**

Projektleitung: Dipl.-Ing. Hans Kahle

Schlussbericht

Hamburg, den 10.08.2007

**Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des
Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
unter dem Förderkennzeichen **BMU/PTJ: 0329942** gefördert.
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.**

INHALT		Seite
Verzeichnis der Abbildungen		A-I
Verzeichnis der Tabellen		T-I
 TEIL I		
I.1	Aufgabenstellung.....	1
I.2	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde.....	3
I.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	4
I.4	Technischer und wissenschaftlicher Stand, an den angeknüpft wurde	5
I.4.1	Technischer Stand.....	5
I.4.2	Wissenschaftlicher Stand	11
I.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	12
 TEIL II		
II.1	Erzielte Ergebnisse.....	13
II.1.1	Offshore-Windenergie-Projekte Prognose und Analyse für den Zeitraum 2007 - 2020.....	13
II.1.2	Umweltbedingungen als Grundlage für die Auslegung der Gründungsstrukturen und die Entwicklung des Offshore-Installationsgerätes	59
II.1.3	Auslegung von Gründungsstrukturen für ausgewählte Referenzstandorte	71
	II.1.3.1 Standorte	71
	II.1.3.2 Gründungsstrukturen.....	75
II.1.4	Anforderungskatalog für das Offshore-Installationsgerät	80
	II.1.4.1 Lastenheft	80
	II.1.4.2 Vorschriften und Richtlinien.....	80

INHALT (Forts.)

II.1.5	Konzeptentwicklung Offshore-Installationsgerät	84
II.1.5.1	Einleitung	84
II.1.5.2	Hydromechanische Analyse	86
II.1.5.3	Offshore-Schwimmkräne	106
II.1.5.4	Offshore-Geräte nach dem Hubinsel-Prinzip	109
II.1.5.5	Weiterentwicklung auf der Basis des Hubinselkonzepts	163
II.1.5.6	Kastenförmige Schwimmkörper für den Seetransport von Gründungsstrukturen	179
II.1.5.7	U-Barge-Konzept für die Installation von Gründungsstrukturen	185
II.1.5.8	Abschließende Bewertung	196
II.1.6	Grundlagen für die Ausführungsplanung des Offshore-Installationsgerätes	197
II.2	Voraussichtlicher Nutzen, Verwertbarkeit der Ergebnisse	198
II.3	Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	199
II.4	Veröffentlichung der Ergebnisse	199

ABBILDUNGEN

Seite

TEIL I

Abb. I.4.1-1:	Gründungsstrukturtypen für Offshore-Windenergieanlagen	5
Abb. I.4.1-2:	Installation Monopile Gründungsstrukturen mit traditioneller Arbeitshubinsel Offshore-Windpark North Hoyle, 2003	6
Abb. I.4.1-3:	Spezialgerät für die Offshore-Installation von Windenergieanlagen.....	9

TEIL II

Abb. II.1.1-1:	Seegebiete und Länder	13
Abb. II.1.1-2:	Geplante Offshore-Windpark-Projekte 2007 - 2020	14
Abb. II.1.1-3.1:	Offshore-Windenergie-Projekte 2007 – 2020 (alle Länder) Schwellenwert für Realisierung (obere und untere Grenze) Auswirkung des Schwellenwertes auf die Prognose der realisierten Projekte, der installierten Windenergieanlagen und der installierten Leistung	16
Abb. II.1.1-3.2:	Offshore-Windenergie-Projekte 2007 – 2020 (alle Länder) Schwellenwert für Realisierung (obere und untere Grenze) Auswirkung des Schwellenwertes auf die Prognose der Anzahl der realisierten Projekte für die Gesamtheit aller Länder sowie getrennt für UK und Deutschland.....	17
Abb. II.1.1-4.1:	Prognose 2007 – 2020 Variation der Wassertiefe in Abhängigkeit der Küstenentfernung	18
Abb. II.1.1-4.2:	Prognose 2007 – 2020 Variation der Gesamtleistung in Abhängigkeit der Küstenentfernung	19
Abb. II.1.1-4.3:	Prognose 2007 – 2020 Variation der Anzahl der Turbinen in Abhängigkeit der Küstenentfernung	19
Abb. II.1.1-4.4:	Prognose 2007 – 2020 Variation der Leistung der Turbinen in Abhängigkeit der Küstenentfernung.....	20
Abb. II.1.1-5.1:	Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Jährlich neu installierte Leistung	20
Abb. II.1.1-5.2:	Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee) Jährlich neu installierte Leistung	21

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.1-6.1: Prognose 2006 – 2020: Irische See, Nordsee, Ostsee Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte	22
Abb. II.1.1-6.2: Prognose 2006 – 2020: Irische See Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte.....	22
Abb. II.1.1-6.3: Prognose 2006 – 2020: Nordsee Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte.....	23
Abb. II.1.1-6.4: Prognose 2006 – 2020: Ostsee Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte.....	23
Abb. II.1.1-6.5: Prognose 2006 – 2020: UK (Irische See, Nordsee) Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte.....	24
Abb. II.1.1-6.6: Prognose 2006 – 2020: Deutschland (Nordsee, Ostsee) Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte.....	24
Abb. II.1.1-7.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen	25
Abb. II.1.1-7.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen	25
Abb. II.1.1-7.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen	26
Abb. II.1.1-7.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen	26
Abb. II.1.1-7.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee) Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen	27
Abb. II.1.1-7.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee) Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen	27
Abb. II.1.1-8.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen.....	29
Abb. II.1.1-8.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen.....	29
Abb. II.1.1-8.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen.....	30

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.1-8.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen.....	30
Abb. II.1.1-8.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee) Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen.....	31
Abb. II.1.1-8.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee) Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen.....	31
Abb. II.1.1-9.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen	32
Abb. II.1.1-9.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen	32
Abb. II.1.1-9.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen	33
Abb. II.1.1-9.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen	33
Abb. II.1.1-9.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee) Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen	34
Abb. II.1.1-9.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee) Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen	34
Abb. II.1.1-10: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl der Projekte/Teilprojekte aufgegliedert nach der Gesamtleistung	36
Abb. II.1.1-11: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Gesamtzahl der Windenergieanlagen aufgegliedert nach der Gesamtleistung	36
Abb. II.1.1-12.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgegliedert nach der Anzahl der WEA.....	37
Abb. II.1.1-12.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgegliedert nach der Anzahl der WEA.....	37
Abb. II.1.1-12.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgegliedert nach der Anzahl der WEA.....	38
Abb. II.1.1-12.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgegliedert nach der Anzahl der WEA.....	38

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.1-12.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee) Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgliedert nach der Anzahl der WEA.....	39
Abb. II.1.1-12.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee) Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgliedert nach der Anzahl der WEA.....	39
Abb. II.1.1-13.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Leistungsklasse (Prognose gemäß unterer Grenze).....	40
Abb. II.1.1-13.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Leistungsklasse (Prognose gemäß oberer Grenze).....	40
Abb. II.1.1-13.3: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Leistungsklasse (Prognose für alle geplanten Projekte).....	41
Abb. II.1.1-14: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen Einfluss der Berücksichtigung des Tidehubs (Prognose gemäß oberer Grenze).....	41
Abb. II.1.1-15.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen (LAT + mittlerer Tidehub).....	42
Abb. II.1.1-15.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen (LAT + mittlerer Tidehub).....	43
Abb. II.1.1-15.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen (LAT + mittlerer Tidehub).....	43
Abb. II.1.1-15.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen (LAT + mittlerer Tidehub).....	44
Abb. II.1.1-15.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee) Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen (LAT + mittlerer Tidehub).....	44
Abb. II.1.1-15.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee) Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen (LAT + mittlerer Tidehub).....	45

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.1-16.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Wassertiefe und Leistungsklasse (Prognose gemäß unterer Grenze).....	46
Abb. II.1.1-16.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Wassertiefe und Leistungsklasse (Prognose gemäß oberer Grenze).....	46
Abb. II.1.1-16.3: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Wassertiefe und Leistungsklasse (Prognose für alle geplanten Projekte).....	47
Abb. II.1.1-17: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Verteilung der Gesamtzahl der Projekte auf die Küstenentfernungs-Klassen.....	47
Abb. II.1.1-18.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen.....	48
Abb. II.1.1-18.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen.....	49
Abb. II.1.1-18.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen.....	49
Abb. II.1.1-18.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen.....	50
Abb. II.1.1-18.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee) Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen.....	50
Abb. II.1.1-18.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee) Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen.....	51
Abb. II.1.1-19.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Küstenentfernung und Leistungsklasse (Prognose gemäß unterer Grenze).....	51
Abb. II.1.1-19.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Küstenentfernung und Leistungsklasse (Prognose gemäß oberer Grenze).....	52

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.1-19.3: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Küstenentfernung und Leistungsklasse (Prognose für alle geplanten Projekte).....	52
Abb. II.1.1-20: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Gründungsstrukturtypen	53
Abb. II.1.1-21.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Aufkommen Monopile-Gründungsstrukturen	54
Abb. II.1.1-21.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Aufkommen Tripod-, Jacket- und Multipile-Gründungsstrukturen.....	54
Abb. II.1.1-22.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl Gründungsstrukturen aufgeschlüsselt nach Typ und Wassertiefe (Prognose gemäß unterer Grenze)	55
Abb. II.1.1-22.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl Gründungsstrukturen aufgeschlüsselt nach Typ und Wassertiefe (Prognose gemäß oberer Grenze)	55
Abb. II.1.1-22.3: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Anzahl Gründungsstrukturen aufgeschlüsselt nach Typ und Wassertiefe (Prognose für alle geplanten Projekte).....	56
Abb. II.1.1-23: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Entwicklung des Stahlbedarfs für die Fertigung von Gründungsstrukturen.....	57
Abb. II.1.2-1.1: Offshore-Windpark-Projekte in Irischer See, Nordsee und Ostsee gemäß Prognose 2007 – 2020 (obere Grenze) Langzeitverteilung der signifikanten Wellenhöhe.....	67
Abb. II.1.2-1.2: Offshore-Windpark-Projekte in der Irischen See gemäß Prognose 2007 – 2020 (obere Grenze) Langzeitverteilung der signifikanten Wellenhöhe.....	68
Abb. II.1.2-1.3: Offshore-Windpark-Projekte in der Nordsee gemäß Prognose 2007 – 2020 (obere Grenze) Langzeitverteilung der signifikanten Wellenhöhe.....	68
Abb. II.1.2-1.4: Offshore-Windpark-Projekte in der Ostsee gemäß Prognose 2007 – 2020 (obere Grenze) Langzeitverteilung der signifikanten Wellenhöhe.....	69

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.2-2: Langzeitstatistik der Seegänge in Irischer See, Nordsee und Ostsee Grenzseezustände und Verfügbarkeit von Offshore- Installationsgerät	70
Abb. II.1.3-1: Referenzstandorte in Irischer See, Nordsee und Ostsee	71
Abb. II.1.3-2: Schwerkraft-Gründungsstrukturen A: Entwurf mit offenen Ballastzellen, Wassertiefen 10 - 15 m, Turbine: 3,0 - 3,6 MW B: Entwurf mit geschlossenen Ballastzellen, Wassertiefe 20 - 30 m, Turbine: 3,6 - 5,0 MW	75
Abb. II.1.3-3.1: Monopile-Gründungsstruktur mit Transitionpiece, Wassertiefe 20 m, Turbine 3,0 MW	77
Abb. II.1.3-3.2: Tripod-Gründungsstruktur Wassertiefe 30 m, Turbine 5,0 MW	78
Abb. II.1.3-3.3: Jacket-Gründungsstruktur Wassertiefe 40 m, Turbine 5,0 MW	79
Abb. II.1.5-1: Körper in der Welle. Bezeichnungen	86
Abb. II.1.5-2: Schwimmkörper mit 3 translatorischen und 3 rotatorischen Freiheitsgraden Definition Wellenanlaufwinkel β	91
Abb. II.1.5-3: Mehrkörpersystem	92
Abb. II.1.5-4: Integralgleichungsmethode. Bezeichnungen (Beispiel: kastenförmiger Schwimmkörper)	94
Abb. II.1.5-5: Beispiel für Mehrkörpersystem, gebildet aus U-Barge, Tripod-Gründungsstruktur und 3 Absenkkonsolen (siehe auch Kap. II.1.5.7)	99
Abb. II.1.5-6: Koordinatensysteme mit Bezeichnungen für Feder- und Dämpfungselemente	101
Abb. II.1.5-7: Koordinatensysteme und Bezeichnungen für kinematische Kopplungen am Beispiel eines Scharniergelenkes	102
Abb. II.1.5-8: Offshore-Schwimmkräne A: Sheerleg-Kranbarge (Smit International, Asian Hercules II, 3.200 t) B: Kranschiff (Seaway Heavy Lifting, Stanislav Judin, 2.500 t) C: Kranhalbtaucher (Saipem, S 7000, 2 x 7.000 t)	106
Abb. II.1.5-9: Schwimmkräne: Grenzseezustände für Offshore-Lifts Maximale Werte der signifikanten Wellenhöhe H_s als Funktion der mittleren Periode T_{0z} der Aufwärtsnullstellen der Seegangsfunktion (Kranbarge A: Verdrängung max. 7.000 t; Kranbarge B: Verdrängung max. 28.000 t)	107

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.5-10: Offshore Kranbarge Rambiz Konzept für die Offshore-Installation einer Offshore-Windenergieanlage (Rotor, Gondel, Turm, Übergangsstück Turm/Gründungsstruktur)	108
Abb. II.1.5-11: Hubinsel-Konzept für das Offshore-Installationsgerät Variante mit kastenförmigem Schwimmkörper sowie Moonpool und Slot Beispiel Monopile-Installation	109
Abb. II.1.5-12: Hubinseln mit kastenförmigen Schwimmkörper sowie Schwimmkörper nach dem Halbtaucher- bzw. SWATH-Prinzip (neue Konzepte).....	110
Abb. II.1.5-13: Hubinsel-Konzept für das Offshore-Installationsgerät Anwendung des Halbtaucherkonzepts auf den Schwimmkörper.....	111
Abb. II.1.5-14: Hubinseln 80 m x 40 m: Übertragungsfunktionen der Tauch- und der Stampfbewegung Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 180 Grad	112
Abb. II.1.5-15: Hubinseln 80 m x 40 m: Trajektorien des Fußpunktes eines der 4 Hubbeine Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; Mittlere Periode: 6,0 sec; Wassertiefe: 30 m; Laufrichtung Seegang: 180 Grad	113
Abb. II.1.5-16: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper (Länge: 60 m, 80 m, 100 m; Breite: 40 m) Signifikante Amplituden der Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen Wassertiefe: 30 m; Laufrichtung Seegang: 150 Grad	113
Abb. II.1.5-17.1: Hubinsel mit kastenförmigem Schwimmkörper Hauptabmessungen	114
Abb. II.1.5-17.2: Hubinsel mit Schwimmkörper nach dem Halbtaucher-Konzept Hauptabmessungen	115
Abb. II.1.5-17.3: Hubinsel mit Schwimmkörper nach dem SWATH-Konzept Hauptabmessungen	116
Abb. II.1.5-18: Hubinsel-Schwimmkörper A: Kastenförmig; B: Halbtaucher; C: SWATH	118
Abb. II.1.5-19: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite (Transit-Zustand: Beine oben) Übertragungsfunktionen der Erregungskräfte und -momente (Diffraktionsproblem) Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad	119
Abb. II.1.5-20: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite (Transitzustand: Beine oben) Hydrodynamische Massen und Massenträgheitsmomente (Abstrahlungsproblem) Wassertiefe: 30 m	120

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.5-21: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite (Transitzustand: Beine oben) Hydrodynamische Dämpfungen (Abstrahlungsproblem) Wassertiefe: 30 m	121
Abb. II.1.5-22: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite (Transitzustand: Beine oben) Kopplungselemente der Hydrodynamischen Massen und Dämpfungen (Abstrahlungsproblem) Wassertiefe: 30 m	122
Abb. II.1.5-23: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite (Transitzustand: Beine oben) Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad	123
Abb. II.1.5-24.1: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Übertragungsfunktionen der Längsbewegung (s_1) und der Querbewegung (s_2) - Hubinsel im Transitzustand ("Beine oben") - Hubinsel in der Phase des Aufsetzen der Beine auf den Meeresboden, Beine 1,50 m über Grund ("Beine unten") Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad	125
Abb. II.1.5-24.2: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Übertragungsfunktionen der Tauchbewegung (s_3) und der Rollbewegung (s_4) - Hubinsel im Transitzustand ("Beine oben") - Hubinsel in der Phase des Aufsetzen der Beine auf den Meeresboden, Beine 1,50 m über Grund ("Beine unten") Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad	126
Abb. II.1.5-24.3: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Übertragungsfunktionen der Stampfbewegung (s_5) und der Gierbewegung (s_6) - Hubinsel im Transitzustand ("Beine oben") - Hubinsel in der Phase des Aufsetzen der Beine auf den Meeresboden, Beine 1,50 m über Grund ("Beine unten") Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad	127
Abb. II.1.5-25.1: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Übertragungsfunktionen der Tauchbewegung (s_3) Variation des Wellenanlaufwinkels Wassertiefe: 30 m	128

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.5-25.2: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Übertragungsfunktionen der Rollbewegung (s_4) und der Stampfbewegung (s_5) Variation des Wellenanlaufwinkels Wassertiefe: 30 m	129
Abb. II.1.5-26: Spektralmethode: - Berechnung der Antwortspektren aus dem Seegangsspektrum und der Übertragungsfunktion - Ableitung der statistischen Parameter wie signifikante Amplituden und mittlere Perioden der Aufwärtsnullstellen aus dem Antwortspektrum.....	130
Abb. II.1.5-27: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	131
Abb. II.1.5-28: Hubinsel (Beispiel: Halbtaucher-Konzept) Globales Koordinatensystem Lokales Koordinatensystem Fußpunkt Bein 1 (Beispiel).....	132
Abb. II.1.5-29: Hubinsel (Halbtaucher-Konzept) mit 60 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten der Fußpunkte Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	133
Abb. II.1.5-30: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	134
Abb. II.1.5-31.1: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Zeitreihen der translatorischen Bewegungskomponenten $s_{B,1}$, $s_{B,2}$, $s_{B,3}$ des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 und 5,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	135
Abb. II.1.5-31.2: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Zeitreihen der translatorischen Bewegungskomponenten $s_{B,1}$, $s_{B,2}$, $s_{B,3}$ des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 5,0 und 6,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	136

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.5-32.1: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-y-Ebene Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0; 5,0; 6,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	137
Abb. II.1.5-32.2: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-z-Ebene Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0; 5,0; 6,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	138
Abb. II.1.5-33: Hubinsel-Konzepte mit 80 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad	139
Abb. II.1.5-34: Hubinsel-Konzepte mit 60 m bzw. 80 m Länge sowie 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	140
Abb. II.1.5-35: Hubinsel nach Halbttaucher-Konzept mit 60 m bzw. 80 m Länge sowie 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	141
Abb. II.1.5-36.1: Hubinsel-Konzepte mit 60 m bzw. 80 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-z-Ebene Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	142
Abb. II.1.5-36.2: Hubinsel-Konzepte mit 60 m bzw. 80 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-z-Ebene Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 5,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	143

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.5-36.3: Hubinsel-Konzepte mit 60 m bzw. 80 m Länge und 40 m Breite Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-z-Ebene Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 6,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	144
Abb. II.1.5-37: Hubinseln nach dem Halbtaucherkonzept, Länge 80 m und Breite 40 m Variation Tiefgang (6,00 m und 7,75 m) Hauptabmessungen	145
Abb. II.1.5-38: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge und 40 m Breite Variation Tiefgang (6,00 m und 7,75 m) Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad	146
Abb. II.1.5-39: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge und 40 m Breite Variation Tiefgang (6,00 m und 7,75 m) Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	147
Abb. II.1.5-40: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge und 40 m Breite Variation Tiefgang (6,00 m und 7,75 m) Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	148
Abb. II.1.5-41: Hubinseln nach dem Halbtaucherkonzept, Länge 80 m und Breite 40 m Variation Anzahl und Anordnung der Säulen Hauptabmessungen	149
Abb. II.1.5-42: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge, 40 m Breite und 6 m Tiefgang Variation der Anzahl und Anordnung der Säulen Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	151
Abb. II.1.5-43: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge, 40 m Breite und 6 m Tiefgang Variation der Anzahl und Anordnung der Säulen Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	152

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.5-44: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge, 40 m Breite und 6 m Tiefgang Variation der Anzahl und Anordnung der Säulen Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-y-Ebene Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 , 5,0 und 6,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	153
Abb. II.1.5-45: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge, 40 m Breite und 6 m Tiefgang Variation der Anzahl und Anordnung der Säulen Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-z-Ebene Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 , 5,0 und 6,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	154
Abb. II.1.5-46: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und 40 m Breite Variation Länge (80 m und 100 m) sowie Tiefgang (2,6 m, 2,8 m, 3,5 m und 4,0 m) Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad	156
Abb. II.1.5-47: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und 40 m Breite Variation Länge (80 m und 100 m) sowie Tiefgang (2,6 m, 2,8 m, 3,5 m und 4,0 m) Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	157
Abb. II.1.5-48: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und 40 m Breite Variation Länge (80 m und 100 m) sowie Tiefgang (2,6 m, 2,8 m, 3,5 m und 4,0 m) Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	158
Abb. II.1.5-49: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und 40 m Breite Variation Länge (80 m und 100 m) sowie Tiefgang (2,6 m, 2,8 m und 3,5 m) Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-y-Ebene Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 , 5,0 und 6,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	159

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.5-50: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und 40 m Breite Variation Länge (80 m und 100 m) sowie Tiefgang (2,6 m, 2,8 m und 3,5 m) Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-z-Ebene Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 , 5,0 und 6,0 sec Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	160
Abb. II.1.5-51: Hubinseln - Kasten: 100 m Länge und 40 m Breite - Halbtaucher: 80 m Länge und 40 m Breite, 4 Säulen innen Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad.....	161
Abb. II.1.5-52: Hubinsel 100 m x 40 m mit kastenförmigem Schwimmkörper Zulässige signifikante Wellenhöhen H_{S-zul} für die Phasen „Stand-On“ und „Bottom-Off“	162
Abb. II.1.5-53: Hubinsel mit variablem Tiefgang (HVT) Elemente.....	163
Abb. II.1.5-54: Hubinsel mit variablem Tiefgang (HVT) Schrittweises Absenken des unteren Verdrängungskörpers vom Transit-Zustand bis zum Aufsetzen der Beine auf dem Meeresboden.....	164
Abb. II.1.5-55: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) Hauptabmessungen	165
Abb. II.1.5-56.1: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Übertragungsfunktionen der Erregungskräfte und -momente Wellenanlaufwinkel: 90 Grad (querlaufend) und 180 Grad (längslaufend).....	166
Abb. II.1.5-56.2: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Übertragungsfunktionen der Erregungskräfte und -momente Wellenanlaufwinkel: 150 Grad (schräglaufend)	167
Abb. II.1.5-56.3: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Hydrodynamische Massen und Massenträgheitsmomente.....	168
Abb. II.1.5-56.4: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Hydrodynamische Dämpfungen.....	169

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.5-56.5: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Kopplungselemente der hydrodynamischen Massen und Dämpfungen.....	170
Abb. II.1.5-57.1: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten Wellenanlaufwinkel: 90 Grad (querlaufend) und 180 Grad (längslaufend).....	171
Abb. II.1.5-57.2: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten Wellenanlaufwinkel: 150 Grad (schräglaufend).....	172
Abb. II.1.5-58.1: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Übertragungsfunktionen der translatorischen Bewegungskomponenten im Fußpunkt des Beins 2 (x = 28,00 m; y = - 15,00 m; z = -28,50 m) Wellenanlaufwinkel: 90 Grad (querlaufend) und 180 Grad (längslaufend).....	173
Abb. II.1.5-58.2: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Übertragungsfunktionen der translatorischen Bewegungskomponenten im Fußpunkt des Beins 2 (x = 28,00 m; y = - 15,00 m; z = -28,50 m) Wellenanlaufwinkel: 150 Grad (schräglaufend).....	174
Abb. II.1.5-59.1: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten Seegangslaufrichtung: 90 Grad (querlaufend) und 180 Grad (längslaufend).....	175
Abb. II.1.5-59.2: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten Seegangslaufrichtung: 150 Grad (schräglaufend).....	176
Abb. II.1.5-59.3: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten im Fußpunkt des Beins 2 (x = 28,00 m; y = - 15,00 m; z = -28,50 m) Seegangslaufrichtung: 90 Grad (querlaufend) und 180 Grad (längslaufend).....	177
Abb. II.1.5-59.4: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten im Fußpunkt des Beins 2 (x = 28,00 m; y = - 15,00 m; z = -28,50 m) Seegangslaufrichtung: 150 Grad (schräglaufend).....	178

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.5-60: Barge Variante 4: Ladungsbild mit 8 Tripods für 35 m Wassertiefe.....	180
Abb. II.1.5-61: Barge-Varianten 1 bis 4 Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten Wellenanlaufwinkel: 150 Grad	181
Abb. II.1.5-62: Barge-Varianten 1 bis 4 Signifikante Amplituden der Roll-, Stampf- und Gierbewegungen im natürlichen Seegang Seegangslaufrichtung: 150 Grad	182
Abb. II.1.5-63: Barge-Varianten 1 bis 4 Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten im Zentrum der Decksfläche sowie in einem der Eckpunkte Seegangslaufrichtung: 150 Grad	183
Abb. II.1.5-64: Barge-Varianten 1 bis 4 Signifikante Amplituden der vertikalen Beschleunigungen im Zentrum der Decksfläche sowie in einem der Eckpunkte Seegangslaufrichtung: 150 Grad	184
Abb. II.1.5-65: Schematische Darstellung der U-Barge	185
Abb. II.1.5-66: U-Barge-Varianten U-1 bis U-4 Hauptabmessungen	185
Abb. II.1.5-67: U-Barge: Hauptabmessungen.....	186
Abb. II.1.5-68: U-Barge: Absenkrahmen und Skidding-System.....	186
Abb. II.1.5-69.1: U-Barge: Schematische Darstellung des Anschlagens, Verfahrens und Absenkens einer Gründungsstruktur (Beispiel Tripod)	187
Abb. II.1.5-69-2: U-Barge: Schematische Darstellung des Anschlagens, Verfahrens und Absenkens einer Gründungsstruktur (Beispiel Tripod)	188
Abb. II.1.5-70.1: U-Barge: 3-D Darstellung des Anschlagens der Gründungsstruktur (Tripod).....	189
Abb. II.1.5-70.2: U-Barge: 3-D Darstellung des Absenkens der Gründungsstruktur (Tripod).....	190
Abb. II.1.5-71.1: U-Barge: Installation einer Tripod-Gründungsstruktur für 40 m Wassertiefe Übertragungsfunktionen der translatorischen Bewegungskomponenten Absenktiefe Tripod, bezogen auf OK Deck der U-Barge: -3,00 m Wellenanlaufwinkel: 120 Grad und 180 Grad	191

ABBILDUNGEN (Forts.)	Seite
Abb. II.1.5-71.2: U-Barge: Installation einer Tripod-Gründungsstruktur für 40 m Wassertiefe Übertragungsfunktionen der rotatorischen Bewegungskomponenten Absenktiefe Tripod, bezogen auf OK Deck der U-Barge: -3,00 m Wellenanlaufwinkel: 120 Grad und 180 Grad	192
Abb. II.1.5-72: U-Barge: Installation einer Tripod-Gründungsstruktur für 40 m Wassertiefe Übertragungsfunktionen der dynamischen Kraftkomponenten in den Ankopplungspunkten der drei Absenkgeschirre am Tripod Absenktiefe Tripod, bezogen auf OK Deck der U-Barge: -3,00 m Wellenanlaufwinkel: 120 Grad und 180 Grad	193
Abb. II.1.5-73: U-Barge: Installation einer Tripod-Gründungsstruktur für 40 m Wassertiefe Signifikante Amplituden der Längs- und Querbewegung des Tripods Abgeleitete Grenzwerte für die zulässigen signifikanten Wellenhöhen Absenktiefe Tripod, bezogen auf OK Deck der U-Barge: -3,00 m Seeganglaufrichtung: 120 Grad und 180 Grad	194
Abb. II.1.5-74: U-Barge: Installation einer Tripod-Gründungsstruktur für 40 m Wassertiefe Signifikante Amplituden der vertikalen dynamischen Kraftkomponenten in den Ankopplungspunkten der drei Absenkgeschirre am Tripod Abgeleitete Grenzwerte für die zulässigen signifikanten Wellenhöhen Absenktiefe Tripod, bezogen auf OK Deck der U-Barge: -3,00 m Seeganglaufrichtung: 120 Grad und 180 Grad	195

TABELLEN **Seite**

TEIL I

Tabelle I.4.1-1: Spezialgerät für die Offshore-Installation von Offshore-Windenergieanlagen Hauptdaten.....	10
--	----

TEIL II

Tabelle II.1.1-1: Prognose Offshore-Projekte im Zeitraum 2007 - 2020 Anzahl Projekte, Anzahl installierte Windenergieanlagen und installierte Gesamtleistung	28
Tabelle II.1.1-2: Prognose 2007 - 2020 Leistungsklassen der Windenergieanlagen	35
Tabelle II.1.1-3: Auswirkung der Grenzwassertiefen des Offshore-Installationsgerätes auf die Einsetzbarkeit (Markttiefe)	45
Tabelle II.1.1-4: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee Gründungsstrukturtypen	56
Tabelle II.1.2-1.1: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°) Scatter-Diagramm der stationären Kurzzeit-Seegänge Referenzmonat: Februar.....	62
Tabelle II.1.2-1.2: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°) Scatter-Diagramm der Richtungsverteilung der stationären Kurzzeit-Seegänge Referenzmonat: Februar.....	63
Tabelle II.1.2-1.3: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°) Scatter-Diagramm der Persistenz (Andauer) der stationären Kurzzeit-Seegänge Referenzmonat: Februar.....	64
Tabelle II.1.2-1.4: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°) Scatter-Diagramm der Persistenz (Andauer) von stationären Kurzzeit-Seegängen, deren signifikante Wellenhöhe einen vorgegebenen Wert nicht überschreitet Referenzmonat: Februar.....	65
Tabelle II.1.2-2.1: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°) Scatter-Diagramm der mittleren Windgeschwindigkeit Referenzmonat: Februar.....	66
Tabelle II.1.2-2.2: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°) Scatter-Diagramm der Persistenz der mittleren Windgeschwindigkeit Referenzmonat: Februar.....	66

Tabellen (Forts.)	Seite
Tabelle II.1.3-1.1: Repräsentative Referenzstandorte (Irische See, Nordsee) Hauptdaten.....	72
Tabelle II.1.3-1.2: Repräsentative Referenzstandorte (Ostsee) Hauptdaten.....	73
Tabelle II.1.3-15: Monopile-Gründungsstrukturen mit Transitionpiece Massen als Funktion der Wassertiefe und der Turbinenleistung	77
Tabelle II.1.3-16: Tripod-Gründungsstrukturen Massen als Funktion der Wassertiefe und der Turbinenleistung	78
Tabelle II.1.3-17: Jacket-Gründungsstrukturen Massen als Funktion der Wassertiefe und der Turbinenleistung	79
Tabelle II.1.5-1.1: Hubinsel mit kastenförmigem Schwimmkörper Hauptdaten.....	117
Tabelle II.1.5-1.2: Hubinsel mit Schwimmkörper nach dem Halbtaucher-Prinzip Hauptdaten.....	117
Tabelle II.1.5-1.3: Hubinsel mit Schwimmkörper nach dem SWATH-Prinzip Hauptdaten.....	117
Tabelle II.1.5-2: Hubinseln mit Schwimmkörper nach dem Halbtaucher-Konzept Variation des Tiefgangs: Hauptdaten	145
Tabelle II.1.5-3: Hubinseln nach dem Halbtaucherkonzept, Länge 80 m und Breite 40 m Variation Anzahl und Anordnung der Säulen Hauptdaten.....	150
Tabelle II.1.5-4: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper Variation des Tiefgangs und der Länge des Schwimmkörpers	155
Tabelle II.1.5-5: Hauptdaten der Barge-Varianten 1 – 4.....	179
Tabelle II.1.5-6: Barge-Varianten 1 bis 4 Decksflächen-Kapazitäten für Tripod- und Jacket-Gründungsstrukturen	180

I.1 Aufgabenstellung

Im Rahmen des Vorhabens sollen Offshore-Arbeitsgeräte entwickelt werden, mit denen die Gründungsstrukturen und die Komponenten der Windenergieanlagen (Turm, Gondel, Rotor) in Seegebieten mit Wassertiefen von bis zu 40 m und rauen Umweltbedingungen zugleich wirtschaftlich als auch sicher transportiert und installiert werden können.

Es sollen hierbei Windenergieanlagen der 3 und der 5 MW Klassen und größer, sowie die für die jeweilige Anlage, Wassertiefe und sonstige Randbedingungen entworfene und optimierte Gründungsstruktur (Monopile, Tripod, Jacket ggf. Schwerkrafftundament) betrachtet werden.

In Abstimmung mit Windenergieanlagen-Herstellern und Windparkprojektierern sollen Fallstudien für repräsentative Standorte in Nord- und Ostsee definiert werden, auf deren Grundlage systematische Untersuchungen und Konzeptentwicklungen durchgeführt werden.

Hierbei sollen die in Frage kommenden technisch sinnvollen Konzeptlösungen für das Offshore-Arbeitsgerät betrachtet werden, die sich unterscheiden hinsichtlich:

- Funktionen des Gerätes
- Variabilität und Modularität des Gerätes
- Geometrie des Schwimm- bzw. Deckskörpers
- Art der Verankerung bzw. Aufstellung
- Typ der Kran- bzw. Verschiebesysteme.

Im Kontext zu diesen Konzeptlösungen für das Offshore-Arbeitsgerät stehen die unterschiedlichen Installationskonzepte wie:

- Installation von Windenergieanlage und Gründungsstruktur als eine Einheit (bei Tripod- oder Jacket-Gründungsstruktur)
- Installation der Gründungsstruktur und der Windenergieanlage jeweils als Ganzes, jedoch in getrennten Schritten
- Installation der Gründungsstruktur in Segmenten
- Installation der Windenergieanlagen in Komponenten/Schüssen

In einer integralen Betrachtung von Gründungsstruktur und Installationsgerät wird untersucht, inwieweit durch Anpassungen/Modifikationen der Gründungsstruktur Optimierungseffekte erzielt werden können.

Als Ergebnis dieser Untersuchungen und Entwicklungen soll eine optimierte Systemlösung für die Installations- und Transportgeräte stehen, die aus einer Anwendung der folgenden Bewertungskriterien abgeleitet werden:

- Einsatzgrenzen (Verfügbarkeit) unter Offshore-Bedingungen
- Zuverlässigkeit, Verwendung erprobter Technologien
- Breite des Einsatzspektrums
- Kosten (Investitionskosten und Betriebskosten)
- Effektivität (Arbeitsgeschwindigkeit und Präzision)
- Sicherheit und Umweltschutz

Diese optimierte Systemlösung, die voraussichtlich mehrere Geräte (Gerätekette) umfassen wird, soll als Conceptual Design ausgearbeitet werden:

- Lay-out Zeichnungen
- Designzeichnungen jeweils aller wesentlichen Komponenten
- Kostenschätzung (als internes Dokument)
- Beschreibung der Seeoperationen und Arbeitsabläufe (als internes Dokument)

Damit werden die Grundlagen für die Ausführungsplanung und den Bau erster Prototypen geschaffen.

I.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Der Nutzung der Windenergie als erneuerbarer Energie kommt weltweit zunehmende Bedeutung zu. Die dafür erforderliche Anlagentechnik ist in Deutschland führend entwickelt. Sie dient dem Klimaschutz und stellt einen zunehmend bedeutsamen Faktor der deutschen Wirtschaft auch im Export dar.

Die Verknappung von Landstandorten in Deutschland macht die Nutzung von Offshore-Standorten (Offshore-Windparks) in Nord- und Ostsee notwendig, um die politisch angestrebte Steigerung des „Erneuerbare-Energie-Anteils“ auch bei der Windenergie erreichen zu können.

Bisher wurden erste Offshore-Windpark-Projekte nur im Ausland und auch nur mit kleineren Windenergieanlagen (1 oder 2 MW) und in geringen Wassertiefen (bis 15 m) realisiert.

Die für die Installation der Offshore-Windenergieanlagen eingesetzten Geräte kamen primär aus dem Bereich des traditionellen Seebaues und des schweren Hafenbaus.

Für die in Deutschland geplanten Offshore-Windparks mit Anlagenleistungen von 5 MW und möglicherweise darüber und Wassertiefen bis 40 m reichen diese Geräte weder in Bezug auf ihre Kapazität, noch ihre Seegangsunempfindlichkeit (hohe Ausfallzeiten) aus.

Es müssen daher geeignete Geräte entwickelt werden, die eine technisch sichere, zügige und wirtschaftliche Installation, wie auch einen späteren Rückbau dieser Anlagen, ermöglichen.

Da die Seeoperationen einen wesentlichen Kostenfaktor ausmachen, hängt von der Verfügbarkeit effizienter Geräte auch die Gesamtwirtschaftlichkeit und damit die Realisierbarkeit der geplanten Offshore-Windparkprojekte ab.

I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Der ZE (F+Z Baugesellschaft mbH) und der FE-Unterauftragnehmer IMS Ingenieurgesellschaft mbH sind seit rd. 10 Jahren mit Projekten im Bereich der Offshore-Windenergie befasst. Schon sehr bald wurde dabei deutlich, dass mit vorhandenem Gerät keine wirtschaftlichen Seeinstallationen durchgeführt werden können. Der Bedarf nach „maßgeschneiderten“ Offshore-Geräten für immer leistungsfähigere und größere Offshore Windenergie-Anlagen ist bis heute kontinuierlich gewachsen.

Für das Vorhaben wurde zunächst ein Zeitraum von 11 Monaten vorgesehen. Im Laufe der Bearbeitung wurde deutlich, dass ein zuverlässiges Ergebnis des Vorhabens in der ursprünglich geplanten Bearbeitungszeit nicht erreichbar war.

Daher wurde auf Antrag des ZE der Bearbeitungszeitraum vom Projektträger für diesen kostenneutral verlängert.

Durch diese erweiterte Bearbeitungszeit konnten wichtige ingenieurwissenschaftliche Untersuchungen in Verbindung mit den neueren relevanten Entwicklungen im Offshore-Windenergiemarkt und den dazu gehörenden Technologien berücksichtigt werden.

Das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz sowie die anstehende Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bringen nun zahlreiche geplante deutsche Offshore-Windpark-Projekte in Nord- und Ostsee in größere Realisierungsnähe, so dass die im Vorhaben entwickelten Gerätekonzepte gerade zum richtigen Zeitpunkt zur Verfügung stehen können.

I.4 Technischer und wissenschaftlicher Stand, an den angeknüpft wurde

I.4.1 Technischer Stand

In Hinblick auf Entwurf, Bemessung, Fertigung und Installation der Gründungsstrukturen für Offshore-Bauwerke besteht international ein hochentwickelter Stand der Wissenschaft und Technik, der auf den in den vergangenen 50 Jahren ständig weiterentwickelten leistungsfähigen ingenieurwissenschaftlichen Verfahren sowie auf umfänglicher praktischer Erfahrung beruht.

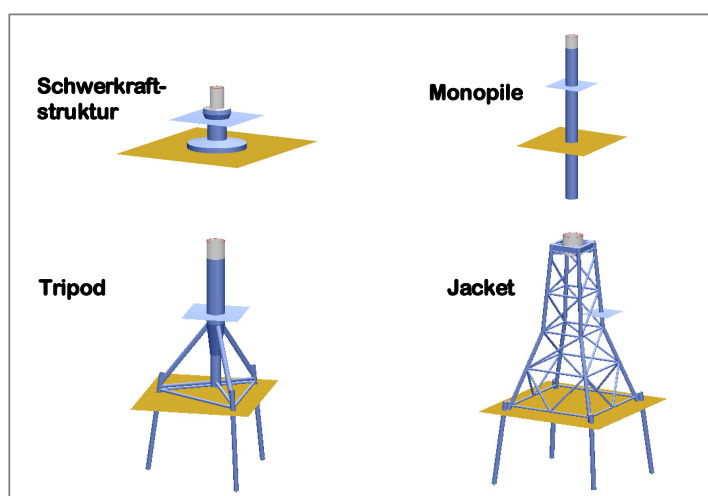


Abb. I.4.1-1: Gründungsstrukturtypen für Offshore-Windenergieanlagen

Für die Gründungsstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen ergeben sich jedoch besondere zusätzliche Anforderungen:

- Integrale schwingungstechnische Auslegung von Windenergieanlage und Gründungsstruktur
- Bemessung der Gründungsstruktur unter Berücksichtigung auch der zyklische Belastungen aus dem Betrieb der Windenergieanlage
- Notwendigkeit der konsequenten Nutzung von Serieneffekten in Hinblick auf Kosteneinsparungen bei Fertigung und Offshore-Installation
- Hohe Anforderungen an Verfügbarkeit, Arbeitsgeschwindigkeit und Präzision der für die Offshore-Installation einzusetzenden Geräte
- Deutlich höherer Kostendruck im Vergleich zu Öl- und Gas-Plattformen.

Die mit Stand 12/2006 realisierten 21 Offshore-Windparks sowie die weiteren 4 Offshore-Einzelanlagen umfassen 434 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 923 MW. Die Standorte liegen überwiegend in sehr küstennahen Gebieten mit geringen Wassertiefen und günstigen Umweltbedingungen.

Als Gründungsstrukturen wurden primär die Monopile- (307 Anlagen) sowie die Schwerkraftstruktur (123) eingesetzt. Weitere Gründungsstrukturen sind das Jacket (2 Anlagen, Beatrice-Demonstrator), der Suction Bucket (1) sowie eine tripodähnliche Struktur (1).

Die vor der deutschen Küste, aber teilweise auch in den Niederlanden und in Großbritannien geplanten Projekte stellen deutlich höhere Anforderungen an die Auslegung der Gründungsstrukturen. Für diese Projekte kommt die Schwerkraftgründung nur noch bedingt in Frage, beim Monopile ergeben sich Probleme in Hinblick auf Schwingungsverhalten und Verformungen sowie in Hinblick auf die noch ungeklärten Fragen der Langzeitstabilität unter dynamischer zyklischer Belastung. Eine Alternative stellen hier die fachwerkförmigen pfahlgegründeten Tripod- und Jacket-Gründungsstrukturen dar.



Abb. I.4.1-2: Installation Monopile Gründungsstrukturen mit traditioneller Arbeitshubinsel Offshore-Windpark North Hoyle, 2003

Bei dem Entwurf und der Bemessung der Gründungsstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen stehen die schwingungstechnische Auslegung des von Windenergieanlage und Gründungsstruktur gebildeten Gesamtsystems sowie die Bemessung des Bauwerks gegen die Seegangslasten und die Lasten aus der Windenergieanlage im Vordergrund.

Ein integraler Ansatz der gleichzeitigen, abgestimmten Entwicklung und Anpassung/Optimierung von Gründungsstruktur und Offshore-Arbeitsgerät, um die Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Effizienz bei den Seetransporten und den Installationsvorgängen zu erhöhen, steht noch aus.

Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass für die bisher realisierten Projekte der Einsatz von konventionellem Gerät (Schwimmkräne, Arbeitshubinseln) für die Installation der Gründungsstrukturen ausreichte, siehe Abb. I.4.1-2.

Für die Offshore-Montage der Komponenten der Windenergieanlagen sind bereits einige Spezialgeräte entwickelt worden (siehe Tabelle I.4.1-1 und Abb. I.4.1-3).

Die von dem dänischen Unternehmen A2SEA a/s eingesetzten Einheiten SEA POWER und SEA ENERGY (bis 2005 unter dem Namen OCEAN HANNE und OCEAN ADY) sind 2001 bzw. 2002 aus dem Umbau von Frachtschiffen entstanden. Zur Stabilisierung werden diese Schiffe während der Arbeiten mit Hilfe von 4 Hubbeinen angehoben, wobei der Schiffskörper jedoch nicht vollständig aus dem Wasser gehoben wird. Die maximale Wassertiefe für den Einsatz dieser beiden Einheiten beträgt 15 m. Eine dritte Einheit von A2SEA befindet sich in der Planungsphase.

SEA POWER und SEA ENERGY sind mit Stand 12/2006 bei folgenden Offshore-Windpark-Projekten eingesetzt worden:

- 2002: *Horns Rev, Nordsee (Dänemark)*
Installation/Montage von 80 Windenergieanlagen (2,0 MW)
Einsatz OCEAN HANNE und OCEAN ADY
Wassertiefe: 6,2 bis 13,3 m
- 2003: *Frederikshavn, Ostsee (Dänemark)*
Installation/Montage von 2 Windenergieanlagen (1 x 2,3 MW, 1 x 3,0 MW)
Einsatz OCEAN HANNE
Wassertiefe: 4,0 m
- 2003: *Nysted, Ostsee (Dänemark)*
Installation/Montage von 72 Windenergieanlagen (2,3 MW)
Einsatz OCEAN ADY
Wassertiefe: 6,0 bis 9,5 m
- 2004: *Scroby Sands, Nordsee (UK)*
Installation/Montage von 25 (der insgesamt 30) Windenergieanlagen (3,0 MW)
Einsatz OCEAN ADY
Wassertiefe: 3,5 bis 11,0 m
- 2005: *Kentish Flats, Nordsee (UK)*
Installation/Montage von 30 Windenergieanlagen (3,0 MW)
Einsatz SEA ENERGY
Wassertiefe: 4,0 bis 5,0 m
- 2006: *Edmond aan Zee, Nordsee (NL)*
Installation/Montage von 36 Windenergieanlagen (3,0 MW)
Einsatz SEA ENERGY (Installation/Montage) und SEA POWER (Transport)
Wassertiefe: 16,0 bis 22,0 m

Bei der Einheit JUMPING JACK handelt es sich um eine große Arbeitshubinsel, die mit schwerem Krangerät ausgerüstet ist. Sie wurde im Auftrag des niederländischen Firmenkonsortiums Mammoet Van Oord B.V. gebaut und im September 2002 in Betrieb gesetzt. Im Mai 2007 wurde JUMPING JACK von dem dänischen Unternehmen A2SEA (siehe oben) übernommen.

JUMPING JACK ist mit Stand 12/2006 bei folgenden Offshore-Windpark-Projekten eingesetzt worden:

- 2003: *Arklow Bank, Irische See (Irland)*
Installation von 7 Monopile-Gründungsstrukturen
Installation/Montage von 7 Windenergieanlagen (3,6 MW)
Wassertiefe: 5,0 bis 7,0 m

- 2003- *Scroby Sands, Nordsee (UK)*
2004: *Installation von 30 Monopile-Gründungsstrukturen*
Wassertiefe: 3,5 bis 11,0 m
- 2006: *Burbo Bank, Irische See (UK)*
Installation von 25 Monopile-Gründungsstrukturen
Wassertiefe: 0,5 bis 8,0 m
- 2006- *Q7 Offshore Windpark, Nordsee (NL)*
2007: *Installation von 60 Monopile-Gründungsstrukturen*
Wassertiefe: 20,0 bis 24,0 m

Die RESOLUTION des britischen Unternehmens Marine Projects International Ltd. (MPI) ist ein Spezialschiff, dessen Rumpf (wie bei einer Hubinsel) mit Hilfe von 6 Hubbeinen vollständig aus dem Wasser gehoben werden kann. Die RESOLUTION wurde im April 2004 von MPI aus der Insolvenzmasse der Mayflower Energy Ltd. erworben. Im April 2006 hat das niederländische Unternehmen Vroon BV die Mehrheit bei MPI übernommen.

RESOLUTION ist mit Stand 12/2006 bei folgenden Offshore-Windpark-Projekten eingesetzt worden:

- 2004: *Kentish Flats, Nordsee (UK)*
Installation von 30 Monopile-Gründungsstrukturen
Wassertiefe: 4,0 bis 5,0 m
- 2005-: *Barrow Offshore Wind, Irische See (UK)*
2006: *Installation von 30 Monopile-Gründungsstrukturen*
Installation/Montage von 30 Windenergieanlagen (3,0 MW)
Wassertiefe: 15,0 bis 20,0 m

Die Einheiten JAVELIN und FAIRPARTNER werden von dem niederländischen Unternehmen Jumbo Heavy Lift Shipping - Kahn Logistics B.V. eingesetzt. Diese "Heavy Lift Vessels" sind neben anderen Einsatzbereichen auch für die Installation/ Montage von Offshore-Windenergieanlagen vorgesehen. Bei der Verankerungstechnik der JAVELIN und FAIRPARTNER werden neue Wege beschritten. Das Schiff wird nicht wie beim Jack-up-Prinzip mit Hilfe von Hubbeinen angehoben, sondern mit Hilfe von 4 Saugankern nach unten gezogen (Tension-Leg-Prinzip). Das durch den Auftriebsüberschuß vorgespannte Verankerungssystem bewirkt eine deutliche Reduzierung der Schiffsbewegungen. Modellversuche haben die Funktion dieses Verankerungssystems bestätigt. Seine technische und operative Bewährungsprobe in der Praxis muss dieses System allerdings noch bestehen.

Bei der von dem englischen Unternehmen SeaWind Ltd. geplanten Einheit BIG PITCHER handelt es sich um ein Spezialschiff, das in seiner Konzeption der RESOLUTION von Mayflower ähnelt, jedoch größere Abmessungen und Krankapazitäten aufweist.

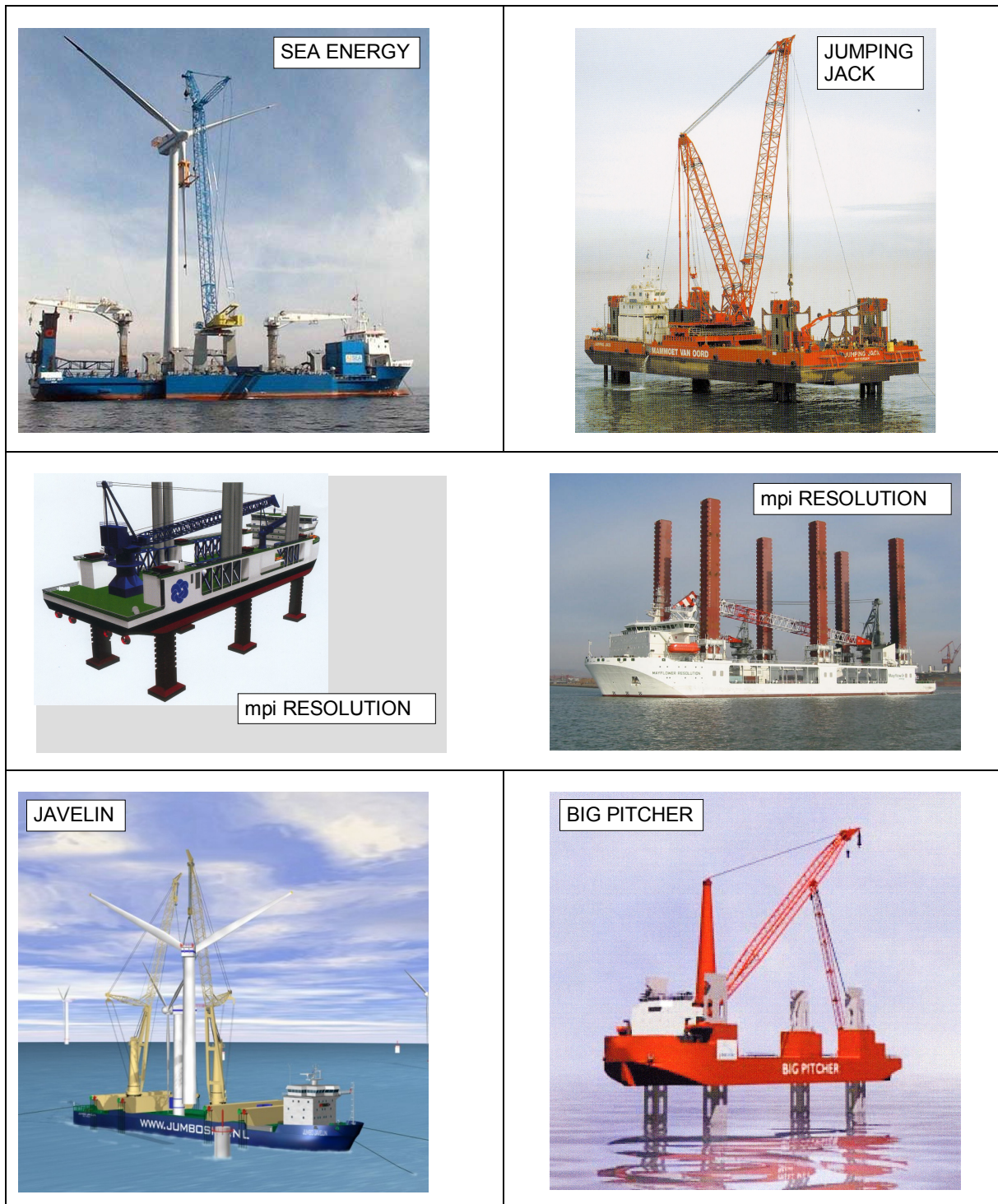


Abb. I.4.1-3: Spezialgerät für die Offshore-Installation von Windenergieanlagen

Name der Einheit	SEA POWER SEA ENERGY	JUMPING JACK	RESOLUTION	JAVELIN FAIRPARTNER	BIG PITCHER
Operator/Manager	A2SEA a/s DK	A2SEA a/s DK	Marine Projects International Ltd., UK	Jumbo Kahn NL	SeaWind Ltd. UK
Typ	Schiffskörper mit Stelzen	Hubinsel	Schiffskörper mit Hubbeinen	Schiffskörper Tension Leg Verankerung	Schiffskörper mit Hubbeinen
Hauptabmessungen - Länge - Breite - Seitenhöhe	91,8 m 21,6 m 4,3 – 9,7 m	91,2 m 33,0 m 7,0 m	130,5 m 38,0 m 8,0 m	143,1 m 26,5 m -	117,6 m 32,0 m 7,5 m
Hauptkran: - nominale Kapazität bei Auslage - max. Hakenhöhe	100 t x 22 m 83 m	500 t x 32 m 122 m	300 t x 25,5 m 111 m	460 t x 30 m 99 m	k.A.
Einsatzbereich Wassertiefen bis:	14,3 m 27,0 m	35 m	35 m	k.A.	36 m
Status	einsatzbereit	einsatzbereit	einsatzbereit	einsatzbereit	in Planung
Projekte	- Horns Rev - Frederikshavn - Nysted - Scroby Sands - Kentish Flats - Edmond aan Zee	- Arklow Bank - Scroby Sands - Burbo Bank - Q7	- Kentish Flats - Barrow	keine	keine

**Tabelle I.4.1-1: Spezialgerät für die Offshore-Installation von Offshore-Windenergieanlagen
 Hauptdaten**

Aus der praktischen Bearbeitung mehrerer Projekte folgt, dass diese Geräte für die Errichtung der in den Ausschließlichen Wirtschaftszonen (AWZ) von Nord- und Ostsee geplanten deutschen Offshore-Windparks nur bedingt bzw. überhaupt nicht geeignet sind. Dies gilt insbesondere für die Installation der Gründungsstrukturen, aber auch für die Montage der Komponenten der Windenergieanlagen.

Gründe für die mangelnde Eignung dieser Geräte sind vor allem:

- hohe Kosten
- Verfügbarkeiten (Grenzseezustände)
- nicht ausreichende Krankapazitäten
- Eignung nur für geringe Wassertiefen (SEA POWER)

Hinsichtlich der Frage, ob Schutzrechte und Schutzrechtsanmeldungen einer Ergebnisverwertung des geplanten FE-Vorhaben entgegenstehen können, ist festzustellen, dass die in Frage kommenden Gerätetypen und Bauformen (z.B. Hubinsel, Halbtaucher-Prinzip, Swath-Prinzip) keinen Schutzrechten bzw. Schutzrechtsanmeldungen unterliegen.

I.4.2 Wissenschaftlicher Stand

Für die Bearbeitung des Vorhabens sind ingenieurwissenschaftliche Verfahren für folgende Aufgabengebiete einzusetzen:

- Kurzzeit- und Langzeitstatistik sowie Extremwertstatistik zur Beschreibung des Seegangs und der Seegangswirkungen
- Hydrostatische Analyse, Schwimmfähigkeit und Stabilität von schwimmenden Offshore-Konstruktionen
- Hydrodynamische Analyse von schwimmenden und ortsfesten Konstruktionen
- Deterministische und stochastische Beschreibung der Bewegungen und Belastungen von schwimmenden Offshore-Konstruktionen
- Hydromechanische Analyse von Mehrkörpersystemen im Seegang
- Globale und lokale Festigkeitsanalyse und Bemessung von schwimmenden und ortsfesten Offshore-Konstruktionen

In diesen Bereichen sind seit den sechziger Jahren bis heute - auch unter der Mitwirkung von deutschen Universitäten und Forschungseinrichtungen - sehr leistungsfähige Verfahren entwickelt und in der Praxis eingesetzt worden. Durch die Mitwirkung von Professor Dr.-Ing. Clauss (TU Berlin) und die IMS Ingenieurgesellschaft war dieses für das Vorhaben wichtige ingenieurwissenschaftliche Know-how direkt verfügbar.

Im Rahmen dieses Vorhabens wurden Verfahren und die zugehörigen Computerprogramme eingesetzt, die dem aktuellen und letzten Stand der Ingenieurwissenschaft entsprechen: REMO/TELEMAC-2D/WAM (Seegangs-Hindcast), RESPONS (Statistische Verfahren), NAPA/FORAN (Hydrostatik), WAMIT/SACS (Hydrodynamische Analyse, Bewegungen und Belastungen), WAMIT/MOT-M (Hydromechanik von Mehrkörpersystemen), ANSYS/LSDYNA/RSTAB (Festigkeitsanalyse).

Für die Anwendung auf die Konzeptentwicklung und Analyse der im Rahmen dieses Vorhabens entwickelten Offshore-Installationsgeräte waren jedoch teilweise Erweiterungen und Anpassungen dieser Verfahren notwendig, so z.B. für die hydrostatische und hydrodynamische Analyse komplexer Mehrkörpersysteme oder die dynamische Analyse von Offshore-Konstruktionen, die auf dem Hubinselkonzept beruhen. Da mehrere Mitarbeiter des Projektteams an der Entwicklung und computertechnischen Umsetzung der oben genannten Verfahren mitgewirkt haben, waren diese Erweiterungen und Anpassungen als direkter Teil der Bearbeitung des Vorhabens möglich.

Die verwendete Fachliteratur umfaßt das gesamte Spektrum der auf den einschlägigen Offshore-Fachkonferenzen (wie z.B. Offshore Technology Conference - OTC, Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE, Behaviour of Offshore Structures - BOSS, International Offshore and Polar Engineering Conference – ISOPE) und den internationalen Journals veröffentlichten Fachbeiträge, die in großer Zahl veröffentlichten Fachbücher sowie die Vorschriften und Richtlinien von Klassifikationsgesellschaften und nationalen bzw. internationalen Behörden (BSH, IMO, ILO).

Diese Fachliteratur spiegelt jedoch im Grunde die allgemeine Voraussetzung für die Bearbeitung des Vorhabens wieder. Alle projektspezifischen Bearbeitungsschritte und -verfahren wurden im Rahmen des Projektes selbst entwickelt und angewendet.

Für die Prognose (2007 – 2020) der Entwicklung der Offshore-Windenergie-Projekte in Europa wurde eine von F+Z und IMS gemeinsam entwickelte Datenbank in umfangreicher Form erweitert.

I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

In dem Vorhaben wurde mit folgenden Stellen zusammen gearbeitet:

- FE Unterauftragnehmer IMS Ingenieurgesellschaft mbH
- Prof. Dr.-Ing. Günther Clauss/TU Berlin als wissenschaftlicher Berater
(im Unterauftrag von IMS)
- GKKS Forschungszentrum Geesthacht GmbH, Institut für Küstenforschung,
für die Durchführung von Hindcasts für Seegang und Wind
(als Partner von IMS)

Die IMS Ingenieurgesellschaft mbH war gemeinsam mit F+Z an der Bearbeitung sämtlicher Vorhabenteile wesentlich beteiligt.

Prof. Clauss war vor allem an der Durchführung der hydromechanischen Berechnungen beteiligt und hat das Vorhaben insgesamt als wissenschaftlicher Berater begleitet.

Das Institut für Küstenforschung der GKSS hat Langzeitdaten für das Seegangs- und Windklima in der Nordsee zur Verfügung gestellt und damit eine wichtige Grundlage für die Aufstellung von Scatter-Diagrammen und die Analyse der Offshore-Verfügbarkeit unterschiedlicher Installationsgeräte geschaffen.

II.1 Erzielte Ergebnisse

II.1.1 Offshore-Windenergie-Projekte Prognose und Analyse für den Zeitraum 2007 - 2020

Die Prognose und Analyse der Offshore-Windenergie-Projekte für den Zeitraum 2007 - 2020 liefert einen wichtigen Beitrag zur Festlegung des Lastenheftes für das Offshore-Installationsgerät.



Abb. II.1.1-1: Seegebiete und Länder

Folgende Seegebiete und Länder wurden erfasst (Abb. II.1.1-1):

- Irische See mit Keltischer See
 - Irland
 - Vereinigtes Königreich
- Nordsee mit Kanalgebieten
 - Vereinigtes Königreich
 - Deutschland
 - Dänemark
 - Frankreich
 - Belgien
 - Niederlande
 - Norwegen
- Ostsee
 - Dänemark
 - Deutschland
 - Schweden
 - Finnland
 - Polen

<u>Irische See (mit Keltischer See), Nordsee (mit Kanalgebieten) und Ostsee:</u>		
■ 141 Projekte, für die Planungen vorliegen <i>(erste Machbarkeitsstudie bis hin zur Ausschreibungsreife)</i>		
davon:		
■ 110 Projekte, die in einer einzigen Saison errichtet werden können <i>(Anzahl Windturbinen, Wassertiefe, Küstenentfernung)</i>		
■ 25 Projekte, die in zwei oder mehr Saisons (= 68 Teilprojekte) errichtet werden müssen		
<hr/>		
<u>Es ergeben sich 178 Projekte bzw. Teilprojekte, davon:</u>		
■ Irische See (mit Keltischer See):	29 Projekte / Teilprojekte	= 16,3 %
■ Nordsee (mit Kanalgebieten):	102 Projekte / Teilprojekte	= 57,3 %
■ Ostsee:	47 Projekte / Teilprojekte	= 26,4 %

Abb. II.1.1-2: Geplante Offshore-Windpark-Projekte 2007 - 2020

Es wurde damit der Kernbereich der Offshore-Projekte in Europa betrachtet. Weitere Bereiche an der spanischen Atlantikküste sowie im Mittelmeerraum (Spanien, Italien, Griechenland, Malta) werden bei der Entwicklung der Offshore-Windenergie in Europa zunächst nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Künftige Märkte im außereuropäischen Bereich werden sich vor allem in den Vereinigten Staaten und Kanada sowie in Japan, Korea und China entwickeln.

Für Irische See, Nordsee und Ostsee wurden 141 Projekte identifiziert, für die Planungen in unterschiedlichem Grade (erste Machbarkeitsstudien bis hin zur Ausschreibungsreife) vorliegen bzw. für die von hoheitlicher Seite Gebiete ausgewiesen sind. Bei 116 dieser Projekte erlauben die geplante Anzahl der Windenergieanlagen (maximal 100) sowie weitere Parameter wie Wassertiefe und Küstenentfernung die Errichtung der Gründungsstrukturen in einer Saison.

Bei den übrigen 25 Projekten wurde vor allem wegen der Anzahl der Anlagen eine Aufteilung in zwei oder mehr Teilprojekte, die jeweils eine Saison umfassen, vorgenommen. Es ergibt sich dabei eine Gesamtzahl von 178 Projekten bzw. Teilprojekten. Im Folgenden soll der Einfachheit halber unter dem Begriff "Projekt" die Gesamtheit der Projekte und Teilprojekte verstanden werden.

Die 178 Projekte teilen sich wie folgt auf die einzelnen Seegebiete auf (Abb. II.1.1-2):

- Irische See mit Keltischer See:.....29
- Nordsee mit Kanalgebieten:102
- Ostsee:47

Für diese Projekte wurde im Rahmen des Vorhabens eine Datenbank aufgebaut, in der zunächst folgende grundsätzliche Angaben zusammengefasst sind:

- Name des Projekts, Land, Seegebiet, Projektentwickler, weitere beteiligte Unternehmen
- Koordinaten der Lokation, Wassertiefe, Küstenentfernung
- Anzahl der Windenergieanlagen, Leistungsklasse, Gesamtleistung des Projektes
- geplanter Baubeginn, geplante Gründungsstrukturen (Typ)
- Stand der Genehmigung

Aus einer Gesamtsicht des Marktes heraus wurden folgende weitere Daten abgeleitet:

- mögliche Übernahme des Projektes durch einen anderen, leistungsfähigeren Projektentwickler
- realistischer Baubeginn
- geeignete Gründungsstruktur-Typen

Grundlage der Prognose war eine Bewertung der einzelnen Projekte auf Basis der folgenden vier Kriterien:

- Standort:
 - *Windangebot*
 - *Wassertiefe*
 - *Küstenentfernung*
- Genehmigung:
 - *Stand der Genehmigungsverfahren*
 - *Umweltaspekte*
 - *andere Nutzungen im Gebiet*
 - *Identifikation projektspezifischer Hemmnisse für eine Genehmigung*
 - *Aussichten auf eine vollständige Genehmigung*
- Projektentwickler:
 - *Kompetenzen Projektmanagement (EPC, Multi-Contracting)*
 - *Qualität der technischen Planung und Ausschreibung*
 - *Projektfinanzierung*
- Besondere Risiken:
 - *Baugrund*
 - *Sedimentumlagerungen im Gebiet (Tideregime)*
 - *Seegang und Wind (Verfügbarkeit/Zugänglichkeit in Bau- und Betriebsphasen)*

Die Bewertung erfolgte jeweils mit einer Punkteskala von 0 bis 90, wobei eine Einstufung mit 90 Punkten bedeutet, dass in idealer Weise alle Voraussetzungen für eine erfolgreiche Realisierung des Projektes erfüllt sind. Weiterhin wurde bei der Bildung des Ergebnisses im Sinne eines Mittelwertes aller vier Kriterien das Kriterium "Projektentwickler" dreifach gewichtet. Mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse wurde für die Bewertung der Realisierung des jeweiligen Projektes folgende untere bzw. obere Grenze abgeleitet (Abb. II.1.1-3.1 und .2).

- obere Grenze
im Sinne einer optimistischen Prognose: mindestens 65 Punkte
- untere Grenze
im Sinne einer sehr vorsichtigen, pessimistischen Prognose: mindestens 75 Punkte

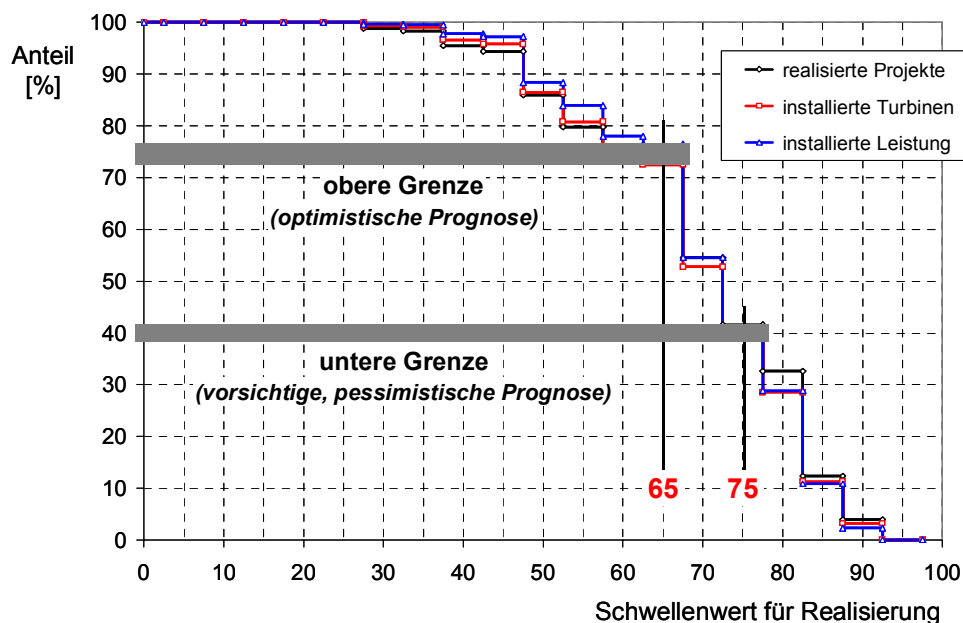


Abb. II.1.1-3.1: Offshore-Windenergie-Projekte 2007 – 2020 (alle Länder)
Schwellenwert für Realisierung (obere und untere Grenze)
Auswirkung des Schwellenwertes auf die Prognose der realisierten Projekte,
der installierten Windenergieanlagen und der installierten Leistung

In Abb. II.1.1-3.1 ist dargestellt, wie sich die Wahl des Schwellenwertes auf die Prognose des prozentualen Anteils der realisierten Projekte, der installierten Turbinen sowie der installierten Leistungen auswirkt. Hierbei wurden sämtliche 178 Projekte/Teilprojekte in Irischer See, Nordsee und Ostsee betrachtet.

Obwohl in den verschiedenen Projekten die Anzahl der Turbinen, sowie die installierte Leistung durchaus unterschiedlich sind, ergibt sich bei Betrachtung aller Projekte ein doch sehr ähnlicher Verlauf der Treppenkurven. Die Abb. II.1.1-3.1 zeigt weiterhin, dass für einen Schwellenwert bis ca. 45 weitgehend alle Projekte realisierbar erscheinen.

Die Festlegung der Schwellenwerte auf 65 Punkte im Sinne einer optimistischen Prognose und auf 75 Punkte im Sinne einer vorsichtigen, pessimistischen Prognose erfolgte auf Grundlage ausgewählter Projekte, deren Realisierungschancen sehr gut beurteilt werden konnten.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass trotz geringer Differenz zwischen den Schwellenwerten (65 bzw. 75 bei einer Skala von 0 bis 90) sich ein überproportionaler Unterschied (40 % bis 75 %) in dem prognostizierten Anteil realisierter Projekte ergibt. Diese Betrachtung verdeutlicht auch, wie empfindlich die Realisierungsquote auf schon geringfügige Änderungen der der Bewertung zugrunde liegenden Parameter reagiert (z.B. Einspeisevergütung, Kosten für Windenergieanlagen, Gründungsstrukturen und Offshore-Installationen).

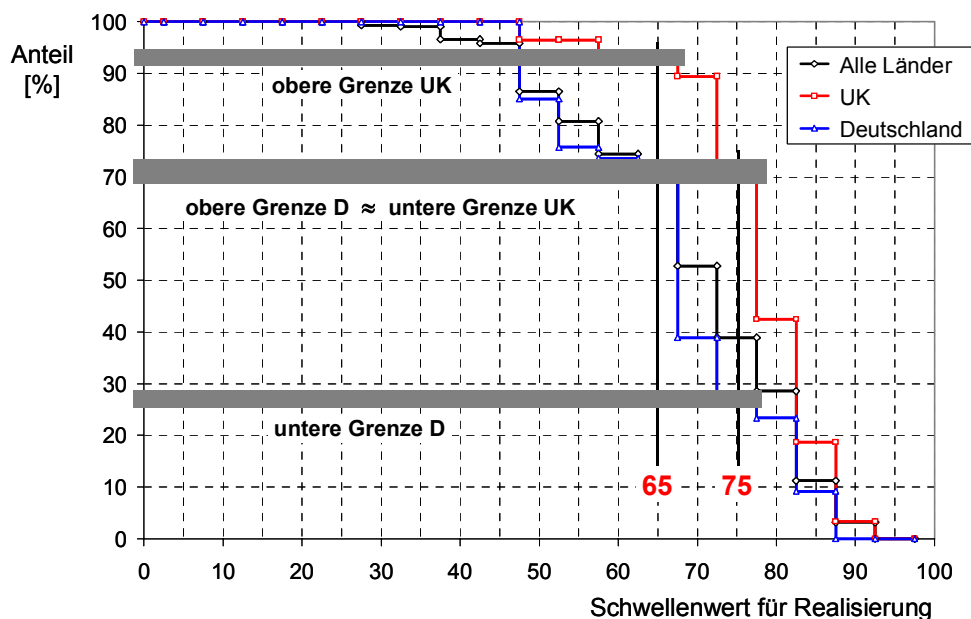


Abb. II.1.1-3.2: Offshore-Windenergie-Projekte 2007 – 2020 (alle Länder)
Schwellenwert für Realisierung (obere und untere Grenze)
Auswirkung des Schwellenwertes auf die Prognose der Anzahl der realisierten Projekte
für die Gesamtheit aller Länder sowie getrennt für UK und Deutschland

In Abb. II.1.1-3.2 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für alle Länder sowie getrennt für UK und Deutschland dargestellt, wobei nur die Anzahl der realisierten Projekte betrachtet wird.

Die Ergebnisse demonstrieren die vergleichsweise hohen Realisierungschancen der Offshore Windpark-Projekte in UK (70 % bei der pessimistischen und mehr als 90 % bei der optimistischen Prognose). Für die in Deutschland geplanten Projekte ergeben sich deutlich geringere Realisierungschancen (unter 30 % bei pessimistischer und rd. 70 % bei optimistischer Prognose).

Dieses Ergebnis veranschaulicht, dass die Realisierungschancen für Offshore-Windpark-Projekte in Deutschland durch geeignete Veränderungen der Projekt-Randbedingungen noch deutlich gesteigert werden können (z.B. Novellierung des EEG).

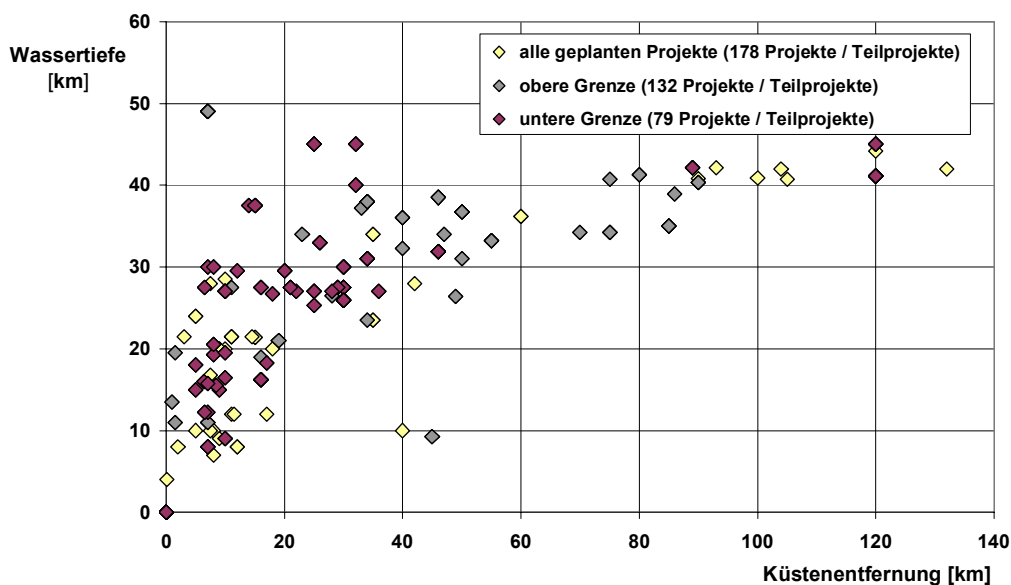
Für die Prognose der Offshore-Windenergie-Projekte für den Zeitraum 2007 - 2020 wurden weiterhin folgende Annahmen getroffen:

- Die relevanten politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ändern sich in den betroffenen Ländern im betrachteten Zeitraum nicht (D: Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz berücksichtigt).
- Die Preise für Öl, Gas und Kohle bewegen sich auf dem Niveau von 2006 oder darüber
- Die Ziele zum Klimaschutz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien werden in den betroffenen Ländern nicht in Frage gestellt, sondern schrittweise umgesetzt (keine Wirtschaftskrisen, politischen Umwälzungen, energiepolitisches Umsteuern).

In Hinblick auf die zeitliche Entwicklung des Marktes wurde auch die Frage der Verfügbarkeit von geeigneten Offshore-Windturbinen sowie auch der Verfügbarkeit von Stahlmengen (Grobbleche) und Fertigungskapazitäten für die Gründungsstrukturen berücksichtigt.

In den Abb. II.1.1-4.1 bis Abb. II.1.1-4.4 ist für alle betrachteten 178 Projekte bzw. Teilprojekte in Irischer See, Nordsee und Ostsee dargestellt, wie folgende Parameter in Abhängigkeit von der Küstenentfernung variieren:

- Wassertiefe
- Gesamtleistung Projekt bzw. Teilprojekt
- Anzahl Turbinen
- Leistung Turbinen



**Abb. II.1.1-4.1: Prognose 2007 – 2020
Variation der Wassertiefe in Abhängigkeit der Küstenentfernung**

Abb. II.1.1-4.1 zeigt, dass im Küstenentfernungsbereich bis 20 km die Wassertiefen schwerpunktmäßig zwischen 8 und 30 m variieren. Im Küstenentfernungsbereich 20 bis 135 km (bisher größte Küstenentfernung) ist die Wassertiefe zwischen 25 und 45 m in etwa linear steigend gestreut.

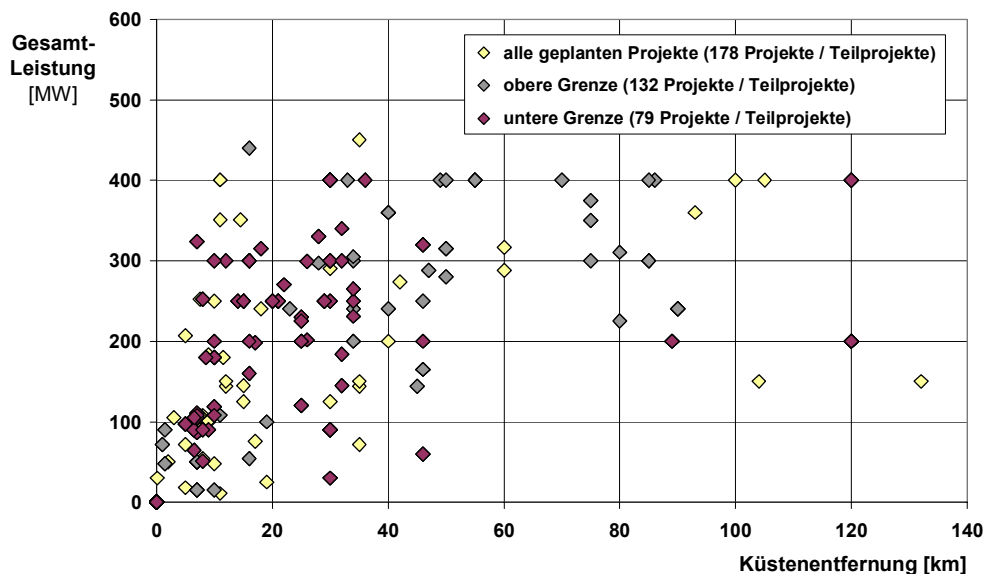


Abb. II.1.1-4.2: Prognose 2007 – 2020
Variation der Gesamtleistung in Abhängigkeit der Küstenentfernung

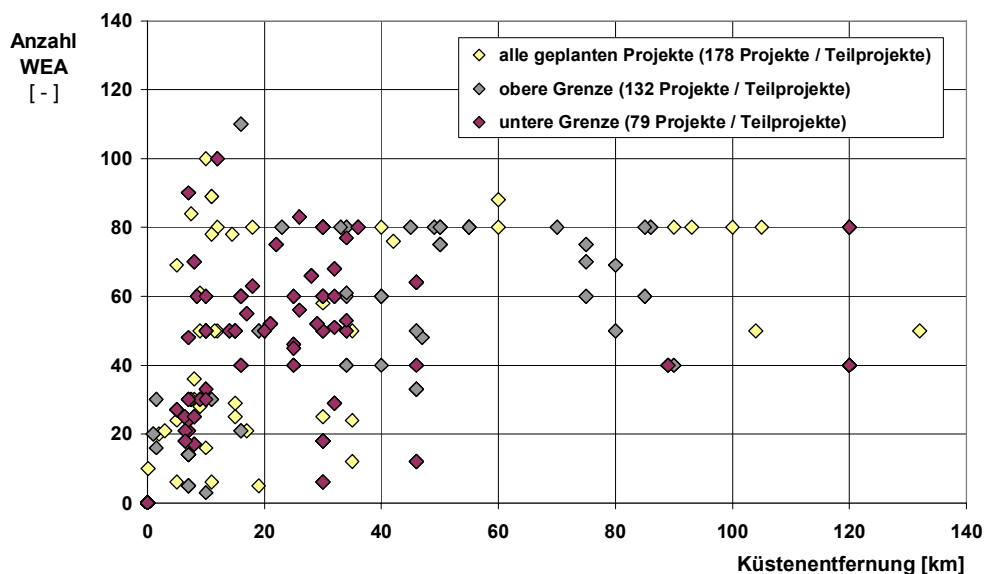


Abb. II.1.1-4.3: Prognose 2007 – 2020
Variation der Anzahl der Turbinen in Abhängigkeit der Küstenentfernung

Abb. II.1.1-4.2 zeigt, dass im Küstenentfernungsbereich bis 50 km die Gesamtleistung der Projekte bzw. Teilprojekte in einem Bereich von wenigen MW bis hin zu 450 MW liegt. Bei den größeren Küstenentfernungen dominieren Gesamtleistungen größer 200 MW.

Abb. II.1.1-4.3 zeigt, dass bei der hier erstellten Prognose die maximale Turbinenzahl/Projekt bzw. Teilprojekt bei 110 liegt. Diese obere Begrenzung resultiert aus der Einschätzung, dass die geplanten großen Offshore-Windpark mit mehreren 100 Windenergie-Anlagen in Teilprojekte mit jährlich 40 bis 110 Anlagen aufgeteilt werden.

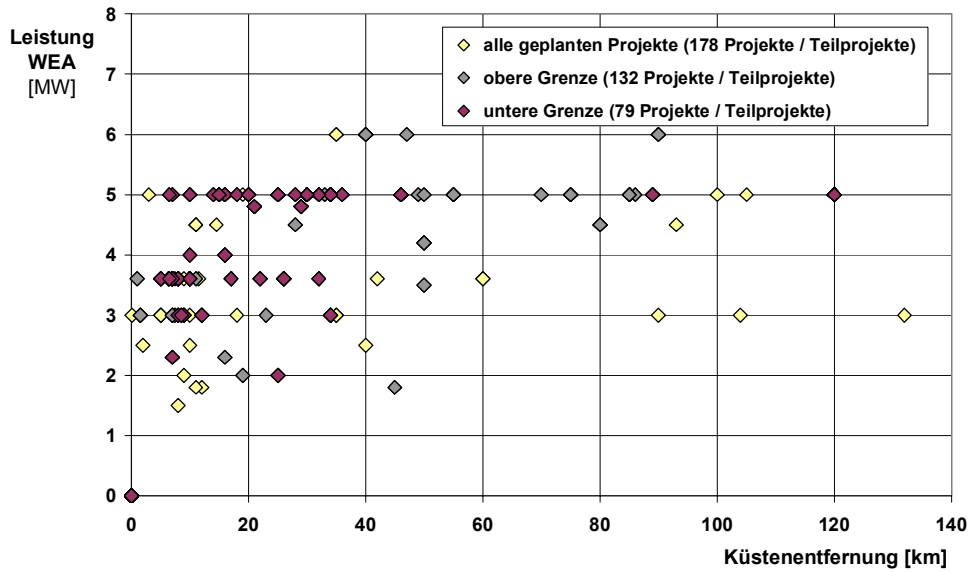


Abb. II.1.1-4.4: Prognose 2007 – 2020
 Variation der Leistung der Turbinen in Abhängigkeit der Küstenentfernung

Abb. II.1.1-4.4 zeigt, dass im Küstenentfernungsbereich bis etwa 40 km ein breites Leistungsspektrum von 2 bis 5 MW/Turbine vorliegt. Im Bereich der größeren Küstenentfernungen dominieren Leistungen zwischen 4 und 6 MW/Turbine. Turbinen der Leistungsklasse 8 – 10 MW und ggf. darüber werden voraussichtlich ab 2012 bis 2015 auf den Markt kommen.

In den folgenden Abb. II.1.1-5 bis 24 sind die Ergebnisse der im Rahmen dieses Vorhabens vorgenommenen Prognose der Offshore-Windparkprojekte in Irischer See, Nordsee und Ostsee für den Zeitraum 2007 – 2020 dargestellt.

