



© EnBW

# Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Werftwirtschaft im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung

**Projekttitle:** **Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Werftwirtschaft im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung (OffMaster)**

Zeitraum: 01.08.2011 – 31.10.2012

Fördernummer: 03MAP226

Fördermittelgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

Vorhabensträger: Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Unterauftragnehmer: Deutsche WindGuard GmbH  
TST Technologie Systemberatung Thiele e.K.



TST Technologie  
Systemberatung Thiele

Bearbeitung: Andreas Wagner  
(Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE)

Michael Zehfuß  
(Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE)

Anna-Kathrin Wallasch  
(Deutsche WindGuard GmbH)

Dr. Knud Rehfeldt  
(Deutsche WindGuard GmbH)

Jörgen Thiele  
(TST Technologie Systemberatung Thiele)

Januar 2013



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

Die vorliegende Analyse der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE wurde im Rahmen des Projektes „Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Werftwirtschaft im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung“ mit der Fördernummer 03MAP226 durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

# Inhalt

1.1	Abbildungsverzeichnis	7
1.1.1	Tabellenverzeichnis	8
<b>Teil 1:</b>	<b>Ausbaupfade für die Offshore-Windenergieentwicklung</b>	<b>11</b>
<b>1</b>	<b>Entwicklung von Ausbaupfaden für die Windenergieentwicklung bis 2020 und 2030 als Grundlage der weiteren Analyse</b>	<b>11</b>
1.1	Offshore-Windenergieentwicklung in Deutschland	12
1.1.1	Überblick über die bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland	12
1.1.2	Überblick über aktuelle Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland	17
1.1.3	Einschätzung der Grundlagen und Hintergründe der einzelnen Szenarien für die Offshore-Windenergie in Deutschland	20
1.2	Ergänzende Betrachtung der Gesamtentwicklung der Windenergienutzung in Deutschland	24
1.2.1	Überblick über die bisherige Entwicklung der Windenergie in Deutschland	24
1.2.2	Überblick über aktuelle Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Windenergie an Land in Deutschland	25
1.3	Ergänzende Betrachtung der Windenergieentwicklung in Europa	28
1.3.1	Überblick über die bisherige Entwicklung der Windenergie in Europa	28
1.3.2	Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Windenergie in Europa	29
1.3.2.1	Szenarien für die zukünftige Gesamtentwicklung der Windenergie in Europa	29
1.3.2.2	Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Europa	31
1.4	Entwicklung eines Ausbaupfades für die Offshore-Windenergieentwicklung zur weiteren Verwendung im Rahmen der Analyse	34
1.4.1	Überblick über zukünftige deutsche Offshore-Windparkprojekte (Baubeginn bis 2014)	34
1.4.2	Aktuelle Rahmenbedingungen in Deutschland im Hinblick auf die Szenarienbewertung	36
1.4.3	Wahrscheinliche Ausbaupfade für die deutsche Offshore-Windenergieentwicklung anhand der Szenarien	39
1.4.4	Ausbaupfade für den deutschen Offshore-Windenergieausbau zur weiteren Verwendung im Rahmen der Analyse	41
1.4.5	Ausbaupfade für den europäischen Offshore-Windenergieausbau zur weiteren Verwendung im Rahmen der Analyse	43
<b>2</b>	<b>Technologieentwicklung Offshore-Windenergie</b>	<b>43</b>
2.1	Offshore-Windenergieanlagen	43
2.1.1	Entwicklung der durchschnittlichen Leistung	43
2.1.2	Entwicklung des Rotordurchmessers	45
2.1.3	Massen von Offshore-Windenergieanlagenkomponenten	47
2.2	Fundamentstrukturen	48
2.2.1	Darstellung derzeitiger Fundamentstrukturen am Markt	48

2.2.2	Größe von Fundamentstrukturen	50
2.2.3	Fundamentstrukturen in deutschen Offshore-Windparks	50
2.3	Weitere Größenentwicklung von Offshore-Windenergieanlagen und Fundamentstrukturen	51
2.3.1	Entwicklung hinsichtlich der Standorte von Offshore-Windenergieprojekten	51
2.3.2	Zeitachsenbetrachtung – Größenentwicklung von Offshore-Windenergieanlagen	53
2.3.3	Zeitachsenbetrachtung – Größenentwicklung von Fundamentstrukturen	54
<b>3</b>	<b>Quellen</b>	57
3.1	Kapitel 1: Ausbaupfade für die Windenergieentwicklung bis 2020 und 2030	57
3.2	Kapitel 2: Technologieentwicklung	57

## Teil 2: Ermittlung der neuen Anforderungen an Häfen im Rahmen der Offshore-Windenergieentwicklung 59

<b>1</b>	<b>Hafenfunktionen hinsichtlich der Offshore-Windenergieentwicklung</b>	60
1.1	Hafenfunktionen gemäß ZDS-Hafenatlas	60
1.1.1	Großkomponentenhäfen	60
1.1.2	Servicehäfen	61
1.1.3	Forschungs- und Entwicklungsstandort	61
1.2	Einschätzungen zu den Hafenfunktionen gemäß ZDS	62
1.2.1	Großkomponentenhäfen	62
1.2.2	Servicehäfen	64
1.2.3	Forschung und Entwicklung	66
1.3	Weiteres Vorgehen und Entwicklung einer Einteilung der Hafenarten im Hinblick auf die Zielsetzung der Analyse	66
1.3.1	Basishäfen	67
1.3.2	Zulieferhäfen	67
1.3.3	Servicehäfen	67
1.3.4	Weitere Hafen-Aktivitäten	68
1.3.5	Schlussfolgerungen und weiteres Vorgehen	68
<b>2</b>	<b>Installation und Betrieb von Offshore-Windparks – Erste Erfahrungen und Effizienz der Prozesse</b>	69
2.1	Offshore-Windparkinstallation	69
2.1.1	Entwicklung Logistikkonzepte	69
2.1.2	Entwicklung Installationskonzepte	71
2.1.2.1	Fundamentstrukturen	72
2.1.2.2	Offshore-Windenergieanlagen	72
2.1.3	Trends im Installationsschiffbereich	73
2.1.4	Zeitschiene im Bereich Installation von Offshore-Windparks	74
2.1.5	Erfahrungen und bisherige Vorgehensweisen	75
2.1.5.1	Alpha Ventus	75
2.1.5.2	Baltic 1	79
2.1.5.3	BARD Offshore 1	81

2.1.5.4	Borkum West II	83
2.1.5.5	Riffgat	84
2.1.5.6	Baltic 2	85
2.1.6	Zusammenfassende Übersicht – Logistik- und Installationskonzepte in deutschen Projekten	87
2.1.7	Rückschlüsse hinsichtlich der Anforderungen der Offshore-Windenergie- branche an Häfen	89
2.2	Offshore-Windparkbetrieb	90
2.2.1	Vorhandene Betriebskonzepte für Offshore-Windparks	90
2.2.1.1	Betriebsbasis an Land	91
2.2.1.2	Betriebsstation auf See	92
2.2.2	Arbeitsaufwand im Zuge des Betriebs von Offshore-Windparks	92
2.2.3	Erfahrungen und bisherige Vorgehensweisen	93
2.2.3.1	Alpha Ventus	94
2.2.3.2	Baltic 1	95
2.2.3.3	BARD Offshore 1	96
2.2.3.4	Baltic 2	97
2.2.3.5	Borkum West II	97
2.2.4	Zusammenfassende Übersicht – Betriebskonzepte in deutschen Projekten	98
2.2.5	Rückschlüsse hinsichtlich der Anforderungen der Offshore-Windenergie- branche an Häfen	99
<b>3</b>	<b>Vorhandene Hafeninfrastruktur und Übersicht über die in der Offshore-Windenergie aktiven deutschen Häfen</b>	<b>100</b>
3.1	Datenlage	100
3.2	Übersicht	101
3.3	Basishäfen für die Offshore-Windenergie	102
3.3.1	Status	103
3.3.1.1	Bremerhaven	103
3.3.1.2	Cuxhaven	107
3.3.1.3	Sassnitz	110
3.3.1.4	Eemshaven, NL	112
3.3.1.5	Vlissingen, NL	114
3.3.1.6	Esbjerg, DK	115
3.3.2	Weitere Häfen mit angekündigten Aktivitäten	117
3.3.2.1	Emden	117
3.3.2.2	Wilhelmshaven	120
3.3.2.3	Brunsbüttel	123
3.3.2.4	Hull, UK	125
3.4	Häfen mit Potential für Zulieferanteile (Zulieferhäfen)	127
3.4.1	Status	129
3.4.1.1	Nordenham	129
3.4.1.2	Stade	130
3.4.1.3	Bremen	131
3.4.1.4	Rostock	131
3.4.2	Weitere Häfen mit angekündigten Aktivitäten	133
3.4.2.1	Brake	133
3.4.2.2	Rendsburg	134

3.5	Servicehäfen (Statusbetrachtung)	135
3.5.1	Status	136
3.5.1.1	Norddeich	136
3.5.1.2	Barhöft	137
3.5.1.3	Helgoland	137
3.5.2	Weitere Häfen mit angekündigten Aktivitäten (Auswahl)	137
3.5.2.1	Büsum	137
3.5.2.2	Hörnum	137
3.5.2.3	Sassnitz	138
<b>4</b>	<b>Marktpotential für deutsche Seehäfen im Zuge des Offshore-Windenergieausbaus</b>	<b>138</b>
4.1	Marktpotential für Basishäfen – zu erwartende Umschlagskapazitäten	139
4.1.1	Aktuelle Marktdaten – Umschlag bis 2014	139
4.1.1.1	Marktpotential Umschlag von Offshore-Windenergieanlagen	141
4.1.1.2	Marktpotential Umschlag von Fundamentstrukturen	142
4.1.2	Berechnung des Marktpotentials für den Zeitraum 2015-2020	142
4.1.3	Ausblick auf den Zeitraum 2021-2030	145
4.1.4	Zusätzliches Potential im europäischen Ausland	148
4.2	Marktpotential im Bereich Zulieferung	149
4.3	Marktpotential Service und Wartung von Offshore-Windparks	150
4.3.1	Marktsituation Nordsee	150
4.3.2	Marktsituation Ostsee	153
4.4	Weitere Potentialbereiche	154
4.4.1	Potential weiterer Hafenfunktionen	155
4.4.1.1	Schutzhafen	155
4.4.1.2	Import- und Export	156
4.4.1.3	Forschungs- und Entwicklungsstandort	156
4.4.2	Potential weitere Großkomponenten	157
4.4.2.1	Umspannplattformen	157
4.4.2.2	Seekabel	158
<b>5</b>	<b>Konformität von Hafenaktivitäten und Bedarf der Offshore-Windenergiebranche</b>	<b>159</b>
5.1	Umschlag von Hauptgroßkomponenten für die Offshore-Windenergie	159
5.1.1	Zusammenfassende Einschätzung der aktiven Häfen	160
5.1.2	Einschätzung bisheriger Umschlagskapazitäten – Kailängen	163
5.1.3	Einschätzung bisheriger Umschlagskapazitäten – Flächen	164
5.1.4	Ableich zwischen Angebot und Bedarf	165
5.1.5	Einordnung der Ergebnisse	170
5.2	Zulieferung von Komponenten	170
5.3	Service und Wartung von Offshore-Windparks	172
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerungen und geeignete Strategien sowie mögliche Entwicklungspfade für die deutschen Seehäfen</b>	<b>172</b>
6.1	Auslastung der deutschen Häfen im Sektor Offshore-Windenergie	173
6.1.1	Engpass Netzausbau	173
6.1.2	Kapazitätsschwankungen	174

6.1.3	Europaweite Konkurrenz	174
6.2	Kailängen und Flächenkapazitäten der deutschen Häfen (Prüfung bezüglich möglicher Über- oder Unterkapazitäten)	175
6.3	Ausgestaltung Basishäfen	178
6.4	Ansiedlung von weiteren Herstellern der Offshore-Windenergiebranche	179
6.5	Standardisierung	180
6.6	Finanzierung	180
6.7	Optimierung der Hafenlogistik	181
6.8	Frühzeitige Berücksichtigung der WSV	182
6.9	Aus- und Weiterbildung	184
6.10	Hafenkooperationen	185
6.11	Hafenentwicklungsplanung	185
<b>7</b>	<b>Quellen</b>	<b>187</b>
7.1	Literaturquellen	187
7.2	Hafen-Befragung und Gespräche	193
<b>Teil 3:</b>	<b>Ermittlung der neuen Anforderungen an den Schiffbau vor dem Hintergrund der Offshore-Windenergieentwicklung</b>	<b>195</b>
<b>1.</b>	<b>Die Rolle der Werften für die maritime Wirtschaft in Deutschland</b>	<b>196</b>
1.1	Die volkswirtschaftliche Bedeutung der maritimen Wirtschaft	196
1.2	Strategische Neuausrichtung der Schiffbauindustrie	196
<b>2.</b>	<b>Darstellung von Funktionen, Bedarfen und technischen Herausforderungen bei Offshore-Windparks</b>	<b>199</b>
2.1	Funktionen, Aufgaben und Schiffsbedarfe bei Offshore-Windparks	199
2.1.1	Planungs- und Erkundungsphase	200
2.1.2	Errichtungsphase	200
2.1.3	Betriebsphase	201
2.1.4	Rückbau bzw. Repowering	201
2.2	Technologische Herausforderungen bei Offshore-Errichterschiffen	201
<b>3.</b>	<b>Vorstellung der benötigten Spezialschifftypen</b>	<b>203</b>
3.1	Service- und Reparaturschiffe	203
3.1.1	CTVs (Crew Transfer Vessels)	203
3.1.2	Wartungs- und Reparaturschiffe	204
3.1.3	Wohnplattformen und –schiffe sowie künstliche Inseln	205
3.2	Errichterschiffe bzw. Hubplattformen	206
3.2.1	Betreiber von Offshore Errichterschiffen	209
3.2.1.1	Beispiel 1 Energieversorger als Reeder	209
3.2.1.2	Beispiel 2 Offshore Errichterschiffe von HOCHTIEF	211
3.3	Kabelleger	213

<b>4.</b>	<b>Auftragseingänge deutscher Werften im Bereich Offshore-Spezialschiffe</b>	214
4.1	Sietas	214
4.2	Nordic Yards	215
4.3	Abeking & Rasmussen	215
<b>5</b>	<b>Schiffsbedarfe für die Offshore-Windenergie</b>	216
5.1	Kapazitätsbedarf bei Offshore-Wind Errichterschiffen	216
5.2	Kapazitätsbedarf bei Offshore-Spezialschiffen (exkl. Installationsschiffe)	219
<b>6</b>	<b>Weitere Tätigkeitsfelder für die deutsche Schiffbauindustrie im Zusammenhang mit Offshore-Windenergie</b>	220
6.1	Fundamente für Offshore-Windenergieanlagen	221
6.2	Offshore-Plattformen	223
6.2.1	Auftragseingänge deutscher Werften bei Offshore-Plattformen	224
6.2.1.1	Nobiskrug	224
6.2.1.2	Nordic Yards	225
<b>7.</b>	<b>Politische und ökonomische Rahmenbedingungen für die Werftindustrie</b>	226
7.1	Finanzierungsbedingungen für den Spezialschiffbau Offshore-Wind	226
7.2	Expertengruppe Schiffbaufinanzierung	227
<b>8</b>	<b>Technische Standards und Vorschriften</b>	232
<b>9</b>	<b>Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen</b>	234
9.1	Neupositionierung des deutschen Schiffbaus	235
9.2	Finanzierungsinstrumente für die Werftwirtschaft weiterentwickeln	236
9.3	Neue Kooperations- und Kommunikationsstrategien zwischen Werften, Offshore-Industrie und Politik	237
9.4	Referenzprojekte fördern	238
9.5	F&E Maßnahmen	238
9.6	Technische Regelwerke und Standards weiterentwickeln	239
9.7	Aus- und Weiterbildung stärken	240
<b>10</b>	<b>Quellen</b>	241
	<b>Anhang</b>	244



## Abbildungsverzeichnis

1	Stand des Offshore-Windenergieausbaus und der Offshore-Windenergieplanungen in Deutschland (Status Juli 2012)	14
2	Stand des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland (Anlagen am Netz, Status 31.12.2011)	15
3	Offshore-Windparks in Betrieb, deutsche Nordsee (Stand 31.12.2011)	16
4	Offshore-Windparks in Betrieb, deutsche Ostsee (Stand 31.12.2011)	16
5	Verfügbare Szenarien für den jährlichen Zubau im Offshore-Windenergiebereich bis 2020	18
6	Szenarien für den Offshore-Windenergieausbau - Prognostizierte Gesamtleistung für 2020 und 2030	19
7	Entwicklung des Windenergieausbaus an Land zwischen 1992 und 2011	25
8	Ausbauszenarien für die Windenergieentwicklung an Land	27
9	Verlauf des Windenergieausbaus in Europa zwischen 1995 und 2010	29
10	Ausbauszenarien für den Windenergieausbau in Europa	30
11	Szenarien für den jährlichen Zubau an Offshore-Windleistung in Europa	32
12	Szenarien für den Offshore-Windenergieausbau in Europa bis 2020 und 2030	33
13	Offshore Windparks der deutschen Nord- und Ostsee mit Baubeginn bis 2014 (Anzahl der Anlagen jener OffshoreWindparks, die im jeweiligen Jahr in Bau gehen; Untersuchungsstand Mai 2012)	35
14	Offshore-Windparks mit Baubeginn bis 2014, deutsche Nord- und Ostsee	36
15	Entwicklung der durchschnittlichen Leistung pro Offshore-Windenergieanlage im Zeitraum 2000 bis 2011	44
16	Nennleistung der Anlagen in genehmigten deutschen Offshore-Windparkprojekten	45
17	Entwicklung des Rotordurchmesser von Offshore-Windenergieanlagen im Verhältnis zu ihrer Nennleistung	45
18	Fundamentstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen	48
19	Wassertiefen an Standorten genehmigter Offshore-Windparks in Deutschland (Darstellung der Anlagenanzahl je Wassertiefenbereich)	51
20	Küstenentfernungen der Offshore-Windparkstandorte in der deutschen Nordsee	52
21	Wassertiefen der Offshore-Windparkstandorte in der deutschen Nordsee	53
22	Großkomponentenhäfen gemäß ZDS-Hafenatlas	62
23	Servicehäfen gemäß ZDS-Hafenatlas	65
24	Installationslogistik für Offshore-Windparks – verschiedene Konzepte	70
25	Installationskonzepte für Fundamentstrukturen	72
26	Installationskonzepte für Offshore-Windenergieanlagen	72
27	Fertigungsstätten und Lieferwege der Komponenten für alpha ventus	75
28	An Installation und Betrieb beteiligte Standorte beim Offshore-Windpark Baltic 1	79
29	Im Rahmen der Analyse betrachtete Offshore-Basishäfen	103
30	Im Rahmen der Analyse betrachtete Häfen mit Potential im Bereich Zulieferung – „Komponentenhäfen“	128
31	Im Rahmen dieser Analyse getroffene exemplarische Auswahl von Servicehäfen	136
32	Voraussichtliche Kapazitäten umgeschlagener Offshore-Windenergieanlagen je Basishafen bis 2014	141

33	Kapazitäten umgeschlagener Fundamentstrukturen je Basishafen bis 2014	142
34	Potentieller Einzugsbereich für Serviceleistungen der Offshore-Windpark- cluster in der Nordsee, Markierungen = ca. Entfernungskurve von 30-35 sm	151
35	Potentieller Einzugsbereich für Serviceleistungen der Offshore-Windpark- cluster in der Ostsee, Markierungen = ca. Entfernungskurve von 30-35 sm	153
36	Deutsche Seeschiffahrtsstraßen	182
37	Auftragseingänge deutscher Werften für Containerschiffe (2001-2011)	196
38	Auftragsbestände deutscher Werften, 2005-2011	197
39	Auftragsbestand deutscher Werften per 2011	198
40	Aufgaben und Schiffsbedarf bei der Umsetzung von Offshore-Windparks	199
41	Schiffsrumpf-Konzepte für Offshore-Serviceschiffe	204
42	MPV – Multi Purpose Vessels	205
43	OLC GmbH 2012	210
44	InfraSea Solutions GmbH & Co. KG, 2012-11-23	211
45	HOCHTIEF, Hubinsel THOR und ODIN	212
46	Abeking & Rasmussen	215
47	Angebot-Nachfragesituation von Errichterschiffen	216
48	Prognose Kapazitätsbedarf bei Offshore-Errichterschiffen in Einheiten/Jahr	217
49	Kapazitätszubau Errichterschiffe für Europäische Offshore-Windparks	218
50	Kapazitätsbedarfe von Offshore Spezialschiffen bis 2020	219
51	Marktpotenziale für den Schiffbau im Bereich Offshore-Fundamente und Plattformen	220
52	Einsatzmöglichkeit von Offshore-Gründungsstrukturen	222
53	Schematische Darstellung der Clusteranbindungen von Offshore-Windparks	223

## Tabellenverzeichnis

1	Offshore-Windparkplanungen in der Nordsee (Status Juli 2012)	13
2	Entwicklung des Windenergieausbaus in Europa bis 2020 und 2030 gemäß der berücksichtigten Zielsetzungen und Szenarien	14
3	Offshore-Windparks der deutschen Nord- und Ostsee mit Baubeginn bis 2014 (Untersuchungsstand Mai 2012)	19
4	Stand der Netzanschlussplanungen in Nord- und Ostsee (Status Ende 2011)	24
5	Mögliche Ausbaupfade für die Offshore-Windenergieentwicklung in Deutschland (Anlagenzahl)	26
6	Mögliche Ausbaupfade für die Offshore-Windenergieentwicklung in Deutschland (Leistung in MW)	30
7	Eigenschaften heute in deutschen Offshore-Windparkprojekten eingesetzter Offshore-Windenergieanlagentypen	33
8	Eigenschaften der nächsten Generation von Offshore-Windenergieanlagentypen	35
9	Derzeit in deutschen Projekten geplante Anlagentypen und Massenverhältnisse	38
10	Eigenschaften derzeit eingesetzter Fundamentstrukturen für die Offshore- Windenergie	42
11	Zeitachsenbetrachtung hinsichtlich Rotordurchmesser und Turmkopfmasse von Offshore-Windenergieanlagen	42
12	Größenentwicklung von Fundamentstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen	46

13	Zeitachsenbetrachtung der Größenentwicklung von Fundamentstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen	47
14	Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark alpha ventus	47
15	Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark Baltic 1	50
16	Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark BARD Offshore 1	54
17	Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark Borkum West II	55
18	Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark Riffgat	56
19	Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark Baltic 2	76
20	Logistik- und Installationskonzepte von deutschen Offshore-Windparkprojekten	80
21	Übersicht angewandeter bzw. geplanter Betriebskonzepte und Zugangssysteme bei deutschen Offshore-Windparkprojekten	81
22	Hafenstandorte mit konkreten Aktivitäten im Bereich Offshore-Windenergie	83
23	Grundeigenschaften Standort Bremerhaven	85
24	Grundeigenschaften Standort Bremerhaven (Offshore Terminal Bremerhaven OTB)	86
25	Grundeigenschaften Standort Cuxhaven	88
26	Grundeigenschaften Standort Sassnitz-Mukran	98
27	Grundeigenschaften Standort Eemshaven (Orange Blue Terminal, Julianahaven)	101
28	Grundeigenschaften Standort Vlissingen („BOW Terminal“)	104
29	Grundeigenschaften Standort Esbjerg (Trafikhavnskaj)	106
30	Grundeigenschaften Standort Emden	108
31	Grundeigenschaften Standort Wilhelmshaven (ausgewählte Hafengebiete)	110
32	Grundeigenschaften Standort Brunsbüttel (ausgewählte Hafengebiete)	113
33	Grundeigenschaften Standort Hull – geplanter Green Port Hull	114
34	Ausbaupfade für die Offshore-Windenergieentwicklung in Deutschland (Anlagenanzahl)	116
35	Lieferanten u. Basishäfen deutscher Offshore-Windparkprojekte bis 2014 (Stand Juni 2012)	118
36	Marktpotential für deutsche Basishäfen zwischen 2012 und 2014 (Stand d. Auswertung Juni 2012)	121
37	Marktpotential für deutsche Basishäfen im Zeitraum 2015-2020 im deutschen Offshore-Windenergiemarkt (Stückzahlen und Infrastrukturbedarf)	123
38	Marktpotential für deutsche Basishäfen im Zeitraum 2020-2030 im deutschen Offshore-Windenergiemarkt (Stückzahlen und Infrastrukturbedarf)	126
39	Zusätzliches Marktpotential, das sich für deutsche Basishäfen im Zeitraum 2012-2030 aus dem europäischen Offshore-Windenergiemarkt ergibt (Stückzahlen und Infrastrukturbedarf)	138
40	Anzahl genehmigter Offshore-Windenergieanlagen in den geografischen Bereichen, die einen Servicehafen an Land wählen könnten	139
41	Anzahl genehmigter und geplanter Offshore-Windenergieanlagen im Bereich der Ostsee	140
42	Zusammenfassende Einschätzung und Vergleich der vorgestellten Basishäfen – Status September 2012	145
43	Kailängen für die Offshore-Windenergie in den bisher als Basishäfen aktiven	

	deutschen Häfen bzw. Häfen mit angekündigten Aktivitäten (Status Sep. 2012)	147
44	Vorhandene Flächen für die Offshore-Windenergie in den bisher als Basis- häfen aktiven deutschen Häfen bzw. Häfen mit angekündigten Aktivitäten (Status Sep. 2012)	149
45	Einschätzung des Verhältnisses des bestehenden Angebots an Kailänge in deutschen Nordsee-Basishäfen mit dem sich gemäß den Ausbaupfaden aus dem deutschen Offshore-Windenergiemarkt ergebendem Marktpotential (Bedarf an Kailänge)	152
46	Einschätzung des Verhältnisses des bestehenden Flächenangebots in deutschen Nordsee-Basishäfen mit dem sich gemäß den Ausbaupfaden aus dem deutschen Offshore-Windenergiemarkt ergebendem Marktpotential (Flächenbedarf)	155
47	Einschätzung des Verhältnisses des bestehenden Angebots an Kailänge in deutschen Nordsee-Basishäfen mit dem sich gemäß den Ausbaupfaden aus dem deutschen und dem EU- Offshore-Windenergiemarkt ergebendem Marktpotential (Bedarf an Kailänge)	161
48	Einschätzung des Verhältnisses des bestehenden Flächenangebots in deutschen Nordsee-Basishäfen mit dem sich gemäß den Ausbaupfaden aus dem deutschen und dem EU- Offshore-Windenergiemarkt ergebendem Marktpotential (Flächenbedarf)	163
49	Übersicht Aktivitäten Zulieferung	164
50	Kapazitäten der betrachteten Häfen im Bereich Zulieferung für die Offshore- Windenergie, die sich aus dem deutschen Offshore-Windenergiemarkt ergeben	167
51	Ableich Angebot der Nordseehäfen und mögliches zukünftiges Marktpotential Basishäfen (Zusammenfassung der Ergebnisse aus Kapitel 4 und Kapitel 5)	167
52	Einschätzung des Verhältnisses des bestehenden Angebots an Kailänge in deutschen Nordsee-Basishäfen mit dem sich gemäß den Ausbaupfaden aus dem deutschen und dem EU- Offshore-Windenergiemarkt ergebendem Marktpoten- tial (Bedarf an Kailänge)	168
53	Einschätzung des Verhältnisses des bestehenden Flächenangebots in deutschen Nordsee-Basishäfen mit dem sich gemäß den Ausbaupfaden aus dem deutschen und dem EU- Offshore-Windenergiemarkt ergebendem Marktpotential (Flächenbedarf)	169
54	Vorhandene und benötigte Kailängen und Flächen in Sassnitz	170
55	Übersicht Aktivitäten Zulieferung	171
56	Kapazitäten der betrachteten Häfen im Bereich Zulieferung für die Offshore- Windenergie, die sich aus dem deutschen Offshore-Windenergiemarkt ergeben	171
57	Ableich Angebot der Nordseehäfen und mögliches zukünftiges Marktpoten- tial Basishäfen (Zusammenfassung der Ergebnisse aus Kapitel 4 und Kapitel 5)	176
58	Schwimmkräne bzw. Schwerlastschiffe, die u.a. auch bei Offshore-Wind eingesetzt werden	206
59	Hubplattformen, die in der Offshore-Windindustrie eingesetzt werden	207
60	Offshore-Windenergie-Installationsgeräte der neuesten (3.) Generation	208
61	Vergleich der Offshore-Installationsschiffe von Hochtief	213

Teil 1:

# Ausbaupfade für die Offshore-Windenergieentwicklung



©Areva Wind/Jan Oelker

## 1 Entwicklung von Ausbaupfaden für die Windenergieentwicklung bis 2020 und 2030 als Grundlage der weiteren Analyse

In diesem Kapitel wird untersucht, welcher Ausbaupfad für die Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2020 und 2030 für die weiteren Untersuchungen im Rahmen dieser Studie vorausgesetzt werden kann. Hierbei liegt der Schwerpunkt der Betrachtung auf der zukünftigen Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland. Ergänzend wird ein Ausblick auf die europäischen Entwicklungen getroffen.

Zusätzlich zu den Entwicklungen auf See wird ergänzend auch die voraussichtliche Entwicklung der Onshore-Windenergie in Deutschland und Europa dargestellt. Die Windenergie an Land nimmt ebenfalls Einfluss auf die Entwicklung der maritimen Wirtschaft, da aufgrund der hohen Exportquoten ebenfalls Potentiale für die Häfen und Werften generiert werden.

Die wahrscheinlichen Ausbaupfade werden anhand eines Abgleiches verfügbarer Zielsetzungen, Prognosen und Szenarien entwickelt. Bevor die ausgewählten Daten untersucht werden, wird stets zunächst ein Überblick über den aktuellen Stand des Ausbaus gegeben, um die Ergebnisse besser einschätzen und in einem realitätsbezogenen Kontext bewerten zu können.

## 1.1 Offshore-Windenergieentwicklung in Deutschland

### 1.1.1 Überblick über die bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland

Die Entwicklung der Windenergienutzung auf See in Deutschland steht an ihrem Anfang. In den vergangenen Jahren hatte sich der Ausbau immer wieder verzögert, bis im Herbst 2009 schließlich das Offshore-Testfeld alpha ventus als erster deutscher Offshore-Windpark in der Nordsee vor Borkum installiert wurde. Im Jahr 2010 war Baubeginn für zwei weitere deutsche Offshore-Windparks: BARD Offshore 1 in der Nordsee und Baltic 1 in der Ostsee. Baltic 1 wurde im Mai 2011 in Betrieb genommen, BARD Offshore 1 soll 2013 fertig gestellt werden, erste Anlagen speisen bereits Strom ins Netz ein.

Die Gründe für die Verzögerung des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland sind vielfältig: Zum einen herrschen erschwerte Rahmenbedingungen aufgrund der großen Wassertiefen und Küstenentfernungen der deutschen Projektstandorte, die insbesondere im Bereich der Fundamente den Bedarf nach einer neuen Technologieentwicklung bedingen. Zudem ist insbesondere für viele Projekte an sehr weit entfernten Standorten mit entsprechend höheren Umsetzungskosten die Nutzung von Windenergieanlagen der 5 MW-Klasse die Voraussetzung für eine wirtschaftliche Umsetzung. Diese Turbinenklasse musste zunächst ihre Marktreife erreichen.

Die Vergütungsbedingungen für die Offshore-Windenergie zeigten sich vor Inkrafttreten des EEG 2009 als nicht ausreichend. Mit dem EEG 2009 wurde dann ein Sprinterbonus eingeführt, der Projekte begünstigte, die vor Ende 2015 in Betrieb gehen. Dies sollte den Ausbau beschleunigen. Die erhoffte Beschleunigung trat jedoch nicht ein, da in den Jahren 2008 und 2009 die internationale Finanzmarktkrise Auswirkungen auf die Offshore-Windenergiebranche nahm und die Finanzierung der Großprojekte erheblich erschwert wurde. Die Finanzmarktkrise wurde 2010 überwunden, aber die Projektkosten stellten sich in dem mittlerweile erreichten Planungsstadium der Projekte und den gewonnenen Erfahrungen mit den ersten Windparks auf See als höher heraus als noch vor wenigen Jahren angenommen. Mit dem EEG 2012 wurde die Offshore-Vergütungsstruktur noch einmal entsprechend der Bedürfnisse der Branche modifiziert und es wurde ein Stauchungsmodell eingeführt, das alternativ zur herkömmlichen Vergütungsstruktur wahlweise einen verkürzten Anfangsvergütungszeitraum zu einem erhöhten Tarif vorsieht.

Die Bundesregierung strebt eine installierte Offshore-Leistung von 10.000 MW bis 2020 und 25.000-30.000 MW bis 2030 an. [Dt. BT 2011 / BR 2002] Diese ambitionierte Zielsetzung setzt einen deutlich anziehenden Offshore-Ausbau in den kommenden Jahren voraus.

Bisher wurden in der deutschen AWZ der Nordsee 25 Windparks und in der AWZ der Ostsee drei Windparks vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) genehmigt [BSH 2012]. Des Weiteren wurden sieben Standorte innerhalb der 12-Seemeilen-Zone Mecklenburg-Vorpommerns, Niedersachsens und Schleswig-Holsteins genehmigt (4 in der Nord- und 3 in der Ostsee) [Dena 2011]. Die genehmigten Standorte in der 12-Seemeilen-Zone beinhalten insgesamt drei küstennahe Einzelstandorte.

Tabelle 1 führt die installierten, in Bau befindlichen und genehmigten Offshore-Windparks in der Nordsee im Einzelnen auf. Es wird zwischen Windparks in der 12-Seemeilen-Zone und Windparks in der AWZ unterschieden.

**Tabelle 1 Offshore-Windparkplanungen in der Nordsee (Status Juli 2012)**

	Name	Gebiet	Anzahl OWEA	Küstenentfernung [sm]	Wassertiefe [m]
Installiert 12sm-Zone	BARD Hooksiel	12sm-Zone	1	nearshore	5
	ENOVA Offshore Ems-Emden	12sm-Zone	1	nearshore	3
Installiert AWZ	alpha ventus	AWZ	12	24	30
	BARD Offshore 1	AWZ	27		
			<b>41</b>	<b>24</b>	<b>38</b>
In Bau AWZ	BARD Offshore 1	AWZ	53	47	39-41
			<b>53</b>	<b>47</b>	<b>0</b>
Genehmigt 12sm-Zone	Borkum Riffgat	12sm-Zone	44	8	18-23
	Nordergründe	12sm-Zone	25	7	2-18
Genehmigt AWZ	Albatros	AWZ	79	105	39-40
	Amrumbank West	AWZ	80	19	21-25
	Borkum Riffgrund	AWZ	77	18	23-29
	Borkum Riffgrund West	AWZ	80	22	30-35
	Borkum West II	AWZ	80	24	25-35
	Butendiek	AWZ	80	19	16-22
	Dan Tysk	AWZ	80	38	23-31
	Deutsche Bucht	AWZ	42	51	39-41
	Global Tech 1	AWZ	80	40	39-41
	Gode Wind	AWZ	80	18	28-33
	Gode Wind II	AWZ	80	18	28-34
	EnBW He dreiht	AWZ	80	46	39
	EnBW Windpark Nordsee	AWZ	80	40	39
	Meerwind Ost	AWZ	40	29	23-25
	Meerwind Süd	AWZ	40	29	23-26
	MEG Offshore I	AWZ	80	24	27-33
	Nördlicher Grund	AWZ	80	46	23-40
	Nordsee Ost	AWZ	80	16	19-24
	OWP Delta Nordsee 1	AWZ	48	22	26-34
	Delta Nordsee 2	AWZ	32	22	29-33
Veja Mate	AWZ	80	46	39-41	
Sandbank 24	AWZ	96	54	30-40	
			<b>1643</b>		

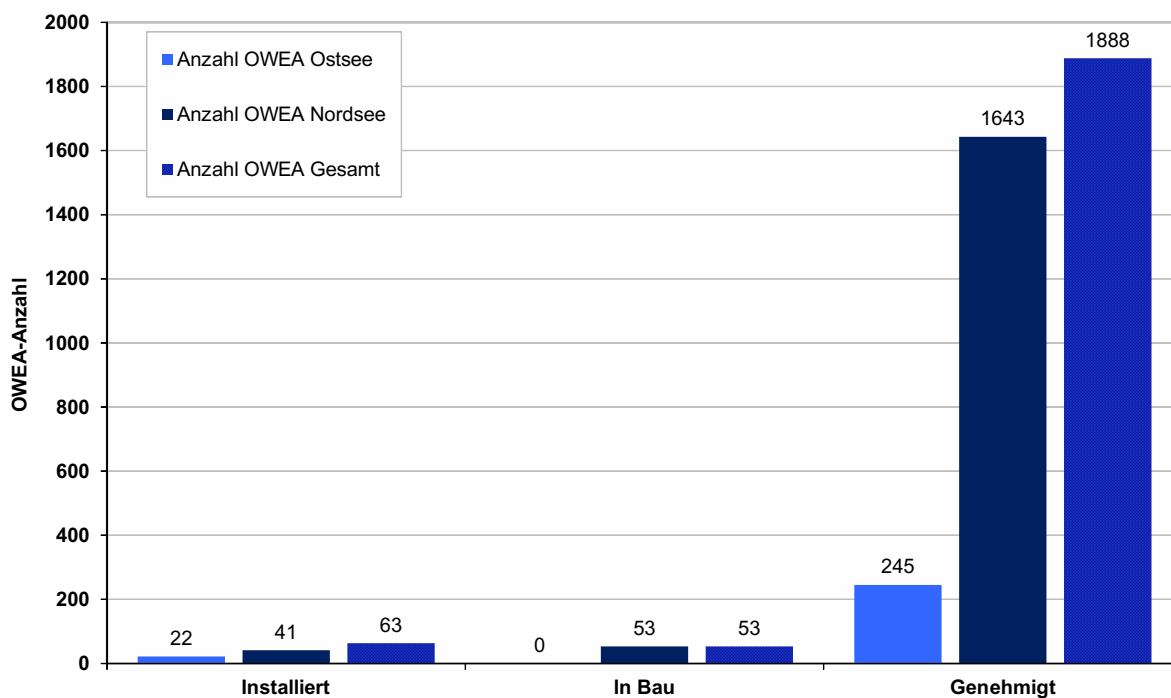
In Tabelle 2 werden die Planungen für die Ostsee ebenfalls im Einzelnen dargestellt.



**Tabelle 2 Offshore-Windparkplanungen in der Ostsee (Stand Juli 2012)**

	Name	Gebiet	Anzahl OWEA	Küstenentfernung [sm]	Wassertiefe [m]
Installiert 12sm-Zone	Breitling / Rostock	12sm-Zone	1	nearshore	2
	Baltic 1	12sm-Zone	21	8	16-19
Installiert AWZ	alpha ventus	AWZ	12	24	30
	BARD Offshore 1	AWZ	27		
Anlagen installiert gesamt			22		
Genehmigt 12sm-Zone	Geofree	12sm-Zone	5	11	21
	Arkona Becken Südost	AWZ	80	18	23-26
Genehmigt AWZ	Baltic 2	AWZ	80	17	29-42
	Wikinger	AWZ	80	22	40
Anlagen installiert gesamt			245		
Gesamtanlagenzahl			267		

In Abbildung 1 wird der aktuelle Status der Planungen in Nord- und Ostsee noch einmal zusammenfassend grafisch dargestellt. Die Balken stellen die jeweilige Windenergieanlagenanzahl dar. Es wird hierbei differenziert zwischen bereits installierten Anlagen, in Bau befindlichen Anlagen und genehmigten Anlagen.

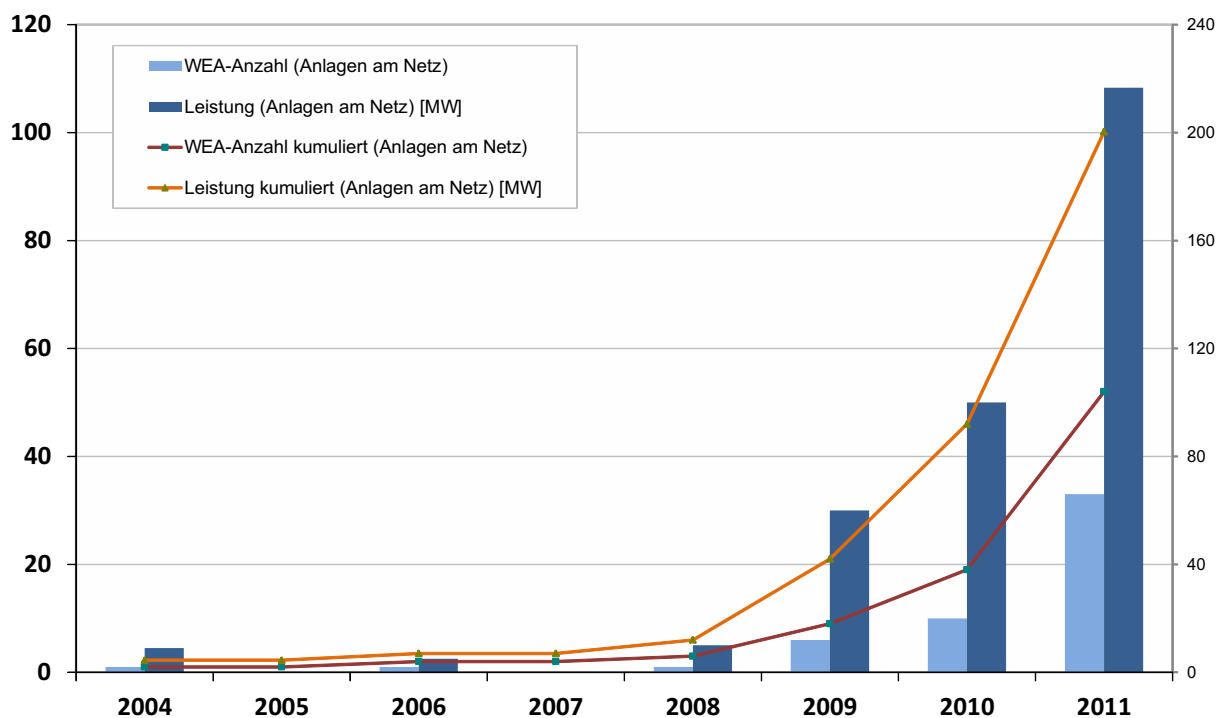
**Abbildung 1 Stand des Offshore-Windenergieausbaus und der Offshore-Windenergieplanungen in Deutschland (Status Juli 2012)**



In Deutschland werden die Genehmigungen für Flächen zur Bebauung mit jeweils einer bestimmten Anlagenanzahl gegeben. Die genehmigte Gesamtleistung lässt sich nur grob abschätzen, da diese von der geplanten Anlagentechnologie abhängt. Um dennoch die Größenordnung der Gesamtplanungen zu ermitteln, wurde für die geplante Gesamtanlagenanzahl in einem Fall die sich ergebende Gesamtleistung bei Installation von 3 MW-Anlagen und in einem Fall bei Installation von 5 MW-Anlagen ermittelt. Die sich ergebende Spanne beträgt 5.664 bis 9.440 MW (siehe Abbildung 1).

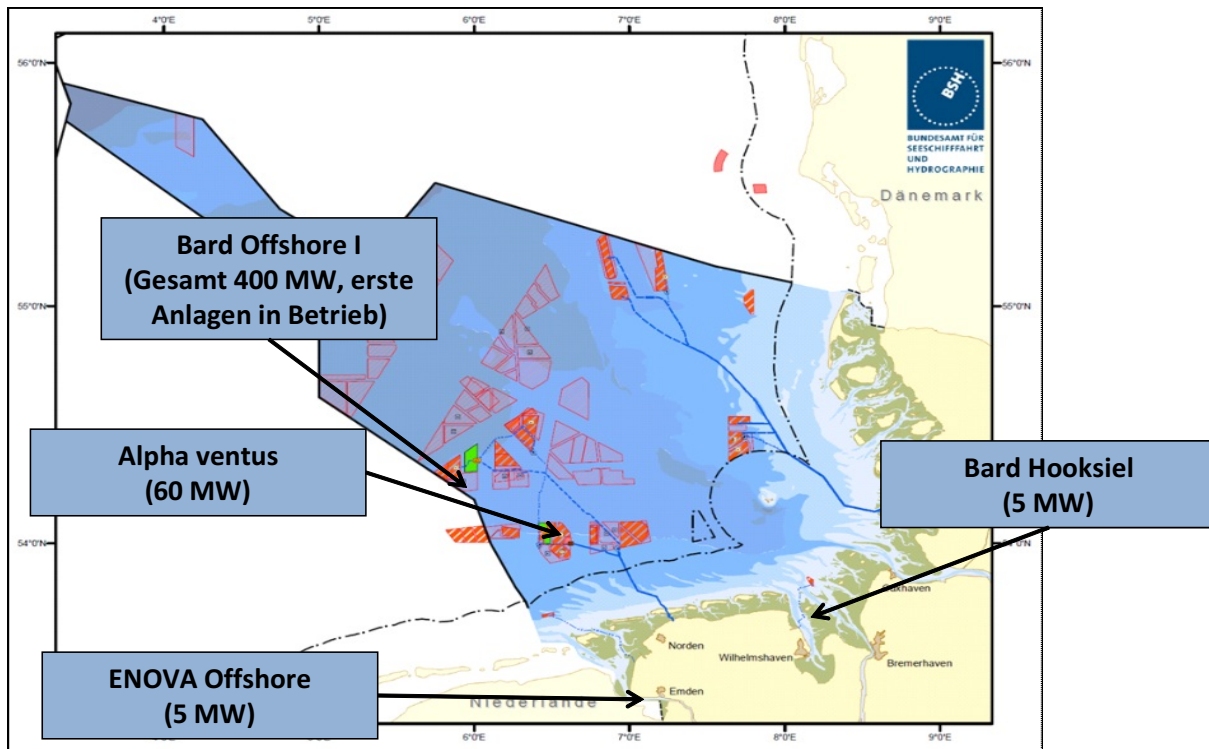
Es zeichnet sich ab, dass zukünftig neben 5 MW-Anlagen auch noch größere Anlagen mit einer Leistung von 6-7 MW ihre Marktreife erreichen und ggf. für einige der geplanten Projekte zum Einsatz kommen (siehe Kapitel 1.4.5). Hierdurch würde sich das Potential der bereits genehmigten Windparks entsprechend erhöhen.

In Abbildung 2 wird der bereits erfolgte Offshore-Ausbau in Deutschland dargestellt. Es wird die jährlich installierte sowie die kumulierte Anlagenanzahl und Gesamtleistung ausgewiesen. Erkennbar ist, dass zwischen 2004 und 2008 nur einzelne Pilotanlagen errichtet wurden. Diese wurden nearshore in den Demonstrationsprojekten ENOVA Offshore vor Emden und Breitling im Rostocker Hafen errichtet. Im Herbst 2008 folgte dann, ebenfalls nearshore, die Errichtung einer Testanlage des Herstellerunternehmens BARD auf einem „BARD Tripile“-Fundament in etwa 400 m Küstenentfernung vor Hooksiel. Im Jahr 2009 wurde das Testfeld alpha ventus errichtet, 2010 kamen die Anlagen des Windparks Baltic 1 in der Ostsee sowie die ersten Anlagen des Windparks BARD Offshore 1 in der Nordsee hinzu und bewirkten den ersten Anstieg in den Ausbauzahlen. Ende 2011 waren 52 Offshore-Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 200 MW in Betrieb (inkl. Netzanschluss).

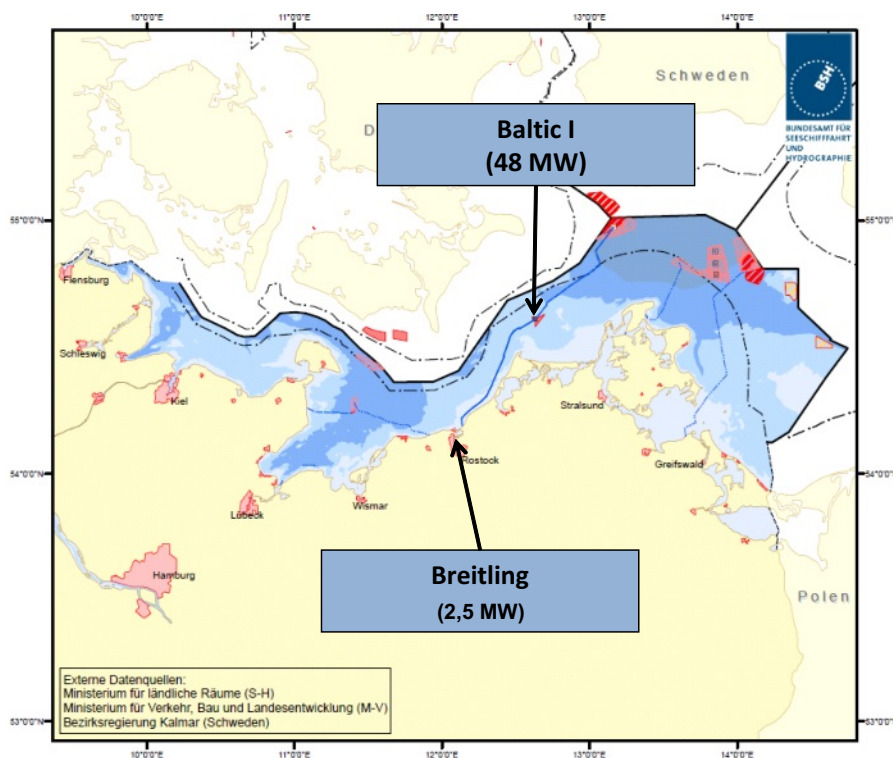


**Abbildung 2** Stand des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland (Anlagen am Netz, Status 31.12.2011)

Abbildung 3 und Abbildung 4 geben einen Überblick über die Offshore-Windparkstandorte der sich bereits in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks der deutschen Nord- und Ostsee.



**Abbildung 3** Offshore-Windparks in Betrieb, deutsche Nordsee, [BSH 2012],  
Ergänzungen: [DWG 2012] (Stand 31.12.2011)



**Abbildung 4** Offshore-Windparks in Betrieb, deutsche Ostsee, [BSH 2012],  
Ergänzungen: [DWG 2012] (Stand 31.12.2011)

Abschätzungen zur zukünftigen Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland werden im folgenden Kapitel 1.4 vorgestellt und in Kapitel 1.1.3 eingeschätzt.

### **1.1.2 Überblick über aktuelle Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland**

Neben der in den Zielen der Bundesregierung widergespiegelten Ausbauprognose für die Offshore-Windenergie existieren eine Reihe weiterer Szenarien, die durch verschiedene Akteure bzw. Institutionen entwickelt wurden. Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die verschiedenen Szenarien und stellt die bestehende Bandbreite an Ausbauprognosen für die Offshore-Windenergie in Deutschland dar.

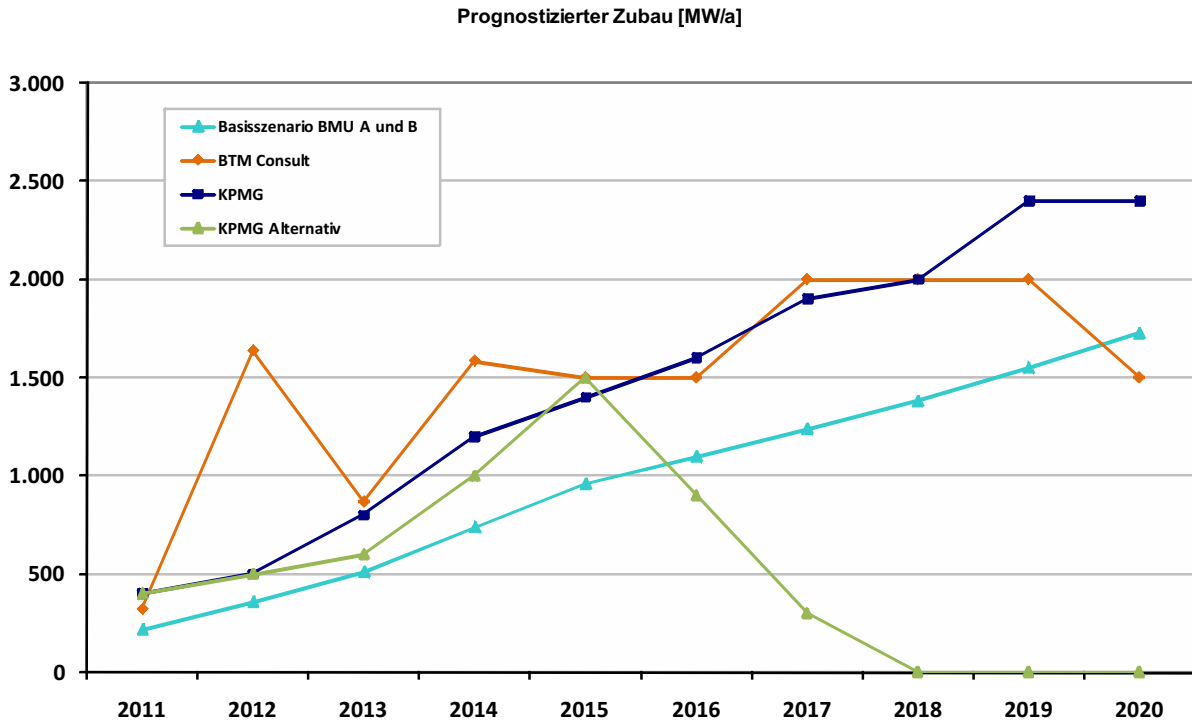
In die Datenbasis gingen die folgenden Szenarien ein:

- Ausbauziele der Bundesregierung [Dt. BT 2011 / BR 2002]
- Energieszenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung [Prognos/EWI/GWS 2010]
- Basisszenarien, BMU-Leitstudie 2010 [Leitstudie 2010]
- KPMG-Referenz- und Alternativszenario [KPMG 2011]
- Dena II-Szenario [dena II 2010]
- BTM Consult-Szenario [BTM 2011]
- EWEA Baseline und EWEA High Szenario [EWEA 2011]

Die Szenarien weisen größtenteils eine Prognose für die kumulierte Leistung in 2020 und in einigen Fällen zusätzlich für 2030 aus. Angaben zum jährlichen Zubau erfolgen nur in vier Szenarien bis zum Jahr 2020:

- Basisszenarien A und B, BMU-Leitstudie 2010 [Leitstudie 2010]
- BTM Consult-Szenario [BTM 2011]
- KPMG-Referenzszenario [KPMG 2011]
- KPMG-Alternativszenario [KPMG 2011]

Die genannten vier Szenarien werden in Abbildung 5 dargestellt. Die Basisszenarien werden hierbei gemeinsam ausgewertet, da sich die Szenarien A und B bis 2020 nicht unterscheiden.



**Abbildung 5**      **Verfügbare Szenarien für den jährlichen Zubau im Offshore-Windenergiebereich bis 2020**

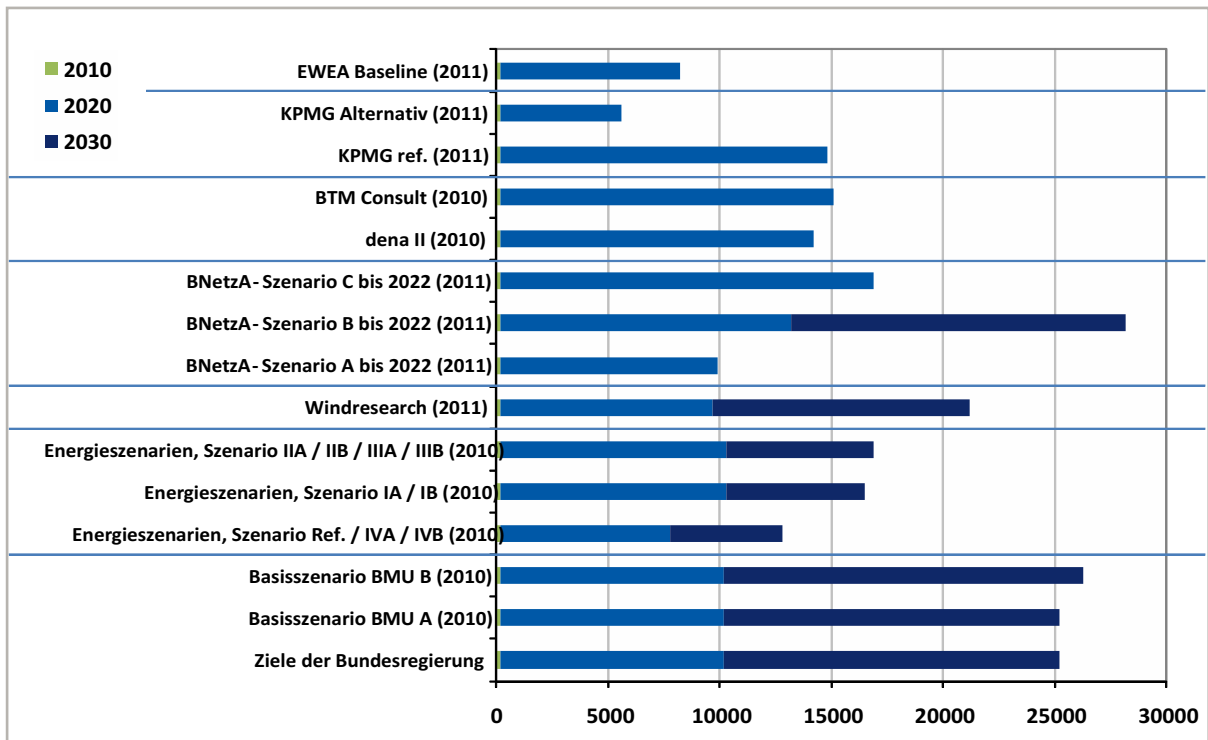
Die beiden Basisszenarien und das KPMG-Referenzszenario sind durch einen konstanten Verlauf mit relativ gleichmäßigen Steigerungsraten pro Jahr gekennzeichnet. Das KPMG-Referenzszenario ist hierbei aber grundsätzlich optimistischer und prognostiziert sowohl höhere jährliche Zubauraten als auch größere Steigerungsraten. Die gegenteilige Entwicklung wird durch das Alternativszenario von KPMG widerspiegelt. Dort wird eine „Worst-Case“-Betrachtung verfolgt und nach 2015 von einem Absinken der Zubauraten ausgegangen, ab 2018 erfolgt überhaupt kein Zubau mehr. Das Alternativszenario wurde unter der Annahme ungünstiger Vergütungsbedingungen und eines Auslaufens der Netzanschlussverpflichtung für Netzbetreiber ab 2016 entwickelt (eine Annahme, die nach heutigem Stand nicht korrekt ist).

Das Szenario von BTM Consult bildet schwankende jährliche Zubauraten ab, teilweise wird keine Steigerung gegenüber dem Vorjahr erreicht, für das Jahr 2020 wird sogar ein Rückgang des Zubaus im Vergleich zu den Jahren 2017-2019 prognostiziert.

In Bezug auf eine Prognose der kumulierten installierten Gesamtleistung bis zum Jahr 2020 bzw. 2030 liegt eine größere Anzahl an Szenarien vor. In der folgenden Abbildung 6 werden diese Szenarien sowie die Zielsetzung der Bundesregierung einander gegenüber gestellt. Zunächst werden in Tabelle 3 die zugehörigen Werte hinsichtlich der prognostizierten installierten Gesamtleistung noch einmal im Einzelnen aufgeführt. Zusätzlich wird eine Angabe dazu getroffen, zu welchem durchschnittlichen Zubau pro Jahr die jeweilige Prognose führen würde.

**Tabelle 3 Entwicklung des Offshore-Windenergieausbaus bis 2020 und 2030 gemäß der berücksichtigten Zielsetzungen und Szenarien**

Szenario	Prognose bis 2020 (install. Gesamtleistung in MW)	Durchschnittl. Zubau/Jahr in MW 2011-2020	Prognose bis 2030 (install. Gesamtleistung in MW)	Durchschnittl. Zubau/Jahr in MW 2020-2030
Ziele der Bundesregierung	10.000	980	25.000	1.500
Basisszenario BMU A	10.000	980	25.000	1.500
Basisszenario BMU B	10.000	980	26.060	1.606
Energieszenarien, Szenario Ref. / IVA / IVB	7.600	740	12.600	500
Energieszenarien, Szenario IA / IB	10.100	990	16.300	620
Energieszenarien, Szenario IIA / IIB / IIIA / IIIB	10.100	990	16.700	660
Windresearch	9.500	930	21.000	1.150
BNetzA Szenario A	9.700	950		
BNetzA Szenario B	13.000	1.280	28.000	1.500
BNetzA Szenario C	16.700	1.650		
dena II	14.000	1.380		
BTMConsult	14.919	1.472		
KPMG	14.600	1.440		
KPMG Alternativ	5.400	520		
EWEA Baseline	8.000	780		



**Abbildung 6 Szenarien für den Offshore-Windenergieausbau - Prognostizierte Gesamtleistung für 2020 und 2030**

Die hellblauen Balken stellen den prognostizierten Ausbau bis 2020 dar, die dunkelblauen Balken beziehen sich auf den bis 2030 erreichten Ausbau. Sieben Szenarien enthalten nur eine Prognose bis 2020, acht Szenarien gehen sowohl auf den Ausbau bis 2020 als auch bis 2030 ein.

Die Szenarien bis 2020 prognostizieren eine kumulierte Gesamtleistung zwischen 5.400 und rund 16.700 MW. Im Durchschnitt wird für das Jahr 2020 eine Kapazität von rund 11.000 MW prognostiziert. Die Standardabweichung für die Daten bis 2020 beträgt rund 3.000 MW.

Die Szenarien bis 2030 prognostizieren eine kumulierte Gesamtleistung zwischen 12.600 und rund 28.000 MW. Im Durchschnitt wird für das Jahr 2030 eine Kapazität von rund 21.300 MW angenommen. Die Standardabweichung für die Daten bis 2030 beträgt rund 5.600 MW.

### **1.1.3 Einschätzung der Grundlagen und Hintergründe der einzelnen Szenarien für die Offshore-Windenergie in Deutschland**

Im Folgenden werden die einzelnen dargestellten Szenarien hinsichtlich ihrer Methodik und Aussagekraft bewertet.

#### ***EWEA-Szenarien***

Die EWEA-Szenarien für Deutschland sind ein Teilszenario der EWEA-Ausbauprognosen, da diese sich in der Regel auf Gesamteuropa beziehen. Die EWEA hat zusätzlich Teilszenarien für die einzelnen Mitgliedsländer hinsichtlich des Ausbaus bis 2020 veröffentlicht. Grundsätzlich beruhen die Daten und Szenarien der EWEA vordergründig auf den Meldungen, die durch die nationalen Windenergieverbände der einzelnen Mitgliedsländer übermittelt werden. Das bedeutet, es wird kein eigenes neues Szenario auf Basis von Projektanalysen erarbeitet, sondern vielmehr einzelne nationale Prognosen und Zielsetzungen zu einem europäischen Szenario zusammengefasst. Die EWEA-Daten sind somit vordergründig von Wert, um einen Überblick über den Ausbau bzw. die Ausbauziele in Gesamteuropa zu erhalten. Die Aussagekraft der Prognose für die einzelnen Länder wird als eingeschränkt bewertet. Für Deutschland spiegelt zumindest das „EWEA High“ Szenario eine starke Orientierung an den nationalen Ausbauzielen wider.

#### ***Dena II-Szenario***

Die dena II-Netzstudie ist die Nachfolgestudie der dena I-Netzstudie und dient der Prognose des langfristigen Netzausbaubedarfs in Deutschland. Eine wichtige Einflusskomponente auf den notwendigen Netzausbau ist die Windenergie, und zwar sowohl an Land als auch auf See. Dies bedeutet, dass Ausbauszenarien für den Windenergieausbau benötigt werden, um daraus auf den benötigten Netzausbau zu schließen. Hierbei wurde der Stand des Ausbaus in 2015 und in 2020 betrachtet.

Die dena II-Szenarien beruhen auf einer Betrachtung des Deutschen Windenergieinstituts (DEWI), Mitglied der Gutachtergruppe zur Erstellung der dena II-Studie. Das DEWI verfügt über umfassende Erfahrungen hinsichtlich der Darstellung des Windenergieausbaus und Marktanalysen. Zur Methodik der Prognose sind keine detaillierten Angaben vorhanden, wodurch eine Einschätzung schwierig ist. Das Szenario bewegt sich hinsichtlich der bis 2020 prognostizierten Gesamtleistung auf dem Niveau des optimistischen KPMG-Szenarios. Grundsätzlich wird diese Prognose als zu optimistisch gewertet.

### ***Szenario BTM Consult***

Das Szenario von BTM Consult beinhaltet eine Prognose bis 2014 und einen Ausblick bis 2020. Die Prognose erfolgt anhand einer Betrachtung des Marktes bzw. der einzelnen in Planung befindlichen Projekte. Die Werte bis 2014 werden durch die Ersteller der Studie als relativ sicher bewertet, da über die meisten bis dahin zu realisierenden Projekte detaillierte Informationen zum Planungsstand vorliegen. Nach 2014 wird die Prognose laut der Gutachter unschärfer. Grundsätzlich werden auch für diesen Zeitraum die einzelnen Projektplanungen betrachtet, jedoch sind die verfügbaren Informationen hier begrenzt. Weitere Einflüsse, die berücksichtigt werden, sind die voraussichtliche Technologieentwicklung sowie und der Einfluss von Kostenreduktionen. In diesen Bereichen bestehen aber noch Unsicherheiten über die tatsächlichen Entwicklungen.

Insgesamt wird vorteilhaft bewertet, dass das BTM Consult-Szenario den Status der einzelnen geplanten Projekte einschätzt und als Grundlage für die kurzfristige Prognose nutzt. Für die Prognose bis 2020 gehen weitere Annahmen ein – dies entspricht einem notwendigen Vorgehen. Das Szenario bis 2020 liegt mit 9.000 MW hinsichtlich der prognostizierten Leistung leicht unter den Zielen der Bundesregierung.

### ***KPMG-Szenarien***

Das KPMG-Szenario sieht eine optimistische Ausbauprognose vor. Das Szenario für Deutschland basiert hierbei auf der Prognose des gesamteuropäischen Ausbaus. Für diesen werden höhere Erwartungswerte veranschlagt als es in den nationalen Aktionsplänen der Länder formuliert wird. Die Prognose sieht eine kumulierte Offshore-Leistung von insgesamt 14.600 MW bis 2020 vor, geht also um rund 50 % über die Zielsetzung der Bundesregierung hinaus. Dies kann als günstiger Eintrittsfall dargestellt werden, wird jedoch als zu optimistisch eingeschätzt.

Das Alternativszenario von KPMG verfolgt hingegen eine „Worst-Case“-Betrachtung und basiert auf der Annahme, dass sich die politischen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen deutlich verschlechtern. Das heißt, es wurde angenommen, dass die Rahmenbedingungen im EEG sich gegenüber dem Stand des EEG 2009 nicht verbessern und dass die Netzanbindungsverpflichtung für die Netzbetreiber Ende 2015 ausläuft. Beide Bedingungen sind nach heutigem Stand vorerst ausgeräumt: Die EEG-Novelle 2012 hat die Bedingungen für die Offshore-Windenergie verbessert und die Netzanbindungsverpflichtung wurde im EnWG (§ 17 Abs. 2a) unbefristet verlängert [EnWG 2011]. Demnach kann das KPMG-Alternativszenario an dieser Stelle zusätzlich als Extremdarstellung erwähnt werden, wird jedoch nicht als realistisch eingestuft und kann aufgrund der aktuell geltenden Rahmenbedingungen als zu pessimistisch bewertet werden.

### ***Energieszenarien***

Die „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ dienten der Vorbereitung des im September 2010 verabschiedeten Energiekonzeptes für Deutschland. Die Studie wurde durch ein Gutachterkonsortium aus Prognos, GWS und EWI erstellt.

Im Nachgang zur Veröffentlichung der Energieszenarien wurden insbesondere aus der Windenergiebranche Stimmen laut, dass die Studie die mögliche Ausbauentwicklung für die Windenergie an Land und auf See deutlich unterschätzt darstellt. [wab 2010]



Die Energieszenarien analysieren, ob die bis 2050 durch Deutschland angestrebte Reduzierung der Treibhausgasemissionen möglich ist und betrachten hierbei unter anderem die Möglichkeit von Laufzeitverlängerungen für Atomkraftwerke. Kritische Stimmen sahen in dem Gutachten eine Hinführung der Ergebnisse zu einer Argumentation in Richtung Pro-Laufzeitverlängerung. Insgesamt wurde zudem kritisiert, dass die Energieszenarien nicht konsistent mit den Ausbauzielen der Bundesregierung sind. So wurde für die Entwicklung der Offshore-Windenergie bis 2030 von einem deutlich geringeren Ausbau ausgegangen als es die nationalen Zielsetzungen vorsehen.

Abschließend kann ausgesagt werden, dass insbesondere im Referenzszenario, in dem keine Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke vorgesehen ist, der mögliche Ausbau der Erneuerbaren Energien tendenziell unterschätzt wird (sowohl in Bezug auf 2020 als auch 2030). In Bezug auf die weiteren Szenarien wird insbesondere der Wert für den Ausbau bis 2030 als eher konservativ eingeschätzt und liegt deutlich unter den Zielsetzungen der Bundesregierung.

### ***Windresearch Szenario***

Das Szenario von Windresearch basiert auf einer Auswertung der einzelnen geplanten deutschen Offshore-Windparkprojekte und einer Bewertung des jeweiligen Projektstatus anhand von Kriterien. Bis zum Jahr 2020 lassen sich auf dieser Basis bereits relativ gute Aussagen treffen, allerdings nimmt mit zunehmender zeitlicher Entfernung die Informationsdichte zu den einzelnen Projekten ab. Bis zum Jahr 2020 ergibt auch dieses Szenario, dass eine Erreichung der Ziele der Bundesregierung machbar wäre. Das Windresearch-Szenario bis 2030 führt zu einer installierten Kapazität von 21 GW in 2030. Das Ziel der Bundesregierung (25 GW) wird in diesem Szenario nicht erreicht, allerdings sind für diesen Zeitraum auch noch nicht genügend Informationen zu einzelnen Offshore-Windparkprojekten verfügbar. Das Windresearch-Szenario bis 2030 liegt im Gesamtvergleich der verfügbaren Szenarien bis 2030 im mittleren Bereich.

### ***Szenarien der BNetzA***

Das Szenario B der durch die BNetzA veröffentlichten Szenarien stellt das Leitszenario dar, dessen Werte aus der vom DLR/Fraunhofer IWES/IFNE im Auftrag des BMU erstellten „Leitstudie 2010“ resultieren. Für die Kapazitäten der Offshore-Windenergie in 2022 und 2032 wurden die Werte der BMU-Leitstudie entsprechend interpoliert. Im Rahmen des Szenario A der BNetzA wird eine wahrscheinliche Untergrenze des Ausbauperlaufs für die Offshore-Windenergie dargestellt. Die Annahmen für den Ausbau der Offshore-Windenergie wurden auf einen Wert festgesetzt, der sich aus den Kapazitäten derjenigen Windparks ergibt, für deren Anbindung an das Netz bereits Investitionsbudgets beantragt und genehmigt wurden. Das Szenario C der BNetzA beruht grundlegend auf den Ausbauzielen der Bundesländer zu den Erneuerbaren Energien. Die von den Bundesländern gemeldeten Daten fallen sehr positiv aus und legen den Schluss nahe, dass in diesem Szenario eher eine Überschätzung des Kapazitätszubaues vorgenommen wurde. Laut der BNetzA zeichnet dieses Szenario den Grenzfall einer noch als wahrscheinlich zu bezeichnenden Entwicklung ab – zudem reduzierte die BNetzA die durch die Bundesländer kommunizierten Daten für den Ausbau der Offshore-Windenergie pauschal um 10 %.

Die Grundannahmen für die BNetzA-Szenarien führt zu der Schlussfolgerung, dass das Szenario B im Grunde den BMU-Leitszenarien entspricht, das Szenario C auf den Zielen der Bundesländer beruht und als stark optimistisch (Überschätzung des Ausbaus) einzustufen ist. Das Szenario A beinhaltet eine neue Art der Darstellung, da hier auf Basis einer Ermittlung der Windparks, für deren



Netzanbindung Investitionsbudgets beantragt sind, eine Untergrenze des Ausbauperlaufs definiert wird. Dieses Szenario liefert somit einen Anhaltspunkt über eine mögliche Untergrenze des Ausbauperlaufs. Doch auch dieses pessimistische Szenario mit rund 9.700 MW Offshore-Windenergie bis 2022 belegt, dass das Ziel der Bundesregierung von 10.000 MW bis 2020 durchaus in einem machbaren Rahmen liegen könnte.

### **Basisszenarien**

Die Basisszenarien wurden durch ein Konsortium aus dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), dem Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und dem Ingenieurbüro für neue Energien (IfNE) erstellt. Diese "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global" wurden durch die Bundesregierung beauftragt, um mögliche Entwicklungen bis 2050 abzuschätzen. Ein erstes Langfristszenario wurde 2009 veröffentlicht, ein weiterer Zwischenbericht folgte im Februar 2011. Auf diesen beziehen sich die im Rahmen dieser Analyse zitierten Angaben. Das Bundesumweltministerium gibt auf seiner Website jedoch an, dass dieser Zwischenbericht wesentliche neue energiepolitische Entscheidungen nur zum Teil reflektiere und daher nur begrenzt aussagefähig sei. [BMU 2011] Ein vollständiges Aufgreifen der Zielsetzungen des Energiekonzeptes sollte jedoch noch im Jahr 2011 erfolgen. Bisher sind einige Ziele bzw. Grundannahmen im Energiekonzept und den Langfristszenarien unterschiedlich gesetzt. So erfolgt im Energiekonzept die Zielsetzung, bis 2050 80 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien zu decken, in den Basisszenarien der Leitstudie wird eine Höhung auf rund 86 % als möglich erachtet. Ein weiteres Beispiel ist, dass im Energiekonzept das Ziel formuliert wird, den Stromverbrauch bis 2050 um 25 % zu senken, die Leitstudie geht hingegen von einem Rückgang des Nettostromverbrauchs um rund 12 % aus, ist also weniger optimistisch. Das verantwortliche Bundesumweltministerium weist darauf hin, dass die Langfristszenarien keine Prognose darstellen, sondern eine „mögliche Entwicklung“. [BMU 2011] Insbesondere der Zeithorizont bis 2050 lasse vielfältige Wege offen.

Somit sollte das Szenario unter Beachtung dieser Grundbedingungen bewertet werden. Allerdings ist außerdem zu beachten, dass im Hinblick auf die verantwortlichen Gutachter von einer fundierten Darstellung auszugehen ist. Insgesamt beziehen sich die Basisszenarien stark auf die durch die Bundesregierung prognostizierten Zielsetzungen für den Ausbau der Offshore-Windenergie.

### **Verhältnis der Szenarien zu den Ausbauzielen der Bundesregierung**

Die folgende Tabelle stellt die Einschätzung der Szenarien unter Bezugnahme auf die nationalen Ausbauziele noch einmal im Überblick dar. Es wird hierbei das Verhältnis zu den Ausbauzielen der Bundesregierung dargestellt [deutlich geringer (- -), geringer (-), höher (+), deutlich höher (+ +) oder gleich (=)].

**Tabelle 4 Vergleichende Einschätzung der Szenarien unter Bezugnahme auf die nationalen Ausbauziele**

Szenario	Prognose bis 2020	Prognose bis 2030
EWEA Baseline	-	
KPMG Alternativ	--	
KPMG Ref.	++	
BTMConsult	++	
Dena II	++	
Energieszenarien, Szenario IIA / IIB / IIIA / IIIB	-	-
Energieszenarien, Szenario IA / IB	-	-
Energieszenarien, Szenario Ref. / IVA / IVB	--	--
BNetzA Szenario A	≈	
BNetzA Szenario B	+	+
BNetzA Szenario C	++	
Windresearch	≈	-
Basisszenario BMU A	≈	≈
Basisszenario BMU B	≈	+

Die vergleichende Betrachtung der Szenarien zeigt noch einmal anschaulich, dass mehrere Szenarien einen deutlichen Bezug auf die nationalen Ausbauziele der Bundesregierung nehmen (EWEA, Basisszenarien). Die Szenarien unabhängiger Gutachter, die nicht durch die Politik beauftragt wurden, zeigen sich tendenziell vergleichsweise optimistisch (KPMG, BTM, dena II). Einige andere Szenarien, wie das KPMG-Alternativszenario und die Energieszenarien zeigen einen stark pessimistischen Entwicklungsverlauf.

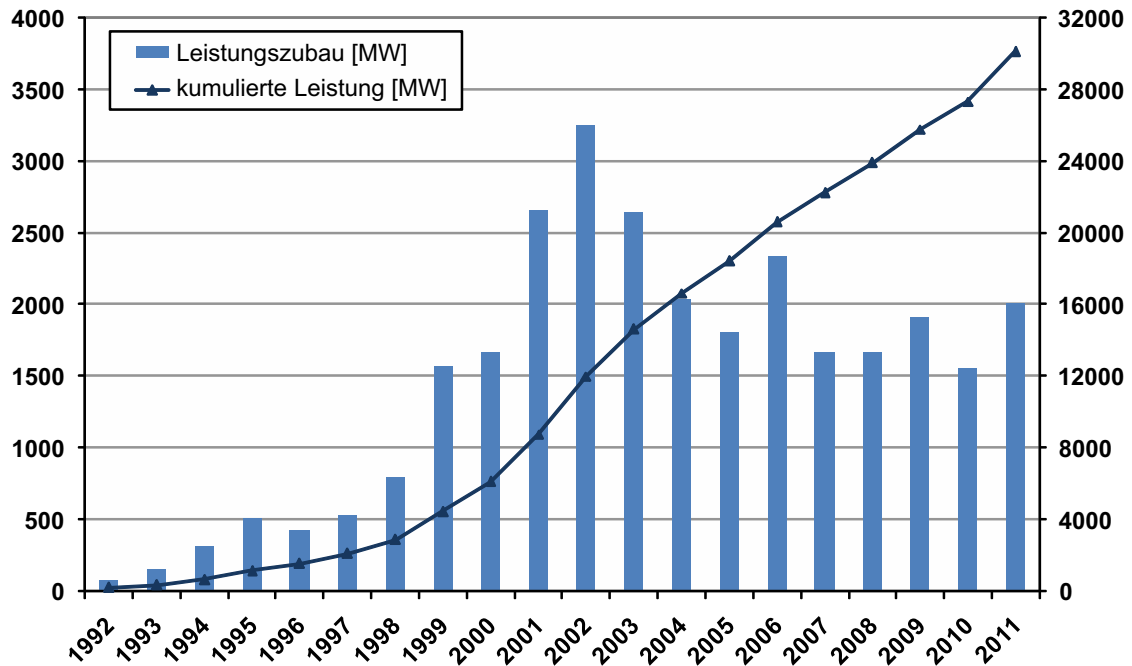
Das bedeutet, dass aktuelle Szenarien sich größtenteils entweder an den nationalen Ausbauzielen orientieren und somit keine Prognosen im eigentlichen Sinne darstellen, oder die Ausbauentwicklung im Vergleich zur nationalen Zielsetzung extrem positiv bzw. stark negativ einschätzen.

Die große Streuung der Prognosen erschwert die Ermittlung einer fundierten Tendenz für die Ausbauentwicklung der Windenergie auf See. Grundsätzlich werden die Ausbauziele der Bundesregierung als ambitioniert eingeschätzt. Deshalb sollten noch optimistischere Annahmen für den Ausbau vorsichtig bewertet werden. Wenn die Rahmenbedingungen entsprechend stabil bleiben, ist jedoch gleichermaßen nicht mit einer deutlich unterhalb der Ziele der Bundesregierung liegenden Ausbauentwicklung zu rechnen.

## 1.2 Ergänzende Betrachtung der Gesamtentwicklung der Windenergienutzung in Deutschland

### 1.2.1 Überblick über die bisherige Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Mit Stand vom 31. Dezember 2011 beträgt die in Deutschland installierte Gesamtleistung aus Windenergie rund 28.121 MW, es sind insgesamt 22.274 Windenergieanlagen in Betrieb. In der



**Abbildung 7** Entwicklung des Windenergieausbaus an Land zwischen 1992 und 2011

installierten Gesamtleistung sind rund 210 MW aus insgesamt 54 Offshore-Windenergieanlagen enthalten – das bedeutet, der Anteil der Offshore-Windenergie ist vergleichsweise gering.

Die Entwicklung des Windenergieausbaus seit Anfang der 90er-Jahre wird in Abbildung 7 dargestellt.

Der Höhepunkt der Ausbauentwicklung wurde im Jahr 2002 erreicht. Im Jahr 2000 wurde das EEG verabschiedet und bewirkte in den Folgejahren einen deutlichen Anstieg der Zubauzahlen. Seit 2004 wird ein relativ konstanter Zubau zwischen ca. 1.500 und 1.900 MW (Ausnahme 2006) pro Jahr erreicht, wobei in 2006 und 2009 nochmals Anstiege hinsichtlich der jährlich installierten Leistung gegenüber den jeweiligen Vorjahren erreicht wurden.

Die zugebaute Anlagenanzahl geht seit 2004 mit deutlicher Tendenz zurück. Die Verfügbarkeit geeigneter Flächen für die Windenergienutzung nahm in diesem Zeitraum ab. Die zugebaute Leistung pro Anlage stieg mit der fortschreitenden Technologieentwicklung kontinuierlich an, so dass in den letzten Jahren weiterhin ein dynamischer Leistungszubau generiert wurde.

### 1.2.2 Überblick über aktuelle Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Windenergie an Land in Deutschland

Neben dem Ausbau der Offshore-Windenergie nimmt auch der Ausbau der Windenergie an Land Einfluss auf die Potentiale für die maritime Wirtschaft, da große Anteile der in Deutschland produzierten Windenergieanlagen exportiert werden. Dies geschieht zum Teil auf dem Seeweg und stellt somit einen zusätzlichen Nutzungsbedarf im Bereich Häfen und Schiffe dar.

Die Europäische Gemeinschaft hat energiepolitische Zielsetzungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2020 entwickelt, die durch die Mitgliedstaaten in nationale Zielsetzungen umgesetzt wurden. In Deutschland ist dies durch Verabschiedung des „Nationaler Aktionsplans für erneuerbare

Energie“ erfolgt. Hierin werden auch konkrete Zielsetzungen für den Ausbau der Windenergie bis 2020 entwickelt. Diese stimmen überein mit den Basisszenarien der Bundesregierung.

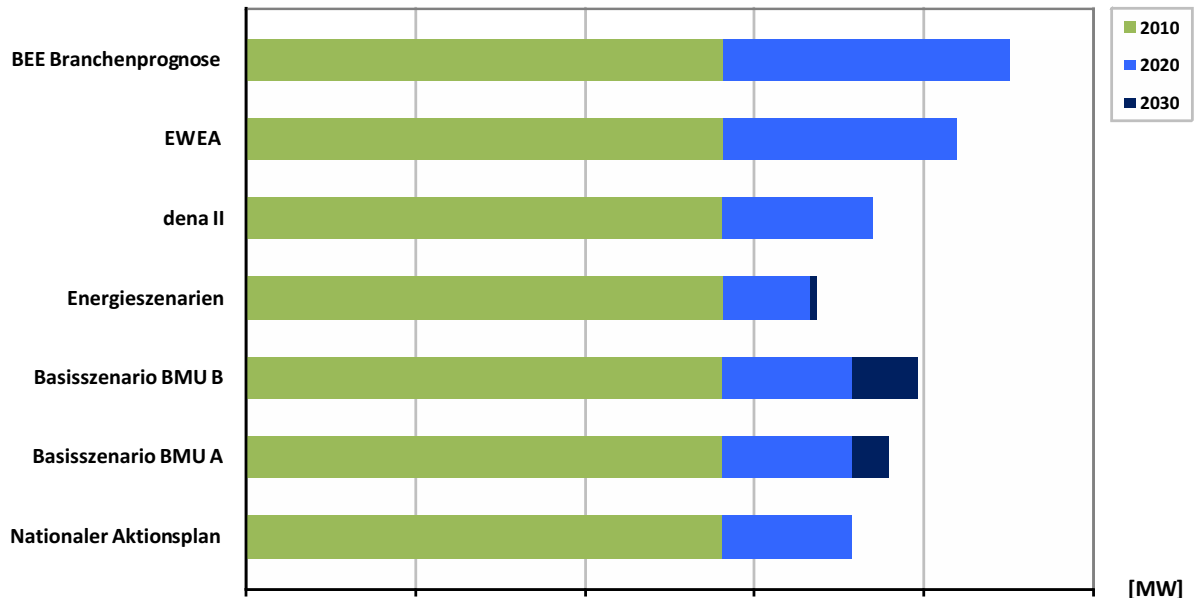
Neben diesen übergeordneten Zielsetzungen wurden folgende weitere Szenarien berücksichtigt:

- Basisszenarien [Leitstudie 2010]
- Energieszenarien der Bundesregierung [Prognos/EWI/GWS 2010]
- Dena II-Szenario [dena II 2010]
- EWEA-Szenario [EWEA 2011]
- BEE-Branchenprognose [BEE 2009]

Die in den einzelnen Zielsetzungen und Szenarien ausgedrückte Ausbauentwicklung bis 2020 und – teilweise – 2030 wird in Abbildung 8 dargestellt. In Bezug auf die installierte Gesamtleistung in 2020 ist zu berücksichtigen, dass die heute installierte Leistung bereits rund 28.000 MW beträgt. Hierauf sind die angegebenen Werte zu beziehen, wenn es um den Zubau zwischen 2011 und 2020 geht. Zunächst werden in Tabelle 5 die zugehörigen Werte hinsichtlich der prognostizierten installierten Gesamtleistung noch einmal im Einzelnen aufgeführt. Ergänzend wird angegeben, welchem durchschnittlichen Zubau pro Jahr die Szenarien entsprechen.

**Tabelle 5      Entwicklung des Windenergieausbaus an Land bis 2020 und 2030  
gemäß der berücksichtigten Zielsetzungen und Szenarien**

Szenario	Prognose bis 2020 (install. Gesamtleistung in MW)	Durchschnittl. Zubau/Jahr in MW 2011-2020	Prognose bis 2030 (install. Gesamtleistung in MW)	Durchschnittl. Zubau/Jahr in MW 2020-2030
Nationaler Aktionsplan	35.750	850		
Basisszenario BMU A	35.750	850	37.843	210
Basisszenario BMU B	35.750	850	39.563	380
Energieszenarien	33.300	580	33.700	40
dena II	37.000	990		
EWEA	41.907	1.530		
BEE Branchenprognose	45.000	1.880		



**Abbildung 8 Ausbauszenarien für die Windenergieentwicklung an Land**

Die dargestellten Szenarien sehen einen unterschiedlich optimistischen Ausbau für die Windenergie an Land vor. Der Nationale Aktionsplan und die Basisszenarien gehen von einem Zubau von zusätzlich rund 7.630 MW bis 2020 aus (resultierende Gesamtleistung 2020: 35.750 MW). Die Erwartung des dena II-Szenarios liegt mit einem Zubau von rund 8.880 MW bis 2020 (resultierende installierte Gesamtleistung 2020: 37.000 MW) leicht darüber. Die EWEA-Zielsetzung mit einem Zubau von rund 13.790 MW (resultierende installierte Gesamtleistung 2020: rund 41.900 MW) sowie das BEE-Szenario mit einem Zubau von rund 16.880 MW (resultierende installierte Gesamtleistung 2020: rund 45.000 MW) sind noch deutlich optimistischer. Die Energieszenarien sehen die Ausbauentwicklung pessimistischer und gehen von einem Zubau von rund 5.180 MW bis 2020 aus (resultierende installierte Gesamtleistung: 33.300 MW).

Um die Szenarien einzuschätzen, ist es hilfreich den resultierenden durchschnittlichen jährlichen Zubau pro Jahr zu untersuchen. Hierbei sei darauf verwiesen, dass seit einigen Jahren ein relativ konstanter Zubau an Land in der Größenordnung von 1.500 -1.900 MW erfolgt (siehe Kapitel 1.2.1). Hierzu können nun die Prognosen für den zukünftigen jährlichen Zubau ins Verhältnis gesetzt werden. Diese liegen bezüglich des prognostizierten Ausbaus bis zum Jahr 2020 größtenteils bei unter 1.000 MW pro Jahr, lediglich das EWEA-Szenario und die Branchenprognose des BEE liegen im Bereich des jährlichen Zubaus der letzten Jahre. Bereits in der Vergangenheit wurde das verbleibende Potential für die Windenergie an Land unterschätzt. Hinzu kommt, dass die Technologieentwicklungen weiter voran schreiten (Windenergienutzung im Binnenland, leistungsstärkere Anlagen), und sich zudem das Repowering verstärken wird. In diesem Zusammenhang erscheinen die beiden optimistischsten Szenarien durchaus keine unrealistische Möglichkeit aufzuzeigen, insbesondere da die Politik die Onshore-Windenergie und das Repowering deutlich unterstützt.

Für 2030 wird in den Basisszenarien eine mögliche Bandbreite für den Zubau angegeben, die zu einer installierten Gesamtleistung von rund 39.560 MW und konservativ rund 37.840 MW führt. Die Energieszenarien stellen eine ausnehmend pessimistisch eingeschätzte Ausbauentwicklung dar und gehen davon aus, dass nach 2020 praktisch kein Zubau mehr erfolgt, so dass 2030 lediglich eine installierte Gesamtleistung von 33.700 MW erreicht wird. Dass an Land nach 2020 kein Zubau hinsichtlich der installierten Leistung mehr erfolgt, wird allerdings als nicht realistisch eingeschätzt,

da insbesondere das Repowering einen weiterhin stattfindenden Ausbau zum Erreichen der politischen Zielsetzungen wahrscheinlich macht. Auch die weiteren Zahlen stellen eine grundsätzlich konservative Sichtweise mit einem Zubau von deutlich unter 500 MW pro Jahr da. In Zusammenhang mit dem auch dann noch anzuwendenden Repowering und voraussichtlich weiter steigenden Strompreisen (Wettbewerbsfähigkeit von Windstrom) wären hier durchaus auch höhere Werte denkbar.

Zur grundlegenden Orientierung können aber zum heutigen Zeitpunkt die Ausbauziele der Bundesregierung, die sich im Nationalen Aktionsplan und dem Basisszenario widerspiegeln, herangezogen werden. Diese entsprechen einer politischen Zielrichtung, die insbesondere bei dem relativ weit in der Zukunft liegenden Zeithorizont bis 2030 einen zentralen Anhaltspunkt bietet (weitere Einflüsse und Rahmenbedingungen sind aus heutiger Sicht schwer absehbar). Für die vorliegende Analyse spielt dies in erster Linie als Hintergrundinformation eine Rolle, da im weiteren Verlauf der Untersuchung der Schwerpunkt auf die Betrachtung der Entwicklung der Offshore-Windenergie gelegt wird.

### 1.3 Ergänzende Betrachtung der Windenergieentwicklung in Europa

Im Folgenden wird der Status des Gesamtausbaus und zukünftige Zielsetzungen für die Windenergieentwicklung Europa betrachtet. Insbesondere in Bezug auf die zukünftigen Zielsetzungen für die Gesamtentwicklung ist bei vielen Szenarien keine Aufschlüsselung für die Windenergie an Land möglich. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle die Gesamtentwicklung betrachtet. Für die Offshore-Windenergie wird daraufhin noch einmal gesondert dargestellt, welche Zielsetzungen und Szenarien für die zukünftige Entwicklung bestehen.

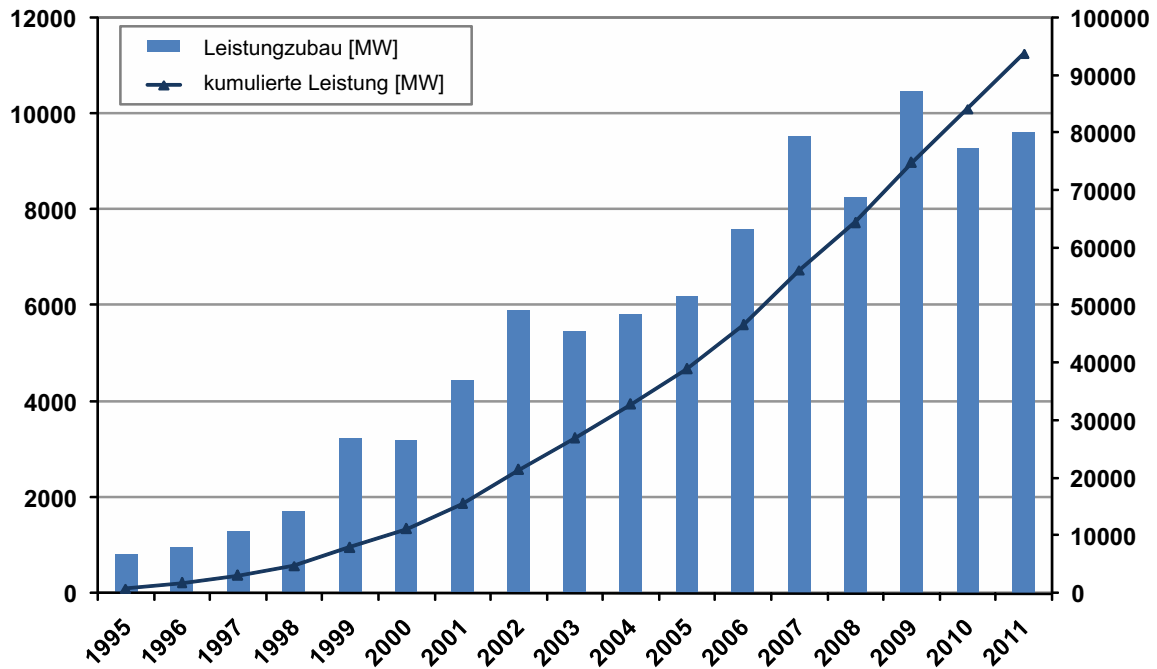
#### 1.3.1 Überblick über die bisherige Entwicklung der Windenergie in Europa

Deutschland war nach Dänemark ein Vorreiterland bei der Entwicklung der Windenergienutzung. In anderen Ländern der europäischen Union startete der Ausbau später, weshalb erst seit etwa der Mitte der 90er-Jahre relevante Zubauleistungen zu beobachten sind. Im Jahr 2010 betrug die neu installierte Leistung 9.259 MW. Ende 2010 betrug die installierte Gesamtleistung aus Windenergie in Europa 84.074 MW. [EWEA 2011 b]

Innerhalb der EU-Staaten verfügt Deutschland über die größte installierte Leistung (32 % der Gesamtleistung), gefolgt von Spanien (24 %), Frankreich und Italien (je 7 %). [EWEA 2011 b]. Abbildung 9 gibt einen Überblick über den Verlauf des Windenergieausbaus in Europa zwischen 1995 und 2010.

Die durchschnittliche Wachstumsrate zwischen 1995 und 2010 betrug hinsichtlich der neu installierten Leistung pro Jahr rund 18 %. Zwischen 2003 und 2007 wurden konstant Zuwächse hinsichtlich des jährlichen Zubaus verzeichnet. Im Jahr 2008 ging der Zubau aufgrund der internationalen Finanzkrise zurück. 2010 wurde erneut eine verringerte Zubauleistung im Vergleich zum Vorjahr beobachtet.

Grundsätzlich wird das weitere Wachstumspotential für den Windenergieausbau in der EU als hoch eingeschätzt, da in den nationalen Aktionsplänen der EU-Staaten konkrete Ziele für den Ausbau der Windenergie in den einzelnen Ländern formuliert wurden. Zudem wird die zunehmende Nutzung der Windenergie auf See zu einem zusätzlichen Wachstum führen.



**Abbildung 9** Verlauf des Windenergieausbaus in Europa zwischen 1995 und 2010

### 1.3.2 Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Windenergie in Europa

#### 1.3.2.1 Szenarien für die zukünftige Gesamtentwicklung der Windenergie in Europa

In Bezug auf den zukünftigen Ausbau in Europa (Windenergieausbau an Land und auf See) sind insbesondere die Nationalen Aktionspläne der Mitgliedsländer der Europäischen Union zu berücksichtigen. In diesen wurden konkrete Zielsetzungen für den Ausbau der Windenergie bis 2020 definiert. Ergänzend dazu hat die Europäische Kommission eine Ausbauprognose vorgenommen und es sind Szenarien der Internationalen Energieagentur (IEA) und der EWEA für den zukünftigen Ausbau der Windenergie in Europa verfügbar.

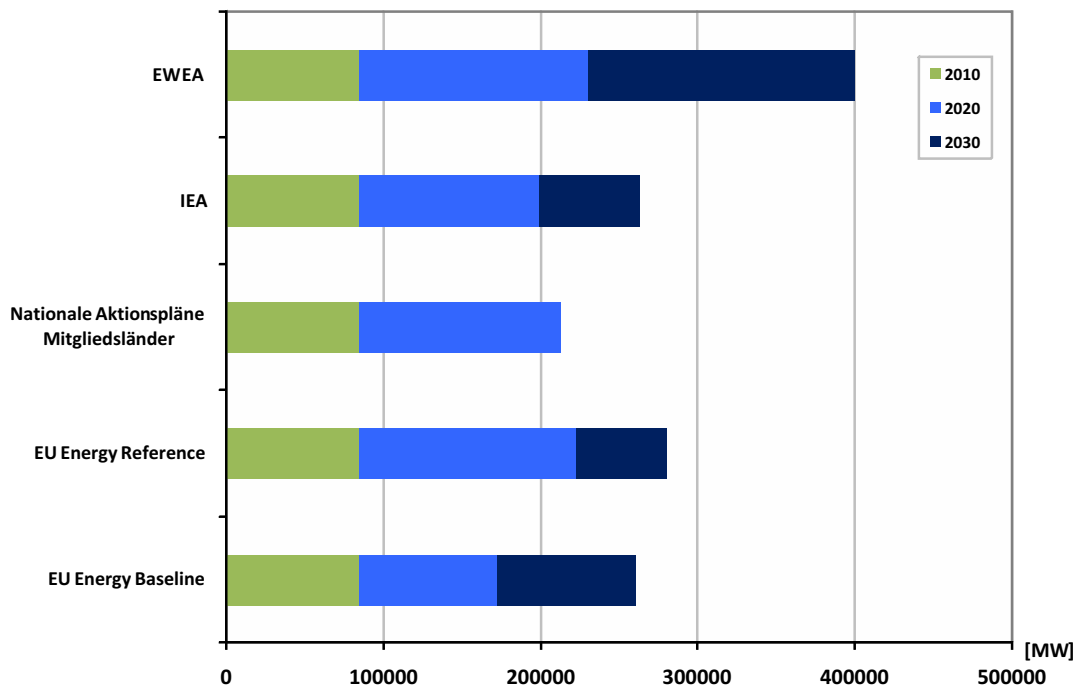
Im Folgenden werden somit die folgenden Szenarien betrachtet:

- Szenario der Europäischen Kommission [vgl. EC 2010]
- Nationale Aktionspläne der Mitgliedsländer [zit. in: EWEA 2011]
- IEA-Szenario [IEA 2010]
- EWEA-Szenario [EWEA 2011]

Die in den einzelnen Zielsetzungen und Szenarien ausgedrückte Ausbauentwicklung bis 2020 und 2030 wird in Abbildung 10 dargestellt. Zunächst werden in Tabelle 7 die zugehörigen Werte hinsichtlich der prognostizierten installierten Gesamtleistung noch einmal im Einzelnen aufgeführt. Ergänzend wird eine Angabe zu dem durchschnittlichen jährlichen Zubau gemacht, der sich aus den Szenarien ergibt.

**Tabelle 6 Entwicklung des Windenergieausbaus in Europa bis 2020 und 2030 gemäß der berücksichtigten Zielsetzungen und Szenarien**

Szenario	Prognose bis 2020 (install. Gesamt- leistung in MW)	Durchschnittl. Zubau/Jahr in MW 2011-2020	Prognose bis 2030 (install. Gesamt- leistung in MW)	Durchschnittl. Zubau/Jahr in MW 2020-2030
EU Energy Baseline	172.303	9.803	260.783	8.848
EU Energy Reference	222.085	15.335	279.733	5.765
Nationale Aktionspläne Mitgliedsländer	213.000	14.325		
IEA	199.000	12.770	263.000	6.400
EWEA	230.000	16.214	400.000	17.000



**Abbildung 10 Ausbauszenarien für den Windenergieausbau in Europa**

In Bezug auf die Prognosen bis 2020 liegen die betrachteten Szenarien verhältnismäßig nahe beieinander. Die Europäische Kommission geht in ihrem „Reference“-Szenario von einem Zubau aus, der noch leicht über den Zielsetzungen liegt, die in den Nationalen Aktionsplänen der Mitgliedsländer definiert werden. Die EWEA ist noch etwas ambitionierter hinsichtlich ihrer Ausbauprognose. Das IEA-Szenario sowie das „Baseline“-Szenario der Europäischen Kommission verfolgen einen pessimistischeren Ansatz und liegen unterhalb der Ziele aus den Nationalen Aktionsplänen.

In den letzten vier Jahren betrug der jährliche Zubau in den EU-Staaten rund 9.150 MW. Das bedeutet, dass abgesehen vom EWEA Baseline-Szenario alle Szenarien bis 2020 deutliche Zuwächse hinsichtlich des jährlichen Zubaus prognostizieren. Da die letzten Jahre unter dem Einfluss der internationalen Finanzkrise standen und die Prognosen unter anderem den Einfluss der nationalen Aktionspläne der Mitgliedsländer berücksichtigen, erscheint dies jedoch durchaus gerechtfertigt.



Bezüglich der Prognose bis 2030 gehen die verschiedenen Szenarien stärker auseinander. Abgesehen von dem EWEA-Szenario gehen alle Prognosen von deutlich abnehmenden Zubauraten im Vergleich zum Zeitraum 2012-2020 aus. Die Europäische Kommission geht in der Tendenz von einer ähnlichen Entwicklung aus wie die IEA, der prognostizierte Zubau ist noch etwas höher. Das am stärksten ambitionierte Szenario stellt die EWEA und prognostiziert eine installierte Gesamtleistung von 400 GW aus Windenergie in Europa für das Jahr 2030. Im Gegensatz zu dem Szenario der Europäischen Kommission geht die EWEA von deutlich weniger Investitionen der Mitgliedsländer in Kohle- und Atomkraftwerke aus. Zudem nimmt die Europäische Kommission einen starken Rückgang des jährlichen Zubaus nach 2020 an, da ab diesem Zeitpunkt nach heutigem Stand keine festen europäischen Rahmenrichtlinien mehr gelten werden (die Erneuerbare Energien Richtlinie 2009/EC läuft dann aus). Die EWEA hingegen geht von anhaltenden Wachstumsraten bis 2025 aus, die sich aus den nationalen Zielsetzungen ergeben werden. Zwischen 2025 und 2030 nimmt die EWEA einen konstanten jährlichen Zubau an. [vgl. EWEA 2011]

### 1.3.2.2 Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Europa

An dieser Stelle soll in Ergänzung zu der Betrachtung der Szenarien für den Ausbau der Windenergie insgesamt in Europa ein zusammenfassender Überblick über Szenarien für den europäischen Offshore-Ausbau gegeben werden.

