

ENERGY & NATURAL RESOURCES

Offshore-Windparks in Europa

Marktstudie 2010

ADVISORY

Vorwort KPMG

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der letzten KPMG-Studie „Offshore-Windparks in Europa“ (2007) steckte die Offshore-Windenergie in Europa noch in den Kinderschuhen. Die Branche hat sich seitdem sehr dynamisch entwickelt. So konnte zum Beispiel die Einspeisekapazität in den vergangenen drei Jahren auf 2,2 Gigawatt verdoppelt werden.

Auch in Deutschland befindet sich mit alpha ventus inzwischen der erste „echte“ Offshore-Windpark in Betrieb. Bis dahin waren nur Testanlagen installiert, die der gesetzlichen Definition von Offshore-Windenergieanlagen aufgrund der Nähe zur Küste nicht entsprechen. Mit den Projekten BARD Offshore 1 und Baltic 1 werden derzeit zwei weitere Offshore-Windparks errichtet. Darüber hinaus haben viele Projektentwickler ihre Offshore-Windparks bis zur Baureife vorangetrieben. Diese positive Entwicklung ist vor allem auf die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2009 zurückzuführen.

In der Öffentlichkeit entstand daher insgesamt der Eindruck, dass der Durchbruch der Offshore-Windenergie in Deutschland erreicht ist. Erst eine genauere Betrachtung des Markts zeigt, dass viele Offshore-Windprojekte die entscheidenden Meilensteine der Investitionsfreigabe oder des Abschlusses einer benötigten Finanzierung nicht erreichen und weitere Verzögerungen beim Ausbau der Offshore-Windenergie drohen.

Die vorliegende Studie ist mit der Zielsetzung entstanden, Transparenz über die tatsächlichen Bedingungen im deutschen Offshore-Windenergiemarkt zu schaffen sowie die aktuellen Umsetzungshemmnisse offenzulegen und zu analysieren. Durch die Kooperation mit der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE sowie die Teilnahme von zahlreichen Offshore-Windparkentwicklern, Banken und anderen Marktteilnehmern an einer Umfrage und Einzelinterviews ist es dabei gelungen, ein realistisches Bild vom Status quo der Offshore-Windenergie in Deutschland zu zeichnen. Besonders hervorzuheben ist die Bereitschaft der Offshore-Windparkentwickler, vertrauliche Informationen zu Kosten- und Erlösstrukturen ihrer Projekte zur Verfügung zu stellen und damit eine modellartige Rentabilitätsanalyse zu ermöglichen.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, welche Hürden dem Ausbau der Offshore-Windenergie hierzulande entgegenstehen, aber auch, welche Möglichkeiten bestehen, diese Hemmnisse in Zukunft zu überwinden.

Wir möchten uns an dieser Stelle bei allen Unternehmen, Banken und der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE bedanken, die unsere Studie unterstützt haben.

Wir wünschen Ihnen eine erkenntnisreiche Lektüre und freuen uns, mit Ihnen zu den Ergebnissen unserer Studie oder zum Offshore-Windenergiemarkt generell vertiefende Gespräche zu führen.

Olaf Köppe

Partner,
Leiter Energy & Natural Resources
KPMG AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Karsten Schulze

Senior Manager,
Energy & Natural Resources
KPMG AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Vorwort Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Anfang August 2010 hat die Bundesregierung den Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien (NAP) beschlossen und an die EU-Kommission nach Brüssel gemeldet. Demnach sollen bereits bis 2020 in der deutschen Nord- und Ostsee 10 Gigawatt Offshore-Windenergieleistung errichtet werden. Dies entspricht einem Investitionsvolumen von über 30 Milliarden Euro innerhalb der nächsten zehn Jahre. Politisch gewollt sind weitere 10 bis 15 Gigawatt bis 2025/2030.

Damit stellt die Offshore-Windenergie für die Zukunft einen tragenden Pfeiler in der Energie- und Klimaschutzpolitik der Bundesregierung dar, mit enormen Wachstumspotenzialen. Besonders durch die notwendige Vernetzung mit der maritimen Wirtschaft – Schifffahrt, Häfen, Werften – kann in diesen Branchen ein nachhaltiges Wachstum geschaffen werden. An der Nord- und Ostseeküste wurde bereits über eine halbe Milliarde Euro in Fertigungsstätten und Infrastruktur für den Ausbau der Offshore-Windenergie investiert. Neben der regionalen Wirtschaft in den Küstenländern profitiert davon die Zulieferindustrie in allen Bundesländern.

Somit ist das wachsende energie- und industriepolitische Gewicht der Offshore-Windenergie von herausragender volkswirtschaftlicher Bedeutung. Im Hinblick auf die massiven Anstrengungen in europäischen Nachbarländern, insbesondere in Großbritannien, müssen jetzt aber die entscheidenden Weichen für den Standort Deutschland gestellt werden.

Vor diesem Hintergrund haben wir KPMG beauftragt zu analysieren, ob die aktuellen Rahmenbedingungen in Deutschland geeignet sind, die Finanzierung und den wirtschaftlichen Betrieb von Offshore-Windparks zu ermöglichen.

Denn ähnlich wie in den 90er-Jahren der Aufbau der Windenergienutzung an Land benötigt die Offshore-Windbranche gezielte staatliche Unterstützung in der Aufbauphase. Nur durch die zügige Realisierung der geplanten Projekte in Deutschland kann eine dynamische und selbsttragende Entwicklung in Gang gesetzt werden, wodurch sich ein substanzieller heimischer Markt entwickeln und die drohende Verlagerung von Investitionen und Produktionsstätten in andere Länder vermieden werden kann.

Insofern sind Anpassungen des EEG gegebenenfalls bereits vor der Veröffentlichung des nächsten EEG-Erfahrungsberichtes im Dezember 2011 erforderlich. Die Erkenntnisse aus der vorliegenden Studie sollten im politischen Entscheidungsprozess dringend berücksichtigt werden. Sie bestätigen unsere Einschätzung zur Lage der deutschen Offshore-Windindustrie in vollem Umfang.

Jörg Kuhbier

Vorsitzender des Vorstands

Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Inhalt

1	Die wichtigsten Ergebnisse der Studie	10
2	Aufgabenstellung und Vorgehensweise	14
3	Offshore-Windparks in Europa	16
3.1	Offshore-Windparks in Großbritannien	17
3.2	Offshore-Windparks in Deutschland	18
4	Politische Rahmenbedingungen	21
4.1	Europäische Energiepolitik und Ausbauziele	21
4.2	Nationale Energiepolitik und Ausbauziele	24
4.2.1	Belgien	25
4.2.2	Dänemark	26
4.2.3	Deutschland	28
4.2.4	Frankreich	30
4.2.5	Großbritannien	31
4.2.6	Irland	34
4.2.7	Niederlande	35
4.2.8	Schweden	36
4.3	Einschätzung der Rahmenbedingungen	37
5	Marktumfrage 2010	39
5.1	Warum Offshore-Windenergie?	39
5.2	Attraktivität der europäischen Märkte	40
5.3	Gründungstechnologie	42
5.4	Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise	43
5.5	Wesentliche Umsetzungshemmnisse	45
5.6	Fazit	46
6	Marktsituation der Hersteller	47
6.1	Rückblick auf 2007	47
6.2	Aktuelle Situation	48
6.3	Marktanteile der Hersteller	49
6.4	Entwicklung von Produktionskapazitäten	49
6.5	Fazit	51

7	Finanzierung von Offshore-Windparks	52
7.1	Offshore-Windenergie in Europa – der Wettbewerb um Kapital	52
7.2	Die Perspektive der Eigenkapitalgeber	56
7.3	Die Perspektive der Fremdkapitalgeber	58
7.3.1	Überblick	58
7.3.2	Projektfinanzierung	59
7.3.3	Unternehmensfinanzierung	63
7.4	Bisherige Finanzierungen von Offshore-Windparks	66
7.5	Vorschläge zur Verbesserung der Finanzierungsfähigkeit	70
7.5.1	Überblick	70
7.5.2	Veränderungen der Einspeisevergütung	71
7.5.3	Risikoübernahme durch die öffentliche Hand	74
8	Wirtschaftlichkeitsberechnungen	76
8.1	Datenbasis und Vorgehensweise	76
8.2	Analyse der Basisdaten	76
8.2.1	Entwicklungskosten	77
8.2.2	Investitionskosten	77
8.2.3	Betriebskosten	80
8.2.4	Windertrag	81
8.2.5	Zusammenfassung der Analyseergebnisse	81
8.3	Entwicklung der Berechnungsmodelle	82
8.3.1	Berechnungsmodell Eigenkapitalfinanzierung – EEG 2009	84
8.3.2	Berechnungsmodell Eigenkapitalfinanzierung – Stauchung EEG	84
8.3.3	Berechnungsmodell Projektfinanzierung	87
8.4	Fazit	89
	Bildnachweis	90

Abkürzungsverzeichnis

AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
ct	Eurocent
DKK	Dänische Krone
DSCR	Debt Service Cover Ratio (Schuldendienstdeckungsgrad)
EBITDA	Earnings before Interest, Tax and Depreciation (Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen)
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EIB	Europäische Investitionsbank
EKF	Eksport Kredit Fonden, staatliche dänische Exportversicherung
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union
€	Euro
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWEA	European Wind Energy Association
£	Britisches Pfund
GW	Gigawatt
GWEC	Global Wind Energy Council
KfW	KfW Bankengruppe
KOM	Europäische Kommission
kWh	Kilowattstunde
LEC	Levy Exemption Certificate
MEP	Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie, niederländisches Vergütungssystem für erneuerbare Energien, ausgelaufen 2006
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
n/a	nicht anwendbar
NFPA	Non-Fossil Purchasing Agency
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets
OFTO	Offshore Transmission Operator
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
OWP	Offshore-Windpark
PPA	Langfristiger Stromabnahmevertrag (Power Purchase Agreement)
RO	Renewable Obligation Order (Order Incentivizing Sustainable Energy Production in the United Kingdom)
ROC	Renewable Obligation Certificate
SDE	Besluit stimulerend duurzame energieproductie (order incentivizing sustainable energy production in the Netherlands)
sm	Seemeile
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Überblick Vergütungssysteme in Europa	10
Abbildung 2:	Rendite bei Stauchung EEG	12
Abbildung 3:	Teilnehmer Marktumfrage 2010	14
Abbildung 4:	Übersicht Offshore-Windparks in Europa, Stand Juni 2010 (Angaben in MW)	16
Abbildung 5:	Übersicht Offshore-Windprojekte in Großbritannien (Angaben in MW)	18
Abbildung 6:	Übersicht Offshore-Windprojekte in Deutschland	19
Abbildung 7:	Offshore-Windprojekte in der deutschen Nordsee	20
Abbildung 8:	Offshore-Windprojekte in der deutschen Ostsee	20
Abbildung 9:	Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in der EU	22
Abbildung 10:	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der EU	23
Abbildung 11:	Vergleich der Vergütungssysteme in Europa	25
Abbildung 12:	EEG-Vergütungsmodell	29
Abbildung 13:	Motivation der Unternehmen für Offshore-Windaktivitäten	39
Abbildung 14:	Ranking der Offshore-Windmärkte nach erwarteten Renditen	40
Abbildung 15:	Bereitschaft zur finanziellen Förderung von Offshore-Windparks	41
Abbildung 16:	Gründungsvarianten in Abhängigkeit zur Wassertiefe	42
Abbildung 17:	Auswirkungen der Wirtschaftskrise	43
Abbildung 18:	Erwartete Normalisierung der Finanzmärkte	44
Abbildung 19:	Probleme bei der Umsetzung von Offshore-Windparks in Deutschland	45
Abbildung 20:	Geplante Offshore-Windparkumsetzung und verfügbare Kapazität der Offshore-Windenergieanlagenhersteller (2007)	47
Abbildung 21:	Geplante Offshore-Windparkumsetzung (Stand 31. Dezember 2009)	48
Abbildung 22:	Anzahl installierter Offshore-Windenergieanlagen nach Herstellern in Europa (Stand 31. Dezember 2009)	49
Abbildung 23:	Überblick geplante Markteinführung Offshore-Windenergieanlagen	50
Abbildung 24:	Entwicklung der Kosten für Offshore-Windenergieanlagen	50
Abbildung 25:	Offshore-Windroadmap	53
Abbildung 26:	Eigentumsverhältnisse – Offshore-Windparks	54
Abbildung 27:	Installierte Offshore-Windenergieanlagen nach Herstellern (Deutschland und Großbritannien, Stand 31. Dezember 2009)	55
Abbildung 28:	Annahmen für Beispielrechnung	62
Abbildung 29:	Berechnungsbeispiel – Risikoübernahme durch EIB, EKF, KfW	62
Abbildung 30:	Berechnungsbeispiel – Risikoübernahme durch EIB	63
Abbildung 31:	Finanzierung Offshore-Windparks Q7, C-Power und Belwind 1	66
Abbildung 32:	Finanzierung Zephyr und Boreas	67
Abbildung 33:	Finanzierung Offshore-Windpark BARD Offshore 1	68
Abbildung 34:	Finanzierung Offshore-Windpark London Array	69
Abbildung 35:	Finanzierung Offshore-Windpark Lincs	69
Abbildung 36:	Finanzierung Offshore-Windpark Borkum-West II	69
Abbildung 37:	Abgefragte Basisdaten für Offshore-Windparks	76
Abbildung 38:	Investitionskosten je MW	77
Abbildung 39:	Spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit zur Küstenentfernung	78
Abbildung 40:	Spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit zur Wassertiefe	79
Abbildung 41:	Vergleich der spezifischen Investitionskosten je MW für die Jahre 2007 und 2010	79
Abbildung 42:	Betriebskosten je MWh (Preisbasis 2010)	80
Abbildung 43:	Nettokapazitätsfaktoren	81
Abbildung 44:	Prämissen des Berechnungsmodells	82
Abbildung 45:	Übersicht Entwicklung Berechnungsmodelle	83

Abbildung 46:	Vergleich Entwicklung Strompreis und EEG-Vergütung	83
Abbildung 47:	Prämissen der Steuerberechnung	84
Abbildung 48:	Projekttrendite nach Steuern auf Basis EEG 2009	84
Abbildung 49:	Auswirkung Stauchung auf Vergütungsdauer	85
Abbildung 50:	Übersicht Varianten Stauchungsmodell	86
Abbildung 51:	Projekttrendite nach Steuern im Stauchungsmodell	86
Abbildung 52:	Prämissen Projektfinanzierung	87
Abbildung 53:	Entwicklung DSCR EEG 2009 Base Case gegenüber EEG 2009 Downside Case	88
Abbildung 54:	Entwicklung DSCR EEG 2009 gegenüber Stauchungsmodellen	88



1 Die wichtigsten Ergebnisse der Studie

- » In Europa sind per Ende Juni 2010 Offshore-Windparks (OWPs) mit einer Nennleistung von 2,2 GW installiert. Dies entspricht etwa dem Ausbau der Onshore-Windenergie im Jahr 1995 (2,5 GW). Analog zum Stand der Onshore-Windenergie 1995 steht die Offshore-Windenergie an der Schwelle der Entwicklung vom Nischenmarkt zum eigenständigen Industriezweig.
- » Wie bereits in der KPMG-Studie „Offshore-Windparks in Europa“ von 2007 dargestellt, besteht weiterhin das Risiko, dass die deutsche Offshore-Windindustrie in der Entwicklung gegenüber europäischen Wettbewerbern zunehmend zurückfällt und somit neben dem ökologischen auch das ökonomische Potenzial der Offshore-Windindustrie in Deutschland nur eingeschränkt ausgeschöpft wird.
- » Großbritannien ist beim Ausbau der Offshore-Windenergie mit einer installierten Leistung von einem GW führend. Durch die Vergabe von Entwicklungskonzessionen im Umfang von 44 GW und die erneute Verbesserung des Vergütungssystems hat die britische Regierung die Weichen für einen umfassenden Ausbau des Offshore-Windsektors gestellt. Die marktpreisbasierte Vergütung in Großbritannien ist in Europa derzeit (Stand Sommer 2010) am attraktivsten (vergleiche Abbildung 1).
- » Aus ökologischer und energiepolitischer Sicht können weitere Verzögerungen dazu führen, dass der mittelfristig angestrebte Ausbau der Offshore-Windenergie auf 10 GW bis 2020 und der damit verbundene Beitrag der Offshore-Windenergie zur Erreichung der nationalen und europäischen Klimaziele gefährdet sind.

Abbildung 1
Überblick Vergütungssysteme in Europa¹

Quelle: KPMG-Analyse

Anmerkung:

- ✓ werden gewährt/zur Verfügung gestellt
- ✗ werden nicht gewährt/nicht zur Verfügung gestellt
- PE Projektentwickler
- ÜNB Übertragungsnetzbetreiber
- * marktpreisbasierte Vergütung, Preise Stand Juni/Juli 2010

¹ Umrechnungskurse: 1,222 €/1 GBP; 0,104 €/1 SEK; 0,134 >€/1 DKK

Land	Aktuelle Vergütung (ct/kWh)	Laufzeit	Zuschüsse	Netz-anbindung	Steuervergütung
Belgien	14,7 bis 216 MW 9,0 > 216 MW*	20 Jahre	✓	PE/ÜNB	✗
Dänemark	8,43 (Rødsand 2) Ausschreibung	50.000 Volllaststunden	✗	ÜNB	✗
Deutschland	15,0 (inklusive Sprinterprämie)	12 Jahre plus eventuell Verlängerung	✗	ÜNB	✗
Frankreich	erst 13,0 dann 3,0 bis 13,0	beide Stufen jeweils 10 Jahre	✗	PE	✓
Großbritannien	18,01*	Zertifikate bis 2037	✓	PE	✓
Irland	14,0	15 Jahre	✓	PE	✗
Niederlande	Ausschreibung	15 Jahre	✓	PE	✓
Schweden	6,76*	15 Jahre	✓	PE	✓

» Aus ökonomischer und industriepolitischer Sicht ist langfristig vor allem die geografische Ansiedlung der zukünftigen Offshore-Windindustrie von Bedeutung. Zur Deckung des aus dem prognostizierten Marktwachstum resultierenden Bedarfs an Offshore-Windenergieanlagen (OWEAs) und anderen Komponenten müssen Hersteller und Zulieferer kurzfristig umfangreiche Fertigungskapazitäten aufbauen. Da ähnlich wie bei der Entwicklung der Onshore-Windindustrie davon auszugehen ist, dass industrielle Fertigungskapazitäten in Märkten mit der höchsten Nachfrage entstehen werden, können weitere Verzögerungen des Ausbaus die Ansiedlung einer starken deutschen Offshore-Windindustrie gefährden.

» In dieser dritten KPMG-Studie zur Offshore-Windenergie wird der Entwicklungsstand der Offshore-Windenergie in Europa im Jahr 2010 analysiert. Auf Basis detaillierter Daten aktueller deutscher Offshore-Windprojekte, Einzelinterviews mit wesentlichen Marktteilnehmern und einer Marktumfrage werden aktuelle Trends sowie Chancen und Risiken der Offshore-Windenergie identifiziert. Des Weiteren werden verschiedene Handlungsoptionen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für Offshore-Windprojekte in Deutschland diskutiert.

» Zusammenfassend bestehen in Deutschland trotz verbesserter Rahmenbedingungen nach der Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2009 wesentliche Umsetzungs-hemmnisse für Offshore-Windprojekte:

- **Geringe Rentabilität**

Auf Basis der Daten aktueller deutscher Offshore-Windprojekte ergibt sich für einen Modellwindpark bei einer vollständigen Eigenkapitalfinanzierung und unter Berücksichtigung des aktuellen EEGs eine Projektrendite von 7,1 Prozent nach Steuern. Angesichts der technologischen und logistischen Herausforderungen und der noch geringen Erfahrungen mit der Errichtung und dem Betrieb von OWPs in den für Deutschland einschlägigen Küstenentfernungen und Wassertiefen erscheint diese Rendite nicht ausreichend, um die spezifischen höheren Risiken von Offshore-Windprojekten abzudecken.



- **Zugang Finanzierung**

In Deutschland sind weitaus mehr potenzielle Investoren als zum Beispiel in Großbritannien auf Projektfinanzierungen angewiesen. Für typische OWPs in Deutschland mit Investitionskosten von 1,0 bis 1,5 Milliarden Euro sind Projektfinanzierungen derzeit jedoch kaum realisierbar. Dies liegt zum einen an der Veränderung des Projektfinanzierungsmarkts infolge der Finanzkrise, zum anderen sind Geschäftsbanken noch nicht bereit, Offshore-Windprojekte ohne weitreichende Absicherung der spezifischen Offshore-Risiken durch öffentliche Förderbanken und Kreditversicherer zu finanzieren.

- **Kapitalbedarf**

Bei einer zusätzlichen Installation von 38,1 GW² Nennleistung in Europa von 2010 bis 2020 beträgt der Kapitalbedarf auf Basis der ermittelten durchschnittlichen Investitionskosten von 3,7 Millionen Euro/MW – vor Berücksichtigung von Kostensenkungspotenzialen – 141,0 Milliarden Euro. Es besteht ein intensiver Wettbewerb um Finanzmittel in Europa.

- **Verzögerte Netzanbindung**

Durch erwartete Engpässe zuliefernder Unternehmen können Netzanbindungen entgegen der Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) möglicherweise nicht rechtzeitig bereitgestellt werden. In diesem Fall trägt der Projektentwickler das Risiko einer verzögerten Bereitstellung.

» Derzeit werden verschiedene Maßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für Offshore-Windprojekte in Deutschland diskutiert. Sie zielen auf eine beschleunigte Umsetzung der ersten kommerziellen Offshore-Windprojekte ab, sodass eine zeitliche oder kapazitätsmäßige Begrenzung dieser unterstützenden Maßnahmen angemessen erscheint.

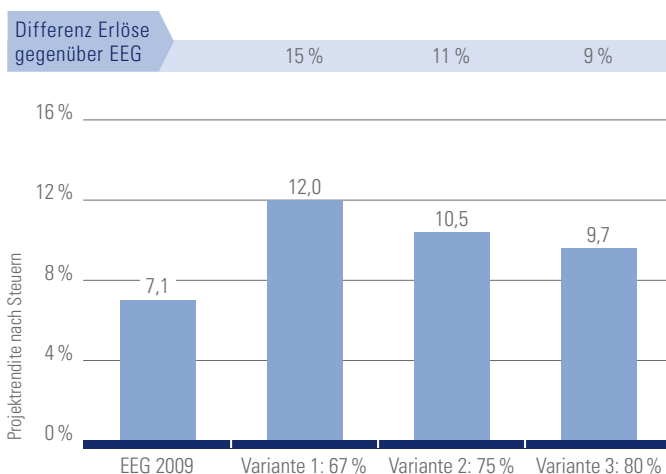
» Die diskutierten Maßnahmen richten sich zum einen auf eine Veränderung des EEGs für Offshore-Windprojekte, zum anderen auf eine Erleichterung der Finanzierung durch weitergehende Risikoübernahme öffentlicher Förderinstitute.

- Eine Stauchung des Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung des EEGs bei einer korrespondierenden Erhöhung des Vergütungssatzes kann, je nach Ausgestaltung, zu einer Verbesserung der Projektrendite nach Steuern von Offshore-Windprojekten von 7,1 auf bis zu 12,0 Prozent führen (vergleiche Abbildung 2).

- Angesichts der vergleichsweise anspruchsvollen Standortbedingungen deutscher OWP-Projekte und des damit verbundenen hohen Risikos erscheint eine Verbesserung der Rentabilität als sinnvoll, um die politischen Ausbauziele im gesetzten Zeitrahmen zu erreichen.

Abbildung 2
Rendite bei Stauchung EEG

Quelle: KPMG-Analyse



Anmerkung: Variante 1/2/3 Stauchung des Vergütungszeitraums auf 67/75/80 Prozent bei gleichbleibender Vergütungssumme (in absoluten Beträgen)

- Für die zügige Realisierung einer Reihe von Pilotprojekten erscheint eine Risikoübernahme durch die öffentliche Hand bis zur Entstehung eines eigenständigen Projektfinanzierungsmarkts hilfreich. Hierbei spielen neben dem fortgeführten Engagement der KfW Bankengruppe (KfW), auch staatliche Kreditversicherer sowie Bundes- und Landesbürgschaften eine Rolle.
- » Zur Lösung des Netzanbindungsrisikos werden derzeit vor allem langfristig orientierte Maßnahmen im Rahmen eines Netzausbauplans diskutiert. Entwickler und Offshore-Windenergie-Verbände fordern dabei, dass die vier großen OWP-Cluster in der Nordsee unabhängig von einzelnen Windparks an das Netz angebunden werden. Durch eine kurzfristige Umsetzung könnte die rechtzeitige Netzanbindung der Mehrheit der deutschen OWPs sichergestellt werden.
- » Deutschland steht insbesondere mit Großbritannien im Wettbewerb um europaweit agierende Investoren, Banken und Hersteller beziehungsweise Zulieferer, um die ehrgeizigen Ausbauziele für Offshore-Windenergie erreichen zu können. Großbritannien hat aufgrund seiner langjährigen Erfahrungen mit OWPs, der Vergabe umfangreicher weiterer Offshore-Windkonzessionen sowie durch die Erhöhung der Vergütung und die aktive Anwerbung von Herstellern und Zulieferern derzeit einen deutlichen Vorsprung gegenüber Deutschland. Aus energie- und industriepolitischer Sicht sind in Deutschland daher Anpassungen der Rahmenbedingungen geboten, um im entstehenden europäischen Markt für Offshore-Windenergie eine starke Position zu erreichen.



2 Aufgabenstellung und Vorgehensweise

Die vorliegende Studie ist in Kooperation mit der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE entstanden. Gegenstand der Studie ist es, die seit der Veröffentlichung der KPMG-Studie „Offshore-Windparks in Europa“ (2007) eingetretenen Veränderungen der Rahmenbedingungen für Offshore-Windenergie in Europa darzustellen sowie die Finanzierbarkeit und Wirtschaftlichkeit von OWPs in Deutschland zu analysieren. Zu diesem Zwecke wurden im Wesentlichen:

- eigene Marktrecherchen in ausgewählten europäischen Ländern betrieben,
- eine europaweite Umfrage unter wesentlichen Marktteilnehmern durchgeführt,
- insgesamt zwölf Gespräche mit Projektentwicklern, OWEA-Herstellern und Banken geführt,
- Datensätze zu sieben deutschen OWPs erhoben, analysiert und auf anonymisierter Basis zu einem Modell-OWP weiterentwickelt.

Die in Kapitel 4.2 dargestellten Marktrecherchen umfassen neben dem deutschen Markt für Offshore-Windenergie folgende Länder:

- Belgien
- Dänemark
- Frankreich
- Großbritannien
- Irland
- Niederlande
- Schweden

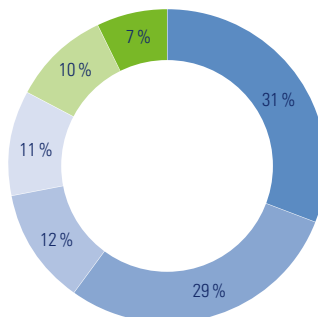
Der Auswahl liegen die Kriterien zugrunde, dass sich in einem Land entweder bereits OWPs in Betrieb befinden oder kurzfristig Veränderungen der Rahmenbedingungen erfolgt sind, um einen Ausbau der Offshore-Windenergie zu erreichen. Auf Grundlage dieser Kriterien wurden daher gegenüber der KPMG-Studie „Offshore-Windparks in Europa“ (2007) Belgien und Irland in den Kreis der betrachteten Länder aufgenommen. Demgegenüber wurde auf eine Berücksichtigung des spanischen Markts verzichtet, da hier die Entwicklung des Offshore-Windmarkts trotz Einführung eines Vergütungssystems im Jahr 2006 stagniert.

Zusätzlich zur Analyse der Rahmenbedingungen werden in Kapitel 5 wesentliche Ergebnisse einer europaweit durchgeführten Marktumfrage dargestellt. Hierzu wurden insgesamt mehr als 100 Unternehmen, Verbände und andere Institutionen angeschrieben. Insgesamt erfolgten 38 Rückläufe. Abbildung 3 zeigt die Struktur der Umfrageteilnehmer nach Aktivitäten im Offshore-Windsektor.

Abbildung 3
Teilnehmer der Marktumfrage 2010

Quelle: KPMG-Marktumfrage 2010

- Projektentwicklung
- Finanzierung
- Betrieb und Wartung
- Sonstige
- Hersteller
- Logistik und Errichtung





Für Hersteller von OWEAs beinhaltet der Fragebogen einen zusätzlichen spezifischen Umfrageteil, um Einschätzungen zu mittelfristigen Kapazitätsentwicklungen ableiten zu können. Ferner wurden persönliche Gespräche mit drei Herstellern geführt. In Kapitel 6 werden die Ergebnisse der Befragungen dargestellt und analysiert, inwieweit die Verfügbarkeit von OWEAs weiterhin (wie in der KPMG-Studie 2007 von den Marktteilnehmern erwartet) einen wesentlichen Engpass für den Ausbau der Offshore-Windenergie in Europa darstellt.

In Kapitel 7 werden mögliche Modelle zur Finanzierung von OWPs in Deutschland präsentiert. Wesentliche Grundlage für die Ausführungen waren Gespräche mit Kreditinstituten als möglichen Fremdkapitalgebern zur Finanzierung von Offshore-Wind-

projekten in Deutschland. Insgesamt wurden Gespräche mit sechs europäischen, bei Offshore-Windprojekten engagierten Banken geführt.

In Kapitel 8 wird die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit von Offshore-Windprojekten in Deutschland auf Basis des EEGs 2009 und aktuell diskutierter Vorschläge analysiert. Hierzu wurden im ersten Schritt Kosten- und Erlösstrukturen von Offshore-Windprojekten ausgewertet. Für die Analyse wurden KPMG Datensätze von sieben Offshore-Windprojekten von jeweils unterschiedlichen Projektentwicklern zur Verfügung gestellt. Den beteiligten Unternehmen wurde die vertrauliche Behandlung der Daten zugesichert; ein Rückschluss von den Analyseergebnissen auf individuelle Offshore-Windprojekte ist daher nicht möglich.

3 Offshore-Windparks in Europa

In Europa waren Ende Juni 2010 OWPs mit einer Gesamtleistung von 2,2 GW in Betrieb.³ Die installierte Kapazität hat sich somit seit 2007 (1 GW) mehr als verdoppelt. Das Wachstum hat sich in den vergangenen Jahren nahezu ausschließlich auf Großbritannien sowie Dänemark, die Niederlande und Schweden konzentriert.

Im Vergleich zur Onshore-Windenergie mit einer weltweit installierten Kapazität von 157 GW Ende 2009 (davon 73 GW in Europa) und einem

Zubau von 37 GW (davon 9 GW in Europa) allein im Jahr 2009, befindet sich die Offshore-Windenergiebranche weiterhin in der frühen Marktentwicklung.⁴ Das derzeitige Marktstadium ist vergleichbar mit dem Niveau des Onshore-Windmarkts 1995. Damals waren in Europa 2,5 GW Leistung installiert.⁵ Korrespondierend zur bis heute erfolgten Entwicklung der Onshore-Windindustrie steht die Offshore-Windbranche damit kurz vor der Entwicklung vom Nischenmarkt zum eigenständigen Industriezweig.

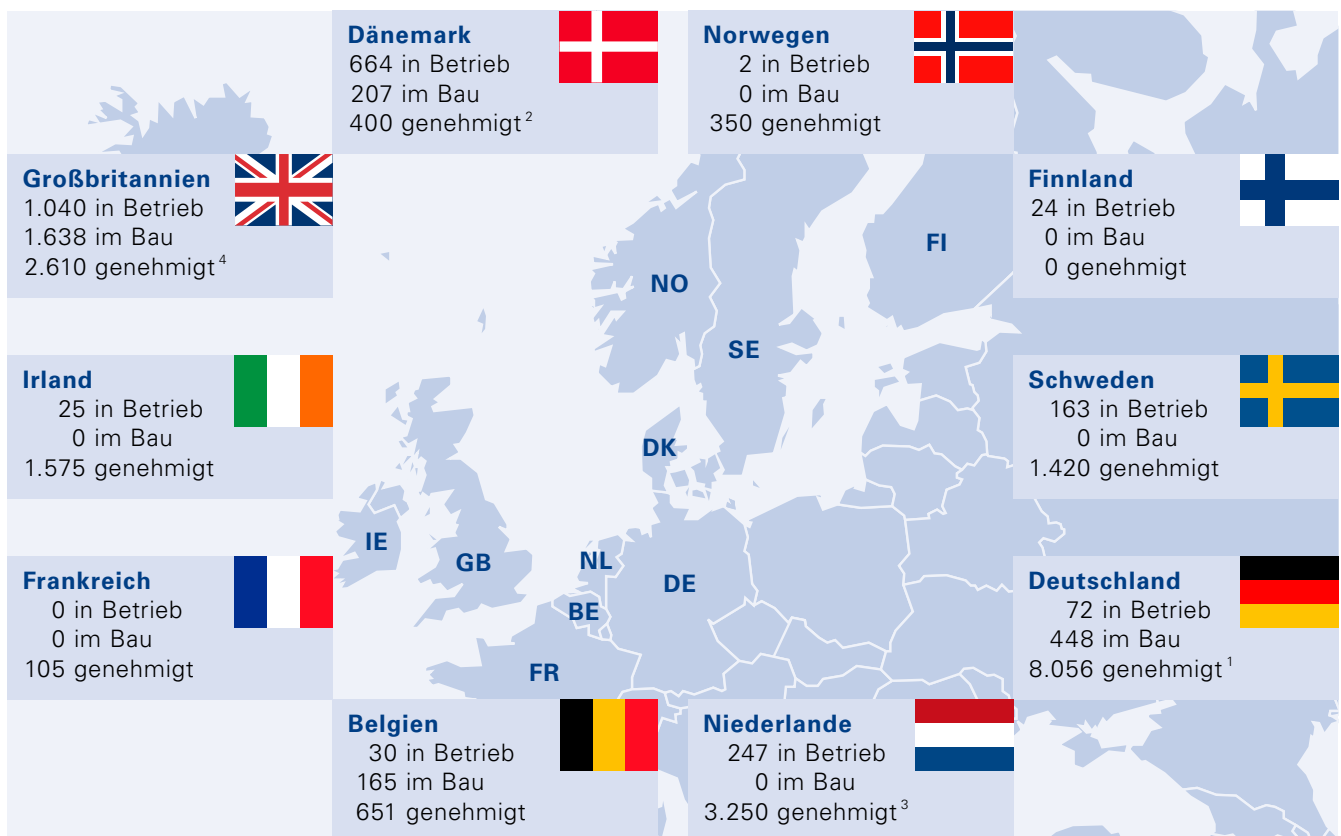
Abbildung 4

Übersicht Offshore-Windparks in Europa, Stand Juni 2010 (Angaben in MW)

Quelle: KPMG-Analyse

3 Nur vollständig errichtete OWPs, die bereits Strom einspeisen

4 Global Wind Energy Council (GWEC)
5 EWEA



Anmerkung:

- 1 Aktuell geplanter Anlagentyp berücksichtigt beziehungsweise Anlagentyp laut Genehmigung, soweit keine neueren Informationen vorlagen
- 2 Konzession (voll genehmigt) ausgeschrieben

- 3 Eine Förderzusage haben bislang nur zwei Projekte mit insgesamt 600 MW erhalten; insgesamt sollen bis zu 950 MW durch das „Besluit stimulerend duurzame energieproductie (SDE)“-Vergütungssystem gefördert werden.

- 4 Nur vollständig genehmigte Projekte in Großbritannien berücksichtigt; vorgenehmigt bereits 49 GW (siehe Abbildung 5)

Neben der installierten Leistung und den im Bau befindlichen Kapazitäten zeigt Abbildung 4 die Pipeline genehmigter Projekte in wesentlichen europäischen Märkten. Grundsätzlich unterscheiden sich die Genehmigungsverfahren in Ländern mit Vorschlagssystemen (zum Beispiel Deutschland) und Ländern mit Ausschreibungsverfahren (zum Beispiel Großbritannien und Belgien). Nach dem zweistufigen britischen Ausschreibungsverfahren werden zunächst exklusive Lizenzen für die Entwicklung von Windparkprojekten in festgelegten Gebieten vergeben und dann Genehmigungen für den Bau der Windparks erteilt. So wurden dort der Bau von OWPs mit einer Kapazität von 2,6 GW genehmigt und Entwicklungslizenzen für weitere 44 GW vergeben.

