



Handbuch Offshore- Windenergie

Rechtliche, technische und
wirtschaftliche Aspekte

von

Dr. Jörg Böttcher

Oldenbourg Verlag München

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

© 2013 Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH
Rosenheimer Straße 145, D-81671 München
Telefon: (089) 45051-0
www.oldenbourg-verlag.de

Das Werk einschließlich aller Abbildungen ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen.

Lektorat: Anne Lennartz
Herstellung: Tina Bonertz
Titelbild: thinkstockphotos.com
Einbandgestaltung: hauser lacour
Gesamtherstellung: Grafik & Druck GmbH, München

Dieses Papier ist alterungsbeständig nach DIN/ISO 9706.

ISBN 978-3-486-71529-3
eISBN 978-3-486-71776-1

Vorwort

Die Diskussion um die Energieversorgung nimmt seit Jahren einen herausgehobenen Platz in der politischen und gesellschaftlichen Diskussion ein. Insbesondere die in Deutschland Mitte 2011 beschlossene Energiewende markiert neben dem Abschied von der Atomenergie auch die stärkere Hinwendung zu erneuerbaren Energien, die insbesondere in der Nutzung der Offshore-Windenergie einen wesentlichen Pfeiler der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands sieht: Die Bundesregierung will diesen Bereich von derzeit 200 MW bis 2021 auf 10 GW ausbauen. Im europäischen Vergleich sind in Großbritannien und Dänemark bereits heute nennenswerte Offshore-Kapazitäten entstanden. Allerdings befinden sich auch die energiepolitischen Rahmenbedingungen insbesondere in den EU-Mitgliedsländern im Gefolge der Schuldenkrise noch stärker im Fluss, was die Planbarkeit von Investitionen und die Etablierung von Märkten für erneuerbare Energien erschwert¹.

Bei all der Fach- und Medienpräsenz der Erneuerbaren Energien ist ein Aspekt erstaunlich: Im Zusammenhang mit Erneuerbaren Energien wird nur sehr selten das Thema ihrer Umsetzung angesprochen. Stattdessen fokussiert sich die Diskussion zumeist auf einzelne Themenfelder, wie ihren politischen, ökologischen und technischen Aspekten. Eine zusammenhängende Darstellung der rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Aspekte, die gleichermaßen erfüllt sein müssen, damit ein Offshore-Windenergie-Vorhaben realisiert werden kann, liegt bislang nicht vor. Dies mag damit zusammenhängen, dass Vorhaben aus dem Bereich Erneuerbare Energien erst seit wenigen Jahren Größenordnungen erreicht haben, die sie für Kapitalgeber interessant machen und sich in einer jungen Branche im Anschluss an die Bewährtheit der Technik rechtliche und wirtschaftliche Standards erst etablieren müssen.

Dieses Buch ist aus der Wahrnehmung entstanden, dass es eines gemeinsamen Verständnisses und konzertierten Vorgehens von Vertretern aus Technik, Recht und Wirtschaft bedarf, um Windenergievorhaben zu realisieren. Daher wird in dieser Publikation der Weg beschritten, verschiedene Experten aus den genannten Bereichen zum Thema Projektfinanzierung von Offshore-Windparks zu Wort kommen zu lassen, so dass in der Gesamtschau vermittelt wird, welche Aspekte bei der Realisierung zu beachten sind.

Der Anspruch dieser Publikation ist zum einen aufzuzeigen, welche technischen und rechtlichen Voraussetzungen zum derzeitigen Zeitpunkt erfüllt sein müssen, um ein Offshore-Windenergieprojekt über die Finanzierungsmethode einer Projektfinanzierung zu realisieren.

¹ Als Beispiele können etwa die Verwerfungen angeführt werden, die in verschiedenen Märkten der Solarbranche seit 2008 stattgefunden haben: Regelmäßig wurden von den Ländern, die feststellten, dass ihr Fördersystem mehr Investitionen induzierte als erwartet, die Tarife reduziert und ein Kapazitätsdeckel eingeführt. Dass die Tarifikürzungen zum Teil auch für bestehende Vorhaben galten, ist als ordnungspolitischer Sündenfall zu werten und hat das Vertrauen in die Stabilität des Rechts- und Regulierungssystems dieser Länder beeinträchtigt. Siehe hierzu J. Böttcher 2012c, S. 22.

Dabei muss man sich zum einen bewusst sein, dass sich insbesondere die Technik ständig dynamisch weiterentwickelt und die rechtlichen Rahmendaten auf die Marktgegebenheiten sowie möglichen energiepolitischen Vorgaben reagieren, so dass die Vorhaben insbesondere während der Entwicklungsphase dynamisch und flexibel gesteuert werden müssen. Zum anderen soll durch den bewussten interdisziplinären Ansatz auch erreicht werden, dass der Leser für die Anforderungen der verschiedenen Teilbereiche sensibilisiert wird. Diese Darstellung ersetzt aber umgekehrt auch nicht eine projektspezifische Unterstützung und Beratung durch Spezialisten aus den jeweiligen Bereichen – dafür sind die Vorhaben einerseits zu spezifisch und andererseits befinden sich die rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Aspekte auch in einer beständigen Weiterentwicklung.

Zur Realisierung von Projektfinanzierungen in einer Branche müssen mindestens zwei Voraussetzungen erfüllt sein: Die Technik muss langfristig einen stabilen und prognostizierbaren Output liefern können und der Staat muss ein klares, planbares und verlässliches Rechts- und Regulierungsumfeld vorgeben, das den Investoren und Fremdkapitalgebern eine hinreichende Planungssicherheit für einen wirtschaftlichen Betrieb verschafft. Sind diese beiden grundsätzlichen Anforderungen erfüllt, eröffnet sich die Möglichkeit für eine wirtschaftliche Nutzung der Windenergie, und zwar zumeist in Form einer Projektfinanzierung. Zentrales Merkmal einer Projektfinanzierung ist die enge Verknüpfung des Schicksals des Projektes mit der Rückführung der Darlehen. Es sind die zukünftigen Cashflows des Vorhabens, die einzig für die Begleichung der operativen Kosten, die Bedienung des Kapitaldienstes und für Ausschüttungen an die Investoren verwandt werden können. Neben diese Cashflow-Orientierung der Projektbeurteilung tritt eine vertragliche Einbindung verschiedener Projektbeteiligter, die den Erfolg des Vorhabens unterstützen sollten (*Risk Sharing*). Damit ist der gesamte Risikomanagement-Prozess bei einer Projektfinanzierung ein gleichgerichtetes Zusammenspiel von Risikoidentifikation, Risikoallokation und Risikoquantifizierung.

Damit Projektfinanzierungen im Windenergiebereich realisiert werden können, müssen konsequenterweise Experten aus den Bereichen Technik, Recht und Wirtschaft zusammenfinden und eine für ein Vorhaben maßgeschneiderte Lösung entwickeln. Dieses in der Praxis bei jedem Vorhaben geübte Vorgehen war auch Ausgangspunkt der vorliegenden Arbeit. Bei der Konzeptionierung dieses Buches war schnell klar, dass Offshore-Windenergie für praktisch alle Beteiligten ein neues Betätigungsfeld ist, in dem die Zusammenarbeit der Beteiligten neu geregelt, Lösungsmöglichkeiten für neue Themenfelder gefunden und Spielregeln neu entwickelt werden müssen.

Die Offshore-Industrie ist eine der faszinierendsten Bereiche der Erneuerbaren Energien: Zunächst kommt ihr im Konzept der Energiewende eine zentrale, unverzichtbare Rolle zu. Dies mag den positiven Effekt haben, eine hohe Aufmerksamkeit im Politikbetrieb zu genießen, andererseits aber auch die Gefahr mit sich bringen, den erratischen Schwankungen der Gunst der politisch Handelnden ausgesetzt zu sein, was einer Planbarkeit nicht zuträglich ist. Eine Politik der „ruhigen Hand“ wäre sicherlich wünschenswert, ist aber kaum zu erwarten. Weiter werden erst seit etwa 2004 Offshore-Windparks errichtet, die mit den heutigen Anlagen ansatzweise vergleichbar sind. Das ist für eine Technik ein sehr kurzer Zeitraum, um als Heilsbringer für die Energieversorgung aufzusteigen.

Das Agieren im Bereich Offshore lässt sich derzeit gut als „Handeln unter pionierhaften Bedingungen“ beschreiben. Das hat Konsequenzen: Einerseits wird das Konzept einer Projekt-

finanzierung, das ja in seiner reinen Ausprägung wesentlich auf „bewährte“ und „planbare“ Strukturen und Techniken angewiesen ist, bis an die Grenze seiner Möglichkeiten geführt. Andererseits bestehen mehrere Initiativen, Arbeitskreise und Stiftungen, die das Thema Offshore-Windenergie aus verschiedenen Blickwinkeln betrachten, Lösungsvorschläge erarbeiten und versuchen, das erworbene Wissen breit unter den Projektbeteiligten zu verbreiten.

Der guten Ordnung halber sei angemerkt, dass die Autoren ihre individuelle Meinung vertreten. Ihre Aussagen und Wertungen müssen weder notwendigerweise die Meinung der Unternehmen oder Institutionen widerspiegeln, für die die Autoren arbeiten, noch die Auffassung der übrigen Autoren treffen. Fehler habe ich selbstverständlich selbst zu vertreten.

Mein aufrichtiger Dank gilt den Autoren dieses Buches. Sie haben mit großem Enthusiasmus und Engagement seine Realisierung erst ermöglicht.

Kiel, im November 2012

Dr. Jörg Böttcher

Inhalt

Vorwort	V
Abbildungsverzeichnis	XXI
Tabellenverzeichnis	XXV
1 Einleitung	1
1.1 Zukunftsperspektiven und Herausforderungen der Offshore-Windenergie	1
<i>Dirk Briese, Mareike Westhäuser</i>	
1.1.1 Einleitung	1
1.1.2 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen.....	2
1.1.2.1 Energiewende und Zielsetzung für die Offshore-Windenergie	2
1.1.2.2 Auswirkungen von Gesetzesänderungen.....	4
1.1.3 Marktübersicht Deutschland (Nord- und Ostsee).....	8
1.1.3.1 Status Quo	9
1.1.3.2 Planungen deutsche Nord- und Ostsee	14
1.1.3.3 Entwicklung der Marktanteile	16
1.1.3.4 Erste „Lessons learnt“	22
1.1.4 Wertschöpfung: Potenziale	24
1.1.5 Herausforderungen	25
1.1.5.1 Geographische Lage.....	25
1.1.5.2 Netzanschlussproblematik.....	26
1.1.5.3 Finanzierungsproblematik.....	27
1.1.5.4 Logistik	27
1.1.5.5 Technologische Herausforderungen.....	28
1.1.5.6 Industrielle Herausforderungen.....	28
1.1.6 Fazit und Ausblick	30
1.2 Politische, rechtliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen der Offshore-Nutzung	33
<i>Thorsten Falk, Andreas Wagner</i>	
1.2.1 Einführung	33
1.2.1.1 AG Beschleunigung	33
1.2.1.2 Novelle des EnWG.....	34
1.2.1.3 Vorschläge für schadensmindernde Maßnahmen.....	35
1.2.1.4 Positive Entwicklung beim Ausbau der Offshore-Windenergie	35
1.2.1.5 Kostensenkungspotenziale	36
1.2.1.6 Integrierte energiewirtschaftliche Gesamtbetrachtung	37

1.2.2	Netzinfrastruktur – Grundlage für eine effiziente und nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windenergie	38
1.2.2.1	Vorbemerkung	38
1.2.2.2	Weiterführende Lösungsansätze für einen effizienten Ausbau und Betrieb des Offshore-Netzes	40
1.2.3	Darstellung der Lösungsansätze.....	41
1.2.3.1	Optimierung Netzanschlussverfahren	41
1.2.3.2	Planungs- und Genehmigungsverfahren	42
1.2.3.3	Standardisierung der Netzanschlüsse	43
1.2.3.4	Netzanschlussmanagement und temporäre Netzanschlussmaßnahmen	44
1.2.3.5	Vermaschung des Offshore-Netzes.....	44
1.2.3.6	Vergabeverfahren und Beauftragung von Netzanschlüssen.....	46
1.2.3.7	Personalkapazitäten.....	47
1.2.3.8	Realisierungsfahrpläne.....	47
1.2.4	Strukturelle Änderungen	48
1.2.5	15 Jahre regulatorische Rahmenbedingungen Offshore.....	49
1.2.6	Diskussion um ein Koordinatensystem „Kraftwerk Deutschland“	50
1.2.6.1	Alternativenprüfung zur aktuellen Gesetzeslage.....	52
1.2.6.2	Reduzierung des Anteils der konventionellen must-run-Einheiten	52
1.2.6.3	Probabilistische Untersuchungen	53
1.2.6.4	Indikator Jahreshöchstlast	53
1.2.6.5	Systemverantwortlichkeit.....	54
2	Projektfinanzierung eines Offshore-Windparks	55
	<i>Dr. Jörg Böttcher</i>	
2.1	Einleitung.....	55
2.2	Windenergie und Projektfinanzierung	59
2.3	Risikomanagement bei Windenergievorhaben.....	63
2.4	Relevante Einzelrisiken – Zuweisung von Verantwortlichkeiten	69
2.4.1	Das Ressourcenrisiko – Abschätzung des Energieertrages	69
2.4.2	Das Funktionsrisiko – Bewährte Technologie?	71
2.4.3	Das Fertigstellungsrisiko – Besonderheiten des Offshore-Marktes	74
2.4.4	Das Betriebs- und Managementrisiko	77
2.4.5	Das Rechts- und Regulierungsrisiko in ausgewählten Ländern	78
2.4.6	Zinsänderungsrisiko.....	79
2.4.7	Zusammenfassende Würdigung der Einzelrisiken	81
2.5	Entwicklung einer Finanzierungsstruktur aus dem bisherigen Risikomanagement.....	82
2.5.1	Grundsätzliche Überlegungen	82
2.5.2	Hinweise zur Optimierung aus Sicht der Investoren und der Fremdkapitalgeber... ..	85
2.5.3	Einbindung von Versicherungen in die Finanzierungsstruktur	86

3	Rechtliche Rahmenbedingungen	89
3.1	Genehmigungssituation bei Offshore-Windparks <i>Christian Dahlke, Dr. Kai Trümpler</i>	89
3.1.1	Einleitung	89
3.1.2	Genehmigungsverfahren (Antragsunterlagen, Beteiligungsrunden)	103
3.1.2.1	Beteiligungsrunden	105
3.1.2.2	Standards und ihre Implementierung	108
3.1.2.3	Versagensgründe im Einzelnen	120
3.1.2.4	Vollzug der Genehmigung; Themen und Beteiligte	124
3.1.2.5	Netzanschluss	127
3.2	Der Netzanschluss	129
	<i>Dr. Kristina Rebmann, Matthias Hirschmann</i>	
3.2.1	Einleitung	129
3.2.2	Die Netzanschlussverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers.....	129
3.2.3	Zeitpunkt des Netzanschlusses und Anbindungsverfahren	131
3.2.3.1	Technische Betriebsbereitschaft.....	131
3.2.3.2	Beginn der Errichtungsarbeiten – Das Positionspapier der Bundesnetzagentur....	132
3.2.3.3	Anbindungskriterien.....	134
3.2.3.4	Realisierungsfahrplan.....	134
3.2.3.5	Sammelanbindungen und Stichtagslösung	135
3.2.3.6	Ausschreibungsverfahren und Netzanbindungszusage.....	136
3.2.3.7	Vergabe von Überkapazitäten	137
3.2.3.8	Realisierung	138
3.2.3.9	Aktuelle Entwicklungen	139
3.2.4	Haftungsfragen	143
3.2.4.1	Vom Übertragungsnetzbetreiber nicht verschuldete Störungen des Netzanschlusses	145
3.2.4.2	Haftung des Übertragungsnetzbetreibers bei verschuldeten Störungen des Netzanschlusses	145
3.2.4.3	Praktische Herausforderungen	148
3.2.4.4	Haftungsbegrenzung.....	148
3.2.4.5	Aktuelle Entwicklungen.....	150
3.3	Vergleich einzelner Regulierungssysteme – Deutschland und Frankreich.....	156
	<i>Dirk Trautmann</i>	
3.3.1	Einleitung	156
3.3.2	Das EEG.....	157
3.3.2.1	Historie und Ziele des EEG sowie seine Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht	158
3.3.2.2	Vergütungsregelungen	160
3.3.2.3	Direktvermarktung	162
3.3.3	Gefahr der nachträglichen Rechtsänderung.....	166
3.3.4	Zusammenfassung	168
3.3.5	Das Französische Regulierungssystem.....	169
3.3.5.1	Einleitung	169

3.3.5.2	Einspeisevergütung	170
3.3.5.3	Umlage der erhöhten Stromkosten	171
3.3.5.4	Nutzung des Meeresbodens	172
3.3.5.5	Genehmigungsprozesse	172
3.3.5.6	Netzanschluss	173
3.3.5.7	Vorlage von Rückbauavalen	173
3.3.5.8	Zusammenfassung	174
3.4	Die Projektverträge eines Offshore-Windparks	175
	<i>Dr. Holger Kraft, Matthias Sethmann</i>	
3.4.1	Einleitung/Besonderheiten eines Offshore-Wind-Projektes	175
3.4.2	Besonderheiten der verschiedenen Gewerke eines Offshore-Wind-Projektes	177
3.4.3	Gestaltung des Vertragskonzeptes – Generalunternehmerverträge, Multicontracting, Alliance Contracting	180
3.4.4	Schnittstellenbewältigung	182
3.4.5	Besondere Themen der Errichtungsverträge	186
3.4.6	Projektverträge in der Betriebsphase	201
3.4.7	Netzanschluss, Einspeisevertrag, Direktvermarktung	208
3.5	Darstellung und Konzeption eines Due Diligence-Prozesses im Rahmen einer Akquisition eines Offshore-Windparks	216
	<i>Dr. Kristina Rebmann, Matthias Hirschmann</i>	
3.5.1	Einleitung	216
3.5.2	Begriff und Herkunft der Due Diligence	217
3.5.3	Anlässe und Ziele von Due Diligence-Prüfungen	218
3.5.3.1	Due Diligence des Käufers	219
3.5.3.2	Due Diligence des Verkäufers	220
3.5.3.3	Due Diligence der finanzierenden Bank	221
3.5.4	Inhaltliche Arten der Due Diligence	222
3.5.4.1	Rechtliche Due Diligence	223
3.5.4.2	Finanzielle Due Diligence	223
3.5.4.3	Technische Due Diligence	224
3.5.4.4	Kommerzielle Due Diligence	224
3.5.5	Durchführung und Konzeption des Due Diligence- Prozesses	225
3.5.5.1	Mandatierung/Vorbereitungen	225
3.5.5.2	Erstellung eines Datenraumes	226
3.5.5.3	Prüfungsphase	227
3.5.5.4	Form und Gestaltung des Due Diligence-Reports	227
3.5.6	Typische rechtlich relevante Themen im Zusammenhang mit Offshore-Windparks	228
3.5.6.1	Genehmigungsrechtliche Aspekte	228
3.5.6.2	Fragen des Netzanschlusses	230
3.5.6.3	Projektrelevante Verträge	230
3.5.6.4	Eigentum an Offshore-Windenergieanlagen und Grundstücksnutzung	231
3.5.6.5	Einspeisevergütung	234
3.5.7	Typische Überschneidungspunkte mit anderen Bereichen der Due Diligence	235
3.5.7.1	Überschneidung mit finanzieller und kommerzieller Due Diligence	235

3.5.7.2	Überschneidungen mit technischer Due Diligence	237
3.5.7.3	Schnittstellenkoordination.....	238
3.6	Sicherheitenstruktur und Finanzierungsdokumentation bei Offshore-Windparks aus Bankensicht.....	239
	<i>Dr. Stefan Kilgus, Alexander Wojtek, Dr. Wichard von Hoff</i>	
3.6.1	Einleitung	239
3.6.1.1	Allgemeines.....	239
3.6.1.2	Darstellung der Finanzierungsdokumentation.....	240
3.6.1.3	Sicherheitenstruktur	242
3.6.2	Sicherheit über die Bestandteile des Offshore-Windparks	243
3.6.2.1	Anwendbares Sachenrecht	243
3.6.2.2	Völkerrechtliche Ordnung des Meeres	244
3.6.3	Ausschließliche Wirtschaftszone	245
3.6.3.1	Anwendbares Recht.....	245
3.6.3.2	Folge einer Verbindung mit dem Meeresboden	251
3.6.3.3	Kreditsicherung	251
3.6.4	Küstengewässer.....	253
3.6.4.1	Anwendbares Recht und Eigentumslage	253
3.6.4.2	Grundstückseigenschaft der Küstengewässer.....	253
3.6.4.3	Wesentlicher Bestandteil.....	254
3.6.4.4	Scheinbestandteil wegen Ausübung eines Rechts	256
3.6.4.5	Scheinbestandteil wegen vorübergehenden Gebrauchs.....	258
3.6.4.6	Praktische Hinweise	260
3.6.5	Vorschlag für eine gesetzliche Neuregelung.....	260
3.6.6	Direktverträge	261
3.6.6.1	Wesentliche Inhalte eines Direktvertrages	262
3.6.6.2	Insolvenzrechtliche Problematik in Deutschland	263
3.6.7	Sicherheit über die Genehmigung	265
3.6.8	Zusammenfassung.....	266
3.7	Projekt- und Konfliktmanagement	268
	<i>Silke Katterbach</i>	
3.7.1	Einleitung	268
3.7.2	Grundlagen menschlichen Verhaltens in Systemen	268
3.7.3	Die Rolle der Führung.....	273
3.7.4	Kommunikation.....	275
3.7.5	Kultur und Werte.....	284
3.7.6	Ableitungen für die Praxis.....	285
3.7.7	Fazit.....	287
4	Technische Rahmenbedingungen	289
4.1	Offshore-Windenergieanlagen und Entwicklungstendenzen	289
	<i>Prof. Dipl.-Ing. Lothar Dannenberg</i>	
4.1.1	Einleitung	289
4.1.2	Erfahrungen aus der Öl- und Gas-Offshore-Industrie	290

4.1.3	Unterschiede Offshore-/Onshore-WEA	290
4.1.4	Belastungen von Offshore-Tragstrukturen	292
4.1.4.1	Strömungsbelastungen	292
4.1.4.2	Wellenbelastungen	294
4.1.4.3	Seegangbelastungen	305
4.1.4.4	Kolkschutz	311
4.1.4.5	Mariner Bewuchs	312
4.1.4.6	Eisbelastungen	314
4.1.4.7	Korrosion	314
4.1.5	Gründungsstrukturen – Stand der Technik	315
4.1.5.1	Monopiles	317
4.1.5.2	Tripods	319
4.1.5.3	Jackets	320
4.1.5.4	Schwerkraft-Fundamente	321
4.1.5.5	Suction Buckets	322
4.1.5.6	Schwimmende Gründungen	322
4.1.6	Bodenverhältnisse	325
4.1.7	Entwicklungstendenzen	328
4.1.8	Zusammenfassung und Ausblick	328
4.2	Darstellung und Mitigierung zentraler Fertigstellungsrisiken	330
	<i>Heiko Stohlmeyer, Janosch Ondraczek</i>	
4.2.1	Einleitung	330
4.2.2	Darstellung zentraler Fertigstellungsrisiken	332
4.2.3	Auswirkung zentraler Fertigstellungsrisiken	341
4.2.4	Abmilderung zentraler Fertigstellungsrisiken	345
4.2.5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	351
4.3	Zertifizierung von Offshore-Windenergieanlagen	353
	<i>Miguel Roenes Bueno, Kimon Argyriadis, Mike Wöbbeking, Axel Dombrowski</i>	
4.3.1	Einleitung	353
4.3.2	Überblick über Normen und Richtlinien	354
4.3.2.1	IEC	354
4.3.2.2	GL	355
4.3.2.3	DNV	356
4.3.2.4	Status Quo	356
4.3.2.5	Zukünftige Entwicklungen	356
4.3.3	Details zur Zertifizierung von Offshore-Windenergieanlagen	361
4.3.3.1	Allgemeines	361
4.3.3.2	Konstruktionsanforderungen	363
4.3.3.3	Typenzertifizierung	373
4.3.3.4	Projektzertifizierung	382
4.3.3.5	Zertifizierung von Komponenten und Systemen	390
4.3.3.6	Gültigkeit und Re-Zertifizierung	391
4.3.3.7	Vergleich der Zertifizierungsverfahren nach IEC und GL	392
4.3.4	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	394

4.4	Abschätzung des Energieangebotes	396
	<i>Dr. Volker Barth, Dr. Beatriz Cañadillas, Dr. Thomas Neumann, Annette Westerhellweg, Bernd Neddermann</i>	
4.4.1	Windangebot Offshore	396
4.4.1.1	Atmosphärische Parameter	396
4.4.1.2	Messmethoden und Messdatenbasen	401
4.4.1.3	Langfristige Datenbasen	403
4.4.1.4	Mesoskalige Modelle	404
4.4.2	Windströmung im Offshore-Windpark	405
4.4.2.1	Wakes	405
4.4.2.2	Induzierte Turbulenzen, Lasten	408
4.4.3	Energieertragsberechnung aus Windverteilung und Leistungskurve	410
4.4.3.1	Leistungskurve	410
4.4.3.2	AEP-Berechnung	414
4.4.3.3	Weitere Verluste	416
4.4.3.4	Unsicherheiten und Möglichkeiten der Reduktion	416
4.4.4	Ausblick: neue Methoden – Windmessung durch Fernerkundung	417
4.4.4.1	Bodengebundene Fernmessung	418
4.4.4.2	Weitere Entwicklung: Gondelbasiertes Wind-LiDAR	421
4.4.4.3	Floating LIDAR	422
4.5	Logistik- und Wartungskonzepte	423
	<i>Dr. Claus Burkhardt</i>	
4.5.1	Einleitung	423
4.5.2	Transport von Mensch und Material zum Windpark	425
4.5.2.1	Erreichbarkeit der Anlagen vom Wasser	425
4.5.2.2	Erreichbarkeit der Anlagen aus der Luft	427
4.5.2.3	Betriebs- und Wartungs- (O&M-) Konzepte für Offshore-Windparks	428
4.5.2.4	Anforderungen an die Qualifikation der technischen Betriebsführung	430
4.5.2.5	Ausführung der Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten	430
4.5.3	Fazit	431
4.6	Betriebserfahrungen und Betriebskosten	432
	<i>Ralf Neulinger, Roderick Clark, Kreso Perinic, Alexander Hentschel, Lars Stuible</i>	
4.6.1	Einleitung	432
4.6.2	Das technische und kommerzielle Umfeld eines Offshore-Windparks aus Sicht eines Betreibers	432
4.6.3	Wind-Boom: Fachkräftebedarf	433
4.6.4	Betriebskonzept	435
4.6.5	Betriebserfahrungen in der Ostsee	440
4.6.6	Risikoverteilung während der Betriebsphase	441
4.6.7	Technische und kommerzielle Einsatzoptimierung	444
4.6.8	Betriebskosten	451
4.6.9	Resümee und Blick in die Zukunft	452