Die Europäische Kommission hat, wie bereits beschrieben, energiepolitische Ziele bis 2020 entwickelt und daraus erforderliche Maßnahmen für die Offshore-Windenergie abgeleitet, aus denen sich auch bestimmte Ausbauziele für den europäischen Offshore-Ausbau bis 2020 und 2030 ableiten lassen. Neben diesen übergeordneten Zielsetzungen sind einige Szenarien von Verbänden und unabhängigen Gutachtern für die Entwicklung des europäischen Offshore-Ausbaus verfügbar.

Im Folgenden werden somit die folgenden Szenarien betrachtet:

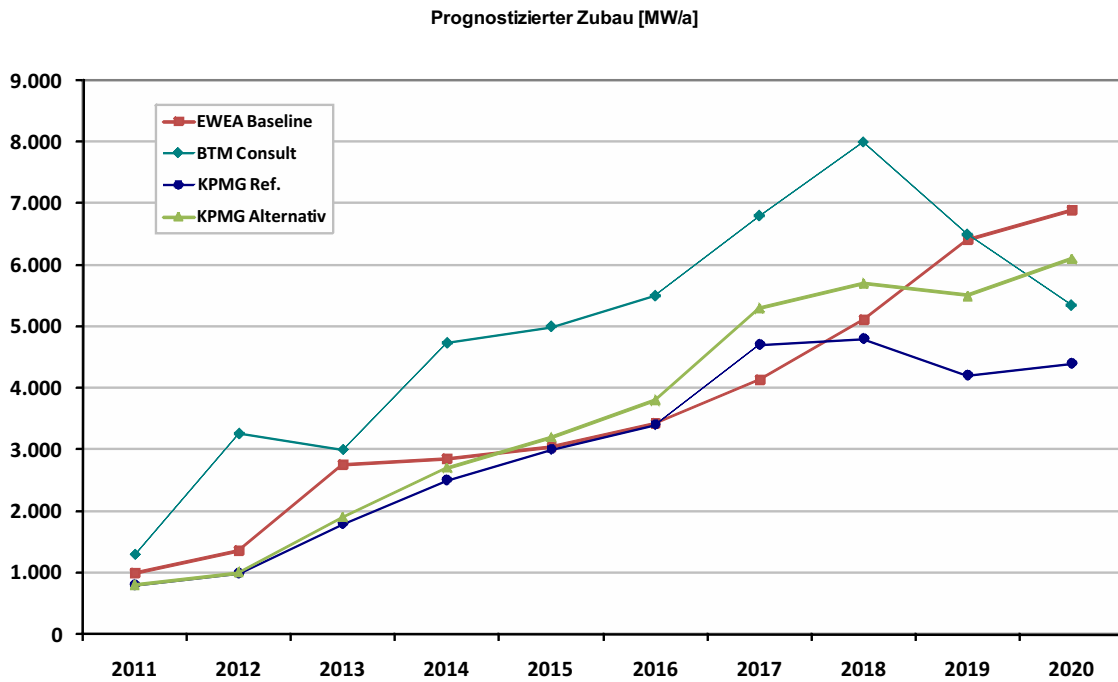
- Zielsetzung der Europäischen Kommission<sup>1</sup>
- EWEA-Szenarien (Baseline und High) [EWEA 2011]
- BTM Consult Szenario [BTM 2011]
- KPMG-Szenarien (Referenz und Alternativ) [KPMG 2011]

Angaben zum jährlichen Zubau finden sich bis 2020 in allen Szenarien außer dem EWEA High-Szenario und den Zielen der Europäischen Kommission. Für den Ausbau bis 2030 erfolgt lediglich im EWEA Baseline-Szenario sowie im Rahmen der Zielsetzung der Europäischen Kommission eine Angabe in Bezug auf die installierte Gesamtleistung.

Die Szenarien, die einen jährlichen Zubau bis 2020 prognostizieren, werden in der folgenden Abbildung 11 dargestellt.

---

<sup>1</sup> Die Ausbauziele stammen aus einer Mitteilung der Europäischen Kommission zu Maßnahmen, die sich aus den energiepolitischen Zielen bis 2020 für die Offshore-Windenergie ergeben. Darin wird ausgesagt, dass der Ausbau bis 2020 um das 30-40-fache steigen müsste und bis 2030 um das 100-fache. [vgl. KOM 2008] Daraus ergeben sich unter Bezugnahme auf den Referenzwert des Ausbau-Stands Ende 2007 (1.100 MW) im Mittel (35-fache Leistung gegenüber 2007) rund 38.500 MW installierte Gesamtleistung bis 2020 und rund 110.000 MW bis 2030. [vgl. KOM 2008]



**Abbildung 11 Szenarien für den jährlichen Zubau an Offshore-Windleistung in Europa**

Das EWEA Baseline-Szenario sieht einen sprunghaft ansteigenden Zubau in 2013 vor, der daraufhin in 2014 und 2015 relativ konstant bleibt, in 2016 und 2017 werden moderate Anstiege verzeichnet, ab 2018 erfolgen deutliche Anstiege des jährlichen Zubaus.

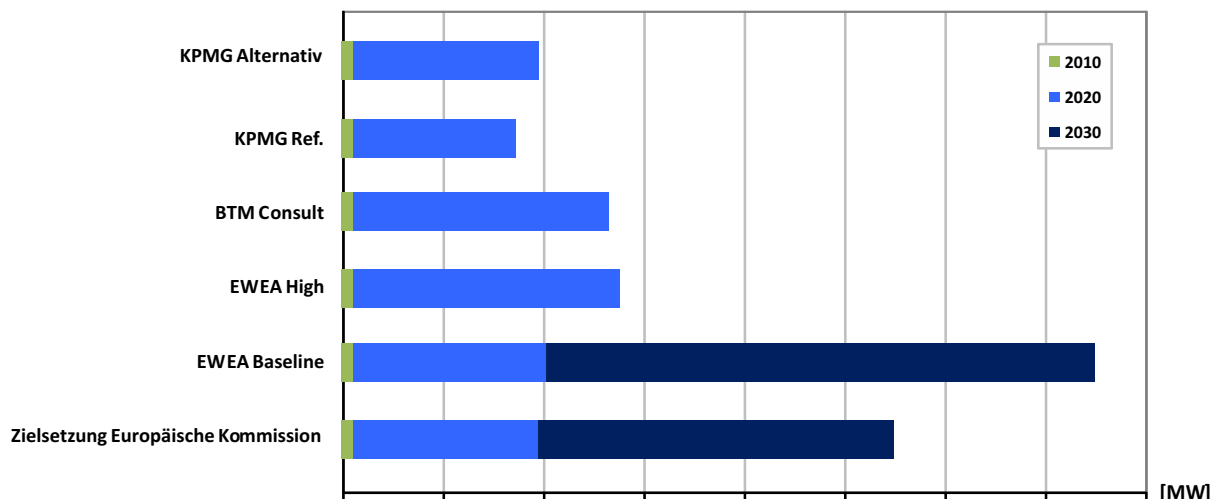
Das BTM Consult-Szenario stellt sich im Vergleich zu den übrigen Szenarien in Bezug auf den Zubau bis 2018 sehr optimistisch dar, in 2019 und 2020 geht die jährliche Zubauleistung in diesem Szenario deutlich zurück.

Die beiden KPMG-Szenarien nehmen bis etwa 2017 einen sehr ähnlichen Verlauf, für den Zubau in 2018-2020 werden hingegen unterschiedliche Annahmen getroffen, die je einen optimistischen und einen eher pessimistischen Entwicklungsverlauf abbilden. Beide Szenarien gehen wie das BTM Consult-Szenario davon aus, dass in 2019 und 2020 der jährliche Zubau zurück geht, allerdings ist der Rückgang weniger drastisch als in dem Szenario von BTM Consult.

Ergänzend zu der Betrachtung des prognostizierten jährlichen Zubaus erfolgt in Abbildung 11 eine vergleichende Darstellung der in den Szenarien prognostizierten kumulierten Leistung bis 2020 bzw. 2030. Zunächst werden in Tabelle 7 die zugehörigen Werte hinsichtlich der prognostizierten installierten Gesamtleistung noch einmal im Einzelnen aufgeführt. Ergänzend werden die sich aus den Prognosen ergebenden Werte für den durchschnittlichen jährlichen Zubau ausgewiesen.

**Tabelle 7 Entwicklung des Ausbaus der Offshore-Windenergie in Europa bis 2020 und 2030 gemäß der berücksichtigten Zielsetzungen und Szenarien**

Szenario	Prognose bis 2020 (install. Gesamt- leistung in MW)	Durchschnittl. Zubau/Jahr in MW 2012-2020	Prognose bis 2030 (install. Gesamt- leistung in MW)	Durchschnittl. Zubau/Jahr in MW 2021-2030
Zielsetzung Europäische Kommission	38.500	3.950	110.000	7.150
EWEA Baseline	40.000	4.117	150.000	11.000
EWEA High	55.000	5.784		
BTM Consult	52.386	5.493		
KPMG Ref.	33.546	3.400		
KPMG Alternativ	38.946	4.000		



**Abbildung 12 Szenarien für den Offshore-Windenergieausbau in Europa bis 2020 und 2030**

Die Szenarien bilden eine im Zeitverlauf zunehmend dynamische Entwicklung für die europäische Offshore-Windenergieentwicklung ab.

Bis 2020 wird eine installierte Gesamtleistung von durchschnittlich rund 43.000 MW prognostiziert, die Standardabweichung liegt bei rund 8.500 MW. Die meisten Szenarien liegen im Bereich der 40.000 MW-Marke, nur ein Szenario (KPMG) liegt knapp darunter. Auf Basis einer Einschätzung der dargestellten Szenarien erscheint somit eine installierte Gesamtleistung im Bereich von etwa 40.000 MW bis 2020 für den europäischen Offshore-Ausbau als eine geeignete Annahme für das weitere Vorgehen im Rahmen dieser Studie. Der durchschnittliche Zubau pro Jahr würde damit zwischen 2011 und 2020 rund 4.100 MW betragen, was angesichts der Aktivitäten und Zielsetzungen vieler europäischer Länder sowie angesichts der bereits bekannten Projektplanungen als ein im Zeitverlauf durchaus realistischer Wert erscheint.

Bis 2030 geben nur zwei Szenarien einen Prognose- bzw. Zielwert für die installierte Gesamtleistung aus Offshore-Windenergie in Europa an: Das EWEA Baseline-Szenario und die Zielsetzung der

Europäischen Kommission gehen beide von einer installierten Gesamtleistung von rund 110.000 MW in 2030 aus. Insbesondere die Prognose bis 2030 ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Die beiden Szenarien bezeichnen eher Zielsetzungen als eine konkrete Ausbauprognose. Das bedeutet, dass bis 2030 eine fundierte Annahme nicht getroffen werden kann, zur Orientierung können aber die europäischen Zielsetzungen (110.000 MW bis 2030) dienen.

## 1.4 Entwicklung eines Ausbaupfades für die Offshore-Windenergieentwicklung zur weiteren Verwendung im Rahmen der Analyse

Zielsetzung der vorliegenden Analyse ist es unter anderem, anhand von möglichen Ausbaupfaden für die Offshore-Windenergieentwicklung sich ergebende Marktpotentiale für die deutsche maritime Wirtschaft aufzuzeigen. Diese Marktpotentiale werden in erster Linie im Rahmen des jährlichen Zubaus der Offshore-Windenergie in deutschen Offshore-Windparks sowie in den europäischen Nachbarländern entstehen.

Auch die Entwicklung der Onshore-Windenergie kann ein Potential für die maritime Wirtschaft darstellen, wenn Anlagen über die deutschen Seehäfen exportiert werden. Da dies stark von zu erwartenden Exportraten einzelner Hersteller sowie deren Logistikkonzepten für die Bedienung verschiedener internationaler Märkte abhängt, wird dieses Potenzial im Rahmen dieser Analyse nicht im Einzelnen klassifiziert, sondern soll nur als Hintergrund genannt werden.

Im Folgenden werden für die zentralen Potentialbereiche, den deutschen sowie den europäischen zu erwartenden Offshore-Windenergieausbau, mögliche Ausbaupfade entwickelt, die als Grundlage für die weiteren durchzuführenden Analysen dienen. Die Kenntnis möglicher Ausbaupfade gibt sowohl eine Orientierung für Marktpotentiale im Bereich der Errichtung von Offshore-Windparks (jährlicher Zubau) als auch für deren Betrieb (Gesamtanzahl zu betreuender, auf See installierter Anlagen).

### 1.4.1 Überblick über zukünftige deutsche Offshore-Windparkprojekte (Baubeginn bis 2014)

Um einen Überblick über den Offshore-Windenergieausbau der nächsten Jahre zu erhalten, werden in diesem Kapitel die Offshore-Windparkprojekte aufgeführt die sich derzeit in Bau befinden oder deren Baubeginn bis zum Jahr 2014 vorgesehen wird.

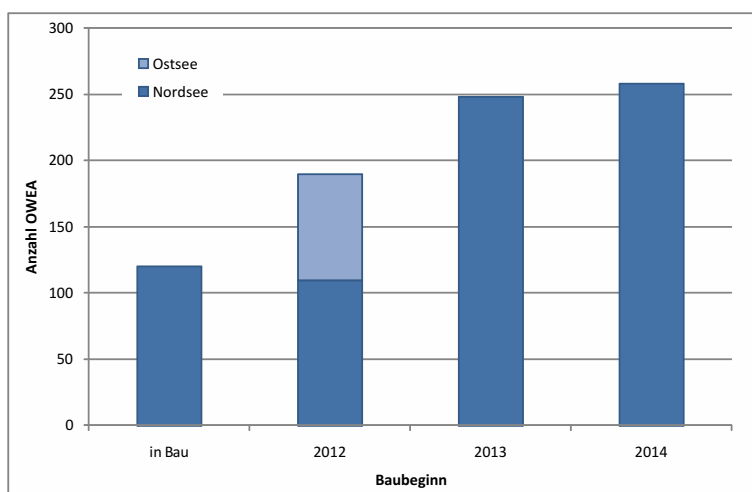
Neben Bard Offshore 1 befindet sich seit Ende 2011 ebenfalls der Offshore-Windpark Borkum West II in der Bauphase. Bei diesem wird zunächst die erste Hälfte der insgesamt 80 Offshore-Windenergieanlagen errichtet.

Ein Überblick über die Offshore-Windparks der deutschen Nord- und Ostsee, die sich bereits im Bau befinden, sowie diejenigen, deren Baubeginn bis 2014 angegeben wird, wird in der folgenden Tabelle 8 gegeben.

**Tabelle 8 Offshore-Windparks der deutschen Nord- und Ostsee mit Baubeginn bis 2014 (Untersuchungsstand Mai 2012)**

Name	Gebiet	Kapazität MW	Anzahl OWEA	Einschätzung Baubeginn	Inbetriebnahme
<b>Nordsee</b>					
<b>in Bau</b>					
Borkum West II (1. Phase)	AWZ	200	40	2011	2013
BARD Offshore I	AWZ	55/400	11/80	2011	2013
<b>Baubeginn 2012</b>					
Borkum Riffgat	12sm-Zone	220	30	2012	2013
Global Tech I	AWZ	400	80	2012	2013
<b>Baubeginn 2013</b>					
Nordsee Ost	AWZ	295	48	2013	2014
Borkum West II (2. Phase)	AWZ	200	40	2013	2014
Dan Tysk	AWZ	288	80	2013	2014
MEG Offshore I	AWZ	400	80	2013	2014
<b>Baubeginn 2014</b>					
Amrumbank West	AWZ	288	80	2014	2015
Butendiek	AWZ	288	80	2014	2015
Meerwind Ost	AWZ	144	40	2014	2015
Meerwind Süd	AWZ	144	40	2014	2015
Nordergründe	12sm-Zone	111	18	2014	2014
<b>Ostsee</b>					
<b>Baubeginn 2012</b>					
EnBW Windpark Baltic II	AWZ	288	80	2012	2013

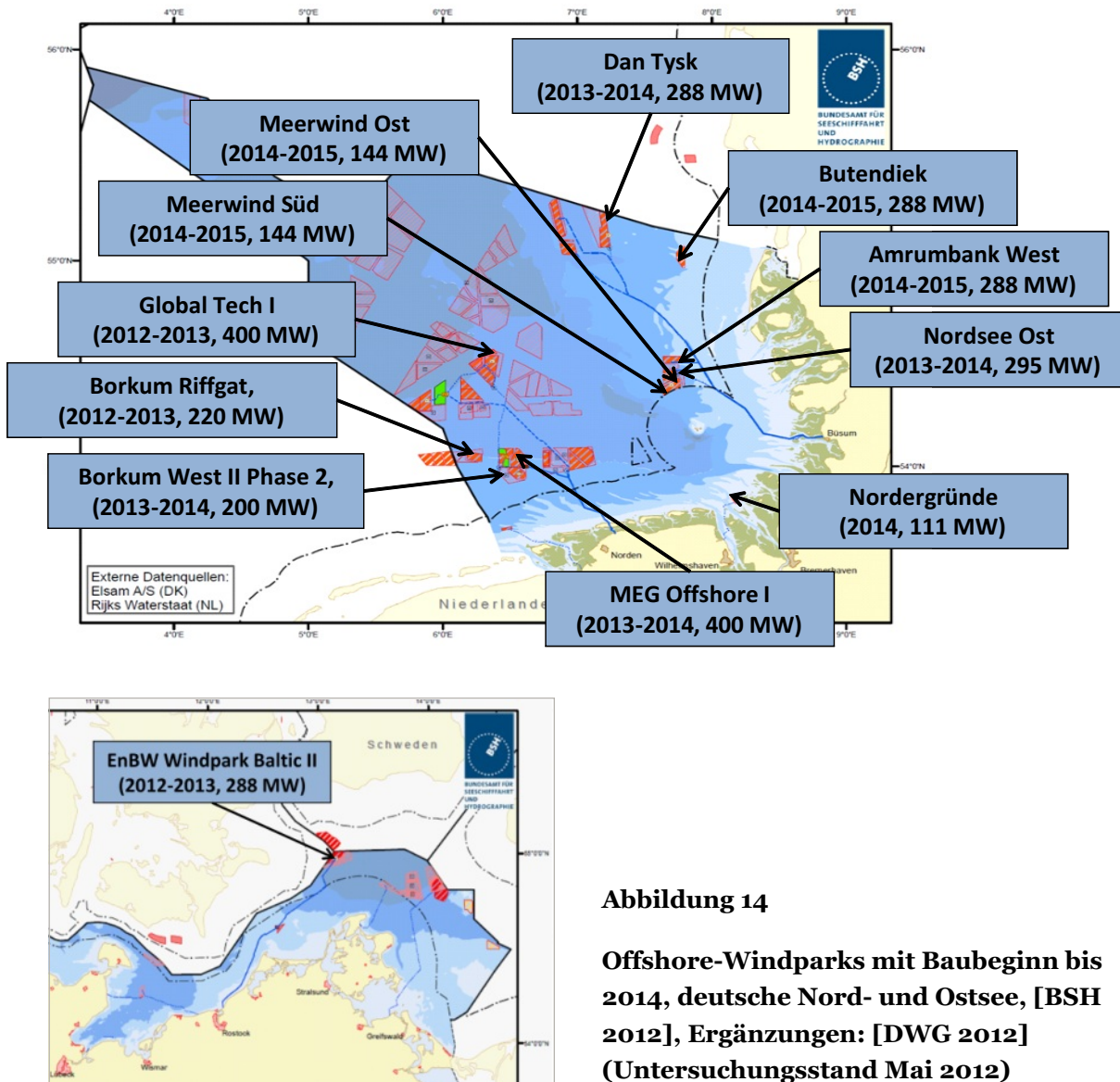
Zur Veranschaulichung wird in Abbildung 13 der Zubau der Offshore-Windenergieanlagen von den in Tabelle 8 aufgeführten Offshore-Windparks zusammenfassend graphisch dargestellt. Die Balken stellen jeweils die geplante Anlagenanzahl dar, unterschieden in die Offshore-Windenergiestandorte in der Nord- und Ostsee.



**Abbildung 13**

**Offshore Windparks der deutschen Nord- und Ostsee mit Baubeginn bis 2014 (Anzahl der Anlagen jener Offshore-Windparks, die im jeweiligen Jahr in Bau gehen; Untersuchungsstand Mai 2012)**

Um einen Überblick über die geographische Lage der oben aufgeführten Offshore-Windparks zu geben, werden in Abbildung 14 die Standorte der Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee, die bis zum Jahr 2014 in Bau gehen, noch einmal in der Kartendarstellung dargestellt.



**Abbildung 14**

**Offshore-Windparks mit Baubeginn bis 2014, deutsche Nord- und Ostsee, [BSH 2012], Ergänzungen: [DWG 2012] (Untersuchungsstand Mai 2012)**

### 1.4.2 Aktuelle Rahmenbedingungen in Deutschland im Hinblick auf die Szenarienbewertung

Prognosen für die Ausbautwicklung der Windenergie auf See werden stets unter bestimmten Annahmen erstellt, denn die politischen, rechtlichen und planerischen Rahmenbedingungen können extremen Einfluss auf die Ausbauaktivitäten nehmen. Insbesondere folgende Kerneinflüsse werden als richtungweisend identifiziert:

- Breite politische Unterstützung
- Vergütung für Offshore-Windenergieanlagen gemäß EEG
- Netzanschlussverpflichtung für Netzbetreiber

- Netzausbau an Land
- Bereitstellung von Netzanschlüssen
- Finanzierungsbedingungen und Verfügbarkeit von Investoren
- Mögliche Restriktionen hinsichtlich der Raumordnungsplanung für den deutschen AWZ-Bereich
- Genehmigungsverfahren
- SeeAnIV

Von einer weiterhin **breiten politischen Unterstützung** für den Offshore-Ausbau ist auszugehen, es gibt keine anderweitigen Anzeichen. Ein ausbleibender Netzausbau könnte aber dazu führen, dass die Bundesregierung keinen „ineffizienten“ Ausbau auf See fördern will und diesen zeitlich hinter den Netzausbau zurück stellt. Derzeit zeigen die Aktivitäten der Bundesregierung bereits Engagement für einen zügigeren Netzausbau, dennoch werden die Planungs- und Umsetzungsvorgänge Jahre benötigen.

Betrachtet man die angenommenen Szenarien, die im Zeitraum 2010 bis Mitte 2011 veröffentlicht wurden, so ist zu berücksichtigen, dass sich gegenüber dem Erstellungszeitpunkt der Szenarien bereits zum jetzigen Zeitpunkt wichtige Rahmenbedingungen für die Offshore-Windenergie geändert haben. So werden die **Vergütungsbedingungen im EEG** mit Inkrafttreten der EEG-Novelle 2012 verbessert. Der Sprinterbonus, der gemäß EEG 2009 Projekte begünstigte, die vor 2016 in Betrieb genommen werden, wurde in die Anfangsvergütung integriert. Somit gelten keine Befristungen mehr. Als Alternativ-Vergütungsmodell wird mit der Novelle zudem das Stauchungsmodell eingeführt. Parallel zur Entwicklung der EEG-Novelle wurde die Befristung der **Netzanschlussverpflichtung für Netzbetreiber** (Ende 2015) aufgehoben. Diese geänderten Rahmenbedingungen haben insbesondere Einfluss auf die Ausbauentwicklung bis 2015. Es besteht nun kein so extremer Druck auf die Projekte mehr, vor Ende 2015 in Betrieb zu gehen. Dadurch werden sich einige Projekte auf die Jahre nach 2015 verlagern. Im Zeithorizont bis 2020 werden die Auswirkungen auf die Prognosewerte tendenziell aber als vergleichsweise gering eingeschätzt, sodass die oben dargestellten Prognosen bzw. Szenarien durchaus eine Orientierung bieten können.

Die Entwicklung des **Netzausbaus an Land** ist ein wichtiger Einflussfaktor auf den Offshore-Windenergieausbau. Es wird erwartet, dass der Ausbau der Netze nicht schnell genug voran schreiten wird, um die steigenden Kapazitäten auf See in die Verbrauchszentren abzuführen. Wenn dies eintritt, müssten bei einem Zuwachs der Offshore-Windparks Anlagen häufig abgeregelt werden. Dies setzt die Effektivität des Ausbaus deutlich herab und könnte bewirken, dass die Ausbauentwicklung eingeschränkt bzw. nach oben hin begrenzt wird, und zwar solange, bis der nötige Netzausbau erreicht ist.

Hinsichtlich der **Bereitstellung von Netzanschlüssen** für Offshore-Windparks kam es in der Vergangenheit zu etwaigen Verzögerungen, die erhebliche Planungsunsicherheiten für Offshore-Windpark-Entwickler nach sich ziehen. Abweichend von den im Positionspapier anvisierten 30 Monatsfristen zwischen unbedingter Netzanschlusszusage und Fertigstellung des Netzanschlusses, weist die BNetzA aktuell bereits darauf hin, dass mit Zeiträumen von 36-45 Monaten zu rechnen sei. Grund für die Verzögerungen beim Netzanschluss von Offshore-Windparks sind bisher vor allem Lieferengpässe bei den Herstellerunternehmen für Netzanbindungssysteme.

Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet, der für die Anbindung aller Offshore-Windparks in der Nordsee zuständig ist, äußerte bereits im November 2011, dass er die Netzanbindung der geplanten



OWP nicht mehr sicher stellen könne, da zudem auch die finanzielle Belastung sowie der Umsetzungsaufwand bei ständig hinzukommenden Anschlussanfragen zu hoch werden würden. [Tennet 2011a] Aufgrund genannter Problematiken wird seit Anfang 2012 nach neuen Lösungen für die Sicherstellung der Netzanschlüsse von Offshore-Windparks gesucht. Denn die Bereitstellung der Netzanschlüsse von Offshore-Windparks hat erhebliche Auswirkungen auf die Entwicklung der Offshore-Windenergie und nimmt direkten Einfluss auf die Möglichkeiten zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung. Das Thema der rechtzeitigen Bereitstellung einer ausreichenden Anzahl an Netzanschlüssen rückt deshalb auf der politischen Tagesordnung wieder weit nach oben. Es wurde ein Arbeitskreis zum Thema Beschleunigung der Netzanbindung von Offshore-Windparks auf See gegründet, der durch die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE geleitet wird. Die Thematik des Netzschlusses von Offshore-Windparks stellt somit zurzeit das stärkste, noch ungelöste Hemmnis für den Ausbau der Offshore-Windenergie dar.

In Tabelle 9 wird der Stand der Netzanschlussplanungen Ende 2011 dargestellt. Es wird deutlich, dass in Summe für eine Leistung von ca. 5.630 MW Netzanschlüsse als gesichert bezeichnet werden können – große Unsicherheiten bestehen allerdings in den meisten Fällen bezüglich des Fertigstellungstermins.

**Tabelle 9 Stand der Netzanschlussplanungen in Nord- und Ostsee  
(Status Ende 2011) [BT 2010] [Tennet 2011a] [Tennet 2011b]**

Einzelanschluss/Cluster	Leistung in MW	Art	Netz-betreiber	Status	Fertigstellung erfolgt/geplant
<b>Nordsee</b>					
Windnet (Einzelanbindung)	60	Wechselstrom	Tennet	gebaut	2009
Riffgat (Einzelanbindung)	108	Wechselstrom	Tennet	beauftragt	Frühjahr 2013
BorWin alpha	400	Gleichstrom	Tennet	gebaut	2010
BorWin beta	800	Gleichstrom	Tennet	in Bau	Frühjahr 2013 Verzögerung bis 1 Jahr laut Tennet
DolWin alpha	800	Gleichstrom	Tennet	in Bau	Frühjahr 2013
DolWin beta	900	Gleichstrom	Tennet	beauftragt	Frühjahr 2015
SylWin alpha	864	Gleichstrom	Tennet	beauftragt	Frühjahr 2014
HelWin alpha	576	Gleichstrom	Tennet	in Bau	Frühjahr 2013 Verzögerung bis 1 Jahr laut Tennet
HelWin beta	690	Gleichstrom	Tennet	beauftragt	Frühjahr 2015
DolWin gamma	900	Gleichstrom	Tennet	ausgeschrieben	k.A.
Nordergründe (Einzelanbindung)	111	Wechselstrom	Tennet	ausgeschrieben	k.A.
BorWin gamma	900	Gleichstrom	Tennet	geplant	k.A.
<b>Ostsee</b>					
Baltic 1 (Einzelanbindung)	75,6	Wechselstrom	50Hertz	geplant	2010
Baltic 2 (Einzelanbindung)	244	Wechselstrom	50Hertz	in Bau	2012
Arkona-Becken Südost	800	k.A.	50Hertz	in Planung	k.A.
Wikinger		k.A.	50Hertz	in Planung	k.A.
Arcadis Ost 1	350	k.A.	50Hertz	in Planung	k.A.



In Bezug auf die **Finanzierungsbedingungen** für Offshore-Windenergieprojekte ist eine leichte Entspannung der während der Finanzkrise schwierigen Situation zu beobachten. Es konnten in der jüngeren Vergangenheit auch projektfinanzierte Vorhaben auf den Weg gebracht werden (Borkum West II in 2010 und Meerwind in 2011). Dennoch muss beachtet werden, dass der verfügbare Kreis an Investoren und Banken für diese risikoreichen Großinvestitionen durchaus begrenzt ist. Hinzu kommt, dass ein internationaler – bzw. insbesondere europäischer – Wettbewerb um Finanzierungen für Offshore-Windparks besteht. Solange nicht eine relevante Anzahl weiterer Akteure in den Markt eintritt, sind in diesem Bereich weiterhin Restriktionen in Bezug auf die Ausbauentwicklung zu erwarten.

Zuständig für die **Genehmigungsverfahren** von Windparks in der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee ist gemäß der SeeAnIV das BSH. Die aktuelle Novelle der **SeeAnIV** vom Januar 2012 bündelt, nachdem zunächst auch das Bundesamt für Naturschutz beteiligt war, nun die Zuständigkeit für das Genehmigungsverfahren beim BSH. Dies soll dazu beitragen, den Verfahrensablauf zu vereinfachen und zu beschleunigen. In der Novelle der SeeAnIV wird die Ausgestaltung des Genehmigungsverfahrens als Planfeststellungsverfahren festgelegt. Das bedeutet, dass ein Windpark-Entwickler nur einen Genehmigungsantrag beim BSH stellen muss und das BSH diesen dann entsprechend an die weiteren zu berücksichtigenden Behörden zur Prüfung weiter gibt. Die Novelle trägt zudem dazu bei, durch konkrete Zeit- und Maßnahmenpläne, die durch Offshore-Windpark-Entwickler erstellt und eingehalten werden müssen, eine Vorratshaltung von Genehmigungen für Offshore-Windparks zu vermeiden. Die Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks bedeuten einen erheblichen administrativen Aufwand, die Verfahrensabläufe mussten neu entwickelt und etabliert werden, sie unterliegen mit zunehmendem Erkenntnisstand einer ständigen Weiterentwicklung. Bei einer steigenden Anzahl an Windparks, die sich in einem fortgeschrittenen Stadium des Genehmigungsverfahrens befinden, müssen entsprechende personelle Ressourcen für die Bewältigung der administrativen Prozesse zur Genehmigungsabwicklung beim BSH angesiedelt werden. Dies entspricht einem normalen bedarfsorientierten Strukturwachstum, größere Hemmnisse werden in diesem Bereich nicht erwartet. Im Zeitverlauf werden voraussichtlich die entsprechende Anpassung der Ressourcen und Lerneffekte dazu beitragen, die Abwicklung der Verfahren weiter zu beschleunigen.

### 1.4.3 Wahrscheinliche Ausbaupfade für die deutsche Offshore-Windenergieentwicklung anhand der Szenarien

Auf Basis der ausgewerteten Studien sowie der Informationen zu den aktuellen Rahmenbedingungen als Hintergrund kann ein Ausbauszenario für die Offshore-Windenergieentwicklung bis 2020 und 2030 entworfen werden, das als Grundlage für die weiteren Inhalte dieser Studie genutzt werden kann.

#### Zeitraum 2012-2020

Der Großteil der Szenarien geht von einer installierten Leistung von 10.000 bis 2020 aus. Einige Szenarien sind sogar deutlich optimistischer (dena II, KPMG Referenzszenario und BTM Consult-Szenario) und prognostizieren eine installierte Leistung zwischen 14.000 und 15.000 MW bis 2020. Unter Berücksichtigung des bisherigen Ausbauverlaufs und der sich abzeichnenden Größenordnung des Ausbaus in den nächsten Jahren erscheint das Ziel der Bundesregierung jedoch durchaus ambitioniert und die darüber hinaus gehenden Werte entsprechen einem als übermäßig optimistisch zu wertendem Vorgehen, das im Rahmen der hier vorliegenden Analyse nicht angebracht ist.

Das EWEA Baseline-Szenario, das KPMG-Alternativszenario und die Energieszenarien, Szenario IIA / IIB / IIIA / IIIB sind im Vergleich zu der Zielsetzung der Bundesregierung pessimistischer in ihrer Einschätzung. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die den Szenarien zugrunde gelegten Annahmen

zumindest teilweise nicht mehr zutreffend sind (aufgrund neuer rechtlicher Regelungen, die im Sommer 2011 im Bereich des EEG und EnWG verabschiedet wurden).

Insgesamt erscheinen deshalb die Szenarien, die einen Mittelweg verfolgen, der zudem der Zielsetzung der Bundesregierung entspricht und somit politisch unterstützt wird, als angemessene Grundlage für die weiteren Analysen im Rahmen der vorliegenden Studie. Dafür spricht insbesondere auch die Tatsache, dass die Anzahl heute genehmigter Offshore-Windenergieanlagen einen Zubau in der Größenordnung von 10.000 MW bis 2020 bereits ermöglicht.

Die hoch aktuelle Thematik der Schwierigkeiten im Bereich der Bereitstellung ausreichender Netzananschlusskapazitäten für den Ausbau auf See wurde in den betrachteten Szenarien in dieser Form nicht berücksichtigt. Aus diesem Grund erscheint es angebracht, zusätzlich zu dem Szenario, das sich als Rückschluss aus der Analyse vorhandener Szenarien ergibt, auch einen möglichen Ausbaupfad zu entwickeln, der dieses aktuelle Hemmnis hinreichend berücksichtigt. Hierbei erfolgt eine Orientierung an der bereits gesicherten Anschlusskapazität für Offshore-Windparks. Diese gesicherte Anschlusskapazität beträgt derzeit in Summe rund 5.600 MW.

### **Zeitraum 2021-2030**

Für den Zeitraum nach 2020 ist festzustellen, dass die Prognose-Unsicherheiten sehr hoch sind, da sich die Planungen nicht anhand des Status einzelner Projekte abschätzen lassen. Viele Szenarien beinhalten diesen Prognosezeitraum nicht, lediglich die Basisszenarien und die Energieszenarien treffen an dieser Stelle eine Angabe. Da der Ausbau bis 2030 sich aus heutiger Sicht nicht anhand von fundierten Szenarien prognostizieren lässt, weil die bis dahin geltenden Rahmenbedingungen nicht eingeschätzt werden können, erscheint für diesen Zeithorizont eine Orientierung an den Ausbauzielen der Bundesregierung als das beste Vorgehen, um Aussagen über den Zubau zu treffen. Zwar kann im Falle nicht angemessener Rahmenbedingungen der Ausbau deutlich unter den Zielsetzungen bleiben, aber da es sich um eine erklärte politische Zielsetzung bis 2020 handelt, wird von deutlich schlechteren Rahmenbedingungen nicht ausgegangen. Im Falle der Umsetzung der nötigen Rahmenbedingungen durch die Politik und einer Lösung der Hemmnisse bei der Bereitstellung von Netzan Schlüssen erscheint die Zielsetzung als grundsätzlich erreichbar.

Wenn davon ausgegangen wird, dass bis 2020 ein Ausbau von 10.000 MW erreicht wird, kann in den darauf folgenden zehn Jahren bei stabilen Rahmenbedingungen mindestens mit einer Verdopplung der installierten Leistung im Vergleich zu 2020 gerechnet werden. Da bis 2030 die Technologieentwicklung der Offshore-Windenergie deutlich voran schreiten wird und die Risiken vermindert werden, kann sogar ein Zubau erwartet werden, der noch darüber hinausgeht. Somit erscheint die Zugrundelegung der Zielsetzung der Bundesregierung von 25.000 MW installierter Offshore-Leistung bis 2030 als grundsätzlich erreichbares Ziel und somit als angemessene Grundlage für die weiteren Analysen im Rahmen der vorliegenden Studie.

Für den Zubau bis 2030 kann somit hinsichtlich des prognostizierten jährlichen Zubaus auf das Basisszenario (Szenario A) zurückgegriffen werden. In diesem wird für den Zeitraum nach 2020 von einem „pauschalen“ jährlichen Zubau von 1.500 MW ausgegangen.

„Die Angabe eines jährlichen Durchschnittswerts spiegelt die oben beschriebene Situation wieder, dass aufgrund der hohen Prognoseunsicherheiten für diesen relativ weit in der Zukunft liegenden Zeitraum genauere Abschätzungen zur Verteilung des Zubaus über die einzelnen Jahre schwer möglich sind.“

#### 1.4.4 Ausbaupfade für den deutschen Offshore-Windenergieausbau zur weiteren Verwendung im Rahmen der Analyse

Auf Basis der Auswertung verschiedener Ausbauszenarien und der in Kap. 1.4.3 geschilderten zu berücksichtigenden Rahmenbedingungen werden im Folgenden zwei mögliche Ausbaupfade für die Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland aufgezeigt. Hierbei wird der Zeithorizont bis 2020 verfolgt, da darüber hinaus reichende Angaben mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet sind und deshalb ihre Aussagekraft im Hinblick auf die Untersuchungsziele dieser Studie in Frage gestellt werden müssen.

- **Ausbaupfad 1:** Die Ziele der Bundesregierung von 10.000 MW werden erreicht. Dies entspricht in etwa einer Umsetzung aller Projekte, die heute bereits genehmigt sind (rund 2.100 Offshore-Windenergieanlagen wurden bisher durch das BSH genehmigt). Aus genehmigungsrechtlicher Sicht erscheint dieser Ausbaupfad somit grundsätzlich möglich. Aktuell diskutierte Hemmnisse führen aber zu der Einschätzung, dass das Ziel sehr ambitioniert ist und auch bei positiver Entwicklung der Rahmenbedingungen ggf. zumindest mit leichter Verzögerung erreicht wird. Demnach handelt es sich um einen Ausbaupfad, der einen optimalen Entwicklungsverlauf widerspiegelt und den politischen Zielsetzungen gerecht wird.
- **Ausbaupfad 2:** Die Ziele der Bundesregierung werden nicht erreicht. Verschiedene, sich ggf. ungünstig entwickelnde Rahmenbedingungen oder einzelne Unternehmensentscheidungen können Einfluss auf die Erreichung der politischen Zielsetzungen haben. Aktuell sind in diesem Zusammenhang als entscheidendes Hemmnis insbesondere die aktuellen Probleme im Hinblick auf die rechtzeitige Bereitstellung von Netzanschlüssen zu nennen. Um einen Ausbaupfad bis 2020 zu erhalten, der diese Thematik berücksichtigt und hierbei von einem „worst case“ ausgeht, wird in Ausbaupfad 2 zugrunde gelegt, dass nur jene Projekte umgesetzt werden, die bereits heute über einen gesicherten Netzanschluss verfügen (Kapazität von insg. rund 5.600 MW).

Beide Ausbaupfade suchen die Orientierung an vorhandenen, gesicherten Kennwerten (Ausbaupfad 1: politische Zielsetzung und Anzahl genehmigter Projekte / Ausbaupfad 2: Projekte mit gesichertem Netzanschluss). Die nachfolgenden Ausführungen können Aussagen dazu treffen, welche möglichen Marktpotentiale und Bedarfe sich theoretisch aus diesen Ausbaupfaden ergeben können. Es wird hierdurch eine grundlegende Orientierung über die mögliche Spannweite der Entwicklungen erreicht. **Eine Bewertung über die Wahrscheinlichkeit des Eintrittsfalls eines der beiden Ausbaupfade ist nicht Ziel der vorliegenden Analyse.** Der tatsächliche Entwicklungsverlauf kann sich selbstverständlich auch in einem Bereich zwischen den beiden dargestellten Ausbaupfaden bewegen.

Für den Ausbau bis 2014 stehen zusätzlich die in Kapitel 1.4.1 dargestellten, weitgehend bekannten Werte der konkreten Projektplanungen zur Verfügung. Für diesen Zeithorizont sind die Unsicherheiten somit geringer und die beiden Ausbaupfade werden in diesem Zeitraum nicht unterschieden. Für die weitere Analyse ist in erster Linie der Zeitraum nach 2015 von Interesse, da die Hafenentwicklungsplanung und die Umsetzung von Ausbaumaßnahmen in der maritimen Wirtschaft langfristig ausgelegt sein werden. Der Zeitraum 2012-2014 wird aber als zusätzliche Information einbezogen (mit Informationsstand Mai 2012).

Für den Zeithorizont 2015-2020 werden die oben genannten alternativen Ausbaupfade als Grundlage zur Berechnung des zu erwartenden Ausbaus angewendet. **Relevant für das weitere Vorgehen im**

**Rahmen dieser Analyse sowie für die Hafenplanungen ist die Anlagenanzahl.** Aus diesem Grund stellen die Ausbaupfade die jährlich zu erwartende zugebaute Anlagenanzahl dar. In Tabelle 10 werden die beiden unterschiedlichen Ausbaupfade dargestellt.

**Tabelle 10** Mögliche Ausbaupfade für die Offshore-Windenergieentwicklung in Deutschland (Anlagenzahl)

Ausbau (OWEA-Anzahl)	2012	2013	2014	2015-2020 pro Jahr	Gesamt
Ausbaupfad 1	215	273	218	230	2.086
Ausbaupfad 2	215	273	218	80	1.186

In Tabelle 11 erfolgt zur Veranschaulichung zusätzlich eine Darstellung des in den Ausbaupfaden erwarteten Zubaus in MW. Diese Daten werden im weiteren Verlauf der Analyse nicht weiter verwendet, da wie oben beschrieben in erster Linie die Anlagenanzahl von Relevanz für das Untersuchungsziel ist.

**Tabelle 11** Mögliche Ausbaupfade für die Offshore-Windenergieentwicklung in Deutschland (Leistung in MW)

Ausbau nach Szenario	2012	2013	2014	2015-2020 pro Jahr	Gesamt
Ausbaupfad 1	777	1301	884	1170	~ 10.000
Ausbaupfad 2	777	1301	884	440	~ 5.600

In Ausbaupfad 1 erfolgt hinsichtlich des sich ergebenden zu erwartenden Zubaus pro Jahr nach 2014 eine weitgehende Fortsetzung der Entwicklung, wie sie bereits für den Zeitraum 2012-2014 erwartet wird. In Ausbaupfad 2 ergibt sich nach 2014 ein Einbruch. Die Projekte, die bis etwa 2014/2015 erwartet werden, sind in ihrer Planung so weit fortgeschritten, dass der Bau nun – vergleichsweise weniger stark abhängig von äußeren Rahmenbedingungen – zeitnah erfolgen wird (moderate zeitliche Verschiebungen können sich natürlich ergeben, aber eine Projekteinstellung ist in der Regel nicht zu befürchten). Für die übrigen Projekte ist die Entwicklung nicht in gleichem Maße einschätzbar und hängt insbesondere vom Zeitpunkt der Bereitstellung weiterer Netzanschlüsse ab. Der durchschnittliche jährlich zu erwartende Wert sinkt deshalb stark ab, hierbei kann sich die zugebaute Leistung natürlich auch ungleichmäßiger über die Jahre 2015-2020 verteilen, als es hier vereinfacht dargestellt ist. Auch könnten sich, wie bereits angedeutet, Projekte bspw. aus dem Jahr 2014 noch einmal etwas verschieben und im Zeithorizont danach ebenfalls zu einer anderen Verteilung führen. Dies lässt sich heute jedoch nicht im Detail voraus sagen.

### 1.4.5 Ausbaupfade für den europäischen Offshore-Windenergieausbau zur weiteren Verwendung im Rahmen der Analyse

Bezüglich des zu erwartenden gesamteuropäischen Offshore-Ausbaus wurde in Kapitel 1.3.2.2 festgestellt, dass die vorhandenen Szenarien bis 2020 größtenteils eine installierte Gesamtleistung im Bereich von 40 GW erwarten. Dies entspricht insbesondere dem Zielwert des europäischen Windenergieverbandes im EWEA-Baseline-Szenario, worin auf Daten der Mitgliedsländer zurückgegriffen wird.

Für den Zeitraum bis 2030 wird als Prognose- bzw. Zielwert für die installierte Gesamtleistung aus Offshore-Windenergie im EWEA Baseline-Szenario und im Rahmen der Zielsetzung der Europäischen Kommission eine installierte Gesamtleistung von rund 150 GW angegeben. Insbesondere die Prognose bis 2030 ist naturgemäß mit großen Unsicherheiten behaftet. Mangels fundierter Angaben können jedoch die genannten Daten, die durch maßgebliche Akteure auf europäischer Ebene veröffentlicht wurden, als Orientierung im Rahmen dieser Analyse dienen.

Eine installierte Gesamtleistung auf See von rund 40 GW in 2020 und rund 150 GW in 2030 führt zu folgenden Zubauzahlen im Zeitraum zwischen 2020 und 2030:

- **Ausbau bis 2020:** Wenn in der EU rund 40 GW in 2020 erreicht werden, bedeutet dies unter Berücksichtigung der bereits vorhandenen installierten Gesamtleistung, dass zwischen 2012 und 2020 rund 37 GW neu installiert werden. Hieraus ergibt sich ein Wert von durchschnittlich rund 4.100 MW jährlich. Bei einer angenommen durchschnittlichen Anlagenleistung von 4,5 MW in diesem Zeitraum ergibt sich eine zugebaute Gesamtanlagenanzahl in der EU von rund **8.200 Offshore-Windenergieanlagen** zwischen 2012 und 2020, also im Durchschnitt rund 910 Anlagen jährlich.
- **Ausbau bis 2030:** Wenn in der EU rund 150 GW in 2030 erreicht werden, bedeutet dies, dass zwischen 2021 und 2030 rund 110 GW neu installiert werden. Hieraus ergibt sich ein Wert von rund 11.000 MW jährlich. Bei einer angenommen durchschnittlichen Anlagenleistung von 6 MW in diesem Zeitraum (analog zum Vorgehen in Kapitel 1) ergibt sich eine zugebaute Gesamtanlagenanzahl in der EU von rund **18.300 Offshore-Windenergieanlagen** zwischen 2020 und 2030, also rund 1.830 Anlagen jährlich.

## 2 Technologieentwicklung Offshore-Windenergie

Im Folgenden wird die Technologieentwicklung der Offshore-Windenergie betrachtet. Es wird ein Überblick über aktuelle Technologien gegeben sowie Ausblicke auf die zu erwartende zukünftige Technologieentwicklung erarbeitet. Hierbei liegt der Schwerpunkt der Betrachtung auf der Größenentwicklung von Offshore-Windenergieanlagen und Fundamentstrukturen, da diese Thematik für die Strategien von Häfen und Werften von besonderem Interesse ist.

### 2.1 Offshore-Windenergieanlagen

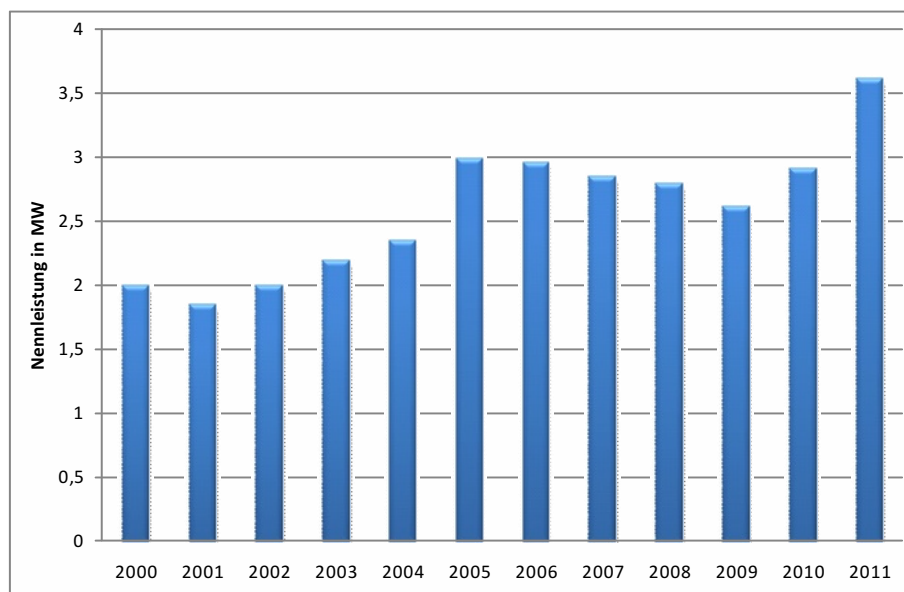
#### 2.1.1 Entwicklung der durchschnittlichen Leistung

Bezogen auf den gesamteuropäischen Offshore-Windenergiemarkt betrug im Jahr 2011 die durchschnittlich installierte Leistung pro Offshore-Windenergieanlage 3,6 MW. In 2010 lag die

durchschnittlich installierte Leistung pro Anlage noch bei 3 MW und zehn Jahre zuvor, im Jahr 2000 betrug die durchschnittliche Leistung der installierten Anlagen 2 MW.

Diese Daten machen deutlich, dass auch im Offshore-Windenergiebereich – wie zuvor im Onshore-Markt zu beobachten – die durchschnittlich installierte Leistung pro Anlage über die letzten zehn Jahren deutlich gestiegen ist. Zudem liegt die durchschnittliche Leistung pro Anlage im Offshore-Bereich höher als bei der Windenergie an Land: Onshore betrug bspw. im Jahr 2011 die durchschnittliche Anlagenleistung rund 2,2 MW pro Windenergieanlage.

In Abbildung 15 wird die Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung offshore zwischen dem Jahr 2000 und dem Jahr 2011 grafisch dargestellt.



**Abbildung 15** Entwicklung der durchschnittlichen Leistung pro Offshore-Windenergieanlage im Zeitraum 2000 bis 2011 [EWEA 2011]

Ergänzend zur Übersicht über den gesamteuropäischen Markt wird im Folgenden der deutsche Offshore-Windenergiemarkt näher betrachtet. Für etwa die Hälfte der heute genehmigten Projekte liegen Daten bezüglich des gewählten Anlagentyps vor. In Abbildung 16 wird dargestellt, in welcher Größenordnung sich die Nennleistung der für deutsche Projekte gewählten Offshore-Windenergieanlagen bewegt (Angaben waren für rund 51 % der genehmigten Offshore-Windparkprojekte verfügbar).

Von den deutschen Offshore-Windparkprojekten, für die bereits bekannt ist, welche Anlagentechnologie gewählt wird, nutzen jeweils 44 % Anlagen der 3,6 MW- und der 5 MW-Klasse. Nur eines der Projekte (Baltic 2) nutzt Anlagen mit einer Leistung von weniger als 3,6 MW, zwei Projekte planen bereits mit einer 6 MW-Anlage.

Die in Abbildung 16 dargestellten Ergebnisse verdeutlichen zwei Sachverhalte: Zum einen wird die sehr gute Marktposition des Herstellers Siemens, dessen 3,6 MW-Anlage häufig in deutschen Projekten geplant wird, deutlich. Zum anderen ist erkennbar, dass viele Projekte Anlagen einer möglichst großen Nennleistung einsetzen wollen (5-6 MW). In diesem Leistungsbereich sind drei Hersteller mit Produktionsstätten in Deutschland aktiv, REpower, AREVA Wind und BARD.



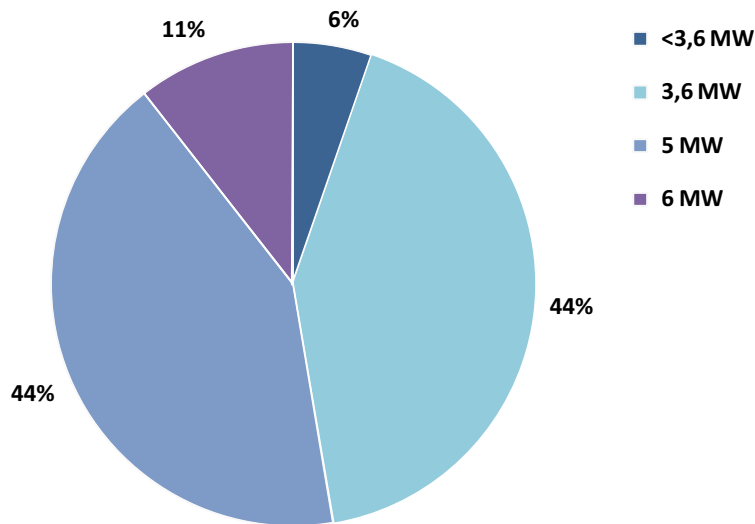


Abbildung 16

Nennleistung der Anlagen in genehmigten deutschen Offshore-Windparkprojekten (Datenbasis: rund 51 % der deutschen Offshore-Windparkprojekte; Offshore-Windenergieanlagen, die near-shore installiert wurden, gingen nicht in die Betrachtung ein) [DWG 2012]

### 2.1.2 Entwicklung des Rotordurchmessers

Neben der Entwicklung der Nennleistung von Offshore-Windenergieanlagen ist vor allem die Entwicklung des Rotordurchmessers interessant (Größendimensionen).

Derzeit zeichnet sich ab, dass Offshore-Windenergieanlagen zunehmend so ausgelegt werden, dass größere Rotordurchmesser im Verhältnis zur installierten Nennleistung der Anlagen gewählt werden. Auf diese Weise kann ein konstanteres Einspeiseverhalten erreicht und die Lastschwankungen, denen die Anlagentechnologie ausgesetzt ist, können vermindert werden. In Abbildung 17 wird die beschriebene Entwicklung verdeutlicht.

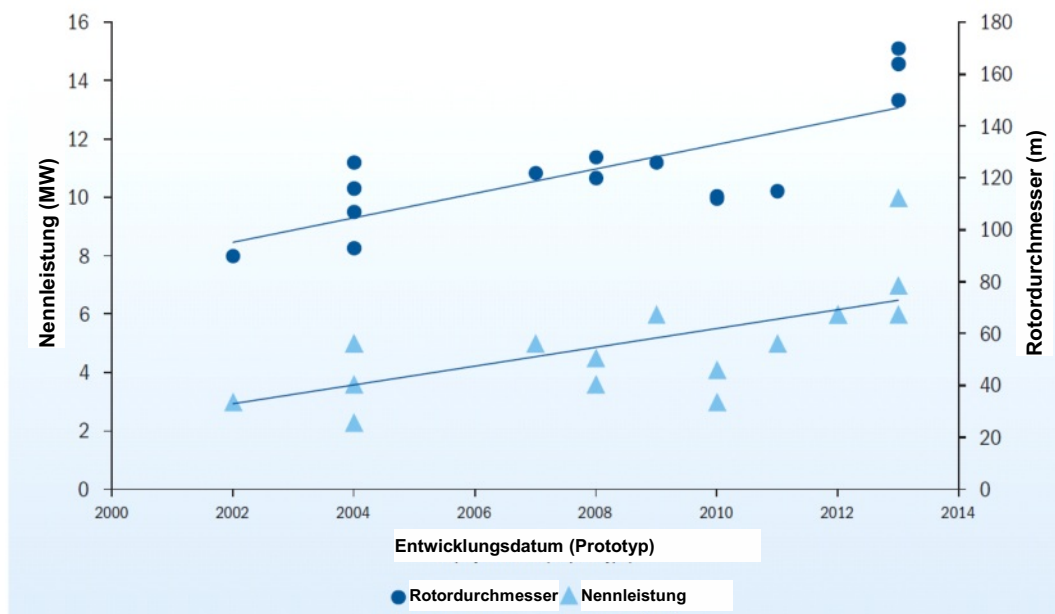


Abbildung 17 Entwicklung des Rotordurchmesser von Offshore-Windenergieanlagen im Verhältnis zu ihrer Nennleistung [EWEA 2011]



Wie in Abbildung 17 gezeigt, werden die Rotordurchmesser moderner Offshore-Windenergieanlagen (derzeit noch Prototypen bzw. Anlagenkonzepte in Entwicklung) eine Größe von 160-170 m betragen. Der Großteil der ausgewerteten Anlagentypen bewegt sich hierbei hinsichtlich der Nennleistung im Bereich bis 6 MW.

Es lässt sich somit ein dahingehender Trend feststellen, dass die Rotordurchmesser von Offshore-Windenergieanlagen im Verhältnis zu ihrer Nennleistung gesteigert werden. Die nächste Generation von Offshore-Windenergieanlagen, die sich derzeit in Entwicklung befindet, verfügt über Rotordurchmesser von bis zu 164 m (Vestas V-164). Die Nennleistung dieser nächsten Anlagengeneration liegt bei 6-7 MW. Es ist davon auszugehen, dass diese Anlagen ab 2015/2016 zunehmend in Offshore-Windparks eingesetzt werden.

Entscheidend für die Entwicklung der Komponentengrößen von Offshore-Windenergieanlagen und deren Massen ist nicht allein die Nennleistung der Anlagen, sondern vielmehr ihre grundsätzliche Auslegung hinsichtlich Rotordurchmesser und – damit verbunden – Nabenhöhe sowie das eingesetzte Verhältnis des Rotordurchmessers zur Nennleistung. Dieses kann durch die Kennzahl der spezifischen Nennleistung pro Quadratmeter Rotorkreisfläche ausgedrückt werden.

In Tabelle 12 werden die heute in deutschen Offshore-Windparkprojekten eingesetzten bzw. geplanten Offshore-Windenergieanlagentypen hinsichtlich ihrer Grundeigenschaften dargestellt. Schwerpunkt der Betrachtung sind die Rotordurchmesser der Anlagen sowie die sich ergebende spezifische Leistung pro Quadratmeter Rotorkreisfläche.

**Tabelle 12**      **Eigenschaften heute in deutschen Offshore-Windparkprojekten eingesetzter Offshore-Windenergieanlagentypen [DWG 2012]**

Anlagentyp	REpower 5M	REpower 6M	M5000	SWT 3.6-107	SWT 3.6-120	BARD 5.0
Hersteller	REpower	REpower	AREVA Wind	Siemens	Siemens	BARD
Grundeigenschaften						
Nennleistung in MW	5,0	6,15	5,0	3,6	3,6	5,0
Rotordurchmesser in m	126	126	116	107	120	122
Rotorkreisfläche in m <sup>2</sup>	12.469	12.469	10.568	8.992	11.310	11.690
Spezifische Leistung in W/m <sup>2</sup>	401,00	493,22	473,11	400,35	318,31	427,72

Die Rotordurchmesser der heute in deutschen Projekten eingesetzten Anlagen liegen zwischen 107 und 126 m. Die spezifische Leistung der in Tabelle 12 dargestellten Anlagentypen liegt bei einem Großteil der Anlagen im Bereich zwischen rund 400 und 490 W/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche (Ausnahme: Siemens SWT-3.6-120).

Die folgende Tabelle 13 bildet die nächste Anlagengeneration der 6-7 MW-Klasse mit Anlagen verschiedener Hersteller ab und weist die spezifische Leistung der Anlagen aus.

**Tabelle 13**      **Eigenschaften der nächsten Generation von Offshore-Windenergieanlagentypen**

Anlagentyp	V-164	M5000	SWT-6.0	N150	Haliade 150-6 MW	BARD 6.5	G.11X
Hersteller	Vestas	AREVA	Siemens	Nordex	Alstom	BARD	Gamesa
<b>Grundeigenschaften</b>							
Nennleistung in MW	7,0	5,0	6,0	6,0	6,0	6,5	5,0
Rotordurchmesser in m	164	135	154	150	150	122	128
Rotorkreisfläche in m <sup>2</sup>	21.124	14.314	18.627	17.671	17.671	11.690	12.868
Spezifische Leistung in W/m <sup>2</sup>	331,38	349,31	322,12	339,53	339,53	556,04	388,56

Die Rotordurchmesser der nächsten Generation von Offshore-Windenergieanlagentypen liegen zwischen 135 und 164 m (Ausnahme: BARD, der Rotor ist hier baugleich mit der Vorgängeranlage BARD 5.0). Die spezifische Leistung der in Tabelle 13 dargestellten Anlagentypen liegt bei einem Großteil der Anlagen im Bereich zwischen rund 320 und 390 W/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche (Ausnahme: BARD).

### 2.1.3 Massen von Offshore-Windenergieanlagenkomponenten

In Kapitel 2.1.1 wurde festgestellt, dass in deutschen Offshore-Windparkprojekten zurzeit Anlagen der Hersteller Siemens, REpower, AREVA Wind und BARD geplant werden. Für die durch diese Hersteller angebotenen Anlagentypen erfolgt in diesem Kapitel eine nähere Auswertung hinsichtlich deren technischer Eigenschaften und Massen.

In Tabelle 14 werden die aktuell durch die Hersteller Siemens, REpower, AREVA Wind und BARD angebotenen Anlagentypen aufgeführt.

**Tabelle 14**      **Derzeit in deutschen Projekten geplante Anlagentypen und Massenverhältnisse**

Anlagentyp	REpower 5M	REpower 6M	M5000	SWT 3.6-107	SWT 3.6-120	BARD 5.0
Hersteller	REpower	REpower	AREVA Wind	Siemens	Siemens	BARD
<b>Grundeigenschaften</b>						
Rotorblatt in t	18	18	17	16	20	29
Rotor mit Nabe in t	120	135	110	90	100	156
Gondel in t	290	325	200	120	140	280
Turm in t	750 (95 m)	750 (95 m)	1.138 (90 m)	250 (85,5 m)	256 (92 m)	450 (90 m)
Gesamtgewicht in t	1.177,8	1.227,8	1.464,5	476	516	914,5
Spezifische Turmkopfmasse in kg/m <sup>2</sup>	32,9	36,9	29,3	23,4	21,2	37,3

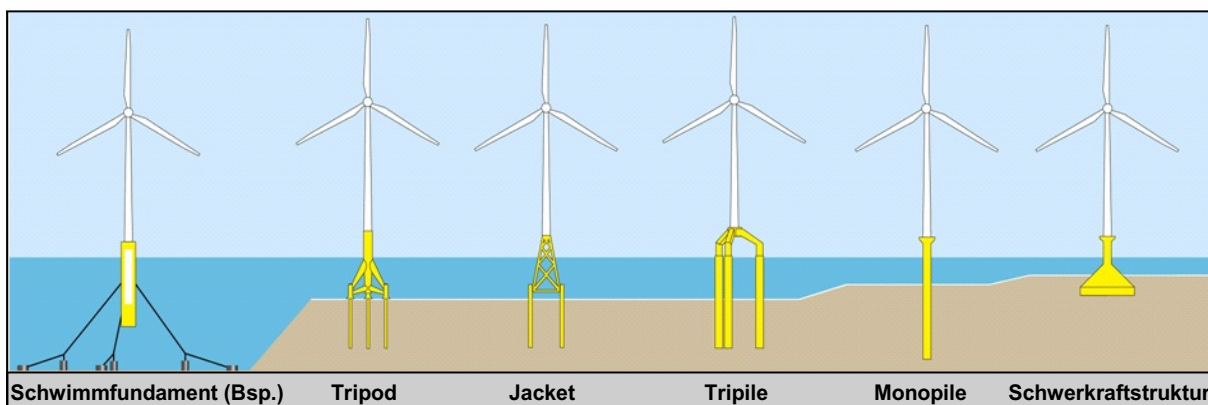
Die spezifische Turmkopfmasse der dargestellten Anlagentypen bewegt sich zwischen rund 21 und rund 37 kg/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche. Im Folgenden werden die durchschnittlichen Massen der Einzelkomponenten noch einmal aufgeführt:

- Rotorblätter (je): 19 t
- Rotor mit Nabe: 119 t
- Gondel: 226 t
- Turm: 600 t

## 2.2 Fundamentstrukturen

### 2.2.1 Darstellung derzeitiger Fundamentstrukturen am Markt

In diesem Kapitel erfolgt eine Übersicht und Beschreibung der verfügbaren Fundamentstrukturen für die Gründung von Offshore-Windenergieanlagen. Zunächst werden in Abbildung 18 die verschiedenen Arten von Fundamentstrukturen vorgestellt.



**Abbildung 18** Fundamentstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen [Quelle: SOW 2010]

Die dargestellten Fundamentstrukturen lassen sich unterscheiden in einfache Fundamentstrukturen (Monopile, Schwerkraftstruktur) und aufgelöste Strukturen (Tripod, Jacket, Tripile). Die Schwimmfundamente stellen eine gesonderte Kategorie dar, die sich derzeit noch zu Beginn ihrer Entwicklung befindet.

Im Folgenden werden die einzelnen Strukturarten beschrieben.

#### Einfache Strukturen

Das *Monopile* ist eine einfache Pfahlstruktur aus Stahl und benötigt den geringsten Materialeinsatz. Der Durchmesser von Monopiles kann bis zu 6 m betragen. Monopilestrukturen werden in vielen europäischen Offshore-Windparks in Küstennähe verwendet und eignen sich für Wassertiefen bis zu max. 30 m. Für die Installation der Monopiles werden schwere Rammgeräte benötigt, die die Pfähle in den Meeresboden einrammen.

*Schwerkraftfundamente* zählen ebenfalls zu den einfachen Fundamentstrukturen und sind bisher in Wassertiefen bis zu 30 m zur Verankerung von Offshore-Windenergieanlagen einsetzbar. Bei Wassertiefen die darüber hinausgehen, wird der Material- und Logistikaufwand so hoch, dass die Wirtschaftlichkeit bei Einsatz in größeren Wassertiefen bisher nicht nachgewiesen werden konnte (es bestehen aber Entwicklungsbemühungen für Schwerkraftstrukturen auch für größere Wassertiefen). Verwendet werden Schwerkraftstrukturen bislang vorrangig im Brückenbau.

### **Aufgelöste Strukturen**

Zu den aufgelösten Strukturen zählt unter anderem das *Jacket*. Beim *Jacket* handelt es sich um eine aus der Öl- und Gasindustrie bewährte Konstruktion. Das *Jacket* wird mit vier Pfählen im Meeresboden verankert, es kann bei Wassertiefen von bis zu 70 m eingesetzt werden. Durch die gitterartige Struktur des *Jackets* ergeben sich zum einen Investitionskostenvorteile, zum anderen Vorteile im Bereich der Installationslogistik. Allerdings verfügen *Jackets* über eine große Anzahl an Schweißverbindungen, die während der Betriebszeit regelmäßig gewartet werden müssen, was zu höheren Betriebskosten führt.

*Tripods* sind Dreibeinkonstruktionen aus Stahl, die mit drei Pfählen durch Rammung im Meeresboden verankert werden. Entwickelt wurden die *Tripod*-Fundamentstrukturen eigens für die Offshore-Windenergiebranche, sie eignen sich für den Einsatz in Wassertiefen bis zu 50 m. Die ersten *Tripods* wurden 2009 bei der Errichtung des deutschen Offshore-Testfeld *alpha ventus* installiert.

*Tripiles* wurden ebenfalls eigens für die Offshore-Windenergie entwickelt, und zwar durch das Offshore-Unternehmen BARD zur Verwendung in den eigenen Offshore-Windparks (BARD plant und entwickelt Offshore-Windparks und setzt diese schlüsselfertig inkl. Herstellung von Offshore-Windenergieanlagen und Fundamenten um). Das *Tripile*, das sich für die Installation in Wassertiefen bis zu 40 m eignet, besteht aus drei Stahlpfählen (entsprechend *Monopiles*), die mit Hilfe einer Ramm-Schablone im Meeresboden verankert werden. Nachdem das Rammen der Pfähle erfolgt ist, wird das Stützkreuz aufgesetzt. Der Installationsvorgang ist relativ aufwendig, da die Pfähle sehr genau gerammt werden müssen um sicherzustellen, dass das Stützkreuz später exakt aufgesetzt werden kann. Die erste Testanlage die auf einem *Tripile*-Fundament installiert wurde, befindet sich vor Hooksiel in der Außenjade, derzeit wird das Projekt BARD Offshore 1 mit *Tripiles* umgesetzt.

### **Schwimmfundamente**

*Schwimmfundamente* verzichten auf eine feste Gründungskonstruktion, ein schwimmender Gründungskörper wird über Stahlseile im Meeresboden verankert. Derzeit befinden sich verschiedenste Prototypen von *Schwimmfundamenten* in der Entwicklung, diese sollen beim Bau von Offshore-Windparks in Wassertiefen von mehr als 50 m eine wirtschaftliche Umsetzung von Projekten ermöglichen. *Schwimmfundamente* bringen große Vorteile im Hinblick auf Konstruktions- und Installationsprozesse mit sich. Die Entwicklung der Konstruktionen setzt aber hohe Herausforderungen hinsichtlich der Kabelanbindung (nötig ist ein flexibel installiertes Kabel) und dem Umgang mit den Kräften, die durch Wind und Wellen auf die Fundamente einwirken voraus.

### 2.2.2 Größe von Fundamentstrukturen

Im Folgenden werden die verschiedenen Typen von Fundamentstrukturen hinsichtlich ihrer Eigenschaften und Massen näher betrachtet. Es werden hierbei nur die einfachen sowie die aufgelösten Strukturen aufgeführt, da dies die Strukturtypen sind, die marktreif sind und derzeit in Offshore-Windparkprojekten eingesetzt werden.

**Tabelle 15**      **Eigenschaften derzeit eingesetzter Fundamentstrukturen für die Offshore-Windenergie**

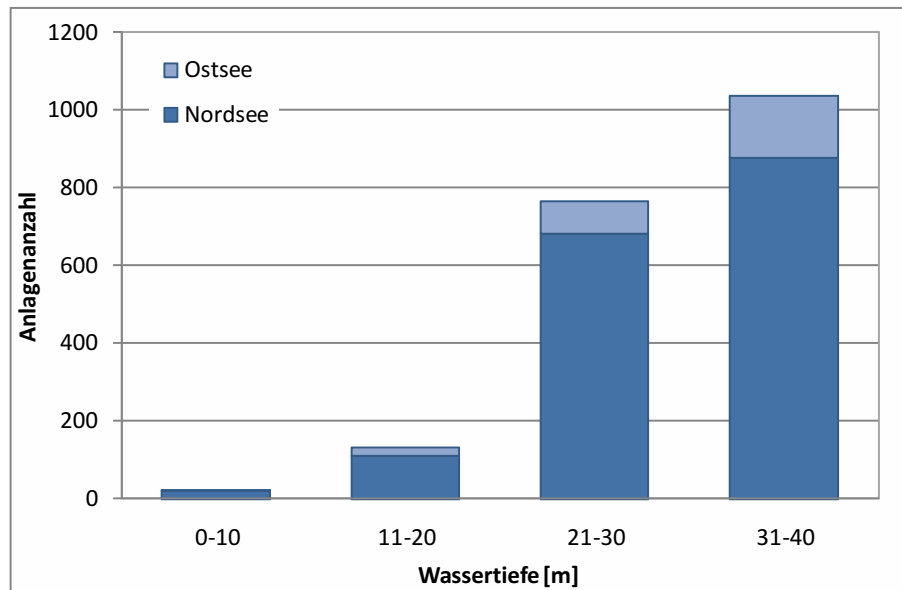
	Monopile	Schwerkraft	Jacket	Tripod	Tripile
Wassertiefe	1-30 m	1-30 m	25-70 m	25-50 m	25-40 m
Abmessungen/ Durchmesser	4-6 m	ca. 35 m	17-25 m	24 m	3 m je Pile, 21 m beim Stützkreuz
Gewicht	200-700 t	4.000-7.000 t	500-900 t	700-1.100 t	700-1000 t (davon Stütz- kreuz 490 t)

Monopiles stellen die einfachsten Strukturen dar (Stahlrohre) und verfügen dementsprechend über die kleinsten Abmessungen (Durchmesser bis max. 6 m) und das geringste Gesamtgewicht. Es wird zudem deutlich, dass Jackets im Vergleich zu anderen aufgelösten Strukturen über ein vergleichsweise geringeres Gewicht verfügen, da sie aus einer vergleichsweise geringeren Menge an Stahl bestehen. Im Vergleich zu Jackets sind Tripod-Fundamente schwerer, der Materialeinsatz ist größer (die Rohre haben einen Durchmesser von bis zu 6 m bei Wandstärken von etwa 10 cm). Tripiles sind wassertiefenbezogen hinsichtlich ihres Gesamtgewichtes schwerer als Jackets und Tripods. Sie bestehen aber im Gegensatz zu den anderen Strukturtypen aus mehreren Teilen (dem Stützkreuz und drei Piles). Schwerkraftfundamente stellen die Fundamentstrukturen mit den größten Massen dar, sie erreichen ein Gewicht von mehreren Tausend Tonnen, der Durchmesser beträgt ca. 35 m.

### 2.2.3 Fundamentstrukturen in deutschen Offshore-Windparks

Bezogen auf die im gesamteuropäischen Offshore-Windenergiemarkt installierten Offshore-Windparkprojekte wurden bislang in erster Linie Monopiles (75 %) sowie Schwerkraftstrukturen (21 %) als Gründungsstrukturen verwendet. An küstennahen Standorten mit verhältnismäßig geringen Wassertiefen stellen diese Strukturen die wirtschaftlichste Option dar.

In Deutschland stellt sich die Situation anders dar, da sich der Großteil der genehmigten Offshore-Windparkstandorte in der deutschen AWZ und somit in großen Küstenentfernungen mit entsprechend größeren Wassertiefen befindet. In Abbildung 19 wird dargestellt, in welchen Wassertiefen die bisher genehmigten Offshore-Windenergieanlagen an Standorten in der deutschen Nord- und Ostsee geplant werden. Die weiterhin geplanten Offshore-Windparkprojekte, die heute noch über keine Genehmigung verfügen, befinden sich größtenteils an Standorten mit ähnlicher Wassertiefe (die maximale Wassertiefe von in der deutschen Nordsee geplanten Projekten liegt bei etwa 45 m).



**Abbildung 19** Wassertiefen an Standorten genehmigter Offshore-Windparks in Deutschland (Darstellung der Anlagenanzahl je Wassertiefenbereich) [DWG 2012]

Die Darstellung in Abbildung 19 zeigt deutlich, dass sich die deutschen Offshore-Windparkprojekte größtenteils an Standorten mit Wassertiefen zwischen 21 und 40 m befinden (rund 64 %). Rund 38 % der deutschen Offshore-Windparkstandorte befindet sich in Wassertiefen > 30 m.

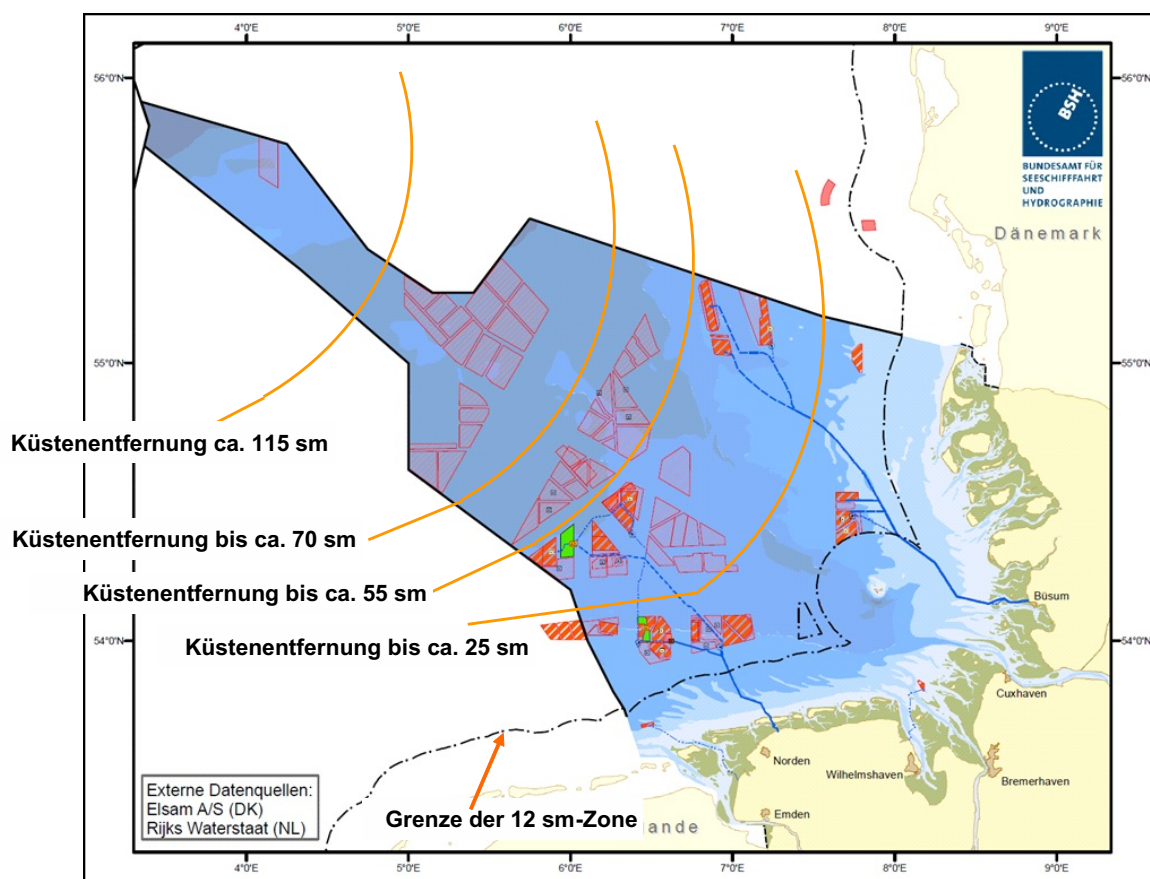
Wie in Tabelle 15 gezeigt, sind für den Wassertiefenbereich zwischen etwa 25 und 50 m aufgelöste Fundamentstrukturen (Jacket, Tripod und Tripile) geeignet. Das bedeutet, in deutschen Offshore-Windparkprojekten werden in erster Linie aufgelöste Fundamentstrukturen eingesetzt werden.

## 2.3 Weitere Größenentwicklung von Offshore-Windenergieanlagen und Fundamentstrukturen

### 2.3.1 Entwicklung hinsichtlich der Standorte von Offshore-Windenergieprojekten

Wie bereits ausgeführt, sind die deutschen Offshore-Windparkstandorte durch vergleichsweise große Küstenentfernungen und Wassertiefen gekennzeichnet. Nur sehr wenige Projekte liegen innerhalb der 12-sm-Zone. Die meisten der derzeit genehmigten und der kurzfristig in Bau gehenden umgesetzten Projekte befinden sich in Küstenentfernungen von bis zu 25 sm. In der folgenden Abbildung 20 wird gezeigt, wie sich die Küstenentfernungen der deutschen Offshore-Windparkprojekte in der Nordsee staffeln.





**Abbildung 20 Küstenentfernungen der Offshore-Windparkstandorte in der deutschen Nordsee [BSH 2012], Ergänzungen: [DWG 2012]**

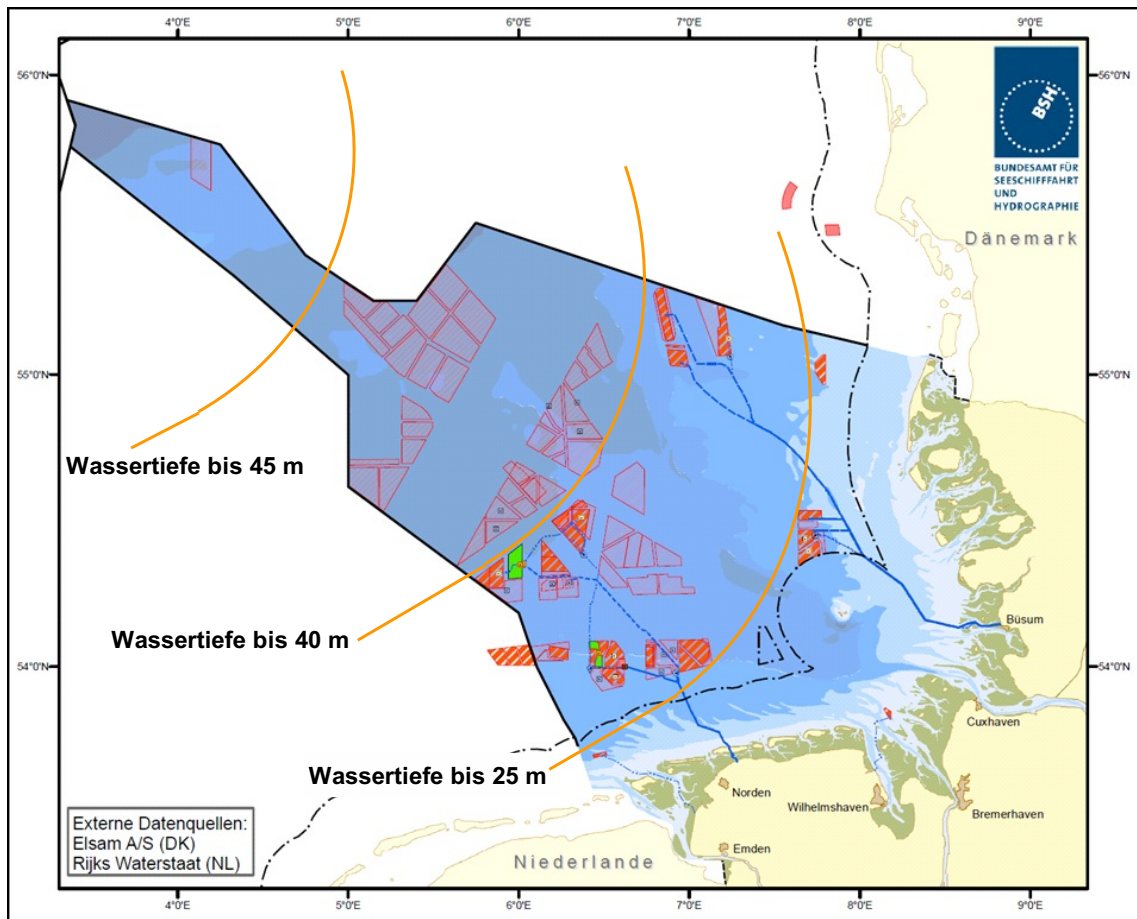
Einige Projekte wurden bereits in dem Bereich mit einer Küstenentfernung von bis zu ca. 55 sm genehmigt. Die weiter entfernten Standorte (markierte Bereiche bis 70 sowie bis 115 sm) werden weitere Entwicklungsschritte des deutschen Ausbaus auf See darstellen. Die Offshore-Windparkstandorte in der Ostsee verfügen über Küstenentfernungen von bis zu rund 23 sm und liegen damit deutlich unter den Entfernungen in der Nordsee.

Die Entwicklung der Windparkstandorte hin zu größeren Küstenentfernungen geht auch mit einer Steigerung der Wassertiefe einher. In Abbildung 21 wird näherungsweise dargestellt, wie sich die Wassertiefen mit zunehmender Küstenentfernung in der deutschen Nordsee verhalten.

Die Standortcharakteristik nimmt einen wesentlichen Einfluss auf die gewählte Technologie hinsichtlich Offshore-Windenergieanlagen und Fundamenten. Größere Entfernungen und Wassertiefen bedeuten höhere Installationskosten. Im Falle der Entfernungen ergeben sich zudem Effekte auf die Betriebskosten.

Aufgrund der höheren Kosten werden bei größeren Küstenentfernungen in der Regel Offshore-Windenergieanlagen mit einer Nennleistung ab 5 MW benötigt, damit die Projekte wirtschaftlich umsetzbar sind. Derzeit wird zwar noch ein relevanter Teil der Projekte mit 3,6 MW-Anlagen geplant, dies liegt aber im Wesentlichen an der guten Marktposition von dem Hersteller Siemens. Dieser testet derzeit einen Prototypen für eine 6 MW-Anlage. Sobald dies ihre Marktreife erreicht, ist davon auszugehen, dass diese neue Technologie – gerade in den deutschen Offshore-Windparkprojekten – gegenüber der 3,6 MW-Technologie bevorzugt eingesetzt werden wird.





**Abbildung 21** Wassertiefen der Offshore-Windparkstandorte in der deutschen Nordsee [BSH 2012], Ergänzungen: [DWG 2012]

Neben der Nennleistung der Anlagen wird es aufgrund der großen Entfernungen und dem damit verbundenen hohen Aufwand im Bereich des Betriebs von Offshore-Windenergieanlagen darauf ankommen, dass die eingesetzte Anlagentechnologie möglichst verlässlich ist. Auch ein möglichst stetiges Einspeiseverhalten mit damit verbundenen konstanten Erträgen ist für Offshore-Windparkbetreiber von Interesse. Eine Vergleichmäßige Einspeisung mit optimiertem Teillastverhalten kann hierbei in erster Linie durch eine Steigerung des Rotordurchmessers erreicht werden.

Für den Bereich der Fundamentstrukturen gilt, wie bereits dargestellt, dass zukünftig bei deutschen Offshore-Windparkprojekten in erster Linie aufgelöste Fundamentstrukturen eingesetzt werden. Schwimmfundamente werden auf absehbare Zeit für die deutschen Standorte nicht benötigt, da die Wassertiefen an den geplanten Standorten in Nord- und Ostsee nicht über 50 m hinausgehen.

### 2.3.2 Zeitachsenbetrachtung – Größenentwicklung von Offshore-Windenergieanlagen

Die Zeitachsenbetrachtung bezüglich der Größenentwicklung von Offshore-Windenergieanlagen erfolgt anhand einer Betrachtung der zukünftigen Entwicklung der Rotordurchmesser der Anlagen. Diese wurden als das Kernelement zukünftiger Technologieentwicklung identifiziert, durch das die Massenverhältnisse der Offshore-Windenergieanlagen bestimmt werden.

In Kapitel 2.1 wurde gezeigt, dass die heutige Generation von Offshore-Windenergieanlagen über Rotordurchmesser von durchschnittlich 107-126 m und eine spezifische Turmkopfmasse von durchschnittlich 30 kg/m<sup>2</sup> verfügen (siehe Tabelle 13 und Tabelle 14).

Für die nächste Generation von Offshore-Windenergieanlagen, die ab etwa 2015 am Markt verfügbar sein wird, ergab eine Auswertung der Deutschen WindGuard, dass diese über Rotordurchmesser von 135-164 m und eine durchschnittliche spezifische Turmkopfmasse von 24 kg/m<sup>2</sup> verfügen werden. Die spezifische Masse sinkt, da sich der Rotordurchmesser deutlich vergrößert, während die Masse der Komponenten nicht proportional ansteigt (Gewichtsoptimierung).

Es ist davon auszugehen, dass der Rotordurchmesserbereich bis 164 m für eine längere Zeit im Markt eine obere Grenze der Auslegung bilden wird. Bisher hat nur der Hersteller Vestas eine Anlage mit 164 m Rotordurchmesser angekündigt, von dieser Anlage existiert noch kein Prototyp. Das bedeutet, in Anlagen mit Rotordurchmessern dieser Größenordnung wird noch ein erheblicher Entwicklungsaufwand einfließen und sich somit die Entwicklung über mehrere Jahre hinziehen.

Für den Zeitraum ab etwa 2025 wird erwartet, dass ein weiterer Technologiesprung hinsichtlich der Rotordurchmesser stattfinden kann. Es wird im Rahmen dieser Analyse davon ausgegangen, dass die Rotordurchmesser im Zeitraum ab 2025 auf etwa 170-190 m ausgelegt werden.

Auf dieser Basis kann unter Berücksichtigung der Erfahrungswerte für Technologie-Entwicklungsprozesse in der Windenergiebranche ermittelt werden, wie sich die Entwicklung der spezifischen Turmkopfmasse sowie der Massen der Anlagenkomponenten Gondel und Rotor (mit Nabe) verhält. Das Ergebnis dieser Zeitachsenbetrachtung zur Entwicklung der Größenverhältnisse von Offshore-Windenergieanlagen wird in Tabelle 16 dargestellt.

	Heute	2015-2024	2025-2030
Rotordurchmesser	107-126	135-164	170-190
Durchschnittliche Rotorkreisfläche in m <sup>2</sup>	11.216	17.671	25.447
Durchschn. spezifische Turmkopfmasse in kg/m <sup>2</sup>	30	24	20
Gewicht Turmkopf in t	339	416	509
Gondel in t	240	294	360
Rotor mit Nabe in t	100	122	149

**Tabelle 16**

**Zeitachsenbetrachtung hinsichtlich Rotordurchmesser und Turmkopfmasse von Offshore-Windenergieanlagen [DWG 2012]**

### 2.3.3 Zeitachsenbetrachtung – Größenentwicklung von Fundamentstrukturen

Im Folgenden wird untersucht, wie die Größenentwicklung von Fundamentstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen weiter voran schreiten wird. Zunächst ist hierbei zu festzustellen, dass die Dimensionierung von Fundamentstrukturen abhängig von folgenden Faktoren ist:

- Konstruktion der Struktur (Materialeinsatz)
- Zu installierender Offshore-Windenergieanlage
- Standortbedingungen (Wassertiefe, Bodenverhältnisse, Wind- und Wellenlasten)

In den voran stehenden Kapiteln wurde gezeigt, dass die Wassertiefen der Projektstandorte zunehmend größer werden, und dass gleichzeitig die Anlagengröße und insbesondere der Rotordurchmesser ansteigen. Hieraus ergibt sich, dass auch die Größe der Fundamentstrukturen angepasst werden muss, um die sich ergebenden Lasten aufnehmen zu können. Eine große Rolle spielen hier die Lasten, die durch den Rotor auf die Anlage und somit die Struktur übertragen werden. Ein steigender Rotordurchmesser bedingt höhere Nabenhöhen, dadurch werden die auf die Struktur wirkenden Windlasten verstärkt. Auch das Drehmoment des jeweiligen Anlagentyps (Zusammenhang zwischen Rotordurchmesser, Nennleistung und Drehzahl), spielt eine Rolle für die Lastverhältnisse und damit die Auslegung der Struktur.

Eine Analyse der Deutschen WindGuard, die die Größenentwicklung von Tripod- und Jacketstrukturen zum Gegenstand hatte, ergab, dass das Gewicht von Fundamentstrukturen im Verhältnis zur Anlagengröße überproportional ansteigt. Die Auswertung basierte auf realen Daten für derzeit verfügbare aufgelöste Fundamentstrukturen. [DWG 2012] In Bezug auf die maritime Wirtschaft bedeutet dies, dass für die Auslegung von Hafeneinrichtungen und Logistikgerät die Fundamentstrukturen als die schwerste Komponente einer Offshore-Windenergie-Installation maßgeblich sind.

Es besteht daneben eine Tendenz im Bereich der Anlagenentwicklung, dass die Gesamtleistung bezogen auf den Rotordurchmesser sinkt, was zu einer Reduzierung der Lasten führt. Hierdurch wird die Dimensionierung von Fundamentstrukturen beeinflusst.

Unter der Annahme des beschriebenen Entwicklungsweges von Offshore-Windenergieanlagen ergibt die Analyse der Deutschen WindGuard für die Massenentwicklung aufgelöster Fundamentstrukturen (Jacket und Tripod), dass bis zu einer Wassertiefe von 30 m Jackets stets über ein Gewicht von unter 1.000 t verfügen, bei Wassertiefen von 40 m erreicht ihre Masse bei steigendem Rotordurchmesser gemäß der Analyse bis zu rund 1.300 t (die Maximalangaben beziehen sich auf einen maximalen Rotordurchmesser von 165 m). Tripods hingegen erreichen bereits bei einer Wassertiefe von 30 m ein Gewicht von bis zu rund 1.500 t bei einem maximalen Rotordurchmesser von 165 m, bei darüber hinaus gehenden Wassertiefen ist es deshalb unwahrscheinlich, dass Tripods für diese Anlagenklasse der gesteigerten Rotordurchmesser noch eingesetzt werden wird. [DWG 2012]

In Tabelle 17 werden die Ergebnisse der Analyse noch einmal zusammen gefasst dargestellt (Ergebnis für Betrachtung von Windenergieanlagen, die dahingehend ausgelegt sind, dass ein großer Rotordurchmesser im Vergleich zur Nennleistung gewählt wird).

Rotordurchmesser/ Fundamentstruktur	bis 120 m	bis 140 m	bis 165 m
Jacket	300-450 t	500-750 t	900-1.300 t
Tripod	500-700 t	800-1.200 t	1.500-2.000 t

**Tabelle 17**

**Größenentwicklung von Fundamentstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen [DWG 2012]**

Die maximalen Krankapazitäten von modernen Installationsschiffen für die Offshore-Windenergie, die derzeit verfügbar bzw. in Bau sind, liegen aktuell bei etwa 1.500 t. Da die Konzeption von Installationsschiffen auf die Nutzung über einen langfristigen Zeitraum ausgelegt ist, ist zu erwarten, dass sich die Masse der Fundamentstrukturen auf absehbare Zeit in einem Gewichtsbereich bewegen wird, den das derzeitige Installationsgerät heben und installieren kann. Langfristig können sich natürlich auch in diesem Bereich Weiterentwicklungen ergeben.

Mit steigenden Wassertiefen und Anlagengrößen in zukünftigen Offshore-Windparkprojekten ist deshalb zu erwarten, dass langfristig voraussichtlich vordergründig die - leichteren - Jacket-Strukturen eingesetzt werden. Bis zu einer Wassertiefe von etwa 30 m ist mittelfristig aber auch weiterhin von einem Einsatz von Tripods auszugehen.

Auf dieser Basis lassen sich die Aussagen hinsichtlich der Zusammenhänge zwischen Entwicklung des Rotordurchmessers und Masse der Fundamentstrukturen auf die im Bereich der Offshore-Windenergieanlagen gewählten Zeiträume beziehen (siehe Kapitel 2.3.2). Demnach würde sich folgende Zeiteinteilung ergeben.

**Tabelle 18**

**Zeitachsenbetrachtung der Größenentwicklung von Fundamentstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen [DWG 2012]**

Fundamentstruktur	bis 2015	2015-2025	2025-2030
Gewicht aufgelöster Fundamentstrukturen	300-700 t	500-1.200 t	900-1.500 t

Da Tripile-Strukturen bisher nur in Offshore-Windparkprojekten des Herstellers BARD genutzt werden, wurden diese an dieser Stelle als ein Nischenmarkt nicht explizit betrachtet. Das Unternehmen BARD steht zudem zum Verkauf, so dass sich hier Umstrukturierungen in der Fundamentsparte ergeben können, die noch nicht absehbar sind.

Der Einsatz von Schwerkraftstrukturen in größeren Wassertiefen wird durch einige Entwicklungsambitionen angestrebt. Derzeit ist eine Marktreife dieser Konzepte aber nicht absehbar und wird somit an dieser Stelle ebenfalls nicht tiefer gehend verfolgt.

## 3 Quellen

### 3.1 Kapitel 1: Ausbaupfade für die Windenergieentwicklung bis 2020 und 2030

- [BMU 2011] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Website, URL: [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/47034.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47034.php). Letzter Zugriff: 14.11.2011.
- [BSH 2012] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: Genehmigung von Offshore Windenergieparks. URL: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>. Letzter Zugriff: 15.02.12.
- [BT 2010] Deutscher Bundestag: Drucksache 17/1283 vom 31.03.2010: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, Ingrid Nestle, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/DIE GRÜNEN - Drucksache 17/920.
- [DWG 2012] Deutsche WindGuard GmbH: Eigene Auswertungen im Rahmen der vorliegenden Studie.
- [Tennet 2011a] Tennet TSO GmbH: Schreiben an den Staatsminister Pofalla vom 07.11.2011.
- [Tennet 2011b] TenneT TSO GmbH: Aktuelle Entwicklungen bei Offshore belegen Warnung von TenneT. Pressemitteilung vom 23.11.2011. URL: <http://www.tennetso.de/site/news/2011/Aktuelle-Entwicklungen-bei-Offshore-belegen-Warnung-von-TenneT.html>
- [wab 2010} Windenergieagentur (wab), Pressemitteilung. URL: <http://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/press-release/2010/windenergie-macht-atomare-bruecke-ueberfluessig/100922-bwe-info.pdf> und Pressemitteilung der wab vom 31.08.2010.

### 3.2 Kapitel 2: Technologieentwicklung

- [BEE 2009] Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE): Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche. Berlin, Januar 2009
- [BR 2002] Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Stand Januar 2002.
- [BSH 2011] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Raumordnung in der AWZ. URL: [http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung\\_in\\_der\\_AWZ/index.jsp](http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung_in_der_AWZ/index.jsp), letzter Zugriff: 22.10.2011.
- [BSH 2012] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: Genehmigung von Offshore-Windparks. URL: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>. Letzter Zugriff: 15.02.12.
- [BTM 2010] BTM Consult: Offshore Report 2010. November 2010.
- [BTM 2011] BTM Consult: BTM Consult releases new wind report: World Market Update 2010. Pressemitteilung mit zentralen Ergebnissen. 2011

- [dena II 2010] Deutsche Energieagentur (dena): dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025.2010.
- [Dena 2011] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena),  
URL: <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?2565>, letzter Zugriff: 29.10.2011.
- [Dt. BT 2011] Deutscher Bundestag, Drucksache 17/6284, 17. Wahlperiode: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, Ingrid Nestle, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/6002 – Ausbau der erneuerbaren Energien nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima. 28. 06. 2011.
- [DWG 2012] Deutsche WindGuard GmbH: Eigene Auswertungen im Rahmen der vorliegenden Studie.
- [EC 2010] European Commission 2010, “EU energy trends to 2030 – 2009 update”.
- [EnWG 2011] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Ausfertigungsdatum: 07.07.2005. Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 16.1.2012.
- [EWEA 2011] European Offshore Wind Energy Association (EWEA): Wind in our sails – The coming of Europe’s offshore wind energy industry. November 2011.
- [EWEA 2011] European Offshore Wind Energy Association (EWEA): Pure Power. Wind energy targets for 2020 and 2030. 2011.
- [EWEA 2011 b] European Offshore Wind Energy Association (EWEA): Wind in power. 2010 European statistics. Februar 2011.
- [IEA 2010] Internationale Energieagentur (IEA): World Energy Outlook 2010.
- [KOM 2008] Kommission der Europäischen Gemeinschaften: MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN. Offshore-Windenergie: Zur Erreichung der energiepolitischen Ziele für 2020 und danach erforderliche Maßnahmen. November 2008.
- [KPMG 2011] KPMG AG: Offshore Wind – Potenziale für die deutsche Schiffbauindustrie. Studie im Auftrag des Verbands für Schiffbau und Meerestechnik e.V. 2011.
- [Leitstudie 2010] Wenzel / Nitsch: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Dezember 2010.
- [Prognos/EWI/GWS 2010] Prognos AG/EWI/GWS: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. August 2010.
- [SOW 2010] Stiftung Offshore Windenergie (Hrsg.): Faszination Offshore. Begleitheft zur Wanderausstellung. 2010.



Teil 2:

## Ermittlung der neuen Anforderungen an Häfen im Rahmen der Offshore-Windenergieentwicklung



Durch das enorme Wachstum der Offshore-Windenergieindustrie wächst auch der Bedarf nach speziell angepassten Infrastrukturmaßnahmen. Für die Umsetzung von Offshore-Windparks ist zukünftig eine leistungsfähige Hafeninfrastuktur der Seehäfen Voraussetzung. Die Seehäfen sind Knotenpunkte für die Verschiffung und Installation von Offshore-Windenergieanlagen und Fundamenten und dienen zudem als Servicebasis während der gesamten Betriebszeit von Offshore-Windparks.

In diesem Kapitel wird ermittelt, welche neuen Anforderungen sich im Zuge der Entwicklung der Offshore-Windenergie für die Häfen ergeben. Da die Ansprüche an Häfen je nach Hafentyp und Schwerpunkttätigkeit sehr unterschiedlich sind, wird zwischen verschiedenen Hafentypen und -funktionen unterschieden.

Darüber hinaus wird ein Überblick über bereits vorhandene Hafeninfrastuktur und die Häfen die bereits im Bereich der Offshore-Windenergie aktiv geworden sind, bzw. Vorbereitungen für diesen Schritt treffen, erarbeitet.

Es werden Aussagen dazu getroffen, inwiefern die Aktivitäten der Häfen mit dem Bedarf der Offshore-Windenergiebranche übereinstimmen und untersucht, ob ggf. in einigen Bereichen die Gefahr von Überkapazitäten besteht. Weiterhin sollen Aussagen zu einer Ausbaustrategie, die alle Bedarfspotenziale der Offshore-Windenergiebranche abdeckt, gegeben werden.



# 1 Hafenfunktionen hinsichtlich der Offshore-Windenergieentwicklung

## 1.1 Hafenfunktionen gemäß ZDS-Hafenatlas

Im Bereich der Errichtung sowie der dauerhaften Versorgung und Wartung von Offshore-Windparks nehmen Seehäfen unterschiedliche Funktionen ein. Bisher hat vor allem der Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe (ZDS) Definitionen für die Hafenfunktionen im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung geprägt. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle kurz dargestellt, wie der ZDS die Hafenfunktionen einteilt und charakterisiert.

Der ZDS beschreibt mit seinen Hafendefinitionen im Rahmen des Offshore-Hafenatlas die Funktionen von Häfen im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung. [ZDS 2012] Der ZDS entscheidet hierbei zunächst grundlegend zwischen Großkomponentenhäfen sowie Servicehäfen, das bedeutet die Funktionsbereiche können sowohl schwerpunktmäßig im Bereich der Großkomponenten von Offshore-Windparks gelagert sein als auch im Bereich des Service.

Unterkategorien von Großkomponentenhäfen sind:

- Installationshafen
- Produktionshafen
- Import- und Exporthafen
- Schutzhafen

Unterkategorien von Servicehäfen sind:

- Reaktionshafen
- Versorgungshafen

Eine dritte übergeordnete Kategorie bezieht sich auf Forschungs- und Entwicklungsstandorte.

Im Folgenden werden die gemäß dem ZDS geltenden Funktionen der vorgestellten einzelnen Hafentypen näher beschrieben. [ZDS 2012] Diese grundlegenden Definitionen bilden die Grundlage für die weiteren Ausarbeitungen dieser Analyse in Bezug auf unterschiedliche Hafeneigenschaften.

### 1.1.1 Großkomponentenhäfen

#### **Produktionshafen**

Ein Produktionshafen zeichnet sich durch die Ansiedlung von Anlagen- und Komponentenherstellern der Offshore-Windenergiebranche in direkter Hafennähe oder auf dem Hafengelände aus. Vor Ort findet dementsprechend die Fertigung von Windenergieanlagenkomponenten, wie z.B. von Gondeln, Naben, Rotorblättern, Turmsegmenten, Gründungsstrukturen und Seekabeln statt.

Es werden umfangreiche hafennahe Ansiedlungsflächen für Hersteller und Zulieferer der Offshore-Windenergieindustrie sowie schwerlastfähige Lager- und Verladeanlagen benötigt.

## **Installationshafen (Basishafen)**

Von einem Installationshafen aus erfolgen die Lagerung sowie ggf. die Vormontage der Offshore-Windenergieanlagen und die Verschiffung dieser zum Offshore-Windparkstandort. Der Installationshafen wird häufig auch als „Basishafen“ bezeichnet.