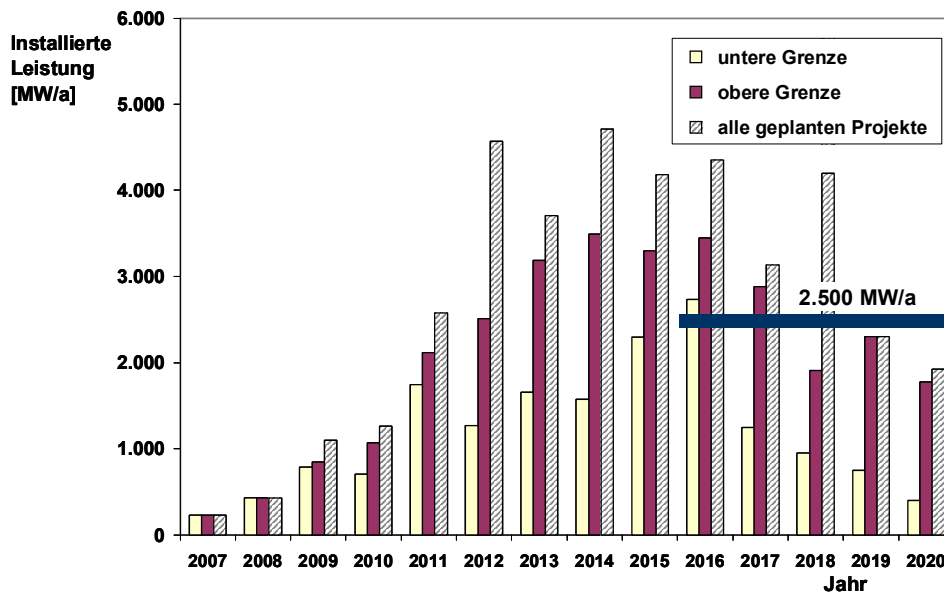


Abb. II.1.1-5.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Jährlich neu installierte Leistung

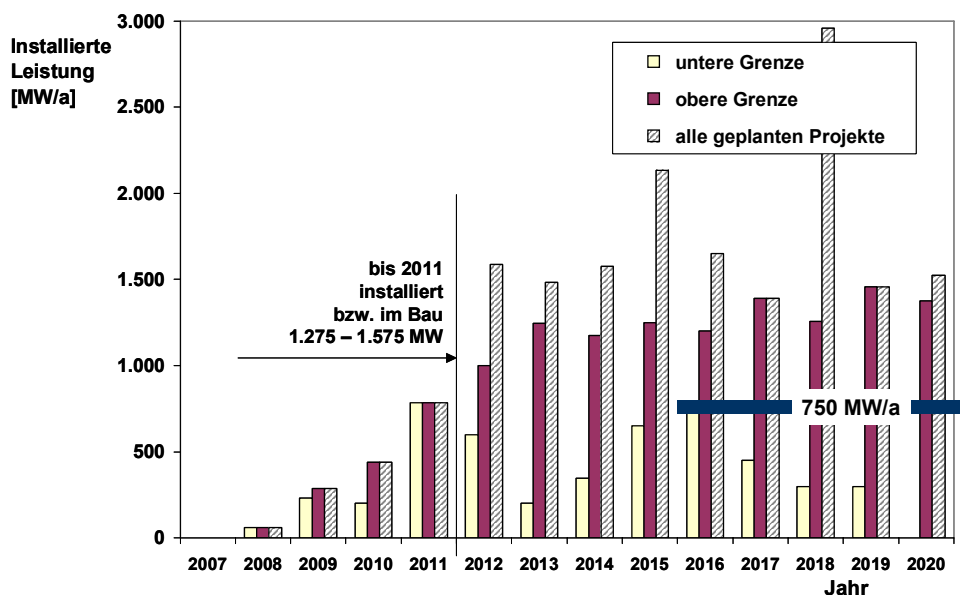


Abb. II.1.1-5.2: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee)
 Jährlich neu installierte Leistung

Aus den Abb. II.1.1-5.1 und Abb. II.1.1-5.2 ist ersichtlich, dass der Offshore-Windenergie-Markt sich im Zeitraum 2007 bis etwa 2015/2016 kontinuierlich entwickelt, für Irische See, Nordsee und Ostsee gesamt von etwa 200 MW/a installierter Leistung in 2007 bis hin zu etwa 2.500 MW/a bei vorsichtiger Prognose in 2015. Für Deutschland betragen die Zahlen etwa 200 MW/a in 2009 bis hin zu 750 MW/a bei ebenfalls vorsichtiger Prognose in 2015.

Es kann weiterhin angenommen werden, dass ab 2015/2016 das erreichte Niveau von 2.500 MW/a bzw. 750 MW/a in den folgenden Jahren durch neue, heute noch nicht konkret geplante Projekte zumindest gehalten wird.

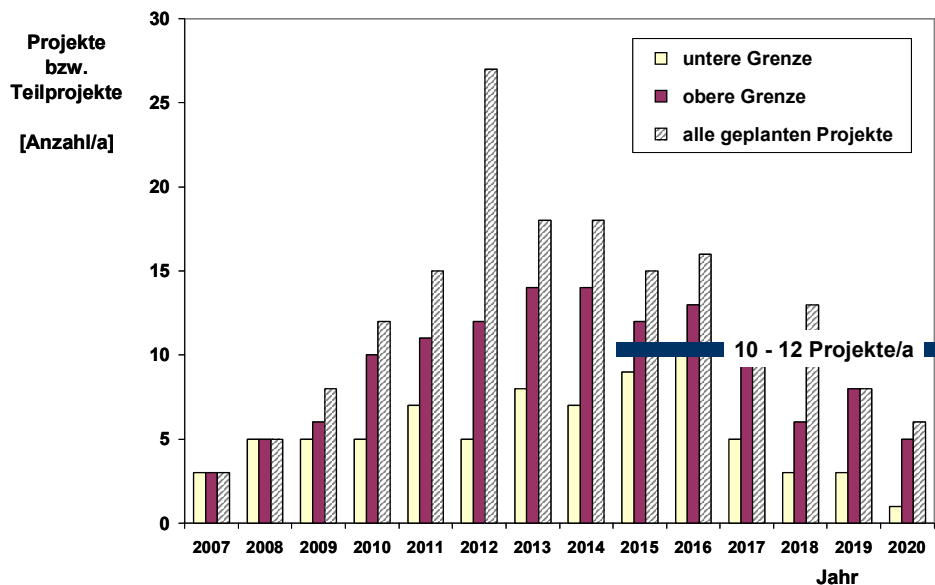


Abb. II.1.1-6.1: Prognose 2006 – 2020: Irische See, Nordsee, Ostsee
 Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte

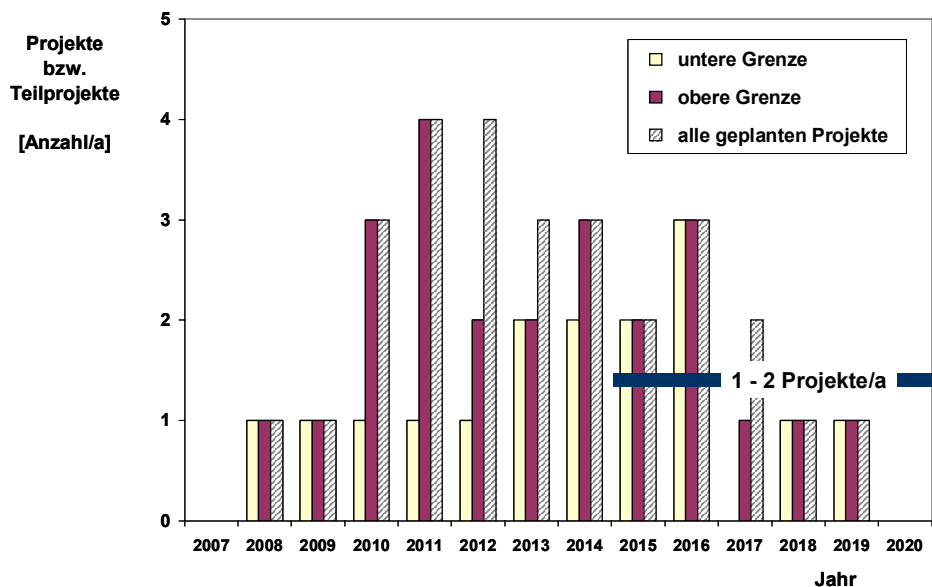


Abb. II.1.1-6.2: Prognose 2006 – 2020: Irische See
 Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte

In den Abb. II.1.1-6.1 bis Abb. II.1.1-6.6 ist dargestellt, wie sich im Zeitraum 2007 – 2020 die Anzahl der jährlich realisierten Projekte entwickelt. In der Gesamtbetrachtung für die Irische See, Nordsee, Ostsee wird sich ab 2015/2016 ein Niveau von ca. 10 – 12 Projekten pro Jahr entwickeln.

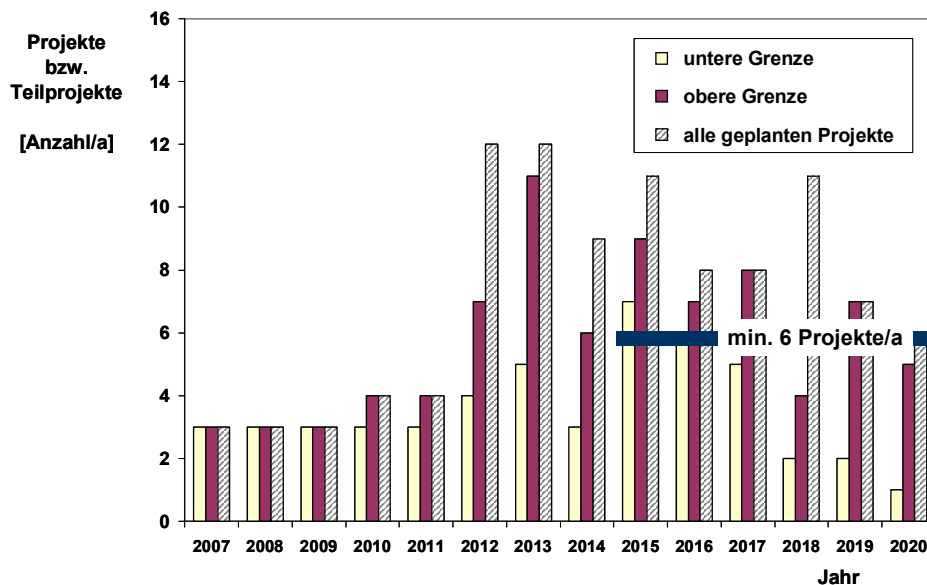


Abb. II.1.1-6.3: Prognose 2006 – 2020: Nordsee
 Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte

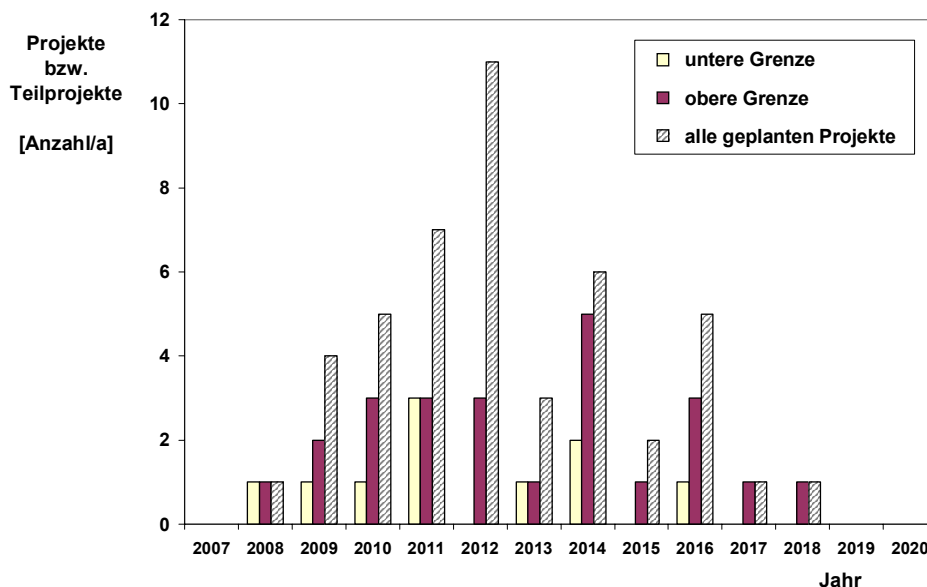


Abb. II.1.1-6.4: Prognose 2006 – 2020: Ostsee
 Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte

In der Irischen See ist von 2007 bis 2020 im Mittel mit 1 bis 2 Projekten pro Jahr zu rechnen. (Abb. II.1.1-6.2). In der Nordsee wird sich im Zeitraum 2007 bis 2014 ein stabiles Niveau von rund 3 - 4 Projekten pro Jahr entwickeln. Ab 2015/2016 ist von mindestens 6 Projekten auszugehen (Abb. II.1.1-6.3). In der Ostsee ist mit einem geringen Realisierungsniveau über den Prognosezeitraum (2007 – 2020) von im Mittel 1 Projekt pro Jahr zu rechnen (Abb. II.1.1-6.4).

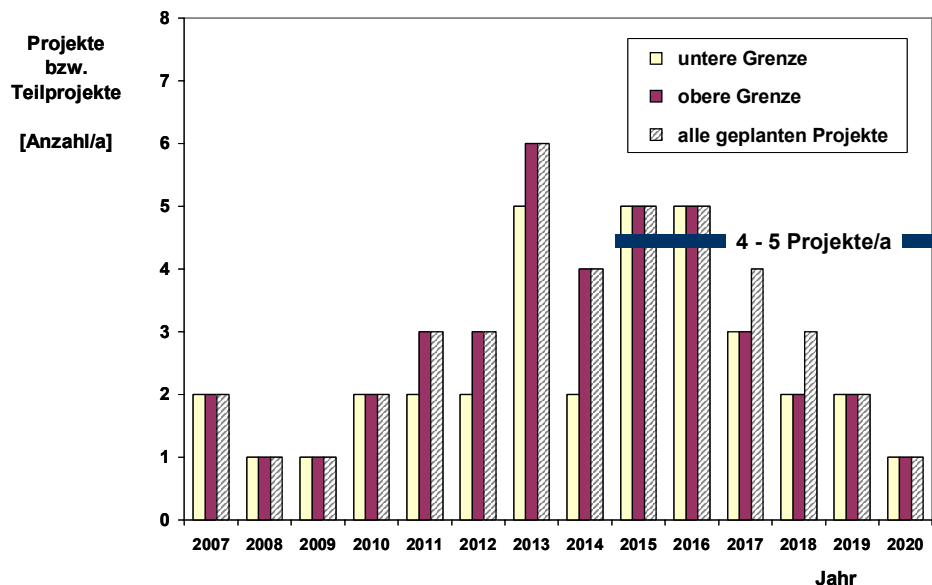


Abb. II.1.1-6.5: Prognose 2006 – 2020: UK (Irische See, Nordsee)
 Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte

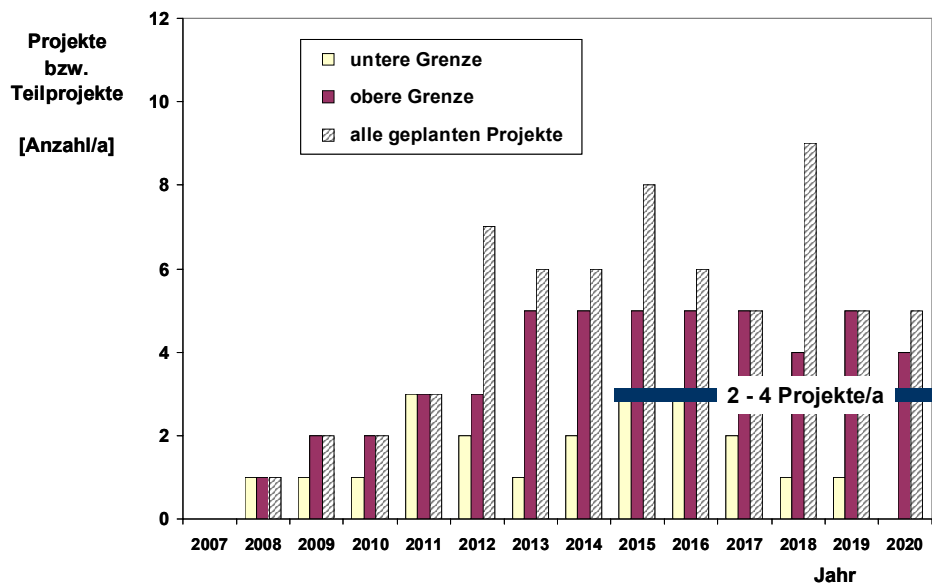


Abb. II.1.1-6.6: Prognose 2006 – 2020: Deutschland (Nordsee, Ostsee)
 Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr realisierten Projekte bzw. Teilprojekte

Bei den Projekten in UK fällt zunächst auf, dass fast sämtliche geplanten Projekte hohe Realisierungschancen haben (Abb. II.1.1-6.5). Bei den Projekten in Deutschland dagegen zeigt sich eine relativ starke Diskrepanz zwischen geplanten und prognostizierten jährlich realisierten Projekten (Abb. II.1.1-6.6).

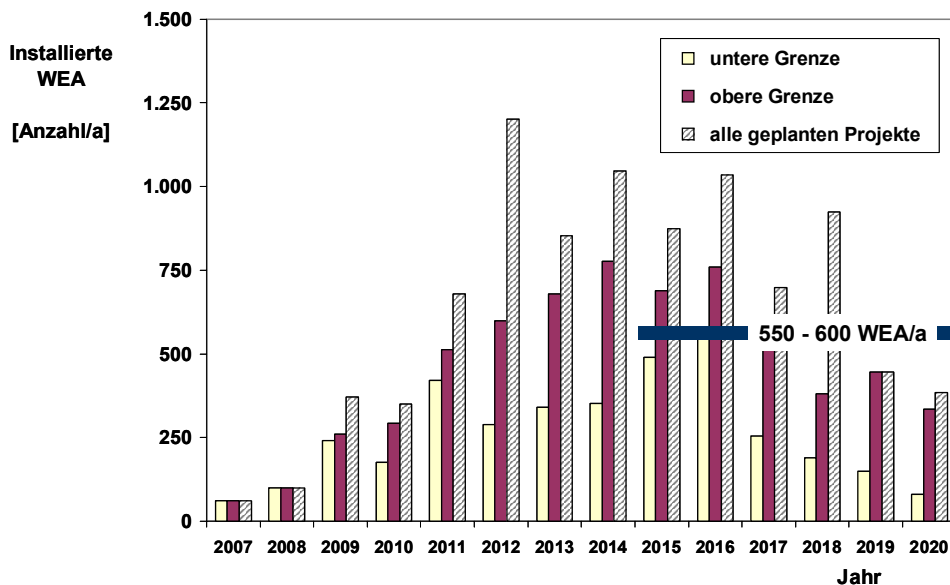


Abb. II.1.1-7.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen

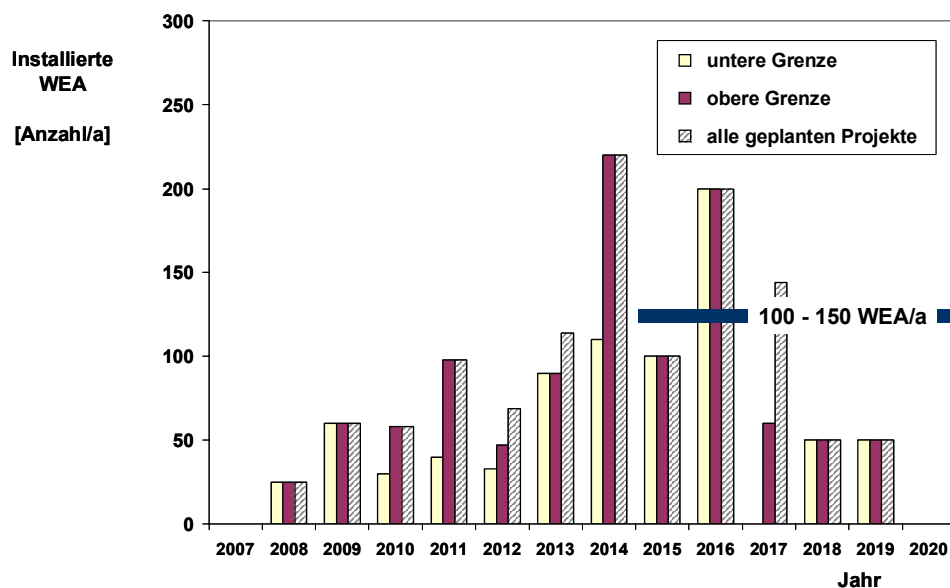


Abb. II.1.1-7.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See
 Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen

In den Abb. II.1.1-7.1 und Abb. II.1.1-7.6 ist die Entwicklung der Anzahl der jährlich installierten Windenergieanlagen (WEA), und damit auch die Anzahl der Gründungsstrukturen, dargestellt. In der Gesamtbetrachtung für Irische See, Nordsee und Ostsee wird sich ab 2015/2016 ein Niveau von zumindest 550 bis 600 Anlagen bzw. Gründungsstrukturen pro Jahr entwickeln (Abb. II.1.1-7.1).

Für die in den Abb. II.1.1-7.2 bis Abb. II.1.1-7.6 gezeigten Prognosen der jährlich neu installierten Windenergieanlagen gilt tendenziell eine ähnliche Aussage wie zu den Abb. II.1.1-6.2 bis Abb. II.1.1-6.6 erläutert. In der deutschen AWZ wird sich ab 2015/2016 ein Niveau von 150 bis 175 Windenergieanlagen bzw. Gründungsstrukturen pro Jahr entwickeln.

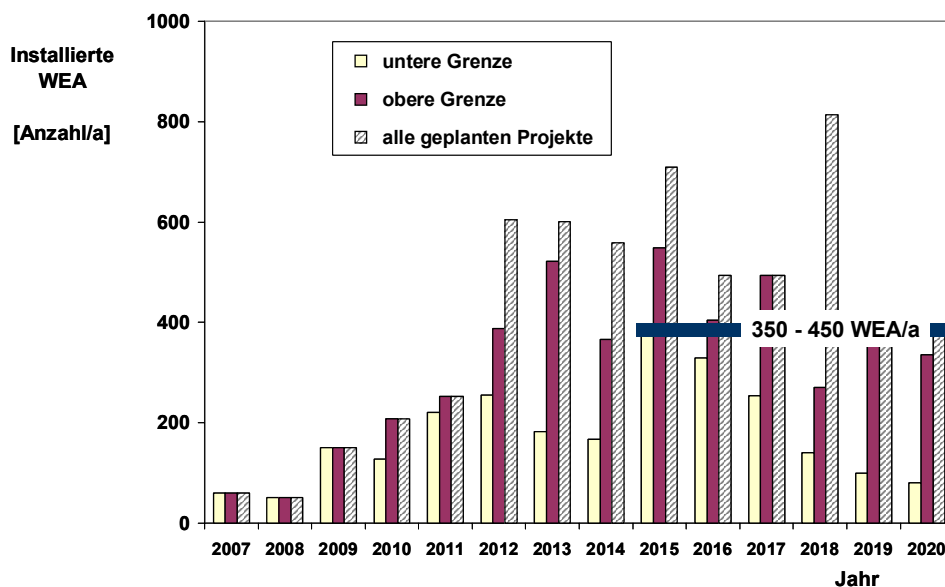


Abb. II.1.1-7.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee
 Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen

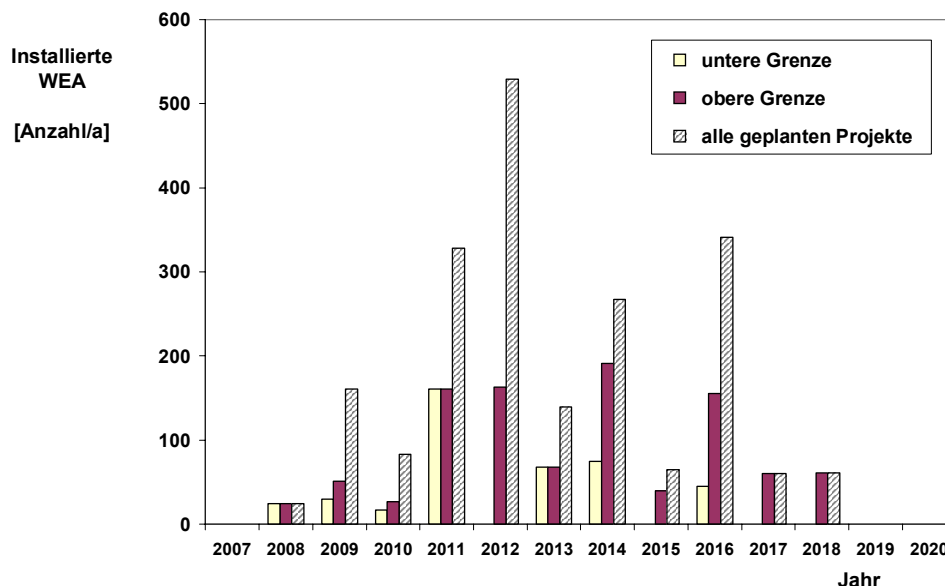


Abb. II.1.1-7.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee
 Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen

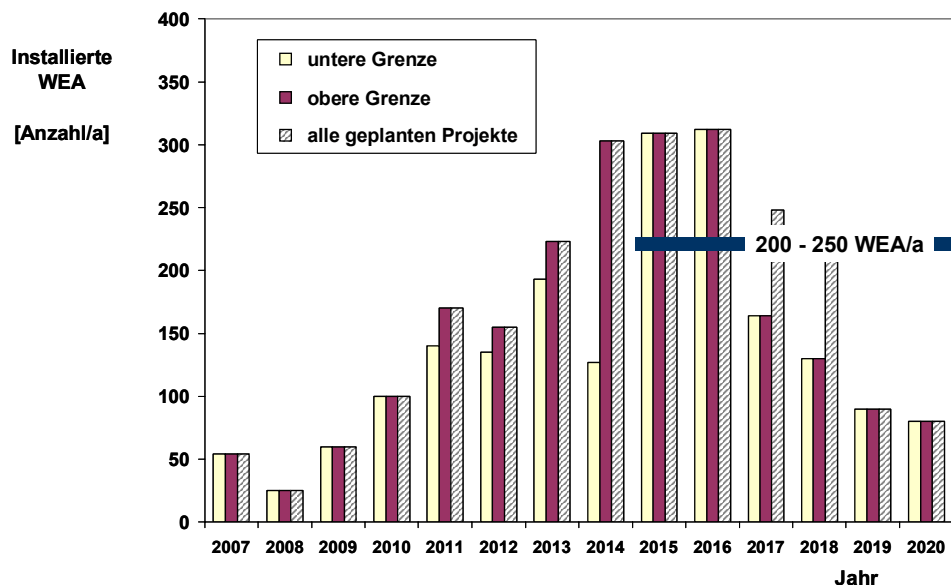


Abb. II.1.1-7.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee)
 Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen

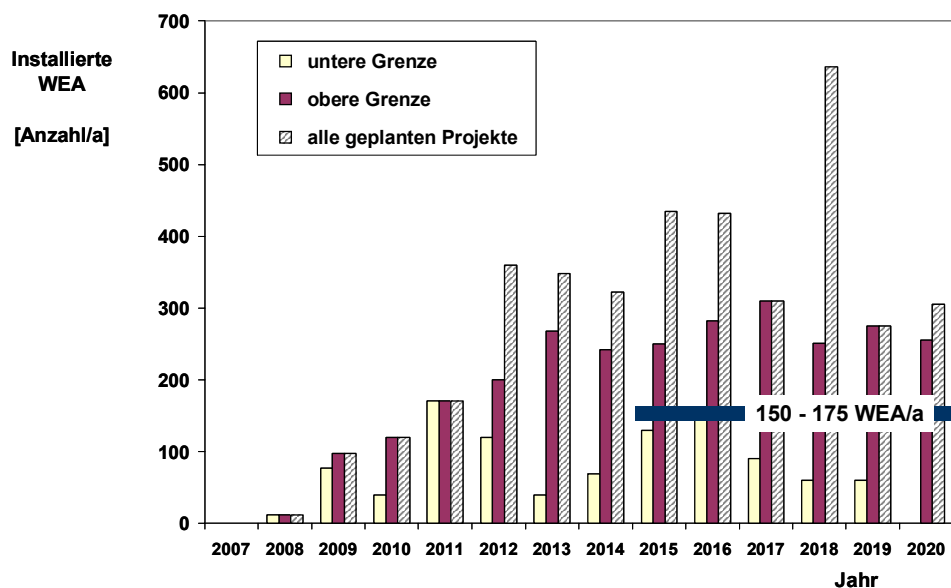


Abb. II.1.1-7.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee)
 Jährlich neu installierte Offshore-Windenergieanlagen

2007 - 2020	untere Grenze			obere Grenze			alle geplanten Projekte		
	Anzahl Projekte	Anzahl WEA	installierte Leistung	Anzahl Projekte	Anzahl WEA	installierte Leistung	Anzahl Projekte	Anzahl WEA	installierte Leistung
	[-]	[-]	[MW]	[-]	[-]	[MW]	[-]	[-]	[MW]
Irische See	24	1.290	6.020	31	1.520	6.790	34	1.580	7.250
Nordsee	67	3.460	17.330	90	4.910	24.380	108	6.140	31.100
Ostsee	13	590	2.450	31	1.290	5.730	59	2.790	10.550
Summe:	104	5.340	25.800	152	7.720	36.900	201	10.540	48.900
Deutsche AWZ	29	1.390	7.450	51	2.710	13.380	69	4.030	19.340

Tabelle II.1.1-1: Prognose Offshore-Projekte im Zeitraum 2007 - 2020
Anzahl Projekte, Anzahl installierte Windenergieanlagen und installierte Gesamtleistung

Betrachtet man den Zeitraum 2007 - 2020, so ergeben sich für Irische See, Nordsee und Ostsee unter Annahme eines ab 2015/2016 in etwa konstanten jährlichen Marktvolumens die in Tabelle II.1.1-1 zusammengefassten Werte für die Gesamtzahl der Projekte, die Gesamtzahl der installierten Windenergieanlagen sowie die installierte Gesamtleistung. Ab etwa 2015 werden voraussichtlich kaum noch "kleine" Offshore-Windparks mit unter 30 Anlagen, sondern in der Regel effiziente Projektgrößen mit deutlich über 50 Anlagen pro Phase oder Bauabschnitt realisiert werden.

Die Prognose ergibt unter anderem, dass sich im Zeitraum 2007 - 2020 die Anzahl aller geplanten Projekte bzw. Teilprojekte von den heute bekannten 178 auf rund 200 Projekte erhöht. Dabei ist auch berücksichtigt, dass ein Teil der heute geplanten Projekte eingestellt werden, so dass die Gesamtzahl der im Zeitraum 2007 - 2020 neu in Angriff genommenen Projekte höher liegt als die Differenz zwischen den oben genannten 200 Projekten und den heute bekannten 178 Projekten.

Betrachtet man die Gesamtheit der Projekte in Irischer See, Nordsee und Ostsee, so werden im Rahmen der sehr vorsichtigen, pessimistischen Prognose (untere Grenze) etwa 50 % der geplanten Projekte realisiert, bei der optimistischen Prognose (obere Grenze) beträgt der Anteil etwa 75 %.

Bei getrennter Betrachtung der einzelnen Seegebiete bzw. der deutschen Projekte (Nordsee und Ostsee) zeigen sich deutliche Unterschiede im prognostizierten Realisierungsgrad der Projekte:

	untere Grenze	obere Grenze
– Irische See mit Keltischer See:	71 %	91 %
– Nordsee mit Kanalgebieten:	62 %	83 %
– Ostsee:	22 %	53 %
– Deutschland (Nordsee, Ostsee):	42 %	74 %

Der zu erwartende hohe Realisierungsgrad der Projekte in Irischer See und Nordsee resultiert maßgeblich aus den im Vereinigten Königreich geplanten Projekten, deren Bewertung in der Regel sehr hohe Werte ergab. Der prognostizierte niedrige Realisierungsgrad der Projekte in der Ostsee spiegelt die niedrigen Bewertungen der Projekte in Finnland und Polen, aber auch teilweise in Schweden, sowie die an nicht wenigen Lokationen vorliegenden problematischen Baugrundverhältnisse bzw. die an einigen Lokationen zu erwartenden Probleme mit Eisgang und Vereisung wider.

In den Abb. II.1.1-8.1 bis Abb. II.1.1-8.6 ist die auf der Grundlage der heute geplanten Projekte prognostizierte Gesamtzahl der realisierten Projekte - gegliedert nach Leistungsklassen der Windenergieanlagen - dargestellt.

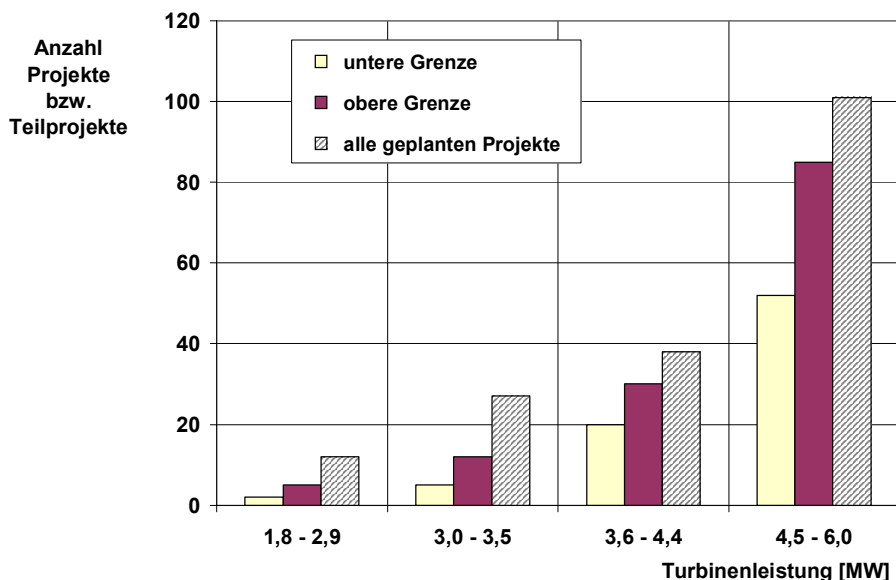


Abb. II.1.1-8.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen

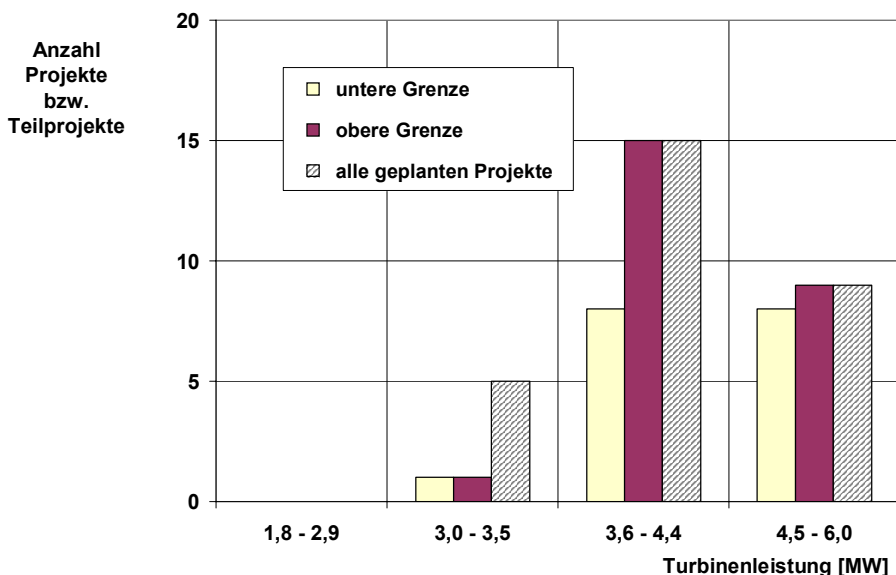


Abb. II.1.1-8.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See
 Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen

Die Gesamtbetrachtung (Abb. II.1.1-8.1) zeigt, dass die überwiegende Zahl der Projekte mit Windenergieanlagen der Leistungsklasse 4,5 bis 6,0 MW ausgestattet sein wird. In der Irischen See (Abb. II.1.1-8.2) ist dagegen zu erwarten, dass eine höhere Anzahl von Projekten mit Anlagen der Leistungsklasse 3,6 bis 4,4 MW ausgerüstet sein wird.

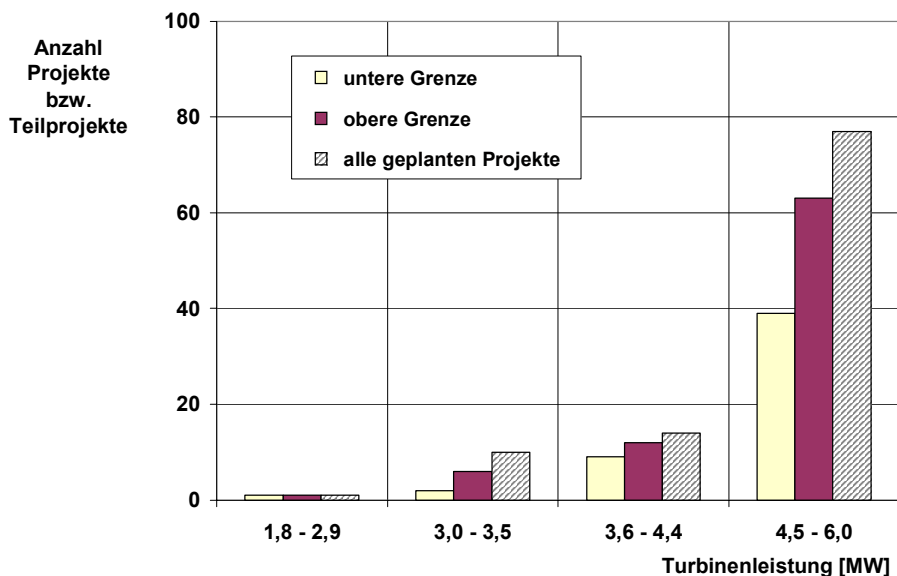


Abb. II.1.1-8.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee
 Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen

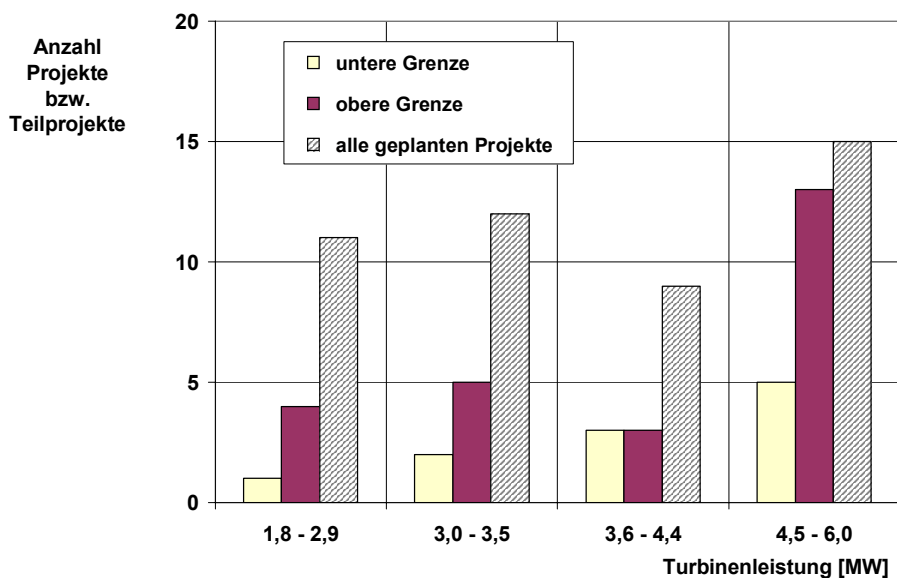


Abb. II.1.1-8.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee
 Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen

In der Nordsee (Abb. II.1.1-8.3) dominiert die Anzahl der Projekte mit Windenergieanlagen der Leistungsklassen 4,5 bis 6,0 MW am deutlichsten, während sich für die Ostsee (Abb. II.1.1-8.4) eine eher geringfügige Variation der Anzahl der Projekte zwischen den betrachteten 4 Leistungsklassen zeigt.

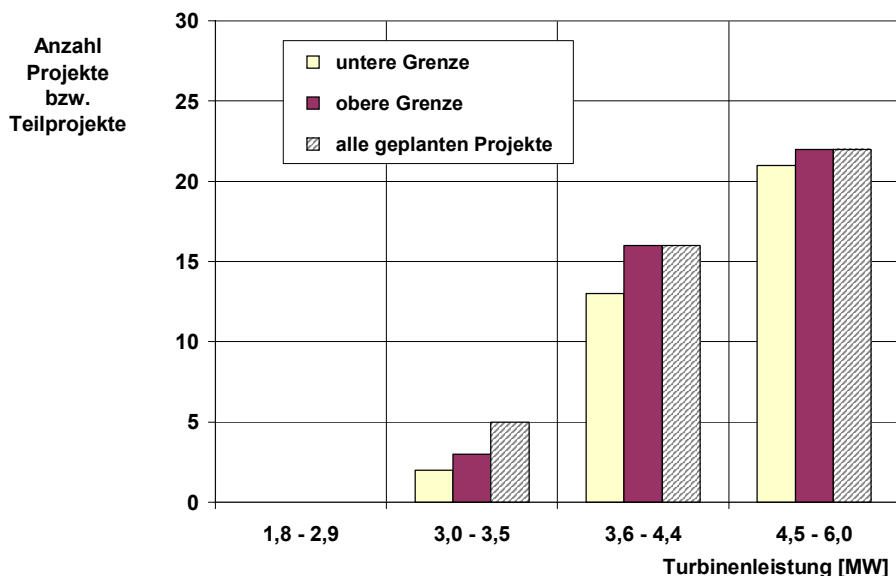


Abb. II.1.1-8.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee)
 Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen

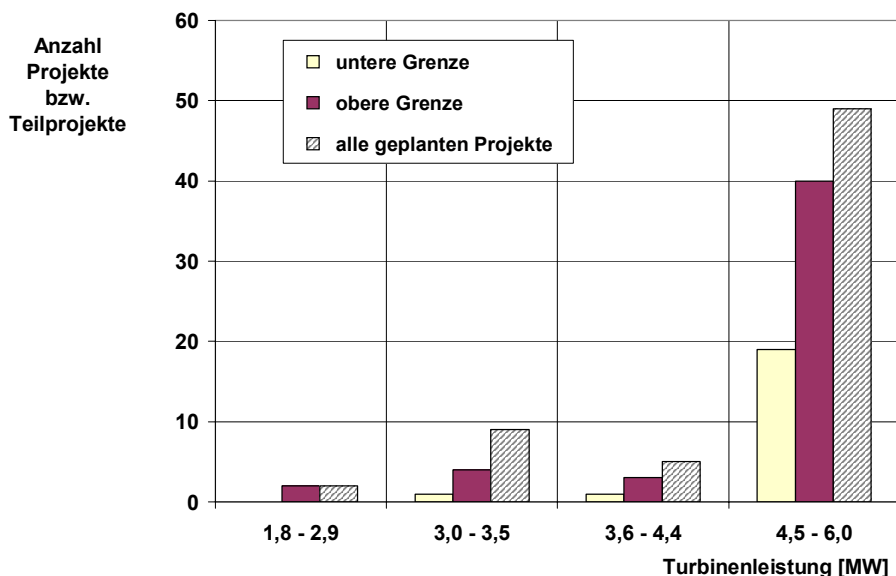


Abb. II.1.1-8.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee)
 Verteilung der Projekte über die Leistungsklassen der Windenergieanlagen

Während in UK (Abb. II.1.1-8.5) die realisierten Projekte sowohl mit Anlagen der Leistungsklasse 3,6 bis 4,4 MW und 4,5 bis 6,0 MW ausgerüstet sein werden, werden bei deutschen Projekten (Abb. II.1.1-8.6) fast ausschließlich Anlagen der Leistungsklasse 4,5 bis 6,0 MW eingesetzt werden.

In den Abb. II.1.1-9.1 bis Abb. II.1.1-9.6 ist, ebenfalls gegliedert nach Leistungsklassen, die Anzahl der im Zeitraum 2007 - 2020 installierten Windenergieanlagen dargestellt. Die im Vorigen zu den Abb. II.1.1-8.1 bis Abb. II.1.1-8.6 (Anzahl der Projekte, gegliedert nach Leistungsklassen) gemachten Aussagen können sinngemäß auf die in Abb. II.1.1-9.1 bis Abb. II.1.1-9.6 dargestellten Ergebnisse übertragen werden.

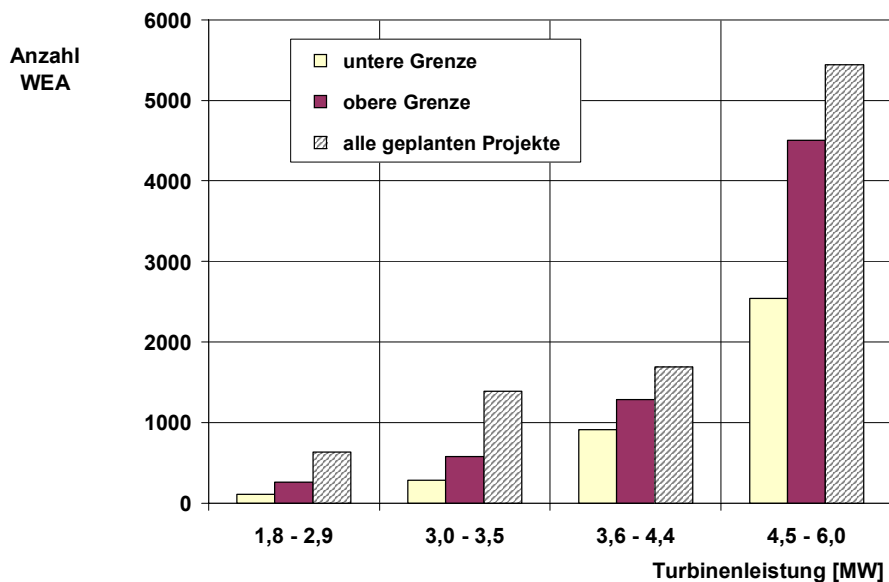


Abb. II.1.1-9.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen

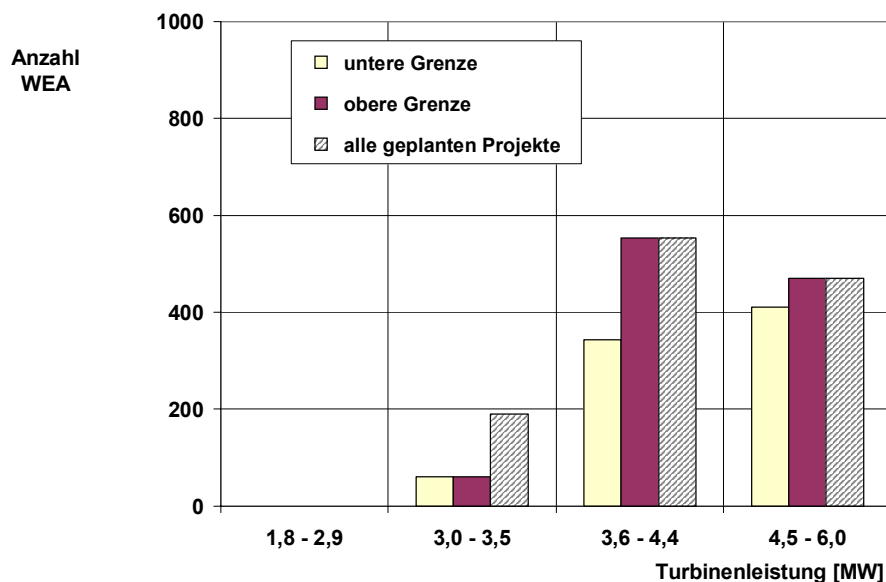


Abb. II.1.1-9.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See
 Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen

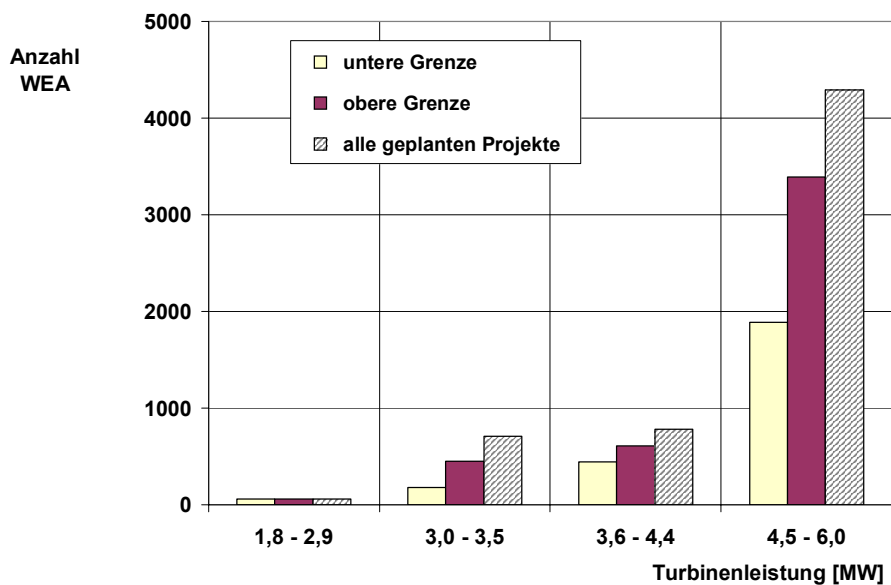


Abb. II.1.1-9.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee
 Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen

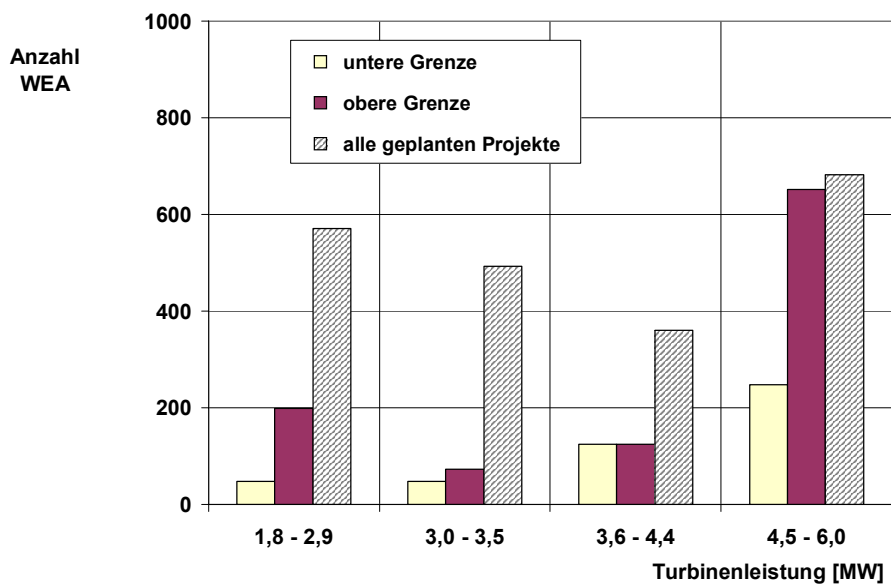


Abb. II.1.1-9.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee
 Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen

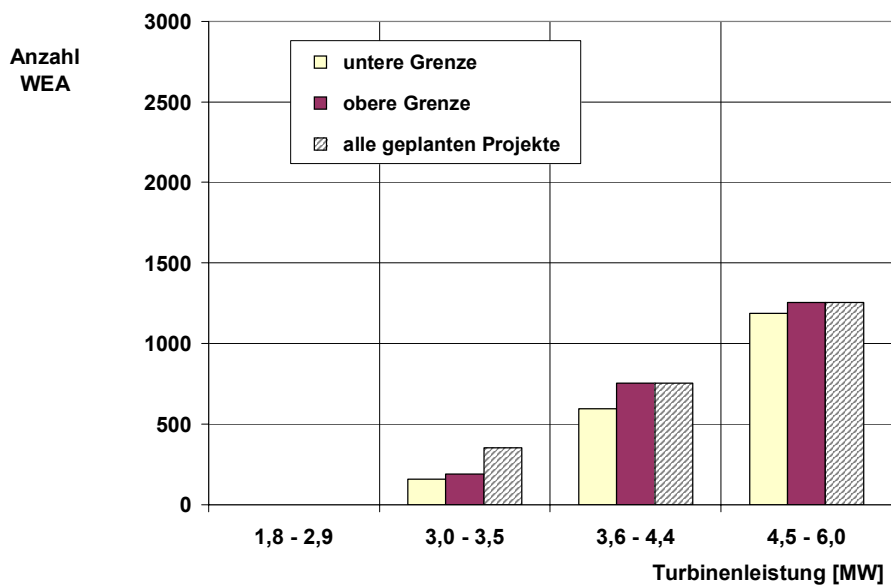


Abb. II.1.1-9.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee)
 Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen

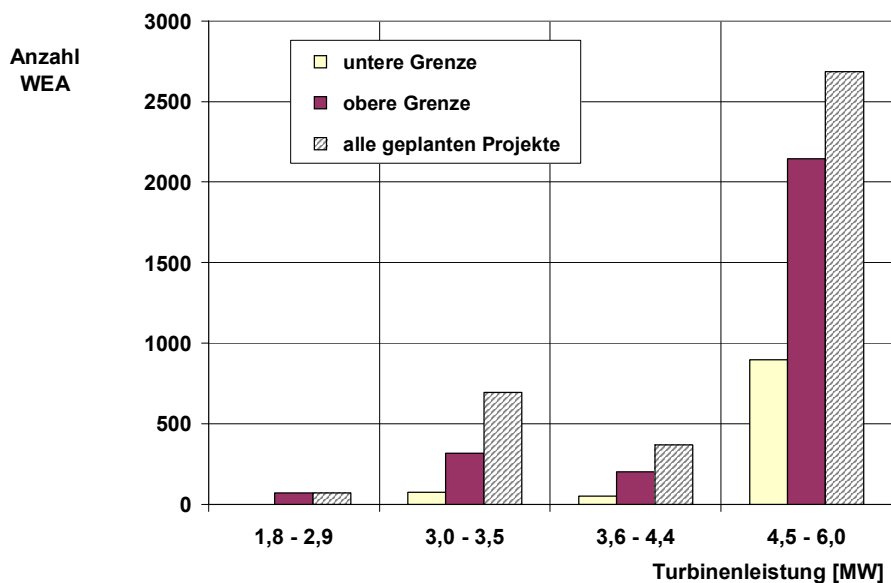


Abb. II.1.1-9.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee)
 Verteilung der Windenergieanlagen über die Leistungsklassen

Turbinen-Leistungsklasse	Anzahl Offshore-Windenergieanlagen 2007 - 2020 Irische See - Nordsee - Ostsee					
	untere Grenze		obere Grenze		alle geplanten Projekte	
	Anzahl	Anteil [%]	Anzahl	Anteil [%]	Anzahl	Anteil [%]
1,8 - 2,9 MW	108	2,0	259	3,4	631	6,0
3,0 - 3,5 MW	284	5,3	580	7,5	1.390	13,2
3,6 - 4,4 MW	909	17,0	1.289	16,7	1.692	16,1
4,5 - 6,0 MW	3.452	64,6	4.666	60,4	5.441	51,6
> 6,0 MW	587	11,0	926	12,0	1.386	13,1
Summe:	5.340	100,0	7.720	100,0	10.540	100,0

**Tabelle II.1.1-2: Prognose 2007 - 2020
 Leistungsklassen der Windenergieanlagen**

In der Gesamtbetrachtung von Irischer See, Nordsee und Ostsee sind in der Tabelle II.1.1-2 die auf der Grundlage eines ab 2015/2016 in etwa konstanten Marktvolumens prognostizierten Anzahlen der Windenergieanlagen - gegliedert nach Leistungsklassen - dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass der überwiegende Anteil (65 - 70 %) der Anlagen auf die Leistungsklasse 4,5 bis 6,0 MW entfallen wird. Weiterhin wurde berücksichtigt, dass ab etwa 2015 auch mit der Serienreife und der schrittweisen Markteinführung von Offshore-Windenergieanlagen der Klasse über 6 MW gerechnet werden kann.

Abb. II.1.1-10 und –11 enthalten die Prognose für die Anzahl der Projekte bzw. die Gesamtzahl der installierten Windenergieanlagen, aufgedgliedert nach der Gesamtleistung des jeweiligen Projektes.

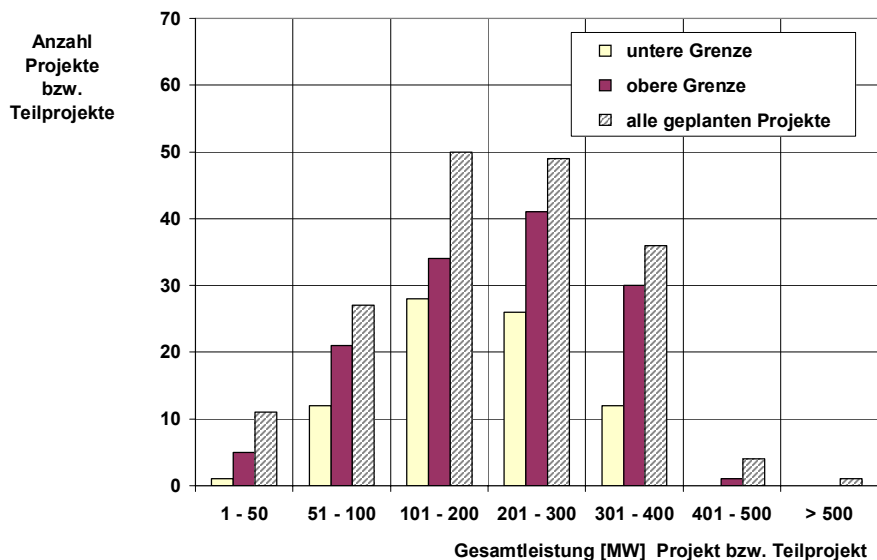


Abb. II.1.1-10: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl der Projekte/Teilprojekte aufgedgliedert nach der Gesamtleistung

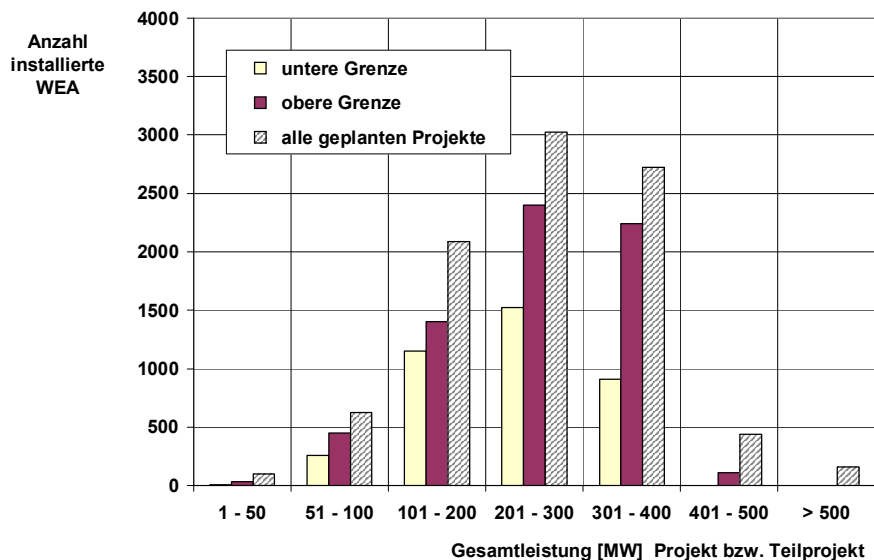


Abb. II.1.1-11: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Gesamtzahl der Windenergieanlagen aufgedgliedert nach der Gesamtleistung

In den Abb. II.1.1-12.1 bis Abb. II.1.1-12.6 ist für den Zeitraum 2007 - 2020 die Anzahl der Projekte – aufgedgliedert nach der Anzahl der Windenergieanlagen im jeweiligen Projekt - dargestellt. Aus Abb. II.1.1-12.1 für die Irische See, Nordsee und Ostsee wird deutlich, dass die Projekte bzw. Teilprojekte mit 21 - 40 und 41 - 60 Anlagen überwiegen. Dies ist besonders deutlich bei den Projekten in der Irischen See (Abb. II.1.1-12.2).

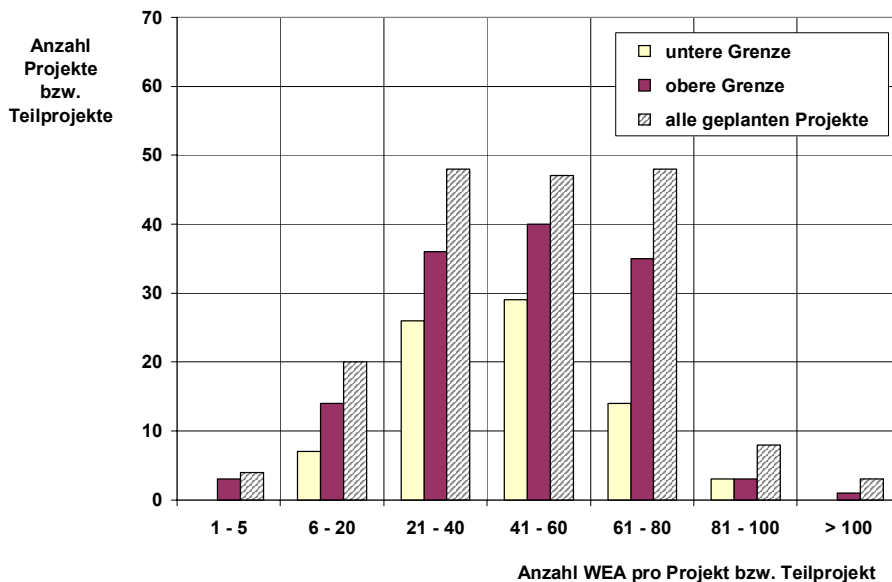


Abb. II.1.1-12.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgedgliedert nach der Anzahl der WEA

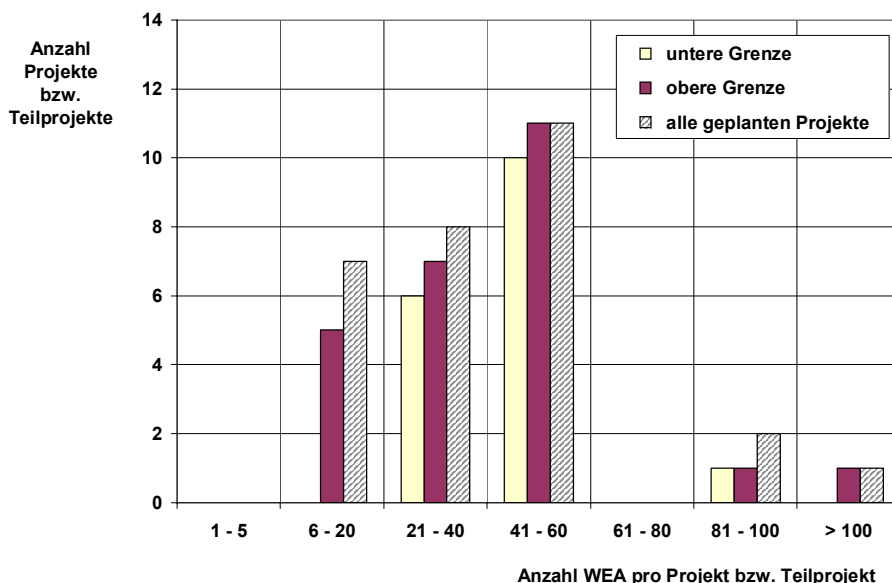


Abb. II.1.1-12.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See
 Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgedgliedert nach der Anzahl der WEA

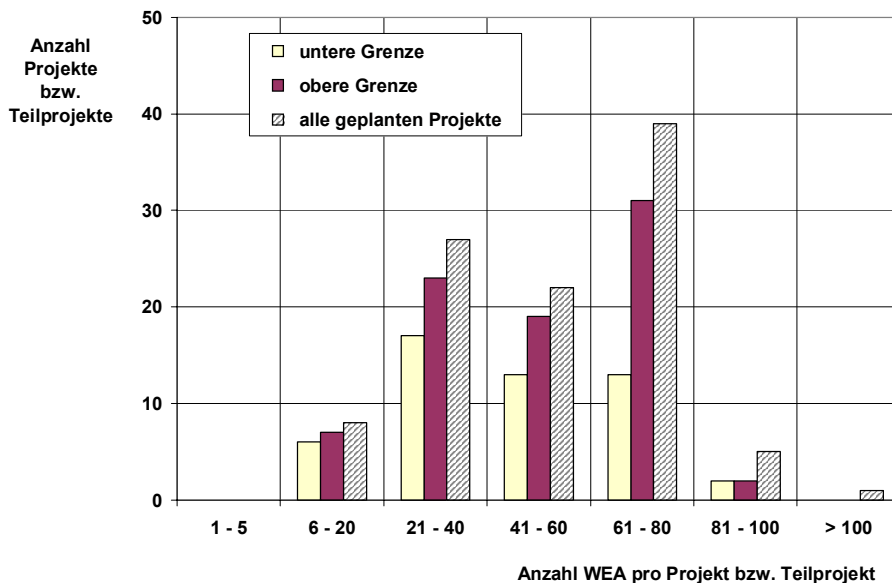


Abb. II.1.1-12.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee
 Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgliedert nach der Anzahl der WEA

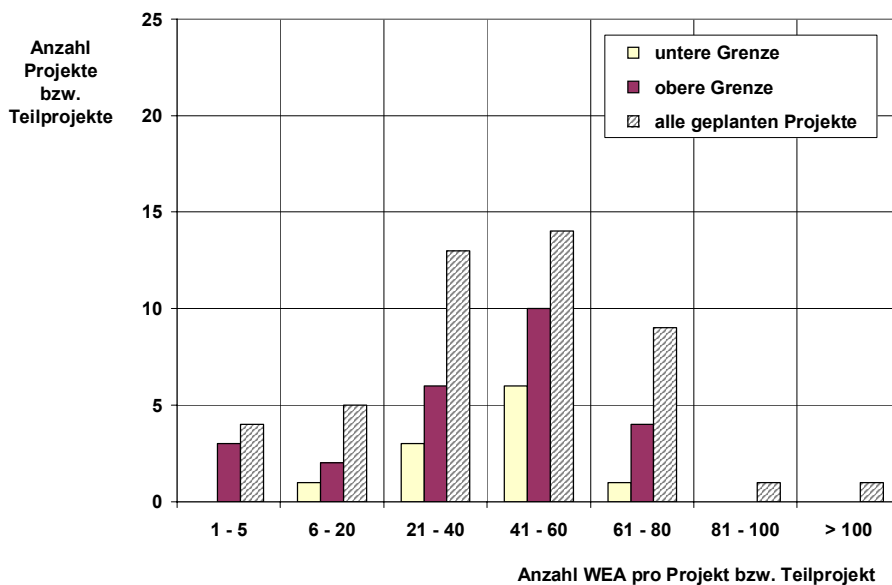


Abb. II.1.1-12.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee
 Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgliedert nach der Anzahl der WEA

In der Nordsee sind Windparks mit 21 - 40, 41 - 60 und 61 - 80 Anlagen in etwa gleichem Umfang prognostiziert (Abb. II.1.1-12.3). In der Ostsee konzentrieren sich die wenigen Projekte auf die Bereiche 21 - 40 und 41 - 60 Anlagen (Abb. II.1.1-12.4).

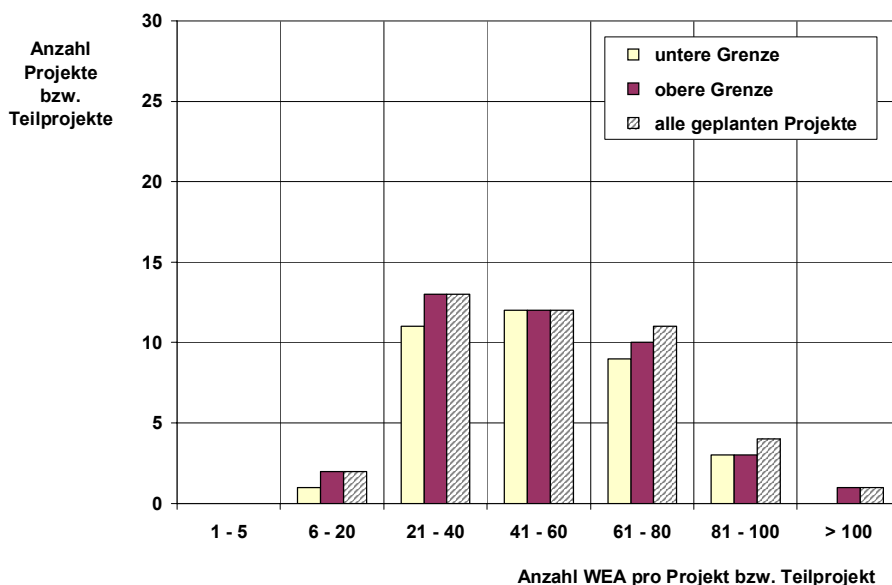


Abb. II.1.1-12.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee)
 Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgliedert nach der Anzahl der WEA

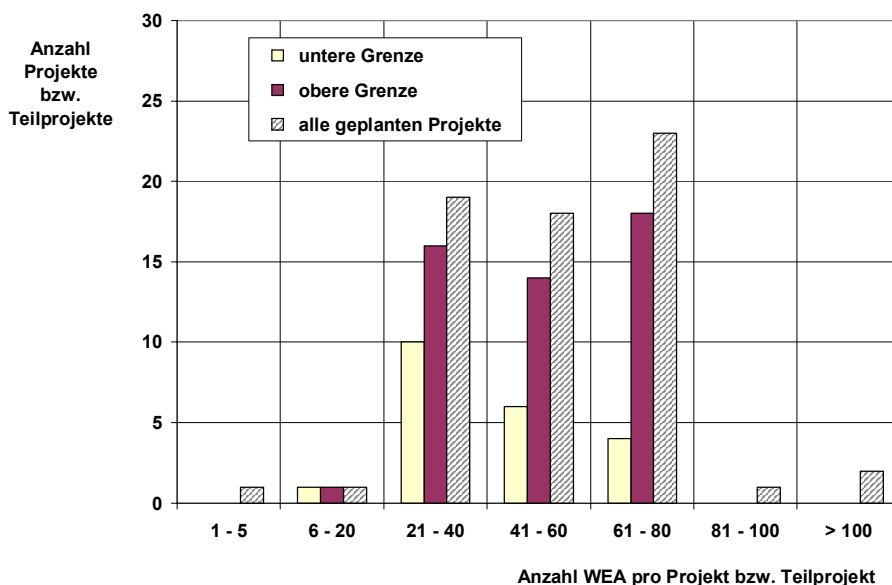


Abb. II.1.1-12.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee)
 Gesamtzahl der Projekte/Teilprojekte aufgliedert nach der Anzahl der WEA

In UK ist die Anzahl der Projekte mit 21 - 40, 41 - 60 und 61 - 80 Anlagen fast gleich (Abb. II.1.1-12.5). In Deutschland ist der Anteil an Windparkprojekten mit nur 21 - 40 Anlagen relativ hoch, was auf die, wegen größerer Küstenentfernungen und Wassertiefen bedingte Aufteilung in Teilprojekte, zurückzuführen ist (Abb. II.1.1-12.6).

In den Abb. II.1.1-13.1 bis Abb. II.1.1-13.3 ist dargestellt, wie sich die Anzahl der Windenergieanlagen von 2007 bis 2020 entwickelt. Sowohl für alle geplanten Projekte als auch für die untere und die obere Grenze der Prognose ist ein deutlich dominanter Anstieg der Anlagen der 4,5 - 6,0 MW Leistungsklasse ab 2011/2012 zu erkennen.

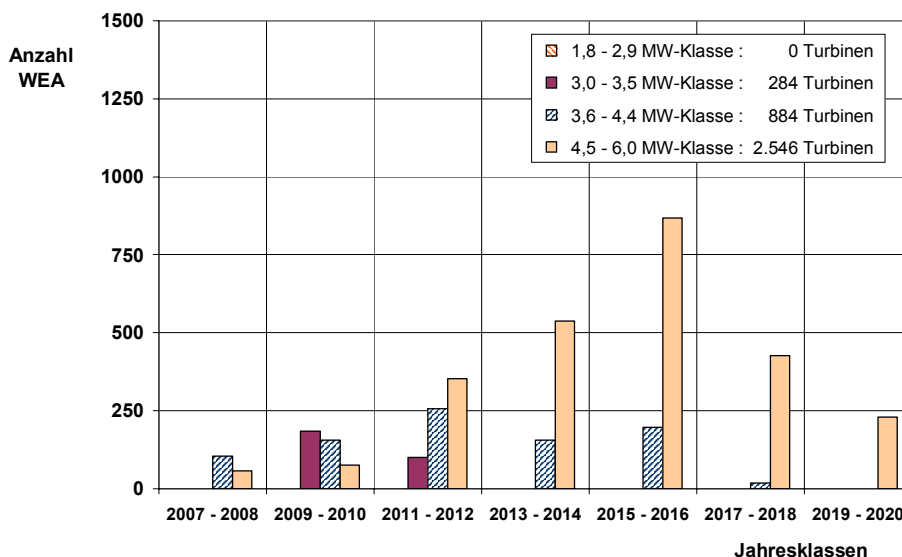


Abb. II.1.1-13.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Leistungsklasse
 (Prognose gemäß unterer Grenze)

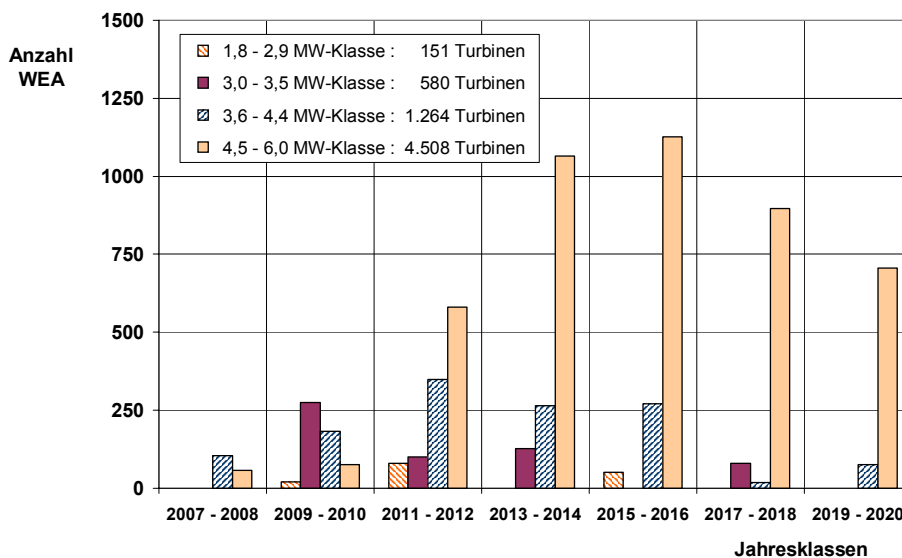


Abb. II.1.1-13.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Leistungsklasse
 (Prognose gemäß oberer Grenze)

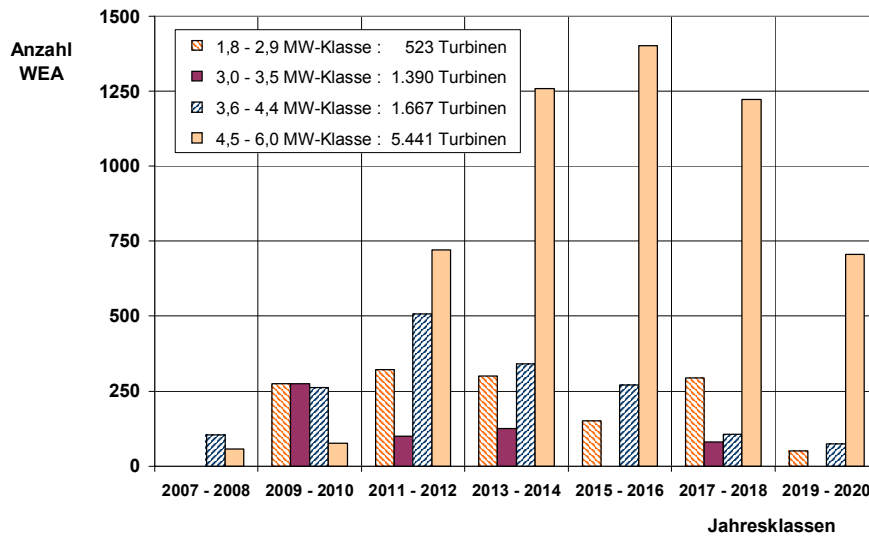


Abb. II.1.1-13.3: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Leistungsklasse
(Prognose für alle geplanten Projekte)

In den Abb. II.1.1-14 bis Abb. II.1.1-16 werden Ergebnisse unter Berücksichtigung des Parameters „Wassertiefen“ dargestellt. In der Regel wird in den Datenbanken die Wassertiefe am jeweiligen Standort eines Offshore-Windparks angegeben, die sich bei der „Lowest Astronomical Tide“ (LAT) ergibt. Für den Einsatz eines Offshore-Installationsgerätes (z.B. Hubinsel) ist jedoch die sich aus dem Tidehub ergebende größte Wassertiefe maßgebend. In Abb. II.1.1-14 ist dargestellt, wie sich die Berücksichtigung des Tidehubs auf die Wassertiefenverteilung auswirkt.

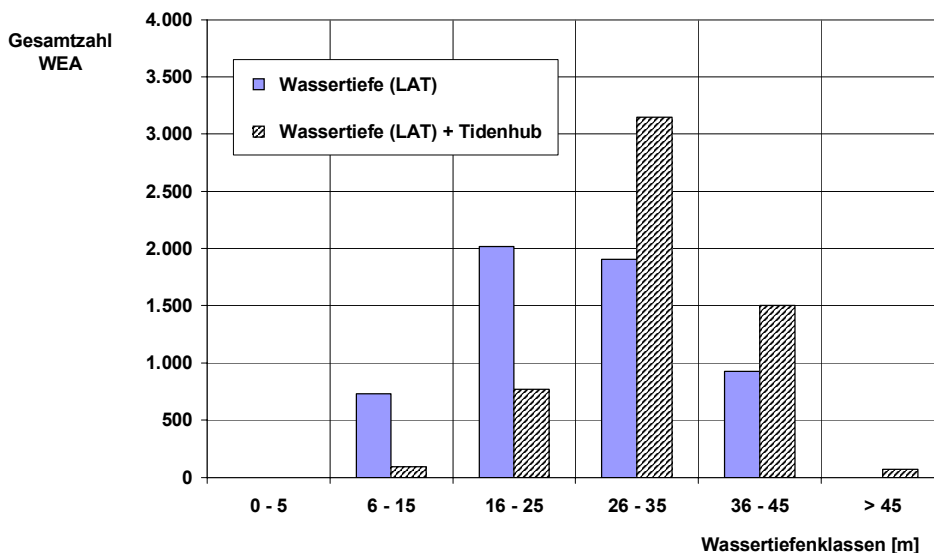


Abb. II.1.1-14: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen
Einfluss der Berücksichtigung des Tidehubs
(Prognose gemäß oberer Grenze)

Für die Projekte in Irischer See und Nordsee (Ostsee hat vernachlässigbaren Tidehub) wird dargestellt, wie sich die Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die verschiedenen Wassertiefenklassen (mit und ohne Tidehub) verteilt. In Abb. II.1.1-14 wurde die Prognose nach der oberen Grenze zu Grunde gelegt.

Unter Berücksichtigung des Tidehubs verlagert sich die Verteilung der Windenergieanlagen deutlich hin in die größeren Wassertiefenklassen. Deshalb wird in den folgenden Prognosen und Ableitungen die Wassertiefe immer mit Berücksichtigung des Tidehubs angesetzt.

In den Abb. II.1.1-15.1 bis Abb. II.1.1-15.6 ist dargestellt, wie sich die Gesamtzahl der Windenergieanlagen (= Gesamtzahl der Gründungsstrukturen) auf die verschiedenen Wassertiefenklassen (LAT + mittlere Springtide) verteilt.

Bei der Gesamtbetrachtung Irische See, Nordsee und Ostsee entfällt die Mehrzahl der Windenergieanlagen auf die Wassertiefenklassen 21 bis 30 m und 31 bis 40 m. Ein geringerer aber nicht zu vernachlässigender Anteil entfällt auf den Bereich 41 bis 50 m (Abb. II.1.1-15.1).

Wassertiefen von über 50 m werden sich auch bei weiteren Projekten in den kommenden Jahren kaum ergeben, allenfalls bei einigen Projekten vor der norwegischen Küste oder im Mittelmeer.

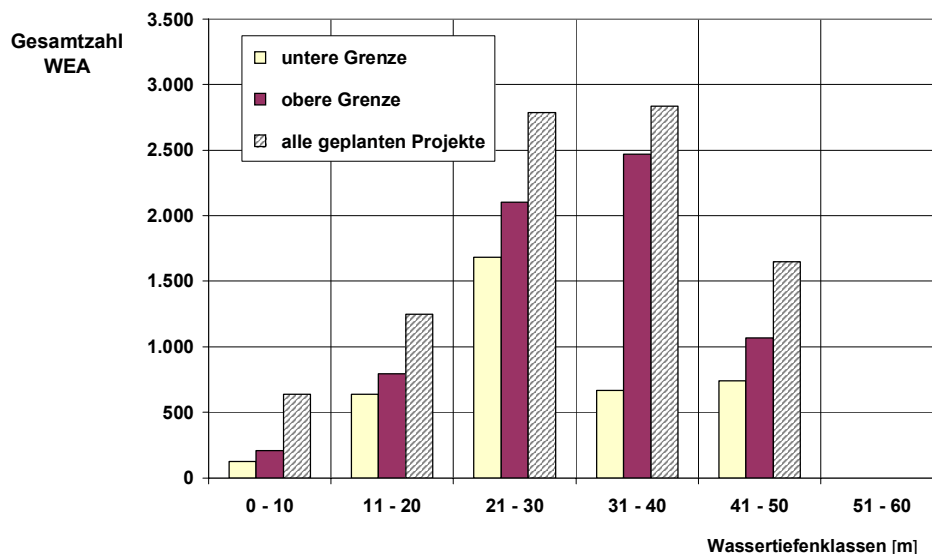


Abb. II.1.1-15.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen
(LAT + mittlerer Tidehub)

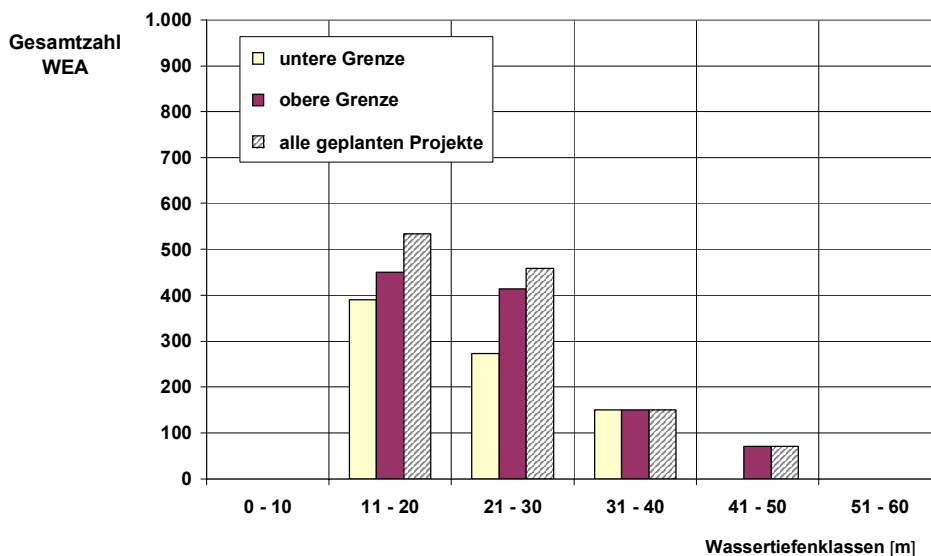


Abb. II.1.1-15.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See
 Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen
 (LAT + mittlerer Tidehub)

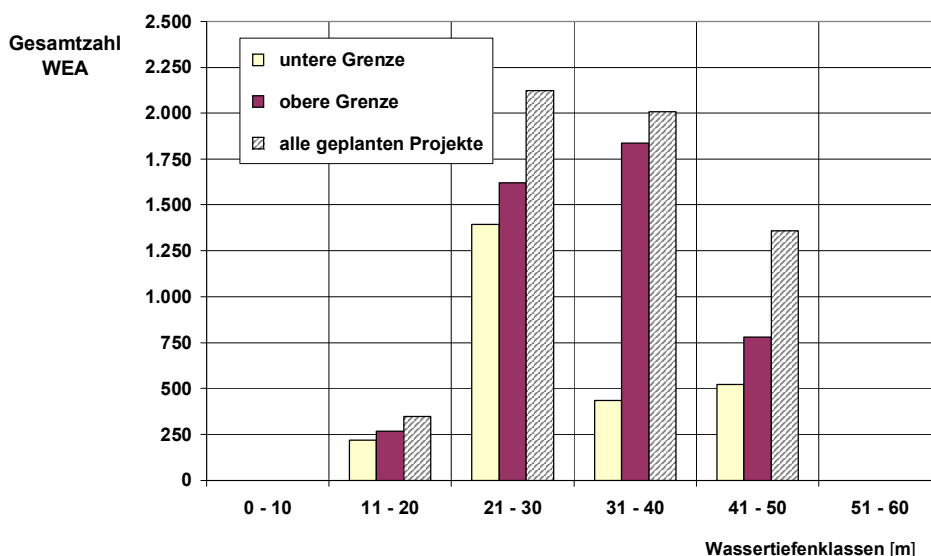


Abb. II.1.1-15.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee
 Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen
 (LAT + mittlerer Tidehub)

Bei den Projekten in der Irischen See (Abb. II.1.1-15.2) überwiegen die Wassertiefenbereiche 11 - 20 m und 21 - 30 m.

In der Nordsee (Abb. II.1.1-15.3) dominieren die Wassertiefen zwischen 21 und 50 m.

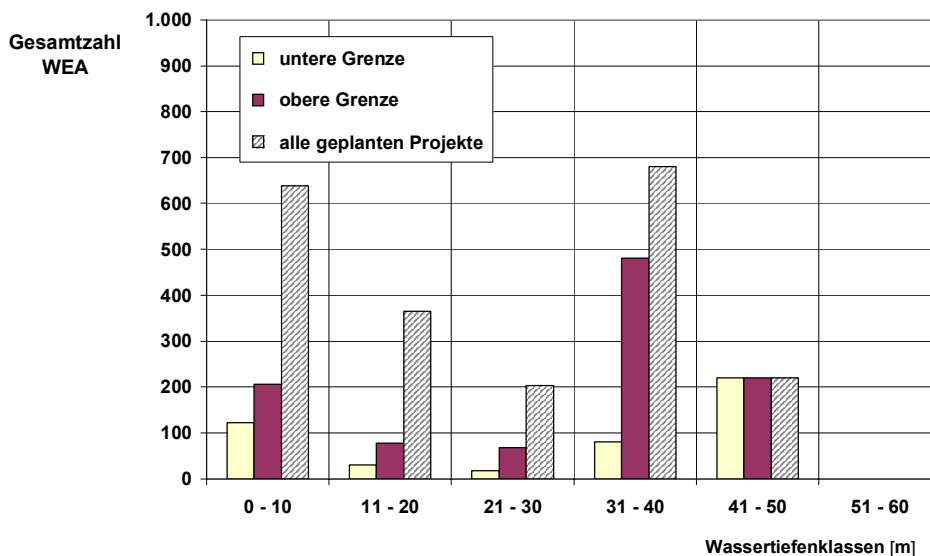


Abb. II.1.1-15.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee
 Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen
 (LAT + mittlerer Tidehub)

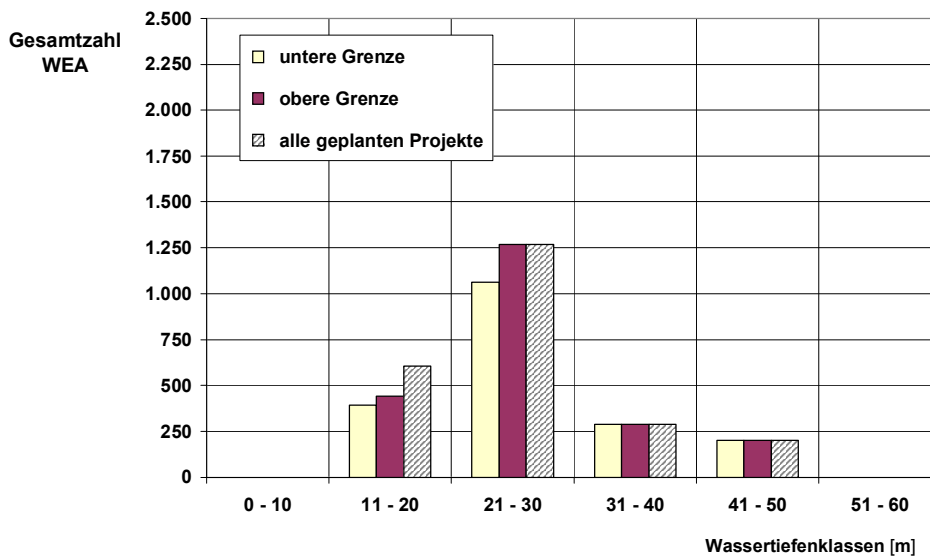


Abb. II.1.1-15.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee)
 Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen
 (LAT + mittlerer Tidehub)

In der Ostsee (Abb. II.1.1-15.4) sind nicht nur geringe Wassertiefen (0 - 10 m) sondern auch Projekte mit Wassertiefen zwischen 31 und 50 m zu berücksichtigen. Bei den Projekten in UK dominiert der Wassertiefenbereich zwischen 11 und 30 m (Abb. II.1.1-15.5).