5	Wirtschaftlichkeit und Finanzierung	455
5.1	Einbindung eines geeigneten Versicherungskonzepts	455
	<i>Thomas Elleser, Timothy Halperin Smith</i>	
5.1.1	Rahmenbedingungen.....	455
5.1.1.1	Was ist anders?	455
5.1.1.2	Herausforderungen aus Sicht eines Versicherers	456
5.1.1.3	Versicherungsmärkte und die Rolle der Rückversicherer	458
5.1.2	Risikomanagement und Versicherbarkeit	459
5.1.2.1	Risikomatrix.....	460
5.1.2.2	Technik und Projektpartner.....	460
5.1.2.3	Logistik	464
5.1.2.4	Wind und Wetter	465
5.1.2.5	Schadenerfahrungen.....	466
5.1.2.6	Versicherbarkeit schaffen	467
5.1.3	Versicherungskonzeption für Offshore-Windparks	469
5.1.3.1	Qualitative und quantitative Konzeption der Versicherungsverträge.....	469
5.1.3.2	Versicherungsschutz für die Errichtungsphase	472
5.1.3.3	Versicherungsschutz für die Betriebsphase.....	477
5.1.4	Grundsätzliche Anforderungen an den Versicherungsschutz aus Sicht der Fremdkapitalgeber	479
5.1.4.1	Materielle Inhalte	479
5.1.4.2	Bonität.....	479
5.1.4.3	Handhabung der Versicherungsverträge	480
5.1.4.4	Terrorismusrisiko	480
5.1.5	Ausblick	480
5.1.5.1	Entwicklung von verfügbaren Versicherungskapazitäten	480
5.1.5.2	Prämienentwicklung	481
5.2	Absicherungsmöglichkeiten gegen Wetterrisiken.....	482
	<i>Dr. Thomas Kottke</i>	
5.2.1	Ausgangslage und Problem.....	482
5.2.2	Lösungsmöglichkeit	483
5.2.3	Besonderheiten für die Offshore-Windindustrie	485
5.2.4	Fazit	486
5.3	Steuerliche Aspekte bei der Realisierung von Offshore-Windparks.....	487
	<i>Lars Behrendt, Frank Wischott, Jaska Krüger (5.3.1–5.3.6, und 5.3.8), Gregor Dzieyk (5.3.7)</i>	
5.3.1	Zuweisung von Besteuerungsrechten im „Offshore-Niemandsland“.....	487
5.3.1.1	Völkerrechtliche Grundlagen	487
5.3.1.2	Rechte in der Ausschließlichen Wirtschaftszone	489
5.3.1.3	„Problem“ Gewerbesteuer.....	489
5.3.1.4	Nationales Einkommens- und Körperschaftsteuerrecht	491
5.3.1.5	Steuerrecht der Doppelbesteuerungsabkommen	494
5.3.2	Gewerbesteuerzerlegung	496
5.3.2.1	Grundsätzliches.....	496

5.3.2.2	70/30-Regelung (§ 29 Abs. 1 Nr. 2 GewStG)	497
5.3.2.3	Windpark-Betriebsstätte erstreckt sich über mehrere Gemeinden (§ 30 GewStG)	499
5.3.2.4	Zerlegung in besonderen Fällen (§ 33 GewStG)	499
5.3.2.5	(Offshore-)Windpark-Betriebsstätte in einem „gemeindefreien“ Gebiet	500
5.3.3	Steuerliche Nutzung von Verlusten aus der Errichtungsphase	501
5.3.3.1	Grundsätzliches	501
5.3.4	Steuerliche Abschreibung von Offshore-Windparks	504
5.3.5	Bauabzugsteuer	512
5.3.6	Lohnsteuer	513
5.3.6.1	Lohnsteuerabzugsverpflichtung	513
5.3.6.2	Einkommensteuerpflicht der Mitarbeiter	514
5.3.7	Umsatzsteuer	518
5.3.7.1	Umsatzsteuerrechtlicher Inlandsbegriff	518
5.3.7.2	Art und Ort der Leistung	519
5.3.8	Versicherungsteuer	521
5.4	Die Rolle institutioneller Investoren	524
	<i>Jürgen Maier</i>	
5.4.1	Erwartungen und Anforderungen institutioneller Investoren an die Kapitalanlage	524
5.4.2	Charakteristika von Anlagen in Erneuerbare Energien	525
5.4.3	Offshore- versus Onshore-Wind-Anlagen: Gemeinsamkeiten und Unterschiede ..	530
5.4.3.1	Grundsätzliche Gemeinsamkeiten von Offshore- und Onshore-Windenergie mit Differenzierungen im Detail	530
5.4.3.2	Unterschiede von Offshore- gegenüber Onshore-Windenergie	537
5.4.4	Rolle des institutionellen Investors und Beteiligungsmodelle	539
5.4.4.1	Basisüberlegungen	539
5.4.4.2	Risikomanagement	539
5.4.4.3	Organisation	540
5.4.4.4	Ownership Unbundling als Herausforderung	541
5.4.4.5	Institutionelle Investoren als Sponsor bzw. Projektmanager	541
5.4.4.6	Institutionelle Investoren als Eigenkapitalgeber	542
5.4.4.7	Institutionelle Investoren als Mezzanine- oder Fremdkapitalgeber	545
5.5	Beteiligungsmodelle im Offshore-Bereich	547
	<i>Bettina Ambacher, Jörn Däinghaus</i>	
5.5.1	Einleitung	547
5.5.2	Beteiligungsmodelle im Offshore-Bereich	548
5.5.2.1	Kriterien zur Strukturierung von Beteiligungsmodellen	548
5.5.2.2	Verkäufer von Offshore-Projekten und deren Finanzierungsbedarf	550
5.5.2.3	Investoren im Offshore-Bereich und deren Anforderungen	553
5.5.2.4	Erfolgsfaktoren zur Umsetzung von Beteiligungsmodellen	560
5.5.3	Offshore-Windpark EnBW Baltic 1 als Beispiel für die Strukturierung und Umsetzung eines Beteiligungsmodells	563
5.5.4	Ausblick	564

5.6	Das KfW-Programm Offshore-Windenergie	566
	<i>Carlos Christian Sobotta</i>	
5.6.1	Hintergrund.....	566
5.6.1.1	KfW – Institution und Aufgabe.....	566
5.6.1.2	Das Energiekonzept der Bundesregierung	567
5.6.2	Auftrag der Bundesregierung.....	568
5.6.2.1	Programmkriterien des „KfW-Programm Offshore-Windenergie“	568
5.6.2.2	Der Verwendungszweck des „KfW-Programms Offshore-Windenergie“	568
5.6.2.3	Kreditnehmer	568
5.6.2.4	Finanzierungsformen	569
5.6.2.5	Kreditlaufzeiten und Tilgungsvereinbarung.....	570
5.6.2.6	Kreditkonditionen	571
5.6.2.7	Besicherung der Finanzierung.....	572
5.6.3	Einbindung des KfW-Sonderprogramms in die Projektfinanzierung.....	572
5.6.3.1	Aufbringung des Eigenkapitals	572
5.6.3.2	Kombination mit anderen Fördermitteln.....	572
5.6.3.3	Einbindung des Programmkredites in ein Finanzierungskonsortium	573
5.6.3.4	Beispiele für Finanzierungsstrukturen	573
5.6.3.5	Beratung und Beantragung der Kredite.....	576
5.6.4	Kreditprüfung und Kreditentscheidung.....	577
5.6.4.1	Formale Prüfung des Kreditantrages.....	577
5.6.4.2	Leitplanken und Kriterien der Risikoprüfung	577
5.6.4.3	Kreditentscheidungsprozess.....	577
5.6.5	Verhandlung, Abschluss und weitere Abwicklung des Kreditvertrages	578
5.6.5.1	Einbindung der KfW in die Verhandlung der Kreditverträge	578
5.6.5.2	Spezielle Anforderungen der KfW an Gestaltungen des Kreditvertrages	578
5.6.5.3	Abwicklung der Finanzierung und Risikouberwachung	578
5.6.5.4	Vertragsänderungen	578
5.6.6	Referenzprojekte unter dem KfW-Programm Offshore-Windenergie und Ausblick	579
5.6.6.1	Überblick über die umgesetzten Projekte.....	579
5.6.6.2	Ausblick	579
5.7	Die Rolle der EIB bei der Finanzierung von Offshore-Windparks	581
	<i>Branko Cepuran</i>	
5.7.1	Einleitung.....	581
5.7.2	Die EIB im Profil	581
5.7.3	Öffentlicher Auftrag und Zielsetzung	583
5.7.4	Projektanforderungen.....	584
5.7.5	Der EIB-Projektzyklus.....	588
5.7.6	Finanzierungsinstrumente und -grundsätze.....	591
5.7.7	Offshore-Wind in der Praxis aus dem Blickwinkel einer Europäischen Förderbank	594
5.7.7.1	Herausforderungen und Förderansatz	595
5.7.7.2	Die Kooperation mit Geschäfts- und Förderbanken.....	598
5.7.7.3	Typische Finanzierungsstrukturen und EIB-Spezifika.....	599

5.7.8	Diskussion und Würdigung in eigener Sache.....	602
5.7.9	Fazit und Ausblick	607
5.8	Möglichkeiten der Einbindung von Exportkreditversicherungen.....	608
	<i>Kai-Henning Kiehn</i>	
5.8.1	Einleitung	608
5.8.2	Welchen Nutzen bietet eine Exportkreditversicherung?	609
5.8.3	Private oder staatliche Kreditversicherung?	612
5.8.4	Die Ausführungsgewährleistung des Bundes	613
5.8.4.1	Deckungstatbestände	614
5.8.4.2	Das Deckungsangebot	614
5.8.4.3	Deckungen für gebundene Finanzkredite	616
5.8.4.4	Der Deckungsgegenstand	617
5.8.4.5	Kriterien der Deckungsübernahme	619
5.8.4.6	Entscheidungsverfahren	622
5.8.4.7	Deckungsentgelte	623
5.8.4.8	Entschädigung und Selbstbehalt.....	625
5.8.5	Besondere Aspekte bei einer Projektfinanzierung.....	626
5.8.5.1	Projektrisiken	627
5.8.5.2	Erwartungen des Bundes an die Projektstrukturierung	631
5.8.6	Ausländische Kreditversicherer	633
5.8.6.1	Niederlande	634
5.8.6.2	Schweiz	635
5.8.6.3	Vereinigte Staaten von Amerika	637
5.9	Wirtschaftlichkeit und Ausgestaltung einer geeigneten Finanzierungsstruktur	640
	<i>Dr. Jörg Böttcher</i>	
5.9.1	Anforderungen an die Finanzierungsstruktur aus Sicht von Investoren und Banken.....	640
5.9.2	Methodik und Zusammenspiel zwischen Risikoidentifikation, Risikoallokation und Risikoquantifizierung	641
5.9.3	Darstellung der Reagibilität eines Windenergievorhabens auf verschiedene Parameter-Änderungen.....	647
5.9.4	Verfahren der Risikoquantifizierung: Cashflow-Modell und Rating-Verfahren....	651
5.9.4.1	Dynamische Ziele einer Risikoquantifizierung	651
5.9.4.2	Der Schuldendienstdeckungsgrad als zentrale Kennziffer	657
5.9.5	Die Einbindung des Rating-Verfahrens.....	658
5.9.6	Entwicklung einer geeigneten Finanzierungsstruktur	660
	Literaturverzeichnis	669
	Glossar	687
	Autorenverzeichnis	695

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Struktur der Stromerzeugung in Deutschland 2011	4
Abbildung 2:	Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland (Stand 09/2012).....	14
Abbildung 3:	Status quo: Installierte Leistung von Offshore-Windenergie in der deutschen Nordsee	15
Abbildung 4:	Status quo: Installierte Leistung von Offshore-Windenergie in der deutschen Ostsee	15
Abbildung 5:	Marktanteile bei der Projektentwicklung nach Art der Unternehmen (Stand 05/2012).....	17
Abbildung 6:	Marktanteile der Projektentwickler nach Unternehmen.....	18
Abbildung 7:	Entwicklung der Marktanteile der Projektentwickler (Nordsee).....	19
Abbildung 8:	Entwicklung der Marktanteile der Eigentümer(Nordsee)	20
Abbildung 9:	Entwicklung der Marktanteile der Betreiber (Nordsee)	21
Abbildung 10:	Wertschöpfungskette der Offshore-Windenergie	24
Abbildung 11:	Zusammensetzung der Gesamtkosten für einen Offshore-Windpark.....	29
Abbildung 12:	Kostensenkungspotenziale Offshore-Windenergie	30
Abbildung 13:	Anteilseigner Offshore-Windkraft-Kapazitäten in Deutschland (Offshore-Stiftung 2012).....	36
Abbildung 14:	Offshore-Netz ohne Verbindung der Konverterstationen	45
Abbildung 15:	Vermaschtes Offshore-Netz	45
Abbildung 16:	Vergleich Unternehmensfinanzierung und Projektfinanzierung	60
Abbildung 17:	Einflussfaktoren für die Wirtschaftlichkeit	65
Abbildung 18:	Risikomanagementprozess bei einer Projektfinanzierung – Teil I	66
Abbildung 19:	Relative Entwicklung einzelner Parameter im Windenergie-Bereich	72
Abbildung 20:	Durchschnittliche Nenn-Leistung neuer Windkraftanlagen in kW	73
Abbildung 21:	Auswirkung einer Zinsänderung auf den DSCR-Verlauf	80
Abbildung 22:	DSCR bei verschiedenen Parameteränderungen	83
Abbildung 23:	Schema Marktprämienmodell	164
Abbildung 24:	Management von Stabilität und Instabilität (Kruse, 2004).....	272
Abbildung 25:	Der Zusammenhang zwischen Dynamik, Komplexität und Reaktionszeit	274
Abbildung 26:	Links: Kommunikationsnetzwerk vs. rechts: geplanter Projektstruktur... ..	276
Abbildung 27:	Mehrdeutigkeit in der Sprache (Quelle: Röttger Feldmann)	277
Abbildung 28:	Aufmerksamkeit lenkt Energie.....	278
Abbildung 29:	Die vier Seiten einer Nachricht von Schulz von Thun	280
Abbildung 30:	Eisbergmodell: Kultur als Fundament.....	285
Abbildung 31:	Geplante Investitionen Onshore-/Offshore-Windenergieanlagen	290
Abbildung 32:	Belastungen eines Offshore-Fundamentes	292
Abbildung 33:	Bezeichnungen der AIRY-Welle	295

Abbildung 34:	Bahnkurven von Wasserpartikeln	298
Abbildung 35:	Änderung der Wellenhöhen, -längen und -geschwindigkeiten	298
Abbildung 36:	Wellengruppe.....	299
Abbildung 37:	Anwendungsbereiche der unterschiedlichen Wellentheorien (nach CLAUSS)	301
Abbildung 38:	Wellenprofile nach verschiedenen Theorie (nach KOKKINOWRACHOS).....	302
Abbildung 39:	Änderungen der Wellenhöhen, längen und -geschwindigkeiten	302
Abbildung 40:	Wellenprofile nach verschiedenen Theorien (nach Hapel)	304
Abbildung 41:	Zeitlicher Verlauf der maximalen Strömungs- und Beschleunigungsbelastungen	304
Abbildung 42:	Wellenhöhenverteilung im Nordatlantik (RAYLEIGH-Verteilung, nach ISSC)	307
Abbildung 43:	Wellenperiodenverteilung im Nordatlantik (GAUSS-Verteilung, nach ISSC)	307
Abbildung 44:	Pierson-Moskowitz- und Jonswap-Spektrum	309
Abbildung 45:	Kolkbildung (Prinzip, nach HAMIL).....	311
Abbildung 46:	Beispiel eines Kolkschutzes.....	312
Abbildung 47:	Muschelbewuchs an einer Offshore-Gründung (Horns Rev 1, Foto: Klausstrup).....	313
Abbildung 48:	Feste Gründungsarten (von links: Monopile, Schwergewichtsgründung, Tripod)	316
Abbildung 49:	Feste bzw. schwimmende Gründungsarten (von links: Jacket, Suction Bucket, Tension Leg).....	317
Abbildung 50:	Schwimmende Gründungen	324
Abbildung 51:	Gründungslast-Aufnahmen	325
Abbildung 52:	Federmodelle zur Berechnung von Pfahlgründungen	327
Abbildung 53:	Signifikante Wellenhöhen im Jahr 2011 an der Forschungsplattform FINO1 (Datenquelle: BSH)	335
Abbildung 54:	Turbulenzintensität nach verschiedenen Normen/Richtlinien	366
Abbildung 55:	Strukturen einer Offshore-WEA nach GL 2012	368
Abbildung 56:	Module der Typenzertifizierung GL 2012	374
Abbildung 57:	Ablauf für das A- und B-Design Assessment	376
Abbildung 58:	Module für die Typenzertifizierung nach IEC 61400-22	379
Abbildung 59:	Module der Projektzertifizierung nach GL	383
Abbildung 60:	Aufbau der marinen atmosphärischen Grenzschicht (nach Emeis 2009)	397
Abbildung 61:	Bodenrauigkeit und atmosphärische Schichtung	398
Abbildung 62:	Häufigkeit (%) der Stabilität nach Monat und Windgeschwindigkeit	399
Abbildung 63:	Gemessene Turbulenzintensität an FINO1	400
Abbildung 64:	Saisonale Variation der mittleren Windgeschwindigkeit, gemessen an FINO1, 2006–2011	401
Abbildung 65:	Die FINO1-Plattform.....	402
Abbildung 66:	Mittlere Windgeschwindigkeit in 100 m.....	404
Abbildung 67:	Simulation der relativen Windgeschwindigkeit	406
Abbildung 68:	Relative Windgeschwindigkeit	406

Abbildung 69:	Beispiel einer WEA-Leistungskurve und ihres Leistungskoeffizienten C_p	411
Abbildung 70:	Skizze des Doppler-Wind-LiDAR-Prinzips	419
Abbildung 71:	Skizze des VAD-Scans eines bodengebundenen LiDAR-Systems	420
Abbildung 72:	Wind LiDAR auf der Offshore-Plattform FINO1	421
Abbildung 73:	Verteilung der Wellenhöhe in der AWZ Deutschlands	424
Abbildung 74:	Einrumpfschiff (Quelle: Vesseltracker)	426
Abbildung 75:	Katamaran (Quelle: Frisia-Offshore)	426
Abbildung 76:	Swath (Quelle: Bard).....	426
Abbildung 77:	Beispiel für ein Betriebsorganigramm eines Offshore-Windparks	429
Abbildung 78:	Offshore-Projekte in Abhängigkeit von Wassertiefe und Küstenentfernung	433
Abbildung 79:	Servicekonzepte in Relation zu Entfernung und Leistung	437
Abbildung 80:	Zugangsstatisik CTV versus SOV	438
Abbildung 81:	Nutzbare Wetterfenster in der Nord- und Ostsee	438
Abbildung 82:	Kostenvergleich Seebasiert/Landbasiert für ein Offshore-Projekt in der Ostsee	439
Abbildung 83:	Betriebskosten im Vergleich zur Verfügbarkeit eines Windparks	451
Abbildung 84:	Verteilung Offshore-Betriebskosten	452
Abbildung 85:	Risikoprofil aus Sicht der Versicherer	461
Abbildung 86:	Mögliche Versicherungslösungen in den Projektphasen.....	470
Abbildung 87:	Interaktion verschiedener Deckungen	472
Abbildung 88:	Struktur eines Projektversicherungsvertrages Legende: Graufärbung = Deckung im Rahmen des Projektversicherungsschutzes .	473
Abbildung 89:	Rückwirkungsschäden.....	476
Abbildung 90:	Struktur eines Projektversicherungsvertrages Quelle: Willis GmbH&Co. KG	477
Abbildung 91:	Typische Versicherungssituation während der Betriebsphase	478
Abbildung 92:	Entwicklung der Strompreise an der EEX	535
Abbildung 93:	Illustrativer Zusammenhang von Projektfortschritt, Risikoprofil und Investitionsbedarf	549
Abbildung 94:	Grundsätzliche Klassifikation von Investorentypen.....	553
Abbildung 95:	Beteiligungsmodell EnBW Baltic 1	564
Abbildung 96:	Der Projektzyklus der EIB	588
Abbildung 97:	Das Projektteam der EIB: Aufgaben und Tätigkeiten	589
Abbildung 98:	EIB-Einbindung – Obergrenze.....	592
Abbildung 99:	EIB-Zinsbestandteile im Vergleich zu „kommerziellen“ Darlehen	593
Abbildung 100:	Nationale Aktionspläne für erneuerbare Energien/EIB.....	595
Abbildung 101:	Finanzierungslücke bei Offshore-Projekten.....	596
Abbildung 102:	Abgeschlossene und genehmigte Offshore-Parks mit EIB-Beteiligung	597
Abbildung 103:	Durchgeleitete Finanzierung	600
Abbildung 104:	Direkte EIB-Projektrisikobeteiligung.....	600
Abbildung 105:	EIB-Projektrisikobeteiligung im Rahmen einer Co-Finanzierung	602
Abbildung 106:	Grundstrukturen von Offshore-Wind-Projektfinanzierungen 2006–2011.....	603
Abbildung 107:	Bestandteile des Risikomanagementprozesses.....	643

Abbildung 108: Risikoeinflüsse auf ein Erneuerbare-Energien-Projekt.....	644
Abbildung 109: Risikomanagementprozess bei einer Projektfinanzierung – Teil II	646
Abbildung 110: DSCR im Ausgangsfall (Sponsors Case).....	648
Abbildung 111: DSCR bei unterschiedlichen Zinssätzen	648
Abbildung 112: DSCR bei veränderten Betriebskosten.....	650
Abbildung 113: DSCR bei Einnahmenveränderung	651
Abbildung 114: Gegenüberstellung Interner Zinssatz/Debt Service Cover Ratio	652
Abbildung 115: Grundlegendes Cashflow-Modell mit Base- und Worst-Case	654
Abbildung 116: Laufzeitverlängerung bei einem Windenergieprojekt.....	660
Abbildung 117: Vergleich annuitätisches und lineares Darlehen	662
Abbildung 118: DSCR bei Veränderung der tilgungsfreien Zeit.....	663
Abbildung 119: DSCR bei Veränderung der Höhe der Schuldendienstreserve	665
Abbildung 120: DSCR bei Flexibilisierung der Wartungskosten	667
Abbildung 121: DSCR nach Verhandlungsprozess	668

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Aktuell installierte Leistung aus Offshore-Windenergie	9
Tabelle 2:	Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee	10
Tabelle 3:	Offshore-Windparks in der deutschen Ostsee	13
Tabelle 4:	Wichtige Rechtsnormen für die Nutzung der Offshore-Windenergie	49
Tabelle 5:	Installierte OWP-Kapazität in Europa (Stand: 2011)	57
Tabelle 6:	Hemmnisse für den Ausbau der Offshore-Windenergie	62
Tabelle 7:	Erfolgsfaktoren einer Projektfinanzierung im Bereich Windenergie	64
Tabelle 8:	Übersicht über exogene und endogene Risiken.....	65
Tabelle 9:	Risikoprofil und Risikoinstrumente bei Offshore-Windparks.....	67
Tabelle 10:	Zusammenfassung der Einzelrisiken bei Windenergieprojekten	68
Tabelle 11:	Abhängigkeit der Energieproduktion von der Windgeschwindigkeit	70
Tabelle 12:	Beispiele einer Unsicherheitsbewertung	70
Tabelle 13:	Verteilung von Fertigstellungsrisiken auf die Kapitalgeber.....	74
Tabelle 14:	Investitionskostenaufgliederung bei Onshore- und Offshore-Projekten ..	76
Tabelle 15:	Einzelrisiken bei Windenergieprojekten	81
Tabelle 16:	Übersicht über Offshore-Projekte in Frankreich	169
Tabelle 17:	Unterschiede schwimmender Offshore Windenergieanlagen/Offshore Öl- und Gas-Anlagen	323
Tabelle 18:	Ranking der Fertigstellungsrisiken.....	332
Tabelle 19:	Anwendungsbereiche der Normen/Richtlinien für Offshore-Windenergie	356
Tabelle 20:	Definition der Typenklassen nach IEC 61400-3	365
Tabelle 21:	Definition der Typenklassen nach GL 2012.....	365
Tabelle 22:	Elemente für Prototyptests und entsprechende Vorschriften	378
Tabelle 23:	Schadenerfahrungen bei Offshore-Projekten	466
Tabelle 24:	Beispiel für 70/30-Regelung	498
Tabelle 25:	Grundsätzliches Cashflow-Modell	526
Tabelle 26:	Wirtschaftlichkeit bei 10 %-Minderertrag	527
Tabelle 27:	Wirtschaftlichkeit bei erhöhter Inflationsrate.....	528
Tabelle 28:	Wirtschaftlichkeit – bei hoher Inflationsrate und unterstelltem Wechsel in einen Marktтарif.....	528
Tabelle 29:	Wirtschaftlichkeit bei Aufnahme von Fremdkapital	529
Tabelle 30:	Wirtschaftlichkeit bei Aufnahme von Fremdkapital 20 %-Minderertrag	529
Tabelle 31:	Anforderungen von Projektentwicklern und Energieversorgern als Verkäufer von Offshore-Windprojekten	553
Tabelle 32:	Investoren im Offshore-Bereich.....	555
Tabelle 33:	Mittelverwendung einer typischen Projektfinanzierung Wind-Offshore .	574

Tabelle 34:	Mittelherkunft, Beispiel mit Direktkredit A.....	574
Tabelle 35:	Mittelherkunft, Beispiel Finanzierungspaket B	575
Tabelle 36:	Mittelherkunft, Beispiel Direktkredit A und andere Förderprogramme ...	575
Tabelle 37:	Kerndaten Global Tech 1 und WindMW	579
Tabelle 38:	Kombination von Länderrisiko- und Käuferrisikokategorien	624
Tabelle 39:	Risikoart, Risiko-Instrument und Risikoträger	644
Tabelle 40:	Systematisches Vorgehen bei der Risikoquantifizierung.....	647
Tabelle 41:	Rahmendaten eines OWP-Projektes in Deutschland	647

1 Einleitung

1.1 Zukunftsperspektiven und Herausforderungen der Offshore-Windenergie

DIRK BRIESE, MAREIKE WESTHÄUSER

1.1.1 Einleitung

Erneuerbare Energien sind seit einigen Jahren aus der öffentlichen Diskussion nicht mehr wegzudenken. Insbesondere seit den Ereignissen in Fukushima im März 2011 sind sie auch Dauerthema in der deutschen Politik. So wurde die erst Ende 2010 beschlossene Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke wieder aufgehoben und stattdessen ein Kernenergieausstieg bis 2022 beschlossen. Dieses Vorhaben resultiert in einem Umbau des Energieversorgungssystems in Deutschland, von einem zentral ausgerichteten Versorgungssystem hin zu einer eher dezentralen Energieerzeugung, die geprägt ist vom Einsatz Erneuerbarer Energien.

Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 und den gesetzlichen Beschlüssen aus dem Jahr 2011 bestehen langfristig angelegte Pläne, diese „Energiewende“ einzuleiten und durchzuführen. Demnach sollen u.a. die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 um 80 Prozent bis 95 Prozent gegenüber dem Wert von 1990 gesenkt werden. Die Offshore-Windenergie stellt bei diesem Vorhaben eine wichtige Säule dar: Das Flächenpotenzial in der deutschen Nord- und Ostsee ist enorm und Wind kostenlos zu nutzen.

Dieser einleitende Aufsatz soll einerseits zeigen, welche Ergebnisse beim Auf- und Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland bisher erreicht wurden, andererseits aber auch darstellen, welche Herausforderungen in den nächsten Jahren auf die Branche zukommen werden. Da die Branche ständig in Bewegung ist – dies zeigt allein die Vielzahl der täglichen Meldungen in der Tages-/Wirtschafts- und Fachpresse – handelt es sich bei Ziel und Inhalt dieses Aufsatzes eher um ein „*moving target*“. Für den Leser bleibt daher zu berücksichtigen, dass der Aufsatz im Oktober 2012 erstellt wurde und weitestgehend den Stand zu diesem Zeitpunkt abbildet.

Im Folgenden werden zunächst die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen der Offshore-Windenergie in Deutschland erläutert (Ziffer 1.1.2), da diese richtungsweisend für den Auf- und Ausbau sind. Die zum Zeitpunkt der Erstellung diskutierten Änderungen (z.B. Haftungsregelung, komplette Umgestaltung des EEGs und des Energiemarktes) können die Lage der Branche jederzeit komplett verändern. Auf das erste Kapitel folgt eine Übersicht über den Markt, dessen Akteure sowie Entwicklung (Ziffer 1.1.3). Ausgehend von dieser Grundlage wird gezeigt, welche Potenziale sich entlang der Wertschöpfungskette bieten (Ziffer 1.1.4). Abschnitt 1.1.5 widmet sich der Frage, vor welchen Herausforderungen die Bran-

che steht und wie diese gelöst werden können. Fazit und Ausblick fassen die wesentlichen Aspekte noch einmal zusammen (Ziffer 1.1.6).

Die Datenbasis für diesen Aufsatz, der einleitend einen Überblick über derzeitige Entwicklungen in der Offshore-Windbranche gibt, ist einerseits die Offshore-Datenbank von **wind:research**, in welcher gut 800 Windparks weltweit mit über 300 Kriterien je Park erfasst sind. Andererseits wurde auf diverse Studien zurückgegriffen:

- Offshore Wind Deutschland: Status, Marktanteile, Entwicklungen
- Der Markt für Operation & Maintenance in der Offshore-Windenergie bis 2030
- MARIKO (Hrsg.): Potenziale der Offshore-Windenergie für die Wachstumsregion Ems-Achse, 2012
- Transport, Logistik und Häfen für die Offshore-Windenergie in Europa bis 2030
- Der Markt für Gründungsstrukturen in der Offshore-Windenergie in Europa bis 2030
- Offshore-Windenergie in Europa bis 2030: Herausforderungen, Markt, Potenziale, Strategien
- WAB/PwC (Hrsg.): Volle Kraft aus Hochseewind – Potenziale der Offshorewindenergie in Deutschland bis 2021 (2012)

wind:research widmet sich seit über 15 Jahren Themen rund um die Ver- und Entsorgungsbranche. Im Jahr 2010 wurden die Kompetenzen im Bereich Windenergie unter der neuen Marke **wind:research** gebündelt. **wind:research** setzt Desk- und Field Research-Methoden ein und unternimmt umfangreiche Datenbankanalysen, Literatur-, Zeitschriften-, Zeitungs- und Internetrecherchen. Die Basis der telefonischen Experteninterviews im Rahmen des Field Research bildet ein offener, qualitativ ausgerichteter Frageleitfaden, der sich weniger auf das gezielte Erfassen von Antworten zu festen, vorher bestimmten Fragestellungen beschränkt, sondern es vielmehr erlaubt, möglicherweise zuvor unberücksichtigte, Aspekte zu ermitteln und einzubeziehen. Hierbei ist zusätzlich zu beachten, dass nicht allen Befragten dieselben Fragen gestellt werden, sondern dass einige Fragestellungen nur an die entsprechenden Spezialisten gerichtet werden.

Diese praxis- und marktnahe Befragung erlaubt die konkrete Darstellung von Optimierungspotenzialen, Marktentwicklungen, wesentlichen Einflussfaktoren auf die Marktentwicklung, Praxiserfahrungen und Pilotprojekten.

1.1.2 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen

1.1.2.1 Energiewende und Zielsetzung für die Offshore-Windenergie

Bis zum Jahr 2020 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien in Deutschland auf mindestens 30 Prozent am gesamten Bruttostromverbrauch gesteigert und danach kontinuierlich erhöht werden. Eine wesentliche Säule des zukünftigen Energiemixes stellt dabei die Windenergie, insbesondere offshore dar.

Für eine Strukturierung des weiteren Ausbaus der Windkraft in Deutschland wurde im Baugesetzbuch (BauGB) im § 35 die Privilegierung bestimmter Gebiete, unter anderem auch für die Windkraft, festgelegt. Auf Arealen, bei welchen diese Vorgaben zutreffen, ist es ausdrücklich erwünscht, Windenergieanlagen zu errichten. Für die Errichtung von sogenannten

Kleinwindanlagen unter 50 Metern Höhe greift das Baugenehmigungsverfahren, verankert in der Bauordnung des jeweiligen Bundeslandes. Kleinstanlagen unter zehn Meter Höhe bedürfen als verfahrensfreie Anlagen der technischen Gebäudeausrüstung regelmäßig keiner eigenen Genehmigung. Weiterhin sieht der nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien vor, bis zum Jahr 2020 zehn Gigawatt Leistung aus Offshore-Windenergie installiert zu haben und bis zum Jahr 2030 sollen 2,5 Gigawatt und damit rund 15 Prozent des deutschen Strombedarfs durch diese Erneuerbaren Energien-Art gedeckt werden können. Laut dem NATIONALEN MASTERPLAN MARITIME MEERESTECHNOLOGIEN (NMMT) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) sollen die jährlichen Ausgaben in die Offshore-Windenergie auf rund neun Milliarden Euro steigen.

Überblick: Entwicklung der einzelnen Energieerzeugungsarten

Der Ausbau Erneuerbarer Energien wird derzeit aufgrund der bereits erläuterten Zielsetzungen massiv vorangetrieben. Die Bundesregierung sieht vor allem in der Windenergie eine Schlüsseltechnologie im CO₂-freien Energiemix der Zukunft. Windkraft nimmt bisher die Spitzenposition bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ein, obwohl das Potenzial noch lange nicht ausgeschöpft ist. Vor allem bei der verstärkten Nutzung der Windenergie auf dem Meer sowie dem Austausch alter Windenergieanlagen an Land mit leistungsfähigeren Anlagen (sog. „Retrofit“) besteht hohes Potenzial.

Die Bundesregierung will die Potenziale der Wasserkraft durch Ersatz, Modernisierung und Reaktivierung vorhandener Anlagen sowie den Neubau von Kleinwasserkraftanlagen an bestehenden Querbauwerken weiter nutzen und hat entsprechend im neuen Wasserhaushaltsgesetz vom 1. März 2010 die ökologischen Anforderungen an Wasserkraftanlagen konkretisiert. Daneben ist Biomasse bei der Stromerzeugung im Kommen: Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas sowie der biogene Anteil des Abfalls erbrachten 2011 rund sechs Prozent der gesamten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Durch die neue Eigenverbrauchsregelung bei Solarenergie will die Bundesregierung den Strombezug aus dem Netz reduzieren und dieses entlasten. Das wiederum soll die Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromnetz beschleunigen.

Der Nationale Aktionsplan für Erneuerbare Energien, der im August 2010 von der Bundesregierung beschlossen wurde und vorsieht, 18 Prozent Erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahre 2020 zu erreichen, wurde im Jahr 2011 bereits übertroffen.

Deutschland verfügt über einen relativ ausgewogenen Energiemix, wie die folgende Abbildung 1 deutlich macht. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien umfasste im Jahr 2011 20 Prozent. Acht Prozent davon stammten aus Windenergieanlagen, ebenso viel aus Wasserkraft und Biomasse und weitere drei Prozent aus Photovoltaik. Für die zukünftige Entwicklung ist in den nächsten Jahren mit einem deutlichen Zubau Erneuerbarer Energien zu rechnen.

Im Energiemix der Zukunft sollen die Erneuerbaren Energien den Hauptanteil übernehmen und auf dem Weg dahin kontinuierlich die konventionellen Energieträger durch Erneuerbare Energien ersetzen, wobei die Kernenergie laut dem alten Energiekonzept der schwarz-gelben Regierung vom September 2010 als eine „Brücke“ fungieren sollte. Der in 2011 beschlossene schnellere Ausstieg aus der Kernenergie soll nach dem Willen der Unionsfraktion durch den Zubau von neuen Gas- und Kohlekraftwerken kompensiert werden.

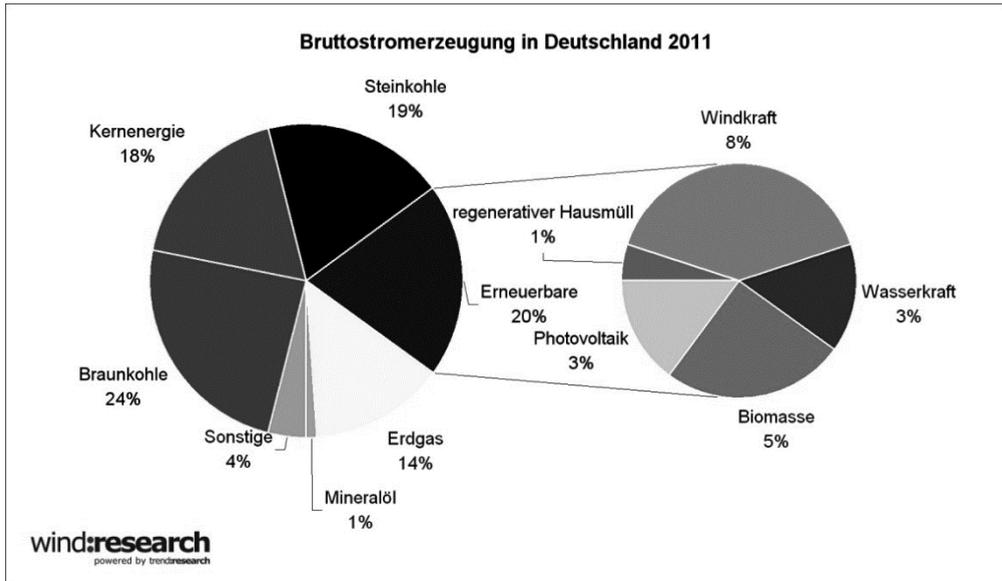


Abbildung 1: Struktur der Stromerzeugung in Deutschland 2011²

1.1.2.2 Auswirkungen von Gesetzesänderungen

EEG-Novelle

Ein wichtiger Motor und erfolgreiches Instrument beim Ausbau der Erneuerbaren Energien ist das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (umgangssprachlich: Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)). Mit dem EEG werden die Netzbetreiber verpflichtet, Strom aus Erneuerbaren Energien vorrangig abzunehmen und zu vergüten. Das Vergütungssystem in Deutschland ist insbesondere durch das EEG und die Erweiterungsoptionen durch verschiedene Boni einerseits attraktiv und zugleich im europäischen Vergleich umfangreich bzw. komplex. Auch mit dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) vom 1. Januar 2009 soll zunehmend Wärme aus Erneuerbaren Energiequellen gewonnen werden.

Durch das EEG wird den Betreibern von Erneuerbaren Energieanlagen eine garantierte Einspeisevergütung über einen definierten, langfristigen Zeitraum gewährt. Die Höhe der Einspeisevergütung richtet sich nach der jeweiligen Technologie und hat wesentlichen Einfluss auf die weitere Entwicklung des Ausbaus. In regelmäßigen Abständen wird das Gesetz novelliert, um die Vergütungssätze den aktuellen Gegebenheiten und dem bisherigen technologischen Fortschritt anzupassen.

Laut EEG (Stand letzte Neufassung Januar 2012) gilt für Onshore-Anlagen eine Grundvergütung von 4,87 Ct/kWh in 2012 über 20 Jahre und eine Anfangsvergütung von 8,93 Ct/kWh in 2012 über fünf Jahre. Zusätzlich zur Anfangsvergütung gibt es den Systemdienstleistungsbonus von 0,48 Ct/kWh für Windenergieanlagen, die bis zum 1. Januar 2015 ans Netz gehen.

² Quelle: wind:research auf Datenbasis des AG Energiebilanzen e.V.

Für Offshore-Anlagen gilt eine Grundvergütung von 3,5 Ct/kWh über 20 Jahre und eine Anfangsvergütung von 15 Ct/kWh über zwölf Jahre. Optional wird auch eine Vergütung nach dem Stauchungsmodell angeboten, das bei Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2018 eine Stauchung der Anfangsvergütung auf acht Jahre mit 19 Ct/kWh bewirkt; die verlängerte Anfangsvergütung bleibt bei 15 Ct/kWh. Nimmt aufgrund der größeren Entfernung zur Küste oder wegen zunehmender Wassertiefe das Investitionsvolumen für einen Offshore-Windpark zu, so fließen diese Faktoren in die Vergütungssätze ein. Je zusätzlicher Seemeile Küstenentfernung zuzüglich zu der Basisentfernung von zwölf Seemeilen entspricht die Verlängerung der Phase der erhöhten Vergütung 0,5 Monate. Für jeden zusätzlichen Meter Wassertiefe, der über den Basiswert von 20 Metern hinaus geht, erhöht sich diese Verlängerung um 1,7 Monate.

Darüber hinaus bestehen folgende zusätzliche Fördermöglichkeiten:

- KfW-Programm „Offshore-Windenergie“³
- Förderung von Industriestandorten wie etwa Häfen oder Produktionsstandorte (beispielsweise durch Bundesländer oder Gemeinden)
- Forschungsförderung (z.B. durch BMU oder BMWi)
- Förderung innovativer Technologien/Projekte im Rahmen des EU-Konjunkturprogramms (z.B. BARD Offshore 1 und weitere)
- Projektförderung „Jülich“
- Spitzencluster-Wettbewerb der Bundesregierung

Eine Kürzung der bisherigen EEG-Einspeisevergütung im Rahmen der nächsten Novelle könnte verheerende Auswirkungen auf den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland haben.

Seeanlagenverordnung

Die Seeanlagenverordnung von 1997 regelt die Genehmigungsverfahren für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen innerhalb der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Diese Verordnung beruht wiederum auf dem deutschen Seeaufgabengesetz (SeeaufG) und dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (SRUe) von 1982. Die Einhaltung der Seeanlagenverordnung fällt in die Zuständigkeit des BUNDESAMTES FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), womit dieses die erste Anlaufstelle für Projektentwickler ist. Die Projektplanungen innerhalb der deutschen Zwölf-Seemeilen-Zone fallen dahingegen in den Zuständigkeitsbereich der angrenzenden Bundesländer.

Die drei Hauptbedingungen für einen erfolgreichen Verlauf des Genehmigungsverfahrens sind:

- Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs
- vertretbare Beeinträchtigung der Meeresumwelt
- Anpassung an die Erfordernisse der Raumordnung sowie Sicherung der überwiegend öffentlichen Belange, wie der Rohstoffsicherung, Landesverteidigung und Fischerei.

³

Siehe Kapitel 5.6.

Damit eine erteilte Genehmigung erhalten bleibt, muss nach spätestens zweieinhalb Jahren nach der Erteilung mit dem Bau des Windparks begonnen werden. Um Flächenreservierungen zu vermeiden, sind die Berechtigungen zur Errichtung und zum Betrieb der Anlagen auf dieser Fläche auf 25 Jahre begrenzt.

Bei Offshore-Windparks mit mehr als 20 Anlagen wird zusätzlich eine Umweltschutzprüfung gemäß des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVPG) benötigt. Der Antragsteller ist dabei verpflichtet, selbst für eine Untersuchung der Meeresumwelt in dem geplanten Baugebiet sowie für eventuelle Auswirkungen der Bebauung aufzukommen.

Die naturschutzfachliche Beurteilung der Offshore-Windparks erfolgt in der Ausschließlichen Wirtschaftszone durch das BUNDESAMT FÜR NATURSCHUTZ (BfN). Mittlerweile ist aufgrund der Antragsflut und der Veränderung der Zuständigkeiten (mehr Einflussnahme durch das BfN) eine Verlängerung des Genehmigungsverfahrens eingetreten.

Die novellierte Fassung der Seeanlagenverordnung trat im Januar 2012 in Kraft. Ziel dieser Novellierung ist es u.a., die Vergabe der nötigen Genehmigungen zu bündeln und den Genehmigungsprozess so zu vereinfachen. Das BSH ist seitdem in der Rolle der Planfeststellungsbehörde. Es besteht die Möglichkeit, das Verfahren durch Fristsetzungen seitens des BSH zu beschleunigen. Neu ist auch die Einführung der „Konkurrenzregel“, die besagt, dass für einen Standort nur noch ein Antragsverfahren auf Anlagenzulassung betrieben werden muss. Außerdem soll die Vorratshaltung von Offshore-Projekten vermieden werden: Es werden lediglich Genehmigungen verlängert, für die konkrete Realisierungsschritte der Investoren vorliegen.

Hierbei hat das BSH folgende Zuständigkeiten:

- Festlegung geeigneter Seegebiete für Offshore-Windenergieanlagen im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und unter Beteiligung weiterer fachlich betroffener Ministerien und der Öffentlichkeit und nach Anhörung der Länder.
- Genehmigung von Offshore-Windenergieanlagen innerhalb der Ausschließlichen Wirtschaftszone sowie
- Genehmigung des Abschnittes der Netzanbindung, der durch die Ausschließliche Wirtschaftszone verläuft.

Das Bundesamt für Naturschutz unterstützt fachlich und wissenschaftlich das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in allen Fragen des Naturschutzes und ist zuständig für die Identifizierung geeigneter Flächen, auf denen die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen aus Naturschutzperspektive unbedenklich ist.

Netzausbau und geplante Gesetzgebung

Die Netzanbindung von Offshore-Windparks stellt die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Seit Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes (Dezember 2006) sind Netzbetreiber verpflichtet, die Netzanbindung für alle Offshore-Windenergieanlagen sicherzustellen. Der Anschluss ist somit nicht mehr Aufgabe der Parkbetreiber.

In Deutschland gibt es zwei Netzbetreiber, die für die Netzanbindung der Offshore-Windenergieanlagen verantwortlich sind. Das holländische Unternehmen TENNET TSO GMBH trägt

die Verantwortung für die Anschlüsse und Kabeltrassen in der Nordsee und 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH trägt die Verantwortung dafür in der Ostsee.

Der Netzausbau läuft derzeit schleppend. Dies liegt im Besonderen daran, dass die Offshore-Windparks in Deutschland im Vergleich zu anderen Staaten Europas weit von der Küste entfernt erbaut werden und die Anbindung der Windenergieanlagen an das Stromnetz an Land mit besonders hohen Kosten verbunden ist. Seit 2012 droht der schleppende Netzausbau die positive Entwicklung der Offshore-Windenergie zu gefährden. Die Unklarheit über die Haftungsregelung – für den Fall der Fertigstellung eines Windparks ohne Netzanbindung – verunsichert die Investoren und bringt die Projektplanung ins Stocken.

Um die Haftungsregelung zeitnah zu klären und den geplanten Ausbau der Offshore-Windenergie voranzutreiben, wurde die „AG BESCHLEUNIGUNG“ auf Initiative des Bundeswirtschaftsministers PHILIPP RÖSLER im Januar 2012 gegründet. Konkret wurde eine Arbeitsgruppe ins Leben gerufen, die unter der Moderation der STIFTUNG OFFSHORE-WINDENERGIE steht und sowohl auf die Verzögerungen bei den Offshore-Windparkbetreibern als auch auf Finanzierungsschwierigkeiten des Übertragungsnetzbetreibers TenneT reagiert. Die Arbeitsgruppe besteht aus Experten des Windenergie-Sektors und erarbeitet Lösungsvorschläge, um die Hindernisse für eine fristgerechte Netzanbindung von Offshore-Windparks aus dem Weg zu schaffen.

Auf Grundlage der Lösungsvorschläge der Arbeitsgruppe sollten entsprechende Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vorgenommen werden, die erstmals im Juli 2012 in einer gemeinsamen Meldung des BMU und des BMWi vorgestellt wurden und anschließend in den Referentenentwurf für die dritte Novelle des EnWG vom 27. August 2012 mit aufgenommen wurden. Am 26. Oktober soll die Novelle des EnWG vom Bundestag verabschiedet werden.

Bezüglich des Netzausbaus (besonders in Bezug auf Haftungsrisiken und Finanzierungsfragen) enthält die Novelle des EnWG folgende Inhalte:

- Ein jährlicher Offshore-Netzplan soll erarbeitet werden, der die Netzinfrastruktur zur Anbindung der Offshore-Windparks in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone koordiniert und damit für eine vorausschauende Gesamtplanung sorgt. Die Ausarbeitung des Plans liegt in der Verantwortung des BSH und ein erster Entwurf soll bis zum 29.11.2012 vorliegen.
- Für Offshore-Windparks, die auf den bisherigen individuellen Anbindungsanspruch nach § 17 Absatz 2a EnWG vertraut haben, wird durch eine Übergangsregelung sicher gestellt, dass sie ab dem Zeitpunkt der unbedingten Netzanbindungszusage ebenfalls den pauschalierten Schadensersatz erhalten. Das hilft den Offshore-Windparkprojekten, die derzeit bereits von erheblichen Verzögerungen der Netzanbindung betroffen sind.
- Bei nicht rechtzeitiger Anbindung oder einer längeren Störung einer Leitung soll ein betriebsbereiter Offshore-Windpark ab dem
 - 11. Tag der ununterbrochenen Nichteinspeisung einen pauschalierten Schadensersatz in Höhe von 90 Prozent der entgangenen EEG-Einspeisevergütung erhalten.
 - Soweit die Einspeisung aufgrund mehrerer einzelner Störungen an mehr als 18 Tagen im Kalenderjahr nicht möglich ist, besteht der Anspruch unmittelbar ab dem 19. Tag.

- Für die Zwecke der Berechnung der pauschalierten Vergütung ist davon auszugehen, dass die Anlage 11 Kilowattstunden je Kilowatt installierter Leistung an jedem Tag der Störung erzeugt hätte.
- Ob die Netzanbindung rechtzeitig fertig gestellt ist, bestimmt sich künftig nach dem im Offshore-Netzentwicklungsplan festgelegten Realisierungszeitpunkt. Um bei Verzögerungen der Netzanbindung mögliche Instandhaltungskosten für den Offshore-Windpark zu vermeiden, wird die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage mit Fertigstellung der Fundamente für die Windkraftanlagen vermutet.
- Für betriebsbedingte Wartungszeiten an der Netzanbindung erhält der betriebsbereite Offshore-Windpark den pauschalierten Schadensersatz, sollte die Wartungszeiten zehn Tage im Kalenderjahr überschreiten.
- Die Kosten des pauschalierten Schadensersatzes trägt der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber, der diese abhängig vom eigenen Verschuldensgrad bundesweit und ohne Zeitverzug über eine Haftungsumlage wälzen kann. Ausnahme: Bei grober Fahrlässigkeit trägt der Netzbetreiber 20 Prozent der Kosten (jedoch maximal 20 Mio. Euro pro Schadensfall und maximal 60 Mio. Euro pro Kalenderjahr), und bei Vorsatz ist eine Kostenwälzung ausgeschlossen.
- Soweit die Netzanbindung länger als 90 Tage nicht verfügbar ist, kann der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Kosten des pauschalierten Schadensersatzes über die Haftungsumlage nur wälzen, soweit er alle möglichen und zumutbaren Maßnahmen zur Schadensminimierung und -beseitigung ergriffen hat.
- Die Haftung des Übertragungsnetzbetreibers gegenüber Offshore-Windparks für nicht vorsätzlich verursachte Sachschäden wird je Schadensereignis auf 100 Millionen Euro begrenzt.
- Um die Verbraucher vor übermäßigen Belastungen zu schützen, hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber nach Marktverfügbarkeit angemessene und wirtschaftliche Versicherungen abzuschließen. Diese sind der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorzulegen.
- Für den Zeitraum, in dem der Offshore-Windpark den pauschalierten Schadensersatz in Anspruch nimmt, entfällt der Anspruch auf die EEG-Einspeisevergütung bzw. verkürzt sich der Zeitraum des Anspruchs auf die erhöhte EEG-Einspeisevergütung entsprechend.

Nachdem die Netzanbindung und die diesbezüglich aufgekommene Haftungsfrage gesetzlich verankert sind, ist die Planungssicherheit für die Beteiligten Projektentwickler und Investoren wiederhergestellt. Dies könnte einen Schritt für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie bedeuten. Die momentan ca. 200 MW installierte Leistung (Stand Oktober 2012) soll bis zum Jahr 2020 auf bis zu 10.000 MW ausgebaut werden. Welche Projekte dieses Vorhaben tragen und wie sich die Anteile an den Projekten auf die Marktteilnehmer verteilen, ist in der folgenden Ziffer 1.1.3 dargestellt.

1.1.3 Marktübersicht Deutschland (Nord- und Ostsee)

Weltweit bietet die Windenergie eine attraktive Alternative zu konventionellen Energiequellen. Bisher (Stand Ende 2011) können insgesamt über 200.000 MW installierte Leistung verbucht werden; zwei Prozent davon sind auf dem Meer installiert. Europa, mit einer Gesamtleistung von über 90.000 MW (Stand Ende 2011) nimmt dabei den ersten Platz ein.