Bei der Darstellung ist zu beachten, dass die Kapazität der genehmigten OWPs ein Realisierungspo-

tenzial darstellt, das aber nicht als gesichert angesehen werden kann. Bis zur Realisierung müssen abhängig von den Rahmenbedingungen eines Landes noch weitere genehmigungsrechtliche und wirtschaftliche Meilensteine erfüllt werden, die bei Nichteintritt den Bau eines OWPs trotz vorliegender Genehmigung verhindern können. Diese Meilensteine umfassen zum Beispiel die Erteilung einer unbedingten Netzanbindungszusage (vergleiche zum Beispiel Kapitel 4.2.3), die Sicherung der Finanzierung (vergleiche Kapitel 7) sowie eine positive Investitionsentscheidung des Genehmigungsinhabers. In Deutschland ist die Diskrepanz zwischen Realisierungspotenzial und tatsächlicher Umsetzung auffällig. Vom Realisierungspotenzial in der KPMG-Studie 2007 (5.906 MW) wurden per Ende Juni 2010 lediglich 65 MW umgesetzt (inklusive Testanlage).

3.1 Offshore-Windparks in Großbritannien

Den stärksten Kapazitätsausbau an Offshore-Windenergie hat bislang Großbritannien realisiert. Mit der Fertigstellung der Windparks Gunfleet Sands 1 und 2 (172 MW) sowie Robin Rigg (180 MW) wurde im ersten Halbjahr 2010 erstmals eine installierte Offshore-Windkapazität von 1.000 MW überschritten. Mit etwa der Hälfte der in Europa installierten Offshore-Windenergieleistung (Stand Mai 2010) ist Großbritannien in der Offshore-Windenergie weltweit führend.

Mit Ausnahme des Projekts Teesside wurden alle genehmigten Projekte der ersten Vergaberunde (Round 1)

bereits realisiert oder befinden sich derzeit in Umsetzung. Auch aus der 2. Runde (Round 2) befinden sich bereits viele Projekte in der Bauphase. Um Entwicklern und der Zulieferindustrie langfristige Perspektiven zu bieten, wurden im Januar 2010 im Rahmen der 3. Runde (Round 3) mit 32 GW deutlich umfangreichere Konzessionen als in Round 1 und 2 vergeben. Die Umsetzung dieser Projekte sowie weiterer Projekte in den schottischen Hoheitsgewässern wird voraussichtlich ab 2013 und zunächst in Pilotphasen erfolgen. Um bis dahin das Umsetzungstempo der Projektentwickler auch kurz- und mittelfris-

tig auf einem hohen Niveau zu halten, wurden darüber hinaus im Mai 2010 Erweiterungen von Projekten der Round 1 und 2 in einem Umfang von 1,7 GW genehmigt.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über den Umsetzungsstand der Genehmigungsrounds in Großbritannien.

Abbildung 5
Übersicht Offshore-Windprojekte
in Großbritannien (Angaben in MW)

Quelle: KPMG-Analyse

	In Betrieb	Im Bau	Genehmigt	Vorgenehmigt	Gesamt
Round 1	962	150	90	–	1.202
Round 2	64	1.488	2.520	3.420	7.492
Round 1 Extension	–	–	–	285	285
Round 2 Extension	–	–	–	1.401	1.401
Round 3	–	–	–	32.200	32.200
Scottish Territorial Waters	–	–	–	6.438	6.438
Andere	14	–	–	–	14
Gesamt	1.040	1.638	2.610	43.744	49.032

3.2 Offshore-Windparks in Deutschland

Am 16. November 2009 wurde die Errichtung des ersten deutschen OWP alpha ventus mit einer Gesamtleistung von 60 MW abgeschlossen. In siebenmonatiger Bauzeit wurden zwölf OWEAs der 5-MW-Klasse in einer Küstenentfernung von 45 Kilometern (von Borkum) und in einer Wassertiefe von circa 30 Metern installiert. Unter der Berücksichtigung der 2008 installierten 5-MW-Testanlage vor Hooksiel sind somit in deutschen Gewässern 15 OWEAs mit einer Leistung von 72 MW in Betrieb. Darüber hinaus befinden sich die OWPs BARD Offshore 1 (400 MW) und Baltic 1 (48,3 MW) im Bau.

Zusätzlich zu den in Betrieb und im Bau befindlichen OWPs wurden in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) weitere 24 OWPs mit 1.758 OWEAs sowie innerhalb der 12-Seemeilen-Zone weitere zwei

OWPs mit insgesamt 23 OWEAs genehmigt.

Für Projekte in der AWZ wurde in den vergangenen Jahren aufgrund der hohen erwarteten Kosten durch die Küstenentfernung und die Wassertiefe in der Regel mit der Errichtung von Anlagen der 5-MW-Klasse gerechnet. Der höhere Windertrag im Vergleich zu Anlagen der 3-MW-Klasse sollte die erhöhten Baukosten insbesondere auch im Vergleich zu OWPs in Großbritannien kompensieren.

In den letzten zwölf Monaten hat sich allerdings ein neuer Trend bei Projekten der ersten Realisierungsphase 2010 bis 2012 gezeigt. So wurden 96 OWEAs mit 3 MW Leistung (Vestas) für das Projekt Sandbank 24 sowie 80 OWEAs mit 3,6 MW Leistung (Siemens) für das Projekt Baltic 2 bestellt. Für einen solchen

Trend spricht unter anderem, dass bei einem im Vergleich zu 5-MW-Anlagen geringeren Windertag die Investitionskosten für OWEAs der 3,X-MW-Klasse niedriger sind. Zudem verfügen die Hersteller von 3,X-MW-OWEAs bereits über eine längere Erfahrung in der Offshore-Windenergie, wodurch Risiken in Bau- und Betriebsphase aus Sicht von Entwicklern und Investoren reduziert werden. Des Weiteren wurden durch die Einführung modifizierter Anlagen (unter anderem mit größerem Rotordurchmesser) durch Vestas und Siemens in den Jahren 2010/2011 die Leistungskennlinien ihrer 3,X-MW-OWEAs verbessert und somit auch die ertragsbezogene Wettbewerbsfähigkeit erhöht.

Mittelfristig ist jedoch weiterhin mit einer Errichtung größerer Anlagenklassen in Deutschland zu rechnen. Hierfür spricht unter anderem, dass Hersteller von 5-MW-OWEAs erste Anlagen errichtet haben (Testfelder

alpha ventus, Beatrice, Thornton Bank) und dadurch geforderte Betriebserfahrungen auf See sammeln können. Darüber hinaus entwickeln auch Hersteller von 5-MW-Anlagen leistungstärkere Turbinen. Für das RWE-Projekt Nordsee Ost sollen erstmals 6-MW-Anlagen installiert werden. Im OWP Veja Mate können gemäß Genehmigung sogar OWEAs mit bis zu 7 MW Nennleistung errichtet werden.

Abbildung 6 zeigt, dass in Deutschland je nach Festlegung der Anlagenklasse eine kumulierte genehmigte Projektpipeline von rund 5,3 bis 8,9 GW vorhanden ist. Weitere 71 Windparkprojekte mit 26,4 bis 31,9 GW befinden sich im Genehmigungsprozess. Die Analyse verdeutlicht, dass die geplanten Kapazitäten keine feste Größe darstellen, sondern von der Wahl des OWEA-Typs und der Leistungsklasse abhängen.

	Realisiert oder im Bau (in MW)	Genehmigt*			Geplant*		
		OWEAs (Anzahl)	Niedrig (in MW)	Hoch (in MW)	OWEAs (Anzahl)	Niedrig (in MW)	Hoch (in MW)
AWZ	460	1.758	5.274	8.790	5.178	25.890	31.068
12-sm-Zone	60	23	69	115	164	492	820
Gesamt	520	1.781	5.343	8.905	5.342	26.382	31.888

Anmerkung:

* Bei geplanten Kapazitäten handelt es sich nicht um feste Größen, da Entwickler OWEAs unterschiedlicher Leistungsklassen einsetzen können. Die Auswirkungen der Wahl der Leistungsklasse auf die geplante Kapazität wurden anhand von zwei Szenarien veranschaulicht.

Niedriges Szenario: genehmigte Projekte mit 3 MW (12-Seemeilen-Zone und AWZ)
geplante Projekte mit 3 MW (12-Seemeilen-Zone) beziehungsweise 5 MW (AWZ)
Hohes Szenario: genehmigte Projekte mit 5 MW (12-Seemeilen-Zone und AWZ)
geplante Projekte mit 5 MW (12-Seemeilen-Zone) beziehungsweise 6 MW (AWZ)

Abbildung 6
Übersicht Offshore-Windprojekte in Deutschland

Quelle: KPMG-Analyse; Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH); Stellungnahme der Bundesregierung zum Stand des Ausbaus von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee (März 2010)

Die Abbildungen 7 und 8 zeigen die bis einschließlich 2009 beantragten und genehmigten OWPs in der Nord- und Ostsee.

Abbildung 7

Offshore-Windprojekte in der deutschen Nordsee

Quelle: BSH, KPMG-Analyse

Anmerkung: Die Namen der OWPs wurden durch KPMG ergänzt.

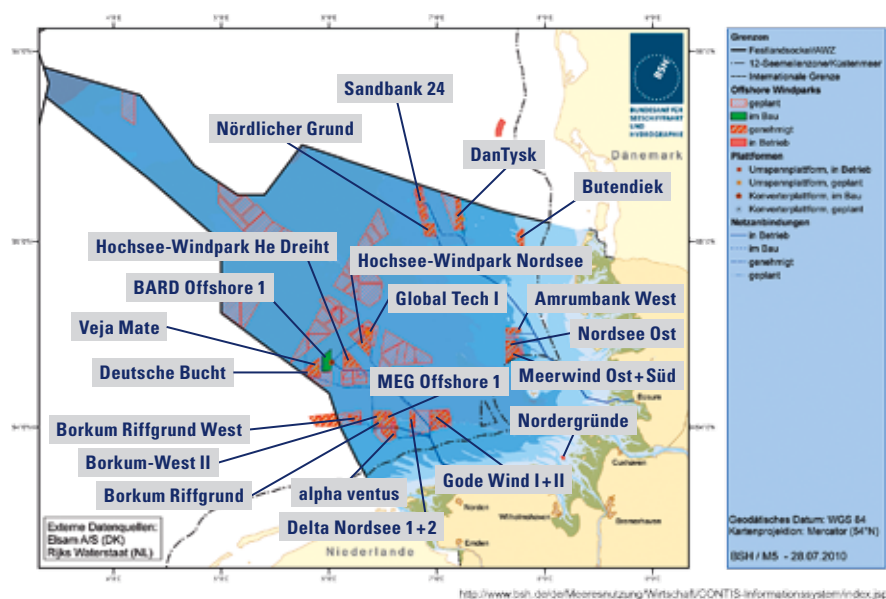
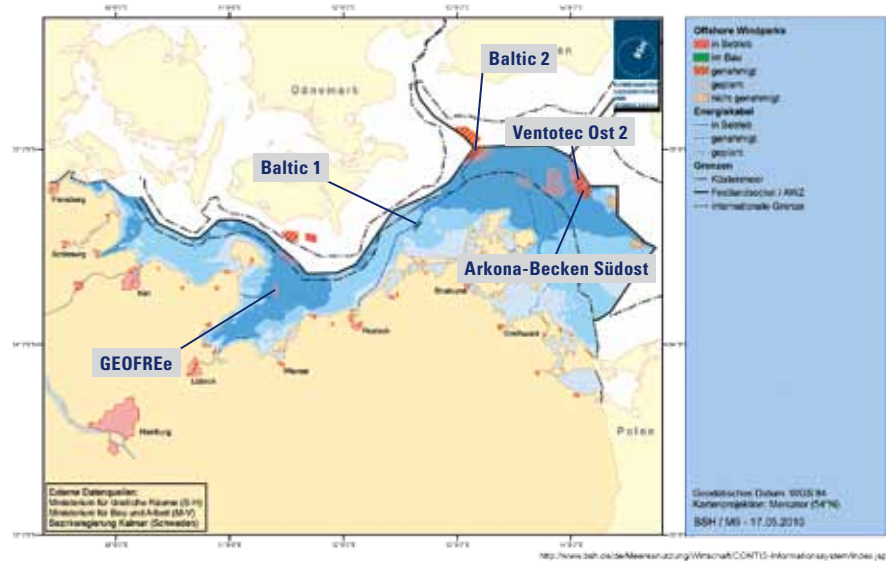


Abbildung 8

Offshore-Windprojekte in der deutschen Ostsee

Quelle: BSH, KPMG-Analyse

Anmerkung: Die Namen der OWPs wurden durch KPMG ergänzt.



4 Politische Rahmenbedingungen

Die wirtschaftliche Attraktivität erneuerbarer Energiequellen wird derzeit noch überwiegend von der Bereitschaft und dem politischen Willen bestimmt, erneuerbare Energieressourcen zu fördern. Die Bereitschaft und der politische Wille werden zum einen durch die Selbstverpflichtungen auf Grundlage supranationaler Vereinbarungen wie dem Kyoto-Protokoll oder des EU-Rahmenkonzepts zur Förderung erneuerbarer Energien beeinflusst. Zum

anderen besteht bei einem unveränderten jährlichen Anstieg des globalen Energieverbrauchs bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernkraft Handlungsbedarf alternative Energieerzeugungsquellen zu entwickeln. Denn die Erzeugung von Energie aus regenerativen Quellen stellt gerade für Staaten mit wenigen oder keinen fossilen Rohstoffvorkommen einen wichtigen Ansatz zur Verminderung der Abhängigkeiten von Energieimporten dar.

4.1 Europäische Energiepolitik und Ausbauziele

Die Europäische Union hat 2001 und 2003 in zwei Richtlinien die kurzfristigen energiepolitischen Ziele bis 2010 für Strom und Kraftstoffe festgelegt:⁶

- Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von mindestens 21 Prozent
- Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor von mindestens 5,75 Prozent

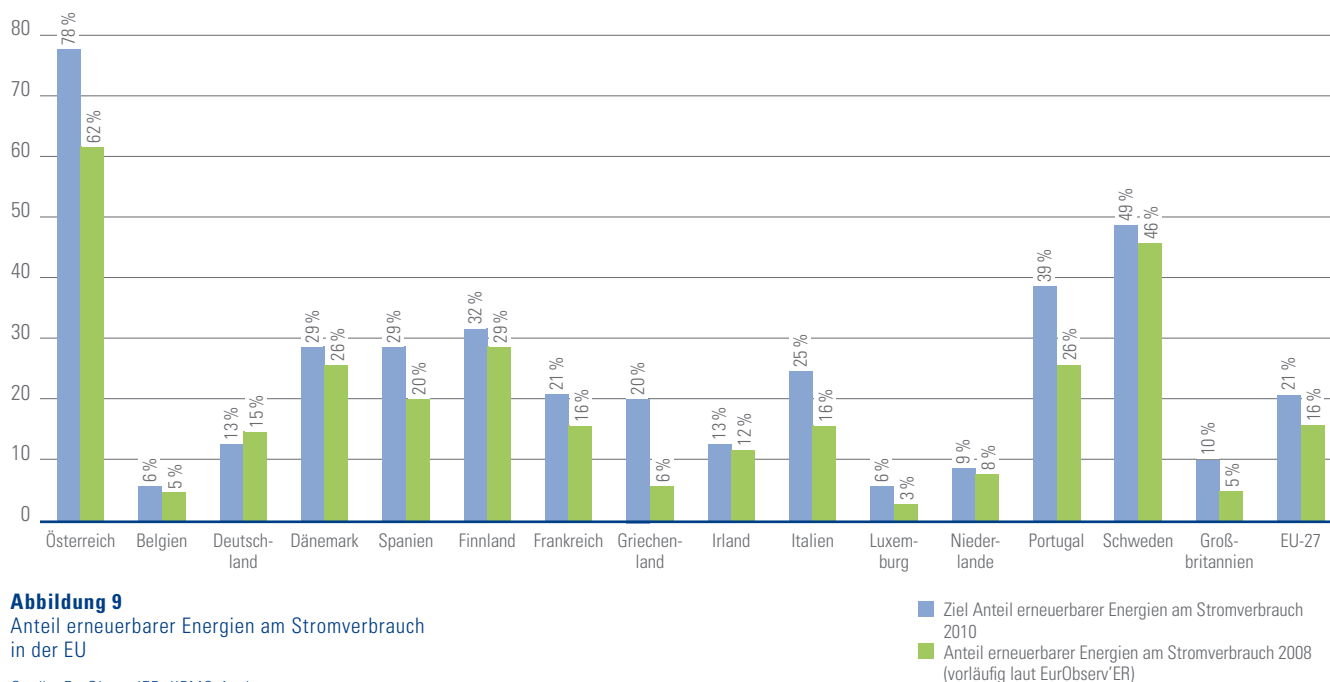
Im Gegensatz zu einer früheren Erklärung aus dem Jahr 1997⁷ wurden 2001/2003 erstmals auf EU-Ebene verbindliche Ziele für die Gemeinschaft sowie für die einzelnen Mit-

gliedsstaaten vereinbart. Außerdem wurden für jedes Mitglied individuelle Zielvorgaben festgesetzt, die den länderspezifischen Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch (Basisjahr 1997) sowie die Ausstattung mit natürlichen Ressourcen (beispielsweise für die Nutzung von Wasserkraft) berücksichtigen.

Abbildung 9 zeigt den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch der EU-15-Mitgliedsstaaten sowie der EU-27-Gruppe aus dem Jahr 2008 im Vergleich zur Zielvorgabe 2010.

⁶ Vergleiche Richtlinie 2001/77/EG und Richtlinie 2003/30/EG

⁷ Vergleiche Europäische Kommission (KOM, 1997) 599: Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan



Deutschland hat als einziges EU-15-Land die individuelle Zielvorgabe für 2010 bereits im Jahr 2008 erreicht. Insgesamt lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in den EU-27-Ländern im Jahr 2008 bei 16,4 Prozent gegenüber 14,9 Prozent 2007 und 14,3 Prozent 2006.

2009 stellte die Europäische Kommission auf Basis der Jahresergebnisse 2007 fest, dass Europa seine für 2010 anvisierten Ziele im Bereich der erneuerbaren Energien voraussichtlich verfehlen wird.⁸ Auch wenn in der Summe die EU ihre Ziele unter Umständen nur knapp verfehlen wird, werden einzelne Länder wie Österreich (Differenz 2008 zu 2010 von –16 %), Griechenland (–14 %), Portugal (–13 %), Spanien (–9 %) und Italien (–9 %) voraussichtlich deutlich hinter ihren Zielen zurückbleiben.

Im Dezember 2008 haben die 27 EU-Mitgliedsstaaten ein Klima- und Energiepaket mit den sogenannten 20-20-20-Zielen verabschiedet:⁹

- Verringerung der Treibhausgasemissionen um 20 Prozent bis zum Jahr 2020 (gegenüber 1990)
- Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 20 Prozent sowie ein Mindestanteil von 10 Prozent erneuerbarer Energien im Verkehrssektor
- Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent

Abbildung 10 zeigt die Zielvorgaben in Bezug auf den Bruttoendenergieverbrauch für die EU-15-Staaten bis 2020 im Vergleich zum Stand 2008.

8 Vergleiche KOM (2009) 192

9 Vergleiche Richtlinie 2009/28 EG

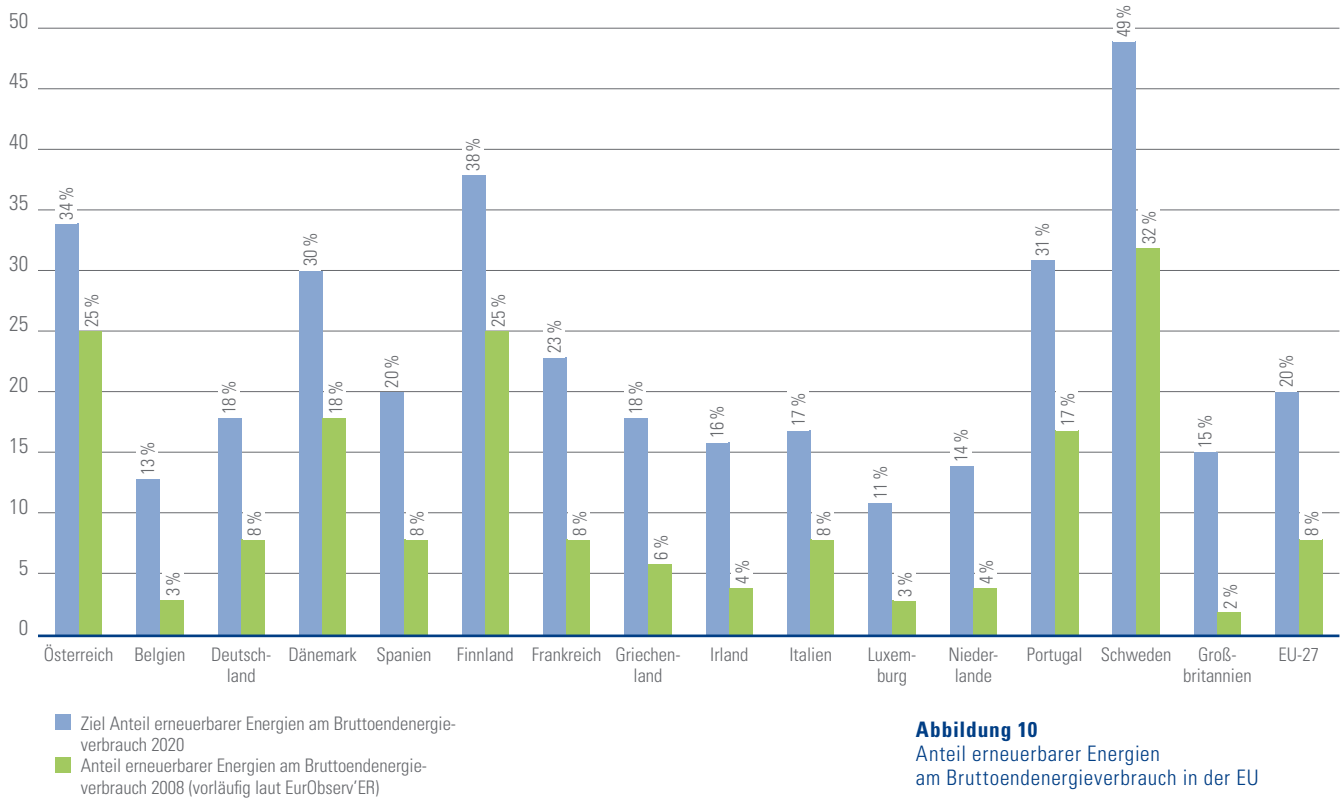


Abbildung 10
Anteil erneuerbarer Energien
am Bruttoendenergieverbrauch in der EU

Quelle: EurObserv'ER, KPMG-Analyse

Im Gegensatz zu den Zielen 2010 beziehen sich die 20-20-20-Ziele nicht allein auf den Anteil am Strom- und Kraftstoffverbrauch, sondern auf den Anteil am gesamten Bruttoendenergieverbrauch, der 2008 in allen Mitgliedsstaaten niedriger lag. Die EU will den Anteil der erneuerbaren Energien von 8 Prozent im Jahre 2008 auf 20 Prozent bis 2020 erhöhen und damit mehr als verdoppeln.

Die Europäische Kommission hat im Zusammenhang mit den neuen Klimaschutzzielen im Jahr 2008 erstmals gesondert die Bedeutung der Offshore-Windenergie zur Erreichung der gesetzten Ziele hervorgehoben. In einer Mitteilung vom 13. November 2008 wird ein Ausbau der installierten Offshore-Windenergieleistung

(Basis 1,1 GW per Ende 2007) auf das 30- bis 40-fache bis 2020 (demnach mindestens 30 GW) und um das 100-fache bis 2030 (mindestens 110 GW) gefordert.¹⁰

Neben der Forderung an die Mitgliedsstaaten, die Offshore-Windenergie auszubauen, stellt die Europäische Kommission auch die Bedeutung eines möglichst effizienten gemeinsamen europäischen Ansatzes für den Ausbau der Infrastruktur heraus. Dies betrifft insbesondere den Ausbau der Übertragungsnetze zu einem integrierten europäischen Netz, um zum Beispiel durch die Anbindung mehrerer OWPs eine konstantere Windstromeinspeisung zu gewährleisten und die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

¹⁰ Vergleiche KOM (2008) 768 Offshore-Windenergie: Zur Erreichung der energiepolitischen Ziele für 2020 und danach erforderliche Maßnahmen

Um die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Voraussetzungen für ein europäisches Offshore-Stromübertragungsnetz zu erörtern und den Ausbau voranzutreiben, haben die Nordseeanrainerstaaten auf Betreiben des Pentalateralen Energieforums¹¹ eine Offshore-Netzinitiative gegründet. Mit dem Beitritt Norwegens im Februar 2010 gehören dieser Initiative nun alle Nordseeanrainerstaaten an. Im September 2009 hat die Europäische Kommission Georg Wilhelm Adamowitsch, den ehemaligen Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, als Koordinator für die Anbindung der Offshore-Windenergie in Nordeuropa eingesetzt.

Grundsätzlich hat die EU durch die Klimaschutzziele 2020 die politischen Rahmenbedingungen geschaffen, um einen weitergehenden Ausbau der erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Die Mitgliedsstaaten müssen nun Strategien erarbeiten, um die verbindlichen Vorgaben aus den Klimaschutzzielen bis 2020 erfüllen zu können. Unter anderem aufgrund der derzeitigen wirtschaftlichen Lage in einigen Mitgliedsstaaten der EU ist jedoch, wie bereits bei den Klimazielen 2010, ein stark divergierender Erreichungsgrad zu erwarten. Denn maßgeblich für den erfolgreichen Ausbau werden weiterhin nationale Entwicklungsziele in Kombination mit geeigneten Förderungssystemen sein.

¹¹ Mitglieder sind Deutschland, Frankreich, Belgien, die Niederlande und Luxemburg

4.2 Nationale Energiepolitik und Ausbauziele

Die Ziele der Europäischen Union zum Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 wurden in vielen Mitgliedsstaaten bereits in nationale Strategien umgesetzt. Dem Ausbau der Offshore-Windenergie wird dabei in den Umsetzungsplänen einzelner Mitgliedsstaaten ein unterschiedlicher Stellenwert beigemessen.

Außerdem unterscheiden sich die Anreizsysteme zur Förderung von

Offshore-Windprojekten erheblich. Dies betrifft sowohl die Höhe der gewährten Vergütung als auch die Vergütungsstruktur. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über aktuelle Ausbauziele und Einspeisevergütungssysteme in den ausgewählten Ländern.

In den folgenden Abschnitten werden die Ausbauziele und Rahmenbedingungen der einzelnen Länder näher betrachtet.

Land	Ziel 2020	Aktuelle Vergütung (ct/kWh)	Laufzeit	Zuschüsse	Netz-anbindung	Steuer-vergünstigung
Belgien	2,1 GW	10,7 ct/kWh bis 216 MW pro OWP 9 ct/kWh je weiterem MW im gleichen OWP 4 ct/kWh Marktpreis Strom = 13,0 bis 14,7 ct/kWh ⁴	20 Jahre	✓	PE/ÜNB ¹	×
Dänemark	4,6 GW ²	6,94 ct/kWh (Horns Rev 2) 8,43 ct/kWh (Rødsand 2) Ausschreibungsverfahren	50.000 Volllaststunden	×	ÜNB	×
Deutschland	10,0 GW	3,5 ct/kWh Grundvergütung 13,0 ct/kWh Anfangsvergütung 2 ct/kWh erhöhte Anfangsvergütung (Inbetriebnahme bis 01.01.2016)	Anfangsvergütung 12 Jahre (plus Verlängerung, abhängig vom Standort)	×	ÜNB	×
Frankreich	6,0 GW	13,0 ct/kWh für 10 Jahre 3,0 ct/kWh bis 13,0 ct/kWh für weitere 10 Jahre Ausschreibung: 10,0 ct/kWh (Côte d'Albâtre)	20 Jahre	×	PE	✓
Großbritannien	25 GW	12,22 ct/kWh Zertifikatspreis für 2 ROCs 5,79 ct/kWh Marktpreis Strom inklusive LEC = 18,01 ct/kWh ⁴	20 Jahre	✓	PE	✓
Irland	–	14,0 ct/kWh Referenzpreis (Stromliefervertrag plus Grundvergütung)	15 Jahre	✓	PE	×
Niederlande	6,0 GW	Förderung abzüglich Marktpreis Ausschreibungsverfahren	15 Jahre	✓	PE/ÜNB	✓
Schweden	10,0 TWh (4,0 GW) ³	4,36 ct/kWh Marktpreis Strom 2,4 ct/kWh Zertifikatspreis = 6,76 ct/kWh ⁴	15 Jahre	✓	PE	✓

4.2.1 Belgien

Ende 2009 waren in Belgien Windenergieanlagen (WEA) mit einer Kapazität von 563 MW in Betrieb.¹³ Hier von entfallen 30 MW auf OWPs (Thornton Bank). Derzeit wird der zweite OWP Belwind 1 (165 MW) errichtet. Die Inbetriebnahme soll bis Ende 2010 erfolgen. Belwind 2 sowie die Projekte Eldepasco und Thornton Bank 2 und 3 mit zusammen 651 MW sind zudem vollständig genehmigt. Für die Entwicklung von drei weiteren Projekten mit bis zu 894 MW wurden Konzessionen vergeben.

Im Oktober 2009 veröffentlichte die belgische Regierung die GEMIX-Studie zum optimalen Energiemix in Belgien in den Jahren 2020 und 2030.¹⁴ Gemäß dieser Studie geht die belgische Regierung davon aus, die EU-Vorgabe eines Anteils erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch von 13 Prozent knapp erreichen zu können. Dieser Anteil entspricht im Jahr 2020 einem Verbrauch von 57 TWh aus erneuerbaren Energien, davon 17 TWh Strom. Der Stromverbrauch setzt sich überwiegend aus Biomasse (8,5 TWh), Offshore-Windenergie (5,4 TWh) und Onshore-Windenergie (2,8 TWh) zusammen. Das Szenario unterstellt, dass im Jahr 2020 in Belgien OWPs

Abbildung 11
Vergleich der Vergütungssysteme in Europa¹²

Quelle: KPMG-Analyse

Anmerkung:

- 1 Der ÜNB ist verpflichtet, ein Drittel der Anbindungskosten bis maximal 25 Millionen Euro zu übernehmen.
- 2 bis 2025
- 3 Annahme eines Kapazitätsfaktors von 40 Prozent
- 4 Vergütungen mit Marktpreis Komponente (Großbritannien, Marktpreis Strom: Elexon vom 24. Juni 2010; ROC-Preise: NFPA-Auktion vom 24. Juni 2010; Schweden, Marktpreis Strom: Nord Pool Spot-Durchschnitt Juli 2010, Zertifikatspreise: Svenska Kraftnät-Durchschnitt Juli 2010)

PE Projektentwickler

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber

12 Umrechnungskurse: 1,222 €/1 £; 0,104 €/1 SEK;
0,134 > €/1 DKK
13 GWEC

14 GEMIX-Studie: „Quel mix énergétique idéal pour la Belgique: Analyse aux horizons 2020 et 2030?“ vom 30. September 2009

mit einer Kapazität von insgesamt 2,1 GW in Betrieb sein werden.

Im Gegensatz zu Onshore-Windparks, die durch die Regionalverwaltungen genehmigt werden, ist die belgische Regierung auf Basis des Elektrizitätsmarktgesetzes für die Genehmigung von OWPs zuständig.¹⁵ Die Energiemarktregulierungsbehörde (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, CREG) ist verantwortlich für die Leitung des Genehmigungsprozesses, der folgende Stufen vorsieht:

- Konzession des Ministeriums für Klima und Energie
- Baugenehmigung durch das Ministerium für Umwelt, basierend auf einer Umweltverträglichkeitsstudie für Bau und Betrieb des Windparks und der Netzanbindung
- Genehmigung des Ministeriums für Klima und Energie für die Verlegung der Kabel
- Genehmigung der Onshore-Kabelanbindung

Die Kosten der Netzanbindung sind durch den Projektentwickler zu tragen. Der ÜNB, in diesem Fall Elia System Operator S.A. (Elia), ist jedoch verpflichtet, ein Drittel (höchstens aber 25 Millionen Euro) zu erstatten. Laut Elia wird derzeit die gemeinsame Anbindung aller genehmigten und derzeit geplanten Projekte über eine 380-Kilowatt-Leitung und ein Umspannwerk in Zeebrugge geplant (Projekt Stevin, Inbetriebnahme soll bis 2015 erfolgen).

Das derzeitige Vergütungssystem für erneuerbare Energien in Belgien basiert auf einem Quotensystem und wurde per Verordnung im Jahr 2002

festgelegt.¹⁶ Energieversorger sind demnach verpflichtet, eine jährlich festgelegte Quote von erneuerbaren Energien am Endverbrauch mithilfe von Zertifikaten nachzuweisen.

Zusätzlich zum Quotensystem hat der belgische Gesetzgeber nach Technologien differenzierte Mindest- und Höchstpreise für Zertifikate festgelegt. In Fällen, in denen die Marktpreise für Zertifikate die Preisunter- und Preisobergrenzen unter beziehungsweise überschreiten, erwirbt der belgische ÜNB Elia die Zertifikate von den Erzeugern. Betreiber von OWPs können ihre Zertifikate bislang nicht direkt veräußern, sondern erhalten den fixen Mindestpreis vom ÜNB.

Neben den Erlösen aus dem Verkauf der Zertifikate erhält der OWP-Betreiber Erlöse aus der Vermarktung des produzierten Stroms. Der Strompreis in Belgien lag in den letzten zwölf Monaten im Durchschnitt bei rund 44 ct/kWh.¹⁷

4.2.2 Dänemark

Das langfristige Ziel Dänemarks ist die vollständige Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern. Die Vorgaben der 20-20-20-Ziele der EU sehen für Dänemark einen Anteil erneuerbarer Energien von 30 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 vor. Zum Vergleich: Im Jahr 2008 lag der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bei 18 Prozent.¹⁸ Das dänische Parlament verabschiedete im Februar 2008 eine Vereinbarung, in der die wesentlichen nationalen Ziele für die Periode 2008 bis 2011 enthalten sind.¹⁹

¹⁵ Artikel 6 des „Act on the Organisation of the Electricity Market“ vom 29. April 1999 in der Fassung vom 6. Mai 2009

¹⁶ Artikel 14 des „Royal Decree on the Introduction of Mechanisms Promoting the Generation of Renewable Energy Sourced Electricity“ vom 16. Juli 2002 in der

Fassung vom 31. Oktober 2009

¹⁷ Belgian Power Exchange (Belpex)

¹⁸ EurObserv'ER

¹⁹ Agreement on Danish Energy Policy 2008–2011, Februar 2008

- Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoenergieverbrauch von 20 Prozent bis 2011
- Steigerung der Energieeffizienz um 1,5 Prozent pro Jahr, gemessen am Bruttoendenergieverbrauch 2006
- Reduzierung des Bruttoendenergieverbrauchs bis 2020 um 4 Prozent gegenüber 2006

Da geeignete Flächen für die Windenergieerzeugung an Land zunehmend knapper werden (2009 wurden allerdings noch 334 MW installiert²⁰), setzt Dänemark zur Erreichung der nationalen und der europäischen Klimaziele auf die Entwicklung der Offshore-Windenergie sowie in geringerem Maße auf das Repowering von Onshore-Windanlagen.

Im April 2007 wurden erstmals Vorranggebiete für die Entwicklung der Offshore-Windenergie in Dänemark ausgewiesen, in denen bis 2025 OWPs mit bis zu 4,6 GW installiert werden sollen. Entwickler können seitdem an Ausschreibungen der dänischen Energieagentur für Konzessionen innerhalb dieser Vorranggebiete teilnehmen oder alternativ eigene Projekte außerhalb dieser Gebiete vorschlagen.

Die Dänische Energieagentur Energi styrelsen (ENS) ist zuständig für die Genehmigung von OWP-Projekten. Die Realisierung von Projekten erfordert:

- Planungsgenehmigung,
- Baugenehmigung,
- Betriebsgenehmigung sowie
- unter bestimmten Bedingungen den Abschluss einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung.

Die Verantwortung und die Kosten für die Netzanbindung von OWPs trägt der ÜNB Energinet.dk.

In Dänemark wurden bisher drei Ausschreibungen abgeschlossen: Horns Rev 2 mit 209 MW (in Betrieb), Rødsand 2 mit 207 MW (Bau im Juli 2010 abgeschlossen) und Anholt mit 400 MW. Der erfolgreiche Bieter erhält mit der Konzession eine Planungs- und Baugenehmigung sowie eine Betriebsgenehmigung für 25 Jahre. Die Umweltverträglichkeitsprüfung wird durch Energinet.dk durchgeführt. Projekte werden an den Bieter vergeben, der den niedrigsten Preis je kWh anbietet. Bei den ersten beiden Parks Horns Rev 2 und Rødsand 2 war der Tarif auf eine Strommenge beschränkt, die 50.000 Volllaststunden entspricht. Dieser Preis liegt beim OWP Horns Rev 2 bei 51,8 Öre/kWh (6,94 ct/kWh) und bei Rødsand 2 bei 62,9 Öre/kWh (8,43 ct/kWh). Für den OWP Anholt hat der einzige Bieter Dong Energy einen Preis von 105,1 Öre/kWh (rund 14 ct/kWh) für die ersten 20.000 TWh angeboten und im Juni 2010 den Zuschlag erhalten. Nach Erreichen der jeweiligen Obergrenze entfällt die feste Einspeisevergütung.