Es werden ausreichend befestigte Lager- & Montageflächen, Schwerlastkräne bzw. Hebemittel für Montagearbeiten sowie eine schwerlastfähige barrierefreie Hinterlandanbindung benötigt. Darüber hinaus sollte die pierseitige Wassertiefe mindestens 8 m betragen und die Bodenbelastung das Aufjacken von Installationsschiffen ermöglichen.

## **Import- und Exporthafen**

Ein Import- und Exporthafen dient dem Import und Export von Windenergieanlagenkomponenten. Ein Im- und Exporthafen benötigt ausreichend Lagerflächen, um die Komponenten zwischen zu lagern sowie einen Schwerlastpier und schwerlastfähige Hebemittel. Da der An- und Abtransport zum, oder vom Hafen zumeist per LKW erfolgt, sind somit ebenfalls eine schwerlastfähige barrierefreie Hinterland Anbindung sowie eine generelle Genehmigung für LKW-Schwertransporte erforderlich.

## **Schutzhafen**

Schutzhäfen bieten Notliegeplätze im Falle von plötzlichem Schlechtwetter und haben somit eine Pufferfunktion. Voraussetzung ist, dass diese Häfen über genügend Platz für suchende Schiffe aus Baufeldern verfügen, also große geschützte wasserseitige Flächen bieten.

### **1.1.2 Servicehäfen**

#### **Reaktionshafen**

Von Reaktionshäfen aus wird die Betriebsführung von Offshore-Windparks durchgeführt. Sie sind Ausgangspunkte für spontane und kurzfristige Reparaturen und zeichnen sich vor allem durch eine möglichst geringe Entfernung zum Offshore-Windpark aus. Wichtig ist das Vorhandensein von Lagerflächen für die Vorhaltung von ausreichenden Betriebsmitteln, Werkzeugen sowie kleineren Anlagenkomponenten.

#### **Versorgungshafen**

Versorgungshäfen dienen der Versorgung der Reaktionshäfen sowie der Windparks selbst. In den Versorgungshäfen müssen Lagerflächen für die Vorhaltung von ausreichenden Betriebsmitteln, Werkzeugen sowie kleineren und mittelgroßen Anlagenkomponenten vorhanden sein. Zudem ist die mögliche Unterbringung von Servicepersonal und Werkstätten ein wichtiges Kriterium

### **1.1.3 Forschungs- und Entwicklungsstandort**

An Forschungs-, Entwicklungs- und Teststandorten finden Aktivitäten zur Weiterentwicklung der Windenergie-technologie statt. Die Forschungsaktivitäten können hierbei durch Anlagenhersteller,

betriebsinterne Forschungs- und Entwicklungszentren, externe gewerbliche Anbieter oder Hochschulen und staatliche Forschungseinrichtungen durchgeführt werden. Insbesondere Teststandorte für die Errichtung von Prototypen können ein wichtiges Element der Forschungs- und Entwicklungsstandorte sein. Auch Trainings- und Schulungseinrichtungen, die Mitarbeiter für die Offshore-Windenergiebranche ausbilden, kennzeichnen diese Standorte.

## 1.2 Einschätzungen zu den Hafenfunktionen gemäß ZDS

Im Hafentlas der ZDS werden die deutschen Seehäfen auf einer übergeordneten Ebene zunächst in die grundlegenden Bereiche Großkomponentenhäfen und Servicehäfen eingeteilt.

Hierzu ist vorab festzustellen, dass es Überschneidungsbereiche auch zwischen diesen beiden Grundformen gibt, nämlich wenn es bspw. um einen Austausch von Großkomponenten geht: Dieser erfolgt zwar im Rahmen des Windparkbetriebs (allgemein unter Service verortet), es handelt sich aber dennoch um Großkomponenten.

Im Folgenden werden für die übergeordneten Kategorien der Großkomponentenhäfen und Servicehäfen sowie für deren jeweilige Unterkategorien Einschätzungen hinsichtlich Ihrer Funktion getroffen.

### 1.2.1 Großkomponentenhäfen

Die in Abbildung 22 dargestellten Häfen werden gemäß ZDS-Hafentlas als Großkomponentenhäfen definiert.



**Abbildung 22**

**Großkomponentenhäfen gemäß ZDS-Hafentlas [ZDS 2012]**

Der ZDS-Hafentlas stellt somit dar, welche deutschen Häfen hinsichtlich ihrer Ausstattung und Eigenschaften geeignet für die Großkomponenten-Logistik im Bereich der Offshore-Windenergiebranche sind. Es wird unterschieden zwischen den Hafenfunktionen Produktionshafen, Installationshafen, Import- und Exporthafen und Schutzhafen, wobei viele Häfen mehreren Funktionen zugeordnet werden. Es wird hierbei keine Gewichtung zwischen den Häfen vorgenommen, es erfolgt auch keine Einordnung hinsichtlich ihrer Potentiale und bisherigen Nutzung durch die Offshore-Windenergiebranche. Eine solche Einordnung soll im Rahmen dieser Studie erfolgen.

Bei der Verwendung des ZDS-Hafentlas ist zudem zu beachten, dass dieser nur Häfen berücksichtigt, die auch Mitglied des ZDS sind. Dies ist der Großteil der deutschen Häfen, einige Standorte (wie bspw. Lubmin) fallen jedoch aus der Betrachtung heraus.

Im Folgenden werden die einzelnen Funktionen von Großkomponentenhäfen unter Bezugnahme auf die derzeitigen Marktbedingungen näher eingeschätzt.

### **Produktionshäfen**

Alle Großkomponentenhäfen konkurrieren um die Ansiedlung weiterer Hersteller bzw. Produktionsstätten. Wenn ein Hafen zum Basishafen werden will, ist in der Regel die Erfüllung der Funktion eines Produktionshafens, also eine Ansiedlung von Herstellern der größten Komponenten (Offshore-Windenergieanlagen und Fundamentstrukturen) die Voraussetzung bzw. zumindest eine Möglichkeit, das Potential des Hafens stark zu steigern. Denn es wird zunehmend deutlicher, dass eine Abhängigkeit des Umschlags (im Zuge von Installationsarbeiten oder Export) von den vor Ort vorhandenen Produktionsstätten besteht.

Hersteller wählen ihren Produktionsort danach aus, ob ihnen attraktive Rahmenbedingungen für die Investition geboten werden und ob ausreichende Ansiedlungsflächen (möglichst erschlossen) vorhanden sind. Sie achten zudem darauf, ob der Hafen grundsätzlich als Installationshafen geeignet ist. Da die Transportwege und Umladevorgänge für die größten Komponenten wie Gondeln und Fundamentstrukturen minimiert werden sollen, wird eine gleichzeitige Nutzung des Produktionshafens als Installationshafen angestrebt.

### **Installationshäfen**

Reine Installationshäfen verfügen über keine angesiedelten Hersteller, dienen aber als Ausgangspunkt für die Installationsschiffe und somit auch die Lagerung und Vormontage der ins Baufeld zu transportierenden Komponenten. Generell besteht zumindest im Bereich der größten Komponenten jedoch eine Tendenz dazu, diese vom Produktionsstandort möglichst direkt in den Offshore-Windpark zu transportieren und zu installieren. Das heißt, Installationshäfen sind hier wiederum gleichzeitig Produktionshäfen (s.o.).

Ein Potential für reine Installationshäfen ist jedoch vorhanden bei Installationskonzepten, die eine vorherige Zusammenführung aller Komponenten an einem Standort in Offshore-Windparknähe vorsehen (also wenn eine weite Entfernung zwischen Anlagen- oder Fundamenthersteller und Offshore-Windparkstandort besteht).

In der Vergangenheit konnten sich auf diesem Feld Häfen etablieren, die über günstige Standortbedingungen (große Lager- und Vormontageflächen, freien Seezugang, ausreichenden Tiefgang, Möglichkeit des Aufjackens sehr großer Installationsschiffe) verfügen.

Zudem kann ein Potential für Installationstätigkeiten (also als Installationshafen) auch für Produktionshäfen, in denen weitere Großkomponenten für Offshore-Windenergieanlagen oder Fundamentstrukturen hergestellt werden, bestehen (Rotorblätter, Transition Pieces, Piles). Wenn die Installation der jeweiligen Komponente einen eigenen Arbeitsschritt auf See darstellt oder auch eine Zulieferung dieser Komponenten auf Pontons ins Baufeld erfolgt, können auf diese Weise auch im Vergleich kleinere Hafenstandorte zu Installationshäfen werden. In diesen Fällen ergibt sich stets ein enger Zusammenhang zwischen vor Ort vorhandener Produktion (Funktion des Produktionshafens) und dem möglichen Potential als Installationshafen.

## **Import- und Exporthäfen**

Alle Großkomponentenhäfen sind prinzipiell geeignet für den Im- und Export von Windenergieanlagen. Es besteht in diesem Bereich sowohl ein Potential im Bereich von Onshore-Windenergieanlagen als auch von Offshore-Windenergieanlagen.

Im Bereich der Onshore-Windenergieanlagen sind bisher bspw. Emden und Brunsbüttel und Brake etabliert.

Im Bereich des Im- und Exports von Offshore-Windenergieanlagen ist davon auszugehen, dass dieser von dem Hafen aus erfolgt, der den Produktionsstätten der Hersteller am nächsten liegt. Das heißt, AREVA Wind und REpower werden den Export ihrer Anlagen von Bremerhaven aus vornehmen, BARD würde voraussichtlich von Emden aus exportieren bzw. im Falle der Fundamentstrukturen von Cuxhaven aus, und Siemens sowie Vestas nutzen Esbjerg als Exporthafen. Zukünftig könnte dies im Falle von Siemens auf den britischen Hafen Hull ausgeweitet werden, sobald die geplante Produktionsstätte dort in Betrieb geht.

Da der Schwerpunkt dieser Studie der auf die Offshore-Windenergie bezogene Bereich ist, sind in erster Linie die obigen Aussagen bezüglich des Im- und Exports von Offshore-Windenergieanlagen relevant. Da dieser Bereich sehr eng an die Produktionsstätten der Hersteller gekoppelt ist, steht die Hafenauswahl an dieser Stelle bereits durch die Auswahl der Produktionsstätte bzw. die regional vorhandenen Gegebenheiten fest. Dieses Kriterium spielt hier eine entscheidende Rolle und nicht unbedingt die spezifischen Anforderungen an Import- und Exporthäfen. Natürlich spielen die Anforderungen an Produktions- und Installationshäfen dennoch eine Rolle, da die Hersteller unter diesen Gesichtspunkten ihre Standorte wählen. Die gleichzeitige Eignung als Import- und Exporthafen ergibt sich hierbei zumeist automatisch als Nebeneffekt.

Das heißt, bei Installations- und Produktionshäfen werden in aller Regel die Anforderungen an Import- und Exporthäfen ebenfalls erfüllt, eine gesonderte Anforderungsbetrachtung bzw. Einteilung von Standorten ist somit nicht möglich (die Zusammenhänge sind stets zu beachten).

## **Schutzhäfen**

Als Schutzhäfen kommen nur bestimmte Häfen in Betracht. Es handelt sich um Häfen, die möglichst nah an den Baufeldern liegen und die über eine geeignete Ausstattung bzw. ausreichend geschützte wasserseitige Fläche verfügen.

Es handelt sich eher um einen Nischenbereich, die Anzahl der in Frage kommenden Häfen ist gemäß der Übersicht des ZDS-Hafenatlas begrenzt.

### **1.2.2 Servicehäfen**

Im Hafenatlas der ZDS werden die deutschen Seehäfen auf übergeordneter Ebene hinsichtlich ihrer Eignung als Servicehafen analysiert. In Abbildung 23 werden die Servicehäfen gemäß des ZDS-Hafenatlas dargestellt.



Abbildung 23

**Servicehäfen gemäß ZDS-Hafenatlas [ZDS 2012]**

Der ZDS stellt alle hinsichtlich ihrer Eigenschaften potentiell geeigneten Servicehäfen vor. Da die Anforderungen an Servicehäfen im Vergleich zu Großkomponentenhäfen geringer sind (aufgrund der kleineren Schiffstypen, die eingesetzt werden), ist ein Großteil der Häfen an der deutschen Küste als Servicehafen geeignet.

Zu beachten ist, dass hierbei die Reparatur bzw. der Austausch von Großkomponenten (Heavy Maintenance) eine Ausnahme darstellt. In diesem Bereich werden in der Regel ähnliche Schiffstypen eingesetzt wie bei der Installation von Offshore-Windenergieanlagen (Jack-up-Plattformen, ggf. etwas kleinere Typen für den Transport von Einzelkomponenten). Das heißt, in diesen Fällen könnten – auch aufgrund der Lagerstätten von Großkomponenten in Produktionsnähe – eher Großkomponentenhäfen bzw. in der Regel Produktionshäfen als Servicehäfen genutzt werden.

Auch bzw. insbesondere für den Bereich der Servicehäfen ist bei der Verwendung des ZDS-Hafenatlas zu beachten, dass dieser nur Häfen berücksichtigt, die Mitglied des ZDS sind. Einige vorhandene oder potentielle Service-Standorte (wie bspw. Puttgarden, Norddeich) fallen jedoch aus der Betrachtung heraus.

### **Reaktionshäfen und Versorgungshäfen**

Für Reaktions- und Versorgungshäfen bietet der ZDS-Hafenatlas eine sehr ähnliche Definition an. Es lässt sich deuten, dass Versorgungshäfen über etwas größere Flächenpotentiale zur Lagerung von Ersatzteilen und ggf. Großkomponenten verfügen sollten, sie versorgen auch Wohnplattformen und Hotelschiffe. Im Wesentlichen bestehen aber hinsichtlich Infrastruktur und Ausstattung dieselben Anforderungen, zudem sind Versorgungshäfen in der Regel räumlich an Reaktionshäfen gekoppelt. Unter Umständen können Servicehäfen auch beide Funktionen einnehmen.

In der Praxis wird demnach nicht immer eine Kombination aus Reaktionshafen und Versorgungshafen gewählt. Erfüllt der Reaktionshafen gleichzeitig die nötigen Anforderungen im Bereich der vorhandenen Lagerflächen und Zugänglichkeit / Infrastruktur, wird kein gesonderter Versorgungshafen gewählt. Dies kann in diesen Fällen höchstens dann noch sinnvoll sein, wenn sich der Reaktionshafen auf einer Insel befindet.

Zudem ist nicht eindeutig, inwiefern im Versorgungshafen tatsächlich auch Großkomponenten gelagert werden müssen. Dies stellt eine mögliche Option für ein Servicekonzept dar. Eine andere Möglichkeit ist der Bezug von Großkomponenten direkt aus den Lagern oder Produktionslinien der jeweiligen Hersteller (in der Regel ist dieser in den ersten Betriebsjahren des Offshore-Windparks ohnehin mit der Wartung beauftragt). Da für einen Großkomponentenaustausch ähnliches Gerät benötigt wird wie im Zuge der Installation, werden reine Reaktions- oder Versorgungshäfen in den

meisten Fällen nicht geeignet sein, um diese Arbeiten umzusetzen. Dann erfolgt ein Ausweichen auf Installationshäfen (und zwar häufig auf jene, die gleichzeitig Produktionshäfen sind, um Wege und Lagerkosten zu sparen).

### 1.2.3 Forschung und Entwicklung

Einrichtungen und Teststandorte im Bereich Forschung und Entwicklung siedeln sich in der Regel dort an, wo die Rahmenbedingungen gut sind (Förderungen, Flächenkapazität zur Ansiedlung) und wo zudem bereits Akteure der Offshore-Windenergiebranche angesiedelt sind. So können Kooperationen und Synergien zwischen Forschung und Industrie generiert werden. Das heißt, der Bereich F & E sollte bei der Planung der Häfen mit berücksichtigt werden und kann so eine zusätzliche Funktion für diese darstellen. In der Regel wird diese Funktion begleitend erreicht, wenn umfassende andere Aktivitäten zur Etablierung des Hafens im Offshore-Windenergiebereich stattfinden. Eine ausschließliche Implementierung als Forschungs- und Entwicklungsstandort wird eher nicht stattfinden, denn es bestehen direkte Zusammenhänge zur restlichen Entwicklung des jeweiligen Hafens im Bereich Offshore-Windenergie. Somit handelt es sich in der Regel um eine – durchaus wichtige – Zusatzfunktion, die viele Häfen mit erhöhten Aktivitäten im Offshore-Bereich erfüllen.

## 1.3 Weiteres Vorgehen und Entwicklung einer Einteilung der Hafenarten im Hinblick auf die Zielsetzung der Analyse

Im weiteren Verlauf dieser Analyse wird dargestellt, welche der genannten Funktionen deutsche Häfen erfüllen, die im Bereich der Offshore-Windenergienutzung aktiv sind. Es wird ermittelt, wie diese sich bisher in der Branche aufgestellt haben bzw. welche weiteren Entwicklungskonzepte vorliegen. Ergänzend werden die bisher führenden Offshore-Häfen im europäischen Umland betrachtet und vergleichend analysiert.

Wichtig ist die Tatsache, dass die meisten Häfen mit konkreten Aktivitäten im Bereich der Offshore-Windenergie mehrere der durch den ZDS definierten Grundfunktionen erfüllen. Zielrichtung der vorliegenden Analyse ist es, neben der reinen Zuordnung der einzelnen Funktionen zu den Häfen einen Überblick darüber zu erarbeiten, wie die deutschen Häfen (auch im europäischen Vergleich) aufgestellt sind und welche Entwicklungsschritte für die Hafenlandschaft sinnvoll sind. Hierfür müssen die Hafenfunktionen mit der angewendeten Logistik für Offshore-Windparks zusammen geführt werden.

Im Bereich der Einschätzung und Bewertung der deutschen Hafenlandschaft und ihres Profils im Zusammenhang mit der Offshore-Windenergieentwicklung wird neben der Analyse der Hafenfunktionen eine Einteilung vorgenommen, die einen weniger stark untergliederten Ansatz verfolgt. **Es erfolgt in erster Linie eine Orientierung anhand der an die Häfen gestellten Anforderungen der Offshore-Windenergiebranche, da auf diese Weise definiert werden kann, welchen Ausbau- und Optimierungsbedarf es im Hafenbereich gibt.**



### 1.3.1 Basishäfen

Zunächst werden Häfen betrachtet, die im Zuge der Errichtung von Offshore-Windparks aktiv werden. Allgemein spricht man häufig von Basishäfen, wenn es um die umfassende Ausgestaltung eines Hafens auf die Bedürfnisse der Offshore-Windenergieindustrie in Bezug auf den Umschlag der sehr großen, speziellen Komponenten geht. In der Regel sind dort auch Produktionen von Hauptgroßkomponenten für die Offshore-Windenergieindustrie angesiedelt. Das heißt, Basishäfen können ihren Schwerpunkt sowohl im Bereich der Offshore-Windenergieanlagen als auch im Bereich der Fundamentstrukturen haben (und natürlich auch beides abdecken).

Ausgehend vom Status Quo werden im Rahmen der weiteren Analyse folgende Häfen in die Gruppe der vorhandenen und angekündigte mögliche Basishäfen eingeteilt und näher betrachtet: Bremerhaven, Cuxhaven, Sassnitz, Emden, Wilhelmshaven, Brunsbüttel und im europäischen Ausland Eemshaven, Vlissingen, Esbjerg und Hull. Die aufgeführten Häfen stellen keine abschließende Größe dar. Nicht absehbare, zukünftige Entwicklungen können im Rahmen dieser Studie jedoch nicht berücksichtigt werden.

### 1.3.2 Zulieferhäfen

Neben den Basishäfen ist im Bereich der Zulieferung von Komponenten an Basishäfen oder auch direkt ins Baufeld (auf Transportschiffen) ein weiteres Potential zu erkennen. Hier werden bspw. Häfen aktiv, die nicht „in erster Reihe“ bezüglich der Seezufahrt liegen, aber (i.d.R.) über angesiedelte Produzenten von einzelnen Komponenten von Offshore-Windenergieanlagen und/ oder Fundamentstrukturen verfügen oder aber aufgrund ihrer geografischen Lage über ein solches Potential verfügen.

Ausgehend vom Status Quo werden im Rahmen der weiteren Analyse folgende deutsche Häfen in die Gruppe der vorhandenen Zulieferhäfen, bzw. Häfen mit eindeutiger Ambition in diese Richtung, eingeteilt und beispielhaft näher betrachtet: Nordenham, Stade, Bremen, Rostock, Brake und Rendsburg. Auch hier bildet die Liste der berücksichtigten Häfen den Stand zum Zeitpunkt der Datenerhebung ab. Zukünftige Entwicklungen, die zu diesem Zeitpunkt nicht absehbar waren, werden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt.

### 1.3.3 Servicehäfen

Im Bereich des Betriebs von Offshore-Windparks wird zudem ein Überblick über potentielle Servicehäfen in Deutschland gegeben und eine Einschätzung der Situation geliefert. Im Bereich der Servicehäfen wird aufgrund der Vielfalt an Servicekonzepten im Rahmen der Analyse nicht zwischen Reaktions- und Versorgungshäfen unterschieden. Zwar wird im Rahmen der Erläuterungen anhand der verschiedenen Servicekonzepte auf diese Differenzierung eingegangen, es ist aber aus heutiger Sicht schwer, einzelnen Häfen diese Funktionen zuzuordnen – vielfach ist die Erfüllung beider Funktionen grundsätzlich möglich. In erster Linie entscheidet die Entfernung des jeweiligen Offshore-Windparks über die Art der Nutzung des Servicehafens in Abhängigkeit vom Betriebskonzept, aus diesem Grund wird eine übergeordnete Einschätzungsebene verfolgt.

Ausgehend vom Status Quo werden im Rahmen der weiteren Analyse folgende vorhandene bzw. potentielle Servicehäfen beispielhaft näher betrachtet: Norddeich, Barhöft, Helgoland, Büsum, Hörnum, Sassnitz. Auch hier verfolgt die Berücksichtigung von Häfen keinen abschließenden Ansatz,

heute nicht absehbare zukünftige Entwicklungen können nicht einbezogen werden.

#### **1.3.4 Weitere Hafen-Aktivitäten**

Weitere Aufgabenbereiche neben Produktion und Installation, wie der Import und Export von Offshore-Windenergieanlagen und die Ansiedlung von Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten hängen eng von den bereits genannten Aktivitäten ab. Der Import und Export findet von den Produktionshäfen aus statt (dies können sowohl Basishäfen als auch Komponentenhäfen sein), führt aber nicht zu komplett neuen Anforderungen an die Häfen und die Ausgestaltung ihrer Infrastruktur. Deshalb wird dieses Tätigkeitsfeld im Rahmen der Analyse begleitend und integriert betrachtet.

Forschung und Entwicklung bedeutet ein zusätzliches Potential für Häfen hinsichtlich der Steigerung ihrer Attraktivität und der Etablierung als Hafen für die Offshore-Windenergiebranche. Es fördert ggf. die Ansiedlung von Produktionsstätten, wenn eine Forschungs- und Entwicklungslandschaft sowie gute Rahmenbedingungen in diesem Bereich vorhanden sind. Positiv ist es insbesondere, wenn Teststandorte für Offshore-Windenergieanlage angeboten werden können. Da diese Funktion aber in der Regel in direkter Abhängigkeit von anderen Aktivitäten zur Etablierung des Hafens im Offshore-Windenergiebereich als eine Art Zusatznutzen erreicht wird, gilt der Bereich F & E in dieser Studie eher als ein Faktor, der in der Regel dann begleitend eintritt, wenn der Hafen insgesamt gut aufgestellt ist.

Ein weiteres Potential sieht der ZDS im Bereich der „Schutzhäfen“. Hier ist die Hauptaufgabe, Schiffe aus dem Baufeld in Schlechtwetterzeiten flexibel aufnehmen zu können. Dies führt jedoch nicht zu speziellen Anforderungen an die Häfen, sondern es sind nur wenige Häfen geeignet, diese Funktion zu übernehmen, wichtig ist hier allein die geografische Lage sowie die flexible Verfügbarkeit ausreichend großer Liegeplätze. [IWES 2011] Auch diese Funktion wird somit nur begleitend ausgewiesen, von einer vertieften Betrachtung wird abgesehen.

#### **1.3.5 Schlussfolgerungen und weiteres Vorgehen**

Die weitere Analyse wird insbesondere die vorgestellten drei grundlegenden Hafenarten (Basishäfen, Zulieferhäfen und Servicehäfen) untersuchen. Eine entsprechende Einteilung der deutschen Hafenlandschaft wird der Zielsetzung der vorliegenden Untersuchung am besten gerecht. Die in Kapitel 1.3.4 aufgezeigten weiteren möglichen Aktivitäten bezeichnen zusätzliche Tätigkeitspotentiale für Häfen, die aber in aller Regel durch jene Häfen erschlossen werden, die bereits in einer der drei grundlegenden Kategorien von Häfen aktiv sind.

Basishäfen und Häfen, die im Bereich Zulieferung aktiv sind, beziehen sich auf das Potential, dass sich im Zuge von Windpark-Installationen ergibt (Ausnahme ist der Bereich Heavy Maintenance, der ein zusätzliches Potential für diese Häfen ergibt). Servicehäfen beziehen sich ausschließlich auf den Windpark-Betrieb.

Die Betrachtung der deutschen Hafenlandschaft zeigt, dass an einem Standort auch mehrere der genannten Eigenschaften auftreten können. Wenn eine Basishafen-Funktion eingenommen wird oder dies angestrebt wird, wurde der entsprechende Standort insbesondere für den Zeitabschnitt der Installation im Rahmen dieser Analyse in erster Linie in dieser Hinsicht betrachtet. Basishäfen können hinsichtlich ihrer Ausstattung immer auch Zulieferfunktionen erfüllen. Falls sich der Hafen zusätzlich auch als Servicestandort anbietet, wurde dies noch einmal gesondert berücksichtigt, da der Windpark-

betrieb von der Installation entkoppelt zu betrachten ist.

Die auf diese Weise zielgerichtet ausgestaltete Analyse verfolgt den Ansatz, die Häfen nach den an sie gestellten Anforderungen hinsichtlich Ausstattung und Infrastruktur zu unterteilen. Auf diese Weise kann festgestellt werden, in welche Richtung die Hafenlandschaft im jeweiligen Anforderungsbereich weiter zu entwickeln wäre.

Im Folgenden untersucht die Analyse zunächst aktuell angewendete bzw. zu erwartende Entwicklungstrends im Bereich der Installations- und Servicekonzepte für Offshore-Windparks. Die Erkenntnisse tragen zur Definition der Anforderungen der Offshore-Windenergiebranche an Häfen bei.

## **2 Installation und Betrieb von Offshore-Windparks – Erste Erfahrungen und Effizienz der Prozesse**

### **2.1 Offshore-Windparkinstallation**

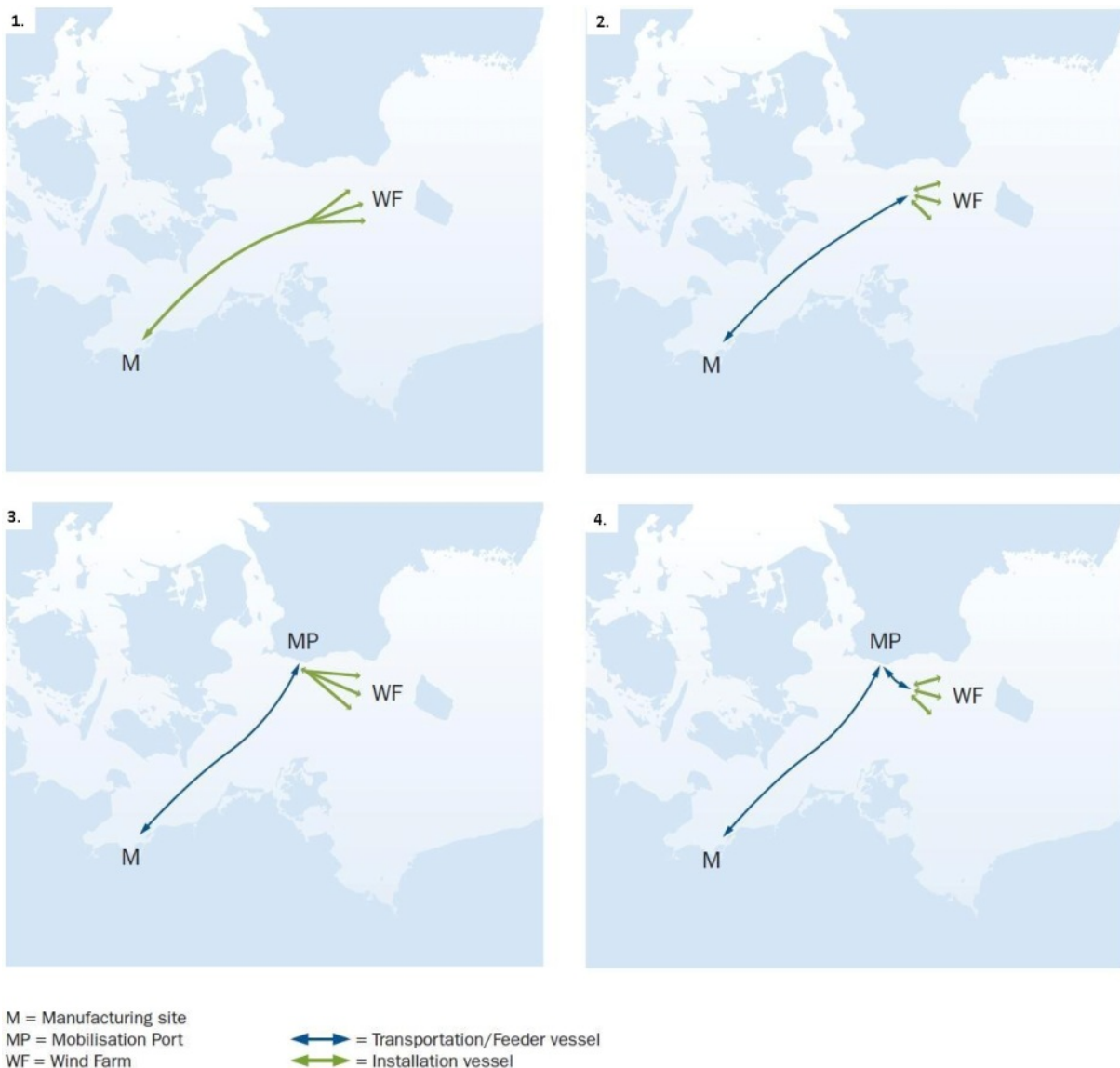
#### **2.1.1 Entwicklung Logistikkonzepte**

Derzeit lassen sich vier unterschiedliche Konzepte für die Installationslogistik von Offshore-Windparks feststellen:

1. Vom Produktionshafen, der gleichzeitig Installationshafen ist, zum Offshore-Windpark mit Installationsschiff
2. Vom Produktionshafen, der gleichzeitig Installationshafen ist, zum Offshore-Windpark mit Feeder- bzw. Transportschiffen, Installationsschiff bleibt vor Ort im Offshore-Windpark
3. Vom Produktionsort zu einem Installationshafen mit Feeder- bzw. Transportschiffen, vom Installationshafen zum Offshore-Windpark mit Installationsschiff
4. Vom Produktionsort zu einem Installationshafen mit Feeder- bzw. Transportschiffen, vom Installationshafen zum Offshore-Windpark mit Feeder- bzw. Transportschiffen, Installationsschiff bleibt vor Ort im Offshore-Windpark

Maßgebliche Unterscheidungskriterien bestehen in der Frage, ob der Produktionsort gleichzeitig als Installationshafen (Basishafen) dient oder ob zunächst ein Transport zu einem gesonderten Installationshafen erfolgt sowie darin, ob Feeder- bzw. Transportschiffe für den Transport zum Offshore-Windparkgenutzt werden oder ob die Komponenten direkt mit dem Installationsschiff zum Offshore-Windpark verbracht werden.

In Abbildung 24 werden die vier grundlegenden Konzepte noch einmal grafisch dargestellt. [EWEA 2011]



**Abbildung 24** Installationslogistik für Offshore-Windparks – verschiedene Konzepte [EWEA 2011]

Die Auswahl des Logistikkonzeptes hängt von folgenden Punkten ab:

- Entfernung zwischen Produktion und Offshore-Windparkstandort
- Verfügbare Schiffstypen
- Wahl des Installationskonzeptes (siehe Kapitel 2.1.2) und dadurch benötigte Hafeninfrastuktur

Wenn die Entfernung vom Produktionsort zum Offshore-Windparkstandort sehr weit ist, wird in der Regel ein gesonderter Installationshafen gesucht und die Komponenten vorab dorthin transportiert.

In der Vergangenheit bestanden häufig begrenzte Optionen für die Auswahl der für die Offshore-Windparkinstallation eingesetzten Schiffstypen. Speziialschiffe für die Offshore-Windenergiebranche waren bisher nicht oder kaum verfügbar. Entweder wurden Schiffe aus anderen Bereichen (Öl- und

Gasindustrie) eingesetzt oder für den Einsatz in der Offshore-Windenergiebranche umgebaute Schiffstypen verwendet. Die genannten Schiffstypen waren häufig hinsichtlich ihrer Fahrtgeschwindigkeit, ihrer Lagerkapazitäten und ihrer technischen Ausgestaltung (häufig kein Selbstantrieb vorhanden) nicht geeignet, um einen Direkttransport mit dem Installationsschiff in den Offshore-Windpark vorzusehen (Logistikkonzepte 1 und 3).

Die ersten deutschen Offshore-Windparks bzw. die in Deutschland angesiedelten Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen wenden bisher das Konzept der Rotorsternmontage als Installationskonzept an (siehe hierzu Kapitel 2.1.2). Hierfür werden im Installationshafen sehr große Vormontageflächen sowie eine ausreichend breite Hafenausfahrt benötigt. Es ist sowohl ein Transport mit Feederschiffen zum Offshore-Windpark als auch ein Direkttransport mit Installationsschiffen denkbar.

Die mittlerweile vorhandene Verfügbarkeit spezieller Installationsschiffe für die Offshore-Windenergienutzung (siehe Kapitel 2.1.3) ermöglicht die zunehmende Anwendung der Logistikkonzepte 1 und 3 (Direkttransport mit Installationsschiffen zum Offshore-Windparkstandort). In diese Richtung lässt sich somit ein zukünftiger Trend feststellen.

Da bei diesem Konzept angestrebt wird, dass möglichst viele Komponenten gleichzeitig transportiert werden, erfolgt zukünftig tendenziell häufiger eine Einzelblattmontage (siehe hierzu Kapitel 2.1.2). Hierdurch werden nicht mehr ganz so große Vormontageflächen benötigt, was dazu führt, dass sich die Auswahl möglicher Häfen vergrößert und nicht notwendigerweise aufgrund des Hafenbedarfs ein gesonderter Installationshafen gewählt werden muss.

Generell wird im Zuge der Offshore-Windparkinstallation stets versucht, Umladevorgänge zu minimieren, da diese stets einen hohen zusätzlichen Zeitaufwand sowie ein erhebliches zusätzliches Risiko (mögliche Beschädigung der Komponenten) bedeuten. Diese Tatsache deutet auf eine zukünftig stärker werdende Anwendung vor allem des Logistikkonzeptes 1 hin.

### **2.1.2 Entwicklung Installationskonzepte**

Zur Installation von Offshore-Windparks gibt es vier größere unabhängige Installationsschritte:

- Installation der Umspannstation
- Installation der Fundamentstrukturen
- Installation der Offshore-Windenergieanlagen
- Installation der Innerparkverkabelung

Derzeit werden in der Regel einzelne EPCI-Verträge (EPCI = Engineering, Procurement, Construction, Installation) für die genannten einzelnen Gewerke vergeben. Das Potential für Häfen lässt sich somit ebenfalls in Abhängigkeit der einzelnen Gewerke aufgliedern. Denn im Bereich jedes der genannten Installationsschritte agieren unterschiedliche Unternehmen, und es ergibt sich jeweils gesondert ein Potential für Häfen, da nicht notwendigerweise für alle Schritte derselbe Hafen gewählt wird.

Im Folgenden werden die Installationsschritte der Fundamentstrukturen und der Offshore-Windenergieanlagen ausführlicher betrachtet, da hierfür unterschiedliche Konzepte existieren, die Einfluss auf die Wahl der Hafeninfrastruktur und die benötigte Ausstattung haben.

### 2.1.2.1 Fundamentstrukturen

Je nach Art der Fundamentstruktur unterscheidet sich das Installationskonzept. Die unterschiedlichen Typen von Fundamentstrukturen wurden in Kapitel 2, Teil 1 dieser Analyse vorgestellt. Für den deutschen Markt werden aufgrund der Wassertiefen in erster Linie aufgelöste Strukturen (Jackets, Tripods, Tripiles) zum Einsatz kommen. In den küstennäheren Projekten kommen auch Monopiles vor. Aus diesem Grund wird im Folgenden im Schwerpunkt auf diese beiden grundsätzlichen Strukturtypen eingegangen.

Monopiles bedeuten einen einfachen Installationsvorgang, bei dem die Rohrstrukturen auf See transportiert und vor Ort mit einem Ramm-Hammer in den Seeboden eingerammt werden. Bei aufgelösten Strukturen ist zu entscheiden, ob ein „Prepiling“ oder ein „Post Piling“ vorgenommen werden soll. Bei Prepiling werden die Eckpfähle, die der Verankerung der Fundamentstrukturen im Seeboden dienen, vorab mit Hilfe eines Rahmens gerammt. Vorteil ist das Vorziehen des zeitintensiven Rammens, ein Nachteil liegt aber im höheren Aufwand aufgrund der Notwendigkeit eines Rahmens zur Ausrichtung. Derzeit ist ein Trend in Richtung Prepiling feststellbar, dies kann sich aber auch im Zeitverlauf verändern.

In Abbildung 25 werden die unterschiedlichen Installationskonzepte für Fundamentstrukturen noch einmal im Überblick dargestellt.

Installation von Fundamentstrukturen		
Monopiles	Einfaches Rammen	
Aufgelöste Strukturen	Prepiling	Rammen vorab mit Rahmen
	Postpiling	Rammen nach Setzen der Struktur

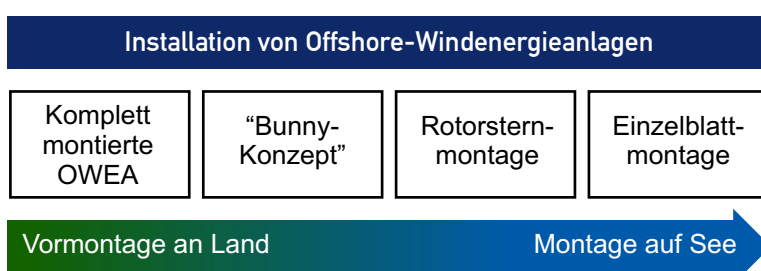
**Abbildung 25**

#### Installationskonzepte für Fundamentstrukturen

Die Art des Installationskonzeptes nimmt entsprechenden Einfluss auf die Logistik im Hafen. Die Größe der aufgelösten Fundamentstrukturen bedingt einen Bedarf an Ausstattung und Infrastruktur eines Großkomponentenhafens. Wird ein Prepiling vorgenommen, ist es denkbar, dass für diesen Installationsschritt auch etwas kleinere Häfen genutzt werden, da die benötigten Schiffstypen ebenso wie die Einzelkomponente der Piles kleiner sind. Gegebenenfalls können kleinere Häfen hier aufgrund geringerer Lagerkosten nachgefragt werden. Ähnliches gilt für Monopiles.

### 2.1.2.2 Offshore-Windenergieanlagen

Bei der Installation von Offshore-Windenergieanlagen bewegen sich die verfügbaren Konzepte zwischen einer Tendenz zu einer möglichst weit gehenden Vormontage an Land und einer gegenläufigen Strömung hin zu der Durchführung eines Großteils der Montagearbeiten auf See. In Abbildung 26 werden die bisher angewendeten Konzepte in der Übersicht dargestellt.



**Abbildung 26**

#### Installationskonzepte für Offshore-Windenergieanlagen



In der jüngeren Vergangenheit wurden vor allem das Bunny-Konzept (Vormontage von zwei Rotorblättern an Land) und die Rotorsternmontage (Vormontage des gesamten Rotorsterns an Land) durchgeführt. Aktuell sind die Einzelblatt- und die Rotorsternmontage die gängigsten Konzepte. Die Installation komplett an Land vormontierter Offshore-Windenergieanlagen wird stetig erneut als Konzept diskutiert. REpower wendete das Konzept im Beatrice-Projekt in Schottland an, es stellte sich jedoch damals als eine unwirtschaftliche Option heraus.

Sowohl die Einzelblatt- als auch die Rotorsternmontage haben jeweils Vorteile: Im Falle der Einzelblattmontage sind bessere Transportmöglichkeiten gegeben (Transport einer größeren Anzahl an Komponenten) und kleineren Wetterfenster sind nutzbar für die Installation. Bei der Rotorsternmontage können die Hebevorgänge reduziert werden, was weniger kostenintensive Zeit auf See bedeutet. Allerdings werden große Vormontageflächen benötigt, und es können pro Transportvorgang im Verhältnis deutlich weniger Komponenten transportiert werden (derzeit in der Regel bis zu drei Rotorsterne, bei großen Schiffen sechs).

Der Marktführer im Offshore-Bereich, Siemens, wendet mittlerweile vordergründig das Konzept der Einzelblattmontage an. Es bestehen Anzeichen dafür, dass auch weitere große Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen in diese Richtung gehen wollen.

Die Wahl des Installationskonzeptes von Offshore-Windenergieanlagen nimmt entscheidenden Einfluss auf die benötigten Vormontageflächen im Hafen. Während für die Rotorsternmontage sehr große Flächen benötigt werden (die nicht alle Großkomponentenhäfen bereitstellen können), ist im Bereich der Einzelblattmontage der Flächenbedarf deutlich geringer und die Anzahl der in Frage kommenden Häfen vergrößert sich.

### **2.1.3 Trends im Installationsschiffbereich**

Die Entwicklungen im Installationsschiffbereich folgen der Entwicklung der Offshore-Windenergiebranche, die maritime Wirtschaft musste zunächst auf den neuen bestehenden Bedarf reagieren. Aus diesem Grund nutzte die Offshore-Windenergiebranche in ihren Anfängen bereits verfügbare Schiffstypen, vordergründig aus dem Bereich der Öl- und Gasindustrie. Mit zunehmender Entwicklung der Branche ergab sich eine Nachfrage nach optimierten Schiffstypen. Um möglichst schnell auf diesen Bedarf zu reagieren, wurden zunächst konventionelle Installationsschiffe durch Umbau an die Bedürfnisse der Offshore-Windenergie angepasst. Gleichzeitig wurden Installationsschiffe speziell für die Offshore-Windenergie entwickelt, die zeitnah auf den Markt kommen werden.

Bei den Offshore-Windenergieprojekten der letzten Jahre wurden Schwimmkräne, Halbttaucher-Schwimmplattformen, Schwerlast-Installationsschiffe in Kombination mit Arbeitsschiffen (Feeder-schiffe, Transportschiffe), Jack-up-Schiffe ohne Antrieb sowie Jack-up-Schiffe mit eigenem Antrieb eingesetzt.

Laut aktueller Analysen sind derzeit etwa 20 neue Installationsschiffe für die Offshore-Windenergienutzung in Bau oder kurz vor Inbetriebnahme. Diese sollen größtenteils bis 2013 verfügbar sein. Es handelt sich in der Regel um selbstangetriebene Jack-ups, die hinsichtlich Größe und Ausstattung für die Installation von Monopiles, Transition Pieces, Tripods, Jackets sowie Offshore-Windenergieanlagentypen bis ca. 6 MW geeignet sind und für Wassertiefen zwischen 40 und 70 m ausgelegt sind. [WAB 2011] [KPMG 2011]

Das heißt, die neuen Schiffstypen wurden auf die Bedürfnisse der Offshore-Windenergiebranche



optimiert und ermöglichen dementsprechend auch eine Optimierung der Installationskonzepte, die zuvor zu großen Teilen in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Schiffskonzepte entstanden waren.

Die modernen Schiffstypen stellen bestimmte Anforderungen an Häfen, die sich aus den Eigenschaften aktuell bestellter Schiffe ergeben: [KPMG 2011] [Uniconsult 2010]

- Schiffslänge beträgt bis zu etwa 160 m
- Schiffsbreite beträgt bis zu etwa 50 m
- Zulässige Flächenlast im Hafenbecken sollte 600 t/m<sup>2</sup> betragen (notwendig für das Aufjacken)
- Zulässiger Tiefgang im Hafenbecken: mindestens 9,5 m
- Kailänge: 200-300 m (je nach Konzept)
- Keine Schleusen zur Einfahrt in den Hafen

Die modernen selbstangetriebenen Jack-ups, die ab 2013 zunehmend verfügbar sein werden, ermöglichen verstärkt das in Kapitel 2.1 vorgestellte Installationskonzept 1. bzw. 3. – also den Direkttransport der Komponenten zum Offshore-Windpark mit dem Installationsschiff. Dies wird im Fall der Offshore-Windenergieanlagen zukünftig häufiger zu Konzepten führen, die eine Einzelblattmontage vorsehen, damit möglichst viele Komponenten gleichzeitig transportiert werden können.

#### **2.1.4 Zeitschiene im Bereich Installation von Offshore-Windparks**

Die vorgestellten Logistik- und Installationskonzepte für Offshore-Windparks bedingen, dass sich je nach Konzept ein unterschiedlicher Zeitplan für die Installation ergibt. Hierbei sind bspw. die Transportwege und -zeiten, die Einsatzmöglichkeiten der Schiffe hinsichtlich Wind und Wellen (Arbeitsfähigkeit bis zu einer bestimmten Wellenhöhe) sowie die Verfügbarkeiten verschiedener Schiffstypen zu berücksichtigen.

Eine Studie von Uniconsult weist dennoch anhand von Erfahrungs- bzw. Zielwerten durchschnittliche Installationszeiten für die einzelnen Großkomponenten eines Offshore-Windparks aus. Diese werden im Folgenden vorgestellt: [Uniconsult 2011]

- Installationstage, die aufgrund der Wetter- und Seegangsbedingungen pro Jahr zur Verfügung stehen: 150 Tage
- Installationszeit pro Fundament: 2 Tage
- Installationszeit pro Anlage: 1,5 Tage
- Verkabelung pro Windpark: sechs bis acht Monate
- Installation Umspannplattform (Schätzwert): 70 Tage

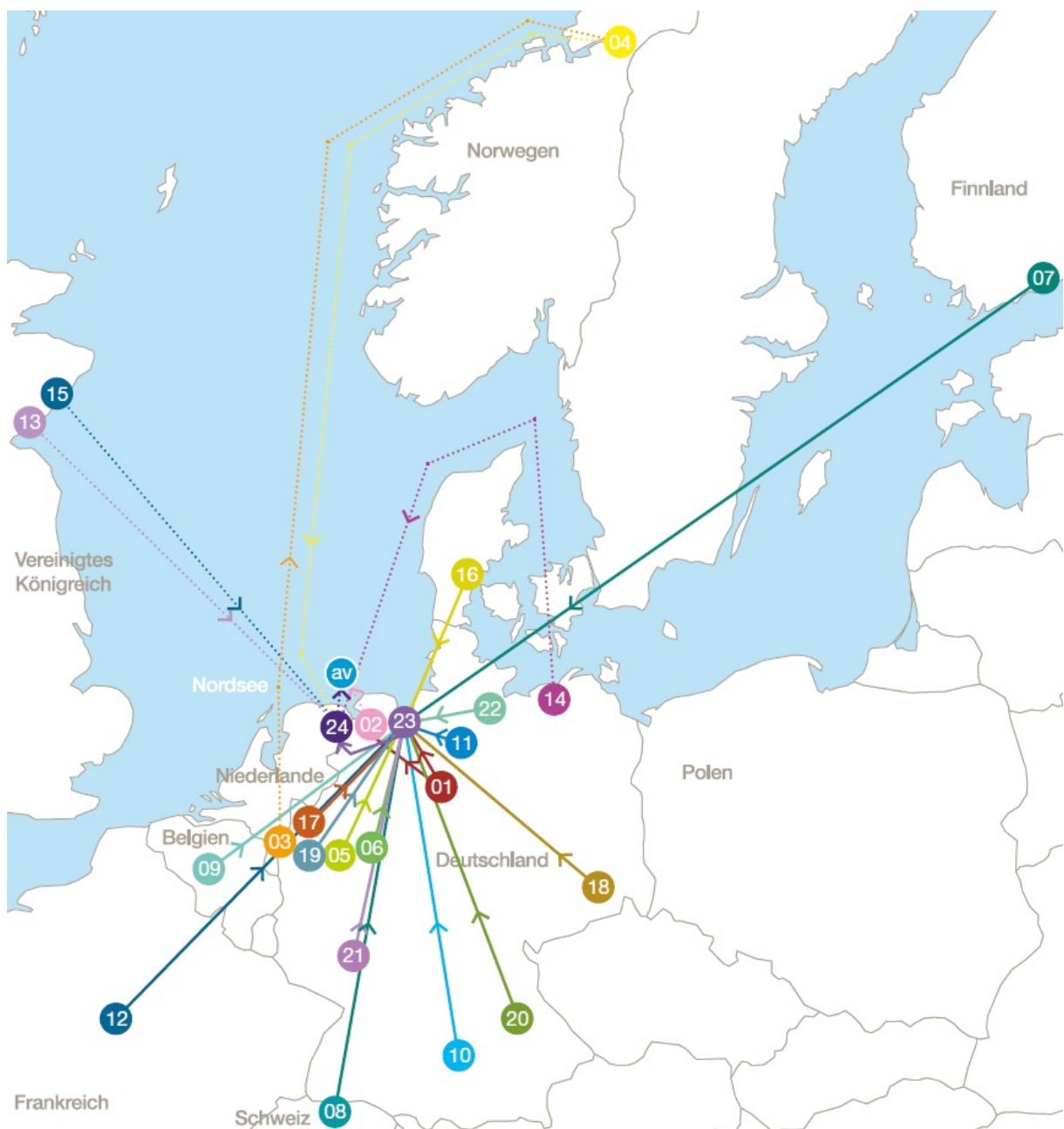
Eigene Untersuchungen und Überprüfungen der Deutsche WindGuard führten weitgehend zu denselben Ergebnissen. Das heißt, nach entsprechender Einbeziehung der Erfahrungen aus den bisherigen deutschen Offshore-Windparkprojekten können die genannten Angaben einbezogen werden, um in Kapitel 4 das Marktpotential abzuschätzen, das sich aus den Planungen für deutsche Offshore-Windparkprojekte für die Häfen ergibt.

## 2.1.5 Erfahrungen und bisherige Vorgehensweisen

### 2.1.5.1 alpha ventus

Der erste deutsche Offshore-Windpark, das Testfeld alpha ventus, leistete Pionierarbeit – auch im Bereich der Installations- und Hafenlogistik. Mit einer Wassertiefe von 30 m und einer Küstenentfernung von 45 km (von der Insel Borkum) ergaben sich vielfältige Herausforderungen für die logistische Umsetzung des Projektes. Im Offshore-Windpark alpha ventus wurden sechs Anlagen des Herstellers AREVA Wind und sechs Anlagen des Herstellers REpower errichtet.

In Abbildung 27 werden die unterschiedlichen an der Umsetzung des Projektes beteiligten Fertigungsstätten und Lieferwege dargestellt. [DOTI 2011a]



**Abbildung 27** Fertigungsstätten und Lieferwege der Komponenten für alpha ventus [DOTI 2011a]

## Herkunft Großkomponenten

Die Komponenten werden an einer zentralen Stelle gesammelt und vormontiert, in der Regel am Produktionsort der schwersten Komponenten bzw. der Standort des Herstellers und ggf. ein gesonderter Installationshafen. An den in Tabelle 19 dargestellten Orten wurden die einzelnen Großkomponenten für alpha ventus produziert bzw. montiert (Endmontage).

**Tabelle 19    Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark alpha ventus**

Komponente	Ort	Unternehmen
Umspannwerk	Bremen, Dresden	AREVA Energietechnik
Umspannplattform und deren Errichtung	Wilhelmshaven (Vormontage)	Bilfinger Berger, Hochtief Construction, WeserWind
Innerparkverkabelung	Nordenham	Norddeutsche Seekabelwerke (NSW)
<b>AREVA Wind</b>		
Tripods-Röhrenelemente	Roermond, NL	Sif Group
Montage Tripods	Verdal, NOR	Aker Solutions
Gondeln	Bremerhaven	REpower
Rotorblätter	Stade	AREVA Blades
Türme	Bremen	Ambau
<b>REpower</b>		
Gründung und Montage	Bergen, NOR	NorWind (Generalunternehmer)
Jackets	Merdal, Schottland	Burntisland Fabrication
Piles	Rostock	EEW
Positionsrahmen	Montrose, Schottland	ICH Seasteel
Gondeln	Bremerhaven	REpower
Rotorblätter	Kolden, DK / Bremerhaven	PowerBlades
Türme	Bremen	Ambau

Die Gondeln wurden in Bremerhaven vormontiert, das heißt eine Vielzahl an Einzelkomponenten (wie Getriebe, Generatoren, Hohlwellen, Maschinengehäuse etc.) wurden zunächst von den verschiedenen Zuliefer-Orten nach Bremerhaven gebracht. Auch Türme und Rotorblätter wurden zunächst nach Bremerhaven transportiert. Daraufhin wurden alle Großkomponenten für die Offshore-Windenergieanlagen ebenfalls zum Installationshafen Eemshaven transportiert.

Die Fundamentstrukturen für die Offshore-Windenergieanlagen wurden an verschiedenen Orten produziert (s.o.) und daraufhin zum Installationshafen verbracht.

## Installationshafen

Folgende Installationshäfen waren im Projekt alpha ventus beteiligt:

- Wilhelmshaven: Jacket und die Topside der Umspannplattform
- Eemshaven: Offshore-Windenergieanlagen (Vormontage und Installation), Fundamentstrukturen (Vormontage und Installation)

Dass Eemshaven anstelle von Bremerhaven (das schließlich der Ansiedlungsort beider Hersteller der eingesetzten Offshore-Windenergieanlagentypen ist) als Installationshafen ausgewählt wurde, begründet sich durch den in Eemshaven – im Gegensatz zu Bremerhaven – vorhandenen freien Zugang zum Meer und der breiten Hafeneinfahrt, die den Transport von Rotorsternen ermöglicht. [SOW 2010]

### **Installationslogistik**

Die Planung und Produktion des Offshore-Windparks alpha ventus erfolgte durch rund 20 Unternehmen in neun europäischen Ländern. Es wurde eine Vielzahl unterschiedlicher Schiffstypen beim Bau von alpha ventus eingesetzt, zeitweise befanden sich etwa 24 Schiffe gleichzeitig im Baufeld. An einigen Bautagen arbeiteten mehrere hundert Personen gleichzeitig im Baufeld. [DOTI 2011a] Der Aufbau der zwölf Windenergieanlagen dauerte insgesamt sieben Monate. [SOW 2010]

Das Jacket und die Topside der Umspannplattform wurden vom Montageort Wilhelmshaven direkt zum Standort alpha ventus gebracht und installiert. [DOTI 2011b]

Auch die Innerparkverkabelung erfolgte in einem gesonderten Arbeitsschritt. Es wurden hierfür insgesamt 16 km Kabel verlegt (30 kV). [DOTI 2011b]

Für die weitere Analyse der Vorgänge im Bereich Installationslogistik wird im Folgenden zwischen den verschiedenen Anlagen- und Fundamenttypen unterschieden.

#### ***AREVA M5000 mit Tripod:***

Im Falle der Tripods wurde das Konzept des Postpiling angewendet.

Für die Fundamentstrukturen wurde das Logistikkonzept Nr. 3 gewählt, die Tripods wurden aus Norwegen nach Eemshaven geliefert und zur Installation jeweils einzeln mit einem Schwimmkran ins Baufeld gebracht und dort auf den Seeboden aufgesetzt. Ein weiteres Schiff setzte daraufhin die Piles. [SOW 2010]

Auch bei den Offshore-Windenergieanlagen des Typs M5000 wurde das Logistikkonzept Nr. 3 angewendet, die Anlagen wurden zunächst von Bremerhaven zum Installationshafen Eemshaven transportiert. Daraufhin wurden die Anlagen jeweils einzeln inkl. aller Komponenten (Turmsegmente, Gondeln, Rotorstern) mit einer Jack-up-Plattform ins Baufeld gebracht und dort installiert. Da die Plattform über keinen Selbstantrieb verfügt, war hierbei der Einsatz von zwei Schleppern notwendig. Die Offshore-Windenergieanlagen wurden in mehreren Kran-Hebevorgängen aufgestellt (jeweils drei Turmsegmente, Gondel und Rotorstern), es wurde demnach das Konzept der Rotorsternmontage angewendet. [SOW 2010]

#### ***REpower 5M mit Jacket:***

Im Falle der Jackets wurde ein Prepiling mit Nutzung einer Schablone durchgeführt. [DOTI 2011b]

Für die Jackets wurde das Logistikkonzept Nr. 4 gewählt, zur Installation wurde die sehr große Jack-up-Plattform Thialf verwendet, ein Schlepper brachte die Jackets ins Baufeld. [SOW 2010]

Für die Offshore-Windenergieanlagen des Typs 5M wurde das Logistikkonzept Nr. 4 angewendet. Auch hier wurden die Anlagen zunächst von Bremerhaven zum Installationshafen Eemshaven transportiert. Für die Installation waren zwei Jack-up-Plattformen im Einsatz. Die größere Goliath

blieb im Baufeld vor Ort, die kleinere Buzzard transportierte die einzelnen Anlagen zum Offshore-Windparkstandort, woraufhin die Goliath die Komponenten installierte.

### **Besonderheiten**

Ein Besonderes Kennzeichen von alpha ventus als erstem deutschem Offshore-Windpark ist, dass an der Umsetzung und Installation ausnehmend viele Akteure beteiligt waren. Die Projektentwicklung sowie der Betrieb erfolgen durch die DOTI (Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG, bestehend aus EWE, E.ON Climate & Renewables und Vattenfall Europe Windkraft).

Es werden zwei unterschiedliche Anlagentypen, AREVA M5000 und REpower 5M eingesetzt, jeweils auf einer unterschiedlichen Vertragsbasis zur Umsetzung: AREVA Wind errichtete die sechs Anlagen inkl. Fundamente schlüsselfertig. Im Fall von REpower wurden die Gründungsstrukturen in einer Kooperation zwischen REpower und DOTI umgesetzt und ein Generalunternehmer mit der Fundamentinstallation beauftragt (durch Norwind, NOR). [DOTI 2011b]

Beide Hersteller verfügen über eine entsprechende Anzahl an Zulieferern. Zudem werden für die verschiedenen Anlagentypen unterschiedliche Fundamentstrukturen eingesetzt (Jackets für REpower und Tripods für AREVA Wind), die wiederum von unterschiedlichen Lieferanten kommen.

### **Getätigte Erfahrungen**

Folgende Erfahrungen wurden beim Bau des Testfelds alpha ventus im Bereich der Errichtungslogistik generiert:

- Die Nutzung Eemshavens als Basishafen bedeutete einen hohen zusätzlichen Logistikaufwand. Die Gondeln der Anlagen als sehr schwere Großkomponenten mussten zunächst von Bremerhaven nach Eemshaven transportiert werden und dabei zunächst die Doppelschleuse in Bremerhaven passieren, dann nahmen die Komponenten ihren Weg über Weser und Nordsee. Dieser Logistikschriff war sehr zeitaufwendig, ein Direkttransport von Bremerhaven ins Baufeld wäre erheblich effizienter gewesen, war aber aufgrund des nicht vorhandenen freien Zugangs zum Meer nicht möglich. [SOW 2010]
- Die Installation der zwölf Offshore-Windenergieanlagen dauerte insgesamt sieben Monate. Wenn zukünftig weitaus größere Offshore-Windparks mit zumeist achtzig Offshore-Windenergieanlagen errichtet werden sollen, müssen optimierte Installationsschiffe eingesetzt werden. Diese sollten eine Ausweitung der Wetterfenster ermöglichen (Arbeiten auch bei höherem Seegang), voraussichtlich sind zudem mehrere Transport- und Installationsschiffe gleichzeitig einzusetzen. [SOW 2010]
- Die Kosten für die Installationslogistik gingen deutlich über den kalkulierten Aufwand hinaus. [EWE 2009]
- Aufgrund zeitlicher Verzögerungen wurden die Tripods von ihrem Produktionsort in Norwegen zunächst nach Wilhelmshaven transportiert und dort gelagert. Als der Installationszeitpunkt näher rückte, wurden die Strukturen zum Installationshafen Eemshaven transportiert, um dort nacheinander durch den Schwimmkran abgeholt und installiert zu werden. Dies entspricht keinem optimalen Vorgehen, sondern wurde aufgrund äußerer Zwänge auf diese Weise gestaltet. Zukünftig wird man vermeiden, die sehr großen Komponenten mehrfach umzuladen



und unnötig langfristig zu lagern.

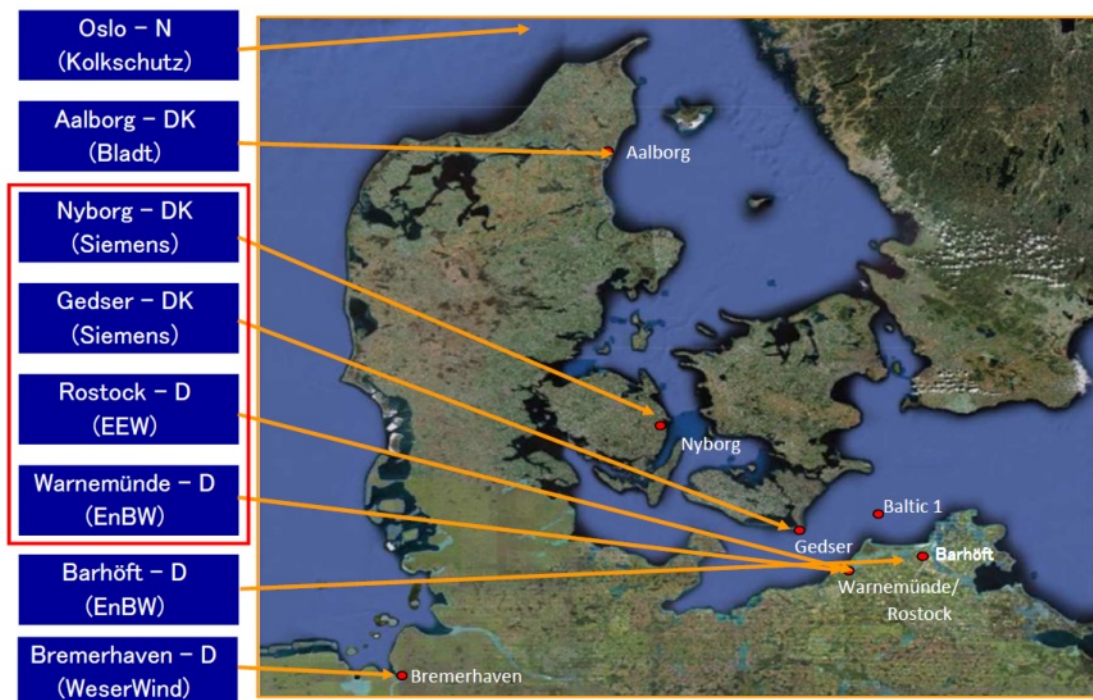
- Der erste Versuch zur Installation der Tripods schlug fehl, es sollten jeweils drei Strukturen auf einem Ponton ins Baufeld transportiert und dort durch einen Schwimmkran installiert werden. Es wurde sehr spät festgestellt, dass der Schwimmkran die Auflagen des Versicherers nicht erfüllte und die Installation verzögerte sich durch die notwendige Umplanung des Konzeptes um mehrere Monate. [SOW 2010]
- Auch der letztlich für die Installation der Tripods eingesetzte Schwimmkran stellte sich letztlich als nicht optimale Option heraus, da der gewählte Typ zu klein für diese Arbeiten war, was zu Zeitverzögerungen führte. Zudem konnte pro Transportweg mit dem Schwimmkran jeweils nur eine Struktur ins Baufeld gebracht und installiert werden.
- Für den Schritt der Kabelverlegung wurde ein erheblich höherer Zeitaufwand benötigt als erwartet.

### 2.1.5.2 Baltic 1

Baltic I gilt als das erste vollständig in Betrieb genommene kommerzielle deutsche Offshore-Projekt und speist seit Mai 2011 Strom ins Netz ein. Baltic I besteht aus 21 Anlagen des Herstellers Siemens (2,3 MW). Das heißt, der Hersteller ist hier in Dänemark angesiedelt, sein nächst gelegener Heimathafen ist Esbjerg. Die Fundamentstrukturen des Parks sind Monopiles.

#### Herkunft Großkomponenten

Im Folgenden wird auch für Baltic I ein Überblick über die Herkunft der einzelnen Komponenten und Transportwege gegeben (siehe Abbildung 28).



**Abbildung 28** An Installation und Betrieb beteiligte Standorte beim Offshore-Windpark Baltic 1 [Grafik: EnBW 2011]

An folgenden Orten wurden die einzelnen Großkomponenten für Baltic 1 produziert bzw. montiert.

**Tabelle 20    Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark Baltic 1 [EnBW 2011] [EnBW 2012]**

Komponente	Ort	Unternehmen
Umspannwerk	Bremerhaven	WeserWind
Monopiles Umspannplattform	Rostock	Erndtebrücker Eisenwerke (EEW)
Transition Pieces	Aalborg, DK	
Rotorblätter	Brande, DK	Siemens
Türme	Verschiedene Zulieferer (Siemens)	
Gondeln	Brande, DK	Siemens
Innerparkverkabelung	Köln	NKT

### Installationshäfen

Im Falle von Baltic 1 nahmen die Komponenten unterschiedliche Wege ins Baufeld, das heißt es gab mehrere Installationshäfen für die unterschiedlichen Komponenten. Die Topside der Umspannplattform wurde über den Nord-Ostseekanal nach Rostock gebracht, wo sie vormontiert wurde, ebenso wie die zugehörige Monopile-Gründung. [EnBW 2012]

Die Monopiles wurden in Rostock produziert und ebenfalls von dort aus in den Offshore-Windpark verbracht. Die Offshore-Windenergieanlagen wurden von Siemens in Dänemark produziert. Die Anlagen wurden in Nyborg, Dänemark vormontiert und zur Installation direkt ins Baufeld gebracht. [EnBW 2012]

Die Seekabel für die Innerparkverkabelung wurden vom Produktionsort Köln über Rotterdam nach Rostock gebracht. [Wessien 2011]

Somit waren zusammenfassend folgende Installationshäfen am Projekt Baltic 1 beteiligt:

- Rostock: Monopile und Topside der Umspannplattform
- Nyborg und Gedser: Offshore-Windenergieanlagen
- Rostock: Fundamentstrukturen (Monopiles)
- Rostock: Innerparkverkabelung [Wessien 2011]

### Installationskonzept

Die Monopiles wurden nach Einbringung des Kolkschutzes mit einer Ramme in den Seeboden eingerammt. Daraufhin wurde das Transition Piece angebracht. [EnBW 2012]

Die Offshore-Windenergieanlagen wurden zur Vormontage vom Produktionsort nach Nyborg transportiert, das Vormontage- und Installationshafen war. Bei der Errichtung der Offshore-Windenergieanlagen wurde eine Rotorsternmontage durchgeführt. Es wurden jeweils drei



Anlagensätze gleichzeitig mit einem Schwimmkran ins Baufeld transportiert und installiert. Somit wurde das Logistikkonzept Nr. 3 angewendet.

Die Innerparkverkabelung besteht aus insgesamt 23 km Seekabel (33 kV). [EnBW 2012]

Gemäß Angaben EnBWs wurden insgesamt 89 unterschiedliche Schiffe bei der Installation von Baltic 1 eingesetzt, bis zu 21 davon befanden sich zeitweise gleichzeitig im Baufeld. Insgesamt wurden 2.463 Schiffsbewegungen durchgeführt. [EnBW 2011]

Die Installation der 21 Offshore-Windenergieanlagen erfolgte innerhalb von rund sechs Monaten.

### 2.1.5.3 BARD Offshore 1

BARD Offshore 1 ist der zweite kommerzielle deutsche Offshore-Windpark. Die Umsetzung des Projektes ist in der Hinsicht besonders, dass die das Projekt umsetzende BARD-Gruppe eine schlüsselfertige Installation vornimmt und zudem den Betrieb des Offshore-Windparks übernimmt. Das Unternehmen entwickelt Projekte, ist Produzent von Offshore-Windenergieanlagen, Rotorblättern (bis Anfang 2012) und Fundamentstrukturen (Tripiles). Die BARD-Gruppe verfügt über ein eigenes Installationsschiff.

#### Herkunft Großkomponenten

Die BARD-Gruppe sowie entsprechend die Produktionsorte verteilen sich auf mehrere Standorte. Im Folgenden wird die Herkunft der Komponenten kurz vorgestellt.

**Tabelle 21    Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark BARD Offshore 1 [BARD 2010]**

Komponente	Ort	Unternehmen
Tripiles und Stützkreuze	Cuxhaven	Cuxhaven Steel Construction
Monopiles (drei je Struktur)	Rostock	EEW
Rotorblätter	Emden	BARD Emden Energy
Türme	Bremen	Ambau
Gondeln	Emden	BARD Emden Energy

#### Installationshäfen

Folgende Häfen waren an der Errichtung des Projektes BARD Offshore 1 beteiligt: [Otto Wulf 2009]

- Vlissingen: Gründungsrohre
- Cuxhaven: Stützkreuze, Türme
- Emden: Gondeln, Rotorblätter
- Eemshaven: montierte Rotorsterne

## Installationskonzept

Im Falle von BARD Offshore 1 wurde das in Kapitel 2.1 beschriebene Logistikkonzept Nr. 2 gewählt, bei dem die Komponenten mit Feeder- bzw. Transportschiffen vom Produktionsort, ins Baufeld transportiert werden und das Installationsschiff im Offshore-Windpark vor Ort bleibt. Als Errichterschiff wurde das firmeneigene Installationsschiff (Jack-up) Windlift I genutzt, das sowohl die Fundamente als auch Offshore-Windenergieanlage installierte.

Der Transport der einzelnen Komponenten in den Offshore-Windpark erfolgte durch Schleppschiffe der in Cuxhaven ansässigen Reederei Otto Wulf. Die Schleppschiffe holten die Komponenten jeweils an deren Produktions- bzw. Montageorten ab. [Otto Wulf 2009]

Die Montage der Rotorsterne erfolgte in Eemshaven, da von dort aus ein Transport der sehr großen Durchmesser möglich war. Das heißt, die Rotorblätter wurden in Emden produziert und von dort aus zunächst nach Eemshaven gebracht. Die Turmelemente wurden in Bremen produziert und vorab nach Cuxhaven verbracht, von wo aus sie ins Baufeld transportiert wurden. [BLG]

Zusätzliche Lagerflächen wurden durch BARD in Brake gepachtet. [BARD 2009]

Die BARD Emden Energy, die die Gondeln und Rotorblätter für die Anlagen produziert, ist in Emden mit direktem Anschluss an die Kaikante angesiedelt und verfügt über einen Portalkran mit einer Tragfähigkeit von 500 t. Die Fundamente werden in Cuxhaven produziert, auch die Cuxhaven Steel Construction ist direkt im Hafengebiet angesiedelt und verfügt über einen Portalkran mit einer Tragfähigkeit von 500 t. [BARD 2010] Für die Installation der Tripiles werden zunächst mit Hilfe einer Schablone die drei Gründungsrohre gerammt (ähnlich Monopiles) und anschließend darauf ein Stütz Kreuz aufgesetzt, auf dem die Anlagen installiert werden.

Im Bereich der Fundamentstrukturen wurden zwei Stützkreuze pro Fahrt transportiert und auf den vorab mit Hilfe einer Schablone gerammten Gründungsrohren installiert. [Otto Wulf 2011] Bei den Windenergieanlagen wurden nacheinander zwei Turmteile [BARD 2010], die Gondel sowie der Rotorstern montiert.

Die Installation der Tripiles ist relativ aufwendig, da die Gründungsrohre mit einer hohen Präzision gerammt werden müssen, damit das Stütz Kreuz aufgesetzt werden kann. Der Arbeitsschritt des Rammens mit Hilfe einer Schablone ist dementsprechend zeitintensiv.

## Getätigte Erfahrungen

Folgende Erfahrungen wurden beim Bau von Bard Offshore 1 im Bereich der Errichtungslogistik generiert:

- Das firmeneigene Kranschiff „Wind Lift1“, das für die Installationsarbeiten eingesetzt wird, war später als geplant verfügbar. [NE 2011]
- Der Zeitplan für die Installation hat sich stark nach hinten verschoben. Ursprünglich war es geplant, dass der Bau Ende 2011 abgeschlossen wird. Anfang 2012 waren jedoch erst 19 Offshore-Windenergieanlagen und 42 Fundamentstrukturen installiert. Nun soll der Windpark Ende 2013 in Betrieb gehen. [Financial Times 2012]
- Die gesamten Baukosten für BARD Offshore 1 wurden Anfang 2012 durch die finanzierende Bank HVB auf 2,9 Mrd. Euro geschätzt. Das bedeutet, die geplanten Kosten wurden um über 1 Mrd. Euro überschritten. [Financial Times 2012]

- Zwei Unfälle ereigneten sich bereits während der Installationsarbeiten an BARD Offshore 1: Im Jahr 2010 kam im Baufeld ein schwedischer Taucher ums Leben. [SWW 2012] Im Januar 2012 ertrank ein Mitarbeiter, da sich ein Bauteil während des Montageprozesses an einem der Fundamente gelöst hatte und herunter stürzte. An der Suche des zunächst vermissten Arbeiters waren unter anderem Hubschrauber und Schiffe der Deutschen Gesellschaft zur Rettung Schiffbrüchiger (DGzRS), der Bundespolizei, der Marine und der Küstenwache beteiligt. [BARD 2012]

#### 2.1.5.4 Borkum West II

Der Offshore-Windpark Borkum West II wird durch insgesamt 34 Stadtwerke und regionale Energieversorger unter Federführung der Trianel GmbH umgesetzt. [Trianel 2012] Es handelt sich um ein projektfinanziertes Projekt. Das Projekt wird in zwei Phasen umgesetzt, die erste Bauphase findet aktuell statt und umfasst die Errichtung von 40 Anlagen der 5 MW-Klasse.

#### Herkunft Großkomponenten

Die in Tabelle 23 dargestellte Hauptauftragnehmer und Produktions- bzw. Montageorte für Großkomponenten sind an der Installation von Borkum West II beteiligt.

**Tabelle 22 Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark Borkum West II [Trianel 2012] [NSW 2011] [Power Technologie 2012]**

Komponente	Ort	Unternehmen
Umspannwerk	Bremerhaven	Alstom Grid / WeserWind (Unterauftragsnehmer)
Tripods	Bremerhaven	Arge Tripod Borkum West II (WeserWind/EEW)
Piles	Rostock	Erndtebrücker Eisenwerke (EEW)
Rotorblätter	Stade	AREVA Rotor
Türme	Bremen	Ambau
Gondeln	Bremerhaven	AREVA Wind
Innerparkverkabelung	Nordenham	Norddeutsche Seekabelwerke (NSW)

Mit der Durchführung des Prepiling und der Installation der Offshore-Windenergieanlagen der ersten Projektphase Nordsee Nassbagger und Tiefbau and GeoSea beauftragt.

## Installationshafen

Folgende Häfen werden an der Installation von Borkum West II beteiligt sein: [Trianel 2012] [Radio Bremen 2011]

- Eemshaven: Piles für die Tripods
- Bremerhaven: Tripods
- Eemshaven: Offshore-Windenergieanlagen

## Installationskonzept

Für die Installation der Fundamentstrukturen wird das Konzept des Prepilings angewendet. Die Pile-Installation mit Rammschablone erfolgt vom niederländischen Hafen Eemshaven aus. Das heißt, zunächst wurden die Piles vom Produktionsstandort der EEW in Rostock nach Eemshaven verbracht. Eemshaven verlassen die Piles auf einem entsprechenden Installationsschiff mit Rammhammer (Logistikkonzept Nr. 3). [Radio Bremen 2011]

Die Tripods selbst werden in Bremerhaven produziert. Durch das Logistikunternehmen BLG werden die Tripods mit Hilfe eines Spezialpontons zunächst von der Produktionshalle im Fischereihafen zur ABC-Halbinsel im Kaiserhafen gefahren. Dort werden die Fundamentstrukturen zwischengelagert und zur Installation abgeholt, da eine direkte Verladung im Fischereihafen durch die Installationsschiffe aufgrund der Schleusenzufahrt nicht möglich ist und zudem zusätzliche Lagerflächen benötigt wurden. [BLG 2012] Die Tripods werden mit Hilfe einer Jack-up Barge installiert. Da die Verschiffung von Bremerhaven aus erfolgt, wird das Logistikkonzept 1 angewendet (auch wenn ein zusätzlicher Transport innerhalb Bremerhavens notwendig ist).

Die Gondeln AREVA M5000-Anlagen werden in Bremerhaven gefertigt. Die Türme werden durch Ambau in Bremen produziert und in Bremerhaven vormontiert. Auch die Rotorblätter werden vom Produktionsort Stade zunächst nach Bremerhaven verbracht. Alle Komponenten werden daraufhin zum Installationshafen Eemshaven transportiert. Dort erfolgt auch die Montage der Rotorsterne. [Trianel 2012] Von Eemshaven aus werden die Anlagenkomponenten mit Transportbargen ins Baufeld gebracht, wo ein Installationsschiff vor Ort ist. Somit wird für die Installation der Offshore-Windenergieanlage das Logistikkonzept 4 angewendet.

Die Innerparkverkabelung inklusive der Installation übernehmen die NSW mit dem firmeneigenen Kabellergerschiff „NOSTAG 10“. Das Schiff wird in Nordenham am Werk beladen.

### 2.1.5.5 Riffgat

#### Herkunft Großkomponenten

In Tabelle 23 dargestellte Hauptauftragnehmer und Produktions- bzw. Montageorte für Großkomponenten sind an der Installation von Riffgat beteiligt.

**Tabelle 23    Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark Riffgat [Enova 2011] [S&H 2011] [Nordic Market 2011]**

Komponente	Ort	Unternehmen
Umspannwerk	PE Hengelo, NL	Strukton und Hollandia
Monopiles	Willebroek, BL	G & G International
Transition Pieces	Willebroek, BL	G & G International
Rotorblätter	Brande, DK	Siemens
Türme	Verschiedene Zulieferer (Siemens)	
Gondeln	Brande, DK	Siemens
Innerparkverkabelung	Deutsche und norwegische Konzernsektionen	Nexans

### Installationshafen

Folgende Häfen werden an der Installation von Riffgat beteiligt sein:

- Esbjerg: Installationshafen für die Windenergieanlagen
- Vlissingen: Installationshafen für die Monopiles

### Installationskonzept

Siemens bietet die Lieferung der Offshore-Windenergieanlagen auf Basis eines EPCI-Vertrags an, das heißt der Hersteller übernimmt Produktion, Lieferung und Installation der Anlagen auf See. Es ist geplant, die Installation auf Basis des Logistikkonzepts Nr. 1 durchzuführen, das heißt die Anlagen werden auf einem Installationsschiff ins Baufeld transportiert und dort installiert. Das durch Siemens genutzte Installationsschiff kann acht bis neun Anlagen inkl. aller Komponenten gleichzeitig transportieren. Die Türme werden hierfür vormontiert (zwei Turmsegmente werden transportiert). Die Rotorblätter werden einzeln ins Baufeld transportiert, es erfolgt eine Einzelblattmontage.

Die Monopiles werden durch den Lieferanten G & G International zunächst aus Belgien zum niederländischen Installationshafen Vlissingen transportiert. [Enova 2011] Die Installation der Fundamentstrukturen wurde gesondert beauftragt, hierfür ist Seaway Heavy Lifting zuständig. [SWHL 2011] Somit wird für die Fundamente das Logistikkonzept Nr. 3 angewendet. Die Monopiles werden auf herkömmliche Weise gerammt.

#### 2.1.5.6    Baltic 2

Baltic 2 ist das zweite Offshore-Windparkprojekt von EnBW und wird ab 2012 umgesetzt. Es werden 80 Siemens-Anlagen mit einer Leistung von jeweils 3,6 MW errichtet. Als Fundamentstrukturen werden sowohl Jackets (41 Stück) als auch Monopiles (39 Stück) eingesetzt.

## Herkunft Großkomponenten

Folgende Hauptauftragnehmer und Produktions- bzw. Montageorte für Großkomponenten sind an der Installation von Baltic 2 beteiligt.

**Tabelle 24    Hauptauftragnehmer und Standorte für die Großkomponenten des Offshore-Windpark Baltic 2 [EnBW 2012]**

Komponente	Ort	Unternehmen
Umspannwerk	Bremen	Alstom Grid / WeserWind
Monopiles und Jackets	Hamburg	JointVenture HGN (Hochtief Solutions, GeoSea, Nordsee Naßberger)
Transition Pieces	Aalborg, DK	
Rotorblätter	Brande, DK	Siemens
Türme	Verschiedene Zulieferer (Siemens)	
Gondeln	Brande, DK	Siemens
Innerparkverkabelung (Transport u. Verlegung)	Sliedrecht, NL	Visser & Smit Marine Contracting (VSMC)
Innerparkverkabelung (Produktion)	Drammen, NOR (Nachunternehmer)	DRAKA

## Installationshafen

Für Baltic 2 will EnBW Sassnitz/Mukran als Installationshafen nutzen. Hierfür entsteht im südlichen Teil des Hafens eine so genannte "Windpower Offshore Base Mukran". Der neue Offshore-Terminal verfügt über eine Größe von 6 ha und eine Flächentragfähigkeit von bis zu 50 t/m<sup>2</sup>. Zudem wird ein neuer Liegeplatz mit einer Kaigesamtlänge von 365 Metern geschaffen. [offshore-wind 2012]

Zudem bestehen Überlegungen, auf einer benachbarten Fläche, die bis zu 8 ha groß sein könnte, ebenso eine Logistikbasis für die Fundamentstrukturen einzurichten. [offshore-wind 2012]

Die Kabel für die Innerparkverkabelung werden direkt ins Baufeld geliefert, der Installationshafen für diesen Bauschritt ist in Norwegen. [EnBW 2012]

Zusammenfassend werden für Baltic 2 somit zwei Hafenstandorte als Installationshafen genutzt:

- Sassnitz/Mukran: Fundamentstrukturen (Monopiles, Jackets) sowie Offshore-Windenergieanlagen
- Norwegen: Innerparkverkabelung

## Installationskonzept

EnBW plant, dass auf der genannten Fläche von 6 ha die einzelnen Windkraftanlagen vormontiert werden. Das heißt, Siemens wird die Anlagen nicht wie bei Baltic 1 von Dänemark aus installieren, sondern diese zunächst in den Installationshafen Sassnitz/Mukran verbringen. [offshore-wind 2012] Im Bereich der Offshore-Windenergieanlagen wird somit das Logistikkonzept Nr. 3 angewendet, bei

dem vom Produktionsort die Komponenten mit Feeder- bzw. Transportschiffen zu einem Basishafen transportiert und von dort aus mit Hilfe von dem Installationsschiff ins Baufeld gebracht werden.

Ziel dieses Konzeptes es, stets eine ausreichende Vorhaltung von Komponenten sicher zu stellen, um die Einsatzzeiten der Installationsgeräte zu minimieren und Wetterfenster optimal nutzen zu können. [EnBW 2011]

Für die Installation der Jacket-Fundamentstrukturen wird das Konzept des Prepiling angewendet. Die Monopiles werden auf herkömmliche Weise gerammt. Auch hier wird voraussichtlich das Logistikkonzept Nr. 3 gewählt werden, wenn auch für die Fundamente in Sassnitz/Mukran ein Bereich für die Vorhaltung von Komponenten vorgesehen wird (s.o.).

Die Offshore-Windenergieanlagen werden durch Siemens geliefert, Transport und Errichtung übernimmt die Joint Venture HGN (Hochtief Construction, GeoSea, Nordsee Naßberger). Für die Errichtung ist damit derselbe Akteur verantwortlich wie für die Herstellung und die Installation der Fundamentstrukturen. Es wird eine Einzelblattmontage geplant.

Die Kabel für die Innerparkverkabelung kommen aus Norwegen und werden direkt ins Baufeld geliefert. [EnBW 2012] Für diesen Bauschritt gilt somit das Logistikkonzept Nr. 1.

### **2.1.6 Zusammenfassende Übersicht – Logistik- und Installationskonzepte in deutschen Projekten**

Im Bereich der Logistikkonzepte bildet sich ein Trend hin zu einem Transport der Komponenten in den Offshore-Windpark mit Installationsschiffen. Die Zulieferung mit Feedern / Transportschiffen wird zukünftig voraussichtlich weniger häufig vorgenommen. Die aktuelle Entwicklung wird ermöglicht durch die nun verfügbaren Spezialschiffstypen für die Offshore-Windenergie. In der Vergangenheit wurden vielfach aufgrund von mangelnden geeigneten Geräts Übergangslösungen gewählt, aktuell findet eine Professionalisierung der Branche statt.

Im Bereich der Installationskonzepte für Fundamentstrukturen ist grundsätzlich zu unterscheiden zwischen Monopiles und aufgelösten Fundamentstrukturen. Monopiles werden auf herkömmlichem Wege gerammt. Die Erfahrungsbasis ist gut, viele Projekte im europäischen Ausland wurden auf diese Weise umgesetzt. Für die Installation aufgelöster Fundamentstrukturen sind grundsätzlich zwei Schritte notwendig: Das Aufsetzen der Struktur (auf den Seeboden oder Gründungsrohre) sowie das Setzen der Piles, die die Struktur fixieren (bzw. im Fall von Tripiles das Setzen der Gründungsrohre). Für die Umsetzung dieser beiden Installationsschritte werden sowohl das Postpiling als auch das Prepiling im Markt angewendet, aktuell zeichnet sich eine Tendenz in Richtung Prepiling ab, dieses wird häufiger angewendet.

Im Bereiche der Installationskonzepte für Offshore-Windenergieanlagen werden aktuell vor allem die Konzepte der Rotorsternmontage sowie der Einzelblattmontage angewendet. Derzeit wird durch die in Deutschland angesiedelten Hersteller AREVA Wind, REpower und BARD die Rotorsternmontage angewendet. Marktführer Siemens nimmt hingegen zunehmend Einzelblattmontagen vor. Es bestehen Anzeichen dafür, dass dieses Vorgehen zukünftig häufiger präferiert wird.

Im Folgenden wird eine abschließende Übersicht über die in deutschen Projekten angewendeten Logistik- und Installationskonzepte gegeben.



**Tabelle 25 Logistik- und Installationskonzepte von deutschen Offshore-Windparkprojekten**

OWP	Logistikkonzept Fundamente				Installationskonzept Fundamente			Logistikkonzept Offshore-Windenergieanlagen				Logistikkonzept Offshore-Windenergieanlagen			
	Nr. 1	Nr. 2	Nr. 3	Nr. 4	Monopile	Post-piling	Pre-piling	Nr. 1	Nr. 2	Nr. 3	Nr. 4	komplett montiert	Rotorstern	Bunny	Einzelblatt
alpha ventus			•	•		•	•			•	•		•		
Baltic 1	•				•					•			•		
BARD Offshore 1		•					•		•				•		
Borkum West II			•				•				•		•		
Riffgat			•		•			•							•
Baltic 2			•		•		•			•					•

Folgende Schlussfolgerungen lassen sich aus den festgestellten Vorgehensweisen der deutschen Offshore-Windparkprojekte ziehen:

- Logistikkonzepte Fundamente:** Es werden sowohl Feederlösungen angewendet als auch ein Direkttransport auf Installationsschiffen. Der Transport einzelner Strukturen mit Schwimmkränen (alpha ventus) hat sich als nicht effizient heraus gestellt. Im Falle der kurz vor Baubeginn stehenden Projekte Riffgat und Baltic 2 wird das Installationskonzept Nr. 3 angewendet. In beiden Fällen werden die Fundamente an Produktionsorten hergestellt, die relativ weit vom Offshore-Windparkstandort entfernt sind. Aus diesem Grund werden die Strukturen bzw. Monopiles vorab zu einem Installationshafen verbracht. Der Transport ins Baufeld erfolgt mit Installationsschiffen. Hier bestätigt sich die Tendenz zu einem Direkttransport mit selbstangetriebenen Installationsschiffstypen.
- Installationskonzepte Fundamente:** Monopiles werden stets auf herkömmliche Weise gerammt und das Transition Piece aufgesetzt. Im Bereich der aufgelösten Fundamentstrukturen wird häufiger das Konzept des Pre-piling angewendet.
- Logistikkonzepte Offshore-Windenergieanlagen:** Derzeit werden noch relativ häufig Feederlösungen angewendet, bei denen das Installationsschiff im Offshore-Windpark vor Ort bleibt, während ein weiteres Schiff die Komponenten antransportiert (insbesondere durch AREVA Wind). Häufig werden Transportschiffe aber nur genutzt, um die Komponenten vom Produktionshafen zu einem näher am Baufeld gelegenen Installationshafen zu transportieren. Von dort aus erfolgt ein Direkttransport mit einem Installationsschiff ins Baufeld. In einem Fall erfolgt der Direkttransport mit Installationsschiff direkt vom nächstgelegenen Hafen des Produktionsortes aus, dies wird in allen Fällen möglich sein, in denen der Produktionsort in einer angemessenen Entfernung zum Baufeld liegt. Mit den modernen, schnelleren und selbstangetriebenen Installationsschiffen wird die Entfernung zudem zu einem weniger ausschlaggebenden Kriterium.
- Installationskonzepte Offshore-Windenergieanlagen:** In den bisherigen deutschen Offshore-Windparkprojekten wird entweder das Konzept der Rotorsternmontage oder das Konzept der Einzelblattmontage angewendet. Beim Hersteller Siemens lässt sich zudem eine Entwicklung von der Rotorsternmontage hin zum Konzept der Einzelblattmontage feststellen. Da Siemens Marktführer ist und somit aktuell die meisten Projekte umsetzt und entsprechende

Erfahrungen sammelt, erscheint es denkbar, dass zukünftig auch andere Hersteller dieser Entwicklungslinie folgen. Die Anlagenhersteller mit Produktionen in Deutschland (REpower, AREVA Wind, BARD), wenden derzeit bei ihren Projekten noch die Rotorsternmontage an.

### **2.1.7 Rückschlüsse hinsichtlich der Anforderungen der Offshore-Windenergiebranche an Häfen**

Im Folgenden werden Rückschlüsse aus den voran gegangenen Ausführungen hinsichtlich der Anforderungen der Offshore-Windenergiebranche an Häfen gezogen. Hierbei werden anhand festgestellter Trends und Entwicklungen Aussagen dazu getroffen, welche Auswirkungen sich daraus für die Häfen ergeben.

#### **Installationsdauer**

Für die nächsten Jahre ist in Bezug auf den deutschen Offshore-Windenergiemarkt zu beachten, dass die Branche sich noch am Anfang ihrer Lernkurve befindet. Die bisher umgesetzten Projekte verfügten zum einen in zwei von drei Fällen über eine relativ geringe Anlagenanzahl im Vergleich zu der „Regelgröße“ eines deutschen Offshore-Windparks von 80 Anlagen. Zum anderen zeigen die Erfahrungen, dass die Installationszeit gegenüber den ursprünglichen Planungen verlängert werden musste. Auf Basis der bisherigen Erfahrungen bei deutschen Offshore-Windparkprojekten ist für die nächsten Jahre davon auszugehen, dass die Installation eines durchschnittlichen Offshore-Windparks mit 80 Offshore-Windenergieanlagen sich über einen Zeitraum von rund zwei Jahren erstreckt.

#### **Hafenauswahl**

In erster Linie limitieren die sehr großen vormontierten Komponenten (Rotorsterne) sowie die extrem schweren Komponenten (Fundamentstrukturen, Gondeln) die Auswahl der nutzbaren Hafenstandorte aus Betreibersicht. Dies führt zu der Tendenz, die Produktionsorte der schwersten Großkomponenten als Basishafen zu wählen. Allerdings sind die Produktionshäfen teilweise noch nicht optimal geeignet, um als Installationshafen genutzt zu werden. So werden bspw. im Bereich der Fundamentstrukturen aufgrund deren Gewichts noch relativ häufig Feederlösungen genutzt, um diese zu geeigneten Hafenstandorten für die Installation zu transportieren. Im Bereich der Offshore-Windenergieanlagen spielt insbesondere eine Rolle, dass die Hafenausfahrt mit komplett vormontiertem Rotorstern nur an einigen Standorten möglich ist, zudem muss vor Ort gleichzeitig eine entsprechende Vormontagefläche vorhanden sein. Aus diesem Grund erfolgt die Wahl des Basishafens hier bisher häufig orientiert an diesem Kriterium.

#### **Einzelblattmontage**

Wenn zunehmend das Konzept der Einzelblattmontage umgesetzt wird, wird der Bedarf an Vormontageflächen im Hafen geringer als es im Fall der Rotorsternmontage der Fall ist. Die notwendige Rotorsternmontage führte bisher in einigen Fällen dazu, dass ein anderer Hafen zur Installation gewählt werden musste als der Produktionshafen des jeweiligen Herstellers. Diese Notwendigkeit könnte sich deutlich verringern, wenn das Konzept der Einzelblattmontage verfolgt wird. Es ergibt sich eine verstärkte Tendenz hin zur Wahl des Produktionshafens als Basishafen.

## **Direkttransport auf selbstangetriebenen Installationsschiffen**

Moderne Installationsschiffe begünstigen Konzepte mit Direkttransport der Komponenten von der Produktionsstätte ins Baufeld. Hierbei würden Komponenten jeweils am Produktionsort der schwersten Komponenten (Gondeln, Fundamentstrukturen) gebündelt. Die Anforderungen für Häfen ergeben sich aus den eingesetzten Schiffstypen und sind höher als bspw. beim Einsatz von kleineren Jack-ups und Feederschiffen. Insbesondere müssen eine ausreichende Wassertiefe, die Möglichkeit zum Aufjacken, eine freie Zufahrt (möglichst ohne Schleuse) und ausreichend große Liegeplätze vorhanden sein.

### **Prepiling**

Wenn sich die Tendenz zu einem Prepiling fortsetzt, kann sich ein gesondertes Potential im Bereich dieses Arbeitsschrittes ergeben. Da die Piles, die der Befestigung aufgelöster Fundamentstrukturen am Seeboden dienen, hinsichtlich ihres Gewichtes geringere Anforderungen an die Hafeninfrastruktur bedeuten, können für die Lagerung sowie Installationsaktivitäten im Bereich Prepiling auch kleinere Komponentenhäfen genutzt werden, anstatt auch diesen Schritt über den Basishafen der Fundamente abzuwickeln. Da die Piles häufig auch von einem anderen Lieferanten kommen als die Fundamentstrukturen, wäre dieses Vorgehen gegebenenfalls eine effizientere logistische Lösung.

## **2.2 Offshore-Windparkbetrieb**

Deutsche Offshore-Windparkprojekte planen in der Regel mit einer Betriebsdauer von 25 Jahren. Dies entspricht einer um fünf Jahre längeren Betriebszeit als es bisher in der Windenergiebranche (Onshore) Standard ist. Bisher sind die Betriebserfahrungen in deutschen Projekten noch stark begrenzt – bisher sind lediglich das Testfeld alpha ventus in der Nordsee und Baltic 1 in der Ostsee in Betrieb gegangen.

Bereits jetzt zeichnet sich ab, dass Optimierungsbemühungen auf eine Erhöhung der Zuverlässigkeit der Anlagen abzielen, um Störfälle von vornherein zu vermeiden. Denn diese führen zu zeitlichen Risiken, da die Erreichbarkeit der Offshore-Windenergieanlagen von den Wetterbedingungen abhängig ist. Servicefahrzeuge werden so ausgewählt, dass die Erreichbarkeit von Offshore-Windparks so weit möglich gesteigert werden kann. Hierbei ist ein optimales Verhältnis zwischen den sich hieraus ergebenden zusätzlichen Betriebskosten und den alternativ zu befürchtenden Stillstandszeiten und damit Ertragsverlusten zu finden.

### **2.2.1 Vorhandene Betriebskonzepte für Offshore-Windparks**

Die deutschen Offshore-Windparks weisen im Vergleich zu bestehenden europäischen Projekten wegen der großen Küstenentfernungen und Wassertiefen gesonderte Rahmenbedingungen auf, die die Entwicklung neuer Betriebskonzepte für Offshore-Windparks erforderlich machen.

Bei den bisher umgesetzten bzw. in Umsetzung befindlichen deutschen Projekten werden Betriebskonzepte angewendet, bei denen der Service von Land aus organisiert und vorgenommen wird.

Für die zukünftig geplanten Offshore-Windparkstandorte, die in noch weitaus größeren Entfernungen

liegen, werden voraussichtlich Konzepte genutzt werden, die den Einsatz von Wohnschiffen oder -plattformen vorsehen. Hierbei wären dauerhaft Personal- sowie Betriebsmittel in direkter Nähe des Offshore-Windparks auf See stationiert und von einem Versorgungshafen aus versorgt.

Neben verschiedenen Serviceschiffstypen werden für den Betrieb der Offshore-Windparks auch Helikopter eingesetzt.

### 2.2.1.1 Betriebsbasis an Land

Bei diesem Betriebskonzept wird ein Servicestandort an Land ausgewählt (Servicehafen). Dieser ist in der Regel nächstmöglich zum Offshore-Windparkstandort gelegen.

Das Konzept einer Betriebsbasis an Land lässt sich im Vergleich zu Stationen auf See kostengünstiger aufbauen, zudem bestehen in der Regel gute Möglichkeiten zur ständigen Vorhaltung ausreichender Betriebsmittel und Ersatzteile. Zudem sind die Arbeitsbedingungen für die Servicetechniker attraktiver, da diese nicht über lange Zeiträume auf See stationiert sind, ohne ihre Familien zu sehen. An Land sind für dieses Konzept ausreichende Lagerflächen (auch Hallenlagerflächen), Bürogebäude sowie ggf. auch Unterkünfte notwendig. Die Betriebsbasis sollte zudem gut aus dem Hinterland erreichbar sein und über eine tideunabhängige ständige Zugänglichkeit verfügen. [Uniconsult 2011]

Der Zugang zum Offshore-Windpark erfolgt im Falle einer Betriebsbasis an Land entweder mit speziellen Serviceschiffen oder mit Helikoptern. Häufig werden beiden Konzepte kombiniert.

Helikopter zeichnen sich durch ihre Unabhängigkeit von Wellenhöhen und damit bessere Zugangsraten aus. Die Reaktionszeiten sind zudem kürzer. Allerdings ist der Helikoptereinsatz sehr kostenintensiv. Zudem ist in vielen Einsatzfällen die Ladekapazität eines Helikopters nicht ausreichend. Die Ersatzteilversorgung muss somit auch hier durch Schiffe erfolgen. Im Falle dringlicher Einsätze bei großen Wellenhöhen stellt der Helikopter aber eine gute Option dar. Grundsätzlich sollte ein Helikopterlandeplatz im Servicehafen oder in dessen Nähe vorhanden sein. **Flüge in die AWZ sind zudem nur von einem zugelassenen Grenzübertrittspunkt erlaubt, wozu nicht alle Häfen zählen.**

Im Falle eines Zugangs per Schiff ist zunächst abzuwägen, welcher Schiffstyp eingesetzt werden soll, da je nach Schiffstypen das Arbeiten bis zu unterschiedlichen maximalen Wellenhöhen möglich ist. Hierbei sind auch die Standorteigenschaften zu beachten, um abwägen zu können, welcher Schiffstyp zu welchen Erreichbarkeiten führt. Ein spezieller Schiffstyp für den Windparkservice wurde beispielsweise durch die Abeking & Rasmussen-Werft entwickelt (SWATH), dieser verfügt über eine sehr gute Seegängigkeit und ermöglicht den Transfer zum Offshore-Windpark bis zu einer maximalen Wellenhöhe von 3,5 m bzw. den Übergang zu den Anlagen bis zu einer Wellenhöhe von 2,5 m [A&R 2010] – allerdings sind die Investitions- bzw. Charraten für einen solchen Schiffstyp relativ hoch. Bei weniger seegangstauglichen Schiffen ist damit zu rechnen, dass sehr häufig Servicetechniker ausfallen bzw. bei Ankunft im Offshore-Windpark nicht direkt einsatzfähig sind. [Uniconsult 2011]

Im Falle sehr weit von der Küste entfernter Offshore-Windparks werden die Fahrtzeiten für Serviceeinsätze zu lang, und das Konzept einer Betriebsstation an Land stellt keine optimale Option da. Näherungsweise lässt sich feststellen, dass das Konzept für Offshore-Windparks in Frage kommt, die sich in einer Entfernung von bis zu 30 sm vor der Küste [Uniconsult 2011] befinden.

### 2.2.1.2 Betriebsstation auf See

Das Konzept einer Betriebsstation auf See wurde für Offshore-Windparkstandorte in sehr weiten Küstenentfernungen entwickelt. Hierbei wird entweder eine fest installierte Wohnplattform am Offshore-Windparkstandort errichtet oder ein Wohn-/Hotelschiff eingesetzt, das dauerhaft im Windpark vor Ort liegt (verankert oder aufgejacket). Von der Betriebsstation auf See werden die Servicetechniker mit kleineren Serviceschiffen / Schlauchbooten oder auch Helikoptern zu den Anlagen transportiert. Um Synergien zu erzielen, ist es denkbar, dass Betriebsstationen auf See gleichzeitig mehrere räumlich nahe gelegene Windparks betreuen.

Tendenziell sehen aktuelle Planungen von Offshore-Windparkbetreibern eher den Einsatz von Wohnplattformen vor. Diese werden als Erweiterung der Umspannplattform ausgestaltet. Dies stellt eine kostengünstigere Option dar als der Einsatz von Hotelschiffen. Generell bedeutet eine Betriebsstation auf See aber deutlich höhere Betriebskosten als eine Servicebasis an Land. [Uniconsult 2011]

Vorteilhaft an einer Betriebsstation auf See sind die größtmögliche Nähe zum Offshore-Windpark und die sehr geringen Transferzeiten. Hierdurch kann die Erreichbarkeit des Offshore-Windparks gesteigert werden.

Es können nicht alle notwendigen Betriebsmittel und Ersatzteile auf der Betriebsstation auf See gelagert werden. Deshalb ist es zusätzlich notwendig, einen Versorgungshafen einzurichten. Von diesem aus findet auch der Personentransfer zur Betriebsstation auf See statt (regelmäßiger Personalwechsel).

Diese Art von Servicehafen zur Versorgung von Betriebsstationen auf See sollte über einen tideunabhängigen Zugang verfügen, im Falle des Einsatzes von Wohnschiffen muss der Hafen zudem die Einfahrt und Abfertigung der genutzten Schiffsgröße sowie ggf. ein Aufjacket ermöglichen. Es müssen ausreichende Lagerflächen (auch Hallenlagerflächen), Büroräume sowie ggf. auch Unterkünfte vorhanden und eine gute Erreichbarkeit aus dem Hinterland gewährleistet sein. [Uniconsult 2011]

Auch der zur Versorgung dienende Servicehafen sollte sich an einem der näher gelegenen Festlandpunkte befinden. Vorteilhaft kann es sein, wenn dort unabhängige Servicedienstleister oder auch Hersteller der Offshore-Windenergiebranche angesiedelt sind sowie eine gute Personalverfügbarkeit besteht.