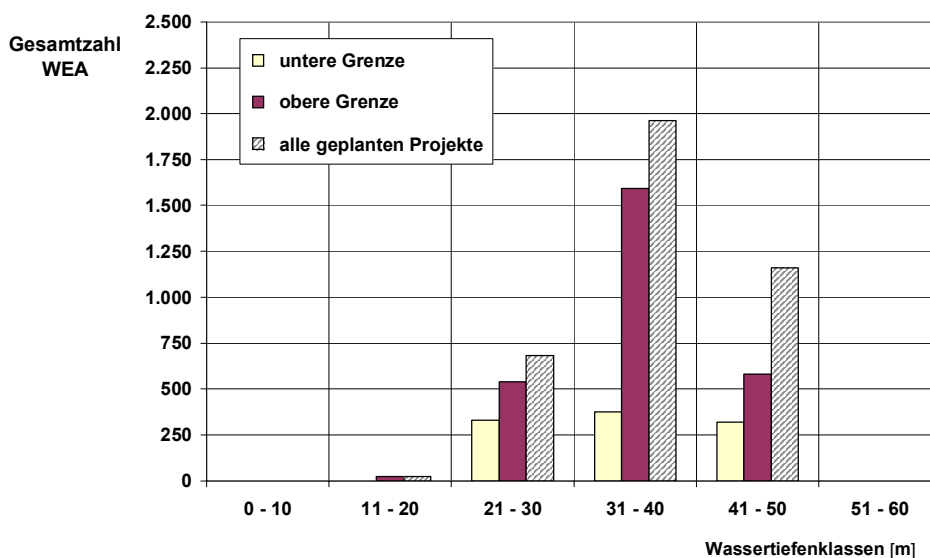


Abb. II.1.1-15.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee)
Verteilung der Gesamtzahl der WEA auf die Wassertiefenklassen
(LAT + mittlerer Tidehub)

Bei den Projekten in Deutschland dominiert dagegen der Wassertiefenbereich zwischen 31 - 40 m, während die Bereiche 21 - 30 m und 41 - 50 m etwa gleiche Anteile aufweisen (Abb. II.1.1-15.6).

In Tabelle II.1.1-3 ist dargestellt, welche Auswirkungen die Grenzwassertiefen eines bestimmten Offshore-Installationsgerätes auf die Einsetzbarkeit, bezogen auf die Gesamtzahl der Windenergieanlagen, hat. Beispielsweise ist mit einem Installationsgerät, z.B. einer Arbeits-Hubinsel, deren Einsatzgrenze bei einer Wassertiefe von 20 m liegt, lediglich ein Marktsegment von etwa 15 bis 20 % erreichbar, bei einer Grenzwassertiefe von 30 m beträgt das erreichbare Marktsegment etwa 50 bis 60 %.

2007 - 2020	Einsetzbarkeit bezogen auf Gesamtzahl der Windenergieanlagen		
	untere Grenze	obere Grenze	alle geplanten Projekte
Grenzwassertiefe Offshore-Installationsgerät			
[m]	[%]	[%]	[%]
10	3	3	7
20	19	15	21
30	63	46	51
40	80	84	82
50	100	100	100

Tabelle II.1.1-3: Auswirkung der Grenzwassertiefen des Offshore-Installationsgerätes auf die Einsetzbarkeit (Markttiefe)

Für die Projekte mit Wassertiefen (LAT) von über 25 m steht heute am Markt im Grunde noch kein geeignetes Offshore-Installationsgerät zur Verfügung. Dies betrifft mehr als 50 % der Projekte sowie einen noch deutlich höheren Anteil an der gesamten Wertschöpfung.

In den Abb. II.1.1-16.1 bis Abb. II.1.1-16.3 ist die Anzahl der Turbinen für den Zeitraum 2007 bis 2020 nach Leistungsklassen und Wassertiefen aufgeschlüsselt. Die Ergebnisse der Abb. II.1.1-16.1 bis Abb. II.1.1-16.3 zeigen, dass im Bereich der größeren Wassertiefen (21 bis über 40 m) überwiegend Windenergieanlagen der Leistungsklassen 4,5 bis 6,0 MW eingesetzt werden.

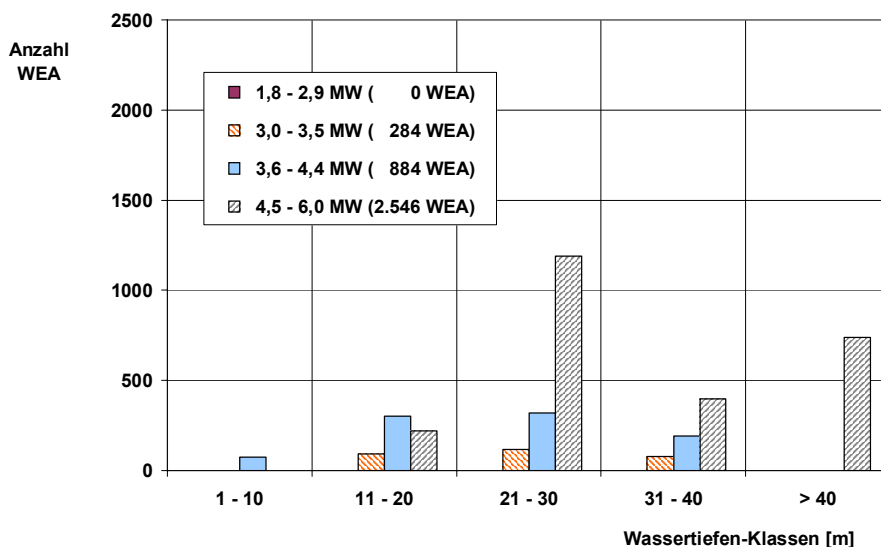


Abb. II.1.1-16.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Wassertiefe und Leistungsklasse
 (Prognose gemäß unterer Grenze)

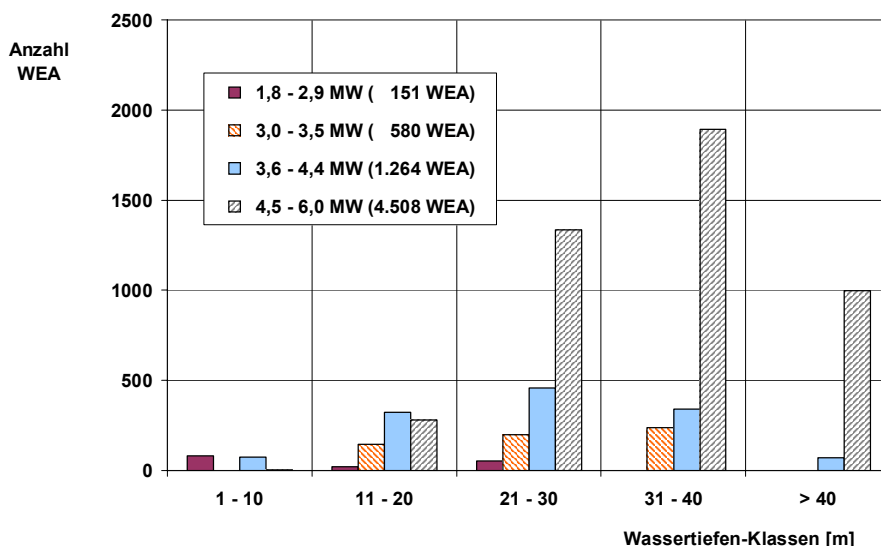


Abb. II.1.1-16.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Wassertiefe und Leistungsklasse
 (Prognose gemäß oberer Grenze)

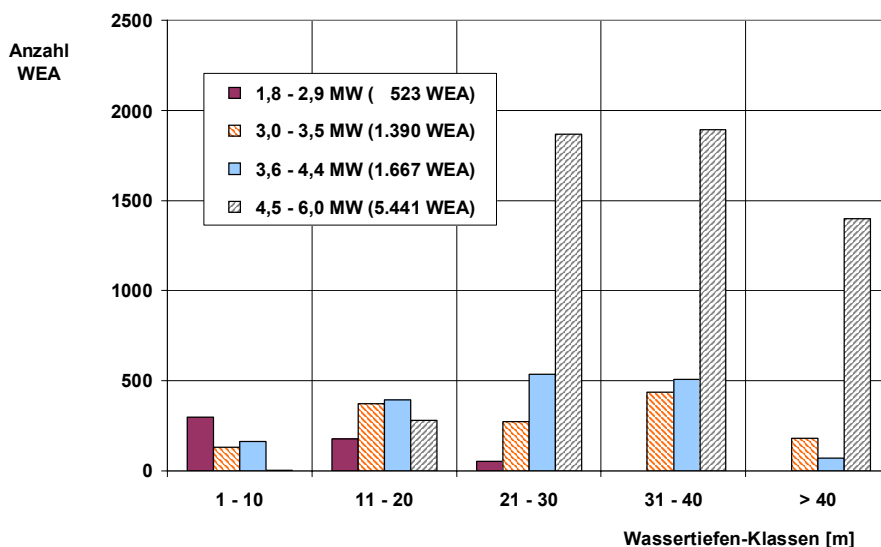


Abb. II.1.1-16.3: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Wassertiefe und Leistungsklasse
 (Prognose für alle geplanten Projekte)

In Abb. II.1.1-17 ist dargestellt, wie sich die Zahl der Projekte im Zeitraum 2007 bis 2020 auf die Küstenentfernungsklassen verteilen. Die Darstellung umfasst alle Seegebiete (Irische See, Nordsee und Ostsee). Es dominieren die Projekte im Bereich von Küstenentfernungen bis 40 km.

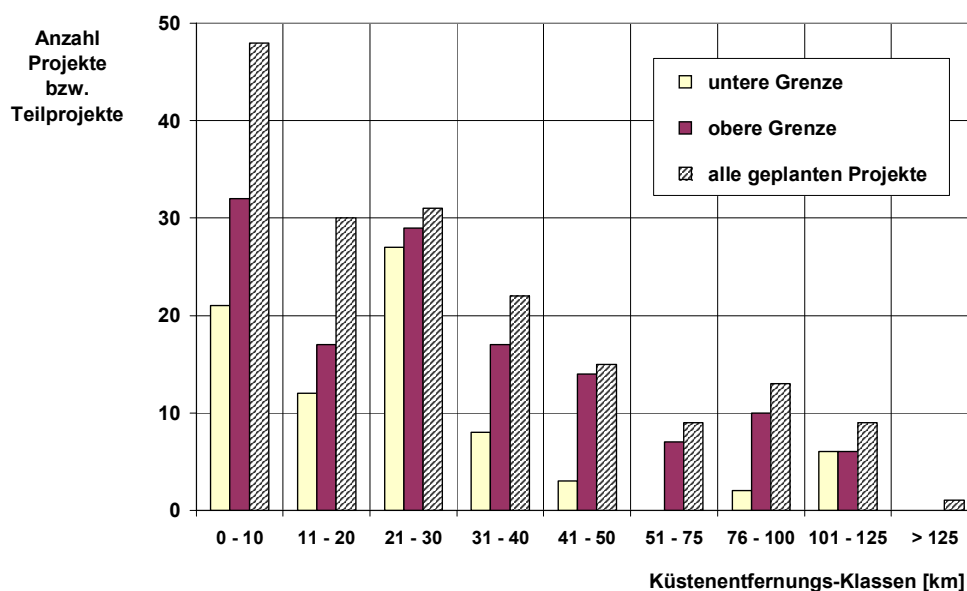


Abb. II.1.1-17: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Verteilung der Gesamtzahl der Projekte auf die Küstenentfernungs-Klassen

Analog zu Abb. II.1.1-17 ist in Abb. II.1.1-18.1 dargestellt, wie sich die Zahl der Windenergieanlagen entsprechend der Prognose für den Zeitraum 2007 bis 2020 auf die Küstenentfernungs-Klassen verteilt.

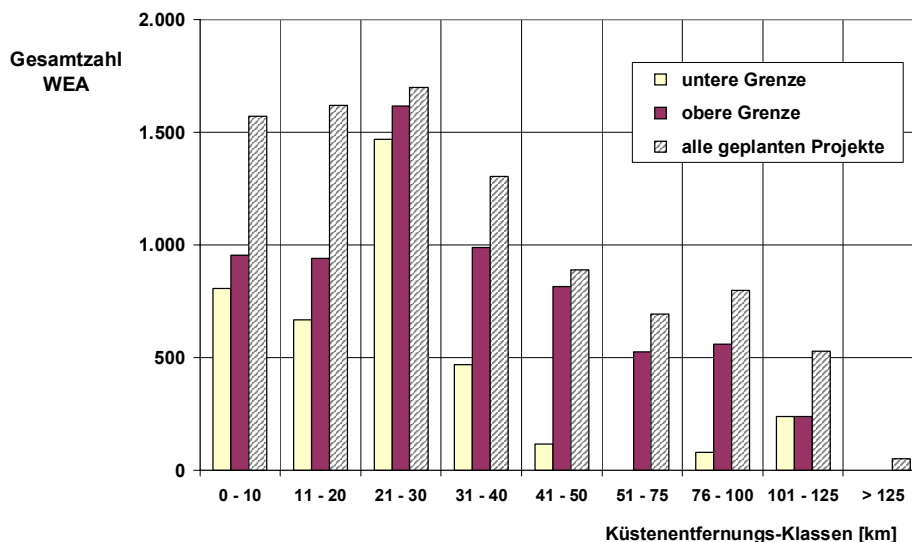


Abb. II.1.1-18.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen

Betrachtet man alle geplanten Projekte, so sind etwa 35 % der Windenergieanlagen in Küstenentfernungen bis 20 km, weitere 35 % im Bereich zwischen 20 und 40 km und die restlichen 30 % im Bereich zwischen 40 und 135 km installiert.

Bei der oberen Grenze der Projekte ist die Anzahl der Windenergieanlagen im Bereich der Küstenentfernungen bis 20 km deutlich geringer (1.895 im Vergleich zu 3.190) und beträgt etwa 30 % der Gesamtzahl für die obere Grenze. Weitere 40 % sind im Bereich zwischen 20 und 40 km und die restlichen 30 % im Bereich zwischen 40 und 135 km installiert.

Bei der unteren Grenze der prognostizierten Projekte ist der Anteil der in Küstenentfernungen von über 40 km installierten Windenergieanlagen deutlich geringer (10 %), der Anteil der Windenergieanlagen im Bereich bis 20 km beträgt etwa 40 % der Gesamtzahl für die untere Grenze, der Anteil im Bereich zwischen 20 und 40 km beträgt 50 %.

Der Anteil der Windenergieanlagen, die in 20 km Küstenentfernung und mehr installiert werden, beträgt somit etwa 60 bis 70 %, der Anteil der Anlagen in 40 km Entfernung und mehr beträgt etwa 10 bis 30 %, bei einer maximalen Küstenentfernung von 135 km.

In den Abb. II.1.1-18.2 bis Abb. II.1.1-18.6 ist die Verteilung der Anzahl der Windenergieanlagen über die Küstenentfernungs-Klassen für die verschiedenen Seegebiete getrennt sowie für UK und Deutschland wiedergegeben. Für die Irische See sowie UK ist die Küstenentfernung der Standorte auf max. 20 bzw. 30 km beschränkt.

Die deutschen Projekte, vor allem in der Nordsee, liegen schwerpunktmäßig im Küstenentfernungsbereich zwischen 31 und 50 km; eine aber auch nicht vernachlässigbare Zahl liegt im Bereich von 51 bis 125 km.

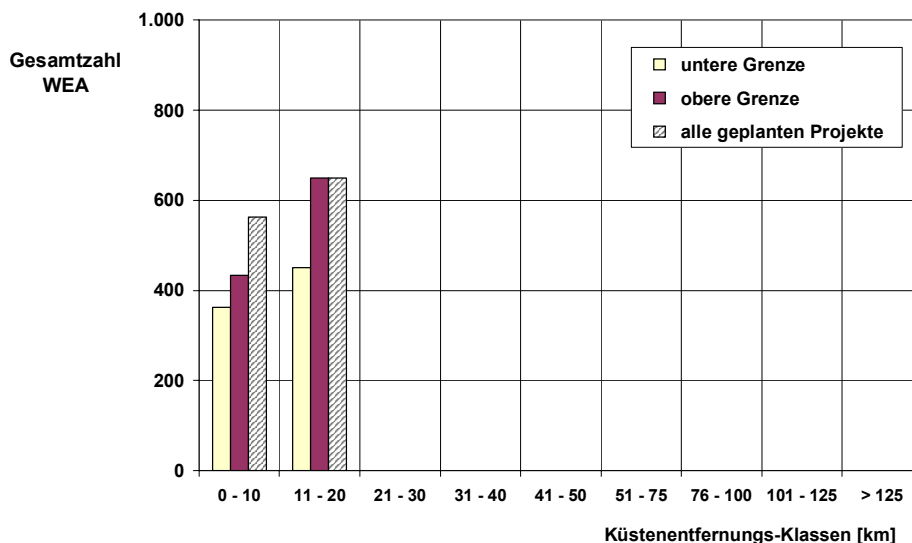


Abb. II.1.1-18.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See
 Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen

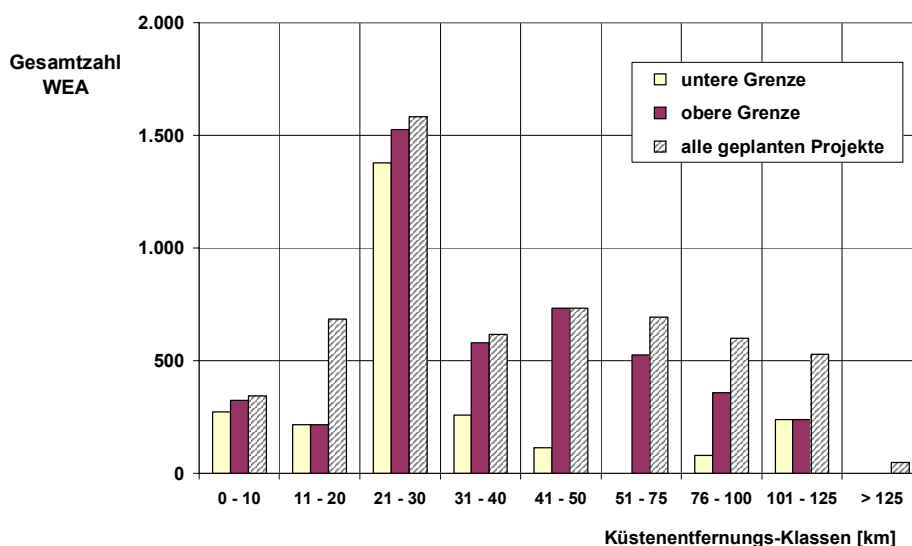


Abb. II.1.1-18.3: Prognose 2007 - 2020: Nordsee
 Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen

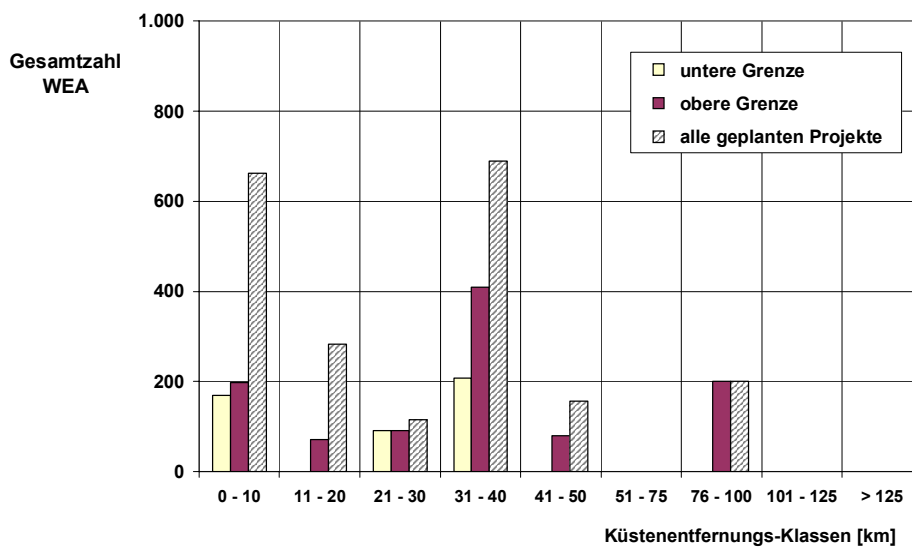


Abb. II.1.1-18.4: Prognose 2007 - 2020: Ostsee
 Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen

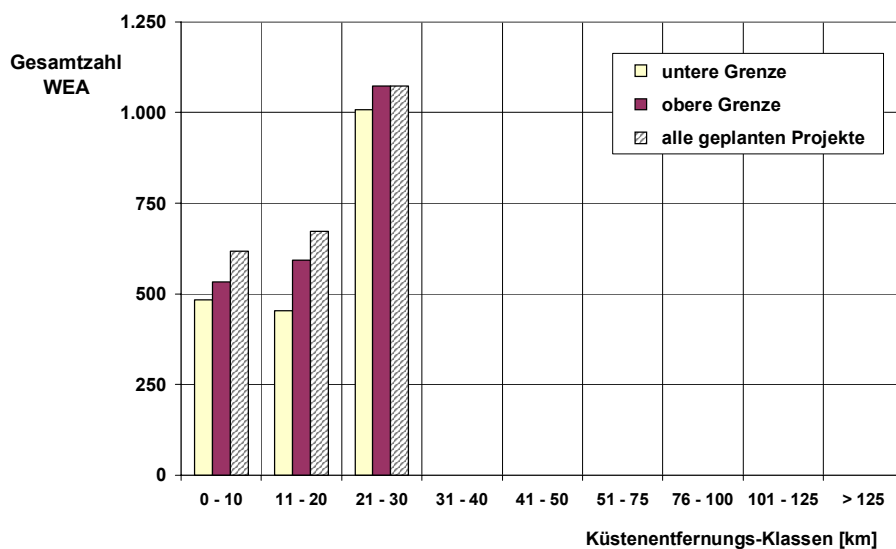


Abb. II.1.1-18.5: Prognose 2007 - 2020: UK (Irische See und Nordsee)
 Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen

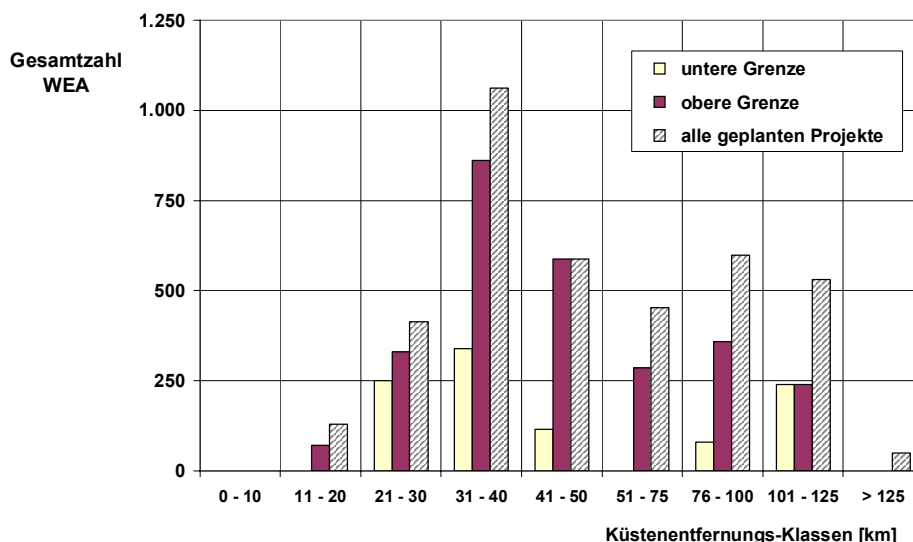


Abb. II.1.1-18.6: Prognose 2007 - 2020: Deutschland (Nordsee und Ostsee)
 Verteilung der Gesamtzahl der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen

In den Abb. II.1.1-19.1 bis Abb. II.1.1-19.3 ist dargestellt, wie sich die Leistungsklassen der Windenergieanlagen auf die Küstenentfernungs-Klassen verteilen. Ähnlich wie bei der Verteilung über die Wassertiefenklassen dominieren die Anlagen der 4,5 bis 6,0 MW-Leistungsklassen im Bereich der mittleren und größeren Küstenentfernungen (11 bis > 100 km):

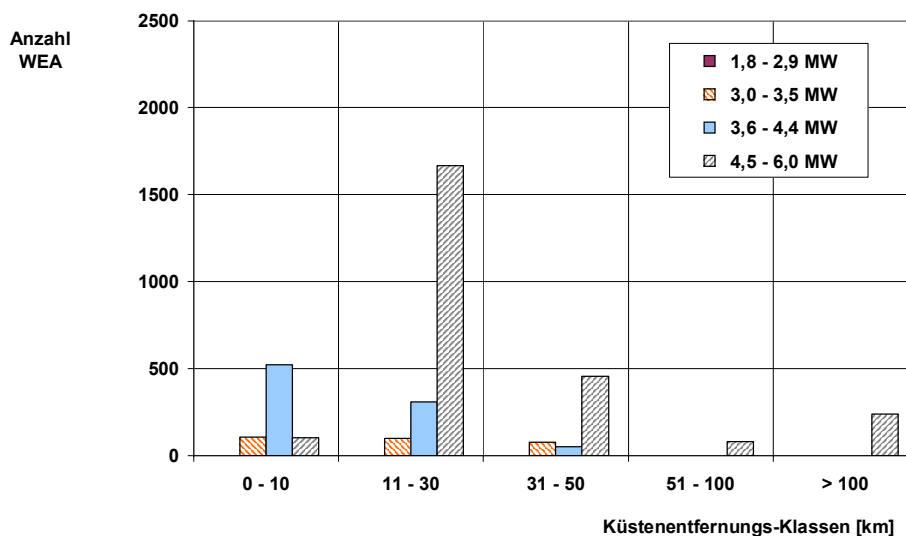


Abb. II.1.1-19.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Küstenentfernung und Leistungsklasse (Prognose gemäß unterer Grenze)

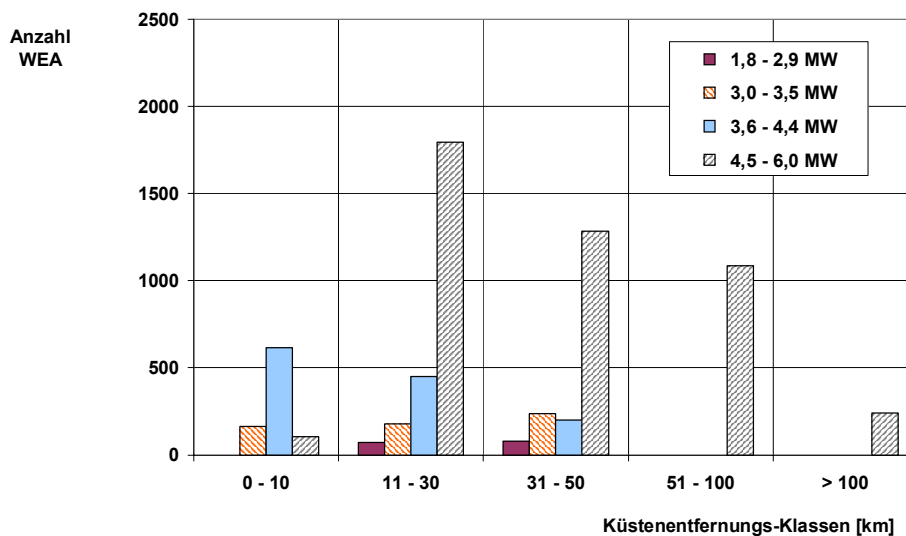


Abb. II.1.1-19.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Küstenentfernung
 und Leistungsklasse (Prognose gemäß oberer Grenze)

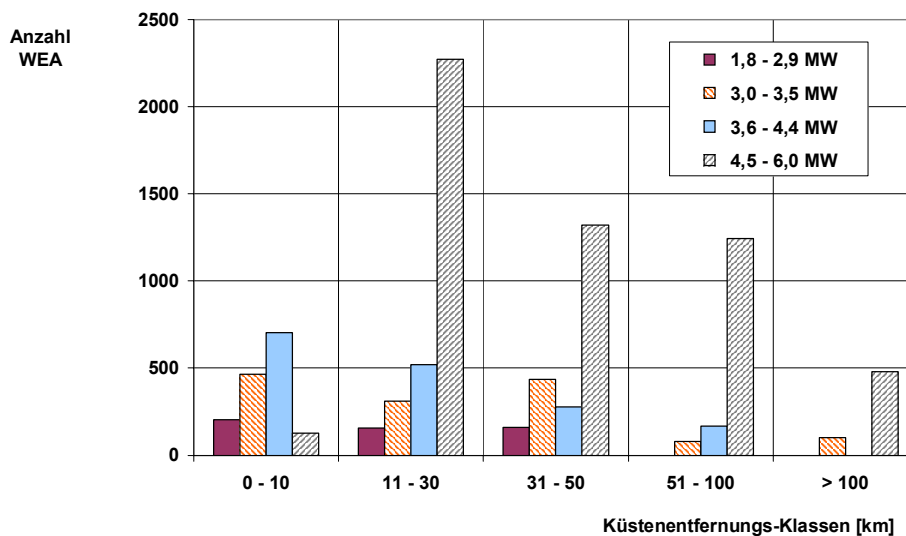


Abb. II.1.1-19.3: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl neu installierter WEA aufgeschlüsselt nach Küstenentfernung
 und Leistungsklasse (Prognose für alle geplanten Projekte)

Als abschließender Teil der Prognosebetrachtungen wurde die Frage untersucht, welche Gründungsstrukturtypen in welcher Zahl im Prognosezeitraum 2007 bis 2020 zum Einsatz kommen werden.

Es wurde dabei zwischen folgenden Gründungsstrukturtypen unterschieden:

- Flächengründung:
 - *Schwerkraftstrukturen (Gravity)*
 - *Suction-Bucket*
- Pfahlgründung:
 - *Monopile*
 - *Tripod (T)*
 - *Jacket (J)*
 - *Multipile (M)*
- Schwimmende Konstruktionen (Floater):
 - *Verankerte Strukturen*
 - *Gefesselte Strukturen*

Im Folgenden werden die mit mehreren Pfählen gegründeten Tripod-, Jacket-, Multipile-Gründungsstrukturen in einer Gruppe zusammengefasst (T-J-M). In Abb. II.1.1-20 ist dargestellt, wie sich die Anzahl der Gründungsstrukturen im Zeitraum von 2007 bis 2020 auf die verschiedenen Gründungsstrukturgruppen verteilt. Während in den Anfangsjahren der Offshore-Windenergie mit Projekten an küstennahen Standorten bei geringer Wassertiefe die Schwerkraftgründungsstrukturen einen relativ hohen Anteil aufwiesen, wird dieser Gründungsstrukturtyp zukünftig eine nur untergeordnete Rolle spielen.

Der Anteil an Monopilegründungen wird zukünftig überwiegen, insbesondere deshalb, weil dieser Gründungsstrukturtyp nach Stand der Technik auch in Wassertiefen > 25 m bis hin zu 40 m einsetzbar ist. Die Gruppe der T-J-M-Gründungsstrukturen wird vor allem in Wassertiefen > 25 m eine Rolle spielen. Die Anzahl dieser Gründungsstrukturen wird etwa 50 bis 75 % der Zahl der Monopilegründungsstrukturen betragen. Die Gründungsstrukturtypen Suction-Bucket und Floater werden nach dieser Prognose keine nennenswerte Rolle spielen.

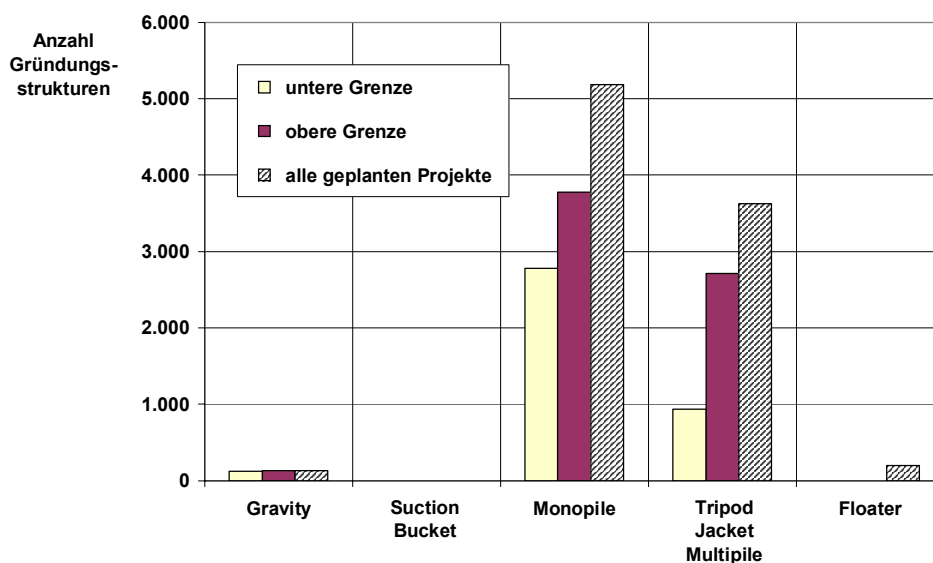


Abb. II.1.1-20: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Gründungsstrukturtypen

In den Abb. II.1.1-21.1 und Abb. II.1.1-21.2 ist dargestellt, wie sich das Aufkommen an Monopile- bzw. T-J-M-Gründungsstrukturen in Irischer See, Nordsee und Ostsee insgesamt entwickeln wird.

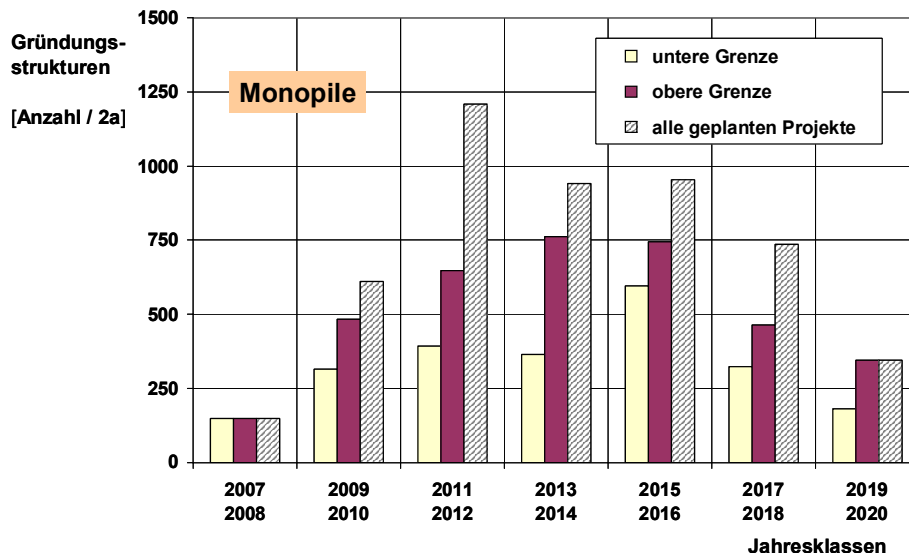


Abb. II.1.1-21.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Aufkommen Monopile-Gründungsstrukturen

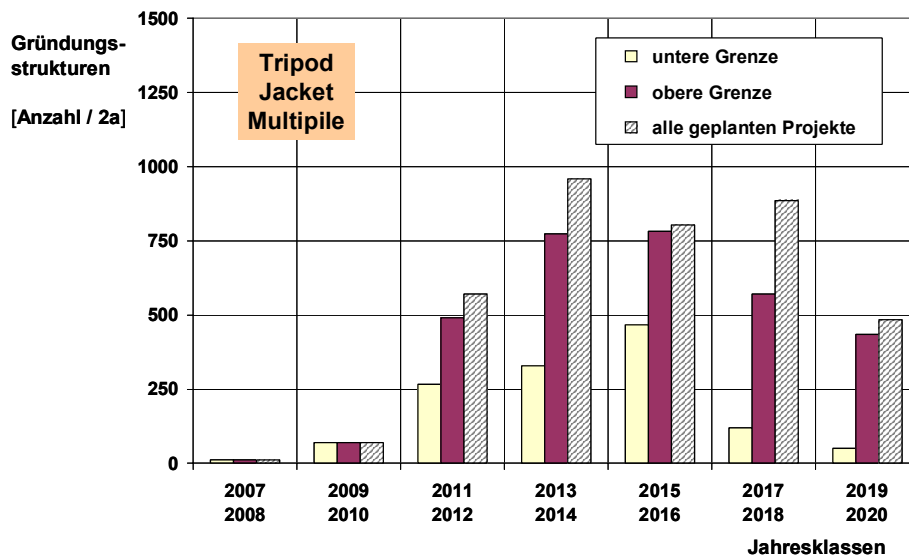


Abb. II.1.1-21.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Aufkommen Tripod-, Jacket- und Multipile-Gründungsstrukturen

Ab dem Zeitraum 2013/2014 werden sich die jährlichen Zahlen für neu installierte Gründungen des Monopile-Typs und der T-J-M-Gruppe auf einem vergleichbar hohen Niveau einpendeln (etwa 750 Einheiten/2a).

In den Abb. II.1.1-22.1 bis Abb. II.1.1-22.3 ist dargestellt, wie sich im Zeitraum 2007 bis 2020 die Zahl der Gründungsstrukturtypen auf die Wassertiefenklassen verteilt. Im Gesamtgebiet Irische See, Nordsee und Ostsee liegt der hauptsächliche Einsatzbereich der Monopile-Gründungen im Wassertiefenklassenbereich von einigen wenigen Metern bis hin zu 40 m. Der Einsatzbereich der T-J-M-Strukturen liegt in Wassertiefenklassen über 25 m.

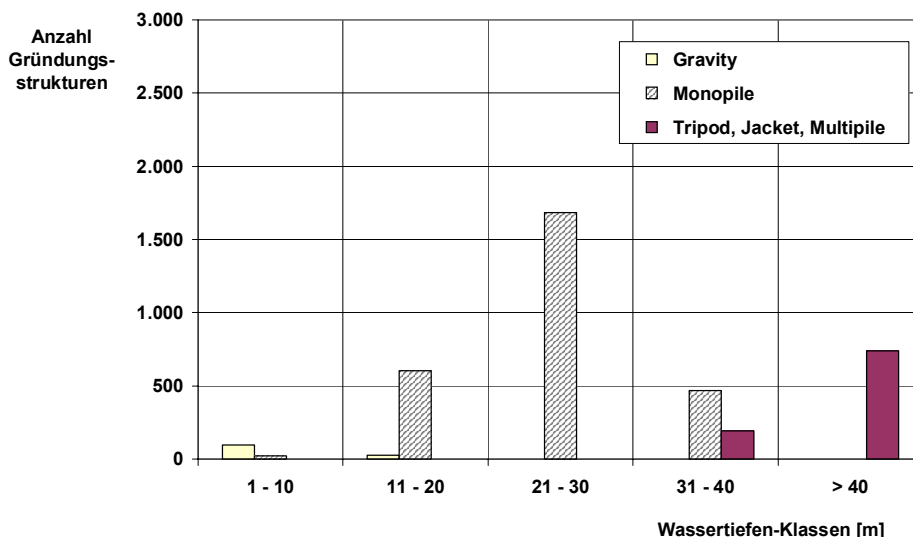


Abb. II.1.1-22.1: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl Gründungsstrukturen aufgeschlüsselt nach Typ und Wassertiefe
 (Prognose gemäß unterer Grenze)

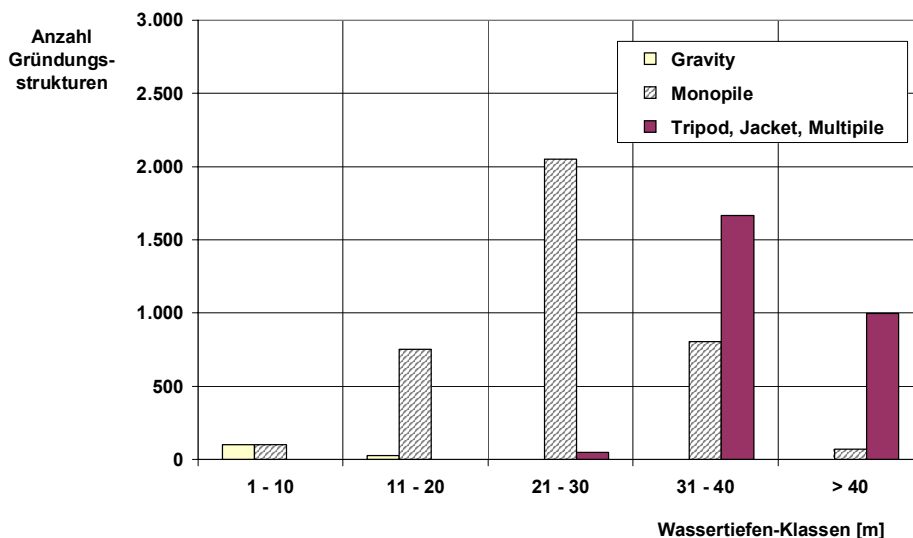


Abb. II.1.1-22.2: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl Gründungsstrukturen aufgeschlüsselt nach Typ und Wassertiefe
 (Prognose gemäß oberer Grenze)

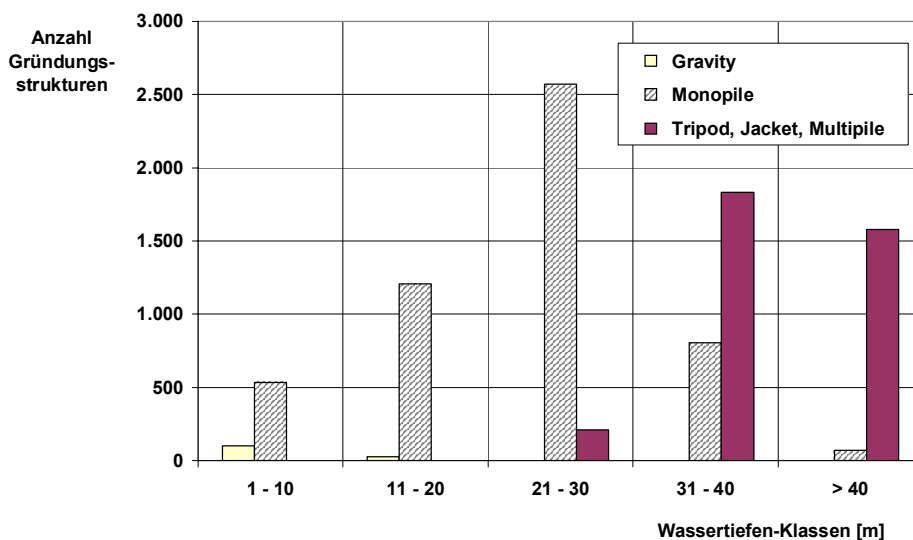


Abb. II.1.1-22.3: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Anzahl Gründungsstrukturen aufgeschlüsselt nach Typ und Wassertiefe
 (Prognose für alle geplanten Projekte)

Auf Grundlage der Prognose für die Projekte im Zeitraum 2007 - 2020 und unter Annahme eines ab 2015/2016 in etwa konstanten jährlichen Marktvolumens (siehe Tabelle II.1.1-1) wurde die zu erwartende Verteilung der unterschiedlichen Gründungsstrukturtypen bestimmt, siehe Tabelle II.1.1-4.

Gründungsstrukturtyp	Anzahl Gründungsstrukturen 2007 - 2020 Irische See - Nordsee - Ostsee					
	untere Grenze		obere Grenze		alle geplanten Projekte	
	Anzahl	Anteil [%]	Anzahl	Anteil [%]	Anzahl	Anteil [%]
Schwerkraft-Gründungsstruktur	80	1,5	100	1,3	100	0,9
Suction Bucket	0	0,0	0	0,0	10	0,1
Monopile	3.040	56,9	3.910	50,6	5.360	50,9
Multipile	460	8,6	520	6,7	520	4,9
Tripod und Jacket	1.760	33,0	3.190	41,3	4.350	41,3
schwimmende, verankerte bzw. seilverspannte Strukturen	0	0,0	0	0,0	200	1,9
Summe:	5.340	100,0	7.720	100,0	10.540	100,0

Tabelle II.1.1-4: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Gründungsstrukturtypen

Die Bewertung der Gründungsstrukturtypen in Hinblick auf ihre Eignung für die unterschiedlichen Projekte (Wassertiefe, Umweltbedingungen, Baugrundverhältnisse, Turbinen-Klasse) erfolgte insbesondere auch auf der Grundlage der Untersuchungen für die ausgewählten repräsentativen Standorte (siehe Kapitel II.1.3).

Während bei den bis heute vorwiegend in sehr geringen Wassertiefen realisierten Offshore-Windenergie-Projekten der Anteil der Schwerkraft-Gründungsstrukturen mit ca. 30 % relativ hoch ausfällt, wird dieser Gründungsstrukturtyp bei den zukünftigen Projekten mit einem prognostizierten Anteil von 1,0 bis 1,5 % nur noch eine untergeordnete Rolle spielen. Auch die vergleichbaren Gründungsstrukturen nach dem Prinzip des Suction-Buckets werden – vor allem aus Kostengründen und wegen des hohen Installationsrisikos – voraussichtlich kaum eingesetzt werden. Gleiches gilt für die verschiedenen Konzepte für schwimmende, verankerte bzw. seilverspannte Strukturen.

Monopile-Gründungsstrukturen, die nach unseren Erkenntnissen auch für Wassertiefen von über 30 m und Anlagengrößen von 5 bis 6 MW geeignet sein können, werden einen Anteil zwischen 50 und fast 60 % ausmachen. Der Anteil der fachwerkförmigen Gründungsstrukturen (Tripod, Jacket, Multipile) beträgt 40 bis fast 50 %. Insbesondere die Jacket-Gründungsstruktur stellt wegen ihres geringen Gewichts und der Kostenvorteile bei einer Serienfertigung (einheitliche Knotengeometrie, Gussknoten, automatisierte Schweißverfahren) eine geeignete Variante dar.

Auf Grundlage der prognostizierten Volumen an Gründungsstrukturen für den Zeitraum 2007 bis 2020 wurde der hierfür jährliche Stahlbedarf ermittelt (Abb. II.1.1-23). Für den Gesamtbereich ergibt sich ab 2015/2016 ein Mindestbedarf an Stahl von ca. 400.000 t/a, wovon auf Deutschland ca. 160.000 t/a entfallen (ca. 40 %).

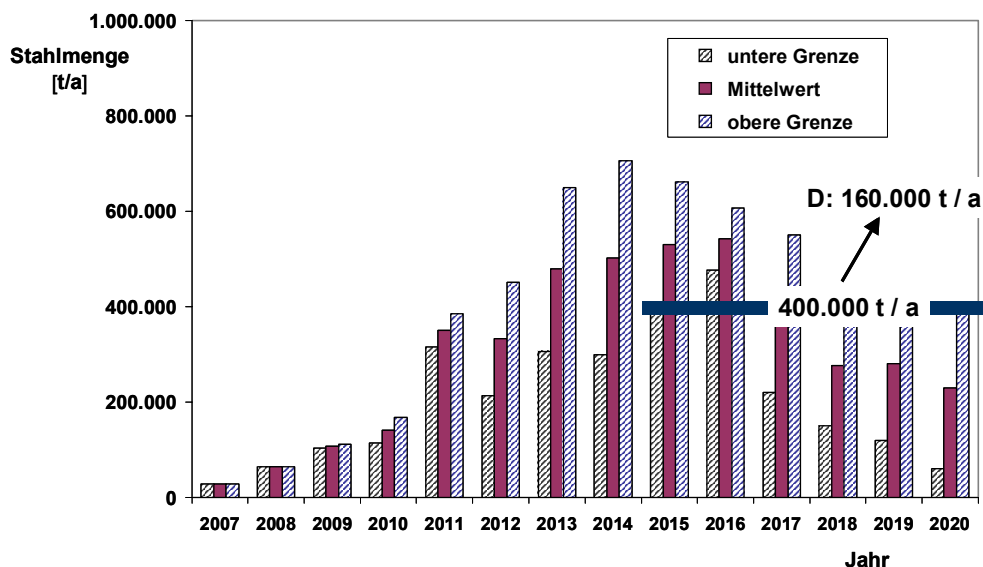


Abb. II.1.1-23: Prognose 2007 - 2020: Irische See, Nordsee und Ostsee
 Entwicklung des Stahlbedarfs für die Fertigung von Gründungsstrukturen

Ein interessanter Vergleich ergibt sich aus einer Gegenüberstellung des Stahlbedarfs für die im Zeitraum 1966 bis 2006 in der Nordsee für Öl- und Gas-Projekte errichteten Plattformen mit dem zu erwartenden Stahlbedarf für Gründungsstrukturen der Offshore-Windenergieanlagen:

- für Öl- und Gas-Plattformen (Tragstrukturen)
1966 bis 2006: ca. 3,1 Mio. t
- für Offshore-Windenergieanlagen (Gründungsstrukturen)
2007 bis 2020: ca. 3,4 Mio. t.

*Die weiteren Inhalte dieses Kapitels unterliegen der Vertraulichkeit
und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger
als Rechteinhaber an den Ergebnissen.*

II.1.2 Umweltbedingungen als Grundlage für die Auslegung der Gründungsstrukturen und die Entwicklung des Offshore-Installationsgerätes

Die Ergebnisse basieren auf einer Langzeitsimulation des Wind- und Seegangsklimas an den betreffenden Standorten, die in Zusammenarbeit zwischen dem Institut für Küstenforschung des GKSS Forschungszentrums Geesthacht und der IMS Ingenieurgesellschaft durchgeführt wurde.

Grundlage ist ein im Rahmen des Europäischen Projekts HIPOCAS (Hindcast of Dynamic Processes of the Ocean and Coastal Areas of Europe) entwickeltes Modell für den Nordostatlantik, die Nordsee und die Deutsche Bucht.

Für die einzelnen Standorte wurden die Berechnungen in Form eines hochaufgelösten regionalen Hindcast für einen repräsentativen Gitterpunkt durchgeführt, der den Zeitraum 1958 bis 2002 (44 Jahre) umfasst.

Im Rahmen des Projekts HIPOCAS wurden am Institut für Küstenforschung des GKSS Forschungszentrums hochaufgelöste regionale Hindcasts für den atmosphärischen Zustand und den Seegang für den Zeitraum 1958 bis 2002 für den Bereich der südlichen Nordsee erstellt¹.

Der Zustand der Atmosphäre wurde mit dem Regionalmodell REMO simuliert². Bei REMO handelt es sich um eine Klimaversion des ehemaligen Europamodells des Deutschen Wetterdienstes. Das Modell wurde an den seitlichen Rändern von den globalen atmosphärischen Reanalysen des National Centers for Environmental Prediction (NCEP) angetrieben³. Zusätzlich verhinderte eine spektrale Nudgingmethode, dass sich das Modell unrealistisch vom großskaligen atmosphärischen Zustand entfernen konnte. Kleinskalige Variabilität, wie sie insbesondere in der Nähe von Küsten von Bedeutung ist, wurde dadurch nicht unterdrückt. Das Modellgebiet des atmosphärischen Hindcast umfasst den größten Teil Europas und wurde mit einer Auflösung von 50 km gerechnet.

Für die Seegangssimulationsrechnungen in der südlichen Nordsee wurden die Windfelder auf ein 5 km x 5 km Gitter bilinear interpoliert. Die gesamten Modellergebnisse wurden jede Stunde gespeichert und umfassen zurzeit den Zeitraum zwischen den Jahren 1958 und 2002. Angetrieben durch die Windfelder des regionalen atmosphärischen Hindcast wurde ein Hindcast mit einem Strömungsmodell (TELEMAC-2D) erstellt. Dieser Hindcast wurde an der Bundesanstalt für Wasserbau, vertreten durch die Außenstelle Küste, durchgeführt.

Das Modellgebiet des Strömungsmodells umfasst die gesamte Nordsee, wobei die Auflösung am nördlichen Rand des Modellgebiets etwa 5 km, im Bereich der Deutschen Bucht jedoch teilweise weniger als 100 m beträgt. Das Modell löst die vertikal integrierten Bewegungsgleichungen, so dass stündliche Werte des Wasserstands sowie der barotropen Strömungskomponenten gespeichert wurden.

¹ R. Weisse, F. Feser und H. Guenther: Wind- und Seegangsklimatologie 1958 - 2001 für die südliche Nordsee basierend auf Modellrechnungen, GKSS Report, ISSN 0344-9629, p. 38, 2003

² Jacob und R. Podzun: Sensitivity Studies with the Regional Climate Model REMO. Meteorol. Atmos. Phys., 63, 119 - 129, 1997.

³ E. Kalnay et al.: The NCEP/NCAR Reanalysis Project, Bull. Am. Meteorol. Soc., 77, 437 - 471, 1996.

Die Seegangssimulationsrechnungen des Hindcast für die südliche Nordsee wurden mit Hilfe des Seegangmodells WAM (WAMDI 1988) am Institut für Küstenforschung der GKSS durchgeführt⁴. Der Hindcast wurde von stündlich gemessenen Windfeldern aus dem oben beschriebenen atmosphärischen Hindcast angetrieben.

Zusätzlich wurde der Einfluss von zeitlich schwankenden Wasserständen auf das Seegangsfeld berücksichtigt. Dazu musste das Seegangmodell WAM so modifiziert werden, dass es zeitlich variable Wasserstände verarbeiten konnte. Die Wasserstände wurden dann von der Bundesanstalt für Wasserbau (Außenstelle Küste) aus dem dort durchgeführten Wasserstandshindcast in stündlicher Auflösung zur Verfügung gestellt. Aufgrund der derzeit geringfügig unterschiedlichen Perioden, für die Wind- bzw. Wasserstandsfelder vorliegen, umfasst der Seegangshindcast derzeit den Zeitraum von 1958 bis 2002.

Für den Hindcast wurde das Seegangmodell in einer „genesteten“ Version betrieben. Das grobe Gitter deckt dabei die Teile des Nordatlantiks ab, in dem für die Nordsee relevante Seegangenergie erzeugt werden kann. Zusätzlich wurden monatliche Eisbedeckungen berücksichtigt, die uns vom Norwegischen Meteorologischen Institut zur Verfügung gestellt wurden.

Die räumliche Auflösung des groben Gitters beträgt etwa 30 km x 30 km. Von dieser Simulation werden bei 56° N Randwerte an das feine Gitter übergeben. Das feine Gitter überdeckt das Gebiet der Nordsee südlich von 56° und besitzt eine Auflösung von etwa 5 km x 5 km.

Aus den ermittelten Zeitreihen für die einzelnen Standorte wurden die Langzeitverteilungen in Form von Scatter-Diagrammen für folgende Größen abgeleitet:

■ Seegang

Ermittlung der Scatter-Diagramme,
d.h. Langzeitverteilung der stationären Kurzzeitzustände des Seegangs,
getrennt für jeden Monat (Januar - Dezember):

- *Signifikante Wellenhöhe (H_s)
über mittlerer Periode der Aufwärtsnullstellen (T_{02})*
- *Signifikante Wellenhöhe (H_s)
über der Periode des Maximums des Seegangsspektrums (T_p)*
- *Signifikante Wellenhöhe (H_s)
über der Seegangsrichtung*
- *Persistenz der Kurzzeit-Seezustände
für die einzelnen Klassen der signifikanten Wellenhöhen*
- *Persistenz der Kurzzeit-Seezustände
für die Bereiche oberhalb bzw. unterhalb
einer bestimmten signifikanten Wellenhöhe*

⁴ WAMDI-Group: The WAM Model - A third Generation Ocean Wave Prediction Model. J. Phy. Oceanogr., 18, 1776 - 1810, 1988

■ Wind

Ermittlung der Scatter-Diagramme,
d.h. Langzeitverteilung der stationären Kurzzeitzustände des Windes,
getrennt für jeden Monat (Januar - Dezember):

- *Mittlere Windgeschwindigkeit über der Windrichtung
(10 min – Mittel in Anemometerhöhe, Einheit [m/sec] bzw. Bft-Skala)*
- *Persistenz der Kurzzeit-Windzustände
für die einzelnen Klassen der Windgeschwindigkeit (m/sec bzw. Bft)*
- *Persistenz der Kurzzeit-Windzustände
für die einzelnen Klassen der Windrichtung*
- *Persistenz der Kurzzeit-Windzustände
für die Bereiche oberhalb bzw. unterhalb
einer bestimmten mittleren Windgeschwindigkeit*
- *Persistenz der Kurzzeit-Windzustände
für die Bereiche oberhalb bzw. unterhalb
einer bestimmten Windrichtung*

Die Scatter-Diagramme wurden nicht nur, wie meist üblich für den gesamten Jahreszeitraum, sondern getrennt für jeden einzelnen Monat bestimmt. Damit wurde eine wichtige Grundlage geschaffen, um das Anforderungsprofil an das Offshore-Installationsgerät differenziert in Hinblick auf die unterschiedlichen Seegangs- und Windverhältnisse in den einzelnen Monaten zu definieren.

Die Gezeitendaten (Mittelwerte und Maximalwerte der Nipp- und Springtiden) sowie ergänzende Seegangs- und Winddaten wurden auf Grundlage der Daten des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) abgeleitet.

Durch die Berücksichtigung von 105 Gebieten, die alle bekannten 178 Projekte bzw. Projektphasen umfassen, wurde damit eine sehr umfangreiche und bisher in dieser Form nicht vorhandene Datenbank geschaffen, die generell eine wertvolle Basis für Projekte im Bereich Offshore-Windenergie bietet.

Die Datenbanken für Seegang und Wind umfassen jeweils 8.190 Scatter-Diagramme, mit denen alle wesentlichen statistischen Daten an den Standorten in Irischer See, Nordsee und Ostsee abgeleitet werden können.

In Tabelle II.1.2-1.1 bis Tabelle II.1.2-1.4 sowie Tabelle II.1.2-2.1 bis Tabelle II.1.2-2.2 sind beispielhaft Scatter-Diagramme für den Seegang und den Wind im Monat Februar an einem ausgewählten Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°) dargestellt.

I05 feb		TM2 Period [s]															54.00 N 6.60 E		
		3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	>	SUM		
S i g. W a v e H e i g h t [m]	>																0	>	
	15.00																0	15.00	
	14.00																0	14.00	
	13.00																0	13.00	
	12.00																0	12.00	
	11.00											3					3	11.00	
	10.00									1	6	2					9	10.00	
	9.00								3	25	34	1					63	9.00	
	8.00						3	8	21	27	3						62	8.00	
	7.00					1	35	77	44	4	1						162	7.00	
	6.00					43	160	177	13	1							394	6.00	
	5.00				11	359	383	69	1								823	5.00	
	4.00				156	678	136	7									977	4.00	
	3.50			3	944	572	102										1621	3.50	
	3.00			42	931	172	19	2									1166	3.00	
	2.75			191	1098	141	29	7	5								1471	2.75	
	2.50			708	951	103	25	11									1798	2.50	
	2.25			1424	538	101	26	12									2101	2.25	
	2.00		8	2020	423	62	27										2540	2.00	
	1.75		315	2175	344	95	29	10									2968	1.75	
1.50		1565	1595	288	131	10	2									3591	1.50		
1.25		2374	954	288	176	13										3805	1.25		
1.00	157	2774	370	219	89	2										3611	1.00		
0.75	1084	774	308	78	18	5	3									2270	0.75		
0.50	654	267	130	16	2											1069	0.50		
SUM	1895	8077	9920	6285	2743	1004	385	87	58	44	6	0	0	0	0	30504	SUM		
From 19580101010000	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	>	SUM	UNTIL 20021130230000		
TM2 Period [s]																			

Tabelle II.1.2-1.1: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°)
Scatter-Diagramm der stationären Kurzzeit-Seegänge
Referenzmonat: Februar

Die Beispiele für die Seegangsdaten umfassen:

Tabelle II.1.2-1.1: Häufigkeit der stationären Kurzzeit-Seegänge, die durch die Parameter signifikante Wellenhöhe und mittlere Periode der Aufwärtsnullstellen (TM2) definiert sind

Tabelle II.1.2-1.2: Verteilung der Laufrichtung des Seegangs in Abhängigkeit der signifikanten Wellenhöhe

Tabelle II.1.2-1.3: Persistenz (Andauer) der Kurzzeit-Seezustände für einzelne Klassen der signifikanten Wellenhöhe

Tabelle II.1.2-1.4: Persistenz von Kurzzeit-Seezuständen, deren signifikante Wellenhöhe einen vorgegebenen Wert nicht überschreitet (Persistence below Threshold)

Die in Tabelle II.1.2-1.3 und Tabelle II.1.2-1.4 dargestellte Statistik der Persistenzen ist eine wichtige Grundlage für die Planung von Offshore-Operationen bzw. für den Entwurf geeigneten Offshore-gerätes.

I05 feb		Wave Direction [deg]												54.00 N 6.60 E			
		30.00	60.00	90.00	120.00	150.00	180.00	210.00	240.00	270.00	300.00	330.00	360.00	SUM			
S i g. W a v e H e i g h t [m]	>													0	>	S i g. W a v e H e i g h t [m]	
	15.00													0	15.00		
	14.00													0	14.00		
	13.00													0	13.00		
	12.00													0	12.00		
	11.00												3	3	11.00		
	10.00												9	9	10.00		
	9.00												45	18	63		9.00
	8.00								1	5	4	32	20	62	8.00		
	7.00			21					2	8	44	56	31	162	7.00		
	6.00	18	13	10					7	32	86	185	43	394	6.00		
	5.00	25	2	17					25	86	274	286	108	823	5.00		
	4.00	41	21	20	3			5	51	192	325	232	87	977	4.00		
	3.50	87	94	96	40	5		4	97	411	365	268	154	1621	3.50		
	3.00	76	45	119	39	5		4	49	311	232	169	117	1166	3.00		
	2.75	80	59	164	15	7		11	95	323	328	250	139	1471	2.75		
	2.50	72	74	204	96	14	5	31	130	321	418	263	170	1798	2.50		
	2.25	96	133	239	109	17	17	32	139	368	400	365	186	2101	2.25		
	2.00	152	126	246	148	52	28	53	153	416	429	473	264	2540	2.00		
	1.75	147	128	297	189	71	29	94	173	424	447	622	347	2968	1.75		
1.50	241	251	339	201	132	52	99	249	445	447	646	489	3591	1.50			
1.25	274	281	323	227	167	116	166	270	363	295	697	626	3805	1.25			
1.00	321	192	331	308	222	183	130	230	282	389	331	692	3611	1.00			
0.75	211	187	191	304	140	105	110	168	143	117	163	431	2270	0.75			
0.50	114	89	63	124	32	40	32	44	105	147	99	180	1069	0.50			
SUM	1955	1695	2680	1803	864	575	771	1883	4235	4747	5194	4102	30504	SUM			
From		30.00	60.00	90.00	120.00	150.00	180.00	210.00	240.00	270.00	300.00	330.00	360.00	SUM	UNTIL		
19580101010000		Wave Direction [deg]												20021130230000			

Tabelle II.1.2-1.2: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°)
 Scatter-Diagramm der Richtungsverteilung der stationären Kurzzeit-Seegänge
 Referenzmonat: Februar

I05 feb		Persistence [h]										54.00 N 6.60 E		
		3.00	6.00	9.00	12.00	15.00	18.00	21.00	24.00	27.00	>	SUM		
S i g. W a v e H e i g h t [m]	>											0	>	S i g. W a v e H e i g h t [m]
	15.00											0	15.00	
	14.00											0	14.00	
	13.00											0	13.00	
	12.00											0	12.00	
	11.00	1										1	11.00	
	10.00	4										4	10.00	
	9.00	3	3	2		2						10	9.00	
	8.00	8	5	3								16	8.00	
	7.00	23	8	2	2			2				37	7.00	
	6.00	44	16	10	5	2		2	1			80	6.00	
	5.00	64	43	22	7	6	1	5	1		1	150	5.00	
	4.00	154	50	24	14	3	2		1			248	4.00	
	3.50	191	84	36	19	11	7	2				350	3.50	
	3.00	325	59	20	8	3		1				416	3.00	
	2.75	373	67	25	10	5	4				1	485	2.75	
	2.50	366	101	33	17	5	3			1	1	527	2.50	
	2.25	385	118	39	22	8	3	2			1	578	2.25	
	2.00	341	164	42	27	9	4	3	1	1	2	594	2.00	
	1.75	324	159	55	30	20	7	5	5	2	2	609	1.75	
1.50	250	157	73	54	26	7	7	6	5	7	592	1.50		
1.25	164	155	79	37	27	14	12	10	2	13	513	1.25		
1.00	78	104	57	35	38	11	13	7	7	20	370	1.00		
0.75	21	42	42	27	14	12	9	17	3	8	195	0.75		
0.50	5	8	11	2	13	3	3	2	4	8	59	0.50		
SUM	3124	1343	575	316	192	78	66	51	25	64	5834	SUM		
From 19580101010000	3.00	6.00	9.00	12.00	15.00	18.00	21.00	24.00	27.00	>	SUM	UNTIL 20021130230000		
Persistence [h]														

Tabelle II.1.2-1.3: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°)
 Scatter-Diagramm der Persistenz (Andauer) der stationären Kurzzeit-Seegänge
 Referenzmonat: Februar

I05 feb		Persistence below threshold [h]										54.00 N 6.60 E		
		3.00	6.00	9.00	12.00	15.00	18.00	21.00	24.00	27.00	>	SUM		
S i g	15.00											0	15.00	S i g
	14.00											0	14.00	
	13.00											0	13.00	
	12.00											0	12.00	
	11.00											0	11.00	
	10.00											0	10.00	
	9.00											0	9.00	
	8.00	1										1	8.00	
	7.00										1	1	7.00	
	6.00	1	3	1	1		2		1		4	13	6.00	
W a v e	5.00	5	2	2	2	2		1	1	1	14	30	5.00	
	4.00	4	6	4	3	3	4	1		2	41	68	4.00	
	3.50	10	10	14	3	8	2	2	2	1	66	118	3.50	
	3.00	9	15	13	11	5	6	9	4	5	94	171	3.00	
H e i g h t	2.75	12	17	20	14	4	6	6	10	11	102	202	2.75	
	2.50	12	27	23	4	17	14	7	13	8	107	232	2.50	
	2.25	21	26	23	16	15	7	13	9	7	114	251	2.25	
	2.00	18	30	24	25	11	11	12	7	11	123	272	2.00	
	1.75	25	28	23	11	23	11	11	9	5	134	280	1.75	
	1.50	20	30	18	18	20	16	15	15	8	131	291	1.50	
[m]	1.25	14	23	28	23	21	14	11	10	11	109	264	1.25	
	1.00	24	30	18	17	21	8	15	6	8	81	228	1.00	
	0.75	9	15	13	14	7	5	8	17	9	31	128	0.75	
	0.50	5	8	11	2	13	3	3	2	4	8	59	0.50	
	SUM	190	270	235	164	170	109	114	106	91	1160	2609	SUM	
From 19580101010000	3.00	6.00	9.00	12.00	15.00	18.00	21.00	24.00	27.00	>	SUM	UNTIL 20021130230000		
Persistence below threshold [h]														

Tabelle II.1.2-1.4: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°)
Scatter-Diagramm der Persistenz (Andauer) von stationären Kurzzeit-Seegängen,
deren signifikante Wellenhöhe einen vorgegebenen Wert nicht überschreitet
Referenzmonat: Februar

I05 feb		Wind Direction [deg]												54.00 N 6.60 E		
		30.00	60.00	90.00	120.00	150.00	180.00	210.00	240.00	270.00	300.00	330.00	360.00	SUM		
W i n d S p e e d [m/s]	>			13					4	2		1		20	>	
	25.00		7	25					4	25	15	50	39	4	169	25.00
	21.00		33	22	8	2	3	34	53	67	97	64	45	428	21.00	
	18.00	67	75	210	187	74	20	107	288	322	322	165	98	1935	18.00	
	15.00	151	104	274	344	145	64	188	485	563	351	181	119	2969	15.00	
	13.00	65	76	154	196	93	51	144	292	306	172	121	93	1763	13.00	
	12.00	90	126	205	176	177	84	112	341	406	228	154	114	2213	12.00	
	11.00	117	115	266	246	143	131	178	360	450	285	176	126	2593	11.00	
	10.00	111	138	275	236	163	184	235	383	515	257	189	155	2841	10.00	
	9.00	140	148	224	251	230	229	235	348	404	336	195	172	2912	9.00	
	8.00	114	137	248	281	261	269	213	287	356	348	209	145	2868	8.00	
	7.00	142	166	158	225	281	226	234	306	273	211	179	180	2581	7.00	
	6.00	147	149	158	186	286	208	202	223	240	183	183	189	2354	6.00	
	5.00	142	134	118	121	210	165	119	179	154	166	162	123	1793	5.00	
	4.00	120	101	113	106	107	82	106	133	150	109	100	128	1355	4.00	
	3.00	84	60	72	70	96	77	55	74	106	69	66	74	903	3.00	
2.00	59	72	57	63	50	62	75	47	68	86	95	73	807	2.00		
SUM	1549	1641	2592	2696	2318	1855	2241	3828	4397	3270	2279	1838	30504	SUM		
From 19580101010000		30.00	60.00	90.00	120.00	150.00	180.00	210.00	240.00	270.00	300.00	330.00	360.00	SUM	UNTIL 20021130230000	
Wind Direction [deg]																

Tabelle II.1.2-2.1: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°)
 Scatter-Diagramm der mittleren Windgeschwindigkeit
 Referenzmonat: Februar

I05 feb		Persistence [h]														54.00 N 6.60 E		
		1.00	2.00	4.00	6.00	8.00	10.00	12.00	14.00	16.00	18.00	20.00	24.00	28.00	32.00	36.00	>	SUM
W i n d S p e e d [m/s]	>	1	1	1					1								4	>
	25.00	7	10	6	4	4	2		1	1			1				36	25.00
	21.00	19	24	26	17	4	2	2	1	1			1	1	1		99	21.00
	18.00	37	54	59	39	39	17	8	10	11	6	1	5	6	1		1	18.00
	15.00	93	94	144	87	48	27	18	11	13	8	5	6	2	1	2		15.00
	13.00	262	173	136	50	27	7	6	2	2	2							13.00
	12.00	284	214	141	69	34	12	6	8	3	1		1	1				12.00
	11.00	307	192	176	81	33	23	15	4	3	1		1	1	1			11.00
	10.00	291	247	170	79	46	22	12	7	6	3	2	2				1	10.00
	9.00	306	218	192	86	41	35	11	10	2	3	1	1					9.00
	8.00	280	212	203	75	52	21	11	9	5	4	1	2	1				8.00
	7.00	235	207	186	86	42	14	9	11	2	2	1	1				1	7.00
	6.00	194	164	165	65	35	22	10	5	7	4	2	2					6.00
	5.00	171	152	122	44	30	15	5	5	5	2	1	1		1			5.00
	4.00	137	107	106	37	20	11	5	2	3		2			1			4.00
	3.00	100	78	58	25	21	7	3	2					1				3.00
2.00	8	17	35	20	14	4	5		4	2		3	1	2		2	2.00	
SUM	2732	2164	1926	864	490	241	126	89	68	38	16	28	14	7	2	5	8810	
From 19580101010000		1.00	2.00	4.00	6.00	8.00	10.00	12.00	14.00	16.00	18.00	20.00	24.00	28.00	32.00	36.00	>	SUM
Persistence [h]																UNTIL 20021130230000		

Tabelle II.1.2-2.2: Standort in der Deutschen Bucht (N 6,54° E 53,97°)
 Scatter-Diagramm der Persistenz der mittleren Windgeschwindigkeit
 Referenzmonat: Februar

In Tabelle II.1.2-2.1 und Tabelle II.1.2-2.2 ist in Form von Scatter-Diagrammen einerseits die Verteilung der Windrichtungen in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit und andererseits die Persistenz von Kurzzeit-Windzuständen für einzelne Klassen der Windgeschwindigkeit angegeben.

Die folgenden Abb. II.1.2-1.1 bis Abb. II.1.2-1.4 enthalten Diagramme, in denen die Verteilung der signifikanten Wellenhöhe über das Jahr dargestellt ist.

Grundlage der Diagramme ist die Langzeit-Verteilung der signifikanten Wellenhöhe in Form der Unterschreitungswahrscheinlichkeit. Hierbei wurden alle Projekte betrachtet, die für den Zeitraum 2007 - 2020 gemäß der optimistischen Prognose (obere Grenze) angesetzt wurden. Die jeweilige Unterschreitungswahrscheinlichkeit wurde dabei mit der Anzahl der Windenergieanlagen im betreffenden Projekt gewichtet. Als Ergebnis wurde eine für die Gesamtheit der Projekte repräsentative Langzeitstatistik gewonnen.

Abb. II.1.2-1.1 zeigt die Unterschreitungswahrscheinlichkeit der signifikanten Wellenhöhe unter Berücksichtigung der Standorte in allen betrachteten Seegebieten. Deutlich ist der saisonale Einfluss zu erkennen.

Die in Abb. II.1.2-1.2 bis Abb. II.1.2-1.4 dargestellten Diagramme illustrieren die deutlichen Unterschiede in der Seegangstärke von Irischer See, Nordsee und Ostsee. Am stärksten ist der Seegang in der Irischen See; am relativ geringsten in der Ostsee. Mit diesen Diagrammen wurde im Rahmen dieses Vorhabens eine wichtige Grundlage für die Festlegung der Seegangsgrenzzustände, die beim Entwurf von Offshoreerätschaften umzusetzen sind, geschaffen.

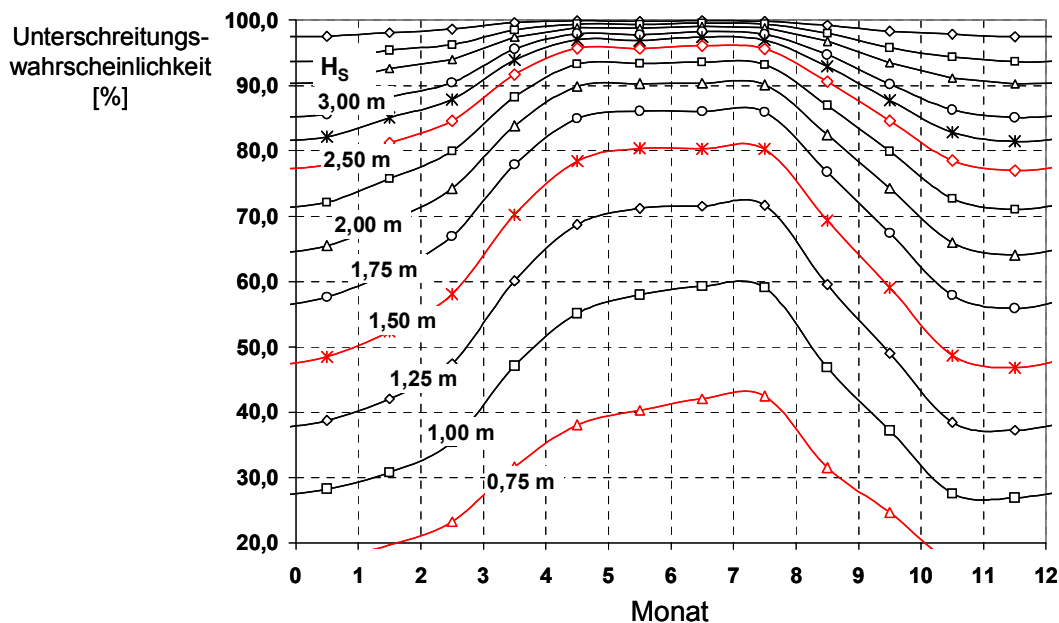


Abb. II.1.2-1.1: Offshore-Windpark-Projekte in Irischer See, Nordsee und Ostsee
 gemäß Prognose 2007 – 2020 (obere Grenze)
 Langzeitverteilung der signifikanten Wellenhöhe

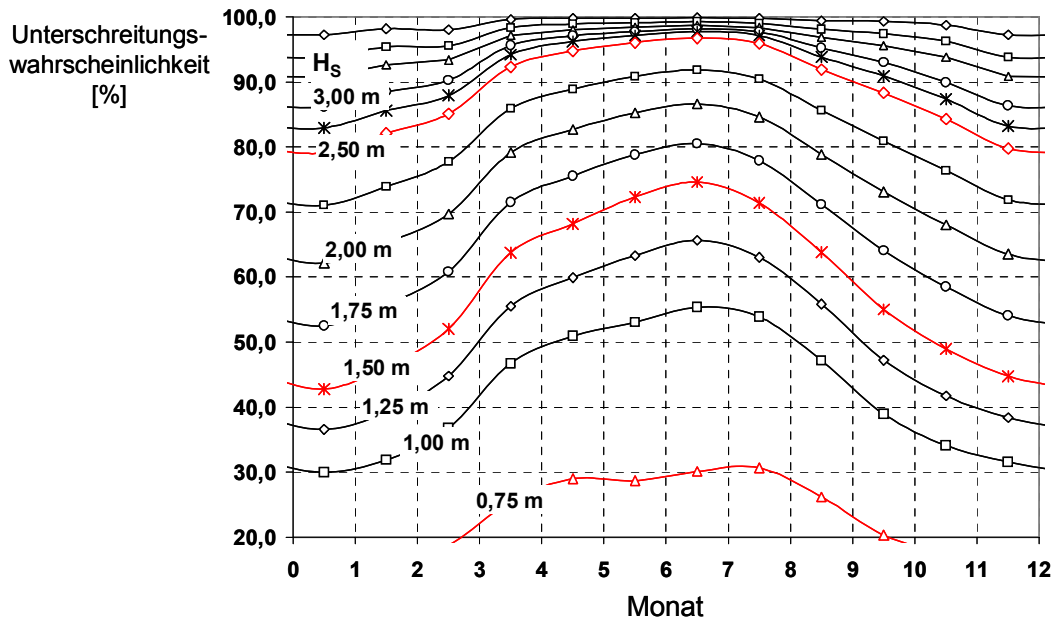


Abb. II.1.2-1.2: Offshore-Windpark-Projekte in der Irischen See
 gemäß Prognose 2007 – 2020 (obere Grenze)
 Langzeitverteilung der signifikanten Wellenhöhe

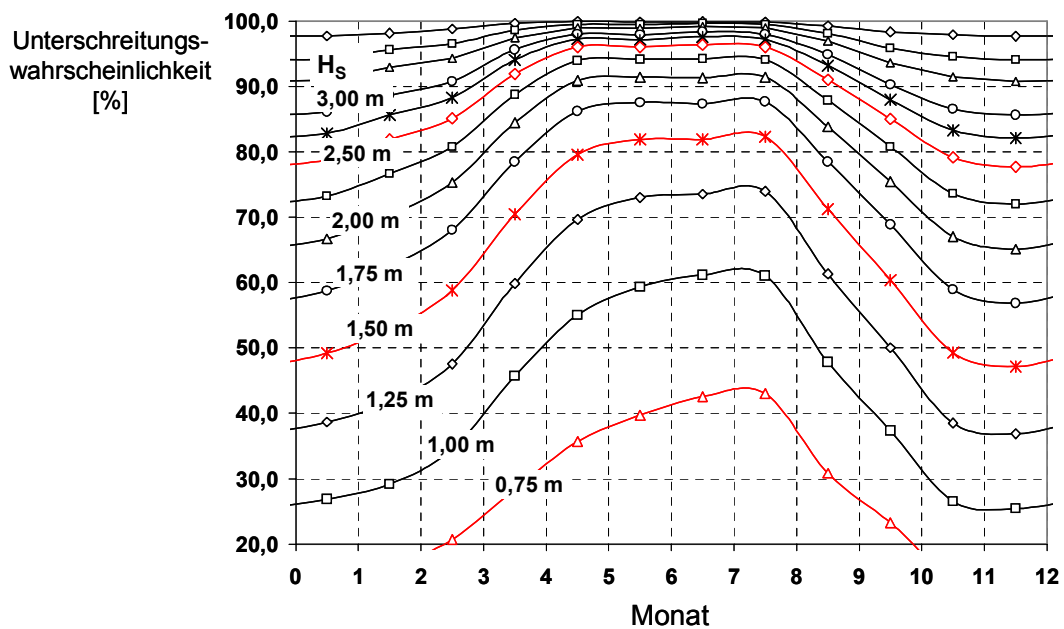


Abb. II.1.2-1.3: Offshore-Windpark-Projekte in der Nordsee
 gemäß Prognose 2007 – 2020 (obere Grenze)
 Langzeitverteilung der signifikanten Wellenhöhe

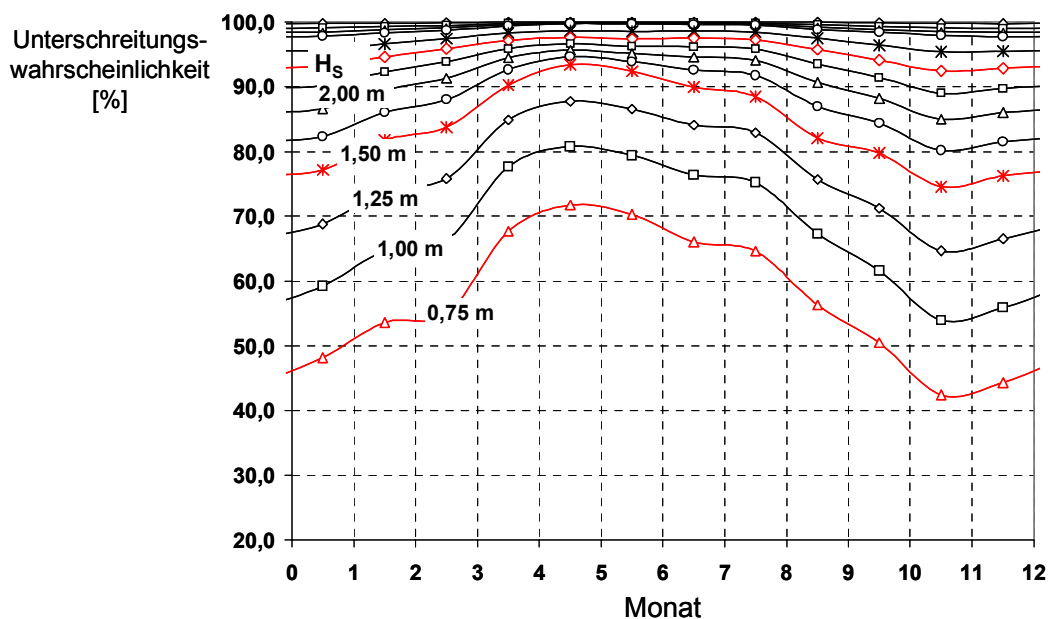


Abb. II.1.2-1.4: Offshore-Windpark-Projekte in der Ostsee
 gemäß Prognose 2007 – 2020 (obere Grenze)
 Langzeitverteilung der signifikanten Wellenhöhe

In Abb. II.1.2-2 ist dargestellt, wie sich der in Form der maximal zulässigen signifikanten Wellenhöhe ($H_{S-Grenz}$) definierte Grenzseezustand eines Offshore-Installationsgerätes auswirkt auf die Verfügbarkeit in den einzelnen Monaten.

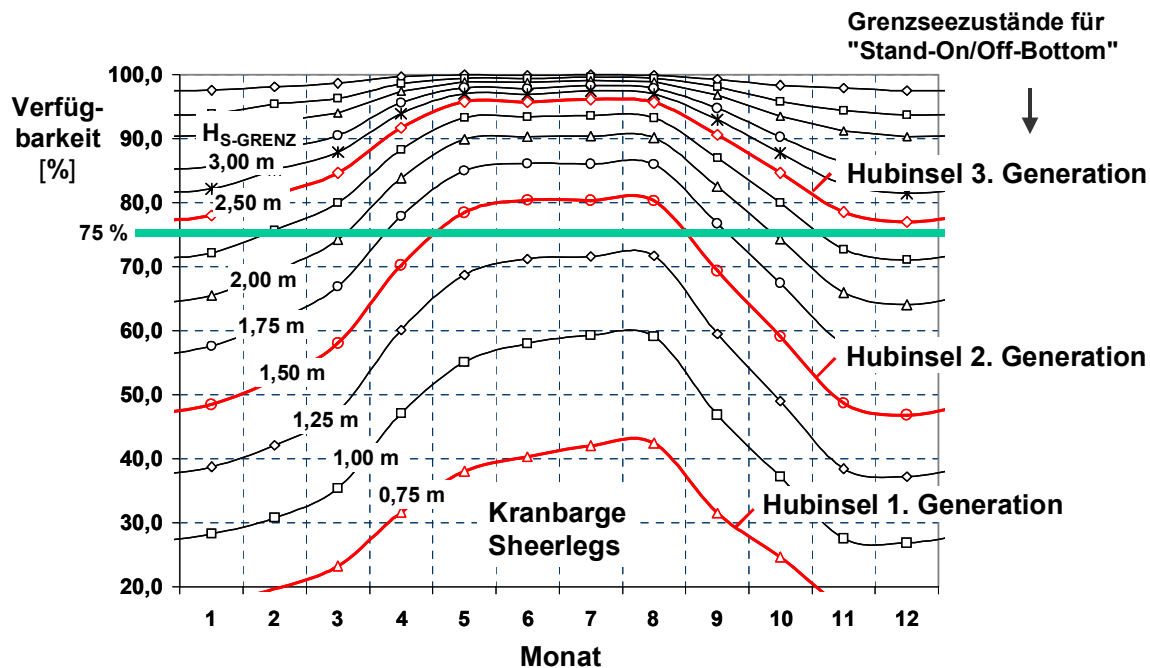


Abb. II.1.2-2: Langzeitstatistik der Seegänge in Irischer See, Nordsee und Ostsee
 Grenzseezustände und Verfügbarkeit von Offshore-Installationsgerät

Im Diagramm sind unter anderem die Verfügbarkeitskurven für die typischen Grenzwellenhöhen für den Einsatz von Sheerleg-Kranbargen ($H_{S-Grenz} = 0,75$ m) sowie für die "Stand-On/Off-Bottom"-Operationen von Arbeits-Hubinseln der 2. Generation ($H_{S-Grenz} = 1,50$ m), wie sie heute für die Errichtung von Offshore-Windparks eingesetzt werden, dargestellt. Zum einen wird die insgesamt sehr geringe Verfügbarkeit der traditionellen Kranbargen (Hebekapazität bis 3.000 t) veranschaulicht.