Allerdings entwickelt sich auch der asiatische Windenergiemarkt schnell und stetig und könnte Europa die Führungsposition bald streitig machen. Im vergangenen Jahr verzeichnete der asiatische Markt bereits 52 Prozent der neu installierten Leistung weltweit. 4.000 MW bzw. vier Prozent der europäischen Gesamtleistung aus der Windkraft entfallen auf die Offshore-Windenergie. Dieser Anteil wird vor allem von Großbritannien und Dänemark, aber auch von den Niederlanden, Belgien, Deutschland und Schweden getragen.

Diese Zahlen verdeutlichen, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie – trotz der verfügbaren Flächen und besseren Windbedingungen auf dem Meer – weit hinter dem Ausbau der Onshore-Windenergie steht, und dass das Potential noch nicht ausgeschöpft ist. Bestehende Pläne in Europa sehen vor, das Potential zu nutzen und die installierte Leistung an Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2020 auf knapp 60.000 MW zu steigern. Deutschland, entsprechend der nationalen Zielsetzungen, möchte sich daran zu gut einem Sechstel beteiligen. Eine Vielzahl von Offshore-Projekten in der Nord- und Ostsee unterstützt dieses Vorhaben. Nachfolgend werden die Projekte in der deutschen Nord- und Ostsee vorgestellt.

1.1.3.1 Status Quo

In Deutschland sind derzeit knapp 200 MW an Leistung aus Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee installiert (Stand Oktober 2012). Die installierte Leistung setzt sich aus den rund 108 MW der Testfelder „alpha ventus“ und EnBW Baltic 1 und den 24 fertig gestellten und ans Netz angeschlossenen Windenergieanlagen des Windparks BARD Offshore 1 zusammen. BARD Offshore 1 ist der erste kommerzielle Offshore-Windpark Deutschlands und soll bis Anfang des Jahres 2014 komplett (insgesamt 80 Windenergieanlagen) fertig gestellt werden. Sechs weitere Offshore-Windparks in der Nordsee (Borkum Riffgat, Borkum West II, Global Tech 1, Meerwind Ost, Meerwind Süd und Nordsee Ost) und ein weiterer Offshore-Windpark in der Ostsee (Baltic II) befinden sich im Aufbau.

Die nachstehende Tabelle 1 listet die in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee auf. Sie zeigt, in welchem deutschen Meer der Park liegt, welche Gesamtleistung für den Park vorgesehen ist, wie viel davon bereits installiert ist und gibt das Datum der voraussichtlichen vollständigen Errichtung an.

Tabelle 1: *Aktuell installierte Leistung aus Offshore-Windenergie*⁴

Offshore-Windparks	Meer	Aktuell installierte Leistung (Stand: Oktober 2012)	Installierte Leistung nach Projektabschluss	Projektstatus
„alpha ventus“	Nordsee	60 MW	60 MW	Offizielle Inbetriebnahme: April 2010
EnBW Baltic 1	Ostsee	48,3 MW	48,3 MW	Offizielle Inbetriebnahme: Mai 2011
BARD Offshore 1	Nordsee	120 MW	400 MW	In Bau. Inbetriebnahme: Dezember 2013/Januar 2014

⁴ Quelle: wind:research 2012 (in Betrieb = Turbinen installiert, Netzanschluss ist erfolgt).

Derzeit sind knapp 100 genehmigte und geplante Projekte in Deutschland veröffentlicht, die zusammen eine installierte Leistung von rund 32.000 MW ergeben. Teilweise sind die Gebiete jedoch parallel verplant, so dass die Realisierung aller Projekte in dieser Form nicht möglich ist. Bisher wurden 34 Windparks mit einer geplanten Leistung von insgesamt ca. 9.300 MW vom BSH bzw. den Bundesländern genehmigt. Vier der Projekte liegen innerhalb der 12-Seemeilenzone.

Die zwei folgenden Tabellen beinhalten alle in Bau und geplanten Offshore-Windparks in der Nord- sowie in der Ostsee.

Tabelle 2: Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee⁵

Offshore-Windparks	Status	Meer	Entfernung zur Küste (km)	Ø Wassertiefe (Spanne in m)	Ø Windgeschwindigkeit (m/s)
BARD Offshore 1	In Bau, teilweise in Betrieb	Nordsee	89	39 bis 41	10,02
Borkum Riffgat	In Bau	Nordsee	14,5	18 bis 23	9,86
Borkum West II (Phase 1)	In Bau	Nordsee	45	30	9,92
Global Tech I	In Bau	Nordsee	93	39 bis 41	10,05
Meerwind Ost	In Bau	Nordsee	80	23 bis 26	9,5
Meerwind Süd	In Bau	Nordsee	80	23 bis 26	9,5
Nordsee Ost	In Bau	Nordsee	30	19 bis 24	k.A.
Albatros	Genehmigt	Nordsee	105	ca. 40	10,05
Amrumbank West	Genehmigt	Nordsee	36	20 bis 25	9,77
Borkum Riffgrund	Genehmigt	Nordsee	55	23 bis 29	9,92
Borkum Riffgrund West	Genehmigt	Nordsee	50	29 bis 33	9,94
Borkum West II (Phase 2)	Genehmigt	Nordsee	45	30	9,92
Butendiek	Genehmigt	Nordsee	34	ca. 20	9,79
DanTysk	Genehmigt	Nordsee	70	21 bis 31	9,96
Delta Nordsee 2	Genehmigt	Nordsee	40	ca. 40	9,89
EnBW Hohe See	Genehmigt	Nordsee	90	26 bis 39	10,05
Gode Wind I	Genehmigt	Nordsee	33	28 bis 33	9,87
Gode Wind II	Genehmigt	Nordsee	80	28 bis 34	9,87
He dreiht II	Genehmigt	Nordsee	85	ca. 39	10
Hochsee Windpark He Dreiht	Genehmigt	Nordsee	80	ca. 39	10
Innogy Nordsee I	Genehmigt	Nordsee	46	26 bis 34	9,89
MEG Offshore 1	Genehmigt	Nordsee	40	27 bis 33	9,92
Nordergründe	Genehmigt	Nordsee	22	4 bis 14	9,95
Nördlicher Grund	Genehmigt	Nordsee	84	27 bis 38	10
Offshore-Windpark „Deutsche Bucht“	Genehmigt	Nordsee	110	ca. 40	10,03

⁵ Quelle: wind:research 2012.

Tabelle 2: Fortsetzung

Offshore-Windparks	Status	Meer	Entfernung zur Küste (km)	Ø Wassertiefe (Spanne in m)	Ø Windgeschwindigkeit (m/s)
Offshore-Windpark Delta Nordsee I (ENOVA Offshore North Sea Windpower)	Genehmigt	Nordsee	39	29 bis 35	9,89
Sandbank 24	Genehmigt	Nordsee	90	30 bis 40	10,08
Veja Mate	Genehmigt	Nordsee	90	39 bis 41	10,03
Aiolos	Geplant	Nordsee	115	ca. 39	10,06
Aquamarin	Geplant	Nordsee	83	ca. 38	10,02
AreaC I	Geplant	Nordsee	66	36 bis 41	9,97
AreaC II	Geplant	Nordsee	66	ca. 37	9,94
AreaC III	Geplant	Nordsee	66	ca. 37	9,91
Bernstein	Geplant	Nordsee	108	ca. 41	10,07
BightPower I	Geplant	Nordsee	74	ca. 37	10
BightPower II	Geplant	Nordsee	74	ca. 37	10
Borkum Riffgrund II	Geplant	Nordsee	34	23 bis 29	9,92
Borkum Riffgrund West II	Geplant	Nordsee	52	29 bis 33	9,94
Citrin	Geplant	Nordsee	111	ca. 41	10,06
Diamant	Geplant	Nordsee	111	ca. 41	10,07
Enova Offshore NSWP 4	Geplant	Nordsee	205	42 bis 43	10,03
Enova Offshore NSWP 5	Geplant	Nordsee	200	ca. 43	10,07
Enova Offshore NSWP 6	Geplant	Nordsee	190	ca. 43	10,07
Enova Offshore NSWP 7	Geplant	Nordsee	158	ca. 43	10,03
Euklas	Geplant	Nordsee	143	ca. 45	10,05
GAIA I	Geplant	Nordsee	110	39 bis 41	10,11
GAIA II	Geplant	Nordsee	110	39 bis 41	10,08
GAIA III	Geplant	Nordsee	110	39 bis 41	10,08
GAIA IV	Geplant	Nordsee	110	39 bis 41	10,08
GAIA V	Geplant	Nordsee	110	39 bis 41	10,08
GlobalTech II	Geplant	Nordsee	70	37 bis 39	10
GlobalTech III	Geplant	Nordsee	70	ca. 37	10
Gode Wind III	Geplant	Nordsee	39	30 bis 34	9,87
H2-20	Geplant	Nordsee	200	30 bis 60	10
Hochsee Testfeld Helgoland	Geplant	Nordsee	35	ca. 24	9,77
Horizont	Geplant	Nordsee	125	ca. 38	10,11
Horizont Ost	Geplant	Nordsee	121	ca. 43	10,11
Horizont West	Geplant	Nordsee	131	ca. 41	10,11
Hütter Offshore I	Geplant	Nordsee	86	ca. 38	10,02
Hütter Offshore II	Geplant	Nordsee	84	ca. 37	9,98
Hütter Offshore III	Geplant	Nordsee	81	ca. 37	9,98
Hütter Offshore IV	Geplant	Nordsee	78	ca. 38	9,98

Tabelle 2: Fortsetzung

Offshore-Windparks	Status	Meer	Entfernung zur Küste (km)	Ø Wassertiefe (Spanne in m)	Ø Windgeschwindigkeit (m/s)
Jules Verne	Geplant	Nordsee	174	39 bis 41	10,09
Kaikas	Geplant	Nordsee	115	ca. 39	10,05
Kaskasi	Geplant	Nordsee	35	20 bis 23	9,77
Meerwind West	Geplant	Nordsee	30	25 bis 39	9,82
Nautilus	Geplant	Nordsee	178	40 bis 42	10,09
Nemo	Geplant	Nordsee	183	39 bis 41	10,06
Nordpassage	Geplant	Nordsee	75	24 bis 34	9,96
Notos	Geplant	Nordsee	89	ca. 39	10,05
Offshore Windpark „Austerngrund“	Geplant	Nordsee	87	ca. 40	10,07
OWP West	Geplant	Nordsee	55	29 bis 33	9,94
Sandbank 24 Extension	Geplant	Nordsee	90	25 bis 34	10,08
Sea Storm	Geplant	Nordsee	110	ca. 41	10,06
Sea Storm II	Geplant	Nordsee	110	ca. 41	10,06
Sea Wind I	Geplant	Nordsee	90	ca. 39	10,02
Sea Wind II	Geplant	Nordsee	90	ca. 39	10,05
Sea Wind III	Geplant	Nordsee	110	ca. 41	10,1
Sea Wind IV	Geplant	Nordsee	110	ca. 42	10,06
Skua	Geplant	Nordsee	85	ca. 38	10,02
VentoTec Nord II	Geplant	Nordsee	104	ca. 41	10,06
Witte Bank	Geplant	Nordsee	120	ca. 45	10,09

Die offiziellen Pläne zum Ausbau der Offshore-Windenergie und die bereits veröffentlichten Projekte sind ausreichend, um die Ziele der Bundesregierung tatsächlich zu erreichen. Allerdings ist der Ausbau der Offshore-Windenergie von Schwierigkeiten begleitet, die das Erreichen der Ziele gegebenenfalls verhindern. Um zu einer realistischen Einschätzung zu kommen, betrachtet wind:research laufend den Status der einzelnen Offshore-Windparkprojekte und erstellt anhand dessen eine projektgenaue Prognose zum Ausbau der Offshore-Windenergie („Hochlaufkurven“). Basis für diese Prognose bildet eine Datenbank, in der über 700 Offshore-Windparks weltweit erfasst und anhand von rund 330 Kriterien bewertet werden. Über diese Kriterien und deren Gewichtung wird ein Score für jedes einzelne Projekt ermittelt, aus dem ein Ranking mit der Umsetzungsreihenfolge resultiert. Dabei werden verschiedene Szenarien für die zukünftige Entwicklung erstellt: Best-Case-, Referenz-, und Worst-Case-Szenario. Diesen Szenarien werden unterschiedliche Prämissen zugrunde gelegt. Das Best-Case-Szenario, in welchem aktuelle Herausforderungen zeitnah bewältigt werden, zeigt eine ambitionierte Entwicklung des Zubaus, sodass bis 2020 über neun GW installierte Leistung erreicht werden. Im Referenzszenario – der am wahrscheinlichsten eintretenden Situation – ist in 2020 mit einer installierten Leistung von circa sieben GW in der deutschen Nord- und Ostsee zu rechnen. Eine Prämisse dieser Berechnung ist u.a., dass noch im Jahr 2012 die Haftungsregelung für Verzögerungen beim Bau des Netzanschlusses sowie für Leitungsschäden gesetzlich geklärt wird. Treten die für das Referenzszenario definierten Prämissen überwiegend nicht ein, kommt es zum „Worst Case“: Lediglich diejenigen Offshore-Windparks werden tatsächlich realisiert, die sich aktuell in Bau befinden. Unter der Annahme einer stark gebremsten Entwicklung aufgrund weiterer Verzögerungen werden zwar bis zum Jahr 2016 Offshore-Windparks

Tabelle 3: Offshore-Windparks in der deutschen Ostsee⁶

Offshore-Windparks	Status	Meer	Entfernung zur Küste (km)	Ø Wassertiefe (Spanne in m)	Ø Windgeschwindigkeit (m/s)
Baltic 2	Genehmigt	Ostsee	32	20 bis 40	8,82
Arkona-Becken Südost	Genehmigt	Ostsee	35	21 bis 38	8,64
GEOFRoE	Genehmigt	Ostsee	19	ca. 20	k. A.
Wikinger	Genehmigt	Ostsee	35	21 bis 34	8,64
Adlergrund 500	Geplant	Ostsee	40	34 bis 37	8,64
Adlergrund GAP	Geplant	Ostsee	36	36 bis 41	8,58
Adlergrund Nordkap	Geplant	Ostsee	36	36 bis 41	8,64
Arcadis Ost 1	Geplant	Ostsee	17	41 bis 46	8,75
ArconaSee Süd	Geplant	Ostsee	22	ca. 41	8,7
ArkonaSee Ost	Geplant	Ostsee	39,8	ca. 41	8,64
ArkonaSee West	Geplant	Ostsee	25,7	ca. 42	8,7
Baltic Power East	Geplant	Ostsee	33,4	43 bis 47	8,82
Baltic Power West	Geplant	Ostsee	31,8	ca. 42	8,82
BalticEagle	Geplant	Ostsee	30	41 bis 44	8,7
Beltsee	Geplant	Ostsee	9	25 bis 36	k. A.
Beta Baltic	Geplant	Ostsee	13	ca. 21	k. A.
Strom-Nord	Geplant	Ostsee	30	43 bis 45	8,7
Wikinger A02	Geplant	Ostsee	39	29 bis 36	8,75
Windanker	Geplant	Ostsee	42	41 bis 48	8,72

errichtet, sodass die installierte Leistung auf knapp drei GW ansteigt, die Entwicklung nach diesem Jahr ist jedoch unklar. Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt die Entwicklung in den drei genannten Szenarien im Vergleich und zeigt, in welchem Umfang sie jeweils vom politischen Ziel abweichen.

Die Betrachtung der drei Szenarien zum Ausbau der Offshore-Windenergie zeigt, dass das politische Ziel im „Best Case“-Szenario beinahe erreicht, während es im „Worst Case“-Szenario um mehr als 70 Prozent verfehlt wird. Allerdings ist die Eintrittswahrscheinlichkeit der Annahmen im Referenzszenario am höchsten, sodass im wahrscheinlichsten Fall rund sieben GW installierte Leistung in der deutschen Nord- und Ostsee realisiert sind.

Dem Überblick über die bestehenden und geplanten Offshore-Projekte auf deutschem Hoheitsgebiet sowie über die Ausbaupotenziale unter verschiedenen Szenarien, folgt die Betrachtung der räumlichen Verteilung der geplanten Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee. Des Weiteren wird auf die geologischen Begebenheiten der Planungsgebiete eingegangen.

⁶ Quelle: wind:research 2012.

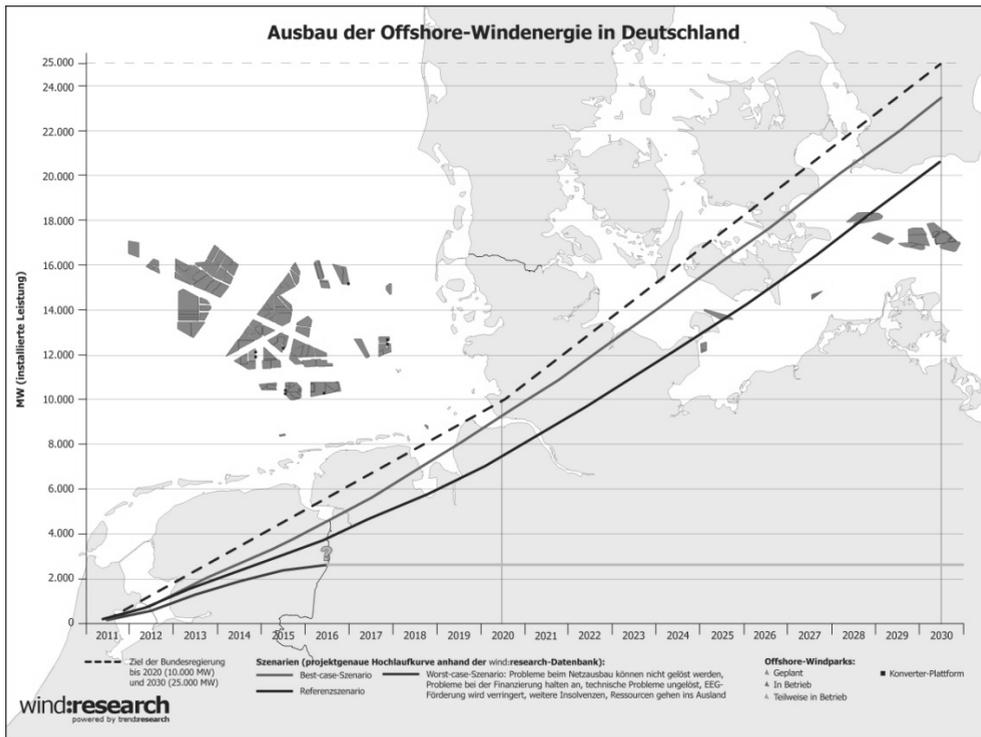


Abbildung 2: Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland (Stand 09/2012)

1.1.3.2 Planungen deutsche Nord- und Ostsee

Der deutsche Anteil an der Nordsee wird von den Ausschließlichen Wirtschaftszone Dänemarks, Großbritanniens und den Niederlanden begrenzt. Charakteristisch für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee ist ihre stete Zuspitzung mit zunehmender Entfernung von der Küste. Der deutsche Anteil an der Ostsee ist im Vergleich zu deren Gesamtgröße relativ gering und gleicht einem schlangenförmigen Gebilde von Flensburg bis zur Grenze mit Polen, in der Nähe von Greifswald. Der Gesamtanteil Deutschlands an den beiden Meeren beträgt rund 57.000 km².

Innerhalb der deutschen Meere befindet sich eine Vielzahl von geplanten und genehmigten Offshore-Windparkprojekten, so dass sich die verfügbaren Flächen zunehmend verkleinern. Die folgenden Karten zeigen die geografische Lage der Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee und geben gleichzeitig den Status der Projekte an.

Die deutsche Nordsee ist im europäischen Vergleich ein relativ flach abfallendes Meer. Größere Wassertiefen und demnach ungünstigere Bedingungen für den Bau von Offshore-Windenergieanlagen mit Fundamenten (ab einer Wassertiefe von über 40 Metern) treten erst mit großer Entfernung zur Küste auf. Nichtsdestotrotz sind die Parks im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ weit von der Küste entfernt geplant. Dies liegt an den bestehenden Umweltauflagen und kommt der Wahrung des Wattenmeers zu Gute, welches seit 2009 UNESCO-Weltnaturerbe ist (siehe Abbildung 3).

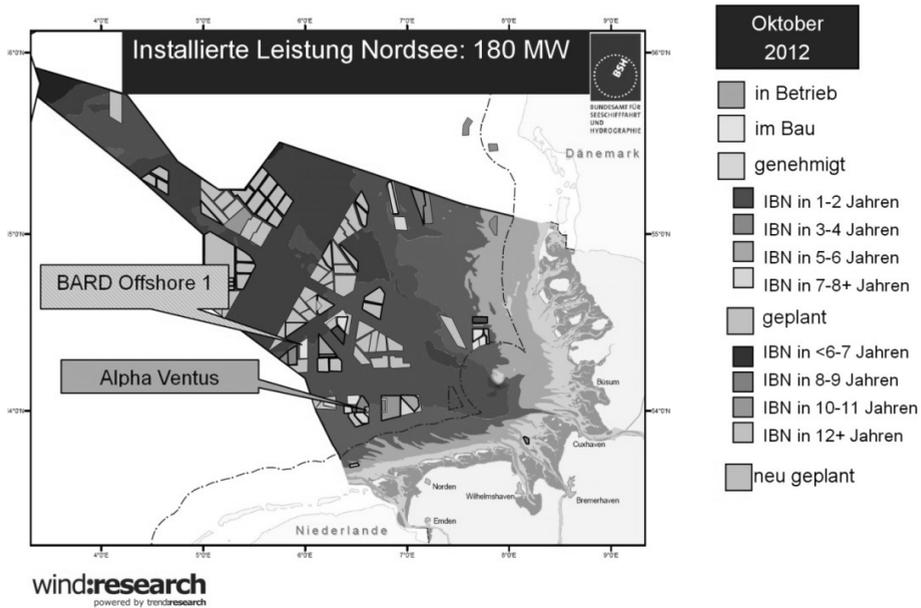


Abbildung 3: Status quo: Installierte Leistung von Offshore-Windenergie in der deutschen Nordsee⁷

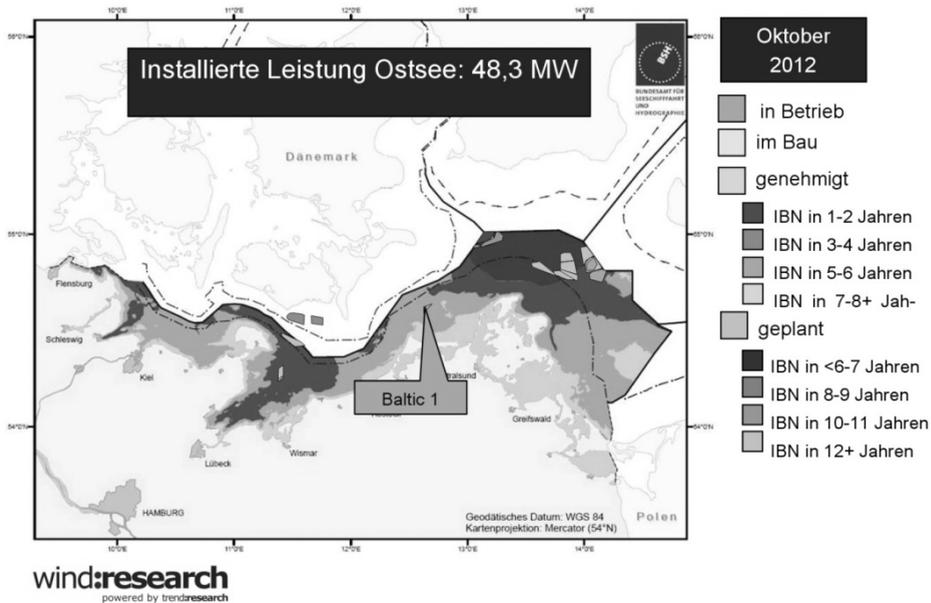


Abbildung 4: Status quo: Installierte Leistung von Offshore-Windenergie in der deutschen Ostsee⁸

⁷ Quelle: BSH (Grundkarte), Darstellung wind:research.

⁸ Quelle: BSH (Grundkarte), Darstellung wind:research.

Die deutsche Ostsee zeichnet sich ebenfalls durch vergleichsweise geringe Wassertiefen aus. Bei dem Großteil der Seefläche misst der Abstand von der Wasseroberfläche bis zum Seeboden lediglich zehn bis 20 Meter. Nur in der Eckernförder und Mecklenburger Bucht sinkt der Meeresboden im Vergleich zu den anderen Wassertiefen schneller ab und erreicht küstennah schon größere Tiefen. Entlang der Grenze der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone misst der Abstand von Wasseroberfläche zum Seeboden zwischen 20 und 40 Metern und ist damit immer noch gut geeignet für die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen.

Ein signifikanter Unterschied zwischen Nord- und Ostsee besteht in der Anzahl der geplanten Offshore-Windparks. Dabei ist zu beachten, dass die Nordsee über eine wesentlich größere Ausschließliche Wirtschaftszonen-Fläche verfügt. Dazu kommt, dass der Wind in der Nordsee direkt vom offenen Meer kommt und keine Hindernisse die Windgeschwindigkeit (durchschnittlich neun bis zehn Metern pro Sekunde) mindern. Die Ostsee dagegen ist fast komplett von Land umschlossen, wodurch die Windstärke reduziert ist (durchschnittlich acht bis neun Metern pro Sekunde) und Wirbelentstehungen begünstigt sind.

Die Wassertiefen haben Einfluss auf die Projektplanung, vor allem mit der Hinsicht auf die Wahl der Gründungsstrukturen. Der Fundamenttyp, der für die Errichtung eines Offshore-Windparks ausgewählt wird, hat wiederum hohen Einfluss auf die Gesamtkosten eines Parks. Für Tiefen ab 50 Metern sind die bisher entwickelten Gründungsstrukturen sehr kostspielig oder gar nicht einsetzbar⁹. In der Studie „Der Markt für Gründungsstrukturen in der Offshore-Windenergie in Europa bis 2030“ von wind:research wird angenommen, dass die Entwicklung der Gründungsstrukturen in den kommenden Jahren stark vorangetrieben wird und die erste kommerzielle Errichtung eines schwimmenden Windparks im Jahr 2018 möglich ist. Schwimmende Fundamenttypen bieten, aufgrund ihres geringeren Materialverbrauchs und Gewichts und der damit verbundenen weniger kostspieligen Errichtungsmethoden, die Möglichkeit, die Gesamtkosten eines Parks zu senken. Mit neuen Fundamenttypen wird der Weg für weitere Planungen neben den bereits angekündigten Projekten in großen Meerestiefen frei.

Die tabellarische Darstellung der Offshore-Windparks in Deutschland und die geografische Darstellung der Positionen dieser in der deutschen Nord- und Ostsee geben einen guten Überblick über die Gesamtkapazitäten der Offshore-Windenergie in Deutschland und deren Potenzial, die „Energiewende“ voranzutreiben. Neben der Planungsstruktur gibt die Kenntnis darüber, welche Unternehmen hinter den Projekten stehen, einen Einblick in die Offshore-Windenergie in Deutschland. Nachfolgend sind die Marktanteile in der Offshore-Windenergie dargestellt.