### 2.2.2 Arbeitsaufwand im Zuge des Betriebs von Offshore-Windparks

Gemäß Standard „Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen“ des BSH sind die Anlagen auf See zu unterhalten, wofür eine detaillierte Planung zu entwickeln und fortzuschreiben ist. Alle wesentlichen Einbauteile und Montagen sind vom Produktionsort bis zum Aufstellungsort nachzuweisen und zu dokumentieren. Der Betrieb eines Offshore-Windparks beginnt mit der Betriebsfreigabe durch das BSH. [BSH 2007]

Gemäß BSH-Standard ist ein Betriebshandbuch zu entwickeln, das ein Betriebskonzept (Ablaufbeschreibung) inklusive der Kommunikationswege sowie ein Monitoringkonzept (Überwachung des Betriebs) für den Offshore-Windpark und den Netzanschluss enthalten muss. [BSH 2007] Zudem ist das Sicherheitskonzept eines Offshore-Windparks relevant für die Betriebsführung, weil dieses beispielsweise regelt, welche Mindestgröße ein Serviceteam haben muss u.a.

Für den Technischen Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen wird eine Servicebasis aufgebaut, die alle Tätigkeiten koordiniert. Hierzu gehören bspw. Wartungen und Reparaturen, es wird ein Wartungspflichtenbuch geführt. Dieser Tätigkeitsbereich wird in den ersten Betriebsjahren (häufig für fünf Jahre) durch den Anlagenhersteller übernommen.

Des Weiteren werden im Rahmen der Technischen Betriebsführungen regelmäßige Inspektionen an allen Anlagen durchgeführt. Es erfolgt eine stetige Überwachung der Anlagen und ihrer Betriebsbereitschaft bzw. Verfügbarkeiten über Windparkmanagementsysteme. Alle Betriebsführungstätigkeiten werden in Form von Protokollen, Berichten und Bewertungen dokumentiert.

Der Standard des BSH schreibt zudem die Durchführung Wiederkehrender Prüfungen vor. Diese beinhalten regelmäßige Inspektionen durch Zertifizierer / Prüfsachverständige. Die Ergebnisse der Prüfung werden in Form von Überwachungsberichten beschrieben und bewertet. Diese Berichte werden durch das BSH zur Prüfung heran gezogen. Laut des BSH-Standards sind Wiederkehrende Prüfungen jährlich an 25% der Offshore-Windenergieanlagen eines Windparks auf See durchzuführen. Nach vier Jahren sind so alle Offshore-Windenergieanlagen eines Parks geprüft worden. Die Umspannplattform ist jährlich zu prüfen. Im Zuge der Wiederkehrenden Prüfungen sind ein Nachweis der Transportvorgänge und Reparaturarbeiten im Offshore-Windpark sowie ein Nachweis der Transport- und Montagezustände vorzulegen. Ebenso werden regelmäßige Stellungnahmen des Sachverständigen für Geotechnik zu den Ergebnissen der Bauwerksüberwachungen verlangt. [BSH 2007]

Laut einer Studie von Uniconsult können auf Basis von Umfrageergebnissen folgende Aufwandsabschätzungen für den Technischen Betrieb von Offshore-Windparks angenommen werden: [Uniconsult 2011]

- Jährlich stattfindende Inspektionen durch ein Serviceteam mit drei Technikern, pro Offshore-Windenergieanlagen zwei bis drei Tage
- Wiederkehrende Prüfungen jährlich an 25% der Anlagen (s.o.), diese finden voraussichtlich inspektionsbegleitend durch zwei zusätzliche Techniker statt.
- Pro Jahr rechnen Hersteller mit sechs bis sieben Störungen pro Anlage, die jeweils innerhalb eines Tages durch ein Serviceteam (3 Techniker) behoben werden können.
- Bezüglich der Fundamente und Verkabelungen kann davon ausgegangen werden, dass die Hälfte aller Fundamentstrukturen und die Hälfte aller Verkabelungen jährlich einer eintägigen Inspektion unterzogen werden.
- Bezüglich der Untersuchungen des Kolksschutzes gibt es bisher nur wenige Erfahrungen, es kann kalkuliert werden, dass jede Fundamentstruktur einmal jährlich auf Erosion untersucht wird.

Die genannten Angaben können helfen, in Kapitel 4 das Marktpotential abzuschätzen, dass sich aus den Planungen für deutsche Offshore-Windparkprojekte für die Häfen ergibt

### **2.2.3 Erfahrungen und bisherige Vorgehensweisen**

Die Betriebserfahrungen in deutschen Offshore-Windparkprojekten sind noch begrenzt. Bisher sind zwei deutsche Offshore-Windparkprojekte vollständig in Betrieb: Das Testfeld alpha ventus sowie der kommerzielle Park Baltic 1. Zudem sind Teile des zweiten kommerziellen Projektes, BARD Offshore 1, bereits in Betrieb. Zu derzeit in Bau befindlichen Projekten (Borkum West II, Baltic 2) bestehen zwar noch keine Erfahrungswerte, die grundlegenden Betriebskonzepte sind aber bereits bekannt. Im



Folgendes wird näher auf die ersten Erfahrungen mit dem Betrieb der genannten Offshore-Windparkprojekte eingegangen.

### **2.2.3.1 alpha ventus**

#### **Entfernung zum Festland**

alpha ventus ist rund 32°sm von der Festlandküste entfernt.

#### **Betriebskonzept**

Im Falle von alpha ventus wurde eine Betriebsbasis an Land eingerichtet. Diese befindet sich in Norden. Tagsüber sind dort stets mindestens zwei Betriebsführer vor Ort. Wenn sich Schiffe im Windpark befinden bzw. Arbeiten am Offshore-Windparkstandort durchgeführt werden, ist die Betriebsbasis zudem täglich rund um die Uhr besetzt.

Das Serviceschiff ist in Norddeich stationiert und wird insbesondere für alle planbaren Einsätze im Offshore-Windpark genutzt. Der Helikopter wird bei Störfällen eingesetzt, wenn die Störungsbehebung dringlich erfolgen muss. Der Helikopterstandort ist Emden, denn Flüge in die AWZ sind nur von einem zugelassenen Grenzübergangspunkt aus zugelassen, und dies ist Norddeich nicht.

Die Wartung der Offshore-Windenergieanlagen des Offshore-Windparks alpha ventus wird bisher durch die beiden Hersteller AREVA Wind und REpower durchgeführt. Die Hersteller nutzen unterschiedliche Logistikkonzepte für die Durchführung der Wartungsmaßnahmen: REpower nutzt die Infrastruktur der Betriebsbasis, der Zugang erfolgt mit Hilfe des Serviceschiffes oder des Helikopters (nur in dringlichen Fällen). Der Zugang erfolgt in Wartungszeiten täglich erneut. AREVA Wind chartert für die Wartungszeiten ein Hotelschiff und liegt mit diesem für die gesamte Dauer der Arbeiten im Offshore-Windpark vor Ort, so dass die Arbeiten rund um die Uhr laufen können.

Folgende Einrichtungen und Zugangssysteme werden somit genutzt:

- Serviceschiff (Katamaran)
- Helikopter
- Hotelschiff

#### **Erfahrungen**

Laut Angaben der im Bereich Service beauftragten Reederei Norden-Frisia wurden in 2010 insgesamt 150-160 Transferfahrten zum Offshore-Windpark alpha ventus unternommen. [WHV Zeitung 2011] Hinzu kommen Helikopter-Einsätze zur Störungsbehebung sowie gesonderte Fahrten der Hersteller (AREVA Wind mit Hotelschiff).

Der Organisationsaufwand für den Betrieb ist sehr hoch, insbesondere für die Abwicklung des Schiffsverkehrs am Offshore-Windparkstandort sowie die dahinter stehende administrative Organisation und Betreuung der Schiffsbetreiber. Dieser Bereich gewinnt an Bedeutung und Aufwand, wenn der normale Betriebsablauf durch ungeplante Eintrittsfälle verändert wird, wie bei alpha ventus bspw. im Zuge der Lösung der Getriebeprobleme an den AREVA M5000-Anlagen.

Zudem werden im Testfeld alpha ventus verschiedenste Forschungstätigkeiten durchgeführt, für die zeitweise ebenfalls ein logistischer Aufwand entsteht. Hinzu kommen verschiedenste



Informationspflichten, die durch das Servicepersonal in der Betriebsbasis abgedeckt werden müssen.

Positive Erfahrungen wurden hinsichtlich der erzielten Energieerträge gemacht. So speiste alpha ventus in 2011 insgesamt 267 Gigawattstunden Strom ins Netz ein. Dies entspricht einer etwa 15-prozentigen Überschreitung des prognostizierten Jahreswertes. Auch die Anlagenverfügbarkeiten stellten die Betreiber zufrieden (bis zu 97%). [DOTI 2012]

### **2.2.3.2 Baltic 1**

#### **Entfernung zum Festland**

Baltic 1 befindet sich in der Ostsee rund 9°sm von der Festlandküste entfernt. [EnBW 2012]

#### **Betriebskonzept**

Im Falle von Baltic 1 wurde eine Betriebsbasis an Land eingerichtet, die sich in Barhöft befindet. Hier gewährleisten Serviceteams rund um die Uhr die Windparküberwachung. [EnBW 2012] Der Offshore-Windpark Baltic 1 ist per Schiff in 1-1,5 Stunden erreichbar. [EnBW 2010]

Zu den Aufgaben der Mitarbeiter der Betriebsbasis zählen Entstörungsmaßnahmen, Beobachtung des Seeverkehrs im Windparkareal, Überwachung der See- und Flugbefeuerung des Windparks sowie Service- und Wartungseinsätze vor Ort im Windpark. EnBW kalkuliert einen jährlichen Arbeitsaufwand von 100 Stunden für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten pro Offshore-Windenergieanlagen des Parks. [EnBW 2012]

Als Serviceschiff wird ein Mehrumpf-Arbeitsboot (Katamaran) eingesetzt, der über folgende Rahmendaten verfügt: Geschwindigkeit bis 30 Knoten, Länge 20 m, Breite 7,50 m. [EnBW 2010] Einmal jährlich sollen über fünf Tage Wartungsarbeiten an den 21 Offshore-Windenergieanlagen stattfinden. [NE 2011]

In den ersten drei Betriebsjahren wird an Baltic 1 ein groß angelegtes Forschungsprojekt durchgeführt. Die Untersuchungen sollen zu Erkenntnissen hinsichtlich der Optimierung des Betriebs von Offshore-Windparks und deren Integration in das Verbundnetz führen. Weitere Forschungsarbeiten beschäftigen sich mit der Verfeinerung von Windleistungsvorhersagen sowie der Minimierung der Ertragsrisiken von Offshore-Windparks unter den meteorologischen Bedingungen der Ostsee. Ziel ist es, die Forschungserkenntnisse in die Erweiterung von bestehenden Windparkmanagementsystemen um offshore-spezifische Module einfließen zu lassen. Hierdurch soll eine Windpark-Leitwarte entstehen, in der Betriebsabläufe ähnlich wie bei konventionellen Kraftwerken geplant und optimiert werden können. [ForWind 2011]

Folgendes Zugangssystem wird genutzt:

- Serviceschiff (Katamaran)

#### **Erfahrungen**

Es gab bereits einen Kollisionsunfall im Offshore-Windpark Baltic 1: Ein Schlepper mit Servicepersonal rammte im September 2011 die Trafostation des Parks. Es gab keine größeren Schäden oder Verletzte, die Offshore-Windenergieanlagen mussten während der Prüfung der Funktionsfähigkeit der

Trafostation aber letztlich rund einen Monat abgeschaltet bleiben, entsprechend ergaben sich nennenswerte Ertragsausfälle. [NE 2011]

Die erzeugte Energiemenge des Offshore-Windparks Baltic 1 lag in den ersten Betriebsmonaten oberhalb der Erwartungswerte, die Verfügbarkeiten der Anlagen waren gut. [NDR 1 2012]

### 2.2.3.3 BARD Offshore 1

#### Entfernung zum Festland

BARD Offshore 1 ist rund 68°sm von der Festlandküste entfernt und damit das am weitesten entfernte Projekt unter den bisher umgesetzten deutschen Offshore-Windparks.

#### Betriebskonzept

Im Falle von BARD Offshore 1 führt die BARD-Gruppe ein Gesamtkonzept für den Windpark durch, das auch den Betrieb beinhaltet. Hierbei wird die Umspannplattform („BARD 1“) gleichzeitig als Serviceplattform genutzt. Zudem verfügt die BARD-Gruppe über eine eigene Zugangs- und Versorgungslogistik.

Der Windparkservice wird von Land aus durch eine Leitwarte in Emden begleitet. Dort können jederzeit alle relevanten Daten jeder einzelnen Offshore-Windenergieanlage abgerufen werden. Auch die Mittelspannungsverkabelung des Parks und das Offshore-Umspannwerk werden von hier aus überwacht. Es ist geplant, dass die Leitwarte zukünftig zudem alle Wartungs- und Reparatursätze sowie die Materialwirtschaft koordiniert. bis zu laut Aussage der BARD-Gruppe können von der Emdener Leitwarte aus bis zu 400 Offshore-Windenergieanlagen betreut werden. [BARD 2012]

Die Umspannplattform, die gleichzeitig als Serviceplattform genutzt wird, verfügt über folgende Eigenschaften: [BARD 2012]

- Gesamthöhe: 84 m
- Abmessungen Topside: 42 x 42 x 17m
- Anzahl Decks: 5 / inkl. Hubschrauberlandedeck
- Besatzung: max. 40 Personen
- Höhe über Wasser: 20 m bis Unterkante Topside

Die BARD-Gruppe verfügt über ein eigenes Serviceschiff. Es handelt sich hierbei um den Schiffstyp SWATH. Dieses wird für den Transfer des Servicepersonals zu den Offshore-Windenergieanlagen genutzt. Das SWATH kann bis zu zwölf Passagiere sowie eine Decksladung von bis zu 1,5 t befördern. Die Fahrtgeschwindigkeit beträgt 18 kn, der Tiefgang liegt bei 2,70 m. [BARD 2012]

Neben dem Serviceschiff betreibt die BARD-Gruppe ein Versorgungsschiff. Es handelt sich um einen ehemaligen Bohrinselversorger, der über einen Kran sowie ein passives Heeling-System zum Ausgleich der Schiffsbewegungen verfügt. Die Fahrtgeschwindigkeit beträgt 10,5 kn, die Ladekapazität bei rund 2

t. Es können wie beim SWATH maximal zwölf Personen befördert werden. [BARD 2012]

Zusammenfassend werden somit folgende Einrichtungen und Zugangssysteme für den Betrieb des Offshore-Windparks BARD Offshore 1 genutzt: [BARD 2012]

- Wohnplattform
- Serviceschiff (SWATH)
- Versorgungsschiff

#### **2.2.3.4 Baltic 2**

##### **Entfernung zum Festland**

Baltic 2 ist rund 36°sm von der Festlandküste entfernt. [EnBW 2012]

##### **Betriebskonzept**

Wie der erste EnBW-Offshore-Windpark Baltic 1 soll auch Baltic 2 von der bereits bestehenden Betriebsstation im Servicehafen Barhöft betreut werden. Allerdings wird im Fall von Baltic 2 von Barhöft aus nur die Koordinierung der Servicevorgänge übernommen. Der Servicestützpunkt selbst wird sich auf See befinden, es soll hierbei ein fest installiertes Wohn- und Arbeitsschiff eingesetzt werden. Etwa alle 14 Tage wird das Serviceteam im Windpark gewechselt. Die Servicefahrten für den Personen- und Materialtransfer werden von Barhöft aus vorgenommen.

Folgende Einrichtungen und Zugangssysteme werden somit genutzt:

- Wohn- und Arbeitsschiff
- Serviceschiff für den Personen- und Materialtransport

#### **2.2.3.5 Borkum West II**

##### **Entfernung zum Festland**

Borkum West II ist rund 32°sm von der Festlandküste entfernt. [Trianel 2011]

##### **Betriebskonzept**

In den ersten Betriebsjahren ist in erster Linie der Hersteller AREVA Wind für den Betrieb des Offshore-Windparks verantwortlich, es besteht ein Wartungsvertrag von fünf Jahren mit Option auf weitere fünf Jahre. [Trianel 2011]

Als Basisstation für den Betrieb von Borkum West II dient eine modifizierte Umspannstation ca. 45 km nördlich der Insel Borkum. Dort soll es Möglichkeiten für die Lagerung von Material sowie Notunterkünfte für Personal und eine Tankstation für Helikopter und Schiffe geben. Die Servicetechniker sollen mit dem Helikopter zur Umspannstation transportiert werden. Von dort aus werden sie erneut mit Hilfe eines Helikopters zu den Offshore-Windenergieanlagen übergesetzt, wodurch die Anzahl der sehr teuren Flüge über lange Strecken begrenzt werden soll. [SWW 2011]

AREVA Wind führt jährliche Wartungen durch und geht zusätzlich von etwa sieben Störfällen pro Jahr aus, die einen Einsatz von Servicetechnikern notwendig machen. Die technische Ausstattung der Techniker soll es hierbei ermöglichen, dass diese im Fall eines Entstöreinsatzes bestimmte Wartungsarbeiten direkt übernehmen. So erfolgt eine zeitliche Optimierung. [SWW 2011]

Folgende Einrichtungen und Zugangssysteme werden somit genutzt:

- Helikopter
- Umspannplattform für Materiallagerung und als Zwischenstation für Personal

## 2.2.4 Zusammenfassende Übersicht – Betriebskonzepte in deutschen Projekten

In der nachfolgenden Tabelle 26 erfolgt eine zusammenfassende Übersicht der angewendeten bzw. geplanten Betriebskonzepte in den betrachteten deutschen Offshore-Windparkprojekten.

**Tabelle 26** Übersicht angewendeter bzw. geplanter Betriebskonzepte und Zugangssysteme bei deutschen Offshore-Windparkprojekten

OWP	Entfernung Land	Betriebskonzept			Zugang		
		Reaktionshafen an Land	(Wohn)plattform	Hotelschiff	Serviceschiff	Versorgungsschiff/Hotelschiff	Helikopter
Name	Seemeilen (sm)						
alpha ventus	32	•		•	•	•	•
Baltic 1	9	•			•		
BARD Offshore 1	68		•		•	•	•
Baltic 2	36			•	•	•	
Borkum West II	32						•

Folgende Schlussfolgerungen werden getroffen:

- **Entfernung zum Land:** Es bestätigt sich, dass bei einer Entfernung von über 30 sm in der Regel ein Servicestützpunkt auf See (Wohnplattform oder Hotelschiff) gewählt wird. Im Falle alpha ventus liegt die Entfernung nur knapp über 30 sm, sodass aufgrund der relativ geringen Anlagenanzahl (zwölf) ein Reaktionshafen an Land gewählt wurde – dies wird aber bei zukünftigen Projekten eher nicht mehr der Fall sein.
- **Betriebskonzept:** Bei Offshore-Windparks in einer Entfernung von mehr als 30 sm wird in der Regel eine Servicestation auf See konzipiert. Hierbei existieren unterschiedliche Konzepte, bisher lässt sich kein Trend ableiten. Sowohl der Einsatz von Plattformen (als Wohnplattform oder auch lediglich zur Materiallagerung und als Zwischenstation) als auch die Nutzung von Hotelschiffen werden angewendet.
- **Zugang:** Ein Serviceschiff wird in der Regel bei allen Offshore-Windparkprojekten benötigt, um den Personentransfer – entweder vom Land aus oder von der Station auf See – zu den Offshore-Windenergieanlagen zu übernehmen. Häufig werden zusätzlich Versorgungs-/Hotelschiffe eingesetzt (siehe Bereich Betriebskonzept). Für Entstörungseinsätze werden häufig Helikopter eingesetzt. Es existieren auch Konzepte, die für den größten Teil aller

Arbeiten / Transfers Helikopter (und keine Serviceschiffe) vorsehen.

### **2.2.5 Rückschlüsse hinsichtlich der Anforderungen der Offshore-Windenergiebranche an Häfen**

Es existieren bisher nur stark begrenzte Erfahrungen mit dem Betrieb von deutschen Offshore-Windparks. Da diese sich in weitaus größeren Küstenentfernungen befinden, als bisherige Offshore-Windparkprojekte im europäischen Ausland, sind neue Betriebskonzepte zu entwickeln. Ziel ist es stets ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den Kosten eines Betriebskonzeptes und dem damit verbundenen Zugewinn im Hinblick auf die Anlagenverfügbarkeit zu erreichen.

Aus den bisherigen Ergebnissen lassen sich folgende Tendenzen ableiten:

#### **Betriebsstation auf See**

Die großen Entfernungen der meisten deutschen Offshore-Windparkprojekte führen dazu, dass ein Großteil der Projekte eine Betriebsstation auf See vorsehen wird, also (Wohn)plattformen oder Hotelschiffe einsetzen wird. Diese Konzepte werden in der Regel bei Projekten in Entfernungen von mehr als 30°sm verfolgt. Die Betriebsstationen auf See müssen regelmäßig versorgt werden, weshalb sich auch hier ein Potential für Häfen an Land ergibt. Die Anzahl der Transferfahrten ist hier aber geringer. Zudem werden ggf. andere Schiffstypen eingesetzt. Auch die Notwendigkeit der geringstmöglichen Entfernung zum Offshore-Windpark nimmt bei diesen Konzepten ab. Eine möglichst geringe Entfernung ist zwar dennoch wichtig, unter Umständen kann aber auch ein geringfügig weiter entfernter Standort sinnvoll sein, wenn dort bspw. die Produktion des Anlagenherstellers angesiedelt ist.

#### **(Wohn)plattformen und Hotelschiff**

Im Falle der Betriebsstationen auf See lässt sich noch kein eindeutiger Trend in Richtung Plattformen oder Hotelschiffen absehen. Dies wird im Einzelfall entschieden. Der Hersteller Siemens tendiert bisher zu einem Einsatz von Hotelschiffen. In beiden Fällen ist ein Versorgungshafen an Land notwendig, von dem aus Transferfahrten mit Material und Personal erfolgen. Das Hotelschiff benötigt zusätzlich einen Liegeplatz.

#### **Helikopter**

Es ist davon auszugehen, dass bei allen Servicekonzepten auch Helikopter-Einsätze vorgesehen werden. Die Anzahl dieser Einsätze kann hierbei stark variieren, je nachdem ob der Helikopter bspw. das Haupt-Transportmittel darstellt oder nur zur akuten Störungsbehebung oder auch zum Personaltransport bei einem höheren Wellengang genutzt wird. Eine Start- und Landemöglichkeit für Helikopter im Servicehafen bzw. in direkter Nähe ist in jedem Fall vorteilhaft.

#### **Vielfältige Zugangssysteme**

Die Zugangskonzepte werden einzelfallbezogen ausgewählt und unterscheiden sich je nach Offshore-Windparkkonzept. In der Regel werden Serviceschiffe eingesetzt. Helikopter werden sehr häufig für den Bereich ungeplanter Einsätze zur Entstörung vorgesehen. Es gibt auch Konzepte, die im Schwerpunkt mit Helikoptern anstatt Schiffen arbeiten. Es wurden verschiedenen spezielle

Serviceschiffe und Anlandungssysteme entwickelt (bspw. SWATH, Ampelmann), diese sind jedoch relativ kostenintensiv und es gibt keine eindeutigen Tendenzen hin zu bestimmten Zugangssystemen. Der Einfluss der am jeweiligen Standort zu berücksichtigenden signifikanten Wellenhöhe ist groß, diese bestimmt die Auswahl des Zugangssystems (anhand der damit zu erzielenden Erreichbarkeit zu definierten Kosten).

### **Einsätze / Transfers**

Es werden einmal jährlich stattfindende Inspektionen / Wartungen an 25% der Offshore-Windenergieanlagen geplant, hinzu kommen 6-8 durch die Hersteller kalkulierte ungeplante Störungen, die einen Einsatz von Servicetechnikern notwendig machen. Auch die Fundamente, der Kolkenschutz und die Kabel sowie das Umspannwerk eines Offshore-Windparks müssen regelmäßig gewartet werden.

Dies führt dazu, dass die Tage, an denen die Wetterbedingungen einen Zugang zum Offshore-Windpark ermöglichen, stets für Serviceeinsätze genutzt werden und somit insbesondere in den Monaten März bis November sehr viele Transfers zu den Anlagen stattfinden. Diese erfolgen entweder direkt ab dem Reaktionshafen an Land oder ab dem Servicestützpunkt auf See, der nur etwa alle ein bis zwei Wochen durch Versorgungsschiffe angefahren wird.

### **Bedarf nach Hafenskapazitäten**

Der gewählte Servicehafen sollte Möglichkeiten zur Einrichtung des Servicebüros/ Leitstandes bieten. Es sollten ausreichende Lagerkapazitäten (unterschiedlich, je nach Servicekonzept) vorhanden sein (Freifläche und Hallen). Der Servicehafen sollte sowohl von Land als auch von See aus gut erreichbar sein.

## **3 Vorhandene Hafeninfrastruktur und Übersicht über die in der Offshore-Windenergie aktiven deutschen Häfen**

### **3.1 Datenlage**

Insbesondere folgende Veröffentlichungen / Analysen wurden gesichtet und sind in die Ergebnisse der folgenden Kapitel eingegangen:

- ZDS-Hafenatlas [ZDS 2012]
- Hafenkonzept Niedersachsen
- Hafenkooperation Offshore-Häfen Nordsee SH: Hafenkonzept Offshore-Häfen Nordsee SH. [Hafenkooperation 2010]
- Konkretisierung des Hafenkonzeptes Offshore-Häfen Nordsee SH“ [Uniconsult 2011]
- Potenzialanalyse Häfen Mecklenburg-Vorpommern [GLGH 2011]
- Informationen der Seaports Niedersachsen [Seaports 2012]
- Internetplattform der Jade-Hochschule Offshore-info.de [Jade HS 2011]
- Potenzialanalyse Offshore Terminal Bremerhaven [prognos 2011]

- „Marktpotenziale und Entwicklungsmöglichkeiten für den Standort Brunsbüttel im Windenergieanlagencluster“ [Uniconsult 2010]

Ergänzend zu den genannten bestehenden Studien zum Thema Offshore-Windenergie und Häfen wurden eigene Recherchen durchgeführt. Zudem wurde eine Befragung der deutschen Seehäfen über den ZDS durchgeführt, in der die detaillierten Eigenschaften von für die Offshore-Windenergiebranche nutzbaren Hafenbereichen an den einzelnen Standorten abgefragt wurden.

## 3.2 Übersicht

Im Folgenden soll eine Einordnung der vorhandenen Hafenaktivitäten in Deutschland vorgenommen werden. Ziel ist es, einen Überblick über die Hafenaktivitäten auf Basis von Kurzprofilen zu erlangen.

Es werden Hafenstandorte näher betrachtet, die konkrete Aktivitäten mit Bezug zur Offshore-Windenergie aufgenommen haben (exemplarische Betrachtung bzw. Status Quo). Hierbei werden sowohl deutsche Häfen in Niedersachsen, Bremen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern berücksichtigt als auch deren europäische Konkurrenz.

Zunächst werden in Tabelle 27 die Häfen mit konkreten Aktivitäten, unterteilt gemäß der entwickelten Systematik dargestellt.

Basishäfen	Zulieferung	Servicehäfen
<b>Status</b>		
Bremerhaven	Nordenham	Norddeich
Cuxhaven	Stade	Barhöft
Sassnitz/Mukran	Brunsbüttel	Helgoland
Eemshaven, NL	Bremen	
Vlissingen, NL	Rostock	
Esbjerg, DK		
<b>Weitere Häfen mit angekündigten Aktivitäten</b>		
Emden	Brake	Hörnum
Wilhelmshaven	Rendsburg	Büsum
Brunsbüttel		Sassnitz
Hull, GB		

**Tabelle 27**

**Hafenstandorte mit konkreten Aktivitäten im Bereich Offshore-Windenergie**

Die in Tabelle 27 dargestellte Aufzählung von Hafenstandorten mit konkreten Aktivitäten im Offshore-Windenergiebereich ist nicht abschließend. Insbesondere im Bereich der Komponenten- und Servicehäfen wurden Standorte, die in den bisherigen deutschen Offshore-Windparkprojekten vordergründig von Relevanz waren bzw. sind, ausgewählt. Auf diese Weise kann bereits ein gutes Bild über die Hafenaktivitäten gewonnen werden. Die Situation entwickelt sich allerdings dynamisch, so kann bspw. die Ansiedlung von Anlagen- bzw. Fundamentherstellern oder Zulieferern unmittelbar zu einem Zuwachs an aktiven Hafenstandorten führen; gleiches gilt für Servicehäfen: wenn weitere Offshore-Windparks in Betrieb gehen, werden weitere Servicestandorte entstehen.

Im Folgenden werden die einzelnen in Tabelle 27 vorgestellten Häfen hinsichtlich ihrer Eigenschaften und Aktivitäten in der Offshore-Windenergiebranche im Rahmen von Kurzprofilen beschrieben.



### 3.3 Basishäfen für die Offshore-Windenergie

Zunächst werden im Rahmen der Analyse solche Hafenstandorte betrachtet, die als so genannte „Basishäfen“ in Betracht kommen. Offshore-Basishäfen stellen solche Standorte dar, die den besonderen Anforderungen der Offshore-Windenergiebranche im Bereich der Installationsarbeiten an den Hafenstandorten gerecht werden. Zumeist ist an Basishafenstandorten ein vielseitiges Offshore-Windenergiecluster angesiedelt und es werden relevante Investitionen zur Optimierung der Standorte für die Offshore-Windenergie getätigt.

Basishäfen sind somit hinsichtlich ihrer Infrastruktur und Ausstattung geeignet, um Großkomponenten für die Offshore-Windenergieindustrie umzuschlagen (das bedeutet Installation, Import/Export). Es findet von dort aus ein Transport in das Offshore-Windpark-Baufeld statt. Im Basishafen sind ausreichende Vormontageflächen vorhanden, die Einfahrt und ein Aufjacken moderner Installationsschiffe sind möglich. Diese Häfen ermöglichen demnach auch die Zusammenführung der Großkomponenten für Offshore-Windparks, so dass daraufhin die Installation erfolgen kann.

Eine in räumlicher Nähe angesiedelte Produktion (im Idealfall im Hafen selbst) ist stark förderlich für das Potential des Basishafens. Das heißt, die ZDS-Funktionen eines Installationshafens werden durch diese Häfen gewährleistet, häufig werden zusätzlich auch die Funktionen eines Produktionshafens erfüllt. Ebenso kann auch ein Import und Export von Komponenten erfolgen.

Zusammenfassend ergeben sich folgende maßgebliche Anforderungen an Basishäfen:

- Großzügige, attraktive Flächen zur Industrieansiedlung (möglichst mit direktem Zugang zum Tiefwasser) [IWES 2011]
- Ausreichende Lagerflächen (langfristig verfügbar, möglichst ca. 30 ha) [IWES 2011]
- Ausreichender Lager- und Vormontagebereich in direkter Kaimnähe (ca. 8+ ha) [IWES 2011]
- Kailänge von mind. 250-300 m pro Liegeplatz für die Abwicklung von Installationsschiffen
- Eignung von Lager- und Vormontageflächen für die Offshore-Windenergieindustrie hinsichtlich Zugänglichkeit und Schwerlastfähigkeit (10-15 t/m<sup>2</sup>) [IWES 2011]
- Gute Hinterlandanbindung, Anbindung an Binnenwasserstraßen vorteilhaft
- Ausstattung für den Umschlag sehr großer und schwerer Einzelkomponenten (SPMTs, Krane)
- Angebot von begleitenden maritimen Dienstleistungen
- Gute nautische Erreichbarkeit, freier Zugang zur offenen See (wenn Schleusen vorhanden sind, müssen diese ausreichend dimensioniert sein, um die Einfahrt moderner Installationsschiffe zu ermöglichen)
- Ausreichende Wassertiefe und Liegeplatzbreiten für moderne Installationsschiffe
- Möglichkeit des Aufjackens der Installationsschiffe
- Keine für die Komponenten der Offshore-Windenergiebranche schädlichen Immissionen im Hafenbereich

Die folgende Abbildung 29 gibt einen Überblick über die im Rahmen der vorliegenden Analyse betrachteten derzeitigen und weiteren potentiellen Offshore-Basishäfen an der Nord- und Ostseeküste.

Diese werden im Folgenden jeweils hinsichtlich ihrer Eigenschaften näher beschrieben.

In der Karte werden sowohl der aktuelle Status im Bereich Basishäfen (Standorte, die bereits entsprechende Investitionen getätigt und sich im Markt positioniert haben) als auch die möglichen weiteren Standorte in diesem Segment dargestellt. Letztere haben bereits konkrete Planungen bezüglich eines möglichen Ausbaus für die Offshore-Windenergie entwickelt.



**Abbildung 29** Im Rahmen der Analyse betrachtete Offshore-Basishäfen (Karte: [SOW 2011], mit eigenen Änderungen)

### 3.3.1 Status

#### 3.3.1.1 Bremerhaven

##### ***Erfüllte Funktionen:***

Produktionshafen, Installationshafen, Import- und Exporthafen

##### ***Maßgebliche Standorteigenschaften:***

In Bremerhaven hat sich über die letzten Jahre ein vielseitiges Offshore-Windenergiecluster heraus gebildet. Hierbei wurden geeignete Industrie- und Lagerflächen eigens für Akteure der Branche neu geschaffen.

Die Wirtschaftsförderung in Bremerhaven (BIS) engagiert sich für die Offshore-Windenergie. Die Ansiedlung von Unternehmen der Branche soll zu einem wirtschaftlichen Aufschwung für die Stadt führen. Die BIS war bisher sehr erfolgreich hinsichtlich der Ansiedlung von Herstellern der Offshore-Windenergiebranche (siehe unten). Zudem wurden verschiedene Forschungseinrichtungen für die Windenergie gegründet (bspw. Fraunhofer IWES, Windkanal der Deutschen WindGuard, Trainings-

zentrum für Offshore-Sicherheitstrainings). Auch im Bereich Qualifizierung werden Programme initiiert (bspw. Masterstudiengang an der Fachhochschule Bremerhaven sowie Kurse des ma-co (maritimes kompetenzzentrum)).

Bisher ist das Zentrum der Offshore-Windenergiebranche in Bremerhaven das Gewerbegebiet Luneplate am Labradorhafen (der ein Teil des Fischereihafens ist). Dort haben die in Bremerhaven angesiedelten Hersteller ihre Produktionsstätten.

Die Lagerung von Komponenten erfolgt derzeit auf den Flächen der Hersteller sowie auf der ABC-Halbinsel. In den entsprechenden Ausbau der ABC-Halbinsel für die Offshore-Windenergiebranche ist bereits ein Investitionsvolumen von 23 Mio. Euro geflossen (Privatfinanzierung). [Bremerhaven 2012c] Die Nutzung der ABC-Halbinsel bedingt eine relativ aufwendige Logistik, da auf dem Weg zwischen den Produktionsstätten der Hersteller und der ABC-Halbinsel zwei Schleusen liegen.

Der Containerterminal in Bremerhaven wird derzeit als Installationshafen für die Errichtung des Offshore-Windparks Nordsee Ost I genutzt. Für die Optimierung der Anlagen auf den Bedarf der Offshore-Windenergiebranche wurden insgesamt rund 4,5 Mio. Euro investiert. Die Finanzierung der notwendigen Liegeplatzerüchtigung erfolgte durch bremenports, die nötige Containerbrückenertüchtigung durch die Nutzer. [Bremerhaven 2012a]

Die Nutzung des Containerterminals für den Umschlag von Offshore-Windenergieanlagenkomponenten ist jedoch nur befristet vorgesehen. Für eine langfristige Nutzung und einen optimierten Umschlag von Komponenten für die Offshore-Windenergiebranche wäre die Schaffung einer Schwerlastplatte, die Ertüchtigung von Flächen und die Herstellung ausreichender Wassertiefen erforderlich (ggf. im Bereich ShortSeaKaje hinter der Nordschleuse). Im Bereich des Containerterminal 1 gibt es aber grundsätzlich einen starken Wettbewerb mit dem Containerumschlag als dem eigentlichen Kerngeschäft. [Bremerhaven 2012a]

**Tabelle 28**      **Grundeigenschaften Standort Bremerhaven [BIS 2012] [Bremerhaven 2012a] [Bremerhaven 2012b] [Bremerhaven 2012c] [Uniconsult 2010] [ZDS 2012] [eigene Recherche]**

	Kriterien	Beschreibung	Einschätzungen/Erläuterungen
Anbindung	Hinterlandanbindung	Labradorhafen: Autobahn 2,5 km (A27) Schiene: ja Binnenwasserstraße: Anschluss ans Binnenwasserstraßennetz über die Weser	Die Hinterlandanbindung ist gut, auch die Anbindung ans Binnenwasserstraßennetz über die Weser ist positiv.
		ABC-Halbinsel (Kaiserhafen): Autobahn: 5 km Gleisanschluss: ja	
		CT Süd: Autobahn: 9 km Gleisanschluss: ja	
Anbindung	Seewärtige Anbindung	Labradorhafen: Revierfahrt Weser: 35°sm; Schleuse: ja	Die vorhandenen Schleusen erlauben die Einfahrt sehr großer moderner Installationsschiffe für die Offshore-Windenergie nicht. Der CT Süd soll nur übergangsweise durch die Offshore-Windenergiebranche genutzt werden.
		ABC-Halbinsel/Kaiserhafen: Revierfahrt 32 sm; Schleuse: ja	
		CT Süd/CT 1: Revierfahrt 32 sm	

Flächen			
Flächen	Industrieflächen	Labradorhafen: 200 ha	Sehr positive Bedingungen.
	Kai-/Vormontagefläche, Lagerflächen	Labradorhafen: Vormontageflächen: keine; an den Standorten der Hersteller vorhanden (Luneort) Lagerflächen: 20 ha	Die Lagerflächen der Hersteller wurden teilweise bereits durch diese erweitert, Expansionsmöglichkeiten sind in ausreichender Weise vorhanden. Durch die direkte Nähe zum Kai sind weniger gesonderte Lagerflächen im Hafen nötig. Die ABC-Halbinsel bietet geeignete Bedingungen zur Lagerung schwerer Komponenten, ist aber nur über zwei Schleusen erreichbar (d.h. zusätzliches Umladen der Komponenten nötig). Der CT 1 bietet ausreichende Lagerflächen, soll aber nicht dauerhaft für die Offshore-Windenergie genutzt werden.
		ABC-Halbinsel: 3.500 m <sup>2</sup> große Schwerlastplatte für Lagerung von Fundamentstrukturen (20t/m <sup>2</sup> ); 10 ha Terminalfläche für Lagerung und Vormontage (10t/m <sup>2</sup> )	
		CT 1: ca. 25 ha für Vormontage und Lagerung	
Erweiterungsflächen	Luneort, Luneplate sowie nördlich angrenzend: ca. 253 ha  CT 1: 17 ha	Die Flächenpotentiale in Bremerhaven sind sehr groß und befinden sich in direkter Nähe der bisherigen Flächen der angesiedelten Hersteller sowie zum geplanten Offshore Terminal. Allerdings ist zumeist eine relativ aufwendige Aufbereitung des Bodens / Flächenerschließung erforderlich.	
Eigenschaften	Kailänge	Labradorhafen: 280 m	Die Kailängen sind ausreichend für große Installationsschiffe, begrenzende Faktoren sind eher die Wassertiefe und vor allem Schleusen.
		ABC-Halbinsel: 900 m	
		CT 1: 400 m	
	Schwerlastfähigkeit / -platte	Labradorhafen: Kai ist schwerlastfähig mit 7 to/m <sup>2</sup>	Die Schwerlastfähigkeit könnte in einzelnen Bereichen nicht ausreichend sein. Auf der ABC-Halbinsel ist eine gute Schwerlastfähigkeit des Bodens gegeben. Zur Nutzung der ABC-Halbinsel ist allerdings ein zusätzlicher Transportvorgang notwendig.
		ABC-Halbinsel: Terminalfläche ist schwerlastfähig mit 10 to/m <sup>2</sup> , auf Schwerlastplatte (3.500 m <sup>2</sup> ) 20 t/m <sup>2</sup> möglich	
		CT 1: Kai ist schwerlastfähig mit 5 to/m <sup>2</sup>	
	Max. Schiffslänge	Labradorhafen: ca. 140 m	Im Labradorhafen sind 140 m des Kais als Schwerlastkaje verfügbar und bieten einen geeigneten Liegeplatz für Schiffe bis 140 m Länge. In den Bereichen ABC-Halbinsel und CT Süd können noch größere Schiffe bedient werden. Damit sind die Kailängen ausreichend für moderne Schiffstypen.
ABC-Halbinsel: 305 m			
CT 1: 400 m			
Wassertiefe (minimal)	Labradorhafen: 7,6 -8,1 m	Die relativ geringe Wassertiefe im Labradorhafen könnte zukünftig eine Einschränkung darstellen. Im Bereich der ABC-Halbinsel und des CT 1 sind die Wassertiefen ausreichend.	
	ABC-Halbinsel: 10,5 m		
	CT 1: 12,8 m		

Eigenschaften	Tidenhub	Labradorhafen: 0 m	In den abgeschleusten Bereichen gibt es keinen Tidenhub. Dies ist zwar positiv, dafür bestehen die Begrenzungen durch die Schleusen bzgl. der Einfahrt moderner Installationsschiffe. Im Bereich CT1/CT Süd gibt es einen zu berücksichtigenden Tidenhub.	
		ABC-Halbinsel/Kaiserhafen: 0 m		
		CT 1: 3,75 m		
	Schleusen	Labradorhafen: eine Schleuse (181 m lang, 35 m breit)	Die Schleusen wirken begrenzend aufgrund ihrer nicht ausreichenden Größe bzgl. der Durchfahrt moderner Installationsschiffe sowie zeitlichen Faktoren. Der CT 1 hat keine Schleuse, soll aber nicht dauerhaft für die Offshore-Windenergie genutzt werden.	
		ABC-Halbinsel/Kaiserhafen: Schleuse vorhanden, Größe von 305 x 55 m		
		CT 1: keine Schleuse		
	Aufjacken	Labradorhafen: ja, mit 15 m Abstand zur Kaje	Weiter Abstand zur Kaje könnte im Zuge der Verladevorgänge nicht optimal sein.	
		ABC-Halbinsel/Kaiserhafen: ja		
		CT 1: ja, möglich		

### Strategie und Entwicklung:

In Bremerhaven soll für die Offshore-Windenergiebranche ein spezieller Offshore-Terminal (OTB) gebaut werden, von dem aus die Installation der Offshore-Windparks, sowie Im- und Export von Windenergieanlagenkomponenten erfolgen sollen. Ein entsprechendes Konzept liegt vor, aktuell läuft das Ausschreibungsverfahren für die Umsetzung des OTB. Die Inbetriebnahme ist für 2014 geplant.

Aufgrund der zu erwartenden großen Bedeutung, die der Offshore-Terminal Bremerhaven zukünftig für die Offshore-Windenergie haben könnte sowie aufgrund des fortgeschrittenen Planungsstadiums, werden in Tabelle 29 auch für den Offshore-Terminal Bremerhaven die Grundeigenschaften des Hafens in Kurzform dargestellt.

**Tabelle 29 Grundeigenschaften Standort Bremerhaven (Offshore Terminal Bremerhaven - OTB) [BIS 2012]**

Kriterien	Beschreibung	
Hinterlandanbindung	Straße: A27 (5 km Entfernung) Schiene: über Wulstdorf vorhanden, jedoch kein Gleisanschluss direkt bis zum OTB Binnenwasserstraße: Anschluss ans Binnenwasserstraßennetz über die Weser	
Seewärtige Anbindung	Revierfahrt Weser: 32 sm	
Industrieflächen	Siehe Tabelle 28, Gewerbegebiet Luneort in direkter Nähe	
Lagerflächen / Vormontageflächen	Gesamtfläche des OTB: 25 ha	
Erweiterungsflächen	Luneort, Luneplate sowie südlich angrenzende Flächen: ca. 253 ha (siehe Tabelle 28)	
Kailänge	500 m	
Wassertiefe	10,5 m	
Schleusen	keine	

Die Ausgestaltung des OTB bietet optimale Bedingungen für die Offshore-Windenergiebranche. Zugang, Kailänge und Wassertiefe sind geeignet für die Abfertigung großer, moderner Installationschiffe. Auch die geplante Ausstattung des OTB wird auf die Offshore-Windenergiebranche optimiert, so ist bspw. eine 500 x 70 m große Schwerlastplatte geplant.

Die Umsetzung des OTB sollte über ein Konzessionsmodell durch private Investoren erreicht werden. Im September 2012 wurde allerdings bekannt, dass auf diese Weise kein Investor gefunden wurde und das Ausschreibungsverfahren abgebrochen werden musste. Die Machbarkeit einer Privatfinanzierung wurde damit aufgrund der hohen Investitionsrisiken als negativ bewertet. Nun suchen die Verantwortlichen nach neuen Wegen, um den OTB umzusetzen, die Planung wird aufrechterhalten. [Nordseezeitung 2012]

### ***Angesiedelte Hersteller:***

In Bremerhaven sind die folgenden Herstellerunternehmen der Offshore-Windenergiebranche angesiedelt:

- WeserWind (Aufgelöste Fundamentstrukturen)
- AREVA Wind (Offshore-Windenergieanlagen)
- REpower (Offshore-Windenergieanlagen)
- PowerBlades (Rotorblätter für REpower)

Damit hat sich Bremerhaven bereits eine sehr gute Marktposition erarbeitet, die ein großes Umschlagpotenzial birgt: Mit zwei Offshore-Windenergieanlagenherstellern, einer Rotorblattfertigung und einem Fundamenthersteller werden entscheidende Großkomponenten vor Ort gefertigt. Insbesondere bei sehr schweren Großkomponenten wie Gondeln und Fundamentstrukturen sollte eine Mehrfachverladung zukünftig nach Möglichkeit vermieden werden. Wenn von Bremerhaven aus der direkte Umschlag und die Durchführung der Installationsarbeiten machbar wären, würde dieses Potenzial durch die ansässigen Hersteller genutzt.

### **3.3.1.2 Cuxhaven**

#### ***Erfüllte Funktionen:***

Produktionshafen, Installationshafen, Import- und Exporthafen

#### ***Maßgebliche Standorteigenschaften:***

Der Seehafen Cuxhaven liegt direkt an der Elbmündung und zudem befindet sich die westliche Einfahrt des Nord-Ostsee-Kanals in direkter Nähe. Cuxhaven gilt als bedeutender Umschlaghafen für den RoRo-Verkehr und für den Umschlag von Stückgütern, Stahlprodukten, Projektladungen und PKW sowie als Offshore-Basishafen. [NPorts 2012]

Cuxhaven hat sich sehr frühzeitig im Bereich Offshore-Windenergie positioniert. Der Standort verfügt mittlerweile über eine sehr gute Ausstattung, wie einen Portalkran sowie einen Mobilkran und eine Schwerlastplattform. Alle Einrichtungen sind zudem direkt am seeschifftiefen Fahrwasser der Elbe gelegen. [Offshore Basis 2012]



Bereits im Zeitraum 2005-2008 hat die Stadt Cuxhaven den ersten Bauabschnitt der „Offshore Basis Cuxhaven“ durchgeführt und die Schwerlastplattform im Hafенbereich Cuxport errichtet. Zudem wurden eine Erschließungsstraße angelegt, Industrie- und Gewerbeflächen für hohe Gewichtsbelastungen aufbereitet und ein Eisenbahngleis mit Verladestraße angelegt. Seit 2009 ist der Offshore Terminal I in Betrieb, noch im Jahr 2012 soll der Offshore Terminal II fertig gestellt werden. Beide Terminals sind auf die Bedürfnisse der Offshore-Windenergie optimiert ausgestaltet und über eine Schwerlastverbindungsstraße mit der Schwerlastplattform und dem Gewerbegebiet verbunden. [Offshore Basis 2012] In den Offshore-Terminals I und II sind insgesamt sechs SPMT-Fahrzeuge verfügbar, die für den Transport der schweren Komponenten für die Offshore-Windenergieindustrie innerhalb der Hafenanlagen und Lagerflächen genutzt werden können. [Cuxhaven 2012]

Es bestehen keine konkurrierenden Nutzungen in den Hafенbereichen der Offshore-Terminals sowie der Schwerlastplatte (Cuxport). [Cuxhaven 2012] Die Anlagen Offshore-Terminal I und II wurden speziell für die Offshore-Windenergieindustrie geschaffen. Für die Errichtung der Offshore-Terminals I und II wurden insgesamt 125 Mio. Euro investiert, für die Schwerlastplattform rund 7 Mio. Euro. Die Finanzierung erfolgte über öffentliche Mittel aus dem Land Niedersachsen und der Stadt Cuxhaven, zudem floss eine Förderung der Europäischen Union ein. [Cuxhaven 2012]

Von Cuxhaven aus ist laut Informationen des Hafens eine Verschiffung vormontierter Rotorsterne möglich. Der Hafen hat eine entsprechende Vereinbarung mit der WSA getroffen. Es gibt hierbei die generelle Einschränkung, dass auf den laufenden Verkehr Rücksicht genommen werden muss. Bei Installationsschiffen mit Geschwindigkeiten von > 10 Knoten kann tideunabhängig gefahren werden. [Cuxport 2012]

Zusätzliche Flächen und Nutzungsmöglichkeiten bestehen ggf. im Bereich des Fischereihafens und Steubenhöft. Dort soll ein Wartungszentrum angelegt werden, auch Servicearbeiten während der Installation können von dort aus erfolgen.

Hafennahe Industrie- und Gewerbeflächen sind vorhanden. Die Entwicklung der „Offshore Basis Cuxhaven“ wird durch die Wirtschaftsförderung der Stadt stark vorangetrieben und unterstützt. Im Jahr 2009 hat das Offshore Kompetenzzentrum Cuxhaven mit dem Ziel der Qualifizierung und Weiterbildung von Arbeitskräften für die Offshore-Industrie seinen Betrieb aufgenommen. [Offshore Basis 2012]

**Tabelle 30      Grundeigenschaften Standort Cuxhaven [Cuxhaven 2012]  
[Offshore Basis 2012]**

	Kriterien	Beschreibung	Einschätzungen/Erläuterungen
Anbindung	Hinterlandanbindung	Straße: A27, B73 Schiene: Richtung Bremen und Hamburg, Gleisanschluss Binnenwasserstraßen: Elbe	Die Hinterlandanbindung ist gut, insbesondere der Elbezugang als eine bedeutende Binnenwasserstraße ist positiv.
	Seewärtige Anbindung	Revierfahrt: 25-27 sm	
Flächen	Industrieflächen	130 ha erschlossene Flächen	Diese sind über eine Schwerlaststraße mit den Terminals verbunden.
	Kai-/Vormontagefläche, Lagerflächen	Offshore Terminal I+II: 26,5 ha Cuxport: 2,5 ha	Gute Ausgangssituation im Bereich Flächen.

Flächen	Erweiterungsflächen	Cuxport, LP 4: 8,5 ha (partiell mit 50 t/m <sup>2</sup> )	Erweiterungsflächen vorhanden, aber begrenzt.	
		Industrie-Ansiedlungsflächen potentiell: 30 ha		
Eigenschaften	Kailänge	Offshore Terminal I+II: 1.150 m	Ausreichende Kailängen für moderne Installationsschiffe.	
		Cuxport: 250 m		
	Schwerlastfähigkeit / -platte	Offshore Terminal I+II: 10-20 t/m <sup>2</sup>	Die Schwerlastfähigkeit ist als sehr gut zu bewerten. Auch eine schwerlastfähige Straßenverbin- dung von Hafen- und Gewerbe- bereichen ist vorhanden.	
		Cuxport: 1.600 m <sup>2</sup> als Schwerlastplatte mit 90 t/m <sup>2</sup>		
	Max. Schiffslänge	unbegrenzt	In beiden Bereichen ausreichend bzgl. moderner Installationsschiffe.	
	Max. Schiffsbreite	unbegrenzt		
	Wassertiefe (minimal)	Offshore Terminal I+II: 10 m	Trotz der zu berücksichtigenden Tide ist die Wassertiefe ausreichend für die derzeitigen Installationsschiffe.	
		Cuxport: 12,6 m		
	Tiedenhub	3,2 m		
Schleusen	keine	Dies ist positiv, die Anlagen sind direkt am seeschifftiefen Elbewasser gelegen.		
Aufjacken	Offshore Terminal I+II: möglich	Gute Ausgangsbedingungen.		
	Cuxport: geplant			

### **Strategie und Entwicklung:**

Cuxhaven möchte sich als führender Offshore-Basishafen etablieren und tätigt entsprechende Investitionen. Die Wirtschaftsförderung wird weiterhin aktiv tätig sein und die Strategie der „Offshore Basis Cuxhaven“ weiterentwickeln.

Der nächste Bauabschnitt soll im Bereich Cuxport mit der Errichtung des Terminalbereichs LP 4 erfolgen. Das Planfeststellungsverfahren ist bereits abgeschlossen, derzeit läuft die Ausführungsplanung. Die Investitionsentscheidung ist in Vorbereitung, es handelt sich um ein Investitionsvolumen von ca. 30 Mio. Euro. Bisher ist eine „Public-Private-Partnership“-Finanzierung geplant, interessierte private Investoren sind laut Informationen des Hafens vorhanden. Die Inbetriebnahme von LP 4 ist für Ende 2014 geplant. [Cuxhaven 2012]

### **Angesiedelte Hersteller:**

Cuxhaven ist ebenfalls Produktionshafen. Auf dem Hafengelände haben sich zwei große Herstellerunternehmen der Offshore-Windenergieindustrie angesiedelt:

- Cuxhaven Steel Construction – CSC (Fundamente für BARD)
- AMBAU (Türme)

Die Ansiedlung weiterer Hersteller wird angestrebt. Der Hersteller von Fundamentstrukturen STRABAG plant eine Ansiedlung, allerdings gibt es weiterhin keine Gondelproduktion in Cuxhaven.

### 3.3.1.3 Sassnitz

#### **Erfüllte Funktionen:**

Basishafen, Installationshafen, Import- und Exporthafen, Schutzhafen, Servicehafen

#### **Maßgebliche Standorteigenschaften:**

Der Tiefwasserhafen Sassnitz-Mukran liegt an der östlichen Seite Rügens, direkt an der offenen See und ist damit für alle gängigen Schiffsklassen geeignet [Offshore Wind 2012]. Im geografischen Umkreis von rund 30°sm befinden sich zurzeit zehn Offshore-Windparks, an denen gebaut wird oder die sich im Genehmigungsverfahren befinden. [Offshore Wind 2012]

Für die Offshore-Windenergie ist im Hafen Sassnitz-Mukran insbesondere der Offshore-Terminal Süd relevant, der sich derzeit in Bau befindet. Es soll hier die so genannte „Windpower Offshore Base Mukran“ entstehen, an der bereits ab 2012 Vormontage und Umschlag von Offshore-Windenergieanlagen und Fundamenten für das Projekt Baltic 2 erfolgen sollen, die von dort auf die Installationsschiffe verladen werden sollen.

In den Offshore-Terminal Süd flossen Eigenmittel des Fährhafens Sassnitz sowie Fördermittel des Landes Mecklenburg-Vorpommern in Höhe von ca. 23 Mio. Euro. In ein nahe liegendes Industriegebiet wurden zusätzlich 2 Mio. Euro investiert. Des Weiteren ist das Offshore-Terminal Nord bereits in konkreter Planung und soll durch das Logistikunternehmen Buss Ports umgesetzt werden. [Sassnitz 2012]

Der Offshore-Terminal Süd ist ausschließlich für die Nutzung durch die Offshore-Windenergiebranche vorgesehen, der Offshore-Terminal Nord zum Teil auch. Im Bereich des Offshore-Terminal Süd ist eine Koordinierung mit dem Fährverkehr nötig, der an benachbarten Liegeplätzen stattfindet, im Bereich des Offshore-Terminal Nord gilt dies in Bezug auf den Seeverkehr. Zurzeit wird der Offshore-Terminal Nord noch teilweise durch andere Nutzungen belegt, die Umwandlung in ein spezielles Offshore-Terminal ist aber, laut Aussage des Fährhafens Sassnitz, mit einem vergleichsweise geringen Aufwand möglich und bereits konkret in Planung. [Sassnitz 2012a]

**Tabelle 31 Grundeigenschaften Standort Sassnitz-Mukran [Offshore Wind 2012] [ZDS 2012] [Fährhafen Sassnitz 2012] [Port of Sassnitz]**

	Kriterien	Beschreibung	Einschätzungen/Erläuterungen	
Anbindung	Hinterlandanbindung	Fernstraße: Anbindung A20, Anschluss 45 km entfernt Schiene: Anbindung über die Drehscheiben Seddin bei Berlin und Maschen	Die Anbindung ist ausreichend, allerdings ist der Autobahnananschluss 45 km entfernt. Es besteht keine Anbindung ans Binnenwasserstraßennetz.	
	Seewärtige Anbindung	Revierfahrt: keine	Sassnitz hat als einziger betrachteter deutscher Basishafen keine längere Revierfahrt.	
Flächen	Industrieflächen	Erschlossene Flächen für Industrieansiedlungen (Industriegebiet Südstraße): 41,5 ha	Ausreichende Flächen für mögliche Ansiedlungen. Die Flächen sind bereits geeignet vorbereitet, die Anbindung an den Hafbereich wäre ggf. noch zu optimieren, der Aufwand ist aber verhältnismäßig gering.	

Flächen	Kai-/Vormontagefläche, Lagerflächen	Gesamt Kai-/Vormontage: 27 ha Gesamt Lagerfläche: 30 ha	In und um beiden Terminals sind insgesamt ca. 57 ha Flächen für die Offshore-Windenergiebranche verfügbar. Dies wird als ausreichend angesehen. Terminal Süd befindet sich in Bau, Terminal Nord in konkreter Planung. Bzgl. Bodenbelastung ist eine Einzelfallprüfung für Vorstau erforderlich.
		Davon Offshore-Terminal Süd (nur Terminal, kainah): 9 ha	
		Davon Offshore-Terminal Nord (nur Terminal, kainah): 15 ha	
	Lagerflächen	30 ha	In beiden Terminals sind insgesamt ca. 27 ha Flächen zur Lagerung verfügbar. Dies wird als ausreichend angesehen. Bzgl. Bodenbelastung Einzelfallprüfung für Vorstau erforderlich.
	Erweiterungsflächen	Kai-/Vormontageflächen: Bereich Liegeplatz für Offshore Service Vessels (LP 1) und LP 10: 3,5 ha	Erschließung LP 1 in 2013 erwartet, LP 10 nicht erschlossen, Investitionsentscheidung LP 1 getroffen, LP 10 anstehend, Verfügbarkeit ab 2015 geplant
		Lagerflächen Industriegebiete: insges. 44,5 ha (Südstraße / Hafen Süd / Hafen Nord)	Teils erschlossen, Gebiet Südstraße sofort nutzbar, in anderen Bereichen aktuell B-Planverfahren, Investitionsentscheidung für Industriegebiet Hafen Süd getroffen, dieses sowie das Industriegebiet Hafen Nord sollen 2013/2014 verfügbar sein.
Industriegebiete: Nord- und Südstraße: insges. 60 ha.		Teils erschlossen, B-Planverfahren läuft, ab 2014 stufenweise verfügbar.	
Eigenschaften	Kailänge	Offshore-Terminal Süd: min. 520 m	Kailänge ist in beiden Terminalbereichen ausreichend für moderne Installationsschiffe. In jedem Terminal sind für Installationsschiffe maximal zwei Liegeplätze verfügbar.
		Offshore-Terminal Nord: 365 m	
	Schwerlastfähigkeit / -platte	Offshore-Terminal Süd: max. 50 t/m <sup>2</sup>	Geplant in dem im Bau befindlichen Offshore-Terminal
		Offshore-Terminal Nord: max. 20 t/m <sup>2</sup> Geplant	
	Max. Schiffslänge	Offshore-Terminal Süd: ca. 180 m	Ermöglicht die Einfahrt moderner Installationsschiffe (im Bereich Offshore-Terminal Süd für nächste Generation spezieller Installationsschiffe evtl. Erweiterung nötig).
		Offshore-Terminal Nord: alle gängigen Schiffsklassen	
	Max. Schiffsbreite	Gängige Schiffsklassen möglich	
	Wassertiefe (minimal)	10,5 m	Ermöglicht die Einfahrt moderner Installationsschiffe. Der maximal Schiffstiefgang beträgt 9,5 m.
	Tiedenhub	Max. 0,5 m	Sassnitz liegt direkt an der offenen See, der Tiedenhub ist gering.
Schleusen	keine	Der Hafen verfügt über direkten Seezugang. Die Einfahrtsbreite zum Hafenbecken beträgt 200 m und ist somit ausreichend.	
Aufjacken	Grundsätzlich möglich, es erfolgt eine Einzelfallprüfung	D.h. Nutzung durch moderne Installationsschiffe möglich.	

**Strategie und Entwicklung:**

Als Erweiterungsflächen sind sowohl weitere Kai- und Vormontageflächen als auch Lagerflächen sowie Industrieflächen für die Nutzung durch die Offshore-Windenergiebranche bereits in konkreter Planung, die stufenweise bereit gestellt werden sollen.

Die Ausbauplanungen im Hafen Sassnitz-Mukran sind bereits sehr konkret und umfassen vielseitige Bereiche: Es sollen Kaianlagen und Hafensflächen für den Windpark-Service entstehen. Im Industriegebiet Süd soll insbesondere eine Suprastruktur für Offshore-Dienstleister aufgebaut werden und im Industriegebiet Südstraße werden Flächen für die Produktion und (optional) Lagerung von Komponenten der Offshore-Windenergieindustrie vorbereitet. Auch Flächen für die Ansiedlung von Offshore-Serviceunternehmen könnten bereitgestellt werden. [Sassnitz 2012a]

Der Investitionsbedarf für die geplanten Ausbau-Vorhaben beträgt ca. 30 Mio. Euro und soll durch Mittel des Landes Mecklenburg-Vorpommern sowie Eigenmittel des Hafens aufgebracht werden. [Sassnitz 2012a]

**Angesiedelte Hersteller:**

Bisher sind keine Hersteller aus dem Bereich der Offshore-Windenergie im Hafen von Sassnitz angesiedelt. Die zur Verfügung stehenden Flächen machen eine Ansiedlung von Industrie dort jedoch möglich. Zurzeit besteht bereits eine Produktionseinrichtung zum Schweißen von Gas-Pipelines, die nach einer Anpassung ggf. auch zur Herstellung von Jacket-Fundamenten geeignet wäre. [GLGH 2011]

Laut Informationen des Hafens soll im Zuge des Baus einer rund 3.400 m<sup>2</sup> großen Multifunktionshalle der Rotorblatthersteller EUROS aus Berlin angesiedelt werden. Dieser plant demnach die Fertigung von 81,5 m langen Rotorblatt-Prototypen für Offshore-Windparks. Die Fertigung der Prototypen soll in 2013 anlaufen und etwa Ende 2014 abgeschlossen sein. [Sassnitz 2012c]

**3.3.1.4 Eemshaven, NL****Erfüllte Funktionen:**

Installationshafen, Import- und Exporthafen

**Maßgebliche Standorteigenschaften:**

Der Hafen Eemshaven ist ein offener Tidehafen und verfügt über direkten Zugang zur Ems und zur Nordsee. Der Hafen besteht aus insgesamt vier Hafenbecken, jedoch ist nur der Julianahaven mit einer Wassertiefe von bis zu 14 m für eine Nutzung durch die Offshore-Windenergiebranche geeignet. [Eemshaven 2012]

Der Hafenbereich Julianahaven wurde durch das Logistikunternehmen Buss neu aufgestellt und erweitert (2011/2012). Er ist speziell auf die Bedürfnisse der Offshore-Windenergieindustrie ausgerichtet.

Insgesamt ist Eemshaven hinsichtlich der vorhandenen Infrastruktur und Ausstattung sowie mit ausreichend großen schwerlastfähigen Flächen und Kaje im Wettbewerb der Häfen für die Offshore-Windenergie gut positioniert. [Orange Blue Terminal 2012] Allerdings bestehen auch Nutzungskonkurrenzen mit anderen Branchen (Energie). [prognos 2012]

Bisher ist Eemshaven ein reiner Installations- bzw. Basishafen, das heißt, Komponenten für Offshore-Windparks werden hier gesammelt und die Installation von dieser Basis aus vorgenommen. So war Eemshaven Installationshafen für das deutsche Offshore-Testfeld alpha ventus. Für Borkum West II wird der Hersteller AREVA Wind Eemshaven erneut als Basishafen für die Installation der Offshore-Windenergieanlagen nutzen.

**Tabelle 32** Grundeigenschaften Standort Eemshaven (Orange Blue Terminal, Julianahaven) [Jade HS 2011] [Orange Blue Terminal 2012] [Buss 2012]

	Kriterien	Beschreibung	Einschätzungen/Erläuterungen	
Anbindung	Hinterlandanbindung	Straße: N33 (3 km) / N46 (3 km) / A7 (35 km) Schiene: Anschluss ans Schienennetz vorhanden Binnenwasserstraßen: Anbindung über die Ems	Es gibt keinen direkten Autobahnanschluss, der Anschluss über Schiene und Binnenwasserstraßen ist gut.	
	Seewärtige Anbindung	Offener Tidehafen, keine Revierfahrt	Direkter Zugang zur Ems und zur Nordsee – Wettbewerbsvorteil zu dem benachbarten deutschen Hafen Emden	
Flächen	Industrieflächen	keine Angabe		
	Kai-/Vormontagefläche	Gesamtfläche Offshore-Terminal: 21,6 ha (in Endausbaustufe, Herbst 2012) Bisher verfügbar: 9,6 ha	Orange Blue Terminal speziell für die Offshore-Windenergieindustrie, weniger Konkurrenz durch andere Industrien, da Neueinrichtung. Flächen zu großen Teilen mit direktem Kaizugang.	
	Lagerflächen			
	Erweiterungsflächen	ab Herbst 2012: 12 ha (ebenfalls Lager- und Vormontageflächen direkt am Kai)		
Eigenschaften	Kailänge	630 m		
	Schwerlastfähigkeit / -platte	Lasten bis 20 t/m <sup>2</sup>	Schwerlastplattform für Lasten bis 20 t/m <sup>2</sup> in Vorbereitung	
	Max. Schiffslänge	Keine Angabe		
	Max. Schiffsbreite	Keine Angabe		
	Wassertiefe (minimal)	Schiffstiefgang bis 14 m	Schiffstiefgang bis 14 m bedeutet, dass Einfahrt moderner Installationsschiffe möglich	
	Tiedenhub	vorhanden	Wenn dennoch Schiffstiefgang bis 14 m möglich, keine Einschränkung	
	Schleusen	keine	Dies ist positiv, dadurch aber tideabhängig.	
	Aufjacken	möglich	D.h. Einsatz moderner Installationsschiffe möglich	

**Angesiedelte Hersteller:**

Bisher sind keine Produktionen der Offshore-Windenergieindustrie in Eemshaven angesiedelt, auf einigen freien Industrieflächen im Hafen wäre die zukünftige Ansiedlung von Herstellern aber denkbar. Zurzeit nutzt vor allem der Hersteller BARD Eemshaven zur Vormontage und Verschiffung seiner Anlagen, zudem wurden die Windenergieanlagen für alpha ventus hier vormontiert und verladen.

**3.3.1.5 Vlissingen, NL****Erfüllte Funktionen:**

Installationshafen

**Maßgebliche Standorteigenschaften:**

In Vlissingen besteht seit 2010 das „Breakbulk and Offshore Wind Terminal“ (BOW), ein Tiefwasserterminal, zur Nutzung für Offshore-Projekte. Auch anderes Stückgut sowie Projekt- und Schwergüterladungen werden umgeschlagen. Mit dem direkten Zugang zur Nordsee, der weder durch Schleusen noch durch Brücken beschränkt wird, ist der Terminal für die Nutzung als Offshore-Hafen geeignet. [BOW]

Die Gesamtfläche des Terminals beträgt 20ha, es stehen 14 ha Flächen für die Lagerung von Komponenten zur Verfügung. Der Terminal verfügt zudem über die Ausstattung eines Installations- und Servicehafens. Auch für große Installationsschiffe ist der Hafen zugänglich und ein Aufjacken der Schiffe ist möglich. [BOW]

Der deutsche Offshore-Windpark Riffgat will Vlissingen als Basishafen für seine Fundamente nutzen. [OLEC 2012]

Aufgrund der geografischen Lage des Standorts Vlissingen ist aber zu erwarten, dass der Hafen für die Umsetzung deutscher Offshore-Windenergieprojekte eine eher geringere Rolle spielen wird. Der Standort ist vielmehr für niederländische, belgische und britische Projekte von größerer Relevanz.

**Tabelle 33      Grundeigenschaften Standort Vlissingen („BOW Terminal“) [BOW]  
[4c offshore 2012]**

	Kriterien	Beschreibung	Einschätzungen/Erläuterungen	
Anbindung	Hinterlandanbindung	Straße: A58 in direkter Nähe Schiene: 500 m Entfernung	Positive Anbindungssituation, auch an niederländische Kanäle angebunden.	■
	Seewärtige Anbindung	Lage an der Mündung der Westerschelde, direkter Zugang zur Nordsee, keine Revierfahrt	Gute seewärtige Anbindung	■
Flächen	Industrieflächen	Gesamtfläche Terminal: 20 ha	Begrenzte Terminalgröße	■
	Kai-/Vormontagefläche, Lagerflächen	1,4 ha	Lagerflächen sehr begrenzt	■
	Erweiterungsflächen	7 ha	Die bisher angedachten Erwei- terungsflächen sind relativ gering	■



Eigenschaften	Kailänge	340 m (Erweiterung um 175 m 2012)	Ausreichend für Installations- schiffe der Offshore-Windenergie- branche	
	Schwerlastfähigkeit / -platte	15 t/m <sup>2</sup> am Kai	ausreichend	
	Max. Schiffslänge	unbegrenzt	Keine Einschränkungen vorh.	
	Max. Schiffsbreite	Keine Angabe		
	Wassertiefe (minimal)	Max. Tiefgang: 10,5 m	ausreichend	
	Tiedenhub	5 m	Dennoch max. Schiffstiefgang ausreichend	
	Schleusen	keine	Keine Einschränkungen	
	Aufjacken	Keine Angabe		

### **Strategie und Entwicklung:**

Derzeit ist der Hafen bereits an vier verschiedenen Offshore Windprojekten beteiligt: Sheringham Shoal, LINCS, London Array und Offshore Wind Park MORL [BOW].

Zum weiteren Ausbau des Hafens wurden weitere 7 ha Fläche von den Zealand Ports übernommen.

### **Angesiedelte Hersteller:**

Bisher sind keine Produktionen der Offshore-Windenergieindustrie in Vlissingen angesiedelt.

### **3.3.1.6 Esbjerg, DK**

#### **Erfüllte Funktionen:**

Installationshafen, Import- und Exporthafen

#### **Maßgebliche Standorteigenschaften:**

Der Hafen Esbjergs ist der wichtigste Hafen an Dänemarks Westküste und wird heute vor allem durch die Offshore-Öl- und Windenergieindustrie genutzt.

Esbjerg blickt auf langjährige Erfahrungen in der Offshore-Öl- und Gasbranche zurück, was dazu führt, dass Esbjerg eine hohe Kompetenz in Bezug auf die Offshore-Wirtschaft aufweist und sich hierdurch schnell in der Offshore-Windenergiebranche etablieren konnte. Eine offshore-taugliche Ausstattung und die benötigte Infrastruktur waren in Esbjerg bereits vorhanden. Der erste Offshore-Windpark, der von Esbjerg aus errichtet wurde, war Horns Rev im Jahr 2002.

Zurzeit bestehen in Esbjerg konkurrierende Nutzungen bezüglich der Flächen und Kaje, die u.a. für die Vormontage und Verschiffung von Offshore-Windenergieanlagen geeignet sind.

Laut deutscher Hafenbetreiber liegen Informationen vor, dass die über Esbjerg verschifften Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen aus Platzgründen bereits nach weiteren Hafenstandorten suchen. [NPorts/SeaPorts 2012] Dies belegt auch die geplante zusätzliche Ansiedlung von Siemens in Hull.

Die Verschiffung von Windenergieanlagen findet in Esbjerg in erster Linie am Trafikhavnskaj statt. Dessen Eigenschaften werden im Folgenden näher beschrieben.

**Tabelle 34 Grundeigenschaften Standort Esbjerg (Trafikhavnskaj) [Jade HS 2011] [Seaports 2012]**

	Kriterien	Beschreibung	Einschätzungen/Erläuterungen	
Anbindung	Hinterlandanbindung	Straße: E20 (ca. 2 km), Fernstraße 24 (ca. 6 km) / Fernstraße 11 (20 km) Schiene: guter Anschluss ans Schiennetz Binnenwasserstraßen: keine	Der Hafen verfügt über eine gute Erreichbarkeit über Straße und Schiene. Im Gegensatz zu den meisten deutschen Offshore-Häfen gibt es keinen Anschluss ans Binnenwasserstraßennetz.	
	Seewärtige Anbindung	Revierfahrt: 24 sm	Gute seewärtige Anbindung	
Flächen	Industrieflächen	90 ha (insgesamt Hafen Esbjerg)	Es bestehen konkurrierende Nutzungen bezüglich der Flächen	
	Kai-/Vormontagefläche	20 ha	Bisher ausreichend, aber mittlerweile begrenzend im speziellen Fall Esbjergs, da Konkurrenznutzungen und zwei Offshore-Windenergieanlagenherstellern, die den Hafen nutzen	
	Lagerflächen	15 ha		
	Erweiterungsflächen	Ja, neuer Hafenabschnitt Østhavn geplant: 65 ha	Eine Erweiterung wäre positiv, da die Nachfrage der Offshore-Windenergieindustrie vorhanden ist.	
Eigenschaften	Kailänge	700 m	Ausreichend für moderne Installationsschiffe, aber konkurrierende Nutzungen	
	Schwerlastfähigkeit / -platte	keine Angabe		
	Max. Schiffslänge	keine Angabe		
	Max. Schiffsbreite	keine Angabe		
	Wassertiefe (minimal)	10,5 m	ausreichend	
	Tiedenhub	Der Hafen ist tideabhängig.		
	Schleusen	keine	Dies ist positiv, dadurch aber tideabhängig.	
	Aufjacken			

### **Strategie und Entwicklung:**

Es ist geplant, einen neuen Hafenabschnitt im Osten der Stadt einzurichten, den Østhavn. Dieser soll eine Fläche von 65 ha bekommen, die Offshore-Logistik soll eine zentrale Rolle spielen. Die Erweiterung soll über eine ca. 1.000 m lange Kaje verfügen. Sie wird durch einen Ausbau der E20 direkt mit dem dänischen Autobahnnetz verbunden. Zudem ist die Einrichtung eines 100 ha großen Bereichs für Produktionsstätten und Vormontage geplant. [Jade HS 2011]

Kürzlich wurden Informationen veröffentlicht, dass Siemens und Vestas Esbjerg als Schwerpunkt für ihre Offshore-Logistik weiter ausbauen wollen (im neuen Osthafen-Terminal). Siemens gibt an, die Offshore-Windparkprojekte in der deutschen Nordsee von dort aus bedienen zu wollen. Die Einrichtungen sollen 2014 fertig gestellt sein. [OffshoreWind.biz 2012]

**Angesiedelte Hersteller:**

Einige Unternehmen der Offshore-Windenergiebranche haben sich direkt in Esbjerg angesiedelt [Prognos 2011] [Jade HS 2011] [Esbjerg 2009]:

- Esvagt (Betreiber von Rettungs- und Versorgungsschiffen für Offshore-Windparks)
- ABB (Hersteller für elektronische Bauteile von Windenergieanlagen)
- Ramböll (Ingenieurbüro für die Entwicklung von Offshore-Fundamenten)
- Vestas Towers, Supply Centre Esbjerg
- Siemens Power Generation A/S (Vertriebsbüro)

Des Weiteren sind Dienstleister in den Bereichen Wartung, Service und Reparatur von Offshore-Windparks in Esbjerg angesiedelt. Zudem ist das „Offshore Center Denmark“ in Esbjerg ansässig, ein Kompetenz- und Industrienetzwerk für die Offshore-Industrie (Öl, Gas und Windenergie) in Dänemark.

Zwar handelt es sich bei den angesiedelten Unternehmen nicht um Produktionen von Offshore-Windenergieanlagen (Gondeln) oder Fundamenten. Die Hersteller Siemens und Vestas führen ihre Offshore-Windparkinstallationen aber bisher in der Regel von Esbjerg aus durch. Der Hafen ist die nächstgelegene Möglichkeit zur Verschiffung für diese Hersteller.

**3.3.2 Weitere Häfen mit angekündigten Aktivitäten****3.3.2.1 Emden****Erfüllte Funktionen:**

Produktionshafen

**Maßgebliche Standorteigenschaften:**

Der am Nordufer der Ems gelegene Emdener Hafen gilt als der drittgrößte Nordseehafen Deutschlands. Es gibt zwei Hafenabschnitte: den tideoffenen Außenhafen und den durch zwei Seeschleusen zugänglichen tidefreien Binnenhafen. Der Emdener Hafen ist als Universalhafen einer der bedeutendsten RoRo-Häfen Europas, es werden verschiedenste Güter umgeschlagen. [NPorts 2012]

Hafenbereiche, die durch die Offshore-Windenergiebranche genutzt werden oder werden könnten, sind im Binnenhafen der Jarßumer Hafen und der Terminal II sowie der Südkai. Zudem kann der Außenhafen genutzt werden. [Emden 2012] Im Jarßumer Hafen hat sich die BARD Emden Energy GmbH & Co. KG durch einen langfristigen Erbbaurechtsvertrag mit der Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG ein großes Grundstück gesichert und sich dort angesiedelt. [Emder Hafenförderungsgesellschaft 2006] Zudem hat BARD im Bereich des Terminals II eine Lagerhalle mit einer Fläche von 8.600 m<sup>2</sup> angemietet. [Emder Zeitung 2010]

Die Bereiche Außenhafen, Südkai und Terminal II werden durch EVAG Emden Verkehrs- und Automotive Gesellschaft mbH betrieben. Diese gibt an, dass der Außenhafen und der Südkai die Funktionen Import- und Exporthafen, Schutzhafen, Reaktionshafen und Versorgungshafen erfüllen könnten (also keine Installationsarbeiten). [Emden 2012] Auch der Jarßumer Hafen ist nicht für die Offshore-Windparkinstallation geeignet.

Der Emdener Hafen verfügt über eine geographisch günstige Lage zur deutschen Bucht. Nachteilig ist, dass der Hafen Emden über geringe schwerlastfähige Flächen im Hafengebiet verfügt, somit sind die Möglichkeiten zur Vormontage von Anlagen/-komponenten begrenzt. Zudem ist die Wassertiefe in den Hafenbecken des Binnenhafens teils nicht ausreichend für große Installationsschiffe. Der in Emden angesiedelte Hersteller BARD nimmt aus diesen Gründen die Vormontage und Verschiffung seiner Offshore-Windenergieanlagen im benachbarten Eemshaven vor. [prognos 2011] Auch stehen im Bereich des Emdener Hafens nur sehr wenige Erweiterungsflächen zur Verfügung.

Der in Aurich angesiedelte Hersteller von Onshore-Windenergieanlagen Enercon nutzt die Häfen Emden und Brunsbüttel für den Export seiner Anlagen. [prognos 2011]

**Tabelle 35 Grundeigenschaften Standort Emden [NPorts 2012] [IHK/Emden/NPorts 2012] [Seaports 2012] [prognos 2011] [Emden 2012]**

	Kriterien	Beschreibung	Einschätzungen/Erläuterungen	
Anbindung	Hinterlandanbindung	Straße: A 31 mit Anschluss an A28 und A7 (NL) Schiene: Zweigleisig, voll elektrifiziert, mit höchster DB-Lastenklasse Binnenwasserstraßen: Ems	Die Hinterlandanbindung über Straße und Schiene ist gut, der nächste größere Flughafen ist in Bremen. Positiv ist der Anschluss an die Binnenwasserstraßen über die Ems.	Grün
	Seewärtige Anbindung	Revierfahrt Ems: 38 sm	Die Revierfahrt ist deutlich länger als im benachbarten Eemshaven (Wettbewerbsnachteil).	Gelb
Flächen	Industrieflächen	keine Angabe		Grün
	Kai-/Vormontagefläche	gering	In den für die Offshore-Windenergie in Frage kommenden Hafengebieten sind die Vormontageflächen als nicht ausreichend einzuschätzen.	Gelb
	Lagerflächen	Ca. 10 ha geschlossene, ca. 90 ha offene (keine genaueren Angaben verfügbar)	Die Lagerflächen reichen bisher aus, Erweiterungsmöglichkeiten sind aber begrenzt.	Grün
	Erweiterungsflächen	15 ha im Emdener Hafengebiet Im Bereich Rysumer Nacken ca. 476 ha	Die Erweiterungsflächen im Emdener Hafen sind gering. Im Bereich Rysumer Nacken große Flächenpotentiale, diese sind aber bis zu 17 km entfernt.	Grün
Eigenschaften	Kailänge	Südkai: 250 m Jarßumer Hafen: 400 m	Die Kailänge ist zwar ausreichend, aber andere Bedingungen wirken begrenzend (siehe weitere Eigenschaften).	Grün
	Schwerlastfähigkeit / -platte	keine Angabe		Grün
	Max. Schiffslänge	Südkai 240 m Jarßumer Hafen: k.A. Terminal II: 110 m Außenhafen: 200 m	Die Angaben zur Schiffslänge und -breite sind stets in Zusammenhang mit anderen Beschränkungen zu sehen. Insbesondere im Terminal II ist die Schiffsbreite ein begrenzender Faktor.	Gelb
	Max. Schiffsbreite	Südkai: 35 m Jarßumer Hafen: k.A. Terminal II: 20 m Außenhafen: k.A.		Gelb

Eigenschaften	Wassertiefe (minimal)	Südkai: 9 m Jarßumer Hafen: 5 m Terminal II: 5 m Außenhafen: 8-9,5 m	Der Jarßumer Hafen, in dem der Hersteller BARD ansässig ist, sowie der Terminal II verfügen über keine ausreichende Wassertiefe.	
	Tiedenhub	Außenhafen: bis 3,2 m	Die anderen Hafenbereiche im Binnenhafen sind tideunabhängig.	
	Schleusen	Südkai: ja, 260 x 40 m Jarßumer Hafen: ja, 2 Schleusen Terminal II: ja, 260 x 40 m Außenhafen: keine	Die Hafenbereiche im Binnenhafen sind nur über Schleusen zugänglich. Diese sind zu klein, um moderne Installationsschiffstypen aufnehmen zu können.	
	Aufjacken	Südkai: nicht möglich Jarßumer Hafen: nicht möglich Terminal II: nicht möglich Außenhafen: ja	Nur im Außenhafen möglich.	

### **Strategie und Entwicklung:**

Es bestehen Pläne, einen neuen Hafenbereich am Rysumer Nacken auszubauen. Mit der Erschließung des großflächigen Areals (460 ha) könnte das bisher bestehende Defizit ungenügender schwerlastfähiger Flächen sowie nicht ausreichender Erweiterungsflächen behoben werden. [prognos 2011] Allerdings ist die Entfernung der bisher in Emden angesiedelten Hersteller zum Rysumer Nacken relativ groß (ca. 12 km Entfernung vom derzeitigen Hafen), und es würden sich zusätzliche Transportwege für die produzierten Komponenten ergeben, was einem erhöhten logistischen Aufwand entspricht. Eine weitere Möglichkeit wäre eine Verlegung der Produktion an den neuen Hafenstandort, was aber zunächst relativ hohe Investitionen erfordern würde.

Aktuell ist noch kein konkretes Konzept für den Ausbau am Rysumer Nacken vorhanden. Derzeit wird diskutiert, ob im Bereich der Hafeninfrastuktur Investitionen des Landes Niedersachsen einfließen könnten. [Emder Zeitung 2012]

### **Angesiedelte Hersteller:**

In Emden haben sich die folgenden Herstellerunternehmen der Offshore-Windenergiebranche angesiedelt:

- BARD (Gondeln und Rotorblätter)
- Schaaf Industrie AG – SIAG (Türme und Fundamentstrukturen sowie Umspannplattformen)
- WEC-Turmbau (Türme – Tochtergesellschaft von Enercon, die derzeit ausschließlich Fertigteilbetontürme für Onshore-Windenergieanlagen produziert)

Der Umschlag der Produktion der in Emden ansässigen Hersteller erfolgt derzeit über den niederländischen Hafen Eemshaven.

### 3.3.2.2 Wilhelmshaven

#### ***Erfüllte Funktionen:***

Installationshafen, Produktionshafen, Import- und Exporthafen

#### ***Maßgebliche Standorteigenschaften:***

Wilhelmshaven stellt den einzigen Tiefwasserhafen Deutschlands dar (Tiefgang bis zu 20 m). Hauptumschlagsgüter sind Roh- und Mineralöl, Kohle, Baustoffe, chemische Produkte und Projektladung.

Es gibt zwei Hafenbereiche: den inneren und äußeren Bereich. Der innere Bereich ist über eine Schleuse zugänglich. Für die Offshore-Windenergiebranche ist bisher nur der innere Hafenbereich von Interesse, da die Ausstattung des äußeren Hafens nur für den Umschlag von Massengütern geeignet ist. Der Innenhafen wurde auch im Zuge der Installation des deutschen Offshore-Testfelds alpha ventus verschiedentlich genutzt. Die relevanten Terminalbereiche sind: Terminal Nordhafen (Braunschweigkai – Lüneburgkai) und der Hannoverkai [WHV 2012] Es handelt sich um Mehrzweckterminals, die nicht ausschließlich für die Offshore-Windenergie zur Verfügung stehen. Das heißt, es besteht eine Konkurrenz zu anderen Nutzungen.

Im Bereich der Strombaukaje ist die Jade-Weser-Logistik GmbH angesiedelt, die Transportdienstleistungen für die Offshore-Windenergie organisieren und durchführen könnte. Da der Hafenbereich Strombaukaje für die Einfahrt moderner Installationsschiffe der Offshore-Windenergie nicht geeignet ist, wird dieser im Folgenden jedoch nicht detailliert dargestellt. Relevant ist hier eher das Vorhandensein eines Logistikunternehmens als potentieller Partner im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung.

Der Jade-Dienst Kai auf der Schleuseninsel soll als Schutzhafen, Reaktionshafen und Versorgungshafen genutzt werden. In den Jade-Dienst-Kai wurden bereits 2,5 Mio. Euro investiert (Privatfinanzierung). Der Kai verfügt über eine Kailänge von 160 m, die minimale Wassertiefe beträgt 7 m. Ein Aufjacken ist dort nicht möglich. Es ist eine Schleuse mit einer Größe von 358 x 58 m zu passieren. [Wilhelmshaven 2012d]

Im Folgenden werden die für die Offshore-Windenergie relevanten Parameter der genannten Terminalbereiche dargestellt

**Tabelle 36      Grundeigenschaften Standort Wilhelmshaven  
(ausgewählte Hafenbereiche) [Jade HS 2011] [Uniconsult 2010]  
[Wilhelmshaven 2012a] [Wilhelmshaven 2012b]  
[Wilhelmshaven 2012c]**

	Kriterien	Beschreibung	Einschätzungen/Erläuterungen	
Anbindung	Hinterlandanbindung	Straße: A 29 (7 km) / B210 (2 km) Schiene: Anschluss vorhanden, eigenes Schienennetz im Hafen	Die Erreichbarkeit ist gut. Allerdings besteht keine Anbindung an das Binnenwasserstraßennetz.	
	Seewärtige Anbindung	Revierfahrt: 23-24 sm		
Flächen	Industrieflächen	keine Angabe		
	Kai-/Vormontagefläche	Terminal Nordhafen, Bereich Lüneburg-/Braunschweigkai: 1 ha (bis zu 20 t/m <sup>2</sup> )	Konkurrenz zu anderen Nutzungen besteht, Wilhelms-haven war weniger aktiv in der Offshore-Windenergiebranche, die Priorität lag bisher nicht in diesem Bereich.	
		Hannoverkai: 0,4 ha		
	Lagerflächen	Terminal Nordhafen; Bereich NPorts: 1,2 ha (bis zu 2t/m <sup>2</sup> )		
		Terminal Nordhafen, Bereich Lüneburg-/Braunschweigkai: 6 ha		
	Erweiterungsflächen	Terminal Nordhafen, Bereich Heppenser Groden: 50 ha	Gute Situation im Bereich Erweiterungsflächen, Terminalanbindung Heppenser Groden derzeit in Vorbereitung.	
Hannoverkai: 2,8 ha + 4,5 ha unbefestigte Flächen				
Eigenschaften	Kailänge	Terminal Nordhafen, Bereich Lüneburg-/Braunschweigkai: ca. 600 m (+150 m ab 2014)	Ausreichende Kailängen für moderne Installationsschiffe.	
		Hannoverkai: 325 m		
		Terminal Nordhafen; Bereich NPorts: 300 m		
	Schwerlastfähigkeit / -platte	Terminal Nordhafen: teils bis 20 t/m <sup>2</sup> , teils bis 2 t/m <sup>2</sup>	Eine Platte mit 35 t/m <sup>2</sup> soll 2013 in Bau gehen.	
Hannoverkai: 10 t/m <sup>2</sup>				
Eigenschaften	Max. Schiffslänge	Terminal Nordhafen: 325 m	Ausreichend bzgl. moderner Installationsschiffe	
		Hannoverkai: 275 m		
	Max. Schiffsbreite	Terminal Nordhafen: 57 m		
	Wassertiefe (minimal)	Terminal Nordhafen: 11 m	Keine Tideabhängigkeit bei der Wassertiefe, dies ist positiv. Im Bereich Strombaukaje bestehen Einschränkungen.	
		Strombaukaje: 6 m		
		Hannoverkai: 11 m		
	Tiedenhub	Kein Tiedenhub		
	Schleusen	Jeweils eine zu durchquerende Schleuse  Im Bereich der Strombaukaje besteht eine Beschränkung hinsichtlich der Einfahrtsbreite zum Hafenbecken (19,5 m).	Es gibt jeweils zwar eine Schleuse, diese ist aber geeignet für moderne Installationsschiffe für die Offshore-Windenergie (Länge 350 m x Breite 57 bzw. Länge 390 m x Breite 60 m. Die beschränkte Einfahrtsbreite im Bereich der Strombaukaje führt zu Einschränkungen für moderne Schiffstypen.	
	Aufjacken	Terminal Nordhafen; Bereich Lüneburg-/Braunschweigkai: eingeschränkt möglich	Der Terminal Nordhafen bietet im Bereich Kailänge und Flächenpotentiale die attraktiveren Bedingungen. Allerdings ist hier das Aufjacken nur eingeschränkt möglich, was einen Nachteil darstellt.	
		Terminal Nordhafen; Bereich NPorts: möglich		
Hannoverkai: möglich				



### **Strategie und Entwicklung:**

Konkret soll in 2013 ein Ausbau der Infra- und Suprastruktur im Terminal Nordhafen erfolgen. Der Hafen soll hierdurch insbesondere auch auf den Bedarf der Offshore-Windenergiebranche optimiert werden. Eine Schwerlastplatte soll gebaut werden, Schwerlastkrane und ein SPMT sollen angeschafft werden. Zudem soll eine Terminalanbindung der Erweiterungsflächen im Bereich Terminal Nordhafen, Heppenser Groden erfolgen. [Wilhelmshaven 2012b]

Aktuell ist der Jade-Weser-Port in Bau. Dieser wird über eine Ausstattung verfügen, die auch für die Offshore-Windenergieindustrie geeignet wäre. Es ist geplant, dass ein bestimmter Teil der Hafenfläche im Jade-Weser-Port zur Vormontage und Verladung von Offshore-Windenergieanlagen genutzt wird. [Jade HS 2011] Eine Schwerlastkaje befindet sich in Bau und soll 2013 in Betrieb gehen. Es soll ein Liegeplatz für Schiffe bis 100 m Länge und minimaler Wassertiefe von 18 m entstehen. Das Aufjacken von Installationsschiffen wird dort möglich sein. [Wilhelmshaven 2012c]

In den bisher genutzten Hafenbereichen (s.o.) sind mögliche weitere Ausbauflächen vorhanden, auch auf der Schleuseninsel befinden sich noch freie Flächen, die erschlossen werden könnten. [Jade HS 2011] Dort wäre der Aufwand jedoch verhältnismäßig hoch (Schaffung einer Kaje, schwerlastfähige Flächen etc.). Die möglichen Flächen auf der Schleuseninsel werden mit 20 ha angegeben, die teilweise erschlossen sind, eine konkrete Investitionsentscheidung hierfür liegt aber noch nicht vor. [Wilhelmshaven 2012c]

Der Jade-Dienstkai soll für seine Nutzung als Servicehafen weiter ausgebaut werden. Es sollen insbesondere Flächen und Hallen für die Lagerung und Bearbeitung von Komponenten für Offshore-Windparks entstehen. Die Planungen sollen auf Kundenanfrage zügig umgesetzt werden. Abhängig vom Umfang wäre dies mit einem Investitionsvolumen von 5-20 Mio. Euro verbunden. [Wilhelmshaven 2012d]

### **Angesiedelte Hersteller:**

Die Jade-Dienst GmbH betreibt den Jade-Dienst Kai auf der Schleuseninsel und bietet Inspektionen sowie Wartung und Reparaturen von Offshore-Fundamentstrukturen an. [Jade HS 2011]

In Wilhelmshaven sind aktuell trotz der relativ guten Rahmenbedingungen hinsichtlich Ausstattung und Infrastruktur noch keine Unternehmen der Offshore-Windenergiebranche mit Produktionsstätten angesiedelt.

Anfang des Jahres (2012) wurde jedoch angekündigt, dass die Schiffbau- und Investmentgruppe Jiangsu Hantong Group in Wilhelmshaven Stahlfundamente für Offshore-Windparks bauen will. Die hundertprozentige Tochter der chinesischen Unternehmensgruppe, die neue Jade Werke GmbH will 50 Millionen Euro in das Vorhaben investieren, unter anderem soll eine 260 Meter lange Fertigungshalle entstehen. Es ist zudem eine Kooperation mit dem deutschen Logistikunternehmen Rhenus Midgard im Bereich der landseitigen Logistik geplant. Pro Jahr sollen in der neuen Produktionsstätte 80 Fundamente hergestellt und hierbei rund 50.000 bis 100.000 Tonnen Stahl verarbeitet werden. Die Bauarbeiten sollen im Juli 2012 beginnen, die Produktion soll bereits Ende 2013 anlaufen, die Serienfertigung soll 2014 starten. [NDR 2012] Wenn Wilhelmshaven über eine Fundamentproduktion verfügt, könnte der Standort zum Basishafen – zumindest in Bezug auf Fundamentstrukturen – werden.

### 3.3.2.3 Brunsbüttel

#### **Maßgebliche Standorteigenschaften:**

Im Brunsbütteler Universalhafen Elbehafen werden bisher einzelne Windenergieanlagenkomponenten von Offshore- sowie Onshore-Anlagen umgeschlagen. Beispielsweise wurden 30 Rotorblattsätze für REpower-Anlagen, die in dem britischen Offshore-Windpark Ormonde zum Einsatz kamen, über Brunsbüttel umgeschlagen. [Brunsbüttel Ports 2010] Zudem wählte kürzlich Vestas Brunsbüttel als Anlaufhafen für seine Transporte von der Blattfertigung in Lauchhammer aus. Es handelt sich hierbei zurzeit um Onshore-Komponenten für ein US-amerikanisches Windparkprojekt. Die Blätter werden zunächst über den Elbehafen Mühlberg umgeschlagen und dann über die Elbe zur offenen See transportiert, wobei sie in Brunsbüttel zwischen gelagert werden. [THB 2012] Auch Enercon schlägt seit 2011 Anlagen über den Elbehafen um. [Brunsbüttel Ports 2012b]

Andere Industrien spielen in Brunsbüttel eine zentrale Rolle (bspw. Kohleindustrie). Insgesamt ist die Lagerflächensituation relativ gut, für die Vormontage stehen allerdings vergleichsweise wenige Flächen zur Verfügung. Kailänge und Wassertiefe entsprechen den Anforderungen der Offshore-Windenergiebranche.

Der Elbehafen erfüllt somit grundsätzlich viele Anforderungen der Offshore-Windenergiebranche, doch der Etablierung der Offshore-Windenergie stehen Nutzungskonflikte mit anderen Branchen gegenüber (bspw. Kohleanlieferung). Hemmnisse in Brunsbüttel sind somit die potentiellen Konkurrenznutzungen und zudem die bisher relativ geringe Pierfläche. [Uniconsult 2010] Eine Nutzung für die Offshore-Windenergie ist nur möglich, wenn ein gesonderter Hafbereich (immissionsfrei von Kohlestaub) vorhanden wäre, somit müsste zunächst ein Ausbau an anderer Stelle stattfinden. Hierfür bestehen Pläne (s.u.), deren Umsetzung wurde aber noch nicht konkretisiert.

Brunsbüttel hat nach eigenen Angaben bereits rund 15 Mio. Euro in die Optimierung des Standortes für die Offshore-Windenergie investiert. Dies geschah auf Basis von Privatfinanzierungen. [Brunsbüttel 2012]

**Tabelle 37      Grundeigenschaften Standort Brunsbüttel (ausgewählte Hafbereiche) [Uniconsult 2010] [Brunsbüttel 2012] [ZDS 2012]**

	Kriterien	Beschreibung	Einschätzungen/Erläuterungen	
Anbindung	Hinterlandanbindung	Straße: 20 km bis A23 Schiene: Anschluss vorhanden Binnenwasserstraßen: über die Elbe	Die Erreichbarkeit ist gut.	■
	Seewärtige Anbindung	Revierfahrt: 30 sm		■
Flächen	Industrieflächen	420 ha (ChemCoast Park Brunsbüttel)	Laut Fragebogenergebnis sind rund 420 ha an erschlossenen Industrieflächen im ChemCoast Park Brunsbüttel im Bereich des Elbehafens vorhanden.	■
	Kai-/Vormontagefläche	10 ha	Die Schwerlastfähigkeit beträgt 60 t pro laufendem Meter	■
	Lagerflächen	Inkl. an den Elbehafen angrenzendem Gebiet: 150 ha		■

Flächen	Erweiterungsflächen	420 ha (ChemCoast Park Brunsbüttel)	Diese Industrieflächen sind bereits erschlossen und ansiedlungsbereit und liegen direkt im Hafengebiet (siehe Industrieflächen).	
		Multi-Purpose-Pier: 8 ha	Die Flächen der Multi-Purpose-Pier sollen über eine erhöhte Schwerlastfähigkeit in Teilbereichen (ca. 400 m <sup>2</sup> ) verfügen.	
		Hafenhinterland: 26 ha	Wenn die Multi-Purpose-Pier gebaut wird, werden auch die weiteren Flächen im Hafenhinterland vorbereitet.	
Eigenschaften	Kailänge	1.095 m	Die Kailänge ist ausreichend, es sind aber auch weitere Nutzungen vorhanden.	
	Schwerlastfähigkeit / -platte	vorhanden		
	Max. Schiffslänge	350 m	Ermöglicht moderne Installationsschiffe.	
	Max. Schiffsbreite	Terminal Nordhafen: 57 m		
	Wassertiefe (minimal)	11,7 m	Die Wassertiefe und der Tidenhub wirken als begrenzende Faktoren.	
	Tidenhub	2,7 m		
	Schleusen	keine	Es ist keine begrenzende Schleuse vorhanden, begrenzend sind hier vielmehr Wassertiefe und Tidenhub.	
Aufjacken	möglich	Ermöglicht moderne Installationsschiffe.		

### **Strategie und Entwicklung:**

Der Hafen Brunsbüttel unternimmt verstärkt Bemühungen, sich in der Offshore-Windenergiebranche zu etablieren. Die Wirtschaftsförderung vor Ort sowie Brunsbüttel Ports haben eine Untersuchung der Marktpotenziale und Entwicklungsmöglichkeiten für den Standort Brunsbüttel im Bereich der Windenergiebranche in Auftrag gegeben. Die umfassende Untersuchung entwirft Strategien zum verstärkten Markteintritt Brunsbüttels. [Uniconsult 2010]

Derzeit erfolgt ein Ausbau des Elbehafens (Stufe 1). Ausbaubemühungen gehen offenbar sowohl in Richtung einer Optimierung des Hafens für die Windenergiebranche als auch für die Kohleindustrie. In dem betreffenden Hafenbereich wurden in der Vergangenheit bereits Komponenten für Windenergieanlagen umgeschlagen. [Landesregierung SH 2010] Der mittlere Liegeplatz wird ertüchtigt (neue Spundwand) und die Pierplatte im mittleren Hafenbereich erneuert. Zudem wird der Hafenbereich zum Tiefwasserhafen ausgebaut und das Kaigleis der Bahn instandgesetzt. Die Baumaßnahmen sollen bis zum Herbst 2013 abgeschlossen sein. [Hamburg 2012]

Wenn allerdings der Umschlag für Steinkohlekraftwerke auf derselben Fläche bzw. in direkter Nähe stattfinden würde, könnte dies aufgrund der Immissionsproblematik zu einer Abwendung der Windenergieindustrie führen. [Landesregierung SH 2010]

Der Ausbau des Hafens durch den Neubau einer „Multi-Purpose-Pier“ wird derzeit diskutiert und durch die Landesregierung geprüft. [Brunsbüttel Ports 2012] In der Vergangenheit hatte die Landesregierung zudem zum Ausdruck gebracht, in Brunsbüttel nur in Richtung der Offshore-Windenergie zu investieren, wenn eine konkrete Nachfrage im Sinne von Herstelleransiedlungen vor

Ort bestünde. [Landesregierung SH 2010] Eine Ansiedlung von Herstellern hat bisher nicht stattgefunden, dennoch wird das Thema Multi-Purpose-Pier aktiv weiter verfolgt.

Die geplante Multi-Purpose-Pier soll teilweise über Flächen mit erhöhter Schwerlastfähigkeit verfügen, es wird einen Gleis- und Straßenanschluss geben, das Hafenbecken wird jack-up-fähig ausgestaltet, ein Lager- und Assemblingbereich inkl. zugehöriger Infra- und Suprastruktur soll bereit gestellt werden. Das notwendige Investitionsvolumen beträgt 33 Mio. Euro, das sich teils aus einer öffentlichen Finanzierung und teils aus Mitteln der Kommune / des Kreishafens zusammensetzen soll. [Brunsbüttel 2012]

Laut Informationen des Hafens sind die Flächen für die Multi-Purpose-Pier bereits erschlossen und die Vorplanung ist abgeschlossen. Demnach soll im Herbst 2012 mit der Detailplanung begonnen werden. Eine Investitionsentscheidung wurde noch nicht getroffen, die Verantwortlichen erwarten auch diese für Herbst 2012. Die geplante Inbetriebnahme für die Multi-Purpose-Pier ist das Jahr 2016. Gleichzeitig zum Bau der Multi-Purpose-Pier sollen zudem weitere Flächen im Hafenhinterland für die Nutzung durch die Offshore-Windenergiebranche aufbereitet werden. Diese könnten im Jahr 2015 verfügbar sein, eine Investitionsentscheidung wird hier ebenfalls für Herbst 2012 erwartet. [Brunsbüttel 2012]

#### ***Angesiedelte Hersteller:***

Bislang haben sich in Brunsbüttel keine Herstellerunternehmen der Offshore-Windenergiebranche angesiedelt.