Zum anderen ist ersichtlich, dass auch bei einer Grenzwellenhöhe $H_{S-Grenz} = 1,25$ m eine Mindestverfügbarkeit des Offshore-Installationsgerätes von 75 % selbst in den Sommermonaten nicht erreicht wird. Für die heute in zwei Exemplaren am Markt verfügbaren Hubinseln der 2. Generation ($H_{S-Grenz} = 1,50$ m) wird eine Mindestverfügbarkeit von 75 % lediglich in den Monaten Mai bis August erreicht oder überschritten.

Bei einer Grenzwellenhöhe $H_{S-Grenz} = 2,50$ m sind dagegen ganzjährig eine Mindestverfügbarkeit von 75 % und damit ein wesentlich wirtschaftlicherer Einsatz des Gerätes und vor allem eine deutlich gesteigerte Konkurrenzfähigkeit gegeben.

Die weiteren Inhalte dieses Kapitels unterliegen der Vertraulichkeit und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger als Rechteinhaber an den Ergebnissen.

II.1.3 Auslegung von Gründungsstrukturen für ausgewählte Referenzstandorte

Ein weiterer zentraler Teil des FE-Vorhabens betraf die Definition von repräsentativen Referenzstandorten, für die anschließend geeignete Gründungsstrukturen ausgewählt, entworfen, im Sinne eines Basic Designs bemessen sowie darauf aufbauend weiter optimiert wurden.

II.1.3.1 Standorte



Abb. II.1.3-1: Referenzstandorte in Irischer See, Nordsee und Ostsee

Es handelt sich um neun Standorte, wobei zwei in der Irischen See, vier in der Nordsee und drei in der Ostsee liegen (siehe Abb. II.1.3-1):

- Irische See
- Englische Westküste
- Englische Ostküste
- Deutsche Bucht, südlicher Bereich
- Deutsche Bucht, zentraler Bereich
- Deutsche Bucht, nördlicher Bereich
- Ostsee, Sund
- Ostsee, Mecklenburger Bucht
- Ostsee, Kriegers Flak

In Tabelle II.1.3-1.1 und Tabelle II.1.3-1.2 sind für die einzelnen Standorte die Angaben zu Wassertiefen, Baugrundverhältnissen, Leistungsklassen der Turbinen sowie den ausgewählten Gründungsstrukturtypen zusammengefasst.

Standort	Wassertiefe MSL [m]	Baugrund	Leistung Turbinen [MW]	Gründungsstrukturen
Irische See Zentraler Bereich	3,80 – 12,30 13,90 – 22,40	<ul style="list-style-type: none"> - mittelfeine bis feine Sande - Kies - Mergel / Ton - Tonstein / Sandstein 	3,6	- Monopile / Transitionpiece
Keltische See Englische Westküste	4,80 – 16,20 15,70 – 27,10	<ul style="list-style-type: none"> - mittelfeine bis feine Sande - Kies - glaziale Ablagerungen - Tonstein / Kalkstein 	3,6	- Monopile / Transitionpiece
Nordsee Englische Ostküste	6,70 – 12,90 14,20 – 20,40	<ul style="list-style-type: none"> - Ton / Lehm - mittelfeine bis feine Sande - Kies - Kreide, verwittert - Kreide, teilweise verwittert - Kreide, kaum verwittert 	3,6	<ul style="list-style-type: none"> - Schwerkraft-Gründungsstruktur - Monopile / Transitionpiece
Deutsche Bucht Westlicher Bereich	23,00 – 28,00 25,50 – 30,50	<ul style="list-style-type: none"> - holozäne Sande (mitteldicht bis sehr dicht) - Sande, locker bis mitteldicht - teilweise Ton, steif - Sand, dicht bis sehr dicht 	3,0 3,6 5,0	<ul style="list-style-type: none"> - Schwerkraft-Gründungsstruktur - Monopile / Transitionpiece - Tripod - Jacket - Tripod (Betonkonstruktion) - Betonkonstruktion mit 5 Gründungspfählen
Deutsche Bucht Zentraler Bereich	39,00 – 41,00 42,00 – 44,00	<ul style="list-style-type: none"> - Sand, mitteldicht bis dicht bzw. fein bis schluffig - Sand, locker bis dicht bzw. mitteldicht bis sehr dicht - Sand, sehr dicht mit Kies- und Toneinlagen bzw. Schluff, Ton - Sand, dicht bis sehr dicht 	5,0	<ul style="list-style-type: none"> - Tripod - Jacket
Deutsche Bucht Östlicher Bereich	15,50 – 22,50 20,50 – 27,50	<ul style="list-style-type: none"> - Sand, locker bis mitteldicht - Sand, mitteldicht bis dicht - Sand, locker, teilweise Torfschichten - Sand, sehr dicht 	3,0 3,6	<ul style="list-style-type: none"> - Monopile (konisch) / Transitionpiece - Tripod - Jacket - Tripod (Betonkonstruktion)

**Tabelle II.1.3-1.1: Repräsentative Referenzstandorte (Irische See, Nordsee)
 Hauptdaten**

Standort	Wassertiefe MSL [m]	Baugrund	Leistung Turbinen [MW]	Gründungsstrukturen
Ostsee Sunde	4,90 – 8,00	<ul style="list-style-type: none"> - Ton bzw. Ton-Ablagerungen / Mergel, sandig bis grobkörnig - Sand Ablagerungen / Mergel schluffig bis grobkörnig - Kalkstein, stark gebrochen bis gesplittert - Kalkstein, wenig bis stark gebrochen 	2,3	<ul style="list-style-type: none"> - Schwerkraft-Gründungsstruktur - Monopile / Transitionpiece
Ostsee Mecklenburger Bucht	20,00 – 23,00	<ul style="list-style-type: none"> - Schlick - Mudde, toniger Schluff - Beckenschluff - Geschiebemergel - Tonstein 	3,0	<ul style="list-style-type: none"> - Monopile (konisch) / Transitionpiece - Monopile mit Rohrlamellen / Transitionpiece - Tripod - hochliegender Tripod (Stahlkonstruktion) - hochliegender Tripod (Betonkonstruktion)
Ostsee Kriegers Flak	20,00 – 40,00	<ul style="list-style-type: none"> - Sande, fein bis kiesig - Geschiebemergel, vereinzelt mit Einlagerungen aus Sand und Kreide - Kreide, vereinzelt mit Flintsteinen 	3,6 5,0	<ul style="list-style-type: none"> - Tripod

**Tabelle II.1.3-1.2: Repräsentative Referenzstandorte (Ostsee)
 Hauptdaten**

In den folgenden Kapiteln werden die ausgewählten Referenzstandorte im Einzelnen beschrieben:

■ **Standortdaten**

- *Standortkoordinaten*
- *Küstenentfernung*
- *Wassertiefe*
- *Sedimentumlagerung*
- *Baugrunddaten*
- *Basis- und Nothäfen*

■ **Umweltbedingungen**

- *Wasserstände*
- *Strömungen*
- *Gezeiten*
- *Seegang*

■ **Windparkspezifische Daten**

- *Anzahl der Windenergie-Anlagen*
- *Leistungsklasse der Anlagen*
- *Technische Daten*
- *Geforderte Eigenfrequenzen des Gesamtsystems
(Rotor, Gondel, Turm, Gründungsstruktur, Gründung)*

■ **Gründungsstrukturen**

- *Typ(en)*
- *Hauptabmessungen*
- *Massen*

Der Entwurf und die Bemessung der Gründungsstrukturen wurde für die Referenzstandorte auf Grundlage der Vorschriften des Germanischen Lloyds bzw. von Det Norske Veritas durchgeführt. Die Regelwerke wurden dabei in vergleichbarer Weise auf alle Standorte angewendet.

*Die Inhalte der Kapitel II.1.3.1.1 bis .9 unterliegen der Vertraulichkeit
und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger
als Rechteinhaber an den Ergebnissen.*

II.1.3.2 Gründungsstrukturen

Die systematische Untersuchung der verschiedenen Gründungsstrukturtypen ergab, dass Schwerkraft-Gründungsstrukturen nur bis zu Wassertiefen von etwa 15 m eine wirtschaftliche Lösung darstellen, wobei auch bei diesen relativ geringen Wassertiefen in den meisten Fällen der Monopile mit Transitionpiece, gerade auch wegen der niedrigeren Kosten für die Offshore-Installation und vor allem den Offshore-Rückbau, voraussichtlich bevorzugt werden wird. Hier wird sicherlich auch die weitere Entwicklung der Stahlpreise eine Rolle spielen.

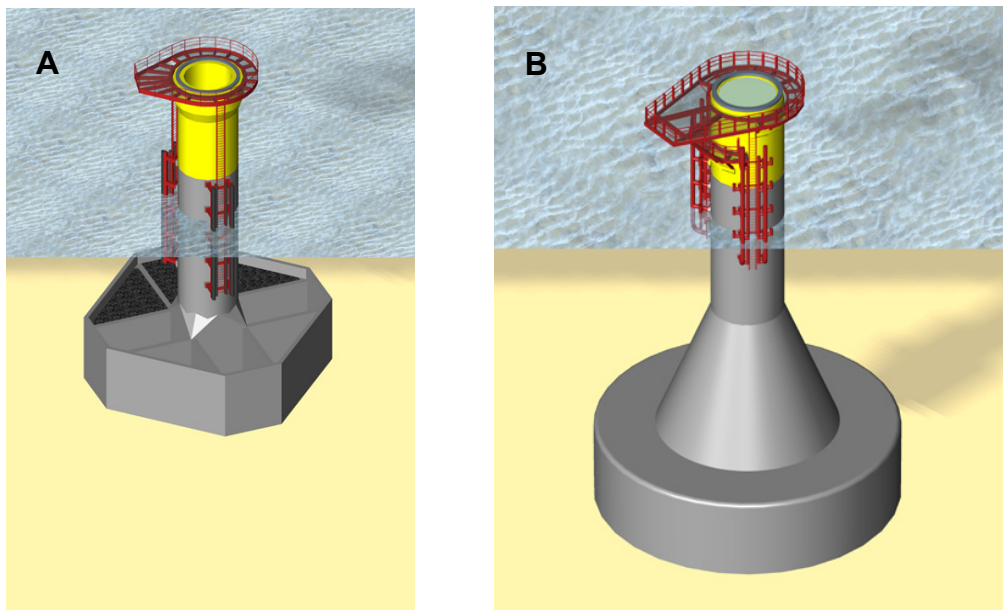


Abb. II.1.3-2: Schwerkraft-Gründungsstrukturen

A: Entwurf mit offenen Ballastzellen, Wassertiefen 10 - 15 m, Turbine: 3,0 - 3,6 MW

B: Entwurf mit geschlossenen Ballastzellen, Wassertiefe 20 - 30 m, Turbine: 3,6 - 5,0 MW

Monopile-Gründungsstrukturen werden nach den Ergebnissen des FE-Vorhabens auch für Wassertiefen von 30 m und darüber sowie Anlagengrößen von 5 bis 6 MW eine Alternative zu den fachwerkförmigen Gründungsstrukturen, wie vor allem Tripod und Jacket, darstellen.

Auf Grundlage der Entwurfsarbeiten für die 9 Referenzstandorte wurden für Monopile-, Tripod- und Jacket-Gründungsstrukturen (siehe Abb. II.1.3-3.1 und Abb. II.1.3-3.2) die bei einem optimierten Design in Abhängigkeit der Wassertiefe und der Anlagenleistung zu erwartenden Massen ermittelt. Die Wassertiefe wurde in 5 Stufen von 10 m bis 50 m, die Anlagenleistung in 4 Klassen von 1,8 – 2,9 MW bis 4,5 - 6,0 MW variiert. Hinsichtlich der Baugrund- und Seegangparameter wurden Werte zugrunde gelegt, die als repräsentativ für die Standorte in der Nordsee und der Irischen See betrachtet werden können.

Beim Entwurf dieser Gründungsstrukturen wurden Bemessungskonzepte und Ausführungsdetails angewendet, die dem Stand der Technik und den Vorschriften von Germanischem Lloyd bzw. Det Norske Veritas entsprechen.

Folgende Ansätze zur Optimierung (Reduzierung) der Stahlgewichte wurden berücksichtigt:

- Variation der Geometrie der Gründungsstruktur zur Design-Optimierung
- Berücksichtigung der Richtungsverteilungen von Seegang und Wind, vor allem bei den Fatigue-Limit-States (FLS; Ermüdungsberechnungen)
- Berücksichtigung der 3-Dimensionalität des Seegangs
- Hochentwickelte Verfahren (CFD - Computational Fluid Dynamics) zur Berechnung der hydrodynamischen Impact-Kräfte
- Gezielter Einsatz von Gussknoten oder geschweißten Knoten
- Schweißnahtbehandlung zur Verbesserung der Kerbfall-Klasse

Die in Tabelle II.1.2-1.1 bis Tabelle II.1.2-1.3 zusammengefassten Ergebnisse dieser Untersuchungen stellen nicht nur eine wichtige Grundlage für die Konzeptentwicklung des Offshore-Installationsgerätes, sondern auch für die Gründungsstrukturen der Windenergieanlagen selbst dar. Die schraffierten Felder markieren diejenigen Bereiche, in denen nach unseren Erkenntnissen ein Einsatz des betreffenden Gründungsstrukturtyps aus wirtschaftlichen und technischen Aspekten heraus nicht empfohlen werden kann.

Die in den Tabellen angegebenen Stahlgewichte umfassen den Primary Steel (tragende Struktur) und den Secondary Steel (Anbauteile wie Boat-Landing, Plattformen, Kabelschutzrohre etc.).

Beim Monopile wird weiterhin unterschieden zwischen dem (gerammten) eigentlichen Monopile sowie dem Transitionpiece, das nach dem Rammvorgang auf den Monopile aufgesetzt und verbunden wird (z. B. Grouting).

Bei Tripod und Jacket wird jeweils zwischen der Tragstruktur und den in den Untergrund eingebrachten Pfählen unterschieden.

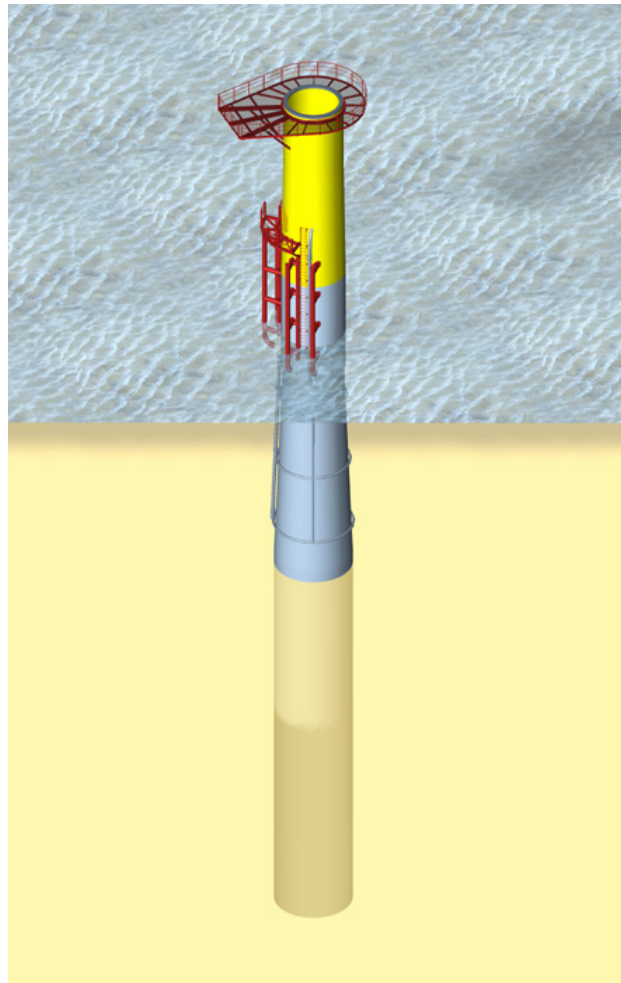


Abb. II.1.3-3.1: Monopile-Gründungsstruktur
 mit Transitionpiece, Wassertiefe 20 m, Turbine 3,0 MW

Wassertiefe [m]	Masse Monopile [t]				Masse Transitionpiece [t]				Masse Monopile + Transitionpiece [t]			
	Leistung [MW]				Leistung [MW]				Leistung [MW]			
	1,8 - 2,9	3,0 - 3,5	3,6 - 4,4	4,5 - 6,0	1,8 - 2,9	3,0 - 3,5	3,6 - 4,4	4,5 - 6,0	1,8 - 2,9	3,0 - 3,5	3,6 - 4,4	4,5 - 6,0
10	145	180	250	320	115	120	125	130	260	300	375	450
20		275	375	475		125	130	135		400	505	610
30		370	515	635		130	135	140		500	650	775
40			665	805			140	145			805	950
50												

Tabelle II.1.3-2: Monopile-Gründungsstrukturen mit Transitionpiece
 Massen als Funktion der Wassertiefe und der Turbinenleistung

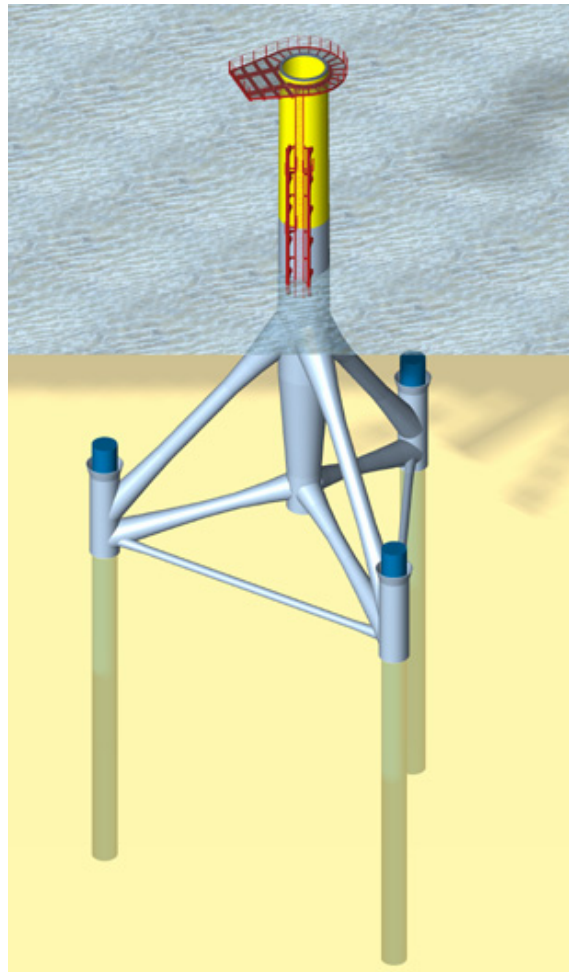


Abb. II.1.3-3.2: Tripod-Gründungsstruktur, Wassertiefe 30 m, Turbine 5,0 MW

Wassertiefe [m]	Masse Tripod [t]				Masse Pfähle gesamt [t]				Masse Tripod + Pfähle [t]			
	Leistung [MW]				Leistung [MW]				Leistung [MW]			
	1,8 - 2,9	3,0 - 3,5	3,6 - 4,4	4,5 - 6,0	1,8 - 2,9	3,0 - 3,5	3,6 - 4,4	4,5 - 6,0	1,8 - 2,9	3,0 - 3,5	3,6 - 4,4	4,5 - 6,0
10												
20		350	480	640		160	210	260		510	690	900
30		470	665	920		200	240	280		670	905	1200
40			815	1090			270	300			1085	1390
50				1230				320				1550

Tabelle II.1.3-3: Tripod-Gründungsstrukturen
 Massen als Funktion der Wassertiefe und der Turbinenleistung

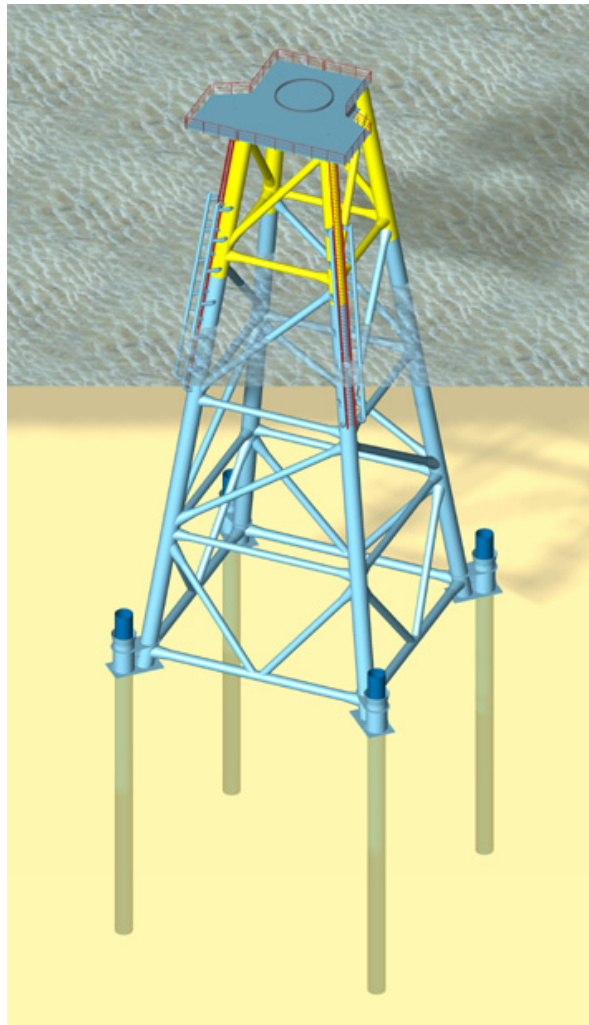


Abb. II.1.3-3.3: Jacket-Gründungsstruktur, Wassertiefe 40 m, Turbine 5,0 MW

Wassertiefe [m]	Masse Jacket [t]				Masse Pfähle gesamt [t]				Masse Jacket + Pfähle [t]			
	Leistung [MW]				Leistung [MW]				Leistung [MW]			
	1,8 - 2,9	3,0 - 3,5	3,6 - 4,4	4,5 - 6,0	1,8 - 2,9	3,0 - 3,5	3,6 - 4,4	4,5 - 6,0	1,8 - 2,9	3,0 - 3,5	3,6 - 4,4	4,5 - 6,0
10												
20		360	420	550		110	120	140		470	540	690
30		450	520	780		130	140	160		580	660	940
40			650	880			160	180			810	1060
50				960				200				1160

Tabelle II.1.3-4: Jacket-Gründungsstrukturen
 Massen als Funktion der Wassertiefe und der Turbinenleistung

II.1.4 Anforderungskatalog für das Offshore-Installationsgerät

II.1.4.1 Lastenheft

Die Inhalte dieses Kapitels unterliegen der Vertraulichkeit und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger als Rechteinhaber an den Ergebnissen.

II.1.4.2 Vorschriften und Richtlinien

Für die Konzeptentwicklung des Offshore-Installationsgerätes sowie die Erarbeitung der Grundlagen für die Ausführungsplanung wurden folgende Vorschriften, Richtlinien und technische Regeln zugrunde gelegt:

Vorschriften von Klassifikationsgesellschaften:

1. Germanischer Lloyd (GL)

Rules for Classification and Construction

- I Ship Technology
- II Materials and Welding;
- IV Industrial Services
 - Part 2: Offshore Wind Turbines
 - Part 6: Offshore Technology
- V Analysis Techniques

2. Det Norske Veritas (DNV)

DNV Offshore Standards

- DNV-OS-A101 Safety Principles and Arrangements
- DNV-OS-C104 Structural Design of Self-Elevating Units
- DNV-OS-A101 Safety Principles an Arrangements
- DNV-OS-C102 Structural Design of Offshore Ships
- DNV-OS-C104 Structural Design of Self-Elevating Units (LRFD method)
- DNV-OS-C301 Stability and Watertight Integrity
- DNV-OS-D101 Marine and Machinery Systems and Equipment

- DNV-OS-D201 Electrical Installations
- DNV-OS-D202 Instrumentation and Telecommunication Systems
- DNV-OS-D301 Fire Protection
- DNV-OS-E301 Position Mooring
- DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures
- DNV-RP-C102 Structural Design of Offshore Ships
- DNV-RP-C205 Environmental Conditions and Environmental Loads

Internationale Richtlinien:

3. International Maritime Organization (IMO)

- Load Line Convention
- MARPOL - International Convention for the Prevention of Pollution from Ships
- SOLAS – International Convention for the Safety of Life at Sea

4. International Labour Office

- Maritime Labour Convention
- Conventions C92 und C133 (Accommodations of Crews)

5. International Maritime Organization (IMO)

MODU Code 2001
(Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units)

Internationale Technische Leitlinien:

6. The Society of Naval Architects and Marine Engineers (SNAME)

Technical & Research Bulletin 5-5A
Guidelines for the Site Specific Assessment of Mobile Jack-Up Units

7. Noble Denton International (NDI)

Self-Elevating-Platforms - Guidelines for Elevated Operation

Umweltschonender Schiffsbetrieb:

8. RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e.V.

Grundlage für die Umweltzeichenvergabe
Umweltschonender Schiffsbetrieb RAL-UZ 110

Vorschriften gemäß See-Berufsgenossenschaft:

9. Unfallverhütungsvorschriften für Unternehmen der Seefahrt (UVV See) vom 1. Januar 1981 i.d.F. des 1. bis 17. Nachtrages, (Stand: 1. Januar 2003)
10. Internationales Übereinkommen von 1974/88 zum Schutz des menschlichen Lebens auf See (SOLAS), Verordnung vom 11. Januar 1979 (BGBl. 1979 S. 141) i.d.F. des Protokolls von 1988, Verordnung vom 20. September 1994 (BGBl. 1994 II S. 2458), zuletzt geändert am 22. Dezember 2003 (BGBl. 2003 II S. 2018).

Außerdem gelten u.a. nachfolgende Veröffentlichungen:
 - Bekanntmachung des Internationalen Rettungsmittel-(LSA)-Codes vom 4. Juni 1998 (Bundesanzeiger Jahrgang 50, 1. Juli 1998, Nr. 118a)
 - Internationaler Code für Brandsicherheitssysteme (FSS-Code) vom 05. Dezember 2000 –
 - Entschließung MSC.98(73) (Verkehrsblatt-Dokument Nr. B 8128 - Vers. 06/02)
11. Schiffsausrüstungsrichtlinie 96/98/EG in der jeweils geltenden Fassung (zuletzt geändert durch die Richtlinie 2002/75/EG).
12. Gesetz zu dem Internationalen Übereinkommen von 1973 zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe und zu dem Protokoll von 1978 zu diesem Übereinkommen (MARPOL 73/78) (BGBl. II Nr. 1 vom 7. Januar 1982), zuletzt geändert durch die 8. MARPOL-ÄndV vom 26. Februar 2003 (BGBl. II Nr. 6 S. 130).
13. Schiffssicherheitsgesetz (SchSG) vom 9. September 1998 (BGBl. 1998 I S. 2860), geändert durch Artikel 4 der "Elften Verordnung zur Änderung seeverkehrsrechtlicher Verordnungen" vom 18. Februar 2004 (BGBl. 2004 I S. 300).
14. Schiffssicherheitsverordnung (SchSV) (BGBl. 1998 I S. 3023) - Artikel 2 der Fünften Schiffssicherheits-Anpassungsverordnung vom 19. Dezember 2002 (BGBl. 2002 I Nr. 88 S. 4690).
15. Schiffsbesetzungsverordnung vom 26. August 1998 (BGBl. I S. 2577).
16. Gesetz zu dem Internationalen Freibord-Übereinkommen von 1966 (BGBl. II Nr. 10 vom 20. Februar 1969) i.d.F. der 3. Freibord-ÄndV vom 18. September 1998 (BGBl. II S. 2576).
17. Verordnung über die Krankenfürsorge auf Kauffahrteischiffen (BGBl. I Nr. 38 vom 29. April 1972), zuletzt geändert durch die 2. Änderungs-Verordnung vom 22. April 1996 (BGBl. I S. 631).

18. Verordnung über die Unterbringung der Besatzungsmitglieder an Bord von Kauffahrteischiffen und Änderungen dieser Verordnung (BGBl. I Nr. 10 vom 10. Februar 1973 und BGBl. I Nr. 109 vom 31. August 1976).
19. Technische Regeln für Bau und Ausrüstung von Unterkunftsräumen auf Seeschiffen (Ausgabe Mai 1975) mit 1. bis 11. Änderung.
20. Richtlinien und Merkblätter der See-Berufsgenossenschaft, Stand Juni 2003.
22. Vorschriften über die Baumusterprüfung von Kompassen, Ortungsfunkanlagen, Positionslaternen und Schallsignalgeräten sowie Bedingungen für die Aufstellung bzw. Anbringung der vorgenannten Geräte.
23. Handbuch "Schiffssicherheitsvorschriften" (Stand: Juni 2004). Dieses Buch enthält die vorstehend unter 2, 4, 5, 6 und 8 aufgeführten Vorschriften sowie die Gefahrgutverordnung-See.
24. "Schiffssicherheitshandbuch" - Dieses Buch enthält u.a. deutsche Übersetzungen internationaler Regularien (z.B. HSC-Code 94 + 2000, ISM-Code, CSS-Code, verschiedene MSC-Entschlüsse und Circulare).

II.1.5 Konzeptentwicklung Offshore-Installationsgerät

II.1.5.1 Einleitung

Um die im Lastenheft als Ergebnis der Grundlagenermittlungen zusammengefassten Anforderungen zu erfüllen, soll das Offshore-Installationsgerät über die entsprechenden Tragfähigkeiten, Decksflächen sowie Kapazitäten von Kran- und anderen Handlungssystemen verfügen.

Die Abläufe von Load-Out und Seetransport sowie die einzelnen Phasen der Offshore-Installation sind dabei unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten bei Berücksichtigung der Anforderungen der Arbeitssicherheit und des Umweltschutzes unter Offshore-Bedingungen zu optimieren.

Die Kernanforderung an das Offshore-Installationsgerät besteht jedoch in der hohen Verfügbarkeit unter den Seegangsbedingungen der Standorte in Irischer See, Nordsee und Ostsee. Die Gesamtwirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit von Offshore-Windparkprojekten wird nämlich nicht nur durch das Windangebot an der Lokation sowie Kosten und Performance der Windturbinen bestimmt, sondern in erheblichem Maße durch das Element der Offshore-Errichtung.

Die sich überlappenden und voneinander abhängigen Aktivitäten der Installation der Gründungsstrukturen und der Umspannplattform, der parkinternen Verkabelung und der Herstellung des Kolksschutzes der Gründungsstrukturen sowie der Montage und Inbetriebnahme der Windenergieanlagen stellen bei den künftigen Projekten mit 30 bis 100 Anlagen pro Realisierungsabschnitt ein komplexes System dar, dessen kostenmäßige Beherrschbarkeit in wesentlichem Maße durch die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der eingesetzten Geräte bestimmt wird.

Der Umfang der wetterbedingten Ausfallzeiten und das Risiko von unvorhersehbaren Unterbrechungen ist zu minimieren. Dies erfordert, dass die eingesetzten Offshore-Installationsgeräte so konzipiert und bemessen sind, dass auch ein sicherer Einsatz bei stärkeren Seegangs- und Windverhältnissen gegeben ist. Die Verfügbarkeit der heute eingesetzten Offshore-Installationsgeräte (Arbeits-Hubinseln der ersten und zweiten Generation, Stelzenschiffe sowie Kranbargen) liegt bei Grenzwellenhöhen von lediglich 0,75 bis 1,5 m. Wie in Kapitel 2 beschrieben, ergibt sich bei einer Auslegung des Gerätes für signifikante Wellenhöhen von bis zu 2,5 m eine Verfügbarkeit von im Mittel mindestens 75 %, betrachtet über alle Standorte in Irischer See, Nordsee und Ostsee für die Monate Januar bis Dezember. Die Untersuchungen haben weiterhin ergeben, dass bei einer weiteren Steigerung der Grenzwellenhöhe über 2,5 m hinaus, die Verfügbarkeit der Geräte nicht mehr signifikant erhöht werden kann. Hieraus wurde die Zielvorgabe abgeleitet, ein Offshore-Installationsgerät zu entwickeln, das eine Grenzwellenhöhe von 2,5 m aufweist.

Im Rahmen der Konzeptentwicklung und -optimierung wurden folgende Konfigurationen untersucht:

- Offshore-Schwimmkräne mit unterschiedlichen Bauformen (Kranbarge, Kranschiff, Kranhalbtaucher)
- Geräte nach dem Hubinsel-Prinzip mit unterschiedlicher Geometrie des Schwimmkörpers (Kasten, Halbtaucher, SWATH: Small Waterplane Area Twin Hull)
- Weiterentwicklungen auf der Basis des Hubinselkonzepts: Schwimmkörper mit variablem Tiefgang
- Neuartiges schwimmendes Installationsgerät mit Einrichtungen für das horizontale Positionieren und vertikale Absenken von Gründungsstrukturen (U-Barge-Konzept)

Für die hydrodynamische Analyse der unterschiedlichen Offshore-Installationsgeräte wurde ein auf der Integralgleichungsmethode beruhendes dreidimensionales Singularitätenverfahren eingesetzt (Lösung der Randwertprobleme der Diffraktion und der Abstrahlung).

Bei Mehrkörpersystemen wurden sowohl die hydrodynamischen Wechselwirkungen als auch die mechanischen Kopplungen (Gelenke, Federn, Dämpfungselemente) berücksichtigt.

Die Berechnungen wurden im Frequenz- und im Zeitbereich durchgeführt, wobei sowohl das deterministische (regelmäßige Wellen) als auch das stochastische Konzept (simulierter natürlicher Seegang) angewendet wurden.

Die detaillierte Nachbildung der Systeme erlaubte, die zulässigen Grenzzustände über die in den Vorschriften der Klassifikationsgesellschaften und den Richtlinien der IMO und anderen Organisationen enthaltenen allgemeingültigen und damit konservativen Überschlagsformeln hinaus abzuleiten und zu definieren.

Bedingt durch die operativen Anforderungen weisen alle im Rahmen dieses Vorhabens untersuchten Offshore-Arbeitsgeräte (Schwimmkräne, Hubinseln, Weiterentwicklungen auf der Basis des Hubinselkonzeptes, Barge, U-Barge) eine so große Wasserlinienfläche auf, dass für alle Einsatzbedingungen stets eine ausreichende hydrostatische Stabilität gegeben ist. Auf die Ergebnisse der hydrostatischen Untersuchungen wird deshalb im folgenden nur begrenzt eingegangen.

II.1.5.2 Hydromechanische Analyse

Die im Rahmen dieses Vorhabens untersuchten Offshore-Installationsgeräte weisen hydrodynamisch kompakte, großvolumige Schwimmkörper auf, bei denen die hydrodynamisch bedingten Zähigkeitseffekte meist vernachlässigbar sind. Die Bewegungen und Belastungen im Seegang können deshalb in guter Näherung mit potenzialtheoretischen Verfahren beschrieben werden.

Im Folgenden werden die linearisierten Randwertprobleme der Diffraktion und der Abstrahlung für den einzelnen Körper als auch für Mehrkörpersysteme aufgestellt, das zur Lösung des Randwertproblems eingesetzte dreidimensionale Singularitätenverfahren beschrieben und die Bewegungsgleichungen formuliert. Bei Mehrkörpersystemen wurden sowohl die hydrodynamischen Wechselwirkungen als auch die mechanischen Kopplungen (Gelenke, Federn, Dämpfungselemente) berücksichtigt.

Die Berechnungen wurden im Frequenz- und im Zeitbereich durchgeführt, wobei sowohl das deterministische (regelmäßige Wellen) als auch das stochastische Konzept (simulierter natürlicher Seegang) angewendet wurden.

Die detaillierte Nachbildung der Systeme erlaubte, die zulässigen Grenzzustände über die in den Vorschriften der Klassifikationsgesellschaften und den Richtlinien der IMO und anderen Organisationen enthaltenen allgemeingültigen und damit konservativen Überschlagsformeln hinaus abzuleiten und zu definieren.

II.1.5.2.1 Formulierung der Randwertprobleme der Diffraktion und der Abstrahlung

II.1.5.2.1.1 Einzelkörper in der harmonischen Elementarwelle

Betrachtet wird ein Schwimmkörper, der in einer harmonischen Elementarwelle, der 6 Freiheitsgrade der Bewegung aufweist ($s_1 - s_3$ translatorische, $s_4 - s_6$ rotatorische Bewegungskomponenten).

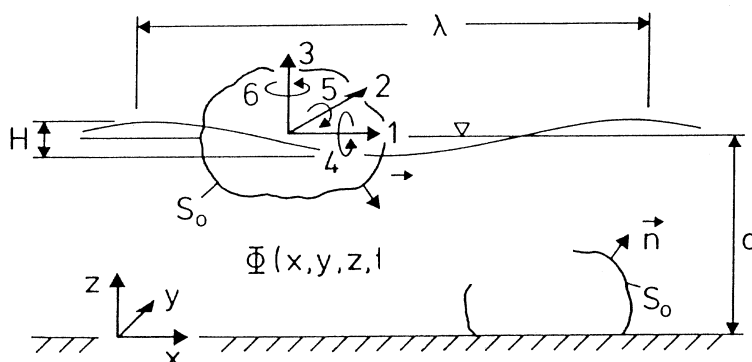


Abb. II.1.5-1: Körper in der Welle. Bezeichnungen

Die Elementarwelle erhält man als Lösung des linearisierten Randwertproblems für das Geschwindigkeitspotenzial der fortschreitenden Schwerewelle.

Das Profil einer langkämmigen (ebenen) harmonischen Elementarwelle, die über konstanter Wassertiefe (d) in Richtung der x -Achse (Abb. II.1.5-1) fortschreitet, kann durch den Ansatz

$$\zeta(x,t) = \frac{H}{2} \cos(kx - \omega t) \quad (1)$$

beschrieben werden, wobei H die Wellenhöhe, $k = 2\pi/\lambda$ die Wellenzahl, λ die Wellenlänge, $\omega = 2\pi/T$ die Kreisfrequenz und T die Periode sind.

Das Strömungsfeld der Welle lässt sich eindeutig durch das Geschwindigkeitspotenzial $\phi(x,z,t)$ beschreiben, das für das Wellenprofil der Gl. (1) und für das in Abb. II.1.5-1 definierte Koordinatensystem (Ursprung an der ungestörten freien Wasseroberfläche lautet:

$$\phi(x,z,t) = \frac{H}{2} \frac{g}{\omega} \frac{\cosh(kz)}{\cosh(kd)} \sin(kx - \omega t) = \frac{H}{2} \frac{g}{\omega} \mu(z) \sin(kx - \omega t) \quad (2)$$

mit

$$\mu(z) = \frac{\cosh(kz)}{\cosh(kd)} \quad (3)$$

Es gilt weiterhin die Dispersionsgleichung

$$\omega^2 = g k \tanh(kd) \quad (4)$$

welche die Abhängigkeit der Kreisfrequenz bzw. Periode von der Wellenzahl bzw. Wellenlänge wiedergibt.

Aus dem Geschwindigkeitspotenzial lassen sich alle Größen des Wellenfeldes ableiten. Am wichtigsten sind dabei die Geschwindigkeits- und Beschleunigungskomponenten des Wellenfeldes, der instationäre Druck und die Phasengeschwindigkeit.

Die Airy'sche Wellentheorie gilt streng beachtet für Wellen sehr kleiner (infinitesimaler) Steilheit (H/λ) und kann nur im Bereich $H/\lambda \leq 1/50$ als gute Näherung betrachtet werden.

Betrachtet man also einen starren Körper in einer harmonischen Elementarwelle, so beeinflussen Typ und Größe der Struktur relativ zu den Wellenparametern entscheidend den Mechanismus der Bildung der erregungs- und der bewegungsinduzierten Kräfte.

In diesem Zusammenhang lässt sich feststellen, dass bei relativ zur Wellenlänge schmalen Körpern die Trägheits- und zähigkeitsbedingten Widerstandskräfte maßgebend sind, während bei großvolumigen, kompakten Strukturen die Trägheits- und Diffraktionseffekte dominieren.

Die Gruppe der großvolumigen, kompakten Strukturen lässt sich daher in guter Näherung potenzialtheoretisch behandeln. In diesem Fall wird das Problem auf die Bestimmung des Geschwindigkeitspotenzials des Strömungsfeldes zurückgeführt, welches durch die Präsenz des Körpers in der Elementarwelle entsteht.

Dieses Potenzial kann in allgemein in der Form

$$\phi(x, y, z, t) = \phi_o(x, y, z, t) + \phi_s(x, y, z, t) \quad (5)$$

ausgedrückt werden, wobei ϕ_o das Potenzial der ungestörten Elementarwelle und ϕ_s das Störpotenzial ist.

Im Rahmen der linearen Rechnung gilt für das Störpotenzial:

$$\phi_s(x, y, z, t) = \phi_7(x, y, z, t) + \sum_{j=1}^6 \dot{s}_{j_o} \phi_j(x, y, z, t) \quad (6)$$

Wobei ϕ_7 das Störpotenzial bei der Umströmung des in der Elementarwelle festgehaltenen Körpers, ϕ_j ($j = 1, 2, \dots, 6$) das Potenzial des Strömungsfeldes, welches aus der in Richtung j mit der Geschwindigkeitsamplitude Eins erfolgten erzwungenen Bewegung des Körpers in ursprünglich glattem Wasser resultiert, und \dot{s}_{j_o} die komplexe Amplitude der Geschwindigkeit der Körperbewegung in Richtung j ist. Hierbei kennzeichnen nach den Definitionen der Abb. II.1.5-1 die Indizes 1, 2, 3 die translatorischen, die Indizes 4, 5, 6 die rotatorischen Bewegungskomponenten. Danach sind $\dot{s}_{1,2,3}$ Geschwindigkeiten, während $\dot{s}_{4,5,6}$ Winkelgeschwindigkeiten darstellen.

Aus den Gleichungen (5) und (6) erhält man für das Potenzial um einen schwimmenden starren Körper:

$$\phi(x, y, z, t) = \phi_o(x, y, z, t) + \phi_7(x, y, z, t) + \sum_{j=1}^6 \dot{s}_{j_o} \phi_j(x, y, z, t) \quad (7)$$

Das Diffraktionsproblem lässt sich durch das Potenzial $\phi_o + \phi_7$, das Abstrahlungsproblem durch die Potenziale $\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_6$ beschreiben. Die Potenziale $\phi, \phi_o, \phi_1, \dots, \phi_6, \phi_7$ oszillieren harmonisch mit der Frequenz der einfallenden Welle (ω), so dass

$$\phi_{\dots}(x, y, z, t) = \varphi_{\dots}(x, y, z) e^{-i\omega t} \quad (8)$$

geschrieben werden kann, wobei $\varphi_{\dots}(x, y, z)$ der stationäre Teil ist. Es gilt weiterhin:

$$s_j = s_{j_o} e^{-i\omega t} ; \dot{s}_j = -\omega s_{j_o} e^{-i\omega t} = \dot{s}_{j_o} e^{-i\omega t} \quad (9)$$

mit $\dot{s}_{j_o} = -i\omega s_{j_o}$

Die Geschwindigkeitspotenziale ϕ_j und φ_j mit $j = 0, 1, \dots, 1, 7$ müssen im gesamten Flüssigkeitsbereich der Laplace'schen Differenzialgleichung

$$\Delta\phi_j(x, y, z, t) = 0 \quad \text{bzw.} \quad \Delta\phi_j(x, y, z) = 0 \quad (10)$$

genügen und sowohl die kombinierte linearisierte Randbedingung an der Meeresoberfläche als auch die kinematische Randbedingung am Meeresboden erfüllen, d.h.

$$\frac{\partial^2 \phi_j}{\partial t^2} + g \frac{\partial \phi_j}{\partial z} = 0 \quad \text{bzw.} \quad -\omega^2 \varphi_j + g \frac{\partial \varphi_j}{\partial z} = 0 \quad \text{für } z = d \quad (11)$$

und $j = 0, 1, 2, \dots, 6, 7$

und

$$\frac{\partial \phi_j}{\partial z} = 0 \quad \text{bzw.} \quad \frac{\partial \varphi_j}{\partial z} = 0 \quad \text{für } z = 0 \quad (12)$$

für $j = 0, 1, 2, \dots, 6, 7$

Ferner haben die Potenziale $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_6, \varphi_7$ die Abstrahlbedingung zu erfüllen, die sich in Form der Sommerfeld'schen allgemeinen Abstrahlbedingung durch den Grenzwert

$$\lim_{r \rightarrow \infty} \sqrt{r} \left(\frac{\partial \varphi_j}{\partial r} - i \frac{\omega^2}{g} \varphi_j \right) = 0 \quad \text{für } j = 1, 2, \dots, 6, 7 \quad (13)$$

mit $r = \sqrt{x^2 + y^2 + z^2}$ ausdrücken lässt.

Weiterhin ist für den in der Welle festgehaltenen Körper, d.h. vom Potenzial $\phi_0 + \phi_7$ (Diffraktionsproblem), die kinematische Randbedingung an der Körperoberfläche S_o zu erfüllen, also das Verschwinden der Geschwindigkeitskomponente normal zur starren Körperkontur, zu gewähren. Es muss daher gelten:

$$\frac{\partial \phi}{\partial n} \Big|_{S_o} = \frac{\partial (\phi_o + \phi_7)}{\partial n} \Big|_{S_o} = 0 \quad \text{bzw.} \quad \frac{\partial \varphi}{\partial n} \Big|_{S_o} = \frac{\partial (\varphi_o + \varphi_7)}{\partial n} \Big|_{S_o} = 0 \quad (14)$$

und damit

$$\frac{\partial \phi_7}{\partial n} \Big|_{S_o} = - \frac{\partial \phi_o}{\partial n} \Big|_{S_o} \quad \text{bzw.} \quad \frac{\partial \varphi_7}{\partial n} \Big|_{S_o} = - \frac{\partial \varphi_o}{\partial n} \Big|_{S_o} \quad (15)$$

wobei S_o die bei Ruhelage benetzte Oberfläche und \vec{n} die äußere, ins Innere der Flüssigkeit weisende Normale von S_o ist.

Betrachtet man nun die erzwungene Körperbewegung in ursprünglich glattem Wasser (Abstrahlungsproblem), dann beschreibt die kinematische Randbedingung an der Körperkontur den Sachverhalt, dass in jedem Punkt auf S_o die Normalgeschwindigkeit des Körpers und die der Flüssigkeit gleich sind. Für die erzwungene Schwingung in Richtung j mit $\dot{s}_{o_j} = 1$ lautet dann die kinematische Bedingung an der Körperkontur:

$$\left. \frac{\partial \phi_j}{\partial n} \right|_{S_o} = n_j e^{-i\omega t} ; \quad \left. \frac{\partial \varphi_j}{\partial n} \right|_{S_o} = n_j \quad \text{für } j = 1, 2, \dots, 6 \quad (16)$$

wobei die Funktionen n_j für das ortsfeste kartesische Koordinatensystem (x,y,z) wie folgt definiert sind:

$$n_1 = \cos(n,x) ; \quad n_2 = \cos(n,y) ; \quad n_3 = \cos(n,z) \quad (17.1)$$

$$n_4 = y \cdot \cos(n,z) - z \cdot \cos(n,y) = y \cdot n_3 - z \cdot n_2 \quad (17.2)$$

$$n_5 = z \cdot \cos(n,x) - x \cdot \cos(n,z) = z \cdot n_1 - x \cdot n_3 \quad (17.3)$$

$$n_6 = x \cdot \cos(n,y) - y \cdot \cos(n,x) = x \cdot n_2 - y \cdot n_1 \quad (17.4)$$

Die Größen n_1, n_2, n_3 sind die Richtungscosinusse der Flächennormalen im Punkt (x, y, z) auf S_o in Bezug auf das Koordinatensystem.

Es lässt sich zusammenfassend feststellen, dass die Randwertprobleme für die eingangs definierten zwei Teilaufgaben durch die Gleichungen (11) bis (14) und Gleichung (15) und (16) für das Diffraktions- bzw. das Abstrahlungsproblem formuliert sind. Liegen die Potentiale ϕ_1, \dots, ϕ_6 und ϕ_7 als Lösungen dieser Randwertprobleme vor, dann lassen sich über den instationären Druck

$$p_{inst} = -\rho \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (18)$$

die durch die Elementarwelle induzierten Belastungen und Bewegungen leicht errechnen.

Es ist zweckmäßig, für jede der zwei Teilaufgaben des linearisierten Problems die Kräfte getrennt zu berechnen. Aus der Lösung des Diffraktionsproblems (Körper festgehalten in der Welle) erhält man die Erregungskräfte bzw. -momente.

Es gilt für die Richtung k :

$$F_{Err_k}(t) = -\iint_{S_o} p_{inst} n_k dS = -i\omega \rho e^{-i\omega t} \iint_{S_o} (\varphi_o + \varphi_7) n_k dS \quad k = 1, 2, \dots, 6 \quad (19)$$

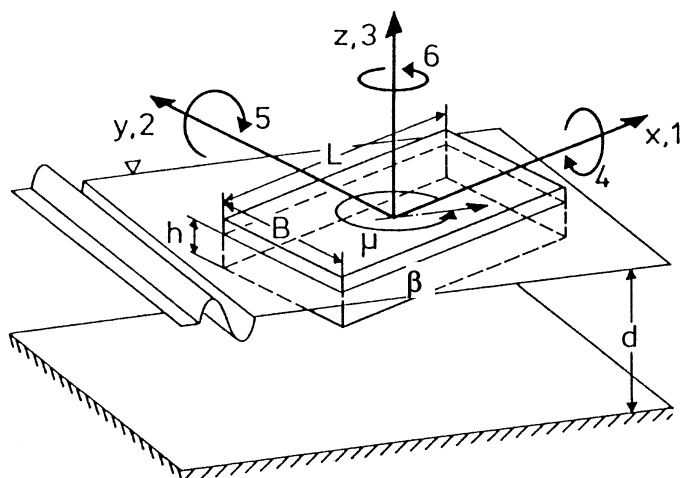


Abb. II.1.5-2: Schwimmkörper mit 3 translatorischen und 3 rotatorischen Freiheitsgraden
Definition Wellenanlaufwinkel β

Nach den hier vereinbarten Bezeichnungen (Abb. II.1.5-2) sind F_1, F_2, F_3 Kräfte und F_4, F_5, F_6 Momente. Die hydrodynamischen Reaktionskräfte bzw. –momente bei der beschleunigten Bewegung des Körpers lassen sich mit Hilfe der Potentiale $\varphi_j (j = 1, 2, \dots, 6)$ der erzwungenen Oszillation in ursprünglich glattem Wasser ermitteln.

Es gilt für die Richtung k:

$$F_{R_{hk}}(t) = -i\omega \rho e^{-i\omega t} \sum_{j=1}^6 \dot{s}_{j_0} \iint_{S_o} \varphi_j n_k dS \quad (20)$$

Führt man nun die Definition

$$-\rho \iint_{S_o} \varphi_j n_k dS = a_{kj} + \frac{i}{\omega} b_{kj}$$

ein, d.h. definiert man die Größen a_{kj} und b_{kj} wie folgt

$$a_{kj} = -\rho \operatorname{Re} \left[\iint_{S_o} \varphi_j n_k dS \right] \quad (21.1)$$

$$b_{kj} = -\omega \rho \operatorname{Im} \left[\iint_{S_o} \varphi_j n_k dS \right] \quad (21.2)$$

und berücksichtigt man die Gleichung 9, dann lässt sich Gleichung 20 in der Form

$$F_{RhK}(t) = - \sum_{j=1}^6 (a_{kj} \ddot{s}_j + b_{kj} \dot{s}_j) \quad (22)$$

schreiben.

Die Größen a_{kj} und b_{kj} sind die hydrodynamischen Massen bzw. Trägheitsmomente und die Koeffizienten der Potenzialdämpfung. Da die Potentiale φ_j des Abstrahlungsproblems, bedingt durch die Randbedingung an der Meeresoberfläche, Gl. (12), frequenzabhängig sind, ergeben sich aus den Glg. (21.1) und (21.2) ebenfalls frequenzabhängige hydrodynamische Parameter a_{kj} und b_{kj} .

Es gilt

$$a_{kj} = a_{jk}, \quad b_{kj} = b_{jk} \quad (23)$$

Hierbei sind a_{kj} bzw. b_{kj} die hydrodynamische Masse bzw. der Dämpfungskoeffizient in Richtung k infolge der Bewegung in Richtung j.

II.1.5.2.1.2 Mehrkörpersystem in der harmonischen Elementarwelle

Grundlage der hydrodynamischen Analyse ist die Betrachtung eines Systems von N beliebig angeordneten Körpern unter der Wirkung einer harmonischen Elementarwelle.

Die Flüssigkeit ist nur in der Tiefe begrenzt und wird als reibungsfrei, homogen und inkompressibel angenommen. Es wird ein ortsfestes kartesisches Koordinatensystem (x, y, z) mit Ursprung in der Stillwasserlinie definiert, (Abb. II.1.5-3).

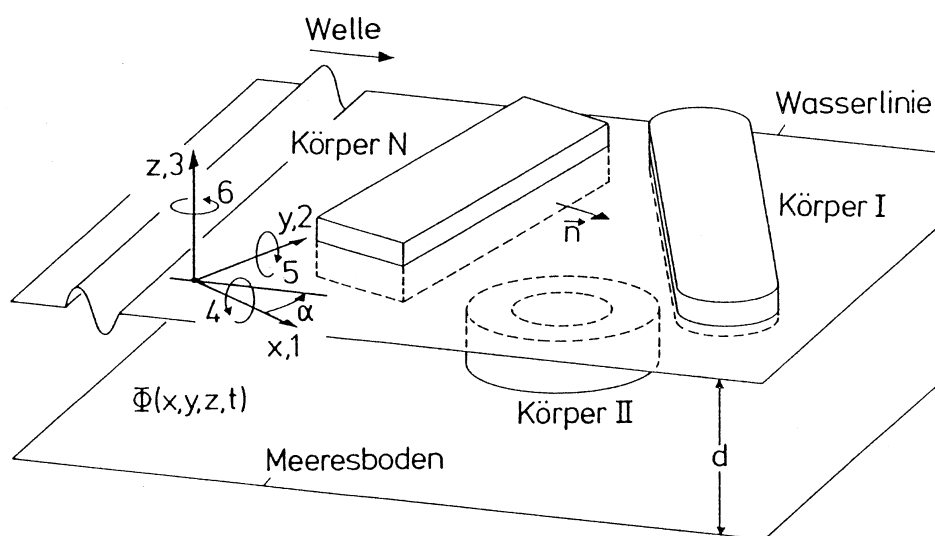


Abb. II.1.5-3: Mehrkörpersystem

Es wird weiterhin angenommen, dass sowohl die Amplitude der erregenden Welle als auch die der Antwort (Bewegungen der einzelnen Körper) klein im Vergleich zur Wellenlänge sind, das heißt, es wird das linearisierte Randwertproblem untersucht.

Das komplexe Geschwindigkeitspotenzial des durch die Präsenz des Mehrkörpersystems in der Welle entstehenden Strömungsfeldes lässt sich allgemein in der Form

$$\begin{aligned} \phi(x, y, z, t) &= \varphi(x, y, z) e^{-i\omega t} \\ &= \left\{ \varphi_0(x, y, z) + \varphi_7(x, y, z) + \sum_{K=I}^N \sum_{j=1}^6 \varphi_j^K(x, y, z) \dot{s}_{j_0}^K \right\} e^{-i\omega t} \end{aligned} \quad (24)$$

ausdrücken, wobei φ ... der stationäre Teil des Potenzials, φ_0 das Potenzial der ungestörten Elementarwelle und φ_7 das Diffraktionspotenzial für die in der Welle festgehaltenen Körper ist.

φ_j^K ($j = 1, 2, \dots, 6$; $K = I, II, \dots, N$) ist das Abstrahlungspotenzial, das aus der erzwungenen Schwingung des Körpers K in Richtung j in ursprünglich glattem Wasser entsteht, wobei alle anderen Körper als festgehalten betrachtet werden; $\dot{s}_{j_0}^K$ ist die komplexe Geschwindigkeitsamplitude des Körpers K in Richtung j .

Die Erregungskräfte und -momente erhält man aus der Lösung des Diffraktionsproblems, das definiert wird durch das Geschwindigkeitspotenzial

$$\phi = \phi_0 + \phi_7 \quad (25)$$

Die hydrodynamischen Parameter (hydrodynamische Masse und Dämpfung) werden aus der Berechnung der hydrodynamischen Reaktionskräfte des Abstrahlungsproblems ermittelt.

Die Geschwindigkeitspotenziale ϕ_j bzw. φ_j ($j = 0, 1, \dots, 6, 7$) müssen der Laplace-Gleichung, Gl. (10), im gesamten Flüssigkeitsbereich genügen und sowohl die linearisierte Randbedingung an der Meeresoberfläche, Gl. (11), als auch die kinematische Randbedingung am Meeresboden, Gl. (12), erfüllen.

Die kinematischen Randbedingungen an der benetzten Körperoberfläche S_L eines jeden Körpers L lauten:

$$\left. \frac{\partial(\varphi_0 + \varphi_7)}{\partial n} \right|_{S_L} = 0 \quad \text{für } L = I, II, \dots, N \quad (26.1)$$

$$\left. \frac{\partial \varphi_j^K}{\partial n} \right|_{S_L} = n_j \quad \text{für } K = L; \quad j = 1, \dots, 6 \quad (26.2)$$

$$\left. \frac{\partial \varphi_j^K}{\partial n} \right|_{S_L} = 0 \quad \text{für } K \neq L; \quad j = 1, \dots, 6 \quad (26.3)$$

erfüllen, wobei \vec{n} der Flächennormalenvektor ist, mit

$$\begin{aligned} n_1 &= \cos(n, x); & n_2 &= \cos(n, y); & n_3 &= \cos(n, z); \\ n_4 &= y n_3 - z n_2; & n_5 &= z n_1 - x n_3; & n_6 &= x n_2 - y n_1 \end{aligned} \quad (27)$$

Weiterhin müssen die Geschwindigkeitspotenziale $\varphi_1, \dots, \varphi_6, \varphi_7$ die Abstrahlbedingung erfüllen, die in Form der Sommerfeld'schen allgemeinen Abstrahlbedingung, Gl. (13), angewendet wird.

II.1.5.2.2 Eingesetztes Verfahren zur Lösung der Randwertprobleme (Integralgleichungsmethode)

Die Integralgleichungsmethode beruht auf dem Prinzip der Darstellung der Umströmung von festen Körpern durch eine geeignet zu wählende Verteilung pulsierender Singularitäten. Die gesuchten Potenziale $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_6, \varphi_7$ des Abstrahlungs- und des Diffraktionsproblems lassen sich für den dreidimensionalen Fall in der Form

$$\varphi_j(x, y, z) = \frac{1}{4\pi} \iint_{S_o} Q_j(\xi, \eta, \zeta) G(x, y, z, \xi, \eta, \zeta) dS \quad (28)$$

schreiben, wobei die Green'sche (oder Einfluss-) Funktion $G(x, y, z, \xi, \eta, \zeta)$ als das Potenzial einer im Punkt (ξ, η, ζ) der Körperoberfläche S_o pulsierenden Einheitsquelle und $Q(\xi, \eta, \zeta)$ als die Singularitätendichte an der betrachteten Stelle (ξ, η, ζ) aufzufassen ist, Abb. II.1.5-4.

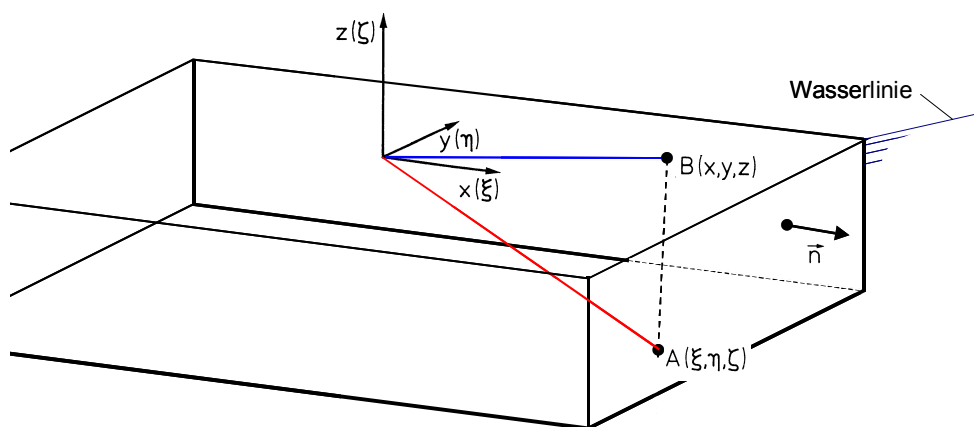


Abb. II.1.5-4: Integralgleichungsmethode. Bezeichnungen
 (Beispiel: kastenförmiger Schwimmkörper)

Mit Gl. (28) erreicht man die quellenmäßige Darstellung der Potenziale φ_j . Unbekannte des Problems ist nun die Singularitäten-Dichte $Q(\xi, \eta, \zeta)$.

Als Green'sche Funktion wird meist das von Wehausen und Laitone formulierte komplexe Geschwindigkeitspotenzial der in einer durch freie Oberfläche und Boden horizontal begrenzten Flüssigkeit pulsierenden Einheitsquelle verwendet. Da dieses Potenzial die Randbedingungen an der Meeresoberfläche und am Meeresboden sowie die Abstrahlbedingung erfüllt, liefert die Forderung nach Erfüllung der verbleibenden kinematischen Randbedingung an der Körperkontur die Bestimmungsgleichung für die gesuchte Singularitäten-Dichte $Q(\xi, \eta, \zeta)$.

Das Potenzial der im Punkt (ξ, η, ζ) pulsierenden Einheitsquelle lautet nach Wehausen und Laitone:

$$G(x, y, z, \xi, \eta, \zeta) = \frac{1}{R} + \frac{1}{R'} + 2 \text{HW} \int_0^{\infty} \frac{(\mu + \nu) e^{-\mu d} \cosh[\mu(\zeta + d)] \cosh[\mu(z + d)]}{\mu \sinh(\mu d) - \nu \cosh(\mu d)} J_0(\mu r) d\mu - i \frac{2\pi (k^2 - \nu^2) \cosh[k(\zeta + d)] \cosh[k(z + d)]}{k^2 d^2 - \nu^2 d + \nu} J_0(kr) \quad (29)$$

wobei

$$R = \sqrt{(x - \xi)^2 + (y - \eta)^2 + (z - \zeta)^2} \quad (30.1)$$

$$R' = \sqrt{(x - \xi)^2 + (y - \eta)^2 + (z + 2d + \zeta)^2} \quad (30.2)$$

$$r = \sqrt{(x - \xi)^2 + (y - \eta)^2} \quad (30.3)$$

$$\nu = \frac{\omega^2}{g} = k \cdot \tanh(kd) \quad (30.4)$$

und HW $\int_0^{\infty} \dots$ der Cauchy'sche Hauptwert des uneigentlichen Integrals sind.

Anstelle des Ansatzes der Gl. (29) wird hier die von John entwickelte Reihendarstellung der Green'schen Funktion verwendet:

$$G(x, y, z, \xi, \eta, \zeta) = \frac{2\pi (\nu^2 - k^2)}{k^2 d - \nu^2 d + \nu} \cosh[k(z + d)] \cosh[k(\zeta + d)] [Y_0(kr) - iJ_0(kr)] + 4 \sum_{\alpha} \frac{\alpha^2 + \nu^2}{\alpha^2 d + \nu^2 d - \nu} \cos[\alpha(z + d)] \cos[\alpha(\zeta + d)] K_0(\alpha r) \quad (31)$$

Wobei J_0 und Y_0 die Besselfunktion 0.ter Ordnung und 1. bzw. 2. Art, K_0 die modifizierte Besselfunktion 0.ter Ordnung und 2. Art und α die reellen positiven Wurzeln der Gleichung

$$\alpha \tan(\alpha d) + \nu = 0 \quad \text{bzw.} \quad \alpha \tan(\alpha d) + \frac{\omega^2}{g} = 0 \quad (32)$$

sind.

Die transzendente Gleichung Gl. (32) hat eine imaginäre und unendlich viele reelle Wurzeln. Die imaginäre Wurzel ist $\alpha = -ik$. Die Einführung dieses Wertes in Gl. (32) führt zu der Dispersionsgleichung (4). Die positiven reellen Wurzeln der Gl. (32) lassen sich in guter Näherung nach der Formel

$$\alpha_p = \frac{p\pi}{d} - \frac{\omega^2}{g} \frac{1}{p\pi} \quad p = 1, 2, \dots \quad (33)$$

errechnen.

Numerisch ist der Ansatz der Gl. (31) der bequemere, er kann allerdings für $r \rightarrow 0$ nicht benutzt werden, da $\lim_{r \rightarrow \infty} K_o(\alpha r) = 0$ ist.

Aus Gl. (28) erhält man nach einem Satz der Potenzialtheorie:

$$\frac{\partial \varphi_j}{\partial n} = -\frac{1}{2} Q(x, y, z) + \frac{1}{4\pi} \iint_{S_o} Q(\xi, \eta, \zeta) \frac{\partial G(x, y, z, \xi, \eta, \zeta)}{\partial n} dS \quad (34)$$

und damit folgt für die kinematischen Randbedingungen des Diffraktions- und des Abstrahlungsproblems, vergleiche Glg. (15) und (16):

$$-\frac{1}{2} Q(x, y, z) + \frac{1}{4\pi} \iint_{S_o} Q(\xi, \eta, \zeta) \frac{\partial G(x, y, z, \xi, \eta, \zeta)}{\partial n} dS = \begin{cases} \frac{\partial \varphi_o}{\partial n} & j = 7 \\ n_j & j = 1, \dots, 6 \end{cases} \quad (35)$$

Mit Gl. (35) liegt eine Fredholm'sche Integralgleichung 2. Art zur Bestimmung der gesuchten Singularitäten-Dichte $Q(\xi, \eta, \zeta)$ vor. Eine geschlossene Lösung dieser Integralgleichung ist nicht möglich, da der Kern $\partial G / \partial n$ sehr komplex ist.

Zur numerischen Behandlung der Integralgleichung unterteilt man die benetzte Oberfläche in eine finite Anzahl von Elementen, in deren Schwerpunkte Singularitäten gelegt werden. Auf diese Weise wird die Integralgleichung, Gl. (35), in ein lineares Gleichungssystem der Form

$$\begin{aligned} -Q_{jm} + a_{mn} Q_{jn} &= 2h_{jm} & m, n &= 1, 2, \dots, N \\ j &= 1, 2, \dots, 6 \end{aligned} \quad (36)$$

überführt, wobei

$$a_{mn} = \frac{1}{2\pi} \iint_{\Delta S_n} \frac{\partial G(x_m, y_m, z_m, \xi_n, \eta_n, \zeta_n)}{\partial n} dS \quad (37.1)$$

$$h_{jm} = \begin{cases} -\frac{\partial \varphi_o}{\partial n} \Big|_{\Delta S_m} & j = 7 \\ n_j \Big|_{\Delta S_m} & j = 1, \dots, 6 \end{cases} \quad (37.2)$$

und x_m, y_m, z_m die Schwerpunktlage des Elements m ist. Der Term a_{mn} beschreibt die Geschwindigkeit im Schwerpunkt des m -ten Elements senkrecht zur Oberfläche, die durch eine über das n -te Element gleichmäßig verteilte Einheitsquelle induziert wird.

Sind die Matrizen a_{mn} und h_{jm} bekannt, dann erhält man aus Gleichung (28) das Potenzial

$$\varphi_{jm} = \beta_{mn} Q_{jn} \quad (38)$$

mit

$$\beta_{mn} = \frac{1}{4\pi} \iint_{\Delta S_m} \frac{G(x_m, y_m, z_m, \xi_n, \eta_n, \zeta_n)}{\partial n} dS \quad (39)$$

Bei der Durchführung der numerischen Operationen kommt der schnellen und genauen Berechnung der Funktionen G und $\partial G / \partial n$ eine besondere Bedeutung zu, in erster Linie im Zusammenhang mit den Grenzwertbetrachtungen im Bereich benachbarter Elemente, da für $R \rightarrow 0$ beide Funktionen singulär werden.

Die hier beschriebene Integralgleichungsmethode wurde zu einem Verfahren für beliebige Mehrkörpersysteme erweitert, um beispielsweise die hydrodynamischen Wechselwirkungen zwischen dem schwimmenden Offshore-Installationsgerät und der im Absenkvorgang befindlichen Gründungsstruktur zu beschreiben.

II.1.5.2.3 Bewegungsgleichungen

II.1.5.2.3.1 Einzelkörper

Die Bewegungsgleichungen beschreiben das dynamische Gleichgewicht zwischen Trägheits-, hydrodynamischen Reaktions-, Rückstell- und Erregungskräften. Man erhält für den allgemeinen Fall folgendes System von sechs gekoppelten Differenzialgleichungen der Bewegung:

$$\sum_{j=1}^6 (m_{kj} + a_{kj}) \ddot{s}_j + b_{kj} \dot{s}_j + c_{kj} s_j = F_{Err_k}(t) \quad (40)$$

wobei m_{kj} ($= m_{jk}$) das Element der generalisierten Massenmatrix und c_{kj} ($= c_{jk}$) der Koeffizient der Rückstellkraft in Richtung k infolge der Bewegung in Richtung j ist. Die Besetzung der nichtdiagonalen Elemente der (6 x 6)-Matrizen ist von der Geometrie des Körpers (symmetrischer oder asymmetrischer Aufbau) und der Wahl des Koordinatensystems abhängig. Dabei treten sowohl gyroskopische als auch hydrodynamische und hydrostatische Kopplungen auf.

Legt man ein rechtwinkliges Koordinatensystem mit Ursprung in der Stillwasserlinie zugrunde (Abb. II.1.5-2), dessen Achse durch den Schwerpunkt des Körpers (0, 0, z_G) geht, so ergibt sich für einen bezogen auf die x-z-Ebene symmetrischen Körper folgender Aufbau der Matrizen:

$$[m_{kj}] = \begin{bmatrix} m & 0 & 0 & 0 & mz_c & 0 \\ 0 & m & 0 & -mz_c & 0 & 0 \\ 0 & 0 & m & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -mz_c & 0 & J_{44} & 0 & -J_{46} \\ -mz_c & 0 & 0 & 0 & J_{55} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -J_{64} & 0 & J_{66} \end{bmatrix} \quad (41)$$

mit m der Masse der Struktur, J_{jj} den Trägheitsmomenten und $J_{46} = J_{64}$ dem Zentrifugalmoment.

Die Matrix der hydrodynamischen Massen hat den Aufbau:

$$[a_{kj}] = \begin{bmatrix} a_{11} & 0 & a_{13} & 0 & a_{15} & 0 \\ 0 & a_{22} & 0 & a_{24} & 0 & a_{26} \\ a_{31} & 0 & a_{33} & 0 & a_{35} & 0 \\ 0 & a_{42} & 0 & a_{44} & 0 & a_{46} \\ a_{51} & 0 & a_{53} & 0 & a_{55} & 0 \\ 0 & a_{61} & 0 & a_{64} & 0 & a_{66} \end{bmatrix} \quad (42)$$

Die Matrix b_{kj} hat einen der a_{kj} analogen Aufbau.

Bei einem freischwimmenden Körper sind die Rückstellkoeffizienten c_{33} , $c_{35} = c_{53}$, c_{44} , c_{55} vorhanden:

$$c_{33} = \rho g A_{WL} \quad (43.1)$$

$$c_{35} = c_{53} = \rho g A_{WL} x_{WL} \quad (43.2)$$

$$c_{44} = \rho g [I_{WL44} + V (z_B - z_G)] \quad (43.3)$$

$$c_{55} = \rho g [I_{WL55} + V (z_B - z_G)] \quad (43.4)$$

Hierbei sind A_{WL} die Wasserlinienflächen, x_{WL} die x-Koordinate des Schwerpunkts der Wasserlinienfläche, I_{WL44} und I_{WL55} die Trägheitsmomente der Wasserlinienflächen, z_B die z-Koordinate des Auftriebsschwerpunktes und z_G die z-Koordinate des Gewichtsschwerpunktes.

Zusätzlich zu den hydrostatischen Rückstellkräften können die aus einer Verankerung stammenden Rückstellkräfte, soweit man sie als linear betrachten kann, in den linearen Bewegungsgleichungen berücksichtigt werden. Die Lösung des Systems der Bewegungsgleichungen, Gl. (40), im Frequenzbereich führt zu den Übertragungsfunktionen und Phasenfrequenzgängen der Bewegungskomponenten s_j .

II.1.5.2.3.2 Mehrkörpersystem

Betrachtet wird ein System von N beliebig gekoppelten Körpern. Dabei werden sowohl kinematische als auch Federn und Dämpfungselemente zwischen den einzelnen Körpern sowie zwischen den Körpern und dem Meeresboden berücksichtigt.

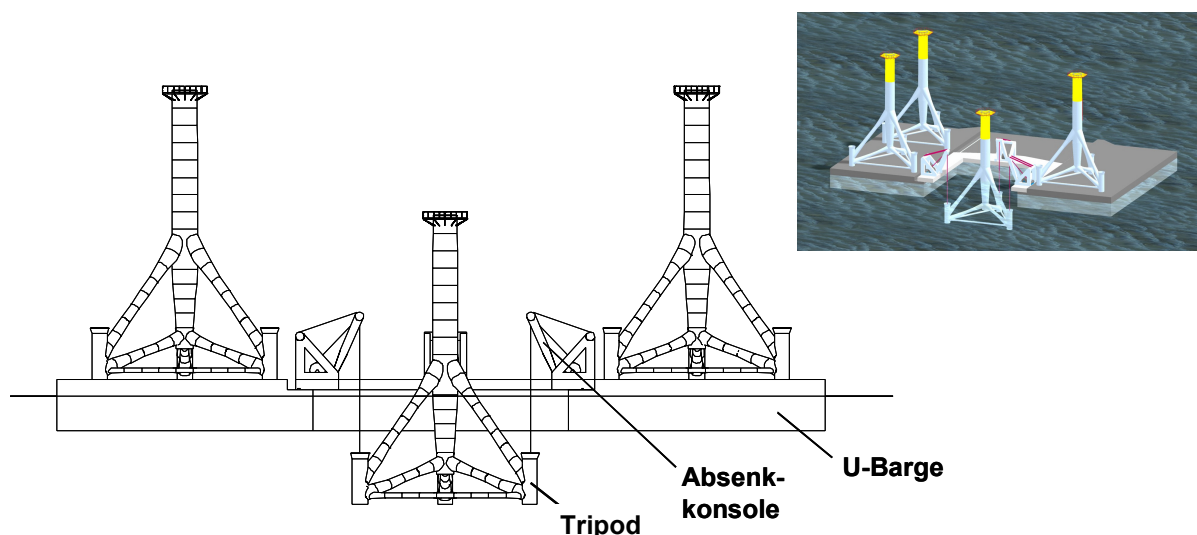


Abb. II.1.5-5: Beispiel für Mehrkörpersystem, gebildet aus U-Barge, Tripod-Gründungsstruktur und 3 Absenk-konsolen (siehe auch Kap. II.1.5.7)

Das Gleichgewicht der dynamischen Kräfte, die auf den Körper K , ($K = I, II, \dots, N$), innerhalb des Gesamtsystems wirken, kann in der Form

$$\{F_M^K\} + \{F_R^K\} + \{F_H^K\} + \{F_{C_{kin}}^K\} + \{F_{C_{el}}^K\} + \{F_{C_{damp}}^K\} + \{F_W^K\} = 0 \quad (44)$$

aufgestellt werden, wobei F_M die Trägheitskraft, F_R die Summe der hydrodynamischen Reaktionskräfte und F_H die hydrostatische Rückstellkraft ist; $F_{C_{kin}}$, $F_{C_{el}}$ und $F_{C_{damp}}$ sind die am Körper K angreifenden Koppelkräfte in den kinematischen Kopplungselementen sowie in den Feder- und Dämpfungselementen; F_W ist die Erregungskraft.

Die auf den Körper K induzierte Erregungskraft j ergibt sich wie folgt:

$$F_{W_j}^K(t) = i\omega\rho \iint_{S_K} (\varphi_0 + \varphi_j) n_j dS e^{-i\omega t} \quad (45)$$

Die hydrodynamische Reaktionskraft auf den Körper K in Richtung j infolge der Bewegung des Körpers L in Richtung l , wobei alle anderen Körper als festgehalten betrachtet werden, lautet:

$$F_{R_{j,l}}^{KL}(t) = -i\omega\rho \dot{s}_{l_o}^L \iint_{S_K} \varphi_l^L n_j dS e^{-i\omega t} \quad (46)$$

Mit der Einführung der Definition

$$-\rho \iint_{S_K} \varphi_l^L n_j dS = a_{jl}^{KL} + \frac{i}{\omega} b_{jl}^{KL}$$

ergeben sich die hydrodynamischen Massen und Dämpfungen zu:

$$a_{jl}^{KL} = -\rho \operatorname{Re} \left\{ \iint_{S_K} \varphi_l^L n_j dS \right\} \quad (47.1)$$

$$b_{jl}^{KL} = -\omega\rho \operatorname{Im} \left\{ \iint_{S_K} \varphi_l^L n_j dS \right\} \quad (47.2)$$

Es kann gezeigt werden, dass die folgenden Reziprozitätsbedingungen erfüllt werden:

$$a_{jl}^{KL} = a_{lj}^{LK} ; \quad b_{jl}^{KL} = b_{lj}^{LK} \quad (48)$$

Unter Berücksichtigung der Beziehungen

$$s_l^L = s_{l_o}^L e^{-i\omega t}; \quad \dot{s}_{l_o}^L = -i\omega s_{l_o}^L; \quad \ddot{s}_{l_o}^L = -\omega^2 s_{l_o}^L$$

lässt sich die hydrodynamische Reaktionskraft in der Form

$$F_{R_{j,l}}^{KL}(t) = -(a_{jl}^{KL} \ddot{s}_l^L + b_{jl}^{KL} \dot{s}_l^L) \quad (49)$$

darstellen.

Für die hydrodynamischen Reaktionskräfte, die Trägheitskräfte und die hydrostatischen Kräfte gelten die folgenden Beziehungen:

$$\{F_R^K\} = -\sum_{L=1}^N ([A^{KL}]\{\ddot{s}^L\} + [B^{KL}]\{\dot{s}^L\}) \quad (50.1)$$

$$\{F_M^K\} = -[M^{KK}]\{\ddot{s}^K\} \quad (50.2)$$

$$\{F_H^K\} = -[C_H^{KK}]\{s^K\} \quad (50.3)$$

Bei der Aufstellung des Gleichgewichts der Reaktionskräfte in den einzelnen Feder-, Dämpfungs- und kinematischen Kopplungselementen zwischen den Körpern K und L wird jeweils ein geeignetes lokales Koordinatensystem $(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})$ in jedem der beiden Körper definiert, Abb. II.1.5-6.

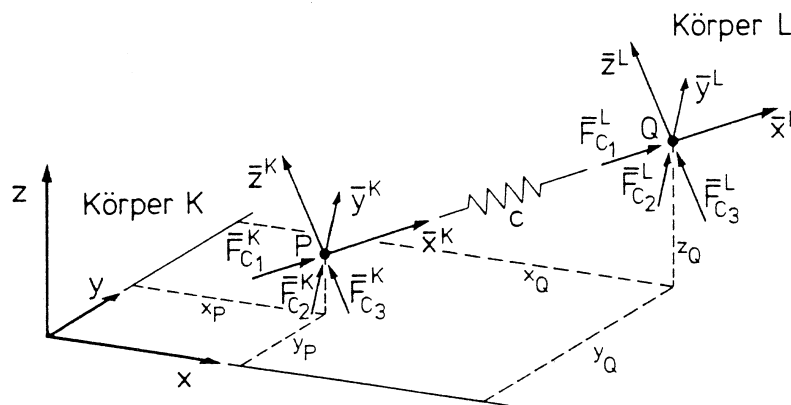


Abb. II.1.5-6: Koordinatensysteme mit Bezeichnungen für Feder- und Dämpfungselemente

Im Falle der Kopplung mit einem Feder- und / oder Dämpfungselement werden die Ursprünge der beiden lokalen Koordinatensysteme $(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})^K$ und $(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})^L$ in die entsprechenden Befestigungspunkte P (Körper P) und Q (Körper L) gelegt.

Im Falle der kinematischen Kopplung, beispielsweise in Form eines Kardangelenkes, eines Drehgelenkes oder einer Kulissenführung, haben die beiden lokalen Koordinatensysteme den selben Ursprung im Kopplungspunkt bzw. in der Kopplungsachse, Abb. II.1.5-7.

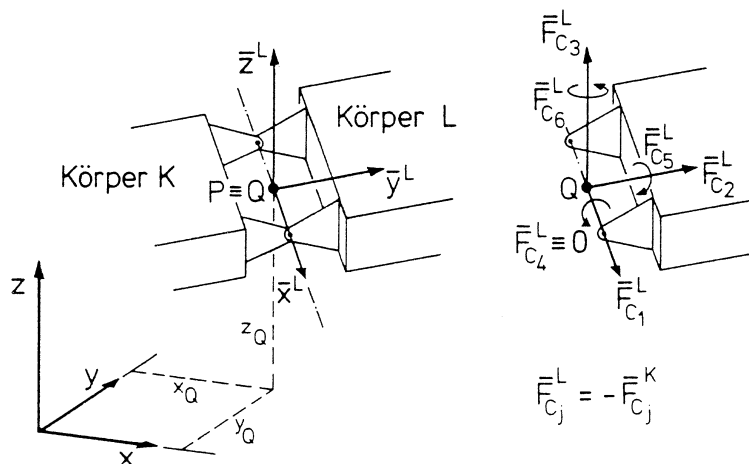


Abb. II.1.5-7: Koordinatensysteme und Bezeichnungen für kinematische Kopplungen am Beispiel eines Scharniergelenkes

Die Hauptachse P-Q des Feder- oder Dämpfungselementes bzw. die Drehachsen oder Translationsachsen der kinematischen Kopplung bestimmen die Lage der Achsen der lokalen Koordinatensysteme.

Das Gleichgewicht der Reaktionskräfte F_C zwischen den Körpern K und L im lokalen Koordinatensystem $(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})^K$ lautet

$$\bar{F}_{C_{Pj}}^K \equiv -\bar{F}_{C_{Qj}}^L \quad (51)$$

Bei elastischer Kopplung ist Gl. (51) gültig für $j=1$ (\bar{x} -Achse der Feder, Federsteifigkeit) und für $j=2,3$ (geometrische Steifigkeit der Feder infolge ihrer Vorspannung); bei Kopplung mit einem Dämpfungselement ist die Gl. (51) gültig für $j=1$ (\bar{x} -Achse des Dämpfungselementes). Im Fall der kinematischen Kopplung sind alle Freiheitsgrade, für die eine Kopplung existiert, in der Gleichung enthalten.

Für die Freiheitsgrade j^* , in denen keine Kopplung vorliegt, gilt die Beziehung

$$\bar{F}_{C_{Pj^*}}^K \equiv \bar{F}_{C_{Qj^*}}^L \equiv 0 \quad (52)$$

Die Transformation der Koppelkräfte \bar{F}_C vom jeweiligen lokalen in das globale Koordinatensystem, welches für die Formulierung der Gl. (44) benutzt wurde, kann mit Hilfe der folgenden Beziehung durchgeführt werden:

$$\{F_C^K\} = [T_P][R_{PQ}] \{\bar{F}_{C_P}^K\} = [U_P] \{\bar{F}_{C_P}^K\} \quad (53)$$

Die Matrix

$$[R_{PQ}] = \begin{bmatrix} [R_{PQ}^*] & [0] \\ [0] & [R_{PQ}^*] \end{bmatrix} \quad (54)$$

mit

$$[R_{PQ}^*] = \begin{bmatrix} \cos(\bar{x}, x) & \cos(\bar{y}, x) & \cos(\bar{z}, x) \\ \cos(\bar{x}, y) & \cos(\bar{y}, y) & \cos(\bar{z}, y) \\ \cos(\bar{x}, z) & \cos(\bar{y}, z) & \cos(\bar{z}, z) \end{bmatrix} \quad (55)$$

beschreibt die Drehung des lokalen Koordinatensystems relativ zum globalen System, wobei $\cos(\bar{\alpha}, \beta)$ der Richtungskosinus zwischen der jeweiligen Achse des lokalen Koordinatensystems $(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})$ in den Punkten P bzw. Q und der Achse des globalen Koordinatensystems (x, y, z) ist.

Die Matrix

$$[T_P] = \begin{bmatrix} [E] & [0] \\ [T_P^*] & [E] \end{bmatrix} \quad (56)$$

mit der Einheitsmatrix $[E]$ und

$$[T_P^*] = \begin{bmatrix} 0 & -z_P & y_P \\ z_P & 0 & -x_P \\ -y_P & x_P & 0 \end{bmatrix}$$

(x_P, y_P, z_P) : globale Koordinaten des Punktes P)

definiert die Lage des lokalen Koordinatensystems im globalen System.

Die Bewegung \bar{s}_P^K des Körpers K im lokalen Koordinatensystem am Punkt P erhält man aus der Transformation

$$\left\{ \bar{s}_P^K \right\} = [U_P]^T \left\{ s^K \right\} \quad (57)$$

wobei $\left\{ s^K \right\}$ die Bewegung im globalen Koordinatensystem

und $[U_P]^T$ die Transportierte von $[U_P] = [T_P][R_P]$ ist.