Im Gegensatz zum Ausschreibungsverfahren müssen Entwickler, die eigene Projekte vorschlagen, die für den Erhalt der Genehmigungen notwendigen Voraussetzungen selbst schaffen und gegebenenfalls eine Umweltverträglichkeitsuntersuchung durchführen. Bei dieser Art von Projekten wird zusätzlich zum Marktstrompreis eine fixe Einspeisevergütung in Höhe von 10 Öre/kWh (1,3 ct/kWh) für einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt.



4.2.3 Deutschland

Deutschland hat als einziges EU-15-Land bereits 2008 die individuelle Zielvorgabe der Richtlinie 2001/77/EG in Bezug auf den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2010 erreicht. Die 20-20-20-Ziele für Deutschland sehen vor, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von rund 10 Prozent im Jahr 2009 auf mindestens 18 Prozent bis 2020 steigen soll.²¹

Obwohl die ursprünglich im Jahr 2002 gesetzten Ziele der deutschen Regierung zum Ausbau der Offshore-Windenergie (2006: 0,5 GW; 2010: 2 bis 3 GW) nicht erreicht wurden beziehungsweise werden, hat die Bundesregierung 2007 das langfristige Ziel eines Anteils der Offshore-Windenergie am Stromverbrauch von 15 Prozent (Basisjahr 1998) bis 2030 bekräftigt.²² Laut einer Studie des Bundesumweltministeriums zum Ausbau der erneuerbaren Energien sollen Offshore-Windenergieleistungen von 10 GW bis 2020 und 23 GW bis 2030 installiert werden.²³

Die Mehrheit der geplanten Windparks befindet sich in der Ausschließlichen Wirtschaftszone und muss daher durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) genehmigt werden. Windparks in der 12-Seemeilen-Zone werden durch die entsprechenden Ministerien der Bundesländer genehmigt. Im September und Dezember 2009 traten außerdem erstmals per Verordnung Raumordnungspläne für die AWZ in Nord- und Ostsee in Kraft. Darin wurden unter anderem Vorranggebiete für die Offshore-Windnutzung ausgewiesen. Auf bestehende Genehmigungen so-

wie auf die Verlängerung von bestehenden Genehmigungen haben diese neuen Regelungen keine Auswirkung.

Die ÜNBs sind in Deutschland durch Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes im Dezember 2006 zur Netzanbindung von OWPs verpflichtet, sofern mit der Errichtung des Windparks bis 31. Dezember 2015 begonnen wird. Die Kosten der Netzanbindung werden auf alle ÜNBs in Deutschland verteilt. Bislang machten die ÜNBs eine Netzanbindungszusage vor allem von einer gesicherten Finanzierung abhängig, während Banken die Netzanbindungszusage vor der Finanzierungsentscheidung verlangten. Nach mehrjähriger Diskussion und auf Drängen der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und anderer Offshore-Windenergieverbände hat die Bundesnetzagentur im Oktober 2009 ein Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung veröffentlicht.²⁴ In dem Positionspapier werden die Kriterien für die Projektentwickler zur Erlangung einer (un-)bedingten Netzanbindungszusage konkretisiert. Das vorrangige Ziel des Positionspapiers ist es, die rechtzeitige Netzanbindung von OWPs durch den ÜNB zu gewährleisten. Folgende Kriterien sind durch den Projektentwickler zu erfüllen:

1. erforderliche Genehmigungen oder Zusicherung dieser Genehmigung durch die zuständige Behörde
2. plausibler Bauzeitenplan
3. Baugrundhauptuntersuchungsbericht
4. Verträge über die Bestellung der OWEAs sowie

21 Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung, Juni 2010

22 Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland, Januar 2007

23 Leitstudie 2008 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

24 Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG der Bundesnetzagentur, Oktober 2009

- a) Nachweis einer verbindlichen Finanzierung (gegebenenfalls unter dem Vorbehalt der Erteilung einer Netzanbindungszusage) oder
- b) (Vor-)Verträge über die Bestellung der wesentlichen Großkomponenten

Wird dem ÜNB jeweils bis zu den Stichtagen 1. März oder 1. September eines Jahres die Erfüllung der Kriterien 1, 2 und 3 oder 1, 2 und 4 nachgewiesen, so muss dieser mit einer Frist von zwei Monaten eine bedingte Netzanbindungszusage abgeben. In der Folge hat der ÜNB unverzüglich eine Ausschreibung für die Netzanbindung zu starten und innerhalb von 30 Monaten die Netzanbindung zu realisieren. Wird dem ÜNB bis zum darauf folgenden Stichtag die Erfüllung aller vier Kriterien nachgewiesen, so hat der ÜNB innerhalb von zwei Monaten die Netzanbindung verbindlich zu vergeben. Weitere, abweichende Regelungen bestehen unter anderem für die ersten beiden Stichtage.

Trotz der erhöhten Transparenz durch das Positionspapier der Bundesnetz-

agentur stellt der Netzananschluss weiterhin eine wesentliche Investitionshürde für Entwickler von OWPs dar. Durch die erwartete Anzahl gleichzeitig benötigter Netzanlüsse bis 2012/2013 werden bereits kurzfristig Lieferengpässe erwartet. So kann es auch bei Einhaltung der Fristen und Anbindungskriterien durch den ÜNB zu unverschuldeten Verspätungen beim Netzananschluss kommen. In diesem unverschuldeten Fall bestehen keine Schadensersatzansprüche für die Entwickler. Hierin besteht für Entwickler und Fremdkapitalgeber ein erhebliches Investitionsrisiko.

Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland basiert auf festen Einspeisevergütungen. Dieses Marktanzreizsystem wurde durch das erste EEG im Jahr 2000 geschaffen.

Mit Inkrafttreten des novellierten EEGs im Januar 2009 wurden die Vergütungssätze für Offshore-Windenergie von 9,1 ct/kWh auf 13,0 ct/kWh für einen Zeitraum von zwölf Jahren angehoben. Hinzu kommt eine Erhöhung der Vergütung um 2 ct/kWh für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen werden. Diese sogenannte Sprintervergütung soll

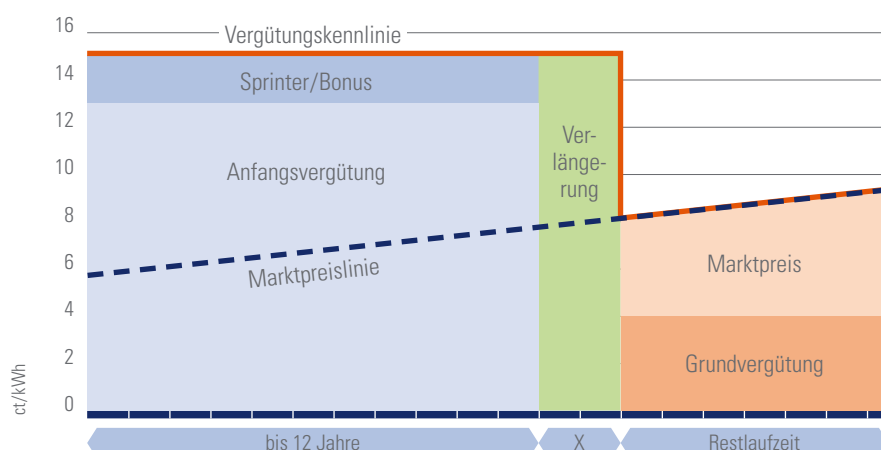


Abbildung 12
EEG-Vergütungsmodell

Quelle: KPMG-Analyse



die schnelle Realisierung der ersten Windparks unterstützen. Die Vergütung ist außerdem degressiv gestaltet. So sinkt die Vergütung ab dem 1. Januar 2015 jeweils um 5 Prozent pro Jahr bis zur Inbetriebnahme.

Der Zeitraum der Vergütung verlängert sich in Abhängigkeit von Küstentfernung und Wassertiefe: ab einer Entfernung von zwölf Seemeilen für jede zusätzliche volle Seemeile um 0,5 Monate und ab einer Wassertiefe von 20 Metern für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate. Nach Ablauf der Periode der Anfangsvergütung wird bis zum 20. Betriebsjahr (zuzüglich dem Jahr der Inbetriebnahme) eine Grundvergütung von 3,5 ct/kWh gewährt.

Alternativ zum fixen Vergütungsanspruch besteht die Option der Direktvermarktung nach §17 EEG. Um diese Option in Anspruch zu nehmen,

muss der Stromerzeuger den Netzbetreiber mit einer Frist von einem Monat benachrichtigen. Ein Wechsel zurück zu einer fixen Vergütung ist jederzeit möglich.

4.2.4 Frankreich

Am 15. Dezember 2009 veröffentlichte die französische Regierung ein neues Mehrjahresprogramm für Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten, in dem die Ausbauziele für erneuerbare Energien für die Periode 2009 bis 2020 definiert wurden.²⁵ Die Pläne der französischen Regierung sehen vor, dass bis 2020 die installierte Windenergiekapazität auf 25 GW ausgebaut werden soll, davon 19 GW im Onshore-Bereich und 6 GW im Offshore-Bereich. Ende 2009 verfügte Frankreich über eine gesamte installierte Windenergiekapazität von 4,4 GW onshore und keine Kapazität offshore.²⁶ Um die Ziele zu erreichen, ist daher in den kommenden Jahren bis 2020 ein starker Ausbau der Offshore-Windenergie erforderlich.

Basis der Förderung erneuerbarer Energien in Frankreich ist das Elektrizitätsgesetz aus dem Jahr 2000. Das Gesetz sieht als Alternativen fixe Einspeisevergütungen oder staatliche Ausschreibungen von Konzessionen vor. Die Verantwortung und die Kosten für die Netzanbindung von OWPs trägt der verantwortliche ÜNB.²⁷

Die Einspeisevergütung für Offshore-Windenergie unterscheidet eine Anfangsperiode von zehn Jahren mit einer Vergütung von 13,0 ct/kWh für alle Windparks sowie eine Anschlussperiode über weitere zehn

25 Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité Période 2009–2020
26 GWEC

27 Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

Jahre. Der anwendbare Tarif in der Anschlussperiode wird auf Basis des gemessenen Windertrags in der Anfangsperiode berechnet. Die Vergütung steigt von 3,0 ct/kWh bei über 3.900 Volllaststunden bis 13,0 ct/kWh bei unter 2.800 Volllaststunden an.²⁸

Ausschreibungen werden insbesondere als Steuerungsinstrument gesehen, um aktiv auf den Kapazitätsausbau im Hinblick auf die in den Mehrjahresprogrammen festgelegten Ziele Einfluss nehmen zu können. Bei einer ersten Ausschreibungsrunde 2005 wurden sieben Onshore-Windkonzessionen mit zusammen 278 MW sowie eine Offshore-Windkonzession (Côte d'Albâtre) mit 105 MW vergeben. Insgesamt hatte die Regierung 500 MW ausgeschrieben. Keines der sieben Projekte, die jeweils eine fixe Vergütung von 7,5 ct/kWh erhalten sollten, wurde bislang realisiert. Für das Offshore-Windprojekt Côte d'Albâtre wurde dabei eine fixe Vergütung von 10 ct/kWh für 20 Jahre festgelegt. Nach Verzögerungen bei der Genehmigung des Projekts Côte d'Albâtre plant der Entwickler nun 2010 mit der Errichtung zu beginnen.

Aufgrund der im internationalen Vergleich niedrigen Einspeisetarife und genehmigungsrechtlicher Hürden ist der Ausbau der Offshore-Windenergie bislang hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Die Regierung plant mithilfe eines neuen Umweltgesetzes (Grenelle II) noch 2010 die Weichen für eine Vereinfachung des Genehmigungsprozesses und eine neue Ausschreibungsrunde zu stellen. Bereits im April 2010 wurden

in diesem Zusammenhang verschiedene Regionen aufgefordert, Vorranggebiete für die Offshore-Windenergie auszuweisen. Im Oktober 2010 soll die erste von zwei Ausschreibungen über 3 GW beginnen.²⁹

4.2.5 Großbritannien

Im Jahr 2008 hatten die erneuerbaren Energien in Großbritannien einen Anteil von 5 Prozent am Stromverbrauch. Damit wird das Ziel von 10 Prozent bis 2010 voraussichtlich nicht oder nur knapp erreicht werden. Großbritannien soll nach den 20-20-20-Klimazielen den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von rund 2 Prozent 2008 auf 15 Prozent bis 2020 steigern.

2009 formulierte die britische Regierung eine Erneuerbare-Energien-Strategie zur Erreichung der langfristigen Klimaziele.³⁰ Das Regierungsszenario sieht vor, dass bis 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf einen Anteil von 30 Prozent gesteigert werden soll. Insbesondere der Ausbau der Offshore-Windenergie soll zum Erreichen dieses Ziels beitragen. Mit der Vergabe von Entwicklungskonzessionen von 32 GW im Rahmen der Round 3 im Januar 2010 hat die Regierung die Weichen für eine Realisierung der definierten Ziele gestellt. Insgesamt sind in Großbritannien aktuell OWP-Lizenzen im Umfang von 49 GW vergeben (vergleiche Kapitel 3.1).

Der Meeresboden innerhalb der 12-Seemeilen-Zone ist überwiegend im Besitz der staatlichen Institution

28 Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent

29 Pressemitteilung des französischen Umweltministeriums vom 6. Mai 2010

30 The UK Renewable Energy Strategy, 2009

Crown Estate. Crown Estate vergibt in diesen Gebieten Konzessionsverträge für OWPs. Seit 2004 vergibt Crown Estate außerdem Baugenehmigungen für Gebiete in der Ausschließlichen Wirtschaftszone, der sogenannten Renewable Energy Zone (REZ).³¹

2001 und 2003 führte Crown Estate zwei Ausschreibungen (Round 1 und 2) von Entwicklungskonzessionen für OWPs durch. Während bei Round 1 Windparkprojekte frei vorgeschlagen werden konnten, legte Crown Estate bei Round 2 drei Entwicklungszonen fest, in denen Projekte beantragt werden konnten. Insgesamt wurden durch Crown Estate 18 Projekte in Round 1 und 15 Projekte in Round 2 qualifiziert.

Nach Erhalt einer Entwicklungskonzession sind verschiedene Genehmigungen einzuholen, bevor ein Konzessionsvertrag abgeschlossen werden kann.³² Nicht alle Projekte der Round 1 (zum Beispiel Scarweather Sands, Cromer und Shell Flats) erhielten im zweiten Schritt einen Konzessionsvertrag, da nötige Genehmigungen nicht erteilt wurden oder die Entwickler die Planungen aufgrund wirtschaftlicher Erwägungen einstellten. Zur Verringerung des Genehmigungsrisikos hat Crown Estate mit Erfolg in Round 2 Entwicklungszonen ausgewiesen, die auf den Ergebnissen einer strategischen Umweltprüfung basieren.³³ Diese Herangehensweise wurde auch bei den folgenden Ausschreibungen von Round-3-Projekten, Projekten in der 12-Seemeilen-Zone Schottlands und der Erweiterung von Round-1- und Round-2-Projekten gewählt.

Für die Errichtung und den Betrieb von Netzanbindungen britischer OWPs wurde im Juni 2009 ein neues Ausschreibungsverfahren eingeführt. Danach bewerben sich durch das Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) zugelassene Unternehmen um die Errichtungs- und Betreiberlizenz von Netzanbindungen für OWPs. Grundsätzlich ist hierbei zwischen Übergangsprojekten (Transitional Projects) und fortdauernden Projekten (Enduring Projects) zu unterscheiden.

Übergangsprojekte sind Projekte bei denen die Netzanbindung zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der neuen Regelung bereits im Bau war oder bestimmte Vorleistungen erbracht waren. In diesen Fällen erfolgt die Ausschreibung auf Basis der vom Bewerber geschätzten Kosten für die Finanzierung sowie Betrieb und Instandhaltung der Netzanbindung. Bei fortdauernden Projekten umfasst die Ausschreibung für den zukünftigen Offshore Transmission Operator (OFTO) auch das Design und die Errichtung der Netzanbindung.

Die Betreiberlizenz für eine Netzanbindung ist vorerst auf die Dauer von 20 Jahren beschränkt. Die Gebühr für die Netznutzung wird auf Basis der Kostenschätzung durch Ofgem determiniert und beinhaltet nur wenige leistungsabhängige Kriterien. Durch das Ausschreibungsverfahren soll insbesondere der Wettbewerb und damit die Realisierung einer kostengünstigen Netzanbindung gefördert werden. Die Betreiber von OWPs sollen von den hohen Investitionskosten für die Errichtung des Anschlusses befreit werden. Allerdings kann der OFTO im Rahmen

³¹ Statutory Instrument 2004/2668 The Renewable Energy Zone (Designation of Area) Order 2004

³² Wesentliche Genehmigungen stehen in Verbindung mit Electricity Act 1989 – Section 36, Food and Environment Protection Act (Part II) 1985, Coast Protection Act 1949 –

Section 34 (not required after commencement of section 36B EA under the Energy Act 2004), Transport and Works Act 1992

³³ Strategic Environmental Assessment (SEA)

bilateralen Verhandlungen die Absicherung seiner Investitionen durch Bürgschaften des OWP-Betreibers erreichen.

Das Vergütungssystem in Großbritannien basiert seit 2002 auf Quoten³⁴ für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch. Stromversorger müssen über Zertifikate, sogenannte Renewable Obligation Certificates (ROCs), nachweisen, dass sie diese Quoten erfüllen. Die Quoten werden jeweils zum 1. Oktober eines Jahres für die Folgeperiode 1. April bis 31. März von der Regierung bekannt gegeben. Für den Zeitraum 2010/2011 wurde eine Quote von 0,111 ROCs/MWh festgelegt. Dies entspricht rund 11 Prozent des Stromverbrauchs.³⁵

Bei Einführung der Renewable Obligation Order (RO) im Jahr 2002 wurde zunächst technologieunabhängig für erneuerbare Energien eine ROC/MWh gewährt. Mit Wirkung zum 1. April 2009 wurde das sogenannte ROC-Banding eingeführt. Demnach wird die Anzahl der ROCs/MWh in Abhängigkeit von Reifegrad und Ausbaupotenzial einer Technologie gewährt. Die Offshore-Windenergie wurde in die Kategorie Post-demonstration eingestuft und die Anzahl der ROCs/MWh auf 1,5 erhöht.

Die Novelle der RO wurde jedoch bereits kurz nach der Einführung 2009 einer frühen Überprüfung unterzogen (Early Review). Grund hierfür waren Einwände der Projektentwickler, denen zufolge OWP-Projekte aufgrund eines Anstiegs der Kosten und in Folge der erschwerten Finanzierung durch die Wirtschaftskrise nicht mehr wirtschaftlich waren.

Diese Argumentation wurde durch ein unabhängiges Gutachten bestätigt. Daraufhin wurden durch die britische Regierung mit Wirkung zum 1. April 2010 folgende wesentlichen Anpassungen der RO beschlossen:

- Erhöhung der Vergütung auf 2 ROCs/MWh für OWPs, die im Zeitraum 1. April 2010 bis 31. März 2014 die volle Akkreditierung erhalten
- Verlängerung der Laufzeit der RO von 2027 auf 2037 (maximale Förderungsdauer: 20 Jahre)
- Erhöhung der Quoten für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 8 auf 10 Prozent ab dem 1. April 2011 (Sicherung Preisstabilität ROCs)
- Streichung der 20-Prozent-Obergrenze für Energie, die unter die Förderung der RO fällt

Um die 20-20-20-Ziele zu erreichen, wurde darüber hinaus per 1. April 2010 eine fixe Einspeisungsvergütung für erneuerbare Energien auf Basis von Kleinkraftwerken (Microgenerators) bis 5 MW eingeführt, die die Förderung gemäß RO zukünftig ersetzen soll. Eine Systemumstellung der Förderung für mittlere und große Projekte wurde in diesem Zusammenhang nicht angekündigt.

Neben der Förderung durch die RO werden Betreiber von OWPs auch steuerlich durch sogenannte Levy Exemption Certificates (LECs) entlastet. Diese befreien von einer Klimasteuer auf Elektrizität, Kohle und Gas.

In Großbritannien bestehen weiterhin die attraktivsten Rahmenbedingungen für Investitionen in Offshore-Windprojekte, obwohl die Vergütung marktpreisabhängig ist und damit



34 Sogenannter Headroom

35 Department of Energy and Climate Change

Preisschwankungsrisiken enthält. Dabei wird die Unsicherheit, die grundsätzlich von der RO ausgeht, durch die Vorgabe eines Anteils der erneuerbaren Energie am eingespeisten Strom begrenzt.

Darüber hinaus haben Entwickler in den geführten Gesprächen neben dem attraktiven Vergütungssatz vor allem hervorgehoben, dass die britische Regierung bereitwillig und flexibel an die Beseitigung von Umsetzungshemmnissen herangeht. So wurde, wie bereits erwähnt, durch den sogenannten Early Review der RO bereits ein Jahr nach der Einführung auf steigende Investitionskosten reagiert und kurzfristig eine befristete Erhöhung der Vergütung beschlossen.

4.2.6 Irland

2007 hat die irische Regierung als Ziel einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 33 Prozent bis 2020 festgelegt (2008 lag der Anteil bei 12 Prozent).³⁶ 2008 wurde dieses Ziel auf 40 Prozent erhöht.³⁷ Dieses ehrgeizige Wachstum ist notwendig, da sich Irland im Rahmen der 20-20-20-Ziele verpflichtet hat, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 4 Prozent 2008 auf 16 Prozent 2020 zu steigern. Wesentlich zur Erreichung dieser Ziele soll der Ausbau der Windenergie beitragen.

Ende 2009 waren in Irland WEAs mit einer Leistung von 1.260 MW (Vorjahr 1.027 MW) installiert.³⁸ Davon entfielen nur 25 MW auf den bislang einzigen OWP Arklow Bank 1 (Inbetriebnahme 2004). Weitere 1.575 MW Offshore-Windenergie sind genehmigt.

Die Genehmigung von OWPs erfolgt analog zur Genehmigung von Onshore-Windparks. Zusätzlich ist allerdings eine weitere Genehmigung des Ministeriums für Landwirtschaft, Fischerei und Ernährung, das sogenannte Foreshore Lease Agreement, für die wirtschaftliche Nutzung des Küstenmeers notwendig:

- Planungserlaubnis der Regulierungsbehörde des Energiemarkts
- Netzanbindungszusage des ÜNBs
- Bau- und Betriebsgenehmigung der Regulierungsbehörde des Energiemarkts
- Foreshore Lease Agreement

OWPs und andere regenerative Technologien haben kein vorrangiges Netzanbindungsrecht. Der ÜNB EirGrid ist verantwortlich für Bau und Betrieb der Netzanbindung, allerdings haben Entwickler die notwendigen Planungen bis zum Erhalt der Genehmigung durchzuführen und die Kosten für Bau und Betrieb zu tragen.

2006 wurde in Irland ein Einspeisevergütungssystem (REFIT) für erneuerbare Energien eingeführt und 2009 unter anderem um einen Tarif für die Offshore-Windenergie ergänzt. REFIT subventioniert Stromlieferverträge zwischen Betreibern von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen und deren Abnehmern. So wird unter Berücksichtigung der vom Betreiber vereinbarten Stromliefervertragskonditionen und der Marktpreise eine Einspeisevergütung gewährt, die dem Betreiber eine Gesamtvergütung von rund 14 ct/kWh ermöglichen soll. Die Regulierungsbehörde des Energiemarkts vergibt Lizenzen für die Teilnahme am REFIT-Programm.

³⁶ National Climate Change Strategy 2007–2012
³⁷ Carbon Budget for 2009

³⁸ GWEC

4.2.7 Niederlande

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in den Niederlanden soll bis zum Jahr 2020 von 4 Prozent auf 14 Prozent steigen. Die Windenergie soll wesentlich zur Erreichung dieses Ziels beitragen und die installierte Leistung bis 2020 auf 12 GW (je zur Hälfte onshore und offshore) ausgebaut werden.³⁹

Ende 2009 war insgesamt eine Windkapazität von 2.229 MW in den Niederlanden installiert, davon 250 MW auf See.⁴⁰ Im Laufe des Jahres 2009 wurden allerdings keine WEAs auf See und nur noch 39 MW an Land neu installiert (Vorjahr 380 MW an Land und 120 MW auf See). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die niederländische Regierung im August 2006 das sogenannte MEP-Vergütungssystem⁴¹ für erneuerbare Energien auslaufen ließ und somit nur noch Projekte mit bestehenden Förderzusagen realisiert wurden.

Der niederländische ÜNB TenneT TSO B.V. ist verantwortlich für Bau und Betrieb der Netzanbindung von OWPs. Die Kosten für Bau und Betrieb müssen allerdings nach derzeitigem Recht durch den Anlagenbetreiber getragen werden. Um die Realisierung von Synergien – etwa durch den Bau von Sammelanbindungen – zu fördern, plant die Regierung in Zukunft den ÜNB zur Übernahme der Kosten zu verpflichten.

Am 1. April 2008 trat mit dem sogenannten SDE-Programm der Nachfolger des MEP-Programms in Kraft. Im Gegensatz zur fixen Einspeisevergütung des MEP wird bei SDE über einen Zeitraum von 15 Jahren ein

Basisbetrag (Bonus) gezahlt, von dem abhängig vom Marktpreis ein Korrekturbetrag abgezogen wird. Basisbetrag und Korrekturbetrag werden jährlich durch das niederländische Wirtschaftsministerium festgelegt. Seit 1. Januar 2010 gilt SDE auch für OWPs.

OWP-Entwickler können sich nach Erhalt einer Baugenehmigung durch die zuständige Behörde Noordzeeloket um eine Teilnahme am SDE-Programm bewerben. Die erste Ausschreibungsrunde hierfür wurde im Januar 2010 gestartet. Bieter wurden darin durch die zuständige Behörde SenterNovem aufgefordert, sich auf Basis der Mindestvergütung je kWh (Laufzeit 15 Jahre) für eine SDE-Teilnahme zu bewerben. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Entfernungen zur Küste und der unterschiedlichen Wassertiefen der OWPs werden bei der Vergabe die jeweils günstigsten Bieter bis zu einem Maximalförderbetrag von 5,3 Milliarden Euro berücksichtigt.⁴²

Insgesamt wurden zur ersten SDE-Ausschreibung zwölf Bewerbungen mit zusammen 3,2 GW geplanter Leistung zugelassen. Im Mai 2010 wurden zwei Projekte der Bard-Gruppe (BARD Offshore NL 1 und GWS Offshore NL 1) mit einer geplanten Leistung von zusammen 600 MW für eine Teilnahme am SDE-Programm ausgewählt.⁴³ Informationen über die Fördersumme beziehungsweise die Mindestvergütungen wurden nicht veröffentlicht. Innerhalb von zwei Monaten nach Bekanntgabe müssen die Gewinner Bankbürgschaften in Höhe von 20 Millionen Euro je Projekt als Sicherheit hinter-

39 SenterNovem

40 GWEC

41 MEP: Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie

42 Verordnung Nr. WJZ/9203919 vom 18. November 2009

43 Pressemitteilung des niederländischen Wirtschaftsministeriums vom 10. Mai 2010



legen. Sollte mit dem Bau erst nach dem 1. August 2013 begonnen werden, so kann die Regierung die Bürgschaft in Anspruch nehmen.

Laut Presseberichten gibt es Überlegungen, das Vergabesystem erneut zu ändern und zur Ausschreibung von Konzessionen nach britischem Modell überzugehen.

4.2.8 Schweden

Bedingt durch die geografische Lage stellt die Wasserkraft mit 48,8 Prozent den größten Anteil im schwedischen Strommix dar.⁴⁴ Entsprechend ehrgeizig sind demnach auch die 20-20-20-Ziele definiert: Schweden soll den Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch von 32 Prozent im Jahr 2008 auf 49 Prozent 2020 steigern. Neben dem weiteren Ausbau der Wasser-

kraft soll nach den Plänen der Regierung auch die Windkraft zum Erreichen der Klimaziele beitragen.

2009 lag die Stromerzeugung aus Windenergie bei 2,5 TWh und damit unter 2 Prozent der gesamten Stromerzeugung von 138,3 TWh. Insgesamt waren WEAs mit einer Gesamtleistung von 1,5 GW in Betrieb, davon 163 MW in fünf OWPs. Bis 2015 soll die Leistung der Windenergie auf 10 TWh pro Jahr ansteigen. Bis 2020 soll ein Ziel von 30 TWh pro Jahr erreicht werden, davon 20 TWh pro Jahr aus Onshore-Windenergie und 10 TWh pro Jahr aus Offshore-Windenergie.⁴⁵ Projektentwickler benötigen neben einer Baugenehmigung für den OWP auch eine Genehmigung für Bau und Betrieb der Netzanbindung. Die Kosten der Netzanbindung werden vom ÜNB Svenska Kraftnät über Netznutzungsentgelte an die Projektentwickler weitergereicht.

Das Vergütungssystem für erneuerbare Energien in Schweden basiert auf Quoten und wurde in einem Gesetz über Stromzertifikate im Jahr 2003 festgelegt.⁴⁶ Energieversorger sind demnach verpflichtet, bis 2030 für jedes Jahr festgelegte Quoten der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch mithilfe von Zertifikaten nachzuweisen. Zertifikate werden vom schwedischen ÜNB Svenska Kraftnät ausgestellt, können innerhalb Schwedens gehandelt werden und verfallen nur bei Aufrechnung mit einer Quotenverpflichtung. Im Zeitraum 2003 bis 2005 war das Angebot an Zertifikaten deutlich höher als die Nachfrage. Daraus hat sich ein Überhang an Zertifikaten im Markt aufgebaut, der sich bis 2008 nur leicht verringert hat.

⁴⁴ Swedish Energy Agency

⁴⁵ Bill no. 2008/09:163: A Coordinated Energy and Climate

Policy – Energy

⁴⁶ Act no. 2003:113 on Electricity Certificates

Im Zeitraum bis 2003 sowie im Jahr 2007 lag der Preis je Zertifikat (entspricht einer MWh) zwischen 150 und 250 Schwedischen Kronen und stieg auf 300 bis 400 Schwedische Kronen in den Jahren 2008 bis 2009 an.⁴⁷ Seit April fällt der Preis der Zertifikate wieder und erreichte im Juli 2010 einen Durchschnittspreis von 230 Kronen (2,4 ct/kWh). Bei einem durchschnittlichen Strompreis von 4,36 ct/kWh ergibt sich derzeit eine im internationalen Vergleich niedrige Gesamtvergütung von nur rund 6,76 ct/kWh.

Zusätzlich zum Quotensystem wird der Ausbau der Onshore- und Off-

shore-Windenergie durch ein staatliches Förderprogramm mit einem Budgetrahmen von 350 Millionen Euro unterstützt.⁴⁸ Genehmigungsbehörde ist die staatliche Energieagentur. Die Förderung bezieht sich auf Zuschüsse zu Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Bereich der Windenergie, die sich zum Beispiel mit Umweltschutzmaßnahmen, Technologieerwerb und Entwicklungen vor der Markteinführung beschäftigen. Bei OWP's können bis zu 40 Prozent der Mehrkosten gegenüber einer leistungsgleichen (konventionellen) Energieerzeugungsanlage bezuschusst werden.

4.3 Einschätzung der Rahmenbedingungen

Die Systeme zur Förderung der Offshore-Windenergie in den betrachteten Ländern sind im Detail sehr unterschiedlich ausgestaltet. Grundsätzlich lassen sich die Förderungssysteme in Ausschreibungsverfahren (Dänemark, Niederlande), marktpreisorientierte Vergütungssysteme (Großbritannien, Schweden) und fixe Einspeisevergütungssysteme (Belgien, Deutschland, Frankreich, Irland) unterscheiden.

Neben der Vergütung für eingespeisten Strom sind auch die Rahmenbedingungen für die Projektentwickler, insbesondere Regelungen zum Netzanschluss oder vorhandene Infrastruktur, zum Beispiel Häfen, von hoher Bedeutung. Da die Ressourcen zur Entwicklung von OWPs insbesondere finanziell begrenzt sind, kann man im Bemühen der Staaten um einen Ausbau der Onshore- und

Offshore-Windenergie durch private Unternehmen im Vergleich der nationalen Vergütungssysteme von einem Wettbewerb um Investitionen sprechen. Alle Systeme haben bestimmte Vor- und Nachteile, die im Folgenden dargestellt werden.

Die Ausschreibungsverfahren haben sich bisher in der angewandten Form nur als bedingt geeignet für eine umfassende Erschließung des Offshore-Windsektors erwiesen, obwohl Dänemark mit einer installierten Leistung von 664 MW per Juni 2010 der zweitgrößte Offshore-Windmarkt in Europa ist. Der Zubau zur Offshore-Windenergie beschränkt sich auf wenige gesondert geförderte Einzelprojekte, die für Ausschreibungen ausgewählt werden (Stop-and-Go-Policy), während andere Projekte aufgrund der geringen Basisförderung für einen wirtschaftlichen Betrieb

⁴⁷ The electricity certificate system 2009, Swedish Energy Agency

⁴⁸ Förordning 2003:564

derzeit nicht infrage kommen. Eine dynamische Umsetzungsentwicklung mit einer umfangreichen Projektpipeline wie in Großbritannien kann somit nicht erreicht werden. Ferner ist das Ausschreibungsmodell aufgrund des auf die Entwickler übertragenen Kostendrucks im Wettbewerb um die begrenzten finanziellen Ressourcen kaum konkurrenzfähig. Die hohe gewährte Vergütung in Großbritannien, aber auch kalkulierbare fixe Vergütungssätze bei entsprechendem Niveau, sind vergleichsweise attraktiver.

Fixe Vergütungssysteme bieten OWP-Entwicklern grundsätzlich ein hohes Maß an Investitionssicherheit. Der Erfolg der Förderung ist vor allem von der Höhe der Förderung und sonstigen Rahmenbedingungen abhängig. Am Ausbau der Offshore-Windenergie gemessen kann bisher kein Land mit einem fixen Einspeisetarif als erfolgreich bewertet werden.

In Deutschland ist nach den umfangreichen Anpassungen des EEGs der Markteintritt mit erheblicher Verzögerung gelungen. Trotz des realisierten Testfelds alpha ventus und der beiden im Bau befindlichen OWPs ist die weitere Entwicklung des Markts ungewiss. Vor dem Hintergrund deutlich erhöhter Kostenerwartungen wird die Wirtschaftlichkeit der OWPs weiter als zu gering eingestuft. Ein weiteres wesentliches Hemmnis ist die Regelung zur Netzanbindung durch das EnWG, die eigentlich zu einer Entlastung der Projektentwickler führen soll. Denn durch das Positionspapier der Bundesnetzagentur sind die Projektentwickler dem Risiko ausgesetzt, dass

bei Engpässen der Zulieferer, die nicht durch den ÜNB verschuldet sind, eine rechtzeitige Netzanbindung nicht gewährleistet werden muss. Die aktuelle Forderung der Offshore-Entwickler und Offshore-Windenergieverbände nach einem Netzausbauplan durch die Regierung zielt daher darauf ab, dass die vier großen OWP-Cluster in der Nordsee (SylWin, HelWin, BorWin, DolWin) bereits umfangreiche Netzanbindungen erhalten. Aus Sicht der Projektentwickler wäre dadurch die Netzanbindung langfristig gesichert.

In Großbritannien bestehen weiterhin die attraktivsten Rahmenbedingungen für Investitionen in Offshore-Windprojekte, obwohl die Vergütung marktpreisabhängig ist und damit Preisschwankungsrisiken enthält. Dabei wird die Unsicherheit, die grundsätzlich von der RO ausgeht, durch die Vorgabe eines Anteils der erneuerbaren Energie am eingespeisten Strom begrenzt.

Neben dem attraktiven Vergütungssatz hoben Entwickler und Marktbeteiligte in den Gesprächen vor allem die Bereitschaft und Flexibilität der britischen Regierung hervor, Umsetzungshemmnisse zu beseitigen. Durch den Early Review der RO bereits ein Jahr nach der Einführung im April 2009 wurde beispielsweise umgehend auf steigende Investitionskosten reagiert und eine befristete Erhöhung der Vergütung beschlossen. Mit der konsequenten, aber dennoch maßvollen Förderung konnte das Umsetzungstempo auf hohem Niveau gesichert werden.

5 Marktumfrage 2010

Im folgenden Abschnitt werden die wesentlichen Ergebnisse der Marktumfrage 2010 dargestellt und mit

den Umfragen der Jahre 2006 und 2007 verglichen.