1.1.3.3 Entwicklung der Marktanteile

Der folgende Abschnitt gibt Aufschluss über die Marktteilnehmer in der Offshore-Windenergie in Deutschland sowie deren Anteile an den geplanten Projekten. Die aktuelle Verteilung der Marktanteile ist mit Hinsicht auf die Anteile der Projektentwickler an den bestehenden, im Bau befindlichen und geplanten Windparks dargestellt, die zukünftige Entwicklung der Marktanteile bezieht sich auf die sich in Betrieb befindlichen Off-

⁹ Siehe hierzu die Ausführungen von PROF. DR. DANNENBERG in Kapitel 4.1.

shore-Windparks und ist in Projektentwickler, Eigentümer und Betreiber gegliedert. Der Abschnitt stützt sich auf die Studie „Offshore Wind Deutschland: Status, Marktanteile, Entwicklungen“, die lediglich auf Projekte in der deutschen Nordsee Bezug nimmt. Dementsprechend bezieht sich auch der folgende Abschnitt ausschließlich auf Projekte in der Nordsee.

Die folgende Abbildung 5 zeigt, dass bei momentanem Stand (05/2012) die Projektentwicklung der geplanten, in Bau befindlichen und bereits fertig gestellten Offshore-Windparks innerhalb der deutschen Nordsee mit 43,4 Prozent, d.h. zu einem Anteil von über einem Drittel, von Unternehmensgruppen bewerkstelligt wird. Die Projektentwickler nehmen in der Betrachtung einen Anteil von 39,4 Prozent ein. Nationale Energieversorgungsunternehmen haben mit 9,0 Prozent einen geringeren Anteil an der Projektentwicklung der Offshore-Windparks. Zu 6,6 Prozent sind internationale Energieversorgungsunternehmen an der Projektentwicklung beteiligt und mit etwa 1,6 Prozent stellen Banken und Fonds einen sehr geringen Teil der Entwickler für Offshore-Windparks dar.

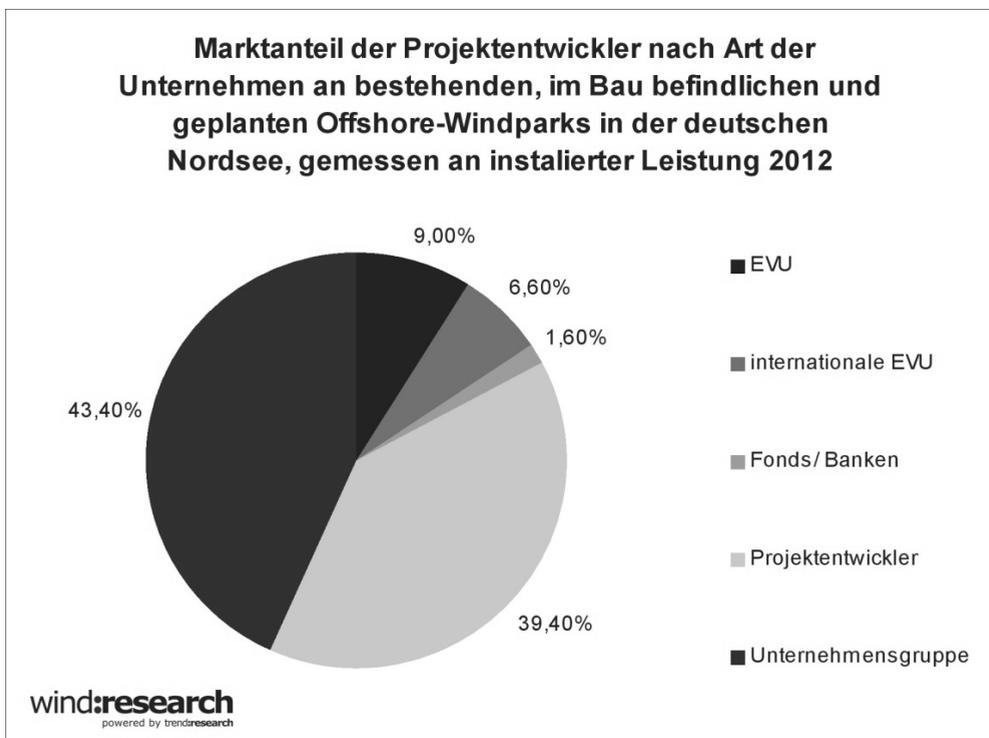


Abbildung 5: Marktanteile bei der Projektentwicklung nach Art der Unternehmen (Stand 05/2012)

Aus dieser Grafik ergibt sich die Frage, welche Projektentwickler konkret hinter den Anteilen stehen. Abbildung 6 verdeutlicht die Anteile der Projektentwickler an den Offshore-Windparks nach Unternehmen und demonstriert Folgendes: Mit einem prozentualen Anteil von 28,7 Prozent ist die WINDREICH AG führend in diesem Marktsegment, gefolgt von der PNE WIND AG mit 10,2 Prozent. Die drittgrößte Beteiligung an den Projektentwicklungen hat mit

9,7 Prozent die BARD-GRUPPE. Mit 9,0 Prozent folgt ENOVA dicht an vierter Stelle und weiterhin erwähnenswert ist das Unternehmen WPD mit 6,6 Prozent. Unternehmen mit weniger als zwei Prozent des Marktanteils, insgesamt 13, wurden in der Abbildung 6 unter Sonstige zusammengefasst.



Abbildung 6: Marktanteile der Projektentwickler nach Unternehmen

Die Offshore-Windbranche entwickelt sich dynamisch. Viele Offshore-Windparks bleiben nicht in den Händen der ursprünglichen Entwickler, sondern werden verkauft, sobald sie errichtet werden bzw. vollständig erbaut sind. Dementsprechend ist nachfolgend zum einen dargestellt, wie sich die Anteile der Projektentwickler der in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks über den Zeitraum von 2014–2020 entwickeln und zum anderen, wie sich die Anteile der Eigentümer der Offshore-Windparks im gleichen Zeitraum entwickeln.

Abbildung 7 demonstriert für die Projektentwickler Folgendes: Im Jahr 2014 halten BARD, die WINDREICH AG und die Projektgesellschaft GLOBAL TECH 1 mit jeweils 21,53 Prozent die größten Anteile. Weitere Anteile an der Projektentwicklung in diesem Jahr halten RWE INNOGY mit 15,5 Prozent und N.PRIOR (13,99 Prozent) sowie die ENERGIEKONTOR AG (5,92 Prozent). Zwei Jahre später, im Jahr 2016, hält BARD mit 23,36 Prozent den weitaus größeren Teil an den in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks. Die restlichen Anteile verteilen sich auf die Amrumbank West GmbH, wpd, WKU AG, die Windreich AG, RWE Innogy, N.prior, die Global Tech 1 GmbH und die WindMW mit sechs bis knapp zwölf Pro-

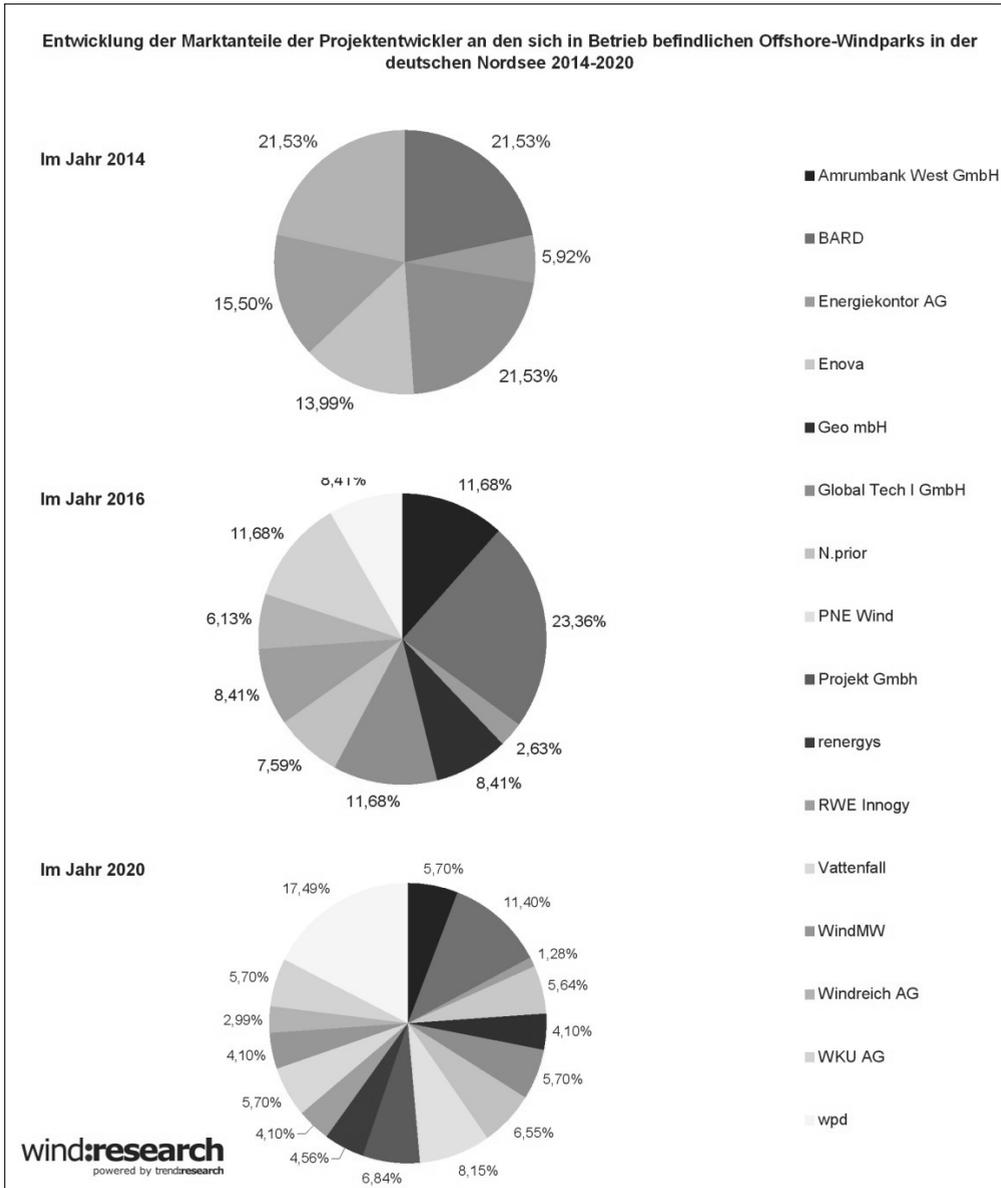


Abbildung 7: Entwicklung der Marktanteile der Projektentwickler (Nordsee)¹⁰

zent sowie auf die ENERGIEKONTOR AG mit lediglich 2,56 Prozent. Im Jahr 2020 vervielfacht sich, aufgrund der zunehmenden Anzahl der in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks, die Anzahl der Marktteilnehmer mit Anteilen an der Projektentwicklung. Der größte Anteil entfällt mit 17,49 Prozent auf wpd.

¹⁰ Entwicklung der Marktanteile der Projektentwickler (Nordsee) an den sich in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee 2014–2020.

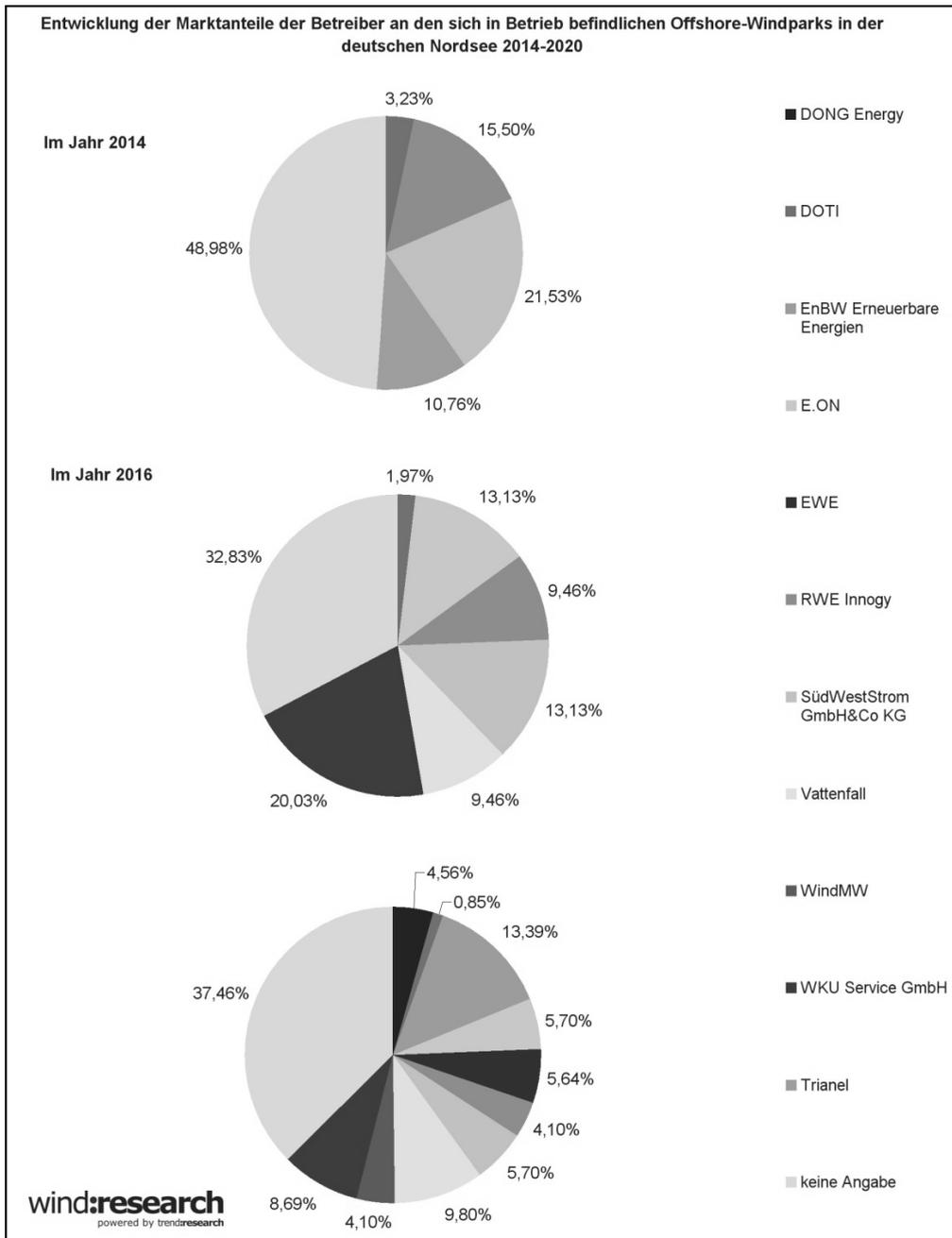


Abbildung 9: Entwicklung der Marktanteile der Betreiber (Nordsee)

Unternehmen kommen in der Darstellung hinzu. 2014 entfallen weitere große Anteile mit jeweils 21,53 Prozent auf die GLOBAL TECH 1 GMBH und die Projektgesellschaft NORDSEE OFFSHORE MEG 1 und 15,5 Prozent sind im Besitz der RWE INNOGY. Die anderen Anteils-

eigner sind Trianel (10,76 Prozent), DONG Energy (5,92 Prozent) und DOTI (3,23 Prozent). In den Jahren bis 2020 entwickelt sich der Marktanteil der Eigentümer wie in Abbildung 8 anhand der drei Charts dargestellt. Bei momentanem Stand gehört im Jahr 2016 mit 18 Prozent der weitaus größte Anteil der WINDREICH AG. Im Jahr 2020 fällt nach bisheriger Prognose der größte Anteil mit knapp zehn Prozent, jedoch mit wesentlich weniger Abstand zu den restlichen Anteilseignern, auf das Energieversorgungsunternehmen VATTENFALL. Je nach Verkaufsentwicklung kann sich diese Prognose jedoch noch ändern.

Sobald die Offshore-Windparks errichtet und an das Versorgungsnetz angeschlossen sind, werden Betreiber bestimmt, die für die Instandhaltung und Wartung der Parks über ihre Lebenszeit hinweg verantwortlich sind. Mitunter handelt es sich bei den Betreibern auch um die Eigentümer. Die nachstehende Abbildung 9 verdeutlicht die Entwicklung der Marktanteile der Betreiber im selbigen Zeitraum von 2014–2020. Da die meisten Parks bisher lediglich in Planung sind, sich nur einige in Bau befinden und wenige fertig gestellt sind, ist die Verteilung der Verantwortlichkeiten noch nicht geklärt. Dies verdeutlicht in allen drei Charts die Kategorie „keine Angaben“. Deutlich wird auch, dass Trianel im Jahr 2014 noch 10,76 Prozent Marktanteile als Betreiber hält, in den darauffolgenden Jahren jedoch keine Betreiberfunktion mehr wahrnehmen wird.

1.1.3.4 Erste „Lessons learnt“

Der weiteren Entwicklung der Offshore-Windenergie mangelt es nicht an fehlenden Projektplänen. Dies verdeutlichen die vorherigen Abschnitte. Auch die politische Unterstützung ist gegeben. Jedoch werden Stimmen lauter, die die Offshore-Windindustrie für ihre hohen Kosten kritisieren und die Entwicklung zu bremsen versuchen. Von daher ist es für eine weitere positive Entwicklung des Marktes ausschlaggebend, von Vorgängerprojekten zu lernen und dadurch Prozesse zu optimieren und Kosten zu senken.

Allgemein können die Marktakteure auf nur wenig Erfahrung sowohl in der Errichtung als auch bei Betrieb und Wartung von Offshore-Windparks zurückgreifen. Auch die Erfahrungen, die in den europäischen Nachbarländern gesammelt wurden, sind nicht ohne Weiteres auf die deutschen Verhältnisse übertragbar. Zwar gibt es in Dänemark und dem Vereinigten Königreich bisher eine höhere installierte Leistung, aber die Parks dort werden unter anderen Voraussetzungen, insbesondere hinsichtlich der Küstenentfernung und Wassertiefen, erbaut.

Dennoch können einige „lessons learnt“ für die bereits seit ein bis zwei Jahren in Betrieb befindlichen Testparks „ALPHA VENTUS“ und „BALTIC I“ herausgestellt werden.

Volllaststunden

Der Betrieb des ersten Parks in der deutschen Nordsee – „ALPHA VENTUS“ – zeigt überraschende Ergebnisse: Während man von rund 3.900 Volllaststunden ausging, konnte dieser Park im Jahr 2011 rund 4.500 Volllaststunden erreichen. Das ist gut 15 Prozent über dem prognostizierten Jahreswert und auf die konstant guten Windverhältnisse zurückzuführen. Dieser Trend setzte sich auch im ersten Quartal 2012 fort, in welchem das Ertragsplus bei zehn Prozent lag.

Auch die Ergebnisse des ersten kommerziellen Parks in der Ostsee, BALTIC 1, konnten die Erwartungen übertreffen. Die Verfügbarkeit der Anlagen bei „ALPHA VENTUS“ lag trotz Instandhaltungsmaßnahmen von September bis Mitte Oktober 2010 bei gut 98 Prozent.

Produzierte Menge Strom

2011 produzierte „ALPHA VENTUS“ 267 GWh Strom, womit 76.000 Haushalte (3 Personen-Haushalte) versorgt werden konnten, was um ca. 15 Prozent über dem prognostizierten Jahreswert liegt.

Auch der Windpark BALTIC I zeigt einen überwiegend positiven Ertrag im Vergleich zu den Erwartungen. In den Monaten April, Mai und Juli des Jahres 2011 lag die produzierte Strommenge über den prognostizierten Werten. Im August waren der geplante und tatsächliche Ertrag fast identisch und lediglich in den Monaten Juni und September wurden die Erwartungen „zu hoch“ gesetzt. Insgesamt wurden die Erwartungen mit einer Zielerreichung von 108 Prozent erfüllt.

Ökologie

Bei dem Testfeld „ALPHA VENTUS“ konnte, wie erwartet, eine schnelle Besiedlung der Gründungsstrukturen beobachtet werden. Eine negative Entwicklung im Sinne einer einseitigen Entwicklung für bestimmte Arten oder bei Fischen wurde dagegen nicht festgestellt.

Auch in Bezug auf den Einfluss auf Vögel konnten keine negativen Beobachtungen gemacht werden. Rastvögel wurden, wie vorerst vermutet, nicht von ihren Habitaten verdrängt und auch für Zugvögel konnten bisher keine deutlichen negativen Ergebnisse ausgemacht werden.

Ein weiterer Umweltaspekt bezieht sich auf den Lärm, der beim Einrammen der Gründungsstrukturen in den Meeresboden entsteht. Dieser Rammschall kann zur Beeinträchtigung von Säugetieren, vor allem von Schweinswalen oder sogar zu einer Schädigung deren Gehör führen. Um der Beeinträchtigung entgegenzuwirken, wurde der Schallschutz für maritime Lebewesen auf 160 Dezibel in 750 Metern Entfernung gesetzt. Diese Lautstärke darf der Rammschall gemäß den Genehmigungen maximal betragen. Mögliche Schutzmaßnahmen werden derzeit entwickelt. Eine davon ist der Blasenschleier, der die Schallemissionen reduzieren soll. Andere Maßnahmen beziehen sich auf optimierte Verfahrenstechniken. Beispielfähig sei hier das Offshore Foundation Drilling (HOCHTIEF) genannt, bei dem die Gründungsstrukturen in den Boden gebohrt anstatt gerammt werden.

Logistik

Die Logistik steht bei der Entstehung eines Projektes im Vordergrund, gestaltete sich allerdings in der Entstehung der bisherigen Offshore-Windparks schwierig. Es zeigt sich, dass es in Deutschland sowie in anderen Ländern Europas an geeigneten Schiffen, Produktions- und Lagerflächen sowie Hafenskapazitäten mangelt. Kleine „Patzer“, wie im Sommer dieses Jahres beim Bau des Offshore-Windparks Nordsee Ost, als das Errichterschiff beim Aufladen der Fundamente im Wattenmeer einzusinken drohte, verhindern bisher den reibungslosen Ablauf der Parkerrichtung und erhöhen die Nachfrage an standardisierten Logistikkonzepten. Logistikunternehmen rüsten sich dagegen und entwickeln aktuell maritime Logistikkonzepte,

die dem Bedarf der Offshore-Windenergie angepasst sind¹². Gleichmaßen werden die Hafkapazitäten an vielen Standorten ausgebaut.

Diese Ergebnisse sind vor allem bezüglich der Erträge und Umweltverträglichkeit von Offshore-Windparks vielversprechend. Die Windräder auf See laufen mehr Stunden auf höchstem Niveau als ursprünglich angenommen und auch die erwirtschaftete Energiemenge steht über dem geplanten Ertrag. Zudem ist die Beeinträchtigung der Umwelt geringer als zuvor vermutet und Techniken zum Schutz der maritimen Tierwelt befinden sich bereits in der Entwicklung.

Die Offshore-Windenergie steht damit in einem positiven Licht. Um sie jedoch tatsächlich wirtschaftlich und marktfähig zu gestalten, müssen vor allem die bisher hohen Errichtungs- und Betriebskosten gesenkt werden und kosteneffektive Logistikkonzepte ausgearbeitet werden.

Folgend gehen wir auf die Wertschöpfungspotenziale der Offshore-Windindustrie ein und betrachten daran anschließend die Herausforderungen der Branche.

1.1.4 Wertschöpfung: Potenziale

Die Wertschöpfung in der Offshore-Windindustrie durchläuft sieben Stufen, angefangen bei der Projektplanung bis hin zum Betrieb und Rückbau. Jede Stufe wird von Engineering-Prozessen, Forschungs- und Entwicklungsvorhaben sowie Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Service, IT etc. begleitet (vgl. Abbildung 10).

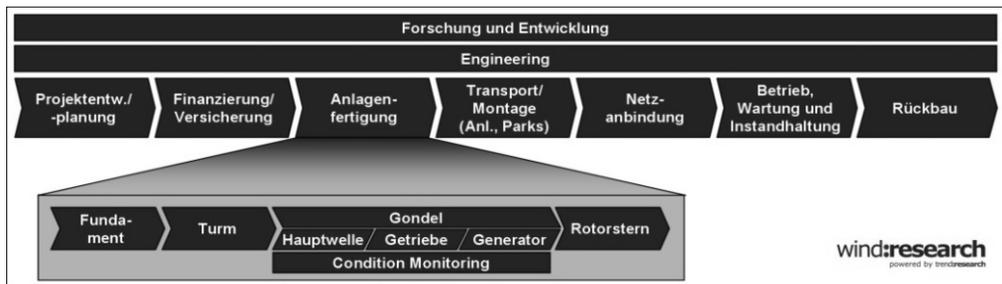


Abbildung 10: Wertschöpfungskette der Offshore-Windenergie

Die Studie „Volle Kraft aus Hochseewind“ der PwC und WAB (2012) geht von einer momentanen Beschäftigtenzahl (Vollzeitäquivalente) von ca. 14.000 aus und rechnet damit, dass sich diese in den nächsten zehn Jahren auf über 30.000 verdoppeln wird. Im Vergleich dazu ist die Beschäftigtenzahl im Onshore-Bereich zu nennen, die sich aktuell (Stand 2012) auf 100.000 beläuft. Auch das Umsatzvolumen, so prognostiziert die Studie, erhöht sich um ein Vielfaches von ca. 6.000 Mio. Euro im Jahr 2010 auf über 22.400 Mio. Euro im Jahr 2021. Die Profiteure des Ausbaus sind – anders als angenommen – jedoch nicht nur die küstennahen Regionen. Aus den Wertschöpfungsbereichen Anlagenbau und Zulieferindustrie sind insgesamt knapp 40 Prozent in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen (17,15 Pro-

¹² Siehe hierzu die Beiträge in Kapitel 4.5 und 4.6.

zent), Bayern (12,2 Prozent) und Baden-Württemberg (8,8 Prozent) angesiedelt. Der Umsatzanteil dieser Länder liegt bei über 50 Prozent.