Bei der Kopplung mit einem Federelement, wie in Abb. II.1.5-6 definiert, ergibt sich zwischen den Reaktionskräften und den Bewegungen, bezogen auf die lokalen Koordinatensysteme in den jeweiligen Befestigungspunkten, die Beziehung

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{F}_{CP_{el}}^K \\ \bar{F}_{CQ_{el}}^L \end{array} \right\}_m = - \begin{bmatrix} [C] & [-C] \\ [-C] & [C] \end{bmatrix}_m \left\{ \begin{array}{l} \bar{s}_P^K \\ \bar{s}_Q^L \end{array} \right\} \quad (58)$$

mit der 6 x 6 Matrix $[C] = c_{ij}$, wobei

$$\begin{array}{ll} c_{11} = c & c: \text{Steifigkeit der Feder} \\ c_{22} = c_{33} = F_v / L & F_v: \text{statische Vorspannung der Feder} \\ & L: \text{Abstand zwischen den Befestigungspunkten} \\ c_{ij} = 0 & \text{für alle anderen Elemente der Matrix ist.} \end{array}$$

Unter Benutzung der Glg. (53) und (57) kann der Zusammenhang zwischen Federkräften und Bewegungen im globalen Koordinatensystem in der Form

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{C_{el}}^K \\ F_{C_{el}}^L \end{array} \right\}_m = - \begin{bmatrix} [U_P] \\ [U_Q] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [C] & [-C] \\ [-C] & [C] \end{bmatrix}_m \begin{bmatrix} [U_P]^T \\ [U_Q]^T \end{bmatrix} \left\{ \begin{array}{l} s^K \\ s^L \end{array} \right\} = - \begin{bmatrix} [C_{PP_{el}}] & [C_{PQ_{el}}] \\ [C_{QP_{el}}] & [C_{QQ_{el}}] \end{bmatrix}_m \left\{ \begin{array}{l} s^K \\ s^L \end{array} \right\} \quad (59)$$

dargestellt werden.

Für die Kopplung mit einem Dämpfungselement m werden die entsprechenden Beziehungen zwischen den Dämpfungskräften und den Geschwindigkeiten der Körper K und L für das globale Koordinatensystem in analoger Weise abgeleitet:

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{C_{damp}}^K \\ F_{C_{damp}}^L \end{array} \right\}_m = - \begin{bmatrix} [B_{PP_{damp}}] & [B_{PQ_{damp}}] \\ [B_{QP_{damp}}] & [B_{QQ_{damp}}] \end{bmatrix}_m \left\{ \begin{array}{l} \dot{s}^K \\ \dot{s}^L \end{array} \right\} \quad (60)$$

Im Falle einer kinematischen Kopplung m können die Koppelkräfte im Punkt P (Körper K) $\equiv Q$ (Körper L) mit der Beziehung

$$\begin{Bmatrix} \{F_{C_{kin}}^K\} \\ \{F_{C_{kin}}^L\} \\ \{0\} \end{Bmatrix}_m = \begin{bmatrix} [\hat{U}_P] \\ [-\hat{U}_Q] \\ [\hat{E}] \end{bmatrix}_m \{ \bar{F}_{CP_{kin}}^K \}_m \quad (61)$$

in das globale Koordinatensystem transformiert werden, wobei $[\hat{U}_P] \equiv [\hat{U}_Q]$ eine Matrix ist, welche man aus der Matrix $[U_P]$, Gl. (53), erhält, indem man alle Elemente jener Spalten j^* , die den Freiheitsgraden j^* entsprechen, in denen keine Kopplung vorliegt, zu Null setzt.

Die Matrix $[\hat{E}]$ erhält man aus der Einheitsmatrix $[E]$, indem man alle jene Diagonalelemente e_{jj} entsprechend den Freiheitsgraden j , in denen kinematische Kopplung vorliegt, zu Null setzt. Dies ist gleichbedeutend mit der Bedingung, dass keine Reaktionskraft in den ungekoppelten Freiheitsgraden auftritt.

Für die Freiheitsgrade j , in denen eine kinematische Kopplung vorliegt, sind die lokalen Bewegungen der Körper K und L im Kopplungspunkt identisch, d.h.

$$\bar{s}_{P_j}^K \equiv \bar{s}_{Q_j}^L ; \quad P \equiv Q \quad (62)$$

Die lokalen Bewegungen \bar{s}_P^K und \bar{s}_Q^L im Kopplungspunkt können mit Hilfe der Gl. (57) in das globale Koordinatensystem transformiert werden:

$$[[\hat{U}_P]^T \quad [-\hat{U}_Q]^T] \begin{Bmatrix} \{s^K\} \\ \{s^L\} \end{Bmatrix} = \{0\} \quad (63)$$

mit $[\hat{U}_P]^T \equiv [-\hat{U}_Q]^T$ der transponierten Matrix von $[\hat{U}_P] \equiv [-\hat{U}_Q]$.

Für die Freiheitsgrade j^* ohne kinematische Kopplung führt Gl. (63) zu der trivialen Beziehung

$$0 \cdot s_{j^*}^K - 0 \cdot s_{j^*}^L = 0$$

Die Bestimmungsgleichungen für die Bewegungen, die Reaktionskräfte in den Federn und Dämpfungselementen sowie in den Kopplungsgliedern können aus Gl. (44), welche das dynamische Gleichgewicht der Kräfte beschreibt, unter Berücksichtigung der Glg. (51) - (53), (58), (61) und (63) ermittelt werden.

II.1.5.3 Offshore-Schwimmkräne

Offshore-Schwimmkräne mit Hebekapazitäten von 500 t bis zu 14.000 t werden heute primär für Öl- und Gasprojekte sowie für Bergungsarbeiten eingesetzt, siehe Abb. II.1.5-8. Entsprechend der Form des Verdrängungskörpers wird zwischen Kranbargen, Kranschiffen und Kranhalbtauchern unterschieden. Viele der Kranbargen sind mit einem A-Bock ausgerüstet (Hebekapazitäten bis zu 3.200 t), jedoch werden in Asien und dem amerikanischen Kontinent auch eine Reihe von Kranbargen eingesetzt, die über einen Drehkran verfügen. Die heute am Markt verfügbaren Offshore-Kranschiffe und Kranhalbtaucher erfordern wegen ihrer Größe (Verdrängung 50.000 bis 170.000 t), komplexen technischen Ausrüstung und umfangreichen Mindestbesatzung sehr hohe Einsatzkosten, so dass sie schon allein aus Wirtschaftlichkeitserwägungen für Offshore-Windparkprojekte kaum in Frage kommen.



Abb. II.1.5-8: Offshore-Schwimmkräne
A: Sheerleg-Kranbarge (Smit International, Asian Hercules II, 3.200 t)
B: Kranschiff (Seaway Heavy Lifting, Stanislav Judin, 2.500 t)
C: Kranhalbtaucher (Saipem, S 7000, 2 x 7.000 t)

Die im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführten systematischen Untersuchungen haben ergeben, dass die am Markt verfügbaren Offshore-Schwimmkräne unter technischen Gesichtspunkten wegen ihrer Einsatzbegrenzungen im Seegang nur sehr bedingt für die Installation der Gründungsstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen geeignet sind. Dies gilt nicht nur für Kranbargen, sondern auch für Kranschiffe und Kranhalbtaucher.

In Abb. II.1.5-9 sind die Grenzseezustände der verschiedenen Offshore-Schwimmkräne bei der Installation der Gründungsstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen dargestellt. Es wurden Monopile-, Tripod-, Jacket- und Schwerkraft-Gründungsstrukturen mit Gewichten zwischen 500 t und 3.000 t betrachtet. Für diese Berechnungen wurden Schwimmkran, Krangeschirr und Gründungsstruktur als Mehrkörpersystem modelliert.

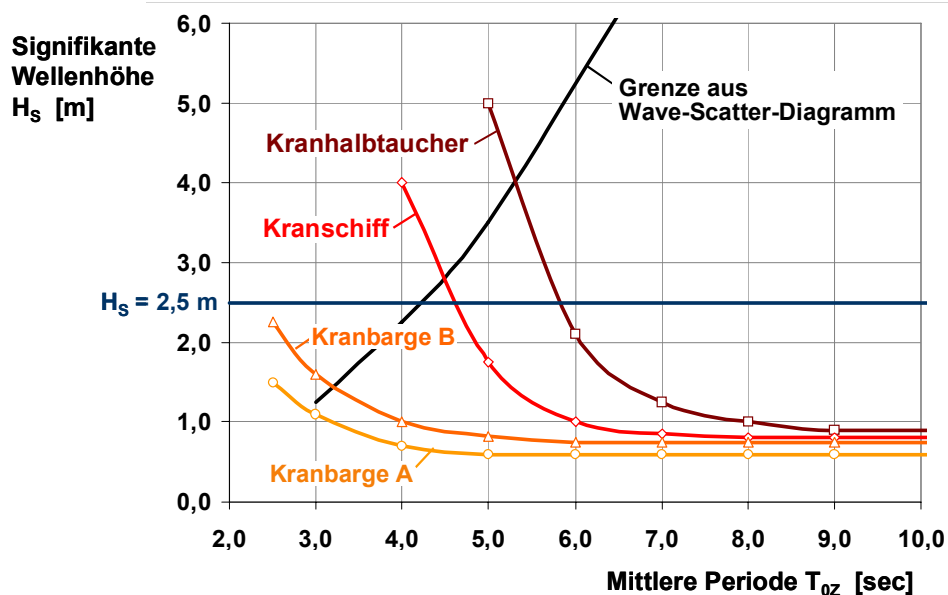


Abb. II.1.5-9: Schwimmkräne: Grenzseezustände für Offshore-Lifts
 Maximale Werte der signifikanten Wellenhöhe H_s als Funktion
 der mittleren Periode T_{0z} der Aufwärtsnullstellen der Seegangsfunktion
 (Kranbarge A: Verdrängung max. 7.000 t; Kranbarge B: Verdrängung max. 28.000 t)

Die Ergebnisse illustrieren die über einen weiten Bereich der mittleren Periode des Seegangs sehr geringen zulässigen signifikanten Wellenhöhen der verschiedenen Schwimmkran-Bauformen. Bei den am Markt verfügbaren Kranbargen liegen die zulässigen Werte der signifikanten Wellenhöhe weitgehend unter 1,0 m (s. a. Abb. II.1.2-2), für die Kranschiffe bzw. Kranhalbtaucher ergeben sich lediglich für mittlere Perioden zwischen 3,0 sec (untere Grenze der Windsee) und 5,0 bzw. 6,0 sec zulässige Werte der signifikanten Wellenhöhe in der Größenordnung von 2,0 m oder darüber.

Für Offshore-Windparkprojekte, bei denen 30 bis 100 Gründungsstrukturen innerhalb einer Saison zu errichten sind, wirken sich diese Einschränkungen beim Einsatz von Schwimmkränen erheblich ungünstiger aus, als bei Offshore-Öl- und Gasprojekten, bei denen eine einzelne bzw. einige wenige Plattformen oder andere Konstruktionen zu installieren sind.

Die seegangsbedingten Einschränkungen von Offshore-Schwimmkränen resultieren aus der systembedingten Anordnung des Kranauslegers mit einem relativ großen horizontalen und vertikalen Abstand des Kranauslegerkopfes zum Momentanpol (momentaner Drehpunkt) des Schwimmkrans. Infolge dieses großen Abstandes resultieren aus den Roll-, Stampf- und Gierbewegungen des Schwimmkrans in der Regel starke Vertikal- und Horizontalbewegungen im Kranauslegerkopf, die den Tauch-, Längs- und Querbewegungen zusätzlich überlagert sind.

Die Bewegungen des Kranauslegerkopfes bewirken wiederum Pendelbewegungen der im Haken befindlichen Last. Die Amplituden und Phasenlagen dieser Pendelbewegungen sowie die auftretenden dynamischen Lasten werden durch die Höhenlage der Last (Pendellänge) sowie das Verhältnis der Massen von Schwimmkran und Last bestimmt.

Neben der Untersuchung der heute am Markt verfügbaren Offshore-Schwimmkräne (Bestandsaufnahme) wurden die Möglichkeiten einer Optimierung verschiedener Schwimmkran-Bauformen untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass sich das Konzept des Schwimmkrans trotz Optimierungen als ungünstig für das hier geforderte Einsatzspektrum erweist, zumindest wenn ein bestimmter Kostenrahmen eingehalten werden muss.

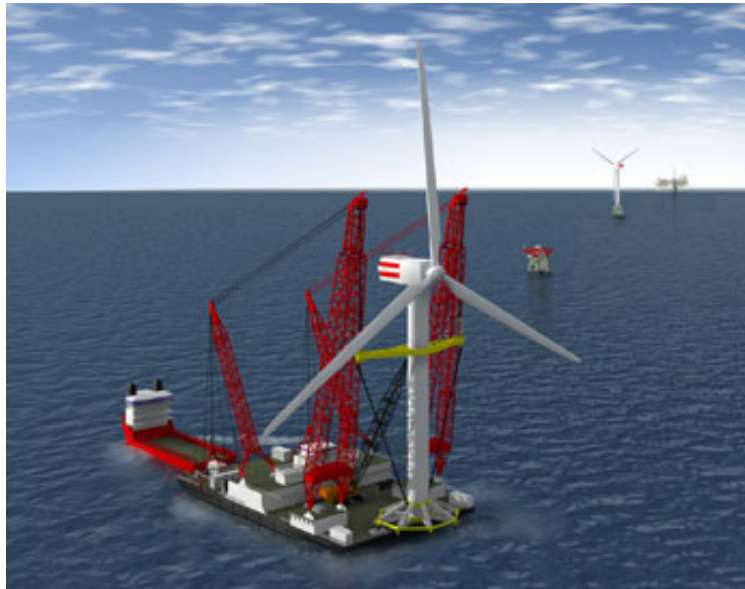


Abb. II.1.5-10: Offshore Kranbarge Rambiz
Konzept für die Offshore-Installation einer Offshore-Windenergieanlage
(Rotor, Gondel, Turm, Übergangsstück Turm/Gründungsstruktur)

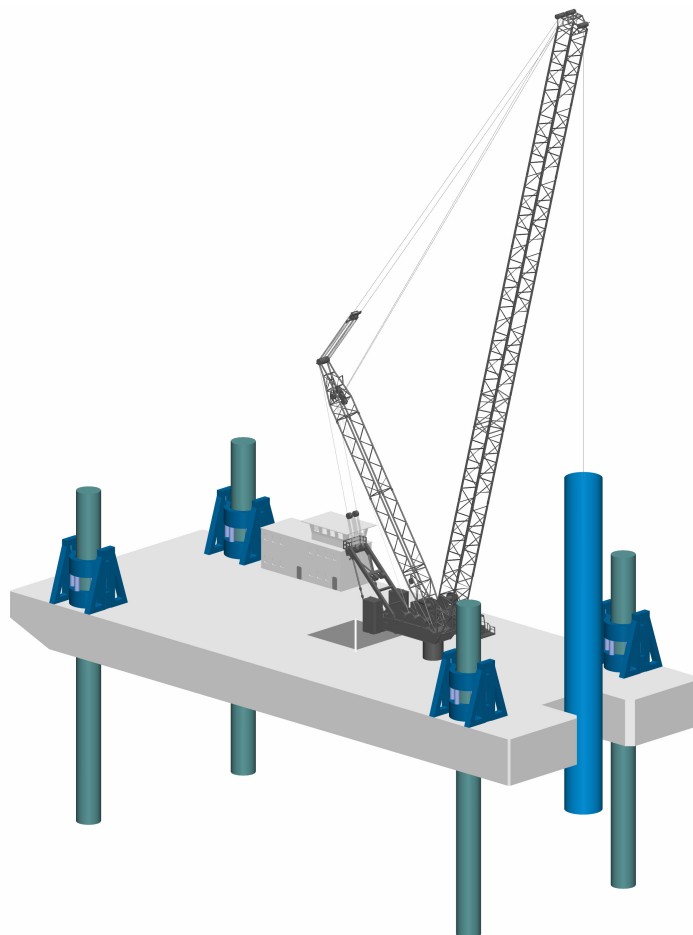
Abb. II.1.5-10 illustriert ein Konzept, bei dem eine vollständige Windenergieanlage (Rotor, Gondel, Turm und Übergangsstück Turm/Gründungsstruktur) mit einer Offshore-Kranbarge zur Lokation transportiert und in einem Single-Lift auf die Gründungsstruktur aufgesetzt wird. Auch wenn bei diesem Konzept die Last nicht frei in den beiden Kranhaken hängt, sondern zusätzlich geführt und gestützt wird, kann auch hier der Installationsvorgang nur bei besonders günstigen Seegangsbedingungen erfolgen, wie es sich nicht nur im Rechenmodell, sondern auch in der Praxis (Beatrice Offshore Wind Park Demonstrator) gezeigt hat.

II.1.5.4 Offshore-Geräte nach dem Hubinsel-Prinzip

II.1.5.4.1 Übersicht

Die vorangegangenen Ausführungen haben deutlich gemacht, dass Krangerät für die Offshore-Installation von Gründungsstrukturen und Windenergieanlagen nur unter Inkaufnahme von erheblichen seegangsbedingten Ausfallzeiten von einer schwimmenden Einheit aus eingesetzt werden kann.

Die im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführten Untersuchungen haben bestätigt, dass das Hubinselkonzept (siehe Abb. II.1.5-11), das im Gegensatz zum Schwimmkran eine feste Basis für das Krangerät bietet, die sinnvollere Lösung darstellt.



**Abb. II.1.5-11: Hubinsel-Konzept für das Offshore-Installationsgerät
Variante mit kastenförmigem Schwimmkörper sowie Moonpool und Slot
Beispiel Monopile-Installation**

Wie bereits in Kapitel II.1.2 angesprochen, stellen beim Hubinselseinsatz die Operationen "Stand-On" (Übergang in die aufgestellte Position) und "Off-Bottom" (Übergang in die schwimmende Position) die für schlechte Seegangsbedingungen empfindlichsten Phasen dar. In der aufgestellten Position werden die Arbeiten im Wesentlichen durch die Einsatzgrenzen der Krangeräte (max. zulässige Windgeschwindigkeiten) beeinträchtigt.

Bei den Operationen "Stand-On" und "Off-Bottom" stellen die seegangsinduzierten Bewegungen des noch bzw. bereits wieder frei schwimmenden Hubinselkörpers und die daraus resultierenden Zwangsbewegungen der Beine mit dem Risiko von hohen stoßartigen Belastungen der Beine, der Jack-Systeme und der Koker das zentrale Problem dar. Passive (nachgebende, dämpfende) oder aktive (Bewegungen kompensierende) Systeme zur Reduzierung oder Vermeidung solcher Belastungen sind grundsätzlich in vielfältiger Form denkbar, jedoch nach den Erkenntnissen aus diesem Vorhaben nur in begrenztem Maße unter den realen Einsatzbedingungen praktikabel.

Vor diesem Hintergrund bildete die Optimierung des Bewegungsverhaltens des frei schwimmenden Hubinselkörpers einen wesentlichen Teil der Konzeptentwicklung. Es wurden dabei neben dem kastenförmigen Schwimmkörper weitere Schwimmkörpertypen betrachtet, die auf dem Halbtaucherkonzept und dem SWATH-Konzept beruhen (Abb. II.1.5-12).

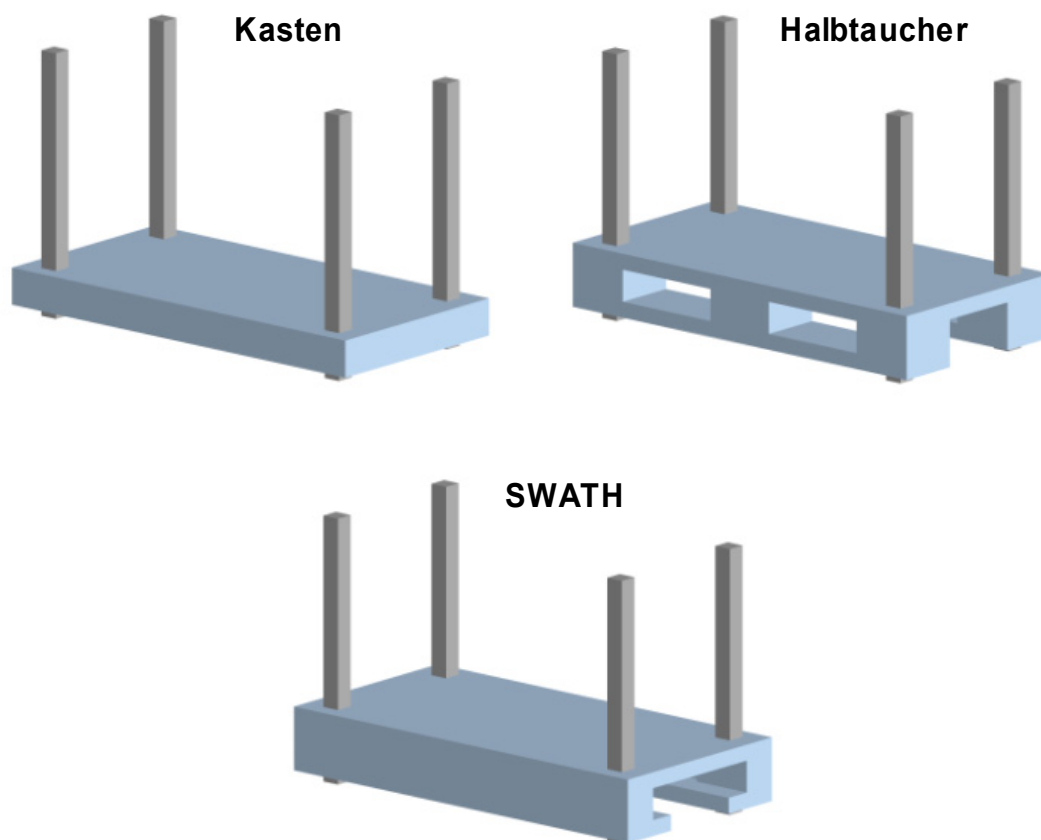
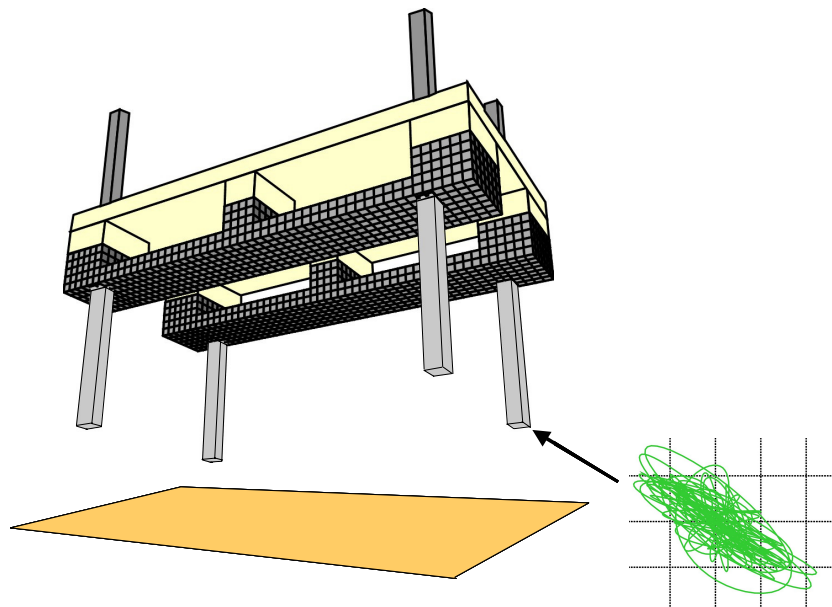


Abb. II.1.5-12: Hubinseln mit kastenförmigen Schwimmkörper sowie Schwimmkörper nach dem Halbtaucher- bzw. SWATH-Prinzip (neue Konzepte)

Abb. II.1.5-13 zeigt schematisch den Entwurf einer Hubinsel, deren Schwimmkörper als Halbtaucher ausgelegt ist. Bei einer Länge von 80 m und einer Breite von 40 m beträgt die Gesamthöhe des Hubinselnkörpers 12 m, wobei der maximale Tiefgang bei 6,0 m liegt. In der Abbildung sind die Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von einem der 4 Hubbeine angedeutet.



**Abb. II.1.5-13: Hubinsel-Konzept für das Offshore-Installationsgerät
Anwendung des Halbtaucherkonzepts auf den Schwimmkörper**

Die Höhe des Hubinselnkörpers muss begrenzt werden, da in der Arbeitsposition der Hubinsel zum einen ein ausreichend großer Abstand (Air Gap) zwischen der Meeresoberfläche und der Unterseite des Hubinselnkörpers eingehalten werden muss und zum anderen die Höhenlage des Arbeitsdecks (Oberseite Hubinselnkörper) über der Meeresoberfläche aus den Anforderungen der jeweiligen Operation bestimmt wird.

Für alle untersuchten Hubinsel-Bauformen wurde eine Anordnung von 4 Beinen gewählt, die gegenüber Varianten mit 6 bzw. 8 Beinen nach unseren Erkenntnissen den Vorzug aufweist, dass die für die Standsicherheit entscheidende Operation der Vorbelastung der einzelnen Beine bis zur Auslegungslast (Preloading) wesentlich eindeutiger und mit geringerem Zeitaufwand durchführbar ist. Weiterhin steht bei der Lösung mit 4 Beinen mehr freie Decksfläche zur Verfügung.

Folgende Hubinselvarianten wurden untersucht:

- Varianten mit Länge = 60 m und Breite = 40 m
 - Schwimmkörper als Kasten ausgebildet
 - Schwimmkörper nach dem Halbtaucherprinzip
 - Schwimmkörper nach dem SWATH-Prinzip
- Varianten mit Länge = 80 m und Breite = 40 m
 - Schwimmkörper als Kasten ausgebildet
 - Schwimmkörper nach dem Halbtaucherprinzip
 - Schwimmkörper nach dem SWATH-Prinzip
- Variante mit kastenförmigem Schwimmkörper, Länge 100 m und Breite 40 m

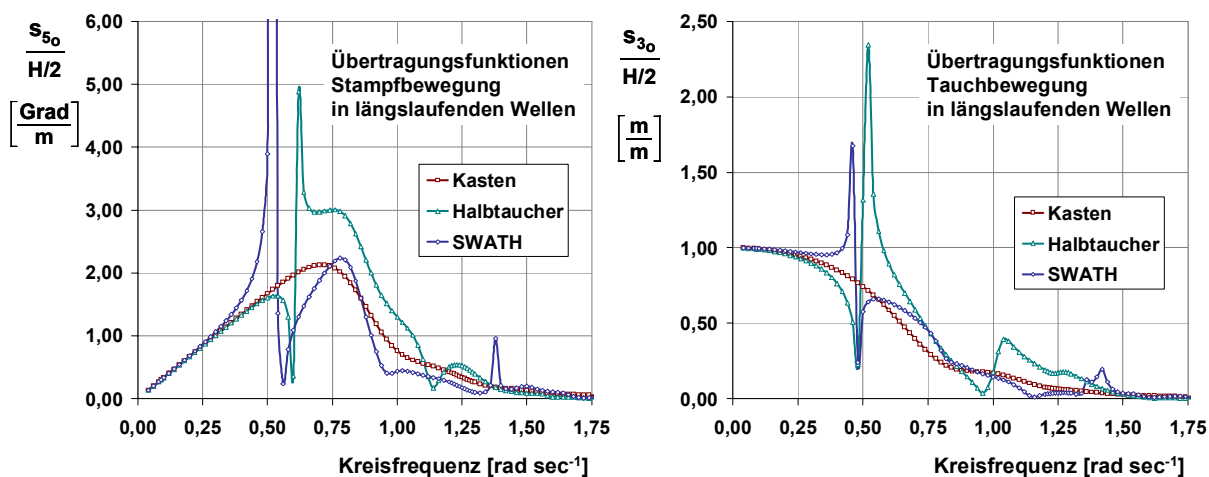
Für diese Grundvarianten wurden jeweils:

- verschiedene Optimierungsmöglichkeiten betrachtet,
 z.B. Anzahl, Anordnung und Abmessungen der Säulen beim Halbtaucher
- der Einfluss von Modifikationen am Schwimmkörper untersucht,
 z.B. Bugsträgen, Moonpool und Aussparungen beim kastenförmigen Schwimmkörper
- der Tiefgang (Load Condition) variiert
- die Anordnung und der Abstand der 4 Hubbeine verändert.

Die Untersuchungen ergaben, dass für Hubinseln das Halbtaucher- bzw. SWATH-Konzept in einer Gesamtbewertung keine signifikanten Vorteile gegenüber dem Konzept des kastenförmigen Schwimmkörpers aufweist.

Die bei Halbtaucher und SWATH im Bereich von Wellenfrequenzen zwischen 0,6 und 0,4 rad/sec (entsprechend Wellenperioden zwischen 10 und 16 sec) auftretenden Resonanzen der Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen führen in vielen Konstellationen sogar zu einem ungünstigeren Bewegungsverhalten und damit auch zu niedrigeren zulässigen signifikanten Wellenhöhen.

In Abb. II.1.5-14 sind hierzu beispielhaft die Übertragungsfunktionen der Tauch- und der Stampfbewegungen für die Varianten mit einer Länge von 80 m und einer Breite von 40 m dargestellt. Deutlich sind die Resonanzbereiche der Tauch- und Stampfbewegungen von Halbtaucher und SWATH zu erkennen.



**Abb. II.1.5-14: Hubinseln 80 m x 40 m:
 Übertragungsfunktionen der Tauch- und der Stampfbewegung
 Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 180 Grad**

Abb. II.1.5-15 zeigt als ein Ergebnis der Simulationen im Zeitbereich die Trajektorien des Fußpunktes eines der 4 Hubbeine in der x-z-Ebene (vertikale Ebene). Die Berechnungen wurden für natürlichen Seegang mit einer signifikanten Wellenhöhe von 1 m und einer mittleren Periode von 6 sec durchgeführt. Wegen der Linearität des Problems können die Ergebnisse direkt auf andere signifikante Wellenhöhen übertragen werden. Aus diesem repräsentativen Beispiel wird deutlich, dass das Bewegungsverhalten des (optimierten) kastenförmigen Schwimmkörpers eine gegenüber den (optimierten) Schwimmkörpern nach Halbtaucher- bzw. SWATH-Konzept günstigere Charakteristik aufweist.

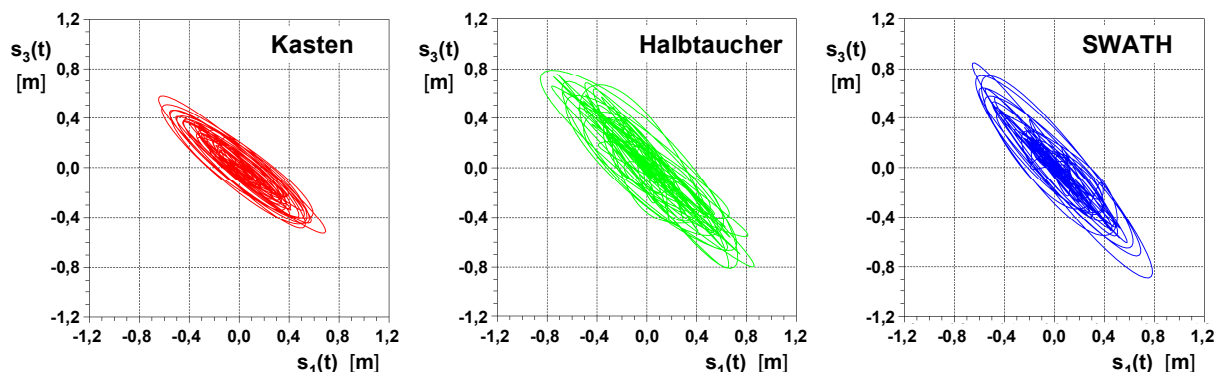


Abb. II.1.5-15: Hubinseln 80 m x 40 m:
 Trajektorien des Fußpunktes eines der 4 Hubbeine
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m; Mittlere Periode: 6,0 sec;
 Wassertiefe: 30 m; Laufrichtung Seegang: 180 Grad

Die Vergrößerung der Länge des Schwimmkörpers von 60 m auf 80 m ergab eine generelle Verbesserung des Bewegungsverhaltens in regelmäßigen Wellen und simuliertem Seegang. Die Bewegungsamplituden des kastenförmigen Schwimmkörpers wurden um annähernd 50 % reduziert. Bei Halbtaucher und SWATH betrug die Reduzierung zwischen 15 % und 35 %. Auf Grund dieser Ergebnisse wurden weitere Untersuchungen für eine Hubinsel mit einem 100 m langen und 40 m breiten kastenförmigen Schwimmkörper durchgeführt. Hierbei wurde eine nochmalige deutliche Verbesserung des Bewegungsverhaltens erzielt. Als Beispiel werden in Abb. II.1.5-16 die signifikanten Amplituden der Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen für eine Laufrichtung des Seegangs von 150 Grad gezeigt.

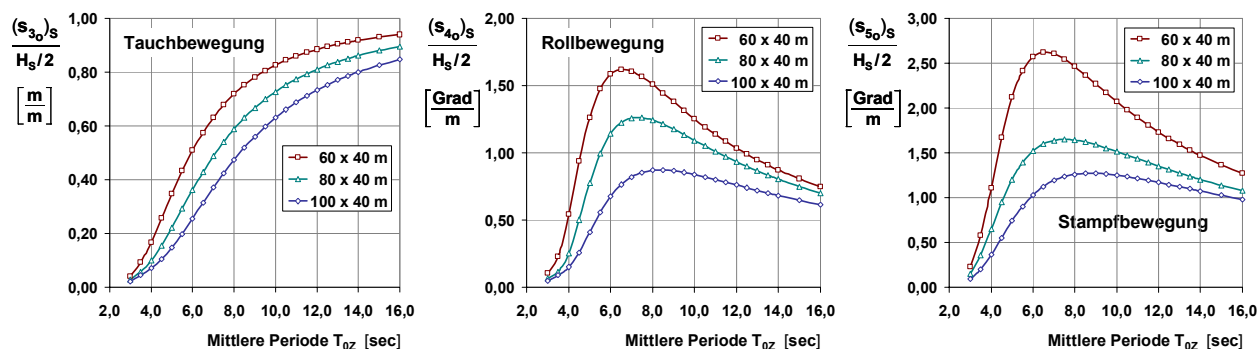


Abb. II.1.5-16: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper (Länge: 60 m, 80 m, 100 m; Breite: 40 m)
 Signifikante Amplituden der Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen
 Wassertiefe: 30 m; Laufrichtung Seegang: 150 Grad

In den folgenden 4 Kapiteln werden die Ergebnisse zu den Hubinsel-Varianten mit 60 m und 80 m Schwimmkörperlänge sowie die Ergebnisse der zusätzlichen Halbtauchervarianten (80 m Schwimmkörperlänge) und der Hubinsel mit kastenförmigem Schwimmkörper mit 100 m Länge dargestellt.

Die Wassertiefe beträgt bei allen dargestellten Fällen einheitlich 30 m. Weitere Berechnungen für Wassertiefen von 40 m, 50 m und Tiefwasser (Wassertiefe $\rightarrow \infty$) zeigten, dass für die betrachteten Schwimmkörper (Kasten, Halbtaucher, SWATH) bei Wassertiefen ab 20 m der Einfluß des Meeresbodens auf die Erregungskräfte, hydrodynamische Massen und Dämpfungen sowie das Bewegungsverhalten vernachlässigt werden kann.

II.1.5.4.2 Hubinselvarianten mit 60 und 80 m Schwimmkörperlänge

In den Abb. II.1.5-17.1 bis .3 sowie in Tabelle II.1.5-1.1 bis .3 sind die untersuchten Varianten mit Schwimmkörpern nach dem Kasten-, Halbtaucher- und SWATH-Konzept dargestellt und die Hauptabmessungen angegeben.

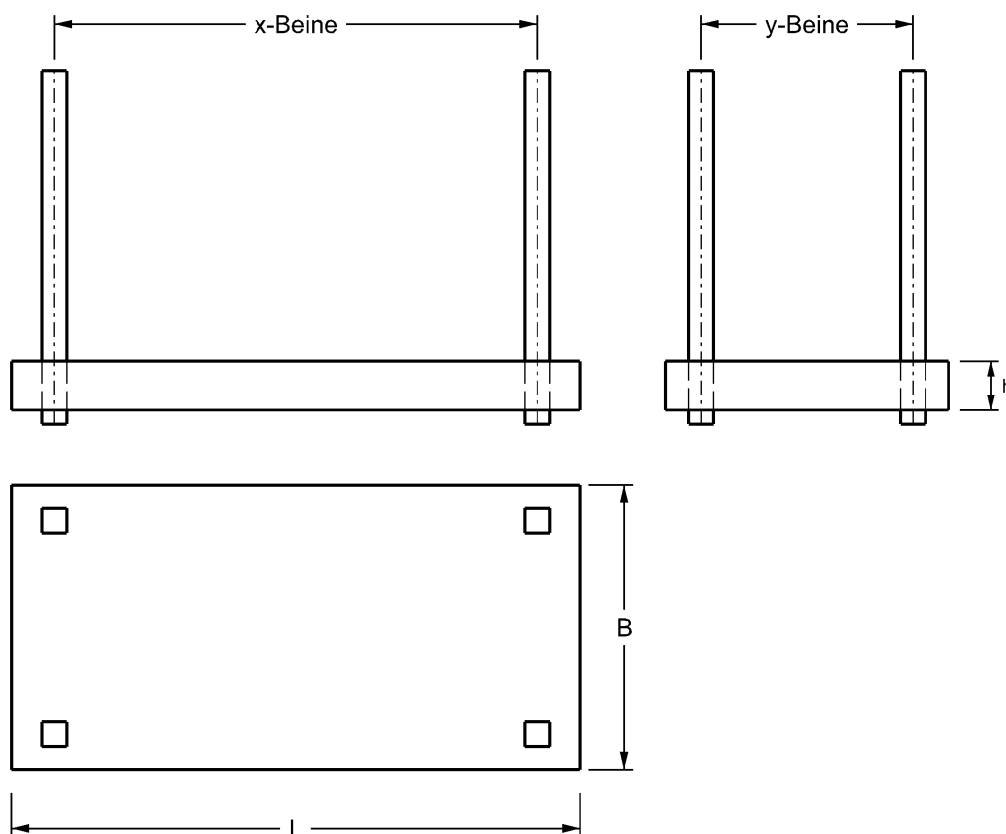


Abb. II.1.5-17.1: Hubinsel mit kastenförmigem Schwimmkörper
Hauptabmessungen

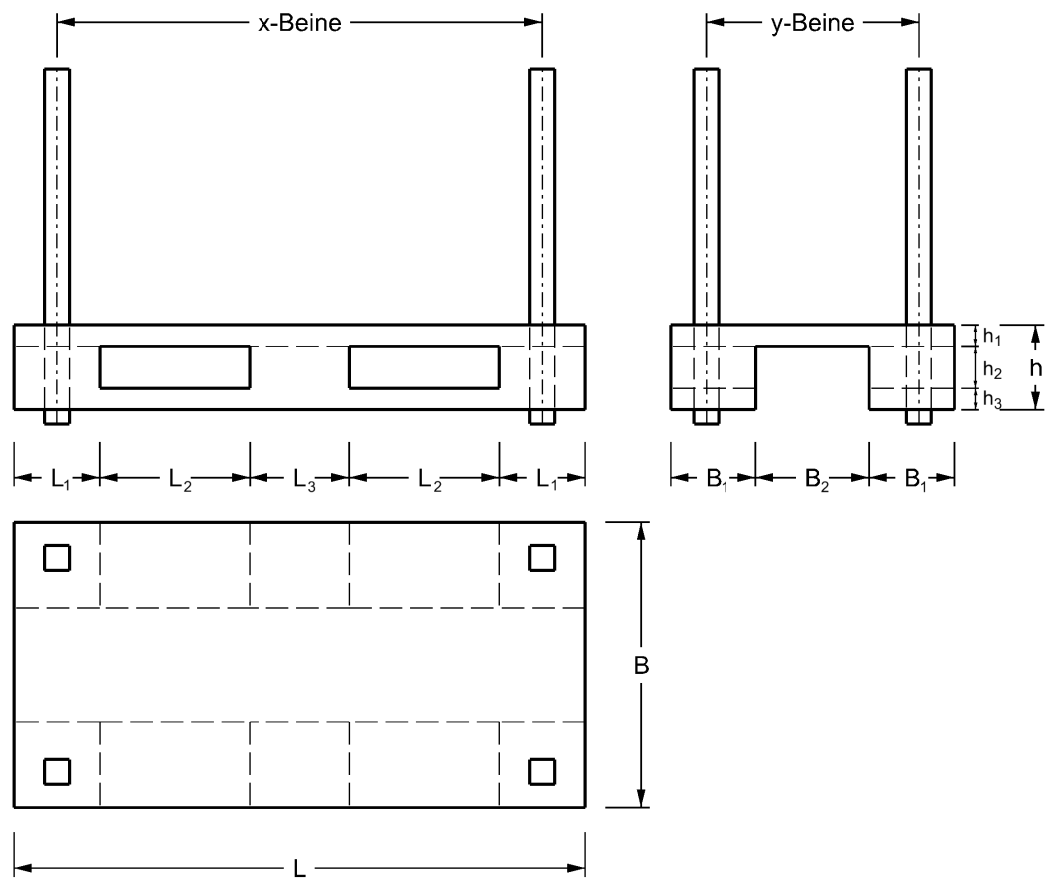


Abb. II.1.5-17.2: Hubinsel mit Schwimmkörper nach dem Halbttaucher-Konzept
Hauptabmessungen

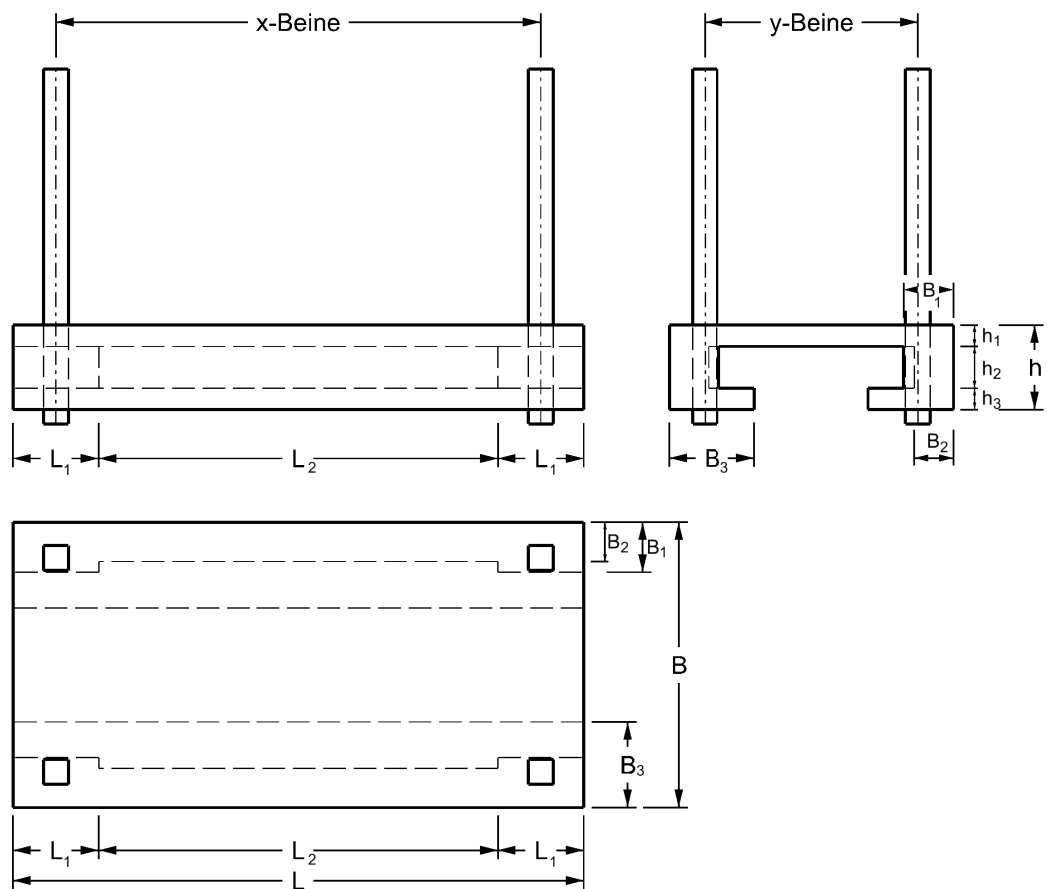


Abb. II.1.5-17.3: Hubinsel mit Schwimmkörper nach dem SWATH-Konzept
Hauptabmessungen

*Die Inhalte dieser Tabelle unterliegen der Vertraulichkeit
und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger
als Rechteinhaber an den Ergebnissen.*

**Tabelle II.1.5-1.1: Hubinsel mit kastenförmigem Schwimmkörper
Hauptdaten**

*Die Inhalte dieser Tabelle unterliegen der Vertraulichkeit
und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger
als Rechteinhaber an den Ergebnissen.*

**Tabelle II.1.5-1.2: Hubinsel mit Schwimmkörper nach dem Halbtaucher-Prinzip
Hauptdaten**

*Die Inhalte dieser Tabelle unterliegen der Vertraulichkeit
und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger
als Rechteinhaber an den Ergebnissen.*

**Tabelle II.1.5-1.3: Hubinsel mit Schwimmkörper nach dem SWATH-Prinzip
Hauptdaten**

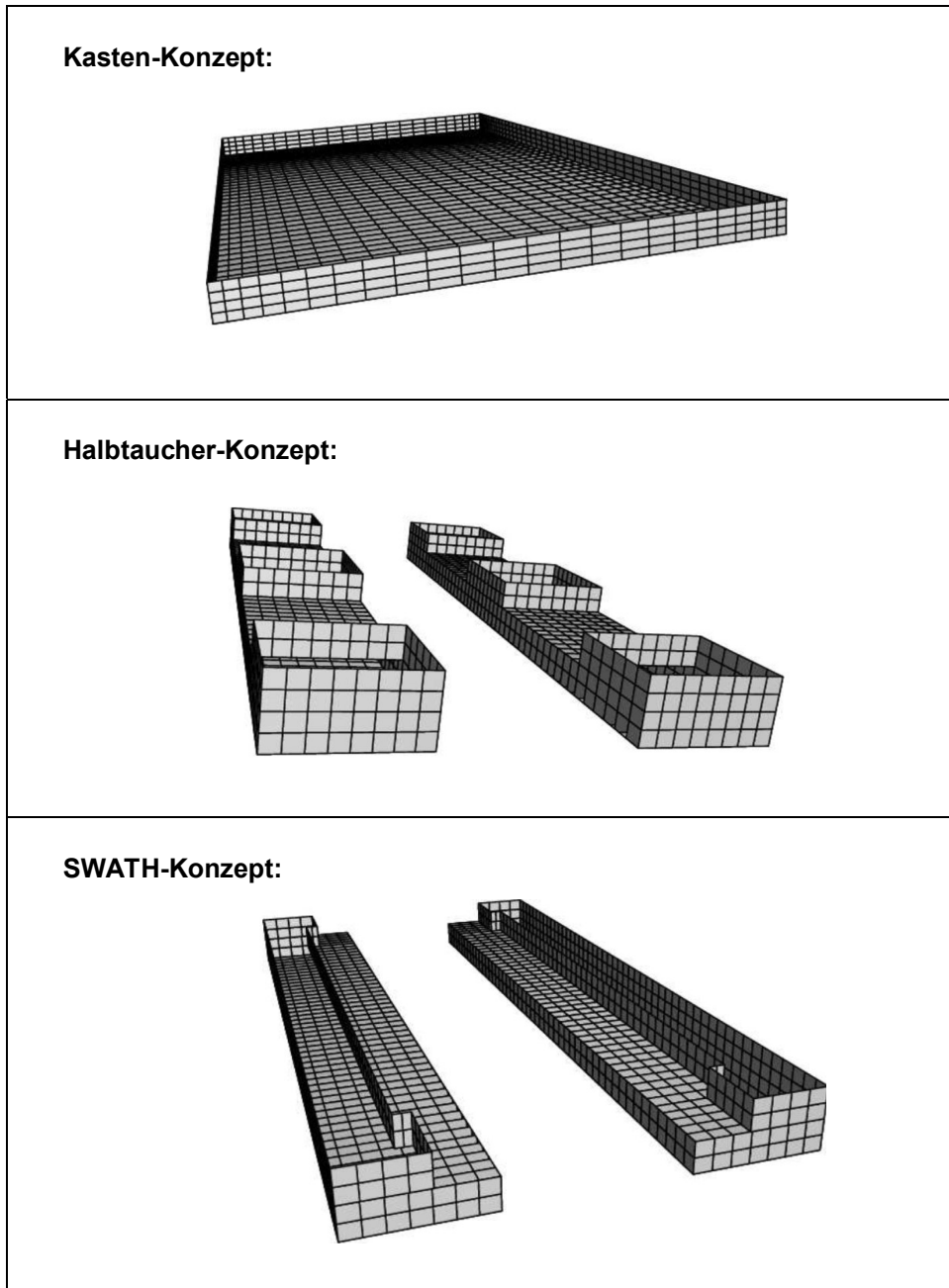
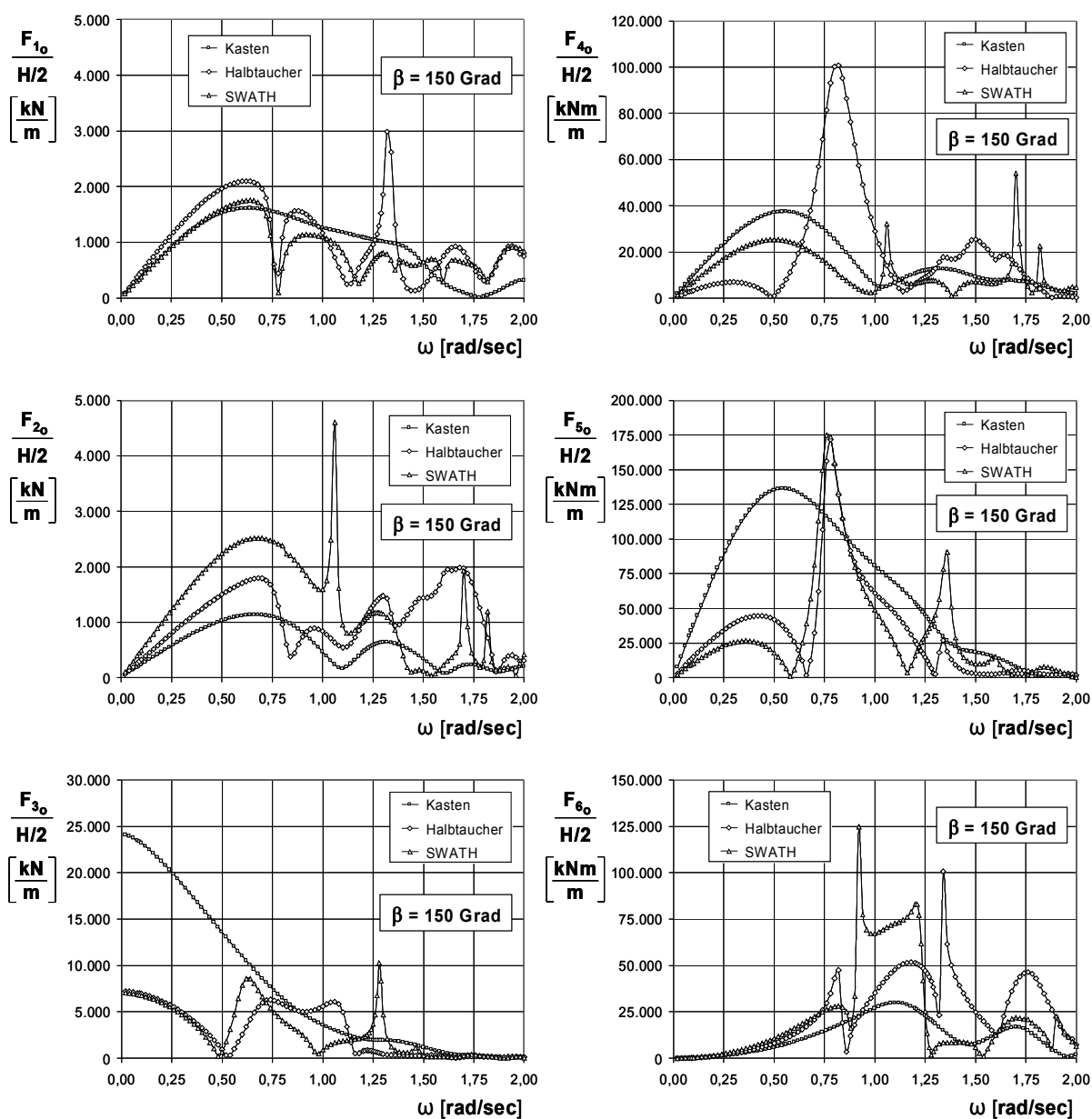


Abb. II.1.5-18: Hubinsel-Schwimmkörper
A: Kastenförmig; B: Halbtaucher; C: SWATH

In Abb. II.1.5-18 sind die Idealisierungen der Schwimmkörper für die hydrodynamische Analyse dargestellt.

In den Abb. II.1.5-19 bis Abb. II.1.5-22 sind einige Ergebnisse der hydrodynamischen Analyse beispielhaft für die Varianten mit 60 m Länge wiedergegeben.



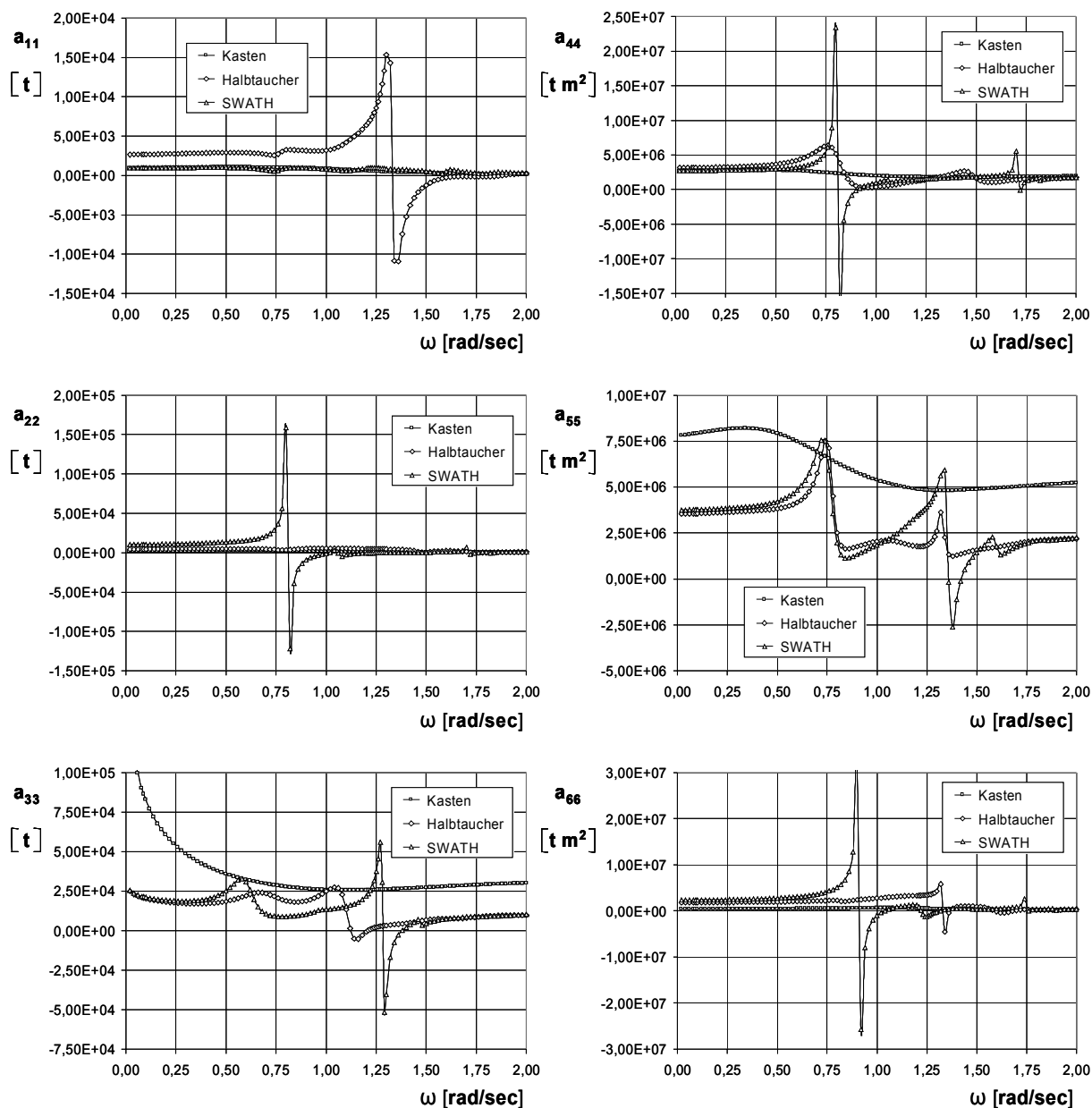
**Abb. II.1.5-19: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite (Transit-Zustand: Beine oben)
 Übertragungsfunktionen der Erregungskräfte und -momente (Diffraktionsproblem)
 Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad**

Abb. II.1.5-19 enthält für einen Wellenanlaufwinkel von 150° die Übertragungsfunktionen der Erregungskräfte und -momente, die als Lösung des Diffraktionsproblems berechnet wurden.

Der Wellenanlaufwinkel von 150° wurde für dieses und die folgenden Beispiele ausgewählt, da er den praktischen Gegebenheiten beim operativen Einsatz am ehesten entspricht.

Deutlich ist eine starke Frequenzabhängigkeit der auf Halbtaucher und SWATH wirkenden Erregungskräfte und -momente zu erkennen, die auf die abgestufte Unterwasserform dieser Konstruktionen zurückzuführen ist.

Ein vergleichsweise glatter Verlauf ist dagegen bei der kastenförmigen Konstruktion festzustellen.



**Abb. II.1.5-20: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite (Transitzustand: Beine oben)
 Hydrodynamische Massen und Massenträgheitsmomente (Abstrahlungsproblem)
 Wassertiefe: 30 m**

In Abb. II.1.5-20 bis -22 sind die hydrodynamischen Massen sowie die Parameter der Potenzialdämpfung als Lösung des Abstrahlungsproblems dargestellt. Auch hier zeigt sich eine wesentlich stärkere Frequenzabhängigkeit der hydrodynamischen Kenngrößen für Halbtaucher und SWATH im Vergleich zum Kasten.

Weiterhin ist aus den Abb. II.1.5-19 bis -22 zu erkennen, dass sich bei den hier vorgegebenen Begrenzungen des maximal zulässigen Tiefgangs (siehe Lastenheft, Kap. II.1.4.1) die grundsätzlichen Vorteile von Halbtaucher- und SWATH-Konzept nur begrenzt umsetzen lassen (kleine Erregungskräfte bei hohen hydrodynamischen Massen).

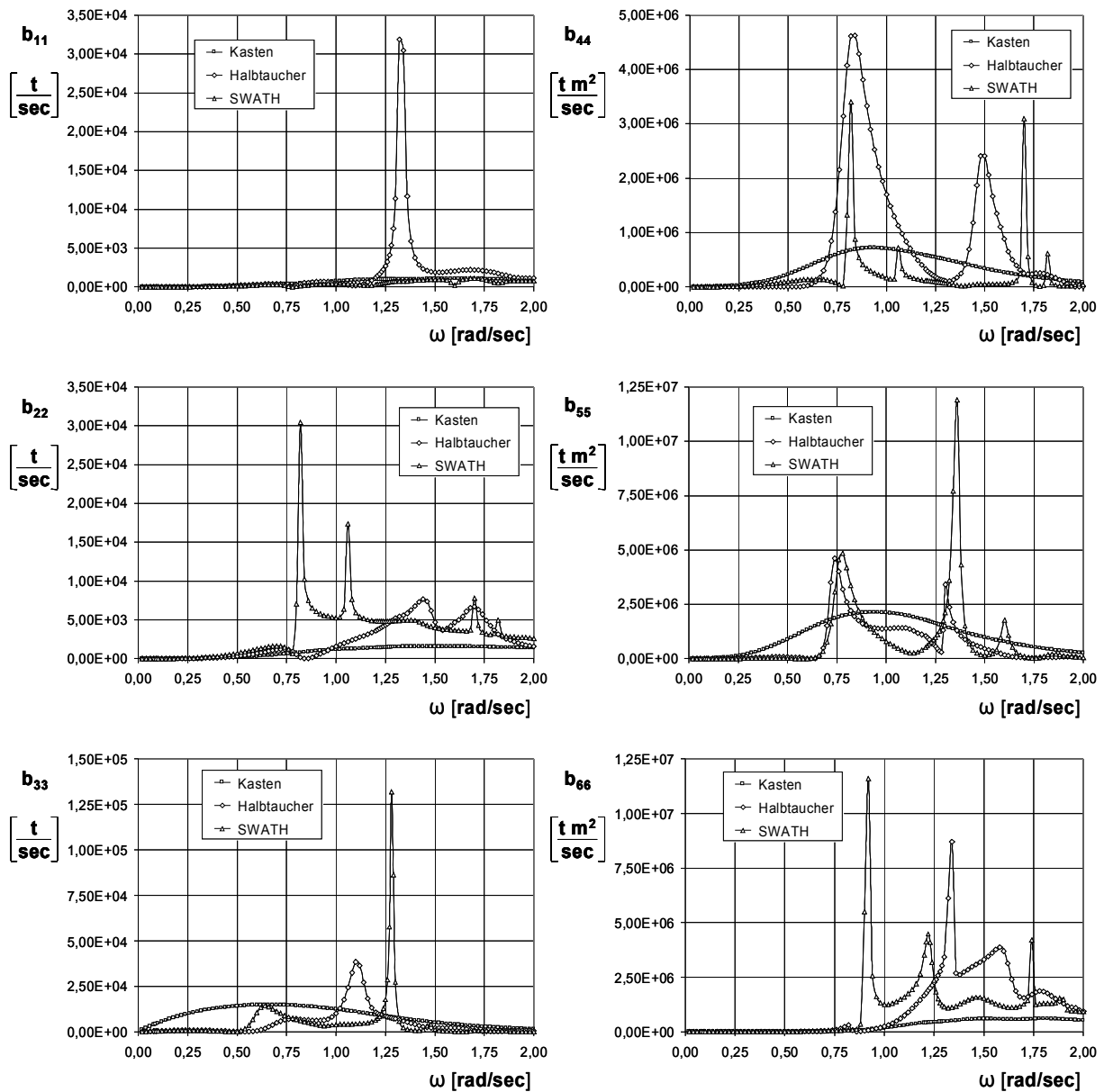


Abb. II.1.5-21: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite (Transitzustand: Beine oben)
 Hydrodynamische Dämpfungen (Abstrahlungsproblem)
 Wassertiefe: 30 m

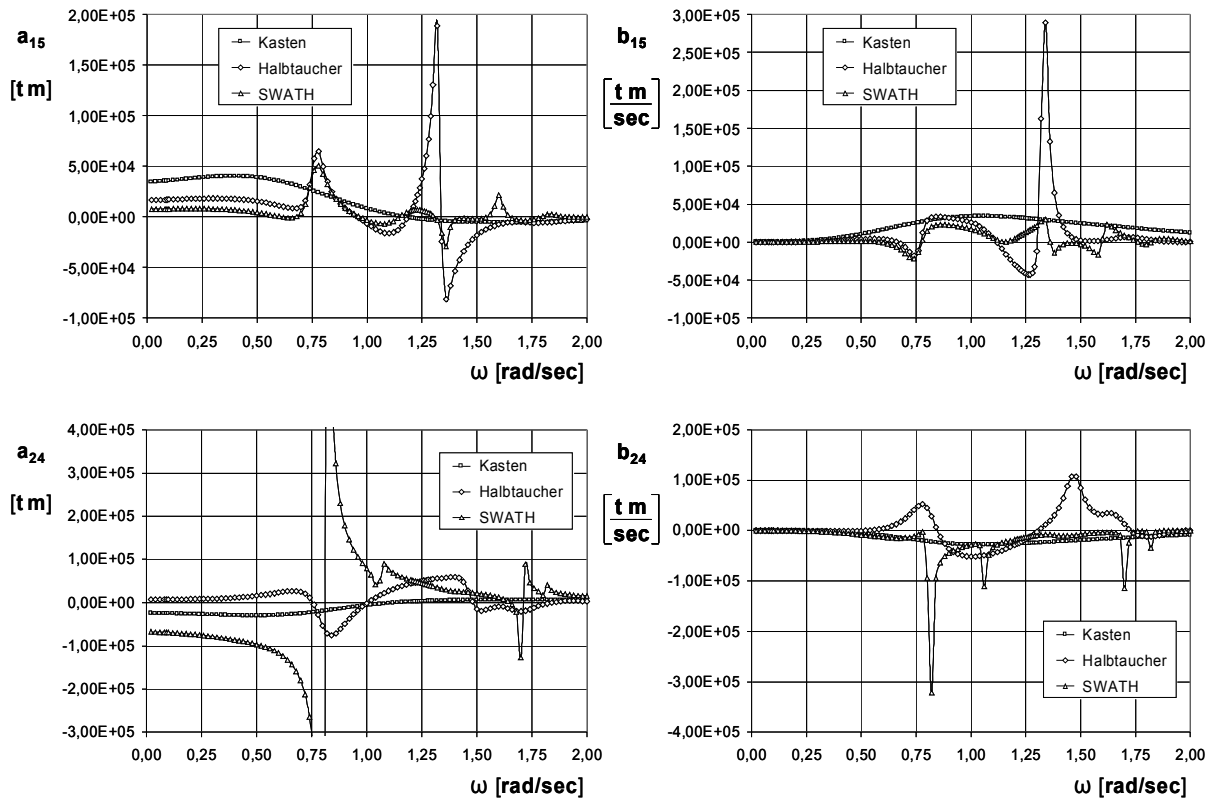


Abb. II.1.5-22: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite (Transitzustand: Beine oben)
 Kopplungselemente der
 Hydrodynamischen Massen und Dämpfungen (Abstrahlungsproblem)
 Wassertiefe: 30 m

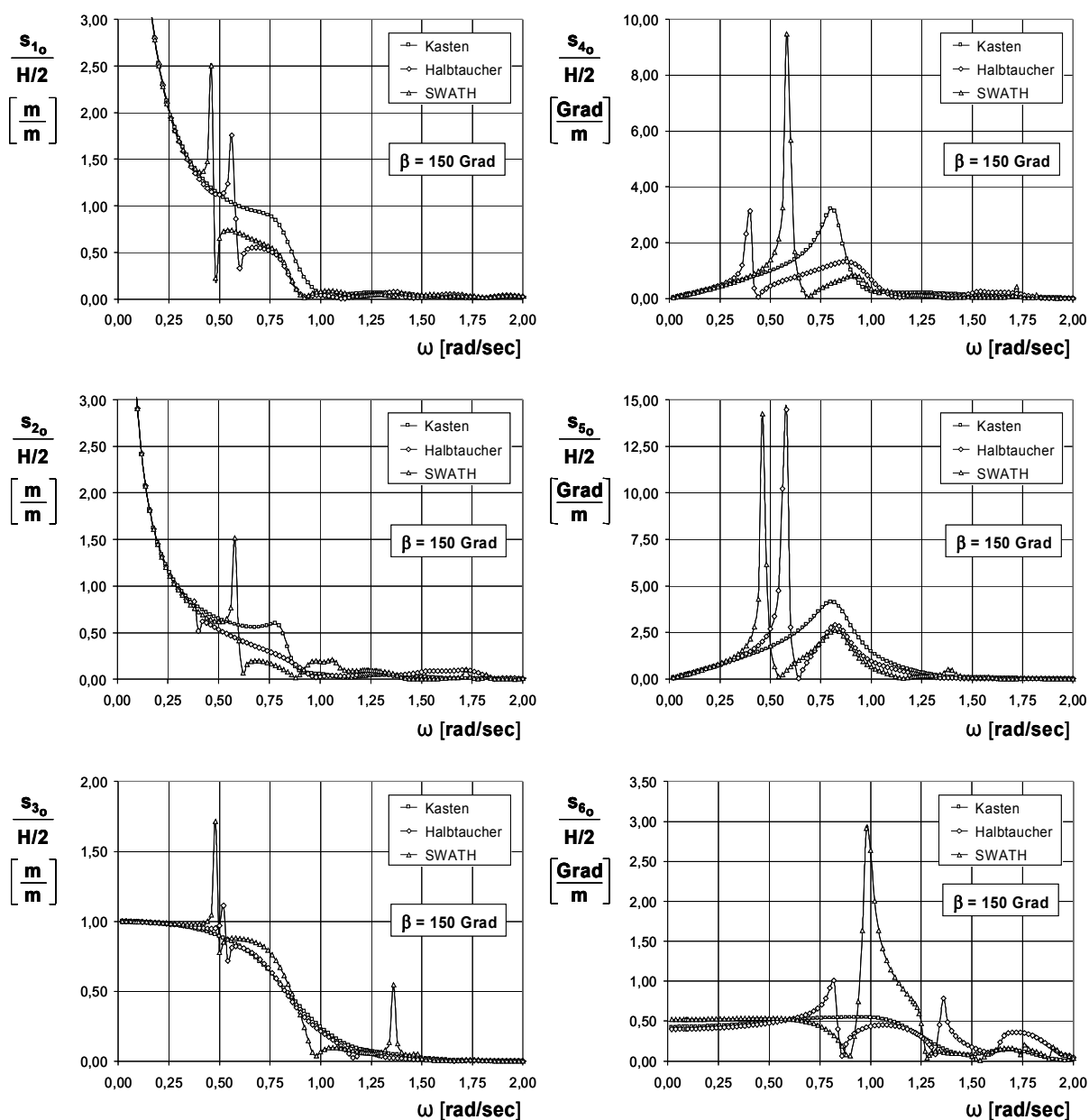


Abb. II.1.5-23: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite (Transitzustand: Beine oben)
 Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten
 Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad

In Abb. II.1.5-23 sind die als Lösung der Bewegungsgleichungen im Frequenzbereich ermittelten Übertragungsfunktion der 6 Bewegungskomponenten dargestellt:

- s_1 : Längsbewegung (in x-Richtung)
- s_2 : Querbewegung (in y-Richtung)
- s_3 : Tauchbewegung (in z-Richtung)
- s_4 : Rollbewegung (um x-Achse)
- s_5 : Stampfbewegung (um y-Achse)
- s_6 : Gierbewegung (um z-Achse)

Bei niedrigen Wellenfrequenzen folgen alle Strukturen dem Seegang, die jeweiligen Übertragungsfunktionen für Tauchen erreichen den Wert 1, bei Rollen und Stampfen folgen die Strukturen der Wellenneigung.

Mit höheren Frequenzen fällt die Tauchbewegung des Kastens kontinuierlich auf Null ab. Beim Halbttaucher und SWATH sind ausgeprägte Resonanzen im Bereich zwischen 0,40 und 0,60 rad/sec zu beobachten. Eine zusätzliche Resonanzspitze tritt beim SWATH bei 1,37 rad/sec auf, zurückführbar auf Sloshing-Wellenbewegungen zwischen den Katamaranrümpfen (mit 1,37 rad/sec ergibt sich eine Wellenlänge von 32,8 m, was etwa der lichten Weite des Doppelrumpfes (29 m) entspricht).

Auch für Roll- und Stampfbewegungen von Halbttaucher und SWATH werden ausgeprägte Resonanzen beobachtet, während die Bewegung des Kastens bis 0,80 rad/sec im Wesentlichen der Wellenneigung folgt und zu höheren Frequenzen auf Null abklingt.

Im Bereich der Frequenzen zwischen 1,00 und 1,50 rad/sec ist das Bewegungsverhalten der Strukturen nur schwierig zu klassifizieren. Für einen Vergleich sind daher Berechnungen der gekoppelten Bewegungen und letztlich der Trajektorien der Fußpunkte der Hubinselbeine notwendig.

Die in Abb. II.1.5-19 bis Abb. II.1.5-23 dargestellten Ergebnisse wurden für den Transit-Zustand (d.h. für die Beine in oberer Position) ermittelt.

Für den Einsatz der Hubinsel - und dabei insbesondere für die kritischen Phasen "Stand-On" / "Off-Bottom" - ist die Untersuchung des Verhaltens mit nach unten ausgefahrenen Beinen kurz vor dem Aufsetzen auf dem Meeresboden wichtig.

In den Abb. II.1.5-24 und Abb. II.1.5-25 werden die hierzu gehörenden Ergebnisse dargestellt.

Im Rahmen der hydrodynamischen Analyse wurde der Einfluss der Beine auf das Verhalten des Gesamtsystems gesondert berücksichtigt (Erregungskräfte, hydrodynamische Massen und Dämpfungen, eingeschlossene Wassermassen).

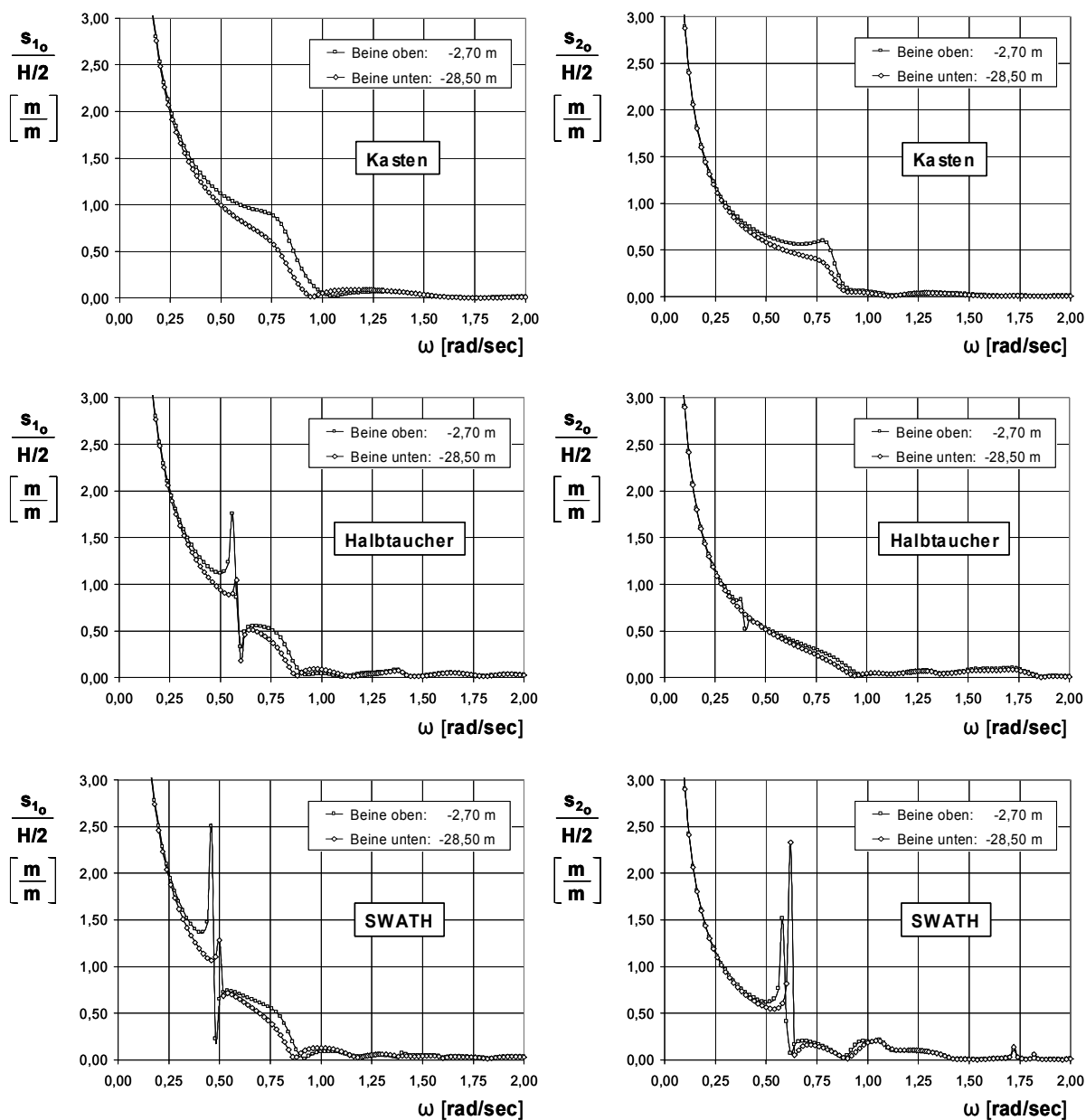


Abb. II.1.5-24.1: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Übertragungsfunktionen der Längsbewegung (s_1) und der Querbewegung (s_2)
 - Hubinsel im Transitzustand ("Beine oben")
 - Hubinsel in der Phase des Aufsetzen der Beine auf den Meeresboden,
 Beine 1,50 m über Grund ("Beine unten")
 Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad

In den Abb. II.1.5-24.1 bis Abb. II.1.5-24.3 sind die Übertragungsfunktionen der 6 Bewegungskomponenten für Kasten, Halbtaucher und SWATH sowohl für den Transitzustand ("Beine oben", -2,70 m bzw. 6,00 m unter Wasserlinie) als auch für den Zustand kurz vor Aufsetzen der Beine ("Beine unten", -28,50 m unter Wasserlinie) dargestellt.

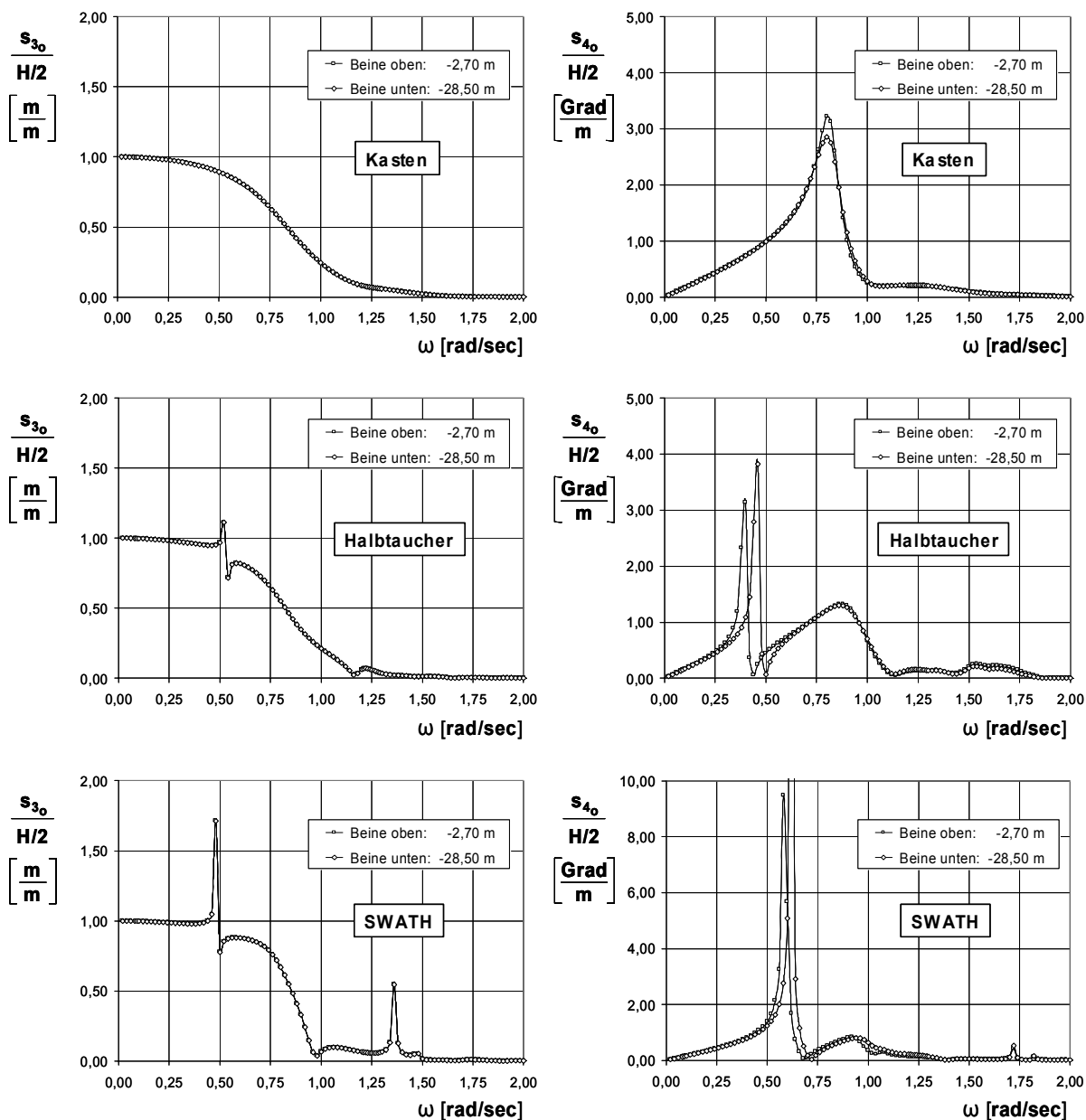


Abb. II.1.5-24.2: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
Übertragungsfunktionen der Tauchbewegung (s_3) und der Rollbewegung (s_4)
 - Hubinsel im Transitzustand ("Beine oben")
 - Hubinsel in der Phase des Aufsetzen der Beine auf den Meeresboden,
 Beine 1,50 m über Grund ("Beine unten")
 Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad

Zum einen erscheint der Einfluss der Beine auf das Bewegungsverhalten des Gesamtsystems relativ gering und auf schmale Frequenzbereiche beschränkt. Zum anderen sind die hierbei ermittelten hydrodynamischen Wechselwirkungen für die Berechnung der auftretenden Schnittkräfte in den Beinen sowie der Einspannkräfte in den Beinführungen (Koker) maßgebend.