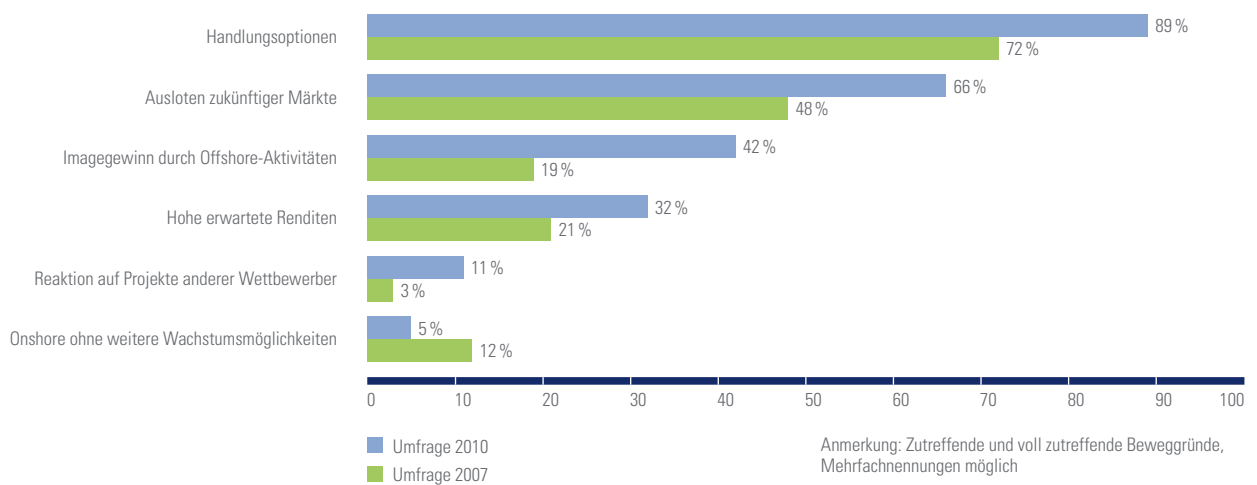
5.1 Warum Offshore-Windenergie?

Die Marktumfrage 2010 zeigt, dass strategische Faktoren im Vergleich zur Umfrage 2007 zunehmend an Bedeutung gewinnen. So geben 89 Prozent der Teilnehmer eine Erweiterung der Handlungsoptionen

und 66 Prozent das Ausloten zukünftiger Märkte an. Nur etwa ein Drittel der Teilnehmer nannte hohe Renditeerwartungen als Grund für Offshore-Windenergieaktivitäten.

Abbildung 13
Motivation der Unternehmen für Offshore-Windaktivitäten

Quelle: KPMG-Marktumfrage 2010



Eingeschränkte Wachstumsmöglichkeiten der Onshore-Windenergie sowie Offshore-Windenergieaktivitäten anderer Wettbewerber sind für die Umfrageteilnehmer wie auch 2007 von untergeordneter Bedeutung.

Insgesamt zeigt sich eine geringere Streuung der Antworten im Vergleich zu 2007. Dies lässt auf einen stärkeren Konsens schließen und wird von

uns als Indiz für die zunehmende Professionalisierung der Marktteilnehmer gewertet.

Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass die Offshore-Windenergie mehrheitlich noch nicht zum Kerngeschäft gezählt wird und die strategische Entscheidung für ein langfristiges Engagement in der Offshore-Windenergie noch aussteht.

5.2 Attraktivität der europäischen Märkte

In der Marktumfrage 2010 haben wir die Teilnehmer nach einem Ranking der Offshore-Windenergiemärkte in Bezug auf die erwarteten Renditen gefragt. Erwartete Renditen sind ein wesentlicher Faktor, der die Attraktivität eines Markts für Offshore-Windenergie beeinflusst. Die Attraktivität wiederum bestimmt maßgeblich die Umsetzungswahrscheinlichkeit und -geschwindigkeit des geplanten Ausbaus der Offshore-Windenergie.

Das Umfrageergebnis bescheinigt Großbritannien die besten Bedingungen, gefolgt von Deutschland, Belgien und den Niederlanden. Dieses Ranking liegt auf Basis des Vergleichs der politischen Rahmenbedingungen (vergleiche Kapitel 4.2) im Rahmen unserer Erwartungen. Die vier Länder sind demnach gut positioniert, um ihre ehrgeizigen Ausbauziele zu erreichen.

Abbildung 14
Ranking der Offshore-Windmärkte
nach erwarteten Renditen

Quelle: KPMG-Marktumfrage 2010

1. Großbritannien	Beste Bedingungen
2. Deutschland	
3. Belgien	
4. Niederlande	
5. Spanien	
6. Irland	
7. Dänemark	
8. Frankreich	
9. Schweden	Ungünstigste Bedingungen

Die gute Positionierung Deutschlands zeigt, dass es dem Gesetzgeber gelungen ist, mit dem novellierten EEG 2009 trotz schwieriger geografischer Rahmenbedingungen für OWPs einen grundsätzlich attraktiven Markt zu schaffen. Der bisherige Ausbau reflektiert diese positive Einschätzung jedoch noch nicht. Dies kann darauf zurückzuführen sein, dass der Abstand der erwarteten Renditen zwischen Deutschland und Großbritannien größer ist, als das Ranking suggeriert. Außerdem ist der Ausbau von weiteren Faktoren abhängig. So war in den letzten Jahren zum Beispiel die Netzanbindung in Deutschland ein wesentliches Hindernis für die Realisierung von OWPs.

Die Beurteilung der Bedingungen in Spanien (Platz 5) fällt unerwartet positiv aus. Die Analyse des Vergütungssystems und der sonstigen politischen Rahmenbedingungen sowie die Stagnation beim Ausbau der Offshore-Windenergie lassen eine Platzierung hinter Ländern wie Dänemark oder Irland erwarten. Möglicherweise rechnen die Marktteilnehmer kurzfristig mit einer spürbaren Verbesserung der Bedingungen.

Die vergleichsweise ungünstige Bewertung der erwarteten Renditen stellt die Ausbaupläne für Offshore-Windenergie in Irland, Dänemark, Frankreich und Schweden grundsätzlich infrage.

Analog zur Umfrage 2007 wurde zusätzlich auch die grundsätzliche Förderbereitschaft der einzelnen Länder durch die Umfrageteilnehmer bewertet. Das Ergebnis ist gegen-

über der vorigen Umfrage deutlich verändert und im Hinblick auf das Ranking der Offshore-Windmärkte überraschend.

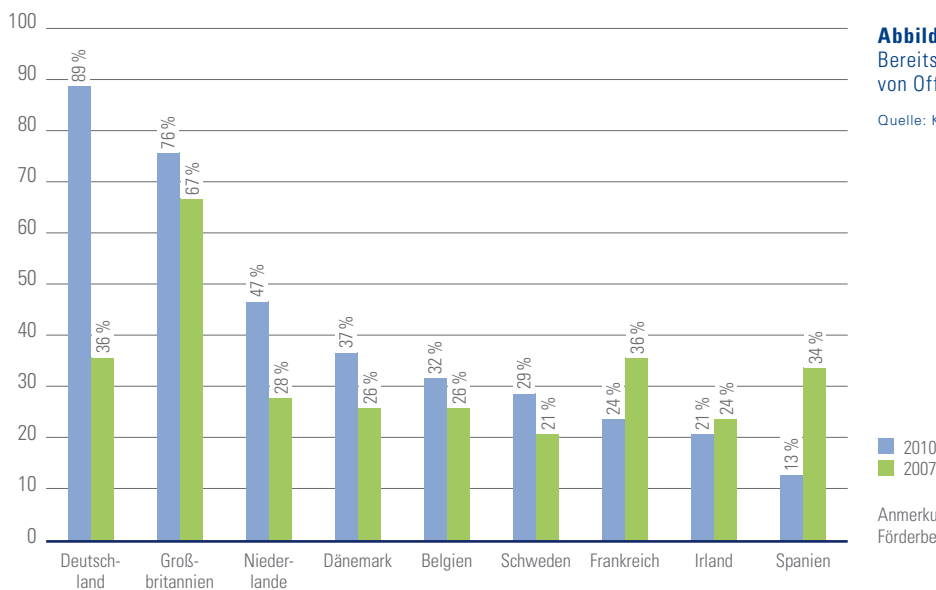


Abbildung 15
Bereitschaft zur finanziellen Förderung von Offshore-Windparks

Quelle: KPMG-Marktumfrage 2010

Anmerkung: Anteil Bewertung sehr hoher und hoher Förderbereitschaft, Mehrfachnennungen möglich

Die Bereitschaft zur Förderung der Offshore-Windenergie wird inzwischen in Deutschland am höchsten (89 %) eingeschätzt. Die Zunahme der positiven Beurteilungen (+ 53 %) gegenüber 2007 dokumentiert die positive Aufnahme der Novellierung des EEGs im Jahr 2009. Darüber hinaus reflektiert das Ergebnis für Deutschland gegebenenfalls auch eine positive Erwartungshaltung bezüglich weiterer Anpassungen des EEGs, da hierüber zumindest bereits öffentlich, auch in der Politik, diskutiert wird.

Nach der im April erfolgten Anpassung der RO stabilisiert sich die Beurteilung der Förderbereitschaft in Großbritannien auf hohem Niveau.

Ein deutlicher Zugewinn konnte auch in den Niederlanden erreicht werden.

Die Einführung des veränderten Vergütungssystems scheint demnach trotz langwierigen Einführungsprozesses vom Markt positiv beurteilt zu werden.

Demgegenüber verlieren Marktteilnehmer Vertrauen in die Förderbereitschaft von Frankreich (– 12 %) und Spanien (– 21 %). Daraus kann abgeleitet werden, dass in diesen Ländern bislang nicht ausreichend auf den stagnierenden Entwicklungsstand des Offshore-Windmarkts reagiert wurde. Die Platzierung von Spanien liegt im Rahmen unserer Erwartungen und steht im Gegensatz zu den zuvor erläuterten Umfrageergebnissen (vergleiche Abbildung 14). Generell besteht demnach Unsicherheit über die Attraktivität des spanischen Markts für Offshore-Windenergie.

5.3 Gründungstechnologie

Bislang wurden OWPs überwiegend in Küstennähe (das heißt bis 20 Kilometer) und in niedrigen Wassertiefen errichtet (bis 20 Meter). In Ländern wie Großbritannien, Belgien und den Niederlanden sind auch mittelfristig weitere derartige Standorte mit günstigen geografischen Bedingungen erschließbar. Im Gegensatz dazu weisen in Deutschland die Mehrzahl möglicher Standorte für OWPs höhere Küstenentfernungen und Wassertiefen auf.

Während die Küstenentfernung insbesondere Einfluss auf die Errichtungs- und Betriebslogistik hat, beeinflusst die Wassertiefe maßgeblich die Wahl des Gründungstyps und das Gründungsdesign. Da Gründungen circa 25 bis 30 Prozent der Investitionskosten eines OWPs darstellen, haben die Kosten der Gründung einen signifikanten Einfluss auf die Investitionsrechnung und damit die Wirtschaftlichkeit von OWPs.

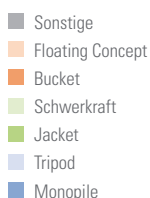
Aus diesen Gründen wurden die Umfrageteilnehmer nach ihrer Einschätzung der Eignung unterschiedlicher Fundamenttypen in Abhängigkeit zur Wassertiefe befragt. Weitere Faktoren, wie das Gewicht der OWEA, die Bodenbeschaffenheit und die Lastenverteilung, wurden aus Vereinfachungsgründen vernachlässigt. Insgesamt wurden sechs gängige Gründungskonzepte (Monopile, Tripod, Jacket, Schwerkraft, Bucket und Floating Concept) sowie alternative Gründungskonzepte berücksichtigt. Abbildung 16 zeigt die Ergebnisse dieser Befragung.

Unabhängig vom OWEA-Typ werden Monopiles (44 %) als bevorzugtes Gründungskonzept bei einer Wassertiefe bis zu 20 Metern genannt. Diese Fundamente wurden auch überwiegend bei den ersten OWP-Projekten in Großbritannien und Dänemark verwendet und gelten daher bereits als praxiserprobt. Alternativ werden die insbesondere für schwerere Anlagen geeigneten Schwerkraftgründungen genannt (25 %).

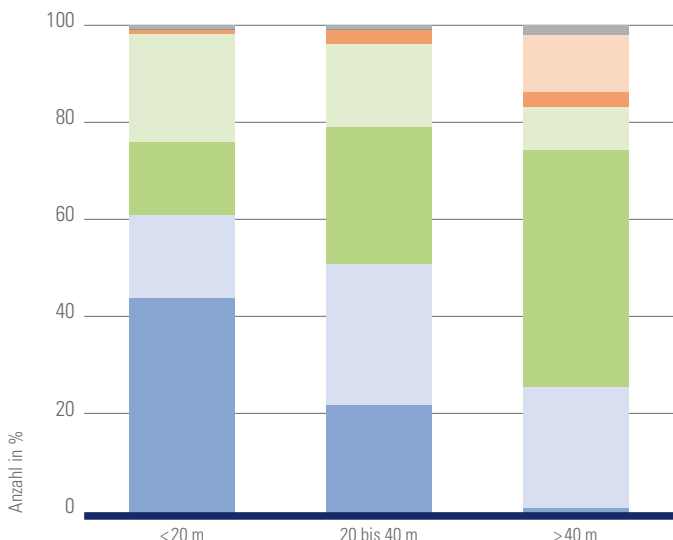
Zwischen 20 und 40 Metern Wassertiefe gaben die Befragten verschiedene Gründungsvarianten an, wobei Tripod und Jacket zusammen 58 Prozent der Nennungen erhalten. Bei OWP-Standorten mit über 40 Metern Wassertiefe wird das Jacket mit Abstand am häufigsten genannt (49 %). Tripods werden hier ebenfalls als mögliche Alternative gewertet (25 %). Monopile-Gründungen werden gemäß Umfrageergebnis ab einer Wassertiefe von 40 Metern nicht mehr als geeignet angesehen.

Abbildung 16
Gründungsvarianten in Abhängigkeit zur Wassertiefe

Quelle: KPMG-Marktumfrage 2010



Anmerkung: Mehrfachnennungen möglich



Innovative Gründungskonzepte wie Bucket und Floating Concept sind für den Einsatz in Gewässern bis 20 Metern Wassertiefe nach Einschätzung der Umfrageteilnehmer von untergeordneter Bedeutung. Erst bei einer Wassertiefe ab 40 Meter, für die bisher mit dem Testfeld Beatrice nur ein Referenzprojekt besteht, stellen neuere Gründungskonzepte (17 %) eine relevante Option dar.

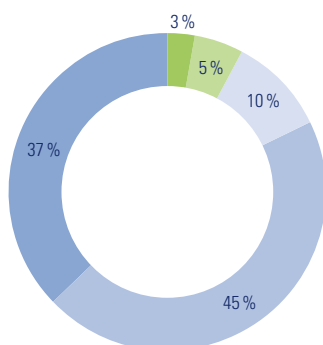
Die Umfrageergebnisse zeigen, dass die Befragten bei der Auswahl der Gründung mehrheitlich vom Einsatz etablierter Technologien ausgehen (Monopile, Jacket, Tripod). Alternative Gründungskonzepte (Floating Concept, Bucket, Sonstige) gewinnen erst bei Wassertiefen, in denen erprobte Gründungen technisch nicht mehr geeignet erscheinen, an Bedeutung. Dennoch ist die Entwicklung und Erprobung alternativer Gründungskonzepte weiterhin relevant, da hier ein signifikantes Potenzial zur Kostensenkung besteht.

5.4 Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise

Durch die Finanz- und Wirtschaftskrise sind die Finanzierungsmöglichkeiten für Unternehmen deutlich eingeschränkt. Viele Banken fokussieren sich momentan auf das Kerngeschäft und reduzieren Engagements in we-

niger etablierten Märkten. Die Ergebnisse unserer Marktumfrage 2010 zeigen, dass auch der Offshore-Windsektor von den Auswirkungen betroffen ist.

Kreditvergabe für OWP-Projekte



Risikoaufschläge für OWP-Projekte

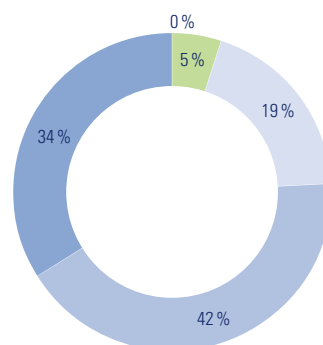


Abbildung 17
Auswirkungen der Wirtschaftskrise

Quelle: KPMG-Marktumfrage 2010



So haben 82 Prozent der Umfrageteilnehmer mittelstarke bis starke Auswirkungen der Finanzkrise auf die Kreditvergabe und damit auf die Finanzierungsfähigkeit von OWPs festgestellt. Darüber hinaus sehen 76 Prozent der Umfrageteilnehmer mittelstarke bis starke Auswirkungen auf Risikoaufschläge für Kredite. Steigende Risikoaufschläge erhöhen zum einen die Finanzierungskosten und haben zum anderen einen generellen Einfluss auf die Risikoeinschätzung der Banken in Bezug auf OWP-Projekte.

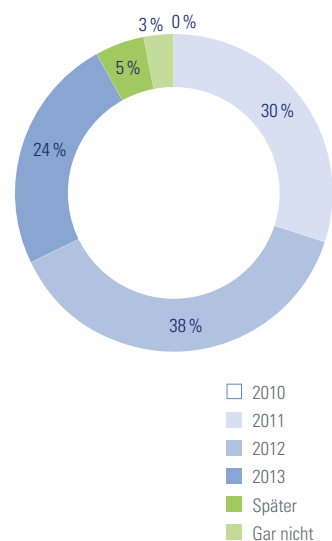
Das Ergebnis zeigt, dass die Finanzierung von OWPs unter den gegenwärtigen Bedingungen deutlich erschwert ist. Von diesen Umständen ist der deutsche Offshore-Windmarkt in besonderem Maße betroffen, da anders als in den übrigen europäischen Märkten viele mittelständische Entwickler Genehmigungen für OWPs besitzen (vergleiche Abbildung 26). Diese Entwickler sind zur Realisierung der überwiegend großen Projekte mit Investitionssummen von über einer Milliarde Euro auf Projektfinanzierungen angewiesen, sofern kein kapitalstarker Partner eingebunden wird. Die Erholung der Finanzmärkte ist für diese Entwickler daher von entscheidender Bedeutung, um die bisher noch nicht realisierte Projektpipeline umzusetzen.

Wir haben die Teilnehmer der Marktumfrage daher nach dem Zeitpunkt einer erwarteten Normalisierung der Finanzmärkte gefragt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Befragten nicht von einer kurzfristigen Verbesserung des derzeitigen Finanzierungsumfeldes ausgehen:

Da ohne eine gesicherte Finanzierung wesentliche Lieferverträge (zum Beispiel für OWEAs) nicht abgeschlossen werden können, ist auf Basis der Einschätzung der Umfrageteilnehmer eine Verzögerung bei der Realisierung größerer Projekte durch mittelständische Entwickler zu erwarten, sofern nicht zusätzliche politische Maßnahmen ergriffen werden.

Abbildung 18
Erwartete Normalisierung der Finanzmärkte

Quelle: KPMG-Marktumfrage 2010



5.5 Wesentliche Umsetzungshemmnisse

Wie die Umfrageteilnehmer die Auswirkungen der Wirtschaftskrise einschätzen, spiegelt sich auch in der Beurteilung wesentlicher Umsetzungshemmnisse bei der Realisierung von OWPs in Deutschland wider.

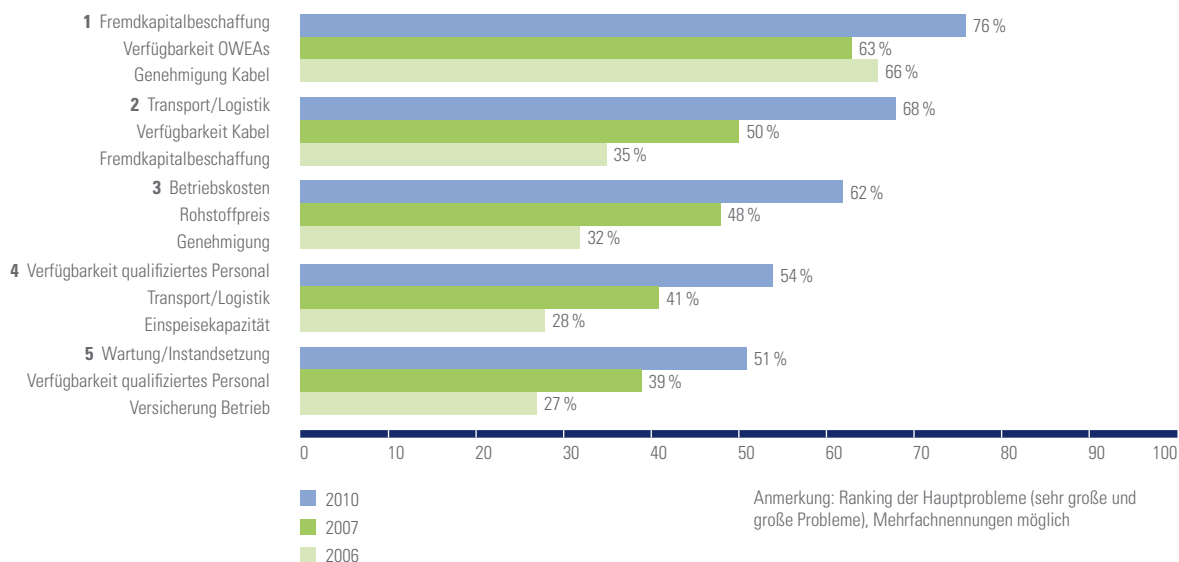
So sieht die überwiegende Mehrheit der Befragten (76 %) in der Fremdkapitalbeschaffung das derzeit größte Problem im deutschen Offshore-Windenergiemarkt. Eine Reihe

erfolgreicher Projektfinanzierungen hatte 2007 (nur auf Rang 6) zu einer deutlich positiveren Einschätzung der Fremdkapitalbeschaffung geführt (vergleiche Kapitel 7).

Weitere wesentliche Probleme werden in der Bauphase erwartet. So betrachten 68 Prozent der Teilnehmer Transport und Logistik als wesentliche Hürden bei der Umsetzung von Offshore-Windprojekten.

Abbildung 19
Probleme bei der Umsetzung
von Offshore-Windparks in Deutschland

Quelle: KPMG-Marktumfrage 2010



Die erwarteten Engpässe bei Transport und Logistik können dabei auf zwei Faktoren bezogen werden:

- Verfügbarkeit geeigneter Häfen – diese müssen insbesondere über Stell- und Fertigungsflächen am Quai sowie ausreichenden Tiefgang für Transportschiffe verfügen.
- Verfügbarkeit technisch geeigneter Errichtungsschiffe und -kräne

für OWEAs – bis dato verfügbare Schiffe wurden überwiegend für die Öl- und Gasindustrie konzipiert. Von den derzeit weltweit zur Verfügung stehenden 44 Hebeplattformen und Kranschiffen können nur 35 mehr als 400 Tonnen anheben; von den in Planung befindlichen 25 Hebeplattformen und Kranschiffen gilt dies nur für 80 Prozent.⁴⁹

49 4C Offshore Heavy Lift Vessel Database

Die Teilnehmer der Marktumfrage sehen dagegen in der Verfügbarkeit von OWEAs und anderen Hauptkomponenten keine wesentlichen Probleme mehr. 2007 wurden hier aufgrund optimistischer Umsetzungspläne im Markt Engpässe erwartet (vergleiche Kapitel 6.1).

In der Marktumfrage 2010 gewinnen Umsetzungshemmnisse mit Bezug zur Betriebsphase gegenüber 2007 und 2006 deutlich an Bedeutung. So werden Betriebskosten, Verfügbarkeit von qualifiziertem Personal und Wartung/Instandsetzung von jeweils mehr als der Hälfte der Befragten als Hauptproblemfelder genannt. Aus unserer Sicht ist dies auf den Projektfortschritt vieler OWPs zurückzuführen und deutet auf eine zuneh-

mende Professionalisierung hin. Außerdem wurden die Betriebskosten wegen eingeschränkter Erfahrungswerte (insbesondere bei hohen Entfernungen zur Küste) in den frühen Jahren der Projektentwicklung in Deutschland aus unserer Sicht im Allgemeinen unterschätzt. Da Betriebskosten bei Offshore-Windprojekten einen größeren Kostenfaktor als bei Onshore-Windprojekten darstellen, beeinflussen sie maßgeblich die Wirtschaftlichkeitsrechnungen und somit die Investitionsentscheidungen der Entwickler. Ein weiteres Indiz für die Professionalisierung der Branche ist die geringere Streuung der Antworten im Vergleich zu den Umfrageergebnissen 2007 und 2006 (vergleiche Kapitel 5.1).

5.6 Fazit

Der Fortschritt bei der Entwicklung des Offshore-Windmarkts wird gegenwärtig von den Auswirkungen der Finanzmarktkrise überschattet. Obwohl die Umfrageergebnisse zeigen, dass die bereits erfolgte Anpassung des EEG-Vergütungssystems von den Marktteilnehmern positiv anerkannt wird, ist die aktuelle Diskussion im Offshore-Windsektor

von akuten Finanzierungsengpässen geprägt. In den folgenden Kapiteln werden daher unter anderem die gegenwärtigen Finanzierungsmodelle und -bedingungen im Offshore-Bereich genauer betrachtet und die Eignung von derzeit diskutierten Anpassungen des EEGs und anderer Maßnahmen bewertet.

6 Marktsituation der Hersteller

In der KPMG-Studie „Offshore-Windparks in Europa“ (2007) haben wir, basierend auf der Marktumfrage und den Ergebnissen der Herstellerbefragung, die Verfügbarkeit von OWEAs als wesentlichen Engpass für den Ausbau der Offshore-Windenergie identifiziert. Im folgenden Abschnitt

analysieren wir daher die OWEA-Marktentwicklung und vergleichen sie mit dem Stand 2007. Darüber hinaus gehen wir näher auf die aktuelle Wettbewerbssituation der OWEA-Hersteller sowie künftige Marktentwicklungstendenzen ein.

6.1 Rückblick auf 2007

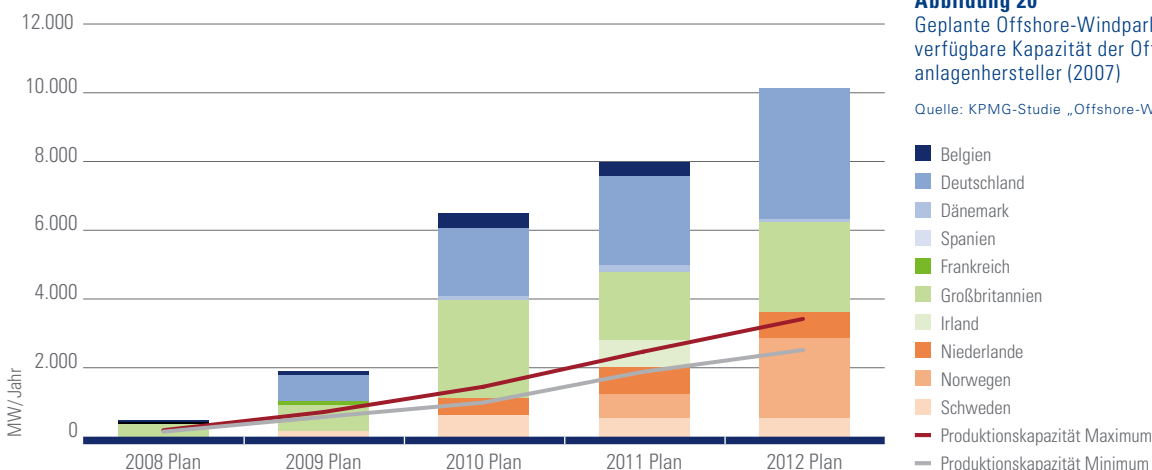
Zum Zeitpunkt der Fertigstellung der KPMG-Studie „Offshore-Windparks in Europa“ (2007) waren 24 OWPs in sechs europäischen Ländern mit einer Leistung von insgesamt 1.012 MW installiert. Im Rahmen der Studie wurde, auf Basis von Interviews mit verschiedenen Branchenmitgliedern (zum Beispiel Projektentwicklern, Herstellern, Verbänden) und öffentlich verfügbaren Informationen, der geplante Zubau an OWPs in den Jahren 2008 bis 2012 abgeschätzt.

Der geplante Kapazitätszubau wurde mit Angaben der OWEA-Hersteller zur Entwicklung der jährlich verfügbaren Kapazität abgeglichen. Daraus ergab sich eine erhebliche Diskre-

panz zwischen den geplanten Umsetzungen der OWP-Entwickler und den OWEA-Produktionskapazitäten. Eine Einschätzung, die durch die Marktumfrage 2007 bestätigt wurde (vergleiche Kapitel 5.4).

Insgesamt wurde ein Anstieg der geplanten Produktionskapazitäten von rund 600 MW 2008 auf etwa 2.700 bis 3.500 MW 2012 prognostiziert. Die geplante Umsetzung von OWPs sollte in diesem Zeitraum von rund 500 MW im Jahr 2008 auf 10.100 MW 2012 ansteigen.

Ab dem Jahr 2009 wurde daher mit Engpässen bei der Verfügbarkeit von OWEAs gerechnet.



6.2 Aktuelle Situation

Abbildung 21 zeigt auf Basis der vorliegenden aktuellen Marktinformationen ein Ausbauszenario bis 2015.

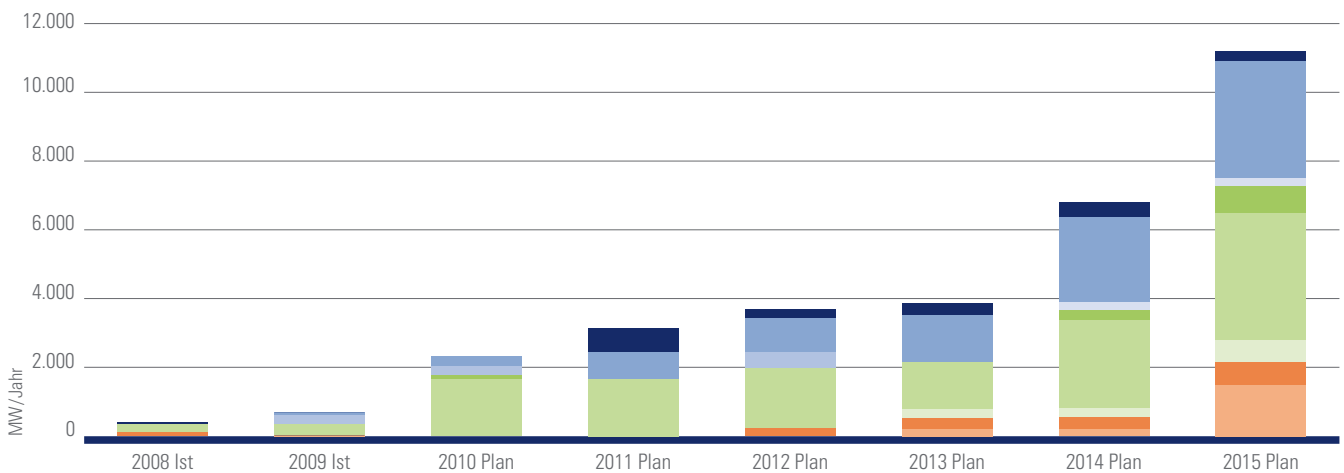


Abbildung 21
Geplante Offshore-Windparkumsetzung
(Stand 31. Dezember 2009)

Quelle: EWEA, KPMG-Analyse

- Belgien
- Deutschland
- Dänemark
- Spanien
- Frankreich
- Großbritannien
- Irland
- Niederlande
- Schweden

Die Erwartung, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie in Europa durch die Verfügbarkeit von OWEAs bereits im Jahr 2009 begrenzt werden würde, hat sich nicht erfüllt. Dies ist allerdings im Wesentlichen auf die verzögerte Umsetzung von Projekten unter anderem in Deutschland, Spanien und Frankreich und die dadurch bedingte deutlich geringere Nachfrage nach OWEAs zurückzuführen. Auch bis 2012 sollten, auf Basis der aktuellen Umsetzungsplanungen von Projektentwicklern, die Kapazitäten der OWEA-Hersteller (Schätzung weiterhin 2.700 bis 3.500 MW) für die Deckung des Anlagenbedarfs ausreichen.

Sollten die europäischen Offshore-Windmärkte tatsächlich eine Entwicklung analog zur Onshore-Windenergie ab 1995 vollziehen, wie im dargestellten Zubauszenario bis 2015 unterstellt, könnte die Verfügbarkeit von OWEAs jedoch wieder zu einem zentralen Problem bei der Realisierung von Projekten werden. Viele Hersteller haben inzwischen jedoch die Weichen für eine Erhöhung der Kapazitäten gestellt. So haben unter anderem GE und Siemens Pläne zur Errichtung neuer Produktionsstätten für OWEAs in Großbritannien veröffentlicht.⁵⁰

⁵⁰ Neue Energie 05/2010, Seite 102 ff.

6.3 Marktanteile der Hersteller

Der Markt für OWEAs weist gegenüber dem Status quo im August 2007 nur geringfügige Veränderungen bei den Marktteilnehmern auf. Die Hersteller Siemens und Vestas nehmen weiterhin deutlich die Marktführerschaft ein.

Wettbewerber, die wie REpower, Areva oder Bard speziell für den Betrieb auf hoher See entwickelte Anlagen der Multi-MW-Klasse in ihrem Portfolio anbieten, konnten sich 2008 beziehungsweise 2009 noch nicht nachhaltig am Markt etablieren.

Anzahl OWEAs	Vestas	Siemens	WinWinD	REpower	GE	Areva	Nordex	Bard	Enercon	Übrige	Gesamt
Gesamt	407	339	18	14	14	6	2	1	1	32	834
davon 2008	60	54	8	6	–	–	–	1	–	–	129
davon 2009	37	145	10	6	–	6	–	–	–	–	204
Gesamt 2008/2009	97	199	18	12	–	6	–	1	–	–	333

Die Übersicht zeigt, dass Siemens und Vestas mit einem Anteil an der gesamten in Europa installierten OWEA-Kapazität von 89 Prozent den Markt dominieren. Die umfangreichen Erfahrungen beim Bau und Betrieb von OWEAs stellen für die beiden Hersteller zunehmend einen Wettbewerbsvorteil dar.

Mit General Electric (GE) plant ein Großkonzern mit umfangreichen Res-

sourcen die Fertigung von OWEAs wieder aufzunehmen. Nach der Errichtung des OWPs Arklow Bank 1 im Jahr 2004 konzentrierte sich das Unternehmen zunächst wieder auf die Fertigung von Onshore-Windanlagen. Diese Entwicklung zeigt, dass der Offshore-Windmarkt für WEA-Hersteller trotz der technischen Herausforderungen während Bau- und Betriebsphase inzwischen ein attraktiver Markt ist.

Abbildung 22

Anzahl installierter Offshore-Windenergieanlagen nach Herstellern in Europa (Stand 31. Dezember 2009)

Quelle: KPMG-Analyse

6.4 Entwicklung von Produktionskapazitäten

Neben der Rückkehr von Herstellern wie General Electric könnten neue Hersteller den Wettbewerb auf dem europäischen OWEA-Markt zukünftig weiter verschärfen. Die folgende Grafik gibt einen Überblick über Neuentwicklungen von bereits im Offshore-Windmarkt aktiven Herstellern und zeigt Anbieter, die derzeit an der Entwicklung von offshore-tauglichen WEAs arbeiten. Aus der Abbildung

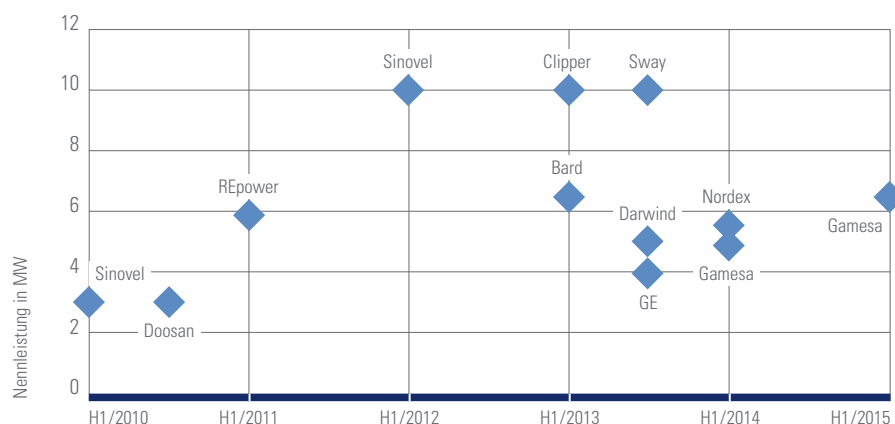
lassen sich die geplanten Anlagenklassen und die geschätzte Entwicklungsdauer bis zur Markteinführung der Anlagen entnehmen.