Des Weiteren ist eine starke Verteilung der Wertschöpfungskette nicht nur im Küstenraum, sondern auch in den industriellen Ballungsräumen Süd- und West-Deutschlands festzustellen. Besonderes Entwicklungspotenzial, so nimmt die Studie weiterhin an, liegt vor allem in den Bereichen Anlagenbau und Dienstleistungen. Der weitaus größte Umsatz- und Beschäftigungsanteil fällt schon heute auf die Anlagenfertigung. Wie die Studie „Volle Kraft aus Hochseewind“ belegt, erwirtschaftet diese Wertschöpfungsstufe – zusammen mit der Zulieferindustrie – im Jahr 2012 rund 62 Prozent (3,6 Mrd. Euro) des Branchenumsatzes. Im Hinblick auf die Beschäftigtenzahl ist der Anteil sogar noch höher. Im gleichen Jahr beträgt er aufgrund der Personalintensität bei dieser Wertschöpfungsstufe rund 76 Prozent. Die Anlagenfertigung und die dazugehörigen Zulieferbetriebe sind in ganz Deutschland zu finden. Die relativ meisten Unternehmen sind in Nordrhein-Westfalen angesiedelt (17,1 Prozent), gefolgt von Niedersachsen (13,4 Prozent) und Bayern (12,2 Prozent).¹³ Da dem Anlagenbau neben den aktuell schon positiven Ergebnissen hohes Entwicklungspotenzial mit Bezug auf die Technik und Kosteneinsparpotenziale von bis zu 40 Prozent durch standardisierte Herstellungsprozesse zugesprochen wird, ist eine überaus positive Entwicklung in der Zukunft wahrscheinlich.

Des Weiteren wird der Dienstleistungsbranche Entwicklungspotenzial für die kommenden Jahre zugesprochen. Sobald die geplanten Offshore-Windparks errichtet sind, fallen große Bedarfe mit Bezug auf den Betrieb der Anlagen an. Ingenieurdienstleister und Spezialunternehmen wie Taucher- oder Helikopterunternehmen werden benötigt, um Wartungsarbeiten auf hoher See vorzunehmen und die Arbeiter möglichst schnell zu den Anlagen zu transportieren. Diese Annahmen bestätigen die Ergebnisse derselben Studie. In den Jahren 2010–2021 wird der Umsatzanteil der Wertschöpfungsstufe Betrieb und Instandhaltung von vier Prozent auf etwa 15 Prozent steigen.

1.1.5 Herausforderungen

Die Offshore-Windenergie bietet Deutschland ein enormes Potenzial und wird eine entscheidende Stütze bei der Energiewende darstellen. Dies wurde in den vorhergehenden Abschnitten deutlich. Nichtsdestotrotz gibt es spezielle Herausforderungen, denen sich die Branche stellen muss. Herausforderungen für die Offshore-Windenergie bestehen u.a. in den Bereichen Netzanbindung, Finanzierung und Versicherung, Naturschutz (insbesondere Schallschutz), Technik (z.B. Gründungssysteme) und im Bereich Installation und Logistik (z.B. aufgrund der Wassertiefe und Küstenentfernung). Nachfolgend wird auf die wichtigsten Herausforderungen genauer eingegangen.

1.1.5.1 Geographische Lage

Die Lage und der Zuschnitt der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone sind ausführlich in Ziffer 1.1.3.2 beschrieben. Obwohl die deutsche Nordsee relativ flach ist, birgt sich in der geographischen Lage die erste Herausforderung für den Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland. Der schleswig-holsteinische und niedersächsische Bereich des deutschen Wat-

¹³ PWC/WAB: Volle Kraft aus Hochseewind – Potenziale der Offshorewindenergie in Deutschland bis 2021.

tenmeeres gehört seit 2009 zum UNESCO-Weltnaturerbe und eine Bebauung der küstennahen Gebiete ist daher untersagt. Erst in weiter Entfernung zur Küste sind Gebiete für die Bebauung mit Offshore-Windenergieanlagen freigegeben. Dort ist die Wassertiefe größer, was zur Folge hat, dass nur bestimmte Gründungsstrukturen für den Einsatz in Frage kommen. Diese sind jedoch, insbesondere aufgrund des größeren Materialverbrauchs, wesentlich kostspieliger. Auch hat die Entfernung zur Küste (bis über 100 km) eine längere Anfahrtszeit zur Folge. Dadurch steigen die Charterpreise der Schiffe, der Kraftstoffbedarf erhöht sich und das Gefahrenpotenzial vergrößert sich. Weiterhin steigen die Personalkosten, da die tägliche Anfahrt zum Bauort nicht gewährleistet werden kann und für die Unterbringung der Mitarbeiter vor Ort gesorgt werden muss.

1.1.5.2 Netzanschlussproblematik

Der nötige Ausbau der Netzanschlüsse hat sich als größere Herausforderung herausgestellt als zuvor gedacht. Um die Leistungen aus der Offshore-Windenergie auch einspeisen und voll ausnutzen zu können, soll der Ausbau mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) gefördert werden. Es beschleunigt 24 Leitungsbauvorhaben im Höchstspannungs-Übertragungsnetz, die insbesondere zur Netzintegration der Windenergie dringend erforderlich sind. Ziel ist es, durch Clusterbildung Gruppen von Windparks zu schaffen, die ihren erzeugten Strom an (Netz-)Knotenpunkte leiten, um ihn von dort aus ans Festland zu leiten. Um eine Beschleunigung beim Thema Netzanschlüsse herbeizuführen, wurden Änderungen im EnWG vorgenommen, die es vorsehen, Clusteranbindungen gesetzlich festzuhalten. Das BSH ist – wie in Kapitel 3.1 beschrieben – damit beauftragt worden, jährlich einen Offshore-Netzplan zu erstellen, in welchem die Kabeltrassen für die Anbindungsleitungen eingetragen und geeignete Offshore-Anlagen zur Anbindung identifiziert werden.

Insgesamt stellt die Netzanschlussproblematik derzeit, d.h. im Herbst 2012, die größte Herausforderung für die Offshore-Windbranche dar: Sie hemmt den weiteren Ausbau, insbesondere aufgrund der Engpässe des zuständigen Netzbetreibers TENNET. Dieser kündigte einen finanziellen, materiellen und personellen Engpass beim Offshore-Netzausbau an. Gleichermaßen wurde dabei die Forderung formuliert, dass der Ausbau von der Regierung mitgetragen werden sollte. Schnell wurde jedoch von Regierungsseite deutlich, dass eine solche finanzielle Unterstützung nicht zu erwarten sei. Stattdessen werden nun externe Investoren gesucht, die TENNET bei dem Vorhaben unterstützen. Seit August 2012 hat TENNET der Beteiligung privater Investoren offiziell zugestimmt. Seitdem gibt es einen US-amerikanischen Investor mit Interesse. Ob es jedoch zu einer Beteiligung kommt, ist bei momentanem Stand (Oktober 2012) unklar.

Eine Klärung hinsichtlich der Haftungsregelung bei Verzögerung der Anschlüsse von Offshore-Windparks zeichnet sich ab. Diese hat TENNET nicht alleine zu tragen, sondern die dadurch entstehenden Kosten werden über den Strompreis auf die Verbraucher umgelegt. Diese Entscheidung hat der Netzanschlussproblematik Wind aus den Segeln genommen. Nichtsdestotrotz bleibt die tatsächliche Realisierung der Netzanbindung ein spannendes und nicht unerhebliches Thema für den Ausbau der Offshore-Windenergie.

1.1.5.3 Finanzierungsproblematik

Die Finanzierungsproblematik hängt maßgeblich mit der bereits genannten Schwierigkeit des Netzausbaus und der bisher rechtlich noch nicht gelösten Haftungsregel zusammen. Die unbedingte Netzanschlusszusage des zuständigen Netzbetreibers ist in der Regel eine Voraussetzung für die Finanzierung, wurde bisher jedoch nur für vereinzelte Parks vergeben. Wer die unbedingte Netzanschlusszusage nicht vorlegen kann, wird schwerlich einen Finanzgeber für das jeweilige Projekt finden, da dieser um die zeitgerechte Anbindung an das Stromnetz und die dadurch fehlenden Erträge bangt. Zwar wurde sich, wie oben beschrieben, darauf geeinigt, die fehlenden Einkünfte der Windpark-Betreiber auf die Verbraucher umzulegen. Trotzdem ist die Planungslage für viele Investoren im Bereich der Offshore-Windenergie noch unklar.

Gleichzeitig sind die Bedingungen, welche in den Finanzierungen angesetzt werden, nicht der tatsächlichen Situation entsprechend: Meist werden nur rund 3.200 Volllaststunden für die Offshore-Windparks zugrunde gelegt. Der erste in Betrieb befindliche Park „ALPHA VENTUS“ erzielt hingegen deutlich bessere Ergebnisse (vgl. Ziffer 1.1.3.4). Von Seiten der Kreditgeber wird die Finanzierung damit unnötig erschwert.

1.1.5.4 Logistik

Vielfach werden zum Transport und der Installation der Windturbinen Gerätschaften genutzt, die auch schon bei der Installation von Gas- und Ölplattformen zum Einsatz kamen. Die speziellen Anforderungen der Windenergie werden dabei jedoch kaum berücksichtigt, so dass hier ein großes Optimierungspotenzial besteht. Eine wesentliche Herausforderung sind die schweren Lasten und großen Dimensionen, die eine entsprechende Beschaffenheit der Kaje sowie der Transportmittel erfordern. Die Kapazitäten für den Bau und die Verladung von Offshore-Windenergieanlagen sowie für die Installation dieser werden momentan in Deutschland ausgebaut. Baumaßnahmen dieser Art werden momentan u.a. in den Häfen Wilhelmshaven, Cuxhaven oder Norddeich durchgeführt. Pläne dafür gibt es u.a. in den Häfen Emden und Bremerhaven.

Ein ausgereiftes oder gar zertifiziertes Logistikkonzept gibt es bisher noch nicht. Stattdessen werden unterschiedliche Möglichkeiten ausprobiert und nach „ad-hoc-Lösungen“ gesucht. Einerseits hat dies den Vorteil, dass Lernerfolge zu verzeichnen sind, andererseits steigt aber auch die Fehler- und Gefahrenquelle und die Kosten sind dementsprechend hoch. Langfristig wird sich aber – so die Einschätzung von wind:**research** – ein Konzept hinsichtlich der Installation der Parks durchsetzen.

Daneben stellt die relativ geringe Anzahl von Installations- und Serviceschiffen ein logistisches Problem dar. Um die Bedarfe in diesem Bereich zu decken, müssen in den kommenden Jahren mehrere Schiffe gebaut werden, die für die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen geeignet sind. Um die relativ hohen Charterpreise dabei zu umgehen, denken einige Projektentwickler/Betreiber bereits darüber nach, in eigene Spezialschiffe zu investieren bzw. haben diese Investitionen bereits getätigt.

1.1.5.5 Technologische Herausforderungen

Ein möglicher Weg, die Ausbauziele zu erreichen, führt über die Anlagengröße. Ein Blick auf die Entwicklung der letzten 20 Jahre zeigt, dass generell ein Trend zu leistungsstärkeren Anlagen verzeichnet werden kann. Während bisher Offshore-Windenergieanlagen mit jeweils einer Nennleistung von drei bis fünf MW zum Einsatz kommen, kann sich dies bereits in den nächsten Jahren deutlich verändern. Mit bis zu einer Anlagengröße von 15 MW rechnen Optimisten.

Allerdings gestaltet sich die Anpassung an größere Windenergieanlagen Offshore nicht so einfach wie Onshore. Die Kräfte der Wellen und des Windes sind beachtlich, und die Anforderungen an die Gründungsstrukturen wachsen mit zunehmender Größe der Anlagen erheblich. Mit zunehmender Anlagengröße müssen dementsprechend auch die Technik der Gründungsstrukturen und die Installationsverfahren weiterentwickelt werden.

Eine Herausforderung, mit welcher die Branche zwar nicht in diesem Ausmaß gerechnet hatte, die beim Offshore-Windpark „ALPHA VENTUS“ jedoch bereits auftrat, ist der Kolk-schutz. Hier muss verhindert werden, dass die Fundamente aufgrund der veränderten Strömungsverhältnisse ausgespült werden und das Fundament somit an Standfestigkeit verliert. Beim ersten Park „alpha ventus“ betrug die Auskolkung im Frühjahr 2012 bereits rund sieben Meter. Für dieses Phänomen muss folglich dringend eine Lösung gefunden werden.

Bevor diese Schwierigkeit überhaupt auftreten kann, muss die Branche die noch nicht endgültig bewältigte Schwierigkeit des Schallschutzes angehen. Problematisch ist das Rammern der Fundamente in den Meeresboden, da die dabei verursachten Geräuschemissionen der Meerestierwelt Schaden zufügen können. Berühmt wurden dadurch die Schweinswale in der Nordsee, zu deren Schutz der Lärmpegel deutlich gesenkt werden sollte. Um die vorgegebenen Richtwerte einzuhalten, wurden viele Möglichkeiten ausprobiert: kleiner Blasenschleier, großer Blasenschleier, eine Kombination beider oder auch das Bohren der Fundamente anstatt des Rammens. Zwar wurde in der Zwischenzeit eine Möglichkeit gefunden, die Richtwerte einzuhalten, aber eine Senkung der Höchstwerte zum Naturschutz scheint momentan nicht abwegig.

1.1.5.6 Industrielle Herausforderungen

Die industriellen Herausforderungen beziehen sich vor allem auf die Einführung standardisierter Herstellungsprozesse. Bisher überwiegen in der Offshore-Windenergie noch Einzelaufträge, die von Bauunternehmen entgegengenommen werden und im individuellen Herstellungsmodus realisiert werden. Die Professionalisierung der Branche und die damit zunehmende Serienproduktion beinhalten langfristig jedoch großes Kostensenkungspotenzial.

In letzter Zeit nehmen – parallel zu den bereits genannten Verzögerungen – auch Verzögerungen in der Fertigung der Komponenten, im Bau und der Installation von Windenergieanlagen und den Netzanschlüssen bzw. deren Komponenten zu. Dies führt allgemein zu höheren Kosten, was den Druck auf die Branche in Bezug auf Kostenreduktion erhöht.

Einen hohen Kostenfaktor bei der Errichtung von Offshore-Windparks stellt die Logistik dar. Als Beispiel ist hier die Situation in Bremerhaven zu nennen: Bevor die einzelnen Komponenten von der Fertigung bis aufs offene Meer gelangen, sind aufgrund der Infrastruktur

mehrere Schleusengänge notwendig. Der Bau eines Terminals, das zukünftig für die Auslieferung von Komponenten für Offshore-Windenergieanlagen genutzt werden soll, verzögert sich immer wieder und die nun zur Anwendung kommenden Zwischenlösungen lassen die Kosten enorm ansteigen.

Einen Überblick über die Zusammensetzung der Gesamtkosten eines Offshore-Windparks bietet die nachfolgende Abbildung 11.



Abbildung 11: Zusammensetzung der Gesamtkosten für einen Offshore-Windpark

Auf allen Stufen der Wertschöpfungskette bestehen vielfältige Ansätze zur Kostensenkung, angefangen von der Reduzierung von teuren Zwischenlösungen, insbesondere in der Logistik, über Einzellösungen im technischen Bereich, z.B. beim Schallschutz, Turbinenbau bis hin zu hohen Versicherungs- und Finanzierungskosten, die u.a. aufgrund der noch nicht als Standard akzeptierten Technik entstehen. Die größten Kostensenkungspotenziale bestehen in der Anlagenfertigung (bis zu 40 Prozent) sowie im Bereich Transport/Montage (20–50 Prozent), wie Abbildung 12 zeigt. Die Potenziale zur Kostenreduktion bestehen folglich zum einen auf der Ebene der Produktoptimierung/-innovation und zum auf der Ebene der Prozessoptimierung/-innovation.

Perspektivisch muss die Offshore-Windenergie Kostensenkungen realisieren und Strompreise in Höhe von rund 10 Ct/kWh darstellen, um einerseits im Wettbewerb der Erneuerbaren, aber auch andererseits in der politischen Diskussion über die Kosten der Energiewende zu bestehen.

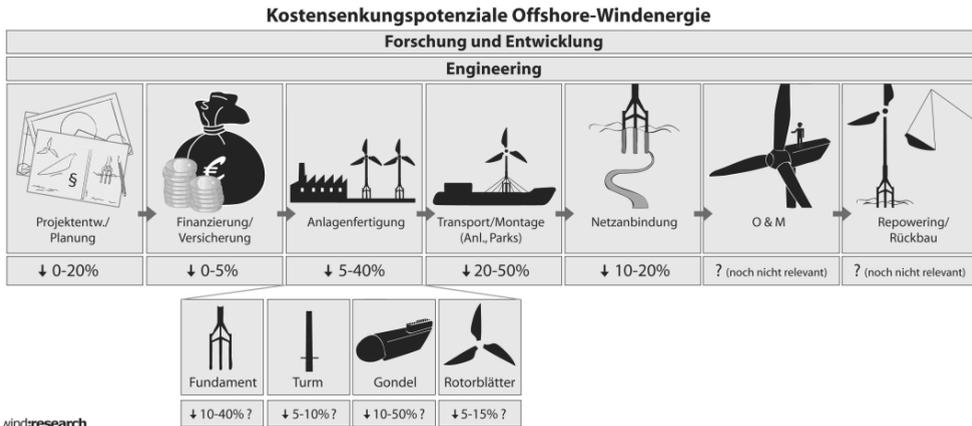


Abbildung 12: Kostensenkungspotenziale Offshore-Windenergie

Eine weitere Herausforderung für die Industrie bildet der wachsende asiatische Markt. Um mit diesem konkurrenzfähig zu bleiben, ist ebenfalls die Senkung der Herstellungskosten ausschlaggebend. Außerdem müssen die Qualität der Anlagenteile und der technologische Vorsprung weiterhin gesichert werden.

1.1.6 Fazit und Ausblick

Die Offshore-Windenergie bietet Deutschland ein enormes Potenzial und kann eine entscheidende Stütze beim Kernenergieausstieg darstellen. Doch die Entwicklung schreitet nicht in dem von der Bundesregierung geplanten und erhofften Tempo voran. Da im Bereich der Photovoltaik und der Onshore-Windenergie die politischen Ziele hinsichtlich des Ausbaus bisher immer erreicht und sogar übererfüllt wurden, setzte man auch für die Offshore-Windbranche ambitionierte Ziele für die Jahre 2020 und 2030. Ein großer Vorteil der Offshore-Windenergie liegt – im Vergleich zur Onshore-Windenergie – im enormen Flächenpotenzial, das in der deutschen Nord- und Ostsee zum Bau zur Verfügung steht. Dies ließ vermuten, dass der Ausbau zügig voranschreiten würde und man wenig Bürgerproteste oder genehmigungsrechtliche Schwierigkeiten zu erwarten habe. Doch die politischen Ausbauziele werden aller Voraussicht nach nicht erreicht. Die Gründe dafür sind vielfältig: Einerseits sind die Rahmenbedingungen für den Ausbau nach wie vor nicht optimal und andererseits stellt die praktische Umsetzung eine Schwierigkeit für die Errichter der Parks dar.

Das größte Hemmnis beim weiteren Ausbau der Anlagen stellt derzeit – insbesondere ab dem Veröffentlichungszeitpunkt des „TENNET-Brandbriefs“ – der Netzanschluss dar. Auch wenn hier beispielsweise mit der Novelle der Seeanlagenverordnung erste positive Schritte getan werden konnten, ist die Gesetzeslage verbesserungswürdig. Die Regelung der Haftung – im Herbst 2012 erwartet – stellt im Hinblick auf die Verbesserung der Rahmenbedingungen einen maßgeblichen Schritt dar. Eine solche Regelung sichert rechtlich die Ansprüche der Parkbetreiber bei Verzögerungen des Netzanschlusses und erleichtert auch die Finanzierung der Milliarden-Projekte. Eine Haftungsregelung bietet den Investoren Sicherheit und löst damit das derzeitige Risiko, dass auch bereits abgeschlossene Finanzierungen aufgrund von Verzögerungen oder weiterer Gründe wieder zurückgezogen werden.

Spannend stellt sich aus derzeitiger Sicht die Frage dar, welchen Effekt die Haftungsregel auf die gesamte Branche haben wird. An dieser Stelle lohnt ein Blick zurück auf das Jahr 2011. Im Fokus der öffentlichen Diskussion zu Offshore-Windparks stand das Thema „Finanzierung“. Dieses wurde als wesentliches Hemmnis identifiziert und die Branche forderte Unterstützung durch den Staat. Tatsächlich wurde im August 2011 das Kreditprogramm „Offshore-Windenergie“ der Kreditanstalt für Wiederaufbau KfW aufgelegt, welches ein Kreditvolumen im Umfang von fünf Milliarden Euro für die zehn ersten deutschen Offshore-Windparks zur Verfügung stellt. Auch wenn lange um die Konditionen gerungen und auf die Einigung und damit den Start der Förderung gewartet wurde, wird es jedoch – zumindest bislang – kaum genutzt. Danach löste das Thema „Netzanschluss“ das Thema „Finanzierung“ in der öffentlichen Diskussion ab. Es bleibt abzuwarten, welche der weiteren Herausforderungen nach Abschluss der Haftungsregelung in den Fokus rücken wird.

Weitere Gründe für Verzögerungen liegen z.B. im Naturschutz oder der Logistik. Das Ausmaß der Schwierigkeiten wurde insgesamt von allen Beteiligten unterschätzt: Unter den speziellen Voraussetzungen der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (z.B. Wassertiefen, Küstenentfernungen etc.), wird „Neuland“ betreten. Auch Erfahrungen anderer Länder (Vereinigtes Königreich und Dänemark) sind aufgrund der unterschiedlichen Ausgangssituation nur bedingt zu übertragen und entsprechend kann bei der Errichtung deutscher Offshore-Windparks kaum davon profitiert werden. Es fehlt vor allem an ausgereiften Konzepten und etablierten Prozessen.

Auch wenn der Erfahrungsschatz, auf den bei der Realisierung von Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee zurückgegriffen werden kann, bisher noch gering ist, verläuft die Lernkurve durch die starke Vernetzung der Branche jedoch vergleichsweise steil. Zusätzliche Kapazitäten für Produktion, Umschlag, Transport und Installation der Offshore-Windenergieanlagen werden derzeit in einem hohen Tempo auf- und ausgebaut und die bestehende Konkurrenz zwischen den Unternehmen und den Hafenstandorten wirkt dabei belebend auf die weitere Entwicklung. Im technischen Bereich gab und gibt es viele Fortschritte, sodass beispielsweise verschiedene Hersteller bereits Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von fünf MW und mehr als Standard produzieren. Diese technologischen Entwicklungen und Erfahrungen stellen eine enorme Exportchance für die hiesigen Unternehmen dar. Nicht vernachlässigt werden dürfen die Ergebnisse des ersten Offshore-Windparks in Deutschland „ALPHA VENTUS“. Diese zeigen, dass höhere Volllaststunden zu erreichen sind, als man zuvor erwartet hatte, und die Windkraft auf dem Meer ertragsstark ist. Ebenso steigen dadurch die Renditerwartungen, was perspektivisch zu verbesserten und einfacheren Finanzierungen führen müsste.

Trotz dieser ersten Schritte liegt noch ein weiter und anspruchsvoller Weg vor der gesamten Branche. Von enormer Bedeutung werden in den nächsten Monaten und Jahren Kostensenkungen sein, damit die Offshore-Windenergie sowohl im Wettbewerb der Erneuerbaren Energien als auch in der politischen Diskussion über die Kosten der Energiewende bestehen kann. Kostensenkungspotenziale bestehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Die beiden wichtigsten Ansätze sind zum einen die Reduzierung von teuren Zwischenlösungen (insbesondere in der Logistik) durch ausgereifte Konzepte und standardisierte Verfahren und zum anderen Materialeinsparungen in der Anlagenfertigung. Darüber hinaus gibt es weitere technologische Herausforderungen, vor welche die Branche in der nächsten Zeit gestellt wird: z. B. von einem optimalen Kolkenschutzkonzept über die Frage des „Grouting“ bis hin zu

effizienten Schallschutzmaßnahmen, durch welche die gesetzlichen Vorgaben eingehalten werden können.

Die Betrachtung der drei Szenarien zum Ausbau der Offshore-Windenergie zeigt, dass das politische Ziel im Jahr 2020 im „Best Case“-Szenario beinahe erreicht, während es im „Worst Case“-Szenario um mehr als 70 Prozent verfehlt wird. Allerdings ist die Eintrittswahrscheinlichkeit der Annahmen im Referenzszenario am höchsten, sodass im wahrscheinlichsten Fall rund sieben GW installierte Leistung in der deutschen Nord- und Ostsee realisiert sind. Um das „Worst-Case“-Szenario zu verhindern, besteht dringender Handlungsbedarf und die genannten Herausforderungen müssen kurzfristig gelöst werden.

1.2 Politische, rechtliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen der Offshore-Nutzung

THORSTEN FALK, ANDREAS WAGNER

1.2.1 Einführung

Die Offshore-Windenergieentwicklung wurde 2011/12 massiv vom Thema Offshore-Netzausbau und den Finanzierungsschwierigkeiten des Übertragungsnetzbetreibers TENNET geprägt. Ausgangspunkt der Diskussion war ein Schreiben von TENNET an die Bundesregierung vom 7. November 2011, in dem das Unternehmen aufgrund eigener finanzieller, materieller und personeller Engpässe die Vergabe weiterer Netzanschlüsse solange ausgeschlossen hat, bis die Haftungsfrage für Verzögerungen und Unterbrechungen eindeutig geklärt ist. Zugleich könne die Finanzierung weiterer Netzausbaumaßnahmen nur unter der Maßgabe erfolgen, dass TENNET lediglich in Minderheitsbeteiligungen bei weiteren Aufträgen beteiligt sei.

Damit hat TENNET öffentlich erklärt, dass es derzeit nicht in der Lage sei, seiner gesetzlichen Verpflichtung zum Netzanschluss der Offshore-Windparks, möglicherweise aber auch weiterer Netzausbaumaßnahmen mit größeren Finanzierungsvolumina an Land, nachzukommen. Neben den offenen Haftungsfragen für den Bau und den Betrieb des Offshore-Netzes spielt dabei vornehmlich die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit von TENNET eine zentrale Rolle. Der geschätzte Investitionsbedarf in den nächsten 10 Jahren im Gebiet des niederländischen Staatsunternehmens TENNET – also in den Niederlanden und Deutschland – beläuft sich auf deutlich über 20 Milliarden Euro, bei einem Umsatz im Jahr 2011 von 1,5 Mrd. € und einem Nettogewinn von 200 Mio. €¹⁴. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass neben den vorhandenen Offshore-spezifischen Herausforderungen beim Netzausbau ein zentraler Akteur im Bereich natürlicher Monopole, also der Netzinfrastruktur, mittelständig geprägt ist (ungeachtet der Eigentumsverhältnisse). Angesichts der zur Erreichung der Ausbauziele notwendigen Investitionen in den nächsten 10 Jahren stellt sich die Frage nach der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit eines wesentlichen Akteurs im Bereich der Netzinfrastruktur mit zunehmender Dringlichkeit. Inwieweit das laufende Zertifizierungsverfahren durch die BUNDESNETZAGENTUR auch die Prüfung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeiten abdecken wird, bleibt vor dem Hintergrund der Stellungnahme der EU-Kommission vom September 2012 zum laufenden Zertifizierungsprozess von TenneT abzuwarten. Ungeachtet der Ergebnisse scheint eine Diskussion über den Aufbau einer leistungsstarken Organisationsstruktur zwingend angezeigt.