#### **3.3.2.4 Hull, UK**

##### ***Erfüllte Funktionen:***

Installationshafen, Import- und Exporthafen (nach Ausbau, Beginn geplant für 2012) [Green Port Hull 2012]

##### ***Maßgebliche Standorteigenschaften:***

Die drei Häfen Hull, Grimsby und Immingham (The Humber) bilden nach umgeschlagener Tonnage zusammen den größten Hafenstandort in Großbritannien und den viertgrößten Hafen Europas. [Humber 2011]

Hull liegt an der nordöstlichen Küste Großbritanniens. Von dort aus lassen sich laut Recherchen des Hafenmanagements 80% aller Nordseewindzonen und 60% des europäischen Marktes (2020) in maximal 12 Stunden erreichen. Hull liegt im größten Industriegebiet Englands, das derzeit verschiedene Anreize bietet, um Industrien dort anzusiedeln. [Humber 2011]

Derzeit ist insbesondere das Alexandra Dock im Hafen Hull zum Umbau für den Gebrauch in der Offshore-Windenergie vorgesehen. Die folgenden Ausführungen beziehen sich hauptsächlich auf den geplanten Ausbau dieses Dock im Hafen von Hull. Nach dem Ausbau des Docks wird der Hafen „Green Port Hull“ (GPH) heißen. [The Green Port Hull 2011]

Das Alexandra Dock des Green Port Hull liegt an einem natürlichen Tiefwasserkanal und ist damit optimal für die Installation sowie den Import- und Export von Offshore-Windenergieanlagen sowie

deren Montage geeignet. Der Hafenkomplex ist durch den Autobahnzubringer A1033 direkt mit den Fernstraßen A63 und M62 direkt an das Hinterland angebunden. Die Planungen für den GPH sehen einen Helikopterlandeplatz vor. [URS Scott/Wilson]

Da der zum „Humber“-Komplex gehörende Hafen Grimsby derzeit schon über Verträge mit Siemens, Centrica und RES für O&M von Offshore-Windparks in der Nordsee genutzt wird, gilt der Standort bereits als erprobter Servicehafen. [Humber 2011]

Der Standort Hull wurde auch deshalb gewählt, weil von dort aus drei große Offshore-Gebiete (Dogger Bank, Hornsea und East Anglia Array), in denen die britische Regierung in den nächsten Jahren Offshore-Windparkinstallationen der Runde 3 erwartet, sehr gut erreichbar sind. [URS Scott/Wilson]

Im Folgenden werden die Grundeigenschaften des Standorts Hull und insbesondere des geplanten Hafenabschnitts „Green Port Hull“ näher beschrieben. Da die Planungen bereits sehr konkret sind und Hull erst nach Inbetriebnahme des Green Port Hull zur relevanten Konkurrenz für deutsche Häfen werden wird, erfolgt an dieser Stelle in Abweichung zu den bisher betrachteten Standorten eine Bewertung der Hafeneigenschaften in Bezug auf die zukünftig geplante Ausgestaltung.

**Tabelle 38 Grundeigenschaften Standort Hull – geplanter Green Port Hull**  
[Hull 2011] [Prognos 2011]

	Kriterien	Beschreibung	Einschätzungen/Erläuterungen	
Anbindung	Hinterlandanbindung	Fernstraße: Anbindung an A1033, A63 und M62		■
	Seewärtige Anbindung	Ca. 22 sm bis zur Mündung des Humber und zur offenen See	Kein direkter Sezugang	■
Flächen	Industrieflächen	79 ha	Es sind für den jetzigen Status ausreichende Industrieflächen vorhanden	■
	Kai-/Vormontagefläche, Lagerflächen	7,5 ha Neu geplant: 35 ha	Die Neuplanung wird ausreichende Vormontage- und Lagerflächen berücksichtigen, zunächst vor allem für Siemens optimiert (Neuansiedlung).	■
	Erweiterungsflächen	82 ha	ausreichend	■
Eigenschaften	Kailänge	153 m (derzeit) 640 m (geplant) 400 m (geplant)	Die geplanten Kaianlagen sind für die Offshore-Windenergiebranche optimiert.	■
	Schwerlastfähigkeit / -platte	keine Angabe		■
	Max. Schiffslänge	keine Angabe		■
	Max. Schiffsbreite	keine Angabe		■
	Wassertiefe (minimal)	7,9 m (derzeit) 11,5 m (geplant)	Einfahrt moderner Installationsschiffe wird möglich sein.	■
	Tiedenhub			■
	Schleusen	keine		■
	Aufjacken	Wird im neuen Abschnitt möglich sein	Einfahrt moderner Installationsschiffe wird möglich sein.	■

### ***Strategie und Entwicklung:***

Derzeit befindet sich noch kein Offshore-Windcluster in der Region Hull. Ambitionierte Ausbaupläne für Offshore-Windenergie der britischen Regierung erhöhen jedoch die Wahrscheinlichkeit, dass Hull sich in Zukunft als wichtiger Hafen in der Offshore-Windindustrie etabliert [Prognos 2011].

Da Siemens Ende 2011 angekündigt hat, in Hull einen weiteren Windenergieanlagenproduktionsstandort einzurichten, steht der Ausbau des Hafens Hull zu einem wichtigen Offshore-Standort in Europa unmittelbar bevor. Gemeinsam mit Siemens wird die britische Hafengesellschaft „Associated British Ports“ (ABP) das Alexandra Dock auf die speziellen Anforderungen der Offshore-Industrie anpassen. Siemens hat eine Investitionssumme von rund 80 Millionen Pfund für die geplanten Aktivitäten im Green Port Hull angekündigt. Die britische Hafengesellschaft Associated British Ports (ABP) wird weitere 130 Millionen Pfund investieren, um den Hafenanleger auszubauen, um die Turbinen verschiffen zu können. [The Guardian 2011] Der Beginn des Ausbaus ist für Mitte 2012 geplant [Humber 2011]. Ende 2014 soll der Green Port Hull fertig gestellt werden.

### ***Angesiedelte Hersteller:***

Bisher sind keine Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen in Hull angesiedelt. Derzeit plant General Electric den Bau eines Produktionswerks. Außerdem hat der spanische Projektentwickler Gamesa Pläne für den Bau eines Offshore-Windenergie-Zentrums in der Region [Prognos 2011].

Der Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen Siemens hat Ende 2011 den Bau einer Produktionsstätte für Maschinenhäuser von Windenergieanlagen angekündigt. Da Siemens aktuell Marktführer im Bereich der Produktion von Offshore-Windenergieanlagen ist und die britischen Projekte einen Großteil des europäischen Offshore-Windenergiemarktes ausmachen, ist davon auszugehen, dass zukünftig relevante Umschlagszahlen an Siemens-Anlagen über Hull abgewickelt werden.

Maßnahmen im Bereich Wartung und Service werden derzeit schon für Round 1 und Round 2 Offshore-Windparks in der Nordsee vom Hafen Grimsby durch Verträge mit Siemens, Centrica und RES ausgeführt. [Humber 2011]

## **3.4 Häfen mit Potential für Zulieferanteile (Zulieferhäfen)**

Es ist ein gesondertes Potential für Häfen im Bereich der Zulieferung von Großkomponenten festzustellen. Das heißt, die Häfen werden genutzt, um einzelne Komponenten für die Offshore-Windenergieindustrie zu lagern und umzuschlagen (bspw. Rotorblätter, Türme, Monopiles, Piles zur Fixierung von aufgelösten Fundamentstrukturen).

In den meisten Fällen sind insbesondere jene Häfen im Bereich Zulieferung aktiv, an deren Standort oder in deren direkter räumlicher Nähe sich Fertigungsstätten für Komponenten von Offshore-Windenergieanlagen und Fundamenten befinden. Die Zulieferung erfolgt mit Hilfe von Transportschiffen entweder zu einem Basishafen oder auch (im Vergleich eher seltener) direkt ins Baufeld. Letzteres kann sich ergeben, wenn das jeweilige Logistik- und Installationskonzept die gesonderte Installation von Einzelkomponenten vorsieht und - in der Regel kleinere - Installations- oder Transportschiffe sich vom Komponentenhafen direkt in den Offshore-Windpark begeben (bspw. im Zuge eines Pre-piling).

Die Anforderungen an die Hafeninfrastruktur und -ausstattung sind bei den zuliefernden Häfen



geringer als bei Offshore-Basishäfen. Ebenso sind diese Standorte für den Import und Export von Anlagen geeignet, da auch für diese Bereiche aufgrund der eingesetzten Schiffstypen geringere Anforderungen an Häfen bestehen.

Zusammenfassend ergeben sich folgende maßgebliche Anforderungen an Häfen, die im Bereich Zulieferung aktiv sind:

- Ausreichende Lagerflächen (langfristig verfügbar), die im Vergleich zu den in Basishäfen vorhandenen Lagerflächen hinsichtlich der Pachtraten günstiger sind
- Eignung der Lagerflächen für die Offshore-Windenergieindustrie hinsichtlich Zugänglichkeit und benötigter Schwerlastfähigkeit (die Anforderungen können hier je nach Komponente unterschiedlich sein)
- Attraktive Flächen zur Industrieansiedlung
- Ausreichende Wassertiefe (die Anforderungen können hier je nach eingesetzten Schiffstypen / Pontons unterschiedlich sein)
- Ggf. Möglichkeit des Aufjackens von Installationsschiffen (keine Voraussetzung, aber positiv, erhöht das Potential)
- Gute landseitige Anbindung (Straßen, Binnenwasserstraßen, Bahn)

Die folgende Abbildung 30 zeigt die Häfen, die im Rahmen dieser Analyse in dieser Kategorie (Potential für Zulieferanteile) gesehen werden. Die abgebildeten Häfen werden im Folgenden hinsichtlich ihrer Eigenschaften näher dargestellt.

In der Karte werden auch die Standorte Brunsbüttel und Emden, die bereits in Kapitel 3.3 als potentielle Basishäfen näher vorgestellt wurden, markiert. Aktuell sind diese Häfen bereits im Bereich der Produktion bzw. Zulieferung von Komponenten für die Offshore-Windenergie aktiv, weshalb sie an dieser Stelle nochmals aufgeführt werden (bezüglich der detaillierten Charakterisierung vgl. Kapitel 3.3).



**Abbildung 30** Im Rahmen der Analyse betrachtete Häfen mit Potential im Bereich Zulieferung – Komponentenhäfen (Karte: [SOW 2011], eigene Ergänzungen)



### 3.4.1 Status

#### 3.4.1.1 Nordenham

##### ***Maßgebliche Standorteigenschaften:***

Der Hafen Nordenham liegt an der Wesermündung; die seewärtige Anfahrt beträgt rund 38 sm.

Derzeit betreibt das Logistikunternehmen Rhenus Midgard im Hafen Nordenham zwei moderne Bulk- und Breakbulk-Terminals. Diese werden bereits zum Umschlag und zur Lagerung von Seekabeln genutzt, da dort speziell ausgelegte Kajen existieren. [Seaports Niedersachsen 2012] Einige der Hallen auf den Terminals sind mit Deckenkranen ausgestattet, die außerdem eine Montage von Anlagen vor Ort ermöglichen.

Im nahe gelegenen Blexen existieren darüber hinaus insgesamt rund 30 ha Industrieflächen, auf denen eine industrielle Produktion von Komponenten für Offshore-Windenergieanlagen grundsätzlich möglich wäre. [Seaports Niedersachsen 2012]

Über verschiedene Landstraßen ist der Hafen an die Autobahnen A27, A28 und A29 angeschlossen. Die Entfernung zu den Autobahnen beträgt 10 km; eine direkte Hinterlandanbindung zu einer Autobahn existiert somit nicht. [Seaports 2012] [ZDS 2012] Über die Mittelweser ist der Hafen an das Binnenwasserstraßennetz angeschlossen. Darüber hinaus existiert ein Schienenanschluss. [Seaports Niedersachsen 2012]

##### ***Strategie und Entwicklung:***

Ab Ende 2013 sollen in Nordenham Offshore-Fundamente (Monopiles) von der Firma Steelwind Nordenham, ein Unternehmen der Dillinger Hütte, produziert werden. Das Großprojekt „Steelwind Nordenham“ soll seinen Betrieb Ende 2013 aufnehmen [NWZ Online 2011]. Dazu soll zunächst ein neues Werk direkt am seeschifftiefen Wasser errichtet werden. Die Dillinger Hütte setzt die nötigen Hafenanlagen privat finanziert um.

Außerdem plant das Logistikunternehmen Rhenus Midgard zusammen mit Offshore Marine Management (OMM) den Ausbau des Standorts Nordenham zu einem Seekabellogistikzentrum. Es ist u.a. angedacht, in Nordenham ein weiteres Seekabellager zu errichten. [SWW 2011]

##### ***Angesiedelte Hersteller:***

Bereits heute sind in Nordenham einige Unternehmen angesiedelt, die im Rahmen der Entwicklung, Produktion, Zulieferung, Logistik, Montage, Service und Wartung von Offshore-Windenergieanlagen tätig sind [Seaports Niedersachsen 2012]. Hier sind insbesondere das Logistikunternehmen Rhenus Midgard sowie der Kabelhersteller Norddeutsche Seekabelwerke (NSW) zu nennen. NSW hat bereits Verträge für die Erstellung der Innerparkverkabelung in mehreren deutschen Offshore-Windparkprojekten erhalten.

### 3.4.1.2 Stade

#### **Maßgebliche Standorteigenschaften:**

Der Hafen Stade liegt zwischen Hamburg und Cuxhaven an der Elbe. Er liegt tideunabhängig und erlaubt die Einfahrt von Seeschiffen. Daher eignet sich Stade zum Umschlagen von On- und Offshore-Komponenten. Derzeit ist der Hafen bereits Produktionsstandort der Windenergieindustrie. [Seaports Offshore 2012] Auf die Bedürfnisse der Offshore-Windenergieindustrie optimiert ist der Buss Terminal Stade-Bützfleth, in den Neubau eines Multi Purpose Terminal ist dort bereits ein Investitionsvolumen von 3,9 Mio. Euro geflossen. [Stade 2012]

Die Länge der seewärtigen Zufahrt beträgt 63 sm. Sie wird nicht durch Brücken oder Schleusen behindert. An das Hinterland ist der Hafen Stade über die A1 und die B73 angebunden. Ein Gleisanschluss existiert bisher nicht. Über die Elbe ist der Hafen direkt an das gesamte europäische Binnenwasserstraßennetz angebunden. [NPorts 2012]

Die Pierlänge des Buss-Terminals Stade beträgt 210 m und eignet sich für Schiffe mit einer maximalen Länge von 180 m. Die Möglichkeit des Aufjackens von Installationsschiffen muss derzeit noch untersucht werden. Der maximale Tiefgang der Schiffe beträgt 8,5 m. Das Aufjacken unterliegt einer individuellen Prüfung. Es ist eine Ro/Ro-Rampe (26 m breit) sowie ein Kran mit Hebelkapazität von 104 t vorhanden. [Stade 2012]

Im Buss Terminal Stade stehen Kai- und Vormontageflächen (Kaifläche) von 1.200 m<sup>2</sup> mit einer Schwerlastfähigkeit von 5 t/m<sup>2</sup> sowie Lagerflächen von 2,5 ha mit einer Schwerlastfähigkeit von 20 t/m<sup>2</sup> für die Offshore-Windenergieindustrie zur Verfügung.

#### **Strategie und Entwicklung:**

Zukünftig soll der Hafen Stade auch für den Umschlag der in der Region produzierten Offshore-Komponenten genutzt werden. Der Hamburger Hafenlogistiker Buss hatte in den Hafen in Stade rund elf Millionen Euro investiert [T-Online Nachrichten 2012]

Weiterhin plant die Firma Buss einen Ausbau, der Liegeplätze für sechs bis neun Schiffe schafft. Außerdem ist geplant, die A26 auszubauen und ein leistungsstarkes Industriegleis zu errichten.

Im Rahmen der Hafenerweiterung im Buss Terminal Stade würden zusätzliche Flächen von 25 ha mit einer Schwerlastfähigkeit von 20 t/m<sup>2</sup> erschlossen werden. Dies ist geplant, eine Investitionsentscheidung wurde aber noch nicht getroffen. Die Erweiterung soll bis 2016 stattfinden. [Stade 2012]

#### **Angesiedelte Hersteller:**

In Stade ist derzeit die Areva Blades GmbH angesiedelt, ein Tochterunternehmen des Herstellers AREVA Wind. In dem Unternehmen mit 62 Mitarbeitern werden exklusiv die Rotorblätter für die M5000 Offshore-Turbine produziert. [Areva 2012] Der Hafen Stade wird für den Umschlag dieser Rotorblätter genutzt. [Stade 2012]

### 3.4.1.3 Bremen

#### **Maßgebliche Standorteigenschaften:**

An der Weser gelegen ist der Neustädter Hafen in Bremen ein möglicher Offshore-Komponentenhafen. Die Revierfahrt beträgt rund 35 sm. Es existieren keine Schleusen. Aufgrund seiner geografischen Position (lange Revierfahrt, Hafen Bremerhaven deutlich näher am offenen Meer) wird der Standort Bremen eher nicht für Installationsarbeiten in Betracht kommen. Als Komponentenhafen verfügt es jedoch über Potential. Somit könnten Basishäfen von hier aus mit bestimmten Komponenten beliefert werden.

Der Neustädter Hafen in Bremen verfügt über eine Kailänge von 2.400 m. Die Wassertiefe beträgt 10,60 m. Eine gute Hinterlandanbindung ist vorhanden, die nächste Autobahn ist rund zwei km entfernt, der Hafen verfügt über einen Gleisanschluss und über eine schwerlastfähige Straßenanbindung. [ZDS 2012]

Für die Bereiche Vormontage und Lagerung stünden ca. 7 ha an Freiflächen in Bremen zur Verfügung. [ZDS 2012]

#### **Strategie und Entwicklung:**

Derzeit sind keine weiteren Gewerbeflächen für weitere Unternehmensansiedlungen verfügbar. [ZDS 2012]

#### **Angesiedelte Hersteller:**

Am Standort Bremen ist der Hersteller von Turmsegmenten (Stahlrohrtürme und Stahlfundamente) Ambau GmbH angesiedelt. Die Ambau GmbH produzierte unter anderem Türme für das Projekt alpha ventus. [Niedersächsische Staatskanzlei 2011] Bremen ist allerdings nur einer der Standorte der Ambau GmbH. Ein weiterer Produktionsstandort ist Cuxhaven, dieser ist auf Großrohrsegmente, Türme mit großen Durchmessern und hohen Bauteilgewichten ausgerichtet. Diese können direkt von Cuxhaven verschifft werden [Offshore-Basis Cuxhaven 2012]. Ambau beliefert verschiedene Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen. Auch von Bremen aus wurden bereits Komponenten für Offshore-Windparks umgeschlagen. Diese wurden von dort aus zunächst in den entsprechenden Basishafen transferiert.

### 3.4.1.4 Rostock

#### **Maßgebliche Standorteigenschaften:**

Der Seehafen Rostock verfügt über eine kurze Revierfahrt von 3,6°sm in einem zweischiffigen Seekanal, die Zufahrt zur offenen See ist sicher gestellt. Der Seehafen Rostock ist über die A5 an das Hinterland angebunden. Nahezu an jedem Liegeplatz ist ein Gleisanschluss verfügbar. Flächen für die Ansiedlung von Unternehmen sind vorhanden. Ein Aufjacken von Installationsschiffen ist nur nach Einzelfallprüfung möglich; grundsätzlich ist die Schwerlastfähigkeit des Hafens gegeben. [ZDS 2012]

Für die Offshore-Windenergienutzung sind die Pier II mit einer Kailänge von 2.600 m, die Pier III mit einer Kailänge von 550 m und der Liegeplatz 10 mit einer Kailänge von 190 m relevant. Pier II bezeichnet die Stückgutpier, die nicht speziell auf die Offshore-Windenergie optimiert bzw. spezialisiert ist, sondern durch verschiedene Branche genutzt wird. Pier III liegt im Industriehafenbe-

reich und ist ebenfalls nicht speziell auf die Offshore-Windenergienutzung ausgerichtet. Liegeplatz 10 wurde auf die Bedürfnisse der Offshore-Windenergiebranche optimiert, da dieser durch den angesiedelten Hersteller von Fundamentstrukturen EEW genutzt wird. Der maximale Schiffstiefgang liegt zwischen 8 m am Liegeplatz 10 und 10-13 m an Pier III. Die maximale Schiffslänge beträgt am Liegeplatz 10 190 m. [Rostock 2012]

Im Rostocker Seehafen gibt es bisher keine gesonderten Lagerflächen für die Offshore-Windenergie. Im Rostock Seehafen Ost wären insgesamt 240 ha an Lager- und Vormontageflächen erschließbar, bisher sind hierzu aber noch keine Aktivitäten erfolgt. Auf dem Werksgelände von EEW stehen 35.000 m<sup>2</sup> Lagerfläche für die Lagerung und den Umschlag der dort produzierten Fundamentstrukturen zur Verfügung. [Rostock 2012]

### ***Strategie und Entwicklung:***

Derzeit sind keine konkreten Pläne für den Ausbau des Rostocker Hafens im Hinblick auf die Offshore-Windenergieentwicklung bekannt. Offshore-Windenergie wird als ein Bereich neben Potential für Umschlaggüter und Industrieansiedlungen aus anderen Branchen in den Planungen berücksichtigt.

Eine Studie von Garrad Hassan [GL GH 2011] sieht insbesondere Potential in der Zusammenarbeit zwischen den Häfen Lubmin und Rostock. In Rostock werden bisher Monopiles und Piles als Basis für die Stützkreuze der Tripiles des Unternehmens BARD produziert. Laut der Studie von Garrad Hassan könnten in Rostock zusätzlich Unterbaugruppen für Jacket-Strukturen hergestellt werden. Lediglich eine ausreichend hohe Fertigungseinrichtung für die Endmontage fehlt. Diese existiert in Lubmin (ehemalige Halle des Atomkraftwerks) und könnte laut Vorschlag der Studie für diese Zwecke im Rahmen einer bilateralen Hafenkooperation genutzt werden. [GL GH 2011]

### ***Angesiedelte Hersteller:***

Im Seehafen Rostock sind bereits einige Hersteller von WEA und WEA-Komponenten angesiedelt. Insbesondere ist hier EEW Special Pipe Constructions GmbH zu nennen, ein Hersteller von dickwandigen Großrohren für Offshore-Fundamente. Das Werk verfügt über eine Jahreskapazität von 120.000 t und hat seinen Standort direkt im Seehafen von Rostock. Hier werden Rohre mit einem Durchmesser von bis zu 7 m, Längen bis zu 120 m und Gewichten bis 1.000 t gefertigt. [Wind Energy Network 2012]

Des Weiteren sind die Unternehmen Nordex Energy GmbH, EEW Offshore Wind Constructions GmbH, Liebherr-MCCtec Rostock GmbH, e.n.o. energy GmbH, wpd offshore solutions GmbH und die Suzlon Energy GmbH in Rostock angesiedelt [Rostock Business 2012]. Die Werft Nordic Yards ist im Bereich des Baus von Umspannwerken für Offshore-Windparks aktiv.

### 3.4.2 Weitere Häfen mit angekündigten Aktivitäten

#### 3.4.2.1 Brake

##### **Maßgebliche Standorteigenschaften:**

Der Seehafen Brake befindet sich an der Weser, ca. 26 km von der Mündung entfernt. Der Hafen Brake verfügt über eine rund 1.700 m lange Strompier, im Norden schließt sich der private Anleger der Fettraffinerie an. [Seaports 2012]

Ein Teil des Hafens befindet sich wasserseitig des Landesschutzdeiches. Der zugehörige Binnenhafen liegt der Innenstadt zugewandt und wird von Küstenmotor- und Binnenschiffen sowie Sportbooten genutzt. Dieser wird mit dem Außenhafen durch eine Seeschleuse verbunden. [Seaports 2012]

In Brake werden verschiedene Massen- und Stückgüter umgeschlagen (Schwerpunkte im Bereich Agrarprodukte, Holz, Eisen, Stahl), [Seaports 2012] es ist zudem bereits seit vielen Jahren ein etablierter Hafen für den Export von Windenergieanlagen: Von dort aus exportiert der Hersteller GE seine Onshore-Anlagen.

Der Seehafen Brake wurde im Bereich des Niedersachsenkais erweitert. Damit steht eine Kailänge von 450 m zur Verfügung. Der Niedersachsenkai wurde auf die Bedürfnisse des Umschlags von Komponenten für Offshore-Windenergie- sowie die Stahlbranche ausgelegt. Die Umsetzung erfolgte auf Basis einer „Public Private Partnership-Finanzierung“. Es sind zwei Liegeplätze für Schiffe mit einem maximalen Tiefgang von 11,9 m vorhanden. Ein Aufjacken ist möglich. Das Hauptkonkurrenzprodukt, das in diesem Kaibereich umgeschlagen wird, ist Stahl. [Brake 2012]

Im direkt an der Pier gelegenen „Brake Logistics Center“ steht im Hafenbereich ein Mehrzweckhallen-Komplex zur Einlagerung und zum Handling unterschiedlicher Komponenten zur Verfügung, der angemietet werden kann. Es ist eine Schwerlastplatte für Belastungen bis 20 t/m<sup>2</sup> vorhanden. Die Hallengrundfläche beträgt 10 ha. Andere Branchen, die diese Hallen nutzen, sind die Holz- und Zelluloseindustrie. Für die Offshore-Windenergie könnten dort bspw. Reparatur- und Ersatzteile gelagert werden. [Brake 2012]

Die Erweiterungsflächen sind für den Umschlag von 1.000-Tonnen-Gewichte ausgelegt, eine entsprechende Ausstattung ist verfügbar (Mobilkran, zwei Verladebrücken). Dort sollen auch Lagerflächen für Offshore-Komponenten eingerichtet werden. Im Hinterland sind zudem potentielle weitere Erweiterungsflächen vorhanden.

Der Hafen Brake kann von Schiffstypen mit einem Tiefgang bis 11,9 m genutzt werden, nach der geplanten Weservertiefung werden es 12,8 m sein. Eine gute Hinterlandanbindung ist gegeben, es gibt jedoch keinen direkten Autobahnanschluss.

##### **Strategie und Entwicklung:**

Zukünftig sind etliche weitere Ausbauten im Terminal geplant, um den Umschlag von Offshore-Windenergieanlagenkomponenten stärker zu initiieren. Brake ist zudem bestrebt, die Ansiedlung von Herstellern der Offshore-Windenergiebranche zu forcieren.

Denkbar wäre auch eine Zulieferrolle Brakes im Zusammenhang mit dem Basishafen Bremerhaven. Dies könnte sich insbesondere im Zuge der geplanten Umsetzung des Offshore Terminal Bremerhaven (OTB) ergeben – dann könnten Komponenten alternativ dort gelagert und bei Bedarf zum OTB verschifft werden.

***Angesiedelte Hersteller:***

Keine Hersteller der Offshore-Windenergieindustrie, drei Hersteller von Onshore-Windenergieanlagen schlagen über Brake ihre Anlagen für den Export um.

**3.4.2.2 Rendsburg*****Maßgebliche Standorteigenschaften:***

Der neue „Rendsburg Port“ in Osterrönfeld bei Rendsburg liegt direkt am Nord-Ostseekanal und ist als Schwerlasthafen konzipiert. Das heißt, es gibt eine schwerlastfähige Kaianlage mit entsprechender Suprastruktur. Zielsetzung war von Beginn an eine Ausgestaltung, die den Bedürfnissen der Windenergiebranche gerecht wird. Hierbei wurde sowohl der Export von Onshore-Anlagen als auch die Belieferung von Basishäfen angestrebt. Gleichzeitig ist der Hafen natürlich auch für den Umschlag weiterer Schwerlastgüter und den Containerumschlag nutzbar. [Hafenkooperation SH 2012] Der neue Hafenstandort wurde zu 100 % über eine öffentliche Finanzierung umgesetzt. [Rendsburg 2012]

Der Hafen verfügt über 2,2 ha Kaifläche mit hoher Schwerlastfähigkeit (90 t/m<sup>2</sup>) sowie angrenzende Lagerflächen von 1,4 ha. In direkter Nähe befindet sich ein Industriegebiet von rund 80 ha, das über eine schwerlastfähige Anbindung an den Hafen verfügt (dieses ist derzeit in der Erschließungsphase). Die Ausstattung des Hafens ist entsprechend auf eine hohe Schwerlastfähigkeit ausgelegt. Die Länge der Kaianlage beträgt insgesamt 300 m. Es gibt eine Schleuse, die aber sehr groß ausgelegt ist (300 m Länge und 45 m Breite), so dass auch moderne Installationsschiffe der Offshore-Windenergie in den Hafen einfahren könnten; auch ein Aufjacken im Hafenbereich ist möglich. [Rendsburg 2012]

***Strategie und Entwicklung:***

Der Hafen ist erst kürzlich in Betrieb gegangen (Fertigstellung im Februar 2012), es handelt sich somit um eine moderne Anlage, die hinsichtlich ihrer Schwerlastfähigkeit und Ausstattung bereits an die Bedürfnisse der Windenergie angepasst wurde. Es werden aber verstärkte Bemühungen in der Hinsicht unternommen werden, dass auf den nahe zum Hafen befindlichen Industrieflächen weitere Unternehmen der Windenergiebranche anzusiedeln. [Rendsburg 2012]

***Angesiedelte Hersteller:***

Ursprünglich wollte sich der Hersteller REpower mit einer Produktions- und Verwaltungsstätte sowie einer Forschungsabteilung hier ansiedeln – nach der Absage REpowers konnte das Unternehmen Max Bögl für eine Ansiedlung gewonnen werden. Die Firma will dort eine Produktion von Hybridtürmen für Windenergieanlagen aufbauen. Zunächst soll es sich um Türme für Onshore-Windenergieanlagen handeln. [Rendsburg Port 2011]

Die Firma Max Bögl denkt laut Pressemeldungen bereits darüber nach, sein Angebot im Bereich der Turmproduktion später auf Offshore-Windenergieanlagen auszuweiten und zudem ggf. auch in die Fundamentproduktion einzusteigen. Dies könnte die Rolle des Hafens im Offshore-Windenergiegeschäft stärken. [Rendsburg Port 2011]



### 3.5 Servicehäfen (Statusbetrachtung)

Servicehäfen sind im Bereich des langfristigen Offshore-Windparkbetriebs aktiv und dienen der Versorgung, Wartung und Instandhaltung sowie Betriebsführung von Offshore-Windparks. Wichtigstes Kriterium für die Auswahl eines Servicehafens ist die größtmögliche räumliche Nähe zum Offshore-Windparkstandort.

Vom Servicehafen aus werden u. a. Instandhaltungs- und Reparaturmaßnahmen durchgeführt (d.h. Lagerung entsprechender Komponenten und Betriebsmittel). Arbeiten im Bereich eines Großkomponententauschs werden jedoch aufgrund der großen Massen und benötigten Schiffstypen in der Regel durch andere Hafenarten übernommen (Basis- oder Komponentenhäfen).

In einigen Fällen verfügen die Servicehäfen über Zulieferhäfen, bspw. wenn Engpässe im Bereich der Lagerflächen bestehen. Da diese Zulieferhäfen aber im Wesentlichen hinsichtlich Infrastruktur und Ausstattung dieselben Anforderungen erfüllen müssen wie Servicehäfen und räumlich an diese gekoppelt sind sowie unter Umständen Häfen auch beide Funktionen einnehmen können, werden diese im Bereich der Analyse ebenfalls unter dem Begriff Servicehäfen bearbeitet. Aussagen zum Potential der Servicehäfen werden im Rahmen der weiteren Analyse weniger anhand der beiden Tätigkeitsbereiche (gemäß ZDF Funktionen Reaktions- und Versorgungshafen) als vielmehr anhand der geplanten Offshore-Windparkstandorte getroffen.

Zusammenfassend ergeben sich folgende maßgebliche Anforderungen an Servicehäfen:

- Räumliche Nähe zu den betreffenden Offshore-Windparks (möglichst zu mehreren Standorten)
- Gute Erreichbarkeit (Land- und Seeweg)
- Lagerflächen für Ersatzteile und Betriebsmittel
- Dauerhafte Liegeplätze für Serviceschiffe
- Büroflächen und Unterkünfte
- Helikopterlandeplatz (bzw. in räumlicher Nähe)
- Tideunabhängige Einfahrtmöglichkeit

Im Folgenden werden einige bisher als Servicehäfen genutzte Standorte vorgestellt bzw. solche, bei denen eine hohe Wahrscheinlichkeit bzw. konkrete Absichten zur Nutzung als Servicehafen bestehen. Es ist grundsätzlich aber zu beachten, dass grundsätzlich viele Hafenstandorte an der Küstenlinie zukünftig potentiell als Servicehafen in Betracht kommen könnten (je nach ihrer Lage und der Betriebsstrategie der Offshore-Windparkbetreiber sowie in Abhängigkeit der zukünftigen Ansiedlung von Servicedienstleistern).

Die folgende Abbildung 32 gibt eine Übersicht über die exemplarische Auswahl von Servicehäfen im Rahmen dieser Analyse.



**Abbildung 31** Im Rahmen dieser Analyse getroffene exemplarische Auswahl von Servicehäfen (Karte: [SOW 2011], eigene Ergänzungen)

### 3.5.1 Status

#### 3.5.1.1 Norddeich

Das Testfeld alpha ventus verfügt über eine Betriebsbasis in Norddeich (siehe Kapitel 2.2.3.1). Der Hafen Norden / Norddeich liegt in räumlicher Nähe zum gesamten Dollart-Cluster.

In Norden ist vor allem die Reederei Frisia stark aktiv im Bereich Offshore-Windenergie und hat ein entsprechendes Angebotsportfolio für Offshore-Windparkbetreiber entwickelt. Gemeinsam mit dem Unternehmen WIKING Helikopter Service wurde das Unternehmen FRISIA-WIKING Offshore GmbH gegründet. Zentrales Angebot des Unternehmens ist die Versorgung von Offshore-Windparks auf dem See- und Luftweg. Hierzu werden zurzeit ein Offshore-Katamaran für den Transport von Servicepersonal und Ladung und ein Multifunktionsschiff, dass zusätzlich auch als Verkehrssicherungsfahrzeug eingesetzt werden kann. Im Bereich Lufttransporte stehen drei Helikopter zur Verfügung. [Frisia 2012]

Der dänische Energiekonzern Dong will Norddeich als Betriebszentrale für den geplanten Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 1 nutzen. Hierfür will der Konzern rund 1,25 Milliarden Euro in eine entsprechende Infrastruktur (bspw. Verwaltungsgebäude, Lagerhaus, dauerhafte Pontons, Parkplätze) investieren. Dong hat Interesse an Flächen im Osthafen in Norden mit einer Größe von etwa 2,5 bis 3 ha bekundet. Der Rat in Norden hat einer hierfür nötigen Änderung des B-Plans bereits zugestimmt. [Jeversches Wochenblatt 2012]

### 3.5.1.2 Barhöft

Von Barhöft aus werden Baltic 1 und Baltic 2 durch EnBW betrieben (siehe Kapitel 2.2.3.2 und 2.2.3.4). Barhöft liegt in räumlicher Nähe zu Baltic 1, Baltic 2 befindet sich in einer deutlich größeren Küstenentfernung und wird über eine Betriebsstation auf See (Hotelschiff) verfügen. Die Versorgung für Baltic 2 erfolgt auch von Barhöft aus, auf diese Weise werden Synergiepotentiale genutzt.

EnBW hat eine entsprechende Leitwarte für den Windparkservice in Barhöft aufgebaut.

### 3.5.1.3 Helgoland

Helgoland soll als Betriebsbasis für die Offshore-Windparks des Helgoland-Clusters ausgebaut werden und somit Nordsee Ost, Amrumbank West, Meerwind (Ost und Süd) als Servicehafen bedienen. Eine räumliche Nähe zu weiteren bisher genehmigten Offshore-Windparks besteht im Falle Helgolands nicht.

Im Zuge des Ausbaus als Servicehafen sollen eine neue Kaianlage und entsprechende Lagerflächen geschaffen werden, auch als Schutzhafen für Schiffe mit einem größeren Tiefgang soll Helgoland geeignet sein. [offshore-wind 2012] Geplant sind der Bau von insgesamt drei Servicegebäuden mit Werk- und Lagerhallen sowie die Schaffung von zehn Liegeplätzen für Serviceschiffe. Hierfür soll ein zusätzlicher Landungssteg entstehen. Es steht eine ausgewiesene Fläche von rund 10 ha zur Verfügung. [Helgoland 2012]

Die Betreiber der drei oben genannten Offshore-Windparks, WindMW, E.ON und RWE Innogy, werden die durch sie benötigten Flächen pachten (teils bestehen bereits langfristige Verträge). [dpa 2012]

## 3.5.2 Weitere Häfen mit angekündigten Aktivitäten (Auswahl)

### 3.5.2.1 Büsum

Büsum ist Teil der Hafenkooperation Schleswig-Holstein und wird an dieser Stelle exemplarisch vorgestellt. Weitere Mitglieder der Hafenkooperation sind Brunsbüttel, Dagebüll, Helgoland, Husum, Osterrhönfeld, Wyk, Hörnum und List. Büsum liegt in räumlicher Nähe zum Helgoland-Cluster.

Laut einer Studie von Uniconsult zu den Häfen in Schleswig-Holstein liegen die größten Potentiale für Büsum im Bereich der Versorgung von Plattformen und Hotelschiffen sowie als Lager für kleine Komponenten. Die Flächenressourcen sowie der Tiefgang im Hafen ermöglichen dies. Da Helgoland bereits als Servicehafen für das Helgolandcluster gesetzt ist, könnte eine Zusammenarbeit mit Helgoland erfolgversprechend sein. Ein Helikopterlandeplatz ist nahe gelegen vorhanden. [Uniconsult 2011]

### 3.5.2.2 Hörnum

Auch Hörnum auf der Insel Sylt ist Teil der Hafenkooperation Schleswig-Holstein und wird an dieser Stelle ebenfalls exemplarisch vorgestellt, da es einen anderen geographischen Bereich abdeckt als Büsum. Hörnum liegt in räumlicher Nähe zum Sylt-Cluster.

Hörnum ist laut den Ergebnissen einer Studie von Uniconsult ein geeigneter Servicestandort, speziell für das SylWin-Cluster, steht aber in einem starken Wettbewerb mit Havneby in Dänemark.

[Uniconsult 2011] In diesem Jahr wurde Havneby Mitglied der Hafenkooperation Schleswig-Holstein [Hafenkooperation 2012b], womit grundsätzlich auch Kooperationen mit deutschen Servicehäfen, wie Hörnum, denkbar wären.

### 3.5.2.3 Sassnitz

Sassnitz befindet sich in direkter Nähe zu den vor Rügen geplanten Offshore-Windparks. In der Ostsee befindet sich in dieser Region die größte Offshore-Windparkdichte. Da Sassnitz auch als Basishafen aktiv ist, können sich Synergien ergeben bzw. auch Heavy Maintenance-Einsätze können erfolgen.

Laut dem Hafenbetreiber gibt es bereits konkrete Anfragen bezüglich Windpark-Service. [Sassnitz 2012] Sassnitz verfügt über einen direkten Seezugang ohne Revierfahrt, was förderlich für die Nutzung als Servicestandort ist.

## 4 Marktpotential für deutsche Seehäfen im Zuge des Offshore-Windenergieausbaus

Im Folgenden wird analysiert, welches Marktpotential sich für die deutschen Seehäfen aus der Offshore-Windenergieentwicklung ergeben könnte. Es werden Angaben über jährliche zu erwartende Kapazitäten gemacht.

In Kapitel 1.4, Teil 1 dieser Analyse, wurden zwei Ausbaupfade für die Offshore-Windenergie in Deutschland entwickelt. Da der Ausbau bis 2014 relativ gut prognostiziert werden kann, erfolgt eine Differenzierung zwischen den alternativen Szenarien erst für den Zeitraum von 2015 bis 2020.

In der folgenden Tabelle 39 werden noch einmal die beiden Ausbaupfade für die Offshore-Windenergieentwicklung dargestellt.

**Tabelle 39 Ausbaupfade für die Offshore-Windenergieentwicklung in Deutschland (Anlagenanzahl)**

Ausbau (OWEA-Anzahl)	2012	2013	2014	2015-2020 pro Jahr	Gesamt
Ausbaupfad 1	215	273	218	230	2.086
Ausbaupfad 2	215	273	218	80	1.186

Aus den genannten Ausbaupfaden lässt sich ein Gesamtpotential für Seehäfen feststellen, das sich aus dem deutschen Offshore-Windenergieausbau unter den jeweiligen Voraussetzungen ergibt. Um hieraus ein Potential speziell für die deutschen Seehäfen abzuleiten, sind von dem Gesamtvolumen jene Komponenten abzuziehen, die voraussichtlich im europäischen Ausland umgeschlagen werden.

In den nachfolgenden Kapiteln wird entsprechend das Marktpotential für deutsche Seehäfen unterteilt nach Basishäfen, Komponentenhäfen und Servicehäfen betrachtet. Hierbei wird jener Teil des Gesamtpotentials identifiziert, der voraussichtlich von deutschen Häfen aus umgeschlagen und

beliefert bzw. im Zeitverlauf betrieben werden wird.

## 4.1 Marktpotential für Basishäfen – zu erwartende Umschlagskapazitäten

### 4.1.1 Aktuelle Marktdaten – Umschlag bis 2014

Für die Projekte mit Baubeginn bis 2014, die in Kapitel 1.4, Teil 1 dieser Analyse vorgestellt wurden, sind in der Regel die Verträge mit den Hauptlieferanten abgeschlossen. In vielen Fällen ist zudem der gewählte Basishafen bereits bekannt. In der folgenden Tabelle 40 wird dargestellt, welche Lieferanten im Bereich Offshore-Windenergieanlagen und Fundamentstrukturen den verschiedenen Projekten zugeordnet werden können und welcher Basishafen für Offshore-Windenergieanlagen und Fundamente jeweils gewählt wurde.

**Tabelle 40 Lieferanten u. Basishäfen deutscher Offshore-Windparkprojekte bis 2014 (Stand Juni 2012)**

Offshore-Windpark	Gebiet	Leistung in MW	Anzahl OWEA	Fundament-typ	Anlagenhersteller	Fundamenthersteller	Basishafen WEA	Basishafen Fundamente
<b>Nordsee</b>								
<b>in Bau</b>								
Borkum West II (1. Phase)	AWZ	200	40	Tripod	AREVA Wind	WeserWind/EEW	Eemshaven	Bremerhaven
Bard Offshore I	AWZ	400	80	Tripile	BARD	Cuxhaven Steel Constr.	Eemshaven	Cuxhaven
<b>Baubeginn 2012</b>								
Borkum Riffgat	12sm-Zone	220	30	Monopile	Siemens	G&G International	Esbjerg	Vlissingen
Global Tech I	AWZ	400	80	Tripod	AREVA Wind	40 SIAG und 40 WeserWind/EEW	vorauss. Eemshaven	vorauss. Bremerhaven
<b>Baubeginn 2013</b>								
Nordsee Ost	AWZ	295	48	Jacket	REpower	Kvaerner, NOR	Bremerhaven	Bremerhaven
Borkum West II (2. Phase)	AWZ	200	40	Tripod	AREVA Wind	WeserWind/EEW	vorauss. Eemshaven	Bremerhaven
Dan Tysk	AWZ	288	80	Monopile	Siemens	Aarsleff Bilfinger Berger	Esbjerg	Esbjerg
MEG Offshore I	AWZ	400	80	Tripod	AREVA Wind	Ambau	vorauss. Eemshaven	vorauss. Cuxhaven
<b>Baubeginn 2014</b>								
Amrumbank West	AWZ	288	80	Monopile	Siemens	SIF, NL	Esbjerg	Cuxhaven
Butdendiek	AWZ	288	80	Monopile	Siemens	Ballast Nedam, NL	Esbjerg	Esbjerg
Meerwind Ost	AWZ	144	40	Monopile	Siemens	Ambau	Esbjerg	Cuxhaven
Meerwind Süd	AWZ	144	40	Monopile	Siemens	Ambau	Esbjerg	Cuxhaven
Nordergründe	12sm-Zone	111	18	Monopile	REpower	Züblin	Bremerhaven	vorauss. Cuxhaven
<b>Ostsee</b>								
<b>Baubeginn 2012</b>								
EnBW Windpark Baltic II	AWZ	288	80	Monopile Jacket	Siemens	Jointventure HGN (Hochtief, GeoSea, Nordsee Naßberger)	Sassnitz/Mukran	Sassnitz/Mukran

Folgende Sachverhalte sind anhand der Tabelle 40 sowie auf Basis von Marktanalysen in Bezug auf den Bereich des Umschlages von Offshore-Windenergieanlagen zu berücksichtigen:

- Siemens wird für einen Großteil der deutschen Projekte der nächsten Jahre Offshore-Windenergieanlagen liefern. Die Siemens-Anlagen werden von Esbjerg aus installiert, wenn sich die Offshore-Windparkprojekte in der deutschen Bucht befinden. Esbjerg – bzw. Im Zeitverlauf alternativ Hull – wird damit bei sechs von den insgesamt 14 genannten deutschen Offshore-Windparkprojekten (dies entspricht 45% der Offshore-Windenergieanlagen), die voraussichtlich bis 2014 in Bau gehen, der Basishafen.
- AREVA Wind plant Projekte der näheren Zukunft mit Eemshaven als Installationshafen. Dies ist den unzureichenden Rahmenbedingungen in Bremerhaven geschuldet (Schleusenzufahrt). Wenn der geplante Offshore-Terminal Bremerhaven gebaut würde, könnten die Projekte von AREVA Wind aller Voraussicht nach mit Bremerhaven als Basishafen umgesetzt werden.
- REpower kann im Fall von Nordsee Ost von Bremerhaven aus installieren, da Flächen und Umschlagkapazitäten im Containerterminal zur Verfügung stehen. Der Containerterminal soll aber keine dauerhafte Lösung bzgl. Offshore-Installationen darstellen. Auch hier gilt, dass bei Inbetriebnahme eines Offshore-Terminals Bremerhaven REpower-Anlagen voraussichtlich weiterhin mit Bremerhaven als Basishafen installiert werden würden.
- BARD kann in Emden keine Rotorsterne vormontieren und umschlagen. Aus diesem Grund wird Eemshaven für diese als Basishafen genutzt.

Folgende Sachverhalte sind anhand Tabelle 40 sowie auf Basis von Marktanalysen in Bezug auf den Bereich des Umschlags von Offshore-Fundamentstrukturen zu berücksichtigen:

- Der Markt für Fundamentstrukturen ist breiter aufgestellt als der Bereich der Offshore-Windenergieanlagen, die Markteintrittsbarrieren sind im Vergleich geringer. Häufig steigen große Stahlunternehmen in dieses Segment ein. Deshalb kann ein Zuwachs an Marktakteuren erwartet werden.
- Die Herkunft der Fundamentstrukturen kann nicht anhand des Fundamenttyps bestimmt werden, da es jeweils mehrere Produzenten in den europäischen Nordseeanrainerstaaten gibt. Dies gilt mittlerweile auch für die aufgelösten Fundamentstrukturen und natürlich insbesondere für Monopiles und Piles zur Fixierung der aufgelösten Fundamentstrukturen.
- In fünf von insgesamt zwölf dargestellten Projekten, die voraussichtlich bis zum Jahr 2014 in Bau gehen, werden Fundamentstrukturen ausländischer Produzenten eingesetzt (d.h. rund 22% der Fundamentstrukturen).

**Für die deutschen Seehäfen wird somit in Bezug auf die Projekte, die bis 2014 in Bau gehen, das in Tabelle 41 dargestellte Marktpotential angenommen. Es wird hierbei nur jener Anteil am Gesamtzubau dargestellt, der voraussichtlich von deutschen Basishäfen aus umgeschlagen wird.**

Marktpotential (OWEA-Anzahl)	2012	2013	2014
Offshore-Windenergieanlagen	80	88	18
Fundamente	140	228	178

**Tabelle 41**

**Marktpotential für deutsche Basishäfen zwischen 2012 und 2014 (Stand d. Auswertung: Juni 2012)**



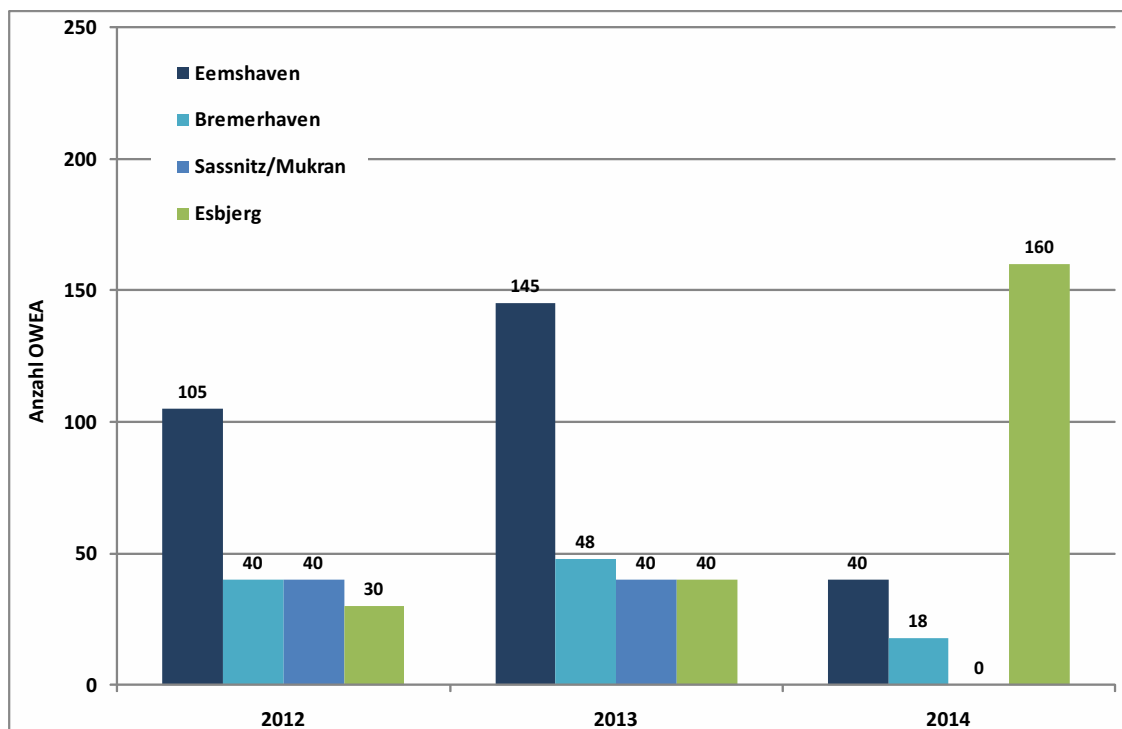
#### 4.1.1.1 Marktpotential Umschlag von Offshore-Windenergieanlagen

In Abbildung 32 wird das Marktpotential für die deutschen Basishäfen im Zeitraum 2012-2014, das sich aus dem geplanten Zubau an Offshore-Windenergieanlagen ergibt, noch einmal grafisch dargestellt. Ergänzend werden auch jene Kapazitäten genannt, die sich im Rahmen deutscher Offshore-Windparkprojekte ergeben, aber nicht über deutsche Häfen umgeschlagen werden.

Als deutsche Basishäfen sind in diesem Zeitraum im Bereich der Offshore-Windenergieanlagen nur Bremerhaven und Sassnitz-Mukran beteiligt. In der grafischen Darstellung wird außerdem verdeutlicht, welche Stückzahlen zusätzlich über Esbjerg (bzw. im Zeitverlauf auch Hull) sowie Eemshaven umgeschlagen werden.

Die Anteile der einzelnen Häfen am Umschlag orientieren sich stark an den jeweils angesiedelten Herstellern oder bereits vorhandener Infrastruktur für die Offshore-Windenergiebranche. Aus diesem Grund erfolgt keine gleichmäßige Verteilung auf verschiedene beteiligte Häfen. Es besteht zudem ein direkter Zusammenhang mit der Auftragslage von im Hafen oder in Hafennähe angesiedelten Herstellern (besonders deutlich zeigt sich dies im Jahr 2014, wenn absehbar in erster Linie Offshore-Windparks mit Siemens-Anlagen im Bau sein werden, die dementsprechend aller Voraussicht nach den Hafen Esbjerg als Basishafen nutzen werden).

Die zeitliche Verteilung der zu erwartenden Umschlagkapazitäten in den verschiedenen Häfen ist stark abhängig von einzelnen Projekten. Jedes Projekt nimmt die entsprechende Hafenskapazität voraussichtlich verteilt auf zwei Jahre in Anspruch. In diesem Zeitraum werden entsprechend viele Komponenten umgeschlagen. Wird nicht direkt im Anschluss ein Nachfolgeprojekt über den jeweiligen Hafen umgesetzt (wie erläutert ist dies häufig abhängig von Auftragslage und Planungen des in Hafennähe angesiedelten Herstellers von Offshore-Windenergieanlagen), kann es zu starken Schwankungen kommen.



**Abbildung 32** Voraussichtliche Kapazitäten umgeschlagener Offshore-Windenergieanlagen je Basishafen bis 2014



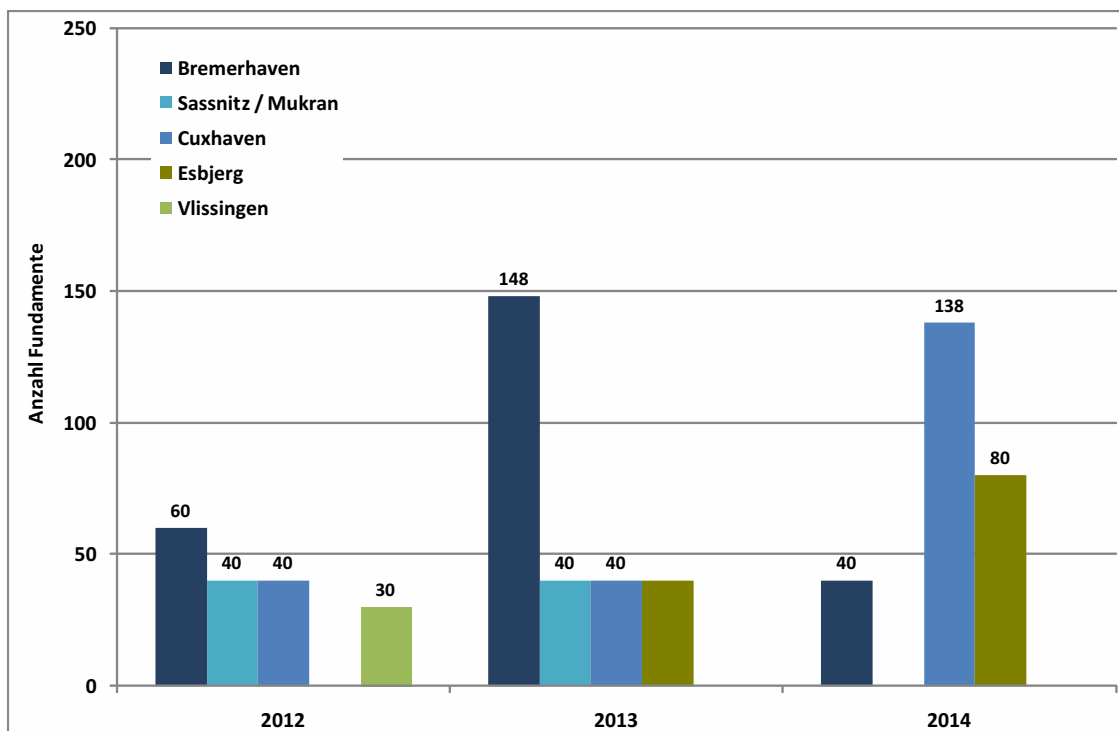
#### 4.1.1.2 Marktpotential Umschlag von Fundamentstrukturen

In Abbildung 33 wird das Marktpotential für die deutschen Basishäfen im Zeitraum 2012-2014, das sich aus dem Zubau an Fundamentstrukturen ergibt, ebenfalls grafisch dargestellt. Als deutsche Basishäfen sind in diesem Zeitraum im Bereich der Fundamentstrukturen Bremerhaven, Cuxhaven und Sassnitz-Mukran beteiligt.

Ergänzend werden auch hier zusätzlich jene Kapazitäten verdeutlicht, die im Rahmen deutscher Offshore-Windparkprojekte benötigt werden, aber nicht über deutsche Häfen umgeschlagen werden, sondern voraussichtlich im europäischen Ausland (Esbjerg und Vlissingen).

Auch im Fall der Fundamente orientiert sich die Wahl des Basishafens stark am Produktionsstandort. Die Logistik für die sehr großen und schweren Strukturen ist aufwendig, es wird entsprechendes Gerät benötigt, das in Basishäfen zur Verfügung stehen muss. In der Regel wird als Basishafen der dem jeweiligen Hersteller nächstgelegene geeignete Hafen aufgrund möglichst kurzer Transportwegen gewählt.

Auch hier ist die zeitliche Verteilung der zu erwartenden Umschlagkapazitäten in den verschiedenen Häfen stark abhängig von einzelnen Offshore-Windparkprojekten.



**Abbildung 33 Kapazitäten umgeschlagener Fundamentstrukturen je Basishafen bis 2014**

#### 4.1.2 Berechnung des Marktpotentials für den Zeitraum 2015-2020

Um auch für den Zeitraum nach 2014 Aussagen zu wahrscheinlichen Marktpotentialen für die deutschen Basishäfen zu entwickeln, werden im Folgenden anhand der beiden alternativen Ausbauszenarien (siehe Kapitel 1.4, Teil 1 dieser Analyse) allgemeine Abschätzungen hinsichtlich der

benötigten Hafenkapazitäten vorgenommen.

Von dem theoretischen Gesamtpotential, das sich auf Basis der Ausbaupfade (Ausbaupfade 1 und 2) ergibt, sind im Hinblick auf das Marktpotential deutscher Häfen solche Kapazitäten abzuziehen, die aller Voraussicht nach im europäischen Ausland umgeschlagen werden.

Im Bereich der Offshore-Windenergieanlagen lässt sich dies relativ sicher für die durch den Hersteller Siemens produzierten Anlagen annehmen. Dieser Sachverhalt wird im Folgenden bei der Kalkulation des Marktpotentials für die deutschen Häfen berücksichtigt. Der internationale Marktanteil des Herstellers Siemens am Markt für Offshore-Windenergieanlagen wird im Jahr 2014 gemäß einer Analyse von BTM Consult etwa 37,5% betragen. [BTM 2010] Vereinfachend kann dieser prognostizierte Marktanteil auch für den Zeitraum nach 2014 angesetzt werden. Es ist aber zu beachten, dass der in deutschen Häfen umgeschlagene Marktanteil sich weiter verringern kann, wenn sich bspw. weitere Produzenten von Offshore-Windenergieanlagen an Produktionsstätten im Ausland ansiedeln. Die getroffenen Abschätzungen stellen demnach nur beispielhafte Richtwerte dar.

Derzeit wird auch Eemshaven von deutschen Herstellern als Basishafen genutzt. In Bremerhaven sind die Bemühungen, diese Situation zu ändern (Übergangslösung Containerterminal, Shuttle zur ABC-Halbinsel, geplanter OTB), aber bereits so konkret, dass im Rahmen der Analyse die Annahme getroffen wird, dass diese Kapazitäten nach 2014 nicht mehr über Eemshaven umgeschlagen werden. Das heißt, im Rahmen der vorliegenden Analyse wird hier keine Absenkung des Potentials für deutsche Häfen vorgesehen.

Im Bereich der Fundamentstrukturen lassen sich die Kapazitäten weniger leicht anhand von Typen bestimmten Herstellern zuordnen. Insbesondere der Markt für aufgelöste Fundamentstrukturen ist noch jung, die Marktanteile entwickeln sich zurzeit noch sehr dynamisch. Aus diesem Grund muss an dieser Stelle auf eine vereinfachende Herangehensweise zurückgegriffen werden. Hierbei wird der Marktanteil ausländischer Hersteller, der für den Zeitraum 2012-2014 festgestellt wurde (22%), auch auf den Zeitraum 2015-2020 angewendet und somit dieser Anteil von der gemäß der Ausbaupfade zu erwartenden Gesamtkapazität abgezogen.

Auf Basis der so ermittelten Kapazitäten, die das Marktpotential für deutsche Seehäfen darstellen, kann berechnet werden, welche Anzahl an Liegeplätzen bzw. welche Kailängen für die Umsetzung der im jeweiligen Jahr geplanten Offshore-Windenergieanlagen benötigt wird. Zudem werden Angaben zur Größenordnung der voraussichtlich benötigten Lager-/Vormontageflächen gemacht.

Die Berechnung der Lager-/Vormontageflächen erfolgt hierbei auf Basis eines Faktors für die durchschnittlich benötigte Fläche pro Offshore-Windenergieanlagen bzw. pro Fundament. Der zugrunde zu legende Faktor wurde anhand einer Auswertung der Komponentengrößen verschiedener Hersteller bzw. – bei verschiedenen Projekten – als ein Durchschnittswert bestimmt.

Die durchgeführte Analyse basierend auf Recherchen und Befragungen der Hafenverantwortlichen ergibt folgende Faktoren für den Flächenbedarf:

- Lager-/Vormontageflächen pro Offshore-Windenergieanlage  
(vereinfachend wird an dieser Stelle nicht zwischen Lager- und Vormontageflächen unterschieden und nur eine Angabe zum Gesamtbedarf verwendet): ca. 3.000 m<sup>2</sup>
- Lager-/Vormontageflächen pro Fundamentstruktur  
(vereinfachend wird an dieser Stelle nicht zwischen Lager- und Vormontageflächen unterschieden und nur eine Angabe zum Gesamtbedarf verwendet): ca. 2.200 m<sup>2</sup>

Die Berechnung der benötigten Gesamtkailänge erfolgt auf Basis folgender Annahmen:

- Installierte Komponenten pro Jahr bis 2020  
(Offshore-Windenergieanlagen oder Fundamentstrukturen): 40 Stück
- Benötigte Kailänge pro eingesetztem Installationsschiff  
(inkl. ggf. zusätzlich notwendiger Barge / Schlepper / Transportfahrzeuge  
und Freiraum für den Beladungsvorgang): 300 m

Die Erfahrungen mit deutschen Offshore-Windparkprojekten zeigen, dass im Zeitraum bis 2020 eine voraussichtliche Bauzeit von zwei Jahren je OWE anzunehmen ist. In beiden Baujahren werden in der Regel sowohl Fundamentstrukturen als auch Offshore-Windenergieanlagen installiert, da es sich um zwei parallel erfolgende Installationsvorgänge handelt (nach anfänglichem Vorlauf bei der Errichtung der Fundamente). Das heißt, bei einem durchschnittlichen deutschen Offshore-Windparkprojekt mit 80 Anlagen werden pro Baujahr etwa 40 Fundamentstrukturen und 40 Offshore-Windenergieanlagen errichtet. Da es sich hier jeweils um eigenständige Gewerke und somit Installationsschritte handelt, werden in der Regel zwei unterschiedliche, parallel arbeitende Installationsschiffe eingesetzt, auch die Basishäfen unterscheiden sich zum Teil. Das bedeutet, pro Baujahr werden für den jeweiligen Offshore-Windpark zwei Liegeplätze in Basishäfen benötigt.

Im Zeitraum 2021 bis 2030 wird von optimierten Installationsvorgängen ausgegangen, so dass 80 Offshore-Windenergieanlagen und Fundamentstrukturen pro Jahr errichtet werden können (siehe hierzu Kapitel 2.1).

Anhand der Auswertung moderner Installationsschiffe für die Offshore-Windenergie in Kapitel 2.1.3 (die zunehmend verfügbar sind) und der Rückmeldungen der befragten Hafenbetreiber wird im Rahmen der Berechnung davon ausgegangen, dass pro Liegeplatz eine Kailänge von rund 300 m benötigt wird.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist grundsätzlich zu beachten, dass diese nur als Orientierungswerte bezüglich des Marktpotentials und Bedarfs der Offshore-Windenergiebranche für die Häfen gelten können. Jedes Offshore-Windparkprojekt entwickelt seine eigene Logistikstrategie, es gibt bereits heute eine Bandbreite an Installationskonzepten, und diese wird sich weiter entwickeln. Auch die eingesetzten Schiffstypen unterscheiden sich in relevanter Weise. **Die Auswertung verfolgt somit nicht das Ziel der Erfassung konkreter, exakter Werte, sondern wird einen Ausblick über mögliche Bedarfe geben, so dass eine ungefähre Entwicklungsrichtung identifiziert werden kann. Außerdem hängen alle der Berechnung zugrunde liegenden Ausbauraten und somit auch die Ergebnisse entscheidend von den politischen Rahmenbedingungen ab und somit davon, ob der Offshore-Windenergieausbau in Deutschland erfolgreich voranschreitet.** Möglichen Effekten unterschiedlicher Ausbaupfade Rechnung getragen.

Das Ergebnis der Berechnungen in Bezug auf das Marktpotential für deutsche Basishäfen im Zeitraum 2015-2020 wird in Tabelle 42 dargestellt. Die Daten für den Zeitraum 2012-2014 wurden bereits in Kapitel 4.1.1 dargestellt, werden aber hier aus Übersichtsgründen nochmals in die tabellarische Darstellung aufgenommen.

**Tabelle 42 Marktpotential für deutsche Basishäfen im Zeitraum 2015-2020 im deutschen Offshore-Windenergiemarkt (Stückzahlen und Infrastrukturbedarf)**

Ausbau nach Szenario (OWEA-Anzahl)		2012	2013	2014	2015-2020 (Ø pro Jahr)
Ausbaupfad 1	Offshore-Windenergieanlagen	80	88	18	144
	Gondeln	80	88	18	144
	Rotorblätter	240	264	54	431
	Türme	80	88	18	144
	Fundamente	140	228	178	180
	Fundamente - Monopiles / Rohre	20	19	98	36
	Fundamente - Aufgelöste Strukturen	120	209	80	144
	Piles	320	636	240	505
	Benötigte Lager-/Vormontagefläche in ha	55	77	45	83
	Benötigte Kailänge in m	1.800	2.400	1.500	2.700
Ausbaupfad 2	Offshore-Windenergieanlagen	80	88	18	50
	Gondeln	80	88	18	50
	Rotorblätter	240	264	54	150
	Türme	80	88	18	50
	Fundamente	140	228	178	63
	Fundamente - Aufgelöste Strukturen	20	19	98	13
	Gondeln	120	209	80	50
	Piles	320	636	240	176
	Benötigte Lager-/Vormontagefläche in ha	55	77	45	29
	Benötigte Kailänge in m	1.800	2.400	1.500	900

#### 4.1.3 Ausblick auf den Zeitraum 2021-2030

Das Ziel der Bundesregierung lautet, bis zum Jahr 2030 eine installierte Offshore-Leistung von 25 GW zu errichten. Der Zeitraum 2020-2030 liegt in einer fernerer Zukunft, zudem handelt es sich um einen Markt, für den erhebliche Lernkurveneffekte und technische sowie logistische Innovationen kurz- und mittelfristig ausdrücklich zu erwarten sind. Aus diesen Gründen kann in Bezug auf diesen Zeitraum allein eine Orientierung am erklärten Ziel der Bundesregierung erfolgen, um Aussagen bezüglich der zu erwartenden Kapazitäten zu generieren. Dies zeigen auch die verfügbaren Szenarien für diesen Zeitraum (siehe Kapitel 1.4, Teil 1 dieser Analyse).

Eine installierte Gesamtleistung von 25 GW in 2030 würde unter der Annahme, dass bis 2020 rund 10 GW Offshore-Leistung errichtet wurden bedeuten, dass im Zeitraum zwischen 2021 und 2030 zusätzlich weitere 15 GW installiert werden. Um hieraus die Anlagenanzahl abzuleiten, wird von einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 6 MW in diesem Zeitraum ausgegangen. Es ergibt sich ein Zubau von rund **2.500 Offshore-Windenergieanlagen** zwischen 2021 und 2030. Das bedeutet, in diesem Ausbaupfad werden pro Jahr durchschnittlich rund 250 Offshore-Windenergieanlagen im deutschen Seebereich installiert.

Im Rahmen des an dieser Stelle erfolgenden Ausblicks wird davon ausgegangen, dass eine Gesamt-

leistung von 15 GW zwischen 2021 und 2030 auch dann errichtet wird, wenn bis 2020 eine Leistung von unter 10 GW errichtet wurde. Das bedeutet, dass sich zwar die gesamt installierte Leistung im Jahr 2030 anders entwickeln würde als angestrebt, der Zubau in der Folgedekade 2021-2030 aber dennoch 15 GW beträgt. Für die Potentialbetrachtung in diesem Zeitraum (zu erwartender Umschlag und Stückzahlen) sind somit allein die 15 GW relevant. Aus diesem Grund wird im Folgenden auf die Darstellung unterschiedlicher Ausbaupfade verzichtet.

Für den in fernerer Zukunft liegenden Zeitraum 2021-2030 sind Annahmen bezüglich der dann vorliegenden Strukturen des Offshore-Windenergiemarktes zu treffen, um eine Abschätzung der Potentiale vornehmen zu können. Folgende Annahmen liegen der Berechnung zugrunde:

- Für eine grobe Abschätzung des Potentials, das sich aus diesen Zubaupfaden für deutsche Häfen ergibt, wird im Folgenden eine Berechnung unterschiedlicher Gesamtmarktanteile von in deutschen Häfen angesiedelten Herstellern zugrunde gelegt. Auf diese Weise kann eine Bandbreite der möglichen Kapazitäten angegeben werden, denn die steigenden Komponentengrößen verstärken die Tendenz, dass die entsprechenden Produktionshäfen auch als Basishafen genutzt werden.
  - Offshore-Windenergieanlagen: Für den Zeitraum 2015-2020 wurde nach Ausklammerung des Marktanteils von Siemens im Turbinenmarkt bezüglich des Umschlags von Offshore-Windenergieanlagen von einem Marktanteil für die deutschen Häfen von rund 60 % ausgegangen (siehe Kapitel 4.1.2). Dieser Wert dient somit auch als Ausgangsbasis für den Zeitraum 2021-2030. Ausgehend von diesem Marktanteil wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, indem sowohl ein um 10 % sinkender als auch ein um 10 % steigender Marktanteil für die deutschen Häfen in Bezug auf die zu erwartenden Umschlagskapazitäten betrachtet wurde.
  - Fundamente: Für die Betrachtung des Zeitraum 2015-2020 wurde nach Ausklammerung der absehbar in ausländischen Häfen umzuschlagenden Kapazitäten von einem Marktanteil für die deutschen Häfen von rund 80 % bezüglich des Umschlags von Fundamentstrukturen ausgegangen (siehe Kapitel 4.1.2). Analog zum Vorgehen bei den Offshore-Windenergieanlagen dient dieser Wert somit auch für den Zeitraum 2021-2030 als Ausgangsbasis. Erneut wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, indem sowohl ein um 10 % fallender als auch ein um 10 % steigender Marktanteil für die deutschen Häfen hinsichtlich seiner Auswirkungen auf die zu erwartenden Umschlagskapazitäten im Fundamentbereich betrachtet wurde.
- Bezüglich der Berechnung von benötigten Lager- und Vormontageflächen sowie Kailängen werden die Annahmen, die für den Zeitraum 2012-2020 getroffen wurden, nicht verändert. Die heute bzw. in den nächsten Jahren in Betrieb gehenden Installationsschiffe für die Offshore-Windenergie verfügen voraussichtlich über durchschnittliche Finanzierungszeiten von zwölf Jahren [HANSA 2010], nach Abschluss der Finanzierung werden diese noch viele Jahre weiter betrieben. Es wird als unwahrscheinlich angesehen, dass im mittelfristigen Zeitraum eine vollständig neue Schiffsgeneration mit größeren Dimensionen entsteht, womit der Bedarf an Kailänge relativ konstant bleibt. Die These wird auch gestützt durch die zu erwartenden Technologieentwicklung:
  - Offshore-Windenergieanlagen: In Kapitel 2, Teil 1 dieser Analyse wurde gezeigt, dass die Größe von Offshore-Windenergieanlagen weiter steigen wird, dies betrifft im Bereich der Komponentengrößen aber in erster Linie die Rotorblätter (die Turmhöhe wird im Off-

shore-Bereich nicht wesentlich steigen, lediglich in Anpassung an die Rotordurchmesser und die Gondeldurchmesser werden sich durch die steigende Generatorleistung nicht wesentlich verändern). Im Bereich des Komponentengewichts erfolgt eine stetige Optimierung.

- Fundamente: Im Fall der Fundamentstrukturen ist darauf zu verweisen, dass sich die Wassertiefen der deutschen Offshore-Windparkprojekte mit zunehmenden Küstenentfernungen kaum noch steigern (siehe Kapitel 2, Teil 1 dieser Analyse), das heißt die heutigen aufgelösten Fundamentstrukturen sind bereits für den Großteil der bisher geplanten Standorte hinsichtlich ihrer Dimension geeignet (je nach Struktur einsetzbar bis hin zu ca. 50 m Wassertiefe). Sollte es zu einer Markteinführung von Schwerkraftstrukturen für größere Wassertiefen sowie eine Anwendung dieser kommen, wird dies nicht alle Offshore-Häfen betreffen, sondern einen Nischenbereich darstellen, der nur für solche Standorte relevant sein wird, in dem eine Produktion von Schwerkraftfundamenten angesiedelt ist. Aus diesem Grund führt dieser Faktor im Rahmen der vorliegenden Analyse nicht zu einer Veränderung der aus Durchschnittswerten bestehenden Eingangsparameter für die Berechnung des Marktpotentials im Zeitraum 2021-2030.
- Hinsichtlich der Umsetzungszeiträume wurde in der Berechnung der benötigten Kailänge davon ausgegangen, dass im Zeitraum 2021-2030 eine Optimierung der Logistikabläufe im Bereich Installation erfolgt ist und pro Jahr jeweils 80 Offshore-Windenergieanlagen bzw. 80 Fundamentstrukturen errichtet werden.

Die folgende Tabelle 43 gibt an, welche Umschlagspotentiale sich für die deutschen Häfen auf Basis der dargestellten Annahmen für den Zeitraum 2021-2030 ergeben.

**Tabelle 43 Marktpotential für deutsche Basishäfen im Zeitraum 2020-2030 im deutschen Offshore-Windenergiemarkt (Stückzahlen und Infrastrukturbedarf)**

Ausbau nach Szenario (OWEA-Anzahl)	2021-2030 (Ø pro Jahr)	2021-2030 (Ø pro Jahr)	2021-2030 (Ø pro Jahr)
<b>Marktanteil deutsche Häfen - OWEA</b>	<b>50 %</b>	<b>60 %</b>	<b>70 %</b>
Offshore-Windenergieanlagen	125	150	175
Gondeln	125	150	175
Rotorblätter	375	450	525
Türme	125	150	175
<b>Marktanteil deutsche Häfen - Fundamente</b>	<b>70 %</b>	<b>80 %</b>	<b>90 %</b>
Fundamente	175	200	225
Fundamente - Monopiles / Rohre	35	40	45
Fundamente - Aufgelöste Strukturen	140	160	180
Piles	490	560	630
<b>Bedarf Hafeninfrastruktur</b>			
Fundamente - Monopiles / Rohre	76	89	102
Fundamente - Aufgelöste Strukturen	1.200	1.500	1.500

Im Ergebnis ist anhand der dargestellten möglichen Szenarien für den Zeitraum 2020-2030 bezüglich des durchschnittlichen Bedarfs der Offshore-Windenergiebranche an Hafeninfrastruktur erkennbar, dass sich der **Flächenbedarf im Bereich von rund 80-100 ha** bewegt, die benötigte **Gesamtkailänge** beträgt gemäß der getroffenen Annahmen **in diesem Zeitraum rund 1.200-1.500 m**.

#### 4.1.4 Zusätzliches Potential im europäischen Ausland

Bezüglich des zu erwartenden gesamt-europäischen Offshore-Ausbaus wurde in Kapitel 1.4.5, Teil 1 dieser Analyse festgestellt, dass die vorliegenden Szenarien bis 2020 größtenteils eine installierte Gesamtleistung im Bereich von 40 GW erwarten. Für den Zeitraum bis 2030 ist als Prognose- bzw. Zielwert eine installierte Gesamtleistung von rund 110 GW angegeben. Insbesondere die Prognose bis 2030 ist naturgemäß mit großen Unsicherheiten behaftet. Dennoch können die genannten Daten, die durch maßgebliche Akteure auf europäischer Ebene veröffentlicht wurden, als Orientierung im Rahmen dieser Analyse dienen.

Eine installierte Gesamtleistung auf See von rund 40 GW in 2020 und rund 150 GW in 2030 führt zu den in Kapitel 1.4.5, Teil 1 dieser Analyse entwickelten Zubauzahlen im Zeitraum zwischen 2020 und 2030. An dieser Stelle werden die durchschnittlich zu erwartenden jährlichen Ausbauzahlen noch einmal genannt:

- **Ausbau bis 2020:** Zubau von durchschnittlich rund 910 Anlagen jährlich zwischen 2012 und 2020.
- **Ausbau bis 2030:** Zubau von durchschnittlich rund 1.830 Anlagen jährlich zwischen 2021 und 2030.

Im Folgenden wird anhand dieser erwarteten Ausbaudaten näherungsweise errechnet, welches Marktpotential sich hieraus für die deutschen Häfen ergeben könnte. Hierbei wird das bereits ermittelte deutsche Potential von dem oben dargestellten EU-Gesamtpotential abgezogen, um nur die zusätzlichen Marktpotentiale, die sich für deutsche Häfen aus dem EU-Ausbau in den Nachbarländern ergeben, zu ermitteln. Zudem müssen Annahmen in Bezug auf die zu erwartenden Anteile für deutsche Häfen an diesen zusätzlichen Marktpotentialen definiert werden. Hierbei werden mehrere Optionen (15 %, 20 % und 30 %) berechnet, um Sensitivitäten aufzuzeigen. Die genannten Optionen werden für Offshore-Windenergieanlagen und Fundamente in gleicher Form angewendet.

Bezüglich der grundlegenden Annahmen zur Errechnung der benötigten Flächen werden die gleichen Daten heran gezogen, wie oben für das Potential aus dem deutschen Offshore-Windenergieausbau dargestellt. Zusätzlich wird an dieser Stelle die Anzahl der voraussichtlich am europäischen Ausbau partizipierenden deutschen Häfen ausgewiesen. Hierbei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass jeder beteiligte Hafen etwa 100 für den europäischen Ausbau bestimmte Offshore-Windenergieanlagen oder Fundamentstrukturen pro Jahr exportieren könnte (vergleiche Annahme in der Analyse des Fraunhofer IWES, ORECCA, aus dem Jahr 2011 – [IWES 2011]). Basierend darauf wird eine Angabe zur benötigten Kailänge gemacht. Diese stellt aber ausdrücklich nur einen sehr groben Richtwert dar, da der tatsächliche Wert von den einzelnen Exportkonzepten abhängt.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 44 dargestellt.



**Tabelle 44**      **Zusätzliches Marktpotential, das sich für deutsche Basishäfen im Zeitraum 2012-2030 aus dem europäischen Offshore-Windenergiemarkt ergibt (Stückzahlen und Infrastrukturbedarf)**

Offshore-Windenergieausbau EU		Anteil dt. Häfen 15 %	Anteil dt. Häfen 20 %	Anteil dt. Häfen 30 %
2012-2020	Offshore-Windenergieanlagen	104	138	207
	Gondeln	104	138	207
	Rotorblätter	311	414	621
	Türme	104	138	207
	Fundamente	104	138	207
	Fundamente - Monopiles / Rohre	52	69	104
	Fundamente - Aufgelöste Strukturen	52	69	104
	Piles	181	242	362
	Benötigte Lager-/Vormontagefläche in ha	54	72	108
	Anzahl voraussichtl. beteiligter dt. Häfen	2-3	2-3	4-5
Benötigte Kailänge in m (ca.)	600	600	1.000	
2021-2030	Offshore-Windenergieanlagen	237	316	474
	Gondeln	237	316	474
	Rotorblätter	711	948	1.422
	Türme	237	316	474
	Fundamente	237	316	474
	Fundamente - Monopiles / Rohre	119	158	237
	Fundamente - Aufgelöste Strukturen	415	553	830
	Piles	237	316	474
	Benötigte Lager-/Vormontagefläche in ha	123	164	246
	Anzahl voraussichtl. beteiligter dt. Häfen	4-5	6-7	9-10
Benötigte Kailänge in m (ca.)	1.000	1.400	2.000	

## 4.2 Marktpotential im Bereich Zulieferung

In Kapitel 4.1 wurde das zu erwartende Umschlagpotential für Basishäfen verdeutlicht und hierbei Angaben zur Anzahl der jeweiligen Einzelkomponenten gemacht. Gondeln und aufgelöste Fundamentstrukturen werden in der Regel im Basishafen gefertigt bzw. deren Produktionshafen wird zum Basishafen.

Das bedeutet, die Großkomponenten, die häufig von Zulieferern kommen, wie Türme, Rotorblätter und Piles, werden zu diesem Basishafen transportiert. Diese Transportvorgänge bezeichnet ein zusätzliches Marktpotential für Häfen im Bereich Zulieferung und Lagerung, die entweder über eine Produktionsansiedlung im Bereich dieser Komponenten verfügen oder den nächsten Zugang für einen Produktionsstandort im Binnenland zu Binnenwasserstraßen bzw. dem Seeweg darstellen. Welche Häfen dies in Deutschland in erster Linie sind, wurde in Kapitel 3.4 dargestellt. Die zu erwartende Stückzahl der betreffenden Komponenten wurde bereits in Kapitel 4.1 dargestellt.

Zukünftige Konzepte könnten vorsehen, dass bestimmte Komponenten für Offshore-Windparks (wie beispielsweise Türme oder Piles), die von Zulieferern aus zu einem Basishafen transportiert werden, aufgrund der deutlich kostengünstigeren Flächenpacht in den Basishäfen nahe gelegenen Komponentenhäfen zwischengelagert werden. Die Komponenten könnten dann im Zuge der Offshore-Windparkinstallation „just in time“ in den Basishafen verbracht und auf ein Installationsschiff umgeladen werden. Dies würde das Marktpotential sowohl im Bereich Lagerung als auch im Bereich Umschlag für Komponentenhäfen noch einmal deutlich erhöhen. Inwiefern sich die Branche tatsächlich in diese Richtung entwickelt bzw. ab wann dies geschehen wird, kann heute noch nicht sicher bestimmt werden.

Sobald sich weitere Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen und Fundamentstrukturen in Deutschland ansiedeln, würde sich neben dem zusätzlichen Potential für Basishäfen auch das Potential für Zulieferhäfen erhöhen. Zudem können sich Potentiale im Bereich des Exportes ergeben, wenn einzelne Großkomponenten durch Anlagenhersteller im Ausland eingekauft werden und von den entsprechenden Häfen aus in den Export gehen.

### 4.3 Marktpotential Service und Wartung von Offshore-Windparks

Im Fall des Offshore-Windparkbetriebs stellt der gesamte Zubau im Bereich der deutschen Bucht sowie der deutschen Ostsee ein Marktpotential für die deutschen Häfen dar (unabhängig vom Hersteller). Denn die Servicehäfen müssen in erster Linie möglichst nah an den Offshore-Windparkflächen gelegen sein.

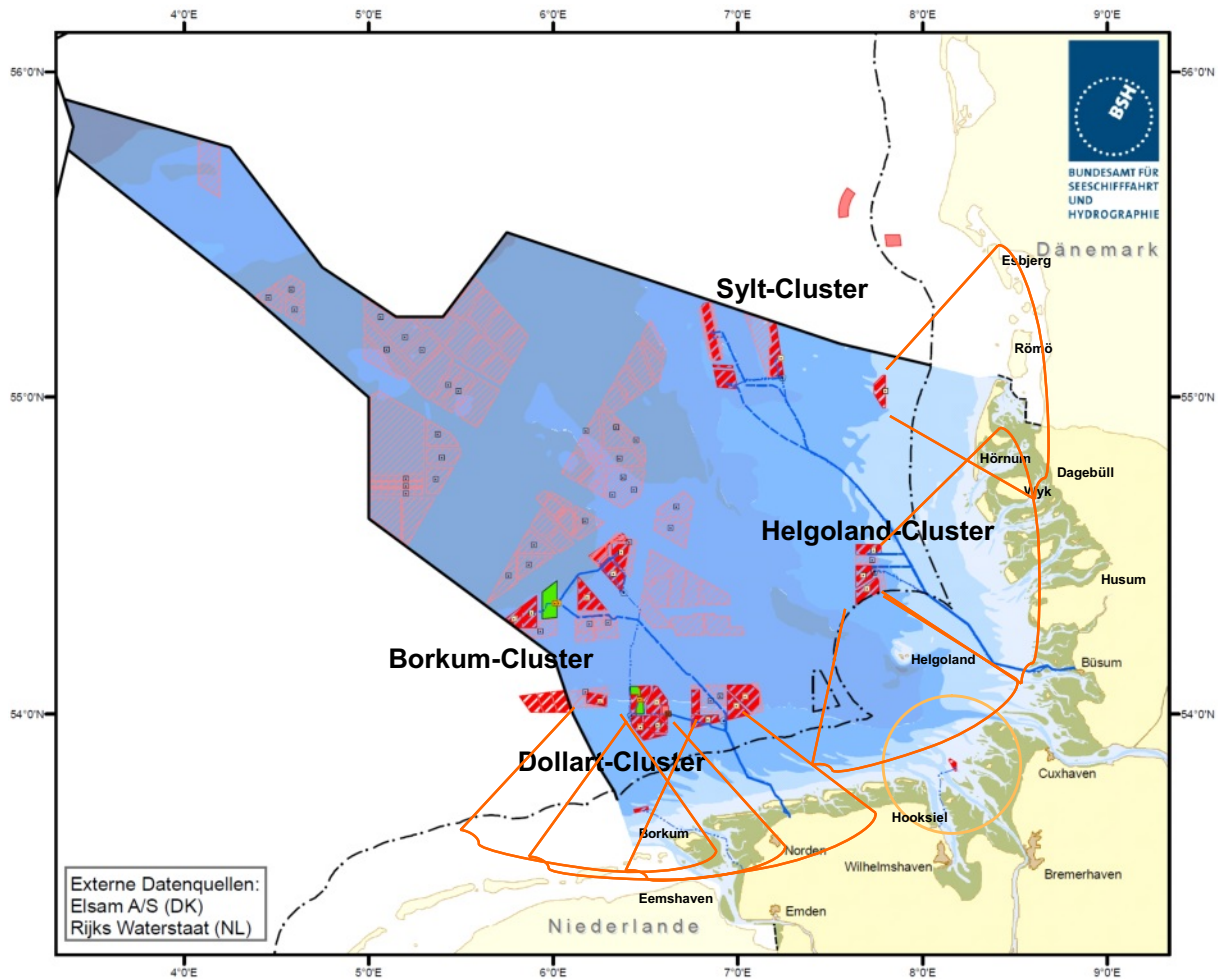
Offshore-Windparks im weiteren europäischen Raum werden bei der Potentialbetrachtung im Bereich der Servicehäfen nicht einbezogen. Im Einzelfall wäre es möglich, dass auch der Service bzw. die Plattform-/Hotelschiffversorgung für einen Offshore-Windpark in einem europäischen Nachbarland von einem deutschen Hafen aus erfolgt. Es ist aber davon auszugehen, dass dies eher eine Ausnahme darstellen wird, so dass hierfür keine gesonderte Berechnung erfolgt.

Wichtigstes Kriterium für die Auswahl eines Servicestandortes aus Sicht eines Offshore-Windparkbetreibers ist die geografische Lage der Häfen. Denn Servicehäfen, die für die Betriebsführung und Störungsbehebung genutzt werden, müssen in erster Linie möglichst nah an dem jeweiligen Offshore-Windparkstandort gelegen sein. Aus diesem Grund erfolgt im Folgenden eine Analyse der potentiellen Servicehäfen für die deutschen Offshore-Windparkstandorte. Hierbei wird davon ausgegangen, dass bei einer Entfernung von bis zu ca. 30sm eine Leitstelle an Land unterhalten werden wird. Bei größeren Entfernungen wird es sich eher anbieten, eine Leitstelle auf See in direkter Offshore-Windparknähe einzurichten.

Im Folgenden wird die Marktsituation im Bereich der Servicehäfen unterteilt nach Nordsee und Ostsee näher betrachtet.

#### 4.3.1 Marktsituation Nordsee

Die folgende Abbildung 34 zeigt den potentiellen Einzugsbereich für Servicekonzepte mit Betriebsstation an Land für Offshore-Windparkcluster in der Nordsee.



**Abbildung 34** Potentieller Einzugsbereich für Serviceleistungen der Offshore-Windparkcluster in der Nordsee, Markierungen = ca. Entfernungskurve von 30-35 sm (Karte: [BSH 2012], eigene Ergänzungen)

Die eingefügten Trichter in Abbildung 34 markieren einen Umkreis von ca. 30-35 sm um jene Offshore-Windparks, bei denen eine Durchführung des Services von Land aus in Frage käme. Hierbei handelt es sich um das „Dollart-Cluster“, das „Helgoland Cluster“ und den Offshore-Windpark Butendiek, der dem „Sylt-Cluster“ zugeordnet werden kann. Die einzeln gelegenen Offshore-Windparks in der 12 sm-Zone, Nordergründe und Riffgat, liegen entsprechend küstennah und sind von verschiedenen nahe gelegenen Punkten an Land gut erreichbar.

Folgende Aussagen lassen sich bezüglich der identifizierten Offshore-Windparks in der Nordsee, deren Service von Land aus erfolgen könnte, treffen:

- **Helgoland-Cluster:** Die Betreiber der genehmigten Offshore-Windparks im Helgoland-Cluster haben entschieden, gemeinsam Helgoland als Betriebsbasis zu nutzen und den Hafen Helgoland entsprechend als Servicehafen auszubauen.
- **Dollart-Cluster:** Für den östlichen sowie den mittleren Teil des Dollart-Clusters gilt, dass die Küste sich knapp in einer Entfernung befindet, bei der ein Service von Land aus durch die Betreiber gewählt werden könnte. Für diese Offshore-Windparks würden Norddeich / Norden und Eemshaven sowie einige der ostfriesischen Inseln (insbesondere Borkum) angemessen

erreichbar sein. Der westliche Teil des Dollart-Clusters wäre ggf. durch Borkum und Eemshaven noch angemessen erreichbar, hier könnte es sich aber auch ergeben, dass bereits Konzepte mit Servicestation auf See verfolgt werden.

- **Butendiek, Sylt Cluster:** Der Windpark wird mit Siemens-Anlagen umgesetzt. Es ist zu erwarten, dass der Service ebenfalls durch Siemens erfolgen wird. In diesem Fall würde Servicehafen voraussichtlich Esbjerg sein.
- **Nordergründe:** Es ist noch nicht bekannt, von wo aus der Service erfolgt. Interessiert hat sich bereits der Hafen Hooksiel gezeigt. [WHV Zeitung 2011]
- **Riffgat:** Der Offshore-Windpark Riffgat liegt innerhalb der 12 sm-Zone. Aufgrund der geringeren Entfernung zum Land ist anzunehmen, dass ein Servicehafen an Land gewählt wird. Riffgat wird durch die EWE umgesetzt, die auch an alpha ventus als Betreiber beteiligt ist. Da die Betriebsstation für alpha ventus in Norddeich angesiedelt ist, kann angenommen werden, dass auch im Falle von Riffgat Norddeich Servicehafen wird.

In den genannten Bereichen sind die betreffenden Offshore-Windparks zu großen Teilen bereits genehmigt. Somit könnten die getroffenen Aussagen bei positiver Ausbauentwicklung bereits bis 2020 in der Realität umgesetzt werden.

### Servicehäfen für Betriebsstationen an Land in der Nordsee

Im Bereich der Nordsee werden somit gemäß aktuellem Status folgende Häfen als gesetzte bzw. wahrscheinliche Servicehäfen für die Offshore-Windenergie (in Bezug auf die Durchführung des kompletten Service von Land aus) identifiziert:

- Esbjerg (da Siemens auch im Bereich Offshore-Windparkbetrieb aktiv ist)
- Helgoland (Investitionsentscheidung bereits getroffen)
- Ein Hafen im Bereich Jade-Weser (Betrieb Nordergründe, bspw. Hooksiel)
- Norddeich
- Ein bis zwei weitere Häfen im Bereich der ostfriesischen/niederländischen Küste (bspw. Eemshaven, Borkum)

Die folgende Tabelle 45 stellt die Anzahl der genehmigten und geplanten Offshore-Windenergieanlagen in den geografischen Bereichen dar, die den genannten Bedarf im Bereich Servicehäfen für Betriebsstationen an Land verursachen.

Name	Anzahl Offshore-Windenergieanlagen	
	genehmigt	geplant
Helgoland-Cluster	208	59
Dollart-Cluster	652	354
Butendiek	80	
Nordergründe	18	
Riffgat	30	
Summe OWEA	988	413

**Tabelle 45**

**Anzahl genehmigter Offshore-Windenergieanlagen in den geografischen Bereichen, die einen Servicehafen an Land wählen könnten**

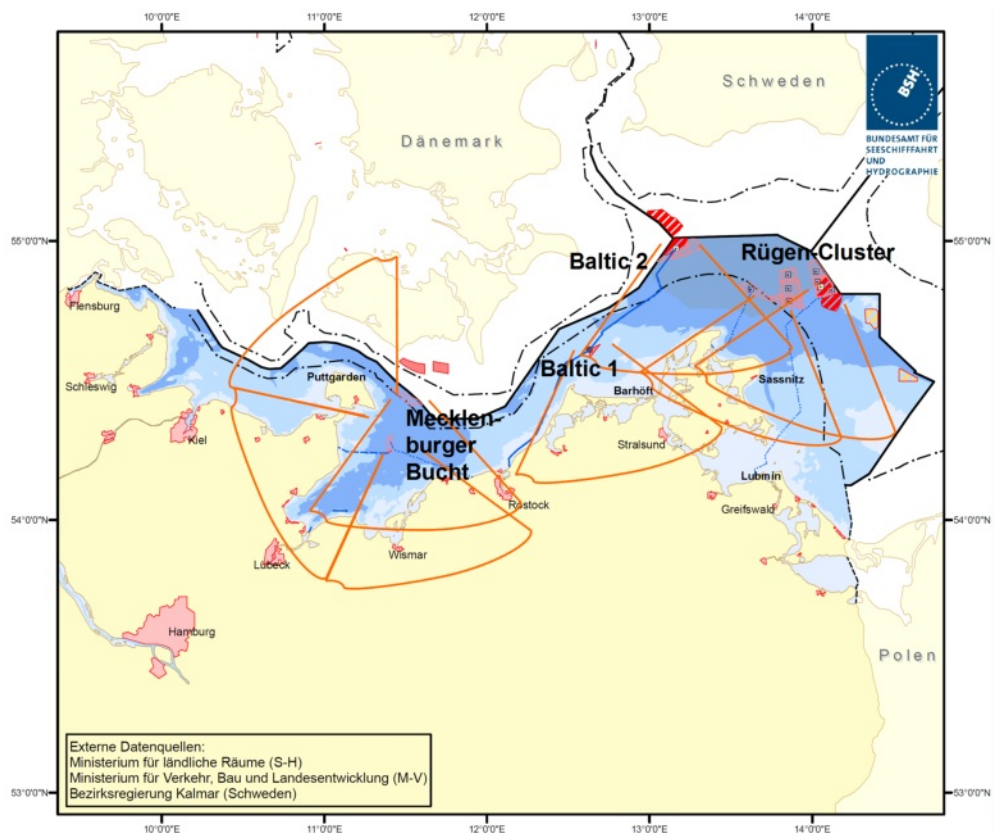
Für alle genannten Anlagen würde über die Betriebszeit von 20-25 Jahren der Arbeitsaufwand anfallen, der in Kapitel 2.2.2 dieses Berichts skizziert wurde.

### Servicehäfen in Kombination mit Betriebsstationen auf See

Für die weiter draußen gelegenen Offshore-Windparks in der Nordsee ist mit hoher Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass diese eine Betriebsstation auf See, also entweder eine entsprechend ausgestattete Umspannplattform oder ein Hotelschiff, vorsehen werden. Auch bei diesen Konzepten werden Servicehäfen benötigt, die Aufgaben und die Transferdichte werden aber anders gelagert sein als im Falle eines Servicehafens für den kompletten Service von Land aus (siehe Kapitel 2.2.1). Welche Häfen hier als Servicehäfen in Frage kommen, ist weitgehend offen, da die Entfernung hierbei eine etwas weniger entscheidende Rolle einnimmt. Für das Sylt-Cluster kann davon ausgegangen werden, dass ein Servicehafen im Bereich der nordfriesischen bzw. dänischen Küste gewählt wird. Wenn es sich um Siemens-Anlagen handelt, könnte eine Tendenz zu Esbjerg bestehen. Im Fall des Borkum-Clusters könnte eine Auswahl im Bereich der ostfriesischen/niederländischen Küste getroffen werden. Für die weiteren Windfelder in der deutschen Bucht ist die Wahl des Servicehafens grundsätzlich offen.

### 4.3.2 Marktsituation Ostsee

Die folgende Abbildung 34 zeigt analog zum Vorgehen für die Nordsee den potentiellen Einzugsbereich für Servicekonzepte mit Betriebsstation an Land für Offshore-Windparkcluster in der Ostsee.



**Abbildung 35** Potentieller Einzugsbereich für Serviceleistungen der Offshore-Windparkcluster in der Ostsee, Markierungen = ca. Entfernungskurve von 30-35 sm (Karte: [BSH 2012], eigene Ergänzungen)



Die eingefügten Markierungen in Abbildung 35 markieren einen Umkreis von ca. 30-35 sm um die in der Ostsee gelegenen Offshore-Windparks. Eine Betriebsstation an Land bietet sich in der Ostsee für fast alle Offshore-Windparks an, da die Entfernungen zum Festland weniger weit sind als in der Nordsee auf See. Lediglich im Bereich von Baltic 2 ist die Situation etwas anders. Dort werden zwar Teile Rügens erreicht, es ist aber hier denkbar, dass dennoch eine Betriebsstation als effizienter eingeschätzt wird.

Folgende Aussagen lassen sich bezüglich der identifizierten Offshore-Windparks, deren Service von Land aus erfolgen könnte, treffen:

- **Rügen-Cluster:** Rügen ist gut erreichbar, als möglicher Servicehafen könnte sich somit Sassnitz anbieten.
- **Baltic 2:** Der Betreiber EnBW hat bereits angegeben, den Betrieb mit Hilfe eines Hotelschiffs, also einer Betriebsstation auf See, durchführen zu wollen. Zugehöriger Servicehafen wird Barhöft.
- **Baltic 1:** Der Service wird vollständig von einer Betriebsstation an Land aus durchgeführt. Servicehafen ist Barhöft.
- **Bereich Mecklenburger Bucht:** Im Fall der beiden im Bereich Mecklenburger Bucht gelegenen Offshore-Windparks liegen mehrere Häfen am Festland in einer Entfernung, die diese für einen Betrieb geeignet erscheinen lässt. Somit kommen grundsätzlich alle Häfen mit geeigneten Rahmenbedingungen im Raum der Mecklenburger Bucht in Frage.

Da die Situation in der Ostsee als überschaubarer bezeichnet werden kann als in der Nordsee wird im Folgenden nicht zwischen Servicehäfen für Betriebsstationen an Land und Servicehäfen in Kombination mit Betriebsstationen auf See unterschieden (letzteres wird bisher nur für Baltic 2 vorgesehen).

### Servicehäfen in der Ostsee

Im Bereich der Ostsee werden somit gemäß aktuellem Status folgende Häfen als gesetzte bzw. wahrscheinliche Servicehäfen für die Offshore-Windenergie identifiziert:

- Barhöft (Betriebsstation Baltic 1 und 2)
- Sassnitz
- Ein bis zwei Häfen in der Mecklenburger Bucht

Im Falle der Ausweisung weiterer Offshore-Windparks in der Ostsee können weitere Häfen, die durch die Offshore-Windenergiebranche genutzt werden, hinzukommen.

Die folgende Tabelle 46 stellt die Anzahl der genehmigten und geplanten Offshore-Windenergieanlagen in den geografischen Bereichen dar, die den genannten Bedarf im Bereich Servicehäfen für Betriebsstationen an Land verursachen.

## 4.4 Weitere Potentialbereiche

Im Folgenden werden in zusammengefasster Form weitere mögliche Potentialbereiche für Hafenstandorte betrachtet. Diese lassen sich schwer quantifizieren, da diese zum einen Begleiterschei-

Name	Anzahl Offshore-Windenergieanlagen	
	genehmigt	geplant
Rügen-Cluster	160	463
Baltic 1	21	
Baltic 2	80	
Mecklenburger Bucht		75
Summe OWEA	261	538

**Tabelle 46**

**Anzahl genehmigter und geplanter Offshore-Windenergieanlagen im Bereich der Ostsee**

nungen sein können, die aus anderen Aktivitäten des Hafens im Offshore-Windenergiebereich entstehen bzw. neben diesen mit abgedeckt werden, oder auch keine gesonderten Anforderungen bedeuten. Zum anderen kann es sich um Potentialbereiche handeln, die im Rahmen dieser Analyse nur grob umrissen werden können, da eine Zuordnung zu Hafenstandorten in Deutschland oder auch im Ausland aus heutiger Sichtweise noch schwierig ist. Dennoch werden die zusätzlich identifizierten Potentialbereiche an dieser Stelle aufgezeigt, damit diese als Hintergrund bei der Einschätzung der deutschen Hafenlandschaft berücksichtigt werden können.

#### 4.4.1 Potential weiterer Hafenfunktionen

Weitere Potentialbereiche für Häfen ergeben sich, wenn diese entweder ausschließlich oder auch zusätzlich zu anderen Hafenfunktionen weitere Aufgabengebiete im Bereich der Offshore-Windenergienutzung übernehmen. Die Anforderungen an diese Häfen decken sich in den meisten Punkten mit den Anforderungen im Bereich anderer Hafenfunktionen, so dass in aller Regel mehrere Aufgabengebiete durch diese Häfen wahrgenommen werden. Folgende Potentialbereiche können sich aufgrund von benötigten Hafenfunktionen zusätzlich ergeben:

- Potential Schutzhafen
- Potential Import- und Export
- Potential Forschungs- und Entwicklungsstandort

Im Folgenden werden die einzelnen Potentialbereiche kurz beschrieben.

##### 4.4.1.1 Schutzhafen

Schutzhäfen bieten Notliegeplätze bei Schlechtwetter während der Installation eines Offshore-Windparks. Sie definieren sich in erster Linie über die geographische Lage und ein ausreichendes Platzangebot für die eingesetzten Schiffstypen. Es handelt sich eher um einen Nischenbereich, den einige Offshore-Häfen mit abdecken können. In diesem Bereich wird der Begriff analog zur Definition des ZDS für diese Hafenfunktion ausgewählt.