Die Darstellung zeigt, dass mehrere Hersteller bereits an der Einführung einer 10-MW-OWEA arbeiten. Insbesondere chinesische Hersteller sind an einem Einstieg in die OWEA-Fertigung interessiert. Der chinesische Hersteller XEMC hat sich bei-

Abbildung 23

Überblick geplante Markteinführung Offshore-Windenergieanlagen

Quelle: KPMG-Analyse



spielsweise durch die Übernahme der niederländischen Darwind auf die Fertigung von getriebelosen 5-MW-Anlagen in Europa vorbereitet.

Insgesamt ist erkennbar, dass der Entwicklungstrend deutlich in Richtung größerer und leistungstärkerer OWEAs geht.

Weiteren Auftrieb erhält die Fertigung offshore-tauglicher WEAs durch die zunehmende Anzahl der gefertigten Einheiten sowie durch die Industrialisierung der Fertigung und eine Integration entlang der Wertschöpfungskette in der Herstellung. Während in der KPMG-Studie „Offshore-Windparks in Europa“ (2007) noch von kurz- bis mittelfristigen Preissteigerungen ausgegangen wurde, werden inzwischen laut einer

Studie der European Wind Energy Association (EWEA) vom März 2009 Preissenkungen in Höhe von rund 15 Prozent bis 2015 erwartet, obschon nach wie vor für einzelne OWEA-Komponenten wie beispielsweise Lager Lieferengpässe von den OWEA-Herstellern angeführt werden.

Die dargestellte Preisentwicklung berücksichtigt eine Lernkurve von 10 Prozent. Das heißt, es wird angenommen, dass die Kosten jedes Mal um 10 Prozent je MW sinken, wenn sich die Kapazität der hergestellten OWEAs verdoppelt. Die erwarteten Preissenkungen beruhen auf der Annahme, dass ab 2011 ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage besteht, was zu sinkenden Stückkosten führt.

Abbildung 24

Entwicklung der Kosten für Offshore-Windenergieanlagen

Quelle: EWEA

Anmerkung: Konstante Preise von 2006

	Investitionen (in Mio. €/MW)			Service und Wartung (in €/MWh)	Kapazitätsfaktor (in %)
	Minimum	Durchschnitt	Maximum		
2006	1,80	2,10	2,40	16	37,5 %
2015	1,55	1,81	2,06	13	37,5 %



6.5 Fazit

Die dargestellten Entwicklungen im Bereich der OWEAs zeigen, dass anders als vor drei Jahren erwartet kurzfristig aus der Verfügbarkeit von OWEAs keine Engpässe für den Ausbau der Offshore-Windenergie zu erwarten sind.

Vielermaßen weisen aktuelle Entwicklungen ein großes Potenzial zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit auf, das daraus resultiert, dass Produktionskosten gesenkt und neue leistungsstarke OWEAs für den Offshore-Windmarkt entwickelt werden. Die Rückkehr von GE sowie die geplanten Eintritte weiterer Hersteller in den OWEA-Markt zeigen, dass die Bedingungen trotz der technischen und wirtschaftlichen Risiken von den Herstellern grundsätzlich als attraktiv bewertet werden.

Mittelfristig ist davon auszugehen, dass die Zulieferindustrie im Offshore-Windmarkt die Fertigungskapazitäten maßgeblich ausbauen wird. Insbesondere in Großbritannien ist

bereits absehbar, dass die Nachfrage nach OWEAs und anderen Komponenten mit Realisierung der Round-3-Projekte ab 2014/2015 erheblich ansteigen. Durch die Umsetzung der Vorhaben werden wesentliche Teile der verfügbaren Ressourcen des Markts sowohl finanziell als auch bezüglich der Komponenten durch Großbritannien beansprucht werden. Demnach bleiben anderen europäischen Offshore-Windmärkten nur die kommenden Jahre bis 2014, um einen im Vergleich zu Großbritannien wettbewerbsfähigen Markt zu schaffen.

Dies gilt auch für den Aufbau einer Offshore-Windindustrie, da die benötigten Kapazitätserweiterungen und Investitionen allein aus logistischen Erwägungen vor allem in Ländern mit einem signifikanten Ausbaupotenzial erfolgen werden. In Großbritannien ist dieses Potenzial in Kombination mit der hohen Förderbereitschaft der Politik derzeit deutlich am höchsten einzuschätzen.

7 Finanzierung von Offshore-Windparks

Offshore-Windparks sind kapitalintensive Projekte: Je nach Anzahl (in der Regel 80 OWEAs) und Leistungsklasse der Turbinen sind Investitionskosten von 1,0 bis 1,5 Milliarden Euro in Deutschland der Regelfall. Für die Realisierung der ehrgeizigen Offshore-Windpipeline ist die Aufbringung der erforderlichen Finanzierung von großer Bedeutung.

Die ersten Projekte in Dänemark, Großbritannien und in den Niederlanden wurden von den Energieversorgern weitgehend über die eigene Bilanz finanziert; nur in wenigen Fällen wurden Projektfinanzierungen abgeschlossen (siehe Kapitel 7.4).

Offshore-Windprojekte konkurrieren mit anderen kapitalintensiven Investitionsprojekten und untereinander um Eigen- und Fremdkapital. Kapitel 7.1 ist dem Wettbewerb der beiden größten Offshore-Windmärkte in Europa, Deutschland und Großbritannien, um Investoren gewidmet. In den Kapiteln 7.2 und 7.3 gehen wir näher auf die Perspektive der Eigen- und Fremdkapitalgeber ein. In Kapitel 7.5 werden einige Maßnahmen vorgestellt, die die Wirtschaftlichkeit und Finanzierungsfähigkeit von Offshore-Windprojekten deutlich verbessern und damit zur Umsetzung der Ziele der deutschen Bundesregierung für 2020 entscheidend beitragen könnten.

7.1 Offshore-Windenergie in Europa – der Wettbewerb um Kapital

Deutsche Offshore-Windprojekte stehen mit Offshore-Windprojekten in anderen Ländern im Wettbewerb um Eigen- und Fremdkapital. Bei einem von der EWEA prognostizierten Zubau der Nennleistung im Offshore-Windenergiebereich im Zeitraum 2010 bis 2020 in Höhe von 38,1 GW auf insgesamt 40 GW in Europa ergibt sich auf Basis der von uns ermittelten durchschnittlichen Investitionskosten von 3,7 Millionen Euro/MW (vergleiche Kapitel 8.2) ein Kapitalbedarf in Höhe von 141,0 Milliarden Euro ohne Berücksichtigung von Kostensenkungspotenzialen. Insbesondere in Großbritannien wird kurzfristig durch die Realisierung der Projekte der Round 2 (insgesamt etwa 7,2 GW) und mittelfristig ab 2014/2015 durch die Umsetzung der

Round 3 (insgesamt rund 32 GW) ein erheblicher Kapitalbedarf entstehen.

Die Rahmenbedingungen für Offshore-Windenergie in Deutschland und Großbritannien unterscheiden sich zunächst durch die gesetzlichen Regelungen zur Förderung von OWPs (feste Einspeisevergütung im Vergleich zu ROCs) und der Verantwortung für die Netzanbindung der OWPs (vergleiche Kapitel 4.2). Darüber hinaus bestehen Unterschiede bei den Marktteilnehmern, den Standorten der OWPs und den eingesetzten OWEAs.

Die feste, marktpreisunabhängige Einspeisevergütung und die gesetzlich geregelte Verantwortlichkeit der ÜNBs für die Netzanbindung von OWPs, die bis spätestens 31. Dezem-

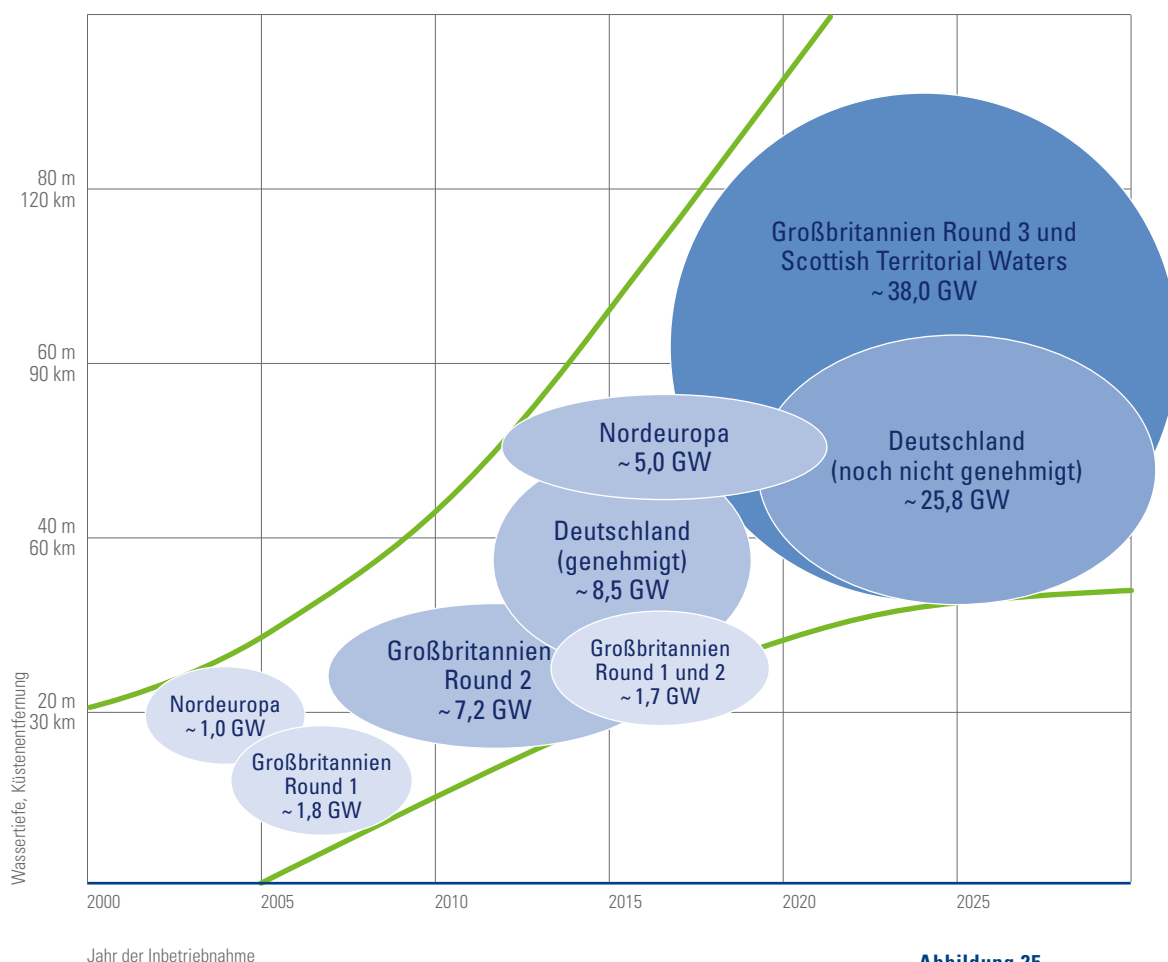


Abbildung 25
Offshore-Windroadmap

Quelle: KPMG-Analyse

ber 2015 in Betrieb gehen,⁵¹ stellten bisher Vorteile des deutschen Offshore-Windenergiemarkts gegenüber den anderen europäischen Ländern, insbesondere Großbritannien, dar. Allerdings hat Großbritannien mit der zeitlich befristeten Anhebung des ROC-Bandings⁵² und der Übernahme der Netzanbindung im Rahmen des OFTO-Modells die Rahmenbedingungen erheblich verbessert, sodass der britische Offshore-Windenergiemarkt für Investoren weiter an Attraktivität gewonnen hat. Angesichts der zügig voranschreitenden Realisierung von Offshore-Windprojekten der zweiten Lizenzierungsrunde (Round 2) und des geplanten Ausbaus von Offshore-

Windenergie in Großbritannien um weitere 32 GW in der dritten Lizenzierungsrunde (Round 3) ab 2014/15, bleibt dem deutschen Offshore-Windenergiemarkt nur ein Zeitfenster von wenigen Jahren, um Eigenkapital, Fremdkapital und Fertigungskapazitäten für die Realisierung der bis 2020 angestrebten 10 GW Offshore-Windenergie in Deutschland zu gewinnen.

Marktteilnehmer

Die großen europäischen Energieversorger sind in den wichtigsten europäischen Märkten für Offshore-Windenergie gleichermaßen engagiert, insbesondere in Deutschland und Großbritannien. Deutschland weist

⁵¹ Vergleiche § 17 Absatz 2a in Verbindung mit § 118 Absatz 3 EnWG

⁵² Vergleiche Erläuterungen zum britischem Vergütungssystem in Kapitel 4.2.5

jedoch im Vergleich zu Großbritannien eine größere Anzahl an konzern-unabhängigen Entwicklern auf, die bei der Realisierung der Offshore-Windprojekte auf den Projektfinanzierungsmarkt angewiesen sind und nicht wie die großen Energieversorger auf ihre eigene Bilanz und die Finanzierungsmöglichkeiten eines Konzerns zurückgreifen können. Die Konsolidierung des Offshore-Windmarkts, das heißt die Übernahme unabhängiger Entwickler (zum Beispiel Erwerb von Eclipse Energy und AMEC Wind Energy durch Vattenfall im Jahr 2008) oder der Erwerb einzelner Projekte durch große Energieversorger ist in Großbritannien wesentlich weiter vorangeschritten als in Deutschland. In Deutschland befinden sich lediglich 39 Prozent der genehmigten Windparks im Eigentum großer Energieversorger. 28 Prozent werden nach wie vor von unabhängigen Entwicklern gehalten.

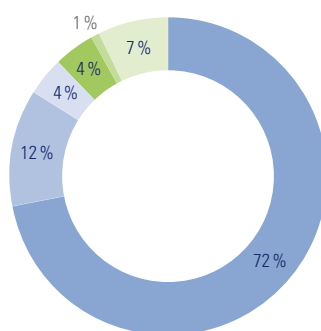
Standorte

Die geplanten OWPs in Deutschland weisen ein anderes Risikoprofil auf als die bereits realisierten oder im Bau befindlichen OWPs in Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden. Während die OWPs in diesen Ländern in Küstennähe und in geringen Wassertiefen liegen beziehungsweise entstehen, liegen die deutschen OWPs in Nord- und Ostsee aus Gründen des Umweltschutzes (Schutz des Nationalparks Wattenmeer), der Sicherung von Schifffahrtsrouten und der Berücksichtigung von Tourismusinteressen weit entfernt von der Küste und in Wassertiefen von rund 30 Metern und mehr. An diesen küstenfernen Standorten werden deutlich höhere Windgeschwindigkeiten gemessen. Dem stehen aufgrund der größeren Entfernung zur Küste beziehungsweise zum Servicehafen und aufgrund engerer Wetterfenster höhere Errichtungs- und Betriebskosten entgegen.

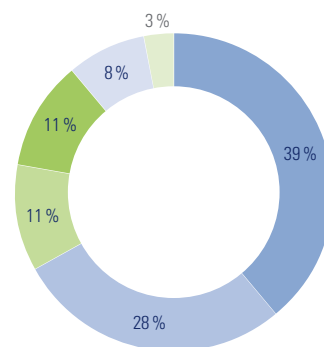
Abbildung 26
Eigentumsverhältnisse – Offshore-Windparks

Quelle: KPMG-Analyse

Großbritannien



Deutschland



Anmerkung: Alle genehmigten OWPs (AWZ und 12-Seemeilen-Zone) in Deutschland und alle genehmigten und vorgenehmigten (pre-consent) OWPs in Großbritannien; Mehrfachzählung bei Beteiligung mehrerer Partner unterschiedlicher Investorengruppen

■ Internationale Energieversorgungsunternehmen
■ Entwickler
■ Finanzinvestoren
■ OWEA-Hersteller
■ Kommunale Energieversorgungsunternehmen
■ Andere

Offshore-Windenergieanlagen

Während in den anderen Ländern bisher überwiegend OWEAs mit Nennleistungen von 2,0 bis 3,6 MW eingesetzt werden, hat die deutsche Offshore-Windindustrie anfänglich auf leistungstärkere OWEAs der 5-MW- beziehungsweise 6-MW-Klasse gesetzt und auch der Prognose der künftig installierten Leistung zugrunde gelegt. Für diese leistungstärkeren Turbinen liegen bisher nur begrenzte Erfahrungswerte aus Errichtung und Betrieb vor. Der erste deutsche OWP, alpha ventus, der im April 2010 offiziell in Betrieb genommen wurde, dient vor allem dazu, Erfahrungen bei der Errichtung und dem Betrieb von 5-MW-OWEAs in den für deutsche



OWPs in der Nordsee typischen Küstentfernungen und Wassertiefen zu sammeln.

Zudem unterscheiden sich die OWEA-Hersteller deutlich in ihrer Finanzkraft und Organisation ihres Fertigungs- und Dienstleistungsgeschäfts, was zu unterschiedlichen Bewertungen von Gewährleistungen und Verfügbarkeitsgarantien durch die Eigen- und Fremdkapitalgeber führt. In Dänemark und Großbritannien dominieren die Hersteller Vestas und Siemens den Markt; für die deutschen Projekte hingegen sind überwiegend 5-MW-plus-OWEAs der Hersteller REpower (Rahmenvertrag mit RWE, 48 OWEAs für OWP Nordsee Ost), Areva Wind (zum Beispiel 40 OWEAs für OWP Borkum-West II, weitere 80 OWEAs für OWP Global Tech I) und Bard (80 OWEAs für BARD Offshore 1) vorgesehen. Allerdings setzen auch Investoren in Deutschland in jüngster Zeit verstärkt auf kleinere, erprobte OWEAs etablierter Hersteller. So kommen zum Beispiel im OWP Sandbank 24 insgesamt 96 Vestas V90 mit 3 MW Nenn-

leistung zum Einsatz, während der deutsche Energieversorger EnBW bei seinen Projekten OWP Baltic 1 und OWP Baltic 2 in der deutschen Ostsee OWEAs von Siemens mit 2,3 beziehungsweise 3,6 MW Nennleistung errichtet.

Während sich die leistungsstärkeren OWEAs erst noch in der Errichtungs- und Betriebsphase beweisen müssen, haben die Hersteller kleinerer, von onshore auf offshore adaptierter WEAs wie Vestas und Siemens die anfänglichen technischen Schwierigkeiten weitgehend beseitigt und profitieren in der aktuellen Situation von der klaren Präferenz von Eigenkapitalgebern und Banken für „erprobte Technologie“ (Proven Technology) für neu zu errichtende OWP. Gleichzeitig haben Vestas und Siemens ihre OWEAs weiterentwickelt (zum Beispiel 120 Meter Rotordurchmesser anstelle von bisher 107 Metern bei der 3,6-MW-Siemens-OWEA) mit dem Ziel, auch mit OWEAs unterhalb der 5-MW-Leistungsklasse wettbewerbsfähige Produkte für OWPs anbieten zu können.

Abbildung 27
Installierte Offshore-Windenergieanlagen nach Herstellern (Deutschland und Großbritannien⁵³; Stand 31. Dezember 2009)

Quelle: EWEA, KPMG-Analyse

Anzahl OWEAs	Vestas	Siemens	REpower	Areva	Nordex	Bard	Enercon	Gesamt
Deutschland	–	–	6	6	1	1	1	15
Großbritannien	152	133	2	–	–	–	–	287
Gesamt	152	133	8	6	1	1	1	302

⁵³ OWEAs in Irland nicht einbezogen (25 OWEAs von GE)

7.2 Die Perspektive der Eigenkapitalgeber

Die großen europäischen Energieversorger sind in den wichtigsten europäischen Märkten für Offshore-Windenergie gleichermaßen engagiert, insbesondere in Großbritannien und Deutschland.

Bei der Priorisierung von Investitionsvorhaben durch Energieversorger konkurrieren nicht nur Offshore-Windprojekte in unterschiedlichen europäischen Ländern untereinander um Finanzmittel, die OWPs müssen sich auch gegenüber anderen kapitalintensiven Großvorhaben der Energieversorger behaupten. Sie konkurrieren mit der Errichtung neuer Kernkraftwerke und neuer konventioneller Kraftwerke, der Modernisierung des bestehenden Kraftwerksparks, Vorhaben zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung und Vorhaben zur Öl- und Gasförderung. Während OWPs unzweifelhaft eine bedeutende Rolle in der Erzeugungsstrategie aller großen europäischen Energieversorger spielen, ist der traditionelle Heimatmarkt der Energieversorger bei diesen Überlegungen von untergeordneter Bedeutung. Da OWPs auf absehbare Zeit nur mit staatlicher Unterstützung wirtschaftlich zu betreiben sind, konkurrieren die europäischen Staaten miteinander bezüglich ihrer Vergütungssysteme und ihrer Standortbedingungen, die den Windertrag sowie die Investitions- und Betriebskosten und damit die Rentabilität von Offshore-Windprojekten maßgeblich beeinflussen.

In Deutschland treten neben den großen, auch international tätigen Energieversorgern verstärkt Energieversorger mit kommunalem Hintergrund als Eigenkapitalgeber für

Offshore-Windprojekte auf. So wird der OWP Borkum-West II von Unternehmen der Trianel-Gruppe, einem Verband von kleineren und mittelgroßen kommunalen Energieversorgern, realisiert. Des Weiteren haben SüdWestStrom und WV Energie die Beteiligungsinteressen zahlreicher kleiner und mittelgroßer kommunaler Energieversorger aus dem deutschsprachigen Raum gebündelt und im Juli 2010 den Kaufvertrag für den OWP BARD Offshore 1 unterzeichnet. Der Einstieg kommunaler Energieversorger in OWPs ist nicht nur im Zusammenhang mit ihrem verstärkten Engagement im Bereich erneuerbarer Energien zu sehen, sondern auch ein Instrument zum Ausbau der bisher eher schwach ausgeprägten Eigenerzeugung. Einzelne Bundesländer haben dies bereits erkannt und ihre öffentlichen Förderprogramme für erneuerbare Energien auch für überregionale Beteiligungen an OWPs geöffnet – so hat der lokale Energieversorger GGEW für seine Beteiligung am OWP BARD Offshore 1 eine Bürgschaft des Landes Hessen über den Betrag des investierten Eigenkapitals erhalten.

Zahlreiche kommunale Energieversorger, die derzeit noch nicht an Offshore-Windprojekten beteiligt sind, haben bereits heute Interesse bekundet, sich nach Vorliegen erster Erfahrungen in der Errichtungs- und Betriebsphase, die eine bessere Einschätzung der tatsächlichen Risiken und der erzielbaren Renditen erlauben, an bereits bestehenden oder noch zu errichtenden Windparks in Deutschland zu beteiligen. Energieversorger mit kommunalem Hintergrund könnten daher zu einer bedeutenden

Quelle von Eigenkapital für Offshore-Wind in Deutschland werden.

Kommunale Energieversorger sind bei der Realisierung kapitalintensiver Großprojekte ganz überwiegend auf einen funktionierenden Projektfinanzierungsmarkt angewiesen. Nur wenige Stadtwerke sind in der Lage, Großinvestitionen unter Rückgriff auf die eigene Bilanz und Verschuldungskapazität zu finanzieren.⁵⁴ Auch können sie nur begrenzt zusätzliche Sicherheiten zur Verfügung stellen, die finanzierende Banken insbesondere zur Absicherung der Bauphase verlangen. Zudem steht das Sonderprogramm Projektfinanzierung der KfW nur Unternehmen offen, die sich nicht mehrheitlich im Eigentum der öffentlichen Hand befinden.

Neben den international tätigen Energieversorgern sowie den Energieversorgern mit kommunalem Hintergrund sind nach wie vor unabhängige Projektentwickler wie wpd, Windreich, Prokon Nord und Energiekontor im deutschen Offshore-Windmarkt tätig. Diese Projektentwickler haben in der Vergangenheit Projekte bis zur Erlangung der BSH-Genehmigung alleine vorantreiben können. Die nächsten Schritte, insbesondere zur Erlangung einer (un-)bedingten Netzanbindungszusage, erfordern jedoch einen deutlich höheren Kapitaleinsatz, da Reservierungszahlungen für die wesentlichen Komponenten (OWEAs, Umspannwerk etc.) zu finanzieren sind. Einzelne Projektentwickler sind daher Kooperationen mit etablierten Energieversorgern eingegangen, die ihnen die genehmigten Projekte abkaufen (so zum Beispiel die Kooperation von wpd mit EnBW).

Andere Projektentwickler setzen darauf, Eigenkapitalgeber für einzelne Projekte zu gewinnen, und arbeiten parallel an Finanzierungen. Allen gemein ist, dass sie die erforderlichen finanziellen Mittel für die Weiterentwicklung von OWPs nicht selbst aufbringen können und daher auf das Beteiligungsinteresse von Eigenkapitalinvestoren einerseits und einen funktionierenden Projektfinanzierungsmarkt andererseits angewiesen sind.

Finanzinvestoren spielen bisher im Offshore-Windsektor keine wesentliche Rolle, mit Ausnahme des US-amerikanischen Finanzinvestors Blackstone, der 2008 eine Beteiligung an den OWPs Meerwind Süd und Meerwind Ost erworben hat. Die bisherige Zurückhaltung der Finanzinvestoren lässt sich mit den vergleichsweise niedrigen erzielbaren Renditen, dem Fehlen eines funktionierenden Projektfinanzierungsmarkts (zur Verringerung des eigenen Kapitaleinsatzes) und der erforderlichen Übernahme von Entwicklungs- und Baurisiken erklären. Sobald erste Erfahrungen mit der Errichtung und dem Betrieb von OWPs vorliegen, dürften Finanzinvestoren eine wichtige Rolle im Sekundärmarkt für bereits in Betrieb befindliche Windparks übernehmen und den bisherigen Eigenkapitalgebern ermöglichen, gebundenes Kapital freizusetzen und in neue Projekte zu investieren.

Neben europäischen Energieversorgern, kommunalen Energieversorgern, Projektentwicklern und Finanzinvestoren kommen auch internationale Energieversorger und Industriekonglomerate als Eigenkapitalgeber in

⁵⁴ Zum Beispiel die Stadtwerke München GmbH oder die HEAG Südheussische Energie AG (HSE)

Betracht. Insbesondere japanische und koreanische Handelshäuser wie Mitsui und Samsung sowie koreanische und indische Energieversorger wie Kepco und GMR beobachten aufmerksam den europäischen Markt für erneuerbare Energien im Allgemeinen und Offshore-Windenergie im Besonderen. Bislang ist diese Investorengruppe jedoch noch nicht an Offshore-Windprojekten beteiligt. Dafür gibt es erste Kooperationen mit europäischen Partnern in Forschung und Entwicklung, so zum Beispiel zwischen Mitsubishi und Scottish & Southern Energy, sowie ein großes Interesse an anderen Teilen der Wertschöpfungskette und hierbei insbesondere an OWEA-Herstellern und Zulieferern.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die erste Phase der Offshore-Windentwicklung in Deutschland vor allem durch die großen europäischen Energieversorger und in gewissem Maße auch durch Stadtwerke und unabhängige Projektentwickler vorangetrieben wird.

Aufgrund der begrenzten Erfahrungen mit der Errichtung und dem Betrieb von OWPs, insbesondere mit OWEAs der Leistungsklassen 5 MW plus und in der für die deutsche Nordsee typischen Küstenentfernung und Wassertiefe, sind andere potenzielle Eigenkapitalgeber bisher eher zurückhaltend.

Während für die großen europäischen Energieversorger vor allem die mit Offshore-Windenergie in den relevanten Märkten erzielbare Rendite ausschlaggebend ist, um konzerninternen Finanzierungsmittel zu erlangen, ist für kommunal geprägte Energieversorger der Zugang zu Fremdkapital für einzelne Projekte von entscheidender Bedeutung. Etwaige Maßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für Offshore-Windenergie in Deutschland und zur Erreichung der bis 2020 gesetzten Ziele müssen daher sowohl bei der Wirtschaftlichkeit der Projekte als auch bei ihrer Finanzierungsfähigkeit ansetzen (vergleiche Kapitel 7.5 und 8).

7.3 Die Perspektive der Fremdkapitalgeber

7.3.1 Überblick

Offshore-Windprojekte in anderen europäischen Ländern wurden bisher überwiegend durch die beteiligten Unternehmen finanziert. Projektfinanzierungen kamen nur in wenigen ausgewählten Fällen zum Einsatz (vergleiche Kapitel 7.4). Da außer den großen europäischen Energieversorgern die meisten Eigenkapitalgeber auf Projektfinanzierungen angewiesen sind, werden wir im Folgenden

vor allem auf die Perspektive der Banken eingehen, die grundsätzliches Interesse an und Bereitschaft zu Projektfinanzierungen im Offshore-Windsektor gezeigt haben. Daneben werden wir kurz auf die Situation der großen europäischen Energieversorger eingehen, die für kapitalintensive Projekte wie OWPs verstärkt Partnerschaften mit anderen Eigenkapitalgebern suchen.⁵⁵

⁵⁵ Zum Beispiel beim britischen OWP Gwynt Y Mor oder dem OWP DanTysk in der deutschen Nordsee

7.3.2 Projektfinanzierung

Der Markt für Projektfinanzierungen von OWPs wird derzeit von zwei großen Themen bestimmt:

1. die geringe Liquidität des Projektfinanzierungsmarkts, Wegfall des Syndizierungs- und Verbriefungsmarkts und Unsicherheit hinsichtlich der verschärften Eigenkapitalunterlegungsregeln nach Basel III
2. das relativ frühe Entwicklungsstadium des Offshore-Windsektors und die mangelnden Erfahrungen mit Errichtung und Betrieb von OWPs in großer Küstenentfernung und in tiefem Wasser mit OWEAs der Leistungsklasse 5 MW plus

Im Ergebnis führt dies dazu, dass die aktuell zur Verfügung stehende Liquidität nicht ausreicht, um die potenzielle Nachfrage nach Fremdkapital auch nur für die deutschen Offshore-Windprojekte zu befriedigen.

Folgen der Finanzkrise

Infolge der Finanzkrise haben viele der im Projektfinanzierungsmarkt tätigen Banken ihre Kreditvergabe deutlich zurückgefahren. So haben insbesondere Banken, die in Großbritannien Staatshilfe erhalten haben, ihr Engagement auf Projektfinanzierungen im „Heimatmarkt“ beschränkt.

Der Syndizierungsmarkt für Großkredite, insbesondere für Projektfinanzierungen, ist weitgehend zusammengebrochen. Banken sind in der Regel nicht mehr bereit, größere Kreditbeträge als Underwriter abzuschließen und nach Abschluss der Kreditverträge ganz oder teilweise an andere Banken weiterzugeben. Gleichmaßen stehen institutionelle Investoren wie zum Beispiel Pen-

sionsfonds nicht mehr zur Refinanzierung zur Verfügung, auch der Verbriefungsmarkt ist weitgehend zusammengebrochen.

Größere Finanzierungen sind daher nur noch über einen sogenannten Bankenclub darstellbar, in dem mehrere Banken jeweils einen Teilbetrag unter einem gemeinsamen Kreditvertrag übernehmen. Die Zusammenstellung und Organisation eines solchen Bankenclubs und die Verhandlung einer einheitlichen Dokumentation ist wesentlich aufwendiger als Auswahl und Verhandlung mit einem oder zwei Mandated Lead Arranger(s) und einem Underwriter, die das Gesamtkreditvolumen in einem ersten Schritt vollständig übernehmen und in einem zweiten Schritt an weitere Banken aussyndizieren.

Auch müssen Banken somit bis auf Weiteres davon ausgehen, dass sie ein eingegangenes Kreditengagement bis zu seiner Endfälligkeit in ihrem Bestand halten werden. Vor diesem Hintergrund gewinnen Risikoeinschätzungen und damit auch Risikobegrenzungen für bestimmte Länder, Branchen und Gläubiger an Bedeutung. Banken werden ihre Exposure in einem bestimmten Marktsegment wie Offshore-Windenergie bewerten und limitieren. Auch hier konkurrieren vor allem die Offshore-Windmärkte Deutschland und Großbritannien um verfügbare Fremdfinanzierungsmittel.

Offshore-Windindustrie

Die Offshore-Windindustrie steht nach Einschätzung der projektfinanzierenden Banken am Anfang ihrer Entwicklung. Die in Dänemark, den Niederlanden und in Großbritannien in Round 1 und 2 gesammelten Erfahrungen sind wichtige Referenz-





punkte. Der bevorstehende Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland und auch Round 3 in Großbritannien zeichnen sich jedoch durch völlig andere Rahmenbedingungen hinsichtlich der Standorte und damit durch andere Anforderungen an Errichtung und Betrieb von OWPs aus. Neben dem deutschen Offshore-Windtestfeld alpha ventus, in dem mit REpower und Areva Wind (vormals Multibrid) zwei der drei aktuellen 5-MW-OWEAs zum Einsatz kommen, sind mit BARD Offshore 1 und Baltic 1 zwei weitere Parks in der Nord- und Ostsee im Bau, weitere Projekte sollen in Kürze folgen.

Für kleinere OWEAs liegen Erfahrungen mit der Errichtung und dem Betrieb aus Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden vor. Sie sind jedoch nur sehr begrenzt auf OWPs in der deutschen Nord- und Ostsee oder auch in Großbritannien Round 3 zu übertragen, da hier andere Küstenentfernungen (beziehungswise Entfernungen zum nächsten geeigneten Hafen) und Wassertiefen vorzufinden sind. Größere OWEAs der 5-MW-Klasse werden von den Banken als nicht erprobte Technologie eingeschätzt, die sich noch nicht für eine klassische Non-Recourse-Projektfinanzierung eignen, sondern der zusätzlichen Unterstützung von Seiten der Eigenkapitalgeber, OWEA-Hersteller, öffentlicher Förderbanken oder Kreditversicherer bedürfen.

Begrenzte Liquidität

Insgesamt befassen sich aktuell nicht mehr als 10 bis 14 Geschäftsbanken mit der Finanzierung von Offshore-Windprojekten.⁵⁶ Ihr durchschnittliches Kreditengagement liegt

nach eigenen Aussagen bei weitgehender Absicherung der spezifischen Offshore-Windrisiken in der Bauphase und in den ersten Betriebsjahren bei rund 50 Millionen Euro je Bank. Somit würde für einen typischen OWP in der deutschen Nordsee – mit 80 OWEAs mit je 5 MW Nennleistung, einem Investitionsvolumen von rund 1,5 Milliarden Euro und einem Eigenkapitalanteil von einem Drittel – ein Konsortium von 20 Kreditinstituten erforderlich sein. Die Liquiditätslücke kann durch die Beteiligung von öffentlichen Förderbanken wie der Europäischen Investitionsbank (EIB) und der KfW verringert werden. Teilweise reduzieren Kreditnehmer auf Anraten der Banken jedoch auch das Finanzierungsvolumen zum Beispiel durch eine Aufteilung des OWPs in Tranche I und Tranche II, so wie derzeit die Trianel-Gruppe für den OWP Borkum-West II.

Übernahme spezifischer Risiken in Bezug auf Offshore-Windenergie

Die spezifischen Risiken in Bezug auf Offshore-Windenergie werden, wie bei anderen Projektfinanzierungen auch, auf die Projektbeteiligten – zum Beispiel Eigenkapitalgeber, Fremdkapitalgeber, Lieferanten wesentlicher Komponenten, Versicherungen – verteilt. Die vor der Finanzkrise abgeschlossenen Projektfinanzierungen zeichneten sich durch folgende Strukturmerkmale aus:

- Multi Contracting mit drei bis vier Lieferanten wesentlicher Komponenten (statt eines Generalunternehmers), gesicherte Errichtungslogistik
- Letters of Credit für Lieferanten als Teil des Finanzierungspakets
- Einbindung von Exportkreditversicherern wo möglich

⁵⁶ Anzahl der bei den jüngsten Projektfinanzierungen Belwind 1 und Boreas beteiligten Banken

- Reservefazilitäten der Eigen- und Fremdkapitalgeber für Kostenüberschreitungen
- Dimensionierung der Verschuldungskapazität auf Basis des P90-Windertrags⁵⁷
- Langfristige Abnahmeverträge mit Energieversorgern für Strom und Zertifikate, alternativ feste gesetzlich geregelte Vergütungen für Zertifikate
- Harte Verfügbarkeitsgarantien der OWEA-Hersteller
- Mittel- bis langfristige Wartungs- und Serviceverträge mit den OWEA-Herstellern oder Entwicklern
- Umfassende mittel- bis langfristige Versicherungspakete
- Kreditlaufzeiten kongruent mit Laufzeit der Stromabnahmeverträge und Wartungs- und Serviceverträge, faktisch Verkürzung der Laufzeit durch Cash-Sweep-Klauseln

Die bisher einzige nach Beginn der Finanzkrise abgeschlossene Projektfinanzierung für einen OWP (Belwind 1) setzt zwar grundsätzlich auf dieser Struktur auf. Sie stellt jedoch bezüglich der Baurisiken insbesondere auf die Einbindung der EIB und des staatlichen dänischen Exportkreditversicherers Eksport Kredit Fonden (EKF) ab.