1.2.1.1 AG Beschleunigung

Als Folge des Schreibens von TENNET und der sich daran anschließenden öffentlichen Diskussion wurde auf Initiative von Bundeswirtschaftsminister RÖSLER unter Beteiligung des Bundesumweltministeriums am 13. Januar 2012 die AG „BESCHLEUNIGUNG DER NETZANBINDUNG VON OFFSHORE-WINDPARKS“ (nachfolgend AG BESCHLEUNIGUNG) ins Leben gerufen. In der AG BESCHLEUNIGUNG waren alle für die Offshore-Netzanbindung relevanten

¹⁴ Vgl. TENNET, Jahresbilanz 2011.

Akteure vertreten: auf Seiten der Industrie die Übertragungsnetzbetreiber, die Anbieter von HGÜ-Technik (Konverterstationen und Kabel), Versicherungswirtschaft sowie die Hersteller und die Betreiber der Offshore-Windenergieanlagen und deren Verbände; auf Seiten der Politik und Behörden die zuständigen Ministerien die AG BESCHLEUNIGUNG, ebenso wie Bundesnetzagentur (BNETZA) und das BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH).

Nach zweimonatiger intensiver Arbeit legte die AG BESCHLEUNIGUNG unter Moderation der STIFTUNG OFFSHORE-WINDENERGIE bereits am 22. März 2012 den beiden zuständigen Bundesministern RÖSLER und RÖTTGEN ein umfangreiches Maßnahmenpaket vor, das einen volkswirtschaftlichen Gesamtansatz verfolgt und neben verschiedenen Maßnahmen im Ergebnis ein neues Netzanbindungsregime, den sogenannten Systemwechsel vorschlägt. Ein Großteil der verschiedenen Vorschläge sowie die grundsätzliche Ausgestaltung des Systemwechsels werden in Ziffer 1.2.2 ausführlich dargestellt.

1.2.1.2 Novelle des EnWG

Vermutlich Anfang 2013 wird der aktuell – Oktober 2012 – im Bundestag diskutierte Gesetzentwurf zur Regelung der Haftungsfragen bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks sowie zum neuen Netzanbindungsregime (Systemwechsel) bereits in Kraft getreten sein und somit einen weiteren Meilenstein in der Fortentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen der Offshore-Windenergie darstellen. Ziffer 1.2.5 stellt die historische Entwicklung der wesentlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen dar.

Die bisher bekannten Neuregelungen des Entwurfs des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (1. Lesung Bundestag, Stand Oktober 2012) sind im Grundsatz zu begrüßen. Sie bieten die Möglichkeit, bisherigen Defiziten im Netzanbindungsregime durch einen Gesamtansatz zu begegnen, der alle bisherigen offenen Fragen adressiert und dabei eine möglichst breite Anzahl an Akteuren entsprechend ihrer Leistungsfähigkeit und der jeweiligen Risikosphäre integriert¹⁵

Teilweise unklar bzw. nicht geregelt sind bisher Maßnahmen zur Vermeidung bzw. Minimierung von Haftungsansprüchen bei Verzögerung oder Unterbrechung von Offshore-Netzanbindungen, wie sie von der AG BESCHLEUNIGUNG und der STIFTUNG OFFSHORE WINDENERGIE vorgeschlagen wurden. Diese Maßnahmen würden zu einer deutlichen Erhöhung der Investitionssicherheit auf Netz- und Windparkseite führen und ermöglichten zugleich ein volkswirtschaftliches Optimum. Hier müssen die endgültigen gesetzlichen Regelungen im Detail analysiert und nachfolgend durch die vorhandenen Gestaltungsspielräume der einzelnen Akteure, insbesondere auf Seiten der Netz- und Windparkbetreiber sowie der zuständigen Behörden (BSH und BNETZA) ausgestaltet werden.

Die STIFTUNG OFFSHORE-WINDENERGIE hat in der öffentlichen Diskussion deutlich gemacht, dass die volkswirtschaftlichen Risiken aus den sich in 2012 und 2013 verzögernden Netzanbindungen durch eine Priorisierung der Fertigstellung der Netzanbindungen, durch temporäre Netzanbindungsmaßnahmen sowie ein Netzanbindungsmanagement problemlos halbiert werden

¹⁵ Vgl. auch Ziffer 1.1.2.2.

könnten. Die von der Bundesregierung im Gesetzentwurf auf 1 Mrd. Euro bezifferten möglichen Schäden könnten somit auf etwa 500 Millionen Euro reduziert werden.

1.2.1.3 Vorschläge für schadensmindernde Maßnahmen

Der Aufbau einer geeigneten Netzinfrastruktur in Nord- und Ostsee ist nicht zuletzt aus Gründen der Systemsicherheit – und damit auch aus Verbraucherschutzgründen – zwingend angezeigt. Allein das von der STIFTUNG OFFSHORE-WINDENERGIE und dem Offshore Forum Windenergie beauftragte BET-Gutachten „TECHNISCHE OPTIONEN ZUR VERBINDUNG VON OFFSHORE-HGÜ-KOPFSTATIONEN UND DEREN WIRTSCHAFTLICHE IMPLIKATION“ hat gezeigt, dass erhebliche Potentiale zur kurzfristigen technischen Optimierung des Offshore-Netzes bestehen.¹⁶ Allein die Verbindung der einzelnen Offshore-Netzanbindungen untereinander reduziert die Kostenrisiken bei möglichen Netzausfällen drastisch und bildet die Grundlage für ein effizientes Netzanschlussmanagement. Eine so genannte Vermaschung führt somit zu einer effizienten Nutzung der begrenzten Ressource Netzanschlusskapazität. Der Entwurf des Offshore-Netzplans des BSH vom September 2012 greift diesen Punkt bereits an prominenter Stelle auf und versucht, die raumordnerischen Voraussetzungen für ein effizientes und energiewirtschaftlich geeignetes Offshore-Netz zu schaffen. Ein wesentliches Ziel eines solchen Offshore-Netzes ist es auch, Antworten auf die aktuellen Probleme bei Verzögerungen und Netzausfällen zu entwickeln und somit die Risiken drastisch zu minimieren. Insofern kommt dem Offshore-Netzplan sowie dem Offshore-Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber, der erstmalig zum 1. März 2013 von der BNETZA vorzulegen ist, eine zentrale Bedeutung zu und wird zu intensiven Diskussionen im ersten Halbjahr 2013 führen. Den in Ziffer 1.2.3 dargestellten Lösungsansätzen kommt somit eine entscheidende Rolle zu.

1.2.1.4 Positive Entwicklung beim Ausbau der Offshore-Windenergie

Problematisch an der Netz- und Finanzierungsdiskussion des Jahres 2012 ist, dass der Fokus der öffentlichen Wahrnehmung bei Politikern, Medien und damit der breiteren Öffentlichkeit fast ausschließlich auf den Verzögerungs- und Finanzierungsproblemen von TENNET und den damit verbundenen möglichen Kosten für die Verbraucher lag. Im Fokus der öffentlichen Wahrnehmung stehen vor diesem Hintergrund fast ausschließlich negative Aspekte, die letztlich in den Schwierigkeiten bei der fristgerechten Bereitstellung der Netzinfrastruktur sowie deren Finanzierung durch den verantwortlichen Netzbetreiber begründet sind und nicht durch die Realisierung der Windparks selber.

Die positive Entwicklung der Offshore-Windenergie in den Jahren 2011 und 2012 ist vor diesem Hintergrund fast vollständig in der öffentlichen Wahrnehmung untergegangen, obwohl sich Ende 2012 bereits rd. 2.000 MW Offshore-Leistung in Betrieb bzw. in der Bau-phase befinden. In 2013 sollen nach Planung der Unternehmen weitere rd. 1.000 MW zusätzlich in den Bau gehen. Diese erste Umsetzungsphase kommerzieller Windparks mit einer Gesamtleistung von 3.000 MW kann die Grundlage für eine weitere effiziente Entwicklung in Deutschland und Europa darstellen, da sie belastbare Ergebnisse über die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Windparks in Wassertiefen von 20 bis 40 m sowie in Küstenentfernungen von bis zu 100 km liefert.

¹⁶ http://www.offshore-stiftung.com/60005/Uploaded/Offshore_Stiftung|BET-Kurzgutachten_Vermaschung.pdf.

Die Erfahrungen der ersten Ausbaustufe können bei einem weiteren kontinuierlichen Ausbau auch zu erheblichen Kostendegressionen führen, hierin sind sich alle Akteure einig. Nur mittels einer robusten nachhaltigen Entwicklung wird es möglich sein, die Kosten für die Nutzung der Windenergie auf See effizient zu gestalten und die vorhandenen Kostendegressionspotentiale zu erschließen. Die Untersuchungen von CROWN ESTATE¹⁷ in Großbritannien haben sehr deutlich gezeigt, dass bis 2020 erhebliche Kostensenkungsmöglichkeiten erschlossen werden können, wenn durch eine robuste und dynamische Marktentwicklung Skalen-, Technologie- und Lerneffekte zum Tragen kommen können.

Allerdings besteht in Deutschland aufgrund der Finanzierungsprobleme von TENNET sowie der aktuellen Diskussion um Änderungen des Förderregimes aktuell die Gefahr, dass eine solche robuste und stetige Marktentwicklung zumindest für die nächsten zwei bis drei Jahre abrupt gestoppt wird, was mit erheblichen negativen Konsequenzen für die komplette Wertschöpfungskette verbunden wäre. Deshalb ist es nicht zuletzt auch aus Gründen der notwendigen Kostensenkung bei der Nutzung der Windenergie auf See zwingend notwendig, das Finanzierungsproblem von TENNET kurzfristig zu lösen, ggf. auch durch einen temporären Einstieg der KfW bei einzelnen Netzanbindungen zu überbrücken.

1.2.1.5 Kostensenkungspotenziale

Bei der Offshore-Windenergie können Kostendegressionspotentiale – wie schon zuvor bei der Windenergienutzung an Land und bei der Solarenergie – durch das Sammeln von praktischen Erfahrungen (Lernkurveneffekt) sowie durch Skaleneffekte und eine Industrialisierung der Fertigungskette erreicht werden. Genauso wichtig ist aber auch der Wettbewerb auf Investorenseite. Hier lohnt sich ein Blick darauf, wie sich die Investorenvielfalt in Deutschland darstellt, u.a. auch bedingt durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen des EEG und EnWG. Dabei wird deutlich, dass das bisherige regulatorische Regime zu einer großen Investorenvielfalt und damit auch zu mehr Wettbewerb als in anderen Ländern geführt hat.

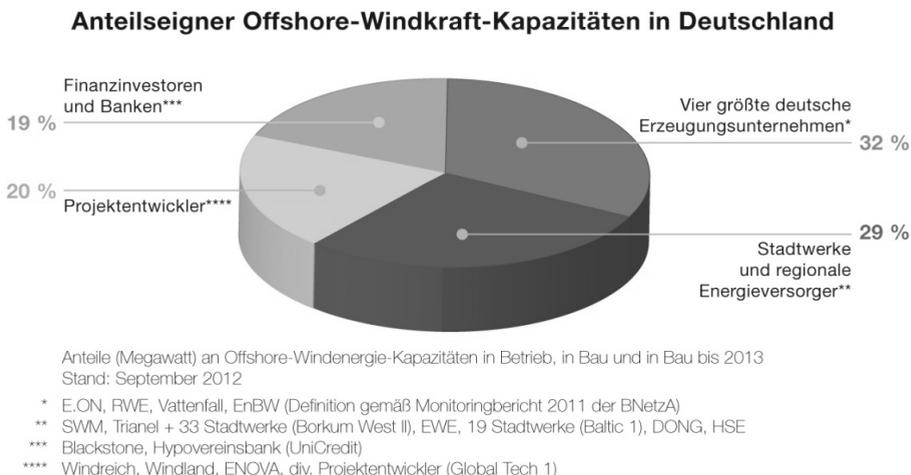


Abbildung 13: Anteilseigner Offshore-Windkraft-Kapazitäten in Deutschland (Offshore-Stiftung 2012)

¹⁷ <http://www.thecrownestate.co.uk/energy/>.

Unterstrichen wird dieser Aspekt auch durch Untersuchungsergebnisse aus Großbritannien, die erhebliche Kostendegressionspotentiale allein durch den Wechsel des bisherigen Quoten- und Marktpreissystems hin zu einem Einspeisetarifsystem sehen.

Die Diskussion um die Fortentwicklung des EEG ist zwar notwendig und sinnvoll, sollte aber sachlich geführt und insbesondere die unterschiedlichen Vorlaufzeiten – von der Investitionsentscheidung bis hin zur Inbetriebnahme – für die einzelnen erneuerbaren Energieträger (PV – wenige Monate, Offshore – mehr als fünf Jahre) differenziert berücksichtigen.

In der aktuellen Diskussion über die Fördermechanismen sowie Kosten und Nutzen der Energiewende, u.a. bedingt durch die stark gestiegene EEG-Umlage wird fast ausschließlich auf die Stromgestehungskosten und zunehmend weniger auf die Systemkosten abgestellt. Die positiven Effekte (von Klima- und Umweltschutz über Wertschöpfung und neue Beschäftigungspotenziale bis hin zu vermiedenen Energieimportkosten) bleiben in der öffentlichen Diskussion oftmals nur ein Nebenaspekt.

1.2.1.6 Integrierte energiewirtschaftliche Gesamtbetrachtung

Am Ende wird nur ein Kraftwerk Deutschland, verbunden mit einer engen europäischen Komponente, im Ergebnis erfolgreich sein. Dies steht auch bei den meisten Experten und politischen Entscheidungsträgern außer Frage, wird aber leider aufgrund der häufig sehr kurzen Betrachtungszeiträume, u.a. auch aufgrund der Wahlzyklen sowie des Systems der EEG-Umlage zu wenig über die Grenzen der einzelnen Erzeugungsarten hinaus offen diskutiert.

In Ziffer 1.2.6 soll der Versuch unternommen werden, energiewirtschaftliche Aspekte der Offshore-Windenergie in ein „Koordinatensystem Kraftwerk Deutschland“ einzuordnen. Allein aufgrund der praktischen Erfahrungen aus dem Betrieb der ersten Offshore-Windparks ALPHA VENTUS und BALTIC I – mit einer Stromeinspeisung von über 8.000 Stunden im Jahr und Volllaststunden von bis zu 4.500 – lassen diesen Blick als sinnvoll und notwendig erscheinen. Dies wird insbesondere dann deutlich, wenn man sich Untersuchungen von renommierten Forschungseinrichtungen ansieht, die für Prognosen der Stromgestehungskosten für die Jahre 2020 und 2030 von 3.200 Volllaststunden bei der Nutzung der Windenergie auf See ausgehen¹⁸.

Darüber hinaus gibt es noch eine Vielzahl von genehmigungsrechtlichen, administrativen und technologischen Fragestellungen, die im Hinblick auf die Nutzung der Windenergie auf See zu beantworten sind. Dies fängt an bei ökologischen Fragestellungen wie dem Schallschutz und der Frage der Beleuchtung der Windparks, der Fortentwicklung von Arbeitsschutz- und Sicherheitskonzepten und einem abgestimmten Havariekonzept, technischen Fragestellungen wie Parkdesign, Anlagenauslegung und alternativen Gründungstechnologien bis hin zu Fragen der Vermarktung des Windstroms und der Flexibilisierung durch eine stärkere Einbindung von Verbrauchern und der Nutzung von Speichern, insbesondere im Hinblick auf die Netz- und Systemintegration. Geeignet für die Fortentwicklung der Konzepte bzw. Beantwortung der offenen Fragen sind die Erfahrungen, die durch den Bau und den Betrieb der ersten Ausbaustufe von 3.000 MW gesammelt werden können.

¹⁸ Vgl. Fraunhofer Institut ISE (2012): Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, S. 17.

1.2.2 Netzinfrastuktur – Grundlage für eine effiziente und nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windenergie

1.2.2.1 Vorbemerkung

Am 13. Januar 2012 wurde im Nachgang des sogenannten „Brandbriefes“ von TENNET vom 7. November 2011 auf Initiative von Bundeswirtschaftsminister RÖSLER unter Beteiligung des Bundesumweltministeriums die AG „BESCHLEUNIGUNG DER NETZANBINDUNG VON OFFSHORE-WINDPARKS“ (nachfolgend AG BESCHLEUNIGUNG) ins Leben gerufen. Auftrag der Arbeitsgruppe war die Erarbeitung von Lösungsvorschlägen im Hinblick auf die entstandenen Verzögerungen bei Offshore-Netzanschlüssen und daraus resultierende Auswirkungen für die Offshore-Windparkbetreiber sowie die Finanzierungsschwierigkeiten des für die Nordsee zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TENNET.

Ein eingesetzter Arbeitsausschuss aus Übertragungsnetzbetreibern (TENNET, 50 HERTZ), Herstellern von Netzanbindungen (ABB, ALSTOM, SIEMENS) sowie Windenergieanlagen (VDMA), Offshore-Windparkbetreibern (AG BETREIBER), der Versicherungswirtschaft (MARSH), Verbänden (OFW, BDEW) sowie Vertretern von Bundesbehörden (BMW, BMU, BSH, BNETZA) hat unter Moderation der STIFTUNG OFFSHORE-WINDENERGIE verschiedene Lösungsmöglichkeiten entwickelt.

Konsens bestand nach einer gemeinsamen Problemanalyse in der Einschätzung, dass das bisherige Verfahren der Netzanbindung entsprechend des § 17 2a EnWG überdacht und neue – auch gesetzgeberische – Weichenstellungen notwendig sind, um die in der Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen aufgetretenen Schwierigkeiten zu überwinden und damit diesen Teil der Energiewende reibungslos umsetzen zu können. Dieser Wechsel im Netzanbindungsregime wird aktuell unter dem Begriff „Systemwechsel“ diskutiert und findet sich auch in den für Anfang 2013 erwarteten neuen gesetzlichen Regelungen wieder¹⁹. Aufgrund dieser notwendigen gesetzlichen Regelungen sowie der späteren Ausgestaltung möglicher Verordnungsermächtigungen im EnWG bzw. der verankerten Festlegungskompetenz kommt der Bundesregierung und deren nachgeordneter Behörden sowie dem Deutschen Bundestag eine besonders aktive und entscheidende Rolle im Prozess zu.

Im Nachgang der Ergebnisse der AG Beschleunigung haben am 27. Juli 2012 die STIFTUNG OFFSHORE-WINDENERGIE, das OFW, der BDEW, der VDMA sowie die Übertragungsnetzbetreiber 50HERTZ und TENNET ein Positionspapier „Eckpunkte eines Systemwechsels bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks“ vorgelegt, das sich intensiv mit der Ausgestaltung des Systemwechsels auseinandersetzt und Lösungsvorschläge aufzeigt und damit zur Diskussion um einen anzustrebenden Systemansatz beigetragen hat²⁰.

Neben der Definition der Ziele eines Systemwechsels und der Darstellung der Möglichkeiten zur konkreten Umsetzung hat dieses Positionspapier deutlich gemacht, dass eine Änderung des Netzanbindungsregimes auf alle angrenzenden gesetzlichen Regelungen Auswirkungen hat, die im Folgenden dargestellt werden:

¹⁹ Vgl. auch Ziffer 1.1.2.2.

²⁰ <http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/523/51/51/60005/design1.html>.

- das EnWG inkl. Onshore-Netzentwicklungsplan (NEP), der Bundesbedarfsplan (BBP) und Offshore-Netzplan (ONP),
- das Raumordnungsgesetz (ROG) inkl. ONP und die Seeanlagenverordnung (SeeAnlV),
- das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und ggf. sogar im KfW-Programm sowie
- die Rolle der Bundesnetzagentur (BNETZA) im Rahmen ihrer bisherigen und ggf. zukünftigen Festlegungskompetenz und
- die Rolle des BUNDESAMTES FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH) als Planfeststellungs- und Genehmigungs- sowie als Raumordnungs- und Planungsbehörde.

Der im Bundestag im Oktober 2012 in 1. Lesung diskutierte Gesetzentwurf greift verschiedene Punkte der AG Beschleunigung, aber auch des Positionspapiers zum Systemwechsel auf und bildet eine geeignete Grundlage für die Entwicklung eines effizienten Netzanbindungsregimes.

Da es aber für das Gelingen des Systemwechsels insbesondere auf die weichen Stell-schrauben der verschiedenen Vorschläge – Netzanschlussmanagement, temporäre Netzanschlussmaßnahmen, Realisierungsfahrpläne – ankommt, kann mit Stand Oktober 2012 noch nicht endgültig abgeschätzt werden, inwieweit der neue gesetzliche Rahmen (voraussichtliches Inkrafttreten Anfang 2013) diese ausreichend berücksichtigt wird.

Aus Sicht der STIFTUNG OFFSHORE-WINDENERGIE bedarf es neben den aktuell vom Bundestag diskutierten Änderungen des EnWG auch der Zusammenführung aller gesetzlichen Regelungen. Schon jetzt ist erkennbar, dass die verschiedenen Regelungen noch nicht sinnvoll ineinandergreifen. Allein am Beispiel der Verbindlichkeit des Netzanschlussstermins nach dem wahrscheinlich neuen EnWG-System sowie den Regelungen im EEG im Hinblick auf das Auslaufen des Stauchungsmodells sowie das Einsetzen der 7 %igen Degression (2017/2018) wird dies deutlich und kann zu deutlichen Verzögerungen von weiteren Investitionsentscheidungen für OWP führen. Nach einer Analyse der STIFTUNG OFFSHORE-WINDENERGIE stehen finale Investitionsentscheidungen von rd. 5.000 MW an, wobei nur ein Bruchteil ausgelöst werden wird, wenn nicht eine engere Abstimmung der gesetzlichen Regelungen sowie die kurzfristige Auslösung (Anfang 2013) der bereits überfälligen bzw. jetzt anstehenden drei bis vier Netzanbindungen erfolgt.

Der letztgenannte Punkt wird in 2013 und 2014 mit großer Sicherheit intensiver Erörterungen bedürfen und muss im Ergebnis zu einer weiteren Fortentwicklung des gesetzlichen Rahmens führen. Aufgrund der anstehenden Landtags- und Bundestagswahlen sowie der Diskussion über die Fortentwicklung des EEG ist allerdings nicht mit schnellen gesetzlichen Lösungen zu rechnen. Damit kommt den eingangs genannten weichen Stellschrauben, die den vorgegebenen gesetzlichen Rahmen des EnWG sowie der verschiedenen Netzpläne positiv ausfüllen können, kurzfristig eine ganz zentrale Rolle für den Aufbau und die Nutzung einer effizienten Netzinfrastruktur zu. Nachfolgend (Ziffer 1.2.2.2) sollen die wesentlichen Aspekte kurz dargestellt werden.

Ebenfalls diskussionswürdig ist aber auch das bisherige System der Anreizregulierung für die Netzinfrastruktur. Vor dem Hintergrund der Energiewende und der Ausbaudynamik Erneuerbarer Energien befindet sich Deutschland vor einer Phase erheblicher Investitionsentscheidungen in den Netzinfrastrukturbereich, wobei zunehmend eine mittel- und langfristige Ausrichtung der Netzausbauplanung und somit der Investitionen erfolgen sollte.

Das bisherige Regulierungssystem wurde aber entwickelt vor dem Hintergrund eines bestehenden Stromverbundnetzes auf Basis konventioneller Kraftwerke, das als wesentliche Aufgaben den Erhalt der Netzinfrastruktur und die Hebung von Effizienzpotentialen auf der Grundlage einer Jahrzehnte alten Technologie hatte.

Aktuell werden in Verteil- sowie Übertragungsnetzen zunehmend neue innovative Technologien (smart-grid, HGÜ, Erdkabel etc.) eingesetzt. Neue Betriebskonzepte ergeben sich aus der stärkeren Nutzung der erneuerbaren Energien, dem Ziel der stärkeren Einbindung der Verbraucher als aktive Netzelemente sowie von Systemdienstleistungstransporten. Insofern sollte kurzfristig darüber diskutiert werden, inwieweit auch ein Systemwechsel bei der Anreizregulierung notwendig ist.

1.2.2.2 Weiterführende Lösungsansätze für einen effizienten Ausbau und Betrieb des Offshore-Netzes

Das übergeordnete Ziel der Lösungsvorschläge der AG BESCHLEUNIGUNG und des Positionspapiers wie auch der anstehenden Änderungen des EnWG ist der Aufbau einer Netzinfrastruktur, die durch technische und organisatorische Maßnahmen den Stromtransport in die Verbrauchszentren sicherstellt, insbesondere vor dem Hintergrund der Systemsicherheit, möglicher Schadensrisiken und deren Versicherbarkeit, dem Austausch mit den Anrainerstaaten sowie der rechtzeitigen Bereitstellung der Netzkapazitäten für die Offshore-Windparks. Eine enge Verzahnung des Offshore-Netzplans mit der Netzplanung an Land sowie die Berücksichtigung bei der Aufstellung von Netzentwicklungsplänen als zentraler Baustein des deutschen Übertragungsnetzes ist eine zwingende Voraussetzung für eine energie- und volkswirtschaftlich effiziente Zielerreichung.

Die von den Herstellern der Offshore-Netzanbindungssysteme im Jahr 2008/9 benannten Lieferfristen für Netzanschlüsse von 30 Monaten sind 2009 in das Positionspapier der BNETZA²¹ eingeflossen. Die 30-Monatsfrist war insbesondere vor dem Hintergrund der Realisierungsfrist von Offshore-Windparks (i.d.R. 30 Monate ab Investitionsentscheidung) ein für alle Beteiligten akzeptabler Zeitraum und stellte eine geeignete Synchronisierung der Bauphasen der Offshore-Windparks sowie der Netzanschlüsse dar.

Aktuell werden für die Realisierung der Offshore-Netzanschlüsse allerdings Zeiträume von rd. 50 Monaten plus x benötigt. Diese Verzögerungen im Vergleich zu den ursprünglichen Planungen sind u.a. in der erstmaligen und großtechnischen Anwendung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie (HGÜ) in dieser Größenordnung auf dem Meer begründet, sowie einer derzeit noch geringen Zahl von Anbietern, die insbesondere auch im Hinblick auf Genehmigungs- und Zertifizierungsverfahren, aber auch im Bereich des Projektmanagements als Generalunternehmer für Großanlagen im maritimen Bereich eine steile Lernkurve durchlaufen.