Zusammenfassend ergeben sich folgende maßgebliche Anforderungen an Schutzhäfen:

- Geographisch günstige Lage in der Nähe von mehreren Offshore-Windparks
- Ausreichendes freies, flexibel verfügbares Platzangebot an geschützten Liegeplätzen
- Gute Zugänglichkeit, freier Seezugang



Als Schutzhäfen kommen nur bestimmte Häfen in Frage (siehe Definitionen und Funktionen in Kapitel 1). Es ist davon auszugehen, dass jene Häfen genutzt werden, die zum einen möglichst nah an den Baufeldern liegen und zum anderen über eine geeignete Ausstattung bzw. ausreichend geschützte wasserseitige Fläche verfügen.

Schutzhäfen sind in Deutschland laut ZDS Cuxhaven und Helgoland in der Nordsee sowie Lübeck, Rostock und Sassnitz in der Ostsee. Da in diesem Bereich maßgeblich räumliche Faktoren eine Rolle spielen, die zu großen Teilen unbeeinflussbar sind (Nähe zu den Offshore-Windparks), ist in diesem Bereich nicht davon auszugehen, dass sich eine verstärkte Konkurrenzsituation ergibt. Die Situation wird in diesem Bereich im Zeitverlauf eher konstant bleiben.

#### **4.4.1.2 Import- und Export**

Von Import- und Exporthäfen aus werden Anlagenkomponenten von Offshore-Windenergieanlagen oder Fundamentstrukturen importiert oder exportiert. Hierbei überwiegen in der Regel die Tätigkeiten im Export, importiert werden eher Materialien oder kleinere Einzelkomponenten, die für die an diesen Standorten häufig ansässigen Produktionen benötigt werden.

An Import- und Exporthäfen bestehen im Prinzip dieselben Anforderungen wie an Komponentenhäfen (s.o.). In der Praxis sind aber häufig auch Basishäfen Import- und Exporthäfen, weil die Produktionsorte der Hersteller insbesondere im Offshore-Bereich auch über die Standorte für den Import und Export der Komponenten entscheiden.

Das zusätzliche Potential, das sich aus dem europäischen Offshore-Windenergieausbau ergibt, ist zu großen Anteilen ein Exportpotential. In diesem Fall werden die umgeschlagenen Komponenten nicht direkt von einem deutschen Hafen aus installiert, sondern diese werden lediglich mit Transportschiffen abgeholt und zu einem Basishafen im Ausland gebracht, der über eine größere Nähe zum Offshore-Windparkstandort verfügt.

#### **4.4.1.3 Forschungs- und Entwicklungsstandort**

Die Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland bedeutet eine neue technologische Entwicklung sowie Pionierarbeit auf See. Insbesondere spielen auch Aspekte des Naturschutzes und der möglichen Auswirkungen auf die Meeresumwelt eine Rolle. Dies bedingt, dass eine Vielzahl von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten den Ausbau der Offshore-Windenergie vorbereiten und begleiten. Bestimmte Forschungsarbeiten werden zudem durch die zuständige Genehmigungsbehörde vorgeschrieben, so müssen Offshore-Windparks in der AWZ gemäß der Standarduntersuchungskonzepte des BSH [BSH 2007/2008] bestimmte Erkundungen und Begleitforschungsaktivitäten durchführen. Hierfür werden spezielle Forschungsschiffe und –personal benötigt. In einigen Häfen haben sich im Bereich der Offshore-Windenergie tätige Forschungsinstitute angesiedelt.

Die Anforderungen an Forschungs- und Entwicklungshäfen sind hinsichtlich Infrastruktur und Einrichtungen für die Durchführung der Begleitforschung auf See dieselben wie die Anforderungen an Servicehäfen. [Uniconsult 2010] Die Ansiedlung von Forschungsinstituten bzw. -abteilungen erfolgt hingegen tendenziell eher an Standorten, die einen hohen Etablierungsgrad im Bereich der Offshore-Windenergieindustrie erreicht haben (häufig Basishäfen) und entsprechende Flächen, insbesondere auch für Prototypentests.

## 4.4.2 Potential weitere Großkomponenten

### 4.4.2.1 Umspannplattformen

Jeder Offshore-Windpark verfügt über ein parkinternes Umspannwerk. In diesem Umspannwerk werden die Kabel aller Windenergieanlagen des Windparks zusammengeführt und die Spannung wird vom parkinternen Mittelspannungsniveau auf die Hochspannungsebene transformiert.

Insgesamt sind laut aktuellem Kenntnisstand (zum Zeitpunkt dieser Untersuchung) rund 115 Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee geplant. [WAB 2012] Jedes dieser Offshore-Windenergieprojekte benötigt eine parkinterne Umspannplattform, größere Projekte unter Umständen auch zwei. Voraussichtlich wird ein nennenswerter Anteil dieser Umspannplattformen in deutschen Häfen vormontiert werden, um die Transportwege möglichst gering zu halten. Je nach Anzahl an umgesetzten Projekten pro Jahr errechnet sich das Potential im Bereich der Umspannplattformen.

Bisher waren folgende deutsche Häfen in diesem Bereich aktiv: Wilhelmshaven, Umspannplattform für alpha ventus, Bremerhaven, Umspannplattform für Borkum West II, Rostock für Baltic 1 (als Umschlagshafen für den Transport auf See, die Produktion fand auch hier in Bremerhaven statt). Auf der Nordic Yards Werft in Rostock-Warnemünde wird derzeit die Konverterplattform Sylwin alpha gefertigt, die für die Netzanbindung der Offshore-Windparks DanTysk und Butendiek dienen wird. Insgesamt werden auf den beiden Nordic-Werften in Wismar und Warnemünde zurzeit drei Umspannplattformen gebaut. In Kiel wird bei der Werft Nobiskrug im Auftrag von Siemens eine Offshore-Umspannplattform für den Windpark „Nordsee-Ost“ gebaut.

Zusätzlich zu den parkinternen Umspannplattformen werden Offshore-Konverterstationen als Sammelstationen für die Anbindung von Windpark-Clustern an das Landnetz auf See errichtet (insofern es sich nicht um eine Einzelanbindung handelt). In der Nordsee sind bisher sieben dieser Sammelstationen geplant [TenneT 2012], in der Ostsee kann mit der Errichtung von drei Stationen gerechnet werden. Das bedeutet, es ergibt sich ein weiteres Potential im Bereich der Errichtung dieser Konverterstationen zur Bündelung der Energie mehrerer Offshore-Windparks. In den Stationen erfolgt in der Regel (zumindest in der Nordsee, da dort weite Übertragungswege vorliegen) eine Umwandlung der erzeugten Energie in Gleichstrom, um eine verlustärmere Übertragung ans Land zu erreichen.

Die Umspannstationen für Offshore-Windparks (parkinterne Stationen) haben eine Grundfläche von etwa rund 40 x 40 m (1.600 m<sup>2</sup>). An Beispielen kann die Gewichtsdimension der Umspannplattformen verdeutlicht werden: Rund 450 t wiegt das Stahlskelett der Plattform bei dem Offshore-Windpark Baltic 1 mit 21 Anlagen, inklusive aller Aufbauten und Ausrüstung wiegt die Plattform rund 900 t. [EnBW 2012] Beim Offshore-Windpark Nordsee Ost (48 Anlagen) ist das geplante Offshore-Umspannwerk rund 18 Meter hoch und wiegt ca. 1.850 t, mit kompletter Ausrüstung sogar 2.000 t. [RWE 2012] [Nobiskrug 2011]

Aufgrund ihrer Größe und der nötigen Aufbauten werden die Plattformen direkt am Kai montiert und von dort aus schwimmend zu ihrem Standort transportiert. Der Platzbedarf für eine Produktions- und Vormontagestätte für Umspannplattformen in einem Hafen wird auf etwa 1 ha abgeschätzt. Dies bestätigen Erfahrungswerte aus Wilhelmshaven mit der Umspannplattform für alpha ventus. [WHV 2012] Die Fläche muss über eine hohe Schwerlastfähigkeit und eine direkte schwerlastfähige Anbindung an den Kai verfügen. Die Fläche wäre bereits dauerhaft ausgelastet, wenn bspw. ein Umspannwerk pro Jahr dort montiert und umgeschlagen wird.

Für die Umspannplattformen kommen als Fundamente bisher entweder Monopiles (nur in geringeren

Wassertiefen) oder Jacket-Konstruktionen (voraussichtlich zukünftig vorherrschend bei große Wassertiefen) zum Einsatz. Die Fundamente sind deutlich größer dimensioniert als bei den Offshore-Windenergieanlagen und stellen ein gesondertes zusätzliches Potential für die vorhandenen Hersteller von Stahlfundamenten dar. Beim Offshore-Windpark alpha ventus, der in etwa 30 m Wassertiefe gebaut wurde, hat das Jacket für die Umspannplattform eine Höhe von rund. 46 m, das Gewicht beträgt rund 650 t. Die Gründungspfähle zur Fixierung des Jackets auf dem Seeboden haben eine Länge von 30 m, einen Durchmesser von 2,7 m und ein Gewicht von rund 100 t pro Pfahl. Auch die Fundamentkonstruktionen für die Umspannplattformen werden deshalb aufgrund ihrer Dimensionen direkt am Kai endmontiert.

#### 4.4.2.2 Seekabel

Die Produktion, der Umschlag sowie die Installationsvorgänge der Seekabel, die in den Offshore-Windparks benötigt werden, stellen ein weiteres Potential für Seehäfen dar. Die Produktionsstätten für Seekabel sind häufig direkt an der Küste oder an Binnenwasserstraßen angesiedelt, um über diese die produzierten Kabel an ihren Bestimmungsort zu transportieren. Idealerweise verfügen die Standorte über eine tideunabhängige Tiefwasserpier.

Grundsätzlich ist zwischen den Seekabeln für die Innerparkverkabelung und den Kabeln zur Anbindung an das Landnetz zu unterscheiden. Die Innerparkverkabelung wird mit Mittelspannungs-Wechselstromkabeln ausgeführt (33 kV-Ebene). Die Kabel, die die einzelnen Offshore-Windenergieanlagen anbinden, werden an der Umspannplattform gebündelt, dort auf die Hochspannungsebene transformiert und über ein Hochspannungswechselstromkabel zur Offshore-Konverterstation geführt. In der Konverterstation laufen die Hochspannungswechselstromkabel mehrerer Offshore-Windparks zusammen (Sammelstation). Bei größeren Küstenentfernungen erfolgt auf der Konverterstation eine Umwandlung in Gleichstrom und eine Übertragung der Energie an Land mit Hilfe von Gleichstromkabeln (HGÜ). [VDI 2012]

Im Bereich der Innerparkverkabelung zeigen bisherige Erfahrungen, dass bei einem Offshore-Windpark mit 80 Anlagen etwa eine Gesamtkabellänge von rund 90-100 km für die Anbindung aller Anlagen an das parkinterne Umspannwerk notwendig ist. [VDI 2012] [Vattenfall/SWM 2011] Die rund 115 geplanten deutschen Offshore-Windparkprojekte verfügen insgesamt über eine ungefähre Anzahl von rund 6.500 Anlagen. Der Großteil der Projekte verfügt über eine Anlagenanzahl von 80 Anlagen, vereinfachend kann man im Rahmen einer Hochrechnung also allgemein von dieser Anlagenanzahl pro Windpark ausgehen. Die Hochrechnung ergibt den Gesamtbedarf von rund 7.300 km an Mittelspannungs-Wechselstromkabeln für die Innerparkverkabelung aller geplanten deutschen Offshore-Windparks. Allein für die 2.095 Anlagen der bisher genehmigten Projekte ergibt die Hochrechnung einen Bedarf von rund 2.300 km Mittelspannungs-Wechselstromkabeln.

Für die Netzanbindung der bis 2020 geplanten Offshore-Windparkprojekte ans Landnetz werden voraussichtlich etwa 1.000-1500 km Seekabel benötigt (zu großen Teilen voraussichtlich Gleichstromkabel). [VDI 2012] [eigene Ergänzung]

Pro Offshore-Windpark ist ein Kabellegeschiff für sechs bis acht Monate im Einsatz. [Uniconsult 2011] In diesem Bereich wurde zudem bei den bisherigen deutschen Projekten festgestellt, dass sich häufig Verzögerungen ergeben und der Arbeitsschritt grundsätzlich bisher sehr zeitintensiv ist.

Die Seekabel werden zur Lagerung und für den Transport auf Rollen gewickelt. Pro Offshore-Windpark werden je nach der zu verlegenden Kabelmenge mehrere solcher Rollen benötigt. Die an

Land gelagerten Kabelrollen werden für den Transport umgewickelt auf ein System an Bord. Je nach Ladekapazität des Schiffes bemisst sich die Anzahl der Fahrten, die das Kabel-Installationsschiff machen muss, bis alle Kabel im Offshore-Windpark installiert sind. Gleichzeitig wird eine Vorhaltung bzw. Lagerung einer bestimmten Menge an Seekabeln notwendig. Entsprechend geeignete Flächen in direkter Kainähe werden in den Häfen mit Kabelproduktionen benötigt. In der Regel holt das Kabelinstallationschiff die Kabel vom Produktionsort ab und verbringt diese von dort aus zum Offshore-Windparkstandort. Eine zusätzliche Umladung in einem anderen Basishafen wird eher vermieden.

## 5 Konformität von Hafenaktivitäten und Bedarf der Offshore-Windenergiebranche

### 5.1 Umschlag von Hauptgroßkomponenten für die Offshore-Windenergie

Aktuelle Studien bezeichnen bestimmte Gesamtpotentiale – bspw. für die Nordsee – und ermitteln hieraus den Bedarf nach einer bestimmten Anzahl Basishäfen, die für die Umsetzung der geplanten Offshore-Windparkprojekte benötigt werden.

Eine Studie des Fraunhofer IWES ergab, dass für den gesamteuropäischen Offshore-Ausbau bis 2020 anhand der Ausbauprognose der EWEA für die Offshore-Windenergie (40 GW bis 2020) eine Anzahl von 6-8 Häfen in der Nordsee und 2-3 Häfen in der Ostsee für den Umschlag im Rahmen der Offshore-Windparkinstallationen benötigt werden. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass die Umschlagkapazität der Häfen jeweils rund 100 Offshore-Windenergieanlagen pro Jahr beträgt. [IWES 2012]

Eine Studie des Instituts Prognos im Auftrag der Wirtschaftsförderung Bremerhaven (BIS) ergab auf Basis der Aussagen von Branchenteilnehmern, dass allein für den Bereich der Nordsee 3-4 Basishäfen benötigt werden. [prognos 2011] Überträgt man dies im Verhältnis auf die Ostsee würde sich dort vermutlich ein Bedarf nach nur einem Basishafen ergeben.

Die zitierten Studien errechnen aus den Ausbauplanungen der europäischen Nordseeanrainerstaaten bzw. der Ausbauerwartung der EWEA die jährlich zu errichtende Anlagenanzahl und entsprechend die Anzahl der benötigten Basishäfen. Dies entspricht einer vereinfachten Herangehensweise, die angesichts der Komplexität der Entwicklungen gerechtfertigt ist.

Allerdings ist für die Umsetzung in die Realität zu beachten, dass sich die Wahl von Basishäfen nicht allein danach richtet, wo Umschlagkapazitäten frei sind, sondern vielmehr zunehmend nach dem Produktionsstandort des jeweiligen Herstellers der Hauptgroßkomponenten. Das kann bedeuten, dass einige Häfen eine größere Nachfrage werden bedienen müssen als andere und somit ggf. eine größere Anzahl an Komponenten umschlagen, während andere – bspw. aus geographischen Gründen – ebenfalls über ein gewisses Potential verfügen, aber vielleicht eine im Verhältnis geringere Anzahl an Anlagen umschlagen werden. Auch wird bei den zugrunde gelegten Zahlen nicht berücksichtigt, dass häufig gesonderte Basishäfen für Fundamentstrukturen und Offshore-Windenergieanlagen gewählt werden (in Abhängigkeit des Lieferanten). Das bedeutet, die Marktposition sollte für jeden Hafen aus heutiger Sicht im Einzelnen betrachtet werden und daraus ergeben sich dann die Entwicklungschancen auf Basis der Betrachtung des Gesamt-Marktpotentials für den jeweiligen Hafen. Das bedeutet, **es sollte einzelfallbezogen für jeden Hafen die Marktposition aus heutiger Sicht analysiert und daraus die Entwicklungschancen in Zusammenhang mit dem Gesamt-**

## **Marktpotential für den jeweiligen Hafen abgeleitet werden.**

Im Folgenden erfolgt aber eine Abschätzung dazu, in welchem Verhältnis die bereits vorhandene Hafeninfrasturktur hinsichtlich der Länge von Kaianlagen und des Flächenangebotes zu dem in Kapitel 4 errechneten Bedarf stehen.

### **5.1.1 Zusammenfassende Einschätzung der aktiven Häfen**

Zunächst werden an dieser Stelle die Eigenschaften der einzelnen in Kapitel 3.3 vorgestellten Basishäfen für die Offshore-Windenergiebranche noch einmal im Überblick gezeigt. In Tabelle 47 erfolgt eine Zusammenstellung der voran gegangenen Einschätzungen inklusive einer Erweiterung um weitere Schlüsselfaktoren (Ansiedlung von Herstellern, Etablierung im Markt, Zukunftskonzepte).

Die Definitionsgrundlage für die Einschätzungen lautet folgendermaßen:

- Grüne Punkte bedeuten eine sehr gute Ausgangssituation des Hafens in diesem Bereich, das betreffende Kriterium wird bereits erfüllt.
- Gelbe Punkte bedeuten Einschränkungen in den jeweiligen Bereichen.

Je nach Kriterium können diese Einschränkungen auch nur eine untergeordnete Rolle spielen, wie bspw. die Einschätzung der seewärtigen Anbindung bei dem Großteil der deutschen Seehäfen – es ist zumeist eine längere Revierfahrt vorhanden, die zu dieser Einschätzung führte, aber nicht unbedingt einen begrenzenden Faktor bzgl. der Marktsituation darstellen muss.

Wenn kein gefärbter Punkt eingefügt wurde, bedeutet dies, dass im Rahmen der Analyse in der jeweiligen Bewertungskategorie für den Standort keine fundierten Informationen vorlagen. Wenn zwei Punkte eingefügt wurden, bedeutet dies, dass es innerhalb des Hafens mindestens zwei Hafenbereiche gibt, die in unterschiedlicher Weise zu bewerten sind (nähere Erläuterungen hierzu finden sich in Kapitel 3.3 bei den Ausführungen zu dem jeweiligen Hafen).

**Zu beachten ist, dass alle Einschätzungssymbole keine unmittelbare Aussage in Bezug auf die tatsächlichen Wettbewerbschancen eines Standorts ergeben. Für eine differenzierte Einschätzung sollten stets die detaillierten Erläuterungen zu dem Häfen in Kapitel 3.3 als Bewertungsgrundlage heran gezogen werden. Die Tabelle 47 liefert aber einen Überblick über die Situation in den einzelnen Häfen.**

**Tabelle 47 Zusammenfassende Einschätzung und Vergleich der vorgestellten Basishäfen (Details zu den getroffenen Einschätzungen finden sich Kapitel 3.3. / Basis für die Ausführungen zu den Häfen sind durch die Häfen im Rahmen der Datenerhebung zu dieser Studie übermittelte Angaben sowie eigene ergänzende Recherchen – Angaben unterschiedlichen Umfangs wurden durch folgende in der Tabelle aufgeführte Häfen übermittelt: Bremerhaven, Cuxhaven, Sassnitz, Emden, Wilhelmshaven, Brunsbüttel) – Status September 2012**

	Status Deutschland			Status europäisches Ausland				Weitere potentielle Basishäfen in Deutschland		
	BHV	CUX	Sassnitz	Eeems- haven	Vlissingen	Esbjerg	Hull	Emden	WHV	Brunsbüttel
<b>Standortcharakteristik:</b>										
Hinterlandanbindung	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Seewärtige Anbindung	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Industrieflächen	●	●	●	●	●	●	●	●	k.A.	●
Kai-/Vormontageflächen	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Lagerflächen	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Erweiterungsflächen	●	●	●	k.A.	●	●	●	●	●	●
Kailänge	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Wassertiefe	●●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Auffacken möglich	●	●	●	●	k.A.	●	●	●	●●	●
Schleusen	●	●	●	●	●	●	●	●●	●	●
<b>Zusätzliche Angaben:</b>										
Herstelleransiedlung	ja	ja	[ja]	nein	nein	[ja]	[ja]	ja	[ja]	nein
Etablierung Offshore-Windenergie	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Die Hinterlandanbindung ist grundsätzlich in allen deutschen Häfen als gut zu bewerten, in Sassnitz und Wilhelmshaven besteht allerdings keine Anbindung an das Binnenwasserstraßennetz. Bezüglich der seewärtigen Anbindung ist in den meisten deutschen Basishäfen aufgrund der langen Revierfahrten ggf. mit zeitlichen und je nach Transport auch logistischen Einschränkungen zu rechnen. Diese möglichen Einschränkungen sind aber insbesondere in Bremerhaven und Cuxhaven sehr begrenzt und in Sassnitz – auf Grund der unmittelbaren Lage an der Ostsee – nicht existent.

Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen sind bisher nur Bremerhaven, Cuxhaven, Emden und Esbjerg (dort in räumlicher Nähe) angesiedelt. In Hull wurde angekündigt, dass Siemens dort eine



Produktion aufbauen wird. In Wilhelmshaven will sich ein chinesisches Werftunternehmen mit einer Fundamentproduktion ansiedeln.

Im Bereich der deutschen Basishäfen sind bisher die Seehäfen Bremerhaven und Cuxhaven hinsichtlich Infrastruktur, Ausstattung und Zukunftskonzepten für die Offshore-Windenergie am weitesten entwickelt. Zudem verfügen beide über Produktionsstätten von Herstellern der Offshore-Windenergiebranche, was einen wichtigen Faktor bezüglich des Umschlagspotenzials bedeutet.

In der Ostsee stellt Sassnitz, auch Dank einer ersten Ansiedlung eines Komponentenherstellers Ende 2012 (EUROS), den bisher am stärksten etablierten Hafen im Bereich der Offshore-Windenergie dar. Zudem liegt er in direkter Nähe zu den Offshore-Windparks vor Rügen, die einen Großteil des Gesamtpotentials in der Ostsee darstellen. Wenn diese Projekte mit Offshore-Windenergieanlagen typen von Herstellern umgesetzt werden, deren Produktionsstätten sich in Nordseehäfen befinden (AREVA Wind, REpower, Siemens), wird ein Vorab-Transport zu einem Installationshafen in der Ostsee voraussichtlich unerlässlich. Auch für Sassnitz kann somit von einem nennenswerten Umschlagspotential ausgegangen werden.

Im Bereich der weiteren Häfen mit angekündigten Aktivitäten ist zu konstatieren, dass in Wilhelmshaven in Bezug auf die vorhandene Infrastruktur sowie die verfügbaren Industrie- und Lagerflächen grundsätzlich gute Bedingungen für die Offshore-Windenergiebranche vorliegen. Ein chinesischer Investor plant die Ansiedlung einer Fundamentproduktion in Wilhelmshaven, die ab 2014 bereits in Serienfertigung gehen soll. Die weitere Positionierung Wilhelmshaven im Offshore-Windenergiemarkt wird nun in erster Linie davon abhängen, ob sich weitere Hersteller der Offshore-Windenergiebranche dort ansiedeln werden.

In Brunsbüttel ist die Einrichtung eines Multipurpose-Hafens geplant, dessen Ausgestaltung auf die Bedürfnisse der Offshore-Windenergieindustrie zugeschnitten sein soll. Allerdings befindet sich das Vorhaben in einem relativ frühen Stadium, Investitionsentscheidungen wurden noch nicht ausgelöst – somit ist bisher unklar ob und wann die Umsetzung tatsächlich startet.

Für die deutschen Offshore-Basishäfen sind die maßgeblichen Konkurrenten im europäischen Ausland aktuell Eemshaven in den Niederlanden und Esbjerg in Dänemark. Eemshaven ist ein reiner Installationshafen, Hersteller der Offshore-Windenergiebranche sind dort nicht angesiedelt. Die Nähe zu den Offshore-Windparks in der Nordsee und die für die Offshore-Windenergiebranche optimierte Ausstattung und Infrastruktur sichern Eemshaven dennoch eine gute Marktposition. Esbjerg ist im eigentlichen Sinne ebenfalls nur Installations- und nicht Produktionshafen. Die Nähe der Produktionsstätten von Siemens und Vestas bedingen aber, dass diese Hersteller Esbjerg für ihre Installationsvorgänge nutzen. Damit gilt der gleiche Wettbewerbsvorteil wie im Falle von Produktionshäfen. Da insbesondere Siemens aktuell Marktführer im Offshore-Geschäft ist, verfügt Esbjerg über eine sehr gute Marktposition – nicht zuletzt auch aufgrund seiner langjährigen Erfahrungen im Offshore-Geschäft (Öl- und Gasindustrie). Ähnliches wird für Hull gelten, wenn die dortige Siemens-Produktion startet, die voraussichtlich vor allem den britischen Markt verstärkt bedienen wird. Der geplante „Green Port Hull“, der in der oben stehenden Bewertungstabelle beschrieben wurde, wird optimale Bedingungen für die Offshore-Windenergiebranche bieten.

Der Standort Vlissingen wird für deutsche Offshore-Windparkprojekte voraussichtlich von weniger großer Relevanz sein. Von Vlissingen aus sind die Entfernungen in die deutsche Bucht im Vergleich zu anderen Häfen deutlich größer. Der Standort wird mehr für belgische, niederländische und britische Projekte von Bedeutung sein und stellt demnach eher in Bezug auf die gesamteuropäischen Potentiale eine Konkurrenz dar.

### 5.1.2 Einschätzung bisheriger Umschlagskapazitäten – Kailängen

Die zur Verfügung stehende Gesamt-Kailänge der bisher als Basishäfen aktiven deutschen Häfen, die im Rahmen der Analyse durch die Befragungen von Hafenvertretern ermittelt wurde, wird in Tabelle 48 dargestellt. Hierbei werden nur jene Bereiche betrachtet, die für den Umschlag von Offshore-Windenergiekomponenten im Rahmen der Installation optimiert und nutzbar sind, bzw. laut Planung sein werden. Es werden drei Kategorien gebildet: Bereits gesicherte Bereiche, eingeschränkt nutzbare / temporäre Bereiche und für die Zukunft geplante / angekündigte Bereiche.

**Tabelle 48 Kailängen für die Offshore-Windenergie in den bisher als Basishäfen aktiven deutschen Häfen bzw. Häfen mit angekündigten Aktivitäten (Status Sep. 2012)**

	Hafen	Hafenbereich	Kailänge in m	Einschätzungen	
Status quo / gesichert	Bremerhaven	ABC-Halbinsel	900	Autoterminal, für die Offshore-Windenergie aufbereitet und nutzbar (aber kein spezieller Offshore Terminal, bisher in erster Linie für Fundamentstrukturen genutzt).	Umsetzung erfolgt
	Cuxhaven	Offshore Terminal I+II	1.150	Spezieller Basishafen für die Offshore-Windenergie	Umsetzung erfolgt
		Cuxport, Schwerlastplatte	250		
	Sassnitz / Mukran	Offshore Terminal Süd	520	Derzeit in Bau, kurz vor Fertigstellung.	Umsetzung erfolgt
	<b>Summe</b>		<b>2.820</b>		
Eingeschränkt / Temporär	Bremerhaven	CT 1	400	CT 1 als derzeitige, aber nur temporäre Lösung	Temporäre Nutzung
	Wilhelmshaven	Nordhafen	600	Geeignet hinsichtl. Flächen und Kaianlage, aber Aufjacken nur eingeschränkt möglich. Optimierung der Infra- und Suprastruktur ist für 2013 geplant.	Umsetzung in konkreter Vorbereitung/ in Bau
Angekündigt	Cuxhaven	LP 4	290	Planfeststellungsbeschluss erfolgt, Investitionsentscheidung in Vorbereitung, interessierte Investoren laut den Verantwortlichen vorhanden. Inbetriebnahme für Ende 2014 geplant.	Umsetzung in konkreter Vorbereitung/ in Bau
	Wilhelmshaven	Schwerlastkaje Bereich Jade-Weser-Port	100	Die Kaje im Bereich des Jade-Weser-Ports soll zur Vormontage und für den Umschlag von Komponenten der Offshore-Windenergieindustrie genutzt werden. Die Kaje befindet sich in Bau, die Inbetriebnahme ist für 2013 geplant.	Umsetzung in konkreter Vorbereitung/ in Bau
	Sassnitz / Mukran	Offshore Terminal Nord	365	Dieser Bereich ist bereits konkret geplant und teilweise mit gesicherter Finanzierung gebaut. Weitere Ausbaustufen sollen folgen.	Umsetzung in konkreter Vorbereitung/ in Bau
	Bremerhaven	Offshore Terminal (OTB)	500	Konzessionsverfahren im September 2012 abgebrochen, Finanzierung allein durch private Investoren nicht möglich. Aktuell Suche nach anderen Umsetzungsmöglichkeiten.	Umsetzung offen
	Emden	Rysumer Nacken	k.A.	Planung im Anfangsstadium, noch nicht konkret.	Umsetzung offen
	Brunsbüttel	Multi Purpose Pier	200	Aktuell Suche nach Investoren, ggf. konkurrierende Nutzungen vorhanden.	Umsetzung offen

Bei der Interpretation der Ergebnisse sind die jeweils eingefügten Kommentare zu berücksichtigen.

Die Betrachtung des Status Quo berücksichtigt Bereiche, die für die Installation von Offshore-Windparks mit modernen Installationsschiffen ohne Einschränkungen geeignet sind und der Branche langfristig zur Verfügung stehen. Es ergibt sich im Bereich der in Basishäfen zur Verfügung stehenden Kailängen ein Wert von insgesamt **2.820 m**, davon befinden sich zurzeit **520 m in der Ostsee**. Eine nähere Einschätzung dieses Ergebnisses erfolgt in Kapitel 5.1.4.

### 5.1.3 Einschätzung bisheriger Umschlagskapazitäten – Flächen

Im Folgenden wird analog zur Betrachtung der Kailängen eine Einschätzung im Bereich der vorhandenen nutzbaren Flächen (Kai-/Vormontage- sowie Lagerflächen) vorgenommen. Aus Vereinfachungsgründen wird nicht zwischen verschiedenen Flächennutzungen (Vormontage, Lagerung etc.) unterschieden. Erneut werden nur jene Bereiche betrachtet, die für den Umschlag von Offshore-Windenergiekomponenten im Rahmen der Installation optimiert und nutzbar sind bzw. bei denen dies geplant ist. Es werden, analog zur Betrachtung der Kailängen, drei Kategorien gebildet: Bereits gesicherte Bereiche, eingeschränkt nutzbare / temporäre Bereichen und für die Zukunft geplante / angekündigte Bereichen.

**Tabelle 49 Vorhandene Flächen für die Offshore-Windenergie in den bisher als Basishäfen aktiven deutschen Häfen bzw. Häfen mit angekündigten Aktivitäten (Status Sep. 2012)**

	Hafen	Hafenbereich	Fläche in ha	Einschätzungen	
Status quo / gesichert	Bremerhaven	ABC-Halbinsel	10,0	Autoterminal, für die Offshore-Windenergie aufbereitet und nutzbar (aber kein spezieller Offshore Terminal, bisher in erster Linie für Fundamentstrukturen genutzt).	Umsetzung erfolgt
	Cuxhaven	Offshore Terminal I+II	26,5	Spezieller Basishafen für die Offshore-Windenergie	Umsetzung erfolgt
		Cuxport, Schwerlastplatte	2,5		
	Sassnitz / Mukran	Offshore Terminal Süd	9,0	Derzeit in Bau, kurz vor Fertigstellung. Es wurde hier die Kai-/Vormontagefläche des Terminal angegeben. (Laut Informationen des Hafens verfügen die Bereiche Offshore Terminal Nord und Süd nach kompletter Fertigstellung gemeinsam zusätzlich über Lagerflächen von rund 30 ha.)	Umsetzung erfolgt
	<b>Summe</b>		<b>48,0</b>		
Eingeschränkt / Temporär	Bremerhaven	CT 1	25,0	CT 1 als derzeitige, aber nur temporäre Lösung	Temporäre Nutzung
	Wilhelmshaven	Nordhafen	10,0	Geeignet hinsichtl. Flächen und Kaianlage, aber Aufjacken nur eingeschränkt möglich. Optimierung der Infra- und Superstruktur ist für 2013 geplant.	Umsetzung in konkreter Vorbereitung/ in Bau

Bei der Interpretation der Ergebnisse sind auch hier die jeweils eingefügten Kommentare zu berücksichtigen.

Angekündigt	Cuxhaven	LP 4	8,5	Planfeststellungsbeschluss erfolgt, Investitionsentscheidung in Vorbereitung, interessierte Investoren laut den Verantwortlichen vorhanden. Inbetriebnahme für Ende 2014 geplant.	Umsetzung in konkreter Vorbereitung/ in Bau
	Sassnitz / Mukran	Offshore Terminal Nord	15,0	Dieser Bereich ist bereits konkret geplant und teilweise mit gesicherter Finanzierung gebaut. Weitere Ausbaustufen sollen folgen. Es wurde hier die Kai-/Vormontagefläche des Terminal angegeben. (Laut Informationen des Hafens verfügen die Bereiche Offshore Terminal Nord und Süd nach kompletter Fertigstellung gemeinsam zusätzlich über Lagerflächen von rund 30 ha.)	Umsetzung in konkreter Vorbereitung/ in Bau
		Industriegebiete Hafen Süd, Südstraße und Nordstraße	44,5	Suprastruktur für Offshore-Dienstleister und Flächen für Produktion und Lagerung von Offshore-Komponenten sollen entstehen. Teilweise bereits Investitionsentscheidung getroffen.	Umsetzung in konkreter Vorbereitung/ in Bau
	Bremerhaven	Offshore Terminal (OTB)	25,0	Konzessionsverfahren im September 2012 abgebrochen, Finanzierung allein durch private Investoren nicht möglich. Aktuell Suche nach anderen Umsetzungsmöglichkeiten.	Umsetzung offen
	Emden	Rysumer Nacken	bis 460,0	Planung im Anfangsstadium, noch nicht konkret.	Umsetzung offen
	Brunsbüttel	Multi Purpose Pier	8,0	Aktuell Suche nach Investoren, ggf. konkurrierende Nutzungen vorhanden.	Umsetzung offen
	Wilhelmshaven	Schleuseninsel	20,0	Die Flächen sind teilweise erschlossen, eine Investitionsentscheidung gibt es aber noch nicht.	Umsetzung offen

Die Betrachtung des Status Quo berücksichtigt Bereiche, die für die Installation von Offshore-Windparks mit modernen Installationsschiffen ohne Einschränkungen geeignet sind und der Branche langfristig zur Verfügung stehen. Im Ergebnis wird für die in Basishäfen zur Verfügung stehenden Flächen ein Wert von insgesamt **48 ha ermittelt, davon befinden sich zurzeit 9 ha in der Ostsee**. Eine nähere Einschätzung dieses Ergebnisses erfolgt im folgenden Kapitel 5.1.4.

#### 5.1.4 Abgleich zwischen Angebot und Bedarf

**Es ist grundsätzlich zu beachten, dass das obige Vorgehen lediglich eine sehr grobe Orientierung liefern kann. Die Summierung der Kailängen- sowie Flächen-Angaben allein wird der tatsächlichen Marktsituation nicht gerecht. Hier ist eine Einzelfallbetrachtung der Häfen und ihrer jeweiligen spezifischen Potentiale zu empfehlen, die aufbauend auf dieser Grundlagen-Analyse entwickelt werden könnte.** Nur auf diese Weise können auch Aussagen dazu entwickelt werden, wo mögliche Engpässe entstehen könnten oder ob es lokal Engpässe gibt, obwohl möglicherweise die Gesamtkapazität der Häfen in Summe ausreicht.

**Der Abgleich zwischen Angebot und Bedarf wird differenziert für Nord- und Ostsee vorgenommen.** Für die Ostsee ist als bereits vorhandener Basishafen der Hafen Sassnitz zu berücksichtigen, die Anzahl der Offshore-Windparkprojekte ist vergleichsweise geringer als in der Nordsee. Es wird somit im Folgenden eine Aussage getroffen werden, inwiefern die vorhandenen Kapazitäten in Sassnitz dem Bedarf in der Ostsee gerecht werden können.

Für die Nordsee sind mehrere Basishäfen bereits verfügbar oder angekündigt, die Anzahl an Offshore-Windparkprojekten ist deutlich höher. Für die Nordsee wird aus diesem Grund eine etwas differenziertere Analyse durchgeführt.

Der Anteil der Ostsee an den gemäß den Ausbaupfaden zu erwartenden Kapazitäten bewegt sich voraussichtlich in einem Bereich von 10-15%, wenn man die Verteilung der genehmigten und geplanten Projekte betrachtet. Wendet man diesen Faktor auf die zu erwartenden Kapazitäten an, ergibt sich aus der Datenbasis, dass die zur Durchführung eines Offshore-Windparkprojektes benötigte Kailänge und Flächen in der Ostsee nicht dauerhaft voll ausgelastet sein werden bzw. ggf. eine geringere Anzahl an Komponenten pro Jahr und Kaje umgeschlagen wird als im Durchschnitt. Eine solche Situation kann sich temporär auch für die verschiedenen Häfen in der Nordsee ergeben.

Aus diesem Grund lässt sich feststellen, dass in der Ostsee in jedem Fall mindestens ein Basishafen benötigt wird, der über eine entsprechende Kailänge und Flächen verfügen muss, um von dort aus die Installation von Offshore-Windparks zu ermöglichen. Methodisch bedeutet dies jedoch nicht, dass diese Kapazitäten im Folgenden vollständig von den Kapazitätserwartungen für die Nordsee abgezogen werden müssen, da diese sich von Jahr zu Jahr unterschiedlich verteilen werden. In diesem Sinne wird voraussichtlich eine gewisse Überkapazität an Kailänge und Flächen im Markt benötigt werden, die daher rührt, dass im Regelfall kein Offshore-Windparkprojekt in der Nordsee seinen Basishafen in der Ostsee ansiedeln wird und umgekehrt.

Die Anteile am europäischen Markt werden voraussichtlich im Wesentlichen über die Nordseehäfen abgefragt werden, vereinfachend werden diese Potentiale deshalb allein mit dem vorhandenen Angebot in der Nordsee abgeglichen.

Auf diese Weise wird im Folgenden ein annähernder Abgleich zwischen vorhandenem Angebot der Häfen und Bedarf der Offshore-Windenergiebranche entworfen. Hierfür werden die Ergebnisse für die zukünftig zu erwartenden Kapazitäten aus Kapitel 4 (Marktpotential) zusammengefasst. Der Abgleich wird aus den oben beschriebenen Gründen folgendermaßen gegliedert:

- Betrachtung des deutschen Offshore-Windenergiemarktes
- Betrachtung des deutschen Offshore-Windenergiemarktes in Kombination mit dem europäischen Markt
- Gesonderte Betrachtung des Offshore-Windenergiemarktes in der Ostsee

### **Betrachtung des deutschen Offshore-Windenergiemarktes**

Im ersten Schritt erfolgt eine Betrachtung allein des deutschen Offshore-Windenergiemarktes hinsichtlich des Marktpotentials für deutsche Häfen und des bereits bestehenden Angebots an Kailängen und Flächen. In der Darstellung signalisieren rot markierte Werte einen Ausbaubedarf, grün markierte Werte bedeuten, dass der Bedarf unterhalb der heute bereits vorhandenen Kapazitäten liegt.

In Tabelle 50 wird die für die Offshore-Windenergiebranche zur Verfügung stehende Gesamt-Kailänge in deutschen Nordseehäfen mit dem gemäß den Ausbaupfaden aus Kapitel 4.1 zu erwartenden Bedarf abgeglichen.

**Tabelle 50** Einschätzung des Verhältnisses des bestehenden Angebots an Kailänge in deutschen Nordsee-Basishäfen mit dem sich gemäß den Ausbaupfaden aus dem deutschen Offshore-Windenergiemarkt ergebendem Marktpotential (Bedarf an Kailänge)

Deutschland						
	Status 2012 Vorhandenes Angebot Nordsee-Häfen	2015-2020		2021-2030		
		Ausbaupfad 1	Ausbaupfad 2	Marktanteil 50 %	Marktanteil 60 %	Marktanteil 70 %
Kailänge in m	2.300	2.700	900	1.200	1.500	1.500

Das Ergebnis zeigt, dass die bestehende Kailänge in Deutschland in Summe bereits einen recht guten Status darstellt. Tritt der Ausbaupfad 1 ein, könnte ein geringfügiges Defizit bestehen. In den weiteren betrachteten Fällen reicht die vorhandene Kailänge bereits aus, um den Bedarf aus dem Marktpotential für die Offshore-Windenergie gemäß den verschiedenen Ausbaupfaden zu decken. **Geprüft werden muss allerdings, ob die zur Verfügung stehenden Kailängen sich auch dort befinden, wo diese nachgefragt und am stärksten benötigt werden (weiterer Untersuchungsbedarf).**

In Tabelle 51 werden die bisher in der Nordsee für die Offshore-Windenergiebranche zur Verfügung stehenden Flächen mit dem gemäß der Ausbaupfade aus Kapitel 4.1 zu erwartenden Bedarf abgeglichen.

**Tabelle 51** Einschätzung des Verhältnisses des bestehenden Flächenangebots in deutschen Nordsee-Basishäfen mit dem sich gemäß den Ausbaupfaden aus dem deutschen Offshore-Windenergiemarkt ergebendem Marktpotential (Flächenbedarf)

Deutschland						
	Status 2012 Vorhandenes Angebot Nordsee-Häfen	2015-2020		2021-2030		
		Ausbaupfad 1	Ausbaupfad 2	Marktanteil 50 %	Marktanteil 60 %	Marktanteil 70 %
Fläche in ha	39	83	29	76	89	102

Das Ergebnis zeigt, dass die bestehenden Flächen für die Nutzung durch die Offshore-Windenergiebranche in Deutschland in Summe nicht ausreichen, um den Bedarf aus dem Marktpotential für die Offshore-Windenergie gemäß den verschiedenen Ausbaupfaden zu decken. Lediglich unter Zugrundelegung von Ausbaupfad 2 für den Zeitraum 2015-2020 (Minimal-Ausbaupfad unter stark negativen Rahmenbedingungen) würden die bestehenden Flächen in Summe ausreichen. Geprüft werden muss neben dem alleinigen Vergleich der Summe der vorhanden und benötigten Flächen ausdrücklich auch, ob die zur Verfügung stehenden Flächen sich dort befinden, wo diese nachgefragt und am stärksten benötigt werden (weiterer Untersuchungsbedarf).



## Betrachtung des deutschen Offshore-Windenergiemarktes in Kombination mit dem europäischen Markt

Im Folgenden werden in einem zweiten Schritt die Potentiale, die sich für Deutschland sowohl aus dem nationalen als auch dem EU-Markt ergeben, addiert. Analog zum für den deutschen Markt durchgeführten Verfahren wird daraufhin ein Abgleich zwischen dem vorhandenen Angebot an Kailänge und Flächen in deutschen Nordseehäfen mit dem erkennbaren Marktpotential vorgenommen. In der sich ergebenden Matrix deuten erneut rot markierte Werte einen Ausbaubedarf an, grün markierte Werte signalisieren einen Bedarf, der unterhalb der heute vorhandenen Kapazitäten liegt.

Zunächst erfolgt in Tabelle 52 eine Darstellung in Bezug auf die Kailänge, die anhand der Ausbaupfade für die Offshore-Windenergienutzung benötigt werden.

**Tabelle 52**      **Einschätzung des Verhältnisses des bestehenden Angebots an Kailänge in deutschen Nordsee-Basishäfen mit dem sich gemäß den Ausbaupfaden aus dem deutschen und dem EU- Offshore-Windenergiemarkt ergebendem Marktpotential (Bedarf an Kailänge)**

Es wird deutlich, dass im Zeitraum 2015-2020 bei Zugrundelegung von Ausbaupfad 1 für den

			Deutschland					
			Status 2012 Vorhandenes Angebot Nordsee-Häfen	2015-2020		2021-2030		
				Ausbaupfad 1	Ausbaupfad 2	Marktanteil 50 %	Marktanteil 60 %	Marktanteil 70 %
Kailänge in m			2.300	2.700	900	1.200	1.500	1.500
EU	2015-2020	Marktanteil 15 %	600	3.300	1.500			
		Marktanteil 20 %	600	3.300	1.500			
		Marktanteil 30 %	1.000	3.700	1.900			
	2021-2030	Marktanteil 15 %	1.000			2.200	2.500	2.500
		Marktanteil 20 %	1.400			2.600	2.900	2.900
		Marktanteil 30 %	2.000			3.200	3.500	3.500

deutschen Markt in Kombination mit allen Ausbaupfad-Optionen für den deutschen Anteil am EU-Markt ein Defizit an Kailänge besteht. Legt man hingegen Ausbaupfad 2 zugrunde, würde die derzeitige Kailänge ausreichen. Im Zeitraum 2021-2030 würde sich bei dem Fall eines mittleren bis größerem Marktanteil Deutschlands am deutschen oder am EU-Markt ein Defizit an Kailänge ergeben, also in der Mehrzahl der möglichen Szenarien.

In Tabelle 53 wird analog dazu die Situation in Bezug auf die Flächensituation dargestellt.

**Tabelle 53** **Einschätzung des Verhältnisses des bestehenden Flächenangebots in deutschen Nordsee-Basishäfen mit dem sich gemäß den Ausbaupfaden aus dem deutschen und dem EU- Offshore-Windenergiemarkt ergebendem Marktpotential (Flächenbedarf)**

		Deutschland						
		Status 2012 Vorhandenes Angebot Nordsee-Häfen	2015-2020		2021-2030			
			Ausbaupfad 1	Ausbaupfad 2	Marktanteil 50 %	Marktanteil 60 %	Marktanteil 70 %	
Fläche in ha		39	83	29	76	89	102	
EU	2015-2020	Marktanteil 15 %	54	137	83			
		Marktanteil 20 %	72	155	101			
		Marktanteil 30 %	108	191	137			
	2021-2030	Marktanteil 15 %	123			199	212	225
		Marktanteil 20 %	164			240	253	266
		Marktanteil 30 %	246			322	335	348

Da bereits bei der Betrachtung allein des deutschen Offshore-Windenergiemarktes festgestellt wurde, dass ein Defizit an Flächen besteht, ergibt sich dies ebenso in Kombination der Ausbaupfade 1 und 2 sowie der Pfade für den Zeitraum 2021-2030 mit den Ausbaupfad-Optionen für den deutschen Anteil am EU-Markt. Allerdings ist eine Verschärfung der Situation festzustellen, da hier bis zu fast zehn Mal so viel Fläche benötigt werden könnte, wie derzeit zur Verfügung steht.

### Gesonderte Betrachtung des Offshore-Windenergiemarktes in der Ostsee

In der Ostsee ist eine deutlich geringere Anzahl an Offshore-Windenergieprojekten geplant als in der Nordsee. Der Anteil der Ostsee an den gemäß den Ausbaupfaden zu erwartenden Kapazitäten bewegt sich durchschnittlich etwa in einem Bereich von 10-15%. Die Zahlen lassen den Schluss zu, dass in der Ostsee voraussichtlich eine vergleichsweise geringere Anzahl an Komponenten pro Jahr und Kaje umgeschlagen wird. Zwar können sich zusätzliche Potentiale durch Offshore-Windparkplanungen in Dänemark, Polen und dem Baltikum ergeben, inwiefern sich hier in absehbarer Zeit tatsächlich ein zusätzliches Potential für deutsche Häfen ergibt, ist aber aus heutiger Sicht noch nicht zu ermitteln.

Als Basishafen in der Ostsee betätigt sich Sassnitz. Der Hafen hat bereits in den Hafenausbau für die Offshore-Windenergie investiert und verfügt zudem über erhebliche Flächenreserven.

Sassnitz liegt in günstiger geografischer Position zu einem Großteil der Offshore-Windparks in der Ostsee. Zwei Terminals sollen in Sassnitz für die Offshore-Windenergie zur Verfügung stehen, das Offshore-Terminal Süd steht kurz vor der Fertigstellung, das Offshore-Terminal Nord ist konkret geplant und mit teilweise gesicherter Finanzierung gebaut. Die kainahe Fläche beider Terminals beträgt rund 25 ha [Fährhafen Sassnitz 2012], die bei Bedarf verfügbare Gesamtfläche (inkl. Lagerflächen) der beiden Terminals soll nach Fertigstellung des Hafenausbaus sogar 57 ha betragen. [Sassnitz 2012a] Die Länge der bei Bedarf verfügbaren Liegeplätze in beiden Terminals beträgt insgesamt ca. 885 m. [Sassnitz 2012a]

Bisher ist Terminal Süd mit ca. 520 m Kailänge und 9 ha Fläche fertig gestellt. Da der Terminal Nord bereits gesichert ist, wird dieser im Folgenden Abgleich mit berücksichtigt.

Die folgende Tabelle fasst die Gegebenheiten in Sassnitz noch einmal zusammen und stellt diese dem durchschnittlichen Bedarf pro Offshore-Windparkprojekt gegenüber.

**Tabelle 54 Vorhandene und benötigte Kailängen und Flächen in Sassnitz**

Status 2012	Vorhandenes Angebot Ostsee (Sassnitz)	benötigt pro Projekt	Erläuterung
Kailänge	520 m / 365 m	ca. 300 m	Die Kailänge in Terminal Süd beträgt ca. 520 m, in Terminal Nord ca. 365 m. Dies wird jeweils als ausreichend betrachtet, so dass zwei geeignete Liegeplätze vorhanden sind.
Fläche	25 ha (57 ha)	ca. 6-11 ha	Bedarf abhängig davon, welche Komponenten umgeschlagen werden (nur Offshore-Windenergieanlage / nur Fundamente / Art der Fundamente etc.).

Die beschriebenen Gegebenheiten in Sassnitz ermöglichen den Umschlag von ein bis zwei Offshore-Windparkprojekten pro Jahr, auch ein ausreichendes Ausbaupotential ist im Hafengebiet vorhanden. Dies ist weitgehend bereits allein durch Offshore-Terminal Süd (fertig gestellt) gegeben. Der Offshore-Terminal Nord ist aber bereits gesichert und wird zusätzliche Kapazitäten bieten (deshalb wurde dieser hier bereits ergänzend berücksichtigt). Im Bereich der Ostsee erscheint damit das Verhältnis von Angebot und Bedarf als ausgeglichen.

### 5.1.5 Einordnung der Ergebnisse

Alle Einschätzungen wurden auf Basis der derzeit zur Verfügung stehenden Kailänge und Flächen, die ohne Einschränkungen geeignet und langfristig nutzbar sind, getroffen (siehe Kapitel 5.1.2 und 5.1.3). **Zu beachten ist, dass mit allen hier getätigten Auswertungen zunächst nur eine rein quantitative Aussage getroffen ist. Die Frage, ob die vorhandenen Kapazitäten auch am Ort des größten Bedarfs liegen, ist damit noch nicht beantwortet. Es ergibt sich weiterer Untersuchungsbedarf.**

**Es ist somit, basierend auf den oben stehenden Ergebnissen, detailliert zu untersuchen, inwiefern die vorhanden Kaianlagen und Flächen auch dort vorhanden sind, wo sie benötigt werden. Stark nachgefragt als Umschlaghafen werden vor allem jene Standorte sein, an denen sich bereits Produktionen der Offshore-Windenergieindustrie angesiedelt haben.** So besteht beispielsweise in Bremerhaven Potential für den Umschlag der Produktionen von drei Herstellern. Bisher ist aber keine langfristige Lösung, die einen Umschlag aller Komponenten ermöglichen würde, vorhanden und es erfolgt in vielen Fällen stattdessen ein Umschlag über Eemshaven. Das Beispiel zeigt, dass neben einem bloßen Abgleich der vorhandenen Infrastruktur mit dem zu erwartenden Bedarf stärker detaillierte Auswertungen zu den einzelnen Standorten und den dort zu erwartenden Kapazitätsbedarfen erfolgen müssen.

## 5.2 Zulieferung von Komponenten

Die folgende Tabelle 55 gibt eine Übersicht der Aktivitäten der im Rahmen dieser Studie betrachteten Häfen im Bereich Zulieferung bzw. es wird angegeben, im Bereich welcher Komponenten für die Offshore-Windenergie die einzelnen Häfen aktiv sind bzw. über angesiedelte Produktionen verfügen.

**Tabelle 55 Übersicht Aktivitäten Zulieferung**

Hafen	Mono- piles	Aufgelöste Strukturen	Piles	Rotor- blätter	Türme	Kabel	Bemerkungen
<b>Status</b>							
Emden				●			Zudem Gondelproduktion, die Gondeln werden bisher wie die anderen Komponenten zu einem gesonderten Basishafen gebracht
Brunsbüttel							Aktivitäten im Bereich Offshore-Windenergie verstärkt geplant, bisher Lagerung/Umschlag von angelieferten Einzelkomponenten (z.B. Rotorblätter für den brit. Park Ormonde)
Nordenham	● ab 2014					●	Dillinger Hütte, Monopile-Produktion in Nordenham geplant, Produktionsstart voraussichtlich 2014
Stade				●			AREVA Blades, Rotorblatt-Produktion für AREVA Wind
Bremen		●			●		Ambau, Turmproduktion sowie aufgelöste Fundamentstrukturen
Rostock	●		●				EEW, Produktion Monopiles und Piles für ausgelöste Fundamentstrukturen
<b>Angekündigte Aktivitäten</b>							
Brake							Exporthafen für GE, Aktivitäten im Bereich Offshore-Windenergie geplant, aber bisher keine Unternehmen der Branche
Rendsburg					● (bisher f. Onshore WEA)		Rendsburg Port in Osterrönfeld, schwerlastfähig und bspw. für die Verschiffung von Offshore-Komponenten zu den Seehäfen geeignet. Bisher Ansiedlung Max Bögl angekündigt, Turmproduktion für Onshore-WEA ab 2013

Zusätzlich wird in Tabelle 56 ein Überblick gegeben, wie etabliert die betrachteten Komponentenhäfen bereits im Offshore-Windenergiemarkt sind bzw. welche Kapazitäten durch diese im Offshore-Windenergiesegment umgeschlagen werden. Hierbei werden sowohl die Ergebnisse aus Kapitel 2.1.5 bezüglich der bisherigen deutschen Offshore-Windparkprojekte heran gezogen als auch der weitere zu erwartende Umschlag im Zeitraum 2012-2014 ausgewertet.

**Tabelle 56 Kapazitäten der betrachteten Häfen im Bereich Zulieferung für die Offshore-Windenergie, die sich aus dem deutschen Offshore-Windenergiemarkt ergeben**

Komponentenhafen	Umschlag bisherige OWP	Umschlag im Rahmen der OWP 2012-2014
<b>Status</b>		
Nordenham	Kabel alpha ventus Kabel Borkum West II, Phase 1	Kabel Meerwind Ost Kabel Meerwind Süd
Stade	18 (alpha ventus) 40 (Borkum West II, Phase 1)	80 (Global Tech 1) 40 (Borkum West II, Phase 2)
Bremen	12 (alpha ventus) 80 (BARD Offshore 1) 40 (Borkum West II, Phase 1)	80 (Global Tech 1) 48 (Nordsee Ost) 40 (Borkum West II, Phase 2) 80 (MEG Offshore 1) 18 (Nordergründe) 40 (Meerwind Ost) 40 (Meerwind Süd)
Rostock	42 (alpha ventus) 21 (Baltic 1) 40 (Borkum West II, Phase 1)	Beteiligt an Global Tech 1 Borkum West II, Phase 2
Emden	80 (BARD Offshore 1)	

Brunsbüttel	30 (Ormonde)	
<b>Angekündigte Aktivitäten</b>		
Brake	bisher nicht am Offshore-Ausbau partizipiert	noch keine konkreten Kapazitäten
Rendsburg	bisher nicht am Offshore-Ausbau partizipiert	noch keine konkreten Kapazitäten

Bisher orientiert sich der Bedarf, der an die Häfen gerichtet wird, die Komponenten zuliefern, direkt an der Nachfrage nach den jeweiligen Komponenten für Offshore-Windenergieanlagen und Fundamente. Solange die Produktionskapazitäten der jeweiligen angesiedelten Hersteller die Nachfrage bedienen können, findet ein entsprechender Umschlag statt. Wird ein Ausbau der Produktionskapazitäten von Herstellern in den Häfen zur Zulieferung notwendig, müssen entsprechende Industrie- und Lagerflächen vorhanden sein. Auch im Falle von Verzögerungen im Offshore-Windenergieausbau werden Vorhalteflächen benötigt, um bereits produzierte Komponenten lagern zu können.

### 5.3 Service und Wartung von Offshore-Windparks

Der Ausbau von Servicestandorten erfolgt marktorientiert. Die Betreiber von Offshore-Windparkprojekten benötigen in jedem Fall eine Servicebasis, die je nach Betriebskonzept unterschiedlich ausgestaltet wird. Besonders umfassend werden Servicehäfen genutzt, die die kompletten Arbeiten zum Windparkbetrieb von Land aus bereitstellen (im Gegensatz zu Konzepten, die zusätzlich Wohnplattformen auf See oder Hotelschiffe nutzen).

Die Offshore-Windparkbetreiber sind auf entsprechende Hafenstandorte angewiesen. Aufgrund der im Verhältnis geringeren Anforderungen an Servicehäfen ist die Auswahl an nutzbaren Standorten relativ vielfältig. Es ist davon auszugehen, dass die Offshore-Windparkbetreiber vielfach auch selbst in die entsprechenden Standorte investieren werden, wenn hierfür Bedarf und Potential besteht. Engpässe sind demnach in diesem Bereich weniger stark zu erwarten, hier wirkt die Marktentwicklung regelnd bzw. prägend auf die Entwicklung der Servicehäfen ein.

## 6 Schlussfolgerungen und geeignete Strategien sowie mögliche Entwicklungspfade für die deutschen Seehäfen

**Grundsätzlich sollte, um konkrete Investitionsbedarfe abzuschätzen und zielgerichtet die weiter auszubauenden Standorte auszuwählen, eine detaillierte Einzelfallbetrachtung der Marktpotentiale der Häfen folgen, um Aussagen zu dem bestehenden Verhältnis zwischen Angebot und Bedarf zu tätigen.**

Auf Basis der im Rahmen der Analyse erarbeiteten Ergebnisse können einige erste Schlussfolgerungen und Empfehlungen hinsichtlich der Entwicklungsoptionen deutscher Seehäfen aufgezeigt werden. Hierbei werden zu einzelnen Handlungsbereichen Aussagen über den Bedarf der Offshore-Windenergiebranche sowie über die Sichtweise der Hafenwirtschaft getroffen. Auf dieser Basis können sich einige sinnvolle Entwicklungslinien heraus kristallisieren. Auf dieser Basis können mögliche sinnvolle Entwicklungslinien für die Zukunft identifiziert werden. Es kann aber an dieser Stelle gezeigt

werden, in welche Richtung diese weiter gehenden Analysen gehen sollten.

Die im Folgenden dargestellten Empfehlungen ergeben sich aus den im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen sowie aus verschiedenen Interviews und Veranstaltungen mit der maritimen Wirtschaft, Behörden sowie Akteuren der Offshore-Windenergiebranche.

## 6.1 Auslastung der deutschen Häfen im Sektor Offshore-Windenergie

Generell lässt sich auf Basis der Untersuchung möglicher Ausbaupfade für die Offshore-Windenergie im Rahmen dieser Analyse feststellen, dass die **Unsicherheiten hinsichtlich der zu erwartenden Umschlagsmengen aufgrund der ungeklärten politischen Rahmenbedingungen im Bereich Offshore-Windenergie sehr hoch** sind. Der Bedarf nach risikobehafteten Großinvestitionen steht unbestimmten Annahmen über die zu erwartenden Umschlagsmengen gegenüber, d.h. der Auslastungsgrad der neu geschaffenen Strukturen ist nicht verbindlich oder nicht einmal annähernd vorauszusagen.

### 6.1.1 Engpass Netzausbau

insbesondere der dringend benötigte Netzausbau und die Frage der rechtzeitigen Bereitstellung von Netzanschlüssen für die geplanten Offshore-Windparks spielen für den Engpass eine maßgebliche Rolle. Solange in diesem Bereich keine Lösungen zur Verfügung stehen, bewegen sich die zu erwartenden Kapazitäten in einem Bereich, der einen weiteren kostenaufwendigen Ausbau der Häfen speziell für die Bedürfnisse der Offshore-Windenergiebranche zurzeit kaum rechtfertigt.

Die extremen Auswirkungen, die sich aufgrund fehlender Lösungen im Netzbereich hinsichtlich des Marktpotentials für deutsche Häfen ergeben können, wurden im Rahmen dieser Analyse durch die Darstellungen für den Ausbaupfad 2 verdeutlicht. Hier wurde die Annahme zugrunde gelegt, dass bis 2020 nur 5,3 GW (Windparks mit bereits gesichertem Netzanschluss) anstatt der angestrebten 10 GW installiert werden können. Es ist ausdrücklich zu betonen, dass dieses Szenario eine „Worst-Case-Situation“ abbildet, die im Rahmen der Untersuchung zur Verdeutlichung dient, keinesfalls aber zur Grundlage der Ausbauplanungen werden sollte. Das 10 GW-Ziel wird für den Zeitraum bis 2020/2022 weiterhin als erreichbar angesehen, sofern heute entsprechende Lösungen im Netzbereich erarbeitet werden.

Insgesamt sind ohne verlässliche politische Aussagen zur Lösung der Netzanschlussproblematik und ohne den Ausblick auf eine mögliche Zeitschiene, langfristig angelegte Investitionsplanungen für die Hafensstandorte nicht möglich.

Die Bundespolitik sollte alles tun, um die übergeordneten Rahmenbedingungen für die Offshore-Windenergieentwicklung stabil zu gestalten und eine größere Planungssicherheit für alle Akteure zu erreichen. Insbesondere sollte kurzfristig der Engpass im Netzausbau bzw. bei der Bereitstellung von Netzanschlüssen für Offshore-Windparks beseitigt werden. Nur so können die Voraussetzungen für nötige Großinvestitionen in deutschen Häfen geschaffen werden.



### 6.1.2 Kapazitätsschwankungen

Neben Verzögerungen des Gesamtausbaus sind auch jährliche Schwankungen des Umschlagspotentials aufgrund von wechselnden Rahmenbedingungen und von Verzögerungen bei der Bereitstellung von Netzanschlüssen anzunehmen. Aufgrund des deutlich verlangsamten Ausbaus werden die Kapazitäten der Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen und Fundamenten bislang nicht annähernd ausgenutzt. Die bereits produzierten Komponenten müssen daher zum Teil auch längerfristig gelagert werden – dies kann je nach Eintrittsfall auch Hafenumflächen betreffen und müsste bei der Planung berücksichtigt werden.

Häfen sollten ihre Ausbauplanungen nicht ausschließlich an der Offshore-Windenergie orientieren. Es sollte in den Konzepten vorgesehen werden, die für die Offshore-Windenergie optimierten Kaianlagen zeitweise auch an andere Branchen zu vergeben – sofern diese über begrenzte Zeiträume nicht ausgelastet wären.

Es sollten ausreichend Pufferflächen zur Lagerung von Offshore-Windenergiekomponenten in den Häfen eingeplant werden, um den notwendigen Vorstau für die Installation ggf. zu ermöglichen. An die Stauflächen bestehen geringere Anforderungen als an die Flächen in direkter Nähe (insbesondere in Bezug auf die Schwerlastfähigkeit). Um jedoch die Kaiflächen ausschließlich für Verladevorgänge zu nutzen, muss für die dahinter liegenden Lagerflächen für „vorgestaute“ Komponenten eine gute Anbindung mit entsprechenden Transportsystemen vorgesehen werden.

### 6.1.3 Europaweite Konkurrenz

**Die deutschen Seehäfen stehen bei der Bearbeitung des Offshore-Windenergiemarktes in Konkurrenz mit den Seehäfen in den europäischen Nachbarländern, die sich ebenfalls bereits im Bereich der Offshore-Windenergie positioniert haben. Dies bezieht sich insbesondere auf den Wettbewerb um die Ansiedlung von Herstellern der Offshore-Windenergiebranche,** da die Umschlagkapazitäten zum einem großen Teil von den angesiedelten Produktionskapazitäten in den Häfen bzw. in direkter Hafennähe abhängen.

In Kapitel 1, Teil 2 dieser Analyse wurden die wichtigsten mit den deutschen Standorten konkurrierenden Häfen im relevanten Europäischen Küstengebiet betrachtet. Esbjerg und zukünftig Hull sind mit der Ansiedlung von Produktionen des Herstellers Siemens so aufgestellt, dass eine Umsetzung von Projekten oder die Produktion von Komponenten und/oder Offshore-Windenergieanlagen dieses Herstellers in deutschen Häfen nicht absehbar ist. Eemshaven wurde für die Bedürfnisse der Offshore-Windenergieindustrie optimiert und ermöglicht auch die Vormontage und den Transport von Rotorsternen. Bisher werden insbesondere in Bremerhaven und Emden produzierte Komponenten der Offshore-Windenergieindustrie aufgrund dieser Standortvorteile in Eemshaven umgeschlagen. Der niederländische Hafen Vlissingen nimmt in Bezug auf die Konkurrenz um die deutschen und britischen Nordseeprojekte aus geografischen Gründen eine weniger relevante Rolle ein.

Letztlich entscheiden die Entwickler von Offshore-Windparkprojekten indirekt mit der Auswahl der Anlagen- und Fundamenttechnologie sowie – je nach Projektstruktur – auch direkt mit der Auswahl des Installationshafens, welche Häfen sich im Wettbewerb etablieren können. Grundsätzlich erfolgt

die Auswahl sowohl von Basishäfen als auch von neuen Produktionsstandorten aber europaweit, so dass sich die Häfen stets auch der europäischen Konkurrenz stellen müssen.

Die Ausbauplanungen für deutsche Seehäfen können nicht stattfinden, ohne auch die maßgeblichen Standorte in den europäischen Nachbarländern, die in direkter Konkurrenz stehen, näher zu betrachten. Neben dem Wettbewerb um Umschlagkapazitäten sollte auch der Wettbewerb um die Ansiedlung von Herstellern der Offshore-Windenergiebranche (siehe auch Kapitel 6.4) fokussiert werden. Um wettbewerbsfähig zu sein, müssen deutsche Hafenstandorte sich anhand entsprechender Konkurrenzanalysen bestmöglich platzieren. Im Rahmen solcher Analysen, die einen zusätzlichen Forschungsbedarf bedeuten, sollte detailliert betrachtet werden, welche Faktoren und Mittel Hafenstandorte im europäischen Ausland für die Offshore-Windenergiebranche erfolgreich machen. Sofern es sich nicht allein um geographische Gründe handelt, können darauf aufbauend Maßnahmen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit deutscher Häfen entwickelt werden.

## 6.2 Kailängen und Flächenkapazitäten der deutschen Häfen (Prüfung bezüglich möglicher Über- oder Unterkapazitäten)

Im Rahmen der Analyse erfolgte ein Abgleich der vorhandenen Infrastruktur mit dem anhand des in Kapitel 4 ermittelten Marktpotential, also dem zu erwartenden Kapazitätsbedarf für Basishäfen. Hierbei wurden bezüglich der vorhandenen Kailängen und Flächen nur jene Bereiche heran gezogen, die ohne Einschränkungen für die Nutzung durch die Offshore-Windenergiebranche geeignet und langfristig nutzbar sind.

**Die Ergebnisse geben eine grobe Orientierung über den Status der Optimierung deutscher Seehäfen für die Windenergie, für eine fundierte Aussage bezüglich möglicher Über- und Unterkapazitäten sind aber ausdrücklich zusätzliche standortscharfe Detailuntersuchungen notwendig.**

Für die Ostsee wurde im Rahmen der Analyse festgestellt, dass die momentanen Gegebenheiten in Sassnitz den Umschlag von ein bis zwei Offshore-Windparkprojekten pro Jahr ermöglichen. Dieses Potenzial ist weitgehend allein durch Offshore-Terminal Süd (fertig gestellt) gewährleistet. Der Offshore-Terminal Nord ist aber bereits gesichert und wird zusätzliche Kapazitäten freisetzen. Im Bereich der Ostsee erscheint damit das Verhältnis von Angebot und Bedarf als ausgeglichen.

Aus diesem Grund wird im Folgenden detailliert nur auf die Nordsee eingegangen und der vorgenommene Abgleich zwischen Angebot und Bedarf noch einmal aufgeführt. Tabelle 57 fasst die Ergebnisse hinsichtlich des bestehenden Angebots in deutschen Nordseehäfen und des möglichen Bedarfs der Offshore-Windenergiebranche, in Abhängigkeit von unterschiedlichen Annahmen zur zukünftigen Marktentwicklung zusammen.

**Tabelle 57 Abgleich Angebot der Nordseehäfen und mögliches zukünftiges Marktpotential Basishäfen (Zusammenfassung der Ergebnisse aus Kapitel 4 und Kapitel 5)**

			Deutschland					
			Status 2012	2015-2020		2021-2030		
			Vorhandenes Angebot Nordsee-Häfen	Ausbaupfad 1	Ausbaupfad 2	Marktanteil 50 %	Marktanteil 60 %	Marktanteil 70 %
Kailänge in m			2.300	2.700	900	1.200	1.500	1.500
EU	2015-2020	Marktanteil 15 %	600	3.300	1.500			
		Marktanteil 20 %	600	3.300	1.500			
		Marktanteil 30 %	1.000	3.700	1.900			
	2021-2030	Marktanteil 15 %	1.000			2.200	2.500	2.500
		Marktanteil 20 %	1.400			2.600	2.900	2.900
		Marktanteil 30 %	2.000			3.200	3.500	3.500
			Deutschland					
			Status 2012	2015-2020		2021-2030		
			Vorhandenes Angebot Nordsee-Häfen	Ausbaupfad 1	Ausbaupfad 2	Marktanteil 50 %	Marktanteil 60 %	Marktanteil 70 %
Fläche in ha			39	83	29	76	89	102
EU	2015-2020	Marktanteil 15 %	54	137	83			
		Marktanteil 20 %	72	155	101			
		Marktanteil 30 %	108	191	137			
	2021-2030	Marktanteil 15 %	123			199	212	225
		Marktanteil 20 %	164			240	253	266
		Marktanteil 30 %	246			322	335	348

Für den Bereich der Kailänge wird für den Zeitraum 2015-2020 bei Zugrundelegung von Ausbaupfad 1 für den deutschen Markt in Kombination mit allen Ausbaupfad-Optionen für den deutschen Anteil am EU-Markt ein Defizit festgestellt. Legt man hingegen Ausbaupfad 2 zugrunde, würde die derzeitige Kailänge ausreichen. Im Zeitraum 2021-2030 würde sich im Falle eines mittleren bis größeren Marktanteils Deutschlands am deutschen sowie EU-Markt ein Defizit an Kailänge von bis zu rund 1.200 m ergeben.

**Für den Bereich der Flächen wird in Kombination mit allen Ausbaupfad-Optionen für den deutschen Anteil am EU-Markt ein eindeutiges Defizit an Flächenkapazitäten ermittelt.** Dies wird auch dann festgestellt, wenn nur der deutsche Markt (ohne Anteil am EU-Markt; ausgenommen Ausbaupfad 2) betrachtet wird. **Je nach Ausbaupfad ergibt sich bei der Betrachtung vom deutschen und EU-Markt in Kombination, dass fast bis zu zehn Mal so viel Fläche benötigt werden könnte, wie derzeit zur Verfügung steht.**

Ausgewertet wurden nur die bereits bestehenden, für die Offshore-Windenergiebranche optimierten Kaianlagen und Flächen. Weitere bereits bestehende und angekündigte Ausbauplanungen der Häfen wurden in den Kapiteln 5.1.2 und 5.1.3 aufgeführt.

Bezüglich des zu erwartenden Anteils deutscher Häfen am EU-Markt wurden unterschiedliche Annahmen getroffen, um eine Bandbreite des möglichen zusätzlichen Bedarfs aufzuzeigen. Zum einen

sind hier die Wettbewerbsbedingungen im europäischen Markt zu beachten, zum anderen bedingt die geographische Situation, dass nur ein gewisser Anteil der europäischen Projekte von deutschen Häfen aus umgesetzt werden könnte. Entscheidend ist grundsätzlich, wie gut sich die deutschen Häfen im europäischen Wettbewerb aufstellen können.

**Insgesamt lässt sich feststellen, dass zusätzlich zu diesem einfachen Soll-Ist-Vergleich ausdrücklich zu prüfen ist, ob sich die entsprechenden Kapazitäten an den Hafenstandorten befinden, an denen diese durch die Offshore-Windenergiebranche am stärksten nachgefragt und benötigt werden.** Es liegt nahe, dass ein größerer Ausbaubedarf besteht als auf Basis eines einfachen Vergleichs zu erkennen ist. Denn natürlich müssen die gewählten Hafenstandorte ermöglichen, dass logistische Abläufe optimiert werden können. In diesem Zusammenhang wären detaillierte Untersuchungen zu den einzelnen Standorten und ihre spezifischen zu erwartenden Kapazitäten als Aufbau und Weiterentwicklung der vorliegenden Studie zu empfehlen. Auch eine stärker differenzierte Betrachtung zwischen Nord- und Ostsee sollte hierbei erfolgen.

Die Grenzen der in Tabelle 57 dargestellten Auswertung liegen in der Vorhersagbarkeit zukünftiger Technologieentwicklungen und Logistikkonzepte. Insbesondere im Zeitraum nach 2020 sind neue Marktentwicklungen zu erwarten, die auch Einfluss auf die zu erwartenden Umschlagkapazitäten haben werden.

Grundsätzlich lässt sich aussagen, dass im Bereich der Offshore-Windenergieanlagen eine Steigerung der Nennleistung häufig ohne maßgebliche Veränderungen der Gondelabmessungen erreicht wird. Im Bereich der Komponente Rotorblatt sind steigende Größen zu erwarten. Bei den Fundamentstrukturen ist zu erwarten, dass sich die Bandbreite an verfügbaren Strukturen ggf. noch erweitern wird, zudem sind Optimierungspotentiale vorhanden. Grundsätzlich wird die Entwicklung aber auf absehbare Zeit zu großen Teilen durch aufgelöste Fundamentstrukturen geprägt werden. Da bereits jetzt in der Nordsee Projekte mit Wassertiefen umgesetzt werden, die kaum zu steigern sind, sind bei den aufgelösten Fundamentstrukturen bezogen auf die durch die Wassertiefe bedingte Größe eher moderate Zuwächse zu erwarten. Bedingt durch die steigenden Rotordurchmesser werden die Strukturen aber stärker ausgelegt sein (zur Technologieentwicklung siehe auch Kapitel 2).

Die Entwicklung neuer Logistikkonzepte könnte einen vergleichsweise größeren Einfluss auf die zu erwartenden Kapazitäten bzw. die Art der Abwicklung und die benötigte Infrastruktur haben. So gibt es derzeit Bestrebungen neue Fundamentkonzepte, wie Schwerkraftfundamente für große Wassertiefen oder Schwimmfundamente, weiterzuentwickeln bzw. in den Markt zu bringen – dies würde natürlich auch im Bereich der Hafenlogistik zusätzliche Anforderungen und den Bedarf nach neuen Strategien und Abläufen bedeuten. Veränderungen im Bereich der benötigten Logistik-Infrastruktur werden aber schrittweise erfolgen, so dass sich die Hafenstandorte durch eine kontinuierliche Marktbeobachtung darauf einstellen können.

Neben dem Bereich der Basishäfen wird auch für Häfen, die im Bereich Zulieferung aktiv sind, ein steigender Bedarf an Umschlagkapazitäten angekündigt. Insbesondere geht es hierbei um zusätzlich benötigte Lagerflächen.

Es wird, insbesondere unter Berücksichtigung des europäischen Marktes, ein Ausbaubedarf in deutschen Seehäfen bezüglich der für die Offshore-Windenergiebranche ohne Einschränkungen geeigneten und langfristig zur Verfügung stehenden Kailängen und Flächenkapazitäten festgestellt (Bereich Basishäfen). An welchen Standorten ein solcher Ausbau erfolgen sollte, ist durch detaillierte Analysen festzustellen, es besteht hier ausdrücklich weiterer Forschungsbedarf. Die Entwicklung des Marktes (Veränderungen der Technologie im Bereich Offshore-Windenergieanlagen und Fundament-

strukturen sowie der Logistikkonzepte) führt zu geänderten Anforderungen an die Basishäfen – es sollte deshalb eine kontinuierliche Marktbeobachtung erfolgen. Für die Häfen, die im Bereich Zulieferung aktiv sind, sollte genauer untersucht werden, wo im Einzelnen Umschlags- bzw. Flächenengpässe bestehen können bzw. wie sich diese ggf. ausräumen lassen.

### 6.3 Ausgestaltung Basishäfen

Die wichtigsten Eignungskriterien für Basishäfen der Offshore-Windenergie sind eine gute Zugänglichkeit (gute nautische Erreichbarkeit, keine oder ausreichend große Schleusen), eine ausreichende Wassertiefe sowie Liegeplatzbreite und -länge für die modernen Installationsschiffe, ein vorbereiteter Seeboden, der das Aufjacken dieser Schiffe ermöglicht, ausreichende Flächenverfügbarkeiten mit ausreichender Schwerlastfähigkeit am Kai und im anliegenden Hafenbereich sowie keine Nutzungskonflikte mit anderen Branchen und Verkehren.

Häfen, die als Basishafen potentiell geeignet sind bzw. Ambitionen in diesem Bereich zeigen, haben zudem insbesondere dann eine sehr gute Ausgangssituation, wenn bereits Hersteller von Hauptgroßkomponenten (Fundamentstrukturen, Gondeln) im Hafenbereich angesiedelt sind. Denn es besteht zunehmend ein direkter Zusammenhang zwischen der Ansiedlung von Produktionen und dem Umschlagspotential eines Standortes.

Das Kriterium der Ansiedlung von Produktionen für Hauptgroßkomponenten wird heute bereits durch folgende Basishäfen an der Nordseeküste erfüllt: Bremerhaven (zwei Gondel- und ein Fundamenthersteller), Cuxhaven (ein Fundamenthersteller), Emden (ein Gondelhersteller, ein Fundamenthersteller). Zudem wurde in Wilhelmshaven kürzlich die Ansiedlung einer Fundamentproduktion durch einen chinesischen Investor angekündigt.

An der Ostsee sind bisher keine der derzeitig führenden Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen angesiedelt. Für die dort geplanten und bereits im Bau befindlichen Projekte wird in aller Regel ein Transport in einen gesonderten Installationshafen erfolgen. Hier hat sich Sassnitz bereits als Basishafen etabliert. Der Ausbau eines Hafenstandorts in der Ostsee zum Basishafen wird (trotz der maßgeblichen Aktivitäten in der Nordsee) ausdrücklich als sinnvoll betrachtet. Voraussichtlich wird in der Ostsee ein Basishafenstandort ausreichen, um die zu erwartenden Kapazitäten zu bedienen. Dieser könnte insbesondere im Falle von Phasen einer verstärkten Nachfrage durch zuliefernde Häfen in der Ostsee unterstützt werden.

**Insgesamt lässt sich konstatieren, dass insbesondere in den genannten Häfen ein Ausbau der Hafeninfrastruktur im Hinblick auf die speziellen Bedürfnisse der Offshore-Windenergieindustrie sinnvoll ist. Denn solange die Standorte nicht geeignet sind, um die kompletten Installationsaktivitäten zur Errichtung eines Offshore-Windparks von dort aus durchzuführen, werden Umschlagskapazitäten in andere Häfen abwandern. Dies zeigen auch die bisherigen bzw. aktuellen Erfahrungen;** so werden bei mehreren Projekten bspw. Komponenten von Bremerhaven aus nach Eemshaven verbracht, da Eemshaven als Installationshafen geeignet ist und die Anforderungen der Branche bereits erfüllt.

Diese Transporte zwischen verschiedenen Hafenstandorten verursachen pro Offshore-Windparkprojekt laut Informationen eines Logistikers aber Mehrkosten von rund 20-30 Mio. Euro. [Heidmann 2012] Das bedeutet, wenn die Häfen, in denen Produktionen angesiedelt sind, gleichzeitig für die Durchführung der Installationsarbeiten geeignet wären, würde sich das entsprechende Potential auch umgehend in diese Häfen verlagern.

**Gleichzeitig muss bei den Ausbauplanungen für Häfen auch berücksichtigt werden, dass die Kapazitätsauslastung durch Aufträge aus der Offshore-Windenergie schwankend ist. Die Verteilung von Kapazitäten auf verschiedene Hafenstandorte ist stark abhängig von den jeweils in Bau befindlichen Projekten und den betroffenen Herstellern von Großkomponenten.** Das bedeutet, eine dauerhafte Vollausslastung von Häfen durch die Offshore-Windenergiebranche ist ggf. nicht gegeben. Deshalb müssen bei der Planung logistischer Abläufe – neben der Offshore-Windenergiebranche – auch andere Tätigkeitsfelder in Erwägung gezogen werden. Die Nutzung der für die Offshore-Windenergie optimierten Hafenbereiche als „multi purpose-Bereiche“ sollte noch immer möglich sein. Da die Offshore-Windenergiebranche vergleichsweise hohe Anforderungen an Häfen stellt, ist dies aber in der Regel mit recht geringem Aufwand zu gewährleisten.

An potentiellen Basishafen-Standorten, wo hinsichtlich der Suprastruktur noch nicht alle oben genannten Kriterien erfüllt werden, müsste ein entsprechender Ausbau erfolgen, wenn diese langfristig als Basishäfen für die Offshore-Windenergie etabliert werden sollen. Hierfür besteht insbesondere in solchen Häfen Potential, in denen bereits Produktionen der Offshore-Windenergiebranche angesiedelt sind oder angesiedelt werden. Wenn die in deutschen Häfen angesiedelten Hersteller ihre Produktionen dauerhaft vor Ort umschlagen sollen, müssen dort geeignete Bedingungen für den Umschlag inkl. Installationsvorgänge geschaffen werden. Ansonsten könnten die entsprechenden Kapazitäten auch an außerdeutsche Standorte „abwandern“ (dies gilt insbesondere für den Umschlag der in Emden und Bremerhaven angesiedelten Hersteller – es besteht eine geografische Nähe zum Offshore-Terminal in Eemshaven). Die für die Offshore-Windenergie optimierten Hafenbereiche sollten zur Sicherstellung einer hohen Flexibilität bei möglichen Kapazitätsschwankungen auch für weitere Nutzungen geeignet sein („multi-purpose“).

#### 6.4 Ansiedlung von weiteren Herstellern der Offshore-Windenergiebranche

Die Ansiedlung von Herstellern von Großkomponenten (Fundamentstrukturen, Gondeln, Türme, Rotorblätter) stellt ein äußerst wichtiges Kriterium für einen möglichst konstanten Umschlag im Bereich der Offshore-Windparkinstallation dar. An mehreren Hafenstandorten wurden in der jüngeren Vergangenheit auch Herstelleransiedlungen erreicht, wie die Umsetzung eines Werks der Dillinger Hütte für die Monopile-Produktion in Nordenham oder die Ansiedlung einer Fundamentproduktion eines chinesischen Werftkonzerns in Wilhelmshaven zeigen.

Wenn es gelingt, dass sich zukünftig, d.h. mittel- bis langfristig weitere Hersteller der Offshore-Windenergiebranche in deutschen Häfen ansiedeln, kann das gesicherte Potential gesteigert werden. **Im Wettbewerb um Produktionsansiedlungen ist die bereits vorhandene Infrastruktur (insbesondere Kaianlagen, Flächen) von entscheidender Bedeutung. Je besser die deutschen Häfen hier aufgestellt sind, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass sich weitere Unternehmen ansiedeln. Grundsätzlich gibt es einen europaweiten Wettbewerb um die Gewinnung von Produktionskapazitäten vor Ort.**

Die Unterstützung durch Fördermittel bzw. die vorab erfolgende Schaffung attraktiver Ansiedlungsbedingungen werden weiterhin als unverzichtbare Instrumente gewertet. Zwar ist es bspw. in Wilhelmshaven gelungen, dass der Investor aus der Offshore-Windenergieindustrie auch die Infrastruktur im Hafen ausbaut und keine weiteren Förderungen benötigt; dies wird aber als Ausnahmefall gewertet (asiatische Akteure sind häufig durch eine sehr große Kapitalverfügbarkeit gekennzeichnet, die sich im europäischen Raum in dieser Form kaum findet).



Sowohl Basishäfen als auch Häfen mit Zulieferaktivitäten sollten verstärkt versuchen, weitere Unternehmensansiedlungen aus der Offshore-Windenergiebranche zu erreichen. Die Erfahrungen haben bspw. gezeigt, dass eine aktive Wirtschaftsförderung vor Ort und verfügbare Fördermittel für Unternehmensansiedlungen und Neugründungen sowie Forschung im Bereich Offshore-Windenergie (bspw. Teststandorte) begünstigend wirken. Der europäische Wettbewerb in diesem Bereich sollte kontinuierlich beobachtet werden (siehe Kapitel 6.1.3). Für jeden Hafen sollte vorab untersucht werden, wie sich die Chancen auf Unternehmensansiedlungen aus der Offshore-Windenergiebranche darstellen. Dies sollte abhängig von unbeeinflussbaren (Geographie, ggf. nicht erweiterbare Hafenfläche etc.) und beeinflussbaren (Flächenaufbereitung, Infrastruktur etc.) Faktoren geschehen. Die Entscheidung, in verstärkte Bemühungen zu investieren, sollte nach unternehmerischen Gesichtspunkten in jedem Hafen getroffen werden. Auch Kapitalverfügbarkeit spielt hierbei natürlich eine Rolle.

## 6.5 Standardisierung

Die Hafenwirtschaft beklagt fehlende Standards bezüglich der Ausgestaltung der Komponenten der Offshore-Windenergie, der Installationsschiffe und der Logistikabläufe sowie des Flächenbedarfs der Offshore-Windenergiebranche. In diesem Bereich wird bereits heute Lösungsbedarf gesehen, insbesondere gilt diese jedoch für die mittel- und langfristige Entwicklung. Denn fehlende Standardisierung macht mögliche Hafenausbauten risikoreich.

So wäre es aus Sicht der Hafenwirtschaft wünschenswert, dass die Komponenten jeweils über gleiche Anschlagpunkte verfügen (bisher sind diese von Hersteller zu Hersteller unterschiedlich).

Gleiches gilt ggf. für die Rahmen, die zur Lagerung der Komponenten im Hafen genutzt werden sowie für die Anforderungen bezüglich der Transportsysteme und Schwerlastflächen.

Die Schaffung der nötigen Voraussetzungen in den Hafenbecken zum Aufjackens der Installationsschiffe wäre kostengünstiger möglich, wenn es Standards für die Platzierung der einzelnen „Legs“ der Jack-up-Schiffe gäbe (hierbei wäre allerdings auch die zukünftige Entwicklung der Schiffstypen zu berücksichtigen – ob dies möglich ist, wäre näher zu prüfen).

Die Entwicklung von Standards im Überschneidungsbereich von maritimer Wirtschaft und Offshore-Windenergiebranche sollte aktiv und zügig vorangetrieben werden. Hierbei ist eine enge Zusammenarbeit von Vertretern beider Branchen notwendig. Es sollte geprüft werden, welche Plattformen hierfür gegebenenfalls geeignet wären. Beispielsweise könnte das Thema Standardisierung im Rahmen des Arbeitskreises Vernetzung sowie des „Nationalen Masterplans Maritime Technologien“ aufgegriffen werden. Eine darüber hinaus gehende Behandlung des Themas auf europäischer Ebene ist ebenfalls zu empfehlen, da die Hersteller europaweit (bzw. international) tätig sind und je nach Projektkonzept jeweils verschiedene Hafenstandorte in mehreren Ländern nutzen.

## 6.6 Finanzierung

Der Ausbau der Hafeninfrastruktur für die Nutzung durch die Offshore-Windenergiebranche ist mit erheblichen Kosten verbunden, insbesondere im Bereich der Schaffung von Basishäfen. So wurden beispielsweise in Cuxhaven bereits insgesamt 125 Mio. Euro in die Offshore-Terminals I und II investiert sowie zusätzlich rund 7 Mio. Euro in die Erstellung der Schwerlastplattform. Ein weiteres Beispiel ist Sassnitz-Mukran, wo bereits rund 24 Mio. Euro in das Offshore-Terminal und ein

Industriegebiet investiert wurden, zusätzliche 30 Mio. Euro sollen kurzfristig für die weiteren konkreten Ausbauprojekte verwendet werden.

Bisher wurde die Hafeninfrastruktur häufig durch die jeweiligen Bundesländer bereitgestellt, lediglich die Einrichtung der benötigten Suprastruktur erfolgte durch die entsprechenden Betreiber (privatwirtschaftlich). Eine weitere Möglichkeit wäre die Investition durch interessierte Unternehmen in Infra- und Suprastruktur, wenn diese sich in Hafenbereichen ansiedeln.

Im Bereich der Offshore-Windenergie hat sich die Umsetzung solcher privater Finanzierungen als begrenzt durchführbar gezeigt. Aktuell zeigt bspw. der Verlauf der Ausschreibung des Offshore-Terminals Bremerhaven (OTB), dass sich die Finanzierbarkeit derartiger Vorhaben schwierig gestaltet.

Auch die für den Hafenausbau verfügbaren Landesmittel erreichen ihre Grenzen, und die privatwirtschaftlichen Akteure zeigen sich stark zurückhaltend in Bezug auf die Tötigung der notwendigen Großinvestitionen. Die Unsicherheiten bezüglich der zu erwartenden Auslastung geschaffener Hafenbereiche sind groß. Dies bedingt auch, dass es äußerst problematisch ist, das nötige Fremdkapital von Banken zu erhalten.

Je größer die Umsetzungswahrscheinlichkeiten im Hinblick auf einen stabilen Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland sind und je sicherer zu erwartende Kapazitäten prognostiziert werden können, desto größer wird die Bereitschaft von privaten und öffentlichen Investoren sowie Banken sein, Kapital bereit zu stellen. Bisher fehlt in Deutschland die genannte Sicherheit über die zu erwartenden zukünftigen Entwicklungen im Bereich der Offshore-Windenergie. Diese scheint beispielsweise in Großbritannien durch konkrete Aussagen der dortigen Regierung deutlicher gegeben, so dass teils auch privates Kapital dorthin abwandert. Wenn keine konkreteren politischen Aussagen möglich sind und wenn die Netzanschlussituation mittelfristig ungeklärt bleibt, müssten andere Instrumente (wie bspw. Ausfallbürgschaften, Restwertgarantien) gangbare Lösungen bieten.

Laut der befragten Akteure im Bereich der maritimen Wirtschaft sollten Bundesbürgschaften für die zu tätigen Großinvestitionen erteilt werden. Die zeitweise auch diskutierte Auflegung eines KfW-Programms hierfür würde die Situation hingegen kaum verbessern, da durch diese nur Anteile des benötigten Kapitals gewonnen werden könnten, während bezüglich des verbleibenden Kapitalbedarfs die gleichen Probleme wie ohne ein KfW-Programm bestünden. Bürgschaften könnten sowohl die Aktivitäten privatwirtschaftlicher Investoren als auch die Verfügbarkeit von Fremdkapital deutlich steigern. Die Bürgschaften sollten für Investitionen in die Hafeninfrastruktur erteilt werden. Die Suprastruktur sollte weiterhin durch privatwirtschaftliche Akteure getragen werden.

## 6.7 Optimierung der Hafenlogistik

Zukünftig muss die Hafenlogistik weiter optimiert werden, um eine größere Effizienz bei der Abwicklung von Offshore-Windparkinstallationen zu erreichen. Lernkurveneffekte werden stattfinden.

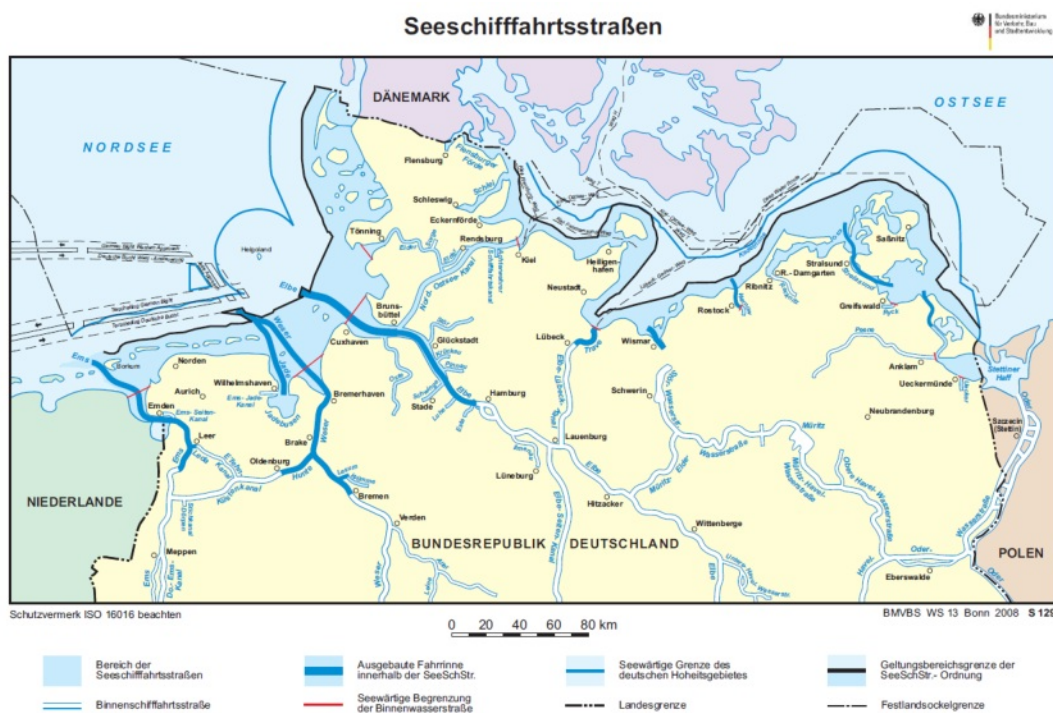
Für die Hafenbranche wäre es nach eigenen Angaben wünschenswert, wenn die geforderte Exklusivität durch die Offshore-Windenergiebranche in den genutzten Häfen verringert werden könnte. Das bedeutet, die Hafenanlagen sollten effizienter genutzt werden, indem bspw. zwei Offshore-Windparkprojekte über einen Kai abgefertigt werden, die Komponenten werden hierbei jeweils „just-in-time“ zum Kai verbracht. Dies entspricht dem Vorgehen bei anderen Aktivitäten der Häfen im Projektgeschäft. Auf diese Weise könnten zudem pro Hafen größere Stückzahlen an Komponenten für die Offshore-Windenergiebranche umgeschlagen werden.

Die Offshore-Windenergiebranche hingegen fordert derzeit die Exklusivität an den durch sie gewählten Umschlagstandorten. Verzögerungen im Zuge der Installationsarbeiten sollen möglichst vermieden werden, deshalb werden die Komponenten stets frühzeitig am Kai für den Umschlag bereitgehalten. Zudem wird eine relativ große Anzahl an Komponenten im Hafen gelagert, um Verfügbarkeitsengpässe im Bereich der Verschiffung von Komponenten auszuschließen, indem eine optimale Ausnutzung der verfügbaren „Wetterfenster“ erfolgt.

Anhand der Erfahrungen, die bei der Errichtung der ersten deutschen Offshore-Windenergieprojekte gesammelt werden, sollte geprüft werden, wie genau sich die Installationsabläufe tatsächlich planen lassen, wie groß die Wettereinschränkungen sowie Wetterfenster sind und inwiefern eine Logistik mit geringerem Exklusivitätsanspruch erreicht werden kann. Es sollte hier ein fortgesetzter Dialog zwischen Offshore-Windenergiebranche und Hafenbetreibern stattfinden. Die Häfen sollten in die Lernprozesse der Offshore-Windenergiebranche eingebunden und bei der Entwicklung neuer logistischer Lösungen beteiligt werden bzw. dies auch aktiv einfordern. Grundsätzlich ist aber zu erwarten, dass diese Abläufe durch den Markt geregelt werden, Angebot und Bedarf/Anfragen werden hier Einflussfaktoren für die weitere Ausgestaltung sein.

## 6.8 Frühzeitige Berücksichtigung der WSV

Die Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) ist zuständig für die Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs auf den Bundeswasserstraßen (Seewasserstraßen und Binnenwasserstraßen). Für die Offshore-Windenergieentwicklung von Relevanz sind insbesondere die Seewasserstraßen, da sich hier ggf. begrenzende Faktoren in Bezug auf die Installationstätigkeiten ergeben können. Denn der Verkehr von außergewöhnlich großen Fahrzeugen oder außergewöhnlichen Schub- und Schleppverbänden ist schifffahrtspolizeilich genehmigungspflichtig. In Abbildung 36 werden die deutschen Seewasserstraßen dargestellt.



**Abbildung 36** Deutsche Seeschifffahrtsstraßen [BMVBS 2008]

Von den in Kapitel 3 dargestellten deutschen Häfen erfolgt bei folgenden der Zugang über eine Seewasserstraße:

- Emden
- Wilhelmshaven
- Bremerhaven
- Brake
- Nordenham
- Bremen
- Cuxhaven
- Stade
- Brunsbüttel
- Rostock

Dies sind mit Ausnahme von Sassnitz alle im Rahmen der Analyse für Deutschland betrachteten Basishäfen und alle betrachteten Standorte, die im Bereich Zulieferung aktiv sind bzw. dies planen. Die betrachteten Servicehäfen hingegen verfügen über einen direkten Zugang zum Meer ohne Revierfahrt, sie müssen jederzeit schnell erreichbar sein.

Insgesamt wird deutlich dass für den Großteil der im Bereich Offshore-Windparkinstallation aktiven Häfen die Vorgaben des WSV beachtet werden müssen und ggf. die Notwendigkeit von Genehmigungen besteht. Die Definitionen außergewöhnlicher Fahrzeuge / Fahrzeugverbände und damit Kriterien für die Genehmigungspflicht sind revierspezifisch ausgestaltet.

Es ist aktuell wichtig, dass sich die WSV auf die zu erwartenden Verkehre im Bereich der Offshore-Windenergiebranche einstellen kann. Höchstmaße und Grenzgewichte sollten gemeinsam abgestimmt werden, denn dies könnte Auswirkungen auf die durch die Offshore-Windenergiebranche verfolgten Vormontagekonzepte haben. So sollten die vormontierten Komponenten keine Abmessungen erreichen, die zu einer Einordnung als außergewöhnlich großes Fahrzeug führen würden. Die Einstufung als Sondertransport kann mit langen Wartezeiten verbunden sein (mitunter kann dies bezogen auf den Gesamterrichtungsprozess ökonomisch sinnvoll sein, wenn beispielsweise hierdurch Errichtungszeit eingespart werden, weil kritische Vorgänge auf See vermieden werden – dies wird jeder Offshore-Windparkentwickler für sein spezielles Projekt bewerten und abwägen müssen).

Zum Teil können die Installationsschiffe auf ablaufendes Wasser oder eine Tidewelle angewiesen sein. Auch sind die Zeitfenster aufgrund der Wetterbedingungen zum Teil begrenzt. Hier ist eine optimierte Verkehrsplanung notwendig, um die Kapazitäten der Seeschiffahrtsstraßen zu erhöhen. Zudem ist die frühzeitige Abstimmung von Relevanz in Bezug auf die Sicherheit und Zügigkeit der Verkehrsflüsse notwendig. Aus Sicht der WSV ist auch zu klären, wo Zwischenliegeplätze für Installationsschiffe angeboten werden können sowie zusätzliche Ankerflächen.

Die Offshore-Windenergie ist eine junge Branche, mit vielfältigen Akteursstrukturen. Das bedeutet, dass sowohl auf Seiten der maritimen Branche als auch der Offshore-Windenergiebranche Lernprozesse notwendig sind, um die Zusammenarbeit zu optimieren (seitens der Offshore-Windenergiebranche Information über mögliche Probleme und Restriktion im Bereich der Wasser- und Seeschiffahrt; seitens der maritimen Wirtschaft Eingehen auf die speziellen und vielfältigen Anforderungen der Offshore-Windenergiebranche, die vom herkömmlichen Geschäft abweichen).

Die WSV ist im Rahmen der Planfeststellungsverfahren beim Ausbau der Häfen regulär eingebunden, sobald Wasserstraßen betroffen, blockiert oder durch große Fahrzeuge beeinflusst werden. Jedoch sollte die Einbindung durch die Häfen bereits sehr viel früher erfolgen, um über aktuelle und zukünftige Logistikkonzepte sowie zu erwartende Stückzahlen und Bedarfe zu informieren und in dieser Hinsicht eine frühzeitige Abstimmung mit der WSV einzuleiten. Das bedeutet, dass im Hinblick

auf die Offshore-Windenergie und die Nutzung der Seewasserstraßen eine Gesamtplanung erfolgen sollte. Bei zunehmenden Aktivitäten könnte der reibungslose Verkehrsfluss gestört werden. Daher könnten Verfahrensänderungen oder Änderungen der Regelungen zur Genehmigungspflicht sinnvoll sein, die zwischen den Akteuren revierspezifisch abgestimmt werden.

Grundsätzlich sollten Sondergenehmigungen für Transportvorgänge im Zuge der Offshore-Windparkinstallationen so weit möglich reduziert werden, wobei diese sich revierspezifisch unterschiedlich auswirken können. Beispielsweise können größenabhängige Sondertransporte in Abhängigkeit von der Breite der jeweiligen Fahrrinne (die Breite variiert von Hafen zu Hafen) ganz unterschiedlich behandelt werden. Daneben können mögliche Restriktionen im Bereich der Revierfahrten/Wasserstraßen auch für die Ausgestaltung zukünftiger Installationsschiffe relevant sein (dieser Punkt findet bisher noch kaum Beachtung).

Sowohl die WSV als auch die Offshore-Windenergiebranche und die maritime Wirtschaft sollten möglichst frühzeitig mit der Abstimmung untereinander beginnen. Daher wird die Initiierung eines Dialogforums zwischen den Hafenbetreibern, der Offshore-Windenergiebranche (Entwickler, Betreiber und Logistiker) sowie der WSV und der Politik als sinnvoll erachtet.

## 6.9 Aus- und Weiterbildung

Die Dynamik der Offshore-Windenergie, insbesondere die neuen technologischen Entwicklungen und Veränderungen im Bereich der Errichtungskonzepte und Logistik, wird in den kommenden Jahren starke Auswirkungen auf das Handling der Offshore-Windenergieanlagenkomponenten in Häfen haben. Es ergeben sich spezielle Anforderungen an entsprechendes Personal, denn zukünftig wird auf zahlreiche neue Entwicklungen reagiert werden müssen.