Nach Einschätzung der befragten, in der Offshore-Windindustrie tätigen Banken ist die Beteiligung der EIB an Finanzierungen unabdingbar für ihren Erfolg, und zwar sowohl im Hinblick auf die Bereitstellung von Liquidität (bis zu 50 Prozent der Investitionskosten) als auch hinsichtlich der anteiligen Übernahme des Baurisikos (bis zu 200 Millionen Euro je Projekt).

Die EKF kann mit Bürgschaften in hohem Maße dazu beitragen, das von den Geschäftsbanken zu tragende Baurisiko zu verringern. Das Engagement von EKF kann bis zu 200 beziehungsweise 250 Millionen Euro betragen. Da EKF nur in Dänemark ansässige und produzierende Komponentenlieferanten (vor allem die OWEA-Hersteller Vestas und Siemens) unterstützt, befinden sich die in Deutschland beheimateten Lieferanten (vor allem die OWEA-Hersteller REpower, Areva Wind und Bard) hier im Nachteil gegenüber ihren Wettbewerbern. Dies gilt nicht nur für deutsche Projekte, für die Exportkreditversicherungen ohnehin nicht infrage kommen, sondern auch für Projekte im europäischen Ausland.

Deutsche Offshore-Windprojekte können auch auf das Sonderprogramm Projektfinanzierungen der KfW zurückgreifen, sofern sie nicht mehrheitlich in öffentlichem Eigentum stehen. Das Sonderprogramm Projektfinanzierungen ermöglicht Geschäftsbanken die zinsverbilligte Refinanzierung von bis zu 35 Prozent der vergebenen Kredite bei einer 50-prozentigen Haftungsfreistellung. Alternativ kann die KfW direkt als Kreditgeber auftreten und Darlehen bis zu 200 Millionen Euro je Projekt vergeben – zu identischen Konditionen wie die involvierten Geschäftsbanken. Beide Instrumente sind grundsätzlich geeignet, die oben beschriebene Liquiditätslücke zu verringern. Die höhere Risikoübernahme weist die Direktkreditvergabe für Offshore-Windprojekte auf.

⁵⁷ Entspricht dem Windertrag, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 Prozent erreicht wird

Das Sonderprogramm Projektfinanzierungen ist auf 2010 beschränkt; es ist derzeit noch nicht absehbar, ob die Bundesregierung das Programm verlängern oder neu auflegen wird.

Beispielrechnung

Im Folgenden werden für ein Offshore-Windprojekt der für die deutsche Nordsee gängigen Größe (80 OWEAs mit 5-MW- beziehungsweise 3,6-MW-Nennleistung) mögliche

Abbildung 28
Annahmen für Beispielrechnung

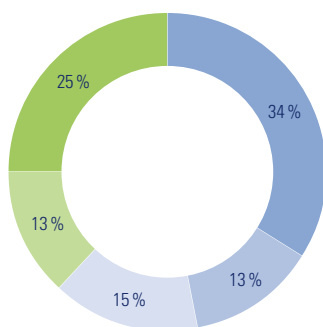
Quelle: KPMG-Analyse

Mio. €	80 x 5 MW	80 x 3,6 MW
Investitionskosten (inklusive Kostenreserve)	1.500,0	1.100,0
Spezifische Investitionskosten (Mio. €/MW)	3,7	3,7
Finanzierung		
Eigenkapital (Annahme: 33,3 %)	500,0	366,7
Fremdkapital (Annahme: 66,7 %)	1.000,0	733,3
davon		
Risiko EIB (maximal)	200,0	200,0
EKF-Bürgschaften (maximal)	225,0	225,0
Risiko KfW (maximal)	200,0	200,0
Gesamt	625,0	625,0

Abbildung 29
Berechnungsbeispiel – Risikoübernahme durch EIB, EKF, KfW

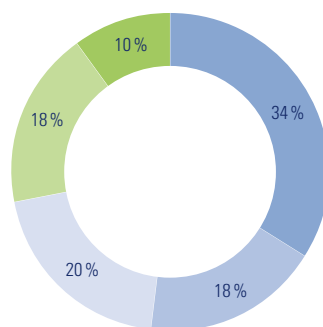
Quelle: KPMG-Analyse

80x 5 MW



■ Eigenkapital	500 Mio. €
■ Fremdkapital EIB (Risiko EIB)	200 Mio. €
■ Fremdkapital EIB (EKF-Bürgschaft)	225 Mio. €
■ Fremdkapital KfW	200 Mio. €
■ Fremdkapital Geschäftsbanken	375 Mio. €

80x 3,6 MW



■ Eigenkapital	367 Mio. €
■ Fremdkapital EIB (Risiko EIB)	200 Mio. €
■ Fremdkapital EIB (EKF-Bürgschaft)	225 Mio. €
■ Fremdkapital KfW	200 Mio. €
■ Fremdkapital Geschäftsbanken	108 Mio. €

Finanzierungsstrukturen beispielhaft und stark vereinfacht abgeleitet. Dabei werden folgende Annahmen zugrunde gelegt (siehe Abbildung 28).

Unter der Voraussetzung, dass das Sonderprogramm Projektfinanzierung der KfW in vergleichbarer Form fortgeführt wird und EKF-Bürgschaften zur Verfügung stehen, könnten in einem OWP mit OWEAs der 5-MW-be beziehungsweise der 3,6-MW-Klasse rund 62,5 Prozent (5 MW) beziehungsweise 85,2 Prozent (3,6 MW) der gesamten Fremdfinanzierung⁵⁸ durch Förderbanken und Kreditversicherer abgedeckt werden. Die verbleibenden 37,5 Prozent (5 MW) beziehungsweise 14,8 Prozent (3,6 MW) des Risikos⁵⁹ wären von den Geschäftsbanken zu tragen.

Bei Wegfall des Sonderprogramms Projektfinanzierung und ohne EKF-Bürgschaften erhöht sich das von den Geschäftsbanken zu übernehmende Risiko beträchtlich: Hier wären lediglich rund 20 Prozent (5 MW) beziehungsweise 27,3 Prozent (3,6 MW) des Gesamtkreditvolumens⁶⁰ durch die EIB abgedeckt. Die Geschäftsbanken hätten 80 Prozent (5 MW) beziehungsweise 72,7 Prozent (3,6 MW) des Risikos⁶¹ selbst zu tragen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass selbst bei weitestgehender Ausschöpfung der Möglichkeiten öffentlicher Förderbanken und Kreditversicherer bei einem Offshore-Windprojekt der für die deutsche Nordsee gängigen Größe die Geschäftsbanken einen bedeutenden Teilbetrag

⁵⁸ Entspricht 41,7 Prozent (5 MW) beziehungsweise 56,8 Prozent (3,6 MW) des Gesamtfinanzierungsvolumens inklusive Eigenkapital

⁵⁹ Entspricht 25,0 Prozent (5 MW) beziehungsweise 9,8 Prozent (3,6 MW) des Gesamtfinanzierungsvolumens inklusive Eigenkapital

⁶⁰ Entspricht 13,3 Prozent (5 MW) beziehungsweise 18,2 Prozent (3,6 MW) des Gesamtfinanzierungsvolumens inklusive Eigenkapital

⁶¹ Entspricht 53,3 Prozent (5 MW) beziehungsweise 48,5 Prozent (3,6 MW) des Gesamtfinanzierungsvolumens inklusive Eigenkapital

der Fremdfinanzierung ohne externe Risikosicherung übernehmen müssten.

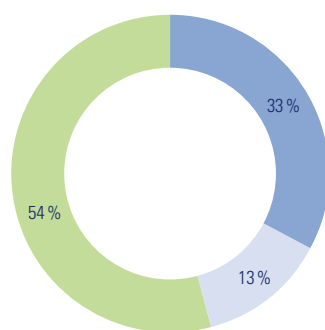
Nach Einschätzung einiger in der Projektfinanzierung von OWPs aktiver Banken liegt die Bereitschaft der in diesem Markt aktiven Geschäftsbanken zur Risikoübernahme bei etwa 20 bis 25 Prozent des Gesamtkreditvolumens. Dies ist für einen OWP der 5-MW-Klasse mit 80 OWEAs, also insgesamt 400 MW, selbst bei maximaler Ausschöpfung aller derzeit zur Verfügung stehenden Sicherungsinstrumente nicht darstellbar. Sofern die Risikoübernahmebereitschaft der im Offshore-Windmarkt engagierten Geschäftsbanken nicht deutlich ansteigt, werden OWPs in Deutschland nicht über Projektfinanzierungen realisiert werden können, wenn die zur Verfügung stehenden Sicherungsinstrumente nicht fortgeführt beziehungsweise ausgeweitet oder neue Mechanismen eingeführt werden.

7.3.3 Unternehmensfinanzierung

Große Energieversorgungsunternehmen (EVUs) finanzieren traditionell ihre Investitionsvorhaben über die eigene Bilanz, das heißt unter Rückgriff auf die eigene Verschuldungskapazität. Nur in besonderen Fällen, zum Beispiel bei Joint Ventures mit weniger kapitalstarken Partnern, wurden vereinzelt Projektfinanzierungen umgesetzt.

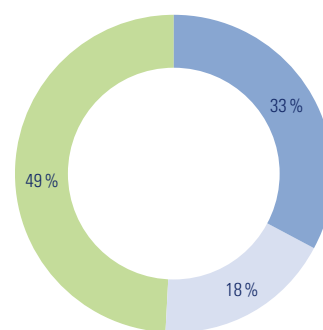
Für die EVUs ist der klassische Weg der Unternehmensfinanzierung aus zwei Gründen attraktiv: Zum einen liegen die Finanzierungskosten unter denen einer Projektfinanzierung, die nicht auf die Bonität eines Konzerns abstellt, sondern ausschließlich auf die aus dem Projekt erwirtschafteten Cashflows; zum anderen gewinnen

80x 5 MW



Eigenkapital	500 Mio. €
Fremdkapital EIB (Risiko EIB)	200 Mio. €
Fremdkapital Geschäftsbanken	800 Mio. €

80x 3,6 MW



Eigenkapital	367 Mio. €
Fremdkapital EIB (Risiko EIB)	200 Mio. €
Fremdkapital Geschäftsbanken	533 Mio. €

Abbildung 30
Berechnungsbeispiel – Risikoübernahme durch EIB

Quelle: KPMG-Analyse

sie Zeit und Flexibilität, da sie keine zeitaufwendigen Due-Diligence-Prozesse der Projektfinanzierungsbanken durchlaufen müssen.

Angesichts bedeutender Investitionsvorhaben (neben Offshore-Windenergie auch Neubau und Modernisierung von konventionellen Kraftwerken, CO₂-Abscheidung und -Speicherung, Netzausbau, Öl- und Gasförderung etc.) wird der Kapitalbedarf der großen Energieversorger in den nächsten Jahren deutlich ansteigen. Gleichzeitig sehen sich die Energieversorger sinkenden Margen aus dem Vertriebsgeschäft, Kostendruck aus dem regulierten Netzgeschäft sowie historisch eher niedrigen Strompreisen gegenüber. Niedrigere Cashflows aus dem operativen Geschäft begrenzen die Verschuldungskapazität der Unternehmen.

Vor diesem Hintergrund suchen viele Energieversorger nach neuen Wegen, Kapital für Großprojekte zu

erschließen und Projektrisiken auf mehrere Partner zu verteilen. Im Offshore-Windsektor gibt es zahlreiche Beispiele für Partnerschaften von Energieversorgern mit anderen Energieversorgern, mit Unternehmen mit kommunalem Hintergrund, mit anderen strategischen Investoren und auch vereinzelt mit Finanzinvestoren:

- OWP Horns Rev 1, Dänemark: ein Joint Venture zwischen Vattenfall (60 %) und Dong Energy (40 %), die Betriebsführung liegt bei Vattenfall
- OWP Greater Gabbard, Großbritannien: ursprünglich ein Gemeinschaftsunternehmen von Scottish & Southern Energy (SSE) und Fluor; die Anteile von Fluor wurden, nach einem Zwischen-erwerb durch SSE, von RWE Innogy erworben
- OWP Sheringham Shoal, Großbritannien: Gemeinschaftsunternehmen von Statoil Hydro (50 %) und Statkraft (50 %)
- OWPs Lynn und Inner Dowsing, Großbritannien: Refinanzierung der in Betrieb befindlichen OWPs sowie Verkauf von 50 Prozent durch Centrica an den US-amerikanischen Finanzinvestor TCW
- OWP London Array, Großbritannien: ein Joint Venture von E.ON (50 %), Dong Energy (30 %) und Masdar, einer staatlichen Investitionsgesellschaft der Vereinigten Arabischen Emirate (20 %)
- OWP Lincs, Großbritannien: ein Gemeinschaftsunternehmen von Centrica (50 %), Dong Energy (25 %) und Siemens Project Ventures (25 %)
- OWP Walney, Großbritannien: ein Gemeinschaftsunternehmen von Dong Energy (74,9 %) und Scottish & Southern Energy (25,1 %)
- Niederländische OWPs aus dem Portfolio von SSE Renewables (vormals Airtricity): Beteiligung von Dong Energy (50 %) an den genehmigten und noch nicht genehmigten Projekten

Auch das deutsche Offshore-Windtestfeld alpha ventus ist ein Beispiel für eine Partnerschaft großer Energieversorger, in diesem Fall von EWE (47,5 %), E.ON (26,25 %) und Vattenfall (26,25 %).

Der deutsche Energieversorger EnBW hat 49 Prozent seines OWP Baltic 1 (insgesamt 50 MW) Stadtwerken im EnBW-Umfeld angeboten. EnBW finanziert die Errichtung und trägt das Baurisiko alleine. Die Stadtwerke konnten Optionen erwerben, um nach Inbetriebnahme des Parks einzusteigen. Da dieses Angebot nach Auskunft von EnBW gut aufgenommen wurde, beabsichtigt EnBW eine ähnliche Beteiligungsstruktur auch bei ihrem zweiten OWP Baltic 2 (insgesamt 288 MW) in der Ostsee umzusetzen.

Im Juni 2010 kündigte RWE Innogy an, die Stadtwerke München mit 30 Prozent und Siemens Project Ventures mit 10 Prozent an seinem OWP Gwynt Y Mor in der Irischen See zu beteiligen.⁶² Im Juli 2010 folgten Vattenfall (51 %) und Stadtwerke München (49 %) mit einer Absichtserklärung zur gemeinsamen Errichtung des OWP DanTysk in der deutschen Nordsee.⁶³ Auch der Vorstand des deutschen Energieversorgers EWE

62 Vergleiche Pressemitteilung der RWE Innogy GmbH vom 4. Juni 2010

63 Vergleiche Pressemitteilung der Vattenfall Europe AG und der Stadtwerke München GmbH vom 20. Juli 2010

wird in der Presse dahingehend zitiert, dass das Unternehmen aktuell Partner für seinen OWP Riffgat in der 12-Seemeilen-Zone der deutschen Nordsee suche.⁶⁴

Hinsichtlich der rechtlichen und wirtschaftlichen Struktur dieser Partnerschaften lassen sich unter anderem folgende Gestaltungsvarianten unterscheiden:

- Rechtlich eigenständige Projektgesellschaft oder Bruchteilseigentum (sogenannte Unincorporated Joint Ventures)
- Finanzierung durch die Partner mittels Eigenkapital oder Gesellschaftsdarlehen, Finanzierung auf Ebene der Projektgesellschaft oder hybride Finanzierungsstrukturen⁶⁵

Die Ausgestaltung der Partnerschaften wird in zunehmendem Maße von Konsolidierungs- und Ratingüberlegungen bestimmt. Daneben spielen steuerliche Aspekte eine wichtige Rolle.

Nicht nur die finanzierenden Banken, sondern vor allem auch die Ratingagenturen beobachten kritisch die Entwicklung der Nettoverschuldung und der Fähigkeit der Unternehmen, ihre Finanzschulden zu bedienen. So befasst sich die Ratingagentur Moody's in ihrer Veröffentlichung „European Electric Utilities and the Quest for Debt Capacity“ vom März 2010 ausdrücklich mit innovativen Finanzierungsstrukturen für Großprojekte wie OWPs und geht auf typisierte rechtliche und wirtschaftliche Strukturen ein.⁶⁶

Die Ratingagenturen beurteilen die Verschuldungssituation von Unternehmen anhand qualitativer und quantitativer Kriterien.

In quantitativer Hinsicht werden Kennzahlen wie Eigenkapitalquote, Nettoverschuldung zu EBITDA oder Nettoverschuldung zu Funds from Operations herangezogen. Dabei setzen Ratingagenturen zunächst auf dem Konzernabschluss des Unternehmens auf und nehmen je nach Ratingmethode gegebenenfalls Anpassungen unter anderem für Gemeinschaftsprojekte vor. Da der Konzernabschluss den Ausgangspunkt für die Analysen der Ratingagenturen darstellt, ist die handelsrechtliche Behandlung eines Joint Ventures und seiner Finanzierung für die beteiligten Parteien von großer Bedeutung.

An qualitativen Kriterien werden vor allem die strategische Bedeutung eines Projekts für das Unternehmen und die Identität, strategische Ausrichtung und Finanzstärke des beziehungsweise der Partner herangezogen. Vereinfacht gesagt kann die Finanzierung eines Offshore-Windprojekts auch dann zu 100 Prozent einem Energieversorger zugerechnet werden, der an dem Projekt nur mit 51 Prozent beteiligt ist, wenn davon auszugehen ist, dass er bei einem etwaigen Ausfall des 49-Prozent-Partners das Projekt aus strategischen und Reputationsgründen alleine weiterführen würde. Diese wirtschaftliche Betrachtungsweise der Ratingagenturen reflektiert Beteiligungsstrukturen, in denen Partner mit ähnlicher strategischer Ausrichtung und Finanzkraft zusammenwirken (zum Beispiel zwei große Energieversorger, für die der Ausbau der erneuerbaren Energien Kernbestandteil ihrer Unternehmensstrategie ist).



⁶⁴ Vergleiche Powernews vom 30. April 2010

⁶⁵ Vergleiche Kapitel 7.4, Ausführungen zu OWP London Array

⁶⁶ Beispielsweise Standard & Poor's: Major Continental

European Utilities – Defensive but not immune, November 009; Moody's: European Electric Utilities and the Quest for Debt Capacity, März 2010

7.4 Bisherige Finanzierungen von Offshore-Windparks

Die ersten Projekte in Dänemark, Großbritannien und in den Niederlanden wurden weitgehend durch die Energieversorger über die eigene Bilanz finanziert; nur in wenigen Fällen wurden Projektfinanzierungen abgeschlossen:

- Zephyr (unter anderem North Hoyle), Großbritannien (2004)
- Q7 (heute Princess Amalia), Niederlande (2006)
- C-Power (heute Thornton Bank), Belgien (2007)
- BARD Offshore 1, Deutschland (2008)
- Belwind 1 (Bligh Bank), Belgien (2009)

- Boreas (unter anderem Lynn und Inner Dowsing), Großbritannien (2009)

Für drei der genannten Offshore-Windprojekte (Princess Amalia, Thornton Bank, Bligh Bank) konnte bereits in der Bauphase eine Projektfinanzierung abgeschlossen werden. Für andere Projekte (North Hoyle, Lynn und Inner Dowsing) wurde erst in der Betriebsphase eine Projektfinanzierung aufgesetzt, die dann die konzerninterne Finanzierung aus der Bauphase abgelöst hat.

Bei Q7 (Princess Amalia) handelt es sich weltweit um das erste Offshore-Windprojekt überhaupt, für das eine Non-Recourse-Projektfinanzierung zustande kam. Q7 und Thornton Bank stellten 2006 beziehungsweise 2007 aus damaliger Sicht den Durchbruch für Projektfinanzierungen von OWPs dar. Die Strukturmerkmale galten als Vorlage für weitere Projekte. Beide Projektfinanzierungen konnten ohne Schwierigkeiten syndiziert werden.

Mit dem Ausbruch der Finanzkrise im Sommer 2008 kam die Finanzierungsbereitschaft der Geschäftsbanken nahezu zum Erliegen. Erst im Sommer 2009 konnte mit Belwind 1 erneut eine Projektfinanzierung für einen OWP (Bligh Bank) abgeschlossen werden. Allerdings spielten die Geschäftsbanken hier eine untergeordnete Rolle. Wesentlich für das Zustandekommen der Finanzierung waren die Beteiligungen von EIB und EKF.

Abbildung 31

Finanzierung Offshore-Windparks Q7, C-Power und Belwind 1

Quelle: KPMG-Analyse; Pressemitteilung Q7 vom 13. März 2007; Infrastructure Journal, Q7 – Dutch Offshore Wind; Dexia Präsentation Offshore Wind vom 21. Oktober 2008; Infrastructure Journal, Belgium's Thornton Bank offshore wind farm, 30. Mai 2007; Pressemitteilung Dexia vom 23. Mai 2007; Pressemitteilung EIB vom 24. Juli 2009; Infrastructure Journal, Belwind Offshore Wind Farm, 13. August 2009

Projekt	Q7 (Princess Amalia), Niederlande	C-Power (Thornton Bank), Belgien	Belwind 1 (Bligh Bank), Belgien
Küstenentfernung/ Wassertiefe	23 km/ 19–24 m	27–30 km/ bis zu 28 m	47 km/ bis zu 35 m
Installierte Leistung	120 MW	30 MW (Phase I, Erweiterung auf 300 MW vorgesehen)	165 MW (Phase I, Erweiterung auf 330 MW vorgesehen)
OWEA	80x 2 MW Vestas V80	6x 5 MW REpower	53x 3 MW Vestas V90
Investitionsvolumen	383 Mio. €	153 Mio. €	613,9 Mio. € zuzüglich 80 Mio. € Reserve
Fremdkapitalgeber	Dexia, Rabobank	Dexia, Rabobank (für Mezzanine)	EIB, Dexia, Rabobank, ASN Bank, PMV
Fremdfinanzierung	219 Mio. €	111 Mio. € plus 20 Mio. € Mezzanine	482,5 Mio. € plus 63,4 Mio. € Mezzanine
Gearing	43 % Eigenkapital/ 57 % Fremdkapital	27,5 % Eigenkapital/ 72,5 % Fremdkapital	30,5 % Eigenkapital plus Mezzanine/ 69,5 % Fremdkapital
Kreditlaufzeit	11 Jahre	15 Jahre	15 Jahre
Einbindung Förderbanken/ Kreditversicherer	69 Mio. € Exportbürgschaft EKF	n/a	300 Mio. € EIB, 212,4 Mio. € Exportbürgschaft EKF
Reserve für Kostenüberschreitungen	insgesamt 47 Mio. € Reservefazilitäten	insgesamt 31 Mio. € Reservefazilitäten (inklusive Mezzanine)	80 Mio. € Reservefazilitäten (inklusive Eigenkapital)
Closing	25. Oktober 2006	23. Mai 2007	24. Juli 2009

Die EIB hat bei Belwind 1 nicht nur einen überwiegenden Teil der Liquidität bereitgestellt, sondern erstmalig bei Offshore-Windprojekten auch Teile des Risikos in der Bauphase übernommen. Da bei Belwind 1 OWEAs von Vestas zum Einsatz kamen, konnte die EKF, gemäß ihrem Förderauftrag für in Dänemark ansässige beziehungsweise produzierende Unternehmen, in die Finanzierungsstruktur eingebunden werden. EKF hat bei Belwind 1, wie bereits bei früheren Projekten, Bürgschaften übernommen, allerdings mit etwa 44 Prozent der gesamten erstrangigen Darlehen in wesentlich höherem Maße als zum Beispiel bei Q7 (dort rund 32 Prozent).

Neben den niederländischen und belgischen OWP, die bereits in der Bauphase eine Non-Recourse-Projektfinanzierung erlangen konnten, wurden andere OWPs nach Inbetriebnahme am Bankenmarkt refinanziert. Hierbei handelt es sich um den ersten britischen OWP North Hoyle sowie um zwei OWPs aus dem Boreas-Portfolio von Centrica, Lynn und Inner Dowsing.

RWE gründete bereits 2004 mit Zephyr Investment Ltd. eine Zweckgesellschaft, die der Refinanzierung in Betrieb befindlicher Onshore- und Offshore-Windprojekte dienen sollte. RWE brachte unter anderem den OWP North Hoyle mit 60 MW installierter Leistung und rund 130 MW Onshore-Windprojekte in Zephyr ein und verpflichtete sich dazu, weitere Onshore-Windprojekte nach ihrer Inbetriebnahme einzubringen, bis die Zielgröße des Portfolios mit insgesamt 430 MW erreicht ist. RWE ist mit Englefield Capital, First Islamic Investment Bank und zusätzlich zwei weiteren Finanzinvestoren zu je einem Drittel an Zephyr beteiligt.

Projekt	Zephyr (u.a. North Hoyle), Großbritannien	Boreas (u.a. Lynn und Inner Dowsing), Großbritannien
Standort onshore	17 Windparks in England, Schottland und Wales	Glens of Foudland, Schottland
Standort offshore	North Hoyle, 4 bis 5 Meilen vor der nordwalisischen Küste	Lynn und Inner Dowsing, 5 bis 9 km Küstenentfernung, rund 10 m Wassertiefe
Installierte Leistung/WEA onshore	331 MW	26 MW, 20x 1,3 MW Bonus (heute Siemens)
Installierte Leistung/WEA offshore	60 MW/30x 2 MW Vestas V80	194,4 MW/54x 3,6 MW Siemens SWT-3.6-107
Refinanzierung	300 Mio. £, davon rund 70 Mio. £ für North Hoyle	rund 341 Mio. £
Fremdkapitalgeber	BNP Paribas, ABN AMRO, Bank of Tokyo-Mitsubishi, Fortis Bank, Bayerische Hypo und Vereinsbank, Bank of Scotland, Royal Bank of Canada (als Mandated Lead Arranger und Underwriter)	Bankenclub mit 14 Banken: Bank of Tokyo-Mitsubishi, Santander, HSBC, Lloyds TSB, Rabobank, Dexia, Calyon, BayernLB, Bank of Ireland, BNP Paribas Fortis, National Australia Bank, KfW, BBVA, NIBC Bank
Kreditlaufzeit	15 Jahre	15 Jahre
Baurisiko	Inbetriebnahme OWP North Hoyle im Jahr 2003; Baurisiko liegt bei RWE, nur in Betrieb befindliche Projekte	Lynn und Inner Dowsing: Aufnahme des Dauerbetriebs im März 2009; alle Projekte bereits in Betrieb
PPAs	15-jähriger PPA für Strom und ROCs mit RWE npower	15-jähriger PPA für Strom, LECs und 50 % der ROCs mit Centrica
Closing	29. Januar 2004	5. November 2009

Abbildung 32
Finanzierung Zephyr und Boreas

Quelle: KPMG-Analyse; Pressemitteilung RWE vom 29. Januar 2004; Infra-structure Journal: Beaufort Wind, 20. April 2004; RWE Fact Book Renewable Energy vom Juli 2010; Infrastructure Journal, Boreas: Refinancing Centrica's UK Wind Assets, 11. November 2009

Zephyr hat gleichzeitig Non-Recourse-Fremdkapital aufgenommen. Die Finanzierung stellte im Wesentlichen auf den langfristigen Stromabnahmevertrag (Power Purchase Agreement, PPA) mit RWE npower und damit auf das Adressenrisiko von RWE ab.

Centrica entwickelte 2009 mit Boreas eine ähnliche Struktur und brachte ein Onshore-Windprojekt, Glens of Foudland, sowie zwei Offshore-Windprojekte, Lynn und Inner Dowsing, in eine Zweckgesellschaft ein. Centrica nahm rund 341 Millionen Britische Pfund Non-Recourse-Fremdkapital in dieser Zweckge-

sellschaft auf und veräußerte einen Anteil von 50 Prozent an den US-amerikanischen Finanzinvestor TCW. Auch diese Transaktion stellt überwiegend auf einen langfristigen Abnahmevertrag für Strom, LECs und 50 Prozent der ROCs und damit auf das Adressenrisiko von Centrica ab. Der langfristige Abnahmevertrag wurde so strukturiert, dass nicht alle wesentlichen wirtschaftlichen Chancen und Risiken bei Centrica liegen. So konnte eine anteilige Entkonsolidierung der Projekte in Centricas Konzernbilanz erreicht werden.

Projekt	BARD Offshore 1, Deutschland
Standort	Deutsche Nordsee, Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ), 90 km nordwestlich von Borkum, rund 40 m Wassertiefe
Installierte Leistung	400 MW
OWEA	80x 5 MW Bard
Investitionsvolumen	rund 1,5 Mrd. € (ohne Errichterschiff Windlift I)
Eigenkapitalgeber	Ocean Breeze GmbH & Co. KG (100 % Unicredit)
Fremdkapitalgeber	HVB/Unicredit
Finanzierung	rund 1,0 Mrd. € Fremdkapital
Closing	2008

Abbildung 33
Finanzierung Offshore-Windpark BARD Offshore 1

Quelle: KPMG-Analyse; Pressemitteilung SüdWestStrom vom 15. Juli 2010; Konzernabschluss 2008 der Unicredit-Gruppe, Jahresabschluss 2008 der Ocean Breeze Energy GmbH & Co. KG; Projektliste Europäische Investitionsbank

Im deutschen Offshore-Windmarkt verfügt bisher lediglich ein Offshore-Windprojekt über eine Non-Recourse-Finanzierung. 2008 stellte HVB/Unicredit rund 1,0 Milliarden Euro Fremdkapital für die Errichtung des OWP BARD Offshore 1 bereit. Ursprünglich war beabsichtigt, die Fremdfinanzierung am Kapitalmarkt zu platzieren. Infolge der Finanzkrise nahm HVB/Unicredit von diesen Plänen Abstand. Die Finanzierung ermöglichte die Weiterentwicklung und den Baubeginn des OWP BARD Offshore 1, des ersten kommerziellen OWPs in Deutschland nach dem Testfeld alpha ventus.

Im Juli 2010 konnten die Verhandlungen über den Erwerb von 70 Prozent des Projekts mit SüdWestStrom, einem Verbund kommunaler Energieversorger aus Deutschland, Österreich, Liechtenstein und Luxemburg, abgeschlossen werden. Die verbleibenden 30 Prozent beabsichtigt die WV Energie AG, ein Gemeinschaftsunternehmen von BASF und über 200 kommunalen Energieversorgern, zu übernehmen. Im Zuge des Anteilserwerbs wird die Finanzierung des OWP BARD Offshore 1 neu verhandelt; unter anderem wird eine Einbindung der EIB angestrebt.

In Großbritannien werden die noch in Entwicklung und Bau befindlichen Offshore-Windprojekte der Round 1 und Round 2 nach wie vor überwiegend im Wege der Unternehmensfinanzierung realisiert. Allerdings sprechen mittlerweile auch große Energieversorger die EIB auf eine mögliche Kofinanzierung an; so hat zum Beispiel Vattenfall im Februar 2010 eine Zusage für EIB-Darlehen für die Finanzierung seines OWPs Thanet erhalten. Lediglich ausgewählte Projekte setzen auf Projektfinanzierungen.

- London Array, Großbritannien
- Lincs, Großbritannien

Der OWP London Array zeichnet sich durch eine rechtliche Struktur aus, die es jedem Anteilseigner ermöglicht, seinen Anteil der erforderlichen Finanzierung auf unterschiedlichen Wegen zur Verfügung zu stellen. Während E.ON (50 %) und Dong Energy (30 %) die erste Phase mit 650 MW im Wege der Unternehmensfinanzierung darstellen, beabsichtigt Masdar (20 %) seinen Anteil im Wege einer Projektfinanzierung aufzubringen. Dong

Energy hat zudem ein Darlehen der EIB über 250 Millionen Britische Pfund erlangt, das teilweise durch Bürgschaften von EKF für Siemens-OWEAs abgesichert ist.

Centrica beabsichtigt nach der erfolgreichen Refinanzierung von Boreas auch den OWP Lincs am Bankenmarkt zu finanzieren. Im November 2009 kündigte Centrica den Verkauf von 50 Prozent des OWP Lincs an Dong Energy und Siemens Project Ventures an. Auch hier wird die Einbindung von EIB und EKF für die Siemens-OWEA angestrebt. Angesichts des Investitionsvolumens und der begrenzten Risikoübernahme durch EIB und EKF stellt diese Finanzierung einen guten Markttest dar, inwieweit Geschäftsbanken bereit sind, Bauzeitrisiko bei Offshore-Windprojekten zu übernehmen, und welche Absicherungen hierfür erforderlich sind.

In Deutschland befinden sich nach Angaben von im Offshore-Windsektor tätigen Geschäftsbanken über zehn weitere Projekte im Projektfinanzierungsmarkt. Alle Projekte setzen auf die Einbindung der Europäischen Investitionsbank zur Bereitstellung von Liquidität und zur Übernahme von Bauzeitrisiko. EKF-Bürgschaften stehen grundsätzlich nur den Projekten zur Verfügung, die OWEAs von Vestas oder Siemens einsetzen. Derzeit gibt es keine vergleichbare Unterstützung für andere Hersteller wie REpower, Areva Wind (ehemals Multibrid) oder Bard. Das Sonderprogramm Projektfinanzierung der KfW steht Unternehmen in öffentlichem Eigentum nicht offen und scheidet daher für Offshore-Windprojekte kommunaler Energieversorger aus; zudem läuft das Sonderprogramm 2010 aus.

Projekt	London Array, Großbritannien
Standort	Themsemündung, 20 km vor der Ostküste Englands
Installierte Leistung	630 MW (Phase I, Erweiterung auf 1.000 MW vorgesehen)
OWEA	175x 3,6 MW Siemens
Investitionsvolumen	rund 2,0 Mrd. £
Gearing	Masdar: voraussichtlich rund 43,75 % Eigenkapital/ 56,25 % Fremdkapital
Einbindung Förderbanken/ Kreditversicherer	Dong Energy: 250 Mio. £ erstrangige Darlehen EIB (abgesichert durch EKF-Bürgschaften)
Rechtliche Struktur	Bruchteilseigentum (Unincorporated Joint Venture)

Abbildung 34

Finanzierung Offshore-Windpark London Array

Quelle: KPMG-Analyse; Pressemitteilung EIB vom 10. Juni 2010; Infrastructure Journal: London Array to sign next week, 22. Juni 2010

Projekt	Lincs, Großbritannien
Standort	8 km vor der englischen Ostküste
Installierte Leistung	270 MW
OWEA	75x 3,6 MW Siemens SWT-3.6-120
Investitionsvolumen	750 Mio. £ (ohne Netzanbindung OFTO)
Einbindung Förderbanken/ Kreditversicherer	Einbindung EIB und EKF angestrebt

Abbildung 35

Finanzierung Offshore-Windpark Lincs

Quelle: KPMG-Analyse; Pressemitteilung Centrica vom 23. Dezember 2009; Infrastructure Journal: Boreas: Refinancing Centrica's UK wind assets, 11. November 2009

Projekt	Borkum-West II, Deutschland
Standort	Deutsche Nordsee, Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ), 45 km nordwestlich von Borkum, rund 40 m Wassertiefe
Installierte Leistung	200 MW (Phase I, Erweiterung auf 400 MW vorgesehen)
OWEA	40x 5 MW Multibrid M5000

Abbildung 36

Finanzierung Offshore-Windpark Borkum-West II

Quelle: KPMG-Analyse; Pressemitteilung Trianel vom 7. September 2009; EIB-Projektliste

Ein Beispiel für die Schwierigkeiten, unter diesen Rahmenbedingungen eine Projektfinanzierung zu erlangen, ist der von Trianel verfolgte OWP

Borkum-West II. Trianel, ein Verbund von kommunalen Energieversorgern, hat sich für den ursprünglich auf 400 MW ausgelegten OWP Borkum-West II die ersten 40 OWEAs gesichert. Auch hier wird die Einbindung der EIB angestrebt. EKF-Bürgschaften stehen aufgrund der gewählten OWEA nicht zur Verfügung. Auch hat Trianel als Unternehmen in mehrheitlich kommunalem Eigentum keinen

Zugang zum Sonderprogramm Projektfinanzierung der KfW.

Die bisher vorliegenden Erfahrungen mit Projektfinanzierungen für OWPs zeigen seit der Finanzkrise eine deutliche Zurückhaltung der finanzierenden Banken, sowohl hinsichtlich der Bereitstellung von Liquidität als auch der Übernahme von Risiken insbesondere der Errichtungsphase.