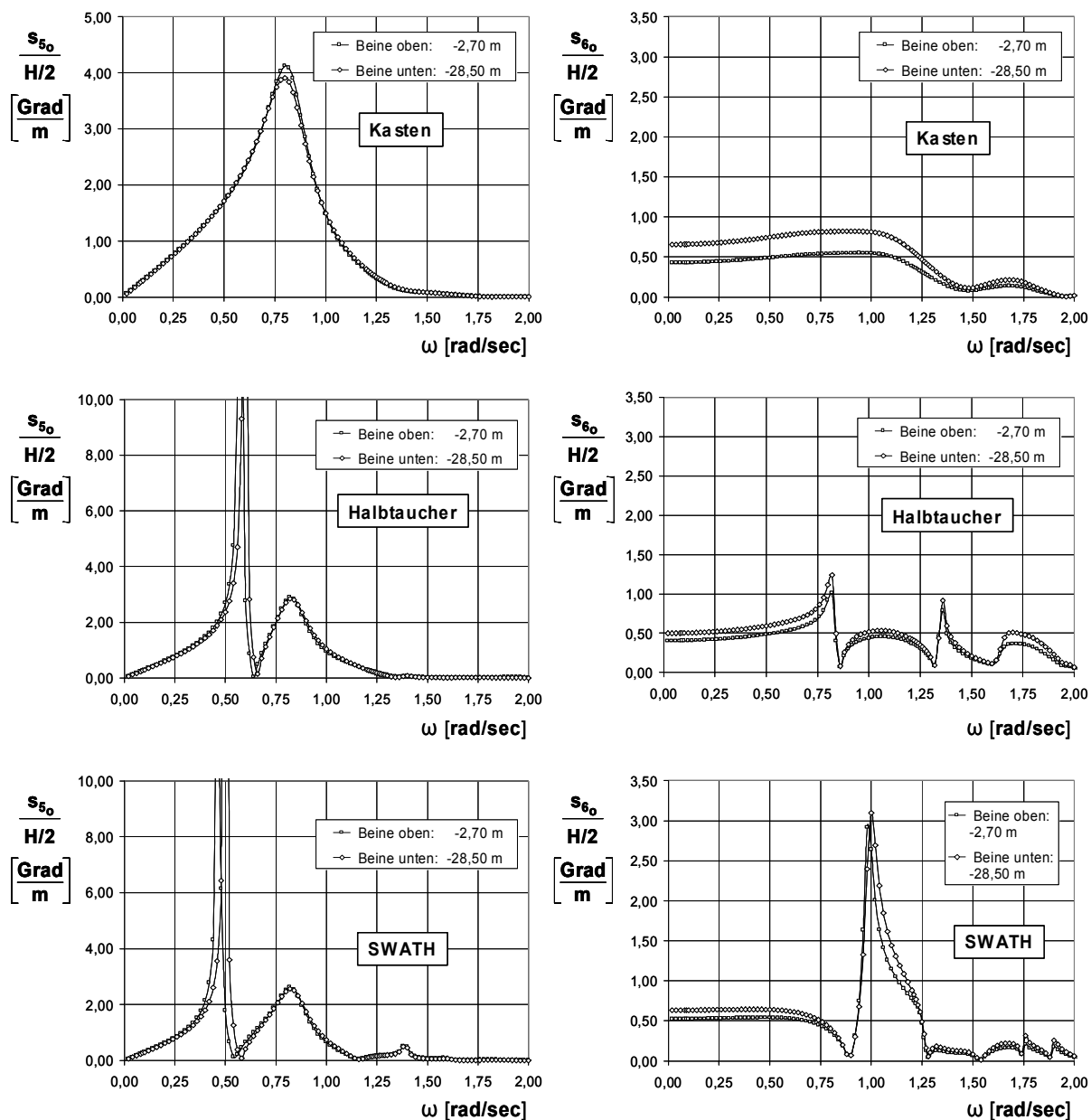


Abb. II.1.5-24.3: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Übertragungsfunktionen der Stampfbewegung (s_5) und der Gierbewegung (s_6)
 - Hubinsel im Transitzustand ("Beine oben")
 - Hubinsel in der Phase des Aufsetzen der Beine auf den Meeresboden,
 Beine 1,50 m über Grund ("Beine unten")
 Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad

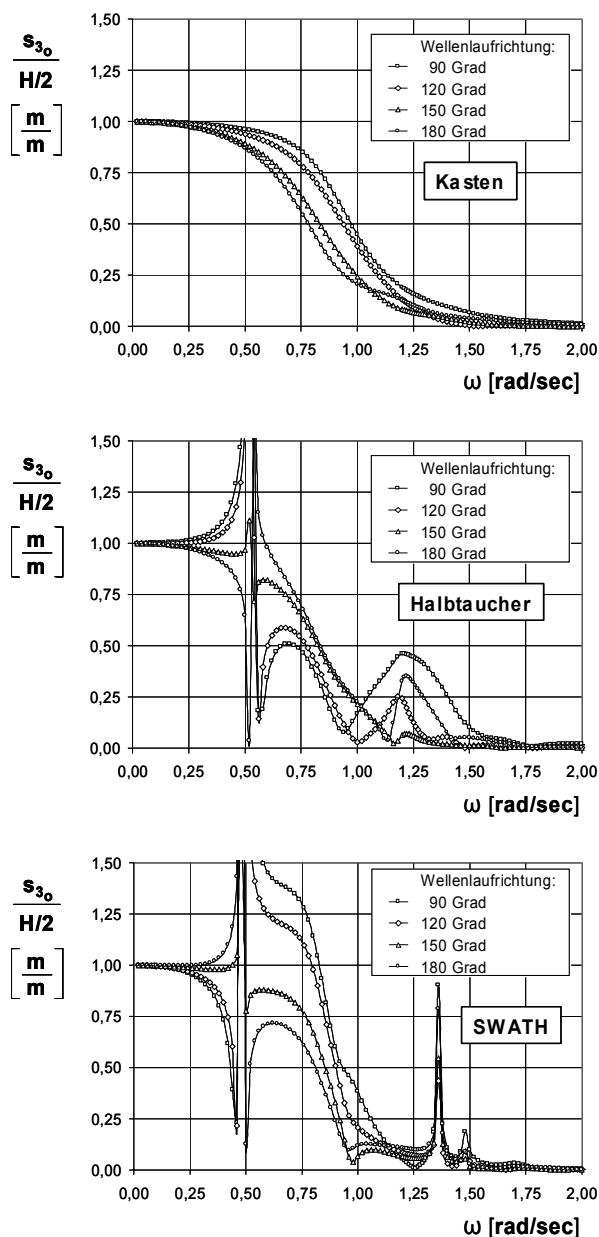
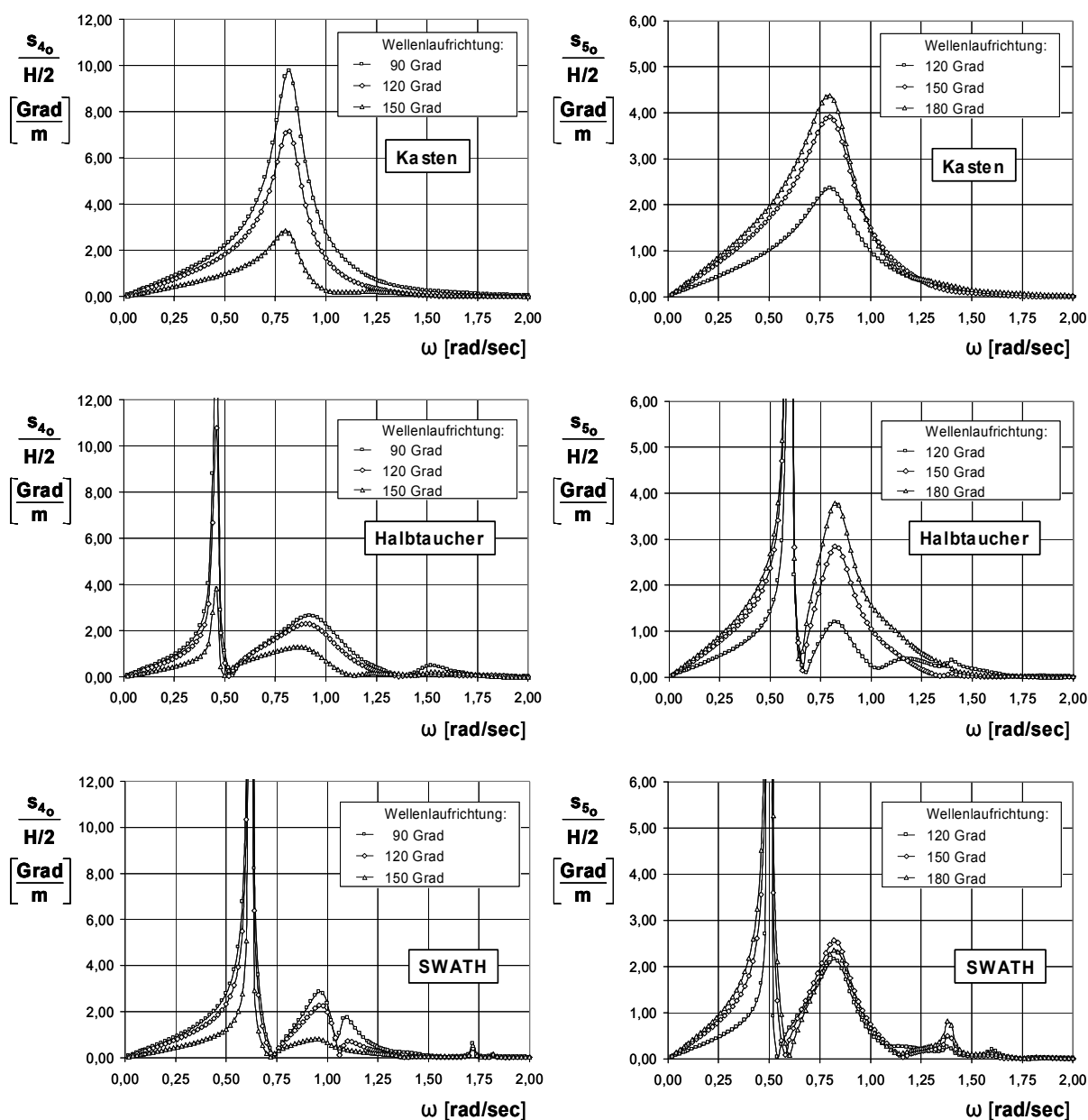


Abb. II.1.5-25.1: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Übertragungsfunktionen der Tauchbewegung (s_3)
 Variation des Wellenanlaufwinkels
 Wassertiefe: 30 m

In Abb. II.1.5-25.1 und Abb. II.1.5-25.2 wird der Einfluss des Wellenanlaufwinkels auf die Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen dargestellt. Betrachtet man die Tauchbewegung (Abb. II.1.5-25.1), so wird deutlich, dass im Bereich der höheren Frequenzen ($\omega > 1,0$ rad/sec, entsprechend häufig auftretender Seezustände) der Kasten ein günstigeres Bewegungsverhalten aufweist als Halbtaucher und SWATH.



**Abb. II.1.5-25.2: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Übertragungsfunktionen der Rollbewegung (s_4) und der Stampfbewegung (s_5)
 Variation des Wellenanlaufwinkels
 Wassertiefe: 30 m**

In diesem Bereich von Frequenzen sind die Roll- und Stampfbewegungen der unterschiedlichen Konstruktionen insgesamt relativ gering, wobei auch hier bei Halbtaucher und SWATH einzelne Peaks auftreten können, beim Kasten jedoch nicht, siehe Abb. II.1.5-25.2.

Im Bereich um $\omega = 0,70$ bis $0,90$ rad/sec weist der Kasten deutlich stärkere Rollbewegungen im Vergleich zu Halbtaucher und SWATH auf, die jedoch im Bereich von $\omega = 0,46$ rad/sec (Halbtaucher) bzw. $\omega = 0,62$ rad/sec (SWATH) sehr hohe Werte (Eigenfrequenz) zeigen.

Auch bei der Stampfbewegung treten in den Bereichen $\omega = 0,58 \text{ rad/sec}$ (Halbtaucher) und $\omega = 0,50 \text{ rad/sec}$ (SWATH) durch Eigenfrequenzen bedingte hohe Werte auf.

Das Maximum der Übertragungsfunktion der Stampfbewegung des Kastens liegt bei $\omega = 0,80 \text{ rad/sec}$. Im Bereich dieser Frequenz weisen die Übertragungsfunktionen für Halbtaucher und SWATH ebenfalls hohe Werte auf.

Die Beschreibungen der berechneten Übertragungsfunktionen machen deutlich, wie schwierig es ist, das Bewegungsverhalten der drei verschiedenen Konstruktionstypen allein auf der Grundlage dieser deterministischen Ergebnisse (Bewegungsverhalten in regelmäßigen Wellen) zu bewerten.

Sehr viel aussagekräftiger sind die mit Hilfe der Spektralmethode gewonnenen Ergebnisse über das Verhalten der Konstruktionen im natürlichen Seegang (stochastisches Konzept). Bei der Spektralmethode werden die Antwortspektren der Bewegungsgrößen aus der Multiplikation des Seegangsspektrums mit dem Quadrat der (einen linearen Filter darstellenden) Übertragungsfunktion berechnet, siehe Abb. II.1.5-26.

Aus den Antwortspektren können dann die statistischen Parameter der Bewegungsgrößen, wie z.B. signifikante Amplituden, Extremwerte und mittlere Periode der Aufwärtsnullstellen berechnet werden.

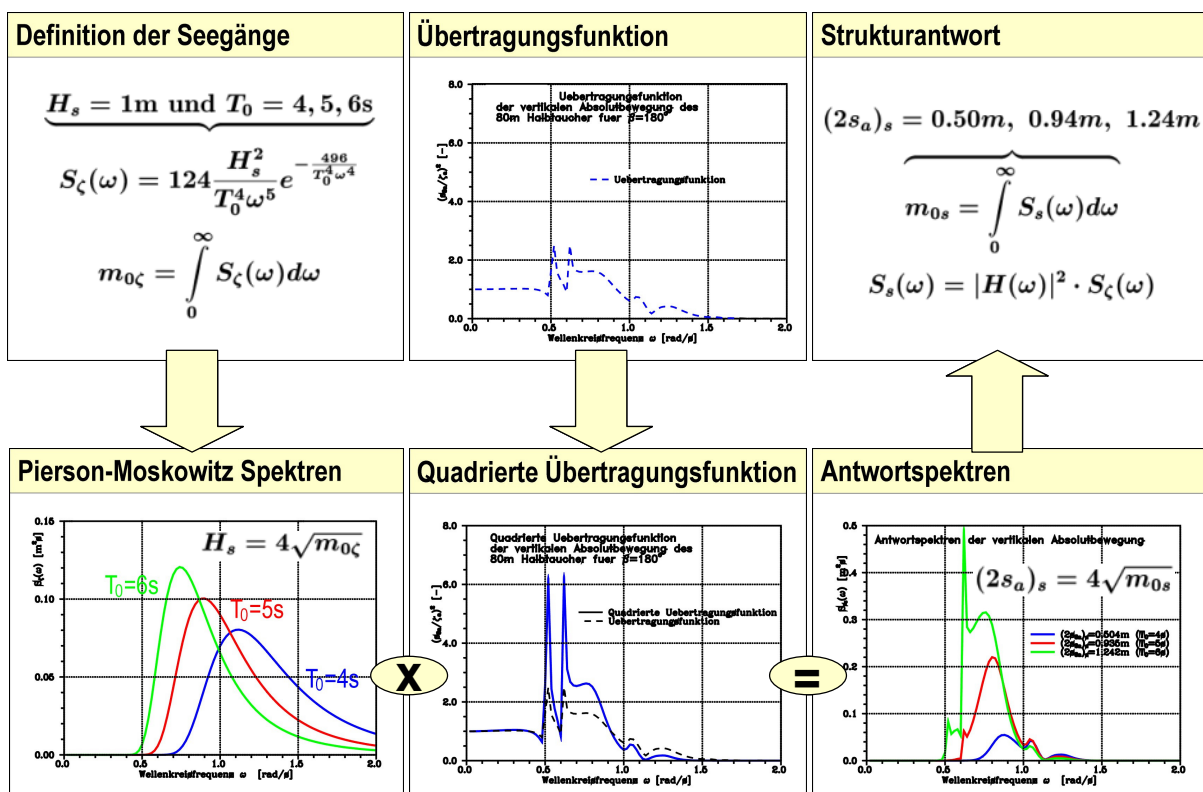
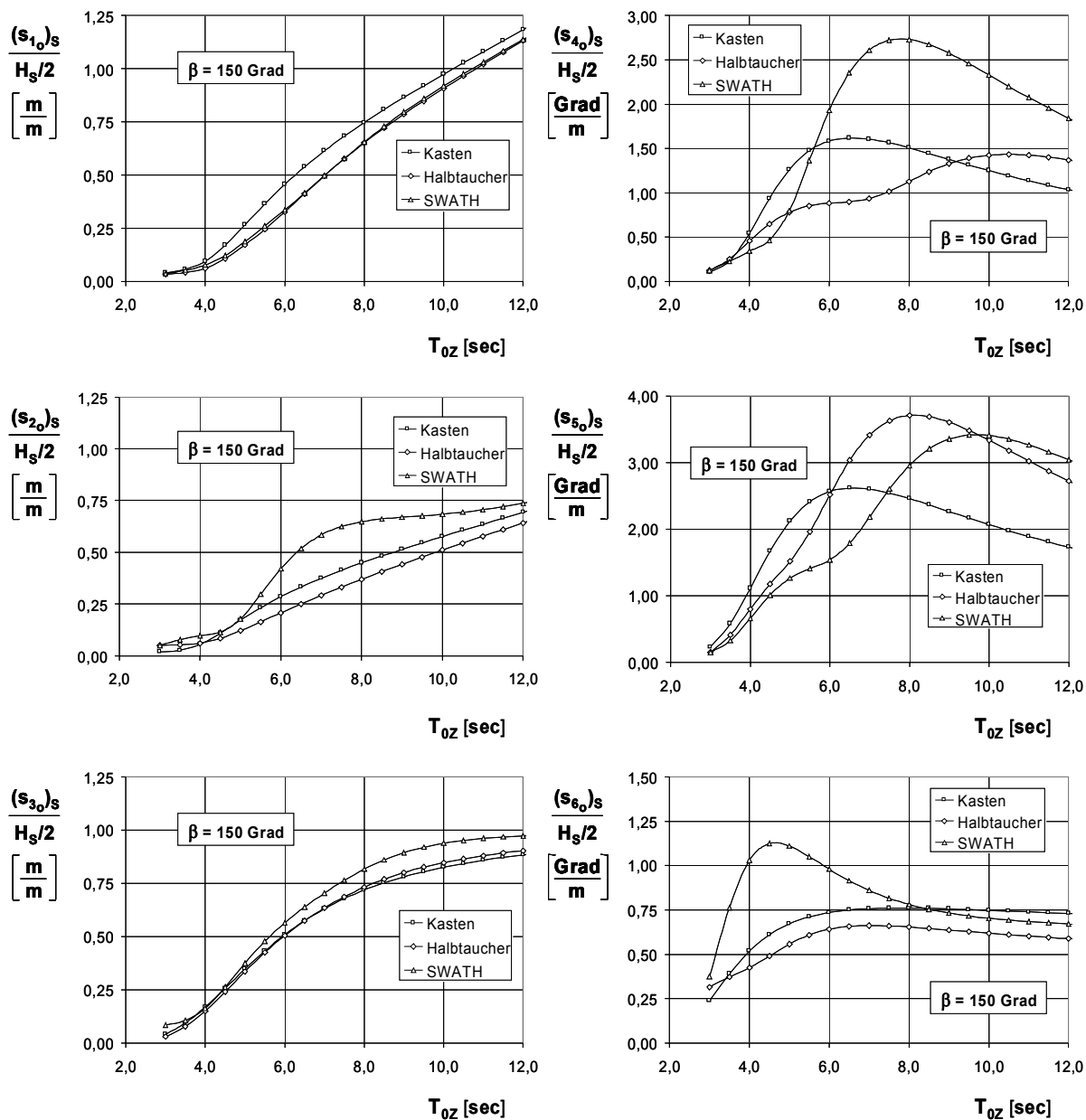


Abb. II.1.5-26: Spektralmethode:

- Berechnung der Antwortspektren aus dem Seegangsspektrum und der Übertragungsfunktion
- Ableitung der statistischen Parameter wie signifikante Amplituden und mittlere Perioden der Aufwärtsnullstellen aus dem Antwortspektrum



**Abb. II.1.5-27: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad**

In Abb. II.1.5-27 sind die signifikanten Amplituden der Bewegungen über der mittleren Periode des Seegangs aufgetragen.

Im Rahmen des linearen Konzepts sind die signifikanten Amplituden der Bewegung proportional zur signifikanten Wellenhöhe des Seegangs, so dass die Auftragung in Form einer Übertragungsfunktion zweckmäßig ist.

Die signifikante Amplitude entspricht dem Mittelwert der 1/3 größten Amplituden des als stationär betrachteten stochastischen Prozesses. Der Extremwert kann in guter (konservativer) Näherung als der doppelte Wert der signifikanten Amplitude angesetzt werden.

Bei der Anwendung der Spektralmethode ergeben sich den realen Verhältnissen besser angenäherte „geglättete“ Ergebnisse. Betrachtet man die Tauchbewegung, so führen das Halbtaucher- bzw. SWATH-Konzept im Vergleich zum Kasten zu keiner Reduzierung der Bewegungsamplituden. Während die signifikanten Amplituden der Tauchbewegung von Halbtaucher und Kasten weitgehend von gleicher Größe sind, weist das SWATH-Konzept im Bereich von Perioden über 6 sec größere Amplituden auf.

Die Rollbewegungen des Halbtauchers sind im Bereich von Perioden zwischen 4,5 und 8,5 sec deutlich geringer als beim Kasten. Beim SWATH ergeben sich im Vergleich zum Kasten lediglich im Bereich der Perioden zwischen 4,0 und 5,5 sec geringere Rollbewegungen, bei höheren Perioden jedoch deutlich größere Amplituden. Auch bei der Stampfbewegung weisen Halbtaucher und SWATH im Bereich größerer Perioden (Halbtaucher ab 6,0 sec, SWATH ab 7,5 sec) ein ungünstigeres Verhalten auf als der Kasten. Die Vorteile von Halbtaucher- und SWATH-Konzept kommen auch hier nur im Bereich kleinerer Seegangperioden zur Geltung.

Von besondere Bedeutung sind die Bewegungen der Fußpunkte der Beine, aus denen sich die Grenzseezustände für das Aufstellen/Aufschwimmen ("Stand-On" / "Off-Bottom") ableiten.

Die translatorischen Bewegungskomponenten der Fußpunkte (Koordinaten x_B , y_B , z_B) resultieren aus den translatorischen und rotatorischen Bewegungskomponenten im Bezugssystem (x, y, z) , siehe Abb. II.1.5-28:

$$s_{B,1} = s_1 + z_B \cdot s_5 - y_B \cdot s_6$$

$$s_{B,2} = s_2 + x_B \cdot s_6 - z_B \cdot s_4$$

$$s_{B,3} = s_3 + y_B \cdot s_4 - x_B \cdot s_5$$

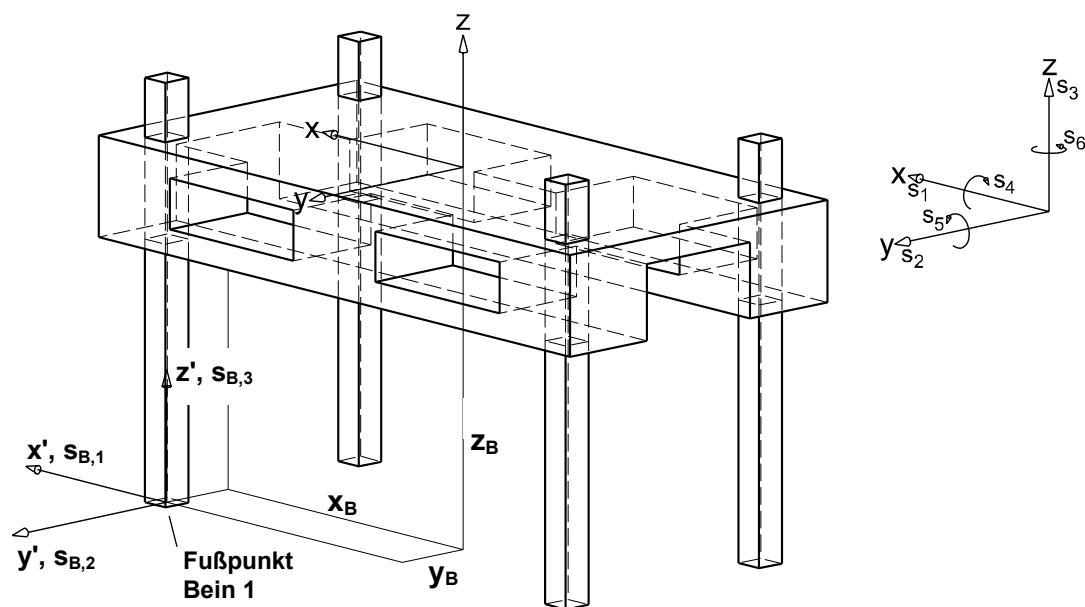
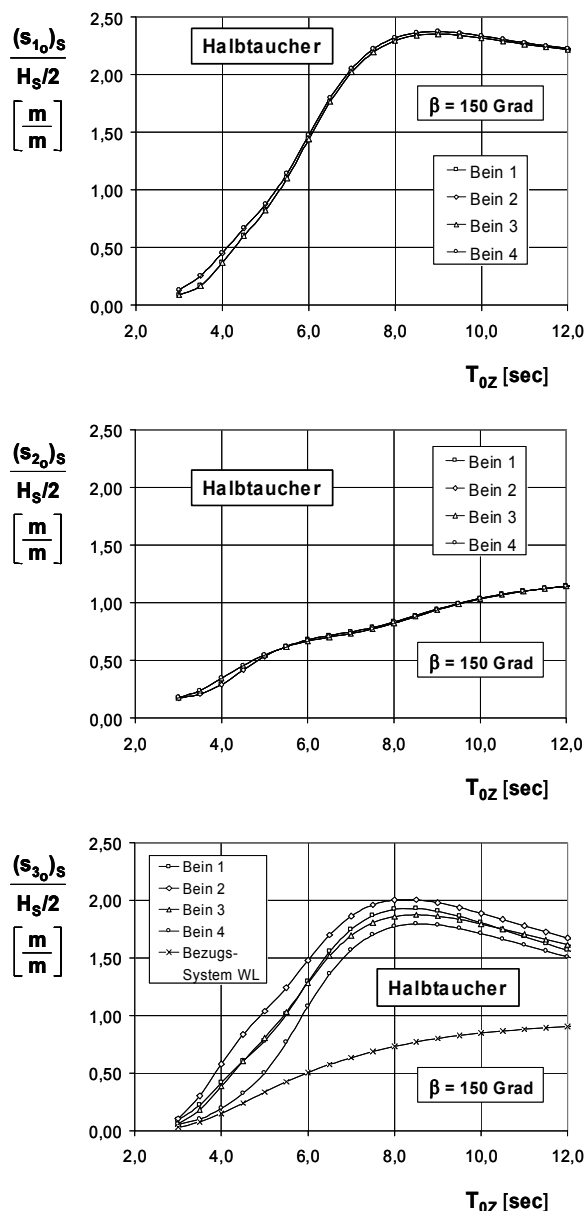


Abb. II.1.5-28: Hubinsel (Beispiel: Halbtaucher-Konzept)
 Globales Koordinatensystem
 Lokales Koordinatensystem Fußpunkt Bein 1 (Beispiel)



**Abb. II.1.5-29: Hubinsel (Halbtaucher-Konzept) mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten der Fußpunkte
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad**

In Abb. II.1.5-29 sind für die Hubinsel nach dem Halbtaucher-Konzept die signifikanten Amplituden der Bewegungen der Fußpunkte der 4 Beine dargestellt.

Während die Bewegungen s_1 und s_2 der 4 Fußpunkte in der horizontalen Ebene weitgehend identisch sind, ergeben sich für die Vertikalbewegung s_3 relativ starke Unterschiede, die auf die unterschiedliche Phasenlage der Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen zurückzuführen sind.

Die Vertikalbewegung der Fußpunkte der Beine ist durch den Einfluss der Roll- und Stampfbewegungen in der Regel deutlich höher als die Vertikalbewegung im gewählten Koordinatensystem mit Ursprung im Zentrum der Wasserlinienfläche.

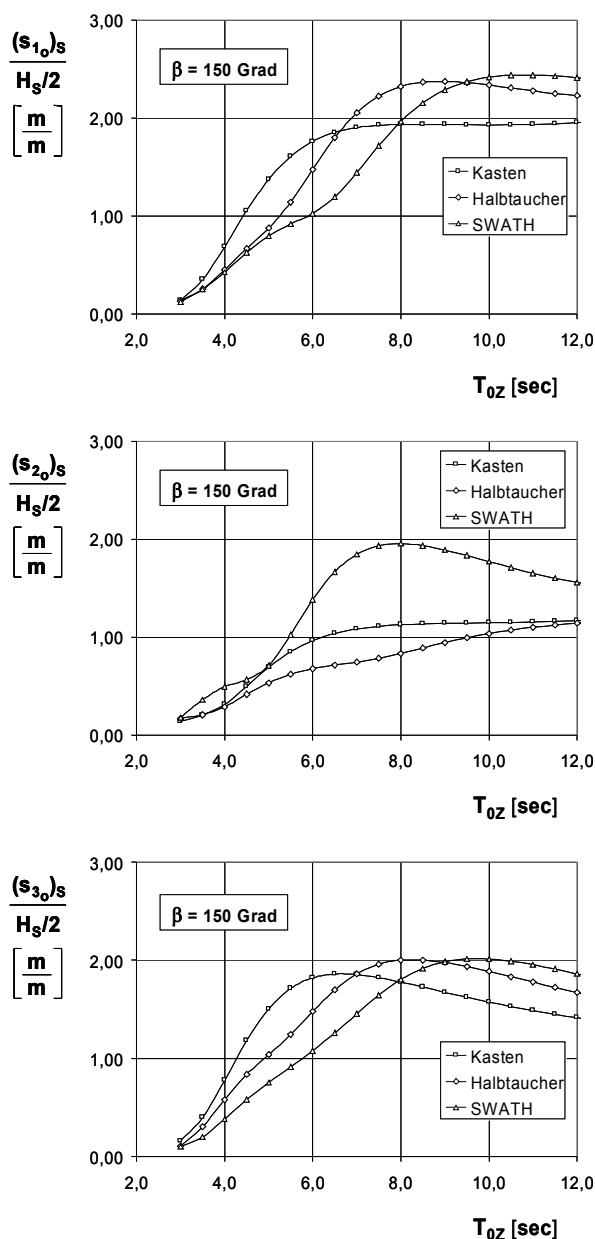


Abb. II.1.5-30: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten
 des Fußpunktes von Bein 2 (x = 26,50 m; y = -15,00 m; z = -28,50 m)
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

In der Abb. II.1.5-30 sind für den Fußpunkt des Beines 2 die signifikanten Amplituden für Kasten, Halbtaucher und SWATH einander gegenübergestellt.

Im Bereich kleiner bis mittlerer Perioden weisen Halbtaucher (bis 6,5 sec) und SWATH (bis 7,5 sec) im Vergleich zum Kasten geringere Vertikalbewegungen des Fußpunktes auf. Im Bereich von Perioden über 8 sec sind die Vertikalbewegungen beim Kasten jedoch günstiger.

Darüber hinaus wurden im Zeitbereich die Bewegungen der Fußpunkte simuliert.

Für Seezustände mit einer mittleren Periode von 4, 5 und 6 sec, die charakteristisch sind für die Bedingungen bei Offshore-Installationsarbeiten in der Nordsee, der Irischen See sowie der Ostsee, wurden die Zeitreihen und Trajektorien der Bewegung der Fußpunkte ermittelt.

In Abb. II.1.5-31.1 und .2 sind die Zeitreihen der Komponenten der Längs-, Quer- und Vertikalbewegung in einem Simulationsausschnitt über 300 sec dargestellt.

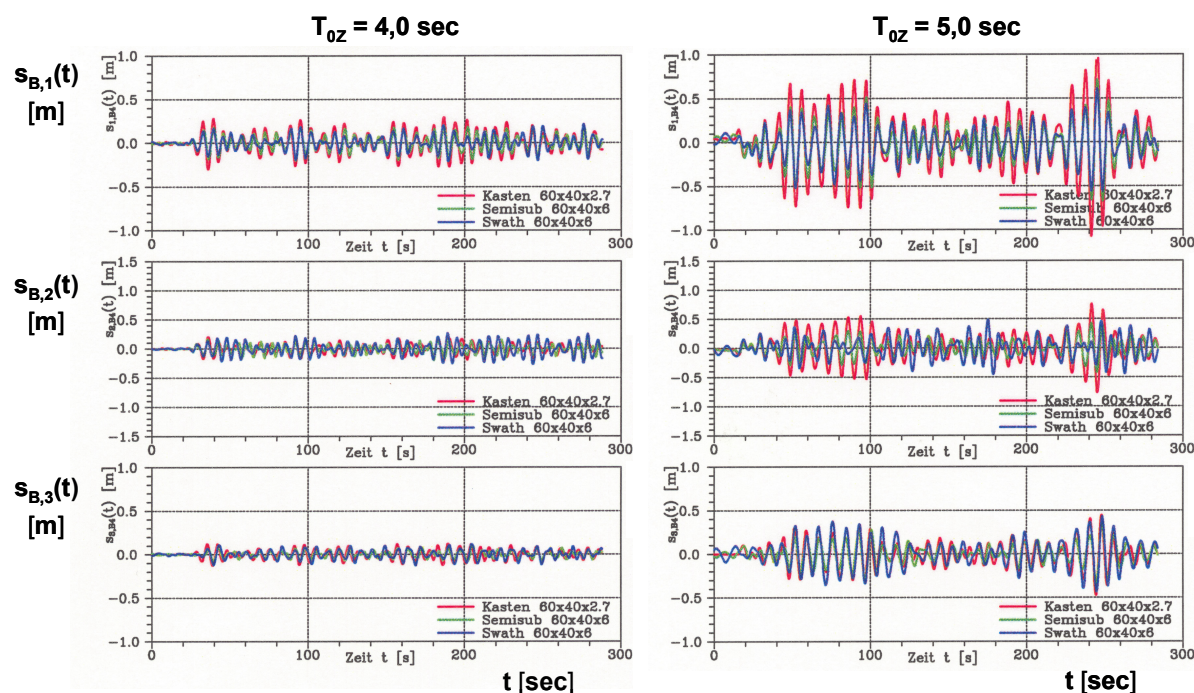


Abb. II.1.5-31.1: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Zeitreihen der translatorischen Bewegungskomponenten $s_{B,1}$, $s_{B,2}$, $s_{B,3}$
 des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m)
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 und 5,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

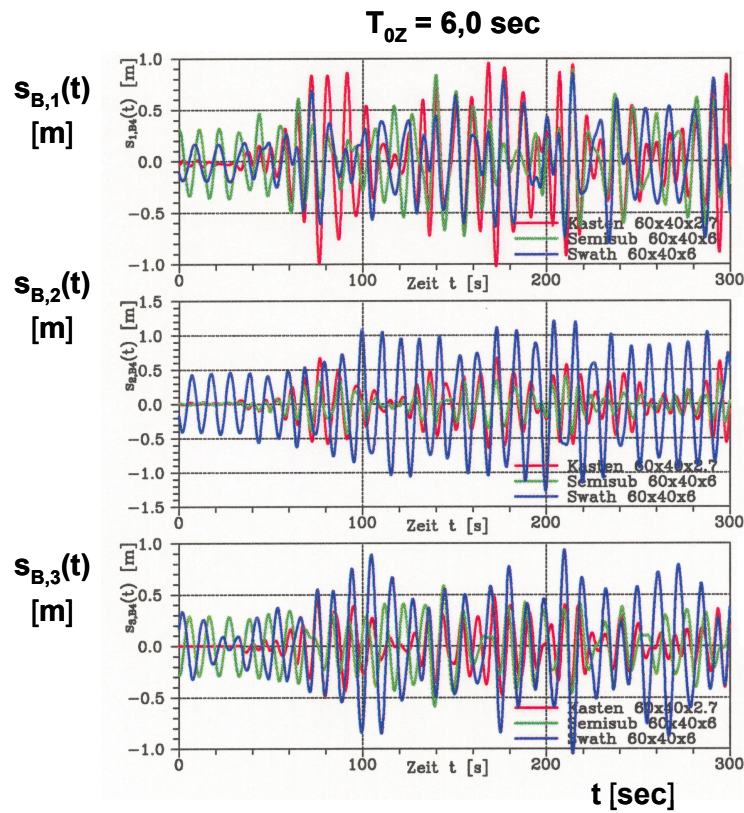


Abb. II.1.5-31.2: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Zeitreihen der translatorischen Bewegungskomponenten $s_{B,1}$, $s_{B,2}$, $s_{B,3}$
 des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50 \text{ m}$; $y = -15,00 \text{ m}$; $z = -28,50 \text{ m}$)
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 6,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Die korrespondierenden Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes sind in Abb. II.1.5-32.1 (Horizontalebene x-y) und Abb. II.1.5-32.2 (Vertikalebene x-z) dargestellt.

Der Vergleich der Trajektorien zeigt, dass sich beim Kasten gegenüber dem Halbtaucher in der Horizontalebene deutlich stärkere Bewegungen ergeben mit einem sehr gleichförmigen Charakter, während die Bewegung beim SWATH von sehr unregelmäßiger Natur, mit großen Amplituden, ist.

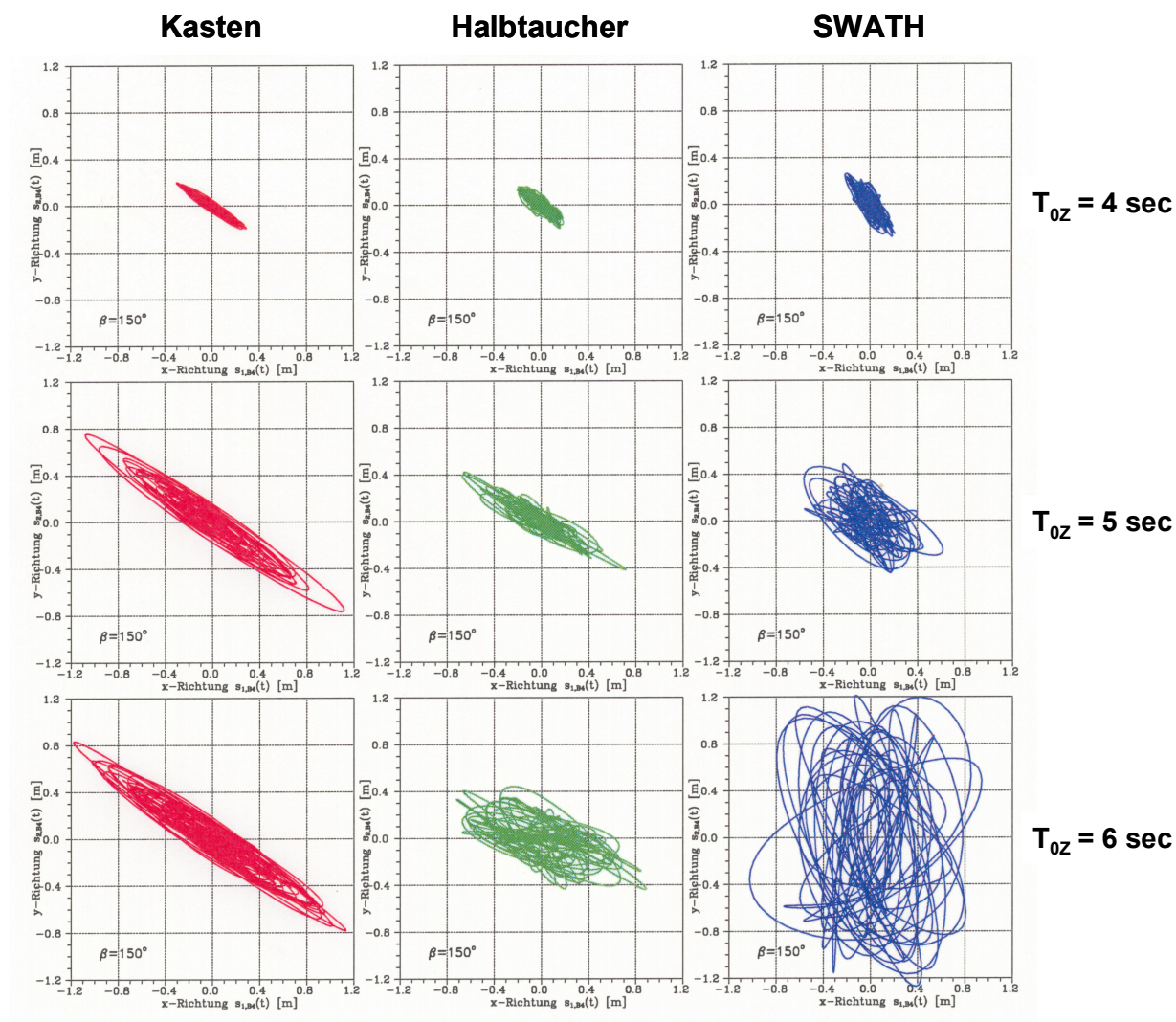


Abb. II.1.5-32.1: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2
 (x = 26,50 m; y = -15,00 m; z = -28,50 m) in der x-y-Ebene
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0; 5,0; 6,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

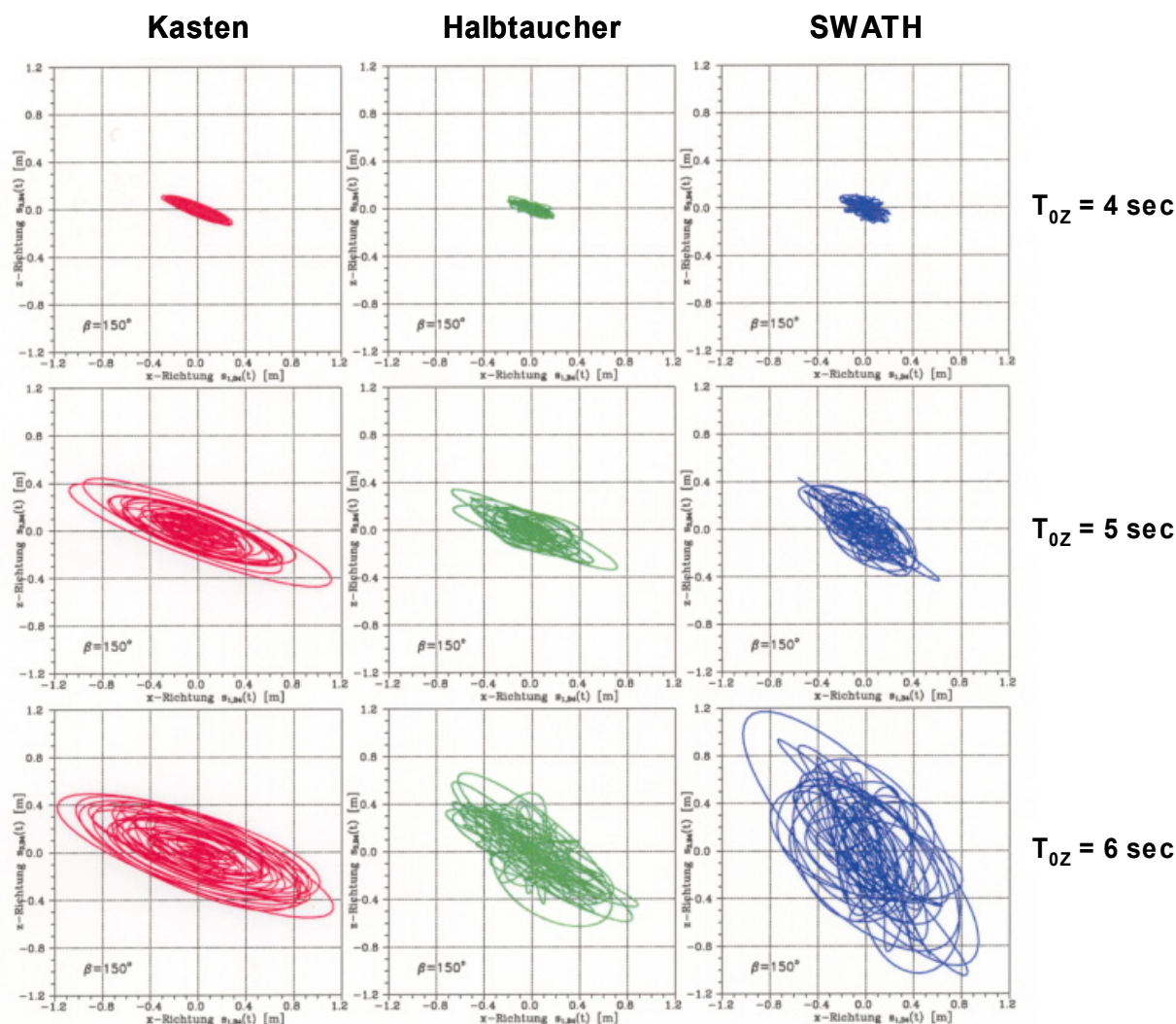
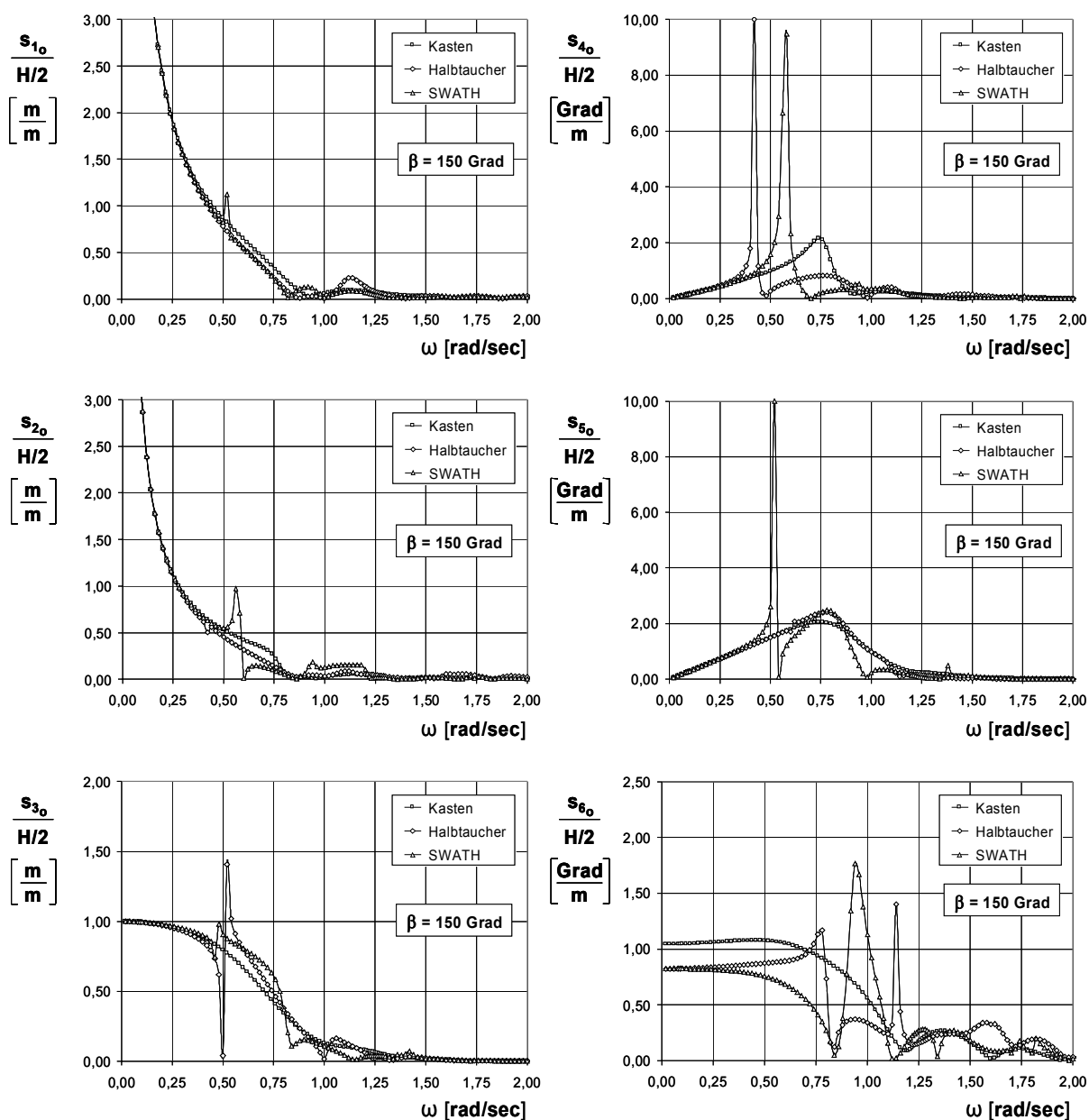


Abb. II.1.5-32.2: Hubinsel-Konzepte mit 60 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2
 ($x = 26,50$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-z-Ebene
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0; 5,0; 6,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Auch in der Vertikalebene ergeben sich beim SWATH die größten Bewegungen, während Halbtaucher und Kasten, bezogen auf die entscheidende Vertikalkomponente, ähnliche Werte aufweisen.

Diese erste Untersuchungsserie mit 60 m langen Schwimmkörpern ergab somit noch keine eindeutige Präferenz für eine der betrachteten Konstruktionen.

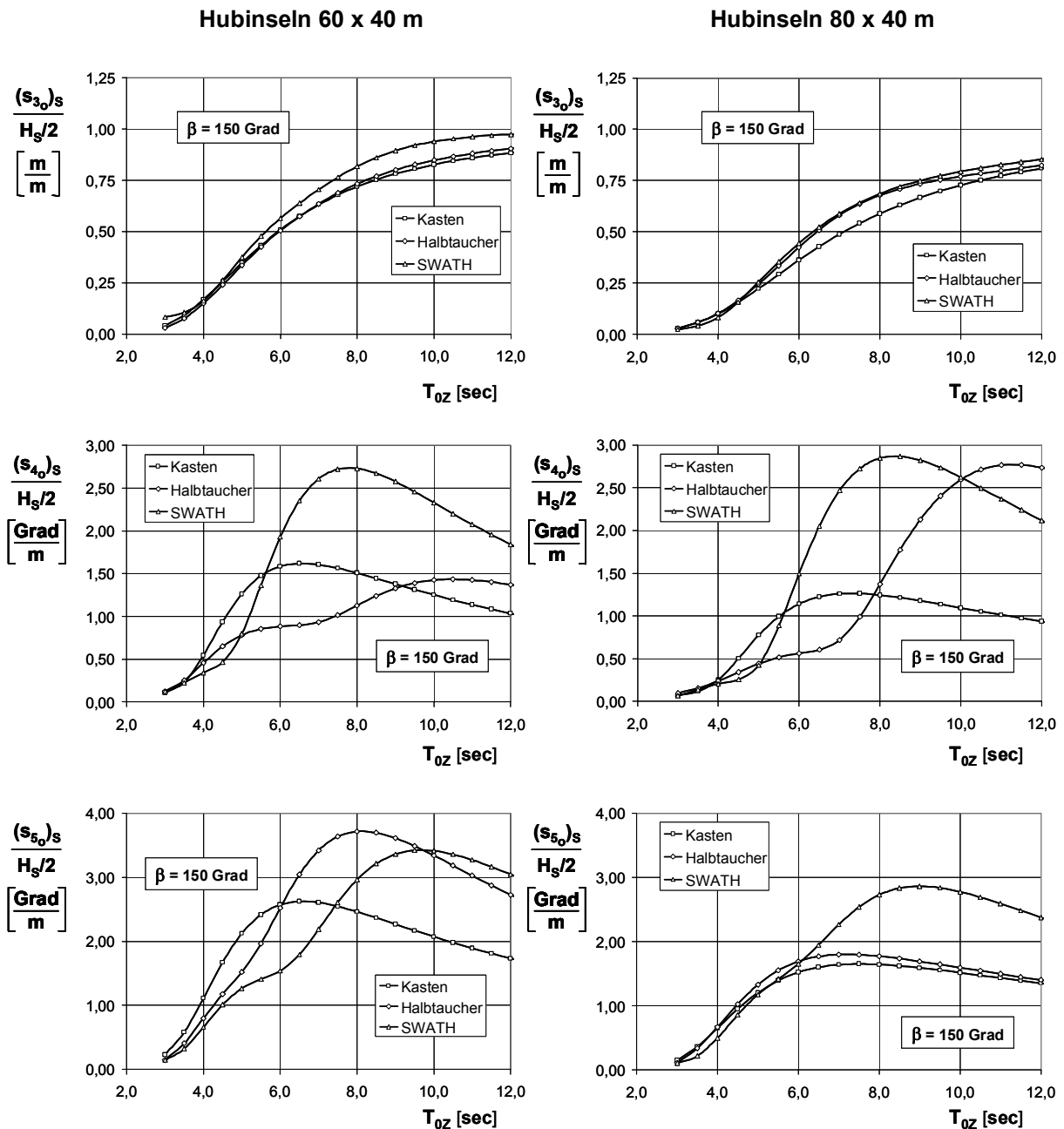
In der zweiten Untersuchungsserie wurden Kasten, Halbtaucher und SWATH mit nun 80 m Länge bei gleichbleibender Breite von 40 m untersucht.



**Abb. II.1.5-33: Hubinsel-Konzepte mit 80 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten
 Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad**

In Abb. II.1.5-33 sind die Übertragungsfunktionen der 6 Bewegungskomponenten für den Wellenanlaufwinkel von ebenfalls 150 Grad wiedergegeben

Wie bei den Varianten mit 60 m Länge ergeben sich beim Kasten relativ glatte Verläufe der Übertragungsfunktionen, bei Halbtaucher und SWATH sind die Verläufe durch Peaks und Nullstellen geprägt.



**Abb. II.1.5-34: Hubinsel-Konzepte mit 60 m bzw. 80 m Länge sowie 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Signifikante Amplituden der Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad**

In Abb. II.1.5-34 sind für die Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen die signifikanten Amplituden der Varianten für 60 m und 80 m einander gegenüber gestellt. Es zeigt sich, dass nicht in allen Bereichen der mittleren Periode des Seegangs die Varianten mit 80 m Länge das günstigere Bewegungsverhalten zeigen.

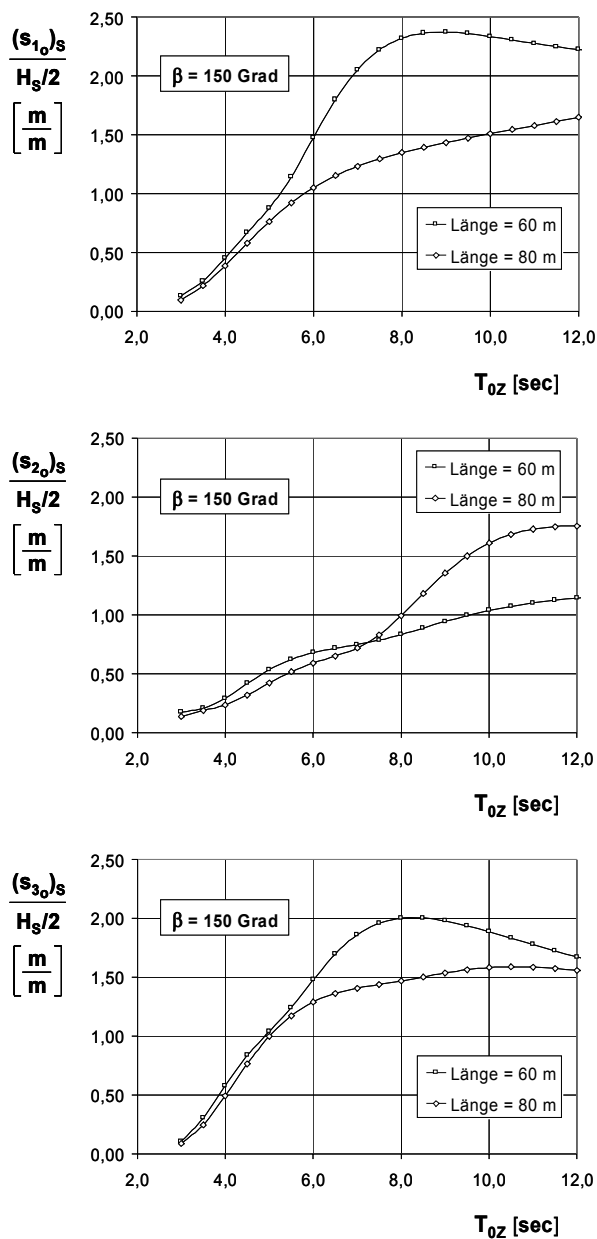


Abb. II.1.5-35: Hubinsel nach Halbtaucher-Konzept mit 60 m bzw. 80 m Länge sowie 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten
 des Fußpunktes von Bein 2 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m)
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Betrachtet man jedoch am Beispiel des Halbtaucher-Konzeptes die Bewegung der Fußpunkte, so zeigt sich, dass bei der Variante mit 80 m Länge insbesondere im Bereich zwischen 6 und 11 sec geringere Vertikalbewegungen als bei der Variante mit 60 m auftreten, Abb. II.1.5-35.

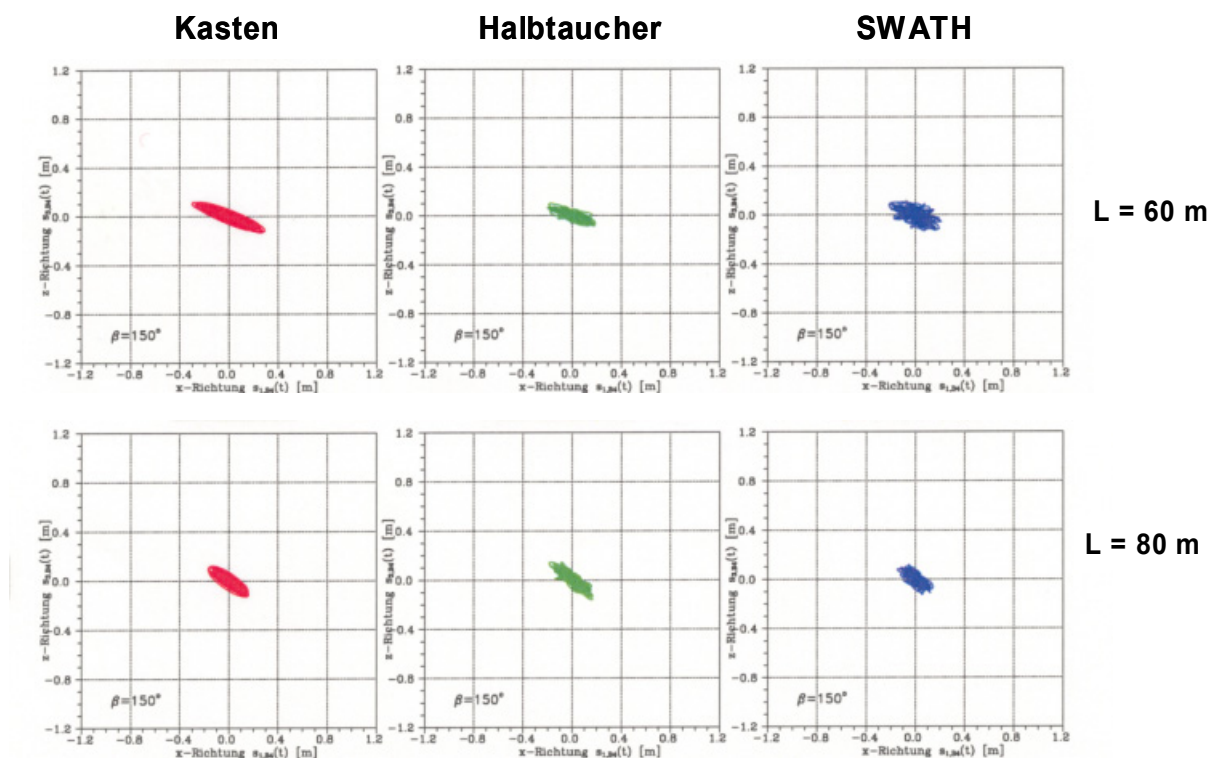
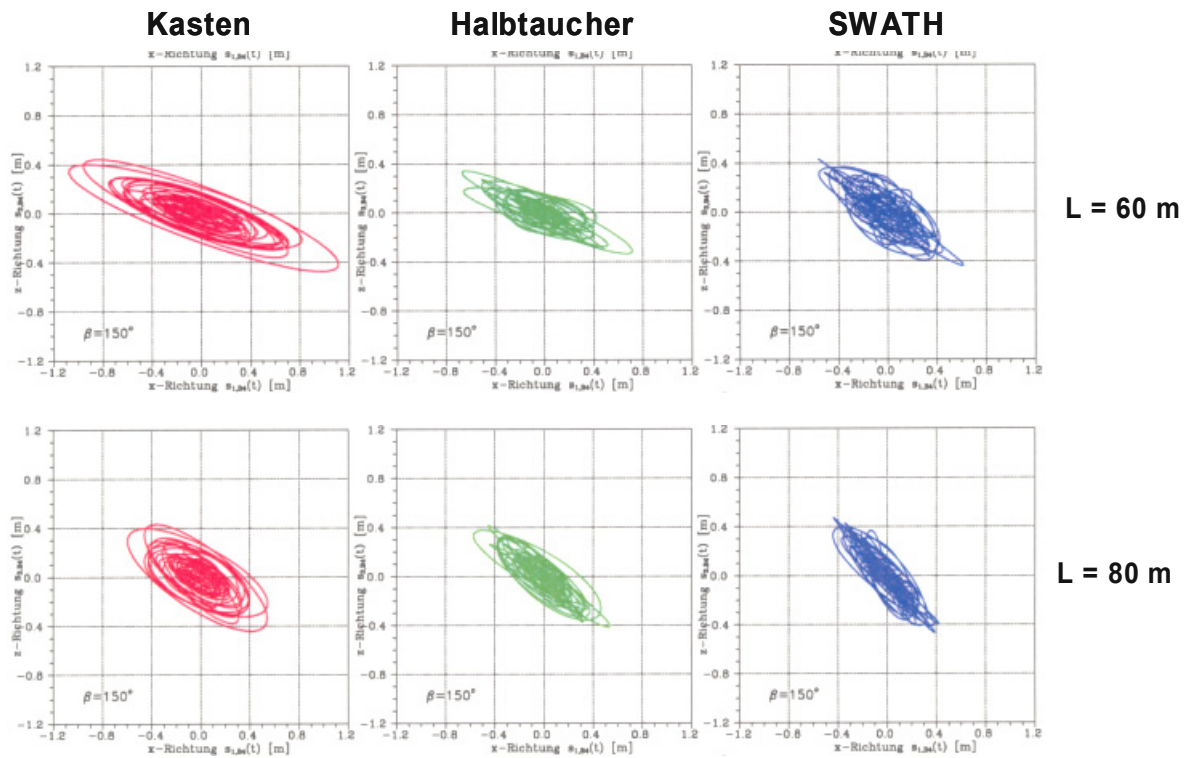


Abb. II.1.5-36.1: Hubinsel-Konzepte mit 60 m bzw. 80 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2
 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-z-Ebene
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Insgesamt ergibt sich jedoch aus der größeren Schwimmkörperlänge nur eine geringfügige Verbesserung des Bewegungsverhaltens. Dies wird auch durch die Gegenüberstellung der berechneten Trajektorien (x-z-Ebene) für die Varianten mit 60 und 80 m Länge veranschaulicht, Abb. II.1.5-36.1 bis .3.



**Abb. II.1.5-36.2: Hubinsel-Konzepte mit 60 m bzw. 80 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2
 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-z-Ebene
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 5,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad**

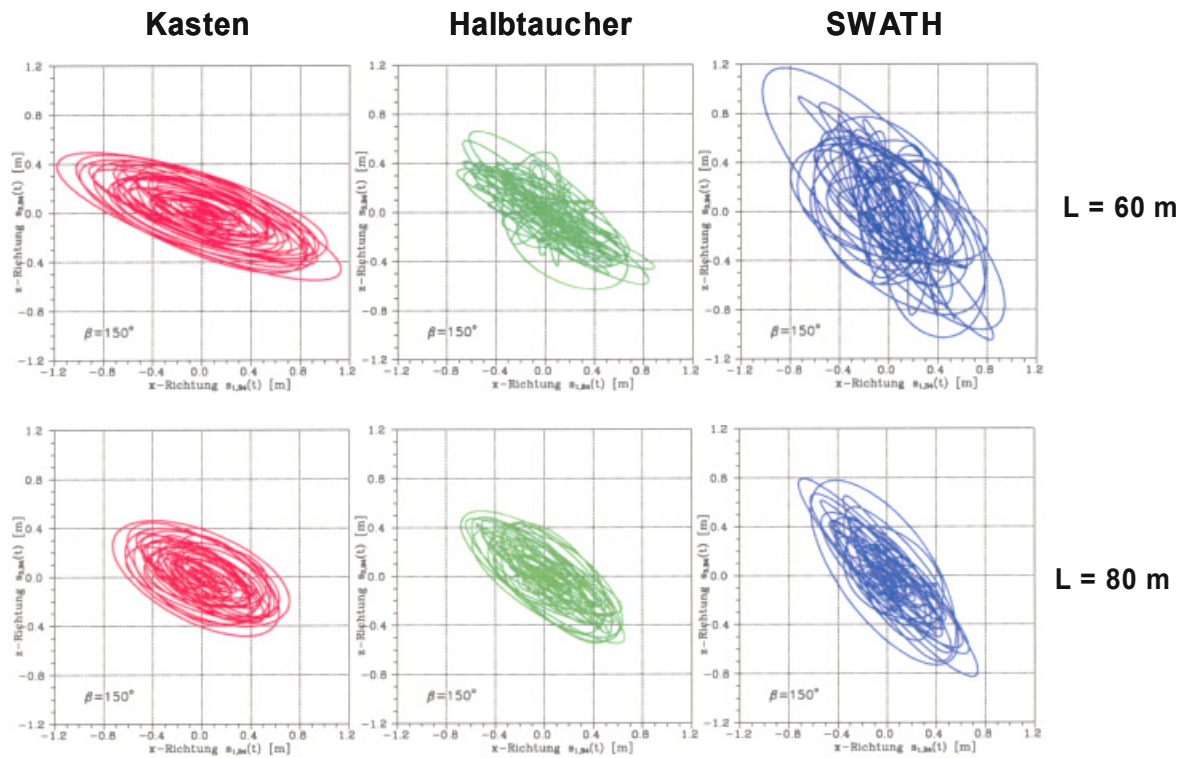


Abb. II.1.5-36.3: Hubinsel-Konzepte mit 60 m bzw. 80 m Länge und 40 m Breite
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2
 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-z-Ebene
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 6,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

II.1.5.4.2 Zusätzliche Hubinselvarianten nach dem Halbtaucher-Konzept

Zum Halbtaucherentwurf wurden zusätzliche Analysen durchgeführt und weitere Varianten mit 80 m Länge betrachtet.

Bei der 1. Variante wurde bei gleichbleibender Verdrängung von 8.496 m³ eine Tiefgangsvergrößerung von 6,00 auf 7,75 m vorgenommen, Abb. II.1.5-37 und Tabelle II.1.5-2

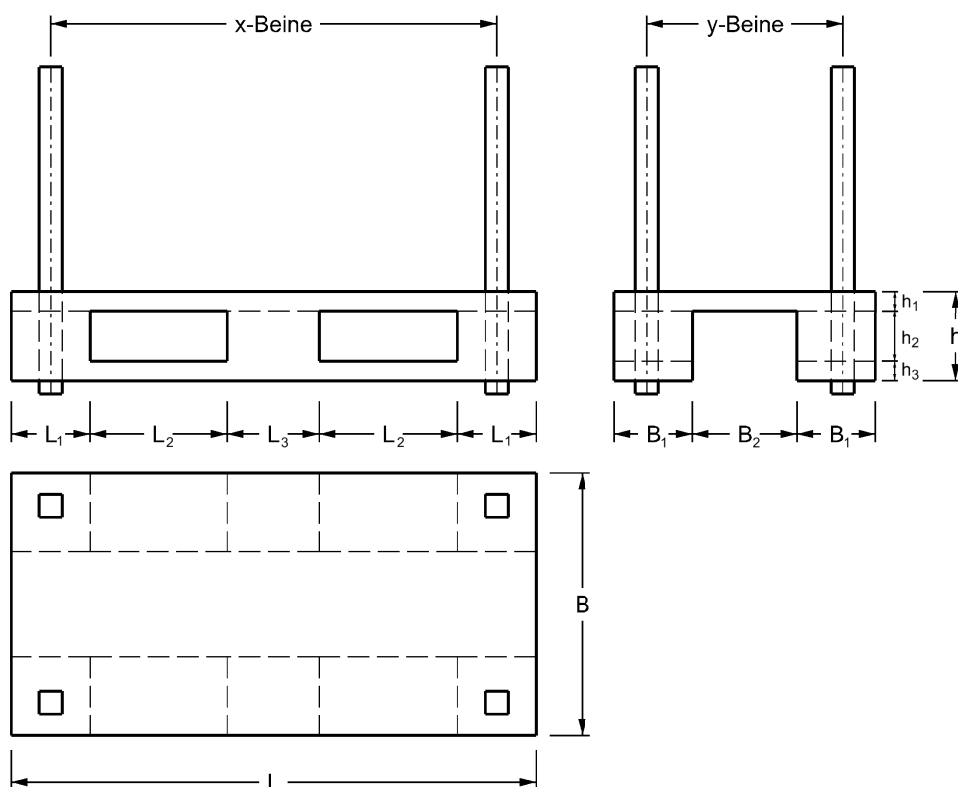


Abb. II.1.5-37: Hubinseln nach dem Halbtaucherkonzept, Länge 80 m und Breite 40 m
 Variation Tiefgang (6,00 m und 7,75 m)
 Hauptabmessungen

Die Inhalte dieser Tabelle unterliegen der Vertraulichkeit und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger als Rechteinhaber an den Ergebnissen.

Tabelle II.1.5-2: Hubinseln mit Schwimmkörper nach dem Halbtaucher-Konzept
 Variation des Tiefgangs: Hauptdaten

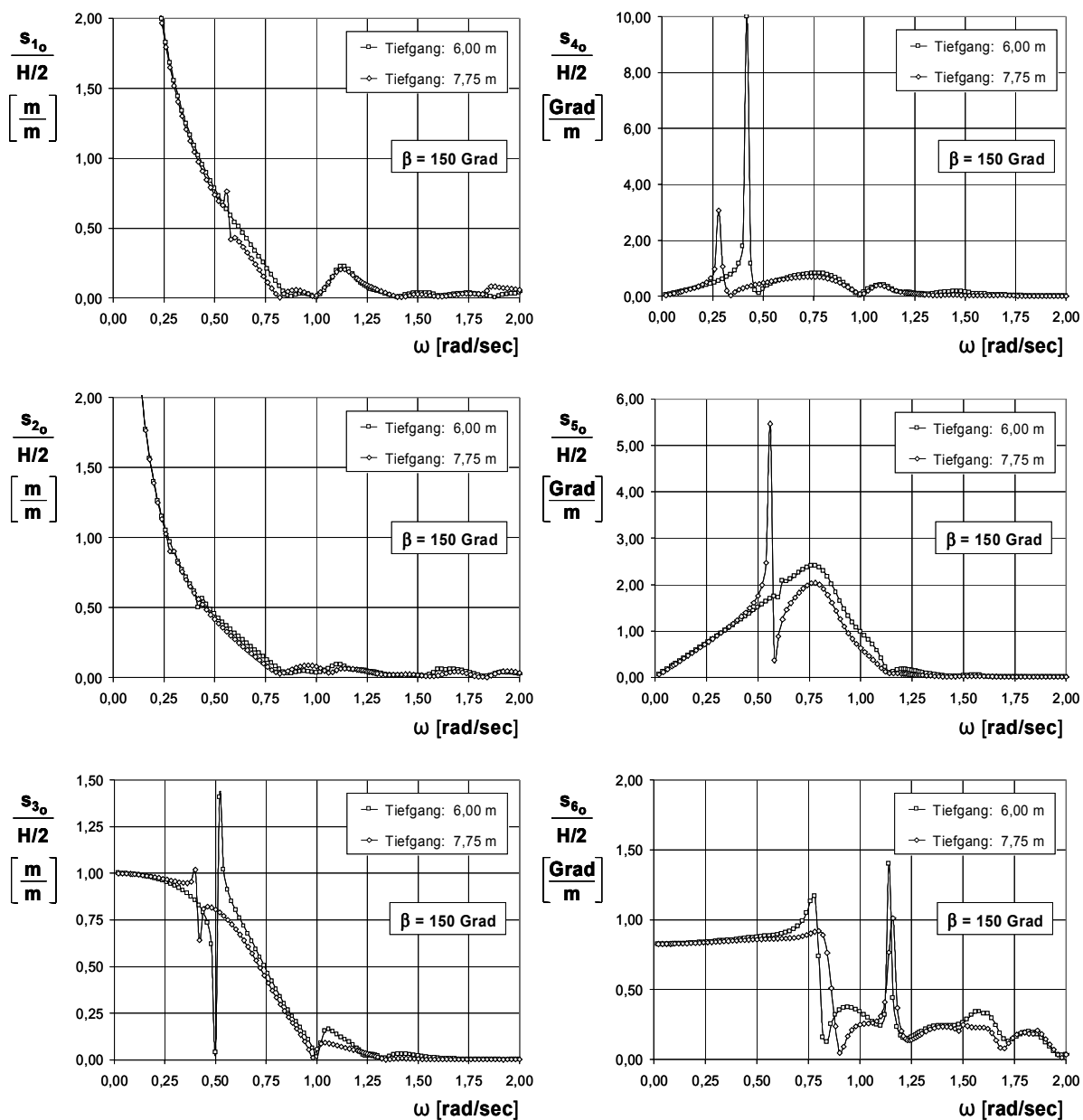
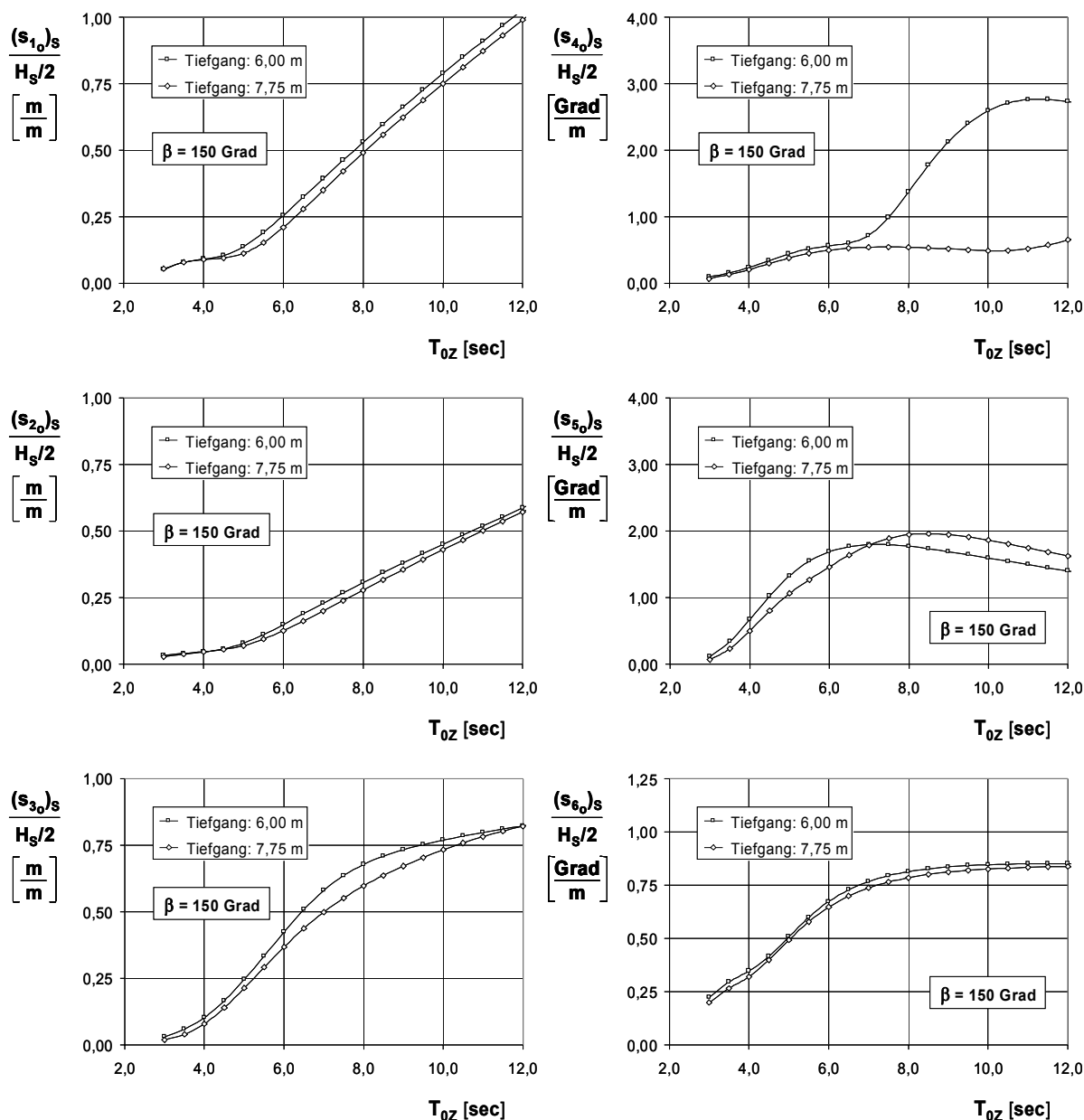


Abb. II.1.5-38: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge und 40 m Breite
Variation Tiefgang (6,00 m und 7,75 m)
Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten
Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad

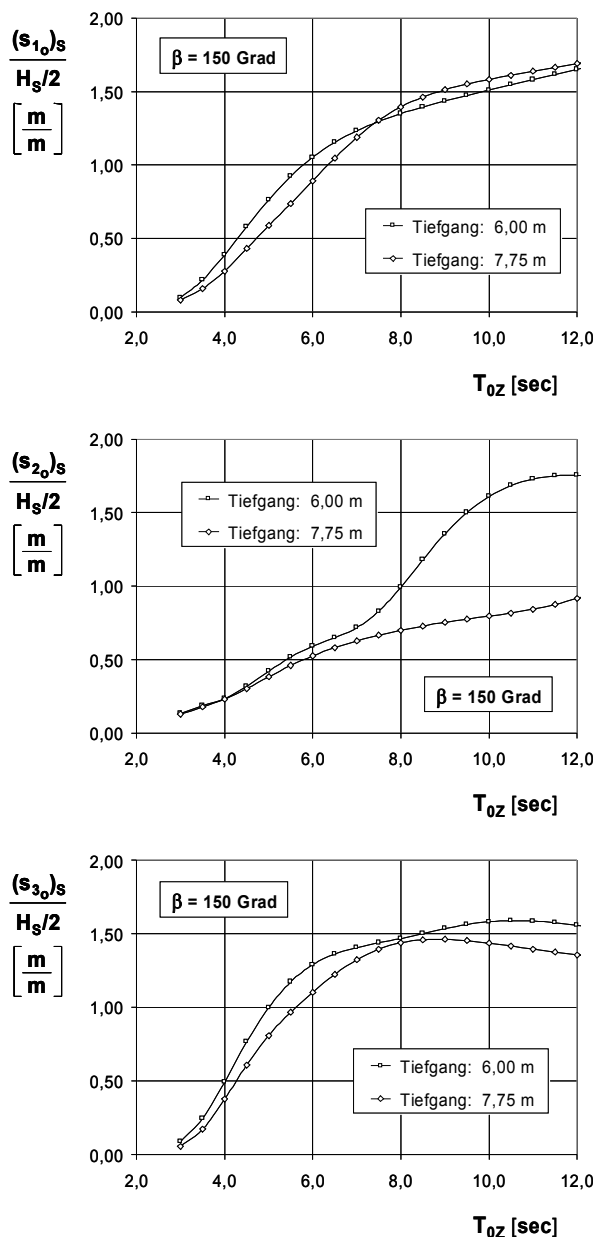
Aus der damit verbundenen Verringerung der Wasserlinienfläche ergab sich bei den berechneten Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten eine Verlagerung der Resonanzfrequenzen hin zu geringeren Werten, Abb. II.1.5-38.



**Abb. II.1.5-39: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge und 40 m Breite
 Variation Tiefgang (6,00 m und 7,75 m)
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad**

Die aus den Übertragungsfunktionen und Seegangsspektren abgeleiteten signifikanten Amplituden zeigen, dass mit der Tiefgangsvergrößerung eine geringfügige Verbesserung der Längs-, Quer- und Tauchbewegungen sowie der Gierbewegung erreicht wird, Abb. II.1.5-39.

Bei der Rollbewegung ergibt sich eine signifikante Reduzierung der Amplituden im Bereich von Seegangperioden größer als 7 sec. Bei der Stampfbewegung tritt im Bereich von Perioden bis etwa 7 sec eine Reduzierung und im Bereich über 7 sec eine Vergrößerung der Amplituden auf.



**Abb. II.1.5-40: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge und 40 m Breite
 Variation Tiefgang (6,00 m und 7,75 m)
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten
 des Fußpunktes von Bein 2 (x = 35,00 m; y = -15,00 m; z = -28,50 m)
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad**

Betrachtet man die signifikanten Amplituden der Fußpunktbewegungen, so ergibt sich als Folge der Tiefgangsvergrößerung - und der damit verbundenen deutlich geringeren Rollbewegungen - für die Querbewegung s_2 ein deutlich günstigeres Verhalten im Bereich von Seegangperioden über 8 sec. Bei der Vertikalbewegung resultiert aus der Tiefgangsvergrößerung eine Reduzierung der signifikanten Amplituden zwischen 5 und 30 %, Abb. II.1.5-40.

Neben der Vergrößerung des Tiefgangs wurde beim Halbtaucher-Konzept eine Reduzierung der Säulenzahl von 6 auf 4 vorgenommen, bei gleichbleibendem Tiefgang von 6 m und gleichbleibender Verdrängung von 8.496 m³.

Hierbei wurden die 4 Säulen zum einen bündig außen angeordnet, zum anderen um jeweils 9 m nach innen versetzt (Abb. II.1.5-41, Tabelle II.1.5-3).

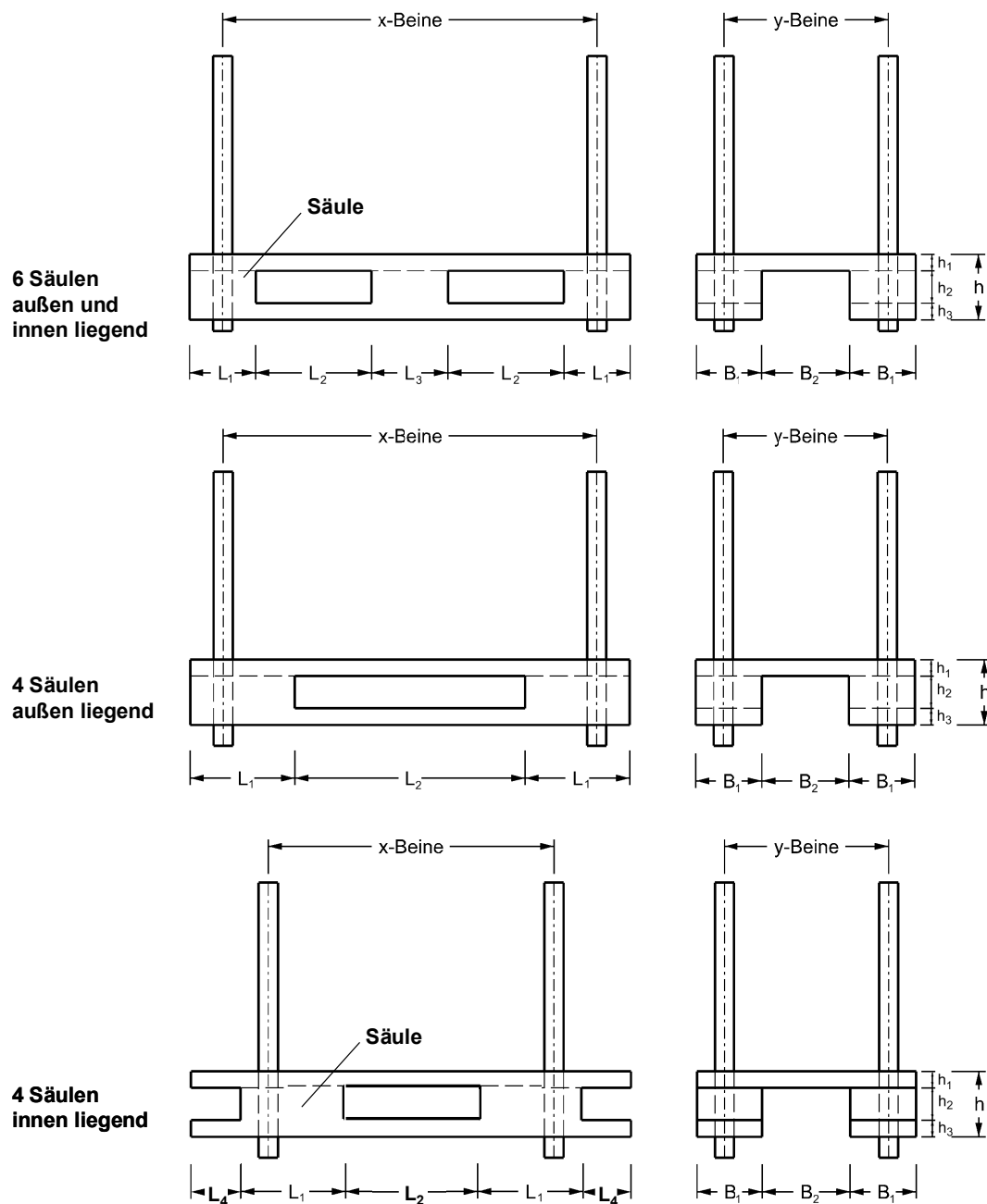


Abb. II.1.5-41: Hubinseln nach dem Halbtaucherkonzept, Länge 80 m und Breite 40 m
 Variation Anzahl und Anordnung der Säulen
 Hauptabmessungen

*Die Inhalte dieser Tabelle unterliegen der Vertraulichkeit
und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger
als Rechteinhaber an den Ergebnissen.*

**Tabelle II.1.5-3: Hubinseln nach dem Halbtaucherkonzept, Länge 80 m und Breite 40 m
Variation Anzahl und Anordnung der Säulen
Hauptdaten**

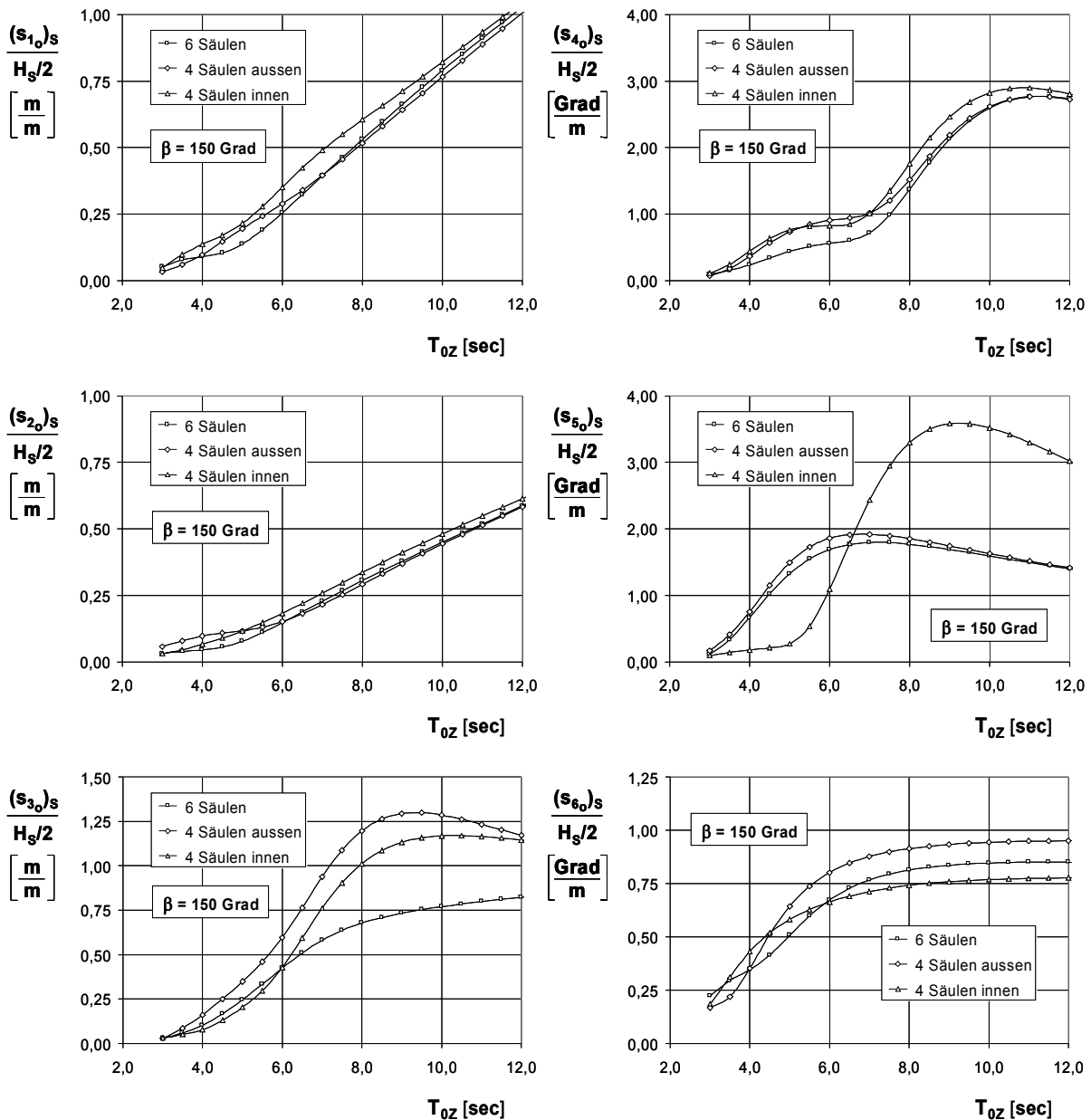


Abb. II.1.5-42: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge, 40 m Breite und 6 m Tiefgang
Variation der Anzahl und Anordnung der Säulen
Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten
Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Die in Abb. II.1.5-42 gezeigten signifikanten Amplituden der Bewegungskomponenten zeigen, dass die Halbtaucher-Varianten mit 4 Säulen gegenüber der Variante mit 6 Säulen über weite Bereiche ein ungünstigeres Bewegungsverhalten aufweisen. Lediglich bei der Stampfbewegung zeigt die Variante mit den vier innen liegenden Säulen wegen ihrer im Vergleich zu den beiden anderen Varianten deutlich geringeren Eigenfrequenz der Stampfbewegung im Bereich der mittleren Perioden bis 6 sec ein deutlich besseres Bewegungsverhalten, ab Perioden von 7 sec jedoch sehr hohe Werte.