Für die Offshore-Windenergie wird somit in den kommenden Jahren spezielles Personal benötigt, welches derzeit in dieser Form sowie im benötigten Umfang nicht zur Verfügung steht. Daraus resultiert ein neuartiger und zusätzlicher Bedarf an Fachkräften und somit ganz neue Anforderungen an die Bereiche Aus- und Weiterbildung. Viele Bildungsanbieter haben diesen Bedarf bereits erkannt und arbeiten an neuen Ausbildungs- und Studienkonzepten, die speziell auf die Offshore-Windenergieindustrie abgestimmt sind.

Bisher beschränkt sich das für die Hafenwirtschaft relevante Angebot auf Universitäten und Hochschulen. Derzeit gibt es in diesem Bereich zahlreiche neue Studienschwerpunkte und-profile, wie Offshore-Logistik etc. Aufgrund der schnelleren Umsetzungsmöglichkeiten und wegen finanzieller und personeller Restriktionen bauen diese neuen Angebote in der Regel auf bereits vorhandene, fachverwandte Studiengänge auf. Wegen der Kurzfristigkeit des Bedarfs ist dieses Vorgehen als geeignet zu bewerten; es könnte jedoch langfristig sinnvoll werden, diese Angebote um weitere, neu entwickelte Programme zu ergänzen.

Insgesamt ist die Hafenwirtschaft durch die anstehenden Veränderungen für das Sondergeschäft Offshore-Wind gefordert, eine Aufrüstung des qualifizierten Personals sicherzustellen. Eine frühzeitige Auseinandersetzung mit dem steigenden Personalbedarf und eine entsprechende Ressourcenplanung sind daher zu empfehlen. Fachkräfte für Sonderprojekte werden in den kommenden Jahren auch im Bereich der Häfen zum neuen Engpassfaktor werden.

Die maritimen Unternehmen und Hafenbetreiber werden sich aktiv um Fachkräfte bemühen müssen. Die verschiedenen Initiativen zur Qualifizierung im Bereich der Offshore-Windenergie und der



maritimen Wirtschaft sind bereits ein positives Zeichen. Die Ausbildungsinhalte bestehender und neuer Initiativen, insbesondere im Bereich der Logistik, sollten weiterhin eng am konkreten Bedarf der Branchen ausgerichtet werden. Neue technologische Entwicklungen sowie neue Vorgehensweisen im Bereich der Logistik sind stets in die Ausbildungskonzepte einzubeziehen und die Inhalte somit ständig weiter zu entwickeln. Zudem sollte geprüft werden, ob langfristig spezielle, neu konzipierte Fachrichtungen an den Universitäten sowie Ausbildungsberufe für die Offshore-Windenergiebranche entwickelt werden sollten. Als Akteure sind hier – neben den Universitäten und Hochschulen – ebenso Verbände und Kammern gefragt.

## 6.10 Hafenkooperationen

Es bestehen vielfältige Möglichkeiten zur zielgerichteten Kooperation zwischen Häfen. Beispielsweise sind häufig in Häfen, die im Bereich Zulieferung aktiv sind, günstige Lagerkapazitäten vorhanden. Zulieferkonzepte, die ohnehin notwendige Transporte von diesen Standorten hin zu den Basishäfen vorsehen, so dass eine Anlieferung quasi „Just-in-Time“ erfolgen kann, wären sinnvoll. Dadurch könnte der Ausbaubedarf an Flächen in den Basishäfen reduziert und somit die volkswirtschaftlichen Kosten minimiert werden.

Im Falle einiger Hafenstandorte wären konkrete bilaterale Partnerschaften erfolversprechend, wie beispielsweise durch die Analyse von GL Garrad Hassan für Rostock und Lubmin dargestellt wurde. [GLGH 2011]

Beispiele für übergeordnete Hafenkooperationen gibt es bereits. So wurde in Schleswig- Holstein eine Hafenkooperation gegründet, die u.a. die Zusammenarbeit und die ineinandergreifende Entwicklung aller beteiligten Häfen zum Ziel hat.

Hafenvertreter aus den Ländern Niedersachsen, Bremen und Hamburg treffen sich regelmäßig zum Informationsaustausch im Rahmen eines so genannten Lenkungskreises, hier sind u.a. auch über die Entwicklungen im Offshore-Windenergiebereich ein aktuelles, diskutiertes Thema.

Hafenstandorte sollten aktiv aufeinander zugehen und ihre Konzepte so miteinander abstimmen, dass sich keine Konkurrenz- sondern „Win-win-Situationen“ ergeben. Dies gilt insbesondere für Häfen, die in räumlicher Nähe zueinander liegen.

Kooperationen bzw. ein Informationsaustausch sollten auch in einem weiteren Sinne länderübergreifend initiiert werden, so dass alle Küstenbundesländer beteiligt sind. Hier könnte ein Austausch über die bestehenden Planungen sowie Erfahrungen erfolgen.

Sämtliche Kooperationsbemühungen müssen sich natürlich in einem wettbewerbsrechtlich zulässigen Rahmen bewegen.

## 6.11 Hafentwicklungsplanung

Anzustreben wäre die **Entwicklung eines Konzeptes für die Offshore-Hafentwicklung**, das als nationaler Plan grundlegende Entwicklungsrichtlinien vorzeichnet und gemeinsam durch Bund und betroffene Länder erarbeitet werden sollte.

In diesem Zusammenhang werden vertiefte Untersuchungen bezogen auf einzelne Fragestellungen und Hafenstandorte, die auf der vorliegenden Analyse aufbauen können, als unerlässlich betrachtet.



Es sollte ein nationales Hafenentwicklungskonzept abgestimmt werden, an dessen Erstellung Bund und Länder, die Hafenwirtschaft und die Offshore-Windenergiebranche beteiligt sind. Hierfür sollte eine Dialogplattform für die Zusammenführung der maßgeblichen Akteure entwickelt werden. Begleitend sollten nähere Untersuchungen in Ergänzung zu der vorliegenden Analyse durchgeführt werden. Die Initiierung dieser Vorschläge sollte möglichst zügig erfolgen, um volkswirtschaftlich fundierte Lösungen sicher zu stellen sowie Fehlentwicklungen und mögliche Fehlinvestitionen frühzeitig zu vermeiden.

## 7 Quellen

### 7.1 Literaturquellen

- [Areva 2012]: AREVA Blades: design and manufacture blades for offshore wind turbine; URL: <http://www.aveva.com/EN/operations-413/areva-blades-design-and-manufacture-blades-for-offshore-wind-turbine.html>. Letzter Zugriff: 20.06.2012
- [A&R 2010] Abeking & Rasmussen, URL: [http://www.abeking.com/News.121.o.html?&cHash=33663a0d6b&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=108](http://www.abeking.com/News.121.o.html?&cHash=33663a0d6b&tx_ttnews[tt_news]=108). Letzter Zugriff: 27.04.2012.
- [BARD 2009] BARD Engineering GmbH: Offshore Wind Farms in Germany – Challenges and Technical Solutions. Example BARD Offshore 1. Vortrag in Den Helder, NL am 12.02.2009.
- [BARD 2010] BARD-Gruppe: Herausforderungen der Offshore-Windenergie. Projekt BARD Offshore 1. Rheine, Vortrag am 25.11.2010.
- [BARD 2011] BARD Holding GmbH: Erster Hochsee-Windstrom aus „BARD Offshore 1“. Fünfzehnte Windkraftanlage im Projektfeld installiert. Pressemitteilung vom 07.12.2011.
- [BARD 2012] BARD-Gruppe: Vermisster Offshore-Mitarbeiter geborgen und ausgeflogen. BARD-Gruppe trauert mit den Angehörigen. Pressemitteilung vom 27.01.2012.
- [BIS 2012] BIS Bremerhavener Gesellschaft für Investitionsförderung und Stadtentwicklung mbH (BIS): Offshore Wind Port Bremerhaven, URL: <http://offshore-windport.de/de/infrastruktur/haefen/labradorhafen.html>. Letzter Zugriff: 20.04.2012.
- [BLG] BLG Logistics Group AG & Co. KG: BLG Logistics organisiert Verladungen für Offshore-Windindustrie. Presseartikel.
- [BLG 2012] BLG Logistics Group AG & Co. KG: Tripods für Borkum West II und Global Tech I, Pressemitteilung vom 21.03.2012.
- [BMVBS 2008] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Referat WS 13: Seeschiffahrtsstraßen. Kartenbezeichnung: „S. 129“. Bonn, 2008.
- [BOW] Breakbull & Offshore Wind Terminal (BOW), Vlissingen, URL: <http://www.bowterminal.nl/>. Letzter Zugriff: 20.04.2012.
- [Brunsbüttel Ports 2010] Brunsbüttel Ports etabliert sich weiter im Offshore Windparkgeschäft. Pressemitteilung vom 24. November 2010.
- [Brunsbüttel Ports 2012] Brunsbüttel Ports GmbH: Offshore, URL: <http://www.elbehafen.de/brunsbuettel/offshore>. Letzter Zugriff: 20.04.2012.
- [Brunsbüttel Ports 2012b] Brunsbüttel Ports GmbH: From Road to Sea – Brunsbüttel Ports schlägt Windenergieanlagen von Enercon um. Pressemitteilung vom 12.12.2011.

- [BSH 2007/2008] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Standard.  
URL: <http://www.bsh.de/de/Produkte/Buecher/Standard/index.jsp>.  
Letzter Zugriff: 26.04.2012.
- [BSH 2007] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Standard  
Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen. Juni 2007 inkl.  
Fortschreibung Kapitel 4, Januar 2012.
- [BTM 2010] BTM Consult: Offshore Report 2010. November 2010.
- [Buss 2012] Buss Port Logistics GmbH & Co. KG: Offshore Wind. Broschüre. Mai 2012.
- [DOTI 2011a] Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG (DOTI)  
(Hrsg.): DOTI – Ein Offshore-Windpark entsteht. Broschüre. 2011.
- [DOTI 2011b] Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG (DOTI): FACT-  
SHEET alpha ventus. Stand: Mai 2011
- [DOTI 2012] Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG (DOTI):  
Website alpha ventus, URL: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=22#c554>.  
Letzter Zugriff: 02.05.2012.
- [dpa 2012] dpa: Helgoland wird Offshore-Servicehafen. Erschienen in: Hannoversche  
Allgemeine Zeitung. Artikel vom 27.04.2012.
- [DWG 2012] Deutsche WindGuard GmbH: Eigene Auswertungen im Rahmen der  
vorliegenden Studie.
- [Ecofys 2012] Ecofys Netherlands BV: State of the Offshore Wind Industry in Northern  
Europe. Lessons Learnt in the First Decade. Studie im Rahmen des POWER  
Cluster Projektes. 2011
- [Eemshaven 2012] Eemshaven Management, URL: <http://www.eemshaven.com>. Letzter Zugriff: 18.04.2012.
- [Ender Zeitung 2010] EVAG investiert Millionenbetrag – Terminal II wird ab Februar saniert.  
Artikel vom 06.11.2010.
- [Ender Zeitung 2012] Ender Zeitung: Rysumer Nacken ist nationale Aufgabe. Artikel vom 13.04.2012.
- [EnBW 2010] EnBW AG: BalticFuture: „OffshoreWindenergie Ostsee – EnBW Baltic1“.  
Vortrag am 05.05.2010.
- [EnBW 2011] EnBW Erneuerbare Energien GmbH: Logistik für Errichtung des Offshore-  
Windpark EnBW Baltic 2. Vortrag am 23.06.2011.
- [EnBW 2012] EnBW AG: Informationen zu Baltic 1 und Baltic 2, URL:  
[http://www.enbw.com/content/de/windkraft\\_offshore/](http://www.enbw.com/content/de/windkraft_offshore/). Letzter Zugriff: 20.04.2012.
- [Enova 2011] ENOVA Energiesysteme GmbH & Co. KG: Offshore-Windpark Riffgat setzt  
Auftragsvergabe fort. Belgische "G & G International" liefert Fundamente für  
Windkraftanlagen / Innerpark-Verkabelung kommt von "Nexans". Mitteilung  
vom 18. August 2011. URL: <http://www.enova.de/index.php?sid=sedt26asbnade3p3tin3f5lupfgbtb28&m=1&hid=249&bid=671>. Letzter Zugriff: 15.10.2012.

- [Esbjerg 2009] Esbjerg Erhvervsudvikling: Esbjerg – A great city for doing business. Juli 2009.
- [EWE 2009] EWE AG: Geschäftsbericht 2009. Unser Weg zur Energieversorgung der Zukunft.
- [Fährhafen Sassnitz 2012] Fährhafen Sassnitz GmbH: Internetauftritt. URL: <http://www.faehrhafen-sassnitz.de/geschaeftsbereiche/offshore/>. Letzter Zugriff: 15.10.2012.
- [Financial Times 2012] Financial Times Deutschland: Bard Offshore 1 – Windpark kommt HVB noch teurer. Text von Angela Maier. Artikel vom 18.01.2012.
- [ForWind 2011] Kommerzieller Betrieb von „EnBW Baltic 1“ wird wissenschaftlich begleitet. Forschungsprojekt zur Optimierung des Betriebs von Offshore-Windparks startet. Nachrichten-Archiv 2011. URL: [http://www.forwind.de/forwind/index.php?article\\_id=515&clang=0](http://www.forwind.de/forwind/index.php?article_id=515&clang=0). Letzter Zugriff: 27.04.2012.
- [Frisia 2012] AG Reederei Norden-Frisia, URL: <http://www.reederei-frisia.de/index.php?id=403>
- [GLGH 2011] GL Garrad Hassan: Analysis of capabilities of harbours in Mecklenburg-Vorpommern and assessment of opportunities from offshore wind development. Februar 2011.
- [Green Port Hull 2012] What is Green Port?; URL: <http://www.greenporthull.co.uk/what-is-green-port/>. Letzter Zugriff: 08.05.2012.
- [Hafenkooperation 2010] Hafenkooperation Offshore-Häfen Nordsee SH: Hafenkonzept Offshore-Häfen Nordsee SH. 2010.
- [Hafenkooperation SH 2012] Hafenkooperation Schleswig-Holstein: Rendsburg-Osterröndfeld. URL: <http://www.offshore-haefen-sh.de/node/10>. Letzter Zugriff: 27.06.2012.
- [Hafenkooperation SH 2012b] Hafenkooperation Offshore-Häfen Nordsee SH c/o Brunsbüttel Ports GmbH: Wachstum und Weitblick beim Workshop der Hafenkooperation Offshore-Häfen Nordsee SH. Pressemitteilung vom 18. Mai 2012.
- [Hamburg 2012] Hafen Hamburg: Elbehafen Brunsbüttel wird ausgebaut – Bauvertrag über Wasserbaumaßnahme heute unterschrieben. Artikel vom 28. März 2012.
- [Heidmann 2012] Heidmann, Roger (LSA Logistik Service Agentur GmbH): Email-Auskunft vom 15. Juni 2012.
- [Helgoland 2012] Helgoland Touristik, URL: <http://www.helgoland.de/service/pressebereich/presseberichte-2011/presseberichte-aus-dem-jahr-2011/fuenf-fragen-zum-thema-helgoland-offshore-wind-und-der-wanderausstellung-auf-dem-museumsschiff-greundiek.html>. Letzter Zugriff: 21.05.2012.
- [Hull 2011] Green Port Hull. Environmental Impact Assessment Scoping Report. März 2011.
- [Humber 2011] Centres for Offshore Renewable Engineering. Humber Prospectus. November 2011.
- [IHK/Emden/NPorts 2012] Industrie- und Handelskammer (IHK) für Ostfriesland und Papenburg, Stadt Emden, Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG: Rysumer Nacken: Studie zur Hafententwicklung vorgestellt. Pressemitteilung vom 2.8.2012.

- [IWES 2011] Fraunhofer IWES: ORECCA. Offshore Infrastructure: Ports and Vessels. September 2011.
- [Jade HS 2011] Jade Hochschule, Fachbereich Seefahrt Elsfleth: Offshore-Info.de, URL: <https://www.offshore-info.de>. Letzter Zugriff: 20.04.2012.
- [J. Müller 2012] J. Müller Aktiengesellschaft, URL: <http://www.jmueller.de>. Letzter Zugriff: 18.04.2012.
- [Jeversches Wochenblatt 2012] Jeversches Wochenblatt: Energie-Riese Dong will in Norddeich kräftig investieren. Artikel vom 13.12.2011.
- [KPMG 2011] KPMG AG: Offshore Wind – Potenziale für die deutsche Schiffbauindustrie. Studie im Auftrag des Verbands für Schiffbau und Meerestechnik e.V. 2011.
- [Landesregierung SH 2010] Kleine Anfrage des Abgeordneten Bernd Voß und Antwort der Landesregierung – Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr. Drucksache 17/675 vom 06.07.2010.
- [NDR 2012] Sinja Schütte, NDR 1 Niedersachsen: Wilhelmshaven baut Offshore-Kompetenz aus. Artikel vom 25.02.2012.
- [NDR 1 2012] NDR 1 Radio MV: "Baltic 1" liefert mehr Strom als erwartet. Artikel vom 02.05.2012.
- [NE 2011] Neue Energie: Probleme umschiffen. Text von Daniel Hautmann. Ausgabe 11/2011. S. 42-46.
- [Nordic Market 2011] Nordic Market, URL: [http://www.nordic-market.de/news/733/nexans\\_contract\\_infield\\_power\\_cables\\_for\\_the\\_riffgat\\_offshore\\_wind\\_farm.htm](http://www.nordic-market.de/news/733/nexans_contract_infield_power_cables_for_the_riffgat_offshore_wind_farm.htm). Letzter Zugriff: 25.04.2012.
- [NPorts 2012] Niedersachsen Ports, URL: <http://www.nports.de>. Letzter Zugriff: 20.04.2012.
- [NSW 2011] Norddeutsche Seekabelwerke (NSW): NSW liefert und installiert die Infieldverkabelung des Windparks Borkum West II. Pressemitteilung vom 03.02.2011.
- [Nobiskrug 2011] Nobiskrug baut Offshore-Umspannplattform für Windpark „Nordsee-Ost“. Pressemitteilung vom 23.03.2011.
- [Nordseezeitung 2012] Nordseezeitung: Kein Investor für Terminal. Artikel vom 20.09.2012.
- [NWZ Online 2011] Für Bewerbungen ist es noch zu früh - Steelwind Werk in Blexen, URL: <http://www.nwzonline.de/Region/Kreis/Wesermarsch/Nordenham/Artikel/2712619/F%FCr-Bewerbungen-ist-es-noch-zu-fr%FCh.html>. Letzter Zugriff 24.05.2012.
- [OLEC 2012] Aufträge für Offshore-Windpark Riffgatt vergeben. Pressemitteilung 2012. URL: <http://www.energiecluster.de/342-0-EWE-Vergibt-Auftraege.html>. Letzter Zugriff: 5.6.2012.
- [Offshore Basis 2012] Offshore Basis Cuxhaven, URL: <http://www.offshore-basis.de>. Letzter Zugriff: 20.04.2012.
- [offshore-wind 2012] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), URL: [www.offshore-wind.de](http://www.offshore-wind.de). Letzter Zugriff: 20.04.2012.
- [OffshoreWind.biz 2012] Vestas, Siemens Plan to Make Largest Offshore Wind Facility in Esbjerg, Denmark. Veröffentlicht am 21.06.2012. URL: <http://www.offshorewind.biz/2012/>

06/21/vestas-siemens-plan-to-make-largest-offshore-wind-facility-in-esbjerg-denmark/

- [Orange Blue Terminals 2012] Orange Blue Terminals B.V., URL: <http://www.orange-blue-terminals.nl>. Letzter Zugriff: 20.04.2012.
- [Otto Wulf 2009] Reederei Otto Wulf: Reederei Otto Wulf hat sich als Logistik-Dienstleister für die Windkraft-Branche einen Namen gemacht.
- [Otto Wulf 2011] Reederei Otto Wulf, Portrait. In: Windkraft-Journal. Artikel vom 30.11.2011.
- [Port of Sassnitz] Port of Sassnitz: Windpower Offshore Base Sassnitz / Mukran. Broschüre.
- [Power Technologies 2012] Power Technologie.com. Nachrichtendienst, URL: <http://www.power-technology.com/projects/borkum-farm/>. Letzter Zugriff: 26.04.2012.
- [prognos 2011] Prognos AG: Regionalwirtschaftliche Potenzialanalyse für einen Offshore-Terminal Bremerhaven. 2011.
- [Radio Bremen 2011] Radio Bremen: Borkum West II - Neuer Windpark entsteht in der Nordsee. Artikel vom 1. September 2011.
- [Rendsburg Port 2011] Rendsburg Port Authority GmbH: Pressemitteilung vom 8. [Rhenus Logistics 2012] Rhenus Midgard und Offshore Marine Management entwickeln gemeinsam Seekabellager für die Offshore-Windindustrie in Nordenham, URL: <http://de.rhenus.com/rhenus-group/infocenter/pressemitteilungen/newsdetails/article//rhenus-midgard-und-offshore-marine-management-entwickeln-gemeinsam-seekabellager-fuer-die-offshore-w/>. Letzter Zugriff 24.05.2012.
- [Rostock Business 2012] Offshore Windenergie Deutschland Unternehmen Rostock an der Ostsee; URL: <http://www.rostock-business.com/technologiezentrum-rostock/offshore-windenergie/unternehmen.php>. Letzter Zugriff: 22.06.2012.
- [RWE 2012] RWE AG, URL: <http://www.rwe.com/web/cms/de/1011420/offshore-windkraftwerk-nordsee-ost/aktuelles/aktuelle-meldungen/?pmid=4005224>. Letzter Zugriff: 05.06.2012.
- [Emden Hafenförderungsgesellschaft 2006] Emden Hafenförderungsgesellschaft e.V.: Emden – der erste deutsche Basishafen für Offshore-Windkraftwerke in der Nordsee. 24.11.2006.
- [Seaports Niedersachsen 2012] Port of Nordenham, URL: <http://www.seaports-offshore.de/virthos.php?/%23+H%E4fen/Port+of+Nordenham>. Letzter Zugriff: 24.05.2012.
- [Seaports WE 2012] Seaports of Niedersachsen GmbH: Seaports Niedersachsen Wind Energy, URL: <http://demo.boewa.de/seaportsos>. Letzter Zugriff: 19.04.2012.
- [Seaports Offshore 2012] Seaports Offshore: Port of Stade; URL: <http://www.seaports-offshore.de/virthos.php?/%23+H%E4fen/Port+of+Stade>. Letzter Zugriff: 20.06.2012.
- [SOW 2010] Stiftung Offshore Windenergie (Hrsg.): Alpha ventus. Unternehmen Offshore. 1. Auflage 2010.
- [SOW 2011] Stiftung Offshore Windenergie (Hrsg.): Deutsche Offshore-Windparks – Kartendarstellung im Rahmen der Wanderausstellung Faszination Offshore 2011. Grafik: Blickfang.



- [S&H 2011] Strukton-Hollandia Joint Venture: Offshore Substation Windpark Riffgat awarded to Strukton-Hollandia Joint Venture. Pressemitteilung vom 17.03.2011.
- [SWHL 2011] Sea Way Heavy Lifting: Seaway Heavy Lifting to install foundations on Offshore Windpark RIFFGAT. Pressemitteilung vom 20.10.2011. In: 4c Offshore, URL: <http://www.4c offshore.com>. Letzter Zugriff: 25.04.2012.
- [SWW 2011] Sonne, Wind & Wärme: Maßgeschneiderte Konzepte sind gefragt. Artikel von T. Thomas / J. Iken. Ausgabe 7/2011.
- [SWW 2012] Sonne, Wind & Wärme: Tödlicher Unfall bei Bard Offshore I. Ausgabe 3/2012.
- [TenneT 2012] TenneT TSO GmbH, URL: <http://www.tennetso.de/site/Aufgaben/offshore/unsere-projekte>. Letzter Zugriff: 05.06.2012.
- [THB 2012] Deutsche Schifffahrtszeitung THB, Sonderbeilage: Vestas Blades nutzt neuen Hafen Mühlberg. Artikel vom 2. Mai 2012. Ausgabe Nr. 5, 65. Jahrgang.
- [The Guardian 2011] Siemens plans £210m Hull wind turbine plant; URL: <http://www.guardian.co.uk/environment/2011/dec/13/siemens-hull-wind-turbine-plant>. Letzter Zugriff: 07.05.2012.
- [Trianel 2011] Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH: Konzepte für die Beteiligung an Offshore-Windparks. Vortrag von K. Horstick. April 2011.
- [Trianel 2012] Trianel GmbH: Trianel erhält erste 20 Offshore-Windenergie-Anlagen von AREVA Wind. Pressemitteilung vom 28.03.2012
- [Trianel WK 2012] Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG, URL: <http://www.trianel-borkum.de>. Letzter Zugriff: 26.04.2012.
- [T-Online Nachrichten 2012] Bode: Landeshäfen gewinnen an Bedeutung; URL: [http://nachrichten.t-online.de/bode-landeshaefen-gewinnen-an-bedeutung/id\\_56717596/index?news](http://nachrichten.t-online.de/bode-landeshaefen-gewinnen-an-bedeutung/id_56717596/index?news). Letzter Zugriff: 20.06.2012.
- [Uniconsult 2010] Uniconsult Universal Transport Consulting GmbH: Strategieentwicklung – Marktpotenziale und Entwicklungsmöglichkeiten für den Standort Brunsbüttel im Windenergiecluster. Endbericht, Juni 2010.
- [Uniconsult 2011] Uniconsult Universal Transport Consulting GmbH: Konkretisierung des Hafenkonzepes Offshore-Häfen Nordsee SH. Juni 2011.
- [Vattenfall/SWM 2011] Vattenfall / Stadtwerke München: Offshore Windpark DanTysk: Alle Hauptlieferanten unter Vertrag - DanTysk nimmt Van Oord für Parkverkabelung unter Vertrag. Presseinformation vom 4. Juli 2012.
- [VDI 2012] VDI / VDE: Energiesseekabel für die Netzanbindung Offshore Wind. Artikel von Irike Dräger, Director Marketing & Business Development, Norddeutsche Seekabelwerke GmbH. In: Mensch & Technik, Fachmagazin des VDI/VDE, Ausgabe I/2012. URL: <http://www.menschundtechnik.com/2012-ausgabe-1/titelthemen/energiesseekabel-fuer-die-netzanbindung-offshore-wind-603/>
- [WAB 2011] Windenergie-Agentur (WAB): Offshore Windenergie. Das Magazin der Windenergie-Agentur WAB. Ausgabe 2011/2012. Bremerhaven 2011.

- [WAB 2012] Windenergieagentur (WAB): Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee. Kartendarstellung 2012.
- [WHV Zeitung 2011] Wilhelmshavener Zeitung: Aus dem Dornröschenschlag wecken – Außenhafen Hooksiel soll Assistenzhafen für die Offshore-Windenergie werden. Artikel vom 24. Mai 2011.
- [Wessien 2011] PR Agentur Wessien (Hrsg.): Klimaschutzreport - Neue Energien für Mecklenburg-Vorpommern. Ausgabe 2011/2012.
- [Wind Energy Market 2012] Fundament & Gründungen - EEW Special Pipe Constructions GmbH; URL: <http://www.wind-energy-market.com/de/firmen-adressen/einzelsicht/details/adr/eew-special-pipe-constructions-gmbh-1/>; letzter Zugriff: 22.06.2012
- [Wind Energy Network 2012] Wind Energy Network e.V.: Mitgliederverzeichnis. URL: <http://www.wind-energy-network.de/mitglieder/>. Letzter Zugriff: 22.06.2012.
- [ZDS 2010] Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e.V.: Beitrag des ZDS für den runden Tisch „Maritime Offshore-Infrastruktur“ am 10. Dezember 2010 in Cuxhaven, Stand: 12.2010
- [ZDS 2012] Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e.V. URL: <http://www.zds-seehaefen.de>. Letzter Zugriff: 26.03.12
- [4c offshore 2012] 4c offshore: BOW Terminal Vlissingen. URL: <http://www.4c offshore.com/windfarms/BOW-Terminal-Vlissingen-pid64.html>, letzter Zugriff: 02.07.2012.

## 7.2 Hafen-Befragung und Gespräche

- [Brake 2012] Informationen aus dem an Brake versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Angaben der J. Müller Breakbulk Terminal GmbH & Co.KG.
- [Bremerhaven 2012a] Informationen aus dem an Bremerhaven versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Informationen für die Hafengebiete Labradorhafen, ABC-Halbinsel, CT 1 und CT Süd.
- [Bremerhaven 2012b] Informationen aus dem an Bremerhaven versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Informationen für den Hafengebiet CT 1.
- [Bremerhaven 2012c] Informationen aus dem an Bremerhaven versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Informationen für den Hafengebiet ABC-Halbinsel von BLG Logistics Solutions GmbH.
- [Brunsbüttel 2012] Informationen aus dem an Brunsbüttel versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012.
- [Cuxhaven 2012] Informationen aus dem an Cuxhaven versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Es liegen Informationen für die Hafengebiete Offshore Terminal I und II, Cuxport mit Schwerlastplattform und Fischereihafen/Steubenhöft vor.

- [Cuxport 2012] Information von Cuxport per Email am 12.09.2012.
- [NPorts/SeaPorts 2012] Informationen aus einem Gespräch mit Vertretern von NPorts, SeaPorts of Niedersachsen und einzelnen Hafenbetreibern im Rahmen eines persönlichen Gesprächs am 22.6.2012 in Oldenburg.
- [Rendsburg 2012a] Informationen aus dem an Rendsburg versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012.
- [Rostock] Informationen aus dem an Rostock versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Angaben der Hafen-Entwicklungsgesellschaft Rostock mbH.
- [Sassnitz 2012a] Informationen aus dem an den Hafen Sassnitz / Mukran versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Es liegen Informationen für die Hafengebiete Offshore Terminal Süd und Offshore Terminal Nord sowie ergänzend für das Industriegebiet Südstraße vor.
- [Sassnitz 2012b] Information eines Vertreters des Hafens Sassnitz im persönlichen Gespräch am 25.5.2012 in Bremen.
- [Sassnitz 2012c] Zusätzlich eingegangene Information eines Vertreters des Hafens Sassnitz im Verlauf der Akteursbeteiligung an der Studie.
- [Stade 2012] Informationen aus dem an Stade versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Angaben von Buss.
- [SWW 2011] Sonne Wind & Wärme: Rhenus Midgard und Offshore Marine Management entwickeln gemeinsam Seekabellager für die Offshore-Windindustrie in Nordenham. Artikel vom 9. März 2011.
- [Wilhelmshaven 2012a] Informationen aus dem an Wilhelmshaven versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Angaben von NPorts.
- [Wilhelmshaven 2012b] Informationen aus dem an Wilhelmshaven versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Angaben von Rhenus Midgard.
- [Wilhelmshaven 2012c] Informationen aus dem an Wilhelmshaven versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Angaben von Lutz Wilhelm, Hafenkapitän, Hafenbetrieb Verkehr, Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG – Niederlassung Wilhelmshaven.
- [Wilhelmshaven 2012d] Informationen aus dem an Wilhelmshaven versendeten Fragebogen – Datenerhebung im Rahmen des vorliegenden Projektes. 2012. Angaben der Jade-Dienst GmbH.

### Teil 3:

## Ermittlung der neuen Anforderungen an den Schiffbau vor dem Hintergrund der Offshore-Windenergieentwicklung



Bei der Errichtung von Offshore-Windparks wird eine Vielzahl von unterschiedlichen Schiffstypen benötigt. Der Bedarf für speziell angepasste Schiffskonzepte, die sich für die Installation von Offshore-Windparks und deren Betrieb eignen, wird zukünftig stark ansteigen.

In diesem Kapitel wird ermittelt, welche neuen Anforderungen und Chancen sich im Zuge der Entwicklung der Offshore-Windenergie für die deutsche Werftwirtschaft ergeben. Es werden Aussagen dazu getroffen, inwiefern die bisherigen Aktivitäten der Werften mit dem Bedarf der Offshore-Windenergieindustrie übereinstimmen.

Da je nach Einsatzbereich sehr unterschiedliche Schiffstypen benötigt werden, wird zunächst eine Übersicht über den Schiffsbedarf in den unterschiedlichen Umsetzungsphasen aufgeführt. Weiterhin wird näher auf die verschiedenen Schiffstypen, die speziell für die Offshore-Windenergieindustrie konstruiert wurden, eingegangen.

Neben dem ursprünglichen Kerngeschäft eröffnen sich den Werften und ihren verbundenen Zulieferunternehmen durch die Offshore-Windenergie neue Geschäftsfelder im Bereich des Stahlbaus, wie die Fertigung von Fundamenten, Offshore-Plattformen und weiteren Großkomponenten wie beispielsweise Türme für Offshore-Windenergieanlagen. Ebenso ergeben sich neue Chancen durch die Wartung und Reparatur von Schiffen und/oder Komponenten sowie für die Schiffbauzulieferindustrie.

# 1 Die Rolle der Werften für die maritime Wirtschaft in Deutschland

## 1.1 Die volkswirtschaftliche Bedeutung der maritimen Wirtschaft

Insbesondere für die eher strukturschwachen Küstenregionen in Norddeutschland spielt die maritime Wirtschaft traditionell eine wichtige Rolle. Aber auch die Zulieferindustrie, die entlang der gesamten Wertschöpfungskette bis in die südlichen Bundesländer wie Bayern und Baden-Württemberg angesiedelt ist, hält einen erheblichen Anteil am Gesamtumsatz der Branche. Die maritime Wirtschaft gilt mit mehr als 380.000 Beschäftigten und einem jährlichen Umsatzvolumen von rund 50 Milliarden Euro als einer der wichtigsten Wirtschaftszweige in Deutschland [BMW 2012].

Mit dem um die Jahrtausendwende einsetzenden Boom beim Containerschiffbau, der bis Mitte des vergangenen Jahrzehnts andauerte, kam es verstärkt zu Neubaufträgen für die deutschen Werften. Die Auswirkungen der Finanzkrise und der darauf folgenden Weltwirtschaftskrise führten allerdings dazu, dass ab 2008 keine Neubaufträge in diesem vorher so wichtigen Marktsegment an deutsche Werften gingen – mit Ausnahme von drei kleineren Containerschiffsbestellungen, die nur einen Bruchteil des vormaligen Umsatzvolumens ausmachten. Darüber hinaus wurden bereits platzierte Bestellungen durch die Auftraggeber storniert. Die Auswirkungen für die deutschen Werften zeigt die Abb. 1

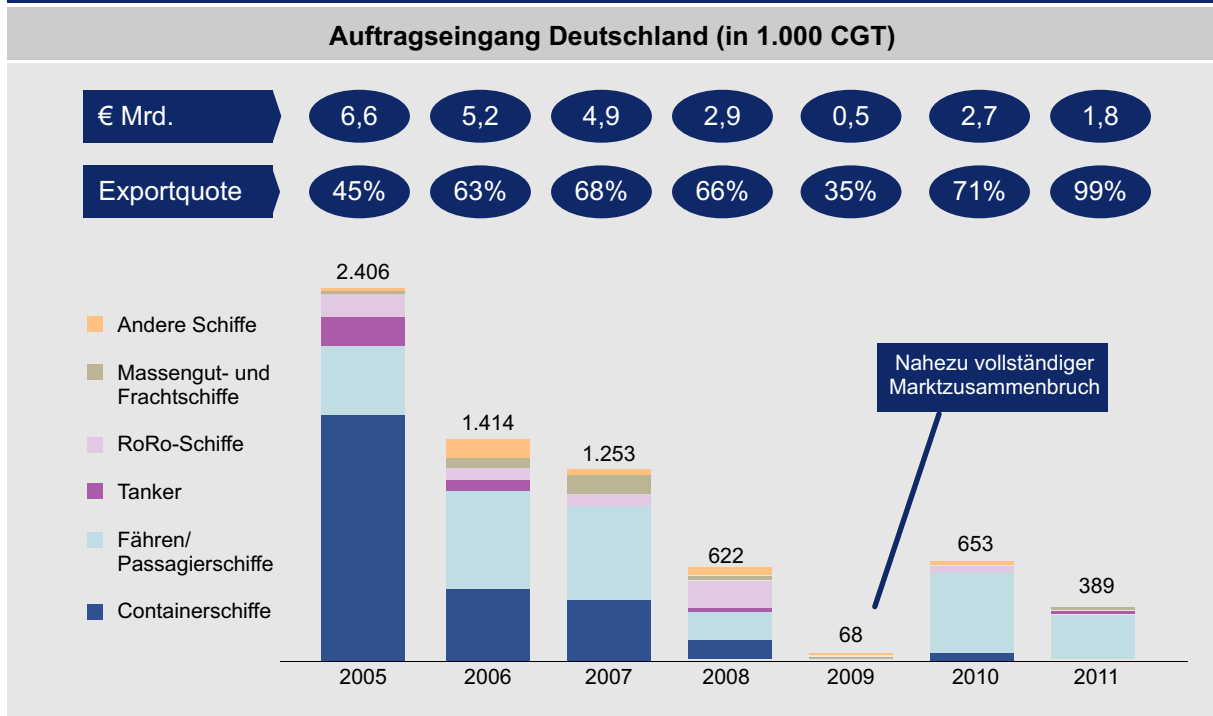
Zeitraum	9/2001-8/2002	9/2002-8/2003	9/2003-8/2004	9/2004-8/2005	9/2005-8/2006	9/2006-8/2007	9/2007-8/2008	9/2008-8/2009	9/2009-8/2010	9/2010-8/2011
Anzahl der Schiffe	6	46	71	121	45	20	35	0	0	3
Gesamt tdw	103.400	976.780	2.051.650	2.550.500	837.450	496.300	879.500	0	0	14.850
Gesamt TEU	8.346	73.681	153.617	190.922	65.006	39.804	65.736	0	0	894

**Abbildung 37 Auftragseingänge deutscher Werften für Containerschiffe (2001-2011)**  
[IGM/iaw/Schiffbauumfrage, 2011]

## 1.2 Strategische Neuausrichtung der Schiffbauindustrie

Die deutschen Werften befinden sich aufgrund der dramatischen Umwälzungen, die durch die weltweite Finanz- und Wirtschaftskrise ausgelöst wurde, seit 2008 in einer Phase der strategischen Neuausrichtung und Umorientierung. Die Veränderungen in der zweiten Hälfte des ersten Jahrzehnts im 21. Jahrhundert, wird mit der folgenden Darstellung über die Veränderung des Auftragsbestandes deutscher Werften verdeutlicht [VSM, 2012].

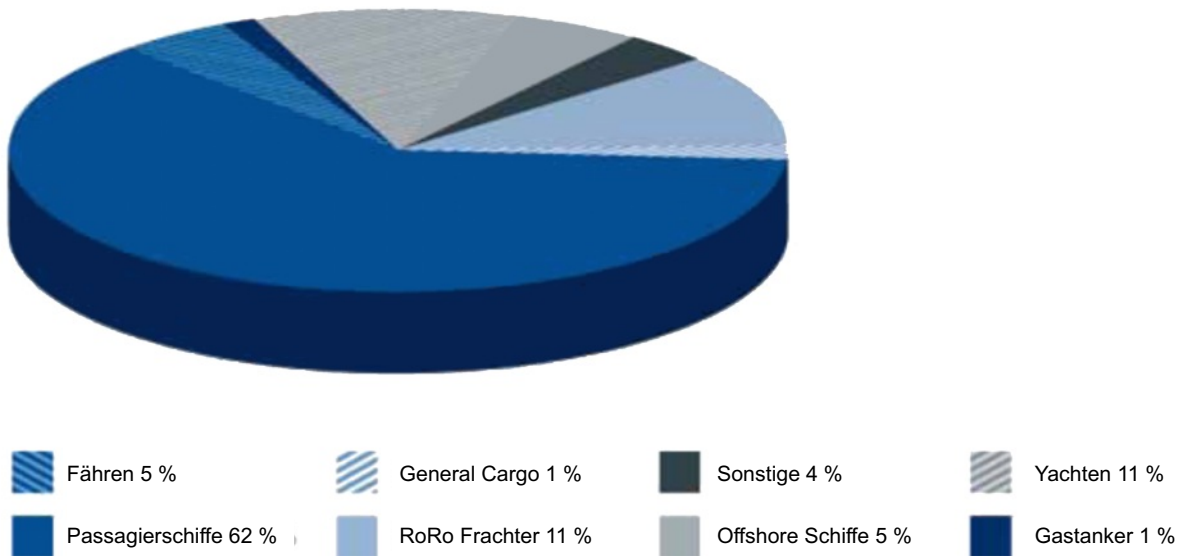
Potenziale für die Schiffbauindustrie

**Dramatischer Einbruch des Auftragseingangs - Anteil am Weltmarkt unter 1%!****Abbildung 38 Auftragsbestände deutscher Werften, 2005-2011 [KPMG, 2011a]**

2005 lag der Anteil der Containerschiffe noch bei knapp zwei Drittel, Fähr- und Passagierschiffe sowie Yachten machten ein Viertel des gesamten Auftragsvolumens aus. Nur fünf Jahre später, 2010, hat sich die Situation völlig verändert. Mit dem Wegfall des Geschäftsfeldes Containerschiffbau betrug der Bau von Fähr- und Passagierschiffen sowie Yachten drei Viertel des gesamten Auftragsbestandes. Viele der bislang auf den Containerschiffbau spezialisierten deutschen Werften waren gezwungen, sich auf neue Geschäftsfelder zu konzentrieren. Diese umfassen insbesondere solche Bereiche, die einen besonders innovativen und technisch anspruchsvollen Charakter haben, wie z.B. Offshore-Spezialschiffe bzw. -Anwendungen.

In der folgenden Abb.39 über den Auftragsbestand der deutschen Schiffbauer im Jahr 2011 wird zum ersten Mal auch der Bereich der Offshore-Spezialschiffe in einer eigenen, wenn auch mit fünf Prozent anteilmäßig relativ kleinen Kategorie dargestellt. Dies dokumentiert den anhaltenden Trend zum Spezialschiffbau. Allerdings ist die erzwungene strategische Um- und Neuorientierung nicht ohne Folgen geblieben. So sind die Beschäftigtenzahlen im deutschen Schiffbau seit 2008 um mehr als 20 Prozent zurückgegangen, sieben Werften mussten in Deutschland Insolvenz anmelden.





**Abbildung 39 Auftragsbestand deutscher Werften per Ende 2011 (in % CGT), [VSM 2012]**

Bei der Nutzung der Offshore-Windenergie blickt Deutschland auf eine im internationalen Vergleich kurze Historie zurück. Die Branche befindet sich aber - nach Ansicht der meisten Analysten und trotz aller Startschwierigkeiten - am Beginn einer dynamischen und vielversprechenden Entwicklung (siehe Teil 1).

Den Werften und ihren Zulieferern eröffnen sich durch diese Entwicklung Umsatzpotenziale in verschiedensten Bereichen der Wertschöpfungskette. Neben dem Bau von Schiffen unterschiedlicher Größe kommt auch der Bau von komplexen Stahlkonstruktionen wie Plattformen und Fundamenten in Betracht, ebenso wie der After-Sales Bereich (Wartung und Reparatur von Schiffen und/oder Komponenten). Die verschiedenen Bedarfe im Bereich Spezialschiffe werden in Kapitel 2 und 3 ausführlich dargestellt. In Kapitel 6 werden Offshore-Strukturen und Plattformen näher betrachtet.

Bei Spezialschiffen liegt der Wertschöpfungsanteil einer Werft, beispielsweise an einem Auftrag für ein Errichterschiff, bei ca. 30% und im Bereich der Zulieferer bei ca. 70%, wobei die Werft als Generalunternehmer mit entsprechender Systemintegrationskompetenz gegenüber dem Auftraggeber die Haftung trägt. Die Aufteilung der Wertschöpfung weicht in Einzelfällen um einige Prozent von diesen Werten ab, jedoch können diese Anteile für die Großzahl der Fälle sehr gut als Orientierung gelten. Um die genauen Wertschöpfungsanteile der Zulieferindustrie bei Spezialschiffen für die Offshore-Windenergie zu ermitteln, bietet sich eine weitergehende Untersuchung an. Hier könnte auch betrachtet werden, inwieweit die deutsche maritime Zulieferbranche im Falle von Auftragsvergaben an ausländische Werften profitiert.

## 2. Darstellung von Funktionen, Bedarfen und technischen Herausforderungen bei Offshore-Windparks

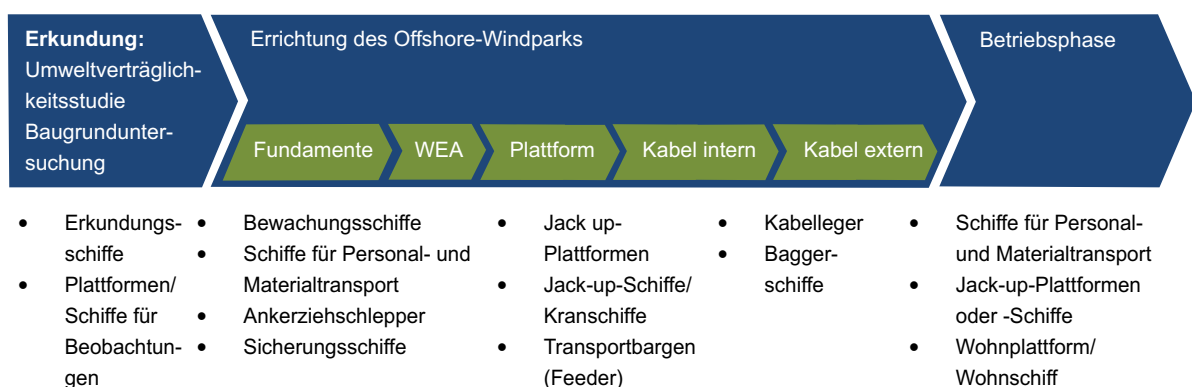
Bei den unterschiedlichen Schiffstypen, die bei der Realisierung und im Betrieb eines Offshore-Windparks zum Einsatz kommen, ist zwischen Spezialschiffen, die exklusiv für das Anwendungsfeld der Offshore-Windindustrie konstruiert werden, und anderen universell einsetzbaren Schiffstypen für weniger spezialisierte Aufgabenbereiche zu unterscheiden (z.B. die Baufeldsicherung, Schlepper und Begleitschiffe oder Einheiten für den Material- und Personentransport zum Offshore-Windpark).

Spezialschiffe, die ausschließlich für die Offshore-Windindustrie entwickelt wurden, findet man insbesondere im Bereich der Installationslogistik, da Transport und Installation der großen, schweren und empfindlichen Anlagenkomponenten besondere Herausforderungen an die Logistik darstellen. Aber auch im Bereich von Service und Wartung kristallisieren sich zunehmend maßgeschneiderte Konzepte heraus, die speziell auf die Bedürfnisse der Offshore-Windparkbetreiber zugeschnitten sind. Bedeutend kostspieliger ist hier die Verwendung von Helikoptern für Service und Wartung, welche daher nur bei begründeten Fällen, üblicherweise bei dringenden Reparaturen, oder bei sehr großen Entfernungen, zum Einsatz kommen.

An dieser Stelle sei auf die Studie „Dienstleistungspotenziale von Werften und Reedereien als Lösungsanbieter während des Betriebs von Offshore-Windparks (Offshore-Solutions)“ verwiesen, die bis Ende 2013 beim Center of Maritime Technologies e.V. (CMT) durch die Technische Universität Berlin und IPRI Stuttgart erarbeitet wird.

### 2.1 Funktionen, Aufgaben und Schiffsbedarfe bei Offshore-Windparks

Die folgende Darstellung illustriert die verschiedenen Einsatzgebiete von Spezialschiffen, die bei Planung, Bau und Betrieb von Offshore Windparks benötigt werden.



**Abbildung 40 Aufgaben und Schiffsbedarf bei der Umsetzung von Offshore-Windparks [© KPMG 2011]**

### 2.1.1 Planungs- und Erkundungsphase

In der Planungsphase für einen Offshore-Windpark müssen bereits als Teil der Genehmigungsaufgaben u.a. eine Umweltverträglichkeitsstudie sowie eine Baugrunduntersuchung durchgeführt werden. Zu diesem Zweck werden Erkundungsschiffe sowie Forschungsplattformen oder -schiffe eingesetzt. Hierbei handelt es sich in der Regel um universell nutzbare Forschungsschiffe, die nicht speziell für die Offshore-Windenergieindustrie entwickelt wurden.

### 2.1.2 Errichtungsphase

Während der Errichtung eines Offshore-Windparks erfolgt die Installation der Fundamente, der Offshore-Windenergieanlagen, des Umspannwerkes sowie Konverterstationen (bei HGÜ-Netzanschlüssen) sowie die Verlegung der Innerparkverkabelung und des Netzanschlusses (Exportkabel an Land). Wie in Abb.5 dargestellt, können folgende Schiffstypen bei der Errichtung von Offshore-Windparks zum Einsatz kommen:

- Jack-up-Plattformen
- Jack-up-Schiffe (selbst angetrieben)
- Kranschiffe bzw. Schwimmkräne
- (Ankerzieh-)Schlepper
- Transportschiffe und -bargen (Feeder)
- Kabelleger
- Baggerschiffe
- Bewachtungsschiffe
- Personen- und/oder Materialtransportschiffe
- Hotelschiffe
- Sicherheitsschiffe

Die logistischen Erfahrungen der ersten deutschen Offshore-Windparks (z.B. alpha ventus, Baltic 1) zeigen, welcher Aufwand trotz einer relativ geringen Anzahl von Offshore-WEA betrieben werden muss. Allein im Testfeld alpha ventus mit einem Dutzend Anlagen der 5-MW-Klasse waren nach Angaben des Betreiberkonsortiums DOTI insgesamt etwa 60 verschiedene Schiffe im Baufeld im Einsatz, davon bis zu 25 gleichzeitig.

Ähnliche Zahlen sind vom Projekt Baltic 1 in der Ostsee bekannt. Dort wurden im Sommer 2010 insgesamt 21 Offshore-WEA der 2,3 MW Klasse installiert. In Summe waren bei Baltic 1 von Beginn der Errichtungsarbeiten im Frühjahr 2010 bis Ende Mai 2011 nicht weniger als 89 unterschiedliche Schiffe im Einsatz, davon bis zu 21 gleichzeitig im Baufeld (mit maximal 300 Personen). In dem o.g. Zeitraum wurden 6.311 Personentransporte durchgeführt. [EnBW 2011]

### 2.1.3 Betriebsphase

Die Betriebsphase eines Offshore-Windparks umfasst die Überwachung des Windpark-Betriebes und Aufgaben im Bereich Service und Wartung der Windenergieanlagen. Folgende Schiffstypen können im Zuge des Betriebs von Offshore-Windparks als Service- und Wartungsschiffe zum Einsatz kommen:

- Personal- bzw. Materialtransportschiffe (CTVs)
- Wohnplattformen bzw. -schiffe
- Wartungs- und Reparaturschiffe (Jack-up-Plattformen bzw. Jack-up-Schiffe)

Für die technische Betriebsführung von Offshore-Windparks gibt es zwei grundlegende Konzepte: Die Betriebsführung vom Land aus mit entsprechenden Spezialschiffen für den Transfer zum Offshore-Windpark und zurück oder die Einrichtung einer dauerhaften Betriebsführungsbasis auf See mit Nutzung einer Wohnplattform oder eines Wohnschiffes. Die Wahl eines Konzeptes hängt von der Küstenentfernung eines Offshore-Windparks ab sowie von der Anlagenzahl, die durch die Betriebsführungsstation betreut werden soll (bei einer großen Anzahl an Offshore-Windenergieanlagen lohnt sich gegebenenfalls eine ständig besetzte Station auf See).

Ein weiteres entscheidendes Kriterium für die Auswahl der eingesetzten Schiffstypen ist die Einsatzfähigkeit ‚bei Wind und Welle‘, damit die knappen Wetterfenster, die Offshore zur Verfügung stehen, maximal ausgenutzt werden können. Je höher die signifikante Welle, bis zu der ein Service- oder Wartungsschiff eingesetzt werden kann, umso besser (siehe auch Kap. 3.1.)

### 2.1.4 Rückbau bzw. Repowering

Auch für den Rückbau der Offshore-Windenergieanlagen nach Ende ihrer Laufzeit bzw. Ablauf der Genehmigung (i.d.R. nach 20-25 Jahren) werden ähnliche Schiffe wie in der Errichtungsphase benötigt. Gleiches gilt für den Fall eines Repowering, d.h. wenn modernere und leistungsfähigere Anlagen auf bestehenden Fundamenten aufgesetzt werden.

Für den Einsatz von Spezialschiffen beim Rückbau oder Repowering von Offshore-Windparks bestehen allerdings noch keine konkreten Projekterfahrungen, da die Technologie noch sehr jung ist. Der erste Offshore-Windpark in Deutschland, das Testfeld alpha ventus, ging 2010 in Betrieb. Das heißt, dass in Deutschland vor 2030 kein wesentlicher Bedarf in diesem Segment entstehen wird. International, z.B. in Großbritannien oder Dänemark, wo die ersten kommerziellen Offshore-Windparks Anfang des vergangenen Jahrzehnts in Betrieb gingen, wird man frühestens im kommenden Jahrzehnt erste Erfahrungen beim Rückbau von Offshore-Windparks bzw. beim Ersatz von Altanlagen (Repowering) machen.

## 2.2 Technologische Herausforderungen bei Offshore-Errichterschiffen

Errichterschiffe für Offshore-Windenergieanlagen stellen einen neuen Schiffstypen dar, der sich zum Teil aus einzelnen, erprobten Komponenten zusammensetzt. Folgende besondere Herausforderungen sind nach konkreter Projekterfahrung beim Bau der ersten Offshore-Windparks hervorzuheben:

- Die Hubsysteme (Jack-Up-Systeme) stoßen in ihrer Leistungsfähigkeit (Hebevolumen und Hebefrequenz) in neue Dimensionen vor. Obwohl ähnliche Systeme in der Offshore-Öl- und Gasindustrie grundsätzlich schon lange im Einsatz sind, müssen die für Offshore Windparks einzusetzenden Systeme teilweise neu entwickelt und an die speziellen Anforderungen angepasst werden.
- Die Schiffe müssen sowohl als Transportschiff, als auch als Offshore-Errichtereinheit funktionieren, und praktisch täglich flexibel zwischen Großkomponententransport und Installationstätigkeiten wechseln können. Die hierfür einzuhaltenden Regelwerke widersprechen sich zum Teil und sind deshalb neu zu definieren. VDR, VSM und BMVBS haben hierzu bereits Ende November 2011 eine gemeinsame IMO-Submission eingereicht, mit der die Schaffung einheitlicher Standards bei der Klassifizierung und Anwendung von IMO-Richtlinien für Errichter- und Serviceschiffe empfohlen wird. Damit sollen bisher bestehende regulatorische Unsicherheiten – und dadurch bedingte Marktverzerrungen – beseitigt und den besonderen Anforderungen der neuartigen Spezialschiffstypen Rechnung getragen werden.
- Die Krankapazitäten sind mit bis zu über 900 t in weiter Auslage sehr hoch und führen zu erheblichen Beanspruchungen der Schiffsstruktur und im Kranbereich.
- Die Schiffe müssen schnell zwischen Basishafen und Baufeld wechseln und deshalb eine für diesen Schiffstyp hohe Geschwindigkeit erreichen können. Hierfür ist aufgrund der strömungsgünstigen Bauart ein sehr anspruchsvolles Schiffsdesign notwendig.
- Bei der Parkerrichtung ist das aus dem Offshore-Öl und -Gas-Sektor bekannte Equipment nicht wirtschaftlich einsetzbar. Die Charter- und Mietkosten für das Gerät übersteigen bei Weitem die darstellbaren Kosten, welche durch die Offshore-Windparkprojekte getragen werden können. Es besteht bei den Offshore-Wind-Projekten somit erheblicher Kosten- und Zeitdruck, der im etablierten Öl- und Gas-Sektor nicht in diesem Maße gegeben ist.
- Daneben fehlen immer noch ausreichende Erfahrungswerte bei der Errichtung der Offshore-Windparks. Erfahrungswerte aus dem Öl- und Gas-Bereich lassen sich nur in begrenztem Umfang übertragen. Sowohl im Hinblick auf die Rahmenbedingungen als auch bei der Abwicklung der Errichtungstätigkeiten, der Montageverfahren, dem Logistikmanagement und der Versorgung der Projekte sind die Unterschiede zu groß. Alle diese Punkte beeinflussen aber die notwendige Ausgestaltung und Ausstattung der Spezialschiffe und des Schiffbaus.

Die im Schiffbau existierenden Entwurfs- und Berechnungsverfahren müssen, um die Funktionalität zu gewährleisten, an die projektspezifischen Erfordernisse der Offshore-Windparks angepasst werden. Es ist daher mit erheblichen Herausforderungen verbunden, die bestellerseitig geforderten Eigenschaften darzustellen und die vertraglichen Verpflichtungen zu erfüllen, da die Wechselwirkungen der neu zu integrierenden Systeme nur schwer zu prognostizieren sind. Somit besteht das grundsätzliche Risiko der Verwendungsfähigkeit, ohne dass dies während des Baus erkennbar wird.

Die Offshore-Windbranche steht hinsichtlich der Technologie (Anlagengrößen, Größe, Gewicht und Form der Komponenten, Art der Gründungsstruktur), aber auch der Montageverfahren und Logistikkonzepte erst am Anfang Ihrer Entwicklung. Auf die beständigen und bevorstehenden Änderungen kann der Schiffbau nur begrenzt reagieren. Er muss mitunter bereits während der Bauphase eines Schiffes wesentlichen Änderungen bei den kundenseitigen Anforderungen begegnen können.

Die deshalb notwendigen Sicherheitspuffer und Reaktionen auf unerwartete Wechselwirkungen erschweren es, die erforderliche Terminalsicherheit für die Ablieferung zu gewährleisten. Unmittelbar auftretende neue Erkenntnisse im Bauprozess müssen zunächst verarbeitet werden und sind sowohl in ihrer zeitlichen Dimension wie in ihrem Kostenumfang in dem jeweiligen Projektrahmen unterzubringen. Das grundsätzliche Risiko, dass aufgrund unerwarteter Problemkonstellationen, für deren Lösung bisher keine Erfahrungswerte verfügbar sind, der Kosten- und Zeitplan nicht eingehalten werden kann, ist somit deutlich höher als bei anderen Schiffstypen.

## 3. Vorstellung der benötigten Spezialschiffstypen

### 3.1 Service- und Wartungsschiffe

Im Vergleich zu den Installationsschiffen handelt es sich bei Service- und Wartungsschiffen um kleinere Einheiten, die zum Teil bereits in der Bauphase eingesetzt werden (Schlepper, Sicherungs- und Erkundungsschiffe, etc.). Vorrangiges Einsatzgebiet ist allerdings die Betriebsphase, dies gilt insbesondere für die Personen- und Materialtransportschiffe.

#### 3.1.1 CTVs (Crew Transfer Vessels)

Für die Betriebsführungstätigkeiten bzw. die Fahrt von der Küste zu den Offshore-Windparks existieren verschiedene Schiffskonzepte, so genannte CTVs (Crew Transfer Vessels), die für den Mannschaftstransport inkl. Material und kleinen Ersatzteilen eingesetzt werden. Hierzu gehören beispielsweise Katamarane, Crew Boats (Einrumpfschiffe, häufig aus anderen Nutzungsbereichen stammend und entsprechend für die Offshore-Windenergieindustrie umgebaut) sowie das SWATH (Small Waterplane Area Twin Hull, ursprünglich in der Lotsenschiffahrt eingesetzt und für die Offshore-Windenergiebranche optimiert).

Personentransportschiffe (CTVs) sind sehr schnelle (25-30 Knoten/Stunde) und relativ kleine Einheiten, die das Service- und Wartungspersonal in die Offshore-Windparks bzw. von einer Offshore-Anlage zur anderen bringen. Sie werden sowohl während der Bauphase als auch im Betrieb eingesetzt.

Vom Aufbau des Schiffsrumpfes werden drei unterschiedliche Konzepte verfolgt:

- Monohull
- Catamaran
- SWATH



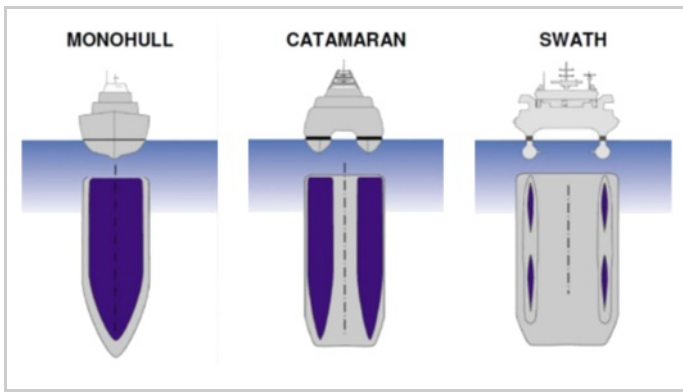


Abbildung 41

**Schiffsrumpf-Konzepte für Offshore-Serviceschiffe [© A&R]**

#### - Monohull

Bei den ersten Offshore-Windparks im küstennahen Bereich waren und sind bis heute relativ kleine aber schnelle Einrumpfschiffe im Einsatz. Diese Schiffe haben den Nachteil einer begrenzten Kapazität (6-8 Personen) und Zugänglichkeit zu den Offshore-WEA (max. 1 m signifikante Wellenhöhe).

#### - Katamaran-Bauweise

In den letzten Jahren etablierten sich CTVs auf Katamaran-Bauweise weitgehend als Standard. Diese Schiffe verhalten sich bei rauer See deutlich stabiler als Einrumpfschiffe, Sie können eine höhere Zahl an Passagieren (12 Personen und mehr) und Material (2-3 t) transportieren. Ein weiterer Vorteil ist die bessere Zugänglichkeit zu den Offshore-Anlagen (bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von 1,8 m).

#### - SWATH

Eine weitere Gruppe von CTVs sind die so genannten SWATH Schiffe (Small Waterplane Area Twin Hull), die noch deutlich stabiler bei rauer See im Wasser liegen und damit die Zugänglichkeit und Erreichbarkeit der Offshore-WEA deutlich erhöhen. Das erste Schiff dieser Art, die Natalia Bekker, wurde von der deutschen Werft Abeking & Rasmussen im Auftrag von BARD produziert (siehe Kap. 4.3).

Für die Fahrt von einem Mutterschiff oder einer Wohnplattform zum Offshore-Windpark (deutlich kürzere Strecke) werden im Einzelfall auch Schlauchboote oder verschiedene kleinere Schiffstypen eingesetzt.

### 3.1.2 Wartungs- und Reparaturschiffe/ Multi-Purpose-Vessels (MPVs)

Neben der ständigen Überwachung und technischen Betreuung der Anlagen gehören auch Heavy-Maintenance-Einsätze, also der Austausch von Großkomponenten zum Bereich „Betrieb von Offshore-Windparks“. Im Zuge eines Großkomponententausches sind die nötigen Arbeitsabläufe in der Regel ähnlich wie bei der Errichtung von Offshore-Windparks. Dementsprechend wird dasselbe Gerät benötigt, oder auch etwas kleinere Installationsschiffe bzw. Jack-ups, da in der Regel ein Austausch von Einzelkomponenten erfolgt.

Wartungs- und Kranschiffe, so genannte Multi-Purpose Vessels, werden für größere Reparaturen und den Austausch von Komponenten bei Offshore-Windenergieanlagen verwendet. Grundsätzlich können

für diese Tätigkeiten auch Installations- und Errichterschiffe eingesetzt werden. Allerdings ist deren Wirtschaftlichkeit für den sporadischen Wartungseinsatz begrenzt. Für küstenferne Projekte werden für die Installationsphase, aber auch während längerer Serviceeinsätze, so genannte Mutterschiffe eingesetzt. Diese speziellen Wohn- und Arbeitsschiffe haben den Vorteil, dass sie auch per Helikopter erreichbar sind. Das Personal fährt von dort mit kleinen schnellen CTVs zu den Anlagen.

Buzzard



Seajacks ‚Kraken‘



Svanen



Thialf



**Abbildung 42 Multi-Purpose Vessels**

### 3.1.3 Wohnplattformen und –Schiffe sowie künstliche Inseln

Bei den weit von der Küste entfernten Windparks, die seit 2012 häufiger gebaut werden, sind vermehrt Betriebs- und Wartungskonzepte in der Entwicklung, die einen dauerhaften Aufenthalt von Servicepersonal auf hoher See vorsehen.

Bei den ersten küstenfernen Windparks (alpha ventus, Bard Offshore1) war das Installationspersonal auf Hotelschiffen untergebracht. Eine ähnliche Lösung wird von einzelnen Windpark-Betreibern auch für die Betriebsphase erwogen. Zunehmend erscheint aber auch der Einsatz von dauerhaften Wohnplattformen zur Unterbringung der Service- und Wartungsteams bei küstenfernen Offshore-Windparks sinnvoll, wie man sie von der Öl- und Gasindustrie seit Jahrzehnten kennt.

Erstes Beispiel für diese neue Entwicklung ist der Auftrag zum Bau einer speziellen Offshore-Wohnplattform, den Vattenfall und die Stadtwerke München im Oktober 2012 an die Rendsburger Werft Nobiskrug erteilt haben. Gebaut wird die Plattform ab Sommer 2013 in der zu Nobiskrug

gehörenden Werft Abu Dhabi MAR in Kiel.

Die Fertigstellung und Installation der Plattform im Windpark Dan Tysk (70 km westlich von Sylt) ist für Herbst 2014 geplant. Die Plattform mit einer Wohnfläche von 2.500 m<sup>2</sup> soll Platz für bis zu 50 Personen bieten, die 20 Meter über dem Meeresspiegel arbeiten und wohnen. Neben Einzelzimmern mit Dusche, Internet und Telefon für die Crew verfügt die Plattform über Verpflegungsbereiche, einen Sanitätsbereich, Werkstätten, Lagerbereiche, Büros und Platz für Freizeitaktivitäten. Die Service-Teams sollen voraussichtlich alle zwei bis drei Wochen wechseln. Die Kosten für die Plattformen liegen nach Presseangaben im mittleren zweistelligen Millionenbereich.

In Deutschland stehen die Offshore-Windparkbetreiber vor besonderen Herausforderungen, weil die Offshore-Projekte teilweise bis zu 100 Kilometer und mehr vor der Küste liegen. Tägliches Pendeln der Crews mit Schiffen kommt bei solchen Distanzen kaum noch infrage. Die Transferzeiten wären zu lang und die Gefahr zu hoch, dass Teile der Crew seekrank und damit arbeitsunfähig würden. "Die Wohnplattform steht auf festem Grund und bietet so mehr Sicherheit und höheren Komfort für unsere Teams", so der Projektleiter von Dan Tysk gegenüber der Presse. [HAB. 23.10.2012].

### 3.2 Errichterschiffe bzw. Hubplattformen

Der Großteil der bis vor kurzem verfügbaren Installationsschiffe wurde nicht speziell für die Nutzung durch die Offshore-Windenergieindustrie entwickelt. Oft musste in der Vergangenheit auf vorhandenes Installationsgerät aus der Offshore-Öl- und Gasindustrie zurückgegriffen werden bzw. auf konventionelle Installationsschiffe, die durch Umbaumaßnahmen an die Bedürfnisse der Offshore-Windenergie angepasst wurden. Die erste Generation dieser Spezialschiffe bzw. -Plattformen erfüllte deshalb die Anforderungen der Windparkbetreiber nur unzureichend, oder war gar nicht auf deren individuelle Bedürfnisse zugeschnitten. Viele dieser Geräte sind für die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen und –Fundamenten entweder über- oder unterdimensioniert.

**Tabelle 58 Schwimmkräne bzw. Schwerlastschiffe, die u.a. auch bei Offshore-Wind eingesetzt werden [WAB 2011, EWEA 2011, KPMG 2011, eigene Recherchen]**

	Installations-Geräte/Name	Eigentümer/Betreiber	Krankapazität (t)	Typ
1	ENAK	Burgsier-, Reederei- und Bergungsgesellschaft	600	Einrumpf-Schwimmkran
2	Jumbo Javelin	Jumbo Offshore	1.800	Schwerlast-Transportschiff
3	Matador 3	Bonn & Mees	600-1.500	Einrumpf-Schwimmkran
4	OSA Goliath	Coastline Maritime	750-1.600	Einrumpf-Schwimmkran
5	Rambiz	Scaldis	3.300	Katamaran
6	Samson	Otto Wulf	900	Einrumpf-Schwimmkran
7	Stanislav Yudin	Seaway Heavy Lifting	2.500	Schwerlast-Transportschiff
8	Svanen	Ballast Nedam	9.000	Katamaran
9	Taklift 4	Smit	1.600-2.400	Einrumpf-Schwimmkran
10	Thialf	Heerema	14.200	Schwerlast-Transportschiff

Aufgrund der hohen Krankapazität werden Schwimmkräne bzw. Schwerlast-Transportschiffe vorwiegend bei der Installation von Offshore-Plattformen – wie ursprünglich in der Öl- und Gasindustrie – aber zunehmend auch in der Offshore-Windindustrie für schwere Lasten wie Konverter- und Umspannplattformen eingesetzt.

Die Übersicht in Tabelle 59 zeigt eine Auflistung der Jack-Up (Hub-)Plattformen der ersten und zweiten Generation, die seit einigen Jahren in der Offshore-Windindustrie zum Einsatz kommen. Im Vergleich zur jüngsten Generation von selbstangetriebenen Errichterschiffen, die seit 2011 in Bau bzw. in Betrieb sind, sind bei den in Tabelle 59 aufgelisteten Einheiten zum Teil deutliche Einschränkungen erkennbar, z.B. bei der Krankapazität wie auch bei der maximalen Wassertiefe, in denen das Installationsgerät der ersten Generation operieren kann. Die oben dargestellten Hubplattformen verfügen in der Regel über keinen eigenen Antrieb und sind auf den Einsatz von Schleppern angewiesen.

**Tabelle 59 Hubplattformen, die in der Offshore-Windindustrie eingesetzt werden [Quellen: KPMG, EWEA, WAB, H.-Böckler-Stiftung, eigene Recherchen]**

	Installations-Geräte/Name	Eigentümer/Betreiber	Krankapazität (t)	Max. Wassertiefe (im Jack-up-Betrieb)	Typ
1	Buzzard	GeoSea/Deme	750-1.400*	40	Hubplattform (Jack up)
2	Goliath	GeoSea/Deme	750-2.200*	50	Hubplattform (Jack up)
3	JB-114	Jack-Up Barge	300	50 (40)	Hubplattform (Jack up)
4	JB-115	Jack-Up Barge	300	50 (40)	Hubplattform (Jack up)
5	KS Titan 2	KS Energy Services Ltd.	300	40	Hubplattform (Jack up)
6	L 205	Master Marine AS	2x 750	50	Hubplattform (Jack up)
7	Mayflower Resolution	MPI-Vroom	1.000 (300)	35	Hubplattform (Jack up)
8	Odin	HOCHTIEF Construction AG	300	35	Hubplattform (Jack up)
9	Pauline (SEA-900)	GustoMSC	200-1.100*	30	Hubplattform (Jack up)
10	Sea Energy	A2SEA/Dong Energy	400	24	Hubplattform (Jack up)
11	Sea Jack	A2SEA/Dong Energy	1.300 (800)	30	Hubplattform (Jack up)
12	Sea Power	A2SEA	400	24	Hubplattform (Jack up)
13	Seacore Excalibur	Seacore	220	35	Hubplattform (Jack up)
14	Seafox 1	Workfox BV Ltd.	300	40	Hubplattform (Jack up)
15	Seafox 7	GustoMSC	700 (280)	45	Hubplattform (Jack up)
16	Seaworker (JB-109)	A2SEA/Dong Energy	400	40	Hubplattform (Jack up)
17	Seaworker (Sea-2000)	GustoMSC	1.600	40	Hubplattform (Jack up)
18	Thor	HOCHTIEF Construction AG	500	50	Hubplattform (Jack up)
19	Titan 2	Siemens	300	40	Hubplattform (Jack up)
20	Vagant (Sea-800)	GustoMSC	1.000	30	Hubplattform (Jack up)
21	Windlift 1	BARD Engineering	500	45	Hubplattform selbst angetrieben(Jack up)

\* variable Deckzuladung

Die Betreiberstruktur in dem relativ neuen Segment der Spezialschiffe und Errichterplattformen für Offshore Windparks ist (noch) sehr heterogen und reicht von Unternehmen und Reedern aus der Offshore-Windindustrie bzw. der traditionellen Öl- und Gasindustrie (z.B. A2SEA, DEME, MPI Offshore, Ballast Nedam, JUMBO, Scaldis, Seaway Heavy Lift, Seajacks, Geosea, Fred Olsen, Swire Blue Ocean, Van Oord, etc.) über große Baukonzerne (HOCHTIEF) bis hin zu Energiekonzernen und Betreibern von Offshore-Windparks (RWE OLC GmbH, DONG) sowie den Produzenten von Windenergieanlagen (Siemens, BARD).

Vor diesem Hintergrund ist die jüngste Beteiligung von Siemens Wind Power besonders bemerkenswert. Der deutsche Technologiekonzern hat sich 2011 mit 49 % bei dem dänischen Unternehmen A2SEA, einem der führenden Betreiber von Offshore-Errichterschiffen, beteiligt. Die restlichen 51 % werden von dem dänischen Energieversorger DONG gehalten. Die Europäische Windenergievereinigung (EWEA) geht davon aus, dass sich der Trend zu strategischen Investoren bei Offshore-Errichterschiffen in den nächsten Jahren fortsetzen wird [EWEA 2011, KPMG 2011].

Auf dem Offshore-Markt lassen sich derzeit drei Generationen von Installationsschiffen für Windparks erkennen [Tillessen, 2011]

1. Generation: kombinierter Betrieb eines Schwimmkrans mit einer Barge, die zum Transport der Komponenten genutzt wird (z.B. Hubplattform ODIN von Hochtief). Kein eigener Antrieb
2. Generation: Jack-up Schiff mit Heli-Deck und größerem Deckhaus für Unterkünfte
3. Generation: selbst-angetriebene Jack-Up Schiffe mit DP2 (dynamisches Positionierungssystem der IMO Stufe 2), z.B. Windlift 1, Victoria Mathias, Friedrich Ernestine, Innovation, Pacific Orca, Pacific Osprey

Wie in Tabelle 60 dargestellt, kommen allein zwischen 2011 und 2013 knapp zwei Dutzend dieser modernen, mehrheitlich selbst angetriebenen Offshore-Errichterschiffe und Hubplattformen auf den Markt. Die Einsatzmöglichkeiten der kürzlich ausgelieferten bzw. noch im Bau befindlichen Errichterschiffe sind universell.

Durch ihre hohe Lade- und Krankapazität sind die Errichterschiffe der 3. Generation sowohl für die Installation der Gründungsstrukturen als auch der Windenergieanlagen (Turm, Turbine und Rotorblätter) geeignet. Das heißt, die Schiffe müssen die unterschiedlichsten Anforderungen erfüllen: Der Bordkran muss für das Heben der Fundamente z.B. Lasten von bis zu 1.000-1.500 t geeignet sein. Für die Installation der Rotorblätter ist hingegen ein langer Ausleger erforderlich (mindestens bis 110 m), während die Krankapazität nicht so hoch sein muss.

Daneben zielen die Entwicklungen im Bereich der Errichterschiffe darauf ab, die Fahrzeiten zu den Baustellen auf hoher See zu verkürzen, die Manövrierfähigkeit der Schiffe zu erhöhen und die Schlechtwetterbeschränkungen zu reduzieren, wodurch die möglichen Zeitfenster für Installationsmaßnahmen vergrößert und besser ausgenutzt werden können.

Für den deutschen Offshore-Markt wurden im Jahr 2012 drei Installationsschiffe ausgeliefert (für RWE Innogy und HOCHTIEF), die auf den folgenden Seiten ausführlicher dargestellt werden. Zwei Jahre zuvor wurde bereits die Wind Lift 1 für die Errichtung der Offshore-Fundamente (Tripiles) von BARD in Dienst gestellt. Die o.g. Errichterschiffe für RWE Innogy wurden auf Werften in Südkorea bzw. in Osteuropa (für HOCHTIEF und BARD) gebaut.

Neben den bereits im Einsatz befindlichen Schiffen sind laut KPMG derzeit mehr als ein Dutzend moderne Errichterschiffe für Offshore-Windparks in Bau bzw. wurden bereits bestellt. Davon wird die weit überwiegende Zahl in Asien (Südkorea, VR China, Singapur) gebaut, vier Schiffe in Dubai, zwei in Polen (aktuell wurde ein zweiter Auftrag für ein Errichterschiff von einem deutschen Besteller an eine polnische Werft vergeben) und ein Schiff in Deutschland [KPMG 2011].

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die deutsche maritime Industrie im neuen Segment der Errichterschiffe bei direkten Auftragsvergaben noch eine untergeordnete Rolle spielt, obwohl die Kompetenzen in der Branche in aller Breite vorhanden sind. Wie jedoch in Kapitel 1.2 und in Kapitel 3.2.2.1 beschrieben, liegt die Wertschöpfung an einem Auftrag zu ca. 70% im Bereich der Zulieferer.



In einer weitergehenden Studie könnte deshalb untersucht werden, inwieweit die deutsche maritime Zulieferbranche im Falle von Auftragsvergaben an ausländische Werften partizipiert.

**Tabelle 60 Offshore-Windenergie-Installationsgeräte der neuesten (3.) Generation**

	Installations-Geräte/Name	Eigentümer/Betreiber	Krankapazität (t)	Max. Wassertiefe	Typ	Inbetriebnahme
1	Bold Tern (ING-9000-HPE)	Fred. Olsen Windcarrier AS	800	45 (65)	Selbst angetrieben	2012
2	Brave Tern (NG-9000-HPE)	Fred. Olsen Windcarrier AS	800	45 (65)	Selbst angetrieben	2012
3	Deepwater Installer	Goah Offshore Ltd.	1.600	50	Hubplattform (Jack up)	2012/13
4	Endeavour	Gulf Marine Services	300	65	Hubplattform (Jack up)	2012
5	Friedrich Ernestine	RWEI (RWE Innogy)	1.000	>45	Selbst angetrieben	2012
6	Hull L208 (NG-9000-HPE)	Fred. Olsen Windcarrier AS	800	45	Selbst angetrieben	2012
7	Innovation	HGO InfraSea Solutions	1.500	50	Selbst angetrieben	2012
8	JB- 117	Jack-Up Barge BV	1.000	45	Hubplattform (Jack up)	2012
9	L 206 (Service Jack 2)	Master Marine	2 x 750	50	Selbst angetrieben	2011
10	MPI Adventure	MPI-Vroon	1.000	40	Hubplattform (Jack up)	2011
11	MPI Discovery (NG-7500-HPE)	MPI-Vroon	1.000	40	Hubplattform (Jack up)	2011
12	Neptune	GeoSea/Deme	300	52	Hubplattform (Jack up)	2012
13	Pacific Orca	Swire Blue Ocean	1.200	70	Selbst angetrieben	2013
14	Pacific Osprey	Swire Blue Ocean	1.200	70	Selbst angetrieben	2013
15	Sea Installer	A2SEA	900	45	Selbst angetrieben	2013
16	Seafox 5	Workfox BV Ltd	1.200	70 (65)	Hubplattform (Jack up)	2012
17	Seajacks Zaratan	Seajacks International	800	55 (45)	Selbst angetrieben	2012
18	Sietas Typ 187	Van Oord	900	45	Selbst angetrieben	2013
19	Victoria Mathias	RWEI (RWE Innogy)	1.000	>45	Selbst angetrieben	2012
20	Windcarrier	Fred. Olson Windcarrier	800	45	Selbst angetrieben	2012

### 3.2.1 Betreiber von Offshore-Errichterschiffen

#### 3.2.1.1 Beispiel 1 – Energieversorger als Reeder

Die Tatsache, dass RWE Innogy, ein Energieversorger und Betreiber von Offshore-Windparks, auch als Betreiber von Errichtungslogistik auftritt, ist insofern bemerkenswert, als bislang alle Installationschiffe von (Offshore)-Baufirmen bzw. -Logistikunternehmen beauftragt und betrieben werden, z.B. MPI Offshore Ltd. (GB), A2SEA (DK), Van Oord N.V. und Ballast Nedam N.V. (beide NL). Ein deutscher Vertreter aus dem Bereich Baufirmen bzw. Logistiker ist die HOCHTIEF Construction AG (siehe Kap. 3.2.1.2). Der Grund in der Dominanz dieser Marktteilnehmer liegt darin, dass diese Unternehmen über eine grundsätzlich hohe Liquidität verfügen, über ausreichende Eigenkapitalreserven verfügen und/oder zusätzliche Erlöse außerhalb der (Spezial-)Schifffahrt generieren können; im Gegensatz zu vielen Reedereien [KPMG 2011].

Die so genannte Seabreeze-Klasse ist eine Baureihe von Errichterschiffen, die speziell für den Bau von großen Offshore-Windenergieanlagen geplant wurde. Diese Klasse wurde im Auftrag von RWE Innogy bzw. des Tochterunternehmens RWE Offshore Logistics Company entwickelt. Laut Unternehmensangaben gehören die beiden Schiffe der Seabreeze-Klasse zu den größten bislang gebauten Offshore-Errichterschiffen und sind als weltweit erste Schiffe in der Lage, bis zu vier komplette Windturbinen der Multi-Megawatt-Klasse einschließlich Fundamenten, Türmen, Gondeln und Flügeln zum Aufstellungsort zu transportieren und dort aufzustellen.



Zwei Errichterschiffe dieser Klasse, die **Victoria Matthias und Friedrich Ernestine**, wurden i. A. von RWE Innogy in Südkorea bei Daewoo gefertigt und gingen in 2012 in Betrieb. Die Endmontage inkl. Testläufe wurde für beide Errichterschiffe auf der Lloyd-Werft (Bremerhaven) in Deutschland durchgeführt. Beide Schiffe sind seit Sommer 2012 für Offshore-Windparks in Deutschland und Großbritannien im Einsatz.

Nach Angaben von Prof. Fritz Vahrenholt, bis 2012 Vorstandsvorsitzender und nun Aufsichtsratschef von RWE Innogy, belief sich der Anteil der deutschen Wertschöpfung beim Bau der Victoria Matthias auf etwa 40 Prozent, der EU-Anteil lag sogar über 50 Prozent. [RWEI, Vahrenholt]

RWE Innogy kann hier als Ausnahme gelten, da man aus der mangelnden Verfügbarkeit von Installationskapazitäten auf dem Weltmarkt selbst als Betreiber von Errichterschiffen tätig wurde. Andere Energieversorger wollen nach eigenen Angaben nicht in das Reedergeschäft einsteigen. Es ist deshalb nicht zu erwarten, dass zukünftig weitere Reeder aus der Gruppe der Energieversorger bzw. Offshore-Windparkbetreiber in diesen Markt einsteigen.



**Abbildung 43**

© OLC GmbH, 2012

Die Victoria Matthias wird zunächst für die Installation des Offshore-Windparks Nordsee Ost eingesetzt. Im Folgenden werden die technischen Details dieses Installationsschiffes beschrieben [RWEI 2012a]:

#### **Hauptabmessungen:**

Länge: 100 Meter

Breite: 40 Meter

Beinlänge: 78 Meter

#### **Einsatzbereich:**

Max. Ladegewicht: 4.500 t

DP2 Positionierung (satellitengesteuert)

Wassertiefe: über 40 Meter

Geschwindigkeit: bis zu 7,5 Knoten

#### **Kernkomponenten/Ausstattungsmerkmal**

Max. Hakenhöhe Hauptkran: 110 m über Deck

Max. Belastbarkeit Hauptkran: 1.000 t bei 25 m; 644 t bei 38 m

Antriebskraft: 6 einschwenkbare Strahlruder: 6 x 1.600 kW

Unterkunft an Bord: max. 60 Personen, hauptsächlich Einzelkabinen

Helikopter-Plattform: D=17,0m (Augusta 139)

### 3.2.1.2 Beispiel 2 – Offshore-Errichterschiffe von HOCHTIEF

Im August 2012 wurde das derzeit weltweit leistungsstärkste Schwerlast-Kranhubschiff die INNOVATION in Bremerhaven in Dienst gestellt.

Eigentümer und Betreiber der INNOVATION ist das Bremer Unternehmen HGO InfraSea Solutions – ein Gemeinschaftsunternehmen der HOCHTIEF Solutions und GeoSea, ein Tochterunternehmen der belgischen DEME-Gruppe. Für den Hochsee-Offshore-Windpark Global Tech 1, der ca. 180 km von Bremerhaven entfernt liegt, ist die INNOVATION für die Beladung, den Transport sowie die Installation der Tripod-Fundamente verantwortlich. Insgesamt werden im Rahmen des Projekts 80 Windenergieanlagen der 5-Megawatt-Klasse installiert. Von den eingesetzten Tripod-Fundamenten kann die INNOVATION im Rahmen einer Installationsfahrt 3 Einheiten transportieren.



**Abbildung 44** ©HGO InfraSea Solutions GmbH & Co. KG, 2012

HGO InfraSea Solutions hat das Design für die „INNOVATION“ selbst entwickelt. Die INNOVATION ist 147,5 m lang und 42 m breit und kann in Wassertiefen von bis zu 50 m operieren. Das Schiff wurde nach einer zweijährigen Planungsphase in nur zwei Jahren in der polnischen Crist-Werft (Danzig) gebaut. Die Entwicklungs- und Baukosten beliefen sich insgesamt auf ca. 200 Mio. Euro. Knapp 70 Prozent des Einkaufsvolumens stammen nach Angaben von HGO InfraSea Solutions aus deutscher Produktion.

Zu den besonderen technischen Merkmalen gehört die Ladekapazität von bis zu 8.000 t sowie der leistungsstarke Liebherr-Kran, der eine Tragkraft von 1.500 t bei 31,5 m Auslage ermöglicht. Ebenfalls zu erwähnen sind die aus Gitterkonstruktionen bestehenden vier Beine (ca. 90 m lang) des Hubsystems, die von MIS gefertigt wurden. Die INNOVATION wird durch vier Azimuth-Strahlruder am Heck sowie drei Tunnel-Strahlruder am Bug von der Firma Schottel angetrieben. Damit kann sie

eine Geschwindigkeit von bis zu 12 Knoten erreichen. Das Errichterschiff bietet eine All-in-one-Lösung, die das Beladen, den Transport sowie die Installation der Komponenten ermöglicht. Als besonderer Erfolgsfaktor wird von Betreibern die leistungsstarke Crew genannt, die direkt über HGO InfraSea Solutions angestellt wurde.

Die INNOVATION erreichte Bremerhaven am 06.08.2012 und wurde dort am 03.09.2012 offiziell in Dienst gestellt. Nach dem Einsatz im Windpark Global Tech I wird die INNOVATION beim Bau des Ostsee-Windparks Baltic 2 zum Einsatz kommen.

Nach Auslieferung der INNOVATION wird in der Crist-Werft bereits an einem Folgeauftrag von HOCHTIEF gearbeitet: Das Kranhubschiff VIDAR soll noch 2013 in Dienst gestellt werden.

Zur Offshore-Flotte von HOCHTIEF gehören außerdem zwei weitere Hubinseln (ODIN und THOR), sowie drei hochseegängige Schwerlastpontons. Die Hubinsel THOR wurde im Mai 2010 in Dienst gestellt. Der Baukonzern HOCHTIEF hat sich mit seiner Offshore-Sparte in kurzer Zeit als einer der führenden Akteure im Bereich der Offshore-Logistik etabliert. Die Geschäftsentwicklung des Unternehmens ist symptomatisch für das dynamische Wachstum der Offshore-Windenergiebranche. Lag der Auftragsbestand 2009 erst bei knapp 20 Mio. Euro, so betrug er Ende 2011 bereits gut 465 Mio. Euro.



**Abbildung 45**

© HOCHTIEF, Hubinsel THOR und ODIN

Im Vergleich der Eckdaten der VIDAR und der INNOVATION mit der Vorgängerplattform ODIN zeigt sich die rasante Entwicklung im Bereich der Errichterplattformen bzw. -schiffe. Von der ODIN zur THOR war bereits eine deutliche Erhöhung der Kapazitäten und Einsatziefen festzustellen. Von der THOR zur INNOVATION erfolgte dann ein noch größerer Sprung mit einer Verdopplung bei der Schiffslänge, Besatzung sowie bei der Ladekapazität. Hinzu kam ein Direktantrieb mit 12 Knoten Spitzengeschwindigkeit und ein dynamisches Positionierungssystem, welches den Einsatz von Schleppern weitgehend überflüssig macht. Mit ähnlichen Eckdaten kann auch die VIDAR aufwarten, die 2013 in Dienst gestellt werden soll (siehe Tabelle 61).

**Tabelle 61 Vergleich der Offshore-Installationsschiffe von Hochtief [HOCHTIEF 2012]**

	ODIN	THOR	INNOVATION	VIDAR
Entwicklungsstand	1. Generation	2. Generation	3. Generation	3. Generation
Baujahr	2004	2010	2012	2013
Abmessungen				
- Länge	46,1 m	70 m	147,5 m	136,5 m
- Breite	30 m	40 m	42 m	41 m
- Höhe	4,6 m	6 m	11 m	9,5 m
Einsatzdaten				
- Einsatztiefe	35 m	50 m	50 m (65 m mit Beinverlängerung)	50 m
- Beinlänge	60 m	82 m	90 m	90 m
- max. Tiefgang	3,25 m (ohne FüÙe)	5,3 m (ohne FüÙe)	7,33 m	6,3 m
- max. Ladekapazität		3.300 t	8.000 t	6.500 t
- max. Geschwindigkeit	Nicht selbstangetrieben	Nicht selbstangetrieben	12 Knoten	12 Knoten
Krankkapazität	Max. 300 t	Max. 500 t	Max. 1.500 t	1.200 t
Unterkunft	40 Personen	48 Personen	100 Personen	90 Personen

Neben den oben dargestellten Errichterschiffen hat HOCHTIEF angekündigt, auch ein neues Service- und Wartungsschiff in Dienst zu stellen. [HOCHTIEF 2012]

### 3.3 Kabelleger

Diese Speziálschiffe werden zur Verlegung der Stromkabel für die interne Parkverkabelung sowie für die Netzanbindung bis zum Festland, für die sogenannten Exportkabel, benötigt. Zunächst werden die Seekabel während des Baus in die Fundamente bzw. in die Umspannstation eingezogen. Danach werden sie auf dem Meeresboden verlegt. Zum Schutz der Kabel spült ein ferngesteuertes Unterwasser-Fahrzeug die Kabel in den Meeresboden ein.

Die Kabelleger müssen daher unterschiedliche Voraussetzungen erfüllen: Bei der erstgenannten Gruppe kommt es vor allem auf eine gute Manövriertähigkeit und exakte Positionierung an, während bei Exportkabelverlegern eine hohe Kapazität der Kabelteller gefordert ist. Allein für die Innerparkverkabelung eines typischen Offshore-Windparks mit 80 Anlagen wird mit ca. 100 km Kabellänge gerechnet. Während bis zur Offshore-Umspannplattform 33-kV-Kabel installiert werden, muss die Kapazität ab der Station i.d.R. 155 kV betragen. Im Flachwasserbereich, z.B. im ökologisch sensiblen Wattenmeer, müssen spezielle Schwimmplattformen eingesetzt werden. Nach Industrieschätzungen sind derzeit etwa 25 Kabelleger weltweit verfügbar [ODS 2011].

Um die benötigte Installationskapazität vorzuhalten ist es auch hier symptomatisch, Langzeit-Charter-Verträge abzuschließen. Dies wird deutlich am Beispiel der Norddeutsche Seekabelwerke GmbH (NSW), seit 2007 ein 100%-iges Tochterunternehmen der General Cable Corporation und laut Unternehmensangaben seit über 111 Jahren ein weltweit führender Anbieter von Telekommunikations-Seekabeln. Das Unternehmen hat sich in den vergangenen fünf Jahren im Markt für Energieseekabel speziell im Bereich erneuerbare Energie etabliert.

NSW hat bereits erfolgreich Energieseekabel für Windparkprojekte und Inselverbindungen produziert und installiert und im Frühjahr 2012 einen Langzeit-Charter-Vertrag für das DP2-Schiff MV Aura für Energieseekabelprojekte in der Nord- und Ostsee mit der finnischen Meriaura vereinbart. Das Schiff, welches 2008 gebaut wurde, wird vom Eigentümer nach den Vorgaben von NSW umgebaut und wird damit neben NOSTAG 10 der zweite Installationssspread werden.

Mit einer Länge von ca. 100 m und einer Breite von 25 m bietet es den erforderlichen Platz und die Hilfsstromversorgung für die Kabelinstallationsausrüstung. Hierzu gehört ein Heavy-Duty-Trencher mit einer Leistung bis zu 1.600 kW, ein hiev kompensierter Kran und ein Turntable, der für alle Arten von Energieseekabeln geeignet ist.

Wie das finnische Schiffbauunternehmen Meriaura Ltd. stellen sich vor allem die bisher im Segment von Projekttransporten und Marinelogistikmanagement aktiven Akteure, welche früher beispielsweise Kraftwerkskomponenten, Komponenten von Onshore-Windenergieanlagen oder auch industrielle Schüttgüter transportiert haben, auf Transporte im Rahmen von Offshore-Projekten in der Nord- und Ostsee um.

Beim Offshore-Windpark Global Tech 1 ist NSW in einem Konsortium mit Global Marine Systems Ltd. beteiligt. Die beiden Unternehmen decken damit Herstellung, Lieferung und Installation ab.

## 4. Auftragseingänge deutscher Werften im Bereich Offshore-Spezialschiffe

### 4.1 Sietas

Die Hamburger Sietas Werft ist die erste deutsche Werft, die im April 2012 mit dem Bau eines Offshore-Errichterschiffes begonnen hat. Auftraggeber ist das niederländische Wasserbauunternehmen Van Oord aus Rotterdam, das noch eine Option auf ein zweites und baugleiches Schiff hält. Erstmals platziert hatte Van Oord die Order bei der Sietas Werft bereits im Dezember 2010. Diese konnte den Auftrag allerdings nicht ohne erneute Vereinbarung umsetzen, die schließlich im Februar 2012 erteilt wurde. Grund war ein Insolvenzverfahren, das die traditionsreiche und älteste deutsche Werft, gegründet im Jahre 1635, am 18.11. 2011 einleiten musste. Sietas hatte sich in den vergangenen Jahren vor allem auf den Bau großer Serien von Containerzubringerschiffen spezialisiert. Dieses Geschäft brach mit Beginn der Finanzmarkt- und Schifffahrtskrise im Jahr 2008 jedoch abrupt ein, eine Reihe von Aufträgen wurde storniert (siehe Kap. 1.2)

Der Neubau des Installationsschiffes vom Typ 187 verfügt über ähnliche Abmessungen und Kapazitäten wie die unter Kap. 3.2. dargestellten Spezialschiffe, die 2012 in den Dienst gestellt wurden. Das Hubschiff hat eine Länge von 139 m, eine Breite von 38 m und einen Tiefgang von 5,70 m. Die maximale Geschwindigkeit liegt bei 12 kn.

Ausgerüstet wird das Spezialschiff unter anderem mit einem Spezialkran, der bei einer Auslage von 30 m bis zu 900 t Last heben und bis zu einer Höhe von ca. 120 m über der Wasseroberfläche arbeiten kann.

Das maximale Ladevolumen des Neubaus beträgt 6.500 t. An Bord finden bis zu 74 Personen Platz. Die Fertigstellung des Spezialschiffes, das Arbeiten in bis zu 45 m Wassertiefe ermöglicht, ist für 2013 geplant.



Gemeinsam mit dem Auftraggeber Van Oord hat Sietas das Spezialschiff in 12-monatiger Arbeit entwickelt. Als Architekt und Integrator zeichnet die Werft für Entwicklung und Bau des Installationsschiffs verantwortlich. Sietas liefert zusammen mit ihrem Tochterunternehmen Neuenfelder Maschinenfabrik (NMF) das Schiff und den Offshore-Kran aus einer Hand.

Der Auftrag für das 200 Mio. € Offshore-Errichterschiff kam nicht aus Deutschland sondern von der niederländischen Unternehmensgruppe Van Oord. Dass Sietas den Zuschlag bekommen hat, kann daran liegen, dass Van Oord in diesem Falle von niederländischen Exportkrediten profitiert. Diese Möglichkeit hat ein deutscher Reeder nicht. Er kann bei Auftragsvergabe an eine deutsche Werft nicht von einer Hermes-Bürgschaft profitieren.

Aus dem Auftrag lässt sich aber auch schließen, dass die deutschen Werften über das notwendige Know-how verfügen, Spezialschiffe zu bauen, bzw. dass potenzielle Auftraggeber dem deutschen Schiffbau die erfolgreiche Abwicklung von Spezialschiffbauaufträgen zutrauen.

## 4.2 Nordic Yards

Im August 2012 berichtete das Unternehmen von einem Auftrag zum Bau eines Offshore-Wartungsschiffes, eines Wind Turbine Service Jack Up Vessel (WTSJUV). Auftraggeber ist das dänische Unternehmen DBB Jack-Up Services A/S aus Aarhus. Der Baubeginn wurde für das Frühjahr 2013 avisiert. Die Fertigstellung ist ein Jahr später geplant. Das Wartungsschiff wird an den Nordic Yards Standorten in Rostock-Warnemünde und Wismar gebaut. Im Zusammenhang mit diesem Auftrag besteht eine Option zum Bau von zwei weiteren Einheiten für die DBB Jack-Up Services.

## 4.3 Abeking & Rasmussen

Die Traditionswerft Abeking & Rasmussen Schiffs- und Yachtwerft (A&R) ist eine nicht-börsennotierte Aktiengesellschaft im Familienbesitz. Im Spezialschiffbau konzentrierte sich die Werft seit Ende der 1990 Jahre auf die Entwicklung der SWATH-Technologie, die zunächst vorrangig als Lotsen-Tender und Patrouillenboote konzipiert und eingesetzt wurden. [A&R]

Im April 2010 wurde der bislang erste SWATH-Windparktender fertiggestellt. Das im Auftrag von BARD entwickelte und auf den Namen „Natalia Bekker“ getaufte Schiff hat den Vorteil, das Servicepersonal (max. 12 Personen) auch bei rauer See und höherem Wellengang (bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von 2,5 m) zu den Offshore-WEA transportieren zu können. Die höheren Produktionskosten für den SWATH Tender müssen der verbesserten Zugänglichkeit gegenüber gestellt werden.

**Abbildung 46**

© Abeking & Rasmussen



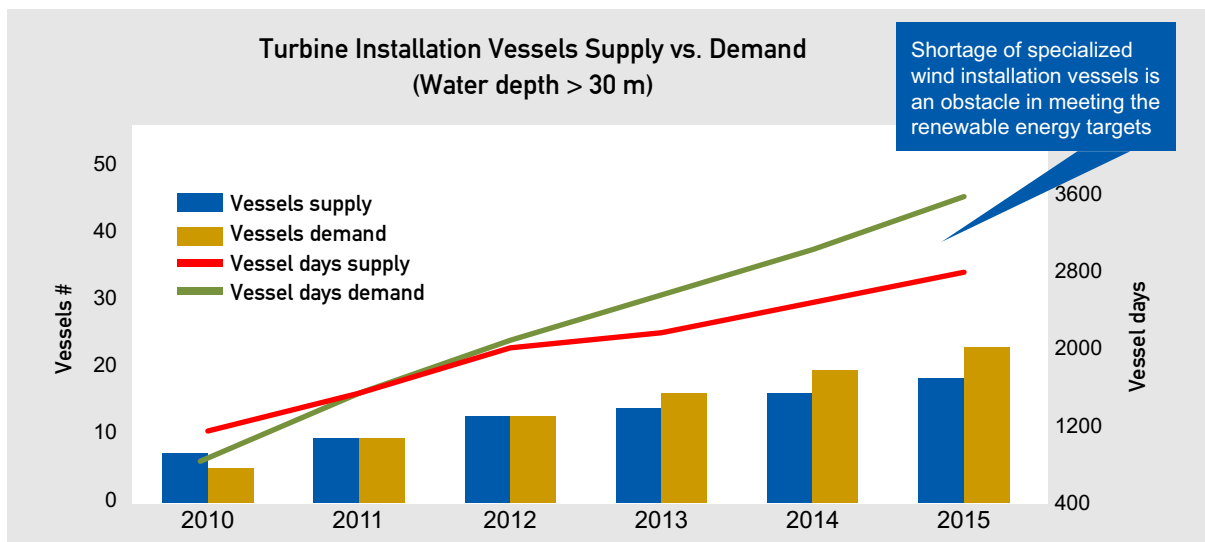


## 5. Schiffsbedarfe für die Offshore-Windenergie

### 5.1 Kapazitätsbedarf bei Offshore-Wind Errichterschiffen

Die meisten vorliegenden Marktanalysen gehen davon aus, dass die bereits vorhandenen bzw. beauftragten Errichterschiffkapazitäten für Offshore-Windparks auf dem Europäischen Markt die erwartete Nachfrage bis Mitte des Jahrzehnts decken werden. Der noch vor wenigen Jahren befürchtete Engpass scheint zumindest kurz- und mittelfristig durch einen massiven Neubau an Schiffskapazitäten in den vergangenen Jahren überwunden.

Das niederländische Schiffbauunternehmen *IHC Merwede*, das u.a. Spezialschiffe für den Offshore-Sektor produziert, kam in einer Marktanalyse aus dem Frühjahr 2010 noch zu dem Schluss, dass sich bereits ab 2013 eine Kluft zwischen Angebot und Nachfrage bei Installationsschiffen in den kommenden Jahren entwickeln könnte [IHC Merwede 2010].



**Abbildung 47 Angebot-Nachfragesituation von Errichterschiffen**  
[eigene Grafik, Vorlage: © IHC Merwede 2010].

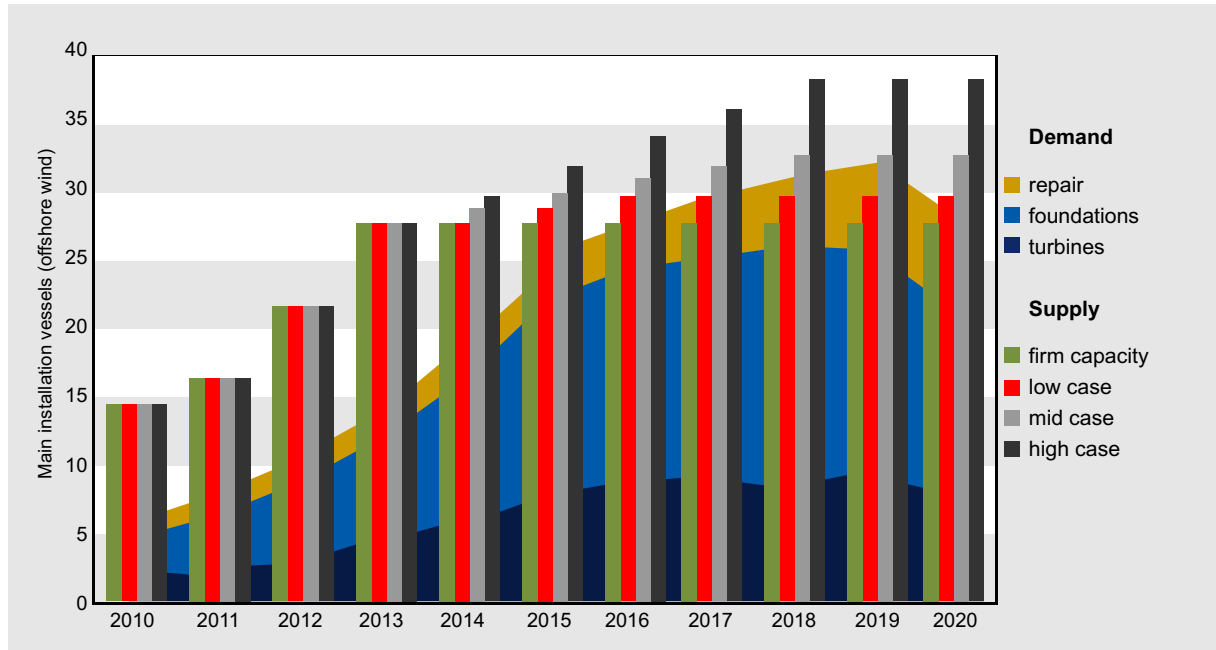
Die Grundannahmen für die Bedarfsberechnungen orientieren sich an den Offshore-Ausbauzielen der Mitgliedsstaaten und an der Tatsache, dass angesichts begrenzter nutzbarer Areale in Küstennähe die meisten zukünftigen Offshore-Windparks in Wassertiefen von 35 bis 50 Metern und in deutlich größerer Küstenentfernung errichtet werden. Mehr als die Hälfte der in Zukunft entstehenden Offshore-WEA (ca. 54 Prozent) sollen demnach weiter als dreißig Kilometer vom Küstenstreifen entfernt errichtet werden, 35 Prozent sogar in mindestens sechzig Kilometer Entfernung.