7.5 Vorschläge zur Verbesserung der Finanzierungsfähigkeit

7.5.1 Überblick

Die Offshore-Windbranche in Deutschland befindet sich im Übergang von einer Nische, die durch Projektentwickler und Pilotprojekte geprägt ist, hin zu einem Sektor, in dem OWEAs in großindustriellem Maßstab hergestellt, errichtet und betrieben werden.

Nachdem das Testfeld alpha ventus fertiggestellt und in Betrieb genommen wurde, müssen im nächsten Schritt erste Erfahrungen mit der Errichtung und dem Betrieb kommerzieller OWPs gesammelt werden. Sobald für die ersten fünf bis zehn Projekte Ist-Daten zu Kosten- und Termintreue in der Bauphase und Verfügbarkeit in den ersten Betriebsjahren vorliegen, werden auch bisher noch zurückhaltende Investoren und Fremdkapitalgeber sich verstärkt in der Offshore-Windbranche engagieren. Um diese kommerziellen Pilotprojekte voranzubringen, werden in der Bundes- und Landespolitik sowie in den Verbänden verschiedene Maß-

nahmen diskutiert, die insbesondere die Finanzierungsfähigkeit der ersten Offshore-Windprojekte verbessern sollen.⁶⁷

Im Folgenden werden wir ausgewählte Maßnahmen vorstellen und ihre Auswirkungen auf die Finanzierungsfähigkeit der ersten OWPs analysieren.

Die diskutierten Maßnahmen lassen sich in zwei Kategorien unterscheiden:

- Maßnahmen, die an der Ausgestaltung der Einspeisevergütung ansetzen
- Maßnahmen zur partiellen Risikoübernahme durch die öffentliche Hand

Großbritannien verbesserte mit der zeitlich begrenzten Anpassung des ROC-Bandings und der Einführung des OFTO-Regimes für die Übernahme der Netzanbindung die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investoren bereits deutlich. Die auch in Großbritannien wahrgenommene

⁶⁷ Hamburger Abendblatt, Interview mit dem Bundesumweltminister Norbert Röttgen vom 28. Juli 2010; Dow Jones

Energy Daily: Röttgen stellt Bürgschaften für Meereswindparks in Aussicht, vom 27. Juli 2010

Finanzierungslücke für den geplanten Ausbau der Offshore-Windenergie führte zur Konzeption der Green Investment Bank (GIB), deren konkrete Aufgaben und finanzielle Ausstattung jedoch noch nicht feststehen. Dies zeigt, dass Großbritannien und Deutschland bei den Themen Vergütungssystem, Netzanbindung und neuerdings auch öffentliche Finanzierung zueinander im unmittelbaren Wettbewerb um Investoren stehen. Wenn Deutschland sich in diesem Systemwettbewerb behaupten will, so wird die Bundesregierung an den genannten Stellen nachbessern müssen.

7.5.2 Veränderungen der Einspeisevergütung

Sprinterprämie

Das geltende EEG sieht eine sogenannte Sprinterprämie (Zuschlag auf die erhöhte Anfangsvergütung) von 2 ct/kWh für diejenigen OWPs vor, die bis zum 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen werden. Die Vergütung unterliegt ab dem 1. Januar 2015 einer Degression von 5 Prozent pro Jahr bis zur Inbetriebnahme. Diese Regelung war im Rahmen der EEG-Novellierung 2009 als Anreizmechanismus gedacht, um den Ausbau der Offshore-Windindustrie in Deutschland zu beschleunigen. Da die Errichtung der ersten kommerziellen OWPs erst mit erheblichen Verzögerungen begann, würde das planmäßige Auslaufen der Sprinterprämie nur einer geringen Anzahl von Projekten zugutekommen und somit den ursprünglich angestrebten Effekt verfehlen.

Alle Unternehmen, die Investitionsentscheidungen zugunsten von OWPs getroffen haben oder solche in Kürze treffen werden, gehen in ihren Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Finanzierungsmodellen davon aus, dass die Projekte selbst im Falle deutlicher Bauzeitverzögerungen noch vor Ende 2014, das heißt vor dem Einsetzen der Degression, in Betrieb genommen werden.⁶⁸ Ohne Sprinterprämie erreichen die derzeit in Planung befindlichen Offshore-Windprojekte nicht die Renditeanforderungen der Investoren; auch die Verschuldungskapazität im Rahmen einer Projektfinanzierung würde geringer ausfallen. Angesichts der aktuellen Probleme bei der Netzanbindung der OWPs stellt das planmäßige Auslaufen der Sprinterprämie die Unternehmen vor erhebliche Herausforderungen.⁶⁹

Diskutiert wird eine Verlängerung der Sprinterprämie sowie entsprechend eine Verschiebung oder gar Abschaffung der Degression.

Unzweifelhaft erhöht die geltende Regelung den Druck auf alle Beteiligten, auf die Einhaltung der ursprünglichen Zeitpläne hinzuwirken. Eine einfache Verlängerung der Sprinterprämie und eine Verschiebung der Degression würden den Druck von den Unternehmen und den ÜNBs nehmen. Dieser Effekt könnte dadurch vermieden werden, dass die Sprinterprämie nur für eine bestimmte Anzahl an OWPs oder eine festzulegende Kapazitätsobergrenze verlängert wird. Damit würde ein Anreiz für die Unternehmen geschaffen, auf eine zügige Realisierung ihrer Offshore-Windprojekte hinzuwirken.



68 Vergleiche auch Kapitel 8

69 Vergleiche Powernews: Zähes Ringen auf See, vom 23. Juni 2010



Andererseits ist zu beachten, dass damit für die einzelnen Projekte eine zusätzliche Planungsunsicherheit entsteht, da der Erhalt der Sprinterprämie nicht nur – so wie heute – von der Einhaltung des eigenen Bauzeitplans abhängt, sondern zusätzlich auch davon, in welchem Zeitraum andere OWPs realisiert werden. Diese Unsicherheit dürfte sowohl für Investoren als auch für die finanzierenden Banken nur schwer zu bewerten sein; im Zweifel werden die Kapitalgeber in ihren Downside-Szenarien unterstellen, dass die Voraussetzungen für die Erlangung der Sprinterprämie nicht vorliegen. Um Planungssicherheit für die Unternehmen und Fremdkapitalgeber zu schaffen, könnte – analog zur Akkreditierung von Offshore-Windprojekten in Großbritannien und der Festlegung des anwendbaren ROC-Bandings⁷⁰ durch die Regulierungsbehörde Ofgem – eine Bestätigung durch eine unabhängige Einrichtung wie zum Beispiel das BSH oder die Bundesnetzagentur vorgesehen werden.

Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob das Niveau der erhöhten Anfangsvergütung von 13 ct/kWh für Offshore-Windprojekte in Deutschland ausreicht, um das für den angestrebten Ausbau der Offshore-Windenergie erforderliche Eigen- und Fremdkapital einzuwerben. Dies wird nach Vorliegen erster Erfahrungen mit der Errichtung von OWPs in großer Küstenentfernung und in tiefem Wasser anhand eines Vergleichs der geplanten und tatsächlichen Investitionskosten zu beurteilen sein. Nach Aussagen der beteiligten Banken zeigen die Erfahrungen aus den niederländischen und belgischen Projekten, dass die geplanten Investitionskosten

bisher regelmäßig überschritten wurden, die vorgesehenen Kostenpuffer (Contingency) und Reservekapazitäten jedoch bisher nicht vollständig ausgeschöpft werden mussten. Eine zeitlich befristete Verlängerung der Sprinterprämie und entsprechende Verschiebung der Degression sollte den zeitlichen Spielraum geben, um diesen Abgleich vornehmen zu können.

Stauchung der Einspeisevergütung

Das geltende EEG sieht eine feste Laufzeit für die erhöhte Anfangsvergütung von 13 ct/kWh und feste Regeln für die Verlängerung aufgrund von Küstenentfernung und Wassertiefe vor. Die sich ergebende Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung stellt auch die maximale Kreditlaufzeit bei Projektfinanzierungen dar, da die Banken derzeit nicht bereit sind, Marktpreisrisiken zu übernehmen, und zudem auch eine technische Lebensdauer von etwa 15 Jahren für OWEAs zugrunde legen.

Höhe und Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung bestimmen – neben Windertrag, Verfügbarkeit, Investitions- und Betriebskosten – maßgeblich die Verschuldungskapazität und die Rentabilität von Offshore-Windprojekten.

Das sogenannte Stauchungsmodell sieht vor, eine gewisse Flexibilität in der Nutzung der erhöhten Anfangsvergütung einzuführen. So soll der Entwickler eines OWPs selbst entscheiden können, ob er die erhöhte Anfangsvergütung über die gesetzlich definierte Laufzeit in Anspruch nehmen oder diese Vergütung auf eine kürzere Laufzeit stauchen möchte. Der Gesamtbetrag der über die Laufzeit erzielten Einspeisevergü-

⁷⁰ Vergleiche Kapitel 4.2 zu Großbritannien

tung soll hierbei gleichbleiben. Nach Ablauf der erhöhten Anfangsvergütung wird der Strom zu den dann erzielbaren Marktpreisen vermarktet, die erwartungsgemäß jederzeit über der verbleibenden Grundvergütung von 3,5 ct/kWh liegen werden.

Ein Vorziehen der höheren Vergütung führt – ohne Projektfinanzierung – unmittelbar zu einer Verbesserung der Rendite für den Eigenkapitalgeber und je nach Ausgestaltung des Stauchungsmodells auch zu einer Erhöhung der Verschuldungskapazität bei gleichzeitiger Verkürzung der Kreditlaufzeit auf die verkürzte Laufzeit der gestauchten Anfangsvergütung. Projektfinanzierungsverträge sehen gerade in noch nicht sehr entwickelten Branchen sogenannte Cash-Sweep-Klauseln vor: Sollten die tatsächlich erwirtschafteten, für den Schuldendienst verfügbaren Cashflows⁷¹ über den geplanten Cashflows liegen, so wird der zusätzliche Cashflow ganz oder teilweise zur vorzeitigen Rückführung der Darlehen genutzt. Dies führt de facto zu einer weiteren Verkürzung der Kreditlaufzeit, während die Eigenkapitalgeber in dieser Zeit nicht mit erhöhten Rückflüssen auf ihr eingesetztes Kapital rechnen können.

Nach Auskunft von Banken weisen die derzeit im Projektfinanzierungsmarkt befindlichen Projekte EEG-Anfangsvergütungslaufzeiten von 14 bis 16 Jahren auf. Eine Verkürzung der Laufzeit auf zum Beispiel zwei Drittel der gesetzlichen Laufzeit führt zu verkürzten Kreditlaufzeiten von neun bis zehn Jahren, wobei die Auswirkungen von Cash-Sweep-Klauseln hierbei noch nicht berücksichtigt sind. In den ersten fünf Jahren der

Kreditlaufzeit liegen in der Regel eine Verfügbarkeitsgarantie und ein Herstellervollwartungsvertrag vor. Somit würde sich der ungesicherte Teil der Kreditlaufzeit von zwei Dritteln auf etwa die Hälfte der Kreditlaufzeit verkürzen.

Angesichts der geringen Bereitschaft zu langfristigen Kreditvergaben im aktuellen Projektfinanzierungsmarkt und den absehbar höheren Anforderungen an die Eigenkapitalunterlegung langfristiger Darlehen im Zusammenhang mit Basel III ist zu erwarten, dass sich eine Verkürzung der Kreditlaufzeit für Offshore-Windprojekte, selbst bei nicht erhöhter Verschuldungskapazität, positiv auf die Finanzierungsbereitschaft von Banken auswirkt.

Gleichermaßen sollte sich das Stauchungsmodell positiv auf Investitionsentscheidungen großer Energieversorger auswirken, die in der Regel Offshore-Windprojekte über die eigene Bilanz und nicht mittels Projektfinanzierung finanzieren. Wie bereits in Kapitel 7.1 erläutert, konkurrieren Investitionen in deutsche OWP mit Investitionen in andere Großprojekte und mit OWP in anderen Ländern, vor allem in Großbritannien. Neben strategischen Überlegungen wird hier letztlich die erzielbare Rendite bei vergleichbaren Risiken entscheidend sein. Eine verbesserte Wirtschaftlichkeit lässt erwarten, dass sich Energieversorger vermehrt für Investitionen in deutsche Offshore-Windprojekte entscheiden und ihre begrenzten Finanzmittel hier investieren.

Entsprechend der Diskussion über die Verlängerung der Sprinterprämie kann auch über eine zeitliche Befris-

71 Sogenannter Cash Flow available for Debt Service, Einnahmen abzüglich Betriebskosten und Steuern, vor Zins

und Tilgung des Fremdkapitals und vor Zahlungen an die Eigenkapitalgeber

Risikoübernahme durch die öffentliche Hand – Varianten für Bürgschaftsprogramme

tung oder anders geartete Begrenzung des Stauchungsmodells (zum Beispiel auf die ersten zehn Parks oder 5.000 MW installierte Leistung) nachgedacht werden, um einen deutlichen Anreiz für die zeitnahe Realisierung von weit fortgeschrittenen Projekten zu setzen.

7.5.3 Risikoübernahme durch die öffentliche Hand

Die Offshore-Windindustrie wird von den finanzierenden Banken als eine noch nicht weit entwickelte Industrie eingeschätzt; die Technologie sei weitgehend unerprobt und es liegen noch keine Erfahrungen mit der Errichtung und dem Betrieb von OWPs in den für Deutschland typi-

schen Küstenentfernungen und Wassertiefen vor. Als größtes, wenn auch nicht einziges Hemmnis für Projektfinanzierungen in der Bauphase wird das Errichtungsrisiko genannt. Wie in Kapitel 7.3.2 erläutert, kann das Baurisiko auch unter Ausschöpfung aller derzeit zur Verfügung stehenden Sicherungsinstrumente (EIB, KfW, EKF) nicht vollständig oder auch nur weitgehend abgedeckt werden.

Vertreter der kommunalen Energieversorger und der mittelständischen Projektentwickler sowie auch die Stiftung OFFSHORE-WIND-ENERGIE machen sich daher für ein Bürgschaftsprogramm des Bundes und der Länder stark, das die Bauphase und die ersten ein oder zwei

Bürgschaften im gleichen Rang mit den Forderungen anderer Fremdkapitalgeber

Dies entspricht der geltenden Gesetzeslage für Bundes- und Landesbürgschaften. Nach Einschätzung von projektfinanzierenden Banken müssten insgesamt 75 bis 80 Prozent des gesamten Fremdkapitals (inklusive Reservefazilitäten) abgesichert werden, wobei verfügbare Sicherungsinstrumente wie die Einbindung öffentlicher Förderbanken und Kreditversicherer bei der Bemessung des erforderlichen Bürgschaftsvolumens zu berücksichtigen wären.⁷³

Das bedeutet, dass – unter Zugrundelegung der in Kapitel 7.3.2 dargestellten Annahmen über Investitionskosten und Finanzierungsstruktur – bei einem OWP mit 400 MW ohne EKF-Bürgschaften und KfW eine Bürgschaft über 600 bis 640 Millionen Euro bereitgestellt werden müsste. Für einen OWP mit 80 OWEAs der 3,6-MW-Klasse wäre eine Bürgschaft über 400 bis 430 Millionen Euro erforderlich.

Hochgerechnet auf zehn OWPs (Annahme: je 400 MW) müssten Bund und Länder in den

Jahren 2010 und 2011 einen Bürgschaftsrahmen von 6,0 bis 6,4 Milliarden Euro bereitstellen.

Nachrangige Bürgschaften

Diese Bürgschaften würden im Rang hinter die Forderungen anderer Fremdkapitalgeber zurücktreten, was in den geltenden Bürgschaftsrichtlinien des Bundes derzeit nicht vorgesehen ist. Somit hätten die Bürgschaften den Charakter von nachrangigen Darlehen (Mezzanine) und könnten Reservefazilitäten der Banken und gegebenenfalls auch der Eigenkapitalgeber absichern. Das erforderliche Bürgschaftsvolumen würde hier deutlich geringer ausfallen als in der ersten Variante. Reservefazilitäten der Fremd- und Eigenkapitalgeber für Offshore-Windprojekte belaufen sich in der Regel auf 10 Prozent des Investitionsvolumens vor Kostenreserve; im Einzelfall werden sich Banken und Investoren die Reservefazilitäten aufteilen.

Unterstellt man die Absicherung der Reservefazilitäten in voller Höhe, so sind – wiederum unter Zugrundelegung der in Kapitel 7.3.2 dargestellten Annahmen über Inves-

titionskosten und Finanzierungsstruktur – für einen OWP mit 400 beziehungsweise 288 MW nachrangige Bürgschaften von etwa 140 beziehungsweise 100 Millionen Euro erforderlich.

Hochgerechnet auf zehn OWPs (Annahme: je 400 MW) müssten Bund und Länder einen Rahmen für nachrangige Bürgschaften von 1,4 Milliarden Euro bereitstellen. Dies würde jedoch eine Änderung der Bürgschaftsrichtlinien erfordern.

Grundsätzlich könnte – analog der Überlegungen zum EEG – der einmal geschaffene Bürgschaftsrahmen zeitlich befristet oder auf eine bestimmte Anzahl Projekte oder eine zu definierende installierte Leistung begrenzt werden. In dem definierten Rahmen können Bürgschaften nach dem vorgesehenen Bürgschaftszeitraum – zum Beispiel Bauphase zuzüglich ein oder zwei Jahre Betrieb – für andere Offshore-Windprojekte wiederverwendet werden.

Betriebsjahre absichern könnte. Bundesumweltminister Norbert Röttgen hat anlässlich eines Besuchs von Unternehmen in der Offshore-Windbranche im Juli 2010 staatliche Bürgschaften für eine begrenzte Anzahl von OWPs in Aussicht gestellt.⁷²

Hier sind grundsätzlich zwei Varianten vorstellbar (siehe Kasten Seite 74).

Sonderprogramm Projektfinanzierungen KfW

Das Sonderprogramm Projektfinanzierungen der KfW ist, wie bereits erläutert, zeitlich auf 2010 befristet und steht zudem nur privaten Unternehmen offen. Der Haftungsrahmen ist derzeit auf 200 Millionen Euro je Projekt begrenzt.

Hier kommen mehrere Maßnahmen in Betracht:

- Verlängerung beziehungsweise Neuauflage des Sonderprogramms im Jahr 2011
- Längerfristige Ausrichtung des Programms, keine Beschränkung auf Jahresprogramme
- Öffnung des Sonderprogramms auch für mehrheitlich öffentliche Unternehmen
- Erhöhung des Haftungsrahmens über 200 Millionen Euro je Projekt hinaus

Bei entsprechendem politischen Auftrag und nach Umsetzung dieser Maßnahmen wäre die KfW in der Lage, dem Projektfinanzierungsmarkt für OWPs sowohl Liquidität zur Verfügung zu stellen als auch eine zusätzliche Risikoübernahme zu bieten. Sie würde damit als deutsche Förderbank die Rolle der EIB ergänzen.

Exportkreditversicherer

Die dänische EKF hat in Offshore-Windprojekten, die OWEAs von Vestas oder Siemens oder andere in Dänemark gefertigte wesentliche Komponenten einsetzen, maßgeblich zur Risikoabsicherung beigetragen. Nach Aussagen von finanzierenden Banken sind keine Fälle bekannt, in denen der deutsche Kreditversicherer Euler Hermes in vergleichbarer Weise Exporte in Deutschland gefertigter OWEAs oder anderer wesentlicher Komponenten abgesichert hätte. Dies ist sicher auch darauf zurückzuführen, dass die OWEA-Hersteller REpower, Areva Wind und Bard bisher vor allem Projekte im deutschen Offshore-Windmarkt bedienen. Zumindest Bard verfügt allerdings seit Sommer 2010 auch über zwei Konzessionen für OWPs in den Niederlanden. Perspektivisch werden auch REpower und Areva Wind andere bedeutende Offshore-Windmärkte erschließen, sobald sie über Referenzprojekte in Deutschland verfügen.

Es wäre zu prüfen, ob Euler Hermes deutsche Komponentenlieferanten bei Projekten im europäischen Ausland in ähnlicher Weise unterstützen kann wie EKF. Darüber hinaus haben einzelne Marktteilnehmer angeregt zu prüfen, ob für Zwecke der Exportkreditversicherung die AWZ der Bundesrepublik Deutschland nicht als Ausland behandelt werden kann. Dies hätte zur Folge, dass Offshore-Windprojekte beim Einsatz der OWEAs von in Deutschland ansässigen Herstellern im Hinblick auf die Risikoabdeckung nicht schlechter gestellt wären als beim Einsatz dänischer Hersteller.

⁷² Hamburger Abendblatt, Interview mit dem Bundesumweltminister Norbert Röttgen vom 28. Juli 2010; Dow Jones Energy Daily: Röttgen stellt Bürgschaften für Meeres-

windparks in Aussicht, vom 27. Juli 2010
⁷³ Vergleiche Kapitel 7.3.2

8 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

8.1 Datenbasis und Vorgehensweise

Um die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit von OWPs auch in quantitativer Hinsicht analysieren zu können, haben wir auf Basis von Projektdaten ein Berechnungsmodell entwickelt, das einen typisierten OWP mit einer Nennleistung von 400 MW abbilden soll (sogenannter Modellwindpark).

Um möglichst realitätsnahe Prämissen für das Berechnungsmodell zu erhalten, wurden in Kooperation mit der Stiftung OFFSHORE-WIND-ENERGIE Entwickler von OWPs in Deutschland angesprochen und um die Bereitstellung von Projektdaten gebeten. Durch die Verwendung einheitlicher Erhebungsbögen wurde sichergestellt, dass möglichst einheitliche und vergleichbare Daten für die Analyse vorliegen. Allen beteilig-

ten Unternehmen wurde die vertrauliche Behandlung der zur Verfügung gestellten Projektdaten zugesichert. Die Projektdaten werden im Folgenden nur in anonymisierter und aggregierter Form dargestellt, sodass ein Rückschluss auf individuelle Projekte nicht möglich ist.

Insgesamt stellten sieben Projektentwickler Basisdaten zu jeweils einem OWP zur Verfügung. Alle in die Untersuchung einbezogenen Parks befinden sich in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium und stehen kurz vor der Baureife. Somit stehen erstmals konkrete Plandaten für OWPs in Deutschland zur Verfügung, die es erlauben, ein repräsentatives Bild von der Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit solcher Projekte zu ermitteln.

Unsere modellhaften Berechnungen für einen typischen 400-MW-OWP basieren erlösseitig auf dem derzeit gültigen EEG 2009. In einem zweiten Schritt haben wir das in Kapitel 7.5.2 dargestellte Stauchungsmodell zugrunde gelegt und die Auswirkungen einer veränderten EEG-Förderung auf die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit von Offshore-Windprojekten untersucht.

Abbildung 37
Abgefragte Basisdaten für Offshore-Windparks

Quelle: KPMG-Analyse

Prämissen	Kosten/Erlöse ⁷⁴
Anzahl OWEA	Entwicklungskosten
Nennleistung je OWEA	Investitionskosten
Start Bauphase	Kostenreserve
Dauer Bauphase	Betriebskosten
Start Einspeisung	Windertrag
Nettokapazitätsfaktor	Rückbaukosten
Technische Verfügbarkeit	

8.2 Analyse der Basisdaten

Die Analyse der Basisdaten dient der Ableitung von Prämissen für einen Modellwindpark. Wie zuvor erläutert werden die Ergebnisse in anonymi-

sierter und aggregierter Form dargestellt, um die Vertraulichkeit der Daten zu gewährleisten.

⁷⁴ Auf jährlicher Basis

8.2.1 Entwicklungskosten

Die Kosten für die Entwicklung eines OWPs sind im Verhältnis zu den gesamten Investitionskosten verhältnismäßig gering. Folgende wesentliche Aufwendungen fallen in der Entwicklungsphase eines Projekts an:

- Kosten der Baugrunduntersuchungen
- Kosten der Umweltverträglichkeitsprüfung
- Kosten für Designstudien
- Kosten für diverse Gutachten (zum Beispiel hydrografische Standortanalyse, Kollisionsanalyse, Windgutachten, Windertragsberechnungen)
- Personalkosten
- Kosten für Zertifizierung
- Kosten des Genehmigungsprozesses

Die Höhe und Struktur der Entwicklungskosten unterscheidet sich danach, ob ein Unternehmen ein Projekt von Beginn an eigenständig entwickelt oder es von einem Entwickler erwirbt, der für das Projekt bereits eine BSH-Genehmigung erlangt hat. Daher weisen die zur Verfügung gestellten Datensätze eine erhebliche Streuung auf. Teilweise wurden die Kosten in den uns zur Verfügung gestellten Datensätzen nicht separat ausgewiesen.

Für das Basismodell haben wir daher die durchschnittlichen Entwicklungskosten solcher Parks angesetzt, die von ihren Entwicklern selbst bis zur Genehmigung geführt wurden. Die so abgeleiteten Kosten betragen 35 Millionen Euro je OWP.

8.2.2 Investitionskosten

Die Investitionskosten umfassen die vollständigen Kosten für die Errichtung und Inbetriebnahme eines OWPs. Die Kosten wurden separat für die folgenden Komponenten beziehungsweise Kostenkategorien abgefragt:

- Gründung
- OWEAs
- Innerparkverkabelung
- Umspannwerk
- Unterkunftsplattform (soweit vorgesehen)
- Sonstige Investitionskosten
- Projektmanagementkosten

Darüber hinaus berücksichtigen viele Projektentwickler eine Kostenreserve, um unvorhergesehenen Überschreitungen des Investitionskostenbudgets Rechnung zu tragen.

Im Folgenden werden die spezifischen Investitionskosten (einschließlich etwaiger Kostenreserve) je MW dargestellt, die sich aus den uns zur Verfügung gestellten Datensätzen für unterschiedliche OWPs (Anzahl und Leistungsklasse der OWEAs differieren) ergeben.

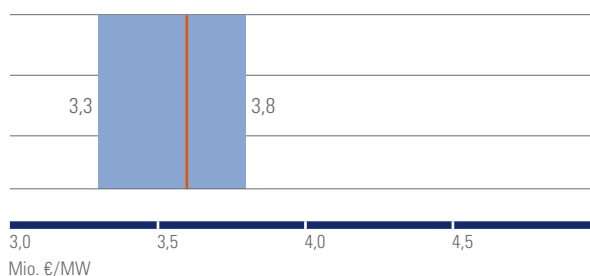


Abbildung 38
Investitionskosten je MW

Quelle: KPMG-Analyse

Die Bandbreite der spezifischen Investitionskosten (einschließlich Kostenreserve) reicht von 3,3 bis zu 3,8 Millionen Euro/MW. Der Mittelwert beträgt 3,6 Millionen Euro/MW. Für einen OWP mit einer Nennleistung von 400 MW ergeben sich somit rechnerisch Investitionskosten (einschließlich Kostenreserve) in Höhe von circa 1,3 bis 1,5 Milliarden Euro.

Die möglichen Ursachen für die Streuung der spezifischen Investitionskosten sind vielfältig. Bereits in der KPMG-Studie „Offshore-Windparks in Europa“ (2007) konnte eine Korrelation zwischen der Küstenentfernung der OWPs und der Höhe der Investitionskosten einerseits sowie zwischen Wassertiefe und Höhe der Investitionskosten andererseits ermittelt werden.

Abbildung 39 zeigt die Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von der Küstenentfernung.

Die Regressionsgerade zeigt, dass eine Abhängigkeit zwischen Küstenentfernung und geplanten Investitionskosten der OWPs besteht. Der Korrelationskoeffizient von 0,51 ist gegenüber dem Ergebnis der KPMG-Studie „Offshore-Windparks in Europa“ (2007) von 0,63 auf 0,51 gesunken. Dies liegt insbesondere an der Einbeziehung eines Datensatzes, der gegenüber den anderen OWPs deutlich niedrigere Investitionskosten ausweist. Des Weiteren scheint ein Großteil der spezifischen Investitionskosten unabhängig von der Entfernung zu sein, sodass entfernungsbedingte Zusatzkosten nur einen geringfügigen Einfluss auf die Gesamtinvestitionskosten haben. Es bleibt dennoch festzuhalten, dass die Küstenentfernung insbesondere auf die Errichtungslogistik und damit verbundene Investitionskosten einen nicht zu unterschätzenden Einfluss hat.

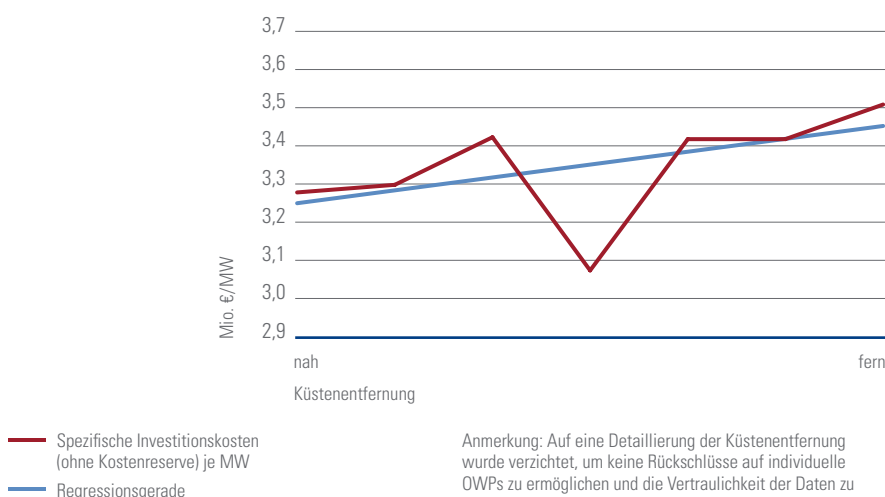
Die Abbildung 40 zeigt die Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von der Wassertiefe.

Der Korrelationskoeffizient für die Abhängigkeit von Wassertiefe und Investitionskosten beträgt 0,71 und liegt damit über dem entsprechenden Wert von 2007 (0,4). Diese Entwicklung könnte im Gegensatz zur gegenüber 2007 verringerten Abhängigkeit der Investitionskosten zur Küstenentfernung darin begründet liegen, dass die Wassertiefe erheblichen Einfluss auf die Wahl des Fundaments und die Gründungskosten hat (siehe hierzu Kapitel 5.3). Die Gründungskosten stellen weiterhin einen wesentlichen Anteil der Investitionskosten dar.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass grundsätzlich eine Korrelation von Investitionskosten zu geografischen Bedingungen besteht. Auf dieser

Abbildung 39
Spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit zur Küstenentfernung

Quelle: KPMG-Analyse



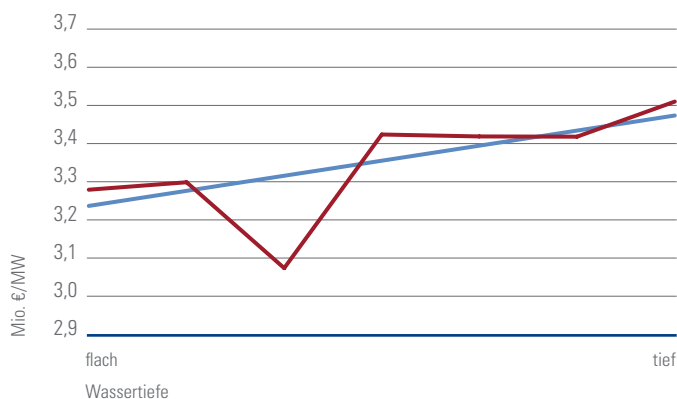
Basis erscheint die standortabhängige Vergütungs differenzierung nach EEG 2009 adäquat, um kostenseitige Nachteile weit entfernter und schwererer zugänglicher Standorte auszugleichen. Höheren Kosten stehen aber möglicherweise auch höhere Windenerträge gegenüber, die bei einer umfassenden Beurteilung des EEG-2009-Mechanismus noch zu berücksichtigen wären.

Abbildung 41 zeigt die spezifischen Investitionskosten von OWPs mit OWEAs bis zur 3,6-MW-Klasse und OWEAs mit mindestens 5 MW Nennleistung im Vergleich. Ferner werden die aktuell erwarteten Kosten den erwarteten Kosten aus der KPMG-Studie 2007 gegenübergestellt.

Die durchschnittlichen geplanten Investitionskosten je MW für Anlagen mit bis zu 3,6 MW Nennleistung haben sich seit der KPMG-Studie „Offshore-Windparks in Europa“ (2007) um 56 Prozent auf 3,71 Millionen Euro erhöht. Im Vergleich dazu beträgt der Anstieg für Anlagen mit mindestens 5 MW Nennleistung 49 Prozent auf 3,66 Millionen Euro je MW. Nachdem Kostensteigerungen in der KPMG-Studie von 2007 vor allem auf steigende Rohstoffpreise zurückgeführt wurden, ist der erneute deutliche Anstieg auch auf die Entwicklungsfortschritte bei den betrachteten OWPs zurückzuführen. Inzwischen liegen indikative Angebote der OWEA-Hersteller sowie Erfahrungen aus anderen Projekten vor, die eine wesentlich genauere Abschätzung der Investitionskosten ermöglichen. Zudem planen die Projektentwickler in der Regel eine Kostenreserve von etwa 10 Prozent der geschätzten Investitionskosten für unvorhergesehene Kostensteigerungen ein – beispielsweise auf-

Abbildung 40
Spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit zur Wassertiefe

Quelle: KPMG-Analyse



Anmerkung: Auf eine Detaillierung der Wassertiefe wurde verzichtet, um keine Rückschlüsse auf individuelle OWPs zu ermöglichen und die Vertraulichkeit der Daten zu gewährleisten.

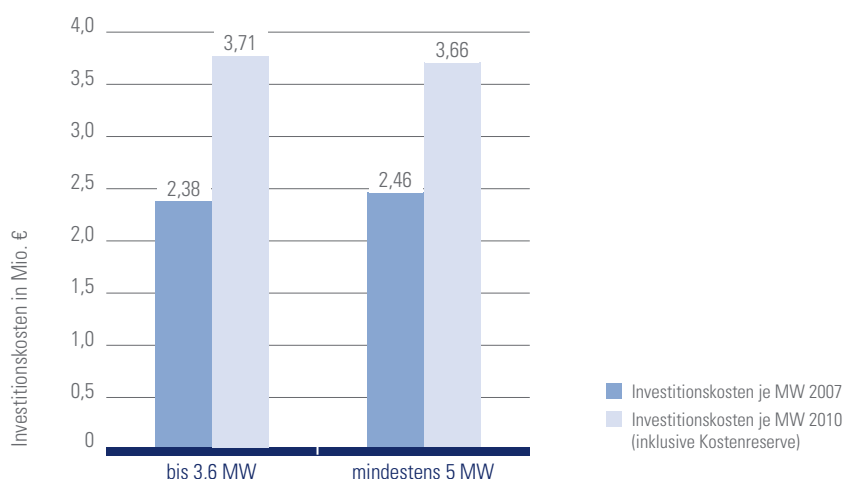
— Spezifische Investitionskosten (ohne Kostenreserve) je MW
— Regressionsgerade

grund von Rohstoffpreis- und Wetterrisiken.

Neben dem deutlichen Anstieg der spezifischen Investitionskostenätze zeigt die Analyse der Projektdaten auch, dass die spezifischen Investitionskosten von Projekten je MW mit OWEAs bis zu 3,6 MW Leistung inzwischen leicht über den Investitionskosten von Projekten mit OWEAs ab 5 MW Nennleistung liegen. In der KPMG-Studie von 2007 wiesen die

Abbildung 41
Vergleich der spezifischen Investitionskosten je MW für die Jahre 2007 und 2010

Quelle: KPMG-Analyse



größeren OWEAs auch geringfügig höhere Investitionskosten auf. Dieser Trend bestätigt Erwartungen, dass die Entwicklung von OWEAs mit höheren Nennleistungen zu sinkenden spezifischen Investitionskosten je MW installierter Leistung und somit – bei unveränderten Annahmen bezüglich Windertrag und Betriebskosten – zu niedrigeren Erzeugungskosten für Offshore-Windenergie führt.

Aufgrund des mittelfristig in Deutschland zu erwartenden Einsatzes von OWEAs mit einer Nennleistung von mindestens 5 MW wurden für den Modellwindpark spezifische Investitionskosten von 3,7 Millionen Euro/MW als Planungsprämisse berücksichtigt.

8.2.3 Betriebskosten

Die Betriebskosten umfassen unter anderem Kosten für Wartung und Instandhaltung des Windparks sowie Versicherungsprämien. Ein Teil der Kosten ist variabel, das heißt abhängig von der Stromproduktion der WEAs. Abbildung 42 zeigt die erwarteten Betriebskosten je MWh der in unserer Analyse berücksichtigten Offshore-Windprojekte.

Analog zu den Investitionskosten weisen auch die geplanten Betriebskosten (Preisbasis 2010) eine erhebliche Streuung um den Mittelwert von 25,5 Euro/MWh auf. So liegt der maximal erwartete Wert mit 36,7 Euro/MWh rund 82 Prozent über dem minimalen Wert von 20,17 Euro/MWh.