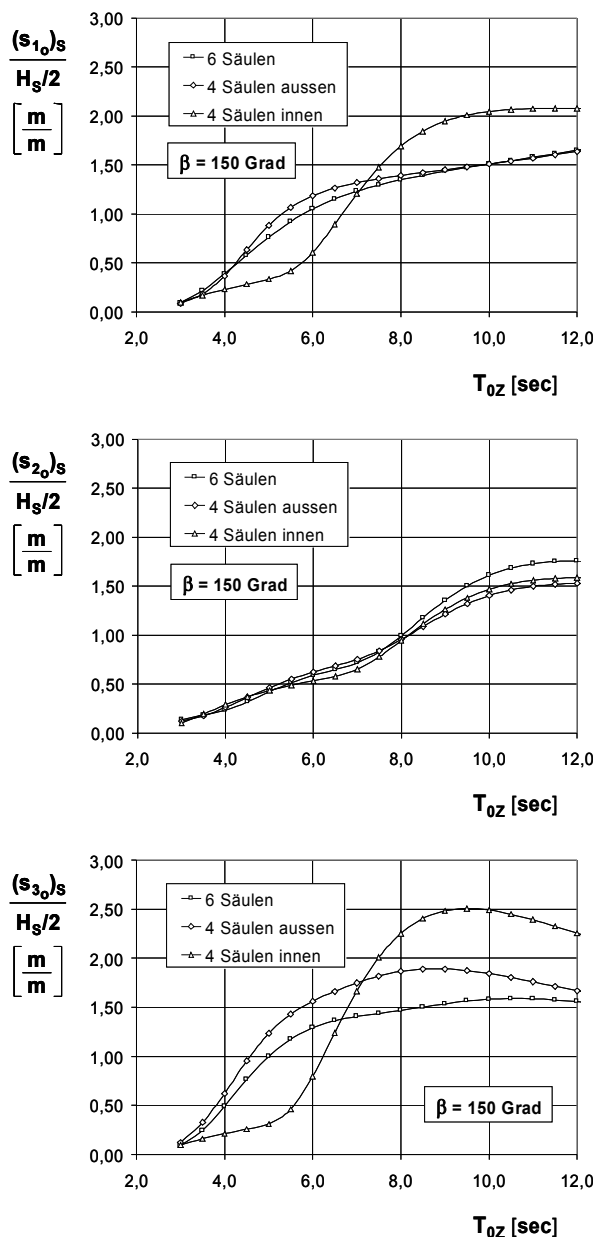


Abb. II.1.5-43: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge, 40 m Breite und 6 m Tiefgang
Variation der Anzahl und Anordnung der Säulen
Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten
des Fußpunktes von Bein 2 (x = 35,00 m; y = -15,00 m; z = -28,50 m)
Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Der beschriebene charakteristische Verlauf der Stampfbewegungen bei der Variante mit vier innen liegenden Säulen spiegelt sich auch in den Längs- und Vertikalbewegungen der Beine deutlich wieder. Auch hier ist ein günstiges Bewegungsverhalten im Bereich kleinerer Seegangsperioden mit großen Bewegungen bei höheren Seegangsperioden verbunden, Abb. II.1.5-43.

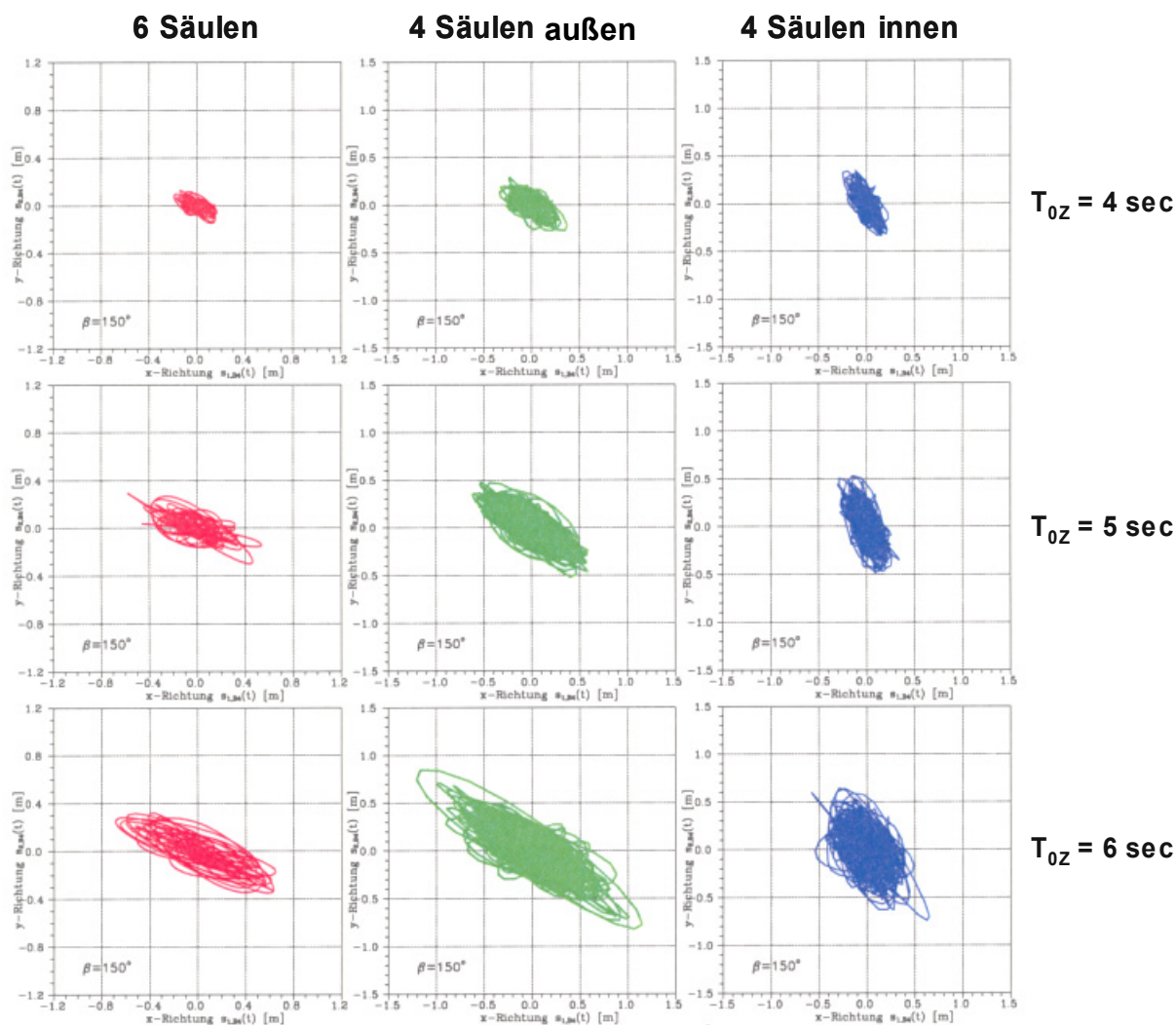


Abb. II.1.5-44: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge, 40 m Breite und 6 m Tiefgang
 Variation der Anzahl und Anordnung der Säulen
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2
 (x = 26,50 m bzw. 35,00 m; y = -15,00 m; z = -28,50 m) in der x-y-Ebene
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 , 5,0 und 6,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Die in Abb. II.1.5-44 und Abb. II.1.5-45 dargestellten Trajektorien des Fußpunktes von Bein 2 veranschaulichen, dass bei der Variante mit vier innen liegenden Säulen eine geringfügige Verbesserung des Bewegungsverhaltens im Vergleich zu der Grundvariante mit sechs Säulen vorliegt. Diese Verbesserung stellt sich in der kompakten, fast kugelförmigen Ausbildung der Trajektorien dar. Die Variante mit den vier außen liegenden Säulen zeigt jedoch ein ungünstigeres Bewegungsverhalten.

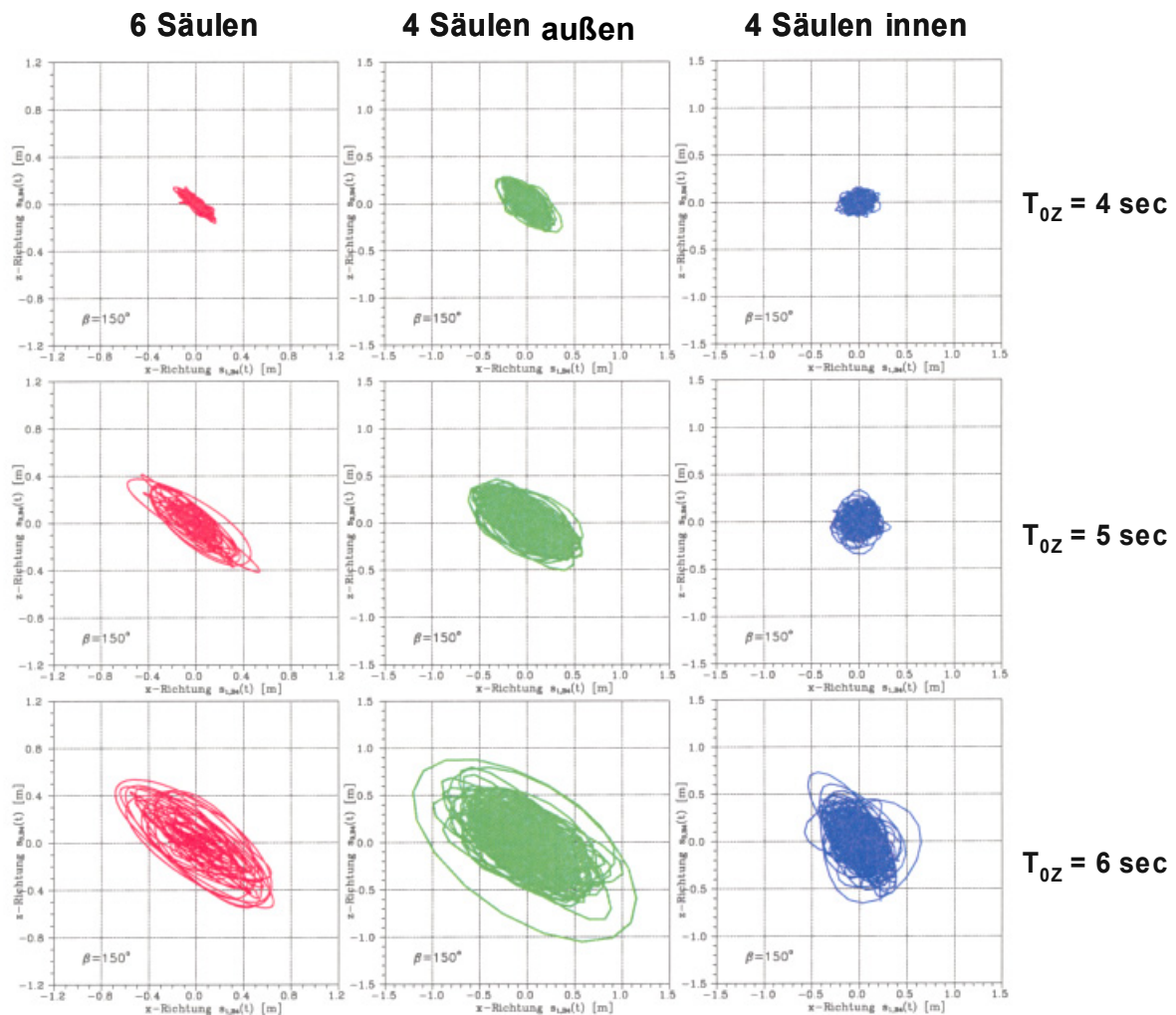


Abb. II.1.5-45: Hubinseln nach Halbtaucher-Konzept mit 80 m Länge, 40 m Breite und 6 m Tiefgang
 Variation der Anzahl und Anordnung der Säulen
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2
 (x = 26,50 m bzw. 35,00 m; y = -15,00 m; z = -28,50 m) in der x-z-Ebene
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 , 5,0 und 6,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

II.1.5.4.3 Zusätzliche Hubinselvarianten mit kastenförmigen Schwimmkörpern

Die zusätzlich untersuchten Varianten wurden unter dem Gesichtspunkt definiert, dass eine größere Länge bzw. ein größerer Tiefgang das Bewegungsverhalten eines kastenförmigen Schwimmkörpers im Seegang verbessert. So wurde basierend auf der Grundvariante mit 80 m Länge der Tiefgang von 2,6 m auf 4,0 m erhöht, was einer Zunahme der Verdrängung von 8.320 m³ auf 12.800 m³ entspricht.

Bei einer weiteren Variante wurde die Länge von 80 m auf 100 m sowie der Tiefgang von 2,6 auf 2,8 m erhöht, was einer Verdrängung von 11.200 m³ entspricht.

Als Referenzvariante zum 100 m langen Kasten wurde zusätzlich ein Kasten mit 80 m Länge und 3,5 m Tiefgang betrachtet, der ebenfalls eine Verdrängung von 11.200 m³ aufweist.

Die Daten dieser Kasten-Varianten sind in Tabelle II.1.5-4 zusammengestellt.

*Die Inhalte dieser Tabelle unterliegen der Vertraulichkeit
und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger
als Rechteinhaber an den Ergebnissen.*

**Tabelle II.1.5-4: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper
Variation des Tiefgangs und der Länge des Schwimmkörpers**

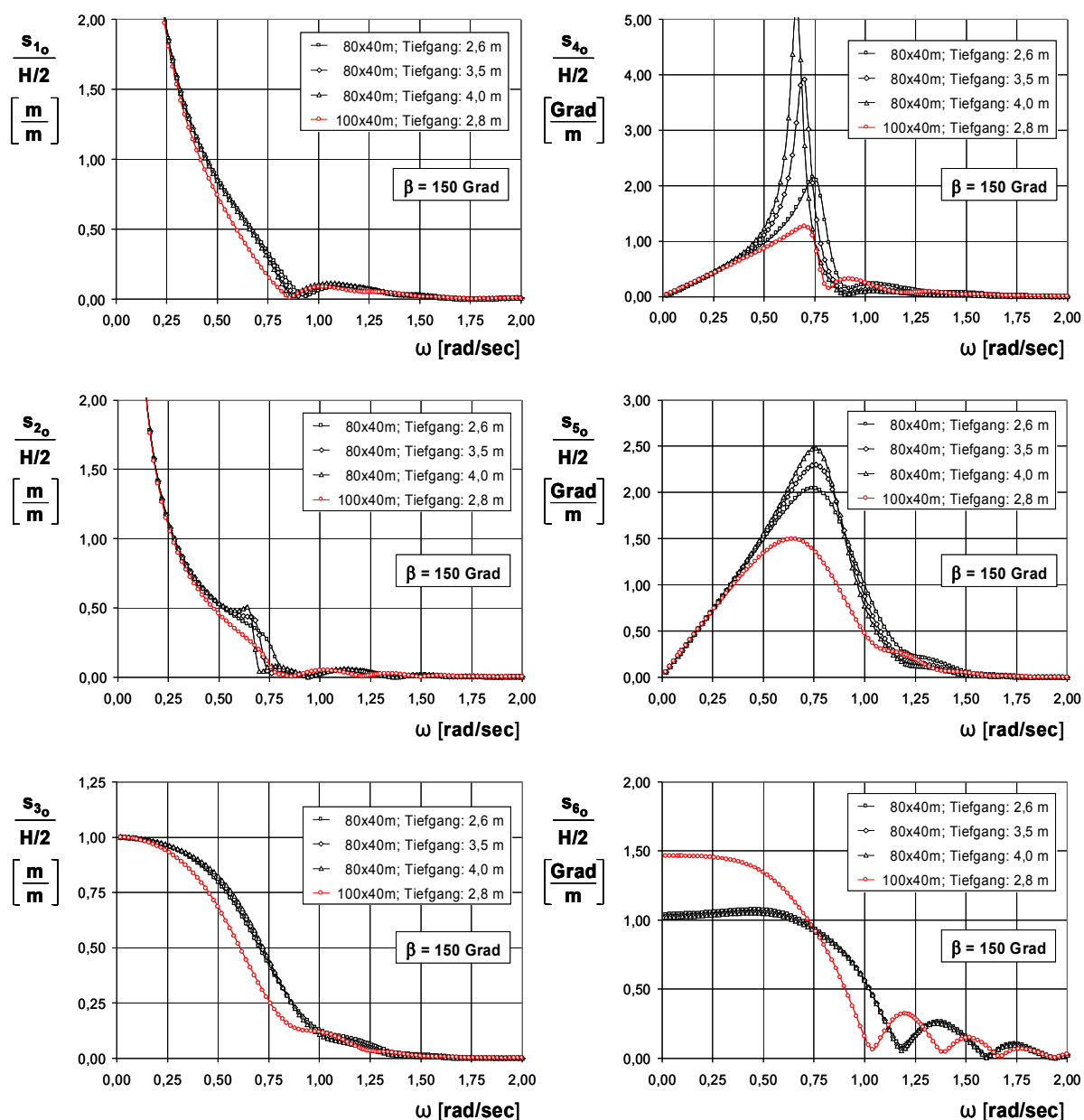


Abb. II.1.5-46: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und 40 m Breite
 Variation Länge (80 m und 100 m) sowie Tiefgang (2,6 m, 2,8 m, 3,5 m und 4,0 m)
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten
 Wassertiefe: 30 m; Wellenanlaufwinkel: 150 Grad

Aus den in Abb. II.1.5-46 dargestellten Übertragungsfunktionen der 6 Bewegungskomponenten für die Hubinseln mit unterschiedlichem kastenförmigen Schwimmkörper wird deutlich, dass die Variante mit 100 m Länge eine wesentliche Verbesserung des Bewegungsverhaltens ergibt, insbesondere bei den Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen.

Bei einer Vergrößerung des Tiefgangs bei gleichbleibender Länge von 80 m ergeben sich dagegen stärkere Roll- und Stampfbewegungen im Bereich um $\omega = 0,70$ rad/sec.

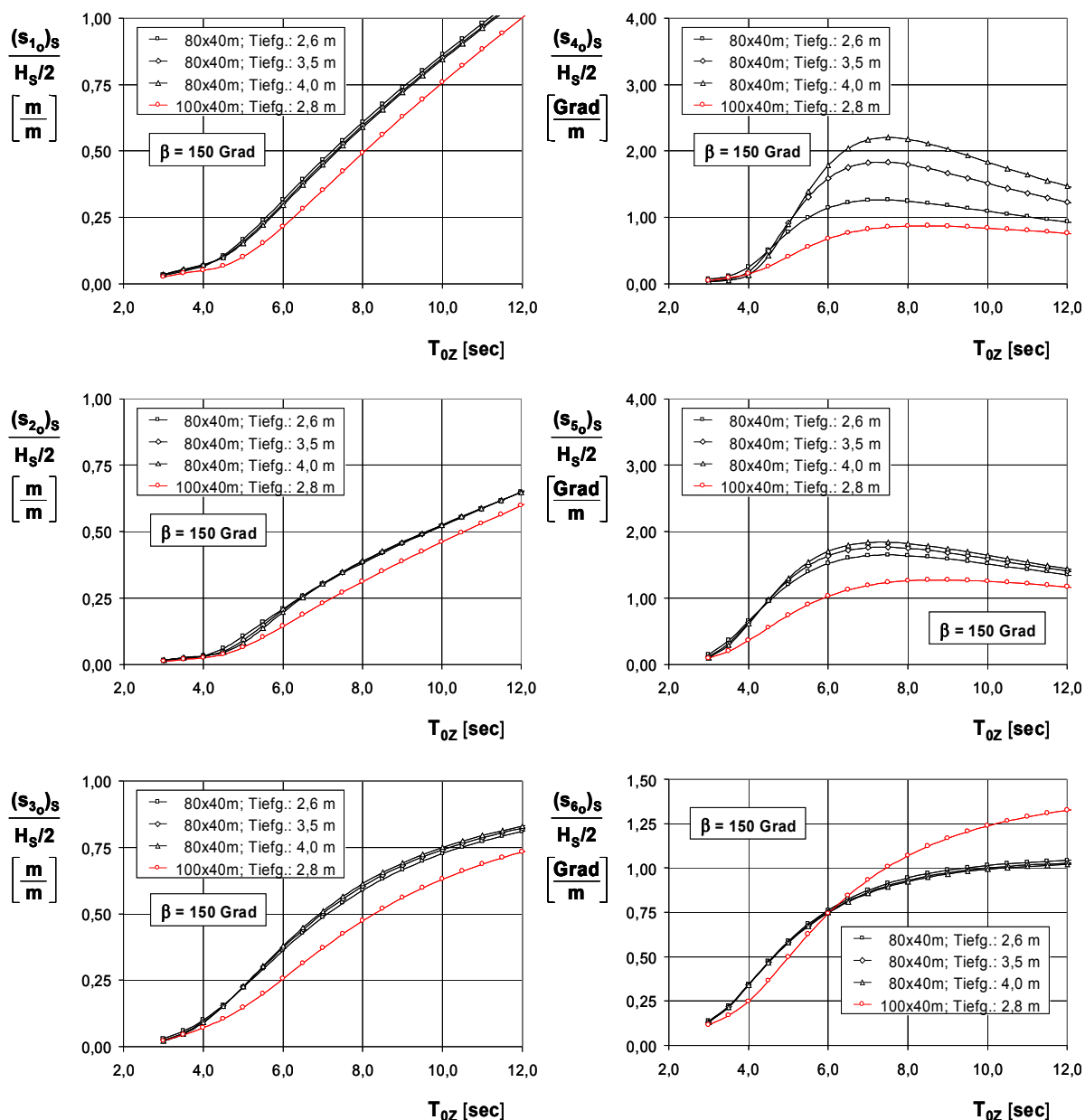


Abb. II.1.5-47: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und 40 m Breite
 Variation Länge (80 m und 100 m) sowie Tiefgang (2,6 m, 2,8 m, 3,5 m und 4,0 m)
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Auch bei Betrachtung der signifikanten Amplituden der Bewegungen sowohl im körperfesten Bezugssystem mit Ursprung in der Stillwasserlinienfläche als auch in den Beinfußpunkten zeigt die Variante mit 100 m Länge ein deutlich günstigeres Bewegungsverhalten, Abb. II.1.5-47 und Abb. II.1.5-48.

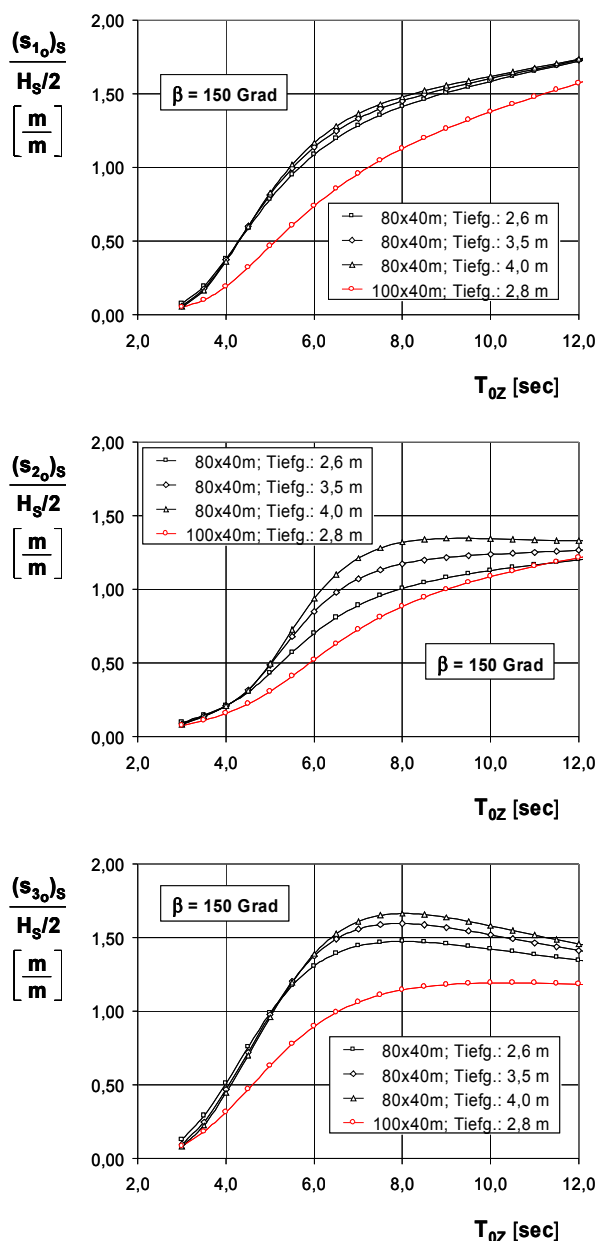


Abb. II.1.5-48: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und 40 m Breite
 Variation Länge (80 m und 100 m) sowie Tiefgang (2,6 m, 2,8 m, 3,5 m und 4,0 m)
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten
 des Fußpunktes von Bein 2 (x = 35,00 m; y = -15,00 m; z = -28,50 m)
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

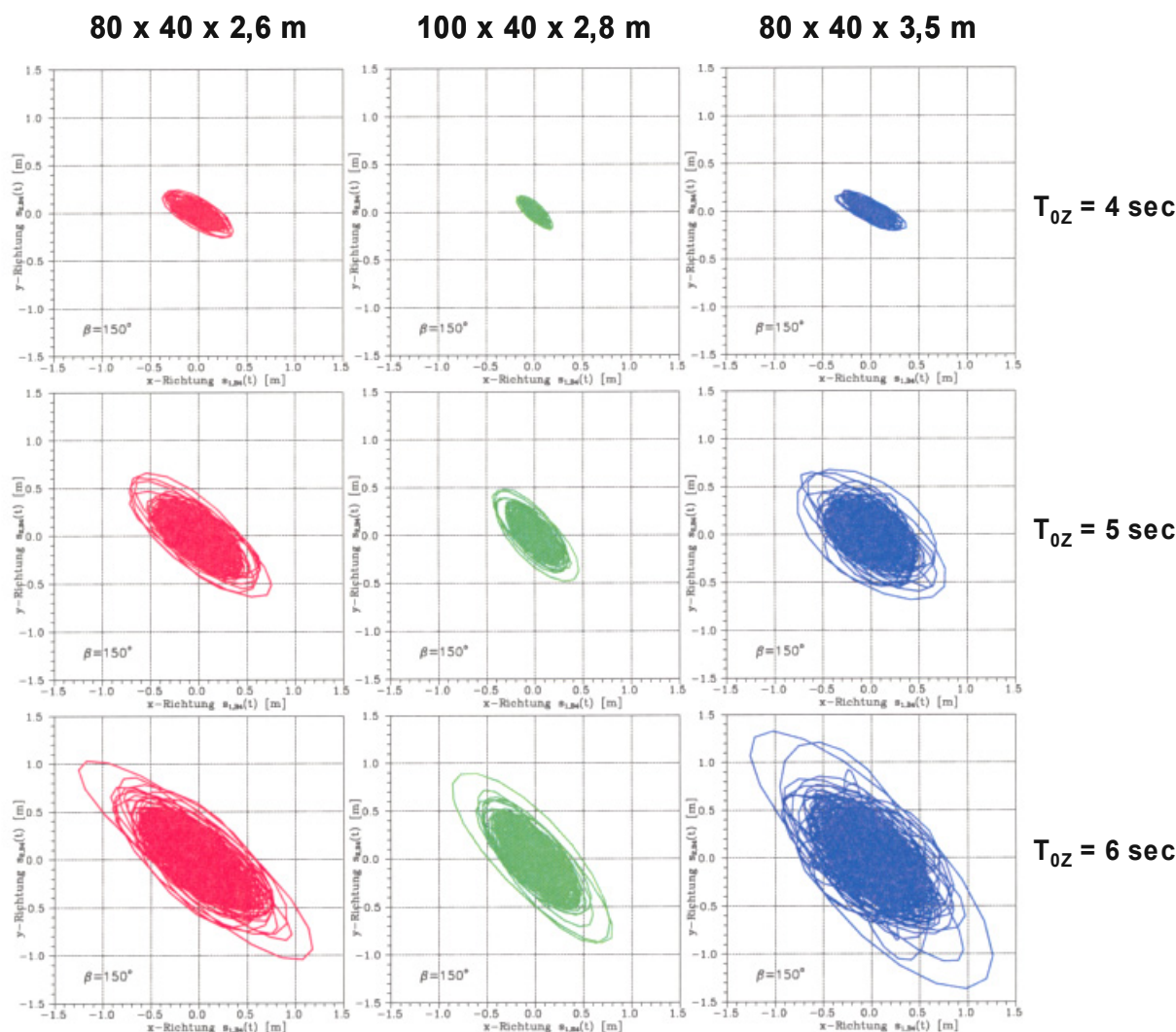


Abb. II.1.5-49: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und 40 m Breite
 Variation Länge (80 m und 100 m) sowie Tiefgang (2,6 m, 2,8 m und 3,5 m)
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2
 ($x = 26,50$ m bzw. $35,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) in der x-y-Ebene
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 , 5,0 und 6,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Das deutlich günstigere Bewegungsverhalten der Variante mit 100 m Länge wird weiterhin durch die im Zeitbereich berechneten Trajektorien bestätigt, Abb. II.1.5-49 und Abb. II.1.5-50. Die Einhüllende der Trajektorien entspricht einem fülligen Ellipsoid, was auf ein relativ gleichförmiges Bewegungsverhalten in alle Richtungen hinweist, womit eine Bodenberührung zu relativ geringen Belastungen in den Beinen führt.

Beim Halbttaucher und insbesondere beim SWATH war dagegen eine deutlich irregulärere Charakteristik des Trajektorienbildes festzustellen, z.B. Abb. II.1.5-32.1 und Abb. II.1.5-32.2.

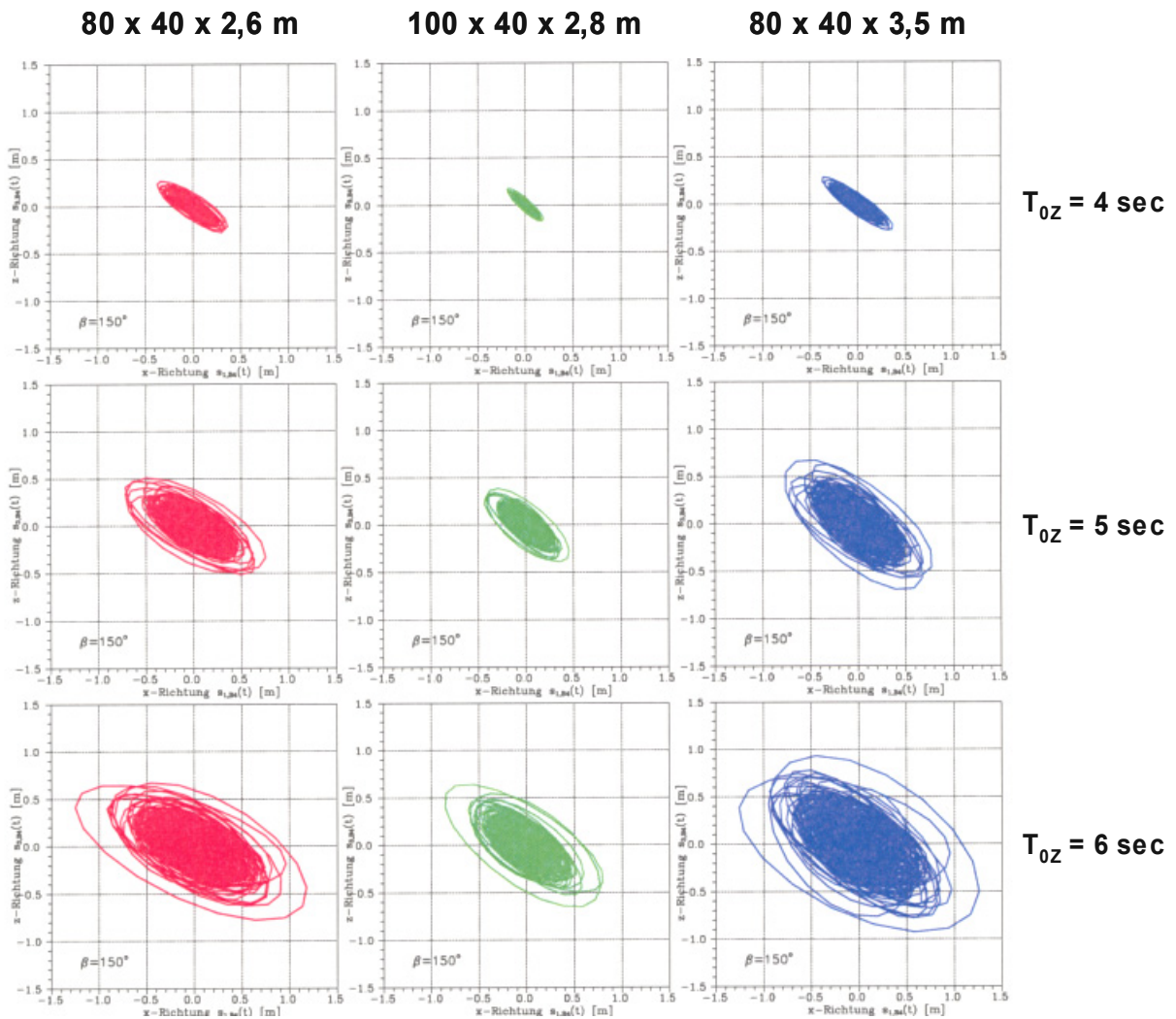


Abb. II.1.5-50: Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und 40 m Breite
 Variation Länge (80 m und 100 m) sowie Tiefgang (2,6 m, 2,8 m und 3,5 m)
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Trajektorien der Bewegung des Fußpunktes von Bein 2
 ($x = 26,50 \text{ m}$ bzw. $35,00 \text{ m}$; $y = -15,00 \text{ m}$; $z = -28,50 \text{ m}$) in der x-z-Ebene
 Signifikante Wellenhöhe: 1,0 m;
 mittlere Periode Aufwärtsnullstellen: 4,0 , 5,0 und 6,0 sec
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

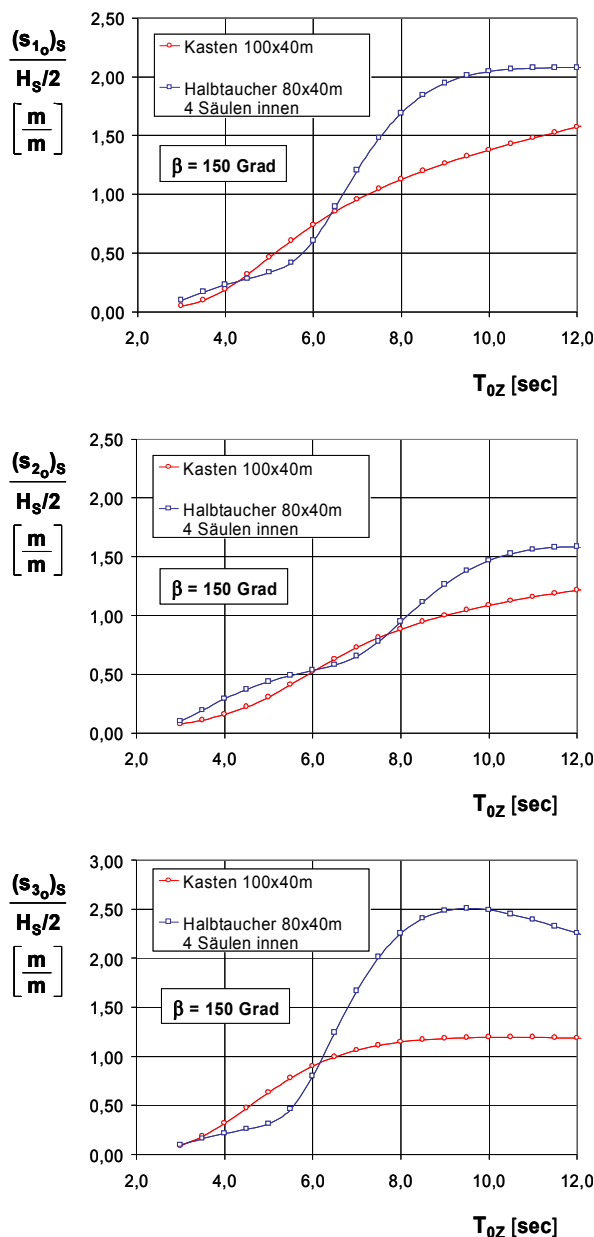


Abb. II.1.5-51: Hubinselvarianten mit:
 - Kasten: 100 m Länge und 40 m Breite
 - Halbtaucher: 80 m Länge und 40 m Breite, 4 Säulen innen
 Fußpunkte der Beine 1,50 m über Grund
 Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten
 des Fußpunktes von Bein 2 (x = 35,00 m; y = -15,00 m; z = -28,50 m)
 Wassertiefe: 30 m; Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Das Bewegungsverhalten von dem 100 m langen Kasten und dem 80 m langen Halbtaucher mit vier innen liegenden Säulen ist im Bereich der Seegangsperioden zwischen 3 und 6 sec relativ ähnlich, wobei die Vertikalbewegungen der Fußpunkte der Beine beim Halbtaucher deutlich geringer sind. Im Bereich der Seegangsperioden über 6 sec zeigt die Hubinsel mit kastenförmigem Schwimmkörper jedoch eine wesentlich günstigeres Bewegungsverhalten, Abb. II.1.5-51.

Wegen des günstigeren Bewegungsverhaltens im Seegang, aber auch wegen des geringeren Aufwandes für die Fertigung sowie des geringeren Stahlgewichts und der damit verbundenen geringeren Herstellkosten, wird die Kastenlösung weiter verfolgt, siehe Kap. II.1.6.

Die Grenzwellenhöhen für die Operationen "Stand-On" (Übergang in die aufgestellte Position) und "Off-Bottom" (Übergang in die schwimmende Position) wurden auf der Grundlage der folgenden Untersuchungen ermittelt:

- Bewegungsverhalten in regelmäßigen Wellen und natürlichem Seegang (hydromechanische Analyse)
- Untersuchung der Kräfte beim Auftreffen eines Hubinselbeines auf dem Meeresboden und beim weiteren Eindringen in den Meeresboden (geotechnische Analyse)
- Berechnungen der Belastungen des Hubinselbeines, der Brille und der Hydraulikzylinder sowie des Hubinselskörpers (statische Analyse)

Für die angesetzten Parameter der oberen Schichten des Meeresbodens (0,0 bis -4,0 m) wurden Ergebnisse aus der Erfassung der repräsentativen Standorte (siehe Kapitel II.1.3) zugrunde gelegt.

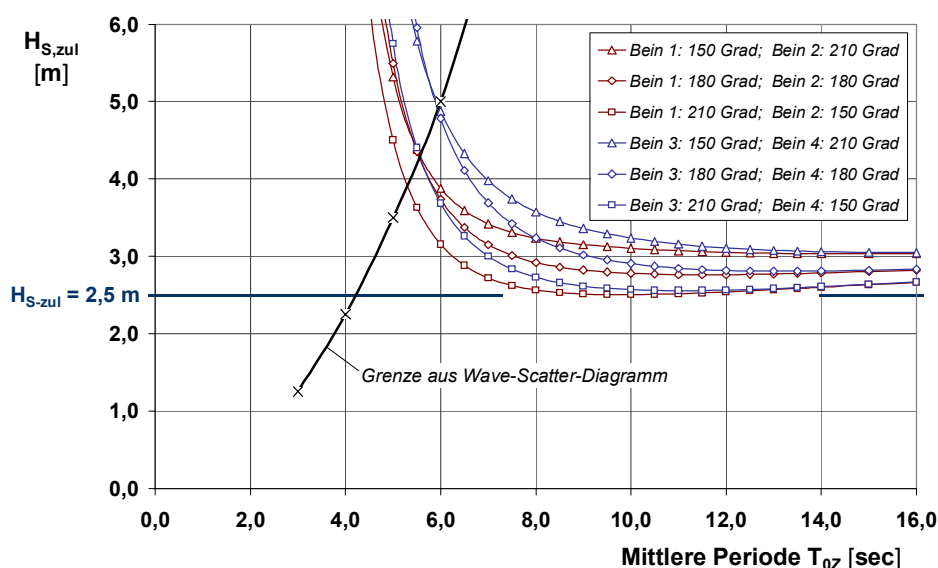


Abb. II.1.5-52: Hubinsel 100 m x 40 m mit kastenförmigem Schwimmkörper
 Zulässige signifikante Wellenhöhen $H_{S,zul}$ für die Phasen „Stand-On“ und „Bottom-Off“

Für die optimierte Hubinsel mit kastenförmigem Schwimmkörper und einer Länge von 100 m wurden die in Abb. II.1.5-52 dargestellten zulässigen signifikanten Wellenhöhen für die Operationen "Stand-On" und "Off-Bottom" ermittelt. Für die in der Regel gewählte Positionierung der Hubinsel im Seegang (Laufrichtungen zwischen 150 und 210 Grad) wurden zulässige Wellenhöhen von 2,5 m bzw. darüber berechnet.

II.1.5.5 Weiterentwicklung auf der Basis des Hubinselkonzepts: Hubinsel mit variablem Tiefgang (HVT)

Aufbauend auf den Ergebnissen für die Hubinseln mit kastenförmigem Schwimmkörper und Schwimmkörper nach dem Halbtaucher- bzw. SWATH-Prinzip wurde im Rahmen dieses Vorhabens das Konzept einer Hubinsel entwickelt, mit dem die Vorteile des kastenförmigen Schwimmkörpers und des Halbtauchers miteinander verbunden werden können, siehe Abb. II.1.5-53.

Bei diesem Konzept besteht der Hubinselnkörper aus zwei Teilen:

- einem oberen in der Wasserlinie liegenden kastenförmigen Schwimmkörper, der die Koker und Hubeinrichtungen der Beine sowie alle weiteren technischen Ausrüstungen, Krangeräte, Unterkünfte etc. aufnimmt
- einem unteren, plattenförmigen Verdrängungskörper, an dem die Fußpunkte der 4 Hubbeine elastisch gelagert sind.

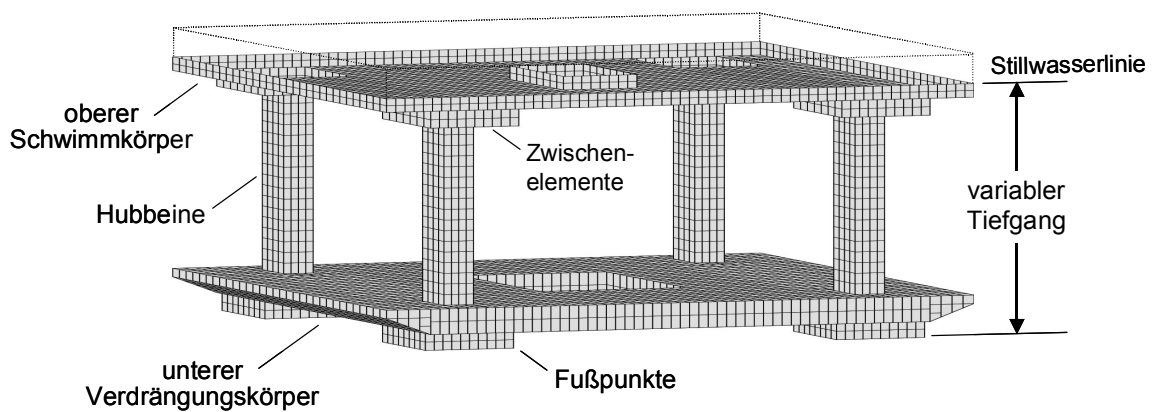
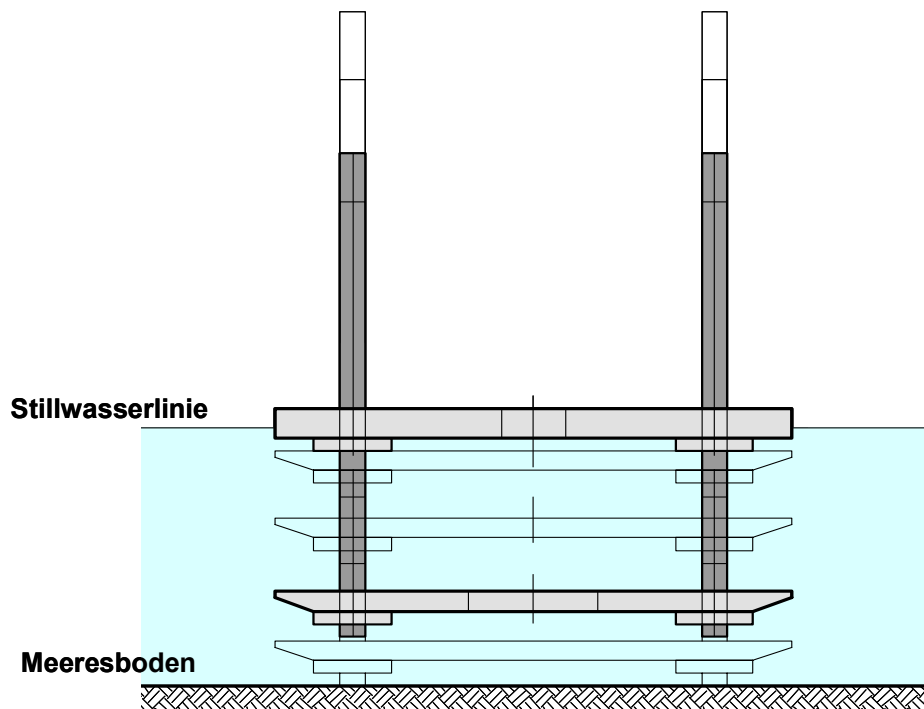


Abb. II.1.5-53: Hubinsel mit variablem Tiefgang (HVT)
Elemente



**Abb. II.1.5-54: Hubinsel mit variablem Tiefgang (HVT)
Schrittweises Absenken des unteren Verdrängungskörpers
vom Transit-Zustand bis zum Aufsetzen der Beine auf dem Meeresboden**

Im Transit-Zustand kann der untere Schwimmkörper gegen die Unterseite des oberen Schwimmkörpers gefahren werden, wobei über vier am oberen Schwimmkörper jeweils im Bereich der Öffnungen für die Beine angebrachte Zwischenelemente ein direkter Kontakt (Vermeidung von unerwünschten, punktuellen Pressungen und ggf. Adhäsion) verhindert wird.

Beim Absenken der 4 Hubbeine wird der untere Verdrängungskörper nach unten verfahren (siehe Abb. II.1.5-54), wobei zu erwarten ist, dass infolge der größer werdenden hydrodynamischen Massen und der gleichzeitig geringer werdenden Erregungskräfte und -momente das Bewegungsverhalten bei Annäherung an den Meeresboden günstiger wird.

In Abb. II.1.5-55 sind die Hauptabmessungen des entwickelten Entwurfs dargestellt.

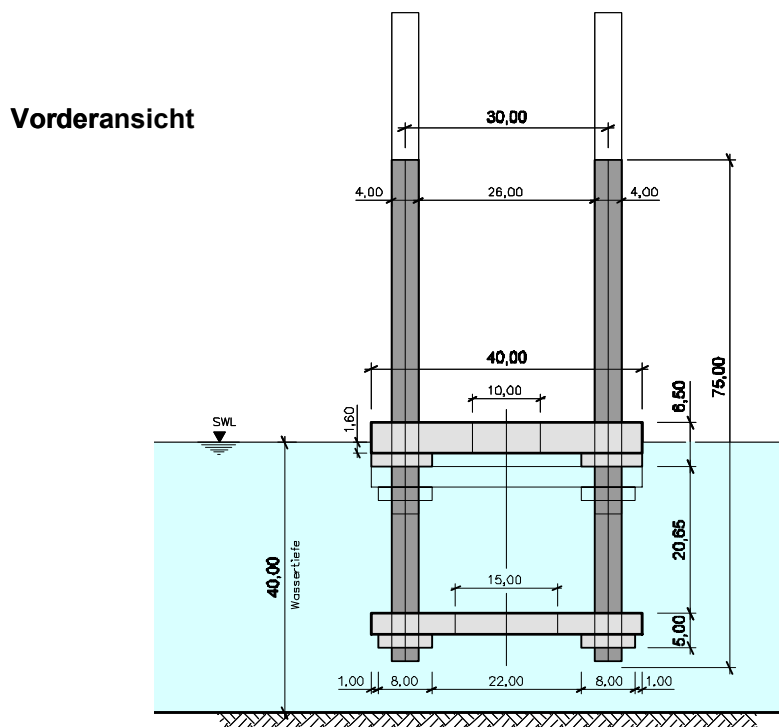
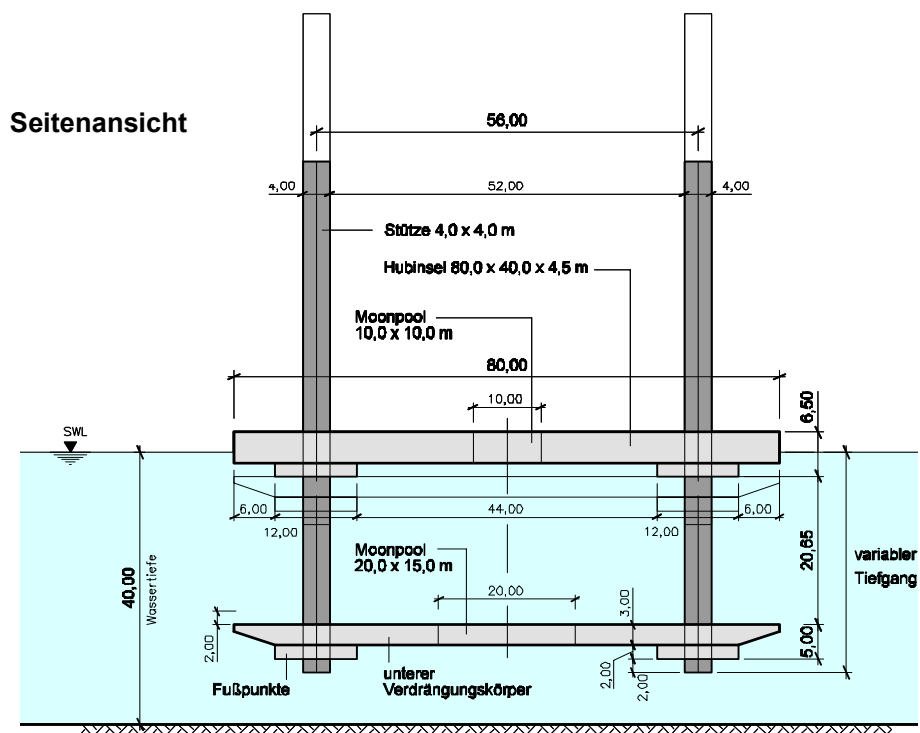


Abb. II.1.5-55: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT)
 Hauptabmessungen

In den Abb. II.1.5-56.1 bis Abb. II.1.5-56.5 sind die Ergebnisse der hydrodynamischen Analyse sowohl für den hochgefahrenen Verdrängungskörper als auch für den auf eine Tiefe von 28,5 m abgesenkten Verdrängungskörper zusammengefasst.

Zum Vergleich sind weiterhin die Ergebnisse für einen kastenförmigen Schwimmkörper gleicher Länge und Breite mit einem Tiefgang von 4,0 m angegeben.

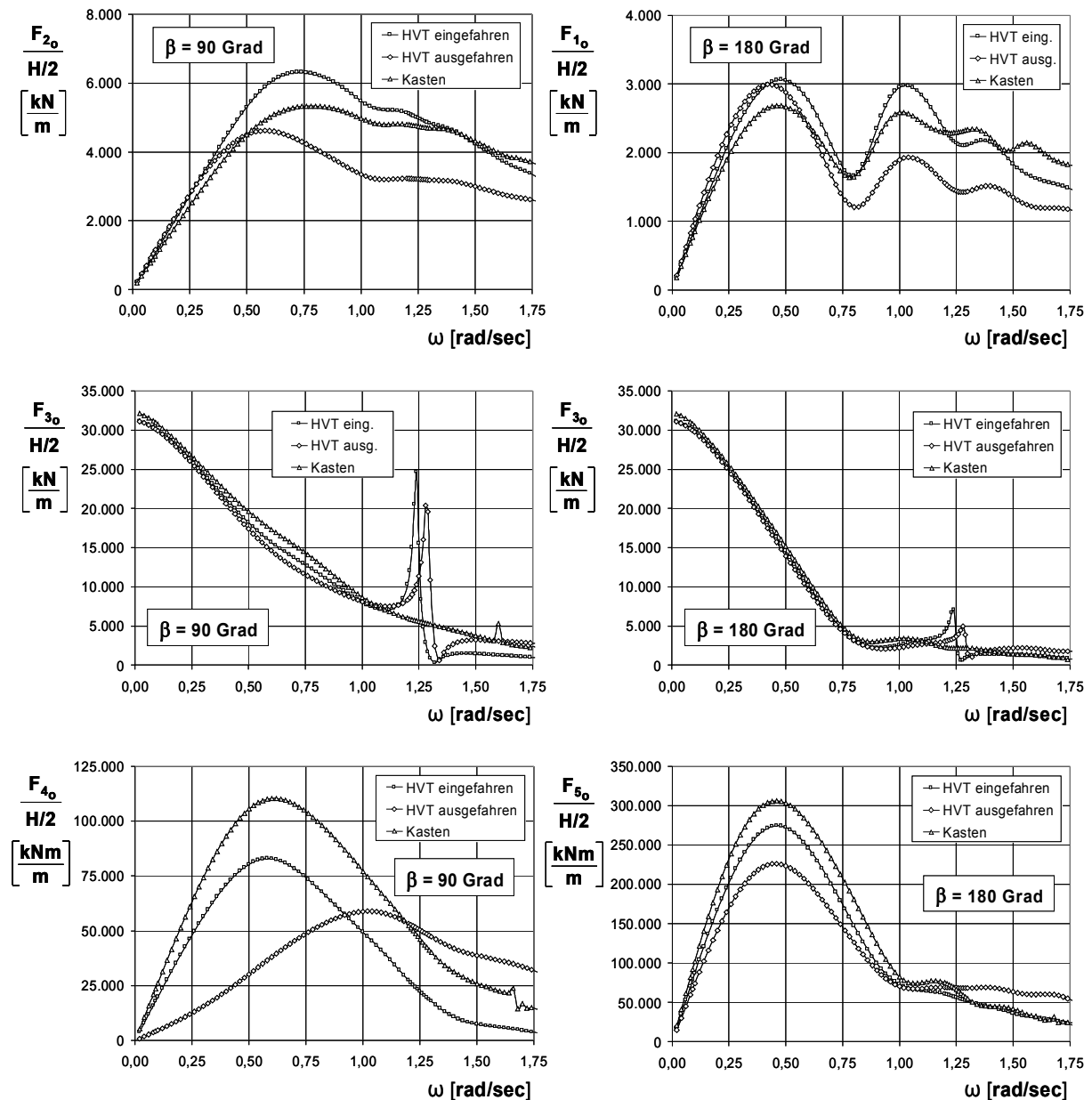


Abb. II.1.5-56.1: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m
 Übertragungsfunktionen der Erregungskräfte und -momente
 Wellenanlaufwinkel: 90 Grad (querlaufend) und 180 Grad (längslaufend)

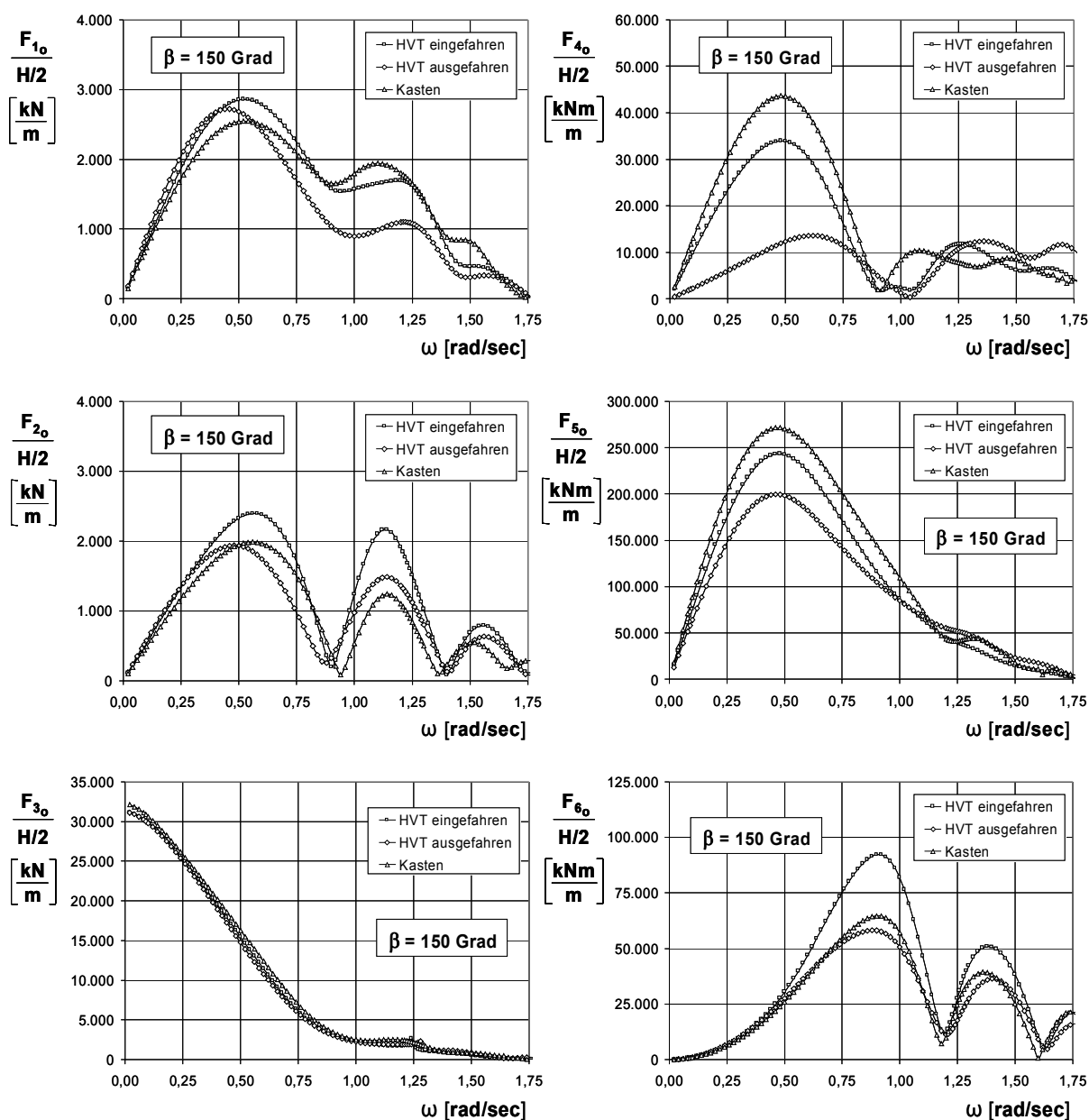
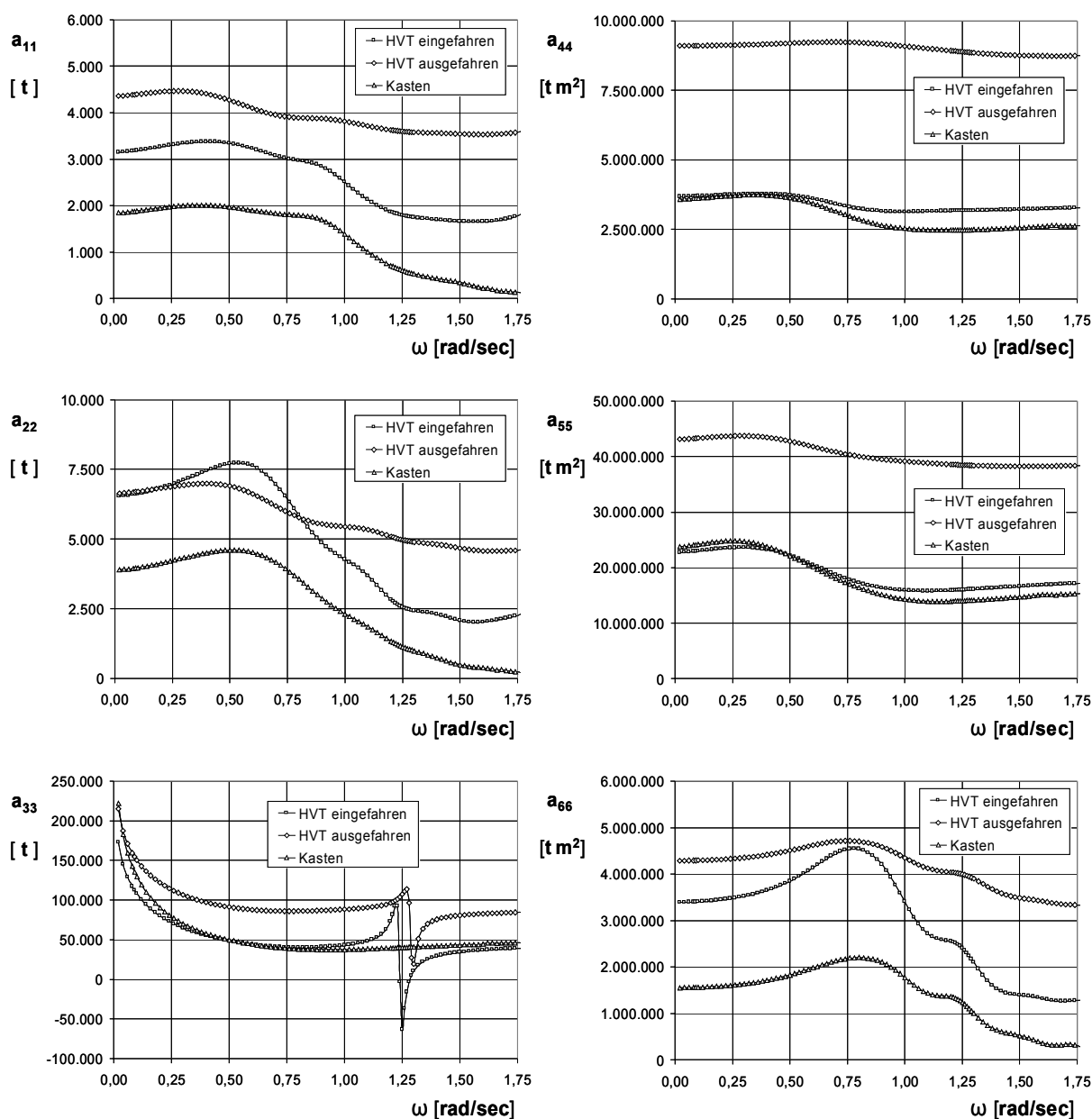


Abb. II.1.5-56.2: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Übertragungsfunktionen der Erregungskräfte und -momente Wellenanlaufwinkel: 150 Grad (schräglaufend)

Betrachtet man die Erregungskräfte (Abb. II.1.5-56.1 und .2), so ergeben sich bei dem abgesenkten Verdrängungskörper deutlich geringere Momente um die Roll- und Stampfachsen und auch geringere Horizontalkräfte. Die vertikalen Erregungskräfte bleiben jedoch in etwa konstant, unabhängig von der Absenktiefe.

Mit Ausnahme der vertikalen Erregungskräfte weist der kastenförmige Schwimmkörper im Vergleich zum Körper mit variablem Tiefgang höhere Erregungskräfte und -momente auf.



**Abb. II.1.5-56.3: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m
 Hydrodynamische Massen und Massenträgheitsmomente**

In Abb. II.1.5-56.3 sind die berechneten hydrodynamischen Massen und Massenträgheitsmomente dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass das Konzept des Schwimmkörpers mit variablem Tiefgang zu einer teilweise deutlichen Erhöhung der hydrodynamischen Massen und Massenträgheitsmomente führt (insbesondere bei zunehmender Absenktiefe des unteren Verdrängungskörpers).

Dies führt zu einer Verringerung der Eigenfrequenzen der Tauch-, Roll- und Stampfbewegungen. Für die operativ relevanten Seegänge mit mittleren Perioden zwischen 3 und 6 sec bedeutet dies eine deutliche Reduzierung der Bewegungen.

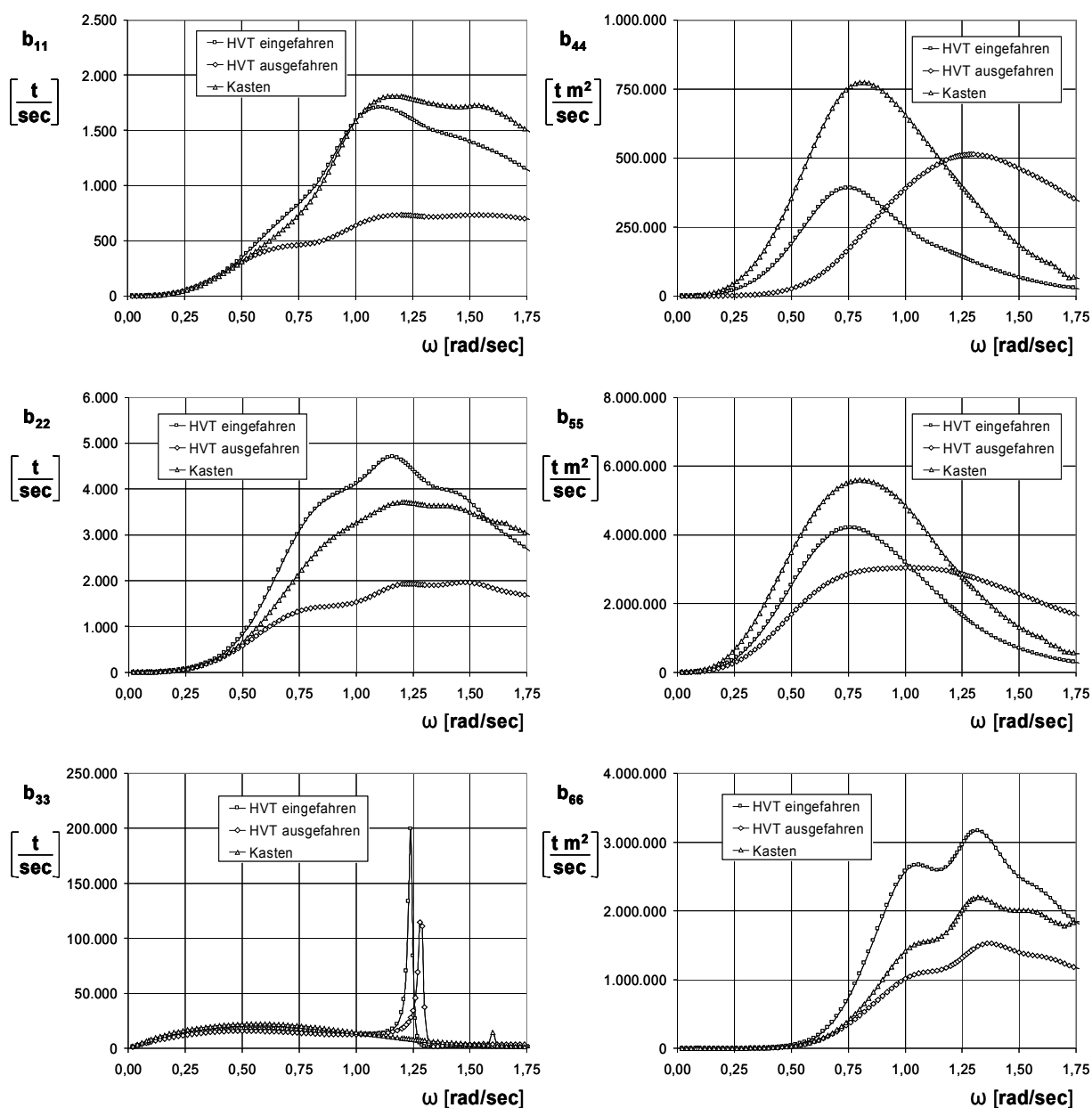


Abb. II.1.5-56.4: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m
 Hydrodynamische Dämpfungen

In Abb. II.1.5-56.4 werden die Koeffizienten der hydrodynamischen Dämpfung wiedergegeben. Beim Körper mit variablem Tiefgang wird das durch die Längs, Quer- bzw. Gierbewegung entstehende Ringwellensystem mit zunehmender Absenktiefe geringer und damit auch die vom Körper abgeführte Energie, die der hydrodynamischen Dämpfung entspricht.

Bei den Roll- und Stampfbewegungen ist die hydrodynamische Dämpfung bei abgesenktem Verdrängungskörper im Bereich der kleinen bis mittleren Frequenzen geringer und im Bereich der mittleren bis großen Frequenzen höher als bei der oberen Lage des Verdrängungskörpers (Transit-Zustand).

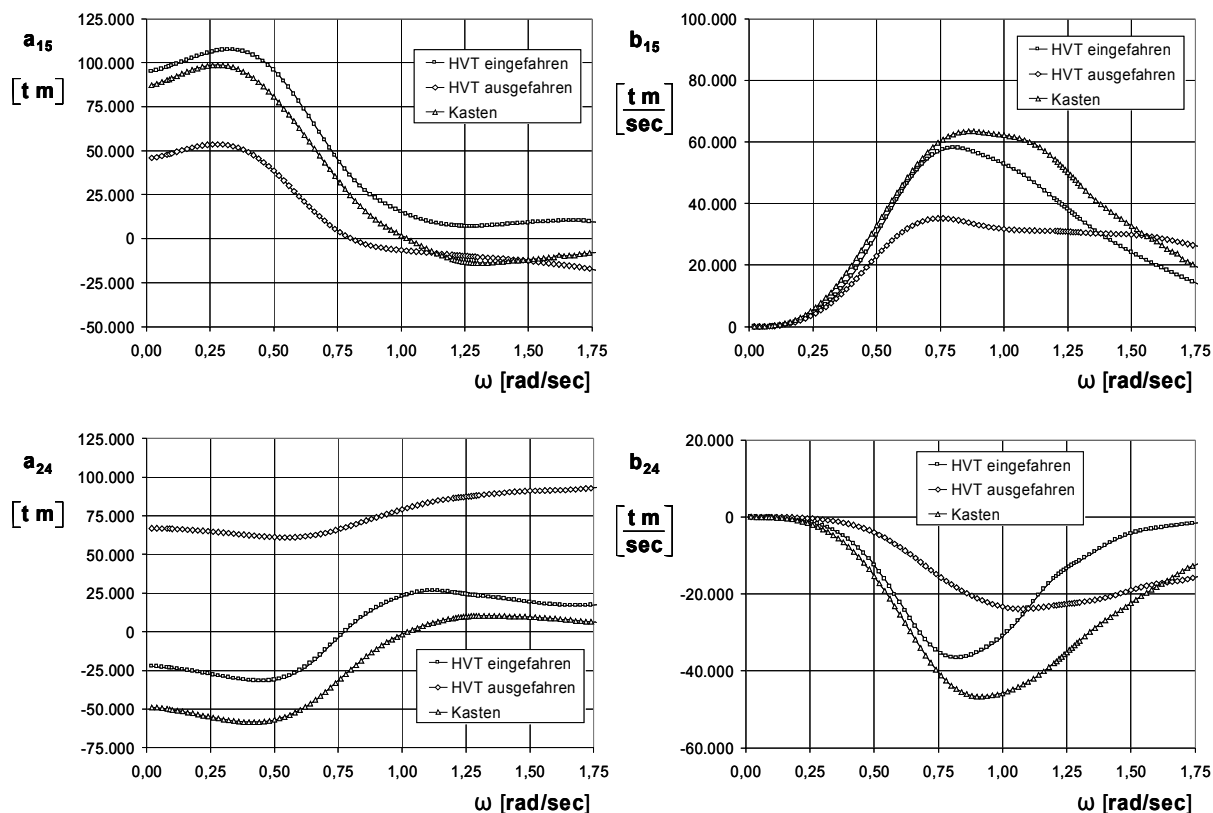
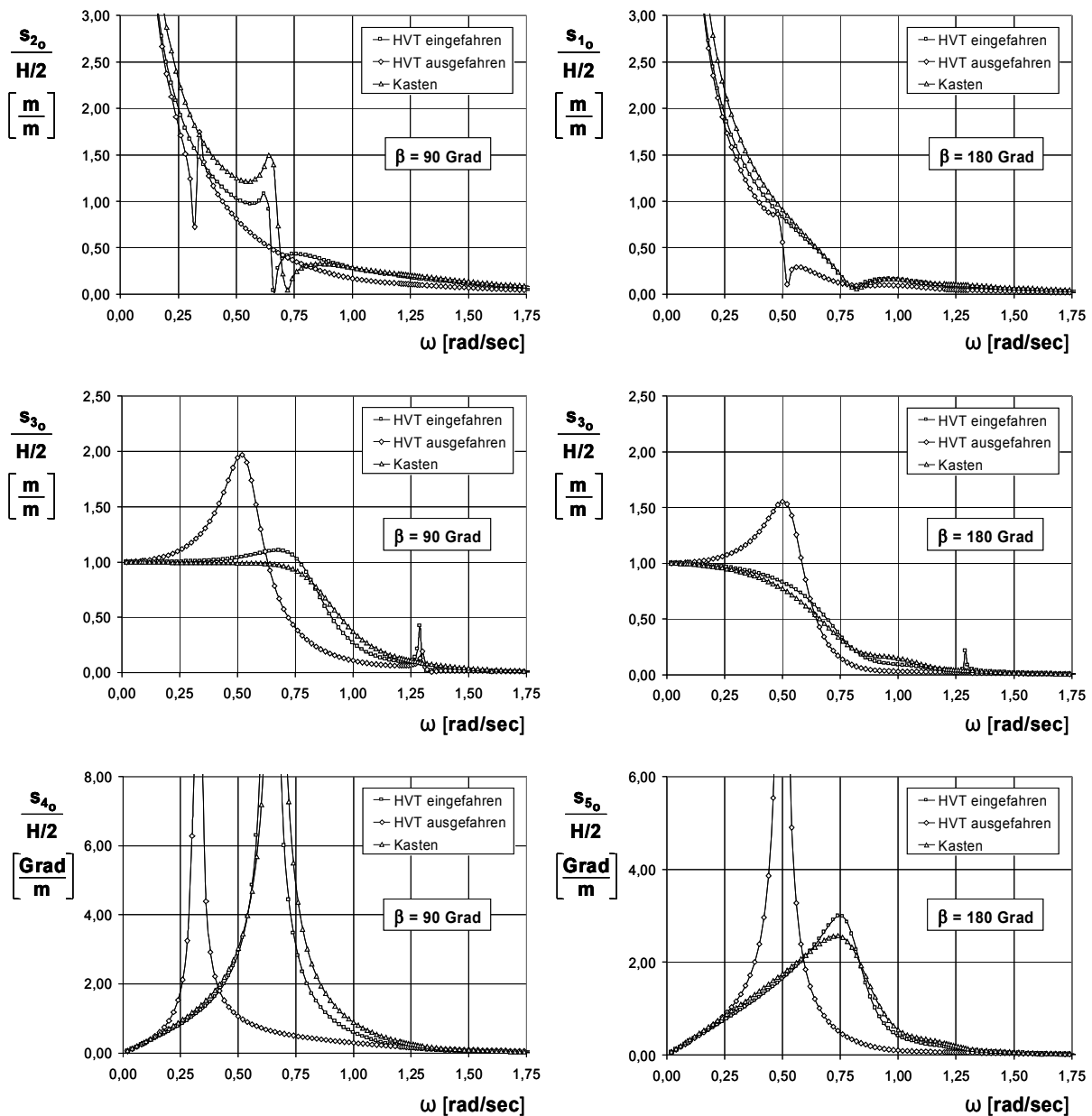


Abb. II.1.5-56.5: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Kopplungselemente der hydrodynamischen Massen und Dämpfungen

In Abb. II.1.5-56.5 sind die hydrodynamischen Massen und Dämpfungen für die Kopplung zwischen der Längs- und Stampfbewegung (Indizes 15 = 51) sowie der Quer- und Rollbewegung (Indizes 24 = 42) dargestellt.



**Abb. II.1.5-57.1: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m
 Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten
 Wellenanlaufwinkel: 90 Grad (querlaufend) und 180 Grad (längslaufend)**

In Abb. II.1.5-57.1 und .2 sind die Übertragungsfunktionen der Bewegungen für die Wellenanlaufwinkel 90, 150 und 180 Grad wiedergegeben.

Es sind deutliche Unterschiede im Bewegungsverhalten zwischen der Konfiguration mit hochgefahrenem und der mit abgesenktem unteren Verdrängungskörper festzustellen. Das Bewegungsverhalten mit hochgefahrenem Verdrängungskörper entspricht weitgehend dem des einfachen Kastens. Bei abgesenktem Verdrängungskörper ergibt sich ein Peak in der Übertragungsfunktion der Tauchbewegung im Bereich von $\omega = 0,50$ rad/sec.

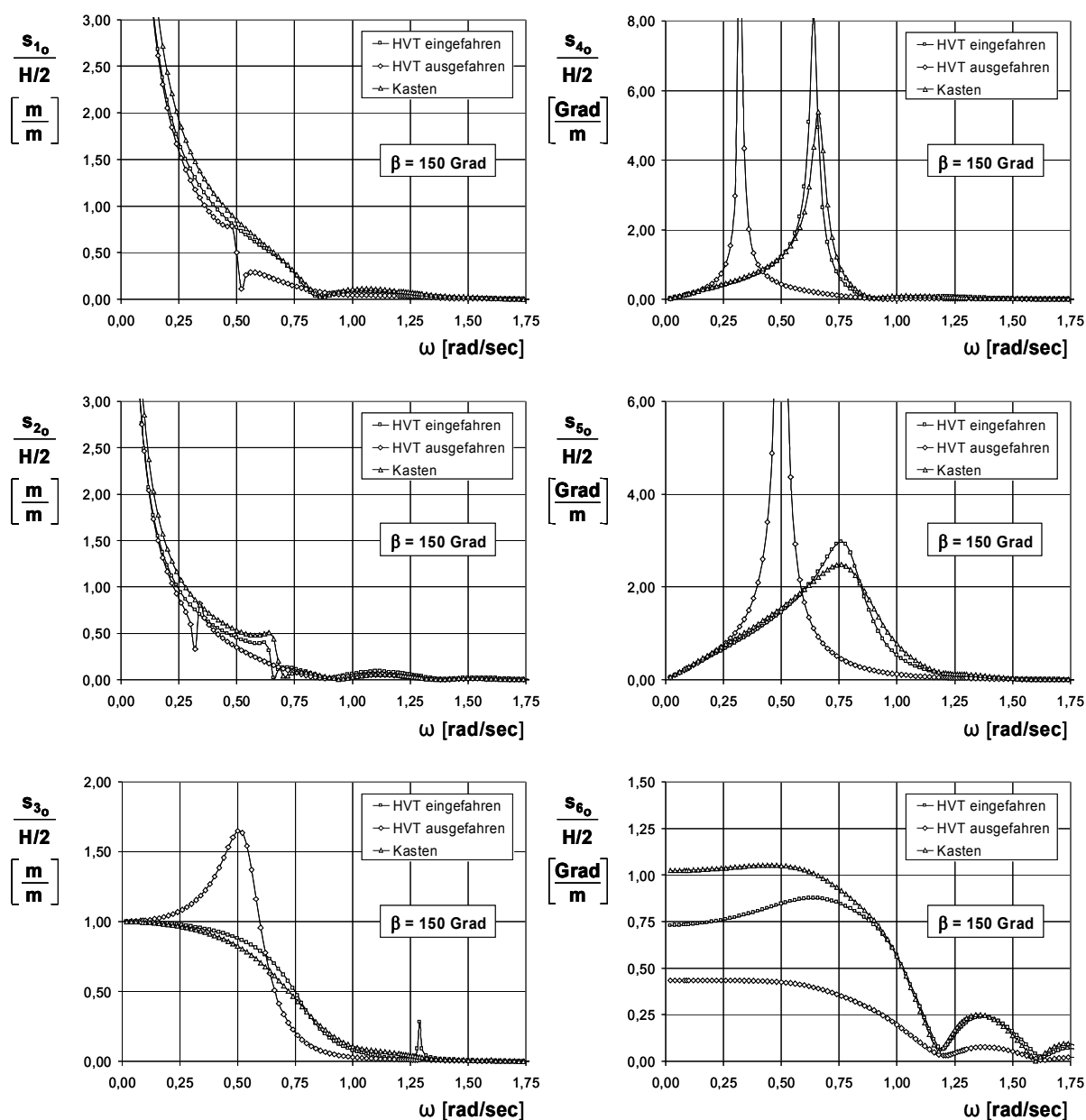
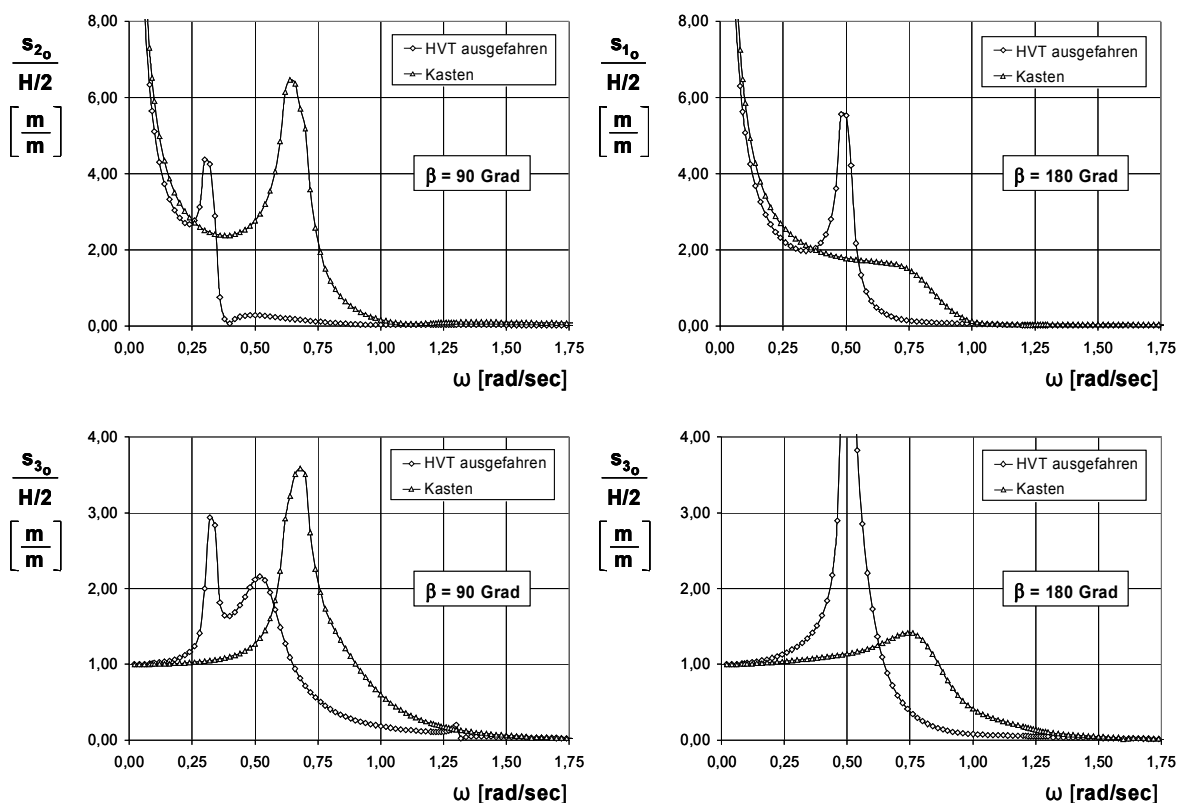


Abb. II.1.5-57.2: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten Wellenanlaufwinkel: 150 Grad (schräglaufend)

Weiterhin verschieben sich die Bereiche der Eigenfrequenzen der Rollbewegung (von 0,65 rad/sec hin zu 0,32 rad/sec) und der Stampfbewegung (von 0,75 rad/sec hin zu 0,50 rad/sec).

Im Bereich der höheren Frequenzen (ab etwa 0,60 rad/sec) werden bei abgesenktem Verdrängungskörper die Roll- und Stampfbewegungen deutlich geringer gegenüber dem Kasten.



**Abb. II.1.5-58.1: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m
 Übertragungsfunktionen der translatorischen Bewegungskomponenten im Fußpunkt des Beins 2 ($x = 28,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m)
 Wellenanlaufwinkel: 90 Grad (querlaufend) und 180 Grad (längslaufend)**

In Abb. II.1.5-58.1 und .2 sind die Übertragungsfunktionen der Bewegungen eines der 4 Fußpunkte (Bein 2: $x = 28,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m) wiedergegeben.

Hier wird deutlich, dass sich infolge der kombinierten translatorischen und rotatorischen Freiheitsgrade für Frequenzen oberhalb $\omega = 0,6$ rad/sec beim abgesenkten Verdrängungskörper ein deutlich besseres Bewegungsverhalten ergibt als beim Kasten.