In diesem Zusammenhang muss aber auch betont werden, dass entlang der gesamten Investitions- und Wertschöpfungskette alle Beteiligten (Hersteller, Netz- und Windparkbetreiber, Zertifizierer, Behörden, maritime Wirtschaft, Banken, Versicherer) einen intensiven Lern-

²¹ http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/AnbindungOffshorewindparks/AnbindungOffshoreWindparks_Basepage.html.

prozess durchlaufen. Dieser Lernprozess muss Antworten liefern zu den Fragen, die aktuell nur mit hohen Unsicherheiten beantwortet werden können und insbesondere Investoren und Versicherungen zurückhaltend agieren lassen.

Entscheidend für den Erfolg der Offshore-Entwicklung wird auch sein, ob es gelingt, von den Erfahrungen einzelner Akteure Rückschlüsse für andere Marktakteure zu generieren oder allen dieser – zum Teil – schmerzhafter Prozess bevorsteht. Im alten Netzanbindungsregime gab es keinerlei vertragliche Beziehungen zwischen Netz- und Windparkinvestoren und man berief sich stets auf die gesetzlichen Verpflichtungen zum fristgerechten Netzanschluss. Ein gemeinsames Projekt ist Offshore durch diese fehlende direkte Verbindung der einzelnen Akteure noch nicht geworden. Insofern sind die Netz- und die Windparkseite noch immer eine „*black box*“ für die andere Seite. Dies muss sich zwingend ändern.

Die AG BESCHLEUNIGUNG konnte Anfang 2012 verschiedene Optimierungspotentiale im Bereich der Beschleunigung der Netzanschlüsse identifizieren, die einen Zeitgewinn bringen (insbesondere Planungs- und Genehmigungsverfahren, Beauftragung und Vergabe der Netzanschlüsse und Personalkapazitäten). Darüber hinaus wird insbesondere in der Standardisierung der Netzanschlussysteme ein hohes Beschleunigungspotential gesehen, wodurch zugleich bei volkswirtschaftlicher Kostenoptimierung die Qualität und Zuverlässigkeit des Gesamtsystems erhöht werden könnte.

Vor diesem Hintergrund kommt dem Netzanschlussmanagement, temporären Netzanschlussmaßnahmen und der Vermaschung der einzelnen Konverterstationen zur Kosten- und Risikominimierung bei verzögerten Netzanschlüssen und der optimalen Ausnutzung der knappen Ressource Übertragungskapazität bis zum Aufbau eines Offshore-Netzes in seiner Endphase eine hohe Bedeutung zu.

Um die genannten Potentiale abrufen zu können, sieht die AG BESCHLEUNIGUNG einen zentralen Lösungsansatz in den sogenannten Realisierungsfahrplänen. Mit einem von Übertragungsnetz- und Windparkbetreibern gemeinsam aufgestellten Realisierungsfahrplan für die Offshore-Netzanbindung soll ein größtmögliches Maß an Verbindlichkeit erlangt und dadurch eine größtmögliche Transparenz zwischen allen Beteiligten hergestellt werden. In einem solchen „Vertragsverhältnis“ könnten dann auch geeignete Schadensminderungsmaßnahmen geeignet bewertet und ggf. umgesetzt werden. Die aufgeführten Maßnahmen sind für Alt- als auch für Neufälle zwingend anzuwenden.

1.2.3 Darstellung der Lösungsansätze

1.2.3.1 Optimierung Netzanschlussverfahren

Ziel ist neben der Beschleunigung der Netzanbindungen insbesondere eine Synchronisierung der Bauphasen der Offshore-Windparks sowie der Netzanschlüsse, eine deutlich engere Zusammenarbeit der verschiedenen Akteure und eine volkswirtschaftlich effiziente Nutzung der begrenzten Ressource Übertragungskapazität. Im Ergebnis ergibt sich eine höhere Verbindlichkeit der Netzanschlusstermine, eine Standardisierung und mittelfristig eine Beschleunigung der Realisierung von Netzanschlüssen sowie eine Erhöhung der Investitionssicherheit.

Die Analyse der verschiedenen Verfahren zeigt unterschiedliche Optimierungsmöglichkeiten auf, die nachfolgend skizziert werden. Aufgrund der Parallelität verschiedener Planungs-

Genehmigungs- und Zertifizierungsprozesse, der angestrebten höheren Verbindlichkeit der Netzanschlussstermine – die zu längeren Fristen führen kann – sowie der aktuellen Marktsituation ist kurz- und mittelfristig (Vergaben von Netzanschlüssen in den Jahren 2012–2014, Inbetriebnahmen bis 2017–2019) von einer Realisierungsfrist von rd. 50 Monaten für die Offshore-Netzanbindung auszugehen. Erst bei Umsetzung der nachfolgend skizzierten Optimierungsmaßnahmen und einer Lernkurve (zwei bis drei Jahre) – insbesondere auf der Grundlage der Standardisierungen – sollte mittel- bis langfristig auch eine deutlich kürzere Realisierungszeit für Offshore-Netzanschlüsse angestrebt werden (30 Monaten plus x).

Die verschiedenen Optimierungsmöglichkeiten, die von der AG BESCHLEUNIGUNG erarbeitet und im Folgenden dargestellt werden, ergänzen sich in Teilen bzw. bauen aufeinander auf.

1.2.3.2 Planungs- und Genehmigungsverfahren

Vorzien der Planungs- und Genehmigungsprozesse

Eine vorausschauende Planung für den mehrjährigen Offshore-Netzplan muss durch den Übertragungsnetzbetreiber bereits vor Erteilung der einzelnen Offshore-Windparkgenehmigungen beginnen. Die damit verbundenen Kosten sollten grundsätzlich umlagefähig sein. Besondere Bedeutung erlangt der Einstieg in die frühzeitige Planung auch vor dem Hintergrund, dass auf Vorplanungen und bereits vorliegende Genehmigungen aus der Zeit vor der gesetzlichen Verpflichtung zum Netzanschluss in § 17 Abs. 2a EnWG (Dez. 2006) zunehmend nicht mehr zurückgegriffen werden kann. Eine übergeordnete Planung, z.B. über die Raumordnung, kann zu einer deutlichen Beschleunigung in den Einzelgenehmigungsverfahren führen.

Bund und Länder sollten projektunabhängig Trassen sichern, die dann entsprechend des Bedarfs realisiert und genutzt werden können: das BSH über den Offshore-Netzplan sowie das Land Niedersachsen über die Raumordnung (3. und 4. Trasse). Die derzeit geltenden Bauausschlussfenster sollten vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen evaluiert werden. Die bisher im Positionspapier der BNetzA existierenden Vorgaben zur Aufnahme der Planungs- und Genehmigungsprozesse sind umzusetzen („gelebte Praxis“). Dies darf aber nicht dazu führen, dass sich die anstehenden Ausschreibungen und Vergaben der Netzanbindungen bei fehlender Genehmigung weiter verzögern.

Mit einer frühzeitig begonnenen übergeordneten Planung und rechtzeitig vorliegenden Einzelgenehmigungen wird im Regelfall ein Beschleunigungspotential von mehreren Monaten erwartet. Grund sind klarere Genehmigungs- und Zertifizierungsvorgaben für den Herstellungs- und Installationsprozess der Netzanschlüsse. Vor diesem Hintergrund ist der Ansatz der übergeordneten langfristigen Planung durch das BSH (Offshore-Netzplan) sowie durch die Übertragungsnetzbetreiber (Offshore-Netzentwicklungsplan) entsprechend der aktuellen Regelung des EnWG (Stand 2012) sowie der vorgesehenen gesetzlichen Regelung (nach Inkrafttreten des Systemwechsels) zu begrüßen.

Steuerung der Planfeststellungsverfahren

Ein weiterer Schwerpunkt wird von der AG BESCHLEUNIGUNG auch in einer frühzeitigen Abstimmung zwischen Antragstellern, Behörden und Trägern Öffentlicher Belange (TÖB) gesehen sowie einer ausreichenden Personaldecke bei allen Beteiligten.

Aus Sicht der Länder müssen die Unterlagen qualitativ einen Stand aufweisen, der keiner nennenswerten Nachbesserung bedarf. Die eingereichten Planfeststellungsunterlagen sollten nach Möglichkeit bereits im Vorfeld mit den Trägern Öffentlicher Belange abgestimmt werden. Im Fall von Privatbetroffenheiten sollten vorherige und frühzeitige Abstimmungen mit potentiellen Einwendern erfolgen. Im Verlauf des Verfahrens sollten nach Möglichkeit keine Planänderungen mehr vorgenommen werden, die zu erneuter Auslegung der Antragsunterlagen führen würden. Die notwendigen Kosten hierfür müssen grundsätzlich umlagefähig sein. Den Küstenländern wird empfohlen ggf. zu prüfen, inwieweit eine Standardisierung der Antragsunterlagen hinsichtlich des Inhalts und Umfangs, z.B. auch auf der Grundlage der Ergebnisse der AG „MUSTERPLANUNGSLEITLINIEN“ im BMWi hilfreich ist. Weiterhin sollten durch eine gewisse personelle Konstanz die gesammelten Erfahrungen bei den ÜNB's und deren Auftragnehmern sowie bei den Genehmigungsbehörden gehalten werden.

1.2.3.3 Standardisierung der Netzanschlüsse

In der Entwicklung von Standards im Bereich der Netzanschlüsse wird ein wesentlicher Beitrag zur Beschleunigung der Realisierung der Offshore-Netzanschlüsse und für mehr Wettbewerb gesehen.

Die bisherigen Abläufe (Ausschreibungen, Design, Zertifizierung) können bei Vorliegen von Standards für den elektrotechnischen sowie den konstruktiven Bereich um einige Monate gestrafft werden. Gleichzeitig werden Kostenersparnisse und eine bessere Versicherbarkeit bei eingetretenen Sachschäden des Systems erwartet. Der beim BSH laufende Prozess zur Standardisierung, in den insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber, Zertifizierer und Hersteller involviert sind, bietet kurzfristig ein geeignetes Gremium für den Prozess der Standardisierung. Hierzu wurden vier Unterarbeitsgruppen gebildet, die von der Industrie geleitet werden. Ziel ist die Entwicklung von Mindestanforderungen an die Standardkonstruktion der Offshore-Plattformen.

Im Rahmen des vom BSH Ende September 2012 vorgelegten Entwurfs des Offshore-Netzplans wurden bereits Grundsätze für die Netzanschlüsse vorgelegt, die sich aus dem Standardisierungsprozess heraus aktuell ergeben. Diese Grundsätze werden aber noch nicht ausreichen, sondern müssen insbesondere auch im Hinblick auf die Auslegung der Konverterstationen konkretisiert werden. Darüber hinaus bedarf es im Rahmen der Arbeiten des COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS (CIGRÉ) schnell verbindlicher einheitlicher Standards für die HGÜ-Technologie, damit zukünftig die unterschiedlichen Systeme der verschiedenen Hersteller miteinander kompatibel sind und dem Aufbau eines europaweiten Gleichstromnetzes nicht entgegen stehen.

Durch die Standardisierung wird ein wesentlicher Beitrag zur Beschleunigung bei Zertifizierungs- und Genehmigungsverfahren sowie Planung, Errichtung und Betrieb geleistet. Insbesondere wird dadurch auch die Verlässlichkeit geplanter Liefertermine, die Qualität und somit die Systemzuverlässigkeit erhöht. Zugleich bilden diese Standards auch die Grundlage für die Öffnung des Marktes für weitere Anbieter und für eine Vergabe einzelner Gewerke (Kabel, Plattform, HGÜ-Technologie, Verlegung, Installation) durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die bisherige Vergabepaxis (ausschließlich an Generalunternehmer) schränkt den Wettbewerb massiv ein und führt mittel- und langfristig zu höheren Netzanbindungskosten.

Ein weiterer Vorteil der Standardisierung besteht darin, dass einzelne Netzanschlüsse frühzeitig vergeben werden können, der genaue Installationsort der Konverterstation bis zu einem zu definierenden späteren Zeitpunkt (bedingt durch Installationsabläufe sowie Fertigungszeitraum der Gründung) später bestimmt werden kann und somit flexibler auf die Realisierungsschritte der Windparks in den einzelnen Clustern reagiert werden kann.

1.2.3.4 Netzanschlussmanagement und temporäre Netzanschlussmaßnahmen

Die in Bau befindlichen bzw. beauftragten Netzanschlüsse sollten optimal ausgenutzt werden. Insbesondere in Netzengpassclustern könnten Netzanschlussmanagement sowie temporäre Netzanschlussmaßnahmen „freie“ Kapazitäten effizient nutzen, zumindest für eine Übergangszeit bis zur vollständigen Inbetriebnahme der jeweiligen Windparks. Bis zur Inbetriebnahme der weiteren notwendigen Konverterstationen könnte also der in „Warteschleife“ befindliche Windpark mit angeschlossen bzw. Verzögerungen aufgefangen werden.

Daraus ergibt sich, dass die Möglichkeit einer abschnittswisen Inbetriebnahme der Windparks vorgesehen werden sollte. Ein entsprechendes Anschlusskonzept wäre durch den zuständigen ÜNB im Rahmen einer Schadensminderungsstrategie (für Altfälle) sowie im Rahmen des Offshore-Netzentwicklungsplans zu entwickeln, um in der Übergangsphase Offshore-Windparks schneller ans Netz anschließen zu können und somit den Schaden bei Verzögerungen zu minimieren. In diesem Rahmen sollte auch geprüft werden, inwieweit zur Risikominimierung bei Betriebsunterbrechungen ein Anschluss an zwei getrennte Nachbarplattformen nicht grundsätzlich sinnvoll ist und temporäre Netzanschlussmaßnahmen im Rahmen des Netzanschlussmanagements nicht auch grundsätzlich technische Vorteile haben können. Die Beschleunigungspotentiale hängen letztlich stark von der jeweiligen Situation im Cluster ab sowie dem Grad der Vermaschung und bedürfen deshalb einer Einzelfallbetrachtung.

1.2.3.5 Vermaschung des Offshore-Netzes

Die bisherigen Maßnahmen und Planungen von Offshore-Netzanbindungen in der deutschen Nordsee sehen so genannte Sammel- bzw. Clusteranbindungen für Offshore-Windparks vor. Über diese Sammelanbindungen kann jeweils eine Leistung von bis zu 900 MW (aktueller Stand der Technik) abgeführt werden. Die Idee der Realisierung von Sammelanbindungen folgt dem von allen Beteiligten akzeptierten Gebot der wirtschaftlichen und ökologischen Effizienz. Bisher sind diese Sammelanbindungen nicht bzw. nur in einem sehr begrenzten Umfang untereinander verbunden.

Neben den volkswirtschaftlichen und ökologischen Vorteilen von Clusteranbindungen kann aber aufgrund der bisher nicht vorgesehenen Verbindung (Vermaschung) der Clusteranbindungen untereinander ein möglicher Ausfall/Schaden bei einer Sammelanbindung zu einem Verlust der Einspeisung von derzeit bis zu 900 MW führen. Der erzeugte Strom könnte in diesem Fall nicht in die Verbrauchszentren abgeleitet werden. Darüber hinaus hätte die unterbrochene Netzanbindung auch erhebliche Konsequenzen für die betroffenen Offshore-Windparks. Durch den Versorgungsausfall und die ausbleibende Vergütung des Windstroms entstehen nicht nur finanziellen Risiken, sondern auch die zwingend notwendige Notstromversorgung des gesamten Windparks über Notstromaggregate wäre nicht mehr gegeben.

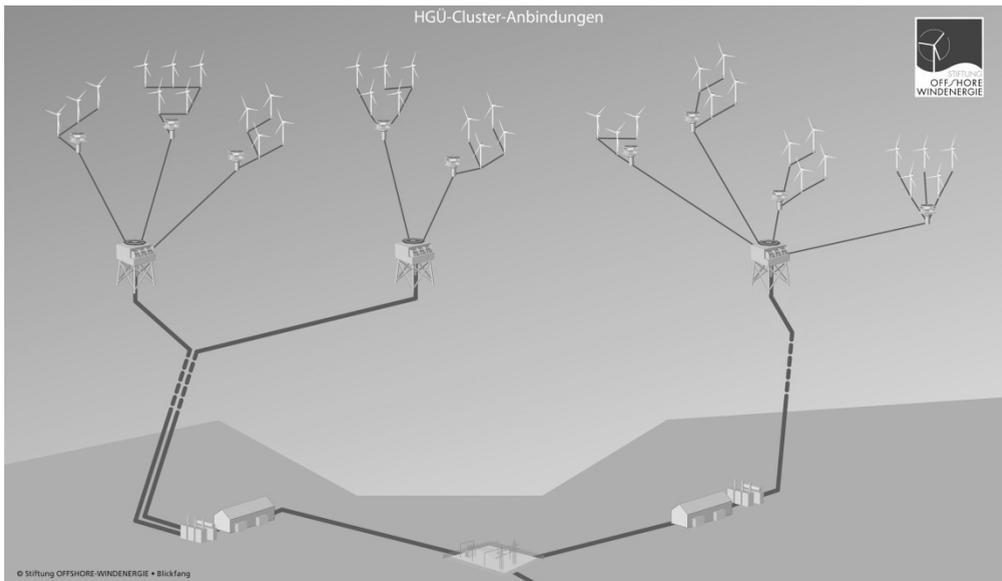


Abbildung 14: Offshore-Netz ohne Verbindung der Konverterstationen

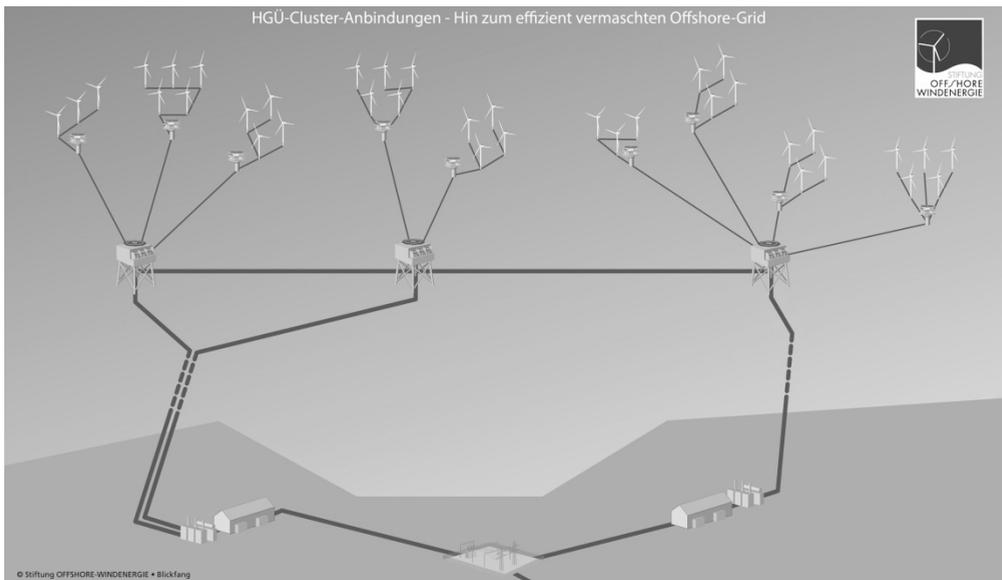


Abbildung 15: Vermaschtes Offshore-Netz

Durch eine Vermaschung, also die Verbindung der Offshore-Netzanbindungen (Konverterstationen) untereinander, lassen sich die möglichen Verluste bei einem Netzausfall drastisch reduzieren, da über die verbundenen weiteren Konverterstationen Strom abgeleitet werden kann (je nach freien Kapazitäten bzw. im Teillastbereich der Windparks). Zugleich wäre die Stromversorgung des Offshore-Windparks weiterhin sichergestellt.

Das BET-Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass allein eine zusätzliche Vermaschung des zweiten und dritten Clusteranschlusses im sogenannten DolWin-Cluster das Ausfallrisiko um rund 290 Millionen Euro senken würde und sich die Risikominimierung im DolWin-Cluster gegenüber einem Szenario ohne jegliche Vermaschung sogar auf 1,57 Milliarden Euro reduzieren ließe. Diese Vermaschung kann durch Drehstromkabel (AC) erfolgen und bietet neben den energiewirtschaftlichen Vorteilen auch kurzfristig erschließbare und effiziente Lösungspotentiale, die helfen, die Haftungsrisiken zu senken und Verzögerungen durch eine effiziente Auslastung der Netzinfrastruktur aufzufangen.

Mit dem Aufbau eines vermaschten Offshore-Netzes können also nicht nur die volkswirtschaftlichen Kosten und Risiken gesenkt und das Ausfall- und somit das Haftungsrisiko für alle Beteiligten dauerhaft minimieren werden, sondern es können auch zwischenzeitliche Netzanschlussengpässe wirksam überbrückt werden. Deshalb ist es aus Sicht der STIFTUNG OFFSHORE-WINDENERGIE ausdrücklich zu begrüßen, dass im BSH-Netzplan klare Vorgaben zur räumlichen Trassensicherung sowie zu technischen Standards im Hinblick auf die Vermaschung erfolgen sollen. Das Thema Vermaschung sollte neben dem Netzanschlussmanagement und temporären Netzanschlussmaßnahmen auch ein zentraler Untersuchungsschwerpunkt der Offshore-Netzentwicklungspläne sein, die durch die ÜNB erstmalig am 1. März 2013 vorzulegen sind.

1.2.3.6 Vergabeverfahren und Beauftragung von Netzanschlüssen

Bisher wurden Netzanschlüsse im Rahmen von Generalunternehmeraufträgen vergeben. Dies hat dazu geführt, dass sich bisher lediglich zwei Unternehmen (ABB, SIEMENS) an Ausschreibungsverfahren beteiligt und Aufträge von TENNET erhalten haben. Aktuell gibt es weitere Marktakteure, die in diesem Bereich anbieten wollen, hier ist insbesondere Alstom zu nennen. Bei der Analyse der Marktsituation und der Schwierigkeiten bei der Vergabe der Netzanschlüsse durch TENNET wird deutlich, dass eine deutlich größere Flexibilität am Markt bestünde, wenn die einzelnen Gewerke ausgeschrieben und beauftragt würden.

Nach Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber könnte sich aufgrund einer verändernden Marktsituation auch eine Ausschreibung von Einzelgewerken kurzfristig anbieten. Dies soll von Fall zu Fall geprüft werden und könnte allein aufgrund der Marktöffnung mehr Anbieter nach sich ziehen und zu einer Beschleunigung der Gewerke sowie möglicherweise zu Kostenreduktionen führen.

Die Art der jeweiligen Vergabeverfahren für die Netzanschlüsse (z.B. Einzellose, Generalunternehmer, Alliance Contracting) sollte weiterhin von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils kurzfristig auf Grundlage einer entsprechenden Marktanalyse und -abfrage erfolgen. Im Hinblick auf das Transparenzgebot der Realisierungsfahrpläne sollten sich Übertragungsnetzbetreiber und Offshore-Windparkbetreiber über die jeweiligen Ausschreibungs- und Vergabeprozesse informieren.

Weiterhin bedarf es der Verstärkung der F&E-Aktivitäten sowie eines stärkeren Erfahrungsaustauschs zwischen Wissenschaft und Industrie sowie der bereits erwähnten Standardisierung.

1.2.3.7 Personalkapazitäten

Die Erarbeitung vollständiger Unterlagen, die für die Schaffung einer völlig neuen Infrastruktur auf See im Rahmen von Planungs- und Genehmigungsverfahren, Ausschreibungs- und Vergabeverfahren der Netzanschlüsse, beim Durchlaufen von Zertifizierungsphasen sowie bei der gesamten Projektbegleitung notwendig sind, verursacht einen erheblichen Personalbedarf bei allen Beteiligten, d.h. bei Übertragungsnetzbetreibern, Herstellern und Subunternehmern sowie auf Seiten der Behörden. Dieser – nicht zuletzt durch die komplexe Materie bedingte – hohe Personalbedarf wurde bisher bei allen Beteiligten deutlich unterschätzt und hat damit auch zu den bekannten Verzögerungen beigetragen.

Neben der intensiveren Einarbeitung in die verschiedenen Themenkomplexe sollte industrie-seitig – insbesondere im Bereich der Hersteller, Zertifizierer und ÜNB – die Personaldecke deutlich aufgestockt werden. Hierzu sollte mit der BNetzA geklärt werden, welche zusätzlichen Personalkapazitäten bzw. Aufträge an Dritte bei den ÜNB zur Beschleunigung der Verfahren gewälzt werden können, insbesondere auch die Kostenanerkennung nach § 4 Abs. 5a StromNEV bei der Beschäftigung von Spezialisten.

1.2.3.8 Realisierungsfahrpläne

Um zukünftig Schäden durch Verzögerungen zu vermeiden, sind – unabhängig vom endgültigen, neuen Netzanbindungsregime – möglichst frühzeitig verbindliche Netzanbindungstermine anzustreben. Nur auf dieser Grundlage werden nennenswerte Investitionsentscheidungen in die Errichtung von Offshore-Windparks erfolgen.

Entsprechend der bisher vorgesehenen Übergangsfristen für den Systemwechsel sowie dem angedachten System der Zuweisung von Netzanschlusszeitpunkten ist davon auszugehen, dass es eine Phase ab Vergabe der nächsten HGÜ-Netzanschlüsse von rd. 24 Monaten geben wird, in der kein weiterer Windpark einen verbindlichen Netzanschlussstermin, aus dem er Haftungsansprüche ableiten kann, erhalten wird.

Insofern bedarf es einer formalisierten Kommunikation zwischen den einzelnen Akteuren. Hierfür bietet es sich an, sogenannte verbindliche Realisierungsfahrpläne von OWP und ÜNB unter Einbeziehung von Lieferanten, Generalunternehmern, Zertifizierer und Genehmigungsbehörden zu vereinbaren. Erste Schritte für die Realisierungsfahrpläne sollten bereits bei der Aufstellung der Offshore-Netzentwicklungspläne erfolgen, intensiviert sollte der Prozess ab der Festlegung der Netzanschlussstermine und der sich daran anschließenden Ausschreibungsverfahren werden.

Der gemeinsam aufgestellte Realisierungsfahrplan soll ein Höchstmaß an Verbindlichkeit erlangen und zu einer größtmöglichen Transparenz zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Windparkbetreibern führen. Seine Aufstellung und Begleitung erfolgt unter der Moderation der BNetzA oder eines von ihr eingesetzten externen Moderators. Über einen regelmäßigen Jour fixe aller Beteiligten sollte der Plan evaluiert und gesteuert werden.

Dieses Instrument ist insofern nicht neu, da es bereits in der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung bereits existiert und insofern nur an die Besonderheiten des maritimen Bereichs angepasst werden müsste.