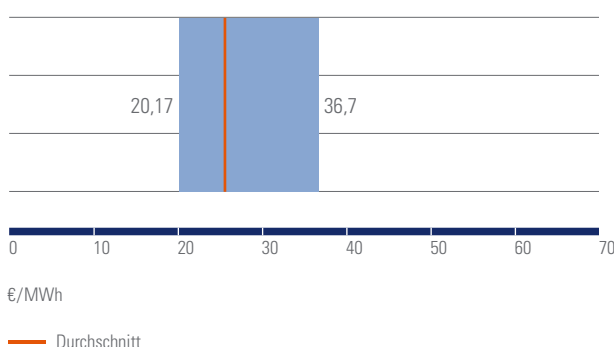
Die Analyse der Korrelation von Betriebskosten zu Küstenentfernung ergab keine wesentliche Abhängigkeit der beiden Faktoren. Dies ist unter Umständen darauf zurückzuführen, dass die geplanten Betriebskosten stark durch das jeweilige Betriebskonzept geprägt sind und eine Vergleichbarkeit einzelner Projekte nicht zulassen.

Die Mehrzahl der betrachteten Projekte plant die Betriebskosten für das erste Betriebsjahr und berücksichtigt inflationsbedingte Kostensteigerungen durch ein Wachstum der Betriebskosten um 2 Prozent jährlich. Einige Projekte berücksichtigten bei der Planung der Betriebskosten, dass der OWEA-Hersteller für die ersten fünf Jahre nach Inbetriebnahme auch die Wartung der Anlagen übernimmt und dafür einen festen Wartungspreis anbietet. Nach Ablauf des Herstellerwartungsvertrags steigen die Wartungskosten des Parks typischerweise deutlich an, im Durchschnitt der betreffenden Projekte um 11 Prozent.

Im Berechnungsmodell haben wir die durchschnittlichen Betriebskosten von 25,5 Euro/MWh (Preisbasis 2010) verwendet und eine jährliche inflationsbedingte Steigerung von 2 Prozent unterstellt.

Abbildung 42
Betriebskosten je MWh (Preisbasis 2010)

Quelle: KPMG-Analyse



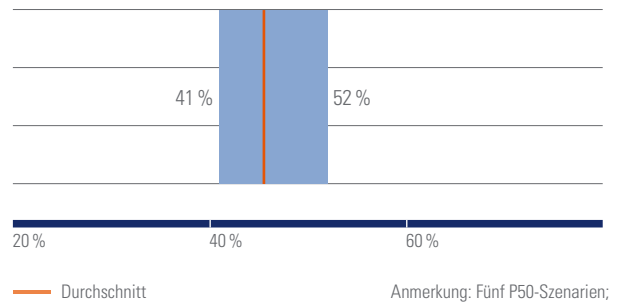
8.2.4 Windertrag

Der theoretisch erzielbare Windertrag eines OWPs, der sogenannte Bruttowindertrag, ergibt sich aus der gemessenen Windgeschwindigkeit am Standort und der spezifischen Leistungskennlinie der vorgesehenen OWEAs. Der langfristig prognostizierte Windertrag kann von den in einzelnen Jahren gemessenen Winderträgen deutlich abweichen.

Daher werden bei der Planung eines OWPs unterschiedliche Wahrscheinlichkeiten für die Erzielung eines bestimmten Bruttowindertrags berechnet. Der Windertrag, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 Prozent erreicht wird, wird als P50-Szenario (P für Probability) bezeichnet. Insbesondere um den Anforderungen von Fremdkapitalgebern zu entsprechen, werden zudem Szenarien mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 75 Prozent (P75) oder 90 Prozent (P90) berechnet, wobei der Windertrag in diesen Szenarien entsprechend geringer ist.

Der Bruttowindertrag wird durch weitere Faktoren wie die technische Verfügbarkeit, Abschattungseffekte, Eigenstromverbrauch und Stromübertragungsverluste gemindert. Nach Abzug dieser Faktoren ergibt sich der Nettowindertrag des OWPs.

Das Verhältnis von Nettowindertrag zu Bruttowindertrag wird als Nettokapazitätsfaktor bezeichnet. Die Nennleistung eines Windparks in MW multipliziert mit 8.760 Stunden eines Jahres und dem Nettokapazitätsfaktor ergibt den Nettowindertrag in MWh pro Jahr. Abbildung 43 zeigt die Bandbreite der Nettokapazitätsfaktoren der Windprojekte, zu denen uns Datensätze zur Verfügung gestellt wurden.



Anmerkung: Fünf P50-Szenarien; zwei Windparks ohne Angabe der Eintrittswahrscheinlichkeit

Abbildung 43
Nettokapazitätsfaktoren

Quelle: KPMG-Analyse

Die Nettokapazitätsfaktoren der betrachteten OWPs reichen von 41 bis zu 52 Prozent. Die erhobenen Daten geben keine Hinweise auf mögliche Gründe für die vergleichsweise breite Streuung. Da keine wesentliche Korrelation zwischen OWEA-Nennleistung und Kapazitätsfaktor festgestellt werden konnte, wurde im Basismodell pauschal ein Nettokapazitätsfaktor von 44 Prozent berücksichtigt. Dies entspricht circa 3.850 Volllaststunden (nach Berücksichtigung von technischer Verfügbarkeit, Abschattungseffekten, Eigenstromverbrauch und Stromübertragungsverlusten).

8.2.5 Zusammenfassung der Analyseergebnisse

Wie zuvor erläutert, wurden die wesentlichen Prämissen des Berechnungsmodells aus den Datensätzen von sieben Offshore-Windprojekten abgeleitet, die aktuell realisiert werden. Abbildung 44 zeigt die wesentlichen Prämissen des Berechnungsmodells.

Die Rückbaukosten sind ebenfalls aus den Datensätzen abgeleitet. Die angegebenen Daten weisen eine hohe Streuung auf. Einige Entwickler gehen sogar davon aus, dass Rück-

Allgemeine Prämissen	
Anzahl Anlagen	80
Anlagenklasse (MW)	5,0
Küstenentfernung (km)	40,0
Wassertiefe (m)	28,0
Prämissen Bauphase	
Entwicklungskosten (Mio. €)	35
Investitionen gesamt (Mio. €)	1.464
davon Kostenreserve	133
Start Baubeginn	2013
Dauer Bauphase (Jahre)	3
Prämissen Betriebsphase	
Jahr der Inbetriebnahme ²	2014
Einspeisekapazität im ersten Jahr	50 %
Nettokapazitätsfaktor ¹	44 %
Betriebskosten (€/MWh)	25,5
Betriebskosten Steigerung pro Jahr	2,0 %
Nutzungsdauer OWEA (Jahre)	20
Rückbaukosten (Mio. €/MW)	0,2

Anmerkung:

1 auf Basis P50-Windertrag

2 Vollständige Inbetriebnahme mit 100 Prozent Einspeisekapazität im Jahr 2015 unterstellt; korrespondierend im letzten Betriebsjahr 2034 Einspeisekapazität ebenfalls 50 Prozent

Abbildung 44
Prämissen des Berechnungsmodells

Quelle: KPMG-Analyse

baukosten durch den Restwert der OWEAs kompensiert werden und setzen daher keine Rückbaukosten an. Insofern stellen die hier ange-

setzten Rückbaukosten von 0,2 Millionen Euro/MW beziehungsweise einer Million Euro je 5-MW-OWEA eine konservative Annahme dar.

8.3 Entwicklung der Berechnungsmodelle

Auf der Grundlage der aus den Basisdaten abgeleiteten Planungsprämissen haben wir ein Berechnungsmodell für einen Modellwindpark von 400 MW Nennleistung entwickelt. Hierbei werden unterschiedliche Finanzierungsstrukturen zugrunde gelegt:

- Finanzierung aus Eigenmitteln (Eigenkapitalfinanzierung) als typische Finanzierungsform der großen europäischen Energieversorger, die nicht auf Projektfinanzierungen angewiesen sind
- Projektfinanzierung, das heißt Einsatz einer Non-Recourse-Finanzierung, die nicht auf die Bonität der Eigenkapitalgeber abstellt, sondern auf die Cashflows und Sicherheiten des Projekts

Das Modell der Eigenkapitalfinanzierung soll die Finanzierung aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens abbilden, das große Investitionsprojekte traditionell aus Konzernmitteln finanziert. Für diese Investorengruppe ist insbesondere die erzielbare Rendite maßgeblich für eine positive Investitionsentscheidung. In der Praxis würde ein OWP im Fall einer Unternehmensfinanzierung jedoch nicht zu 100 Prozent durch Eigenkapital finanziert werden, sondern aus Gründen der steu-

erlichen Optimierung ganz oder teilweise durch Gesellschafterdarlehen. Dies würde die Steuerbelastung verringern und die Rendite nach Steuern erhöhen. Aus Vereinfachungsgründen haben wir auf die Abbildung von Gesellschafterdarlehen in unserem Berechnungsmodell verzichtet.

Als Kennziffer für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Offshore-Windprojekten wird für das Berechnungsmodell mit Eigenkapitalfinanzierung die Projektrendite nach Steuern (auf Projektebene)⁷⁵ ermittelt.

Bei der Projektfinanzierung ist hingegen die eigenständige Schuldentragfähigkeit eines Projekts von vorrangiger Bedeutung. Zur quantitativen Beurteilung der Finanzierbarkeit und Verschuldungskapazität von Offshore-Windprojekten wird für das Berechnungsmodell mit Projektfinanzierung der jährliche Schuldendienstdeckungsgrad (Debt Service Cover Ratio, DSCR) ermittelt. Er zeigt das Verhältnis des Projektcashflows, der für den Schuldendienst zur Verfügung steht⁷⁶, zum planmäßigen Schuldendienst⁷⁷.

Anhand der Berechnungsmodelle wird untersucht, welche Projektrendite OWPs auf Basis des aktuellen EEGs erzielen und wie sich mögliche Veränderungen des EEGs auf die

75 Projektcashflows nach Steuern: Einnahmen abzüglich Betriebskosten und Steuern, vor Schuldendienst und Zahlungen an die Eigenkapitalgeber

76 Cash Flow available for Debt Service: Einnahmen abzüglich Betriebskosten und Steuern; aus Vereinfachungsgründen

werden Zuführungen und Entnahmen aus projektfinanzierungstypischen Reservekonten für Schuldendienst und Instandhaltung nicht berücksichtigt

77 Planmäßige Zins- und Tilgungszahlungen

Projekttrendite und den DSCR auswirken. Abbildung 45 gibt einen Überblick über die Berechnungsmodelle.

Das Base-Case-Szenario sowie das Downside-Case-Szenario basieren auf dem derzeit gültigen EEG 2009 (siehe Kapitel 4.2.3). Grundsätzlich kann der Betreiber zwischen der Einspeisung zu festen Vergütungssätzen und der Direktvermarktung des Stroms wählen. Gemäß EEG beträgt die Vergütungsdauer für die erhöhte Anfangsvergütung unter Berücksichtigung der Küstenentfernung und der Wassertiefe für den Modellpark 162,1 Monate (entspricht rund 13 Jahren und sechs Monaten; erhöhte Anfangsvergütung im Modell daher von 2014 bis 2028). Danach sinkt die EEG-Vergütung auf 35,00 Euro/MWh, weshalb Betreiber in der Regel spätestens nach Auslaufen der erhöhten Anfangsvergütung eine Direktvermarktung des erzeugten Stroms unterstellen.

In Abbildung 46 ist eine Strompreishochrechnung gegenüber dem EEG-Vergütungssatz dargestellt.

Die Grafik zeigt, dass der hochgerechnete Strompreis im Jahr 2028 (91,95 Euro/MWh) über der Grundvergütung des EEGs von 35,00 Euro/MWh liegt. Daher wurde zur Berechnung der Erlöse nach Ablauf der erhöhten Anfangsvergütung die Direktvermarktung zu den in der Hochrechnung ermittelten Strompreisen angenommen.

Der Downside Case unterscheidet sich vom Base Case durch die Annahme einer höheren Steigerung der Betriebskosten um 3 Prozent pro Jahr (Base Case: 2 %). Hierdurch wird die Sensitivität der Projektrentabilität hinsichtlich steigender Inflationsraten analysiert. Für einen An-

stieg der Inflation sind im EEG derzeit keine Ausgleichsmechanismen vorgesehen, sodass sich entsprechende Kostensteigerungen direkt auf die erzielbare Rendite auswirken.

Abbildung 45
Übersicht Entwicklung Berechnungsmodelle

Quelle: KPMG-Analyse

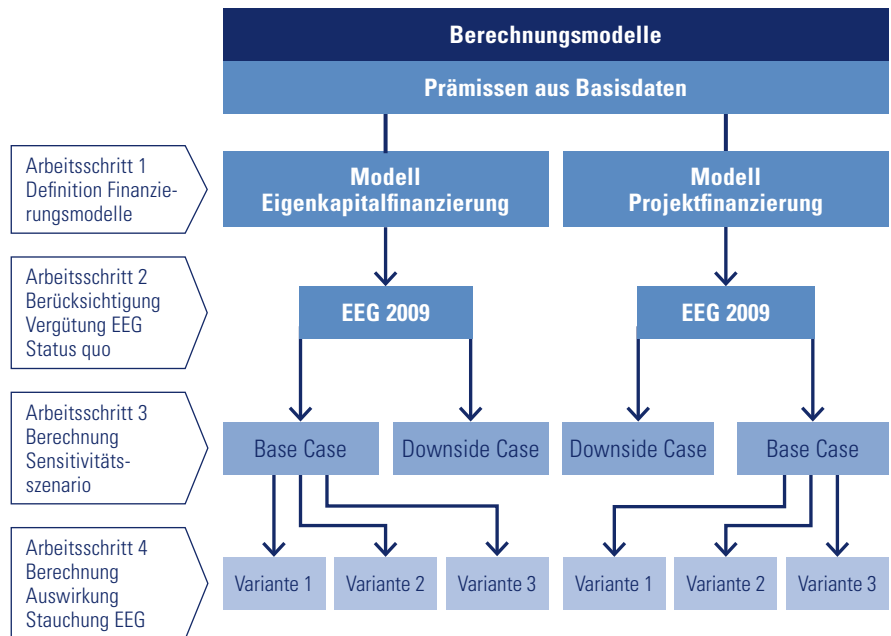
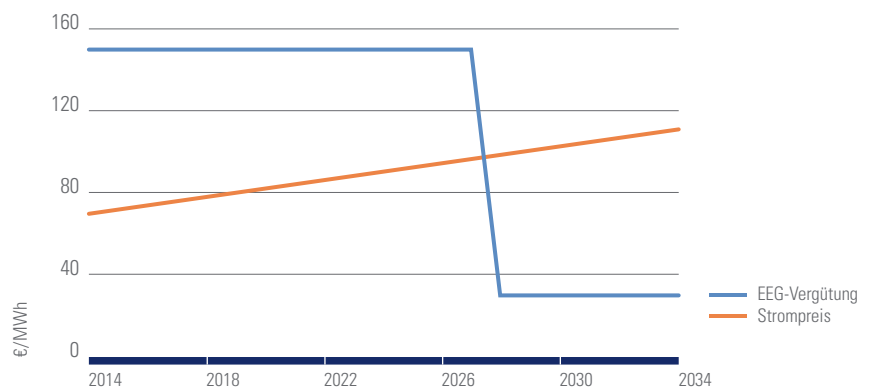


Abbildung 46
Vergleich Entwicklung Strompreis und EEG-Vergütung

Quelle: KPMG-Analyse, EEX



Anmerkung: Strompreise 2011 bis 2014 auf Basis Mittelwert der EEX-Jahresfutures für Grundlast und Spitzenlast vom 9. Juli 2010; Hochrechnung bis 2034 mittels Indexierung von 2,0 Prozent pro Jahr

Übersicht	
Rechtsform	Kapitalgesellschaft
Körperschaftsteuersatz	15,00 %
Solidaritätszuschlag	5,50 %
Freigrenze Zinsaufwand (Mio. €)	1,5
Zinsschranke (% vom EBITDA)	30,00 %
Gewerbesteuerhebesatz (Helgoland)	350,00 %
Steuermesszahl (Kapitalgesellschaften)	3,50 %
Gewerbesteuersatz	12,25 %
Hinzurechnung Zins Gewerbesteuer	25,00 %

Abbildung 47
Prämissen der Steuerberechnung

Quelle: KPMG-Analyse

Allen Berechnungsmodellen liegt eine vereinfachte Steuerberechnung auf Projektebene zugrunde, deren Prämissen in Abbildung 47 dargestellt sind.

8.3.1 Berechnungsmodell Eigenkapitalfinanzierung – EEG 2009

Im Base Case wird für den Modellwindpark mit einer 100-Prozent-Eigenkapitalfinanzierung eine Projektrendite nach Steuern von 7,1 Prozent erreicht. Die erhöhte Indexierung der Betriebskosten auf 3 Prozent gegenüber dem Base Case verringert die Projektrendite im Downside Case um rund 0,5 Prozent auf 6,6 Prozent.

Zum Vergleich: In der KPMG-Studie „Onshore-Windenergie – Repowering-Potenziale in Deutschland“ (2009) wurde eine Projektrendite vor Steuern von 9 Prozent (nach Steuern rund 6 bis 7 Prozent) als Mindestrendite für Repowering-Projekte in der Onshore-Windenergie genannt. Zur Abdeckung der höheren Risiken bei Offshore-Windprojekten im Vergleich zu Onshore-Windprojekten erwarten Investoren einen angemessenen Renditeaufschlag.

Eine Studie zur Offshore-Windenergie in Großbritannien hat als Benchmark eine Projektrendite nach Steuern von 10 Prozent definiert.⁷⁸ In der Studie wurden Finanzierungskosten berücksichtigt, die zu einer Minderung der Steuerlast und damit zu einer höheren Projektrendite nach Steuern führen.

Unter Berücksichtigung des erhöhten Risikoprofils von OWPs in Deutschland gegenüber Repowering-Projekten und auch gegenüber OWPs in Großbritannien ist eine Projektrendite

nach Steuern von 7,1 Prozent nicht ausreichend. Unser Berechnungsmodell für den Modellwindpark zeigt somit, dass auf Basis der aktuellen Vergütungsstruktur des EEGs bei einer 100-prozentigen Eigenkapitalfinanzierung keine Rendite erzielt werden kann, die vor dem Hintergrund des hohen Risikos für Offshore-Windprojekte in Deutschland eine entsprechende Investition rechtfertigen könnte.

Eine unterstellte jährliche Erhöhung der Betriebskosten um 3 Prozent anstelle von 2 Prozent pro Jahr führt zu einer Verringerung der Rendite um 0,5 Prozent. Eine Bindung des Vergütungssatzes beispielsweise an die allgemeine Preissteigerung würde vor diesem Hintergrund die Investitionssicherheit erhöhen. Allerdings ist zu erwarten, dass eine solche Anpassung des EEGs aufgrund der geringen Renditeauswirkung Investitionsentscheidungen nicht wesentlich beeinflussen wird.

8.3.2 Berechnungsmodell Eigenkapitalfinanzierung – Stauchung EEG

Derzeit wird eine Stauchung der EEG-Vergütung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für Investitionen in Offshore-Windprojekte diskutiert (siehe auch Kapitel 7.5.2). Bei diesem Ansatz wird die Laufzeit der Anfangsvergütung von derzeit zwölf Jahren zuzüglich der standortspezifischen Vergütungsverlängerung verkürzt und korrespondierend der Vergütungssatz je MWh erhöht. Die Summe der insgesamt gewährten Anfangsvergütung bleibt dabei unverändert. Die Abbildung 49 zeigt eine Beispielrechnung, die dies veranschaulicht. Wie in dieser Abbildung

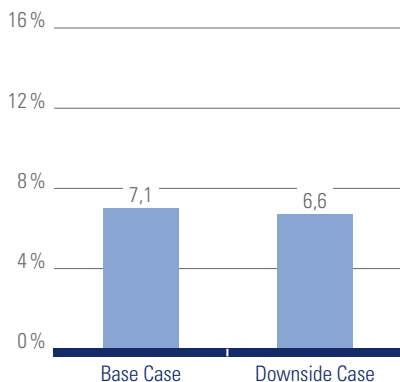


Abbildung 48
Projektrendite nach Steuern auf Basis EEG 2009

Quelle: KPMG-Analyse

⁷⁸ Ernst & Young 2009

		EEG 2009		Stauchungsmodell (80 %)	Veränderung
Zeitraum Gewährung erhöhte Anfangsvergütung	Monate	144		115,2	
+ Standortspezifische Verlängerung durch:					
Küstenentfernung (40 km)	Monate	4,5		3,6	
Wassertiefe (28 m)	Monate	13,6		10,9	
= Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung	Monate	162,1	-20 %	129,7	Verringerung
Erhöhter Anfangsvergütungssatz	€/MWh	150,0	+25 %	187,5	Erhöhung
Jahresstromproduktion	MWh	P		P	
x Zeitraum erhöhte Anfangsvergütung	Monate	162,1		129,7	
x Erhöhte Anfangsvergütung	€/MWh	150,0		187,5	
= Gesamtvergütung im Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung	€	24.315 x P	±0 %	24.315 x P	keine Veränderung

Abbildung 49
Auswirkung Stauchung auf Vergütungsdauer

Quelle: KPMG-Analyse

Anmerkung: P entspricht der Jahresstromproduktion eines OWP. Da P von der Vergütung unabhängig ist, variiert die Gesamtvergütung im Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung ausschließlich in Abhängigkeit von Länge und Höhe der Anfangsvergütung.

dargestellt, hat die Stauchung der EEG-Vergütung keine Auswirkung auf die Höhe der gewährten Anfangsvergütung, sondern es findet nur eine Verschiebung zwischen der Dauer der Anfangsvergütung und dem Anfangsvergütungssatz statt. Aus dem Blickwinkel des OWP-Betreibers ergeben sich im Stauchungsmodell im Vergleich zum EEG 2009 höhere Erlöse in den Anfangsjahren gefolgt von niedrigeren Erlösen in den Folgejahren bis zum Ende der Anfangsvergütung. Hieraus ergibt sich für den OWP-Betreiber ein positiver Zinseffekt.

Trotz der unveränderten Höhe der insgesamt gewährten Anfangsvergütung kommt es für OWP-Betreiber im Stauchungsmodell neben dem Zinsvorteil auch zu einer Erhöhung der erzielbaren Gesamterlöse. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei gleichbleibender EEG-Gesamtvergütung der Zeitraum der Direkt-

vermarktung verlängert wird. So kann der OWP-Betreiber durch die Verkürzung des EEG-Zeitraums früher zu einer Direktvermarktung auf Basis von Marktpreisen übergehen. Die Gesamterlöse auf Basis dieses Modells erhöhen sich beispielsweise durch die Stauchung auf 80 Prozent (Variante 3) um 9,0 Prozent gegenüber der EEG-Variante (siehe Abbildung 51).

Wir haben in unserem Berechnungsmodell drei unterschiedliche Varianten des Stauchungsmodells abgebildet (Abbildung 50).

Für die Stauchungsmodelle ergeben sich für den Modellwindpark folgende Projektrenditen nach Steuern im Vergleich zum EEG 2009 (Abbildung 51).

Das Ergebnis zeigt, dass bereits eine Stauchung des EEGs auf 80 Prozent des derzeitigen Vergütungszeitraums zu einer verbesserten Projektrendite

Abbildung 50
Übersicht Varianten Stauchungsmodell

Quelle: KPMG-Analyse

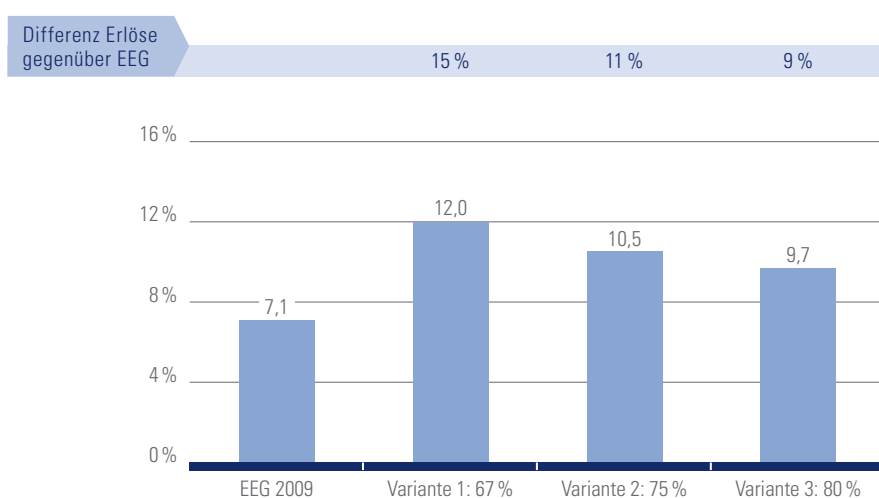
		EEG 2009	Stauchungsmodelle		
			Variante 1	Variante 2	Variante 3
Stauchung Vergütungszeitraum auf	%	100 %	67 %	75 %	80 %
Dauer erhöhte Anfangsvergütung					
Basiszeitraum	Monate	144,0	96,0	108,0	115,2
Vergütungsverlängerung (Modell-OWP)					
Küstenentfernung	Monate	4,5	3,0	3,4	3,6
Wassertiefe	Monate	13,6	9,1	10,2	10,9
Dauer erhöhte Anfangsvergütung gesamt	Monate	162,1	108,1	121,6	129,7
Vergütungssatz	€/MWh	150,00	225,00	200,00	187,50

von 9,7 Prozent nach Steuern führt. Die Erhöhung der Rendite wird dabei insbesondere durch den Anstieg der Gesamteinnahmen um 9,0 Prozent bewirkt. Darüber hinaus bewirkt die Verschiebung von Einnahmen zugunsten der ersten Betriebsjahre

des OWP einen positiven Zinseffekt. In der Stauchungsvariante 3 mit einer Verkürzung der Vergütungs-dauer auf 80 Prozent beträgt der Zinseffekt 1,0 Prozent gegenüber EEG 2009 (Variante 1: 2,0 %; Variante 2: 1,4 %).

Abbildung 51
Projektrendite nach Steuern im Stauchungsmodell

Quelle: KPMG-Analyse



8.3.3 Berechnungsmodell Projektfinanzierung

Als Alternative zur Eigenkapitalfinanzierung wurde ein Berechnungsmodell für eine Projektfinanzierung aufgesetzt. Die wesentlichen Prämissen für eine Projektfinanzierung basieren auf den geführten Bankengesprächen und eigenen Recherchen (Abbildung 52).

Banken erwarten bei deutschen Offshore-Windprojekten eine Eigenkapitalquote in Höhe von 35 bis 40 Prozent im Rahmen einer Projektfinanzierung. Die Kreditlaufzeit entspricht der Dauer der erhöhten Anfangsvergütung, da nur in diesem Zeitraum mit einer fixen EEG-Vergütung kalkuliert werden kann und die Banken derzeit nicht bereit sind Strompreisrisiken einzugehen. Darüber hinaus sehen Banken 15 Jahre als maximale beleihbare Laufzeit von OWEAs.

Die Verschuldungskapazität eines Offshore-Windprojektes wird auf der Basis eines konservativen P90-Windszenarios ermittelt, während den Renditeberechnungen üblicherweise ein P50-Windszenario zugrunde liegt. Im Rahmen unserer Datenerhebung haben wir nicht für alle Projekte P90-Windertragsdaten erhalten. Aus Vereinfachungsgründen haben wir einen Abschlag von 15 Prozent auf den Nettokapazitätsfaktor und damit indirekt auf den Windertrag vorgenommen.⁷⁹ Diese Annahme wird auch von den Datensätzen für zwei OWPs bestätigt, für die sowohl P50- als auch P90-Windertragsdaten zur Verfügung gestellt wurden.

Im Berechnungsmodell mit Projektfinanzierung wurde im ersten Schritt

der DSCR auf Basis EEG 2009 berechnet (Base Case). Im zweiten Schritt wurde bei der Berechnung eine Erhöhung der Betriebskosten von 2 auf 3 Prozent pro Jahr berücksichtigt (Downside Case), vergleiche Abbildung 53.

Der minimale DSCR auf Basis des EEGs 2009 beträgt für den Modellwindpark 1,15x. Der erhöhte Anstieg der Betriebskosten um 3 Prozent pro Jahr wirkt sich nur geringfügig auf den DSCR aus, der im Downside Case auf 1,14x sinkt.

Gemäß den geführten Bankengesprächen und eigenen Recherchen verlangen Banken jedoch bei Offshore-Windprojekten die Einhaltung eines DSCR von mindestens 1,35x bis 1,40x. Dies bedeutet, dass die im Modellwindpark generierten Cashflows nicht ausreichen, um die von den Banken geforderte Sicherheit des Kapitaldienstes zu erzielen. Demnach müsste die Eigenkapitalquote über 35 Prozent liegen, um den Kapitaldienst während der Laufzeit von 13 Jahren zu reduzieren. Für den Modellwindpark würde der geforderte DSCR von 1,35x erst bei einer Eigenkapitalquote von 44 Prozent erreicht werden.

Daher haben wir analysiert, ob die Stauchung des EEGs gemäß den dargestellten Varianten neben der Erhöhung der Projektrendite auch eine Verbesserung der Verschuldungskapazität von Offshore-Windprojekten bewirkt.

Dabei ist grundsätzlich zu beachten, dass eine Stauchung des Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung zu kürzeren Kreditlaufzeiten führt, da Banken im Offshore-Windsektor Kredite nur über die Laufzeit der garantierten Einspeisevergütung gewähren.

Projektfinanzierung	
Eigenkapitalanteil	35 %
Fremdkapitalanteil	65 %
Investition gesamt (Mio. €)	1.464
Fremdkapitalbedarf (Mio. €)	951
davon EIB (Mio. €)	200
Laufzeit EIB je Tranche (Jahre)	13
Tilgungsfreie Jahre	1
Anzahl Tranchen	3
Auszahlung ab	2013
EIB-Marge	2,5 %
davon Geschäftsbanken	751
Laufzeit je Tranche	13
Tilgungsfreie Jahre	1
Anzahl Tranchen	3
Auszahlung ab	2013
Zinsmarge	3,5 %
Arrangement Fee gesamt	2,5 %
Basiszins	3,0 %

Abbildung 52
Prämissen Projektfinanzierung

Quelle: KPMG-Analyse

⁷⁹ Vergleiche Windpower Monthly, 21. Juli 2010

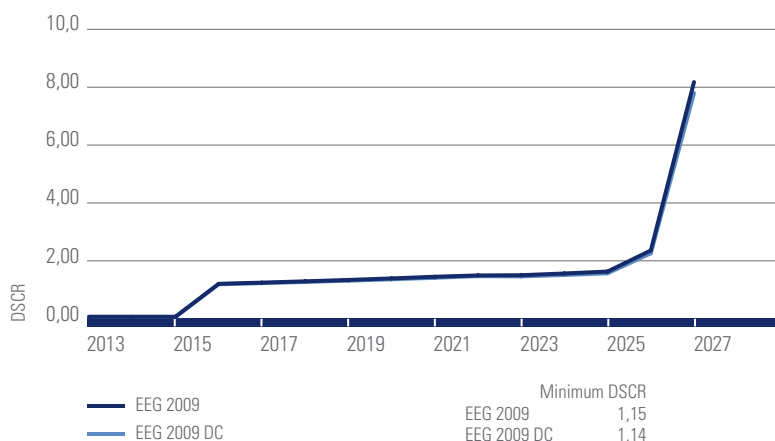


Abbildung 53
Entwicklung DSCR EEG 2009 Base Case
gegenüber EEG 2009 Downside Case

Quelle: KPMG-Analyse

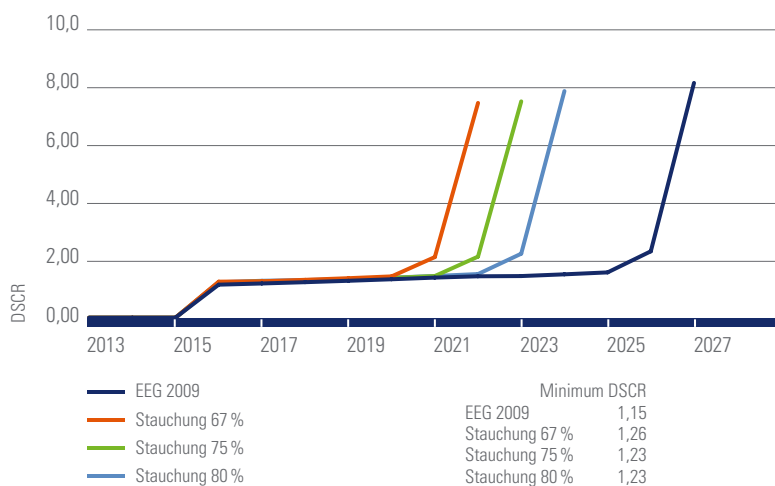


Abbildung 54
Entwicklung DSCR EEG 2009
gegenüber Stauchungsmodellen

Quelle: KPMG-Analyse

Für die verschiedenen Stauchungsvarianten ergeben sich folgende Kreditlaufzeiten:

- Stauchung auf 67 Prozent: 8 Jahre
- Stauchung auf 75 Prozent: 9 Jahre
- Stauchung auf 80 Prozent: 10 Jahre

Die verkürzte Kreditlaufzeit wirkt sich auf den DSCR zunächst negativ aus, da bei unterstellter linearer Tilgung der Kapitaldienst in den ersten Jahren steigt. Dem stehen erhöhte Einnahmen aus der Direktvermarktung gegenüber.

Im Vergleich zum minimalen DSCR auf Grundlage des EEGs 2009 steigt der DSCR in der Stauchungsvariante 67 Prozent auf 1,26x an. Selbst bei einer Stauchung auf zwei Drittel hätte ein Investor einen höheren Eigenkapitalanteil als die hier unterstellten 35 Prozent aufzubringen. Für die Stauchungsvariante auf 67 Prozent ist die Bedingung eines DSCR > 1,35x ab einem Eigenkapitalanteil von 40 Prozent erfüllt, während bei den Stauchungsvarianten 75 Prozent und 80 Prozent ein Eigenkapitalanteil von 41 Prozent erforderlich wäre. Eine Stauchung der EEG-Vergütung verbessert zwar die Verschuldungskapazität des Modellwindparks, gleichwohl ist nach wie vor ein über 35 Prozent liegender Eigenkapitalanteil erforderlich, um den von den Banken geforderten DSCR von mindestens 1,35x zu erreichen.

Aus Sicht der mittelständischen Projektentwickler sind die in Kapitel 7.5.3 diskutierten Maßnahmen von größerer Bedeutung, die auf eine stärkere Risikoübernahme durch die öffentliche Hand abzielen.

8.4 Fazit

Die Analysen zeigen, dass auf Basis des aktuellen EEGs keine attraktive Rendite für OWPs in Deutschland erzielbar ist. Die Projektrendite nach Steuern bei einer 100-prozentigen Eigenkapitalfinanzierung liegt mit 7,1 Prozent spürbar unter den erzielbaren Renditen von Projekten mit deutlich niedrigerem Risikoprofil (zum Beispiel Repowering Onshore-Windenergie).

Die derzeit diskutierten Stauchungsmodelle führen zu einer Verbesserung der erzielbaren Projektrendite von 7,1 Prozent (EEG 2009) auf

9,7 Prozent (80 % Stauchung) bis zu 12,0 Prozent (66,7 % Stauchung). Hierbei bleibt die Summe der gewährten erhöhten Anfangsvergütung jeweils unverändert; es ergeben sich jedoch zusätzliche Einnahmen aus der Direktvermarktung. Auch die Verschuldungskapazität wird von der Stauchung der EEG-Vergütung positiv beeinflusst. Der erforderliche Eigenkapitalanteil wird von 44 Prozent (EEG 2009) auf bis zu 40 Prozent (Stauchungsvariante 67 %) reduziert.



Bildnachweis

© DOTI 2009, Matthias Ibeler	Titel, Seiten 9, 11, 27, 30, 36, 55, 59, 60, 65, 73, 89
© Jan Oelker	Seiten 2/3, 15, 51
© REpower Systems	Seite 13
© Christian Eiche	Seite 33
© DOTI 2009, Wolfhard Scheer	Seite 70

Kontakt

KPMG AG

Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Olaf Köppe

Partner, Leiter Energy & Natural Resources

T +49 30 2068-1149

okoeppe@kpmg.com

Karsten Schulze

Senior Manager, Energy & Natural Resources

T +49 30 2068-4788

karstensschulze@kpmg.com

Andreas Mayer

Manager, Restructuring

T +49 40 32015-5419

andreaslayer@kpmg.com

Annette Schmitt

Director, Corporate Finance

T +49 69 9587-1467

aschmitt@kpmg.com

Alexander Weidenbach

Senior Manager, Transaction Services

T +49 40 32015-5563

aweidenbach@kpmg.com