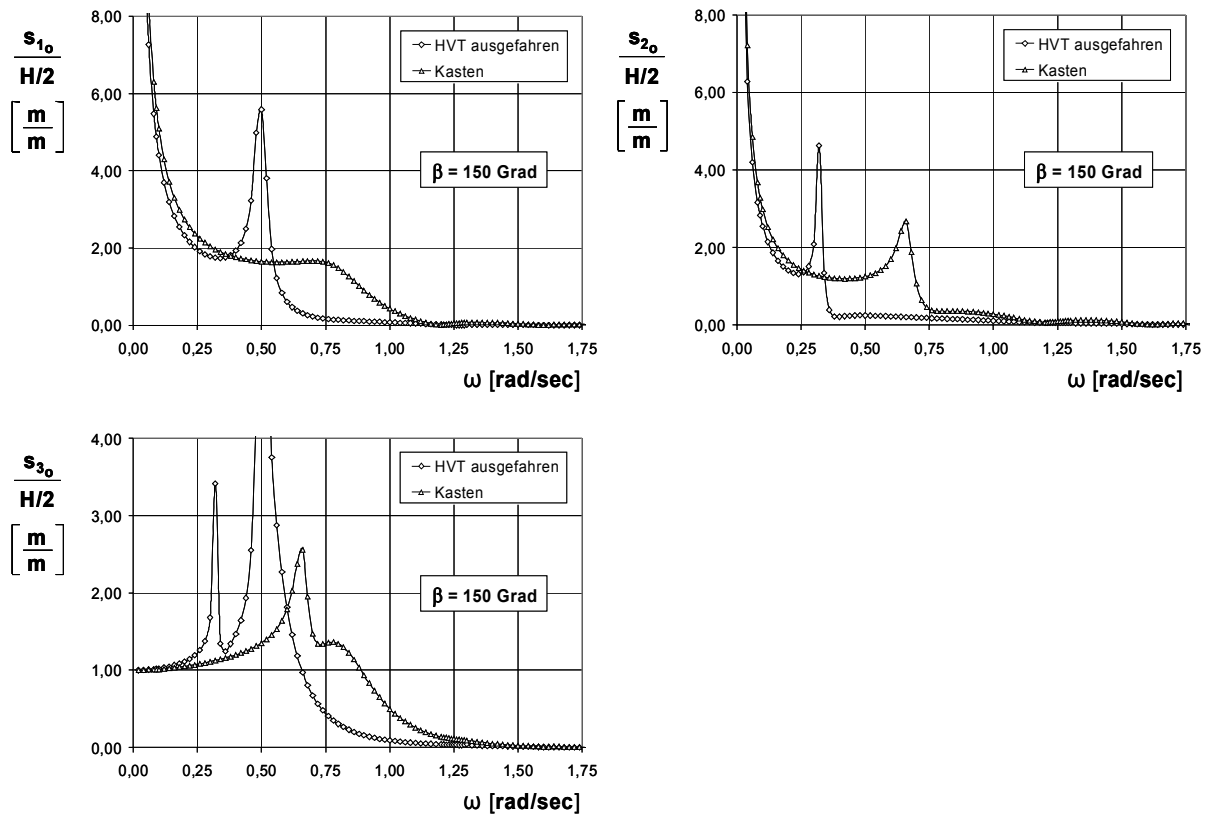
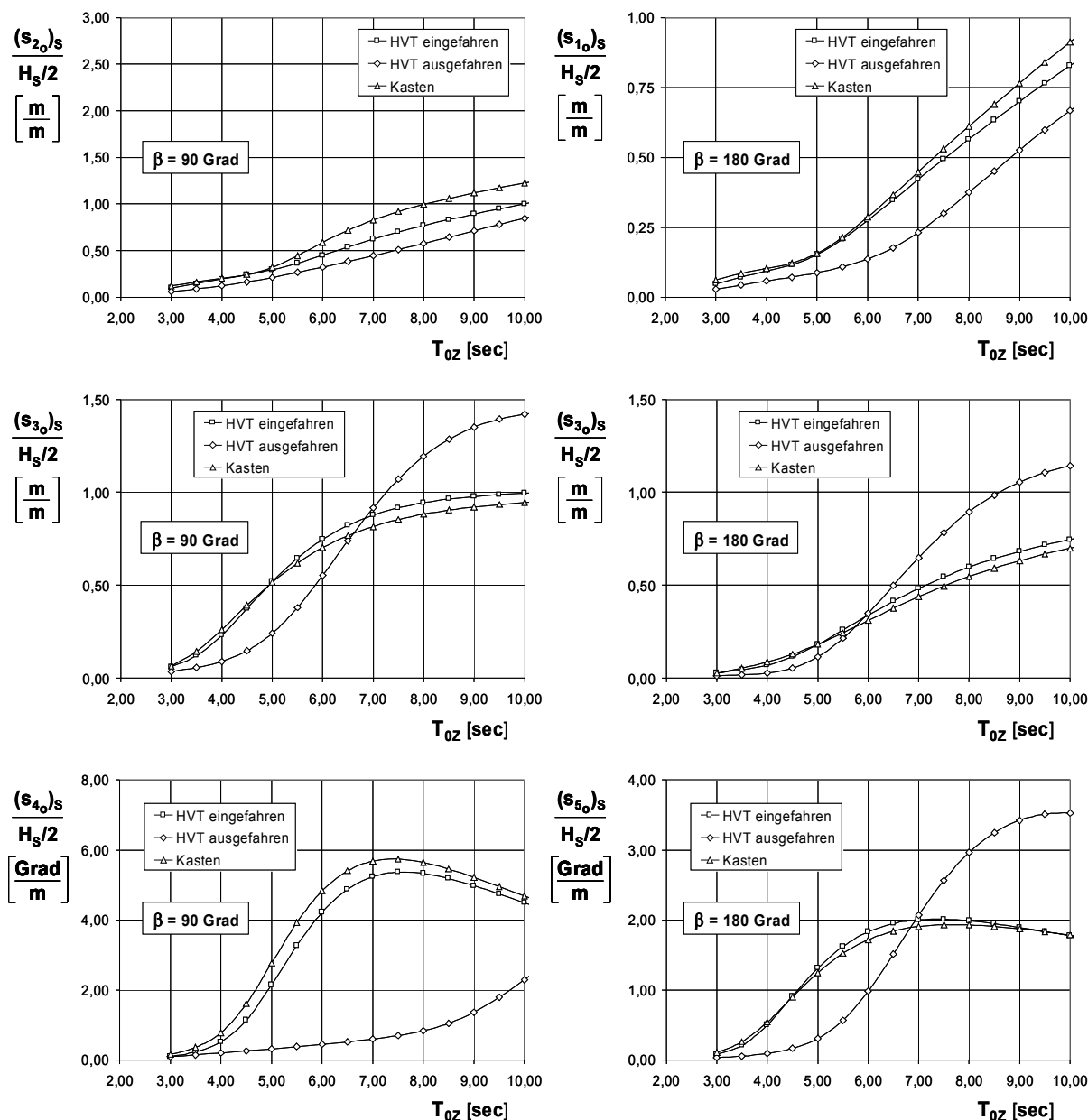


Abb. II.1.5-58.2: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m
 Übertragungsfunktionen der translatorischen Bewegungskomponenten im Fußpunkt des Beins 2 (x = 28,00 m; y = - 15,00 m; z = -28,50 m)
 Wellenanlaufwinkel: 150 Grad (schräglaufend)



**Abb. II.1.5-59.1: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m
 Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten
 Seegangslaufrichtung: 90 Grad (querlaufend) und 180 Grad (längslaufend)**

In den Abb. II.1.5-59.1 bis Abb. II.1.5-59.4 sind die signifikanten Amplituden der Bewegungen im natürlichen Seegang dargestellt. Die Ergebnisse veranschaulichen, dass das Konzept einer Hubinsel mit geteiltem Verdrängungskörper zu einem deutlich besseren Bewegungsverhalten im Bereich der operativ relevanten Seegangsperioden ($T_{OZ} = 3 - 6$ sec) führt.

Insbesondere bei den Bewegungen der Fußpunkte ist eine deutliche Verringerung der Amplituden festzustellen. Die im Bereich der größeren Seegangsperioden ($T_{OZ} > 7$ sec) teilweise auftretenden starken Vertikalbewegungen können sicherlich durch eine systematische Weiterentwicklung dieses neuen Konzeptes optimiert werden.

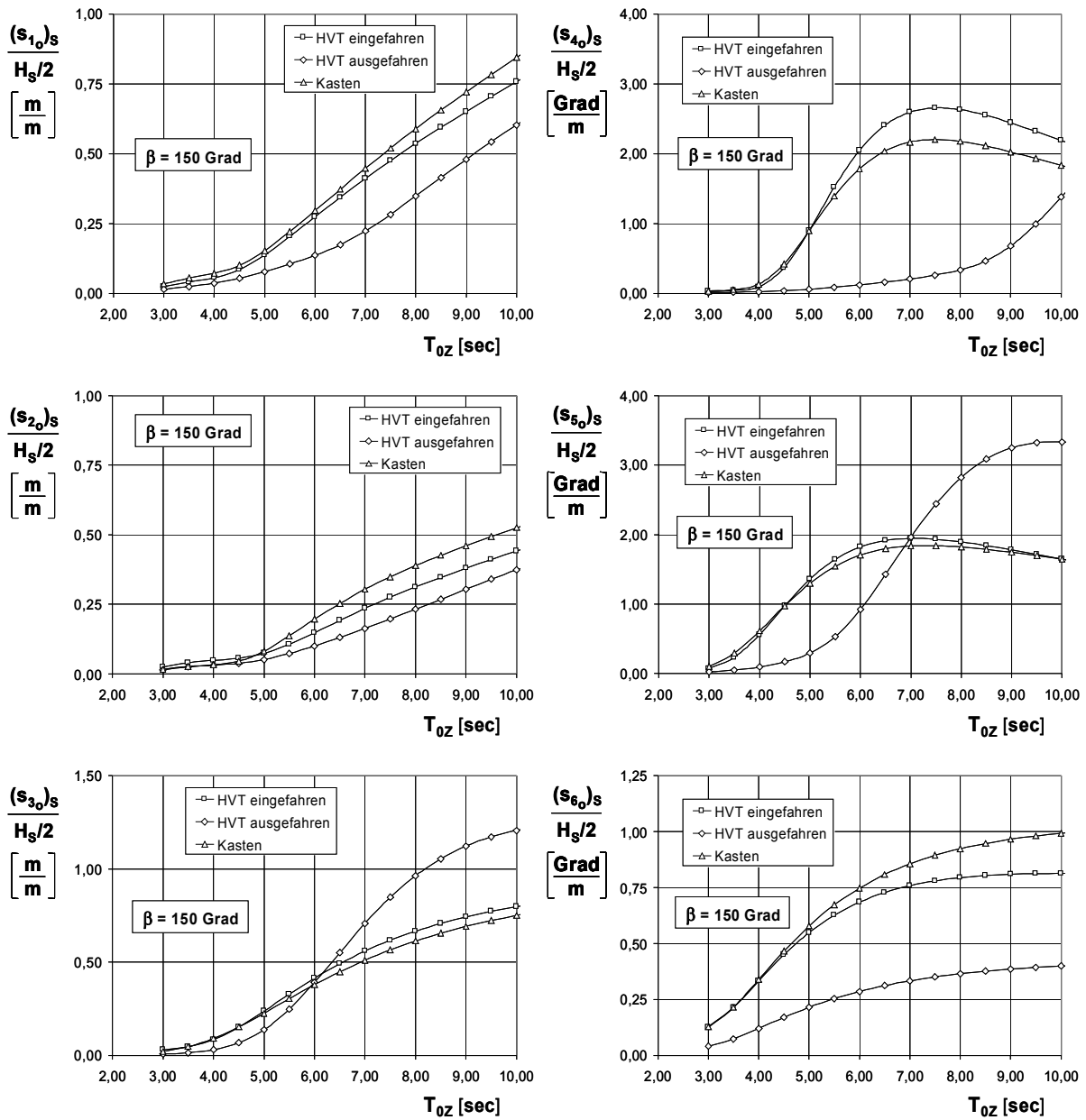


Abb. II.1.5-59.2: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m
 Signifikante Amplituden der Bewegungskomponenten
 Seegangslaufrichtung: 150 Grad (schräglauflend)

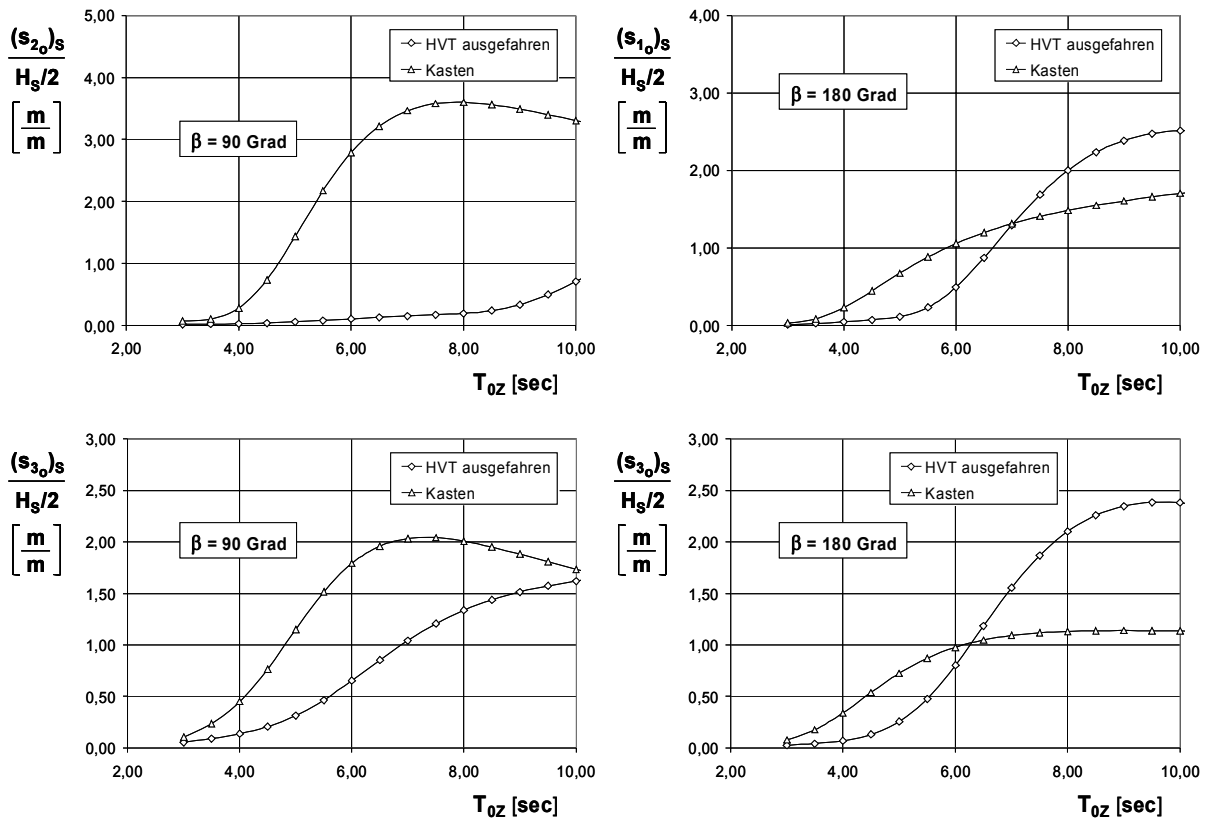


Abb. II.1.5-59.3: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m
 Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten im Fußpunkt des Beins 2 ($x = 28,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m)
 Seegangslaufrichtung: 90 Grad (querlaufend) und 180 Grad (längslaufend)

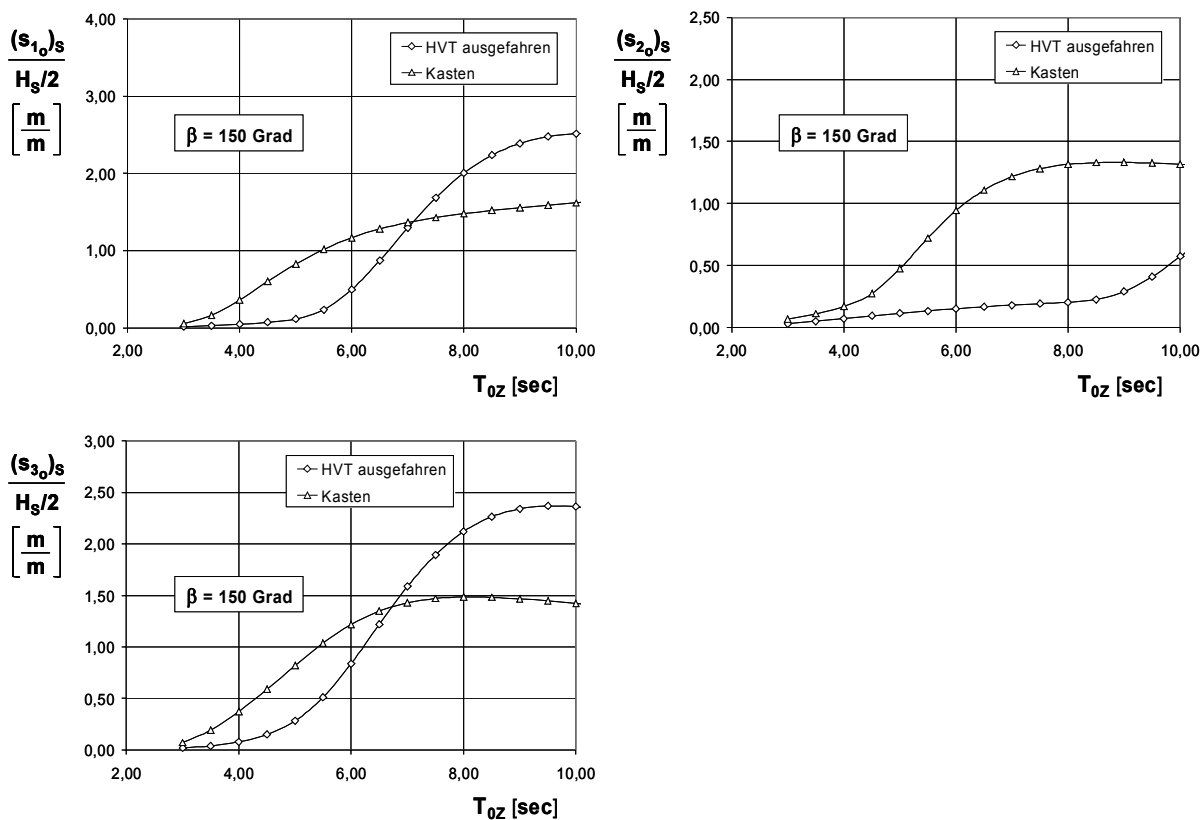


Abb. II.1.5-59.4: Hubinsel 80x40 m mit variablem Tiefgang (HVT) und Kasten 80x40 m mit Tiefgang 4,0 m
 Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten im Fußpunkt des Beins 2 ($x = 28,00$ m; $y = -15,00$ m; $z = -28,50$ m)
 Seegangslaufrichtung: 150 Grad (schräglaufend)

II.1.5.6 Kastenförmige Schwimmkörper für den Seetransport von Gründungsstrukturen

Zur optimalen Ausnutzung des Offshore-Installationsgerätes und der verfügbaren Wetterfenster ist es zweckmäßig, den Seetransport mit anderem geeigneten Gerät durchzuführen. Für den Seetransport der in Kapitel II.1.3 beschriebenen Gründungsstrukturen eignen sich vorzugsweise Barge mit kastenförmiger Gestalt.

Die marktgängigen Barge sind – vor allem bedingt durch ihre relativ geringen Abmessungen - für diese Aufgabe jedoch nur bedingt geeignet, da ein sicheres Anschlagen des Krangeschirrs des Installationsgerätes an die Gründungsstruktur nur bei sehr günstigen Wetterbedingungen (signifikante Wellenhöhen $\leq 0,75$ m) möglich ist. Aus diesem Grunde müssen die Abmessungen für geeignete Transportbarge deutlich vergrößert werden, was auch den zusätzlichen Vorteil mit sich bringt, eine größere Anzahl von Gründungsstrukturen mit einem einzigen Transport zur Seelokation zu bringen.

			Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Länge	L	[m]	125,00	150,00	175,00	200,00
Breite	B	[m]	37,50	45,00	52,50	60,00
Seitenhöhe	h	[m]	7,50	9,00	10,50	12,00
Tiefgang	D	[m]	5,00	6,00	7,00	8,00
Verdrängung	V	[m ³]	23.438	40.500	64.313	96.000
Masse (Eigengewicht + Ballast + Nutzlast)	M	[t]	24.023	41.513	65.920	98.400
Koordinate Gewichtsschwerpunkt über Kiel	KG	[m]	9,00	10,80	12,60	14,40
Massenträgheitsmoment Längsachse	Jxx	[tm ²]	3.325.000	8.275.000	17.875.000	34.850.000
Massenträgheitsmoment Querachse	Jyy	[tm ²]	31.950.000	79.500.000	171.850.000	335.050.000
Massenträgheitsmoment Hochachse	Jzz	[tm ²]	34.500.000	85.850.000	185.600.000	361.850.000

Tabelle II.1.5-5: Hauptdaten der Barge-Varianten 1 – 4

Aus der Untersuchung von insgesamt 26 unterschiedlichen Barge-Konfigurationen sollen hier beispielhaft die Ergebnisse für 4 Varianten dargestellt werden. Die Hauptdaten dieser 4 Varianten (Verhältnisse Breite/Länge = 0,30 und Seitenhöhe/Länge = 0,06) sind in Tabelle II.1.5-5 wiedergegeben.

Die Ladekapazität dieser 4 Barge-Varianten ist am Beispiel von Tripod- und Jacket-Gründungsstrukturen für Wassertiefen von 30 bis 45 m in Tabelle II.1.5-6 dargestellt.

Gründungsstruktur	ausgelegt für Wassertiefe	Flächenbedarf inkl. Arbeitsraum	Anzahl Gründungsstrukturen, die auf dem Deck geladen werden können			
			Variante 1 125,0 x 37,5 m	Variante 2 150,0 x 45,0 m	Variante 3 175,0 x 52,5 m	Variante 4 200,0 x 60,0 m
Tripod	30 m	34 x 29 m	6	8	10	12
	35 m	39 x 34 m	5	7	8	10
	40 m	44 x 38 m	4	6	7	8
	45 m	49 x 42 m	3	5	6	8
Jacket	30 m	34 x 34 m	3	4	5	6
	35 m	39 x 39 m	3	4	4	5
	40 m	44 x 44 m	2	3	4	4
	45 m	49 x 49 m	2	3	3	4

**Tabelle II.1.5-6: Barge-Varianten 1 bis 4
 Decksflächen-Kapazitäten für Tripod- und Jacket-Gründungsstrukturen**

In Abb. II.1.5-60 ist ein Ladungsbild beispielhaft wiedergegeben für folgende Randbedingungen:

Länge der Barge: 175 m
 Gründungsstruktur: Tripod für 35 m Wassertiefe
 Anzahl der Tripods: 8 Stück

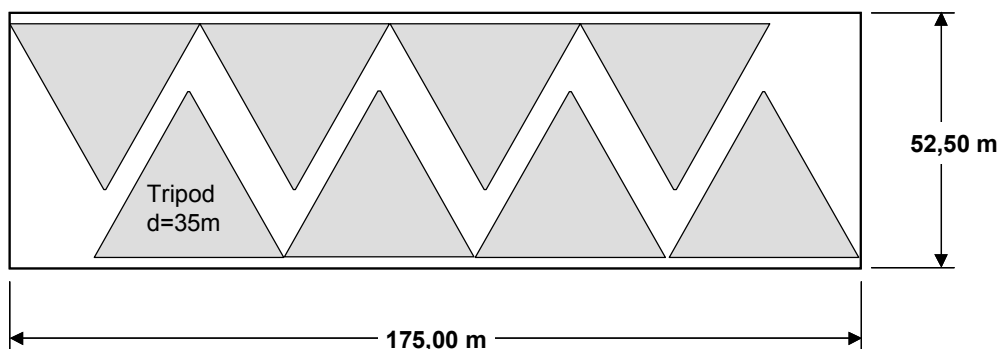
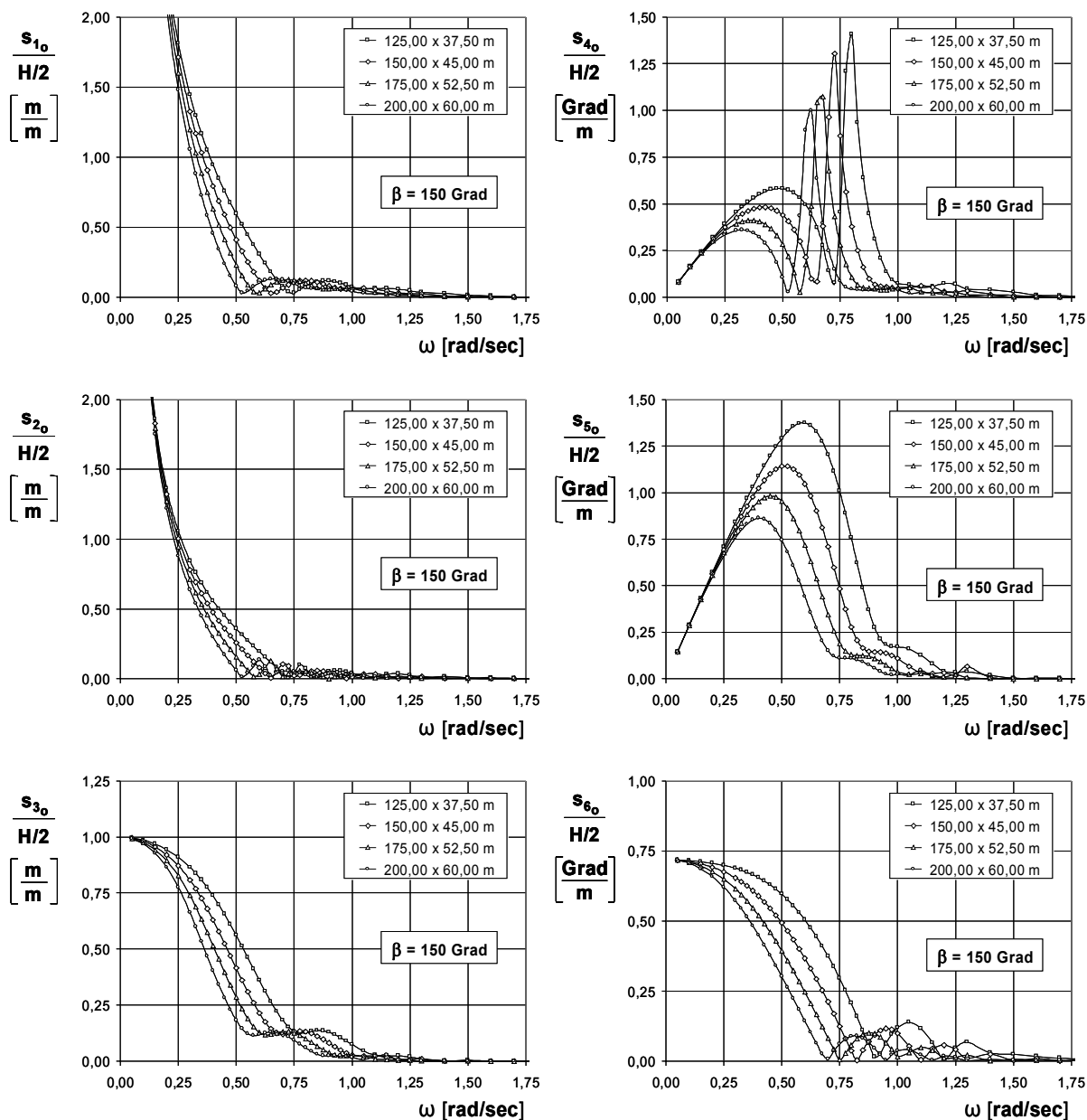


Abb. II.1.5-60: Barge Variante 4: Ladungsbild mit 8 Tripods für 35 m Wassertiefe



**Abb. II.1.5-61: Barge-Varianten 1 bis 4
 Übertragungsfunktionen der Bewegungskomponenten
 Wellenanlaufwinkel: 150 Grad**

In Abb. II.1.5-61 sind die Übertragungsfunktionen der Bewegungen der 4 Varianten für einen Wellenanlaufwinkel von 150° dargestellt.

Mit größer werdenden Abmessungen wird das Bewegungsverhalten der Barge deutlich günstiger, insbesondere hinsichtlich der Roll- und Stampfbewegungen.

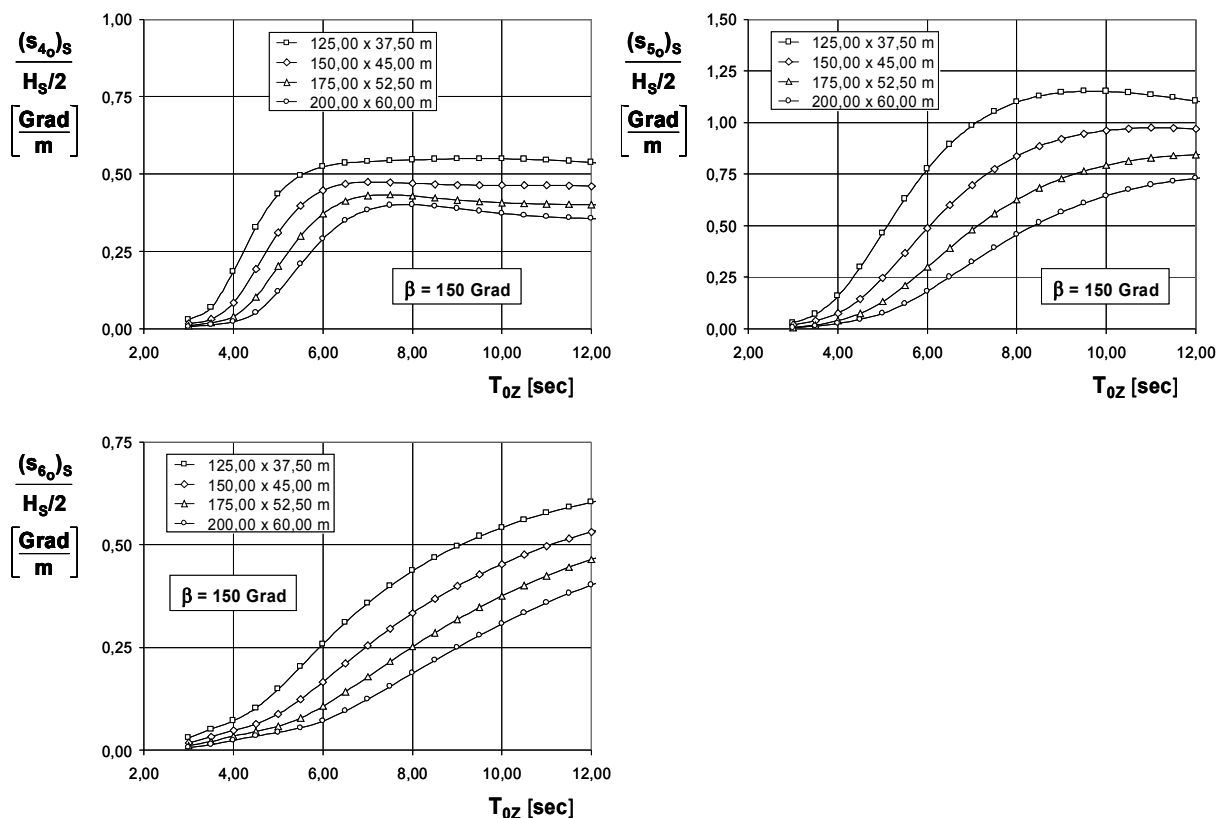


Abb. II.1.5-62: Barge-Varianten 1 bis 4
Signifikante Amplituden der Roll-, Stampf- und Gierbewegungen im natürlichen Seegang
Seegangslaufrichtung: 150 Grad

In Abb. II.1.5-62 bis Abb. II.1.5-64 sind Ergebnisse für das Bewegungsverhalten der Barge im natürlichen Seegang in Form der signifikanten Übertragungsfunktionen dargestellt:

- Abb. II.1.5-62: Roll-, Stampf- und Gierbewegungen
- Abb. II.1.5-63: translatorische Bewegungen im geometrischen Zentrum und in einem der äußeren Eckpunkte der Decksfläche
- Abb. II.1.5-64: vertikalen Beschleunigungen im Zentrum und im Eckpunkt der Decksfläche

Als Eckpunkt wurde jeweils der Punkt mit den Koordinaten

$$x = + 0,5 \cdot \text{Länge}$$

$$y = + 0,5 \cdot \text{Breite}$$

$$z = + (\text{Seitenhöhe} - \text{Tiefgang})$$

definiert, bezogen auf das körperfeste Koordinatensystem mit Ursprung in der Stillwasserlinienfläche.

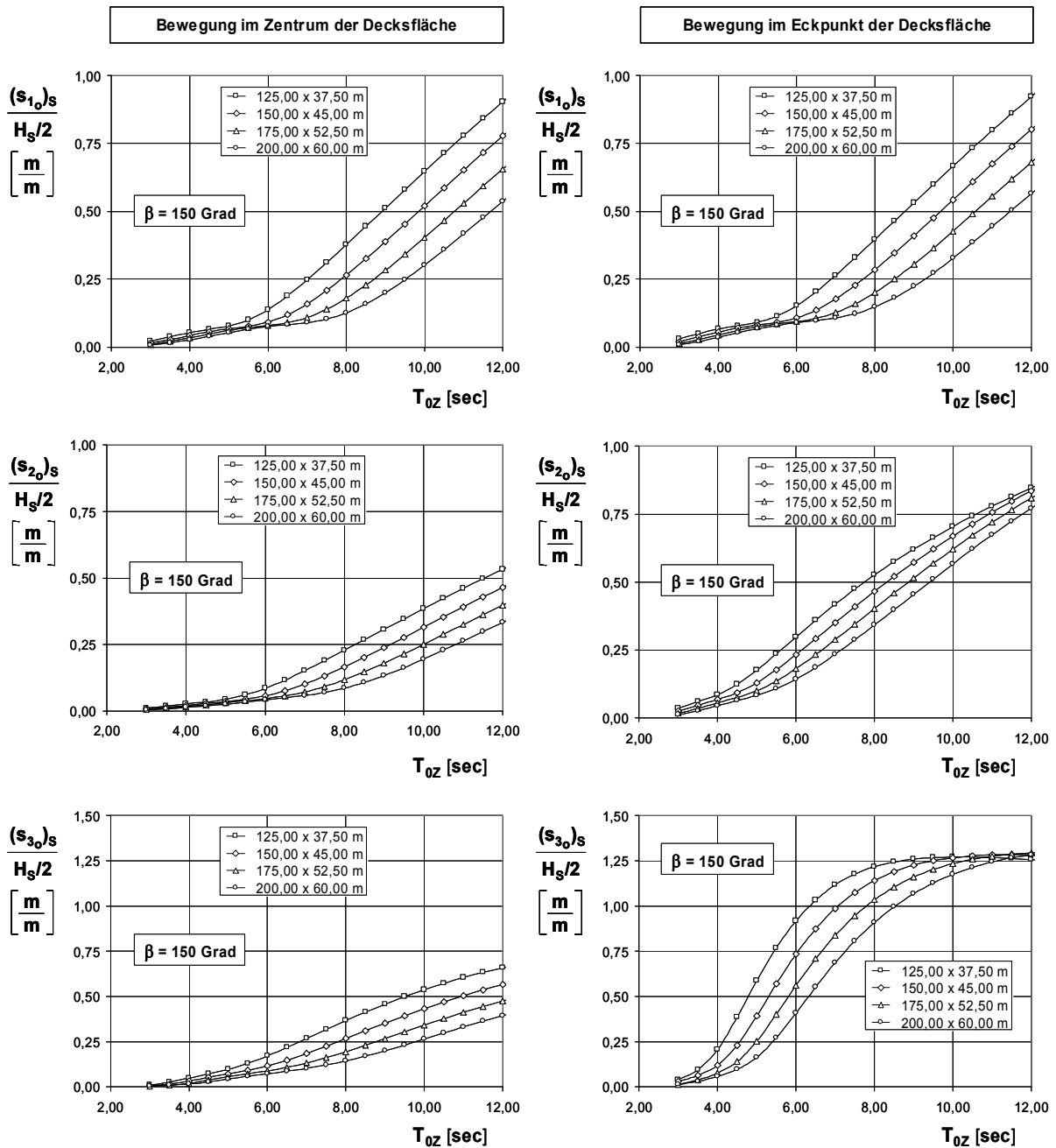


Abb. II.1.5-63: Barge-Varianten 1 bis 4
 Signifikante Amplituden der translatorischen Bewegungskomponenten
 im Zentrum der Decksfläche sowie in einem der Eckpunkte
 Seegangslaufrichtung: 150 Grad

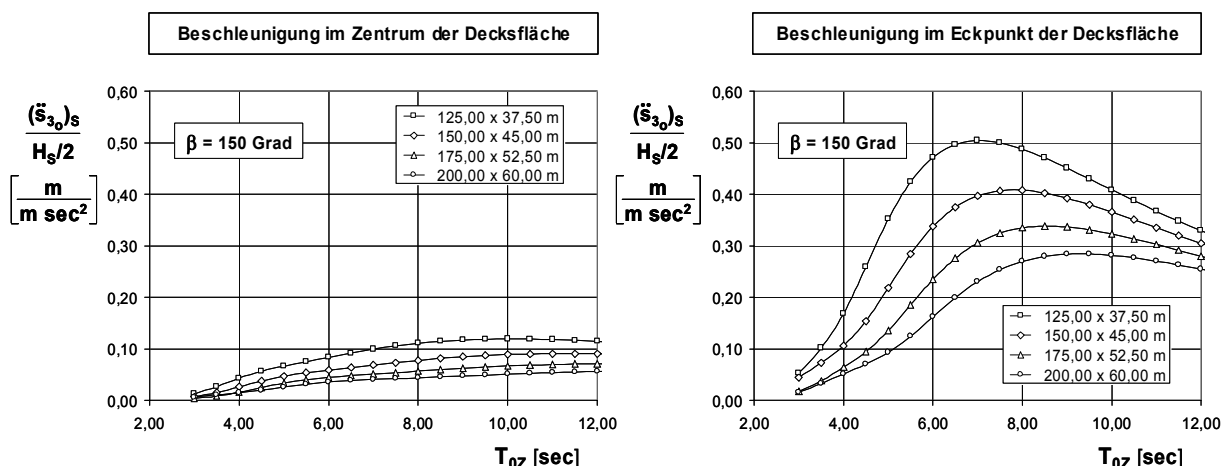


Abb. II.1.5-64: Barge-Varianten 1 bis 4
Signifikante Amplituden der vertikalen Beschleunigungen
im Zentrum der Decksfläche sowie in einem der Eckpunkte
Seegangslaufrichtung: 150 Grad

Die Ergebnisse veranschaulichen, dass durch die Vergrößerung der Abmessungen dieser kastenförmigen Schwimmkörper generell eine deutliche Verbesserung des Bewegungsverhaltens erzielt werden kann.

Weiterhin sind - unabhängig von der Größe der Barge - die Vertikalbewegungen und die Vertikalbeschleunigungen im Zentrum der Decksfläche deutlich geringer als in den äußeren Bereichen.

Es ist daher sinnvoll, solche Transportbargen mit einer Einrichtung zu versehen, die ein sukzessives Verschieben der einzelnen Gründungsstrukturen in das bewegungsarme Zentrum der Decksfläche ermöglicht (z.B. Skidding-System).

Das im folgenden Kapitel II.1.5.7 beschriebene Konzept einer U-förmigen Barge (U-Barge) stellt eine Erweiterung der Transporteigenschaft der Barge um die Funktion der Offshore-Installation dar.

II.1.5.7 U-Barge-Konzept für die Installation von Gründungsstrukturen

Die Variantenuntersuchungen für kastenförmige Schwimmkörper (Bargen) haben ergeben, dass bei ausreichend großen Abmessungen nur noch sehr geringe Bewegungen im Seegang auftreten. Beim Konzept des Schwimmkrans treten in der Regel selbst bei günstigem Bewegungsverhalten des Schwimmkörpers infolge der exponierten Lage des Kranauslegerkopfes starke Bewegungen und Beschleunigungen der Last sowie hohe dynamische Belastungen im Krangeschirr auf.

Bei dem hier entwickelten Konzept für den Seetransport und die Offshore-Installation von Gründungsstrukturen (Tripod, Jacket, Schwerkraftstrukturen) erfolgt das Absenken der Struktur in einem Bereich nahe dem Zentrum der Barge, in dem die aus den Roll- und Stampfbewegungen resultierenden translatorischen Bewegungen und Beschleunigungen sehr gering sind. Im Körper der Barge ist zu diesem Zweck eine entsprechende Aussparung vorgenommen, aus der sich eine U-förmige Gesamtform ergibt (U-Barge), siehe Abb. II.1.5-65.

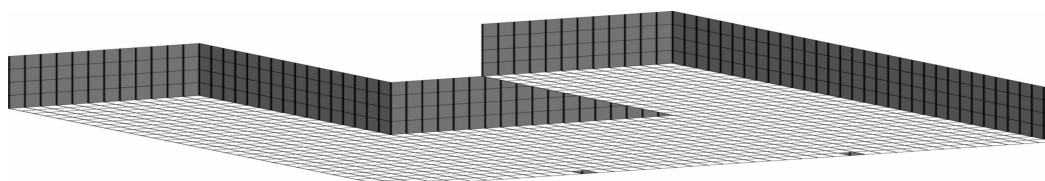


Abb. II.1.5-65: Schematische Darstellung der U-Barge

In diesem Vorhaben wurden zunächst vier U-Barge-Varianten untersucht, deren Hauptabmessungen in Abb. II.1.5-66 angegeben sind. Dabei wurden die Verdrängung mit 161.250 m³, der Tiefgang mit 10,0 m sowie die Breite der Absenköfnung mit 70,0 m konstant gehalten.

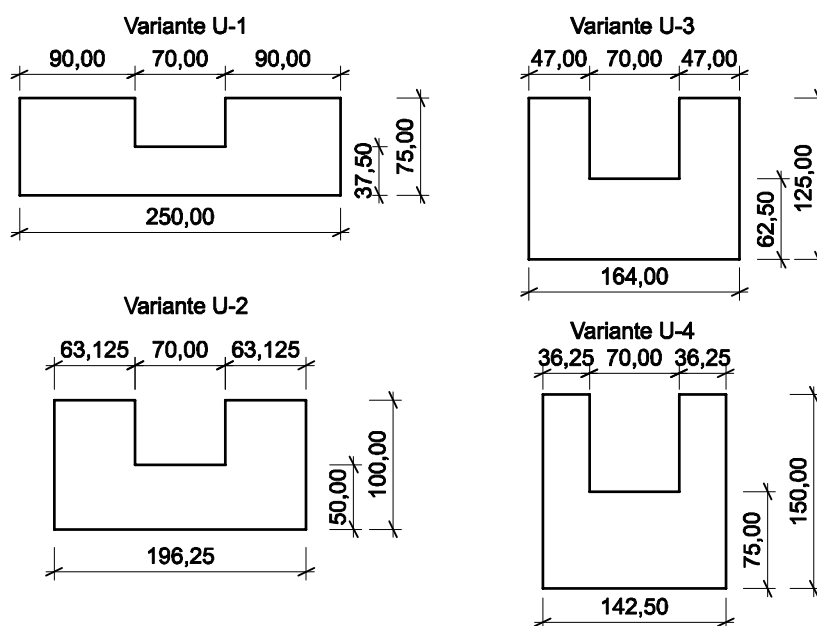


Abb. II.1.5-66: U-Barge-Varianten U-1 bis U-4
 Hauptabmessungen

Aus den systematischen Untersuchungen wurde eine optimal erscheinende Konfiguration (Länge 180 m; Breite 110 m, Absenköffnungsbreite 60 m) abgeleitet, deren Geometrie in Abb. II.1.5-67 wiedergegeben ist.

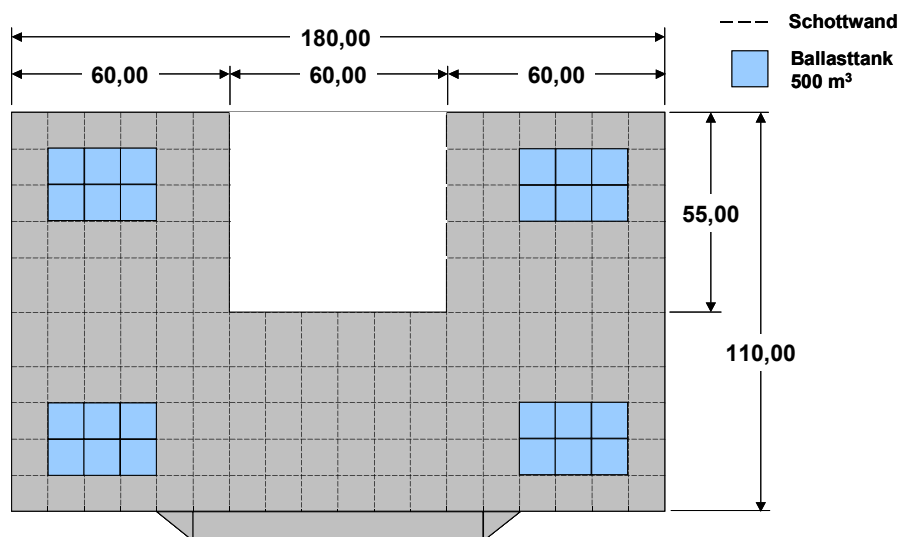


Abb. II.1.5-67: U-Barge: Hauptabmessungen

Das U-Barge-Konzept erlaubt den Verzicht auf herkömmliches Krangerät. Statt dessen ist ein horizontaler, ebenfalls u-förmiger Rahmen vorgesehen, der auf der U-Barge horizontal bis über die Öffnung verfahren werden kann. Dieser Absenkranken trägt auch die kompakten Windenkonsole und A-Böcke, mit deren Hilfe die Gründungsstruktur angehoben und abgesenkt wird, Abb. II.1.5-68. Darüber hinaus befindet sich auf der Decksfläche ein Skidding-System, welches die Längs- und Querverschiebung der weiteren Gründungsstrukturen auf den Schlitten/Absenkranken erlaubt.

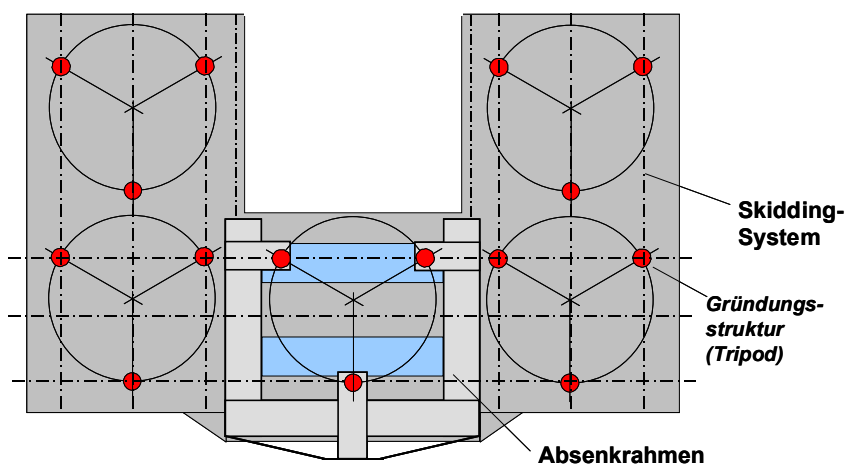
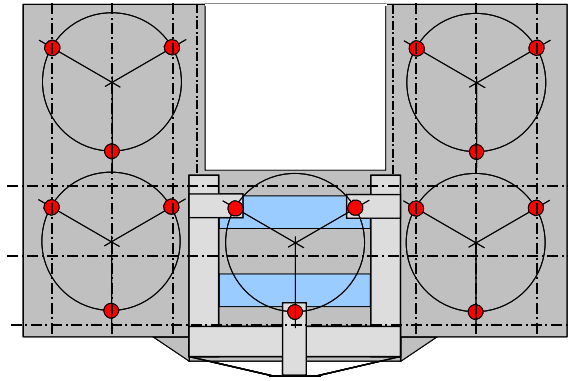


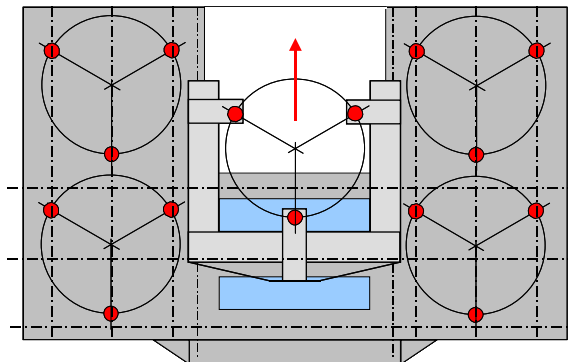
Abb. II.1.5-68: U-Barge: Absenkranken und Skidding-System

Abb. II.1.5-69.1 und .2 verdeutlichen am Beispiel eines Tripods die verschiedenen Phasen des Verschiebens auf der Decksfläche sowie des Absenkens. Abb. II.1.5-70.1 und .2 veranschaulichen diesen Vorgang in 3-dimensionaler Darstellung.

1.: Anschlagen Tripod 1 an Hebegeschirr Absenkrahmen



2.: Verfahren Absenkrahmen mit Tripod 1 über Slot



3.: Absenken Tripod 1

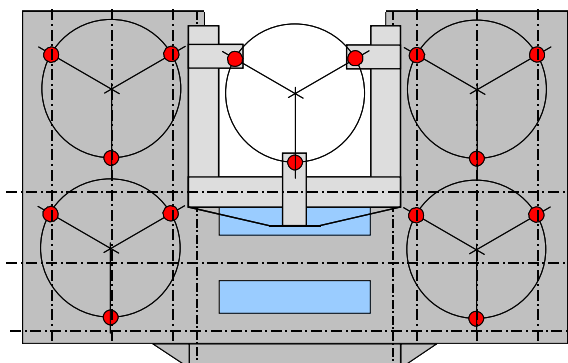
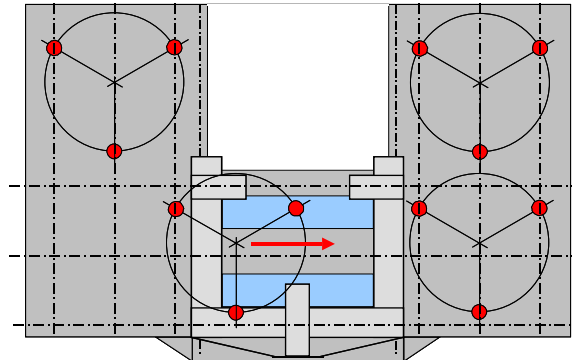


Abb. II.1.5-69.1: U-Barge: Schematische Darstellung des Anschlages, Verfahrens und Absenkens einer Gründungsstruktur (Beispiel Tripod)

4.: Verfahren Tripod 2 auf den Absenkrahmen



5.: Anschlagen Tripod 2 an Hebegeschirr Absenkrahmen

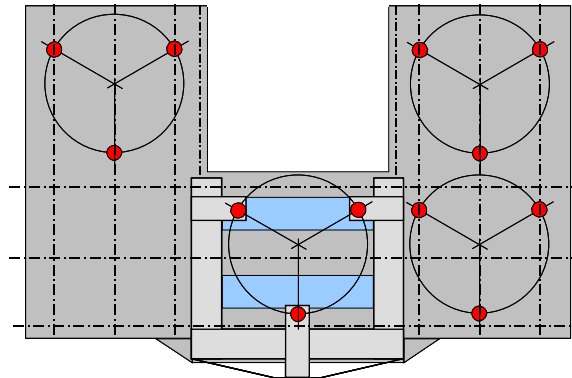


Abb. II.1.5-69.2: U-Barge: Schematische Darstellung des Anschlages, Verfahrens und Absenkens einer Gründungsstruktur (Beispiel Tripod)

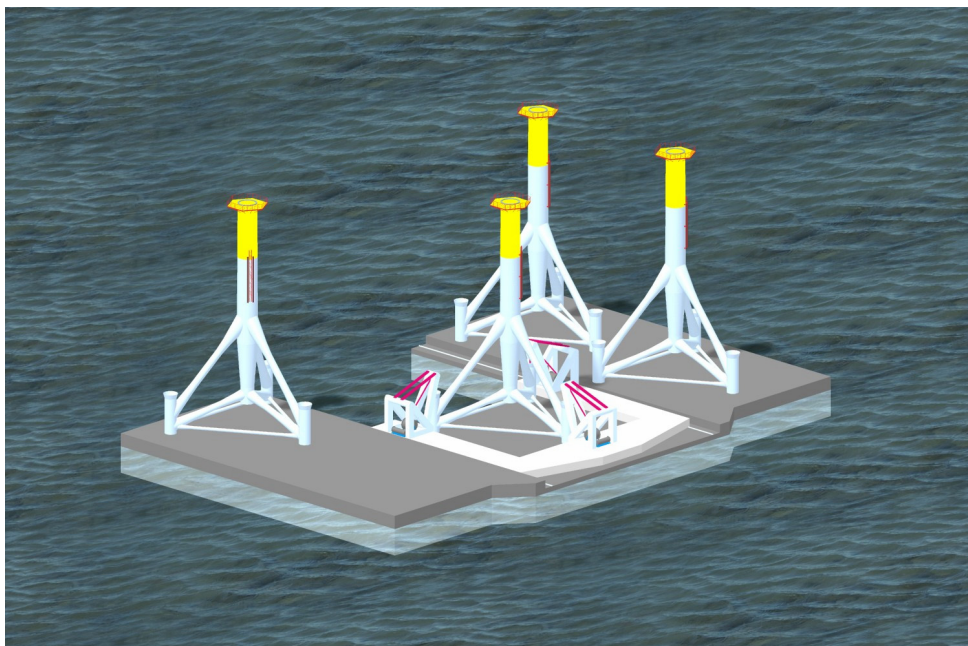
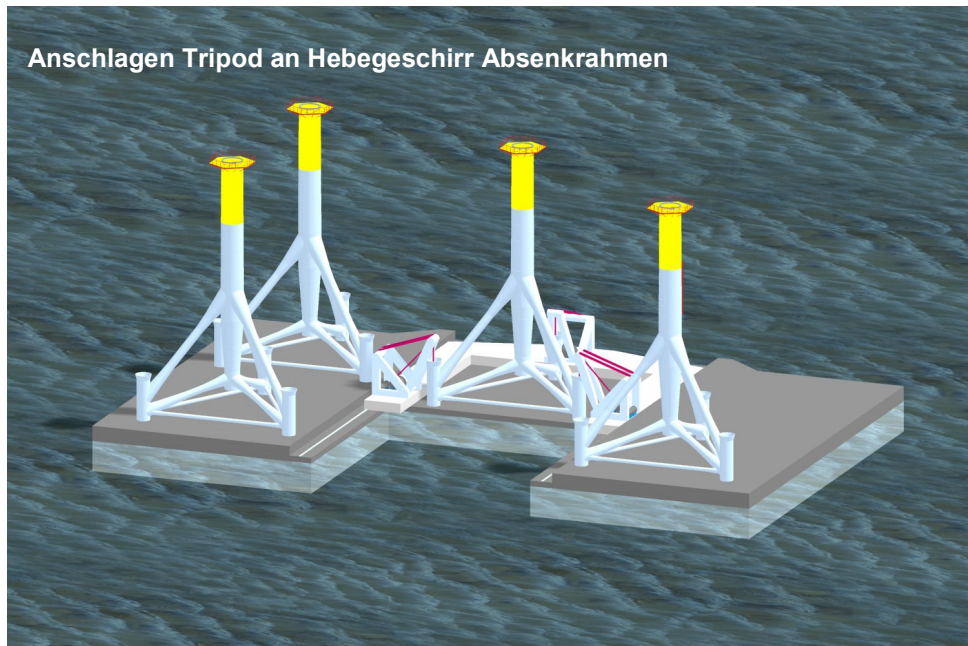


Abb. II.1.5-70.1: U-Barge: 3-D Darstellung des Anschlages der Gründungsstruktur (Tripod)

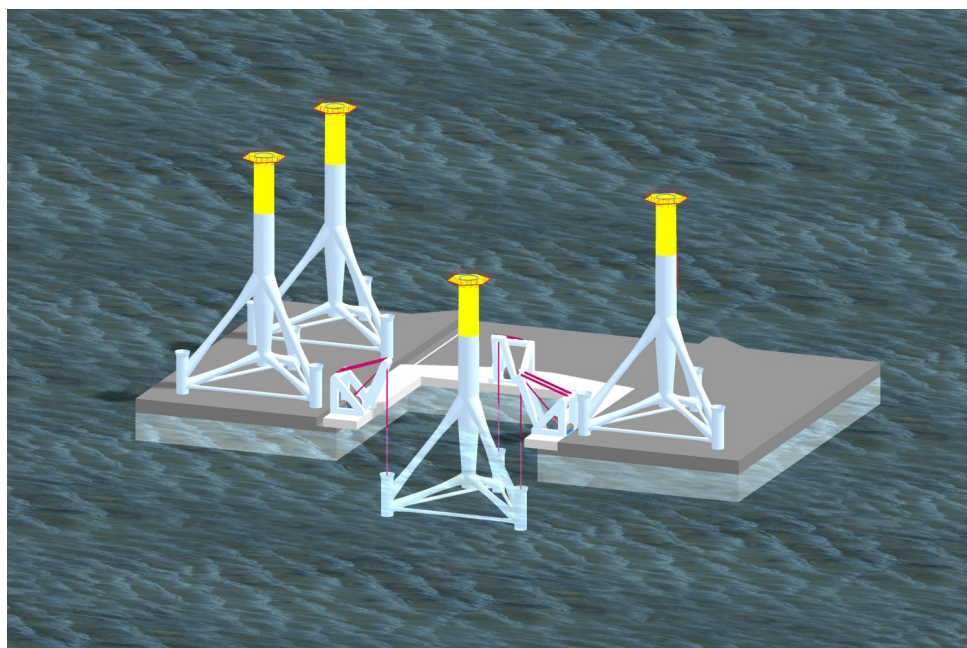
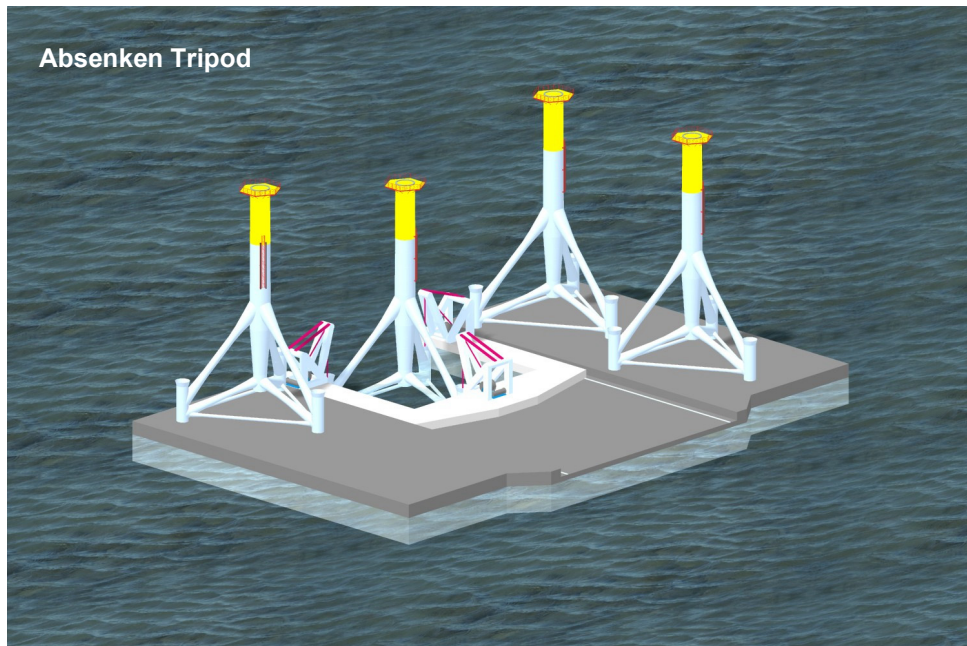


Abb. II.1.5-70.2: U-Barge: 3-D Darstellung des Absenkens der Gründungsstruktur (Tripod)

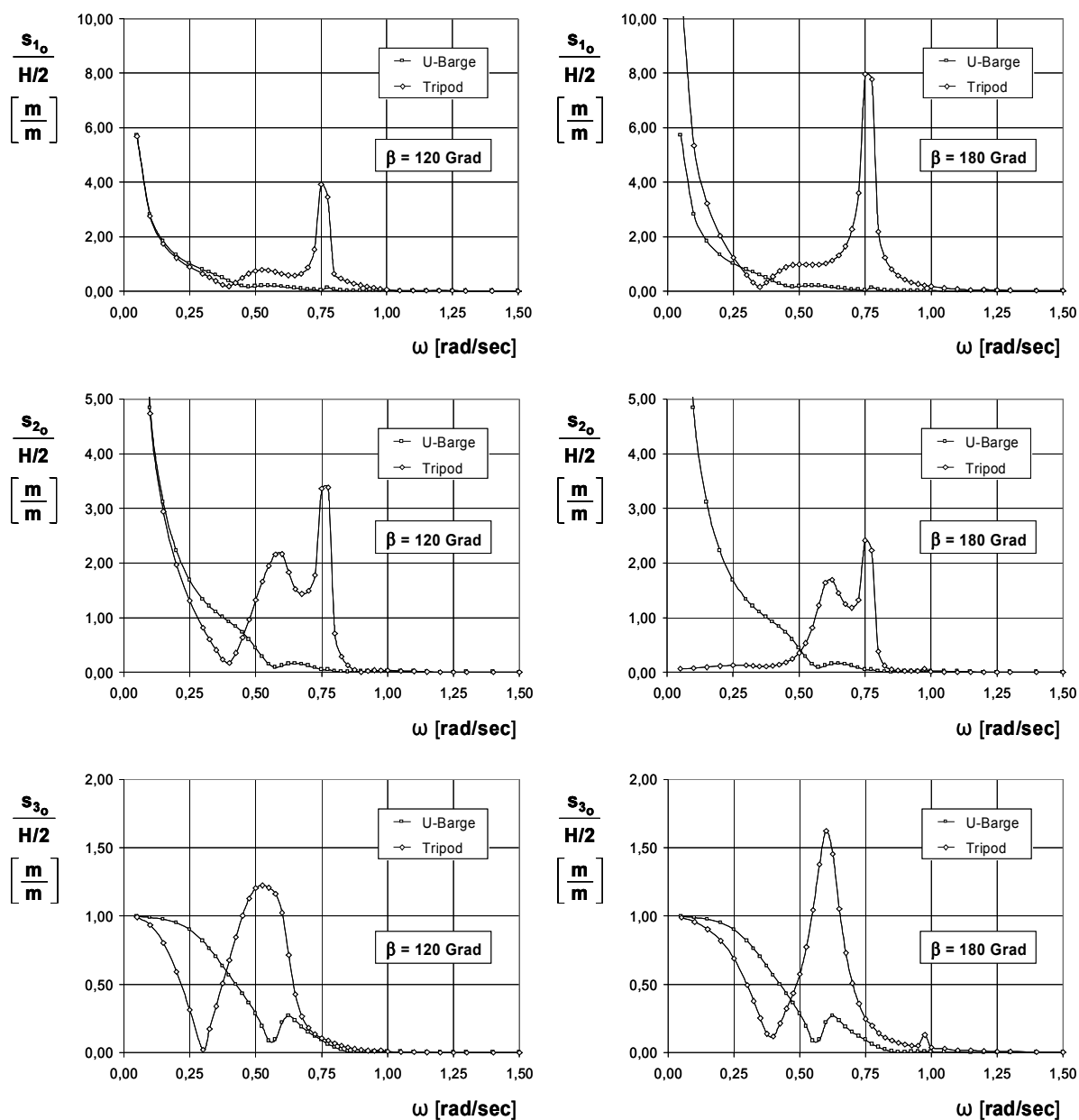


Abb. II.1.5-71.1: U-Barge: Installation einer Tripod-Gründungsstruktur für 40 m Wassertiefe
Übertragungsfunktionen der translatorischen Bewegungskomponenten
Absenktiefe Tripod, bezogen auf OK Deck der U-Barge: -3,00 m
Wellenanlaufwinkel: 120 Grad und 180 Grad

In Abb. II.1.5-71.1 und .2 sowie in Abb. II.1.5-72 sind Ergebnisse der hydromechanischen Analyse des von U-Barge, Absenkgeschirren und Tripod (Gründungsstruktur) gebildeten Mehrkörpersystems wiedergegeben.

Abb. II.1.5-71.1 und .2 zeigen die Übertragungsfunktionen der Bewegungen von U-Barge und Tripod für Wellenanlaufwinkel von 120 und 180 Grad. Bei diesem Beispiel befindet sich der Tripod knapp oberhalb der Wasserlinienfläche, was schwingungstechnisch den ungünstigsten/kritischsten Zustand darstellt.

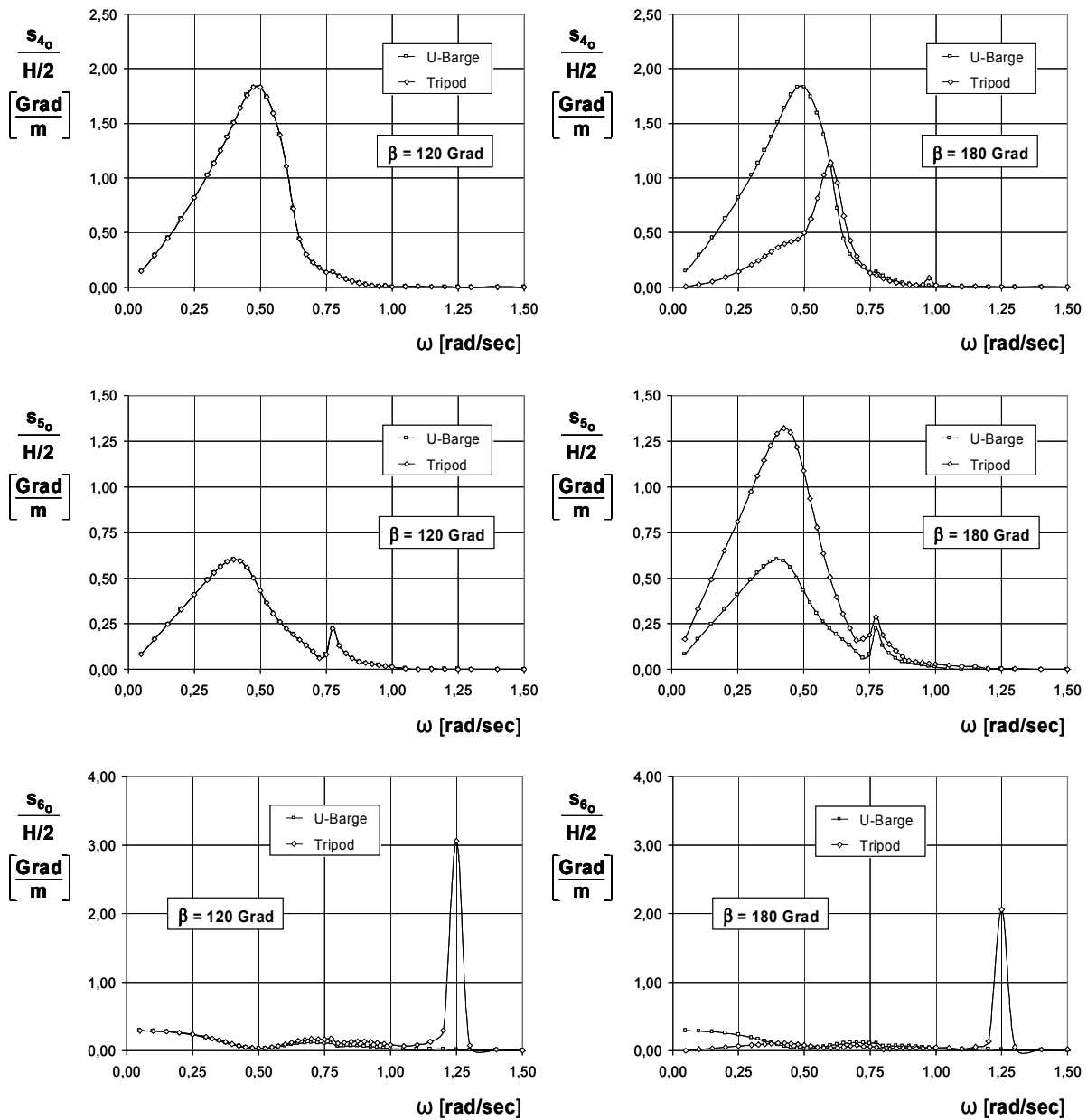


Abb. II.1.5-71.2: U-Barge: Installation einer Tripod-Gründungsstruktur für 40 m Wassertiefe
Übertragungsfunktionen der rotatorischen Bewegungskomponenten
Absenktiefe Tripod, bezogen auf OK Deck der U-Barge: -3,00 m
Wellenanlaufwinkel: 120 Grad und 180 Grad

Aus den Übertragungsfunktionen für die Längs- und Querbewegungen werden die starken Bewegungen des Tripods relativ zur U-Barge deutlich, die insbesondere im Bereich der Eigenfrequenz der Pendelbewegung des Tripods auftreten.

Die Unterschiede in der Vertikalbewegung sind dagegen lediglich auf den Einfluss der Rollbewegung der U-Barge zurückzuführen. Beim Wellenanlaufwinkel von 120 Grad sind die Rotationsbewegungen von U-Barge und Tripod um die Roll- bzw. Stampfachse weitgehend identisch. Beim Anlaufwinkel von 180 Grad ergeben sich rotatorische Relativbewegungen, die jedoch als unkritisch einzustufen sind.

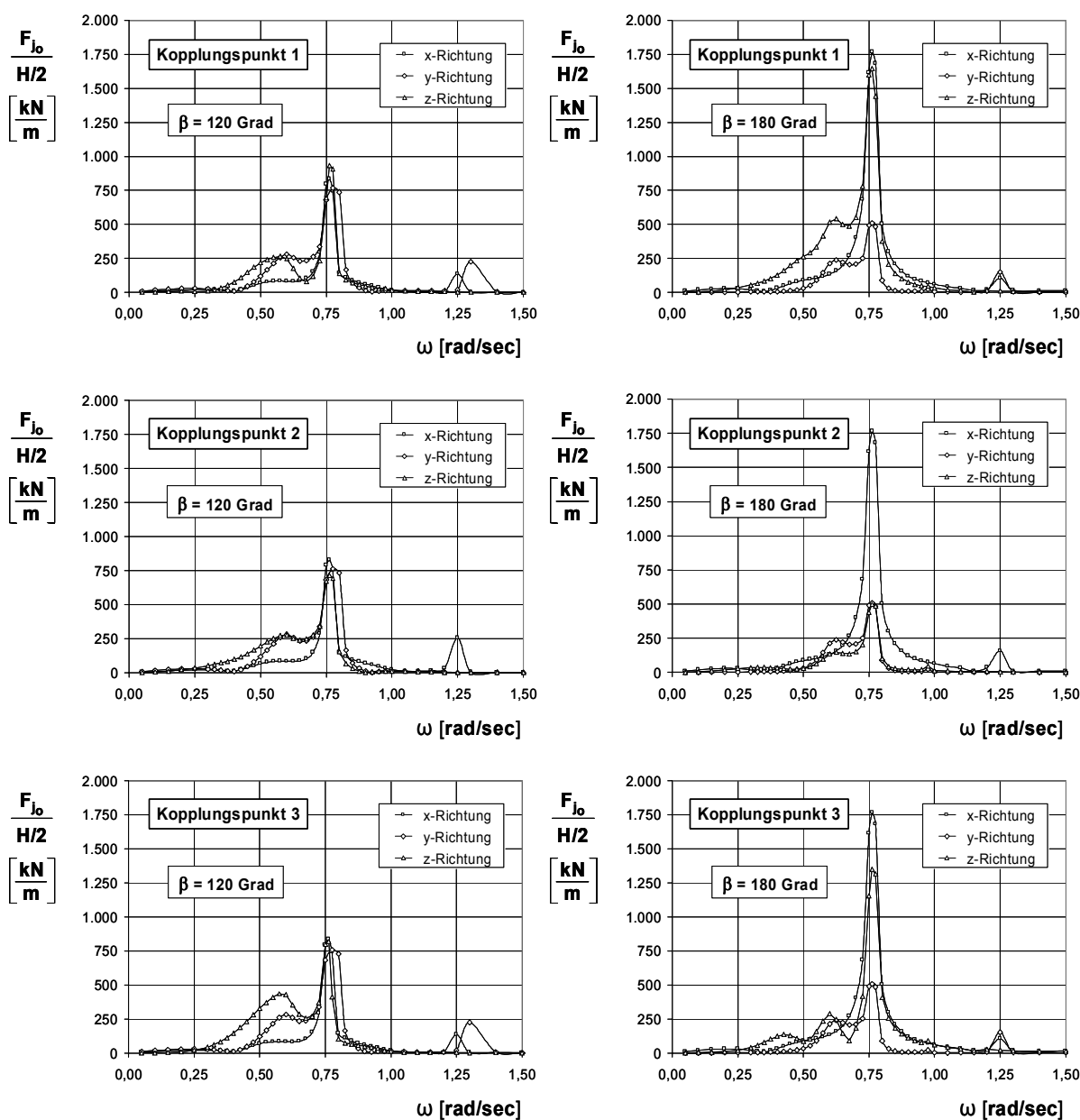


Abb. II.1.5-72: U-Barge: Installation einer Tripod-Gründungsstruktur für 40 m Wassertiefe
Übertragungsfunktionen der dynamischen Kraftkomponenten in den
Ankopplungspunkten der drei Absenkgeschirre am Tripod
Absenktiefe Tripod, bezogen auf OK Deck der U-Barge: -3,00 m
Wellenanlaufwinkel: 120 Grad und 180 Grad

In Abb. II.1.5-72 sind die Übertragungsfunktionen der Komponenten der dynamischen Kräfte in den drei Absenkgeschirren dargestellt. Deutlich ist zu erkennen, dass die starken Horizontalbewegungen des Tripods im Bereich $\omega = 0,75$ rad/sec sowie die Gierbewegungen im Bereich $\omega = 1,25$ rad/sec den Verlauf der dynamischen Kräfte bestimmen.

Bei einem Wellenanlaufwinkel von 180 Grad ergeben sich im Vergleich zu 120 Grad deutlich höhere Lasten im Absenkgeschirr.

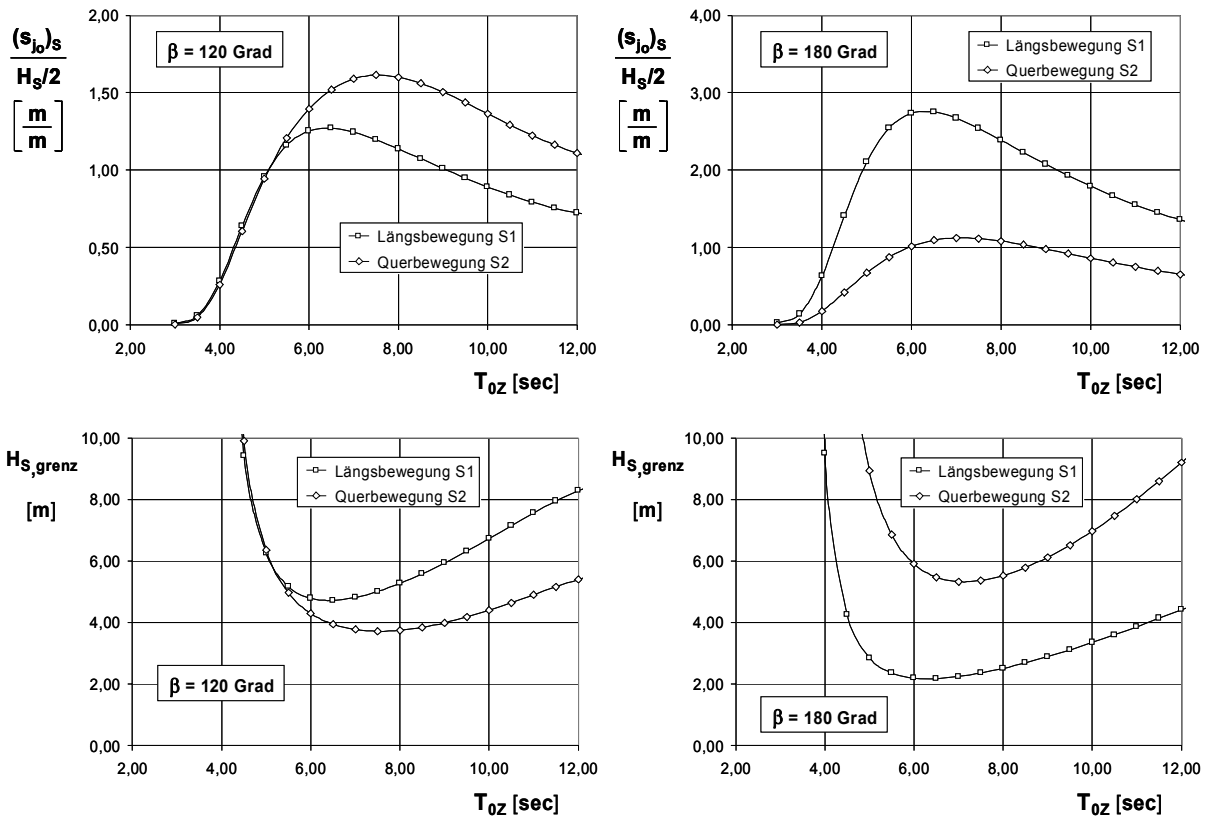


Abb. II.1.5-73: U-Barge: Installation einer Tripod-Gründungsstruktur für 40 m Wassertiefe
Signifikante Amplituden der Längs- und Querbewegung des Tripods
Abgeleitete Grenzwerte für die zulässigen signifikanten Wellenhöhen
Absenktiefe Tripod, bezogen auf OK Deck der U-Barge: -3,00 m
Seegangslaufrichtung: 120 Grad und 180 Grad

In Abb. II.1.5-73 sind die signifikanten Werte (Mittelwert der 1/3 größten Amplituden für den entsprechenden Seegang) der Amplituden der Längs- und Querbewegungen dargestellt.

Für diese Horizontalbewegungen des Tripods gilt eine maximal zulässige obere Grenze, mit der sichergestellt werden soll, dass der Tripod inkl. eines vorgegebenen Sicherheitsabstandes nicht mit der Bargestruktur kollidiert.

Aus den in Abb. II.1.5-73 dargestellten signifikanten Werten der Längs- und Querbewegungen können damit direkt die ebenfalls in Abb. II.1.5-73 wiedergegebenen zulässigen signifikanten Wellenhöhen abgeleitet werden.

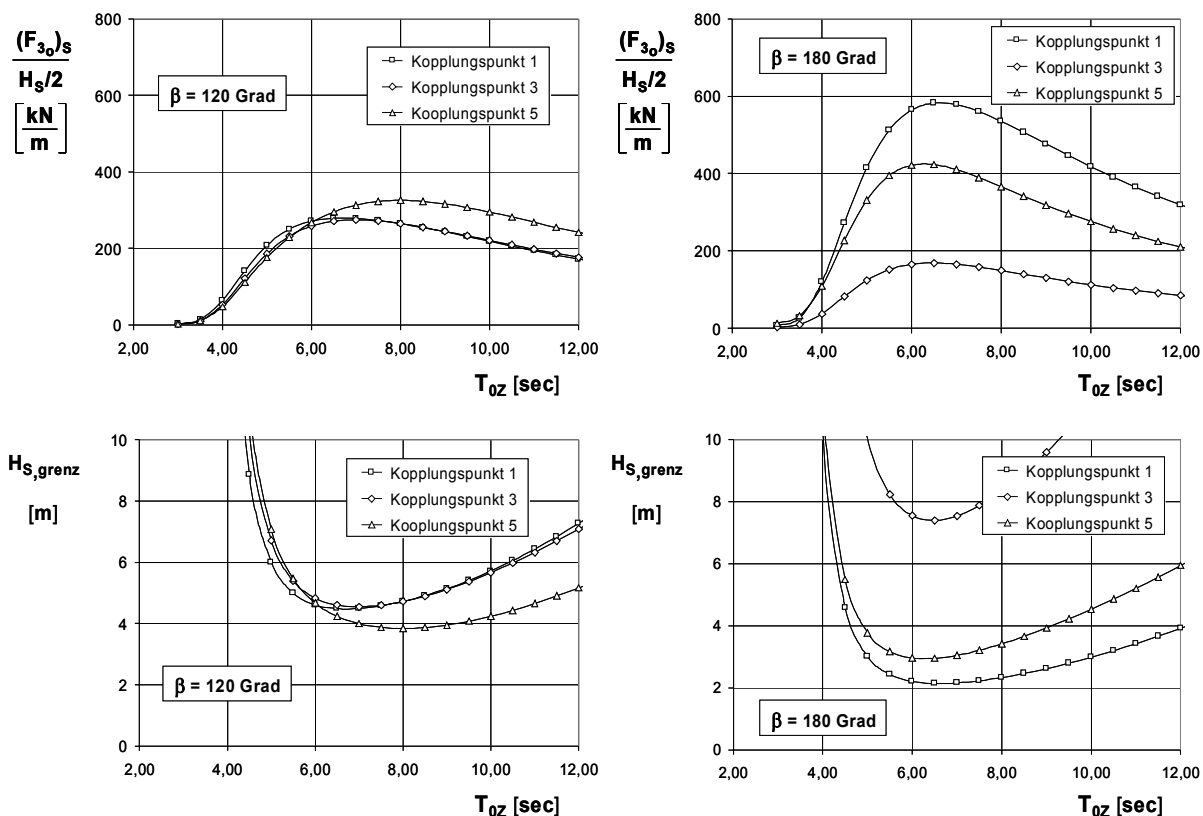


Abb. II.1.5-74: U-Barge: Installation einer Tripod-Gründungsstruktur für 40 m Wassertiefe
Signifikante Amplituden der vertikalen dynamischen Kraftkomponenten in den
Ankopplungspunkten der drei Absenkgeschirre am Tripod
Abgeleitete Grenzwerte für die zulässigen signifikanten Wellenhöhen
Absenktiefe Tripod, bezogen auf OK Deck der U-Barge: -3,00 m
Seegangslaufrichtung: 120 Grad und 180 Grad

In ähnlicher Weise können auch die zulässigen signifikanten Wellenhöhen abgeleitet werden, die sich aus einer max. zulässigen vertikalen Last im Krangeschirr ergeben, siehe Abb. II.1.5-74.

Hier wird in der Regel folgendes Kriterium zugrunde gelegt: Die Amplitude der dynamischen Vertikal- kraft (Belastung und Entlastung) darf - inkl. eines Sicherheitszuschlages - den Wert der statischen Vorspannkraft (Gewichtskraft) nicht überschreiten, um ein Losefallen der Seile und eine anschließende schlagartige Wiederbelastung auszuschließen.

II.1.5.8 Abschließende Bewertung

*Die Inhalte dieses Kapitels unterliegen der Vertraulichkeit
und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger
als Rechteinhaber an den Ergebnissen.*

II.1.6 Grundlagen für die Ausführungsplanung des Offshore-Installationsgerätes

*Die Inhalte dieses Kapitels unterliegen der Vertraulichkeit
und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger
als Rechteinhaber an den Ergebnissen.*

II.2 Voraussichtlicher Nutzen, Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die im FE-Vorhaben entwickelten Ergebnisse sind die Grundlage für die Konzeption und den Entwurf der vom ZE strategisch geplanten Installationsgeräte für Offshore-Windenergieanlagen.

Die Inbetriebnahme eines ersten Gerätes ist für 2009 vorgesehen. Damit wird eine technologische Spitzenstellung auf dem Gerätesektor erreicht, insbesondere in Hinblick auf die Realisierung von Offshore-Windparks mit Anlagen der Leistungsklasse 5 MW und größer sowie die zugehörigen Gründungsstrukturen, für die zur Zeit kein wirtschaftlich und auch technisch geeignetes Installationsgerät existiert.

Diese Geräte der dritten Generation werden in weiten Bereichen der betrachteten europäischen Seegebiete ganzjährig und mit hoher Verfügbarkeit eingesetzt werden können für die Offshore-Installation der Gründungsstrukturen und der Windenergieanlagen, aber auch für Wartung und Reparatur in der Betriebsphase.

Der wirtschaftliche Vorteil bei Einsatz dieser neu entwickelten Gerätekonzepte liegt in

- verkürzter Zeitbedarf für die Offshore-Installation wegen geringeren wetterbedingten Ausfallzeiten und den damit verbundenen positiven Auswirkungen auf die Gesamtkosten für die Errichtung
- frühere Inbetriebnahme des Offshore-Windparks und damit verbunden ein früherer Zeitpunkt, ab dem der Windpark Strom produziert und entsprechende Erlöse entstehen
- verkürzter Zeitbedarf für größere Wartungs- und Reparaturmaßnahmen, bei denen große Krankapazitäten erforderlich sind, wegen a) geringerer wetterbedingter Wartezeiten bevor die Maßnahmen in Angriff genommen werden können und b) der geringeren wetterbedingten Ausfallzeiten während der Arbeiten, womit sich eine deutliche Reduzierung der Ausfallzeiten für die Stromproduktion der entsprechenden Anlagen ergeben kann.

Die weiteren Inhalte dieses Kapitels unterliegen der Vertraulichkeit und bleiben zur Verwertung beim Zuwendungsempfänger als Rechteinhaber an den Ergebnissen.

II.3 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Gegenüber dem im Abschnitt I.4.1 dargestellten technischen und wissenschaftlichen Stand sind dem ZE bei anderen Stellen im In- und Ausland während der Durchführung des Vorhabens keine erkennbaren Fortschritte im Bereich der Entwicklung und Umsetzung auf dem Gebiet der Offshore-Installationsgeräte für Offshore Windenergieanlagen (Gründungsstrukturen und Anlagen) bzw. in vergleichbaren Bereichen der Offshore-Technik bekannt geworden.

II.4 Veröffentlichung der Ergebnisse

Über die Ergebnisse des Vorhabens wurde in Abstimmung mit dem Projektträger bei folgenden Veranstaltungen berichtet:

- Veranstaltung: coastDAT-Workshop
Veranstalter: GKSS-Forschungszentrum der Helmholtzgemeinschaft Deutscher Forschungszentren
Datum: 5. und 6. Oktober 2006
Titel Vortrag: Anwendung von coastDAT/Hipocas Hindcast-Daten im Rahmen der Planung von Offshore-Windparks
Autor: Dr.-Ing. Alexander Mitzlaff, IMS Ingenieurgesellschaft mbH

- Veranstaltung: 5. Nationale Maritime Konferenz
Workshop "Offshore-Windenergie als Motor für Innovation und Wachstum"
Veranstalter: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Datum: 3. und 4. Dezember 2006
Titel: Gründungstechnologien als Chance für maritime Dienstleister und Offshore-Zulieferer
Autor: Dr.-Ing. Alexander Mitzlaff, IMS Ingenieurgesellschaft mbH

- Veranstaltung: Vorlesungsreihe Meerestechnik
Veranstalter: Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Bauingenieurwesen
Datum: Sommersemester 2007
Titel: Geräteentwicklung für die Offshore-Technik
Autor: Dipl.-Ing. Hans Kahle, F+Z Baugesellschaft mbH

- Veranstaltung: wab Konferenz windstärke07 kurs offshore
Veranstalter: Windenergieagentur Bremen Bremerhaven e.V. (wab)
Datum: 13. und 14. Juni 2007
Titel Vortrag: Gründungsstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen
Nutzung der Erfahrungen aus Offshore-Öl und -Gas
Autoren: Dipl.-Ing. Hans Kahle, F+Z Baugesellschaft mbH
Dr.-Ing. Alexander Mitzlaff, IMS Ingenieurgesellschaft mbH

Die Vorträge auf dem coastDAT Workshop der GKSS und der Konferenz der wab sind in den entsprechenden Konferenzunterlagen enthalten, die allen Teilnehmern zur Verfügung gestellt worden sind.

Der Vortrag auf der 5. Nationalen Maritimen Konferenz wurde in gekürzter Fassung auf der Internetseite des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit veröffentlicht.

Ausgewählte Ergebnisse des Vorhabens werden in dem Vorlesungsumdruck der Reihe "Meerestechnik" an der Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Bauingenieurwesen, für das Sommersemester 2008 eingearbeitet werden.

Weitere Veröffentlichungen in Fachzeitschriften und Journals sowie auf Fachkongressen sind geplant.