Doch die zusätzlichen Errichterschiffkapazitäten würden nicht nur deshalb benötigt, um den besonderen Herausforderungen auf hoher See gerecht zu werden. Ein weiterer Grund sind die zunehmend größer werdenden Windkraft-Anlagen, die mit den meisten der damals existierenden Schwerlast- und Errichterschiffe bzw. -plattformen nicht (in ausreichender Zahl) transportiert bzw. errichtet werden könnten.

Von den meisten Branchenexperten hingegen wird frühestens ab Mitte bzw. Ende des Jahrzehnts, eine Verknappung bei Errichterschiffen prognostiziert, unter der Annahme, dass der Ausbau von Offshore-

Windparks in Europa weiter dynamisch voranschreitet. [EWEA 2011, KPMG 2011, ORECCA]

Ein Abgleich von Industrieprognosen für den Ausbau der Offshore-Windenergie auf Basis der Prognosen des Europäischen Windenergieverbandes EWEA mit dem erwarteten Zubau an Errichterschiffkapazitäten führt zu folgendem Bild (Abb. 47):

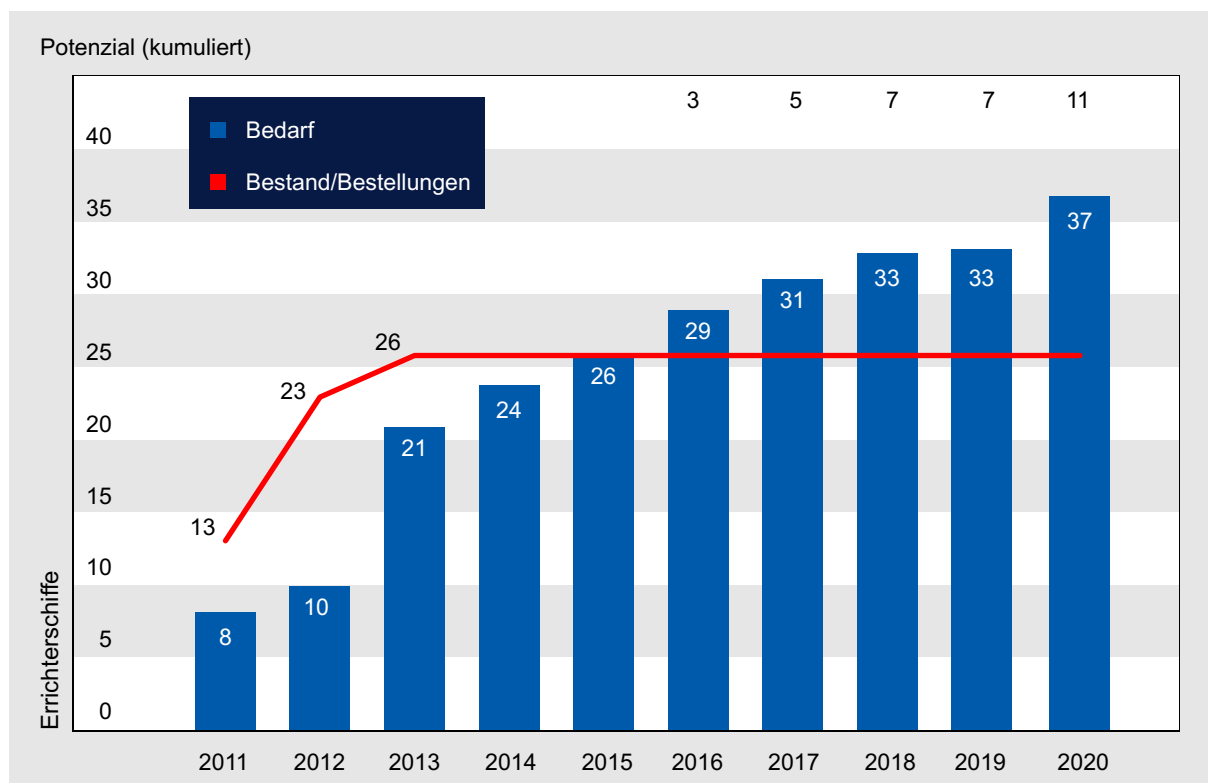


**Abbildung 48** Prognose Kapazitätsbedarf bei Offshore-Errichterschiffen in Einheiten/Jahr [eigene Grafik, Vorlage: ©EWEA 2011]

Die Abbildung aus dem Offshore-Report von EWEA zeigt in vier unterschiedlichen Szenarien, wie sich die Angebotssituation der auf dem Markt verfügbaren Errichterschiffe gegenüber der Nachfrage bzgl. Offshore-Windenergieanlagen, Gründungsstrukturen und Wartungseinsätzen bis zum Jahr 2020 verhält. Auch hier bestätigt die Analyse, dass sich die Angebotssituation durch die stark gestiegenen Zubauaktivitäten bei Installationskapazitäten deutlich entspannter darstellt, als dies von vielen Analysten noch vor wenigen Jahren erwartet wurde. Auch die Europäische Windenergievereinigung geht in ihrer Marktanalyse davon aus, dass es erst gegen Ende des Jahrzehnts zu einer erneuten Verknappung auf dem Markt von Offshore-Installationsschiffen kommen könnte. [EWEA 2011]

Sofern sich der Ausbau der Offshore-Windparks allerdings europaweit verzögern sollte, ist von entsprechend geringeren Bedarfen auszugehen.

Mit Stand Sommer 2012 waren über 30 Errichterschiffe auf dem Europäischen Offshore-Markt verfügbar. Davon wurde allerdings nur ein kleiner Teil für den spezifischen Einsatz zum Bau von Offshore-Windparks konstruiert und beauftragt. Erst die neueste Generation von Errichterschiffen, wie z.B. jene von HOCHTIEF/HGO InfraSea Solutions, RWE Innogy, Sietas oder der dänischen Firma A2SEA, sind speziell für die Installation von Offshore-Windenergieanlagen und Fundamenten konzipiert worden und verfügen über die Kapazität, mehrere Fundamente bzw. Offshore-WEA-Komponenten mit einem Transport ins Baufeld zu transportieren (siehe Kap. 3.2).



**Abbildung 49 Kapazitätszubau Errichterschiffe für Europäische Offshore-Windparks [eigene Grafik, Vorlage: ©KPMG 2011]**

Nach Analysen von KPMG ist bis 2020 von einem maximaler Bedarf von 11 weiteren Errichterschiffen in einem sehr optimistischen Ausbauszenario auszugehen (48 GW installierte Offshore-Leistung bis 2020 in Europa), wobei die befragten Marktteilnehmer übereinstimmend ausreichende Kapazitäten mindestens bis 2015 erwarten. Nach derzeitiger Sicht ist die Zielerreichung in Europa jedoch unter großem Vorbehalt zu sehen, da neben Verzögerungen in Deutschland und U.K. beispielsweise Frankreich und Belgien erst am Anfang Ihrer Entwicklung stehen. KPMG räumt zudem in der Studie ein, dass die 2011 angenommenen 48 GW installierte Leistung über den kumulierten veröffentlichten nationalen Aktionsplänen der europäischen Länder liegen. Gegebenenfalls kann sich der bis 2020 prognostizierte Zubau in die Jahre nach 2020 verschieben.

Abzüglich bereits bestehender Optionen entspricht dies im Schiffbau einem theoretischen Umsatzpotenzial von knapp 1,5 Milliarden Euro (bei einem geschätzten durchschnittlichen Kaufpreis von ca. 150 Millionen Euro).

Die aktuell in Dienst gestellten bzw. in Bau befindlichen Schiffe liegen zum Teil um bis zu 25 % über bzw. unter diesem Durchschnittswert.

A2SEA kalkuliert einen Bedarf von ca. 3,5 Errichterschiffjahren pro GW installierter Offshore-Windleistung (Fundamente und Offshore-WEA) – auf Basis der britischen Round3 Offshore-Windparks und der jüngsten Generation von Errichterschiffen, die seit 2011/12 auf dem Markt angeboten werden [A2SEA 2009].

Umgerechnet auf die deutsche Entwicklung entspräche dies einem Bedarf von etwa 35 Errichterschiffjahren – bezogen auf Ausbaupfad 1. Auf der Basis von Ausbaupfad 2 wären immerhin

noch ca. 20 Errichterschiffjahre notwendig. (Siehe Kapitel 1 zu den Ausbaupfaden)

Allerdings muss festgehalten werden, dass in den meisten vorhandenen Marktanalysen die erforderlichen Schiffskapazitäten zum Abbau veralteter Öl- und Gasplattformen in der Nordsee kaum berücksichtigt werden. Industrieexperten gehen in Schätzungen davon aus, dass die Kosten für den Abbau von rund 260 Plattformen auf dem britischen Kontinentalsockel in den nächsten 30 Jahren mit insgesamt ca. 30 Milliarden US-Dollar zu Buche schlagen. Dieser Bedarf in der Öl- und Gasindustrie konkurriert zum Teil mit dem Bedarf der Offshore-Windindustrie, zumindest was den Einsatz großer Kran- und Hubschiffe bzw. -Plattformen betrifft (wie in Tab. 58 dargestellt: z.B. Stanislav Yudin von Seaway oder Kraken und Leviathan von Seajacks). Diese können sowohl in der Offshore Öl- und Gasindustrie als auch in der Offshore-Windindustrie zum Einsatz kommen [Beckman 2010, EWEA 2011].

## 5.2 Kapazitätsbedarf bei Offshore-Spezialschiffen (exkl. Installationsschiffe)

Die vorliegenden Marktanalysen zeigen übereinstimmend, dass sich neben den Errichterschiffen weitere umfassende Potenziale für den deutschen Schiffbau ergeben, auch im Bereich weiterer Offshore-Spezialschiffe. Nach Schätzungen von KPMG beläuft sich das Marktpotenzial in Gesamteuropa in diesem Bereich auf bis zu 6,5 Mrd. Euro bis zum Jahr 2020. Selbst wenn die optimistischen Prognosen über den Ausbau der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2020 nicht in der ursprünglich avisierten Höhe eintreten sollten, so handelt es sich in jedem Fall um einen Milliardenmarkt, an dem auch deutsche Werften partizipieren (können).

Die folgende Abbildung zeigt – auf Basis der Berechnungen von KPMG – den Bedarf an unterschiedlichen Schiffen für den deutschen und europäischen Markt.

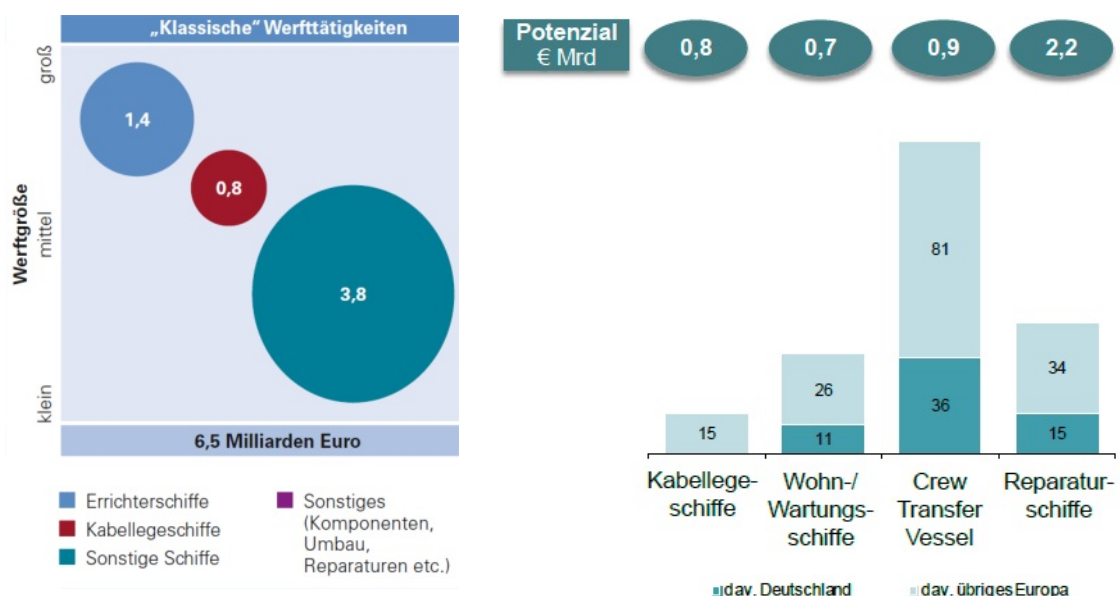


Abbildung 50 Kapazitätsbedarfe von Offshore-Spezialschiffen bis 2020 [© KPMG, 2011]

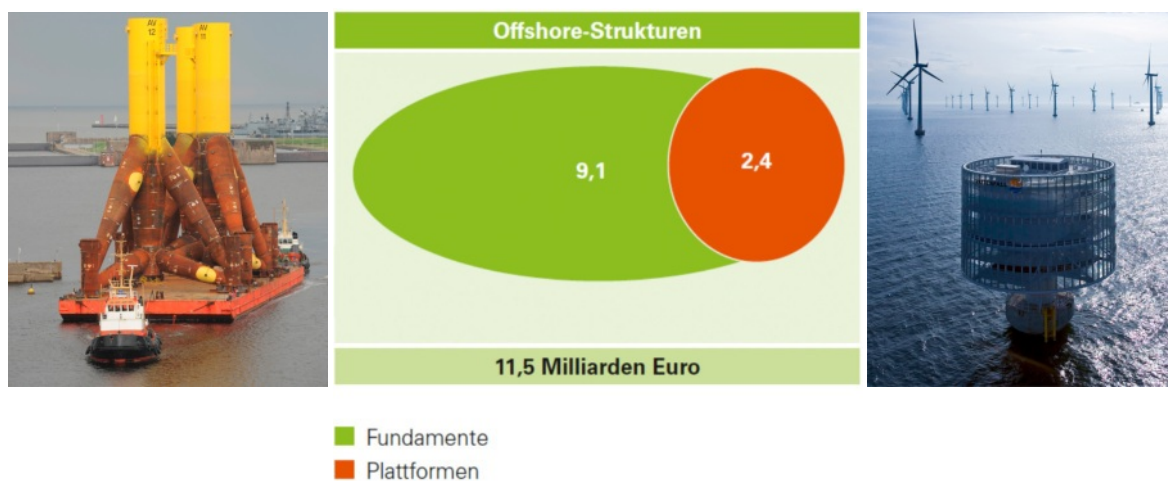
Bei Service- und Wartungsschiffen rechnet KPMG bis 2020 mit einem europäischen Gesamtbedarf von bis zu 15 Kabellegern, 37 Wartungs-/Wohnschiffen (davon 11 in Deutschland), 117 Crew Transfer Vessels (davon 36 in Deutschland) und 49 Reparaturschiffen (davon 15 in Deutschland). Andere Analysten erwarten sogar einen noch höheren Bedarf von insgesamt 200-300 Schiffen bis zum Jahr 2020. [ORECCA]

Die absolut betrachteten größten Stückzahlen werden in der KPMG-Studie im Bereich der CTVs (Crew Transfer Vessels) erwartet – mit bis zu 117 Einheiten bei einem Investitionsvolumen von 0,9 Mrd. Euro. Bei Reparatur- und Wartungsschiffen geht KPMG von mehr als doppelt so hohen Investitionskosten im Vergleich zu CTVs aus, allerdings bei deutlich geringeren Stückzahlen [KPMG 2011].

Generell bleibt festzuhalten, dass die benötigte Anzahl und Baugröße neuer Spezialschiffe in den einzelnen Segmenten vor allem von den jeweiligen Betriebs- und Wartungskonzepten der Offshore-Betreiber abhängt (siehe Kap. 2.1.3). Die deutschen Werften werden in diesem Bereich deutlich besser und wettbewerbsfähiger eingeschätzt als auf dem Gebiet der kapitalintensiveren und technisch anspruchsvollen Errichterschiffe. Durch die tendenziell geringeren Baugrößen sinkt auch der Wettbewerbsdruck aus dem asiatischen Raum. Allerdings gebe es in diesem Bereich mehr Konkurrenz innerhalb Europas.

## 6. Weitere Tätigkeitsfelder für die deutsche Schiffbauindustrie im Zusammenhang mit Offshore-Windenergie

Offshore-Plattformen und Gründungsstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen stellen neben dem Spezialschiffbau ein weiteres wichtiges Geschäftsfeld für deutsche Werften dar. In Bezug auf das potenzielle Umsatzvolumen liegt dieser Bereich sogar deutlich über dem traditionellen Schiffbau. Wie in Abb. 16 dargestellt, rechnet KPMG in seiner Analyse für den VSM bis 2020 mit einem Marktpotenzial von bis zu 11,5 Mrd. Euro – insgesamt annähernd doppelt so hoch wie das Umsatzpotenzial für die Offshore-Spezialschiffe. Wie in Kapitel 5 dargestellt, muss allerdings die zeitliche Perspektive für das Umsatzpotenzial vor dem Hintergrund der aktuellen Projektverzögerungen kritisch hinterfragt werden.



**Abbildung 51** Marktpotenziale für den Schiffbau im Bereich Offshore-Fundamente und Plattformen bis 2020 [© KPMG 2011]

## 6.1 Fundamente für Offshore-Windenergieanlagen

Die Wahl der Gründungskonstruktionen für Offshore-WEA ist vor allem abhängig von der Wassertiefe und der Bodenbeschaffenheit. In den bislang vor allem in den Nachbarländern errichteten küstennahen Offshore-Windparks mit Wassertiefen von weniger als 20 m wurden überwiegend Monopiles oder Schwerkraftfundamente eingesetzt, insbesondere in Skandinavien und Großbritannien.

Bei größeren Wassertiefen von 30 m und mehr muss auf komplexere Strukturen zurückgegriffen werden, wie z.B. Jackets (Gittermastkonstruktionen) oder Dreibeinstrukturen wie Tripods oder Tripile-Fundamente. Letztere werden bislang ausschließlich von BARD verwendet.

Für die Fertigung von Multipod-Fundamenten – insbesondere Tripods, aber auch Jackets – erscheinen nach Analysen von KPMG ebenso wie auch für die Fertigung von Monopiles tendenziell eher Unternehmen aus dem Stahlbau geeignet. Beispiele hierfür sind das Unternehmen EEW-SPC (Erndtebrücker Eisenwerke, Special Pipe Constructions), das in Rostock seit 2008 Rohre und Monopiles u.a. auch für britische Windparks produziert, oder die Firma WeserWind (eine Tochter von Georgsmarienhütte), die in Bremerhaven aufgelöste Gründungsstrukturen wie Jackets und Tripods fertigt. Auch Umspannwerke (z.B. für alpha ventus, Baltic 1) wurden bereits von WeserWind gefertigt.

Wenn Werften in dem für sie neuartigen Bereich von Offshore-Strukturen tätig werden, dann bedarf es hierfür umfangreicher Investitionen. Das Potenzial für die Produktion von Offshore-Fundamenten kann von einer Werft nur dann genutzt werden, wenn sie sich (bzw. einzelne Standorte) vollumfänglich darauf ausrichtet.

Die notwendigen Veränderungen bei den Werften sind durch die Umstellung auf ein völlig neues Produkt, wie z.B. Gründungsstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen, sehr weitreichend. Während im Schiffbau große und umfangreiche Einzelprojekte abgewickelt werden, geht es bei der Fundamentfertigung um die Produktion großer Stückzahlen und die Auslegung der Arbeitsabläufe auf das Fließprinzip um möglichst kostengünstig fertigen zu können. Das betrifft auch den Einkauf der Materialien und Komponenten sowie das Handling nach Fertigstellung der Gründungsstrukturen. Daneben ist es notwendig, die Kompetenz der Mitarbeiter an die Produktion der Fundamente anzupassen und sie gegebenenfalls umzuschulen. Derzeit setzen die Akteure auf verschiedene technische Konzepte mit spezifischen Vor- und Nachteilen.

### **SIAG-Nordseewerke**

Ein Beispiel für diesen Umstellungsprozess einer Werft sind die Nordseewerke in Emden. Mit der Übernahme dieser Traditionswerft – vormals Teil der Thyssen Krupp Marine Systems Gruppe – durch die SIAG Schaaf Industrie AG im Jahre 2009 wurde der Versuch unternommen, eine Werft, die in der Vergangenheit auf den Bau von Militär- und Containerschiffen spezialisiert war, mit einer Konversionsstrategie das Überleben zu sichern und mit der Produktion von Offshore-Türmen und Fundamenten neue Geschäftsfelder zu erschließen.

Diese Umstellung vom Schiffbau hin zur Produktion von Türmen und Fundamenten ist gleichzusetzen mit einer Transformation vom Prototypenbau zur Serienfertigung, einschließlich entsprechender Umstellungsprozesse bei den Beschäftigten und im Produktionsablauf.

*„Für den ersten Auftrag von Areva für den Windpark Global Tech I sind rund 50.000 Tonnen Stahl an Durchsatz kalkuliert, das sind doppelt so viel Tonnen, wie früher im Schiffbau. Die Dimensionen*

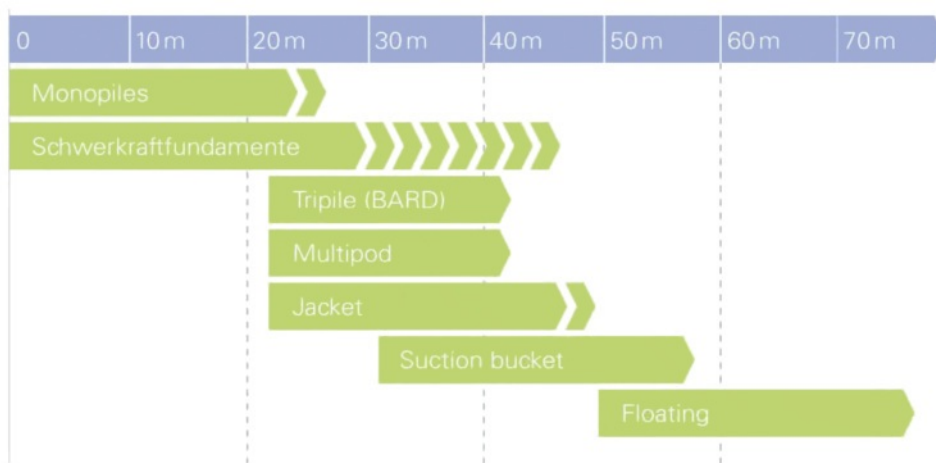


vom Turm werden durch die Gondel bestimmt. Im Moment rechnet man mit 300 bis 400 Tonnen Stahl pro Turm.“ [H. Böckler-Stiftung 2012]

Der mittelständisch geprägte Turmhersteller SIAG aus dem Sauerland musste hierfür zunächst erhebliche Investitionen zum Umbau des Werftareals vornehmen. So z.B. der Abriss eines Slipways zur Vergrößerung der Lagerflächen, die zugleich für die Schwerlastkomponenten verstärkt oder zum Teil sogar erneuert werden mussten, da die Lasten der Fundamentkonstruktionen pro Quadratmeter deutlich höher liegen als die im Schiffbau üblichen Lasten.

Ursprünglich war geplant, ab 2012 pro Jahr bis zu 100 Türme und Fundamente für Offshore-WEA zu produzieren. Den ersten Auftrag erhielt das Unternehmen 2011 von AREVA Wind für den Offshore-Windpark Global Tech 1. Allerdings gerieten die SIAG-Nordseewerke im Laufe des Jahres 2012 immer mehr in Schieflage und mussten schließlich Mitte Oktober Insolvenz anmelden. Unabhängig von unternehmensinternen Gründen trugen die bereits Ende 2011 absehbaren Verzögerungen beim Netzanschluss mehrerer Offshore-Windparks und negative Gutachten über den weiteren Marktausblick dazu bei. Zu Redaktionsschluss dieses Berichts (Ende Oktober 2012) war noch nicht klar, ob und in welcher Form bzw. mit welchem Investor die SIAG Nordseewerke Emden den Betrieb fortführen können. Die Projektgesellschaft Global Tech hat sich zum gegebenen Zeitpunkt mit dem Insolvenzverwalter darauf verständigt, zunächst für die erste Charge der Windenergieanlagen Komponenten liefern zu lassen zu liefern.

Abbildung 51 gibt einen Überblick über die verschiedenen Offshore-Gründungsstrukturen und deren Einsatzgebiete:



**Abbildung 52 Einsatzmöglichkeiten von Offshore-Gründungsstrukturen.**  
[KPMG 2011]

Tripods und Jacket-Strukturen wurden erstmals im Testfeld alpha ventus eingesetzt. Sie sind aktuell bei weiteren Offshore-Windparks in der Realisierungsphase, die 2012 in Bau gegangen sind (Borkum West 2, Global Tech 1, Nordsee Ost) geplant. Ab 2013 wird mit einem verstärkten Einsatz dieser aufgelösten Strukturen gerechnet, zunächst in weiteren deutschen Offshore-Windparks und später auch in britischen Projekten (Round 3). Insbesondere bei den Jacket-Fundamenten rechnet KPMG mit dem größten Marktpotenzial. Allerdings ist in diesem Bereich der europäische Wettbewerb am intensivsten.

Weitere Fundamenttypen sind so genannte "Suction Bucket" Fundamente, die mittels Unterdruck im Meeresboden verankert werden. „Schwimmende“ Gründungen (Floating Foundations), wie man sie auch aus der Öl- und Gasindustrie kennt, befinden sich für die Windindustrie noch im experimentellen Stadium. Ähnliches gilt für „gebohrte“ Fundamente, einer Neuentwicklung, die sich ebenfalls noch im Prototypenstadium befindet.

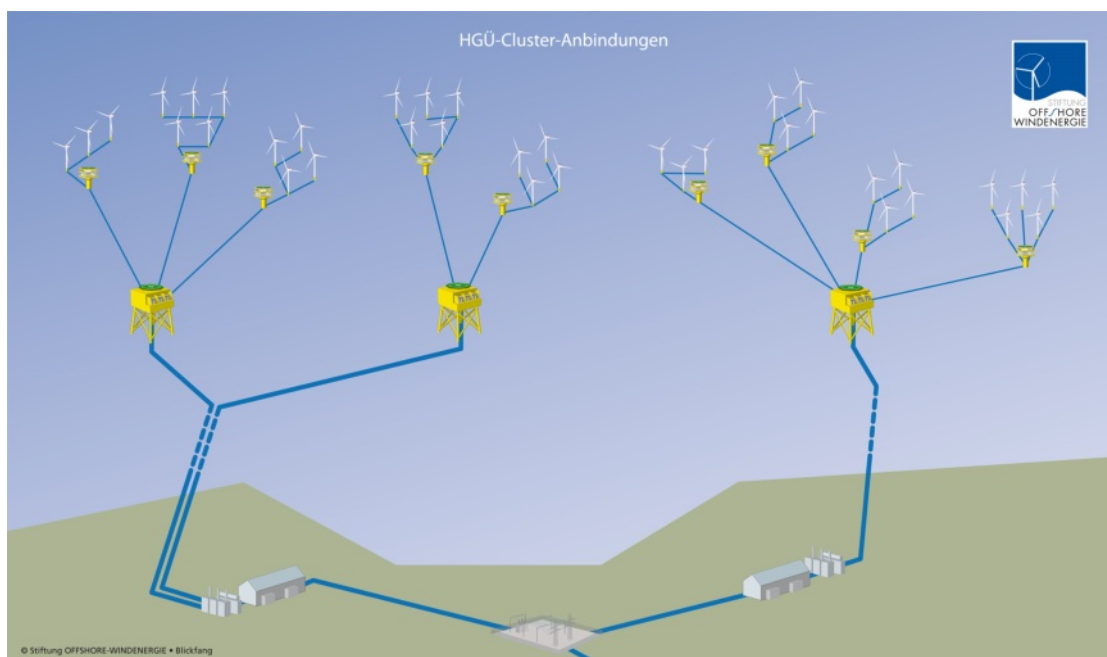
## 6.2 Offshore-Plattformen

Dieses Spezialsegment bietet umfangreiche Potenziale für deutsche Werften – nicht zuletzt bedingt durch die Abmessungen, Gewichte und den damit verbundenen eingeschränkten globalen Wettbewerb. Für Offshore-Windparks werden Umspannplattformen benötigt, zunehmend auch Offshore-Konverterstationen sowie Wohnplattformen.

**Umspannplattformen** sind Umspannwerke auf Offshore-Plattformen, welche den Offshore-Windstrom auf ein höheres Spannungsniveau transformieren, sodass eine verlustarme Übertragung über weite Entfernungen möglich wird.

Durch die Sammelanbindung von mehreren Offshore-Windparks besteht die Notwendigkeit, neben der parkinternen Umspannplattform eine so genannte **Konverterplattform** zu errichten. Dort wird der im Windpark produzierte Wechselstrom in Gleichstrom umgewandelt und per Hochspannungsgleichstromübertragung an Land transportiert (siehe Abb. 52). Dadurch werden die Leitungsverluste abermals verringert. Durch die entstehenden Mehrkosten werden Konverterstationen erst ab bestimmten Entfernungen und Clustergrößen rentabel – so in der Nordsee, aber kaum in der Ostsee, wo die räumlichen Entfernungen viel kürzer sind.

**Wohnplattformen** sollen zukünftigen Service- und Wartungsteams der Offshore-Windparks 365 Tage im Jahr gute Arbeits- und Lebensbedingungen bieten. Sie können neben Unterkünften und Freizeiträumen auch Büros und Werkstätten beinhalten.



**Abbildung 53** Schematische Darstellung der Clusteranbindung von Offshore-Windparks. © Stiftung Offshore-Windenergie

Ähnlich wie bei den Offshore-Fundamenten scheinen einzelne Werften aufgrund der vorhandenen Infrastruktur gut für den Bau von Plattformen geeignet. Einzelne Umspannplattformen haben ein Gewicht von 1.000 – 2.000 Tonnen. Die Umspannplattform für den ersten Offshore-Windpark in der deutschen Ostsee, Baltic 1, wiegt voll ausgerüstet 1.500 Tonnen, bei einer Breite von 22 m, 30 m Länge und 16 m Höhe [EnBW 2011].

Die Konverterplattformen sind im Vergleich zu den Umspannplattformen noch eine Dimension größer, schwerer und komplexer. Nicht nur die elektrischen Leistungen dieser Plattformen sind mit aktuell bis zu 900 MW gigantisch, auch die Abmessungen, wie z.B. bei der Plattform Borwin Beta (zum Anschluss der Windparks Global Tech 1 und Veja Mate in der Nordsee): 35 m Höhe, 51 m Breite und 72 m Länge (siehe Kap. 3.4).

Die Gewichte dieser Plattformen liegen bei 10.000 Tonnen und mehr. Bereits absehbar sind Plattformen mit einer Leistung von 900 MW, so z.B. SylWin alpha (864 MW) mit einer Gesamthöhe von 90 m, 56 m Breite und 82 m Länge [Nordic Yards 2012].

Auf dem britischen Markt spielen diese Konverterplattformen bislang noch keine große Rolle, da die meisten der dortigen Offshore-Windparks sehr küstennah errichtet wurden. In den nächsten Jahren werden aber auch in Großbritannien Offshore-Windparks mit zunehmender Küstenentfernung und größerer Leistung gebaut, wodurch sich für den Schiffbau weitere Exportmöglichkeiten ergeben könnten.

## **6.2.1 Auftragseingänge deutscher Werften bei Offshore-Plattformen**

Deutsche Werften haben in den vergangenen Jahren verstärkt im Bereich der Offshore-Plattformen, zum Teil auch für Gründungsstrukturen Aufträge erhalten. Aufgrund der Dimensionen dieser Plattformen (Abmessungen und Gewichte) und der Kompetenzen im Bereich Stahlbau- bzw. Bearbeitung von großen Stahlbaukomponenten, sind einzelne Werften prädestiniert für den Bau und die Fertigung dieser Plattformen. Eine wichtige Rolle spielt dabei die vorhandene Infrastruktur und seeseitige Anbindung der Werft. So haben sich bereits mehrere deutsche Werften sich in diesem Bereich positioniert und eine Reihe von Aufträgen akquiriert.

### **6.2.1.1 Nobiskrug**

Der erste Auftrag zum Bau einer speziellen Wohnplattform für einen deutschen Offshore-Windpark ging am 23.10.2012 an die Nobiskrug-Werft mit Sitz in Rendsburg. Gebaut werden soll die Plattform ab Sommer 2013 in Kiel, bei der zu Nobiskrug gehörenden Werft Abu Dhabi MAR. Die Auslieferung ist für Herbst 2014 geplant. Auftraggeber sind Vattenfall und die Stadtwerke München, die für den 70 km westlich vor Sylt gelegenen Offshore-Windpark Dan Tysk eine dauerhaft bemannte Service- und Wartungsplattform geplant haben [FAZnet, 23.10.2012]. Die Plattform wird für bis zu 50 Menschen Platz bieten. Nach dpa-Informationen liegen die Kosten für die Plattform „in mittlerer zweistelliger Millionenhöhe“.

Bereits im März 2011 hat die Nobiskrug GmbH einen Auftrag von Siemens erhalten zum Bau der Offshore-Umspannplattform für den Windpark Nordsee-Ost, der seit Sommer 2012 von RWE Innogy nördlich von Helgoland errichtet wird. Die Plattform ist 37,5 Meter lang und 34,5 Meter breit. Sie wiegt mit kompletter Ausrüstung 2.500 Tonnen und wird aufgrund der Abmessungen ebenfalls am

Werftstandort in Kiel gebaut. Nach Fertigstellung des Stahlrohbaus durch Nobiskrug sorgt Siemens für die Ausrüstung mit Transformatoren und elektrischen Komponenten. Die schlüsselfertige Umspannplattform soll dann von Siemens an die RWE-Tochter Essent Wind Nordsee Ost Planung- und Betriebsgesellschaft mbH zur Verschiffung in die Nordsee übergeben werden. [maritimes cluster norddeutschland, 28.03.2011]

#### **6.2.1.2 Nordic Yards**

Die Werft mit Standorten in Rostock-Warnemünde und Wismar konnte bereits im Juli 2010 einen ersten Auftrag von Siemens Energy zum Bau einer Offshore-Konverterplattform verbuchen. Siemens hatte – gemeinsam mit dem Kabelhersteller Prysmian – im Juni 2010 den Auftrag über mehr als 500 Millionen Euro von dem für die Nordsee zuständigen Netzbetreiber TenneT gewonnen. Die Plattform mit dem Namen BorWin beta dient zur Netzanbindung der beiden Offshore-Windparks Global Tech 1 und Veja Mate im Rahmen des Offshore-Clusters BorWin2. Die beiden Windparks liegen etwa 125 Kilometer von der deutschen Nordseeküste entfernt und werden über ein HGÜ-Kabel mit dem Festland verbunden.

Nach der Planungs- und Designphase erfolgte im Mai 2011 der Baubeginn für die Plattform, an der bis zu 450 Mitarbeiter beschäftigt sind. Siemens Energy fungiert als Generalunternehmer für die gesamte Netzanbindung inkl. der kompletten Elektrotechnik für die Hochspannungsgleichstromübertragung (HVDC-Plus-Konverter nebst Transformatoren) und ist Auftraggeber der Plattform, die auf der Werft in Warnemünde gefertigt wird. Die Konstruktion hat das Trockendock der Werft von Nordic Yards in Rostock-Warnemünde Ende Mai/Anfang Juni 2012 verlassen um am Werftkai endausgerüstet zu werden. [e21.info, 07.06.2012]

Ein zweiter Auftrag von Siemens zur Fertigung der Plattform HelWin alpha wurde im April 2011 an Nordic Yards vergeben. Die Plattform dient für den Netzanschluss des Offshore-Clusters HelWin 1, mit dem die nördlich von Helgoland gelegenen Windparks Nordsee Ost und Meerwind mit einer Gesamtleistung von 576 Megawatt ans Festland angeschlossen werden. Der Baubeginn für HelWin alpha lag nur drei Wochen nach dem von BorWin beta. Die sogenannte Topside, auf der sich die Konverterstation befindet, wird in Wismar produziert. Die Unterkonstruktion zum selbständigen Errichten der Plattform wird anschließend am Standort Warnemünde gefertigt. Dort finden auch die finale Ausrüstung und der Probetrieb der Plattform statt.

Eine dritte Konverter-Plattform, SylWin alpha, wird ebenfalls in Warnemünde gefertigt. Sie ist die größte Plattform, die bislang gebaut wurde, und dient der Netzanbindung der vor Sylt gelegenen Windparks DanTysk und Butendiek. Aufgrund ihrer Dimensionen (90m Höhe, 56m Breite und 82m Länge) muss diese Plattform auf einer Barge quer über dem Dock gebaut werden. Hierfür musste zunächst das Baudock mit rund 1.000 m<sup>3</sup> Beton für Lastbalken und Pfähle sowie 60 Tonnen Betonstahl verstärkt werden.

Für die Nordic-Werften ist die Offshore-Technik nach eigenen Angaben ein milliardenschwerer Auftrag. An beiden Standorten in Warnemünde und Wismar arbeiten zusammen mehr als 1.200 Schiffbauer. [e21.info, 07.06.2012]

## 7. Politische und ökonomische Rahmenbedingungen für die Werftindustrie

### 7.1 Finanzierungsbedingungen für den Spezialschiffbau Offshore-Wind

Bei der Generierung neuer Aufträge für die deutschen Werften sind diese elementar auf Finanzierungen angewiesen. Dies gilt in besonderer Weise in einem jungen und innovativen „neuen“ Markt wie der Offshore-Windenergie, der naturgemäß mit höheren Risiken behaftet ist als etablierte Märkte.

Die Finanzierung von Offshore-Spezialschiffen erscheint ohne die Einbindung kapitalkräftiger Partner bzw. Auftraggeber kaum möglich, insbesondere beim **Bau von Errichterschiffen**. Im Gegensatz zu Standardschiffen bestehen bei den Spezialschiffen nur eng begrenzte Einsatz- und Verwendungs- bzw. Verwertungsmöglichkeiten. Damit geht bislang eine nur sehr eingeschränkt mögliche Drittverwendungsmöglichkeit einher, was wiederum dazu führt, dass Banken bei einer auf den Ertrag des Schiffes ausgerichteten Finanzierung deutlich höhere Anforderungen an die Besicherung stellen, insbesondere an die Qualität und Laufzeit des Chartervertrages. Hier werden i.d.R. ergänzende Garantien gefordert, die von den deutschen Werften nur schwer aufzubringen sind. Nach dem Auslaufen des Chartervertrages werden darüber hinaus weitere Sicherheiten zur Abdeckung des Anschlussfinanzierungsrisikos verlangt.

Eine besondere Herausforderung liegt neben dem schwierigen Finanzierungsumfeld darin, dass es insbesondere für die Errichterschiffe von Offshore-WEA noch eine Vielzahl miteinander konkurrierender technischer Konzepte gibt. Das bedeutet, es bildet sich in diesem Segment erst allmählich und durch zunehmende Praxiserfahrung in den nächsten Jahren ein allgemeiner Stand der Technik heraus, ebenso wie internationale Standards und Normen.

Die Erfolgchancen für die Auftragsakquise liegen umso höher, je stärker eine Werft bei der Darstellung der Bau- und Endfinanzierung auf die Unterstützung von Banken sowie auf staatliche Finanzierungsinstrumente bauen kann. Dies zeigen die Erfolge ausländischer Werften bei den in jüngster Zeit vergebenen Spezialschiffbauaufträgen für Bau- und Errichterschiffe für die Offshore-Windbranche in Europa. Abgesehen von einer Ausnahme gingen bislang alle Aufträge an Werften in Osteuropa (Polen, Litauen), dem Mittleren - (Dubai), und Fernen Osten (VR China, Südkorea, Indonesien). Der Schiffbau in Deutschland ist geprägt von mittelständischen Strukturen. Die Werften sind im Vergleich zu ausländischen Konkurrenten hierzulande eher klein. Diese Struktur erschwert die Aufbringung des notwendigen Eigenkapitals und zwingt den Schiffbau zur Suche nach Kapitalgebern. Die damit verbundenen Risiken sind dann für die Werften im Verhältnis sehr viel höher.

Der Bau von Offshore-Errichterschiffen ist somit nicht nur technisch anspruchsvoll sondern erfordert vor allem einen hohen Investitionsaufwand im dreistelligen Millionenbereich. In der Regel werden die Aufträge zum Bau solcher Schiffe von einem kapitalkräftigen Offshore-Logistikunternehmen oder Reeder an große ebenfalls kapitalkräftige Werften vergeben.

Im Bereich der **Service- und Wartungsschiffe** ist die Situation eine andere. Dieses Segment erscheint auch für kleinere und mittelständisch geprägte deutsche Reedereien hochinteressant.

Investitionsentscheidungen werden von diesen meist selbst im Rahmen einer Einschätzung der Marktchancen und -risiken getroffen. Gründe hierfür sind u.a. die grundsätzlich besseren Verwertungsmöglichkeiten der Schiffe in anderen Bereichen sowie der geringere Investitionsbedarf. In diesem Segment wird in den nächsten Jahren eine große Nachfrage erwartet, es bestehen allerdings

auch hier deutliche Finanzierungsengpässe: Nach Aussagen von in diesem Bereich tätigen Reedereien liegen die Schwierigkeiten häufig insbesondere im Bereich der Bauzeitfinanzierung, bei der Frage der Möglichkeit der Stellung einer Performancegarantie und bei der Höhe des von den Banken akzeptierten maximalen Beleihungsgrades. Projektfinanzierungen werden auch dadurch erschwert, dass Zeitcharterverträge mit einer ausreichend langen Laufzeit bislang nicht erhältlich sind. [KPMG 2011, Expertengruppe 2012]

Der Europäische Dachverband für den Schiffbau (CESA) und die Europäische Windenergievereinigung (EWEA) riefen bereits Anfang 2010 die Europäische Kommission und die Europäische Investitionsbank (EIB) in einer gemeinsamen Erklärung dazu auf, den Bau neuer Offshore-Spezialschiffe durch geeignete Programme und Fördermaßnahmen zu unterstützen. Im Zuge der EU-Wachstumsstrategie für 2020 sollte die Offshore-Windenergie überdies als einer der Kernbereiche identifiziert werden [CESA-EWEA 2010].

Diese Herausforderungen wurde auch auf der Konferenz „*Partner der Energiewende - Maritime Wirtschaft und Offshore-Windenergie*“ diskutiert, im Rahmen eines eigenen Workshops zum Thema „Werften und Reeder als Partner zur Umsetzung der Energiewende durch Offshore-Windenergie – Kompetenz und Wertschöpfung am Standort Deutschland sichern“ [BMWi 2011]. Aufgrund der ambitionierten politischen Ausbauziele für Offshore-Windenergie forderten die Konferenzteilnehmer, wie bereits zuvor die Teilnehmer des Schiffbau-Workshops auf der 7. Nationalen Maritimen Konferenz (NMK) in Wilhelmshaven (27.-28.05.2011), dass die deutschen Werften stärker von Aufträgen der Betreiber und Errichter von Offshore-Windparks profitieren und ein substantieller Anteil der Wertschöpfung im Inland verbleiben sollte.

**Bei der Offshore-Windenergie gehe es um einen Markt, der direkt vor der „Haustür“ in der Nord- und Ostsee liege, so die Konferenzteilnehmer [BMWi-Dokumentation 597, 2011]. Diese optimistische Sicht ist durch die Probleme und Verzögerungen bei der Netzanbindung von deutschen Offshore-Windparks seitdem einer deutlicheren Skepsis über die weitere Entwicklung gewichen, sodass politische Initiativen und Sonderprogramme zur Stärkung der deutschen Werften heute noch wichtiger erscheinen als im Mai bzw. September 2011.**

Wie in Abschnitt 6.2 dargestellt, haben bereits mehrere deutsche Werften Aufträge für den Offshore-Windenergiemarkt erhalten - trotz des schwierigen Marktumfeldes im Schiffbau. Neben dem Bau von Schiffen, die für den Einsatz in der Offshore-Windenergie geeignet sind, bietet insbesondere der rapide wachsende **Bedarf an Offshore-Plattformen** für Umspannwerke- und Konverterstationen bzw. für Wohn-, Wartungs- und Betriebszwecke neue Perspektiven für die deutsche Werftindustrie. Ähnliches gilt, allerdings in geringerem Umfang, für den Bau von Fundamenten und Gründungsstrukturen. So haben Nordic Yards und Nobiskrug bereits mehrere Aufträge für verschiedene Offshore-Plattformen gewinnen können.

## 7.2 Expertengruppe Schiffbaufinanzierung

Auf der 7. Nationalen Maritimen Konferenz wurde das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) von den Teilnehmern des Schiffbau-Workshops gebeten, eine Expertengruppe auf Fachebene einzuberufen, die sich mit Vorschlägen zur Verbesserung und Optimierung der Bauzeit- und Endfinanzierung von Schiffbauaufträgen deutscher Werften befasst und ggf. Lösungen erarbeiten soll [BMWi-Doku. Nr. 597].



Am 23. August 2011 wurde die Expertengruppe „*Bauzeit- und Endfinanzierung von Schiffsneubauten deutscher Werften*“ in einer Sitzung im BMWi konstituiert. Die Expertengruppe setzte sich zusammen aus Vertretern von Bund und Ländern, Banken sowie Verbands- und Industrievertretern.

Der Bericht der Expertengruppe wurde am 26.03.2012 dem Maritimen Koordinator der BReg präsentiert. Die Expertengruppe stellte in ihrem Bericht einleitend fest, dass die bisher in der Schiffs- und Werftenfinanzierung aktiven Geschäftsbanken anhaltende Zurückhaltung bei der Kreditvergabe an diesen Sektor zeigten oder sich aus diesem Markt sogar bereits vollständig zurückgezogen hätten. Die Banken verfügten zuweilen zeitlich über einen deutlich reduzierten Kreditvergabespielraum bei der Schiffbaufinanzierung, da unter anderem die Anforderungen an das Eigenkapital gestiegen seien oder auch eine Reduzierung der Bilanzsumme verlangt werde. Die Bankinstitute seien dazu angehalten, Ihre Aktivitäten stärker an Ihrem Eigenkapital auszurichten, d.h. Fremdkapitalvergaben und verbundene Risiken zu reduzieren. Dies führe dazu, dass die Banken verstärkt attraktivere Geschäftsmöglichkeiten in anderen Sektoren nutzten. Zudem sei der Umfang notwendiger Absicherungen durch Bar- und Avalkredite für die Werften in den vergangenen Jahren stark gestiegen, was zu erheblich höheren Finanzierungskosten für die Werften geführt habe. Grundsätzlich stelle sich die Situation jedoch von Werft zu Werft unterschiedlich dar.

Die Umstellung der deutschen Werften auf den Spezialschiffbau führe insgesamt zu einem höheren Finanzierungsbedarf als bei Aufträgen in der Vergangenheit im Standard(container)schiffbau. Die Aufträge im Spezialschiffbau hätten in der Regel größere Volumina und längere Bauzeiten. Zusätzlich erschwerend wirkten die im Vergleich zum Standardschiffbau höheren technischen Risiken.

Der internationale Wettbewerb im Schiffbau sei weiterhin durch unterschiedliche Rahmenbedingungen und staatliche Fördermaßnahmen geprägt, sowohl innerhalb der EU als auch im außereuropäischen Ausland. Dadurch werde der Wettbewerb in manchen Fällen stark verzerrt. Insgesamt zeige sich, dass zumindest die großen Werften in China und Korea bessere Möglichkeiten der Unternehmensfinanzierung hätten und auch bei der Finanzierung von Einzelprojekten über bessere Möglichkeiten verfügten.

Die Experten waren sich einig, dass der Schiffbau aufgrund seiner besonderen industriepolitischen Bedeutung einen strategisch wichtigen Sektor darstellte. Bund und Länder würden zwar mit den bestehenden Finanzierungsinstrumenten für die deutsche Werftenindustrie grundsätzlich einen wirksamen Förderrahmen zur Verfügung stellen, z.B. durch Exportkreditgarantien („Hermesdeckungen“) und die CIRR-Zinsausgleichsgarantien des Bundes, die Schiffbaubürgschaften der Länder sowie das Kreditangebot der KfW.

Allerdings seien die Möglichkeiten staatlicher Finanzierungsinstrumente durch internationale rechtliche Rahmenbedingungen beschränkt. Während der Wirtschafts- und Finanzkrise konnte nicht zuletzt auch durch den Wirtschaftsfonds Deutschland der Fortbestand von drei Werften gesichert werden. Dessen günstigere Konditionen wurden mit Auslaufen des Vorübergehenden Gemeinschaftsrahmens Ende 2010 beendet. Dies wurde von Verbänden und Ländern kritisiert.

### **Vorschläge der Expertengruppe**

Die Expertengruppe kam zu dem Ergebnis, dass mit den vorliegenden staatlichen Finanzierungsinstrumenten dem deutschen Schiffbau zwar grundsätzlich ein guter und wirkungsvoller Förderrahmen zur Verfügung stehe. Im aktuellen Finanzierungsumfeld würden diese Instrumente aber immer mehr an ihre Grenzen stoßen.

Das größte Problem sei derzeit, dass sich die Banken zunehmend aus der Werften- und Schiffsfinanzierung zurückzögen. Dies sei zum einen auf die aktuellen inhärenten Problemstellungen im Finanzsektor zurückzuführen, zum anderen spielten aber auch die Entwicklung der Schifffahrt und des Schiffbaumarktes eine wichtige Rolle. Besonders deutlich werde dies im Bereich der Finanzierung von Spezialschiffen. Deshalb wurden von den Experten intensiv die Möglichkeiten diskutiert, bestehende Förderinstrumente zu verbessern oder neue Förderinstrumente einzuführen.

**Nachfolgende Vorschläge wurden von den Experten aus der Wirtschaft an Bundesregierung und/oder Länder gerichtet:**

- Bund und Länder werden aufgefordert, alle vorhandenen Finanzierungsinstrumente beizubehalten und die bestehenden Flexibilitäten vollständig auszunutzen.
- Einführung eines befristeten Programms zur Anschubfinanzierung „Green Shipping“ in Höhe von 2 % des jährlichen Umsatzes der deutschen Werften.
- Einführung eines neuen bzw. Ergänzung eines bestehenden staatlichen **Förderinstruments zur Absicherung des Kredit-Restwerttrisikos bei Spezialschiffen und Strukturen im Bereich Offshore-Wind.**
- Einführung eines **KfW-Sonderkreditprogramms** (in Anlehnung an KfW-Programm für Offshore-Windparks) **zur Finanzierung von Spezialschiffen und Strukturen im Bereich Offshore-Wind.**
- **Staatliche Exportkreditgarantien:**
  - Bei entsprechenden Voraussetzungen im Einzelfall sollte das Aval-Limit pro Werft auf über 80 Mio. Euro erhöht werden.
  - Flexible Einbeziehung von Anzahlungsraten in die Deckung entsprechend den Möglichkeiten des OECD-Konsensus.
  - Direkte Stellung von Refundment- bzw. Avalgarantien ohne Bankenzwischenschaltung.
  - Die Prämienharmonisierung innerhalb der OECD dürfe nicht zur Verschlechterung der Wettbewerbssituation gegenüber den nicht an den Konsensus gebundenen Schiffbaunationen (z.B. China) führen. Die Bundesregierung wurde aufgefordert, sich bei den Verhandlungen entsprechend zu positionieren.
  - Anwendbarkeit der staatlichen Exportkreditgarantien auf Lieferungen aus Deutschland in die ausschließliche Wirtschaftszone.
- **Landesbürgschaften:**
  - Bedarfsgerechte Einbeziehung von projektbezogenen Vertragserfüllungs- und Gewährleistungsgarantien
  - Übernahme von Landesbürgschaften auch für Avale, die von Kautions-/Kreditversicherern gestellt werden.
  - Erweiterung des Anwendungsbereiches auf schwimmende, bewegliche Offshore-Strukturen und Binnenschiffe entsprechend dem neuen EU-Schiffbaurahmen.
  - Beteiligung des Bundes an den Risiken der Landesbürgschaften zugunsten des Schiffbaus,

bevorzugt nach dem Modell der GA-Rückverbürgungen; alternativ oder ergänzend direkte Haftungsübernahme des Bundes insbesondere zur Kompensation der Nachteile der nicht Export-Fälle.

### **Finanzierungsanforderungen für Schiffe und Strukturen der Offshore-Windenergie**

Die Finanzierung von Schiffen und Strukturen für die Offshore-Windenergie gestaltet sich neben bereits vorgenannten Finanzierungsproblemen zusätzlich aus folgenden Gründen schwierig:

#### **Eingeschränkte Drittverwendungsfähigkeit für Offshore-Spezialschiffe**

Bei diesen teilweise oder vollständig neuartigen Einheiten bedarf die *Drittverwendungsfähigkeit* einer gesonderten Untersuchung. Nicht standardisierte Spezialtonnage wird grundsätzlich nur dann als drittverwendungsfähig angesehen, wenn ihr entweder eine objektive (Nutzung zu einem anderen Zweck) oder eine subjektive Drittverwendungsfähigkeit (Nutzung durch einen anderen Anbieter) zugesprochen werden kann. Maßgeblich ist dabei, ob ein Spezialschiff unter Berücksichtigung seiner speziellen Ausstattungsmerkmale eine rentable Nutzung durch einen späteren Erwerber zulässt – dies entweder zu einem anderen Zweck oder bei einem anderen Anbieter.

Eine Drittverwendungsfähigkeit wäre dann gegeben, wenn es einen Zweitmarkt mit einem repräsentativen Kreis weiterer Nutzer gäbe, in dem unabhängig von der Bonität des neuen Betreibers, auf nachhaltige Erträge aus dem Schiff und auf ein stabiles Geschäftsfeld abgestellt werden kann. Ein Zweitmarkt wird in der Regel immer dann vorhanden sein, wenn über die letzten Jahre hinweg Datenhistorien zur Ermittlung der Werte der in Rede stehenden Spezialtonnage vorliegen. Dies sei aber bei der Offshore-Windenergie und insbesondere bei den Spezialschiffen der jüngsten Generation noch nicht der Fall, so die Expertengruppe.

Im Gegensatz zu anderen Bereichen sind bei Offshore-Errichterschiffen derzeit nur Charterzeiträume von 2 bis 3 Jahren am Markt zu erhalten, im Einzelfall verbunden mit der Option auf einen Folgeauftrag über einen ähnlichen Zeitraum, was etwa der Bauzeit eines Offshore-Windparks mit 80 Offshore-Windenergieanlagen entspricht. Nachfolgeaufträge erfolgen bislang meist erst während des laufenden Einsatzes. Es wird jedoch erwartet, dass in den nächsten Jahren und mit zunehmender Erfahrung bei der Parkerrichtung, steigender Projektgröße und international tätigen Investoren auch Rahmenverträge für Installationsschiffe über einen längeren Zeitraum geschlossen werden können.

Ende 2012 befinden sich in Deutschland und Europa ein knappes Dutzend Offshore-Windparks in der Realisierungsphase. Weitere stehen kurz vor dem Baubeginn. Allein in Deutschland befinden sich 2012 bereits ein halbes Dutzend Offshore-Windparks in Bau. Darüber hinaus existiert in Deutschland eine Vielzahl von Genehmigungen für weitere Offshore-Windparks, die in den nächsten Jahren realisiert werden können (siehe Kap. 1).

Das weitere Ausbautempo mit dem mittelfristigen Ziel von 10.000 MW bis 2020 – und der entsprechende Bedarf von Errichterschiffen usw. – ist heute noch mit gewissen Unsicherheiten verbunden, z.B. bezüglich des regulatorischen Umfeldes, der technologischen Entwicklung oder der Netzanbindung. Zudem handelt es sich um einen Markt in einer frühen Entwicklungsphase, was insbesondere von Finanzierungsinstitutionen wegen begrenzter Betriebserfahrungen nur sehr schwer bewertet werden kann bzw. mit erheblichen Risikoaufschlägen verbunden ist.

Vor diesem Hintergrund sind großvolumige Projektfinanzierungen im höheren zwei- oder im dreistelligen Millionenbereich derzeit nur schwer darstellbar. Für das derzeitige deutsche KG-

Finanzierungsmodell aus dem Standardschiffbau ist dieser Bereich kaum geeignet. Potentielle Besteller müssten daher mit ihrem Unternehmen mehr Risiko als bei anderen Schiffstypen übernehmen. Stehen diesen erheblichen Risiken keine erhöhten Margen gegenüber, sind anderweitige Absicherungsmöglichkeiten notwendig.

### **Exportkreditgarantien**

Die meisten Schiffsgeschäfte werden „cross border“ abgewickelt (Export). In diesen Fällen können staatliche Exportkreditversicherungen bei der Finanzierung genutzt werden. Bei Bestellungen inländischer Reeder stehen Landesbürgschaften für die Endfinanzierung zur Verfügung, allerdings sind die Prämien bei diesem Förderinstrument aufgrund der EU-rechtlichen Vorgaben in der Regel höher. Darüber hinaus ist bei Landesbürgschaften nur eine 80%ige Verbürgung des Kreditbetrages möglich, während bei den staatlichen Exportkreditgarantien eine Absicherung zu 95 % erfolgt und die Prämien in der Regel günstiger sind. Hinzu kommt, dass die Höhe der bankseitig erforderlichen Unterlegung eines Kreditengagements mit Eigenkapital bei einer Exportgarantie in Höhe von 95 % niedriger ist als bei einer 80%igen Landesbürgschaft. Dies wirkt sich zusätzlich positiv aus zugunsten einer grundsätzlichen Finanzierung durch die Bank, als auch auf die bankseitigen Finanzierungsbedingungen.

Die Vorteile der Exportkreditversicherungen stellen somit einen weiteren Anreiz für Besteller aus Deutschland dar, ihre Schiffe im Ausland zu ordern. Einzelne Mitglieder der Expertengruppe haben deshalb angeregt, den Einsatz staatlicher Exportkreditgarantien auch auf Lieferungen aus Deutschland in die AWZ (Ausschließliche Wirtschaftszone) zu prüfen. Ähnliche Maßnahmen würden bereits in Norwegen praktiziert, wo die norwegische Offshore-Öl-und-Gasindustrie als Exportindustrie definiert wird, da die Offshore-Schiffe de facto immer außerhalb des Hoheitsgebietes in der AWZ tätig seien und somit einen Dienstleistungsexport erbrächten.

### **Kredit-Restwertgarantie**

Das erforderliche Investitionsvolumen für moderne und leistungsfähige Offshore-Errichter-, sowie große Wartungs- und Serviceschiffe oder Offshore-Strukturen liegt in einer Größenordnung von bis zu 200 Mio. Euro. Um heute eine Finanzierung entsprechender Spezialeinheiten mit singulärem Einsatzzweck und damit grundsätzlich erhöhtem Verwertungsrisiko - insbesondere auch durch mittelständisch geprägte Besteller – zu ermöglichen, wurde von den Experten der Industrie, der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und der Banken eine teilweise Absicherung (z. B. 50%) des Kredit-Restwertes vorgeschlagen, was an dem folgenden Beispiel dargestellt wird:

– Modellrechnung zur Kreditrestwertabsicherung: Der Auftragswert eines Spezialeinheiten beträgt danach 100 Mio. Euro. Die Finanzierung teilt sich auf in Eigenkapital (20 Mio. Euro) und Fremdkapital (80 Mio. Euro). Das Schiff erhält einen Charterauftrag für drei Jahre. Infolge der vertragsgemäßen Kreditbedienung über diese drei Jahre valutiert der ursprüngliche Kredit von 80 Mio. Euro noch bei 60 Mio. Euro. (75 %). Nach dem dreijährigen Charterauftrag wird das Schiff beschäftigungslos. Die mögliche Verwertung zu diesem Zeitpunkt erbringt 30 Mio. Euro (50 % des Kreditrestwertes). Eine Kredit-Restwertabsicherung wäre nach diesem Beispielmodell somit i.H.v.50 % notwendig. in vielen Fällen für notwendig erachtet. Dies sei insbesondere dann erforderlich, wenn der Besteller das Schiff nicht in die eigene Bilanz nehmen möchte bzw. kann und keine mit der Finanzierung laufzeitkongruente, bankakzeptable Beschäftigung für das Schiff besteht.

Bei der Absicherung des Restwertes sollten keine Performancerisiken einbezogen werden, sondern auf

das Marktrisiko abgestellt werden. Eine entsprechend ausgestaltete Absicherung durch eine staatliche Einrichtung würde nach Ansicht der Experten die Finanzierbarkeit von Geschäften unter heutigen Gegebenheiten erleichtern und gegebenenfalls auch zu günstigeren Konditionen durch die finanzierenden Banken führen und somit die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Werften verbessern. Bei der Gestaltung eines derartigen Programms ist das EU-Wettbewerbsrecht zu beachten.

### **Vorschlag KfW-Sonderkreditprogramm für Offshore-Spezialschiffe und Strukturen**

**VDR, VSM, die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und die Länder regten in der Expertengruppe zudem die Einführung eines Sonderkreditprogramms an, analog dem Sonderkreditprogramm für die Offshore-Windparks, zur Finanzierung von Spezialschiffen und Offshore-Strukturen für den Bereich Offshore-Windenergie mit mindestens 50%iger Beteiligung des Bundes (KfW) am Fremdkapital.**

Dieses Programm, dessen Details von den zuständigen Bundesministerien BMWi, BMU und BMF in Absprache mit der KfW und den betroffenen Verbänden erarbeitet werden müssten, könnte nach Ansicht der Verbände dabei helfen, die Finanzierung insbesondere auch für mittelständische Besteller sicherzustellen, die Entwicklung von Referenzschiffen zu fördern sowie die Systemintegrations- und die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Werften zu sichern. Die konkrete Ausgestaltung eines derartigen Programms habe unter Beachtung der Regeln des EU-Wettbewerbsrechts zu erfolgen.

## **8 Technische Standards und Vorschriften**

Der Ausbau der Offshore-Windenergie bringt nicht nur technologisch sondern auch regulatorisch völlig neue Herausforderungen mit sich. So stellt sich z.B. die Frage, wie nach der aktuellen Klassifizierungsterminologie eine „Offshore-Wind-Errichtereinheit“ zu bewerten ist: als Schiff, als Schwergutfrachter, als Materialtransporteinheit, als Hubinsel oder als Personentransportschiff. Die Antwort lautet: im Prinzip sind alle Bezeichnungen richtig. Entsprechend unklar ist in diesem Zusammenhang auch die Bezeichnung der Personen auf der Offshore-Wind-Errichtereinheit. Der Begriff „Offshore-Wind-Errichtereinheit“ umfasst indes auch Wohnplattformen oder andere Einheiten. Hier sind neue, klare Definitionen und Abgrenzungen notwendig.

Weder das nationale noch das internationale Regelwerk sind auf diese neuen Konzepte und Anforderungen ausgerichtet. Zudem muss man „zwischen den Regeln lesen“, z.B. bei Offshore-Errichtereinheiten zwischen den Regeln des MODU Code (Mobile Offshore Drilling Unit), der für den hochgejackten Zustand gilt, und denen des SPS Code (Special Purpose Ship), der für die schwimmende Position gilt. So gibt es zahlreiche Regelungen für Offshore Service Vessels, wie z.B. nationale Standards, IMO-Richtlinien sowie andere gesetzliche Normen und Branchenstandards. Dabei können Regelwerke aus dem Öl- und Gassektor nur zum Teil übernommen werden.

Im Jahr 2010 haben z.B. international tätige Klassifizierungsgesellschaften wie der GL (Germanischer Lloyd) und DNV (Det Norske Veritas) für das relativ junge Segment der Offshore-Windpark-Spezialschiffe neue Richtlinien erlassen, die allerdings freiwillig und unverbindlich sind [GL 2011, DNV 2010]. Det Norske Veritas hat z.B. mit Wirkung vom 01.01.2011 zwei neue Klassen für Offshore-Service- und Wartungsschiffe eingeführt:

- Windfarm Service 1 für kleine CTVs (max. 24 m), die im Küstenmeer operieren, mit einer Kapazität von bis zu 12 Service-Technikern.

- Windfarm Service 2 für alle anderen Service- und Wartungsschiffe (> 24m) mit einer Kapazität von bis zu 60 Personen.

Grundsätzlich sind nach Aussagen von Reedern und Betreibern bei den Offshore-Serviceschiffen (CTV's) zwei Problembereiche zu unterscheiden [FRISIA 2012]:

#### a) Lücken in den Bauvorschriften für CTVs der Offshore Windenergieparks

- Es gibt keine international/EU-weit/national bindende Bauvorschrift für CTV's
- Es fehlen international/EU-weit/national bindende Vorschriften hinsichtlich der Sicherheitsausrüstung (Rettungsmittel, Feuerbekämpfungsausrüstung, etc.) an Bord.

Dennoch erweckt die aktuelle Situation auf dem CTV-Markt einen anderen Anschein. So werden z.B. in Großbritannien CTV's nach den Bauvorschriften des „MCA Workboat Code“ gebaut. Diese Bauvorschrift ist gedacht für Schiffe, die in Küstennähe arbeiten. Sie wird aber von den deutschen Behörden nicht akzeptiert, da der hier geforderte Sicherheitsstandard nicht gegeben ist. Dies führt für die deutschen Werften und Reeder zu einer Wettbewerbsverzerrung am Markt, da für deutsche Reeder keine Planungssicherheit bei dem Bau von CTV's besteht. Unterschiedliche Vorschriften gibt es auch in Dänemark und Holland.

#### b) Definitionsprobleme beim Wort „Servicetechniker“

Die schiffbaulichen Regularien (international wie national) „kennen“ drei unterschiedliche Personengruppen:

- **Crew Member (Besatzungsmitglied):** gemäß SOLAS (Safety of Life at Sea) Code. Eine Person, die entweder zuständig ist für die Navigation oder Wartung des Schiffes zur Gewährleistung des sicheren Navigierens und Fahrens oder Dienstleistungen an Bord durchführt.
- **Passenger (Passagier):** gemäß SOLAS (Safety of Life at Sea) Code. Eine Person, die weder ein Besatzungsmitglied ist, in keiner anderen Beschäftigung an Bord steht, noch ein Kind unter 1 Jahr ist.
- **Special Personnel (Spezialpersonal):** gemäß SPS (Special Purpose) Code. Personal, das für den Arbeitseinsatz/den Einsatzzweck des Schiffes benötigt wird (z.B.: Kranfahrer auf der Jack-up Barge).

Nach dem gültigen Regelwerk wird ein Offshore-Servicetechniker wie ein regulärer Passagier eingestuft, obwohl er – anders als ‚normale‘ Schiffspassagiere – über alle relevanten Offshore-Sicherheitstrainings verfügt. Das bedeutet, dass CTV's nur mit maximal 12 Passagieren besetzt werden dürfen. Alle bisherigen Erfahrungen zeigen, dass diese Kapazitätsbeschränkung für einen effizienten Offshore-Betrieb zu gering ist. Deshalb werden von Seiten der Reeder und des deutschen Schiffbaus die folgenden Forderungen erhoben:

- CTV's müssen hinsichtlich der Anforderungen an den Bau und die Sicherheitsausrüstung an Bord hohen Anforderungen genügen.
- Planungsunsicherheiten für Reeder müssen abgebaut werden, um eine faire Wettbewerbssituation in der deutschen AWZ zu schaffen.



- In den vorhandenen bzw. zukünftigen Regelwerken für CTV's muss berücksichtigt werden, dass Servicetechniker umfangreiche Sicherheitsausbildungen und Gesundheitsprüfungen durchlaufen bevor sie offshore gehen. Sie sind „Spezialpassagiere“ und müssen auch so behandelt werden.

Positiv anzumerken ist, dass auf nationaler und internationaler Ebene mittlerweile sehr intensive und erfolgreiche Bemühungen zu beobachten sind, diese Vorschriftenproblematik zu klären. So hat z.B. die vom VSM geleitete Fachgruppe „Internationale Vorschriften und Normung“, die im Rahmen des von der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE initiierten Ständigen Arbeitskreises (AK) „Vernetzung der Maritimen Wirtschaft mit der Offshore-Windenergie“ angesiedelt ist, Mitte 2011 umfangreiche Vorschläge für Standards im Bereich der Sicherheitsvorschriften sowie Anregungen für die rechtliche Einordnung und Behandlung des Personals auf Errichterschiffen und Servicefahrzeugen vorgelegt.

In enger Zusammenarbeit mit dem BMVBS und dem VDR wurde diese Initiative Ende 2011 zur Grundlage eines entsprechenden Arbeitsprogramm punktes bei der IMO (International Maritime Organisation) gemacht. Durch die zügige Entwicklung von Richtlinien zur eindeutigen Anwendung existierender IMO-Instrumente auf die neuartigen Schiffstypen und durch die Schaffung eines einheitlichen internationalen Rahmens soll mehr Rechtssicherheit für den Bau und Betrieb von Offshore-Windparks gewährleistet werden. Ziel dieser Bemühungen ist es, zu einer klaren Definition und daraus abgeleiteten Anforderungen an den Servicetechniker zu gelangen. Darüber hinaus ist es für die küstenfernen Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee notwendig, dass die CTV's hohen Sicherheitsanforderungen genügen, da sich das Service- und Wartungspersonal auf hoher See in einem potenziell gefährlichen Arbeitsumfeld bewegt. Deshalb sind national und international bindende Bau- und Sicherheitsvorschriften für CTV's nötig, die einen fairen Wettbewerb gewährleisten. Aus diesem Grund hat die Fachgruppe „Internationale Vorschriften und Normen“ die Vorschriftenentwicklung für Spezialschiffe im Bereich Offshore-Windenergie vorangetrieben, z.B. durch Vorschläge für

- Neubaustandards für Errichterschiffe und CTV,
- konsistente nationale Übergangsvorschriften für existierende/projektierte Schiffe,
- Anpassung und Ergänzung bestehender IMO-Codes (SPS, MODU und HSC Cargo) an neue Bauformen und Ladungsarten (Servicepersonal)
- Abstimmung mit BMVBS, Behörden, Klassen sowie Nord- und Ostseearrainern und
- IMO-Beschlussfassung/-Notifizierung über BMVBS / CESA.

## 9 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Die Offshore-Windenergie ist eine junge und dynamisch wachsende Branche mit vielversprechenden Potenzialen für den Schiffbau. Allerdings ist in diesem innovativen Markt auch mit kurzzeitigen Rückschlägen zu rechnen, wie die Diskussion über die Offshore-Netzanbindung in Deutschland im Jahre 2012 nachdrücklich gezeigt hat. Dadurch kann es zu Verzögerungen bei der weiteren Marktentwicklung kommen und zu einer Verunsicherung der Marktteilnehmer, verbunden mit erheblichen negativen Auswirkungen auf den Schiffbau und die Zulieferindustrie. In Teil 1 dieser Untersuchung wurden aus aktuellen Gründen zwei mögliche Ausbaupfade (best case – worst case) für die weitere Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland dargestellt. Die tatsächliche Entwicklung wird sich wahrscheinlich in der Mitte der beiden Ausbaupfade abspielen.

Auch in der Vergangenheit sind immer wieder Schwierigkeiten beim Ausbau der Offshore-Windenergie aufgetreten, z.B. durch die Folgewirkungen der weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise. Diesen Herausforderungen wurden dann aber meist zügig auf politischer Ebene begegnet, z.B. durch das KfW-Sonderprogramm oder das optionale Stauchungsmodell im EEG. Ähnliche deutliche Signale aus der Politik sind auch für die deutsche Schiffbauindustrie nötig, damit diese die objektiv vorhandenen Potenziale heben kann und Vertrauen in diesen vielversprechenden neuen Zukunftsmarkt gewinnt.

## 9.1 Neupositionierung des deutschen Schiffbaus

Im Zuge der weltweiten Schifffahrtskrise musste der deutsche Schiffbau seit 2008 einen dramatischen Umsatz- und Auftragseinbruch hinnehmen. Diese Krise eröffnete aber für einige Werften auch die Chance zur Neuorientierung und -ausrichtung, z.B. auf den Offshore-Spezialschiffbau, den Bau von Offshore-Plattformen oder Fundamenten.

Allein das Potential bei den „klassischen“ Werfttätigkeiten (z.B. Schiffbau, Umbau, Wartung) beläuft sich nach Berechnungen von KPMG auf ein Volumen von bis zu 6,5 Milliarden Euro. Dabei ist die deutsche Werftindustrie ohne Zweifel auch in der Lage Errichterschiffe zu bauen, jedoch fehlen für die Umsetzung von Neukonstruktionen in der Größenordnung von 100 bis 200 Mio. Euro entsprechende finanzielle Mittel. Eine Alternative könnte in der Aus- und Umrüstung der Schiffe liegen, wie z.B. der Bau der „Innovation“ zeigt. Hinzu kommen die Umsatzpotentiale im Bereich der Offshore-Strukturen (Offshore-Plattformen und Gründungsstrukturen), die bis zum Jahr 2020 je nach Ausbaupfad bis zu 11,5 Milliarden Euro für den gesamteuropäischen Offshore-Markt betragen [KPMG 2011].

Mehrere deutsche Werften haben sich in den letzten Jahren bereits erfolgreich in dem Segment der Offshore-Strukturen etabliert (Bsp. Nordic Yards, Nobiskrug). Aber auch im Spezialschiffbau haben deutsche Werften gute Potentiale, wie erste Aufträge an die Sietas-Werft oder Abeking & Rasmussen belegen. Insbesondere kleinere Werften haben die Möglichkeit, ihre Kompetenz unter Beweis zu stellen – vor allem im Bereich von Personen- und Materialtransportschiffen, die tendenziell eher lokal gechartert bzw. beschafft werden.

Grundsätzlich bedarf es massiver Anstrengungen auf Seiten der Werften, um die Potentiale im Bereich Offshore-Windenergie auszuschöpfen. Traditionell stark ist in Deutschland das Segment maritimer Ausrüster und Antriebstechnik, auch im Spezialschiffbau Offshore-Windenergie. Ein Beispiel ist die Antriebstechnik für zwei in China gefertigte Offshore-Errichterschiffe von A2SEA, die von der Voith GmbH aus Heidenheim geliefert wird. Auf der kurz vor der Auslieferung stehenden ‚Sea Installer‘ kommt ebenso wie bei dem Nachfolgeschiff Voith Antriebstechnik zum Einsatz. Bei dem Nachfolger der ‚Sea Installer‘ sollen drei Voith Schneider Propeller mit einer Leistung von jeweils 3.800 kW als Hauptantrieb zum Einsatz kommen sowie im Bugbereich der Voith Inline Thruster mit einer Eingangsleistung von 1.500 kW [maritim heute 2012].

Die Politik ist gefordert, durch verlässliche und stabile gesetzliche Rahmenbedingungen eine solide Basis für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie zu gewährleisten. Wie sehr unzureichende oder fehlende Rahmenbedingungen die weitere Marktentwicklung der Offshore-Windenergie und damit auch das weitere Engagement der Werften beeinträchtigen können, zeigt die Diskussion um die Netzanbindung von Offshore-Windparks seit Ende 2011 und die darauf folgende Verunsicherung in der gesamten Branche. Die damit einhergehenden Verzögerungen und Projektverschiebungen führen insbesondere in der Zulieferkette und bei Werften zu Schwierigkeiten.

## 9.2 Finanzierungsinstrumente für die Werftwirtschaft weiterentwickeln

Die Voraussetzung für ein weiteres Engagement deutscher Werften im Offshore-Spezialschiffbau, aber auch bei den Offshore-Strukturen, ist ein funktionierendes Finanzierungsumfeld. Davon kann seit der Finanz- und Wirtschaftskrise 2008 nur noch mit großen Einschränkungen die Rede sein.

In der Ende August 2011 beim BMWi eingerichteten „Expertengruppe Schiffbaufinanzierung“ wurde von den Mitgliedern aus Industrie und Küstenländern u.a. der Vorschlag gemacht, ein spezifisches **KfW-Sonderkreditprogramm zur Finanzierung von Offshore-Spezialschiffen und -Strukturen** mit mindestens 50 %-Beteiligung am Fremdkapital aufzulegen – analog dem KfW-Sonderkreditprogramm für Offshore-Windparks. Der VSM hält ein Volumen von ca. 500 Mio. Euro für wünschenswert [VSM 2012].

**Die Einführung einer teilweisen Kredit-Restwertabsicherung für Spezialschiffe** stand ebenfalls auf der Liste der Expertenvorschläge, um der derzeitigen Bankenzurückhaltung entgegenzuwirken. Durch eine Verringerung von Verwertungsrisiken könnten insbesondere Finanzierungen im Bereich des Spezialschiffbaus, z.B. bei Offshore-Errichterschiffen, erleichtert werden. Weiterhin wurden Modifizierungen der Landesbürgschaftsprogramme unter Einbeziehung des Bundes sowie eine verbesserte und flexible Nutzung der staatlichen Exportkreditversicherung angeregt.

Ein weiteres, in jüngerer Zeit zunehmend akut werdendes Problem, ist die mangelnde Verfügbarkeit von Bauzeitfinanzierungen (Barkredite und Avale), die nach Angaben von Werftenvertretern derzeit kaum noch am Markt verfügbar sind. Dies liege einerseits daran, dass sich Geschäftsbanken, die noch vor einigen Jahren im Schiffsfinanzierungsmarkt sehr aktiv tätig waren, teilweise sogar vollständig aus dem Neugeschäft zurückziehen bzw. bereits zurückgezogen haben. Im Vergleich zu diesen, im Bereich der Schiffsendfinanzierung tätigen Banken, waren im Bereich der Bauzeitfinanzierung sogar zahlenmäßig weniger Banken aktiv. Die durch den Rückzug von Banken darüber hinaus eintretende Angebotsverringerung für Bauzeitfinanzierungen erschwert massiv die Akquise von derzeit durchaus im Markt vorhandenen Aufträgen für Offshore-Schiffe und -Plattformen. Hinzu kommt bei potentiellen Bankenpartnern die wachsende Ungewissheit über die zukünftige Marktentwicklung aufgrund der weiterhin unklaren Lage hinsichtlich der Offshore-Netzanbindung. Diese Gesamtsituation stellt zum einen für jene Werften ein Problem dar, die bereits erfolgreich in den Sektor von Offshore-Schiffen und -Plattformen eingestiegen sind bzw. sich derzeit weltweit um Aufträge aus diesem Bereich bewerben. Zum anderen erschwert sie maßgeblich die erfolgreiche Marktteilnahme weiterer potentieller Unternehmen aus dem Werftensektor.

Zur Überwindung eines akuten, strukturellen Finanzierungsdefizits bei der Bauzeitfinanzierung wird vorgeschlagen, kurzfristig ein Programm öffentlicher Finanzierungsinstitutionen für die Gewährung von Bauzeitfinanzierungen (Barkredite und Avale) für den Offshore-Sektor aufzulegen. Im Anwendungsbereich staatlicher Exportkreditgarantien wird dringend empfohlen, die direkte Stellung von Avalen ohne Bankenzwischenschaltung zu ermöglichen.

Aufgrund der weiterhin deutlich spürbaren Zurückhaltung des bis Krisenausbruch sehr stark in Schiffbau und Schifffahrt engagierten privaten Bankensektors muss sich die maritime Industrie verstärkt neuen Finanzierungspartnern zuwenden. Hierzu zählen beispielsweise Kredit- oder Kautionsversicherungen, die Europäische Investitionsbank (EIB) oder auch die Inanspruchnahme außerbörslichen Beteiligungskapitals. Die EIB beispielsweise gab mit der Ende 2011 verabschiedeten neuen „EIB-Finanzierungspolitik im Verkehrssektor“ ihre bisherige Zurückhaltung auf und scheint nun auch der hochinnovativen Schiffbauindustrie, sehr aufgeschlossen gegenüber zu stehen [VSM 2012]. Diese Option sollten mit aktiver Unterstützung der Bundesregierung gefördert und genutzt

werden, denn dies könnte nach Ansicht der deutschen Schiffbauverbände zumindest zeitweise ein Gegengewicht zu asiatischen Anbietern schaffen.

### 9.3 Neue Kooperations- und Kommunikationsstrategien zwischen Werften, Offshore-Industrie und Politik

Mit der Etablierung des Ständigen Arbeitskreises „Vernetzung der Maritimen Wirtschaft mit der Offshore-Windenergiebranche“ (AK Vernetzung), der von der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE mit Unterstützung des BMWi und den maritimen Verbänden im Jahr 2010 eingerichtet wurde, ist erstmals eine gemeinsame Kommunikationsplattform zwischen der Offshore-Windbranche und der maritimen Wirtschaft (inkl. Schiffbau) entstanden, auf der sich Akteure aus beiden Gruppen auf freiwilliger Basis und zu verschiedenen Themen auf Fachgruppenebene austauschen. Hinzu kommen Vertreter der Politik, die an den zwei- bis dreimal jährlich stattfindenden Treffen des Arbeitskreises teilnehmen [SOW 2012].

Auch bei den Offshore-Wind-Netzwerken existieren verschiedene Arbeitskreise, die u.a. hafen- und werftenrelevante Fragen behandeln (z.B. AK „Logistik und Errichtung“ der WAB).

Investoren und Betreiber von Offshore-Windparks haben nicht zuletzt durch die Vernetzungsarbeit der Stiftung und anderer Organisationen zunehmend verstanden, dass sich Risiken durch schiffbauliches Know-how und Erfahrungen aus dem Öl- und Gassektor minimieren lassen. Angesichts der angestrebten ehrgeizigen Kostenziele besteht hier aber noch erhebliches weiteres gemeinsames Entwicklungspotenzial, zumal die Erfahrungen aus dem Öl- und Gasgeschäft nur teilweise helfen. Von einzelnen Akteuren, wie z.B. den Autoren der Studie „*Offshore-Windenergie: Perspektiven für den deutschen Schiffbau*“ wurde angeregt, den von der Stiftung moderierten AK Vernetzung stärker zu institutionalisieren, mit dem Ziel, eine Offshore-Roadmap zu entwickeln und zu begleiten [H.-Böckler-Stiftung].

Eine Roadmap zur Umsetzung der politischen Ausbauziele für die Offshore-Windenergie könnte bei z.B. halbjährlich stattfindenden Sitzungen diskutiert und weiterentwickelt werden. An den Treffen sollten nach den Vorschlägen der Autoren Entscheider aus Wirtschaft und Politik teilnehmen, z.B. die Vorstandsvorsitzenden der Betreiber von Offshore-Windparks, der Hersteller- und Zulieferindustrie, der betreffenden Werften, der Netzbetreiber sowie der Finanz- und Versicherungswirtschaft, und auf Seiten der Politik die zuständigen Vertreter der Küstenländer (z.B. Wirtschaftsminister) und der Bundesministerien, einschl. des Maritimen Koordinators.

Die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE sieht in diesen Vorschlägen zur Weiterentwicklung des AK Vernetzung gute Ansätze für eine Intensivierung der Kommunikation zwischen dem Schiffbau und der Offshore-Windbranche. Gleichzeitig wird eine engere Kooperation und Zusammenarbeit der in Deutschland vorwiegend mittelständisch geprägten Werften, Zulieferer und Ingenieurbüros mit Kompetenzen im Spezialschiffbau empfohlen, um die Wettbewerbsfähigkeit auf dem globalen Markt für Offshore-Spezialschiffe und -Strukturen zu stärken (soweit im wettbewerblichen Rahmen zulässig).

Eine solche Kooperation wäre in vielen Bereichen denkbar, z.B. im Bereich gemeinsamer Marketing- und Vertriebsstrategien, Standards und Normen, bei Forschung & Entwicklung sowie bei der Umsetzung von Referenzprojekten. Unabhängig davon erscheint es unerlässlich, eine klare Positionierung und den Ausbau notwendiger Kompetenzen (u.a. Design, Integration, Aftersales) auf unternehmens-spezifischer Ebene voran zu treiben.

## 9.4 Referenzprojekte fördern

Von verschiedenen Akteuren der maritimen Wirtschaft ging wiederholt der Ruf nach Referenzprojekten zum Bau von Offshore-Spezialschiffen aus. Ähnlich wie beim Offshore-Testfeld alpha ventus könnten Referenzprojekte im Offshore-Spezialschiffbau das Vertrauen der Marktteilnehmer in diese hochinnovativen Technologien stärken und bei den mittelständisch geprägten Werften das Markteintrittsrisiko senken. Der Bau von Offshore-Referenzschiffen wurde im Rahmen von unterschiedlichen Marktumfragen und Interviews als ein wesentliches Element für die Erlangung weiterer Aufträge bei deutschen Werften erachtet [KPMG 2011, H.-Böckler-Stiftung].

Neben den bereits bestehenden Innovationsförderprogrammen und F&E-Aktivitäten des BMWi erscheinen weitere gezielte Hilfen auf diesem Gebiet empfehlenswert, unterstützt von einer kompetenz- und zielorientierten Koordination der Werften und übrigen Marktteilnehmer.

## 9.5 F&E-Maßnahmen

Das Testfeld alpha ventus war der Startschuss für den Bau und Betrieb von Offshore Windenergieanlagen der 5-MW-Klasse in Deutschland. In Zusammenhang mit dem Forschungsverbund RAVE konnten zwischenzeitlich eine Vielzahl von Daten gesammelt, ausgewertet und in Forschungsvorhaben verarbeitet werden.

Dabei konnten u.a. zwei wesentliche Erkenntnisse gewonnen werden:

1. Die technischen Ausführungen funktionieren grundsätzlich, die erreichten Verfügbarkeiten übertreffen sogar die modellierten Berechnungen.
2. Der Aufwand beim Aufbau und für den Betrieb der Anlagen ist noch zu hoch, um einen langfristig wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen. Daher müssen sowohl bei Gründungen und Maschinen, als auch für die gesamte Logistikkette Forschung und Entwicklungen vorangetrieben werden.

Dabei geht z. B. der Wissenschaftliche Beirat der Stiftung Offshore-Windenergie davon aus, dass der Logistikbereich mittelfristig erhebliche Einsparpotentiale birgt. Ziel müsse sein, zukünftig einen Windpark mit 80 Anlagen pro Jahr zu errichten und in Betrieb nehmen zu können. Hierzu seien nicht nur veränderte Logistikkonzepte notwendig, sondern auch weitgehend wetterunabhängige Schiffe und Einrichtungen (z.B. für den Einsatz bei höheren signifikanten Wellen). Denkbar sei auch der Transport am Festland komplett montierten und getesteten Anlagen und die Absenkung und Verankerung der Anlagen durch Spezialschiffe der 4. Generation.

Für die künftigen Anforderungen sind hochbewegliche Service- und Reparaturschiffe mit Jack-up-Funktionen bis hin zu Service- und Wartungsplattformen einschließlich Ersatzteil- und Treibstofflagerung sowie medizinischen Versorgungsräumen notwendig. In großen Windenergieclustern seien selbst künstliche Inseln im Meer denkbar, die über die direkte Versorgung der Parks auch Fischereistützpunkte sein könnten. Diese Erkenntnis resultiert aus der Erfahrung, dass Hubschraubereinsätze bei größeren Entfernungen des Parks zu Küstenstandorten nur begrenzt als Lösung berücksichtigt werden können. Dazu muss auf dem Gebiet des sicheren Personalübergangs vom Schiff zur Anlage oder von einer Serviceplattform auf ein Transportschiff bei höheren signifikanten Wellen weiter geforscht und entwickelt werden. Generell gilt es, noch eine Vielzahl an Aufgaben zu lösen, um einen sicheren Betrieb in den Parks zu gewährleisten. Erfahrungen aus dem Bereich Öl und Gas könnten

sicher mit genutzt werden, aber viele Anforderungen beim Bau und Betrieb von Offshore-Windparks sind so spezifisch, dass neue Wege beschritten werden müssen, um das Ziel der wirtschaftlichen Energieversorgung aus dem Meer zu realisieren.

Dies wird jedoch ohne staatliche Unterstützung nicht möglich sein. Hierzu gehören Finanzierungsunterstützungen ebenso wie die Schaffung von notwendigen praktischen Testmöglichkeiten.

## 9.6 Technische Regelwerke und Standards weiterentwickeln

### Handlungsempfehlungen zum Regelungsbedarf bei Vorschriften und Normen

Die Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung erfordert Rechts- und Investitionssicherheit für alle Beteiligten und in allen Bereichen. Allerdings bestehen gerade in dem neuen Segment der neuen Offshore-Schiffstypen, -Strukturen und -Anlagen bisher nur unvollständige oder inkonsistente Sicherheits-, Umwelt- und Arbeitsschutzanforderungen.

**Die deutsche Maritime Wirtschaft benötigt möglichst schnell verbindliche, internationale technische Vorschriften (IMO) und Normen (ISO), die einheitliche Wettbewerbsbedingungen auf hohem technischen Niveau sicherstellen mit dem Ziel, Mensch und Umwelt vor Sub-Standard-Produkten zu schützen und nationale Hightech-Produzenten zu fördern.**

Große Fortschritte sind im Bereich der technischen Vorschriftenentwicklung für Offshore-Windpark-Spezialschiffe zu verzeichnen. Die im Rahmen des AK „Vernetzung Offshore-Windenergie“ angesiedelte und vom VSM geleitete Fachgruppe „Internationale Vorschriften und Normen“ hat bereits 2011 umfangreiche Vorschläge für die Sicherheitsstandards von Errichterschiffen und Servicefahrzeugen vorgelegt. In enger Zusammenarbeit mit dem BMVBS und dem VDR wurde diese Initiative inzwischen zur Grundlage eines entsprechenden Arbeitsprogrammunktes bei der IMO gemacht. Durch die zügige Entwicklung von Richtlinien zur eindeutigen Anwendung existierender IMO-Instrumente auf die neuartigen Schiffstypen, soll mehr Rechtssicherheit für Bau und Betrieb von Offshore-Windparks und der dazu gehörenden Logistik geschaffen werden.

Die Initiativen von VSM, VDR und BMVBS werden ausdrücklich begrüßt. Dabei geht es konkret um:

- Die Entwicklung geeigneter Neubaustandards für Errichter- und Personentransportschiffe,
- konsistente nationale Übergangsvorschriften für existierende bzw. projektierte Schiffe,
- eine Anpassung und Ergänzung bestehender IMO-Codes (SPS, MODU und HSC Cargo) an neue Bauformen und Ladungsarten (Servicepersonal),
- die Abstimmung mit BMVBS, Behörden, Klassen sowie Nord- und Ostseeanrainern, und schließlich eine Beschlussfassung sowie Notifizierung durch die IMO über BMVBS bzw. den Europäischen Dachverband (CESA) sowie
- klare Vorschriften für Umspann- und Konverterplattformen sowie Ergänzungen der bestehenden Regelwerke im Bereich der Gründungsstrukturen



## 9.7 Aus- und Weiterbildung stärken

Die voranschreitende Umstrukturierung der deutschen Schiffbauindustrie erfordert eine erhebliche Aufrüstung der Ingenieurbelegschaft in qualitativer und quantitativer Hinsicht. So berichten Werften, die ihre Produktion vom Serienschiffbau auf Einzel- und Kleinstserienfertigung von Produkten des Spezialschiffbaus und der Offshore-Technik umstellen, von einem drastisch erhöhten Ingenieurbedarf. [VSM 2012]

Der akademische Nachwuchs trifft auf ein Überangebot offener Stellen, so dass sich die maritime Ingenieurlücke schneller als erwartet wieder geöffnet hat. Junge Schiffbauingenieure haben daher nach Angaben des Branchenverbandes keine Schwierigkeiten, in der Industrie attraktive Arbeitsplätze zu finden. Auch für die kommenden Jahre ist nicht davon auszugehen, dass der Ingenieurmangel, der die Wettbewerbsfähigkeit der maritimen Wirtschaft gefährdet, dauerhaft überwunden wird. Positiv anzumerken ist allerdings, dass die sechs deutschen Schiffbau-Hochschulen in Berlin, Bremen, Duisburg, Hamburg, Kiel und Rostock weiterhin steigende Bewerber- und Studienanfängerzahlen verzeichnen.

Die verschiedenen Initiativen zur Aus- und Weiterbildung im Bereich Offshore-Windenergie und maritimer Wirtschaft sind ein positives Zeichen. Hier müssen weiter angepasste Ausbildungsinhalte erarbeitet werden. Denn neben fachlicher Qualifikation müssen auch Verantwortungsbewusstsein und körperliche Belastungsmöglichkeiten gelehrt werden. Hierzu sind neben den Universitäten und Hochschulen, ebenso Verbände und Kammern gefragt. Allerdings haben gut ausgebildete Fachkräfte dann erhebliche internationale Zukunftschancen.

## 10 Quellen

- [A&R] Abeking & Rasmussen. URL: [www.abeking.com](http://www.abeking.com)
- [A2SEA, 2009] Mike Prowse. Installation Logistics for UK Round 3 projects. BWEA Offshore Conference 2009. URL: <http://www.taplondon.co.uk/bweaoffshore/files/MikeProwse.pdf>  
Letzter Zugriff: 17.08.2012
- [Beckman, 2010] Jeremy Beckman. UK abandonment sector heads for upturn, in: Offshore 11/2010. URL:<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-70/issue-11/departments/offshore-europe/offshore-europe.html>. Letzter Zugriff: 10.09.2012
- [BMWi 2012] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Branchenfokus Maritime Wirtschaft. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Wirtschaft/branchenfokus,did=196298.html>. Letzter Zugriff: 15.10.2012
- [BMWi/Stiftung 2011] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)/Stiftung OFFSHORE-WiNDENERGIE. "Partner der Energiewende - Maritime Wirtschaft und Offshore Windenergie", Berlin 22.09.2011, Konferenzdokumentation.
- [BMWi Doku. 597] BMWi (Hrsg.) Dokumentation Nr. 597. Siebte Nationale Maritime Konferenz. 27. und 28. Mai 2011, Wilhelmshaven. S. 53f
- [BVG Associates] BVG Associates. Towards Round 3: Building the Offshore Wind Supply Chain, The Crown Estate, May 2009
- [CESA-EWEA 2010] Gemeinsame Presseerklärung von CESA und EWEA vom 26.02.2010. <http://www.offshorewind.biz/2010/02/26/cesa-and-ewea-are-calling-for-investments-in-ship-for-offshore-wind-expansion/>
- [DNV 2010] DNV Pressemitteilung vom 21.12.2010 [http://www.dnv.com/press\\_area/press\\_releases/2010/theworldsfirstclassrulesforwindfarmervicevessels.asp](http://www.dnv.com/press_area/press_releases/2010/theworldsfirstclassrulesforwindfarmervicevessels.asp). Letzter Zugriff: 17.10.2012
- [EnBW 2011] Jens Kühnel (EnBW Erneuerbare Energien GmbH). Logistik für Errichtung des Offshore-Windparks EnBW Baltic 2. Präsentation auf der 3. Branchenkonferenz Logistikwirtschaft MV. 23. Juni 2011.
- [EWEA 2011] European Wind Energy Association. Wind in our Sails. 2011.
- [Expertengruppe 2012] Bericht der Expertengruppe ‚Bauzeit- und Endfinanzierung von Schiffsneubauten deutscher Werften‘ an den BMWi, März 2012
- [FAZnet, 23.10.2012] <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energiewende-werft-baut-wohnplattform-fuer-offshore-windpark-11935318.html>. Letzter Zugriff: 23.10.2012
- [FRISIA 2012] Armin Ortmann (FRISIA). Crew Transfer Vessel – Ein entscheidender Faktor für den Betrieb eines Offshore-Windparks. Vortrag auf dem

Symposium ‚Offshore Wind Energy – Cross Border Solutions‘. 12.09.2012  
Leer (MARIKO)

- [GL 2011] GL Garrad Hassan. Offshore Wind Services. Info-Broschüre. Juni 2011  
[http://www.gl-garradhassan.com/assets/downloads/GL\\_Garrad\\_Hassan\\_Offshore\\_Wind\\_Services.pdf](http://www.gl-garradhassan.com/assets/downloads/GL_Garrad_Hassan_Offshore_Wind_Services.pdf). Letzter Zugriff: 10.09.2012
- [IGM/iaw, 2011] IG Metall/IAW (Institut für Arbeit und Wirtschaft/Universität Bremen), Schiffbauumfrage 2011.
- [HAB. 23.10.2012] Hamburger Abendblatt, 23.10.2012. <http://mobil.abendblatt.de/region/schleswig-holstein/article110141490/Kieler-Werft-baut-Wohnplattform-fuer-Windpark-Wartungsteams.html>. Letzter Zugriff: 24.10.2012
- [H.-Böckler-Stiftung] T. Ludwig, H. Seidel, J. Tholen. Offshore-Windenergie: Perspektiven für den deutschen Schiffbau. Hans-Böckler-Stiftung (Hrsg.) 2012
- [HOCHTIEF, 2012] HOCHTIEF Geschäftsbericht 2011,  
URL:<http://berichte.hochtief.de/gb11/65.jhtml>. Letzter Zugriff: 01.10.2012
- [HOCHTIEF, 2012a] HOCHTIEF Pressemitteilung vom 03.09.2012, URL: <http://www.hochtief.de/hochtief/200.jhtml?pid=9183>. Letzter Zugriff: 04.09.2012
- [HOCHTIEF, 2012b] HOCHTIEF, diverse Informationsbroschüren
- [ICH Merwede, 2010] IHC Merwede: Innovative vessels – Advanced vessels – Life-cycle support, 2010
- [KPMG 2011] KPMG AG: Offshore Wind – Potenziale für die deutsche Schiffbauindustrie. Studie im Auftrag des VSM, 2011.
- [KPMG 2011a] K. Schulze. Offshore Wind – Potenziale für die deutsche Schiffbauindustrie. Vortrag am 24.11.2011, Spezialschiffbau für die Offshore-Industrie. VSM/Taylor Wessing.
- [maritimheute, 2012] Maritim heute. Navingo BV. Hamburg <http://www.maritimheute.de/voith-erhalt-auftrag-fur-weiteres-windkraftanlagen-installationsschiff/> Letzter Zugriff: 07.06.2012
- [Nordic yards 2012] Nordic yards. Diverse Pressemitteilungen.  
<http://www.nordicyards.com/index.php?id=432&L=0> Letzter Zugriff: 08.10.2012
- [ODS 2011] ODS Petrodata. Installation vessel over supply forecast. Wind Technology. March 2011. S.13
- [ORECCA] ORECCA. WorkPackage 4.1 Offshore Infrastructure: Ports and Vessels. J. Bard/F. Thalemann. [www.orecca.eu](http://www.orecca.eu). Letzter Zugriff: 24.10.2012
- [RWEI Vahrenholt] Aussagen von Prof. Fritz Vahrenholt anlässlich der Schiffstaufer der Victoria Matthias am 21.05. 2012 in Bremerhaven.

- [RWEI 2012a] <http://www.rwe.com/web/cms/de/1297202/rwe-innogy/technologien/offshore-logistik/installationsschiffe/technische-details>. Letzter Zugriff: 15.10.2012
- [SOW 2012] Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE (SOW), AK Vernetzung <http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/563/160/143/60005/design1.html> Letzter Zugriff: 18.10.2012
- [Tillessen, 2011] T. Tillessen. Steigende Nachfrage nach Windturbinen-Installations-schiffen, in: Offshore-Report 2011/2012, Transport & Logistik. DVV Media Group GmbH (Hrsg.)
- [VSM 2012] VSM (Verband für Schiffbau und Meerestechnik e.V.) Jahresbericht 2011, URL: <http://www.vsm.de/VSMWS/publications.xhtml>. Letzter Zugriff: 08.10.2012
- [WAB 2011] Offshore-Windenergie Magazin 2011/2012, Bremerhaven 2011.

## Anhang

Mitglieder der Expertengruppe bzw. Teilnehmer aus Bundes- und Landesministerien in alphabetischer Reihenfolge

Ulrike Bass	Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
Matthias Behn	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Carsten Bodendiek	Nordic Yards Wismar GmbH
Harald Buchholz	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Lorena Bücklers	Verband Deutscher Reeder
Ursula Claaßen	Finanzministerium Mecklenburg-Vorpommern
Oliver Faak	Nord / LB
Roland Förster	P+S Werften GmbH
Simone Geist	HOCHTIEF Solutions AG
Michael Helbing	Flensburger Schiffbau-Gesellschaft mbH & Co. KG
Konrad Hölzl	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Oliver Hunke	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Wolfgang Issel	Euler Hermes
Holger Jandke	PriceWaterhouseCooper AG
Michael Jung	KfW IPEX-Bank
Hans Kahle	RWE OLC GmbH
Hans-Borchard Kahmann	Bundesministerium der Finanzen
Michael Koch	Ministerium für Wirtschaft, Bau und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern
Thomas Kroemer	Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
Thomas Krompholz	Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes
Schleswig-Holstein	
Werner Lundt	Verband für Schiffbau und Meerestechnik e. V.
Jörg Meincke	Verband deutscher Pfandbriefbanken e. V. (vdp)
Karin Meyer zu Bergsten	PriceWaterhouseCooper AG
Adele Müller	Bundesministerium der Finanzen
Knut Prause	Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
Dr. Knud Rehfeldt	Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Aaron Sen	Nord / LB
Christian A. Schilling	Verband für Schiffbau und Meerestechnik e.V.
Bernd Schriewer	Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein
Mike Schwake	PriceWaterhouseCooper AG
Peter Smida	Euler Hermes
Ernst Stöckl-Pukall	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Dr. Eva Sophie Vogt	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Andreas Wagner	Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Tilo Wallrabenstein	Verband Deutscher Reeder
Hans-Artur Wilker	Meyer Werft GmbH
Rüdiger Wolf	J. J. Sietas KG Schiffswerft GmbH u. Co.
Jürgen Wollny	Nordic Yards Wismar GmbH





## Stiftung der Deutschen Wirtschaft zur Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See (Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE)

**Geschäftsstelle:**

Oldenburger Str. 65

D-26316 Varel

**Büro Berlin:**

Schiffbauerdamm 19

D-10117 Berlin

Internet: [www.offshore-stiftung.de](http://www.offshore-stiftung.de)

E-Mail: [info@offshore-stiftung.de](mailto:info@offshore-stiftung.de)

